



KEMILY KEIKO MIYAJI SANCHES

Análise de Fatores que Influenciam a Recuperação de Petróleo
por Injeção de Polímero

CAMPINAS

2014

i



UNIVERSIDADE ESTADUAL DE CAMPINAS
FACULDADE DE ENGENHARIA MECÂNICA
E INSTITUTO DE GEOCIÊNCIAS

KEMILY KEIKO MIYAJI SANCHES

Análise de Fatores que Influenciam a Recuperação de Petróleo por Injeção de Polímero

Dissertação de Mestrado apresentada à Faculdade de Engenharia Mecânica e Instituto de Geociências da Universidade Estadual de Campinas como parte dos requisitos exigidos para a obtenção do título de Mestra em Ciências e Engenharia de Petróleo na área de Reservatórios e Gestão.

Orientador: Profa. Dra. Rosângela Barros Zanoni Lopes Moreno

Este exemplar corresponde à versão final da dissertação defendida pela aluna Kemily Keiko Miyaji Sanches, e orientada pela Profa. Dra. Rosângela Barros Zanoni Lopes Moreno.



CAMPINAS
2014

Ficha catalográfica
Universidade Estadual de Campinas
Biblioteca da Área de Engenharia e Arquitetura
Luciana Pietrosanto Milla - CRB 8/8129

Sanches, Kemily Keiko Miyaji, 1986-
Sa55a Análise de fatores que influenciam a recuperação de petróleo por injeção de polímero / Kemily Keiko Miyaji Sanches. – Campinas, SP : [s.n.], 2014.

Orientador: Rosângela Barros Zanoni Lopes Moreno.
Dissertação (mestrado) – Universidade Estadual de Campinas, Faculdade de Engenharia Mecânica e Instituto de Geociências.

1. Recuperação avançada de petróleo. 2. Polímeros. 3. Simulação. 4. Engenharia de reservatório. 5. Engenharia de petróleo. I. Moreno, Rosângela Barros Zanoni Lopes, 1966-. II. Universidade Estadual de Campinas. Faculdade de Engenharia Mecânica. III. Título.

Informações para Biblioteca Digital

Título em outro idioma: Analysis of factors influencing oil recovery by polymer injection

Palavras-chave em inglês:

Enhanced oil recovery

Polymers

Simulation

Reservoir Engineering

Petroleum engineering

Área de concentração: Reservatórios e Gestão

Titulação: Mestra em Ciências e Engenharia de Petróleo

Banca examinadora:

Rosângela Barros Zanoni Lopes Moreno [Orientador]

Célio Maschio

Manoel Leopoldino Rocha de Farias

Data de defesa: 17-12-2014

Programa de Pós-Graduação: Ciências e Engenharia de Petróleo



UNIVERSIDADE ESTADUAL DE CAMPINAS
FACULDADE DE ENGENHARIA MECÂNICA
E INSTITUTO DE GEOCIÊNCIAS

DISSERTAÇÃO DE MESTRADO ACADÊMICO

ANÁLISE DE FATORES QUE INFLUENCIAM A
RECUPERAÇÃO DE PETRÓLEO POR INJEÇÃO DE
POLÍMERO

Autora: Kemily Keiko Miyaji Sanches

Orientadora: Profa. Dra. Rosângela Barros Zanoni Lopes Moreno

A banca examinadora composta pelos membros abaixo aprovou esta dissertação:

Handwritten signature of Rosângela Barros Zanoni Lopes Moreno in blue ink.

Profa. Dra. Rosângela Barros Zanoni Lopes Moreno, Presidente
DE/FEM/UNICAMP

Handwritten signature of Célio Maschio in blue ink.

Dr. Célio Maschio
UNISIM/CEPETRO/UNICAMP

Handwritten signature of Manoel Leopoldino Rocha de Farias in blue ink.

Dr. Manoel Leopoldino Rocha de Farias
SHELL BRASIL

Campinas, 17 de dezembro de 2014.

DEDICATÓRIA

Dedico este trabalho aos meus pais e meu irmão por fazerem parte da minha vida, sempre me apoiando e incentivando.

AGRADECIMENTOS

Em primeiro lugar, agradeço a Deus, por guiar o meu caminho e minhas escolhas.

Agradeço aos meus pais, Waldemar e Cecília, pela dedicação, carinho e apoio, além de proporcionarem e incentivarem os meus estudos e servirem de exemplo.

A meu irmão, Maikro, pela amizade, cuidado e apoio nas minhas escolhas ao longo de todos estes anos.

A meu noivo, Evandro, pelo companheirismo, carinho e atenção em todos os momentos.

À professora Dra. Rosângela Barros Zanoni Lopes Moreno, pela orientação, confiança, dedicação e amizade ao longo deste trabalho.

A CAPES pela bolsa de estudos concedida para realização deste trabalho.

Ao Departamento de Engenharia de Petróleo, professores e funcionários, que contribuíram direta ou indiretamente na realização deste trabalho.

“Não é a consciência do homem que lhe determina o ser, mas, ao contrário, o seu ser social que lhe determina a consciência.”

Karl Marx

RESUMO

A grande dependência da sociedade por produtos feitos a partir do petróleo e seus derivados, bem como seu preço elevado, motivam o estudo e o desenvolvimento de métodos de recuperação avançada. Estes métodos viabilizam explorar o maior volume possível de petróleo de forma contínua e por mais tempo. Os métodos de recuperação avançada de petróleo podem ser classificados como miscíveis, térmicos e químicos. A injeção de polímero é um método químico, onde polímero é adicionado à água de injeção com o objetivo de aumentar sua viscosidade e, conseqüentemente, reduzir a razão de mobilidade e aumentar a eficiência de varrido. Entretanto, este processo não é aplicável a qualquer caso, sendo necessário o uso de métodos de seleção e descarte, além de uma atenção especial para que suas propriedades não sejam degradadas durante a aplicação do método.

Este trabalho apresenta uma análise da recuperação de petróleo por injeção de água alternada com banco de polímero (WAP) em comparação com a injeção contínua de água (WF) através da utilização de um simulador comercial. Além disso, foram analisadas variações em relação ao volume de solução polimérica injetada, ao instante de início da injeção de polímero, às curvas de permeabilidade relativa, à viscosidade da solução polimérica, bem como, às saturações de óleo residual e inicial de água, a fim de verificar os efeitos na recuperação de óleo.

O estudo de modelos de reservatório em escala laboratorial é realizado como uma primeira e simplificada análise de seu potencial de recuperação de petróleo. A escala laboratorial permite uma análise mais detalhada do comportamento dos fluidos dentro do modelo, além de admitir a realização de testes para posterior aplicação no modelo real. Assim, foi realizado o estudo em escala laboratorial, para um modelo homogêneo, três modelos com heterogeneidades horizontais e dois modelos com heterogeneidades verticais. Posteriormente, o modelo homogêneo foi utilizado para uma análise de aumento de escala, a fim de verificar se os modelos estão bem representados. E em seguida foi realizada uma análise econômica.

Entre os resultados observados, pode-se mencionar que: quanto maiores os bancos de solução polimérica injetados, maiores foram os volumes de óleo produzido, porém com menores volumes de óleo produzido por massa de polímero; a antecipação na injeção da solução polimérica gera uma antecipação na produção; o uso de soluções com polímero mais viscosas

reduz o valor da razão de mobilidade e aumenta a produção de óleo, entretanto demanda pressões de injeção mais elevadas; quanto menor é o valor da permeabilidade relativa à água na saturação de óleo residual, maior é o ganho de produção de óleo, uma vez que o valor da razão de mobilidade é menor; quanto menores forem as saturações de óleo residual e de água inicial, maior é a recuperação, uma vez que a quantidade de óleo móvel é maior.

Os melhores resultados em relação à recuperação de óleo foram obtidos pelos modelos heterogêneos verticais em comparação com o modelo homogêneo e heterogêneos horizontais. E o modelo em escala de campo demonstrou estar muito bem representado, sem divergência de valores em relação ao modelo em escala laboratorial.

Palavras Chave: Recuperação de Petróleo, Injeção de Água, Injeção de Polímero.

ABSTRACT

The significant dependence of society for products made from petroleum and its derivatives, as well as its high price, motivate the study and the development of advanced recovery methods. This methods enable the exploitation of the largest possible volume of oil continuously and longer. The enhanced oil recovery methods can be classified as miscible, thermal and chemical methods. The polymer injection is a chemical process, where polymer is added to the injection water aiming increase its viscosity, consequently reducing the water-oil mobility ratio and increasing the sweep efficiency. However, this process does not apply to any case, requiring the use of screening criteria, and particular attention to that their properties are not degraded during the application of the recovery.

This paper presents an analysis of oil recovery by water injection alternated with a polymer slug (WAP) compared to the continuous water flooding (WF) with the use of a commercial simulator. Moreover, variations in the slug size of the injected polymer solution, injection starting time of the polymer slug, relative permeability curves, polymer viscosity, residual oil and initial water saturation were carried out to determine the effects on oil recovery.

The study of reservoir models in laboratory scale is made on a first and simplified analysis of their oil recovery potential. The laboratory scale allows a more detailed discussion of fluid behavior inside the model, and admits to testing for further application in the real model. Thus, the study was conducted in laboratory scale, for one homogeneous model, three models with horizontal heterogeneities and two models with vertical heterogeneities. Subsequently, the homogeneous model was used for analysis of size increase in order to ascertain whether templates are well represented. And then an economic analysis was performed.

Among the results, it can be mentioned that: larger slugs of polymer solution lead to larger volumes of produced oil, however with decreasing amounts of produced oil per mass of polymer; the anticipation on the injection of the polymer solution leads to an anticipation in oil production; the use of higher viscous polymer solutions lead to lower value of the mobility ratio and higher oil production, however requires higher injection pressures; lower values of relative permeability to water at residual oil saturation lead to large difference on relative gain of oil

production once the final mobility ratio is lower; lower residual oil and initial water saturation leads to a high oil recovery, mainly as consequence of the greater amount of mobile oil.

The best results for oil recovery were obtained by vertical heterogeneous models compared to the homogeneous model and horizontal heterogeneous. And the model in field scale proved to be well represented, without deviation values relative to the model in laboratory scale.

Keywords: Oil Recovery, Water Flooding, Polymer Flooding.

SUMÁRIO

LISTA DE FIGURAS	xix
LISTA DE TABELAS	xxiii
LISTA DE ABREVIATURAS E SIGLAS	xxv
LISTA DE SÍMBOLOS	xxvii
1. INTRODUÇÃO	1
1.1 Motivação	2
1.2 Objetivos	2
1.3 Organização do Trabalho	3
2. REVISÃO DA LITERATURA.....	5
2.1 Métodos de Recuperação	5
2.2 Injeção de Polímero	7
2.2.1 Tipos de Polímero.....	9
2.2.2 Critérios de Seleção	10
2.2.3 Influência na Recuperação.....	11
2.3 Análise Econômica	20
3. MODELO EM ESCALA LABORATORIAL	25
3.1 Descrição do Modelo	25
3.1.1 Modelo Homogêneo	26
3.1.2 Modelos Heterogêneos	29
3.2 Descrição dos casos simulados	31
3.3 Resultados e discussões	35
3.3.1 Comparação dos casos base de injeção contínua de água e de água alternada com banco de polímero	35
3.3.2 Análise de fatores que influenciam a recuperação	45
4. MODELO EM ESCALA DE CAMPO.....	75
4.1 Descrição do Modelo	75
4.2 Resultados e discussões	76

4.2.1	Comparação dos casos base de injeção contínua de água e de água alternada com banco de polímero	77
4.2.2	Análise de fatores que influenciam a recuperação	79
5.	ANÁLISE ECONÔMICA.....	89
6.	CONCLUSÕES.....	95
6.1	Conclusão.....	95
6.2	Sugestões	96
	REFERÊNCIAS	99
	ANEXOS	105
	ANEXO A.....	105
	ANEXO B.....	140

LISTA DE FIGURAS

Figura 2.1 - Classificação dos métodos de recuperação (adaptado de Munisteri et. al., 2013).....	6
Figura 2.2 - Fluxo de caixa típico de um projeto de E&P (Ravagnani, 2008)	22
Figura 3.1 - Malha do modelo homogêneo	26
Figura 3.2 - Curvas da permeabilidade relativa água-óleo em função da saturação de água (adaptado de Valdivia, 2005).....	27
Figura 3.3 - Curva da viscosidade da solução polimérica (@ 10 s ⁻¹) em função da sua concentração	28
Figura 3.4 - Curva da adsorção em função da concentração da solução polimérica	28
Figura 3.5 - Malha dos modelos heterogêneos horizontais; a. HeteroH – 300 a 1700; b. HeteroH – 700 a 1300; c. HeteroH – 600 e 1300	30
Figura 3.6 - Malha dos modelos heterogêneos verticais; a. HeteroV – 941, 1500, 2000; b. HeteroV – 1200, 407, 900	31
Figura 3.7 - Curvas da permeabilidade relativa água-óleo utilizadas para análise de seu efeito na recuperação de óleo	32
Figura 3.8 - Curvas da permeabilidade relativa água-óleo para diferentes saturações de óleo móvel. a. Saturação de 0,5; b. Saturação de 0,6; c. Saturação de 0,4	33
Figura 3.9 - Gráfico do fator de recuperação de óleo e da razão água-óleo para injeção de água e de polímero. a. Modelo Homogêneo; b. HeteroH – 300 a 1700; c. HeteroH – 700 a 1300; d. HeteroH – 600 e 1300; e. HeteroV – 941, 1500, 2000; f. HeteroV – 1200, 407, 900.....	36
Figura 3.10 - Dados do fator de recuperação para os diferentes modelos	37
Figura 3.11 - Mapas de saturação de óleo, no final do período de simulação, para o modelo homogêneo.	39
Figura 3.12 - Mapas de saturação de óleo, no final do período de simulação, para o modelo heterogêneo horizontal, HeteroH – 300 a 1700.....	39
Figura 3.13 - Mapas de saturação de óleo, no final do período de simulação, para o modelo heterogêneo horizontal, HeteroH – 700 a 1300.....	39
Figura 3.14 - Mapas de saturação de óleo, no final do período de simulação, para o modelo heterogêneo horizontal, HeteroH – 600 a 1300.....	40

Figura 3.15 - Mapas de saturação de óleo, no final do período de simulação, para o modelo heterogêneo vertical, HeteroV 941, 1500, 2000.....	40
Figura 3.16 - Mapas de saturação de óleo, no final do período de simulação, para o modelo heterogêneo vertical, HeteroV 1200, 407, 900.....	40
Figura 3.17 - Histórico de pressão média para injeção de água alternada com banco de polímero	41
Figura 3.18 - Esquema da posição das tomadas de pressão	42
Figura 3.19 - Histórico de pressão ao longo da trajetória linear entre os poços para injeção de água alternada com banco de polímero. a. Modelo Homogêneo; b. HeteroH – 300 a 1700; c. HeteroH – 700 a 1300; d. HeteroH – 600 e 1300; e. HeteroV – 941, 1500, 2000; f. HeteroV – 1200, 407, 900	43
Figura 3.20 - Quantidade de polímero que permaneceu dentro da amostra de acordo com o modelo, em volume de solução.	44
Figura 3.21 - Análise do tamanho do banco de solução polimérica injetada. a. Fator de recuperação de óleo; b. Razão água-óleo	46
Figura 3.22 - Análise da quantidade de óleo recuperado por massa de polímero injetado.	50
Figura 3.23 - Histórico de pressão média para diferentes tamanhos de banco de solução polimérica injetada. a. Modelo Homogêneo; b. HeteroH – 300 a 1700; c. HeteroH – 700 a 1300; d. HeteroH – 600 e 1300; e. HeteroV – 941, 1500, 2000; f. HeteroV – 1200, 407, 900.....	51
Figura 3.24 - Porcentagem de polímero produzido para diferentes tamanhos de bancos de solução polimérica injetada, em volume de solução.....	52
Figura 3.25 - Análise do instante de início da injeção do banco de solução polimérica. a. Fator de recuperação de óleo; b. Razão água-óleo	53
Figura 3.26 - Histórico de pressão média para diferentes instantes de início da injeção do banco de solução polimérica. a. Modelo Homogêneo; b. HeteroH – 300 a 1700; c. HeteroH – 700 a 1300; d. HeteroH – 600 e 1300; e. HeteroV – 941, 1500, 2000; f. HeteroV – 1200, 407, 900.....	56
Figura 3.27 - Porcentagem de polímero produzido para diferentes instantes de início da injeção do banco de solução polimérica, em volume de solução.....	57
Figura 3.28 - Análise da viscosidade do polímero. a. Fator de recuperação de óleo; b. Razão água-óleo	58

Figura 3.29 - Histórico de pressão média para diferentes viscosidades de polímero. a. Modelo Homogêneo; b. HeteroH – 300 a 1700; c. HeteroH – 700 a 1300; d. HeteroH – 600 e 1300; e. HeteroV – 941, 1500, 2000; f. HeteroV – 1200, 407, 900	61
Figura 3.30 - Porcentagem de polímero produzido para diferentes viscosidades de polímero, em volume de solução.	62
Figura 3.31 - Análise da permeabilidade relativa à água (@S _{or}) para o caso de injeção de água. a. Fator de recuperação de óleo; b. Razão água-óleo	63
Figura 3.32 - Análise da permeabilidade relativa à água (@S _{or}) para o caso de injeção de água alternada com banco de polímero. a. Fator de recuperação de óleo; b. Razão água-óleo	64
Figura 3.33 - Histórico de pressão média para diferentes permeabilidades relativa à água (@S _{or}) para o caso de injeção de água. a. Modelo Homogêneo; b. HeteroH – 300 a 1700; c. HeteroH – 700 a 1300; d. HeteroH – 600 e 1300; e. HeteroV – 941, 1500, 2000; f. HeteroV – 1200, 407, 900	68
Figura 3.34 - Histórico de pressão média para diferentes permeabilidades relativa à água (@S _{or}) para o caso de injeção de água alternada com banco de polímero. a. Modelo Homogêneo; b. HeteroH – 300 a 1700; c. HeteroH – 700 a 1300; d. HeteroH – 600 e 1300; e. HeteroV – 941, 1500, 2000; f. HeteroV – 1200, 407, 900	69
Figura 3.35 - Porcentagem de polímero produzido para diferentes permeabilidades relativa à água (@S _{or}) para o caso de injeção de água alternada com banco de polímero, em volume de solução.	70
Figura 3.36 - Gráfico do fator de recuperação de óleo para diferentes quantidades de óleo móvel. a. Modelo Homogêneo; b. HeteroH – 300 a 1700; c. HeteroH – 700 a 1300; d. HeteroH – 600 e 1300; e. HeteroV – 941, 1500, 2000; f. HeteroV – 1200, 407, 900	72
Figura 4.1 - Gráfico do fator de recuperação de óleo e da razão água-óleo para injeção de água e de polímero. a. Escala Laboratorial; b. Escala de Campo	77
Figura 4.2 - Histórico de pressão ao longo da trajetória linear entre os poços para injeção de água alternada com banco de polímero. a. Escala Laboratorial; b. Escala de Campo	79
Figura 4.3- Análise do tamanho do banco de solução polimérica injetada. a. Fator de recuperação; b. Razão água-óleo; c. Polímero produzido.....	82
Figura 4.4 - Análise do instante de instante da injeção do banco de solução polimérica. a. Fator de recuperação; b. Razão água-óleo; c. Polímero produzido	83

Figura 4.5 - Análise da viscosidade do polímero. a. Fator de recuperação; b. Razão água-óleo; c. Polímero produzido	84
Figura 4.6 - Análise da permeabilidade relativa à água. a. Fator de recuperação; b. Razão água-óleo; c. Polímero produzido	85
Figura 4.7 - Análise da saturação de óleo residual. a. Fator de recuperação; b. Razão água-óleo; c. Polímero produzido	86
Figura 4.8 - Análise da saturação inicial de água. a. Fator de recuperação; b. Razão água-óleo; c. Polímero produzido	87
Figura 5.1 - Valor Presente Líquido	90
Figura 5.2 - VPL em relação ao volume de óleo produzido.....	91
Figura 5.3 – VPL/VPL_{max} em relação ao fator de recuperação	92
Figura 5.4 - VPL/VPL_{max} em relação ao fator de recuperação. a. para um preço de óleo de 100 \$/bbl; b. para um preço de óleo de 60 \$/bbl	93

LISTA DE TABELAS

Tabela 2.1 - Critérios de Seleção.....	11
Tabela 3.1 - Propriedades do reservatório, modelo homogêneo	26
Tabela 3.2 - Dados de condições iniciais	29
Tabela 3.3 - Valores de permeabilidade para os modelos heterogêneos horizontais	30
Tabela 3.4 - Valores de permeabilidade para os modelos com heterogeneidades verticais	31
Tabela 3.5 - Casos de injeção simulados	34
Tabela 3.6 - Dados do fator de recuperação para os diferentes modelos	37
Tabela 3.7 - Dados comparativos de injeção de contínua de água e de água alternada com banco de polímero	38
Tabela 3.8 - Relações comparativas de injeção de contínua de água e de água alternada com banco de polímero	38
Tabela 3.9 - Posição das tomadas de pressão	42
Tabela 3.10 - Dados de polímero de acordo com o modelo	45
Tabela 3.11 - Dados de fator de recuperação para diferentes tamanhos de banco de solução polimérica injetada	47
Tabela 3.12 - Volumes acumulados de óleo e água produzidos para diferentes tamanhos de banco de solução polimérica injetada	48
Tabela 3.13 - Relações para diferentes tamanhos de banco de solução polimérica injetada	49
Tabela 3.14 - Dados de fator de recuperação para diferentes instantes de início da injeção do banco de solução polimérica.....	54
Tabela 3.15 - Volumes acumulados de óleo e água produzidos para diferentes instantes de início da injeção do banco de solução polimérica	55
Tabela 3.16 - Relações para diferentes instantes de início da injeção do banco de solução polimérica	55
Tabela 3.17 - Dados de fator de recuperação para diferentes viscosidades de polímero	59
Tabela 3.18 - Volumes acumulados de óleo e água produzidos para diferentes viscosidades de polímero.....	59
Tabela 3.19 - Relações para diferentes viscosidades de polímero	60

Tabela 3.20 - Dados de fator de recuperação para diferentes permeabilidades relativa à água (@S _{or}) para o caso de injeção de água.....	65
Tabela 3.21 - Dados de fator de recuperação para diferentes permeabilidades relativa à água (@S _{or}) para o caso de injeção de água alternada com banco de polímero	65
Tabela 3.22 - Volumes acumulados de óleo e água produzidos para diferentes permeabilidades relativa à água (@S _{or}) para o caso de injeção de água	66
Tabela 3.23 - Volumes acumulados de óleo e água produzidos para diferentes permeabilidades relativa à água (@S _{or}) para o caso de injeção de água alternada com banco de polímero	66
Tabela 3.24 - Relações para diferentes permeabilidades relativa à água (@S _{or}) para o caso de injeção de água	67
Tabela 3.25 - Relações para diferentes permeabilidades relativa à água (@S _{or}) para o caso de injeção de água alternada com banco de polímero	67
Tabela 3.26 – Fator de recuperação e razão água-óleo para diferentes quantidade e posições de óleo móvel	71
Tabela 3.27 – Fator de recuperação de todos os casos analisados	74
Tabela 4.1 - Razões de aumento.....	75
Tabela 4.2 - Propriedades do reservatório	76
Tabela 4.3 - Dados de condições iniciais	76
Tabela 4.4 - Dados de fator de recuperação e razão água-óleo	78
Tabela 4.5 - Quantidade de polímero retida dentro da amostra.....	79
Tabela 4.6 - Dados comparativos para escala de laboratório e de campo	81
Tabela 5.1 - Análise do VPL para todos os casos simulados	91

LISTA DE ABREVIATURAS E SIGLAS

ANP	Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis
Cofins	Contribuição para Financiamento da Seguridade Social
EOR	<i>Enhanced Oil Recovery</i>
ICMS	Imposto de Circulação de Mercadorias e Serviços
IOR	<i>Improved Oil Recovery</i>
GLP	Gás Liquefeito de Petróleo
HPAM	Poliacrilamidas Parcialmente Hidrolisadas
PIS	Programa de Integração Social

LISTA DE SÍMBOLOS

A_p	Fator de frequência
c_{op}	Custo de produção de óleo
c_{poli}	Custo de injeção de polímero
c_{wi}	Custo de injeção de água
c_{wp}	Custo de produção de água
E_a	Energia de ativação da solução de polímero
k	Permeabilidade efetiva
k_{ro}	Permeabilidade relativa do óleo
k_{rowi}	Permeabilidade relativa do óleo em relação á S_{wi}
k_{rw}	Permeabilidade relativa da água
k_{rwor}	Permeabilidade relativa da água em relação á S_{or}
L	Distância de deslocamento
M	Razão de mobilidade
n_o	Expoente de Corey para o óleo
n_w	Expoente de Corey para a água
p_o	Preço de venda do óleo
p_w	Preço de venda da água
q	Vazão
Q_{op}	Vazão de produção de óleo
Q_{poli}	Vazão de injeção de polímero
Q_{wi}	Vazão de injeção de água
Q_{wp}	Vazão de produção de água
R	Fator de resistência
R_r	Fator de resistência residual
S_w	Saturação de água
S_{wi}	Saturação inicial de água
S_{om}	Saturação de óleo móvel

S_{or}	Saturação de óleo residual
T	Temperatura absoluta.
ΔP	Diferença de pressão
λ	Mobilidade
μ	Viscosidade
μ_p	Viscosidade aparente da solução de polímero

1. INTRODUÇÃO

Atualmente, os hidrocarbonetos são a fonte de energia mais importante e indispensável para as necessidades e o desenvolvimento dos países. A exploração e a produção dos hidrocarbonetos exigem investimentos consideráveis, além do desenvolvimento de novas tecnologias para se trabalhar em condições cada vez mais complexas e em regiões de difícil acesso (Thomas, 2001).

O estudo e o desenvolvimento de novas técnicas possibilitam extrair uma quantidade maior de petróleo dos reservatórios permitindo aumentar a rentabilidade dos campos e estender a sua vida útil. Entre os métodos de recuperação de petróleo pode-se citar a injeção de água e a injeção de solução polimérica.

O método de injeção de água apresenta algumas desvantagens, pois, como a viscosidade da água geralmente é menor que a do óleo, ela tende a chegar antes e em grande quantidade nos poços produtores,. Assim, para minimizar esses problemas, no começo da década de 60, começou-se a utilizar a injeção de soluções poliméricas, uma vez que o polímero aumenta a viscosidade da água e diminui sua mobilidade (Sorbie, 1991).

A injeção de polímeros é um método de recuperação avançada de petróleo (IOR – Improved Oil Recovery) cuja aplicação no campo exige um pré-conhecimento detalhado do processo (Sorbie, 1991). Por isso, antes de iniciar o projeto de injeção, deve-se avaliar os parâmetros do reservatório, pois estes podem indicar se a injeção de polímeros é possível ou não, qual polímero é mais provável de ser bem sucedido, e se o projeto pode se revelar eficaz em relação ao desempenho técnico e à capacidade lucrativa (Littmann, 1988).

Na recuperação avançada de petróleo são utilizados diversos tipos de polímeros, no entanto estes polímeros podem ser agrupados em duas classes: os polímeros sintéticos (poliacrilamidas - HPAM) e os biopolímeros (polissacarídeos, por exemplo, xantana) (Doria, 1995; Sheng, 2011).

Quando os polímeros são usados em operações de recuperação, é muito importante que suas propriedades não sejam rapidamente degradadas. As soluções devem permanecer estáveis durante um longo período de tempo em condições de reservatório, sendo a viscosidade da solução de polímero a principal propriedade de interesse a este respeito.

Através deste conjunto de informações, os engenheiros de petróleo são capazes de simular ou aproximar as condições do reservatório através de modelagem por computadores para que eles tenham uma ideia do que pode funcionar melhor. Desde o início da indústria do petróleo, o uso de simulação tem sido empregado para prever e aperfeiçoar métodos de exploração com foco à maximização da recuperação de petróleo. Os primeiros estudos foram realizados através de modelos laboratoriais e cálculos analíticos. Mas com o avanço da tecnologia dos computadores, juntamente com o desenvolvimento de métodos numéricos para resolver equações diferenciais, desenvolveu-se a capacidade de resolver grandes conjuntos de equações que descrevem o comportamento do escoamento (Aluhwal, 2008).

1.1 Motivação

Atualmente, na era do petróleo, a recuperação de petróleo auxilia o desenvolvimento econômico de um país, devido à grande dependência da sociedade por produtos feitos a partir de seus derivados. Assim, é de extrema importância o estudo do método de recuperação em um reservatório e os fatores que influenciam a recuperação, para que se possa obter uma maior produção de óleo em um menor tempo, com um menor custo.

1.2 Objetivos

O trabalho aqui proposto foi realizado utilizando-se um simulador comercial e tem como objetivos:

- ✓ Analisar a recuperação de petróleo por injeção alternada de água e polímero e compará-la com a injeção contínua de água;
- ✓ Verificar os efeitos na recuperação de óleo devido às variações em relação ao:
 - ✓ Tamanho do banco de solução polimérica injetada;
 - ✓ Instante de início da injeção da solução de polímero;
 - ✓ Viscosidade do polímero;
 - ✓ Comportamento das curvas de permeabilidade relativa;
 - ✓ Saturação de óleo residual;
 - ✓ Saturação inicial de água;

- ✓ Comparar em escala laboratorial, a recuperação de petróleo para um modelo homogêneo, um modelo com heterogeneidades horizontais e outro modelo com heterogeneidades verticais;
- ✓ Realizar um aumento de escala do modelo homogêneo e verificar o desempenho;
- ✓ Realizar uma análise econômica simplificada.

1.3 Organização do Trabalho

Este trabalho está dividido em seis capítulos. O Capítulo 1 apresenta uma breve introdução sobre o tema proposto, a motivação e os objetivos do trabalho.

No Capítulo 2 é apresentada uma breve revisão da literatura, os conceitos relevantes dos métodos de recuperação de petróleo por injeção de água e de polímero, e os fatores que influenciam a recuperação de petróleo através destes métodos.

No Capítulo 3 apresenta-se a metodologia utilizada para o modelo em escala laboratorial através da representação em um modelo homogêneo, três heterogêneos horizontais e dois com heterogeneidades verticais. Descreve os casos simulados com as alterações feitas em parâmetros do modelo juntamente com os resultados apresentados.

No Capítulo 4 é descrito um método de aumento de escala do modelo homogêneo estudado no capítulo anterior. Compara-se o modelo em escala de campo com o modelo em escala laboratorial através dos casos simulados e os resultados apresentados.

No Capítulo 5 é apresentada uma análise econômica simplificada para o modelo em escala de campo através da análise do VPL.

No Capítulo 6 são apresentadas as principais conclusões obtidas e as recomendações para trabalhos futuros.

2. REVISÃO DA LITERATURA

Este capítulo apresenta um estudo bibliográfico sobre a recuperação de petróleo através do método de injeção de água e do método químico de injeção de polímeros.

2.1 Métodos de Recuperação

A recuperação primária é a quantidade de óleo que pode ser retirada de um reservatório unicamente através de sua energia natural. Por outro lado, recuperação secundária é a quantidade adicional de óleo obtida por suplementação da energia primária com energia secundária (Rosa et. al., 2006). Quando a energia natural é muito pequena para se ter uma recuperação economicamente viável, deve se adicionar energia ao reservatório a fim de permitir a recuperação de óleo adicional (Stosur et al, 2003).

No passado, os métodos aplicados com o objetivo de suplementar a energia do reservatório, logo após a fase de recuperação primária, eram denominados métodos de recuperação secundária, enquanto que após a fase de recuperação secundária eram utilizados os chamados métodos de recuperação terciária. Os métodos eram então classificados de acordo com a sua cronologia de aplicação em um determinado campo ou reservatório. Posteriormente, qualquer método de recuperação que viesse a ser aplicado com o objetivo de aumentar a eficiência de recuperação e/ou acelerar a produção, passou a ser denominado de recuperação secundária (Rosa et al, 2006).

Nas últimas décadas os métodos de recuperação secundária foram classificados em métodos convencionais de recuperação secundária (antigamente conhecidos simplesmente como métodos de recuperação secundária) e métodos especiais de recuperação secundária (antigamente denominados métodos de recuperação terciária). Na literatura em língua inglesa, os métodos especiais de recuperação secundária são conhecidos também como métodos de EOR (*Enhanced Oil Recovery*), que poderia ser traduzido para o português como recuperação melhorada ou avançada de petróleo. Nos últimos anos o termo EOR tem sido substituído pelo termo IOR (*Improved Oil Recovery*), que também poderia ser traduzido para o português como recuperação melhorada de petróleo. A diferença entre os dois termos é que a denominação IOR passou a englobar, além dos antigos métodos de EOR, ou seja, os antigos métodos especiais ou terciários de recuperação, quaisquer métodos ou técnicas não convencionais ou modernas que tenham o

objetivo de aumentar a recuperação e/ou acelerar a produção em relação à produção primária e/ou secundária (Figura 2.1) (Rosa et al, 2006).

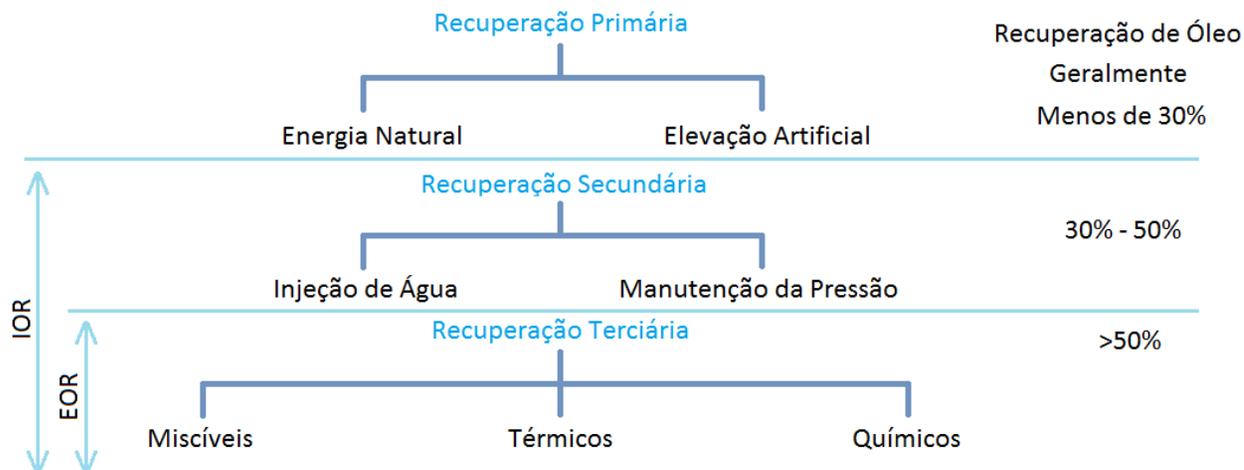


Figura 2.1 - Classificação dos métodos de recuperação (adaptado de Munisteri et. al., 2013)

Os vários métodos IOR, podem ser classificados como miscíveis, térmicos e químicos. Os métodos miscíveis ocorrem através da injeção de CO₂ ou de hidrocarbonetos. Sendo que, neste último caso pode-se injetar um banco miscível de GLP ou de gás enriquecido ou de gás pobre e à alta pressão. Os métodos térmicos acontecem devido à injeção de fluidos quentes (água quente ou vapor d'água) ou combustão *in-situ*. E os métodos químicos referem-se à injeção de polímero ou de solução micelar ou ASP (Álcali-Surfactante-Polímero).

Os custos dos fluidos a serem injetados, bem como os custos operacionais, geralmente são altos para a maioria dos métodos especiais de recuperação secundária. Por isso, um estudo geológico e de engenharia detalhado a respeito do reservatório candidato à aplicação do método deve ser feito para se determinar a sua viabilidade técnica e econômica. Testes de laboratório, usando amostras de testemunhos e óleo do próprio reservatório candidato, devem ser realizados para se estimar o comportamento da recuperação de óleo com a implementação do método. Também, um estudo de simulação numérica do reservatório deve ser feito, visando ajustar o histórico de produção e extrapolar o seu comportamento a partir do início do projeto. Além disso, a implantação de um projeto-piloto é recomendada, antes da extensão do processo para todo o reservatório ou campo. A comparação entre os resultados dos experimentos, da simulação

numérica e do projeto-piloto possibilita maior segurança quanto à aplicação do método para o reservatório candidato como um todo. (Rosa et al, 2006).

2.2 Injeção de Polímero

Na concepção de um projeto de injeção de fluidos é de fundamental importância a escolha do esquema de injeção, isto é, da distribuição dos poços de injeção e de produção mais adequada ao reservatório de petróleo em estudo. As chances de se alcançar o sucesso aumentam à medida que certas linhas básicas de procedimento são adotadas ao se fazer essa escolha (Rosa et al, 2006).

Em uma exploração, o objetivo primordial da injeção é o aumento da recuperação de petróleo, dessa forma, deve-se tentar produzir esse volume adicional de óleo desejado de forma que os volumes de fluidos injetados sejam os menores possíveis e que a maior quantidade do fluido injetado permaneça no interior do reservatório. As relações de pressão e vazão em relação ao tempo do projeto são da maior importância e, portanto devem ser encaradas como aspectos fundamentais a serem levados em conta no projeto (Rosa et al, 2006).

Finalmente, devem ser observadas as características particulares do reservatório em estudo, tais como a existência de falhas, variações de permeabilidade, estratificações e barreiras. Além disso, o aspecto econômico é decisivo. (Rosa et al, 2006).

Na indústria de petróleo, os polímeros foram sugeridos pela primeira vez no início dos anos 1960 como um meio de reduzir a razão de mobilidade, aumentando a viscosidade da água e também reduzindo a permeabilidade relativa da fase aquosa (Sorbie, 1991). Segundo Needham et. al., 1987, a injeção de polímero pode aumentar a recuperação de óleo em relação à injeção de água através da redução da razão de mobilidade, e do desvio da água injetada para zonas que não foram varridas.

A mobilidade de um fluido (λ) é definida como a relação entre a permeabilidade efetiva a esse fluido (k) e a sua viscosidade (μ), nas condições de reservatório. Se três fluidos (óleo, água e gás) estiverem presentes no meio poroso as suas mobilidades serão definidas, respectivamente, por:

$$\lambda_o = \frac{k_o}{\mu_o}, \lambda_w = \frac{k_w}{\mu_w}, \lambda_g = \frac{k_g}{\mu_g} \quad \text{Equação 2.1}$$

Com isso, a razão de mobilidade (M) é a relação entre a mobilidade do fluido deslocante (λ_D) atrás da frente de avanço e a mobilidade do fluido deslocado no banco deste fluido. Por exemplo, no caso do fluido deslocado ser o óleo a razão de mobilidades é dada por:

$$M = \frac{\text{Mobilidade do fluido injetado}}{\text{Mobilidade do fluido deslocado}} = \frac{\lambda_D}{\lambda_o} = \frac{(k_D/\mu_D)}{(k_o/\mu_o)} = \frac{k_D \mu_o}{\mu_D k_o} \quad \text{Equação 2.2}$$

Um valor de 1 para M significa que a água injetada e o óleo do reservatório podem fluir através do meio poroso com a mesma facilidade ou mobilidade. Quando M apresenta um valor igual a 10, por exemplo, implica que a capacidade da água fluir é 10 vezes maior que a do óleo. Assim, uma razão de mobilidade M próxima da unidade 1 é considerada favorável, enquanto razões de mobilidades maiores que 1 são consideradas desfavoráveis (Rosa et al, 2006).

Ao analisar a expressão da razão de mobilidade, verifica-se que o seu valor pode se tornar mais favorável através da diminuição da permeabilidade efetiva à água (k_w) ou da viscosidade do óleo (μ_o); ou através do aumento da viscosidade da água injetada (μ_w) ou da permeabilidade efetiva ao óleo (k_o).

A permeabilidade relativa da água permanece nula até que a saturação de água crítica seja atingida. Em geral este valor é correspondente à saturação de água conata. A partir deste ponto, a resistência ao deslocamento diminui com o aumento da saturação de água. Para a fase oleica, o processo é inverso, a permeabilidade ao óleo diminui à medida que a saturação da água aumenta, até o momento em que não há mais escoamento de óleo (saturação de óleo residual e permeabilidade ao óleo nula).

Existem vários modelos que descrevem o comportamento das curvas de permeabilidade, como por exemplo, o Modelo de Corey:

$$k_{rw} = k_{rwor} \left(\frac{S_w - S_{wi}}{1 - S_{wi} - S_{or}} \right)^{n_w} \quad \text{Equação 2.3}$$

$$k_{ro} = k_{rowi} \left(\frac{1 - S_{or} - S_w}{1 - S_{wi} - S_{or}} \right)^{n_o} \quad \text{Equação 2.4}$$

Onde k_{rwor} é a permeabilidade relativa da água em relação à S_{or} ; k_{rowi} é a permeabilidade relativa do óleo em relação à S_{wi} ; n_w é o expoente de Corey para a água; n_o é o expoente de Corey para o óleo.

O custo de um projeto de injeção de polímero é suficientemente alto para exigir extensivo estudo geológico e de engenharia. A avaliação em laboratório deve ser feita para se determinar o polímero adequado ao reservatório em questão. E testes de laboratório usando amostras de

testemunhos e fluidos do reservatório podem dar uma indicação do controle de mobilidade, das perdas por adsorção e das tendências de tamponamento (Rosa et al, 2006).

2.2.1 Tipos de Polímero

Vários polímeros com alta massa molar estão sendo utilizados na indústria de petróleo como agentes viscosificantes em projetos de injeção de água. O maior incentivo para a aplicação desse método é o aumento da recuperação do óleo em reservatórios com alta razão de mobilidade água-óleo, reservatórios heterogêneos ou com uma combinação dessas duas características. A correta aplicação dos polímeros pode aumentar, de acordo com dados de 2007, as atuais reservas da Bacia do Recôncavo em cerca de 50% (Segundo et al, 2007).

Estes polímeros estão sendo usados em fluidos de perfuração e de fraturamento, para correção de perfil de injetividade e como agentes bloqueadores de água. Eles não são tóxicos nem corrosivos. Em injeção de polímeros, dois são os mais frequentemente usados: biopolímeros polissacarídeos (como a xantana) e poliacrilamidas parcialmente hidrolisadas (HPAM). E menos comumente usados são polímeros naturais e seus derivados, tais como a goma guar, carboximetilcelulose de sódio e hidroxietil celulose (HEC). Até hoje, mais de 90% das aplicações de campo usaram HPAM (Sheng, 2011).

A poliacrilamida é produzida pela combinação de carbono, hidrogênio, oxigênio e nitrogênio em uma unidade básica chamada monômero de amida. Milhares dessas unidades básicas são polimerizadas para formar uma molécula de polímero de cadeia longa. Outro processo químico, chamado de hidrólise, altera alguns dos grupos amidas para grupos carboxilatos. Quando somente parte dos grupos amida é mudado, o processo é chamado de hidrólise parcial, criando-se então poliacrilamidas parcialmente hidrolisadas. Assim, a HPAM é na verdade um copolímero de acrilamida e ácido acrílico. O monômero de ácido acrílico deve ser mantido entre 15 e 20 °C e o monômero de acrilamida entre 13 e 20 °C. A qualidade do polímero será melhor se fabricado em lugares secos. Quanto maior o seu grau de hidrólise, maior é a viscosidade. O desempenho da poliacrilamida em injeções de recuperação irá depender do seu peso molecular (1×10^6 a 20×10^6 Daltons) e do seu grau de hidrólise. A hidrólise da poliacrilamida apresenta cargas negativas sobre a cadeia principal do polímero que têm um grande efeito sobre as propriedades reológicas da solução polimérica (Sheng, 2011).

Os polímeros polissacarídeos são produzidos pelo microorganismo *Xanthomonas Campestris*. O polímero é formado pelos restos de uma capa protetora ou casca desenvolvida pelo organismo. Os três monômeros sacarídeos que formam a estrutura básica do polímero são a manose, a glicose e um ácido. A casca circunda o organismo e o protege da desidratação pela absorção da umidade da atmosfera. Ela serve também, possivelmente, para proteger o organismo contra o ataque de outras bactérias (Sheng, 2011). Os microorganismos são produzidos comercialmente pelo processo de fermentação. O polissacarídeo é recuperado pelo tratamento da cultura com álcool isopropil, seguido de lavagem e secagem (Rosa, 2006). Sua massa molecular média varia de 1×10^6 a 15×10^6 Daltons (Sheng, 2011).

Os polissacarídeos podem tolerar efeitos de cisalhamento, o que os torna mais fáceis de manusear e injetar através da bomba e outros equipamentos. Além disso, os polissacarídeos podem ser misturados em água salgada, pois são mais resistentes à degradação da viscosidade do que as poliacrilamidas (Rosa et al, 2006).

2.2.2 Critérios de Seleção

Os critérios de seleção para uma recuperação de petróleo consistem em um conjunto de parâmetros de reservatório e de fluidos (por exemplo, porosidade, permeabilidade, saturação de óleo) que guiam o desempenho técnico e econômico de um processo de recuperação. Estes valores de referência para cada um destes parâmetros são obtidos a partir de aplicações de sucesso no campo ou através de conhecimentos físicos do processo, e estão em uso na indústria por mais de 20 anos (Al- Bahar, 2004).

A comparação dos valores do reservatório de interesse com os critérios de seleção produz uma indicação do sucesso da recuperação, porém é apenas o primeiro passo. Como os critérios de seleção são muito amplos, devem-se realizar avaliações adicionais, como testes de laboratório e simulações numéricas, para garantir que o processo de recuperação será economicamente bem sucedido. A Tabela 2.1 agrupa uma seleção de critérios analisados por vários autores.

Segundo Lu et al, 2004, os pré-requisitos mais importantes para injeção de polímero são a temperatura do reservatório e as propriedades químicas da água do reservatório. Como por exemplo, em reservatórios com alta temperatura ou com alta salinidade, o polímero pode não permanecer estável e a solução de polímero vai perder a maior parte de sua viscosidade.

Tabela 2.1 - Critérios de Seleção

Propriedades	Critério	Unidade
Temperatura do reservatório	< 200	°F
Profundidade	< 2700	m
Porosidade	> 0.18	-
Permeabilidade do reservatório	20 a 2300	md
Razão de mobilidade	< 42	-
Grau API	15 a 40	°API
Permeabilidade relativa à água	0.28 a 0.8	-
Saturação inicial de água	< 0.47	-
Saturação de óleo	> 50	% PV
Viscosidade do óleo	< 126	cp
Volume de solução injetado	7 a 33	% PV
Concentração da solução injetada	150 a 4000	ppm

Adaptada de Abou-Kassem, 1999; Al-Bahar, 2004; Alvaro, 2002; Du, 2004; Green 2008; Lake, 1990; Sorbie, 1991; Taber, 1997a; Taber, 1997b.

A injeção de polímero é mais aplicável a reservatórios moderadamente heterogêneos, onde a razão de mobilidades água/óleo esteja entre 5 e 40. Em reservatórios estratificados as características de escoamento das soluções com polímeros promovem uma frente mais uniforme de injeção, desviando a injeção para zonas de menor permeabilidade. Assim mais óleo poderá ser produzido com menos água injetada (Rosa et al, 2006).

2.2.3 Influência na Recuperação

O conhecimento da mineralogia da rocha e sua permeabilidade, da temperatura e da salinidade da água de formação são parâmetros obrigatórios para a utilização eficaz da injeção de polímero, tanto em sistema seletivo para controle da produção de água quanto para o aumento da eficiência de recuperação (Melo et al, 2002).

As injeções de polímeros são conduzidas injetando-se um banco de solução polimérica. Entretanto, o desejável seria injetar a solução polimérica durante toda a operação, mas a injeção contínua provavelmente não seria economicamente viável. Desta forma, a maioria dos projetos de injeção de polímeros usa um banco de cerca de 20% do volume poroso, onde o banco de polímero é deslocado pela injeção de água (Rosa et al, 2006).

Grande parte das primeiras injeções de polímeros foi conduzida usando um volume de banco com uma concentração constante de polímero. Todavia, a maior parte dos polímeros é, em

certo grau, adsorvida pela rocha-reservatório. A adsorção é o mecanismo que remove o polímero da solução, fazendo com que ele interaja com a superfície adsorvente (rocha). Assim, a viscosidade da solução injetada diminui. E quanto maior a concentração de polímero, ou a salinidade da água, maior será o nível de adsorção.

Moléculas de polímero podem ser adsorvidas pela superfície rochosa ou presas dentro de pequenos poros. As retenções de polímero variam com o tipo de polímero, peso molecular, concentração de polímero, composição e permeabilidade da rocha, salinidade e dureza da salmoura, vazão e temperatura.

A função de adsorção pode ser descrita por uma isoterma de Langmuir.

$$C_a = \frac{a_4 \cdot C_p}{1 + b_4 \cdot C_p} \quad \text{Equação 2.5}$$

onde a_4 e b_4 são constantes e C_p é a concentração de polímero.

O processo de adsorção ocorre na borda dianteira do banco de polímero, deixando a água, agora praticamente sem polímero, contatar o fluido do reservatório, o que resulta em uma baixa eficiência de varrido. Na borda traseira do banco de polímero ocorre uma razão de mobilidade adversa entre o banco de polímero e a água injetada, o que provoca digitação viscosa (*viscous fingering*) e baixa eficiência de varrido. Uma solução para esse problema é a injeção de alta concentração de polímero na borda dianteira do banco. A adsorção ocorre a partir dessa alta concentração, reduzindo o tamanho do banco de água sem polímero. A concentração de polímero é reduzida a um valor baixo na borda traseira, próximo à água injetada. Com isso, menos digitação viscosa passa a ocorrer (Rosa et al, 2006).

As poliácridamidas têm uma característica adicional além do ajuste da viscosidade, que é a de alterar a permeabilidade relativa à água, o que também diminui a mobilidade da água injetada. Com esta condição, uma pequena concentração de polímero pode ser usada para se ganhar um controle de mobilidade (Rosa et al, 2006).

Essa redução de mobilidade foi denominada de fator de resistência (R), definido como o quociente entre a mobilidade da água (λ_w) e a mobilidade da solução com polímero (λ_p) quando deslocada através de um testemunho:

$$R = \frac{\lambda_w}{\lambda_p} = \frac{k_w/\mu_w}{k_p/\mu_p} = \frac{\left(\frac{\Delta P}{L \cdot q}\right)_p}{\left(\frac{\Delta P}{L \cdot q}\right)_w} = \frac{\left(\frac{\Delta P}{q}\right)_p}{\left(\frac{\Delta P}{q}\right)_w} \quad \text{Equação 2.6}$$

onde k_p e μ_p são, respectivamente, a permeabilidade efetiva e a viscosidade aparente da solução polimérica no testemunho, ΔP é a diferença de pressão, após atingir o regime permanente, L é a distância de deslocamento, q é a vazão. Como a mobilidade da água é sempre maior que a mobilidade da solução polimérica, conclui-se que R é maior do que 1. Valores usuais de R encontram-se na faixa entre 4 e 8 (Rosa et al, 2006).

Mesmo depois de a solução polimérica ser deslocada do meio poroso pela injeção de água, persiste ainda o que se chama de resistência residual ao escoamento da água, devido ao fato de que muitas moléculas de polímero continuam adsorvidas à rocha-reservatório. A resistência residual é medida através do chamado fator de resistência residual, definido como:

$$R_r = \frac{\lambda_{w1}}{\lambda_{w2}} = \frac{k_{w1}/\mu_{w1}}{k_{w2}/\mu_{w2}} \quad \text{Equação 2.7}$$

onde λ_{w1} é a mobilidade da água antes do escoamento da solução polimérica e λ_{w2} a mobilidade da água após o escoamento da solução polimérica. O fator de resistência residual é mais importante que o fator de resistência, já que o banco de polímero é normalmente deslocado com água. Valores do fator de resistência residual podem variar entre 3 e 5 (Rosa et al, 2006).

Alguns estudos afirmam que injeções de polímero podem reduzir a saturação residual de óleo, enquanto que outros não observaram variações significativas. Wu et al, 2007, observou que a injeção do polímero HPAM reduziu a saturação residual de óleo para 0.275, em comparação com a injeção de água (0,314). E Huh et al, 2008, observou que uma injeção de polímero após uma injeção de água não pode mobilizar o óleo residual, entretanto, sem a injeção de água, o polímero pode reduzir a saturação residual de óleo de 2 a 22 pontos percentuais.

Estudos realizados por Kamaraj et al, 2011, com dados de reservatório da encosta norte do Alasca, mostraram que reduções na saturação residual de óleo podem fornecer quantidades adicionais de óleo recuperado em injeções de polímero, e que o impacto da redução da saturação diminui com a heterogeneidade. Ele analisou casos com 20%, 60% e 100% de redução no valor de S_{or} , e verificou que injeções de polímero são eficazes mesmo para reservatórios que já foram amplamente recuperados com água.

Segundo Du et al, 2004, os polímeros, quando adicionados à água, mesmo em baixas concentrações aumentam a viscosidade da solução. E dependendo do polímero usado, a permeabilidade relativa da água pode ser reduzida. Porém, a saturação residual de óleo não é reduzida com a injeção de polímero.

Como a injetividade é menor para soluções de polímeros do que para água, o reservatório deve ter boa permeabilidade. Se a permeabilidade é muito baixa ou a viscosidade do óleo é muito alta, uma vazão de injeção econômica pode não ser atingida. Embora a baixa injetividade seja parcialmente compensada pela melhoria na eficiência de recuperação, o que requererá menos água injetada, a vida do projeto será longa demais para que ele seja econômico (Rosa et al, 2006).

A eficiência de recuperação é uma medida da eficiência global de um projeto de injeção, e pode ser medida através do produto entre as eficiências de varrido horizontal, de varrido vertical e de deslocamento.

A eficiência de varrido horizontal (E_A) é a fração da área varrida ou invadida pelo fluido injetado, de uma malha de injeção medida em planta. Áreas relativamente grandes permanecem não varridas após a injeção ter terminado. A eficiência de varrido horizontal é função da razão de mobilidades entre o fluido injetado (água) e o fluido deslocado (óleo). Quando a razão de mobilidades é alta, a água ou qualquer outro fluido injetado tende a se mover através do óleo na direção dos poços produtores, deixando parte da área do reservatório sem ser invadida (varrida). Assim, as maiores eficiências de varrido horizontal são alcançadas com razões de mobilidades baixas. A eficiência de varrido vertical (E_{vv}) é a relação entre a área vertical invadida pelo fluido injetado e a área vertical total da seção transversal (Rosa et al, 2006).

A eficiência de deslocamento (E_D) é uma medida da redução da saturação de óleo na região invadida pelo fluido deslocante. Em relação à E_D , a injeção de polímeros geralmente apresenta um aumento apenas marginal quando comparada com a injeção de água, já que o polímero não é miscível com o óleo. No entanto, pode proporcionar uma antecipação da produção de óleo, o que apresenta vantagens do ponto de vista econômico, devido à antecipação de receitas (Rosa et al, 2006).

Mesmo em pequenas concentrações, os polímeros fazem com que a viscosidade da água seja aumentada. Essa alteração na viscosidade da água reduz a sua mobilidade, aumentando a recuperação de óleo pelo aumento da eficiência de varrido, tanto areal (horizontal) como vertical, e promovendo um deslocamento uniforme (do tipo pistão), em relação à fase óleo (Babadagli, 2005).

O aumento da viscosidade da água está relacionado com a viscosidade do polímero, desta forma, as soluções poliméricas devem permanecer estáveis durante um longo período de tempo, sem que suas propriedades sejam degradadas. A degradação do polímero refere-se a qualquer

processo que quebra a estrutura molecular das macromoléculas. Em aplicações de recuperação de óleo as degradações mais preocupantes são a mecânica, a biológica e a química.

A degradação mecânica descreve a quebra de moléculas na região de vazão elevada perto de um poço como resultado das altas tensões mecânicas sobre as macromoléculas (Sheng, 2011). E como as moléculas maiores oferecem maior resistência ao escoamento, conseqüentemente sofrem maior cisalhamento ou tensões elongacionais e são, portanto, mais propensas a quebrar (Sorbie, 1991). Como o biopolímero xantana age como uma haste semi-rígida, este é bastante resistente à degradação mecânica (Sheng, 2011).

Em um meio poroso de baixa permeabilidade, o diâmetro médio dos poros é menor e a tensão atuando sobre o polímero é maior. Assim, é mais provável que as cadeias de polímeros sejam quebradas e a viscosidade seja mais fortemente reduzida.

Maerker, 1975, descobriu que a degradação mecânica do polímero foi mais grave em salmouras de salinidade mais elevadas e que a presença de íons cálcio (Ca^{2+}) teve um efeito particularmente prejudicial além do esperado, devido ao simples aumento da força iônica da solução. Maerker, 1975, sugeriu que uma redução da vazão de injeção de água pode reduzir significativamente a degradação mecânica.

A degradação biológica refere-se à decomposição microbiana de macromoléculas dos polímeros por bactérias durante o armazenamento ou no reservatório. Embora o problema seja mais característico de biopolímeros, o ataque biológico também pode ocorrer em polímeros sintéticos. Verificou-se que o HPAM pode fornecer nutrição para bactérias de redução de sulfato (SRB). À medida que aumenta o número de SRB, diminui a viscosidade do HPAM. (Luo et al, 2006).

A degradação biológica é importante apenas em baixas temperaturas, ou na ausência de biocidas eficazes. O uso de um biocida é quase uma resposta universal à degradação biológica. Provavelmente, o biocida mais comum usado em aplicações de campo petrolífero no passado era o formaldeído (HCHO), diluído em solução aquosa (Luo et al, 2006). Como o formol é tóxico, ele tem a aplicação limitada nos dias de hoje. Além disso, se o biocida for usado, ele pode afetar outros produtos químicos que são usados para proteger o polímero, como por exemplo os absorvedores de oxigênio.

A degradação química refere-se à quebra das moléculas de polímero, seja pelo do ataque de curto prazo por contaminantes, tais como oxigênio e ferro, ou através do ataque de longo prazo

na cadeia principal por processos como a hidrólise. E este último é causado pela instabilidade intrínseca das moléculas, mesmo na ausência de oxigênio ou de outras espécies de ataques. Em outras palavras, a estabilidade química do polímero é controlada principalmente pela hidrólise e pelas reações de óxido-redução (Sheng, 2011).

Yang e Treiber, 1985, estudaram, através da simulação, a estabilidade química da solução de poliacrilamida em condições de campo. Eles identificaram as principais variáveis como sendo oxigênio, temperatura, absorvedores de oxigênio, íons metal/metálico, sulfeto de hidrogênio, pH, salinidade/dureza, aditivos químicos e biocidas. Para Luo et al (2006), sua principal conclusão foi que a taxa e o grau de degradação do polímero eram governados principalmente pelo teor de oxigênio da solução e temperatura, embora ele tenha observado que níveis limitados de oxigênio produziam apenas uma degradação limitada do polímero.

A presença de oxigênio praticamente sempre leva à degradação oxidativa do polímero poliacrilamida. No entanto, à baixa temperatura, o efeito do oxigênio dissolvido na solução de HPAM não é significativo para a viscosidade, e a solução de polímero pode ficar estável por um longo tempo. À medida que a temperatura aumenta, mesmo que exista uma pequena quantidade de oxigênio, a viscosidade da solução de HPAM diminui rapidamente com o tempo. E à medida que a concentração de oxigênio aumenta, a viscosidade diminui ainda mais (Luo et al 2006).

A degradação é grave quando existe ar ou oxigênio. Portanto, a quantidade de oxigênio na solução deve ser minimizada com o uso de absorvedores de oxigênio, possivelmente junto com algum metanol ou tioureia para proteger o polímero de mais entrada de oxigênio na solução (Yang et al, 1985). A tioureia é um composto orgânico formado de carbono, nitrogênio, enxofre e hidrogênio, e é similar a ureia, exceto que o átomo de oxigênio é substituído por um átomo de enxofre. E a combinação desta com o sal cobalto poderia evitar a oxido-redução com mais eficiência. Segundo Luo et al, 2006, o uso dessa combinação manteve a viscosidade do polímero em 69% após 360 horas, enquanto que utilizando apenas tioureia, chegou-se à 20%, e à apenas 27% utilizando sal cobalto.

A presença de íon férrico (Fe^{3+}) causa efeitos sobre a viscosidade da HPAM à temperatura ambiente. Quando a concentração do Fe^{3+} é baixa, a perda de viscosidade não é significativa em um curto período de tempo, e a perda da viscosidade é causada mais pelo efeito da salinidade. Quando a concentração de Fe^{3+} é alta (>15 mg/L), observa-se a presença de um precipitado marrom, $\text{Fe}(\text{OH})_3$. Mas se a quantidade de precipitado é pequena, a perda de viscosidade não é

significativa. Quando a concentração de Fe^{3+} é alta o suficiente, o reticulado de Fe^{3+} com HPAM forma um gel insolúvel; e como resultado, a perda da viscosidade é expressiva (Sheng, 2011).

Ao colocar uma solução de HPAM em um sistema fechado, sem oxigênio, e adicionar uma pequena quantidade de Fe^{2+} , a perda da viscosidade é muito pequena devido ao efeito de salinidade. No entanto, quando a solução HPAM é colocada em um sistema aberto, a viscosidade é significativamente perdida. No sistema aberto, Fe^{2+} é oxidado a Fe^{3+} , produzindo o radical livre $\text{O}^{\cdot-}$. Este reage com HPAM, e quebra sua cadeia principal para produzir peróxido. Os radicais livres produzidos a partir da reação reagem com Fe^{3+} para gerar Fe^{2+} , que ainda é oxidado para produzir Fe^{3+} e $\text{O}^{\cdot-}$. Assim ocorre uma reação em cadeia, e a viscosidade do polímero é expressivamente reduzida. Nesta reação em cadeia, Fe^{2+} praticamente funciona como um catalisador. Deste modo, a perda de viscosidade, causada pela oxidação em Fe^{3+} é muito maior do que a causada por pura adição de Fe^{3+} . Fe^{2+} é o único elemento descoberto até agora que pode reduzir a viscosidade do polímero até próxima à viscosidade da água dentro de segundos. Levitt et. al., 2010, relatou que o carbonato e bicarbonato de sódio são comprovados por desempenhar um papel fundamental na estabilização de polímeros contra relatos de degradação de várias fontes, e é bem provável que seja devido a seu efeito sobre a estabilidade do ferro (Sheng, 2011).

Na ausência de degradação oxidativa, a cadeia principal dos polímeros, tais como a poli(acrilamida), é termicamente bastante estável a temperaturas tão elevadas quanto 120°C (Ryles, 1983). Na verdade, Ryles, 1988, descobriu que a poli(acrilamida) era estável a 90°C durante pelo menos 20 meses sob condições controladas. Em temperaturas elevadas, no entanto, os grupos amida tendem a hidrolisar, aumentando assim o total de carboxila contida no polímero. Este aumento resulta em mudanças significativas no comportamento de fase, na reologia e nas propriedades da solução, isso porque o principal mecanismo de degradação encontrado na poli(acrilamida) é a hidrólise do grupo amida.

Os experimentos de Tan, 1998, mostraram que o polímero seria mais estável se quando ele estivesse sob degradação térmica, a temperatura fosse aumentada gradualmente, para que o oxigênio fosse consumido em baixas temperaturas. Assim, o oxigênio seria consumido durante os primeiros estágios de degradação térmica, e nenhum oxigênio permaneceria disponível durante as fases posteriores.

Em salmoura de baixa a médias salinidades (conteúdo monovalente), a viscosidade da solução de poli(acrilamida) aumenta de acordo com o grau de hidrólise. No entanto, na presença de

divalentes, o comportamento da viscosidade será determinado em grande parte pelas concentrações de íons metálicos divalentes, como por exemplo Ca^{2+} e Mg^{2+} . E como as poliacrilamidas hidrolisadas (grupos carboxila negativo) interagem fortemente com estes íons, este fenômeno é comumente associado com a redução da viscosidade da solução, formando géis ou precipitado (Sheng, 2011).

Davison e Mentzer, 1982, e Zaitoun e Potie, 1983, observaram que o tempo de precipitação para a HPAM na água do mar a 90°C dependia do grau inicial de hidrólise do polímero; quanto maior a hidrólise inicial, menor o tempo de precipitação. Assim, os íons divalentes (Ca^{2+} e Mg^{2+} principalmente) e o grau inicial de hidrólise da poliacrilamida são conhecidos por afetar e limitar a estabilidade da HPAM em solução a temperaturas elevadas, mesmo em condições anaeróbias. A adição de cloreto de cálcio faz com que o polímero precipite. No entanto, quando quantidades de cloreto de cálcio, suficientemente grandes, são adicionadas o precipitado de polímero redissolve. Zaitoun e Potie, 1983, observou que a reação de precipitação é reversível com a temperatura.

Moradi-Araghi e Doe, 1987, mostraram que soluções turvas resultantes da precipitação de poliacrilamida levaram à grave obstrução de meios porosos e, portanto, eles indicam que apenas soluções sem precipitado são úteis para injeção de polímero.

A viscosidade da HPAM diminui com o aumento da concentração de NaCl , devido ao efeito de sal. E a viscosidade da HPAM aumenta com a hidrólise. No entanto, a viscosidade diminui com a hidrólise quando esta é superior a 40%. Já com o aumento da concentração de CaCl_2 , a viscosidade da HPAM diminuiu rapidamente em diferentes níveis de hidrólise. Em altas concentrações de CaCl_2 , a viscosidade é maior em um grau de hidrólise menor, o que é diferente do que acontece na solução com NaCl . A razão é que as ligações cruzadas do divalente Ca^{2+} com o grupo acrílico em HPAM, resulta na coagulação das moléculas (Sheng, 2011).

Quanto maior a hidrólise, menor a concentração do CaCl_2 em que ocorre a coagulação. Portanto, em um reservatório de baixa temperatura e baixa salinidade, onde o grau de hidrólise é aumentado gradualmente, a viscosidade da HPAM aumenta inicialmente, mas permanece constante posteriormente. Entretanto, em alta salinidade, a viscosidade diminui lentamente, podendo ocorrer precipitação. Contudo, em um reservatório de alta temperatura e baixa salinidade, onde o grau de hidrólise aumenta rapidamente, a viscosidade da HPAM diminui

bruscamente devido ao forte efeito da temperatura, mas a precipitação pode não ocorrer. Mas em alta salinidade a precipitação pode ocorrer (Sheng, 2011).

As poliacrilamidas devem ser misturadas em água livre de oxigênio e doce, já que pequenas concentrações de sal reduzem drasticamente a viscosidade da solução. Se o reservatório onde será feita a injeção contiver água salgada também poderá haver problemas de degradação da viscosidade da solução, com redução acentuada do controle de mobilidade almejado (Rosa et al, 2006). Poliacrilamida não é tolerante à alta temperatura ou à alta salinidade (Wang et al, 2003a).

O biopolímero polissacarídeo não é adversamente afetado pelo cisalhamento. Na verdade, um alto grau de cisalhamento é desejável para solubilizar adequadamente o polímero. As principais desvantagens deste polímero são o tamponamento da formação nas imediações do poço e a suscetibilidade ao ataque bacteriano. A filtração da solução de biopolímero é requerida para manter a injetividade. É possível remover biopolímero não hidratado e detritos bacterianos na filtração com terra diatomácea. A solução de biopolímero deve ser tratada com um biocida, tal como o formaldeído, para controlar a degradação bacteriana (Rosa et. al., 2006).

Como o pH afeta a hidrólise, a viscosidade da HPAM é dependente do pH. O pH inicialmente aumenta quando alcaloides são adicionados. No entanto, adicionar o alcaloide eventualmente resultará em diminuição da viscosidade da HPAM devido ao efeito da salinidade (Sheng, 2011).

A uma baixa taxa de cisalhamento, a viscosidade aparente da solução de polímero diminui com o aumento da temperatura de acordo com a equação de Arrhenius,

$$\mu_p = A_p \exp \left[\frac{E_a}{RT} \right] \quad \text{Equação 2.8}$$

onde A_p é o fator de frequência, E_a é a energia de ativação da solução de polímero, R é a constante universal dos gases e T é a temperatura absoluta. A equação 2.8 mostra que a viscosidade diminui rapidamente à medida que a temperatura aumenta. Isso porque a atividade das cadeias de polímeros é reforçada, e a fricção entre as moléculas é reduzida; assim, a resistência ao escoamento é reduzida e a viscosidade diminui. Polímeros diferentes têm diferentes E_a . Com um maior E_a , a viscosidade é mais sensível à temperatura. HPAM tem dois E_a . Quando a temperatura é menor do que 35°C, E_a é baixa, e a viscosidade não muda muito com os aumentos de temperatura. Quando a temperatura é superior a 35°, E_a é alta, e a viscosidade é mais sensível às variações de temperatura (Luo et al, 2006).

A equação 2.8 pode ser reescrita como:

$$\mu_p = \mu_{p.ref} \exp \left[E_a \left(\frac{1}{T} - \frac{1}{T_{ref}} \right) \right] \quad \text{Equação 2.9}$$

Onde $\mu_{p.ref}$ é a viscosidade à temperatura de referência, T_{ref} . Quando as medições são feitas em diferentes temperaturas, a equação anterior pode ser usada para ajustar os dados de medição ajustando E_a , se E_a não se altera a diferentes temperaturas (Sheng, 2011).

2.3 Análise Econômica

A implementação de projetos de exploração de campos de petróleo depende do desempenho econômico esperado do reservatório. Assim, testes em laboratório e simulação de casos de recuperação contribuem para esta análise.

A empresa exploradora pode controlar algumas variáveis para a tomada de decisão. Porém, existem variáveis que representam importantes pontos de incertezas em um projeto de exploração. As características físicas do campo de petróleo, taxaço e regulamentações do setor de petróleo, não podem ser ignoradas, pois impactam na decisão final de investir ou aguardar a melhor possibilidade no futuro (Neves et al, 2004).

Existem muitas incertezas que podem influenciar o sucesso de projetos de exploração e produção. As mais comuns estão relacionadas com: aspectos geológicos, fator de recuperação, variáveis econômicas, tecnológicas e situação política (Costa et al, 2004).

Em situações nas quais prevalecem níveis de incerteza sobre os projetos de produção de petróleo, pode-se utilizar diferentes indicadores econômicos para auxiliar na decisão. A combinação dos indicadores oferece à empresa previsões quanto ao impacto econômico, sendo que as variáveis que sofrem alterações são as mais sensíveis (Neves et al, 2004).

Geralmente, a avaliação econômica de projetos petrolíferos é feita por meio do fluxo de caixa descontado, utilizando indicadores econômicos dos quais se destaca o valor presente líquido (VPL). Ele é definido como o somatório dos valores das entradas e saídas do fluxo de caixa, descontados a uma taxa mínima de atratividade e a uma determinada data (Ravagnani, 2008). Conforme apresentado em Moreno et. al., 2005, o valor presente líquido pode ser obtido através da Equação 2.10:

$$VPL(t) = -Invest(t) + \int_0^t \frac{CF(t)}{(1+taxa)^t} dt \quad \text{Equação 2.10}$$

onde $Invest(t)$ é o montante investido na exploração (Equação 2.11); $CF(t)$ é o fluxo de caixa (Equação 2.12); $taxa$ é a taxa de desconto aplicada; e t é o tempo de exploração.

O investimento na exploração do campo inclui o montante gasto, $CapEx(t_0)$, o gasto com abandono, $k_{ab}CapEx(t_0)$, ambos calculados no início do período de exploração; e os gastos com despesas periódicas.

$$Invest(t) = CapEx(t_0) + k_{ab}CapEx(t_0) + \sum_{k=1}^p C_{per}(t_{per}) \quad \text{Equação 2.11}$$

O fluxo de caixa inclui os custos de produção de óleo (c_{op}) e de água (c_{wp}), e os custos de injeção de água (c_{wi}) e, no caso da análise realizada aqui, de polímero (c_{poli}), todos de acordo com as respectivas vazões ($Q_{op}(t)$, $Q_{wp}(t)$, $Q_{wi}(t)$, $Q_{poli}(t)$). Além disso, o $CF(t)$ inclui a receita líquida devido à comercialização do petróleo (preço do petróleo - p_o) após a aplicação do imposto de renda ($IRCS$), das taxas de royalties (r_r), PIS/PASEP e Cofins (r_{pc}) e participação especial (r_{pe}).

$$CF(t) = (1 - IRCS)(1 - r_r - r_{pc} - r_{pe}) \left(p_o Q_{op}(t) \right) - \left(c_{op} Q_{op}(t) + c_{wp} Q_{wp}(t) + c_{wi} Q_{wi}(t) + c_{poli} Q_{poli}(t) \right) \left(p_o Q_{op}(t) \right) \quad \text{Equação 2.12}$$

Para um valor máximo de retorno, a equação 2.10 pode ser reduzida para:

$$VPL_{max} = (1 - IRCS)p_o N_p \quad \text{Equação 2.13}$$

Segundo Ravagnani, 2008, primeiro vem a fase de exploração que envolve a descoberta de reservatórios, com a perfuração de poços pioneiros e de avaliação. Em seguida, tem-se a fase de desenvolvimento e produção do campo, onde são instalados os poços de desenvolvimento, a infraestrutura de produção e os equipamentos para transporte de óleo e gás. Na Figura 2.2 é possível verificar um exemplo de fluxo de caixa de um projeto com a divisão das fases de exploração e de desenvolvimento e produção.

No Brasil, diversos tributos e formas não tributárias de arrecadação pública incidem sobre o setor de petróleo e gás. As formas não tributárias de arrecadação estão associadas a não renovabilidade do petróleo e do gás, e são chamadas de participações governamentais, que são pagamentos realizados pelas concessionárias. E nestes incluem bônus de assinatura, royalties, participações especiais e pagamentos pela ocupação ou retenção da área (ANP).

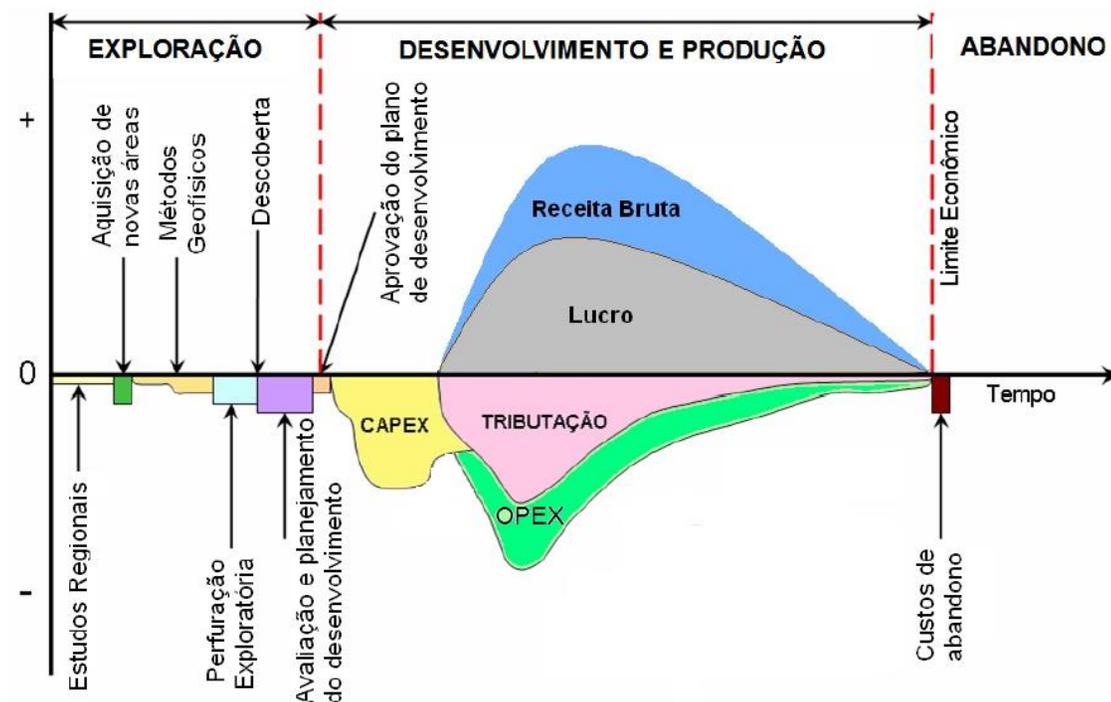


Figura 2.2 - Fluxo de caixa típico de um projeto de E&P (Ravagnani, 2008)

O bônus de assinatura corresponde ao montante ofertado pelo licitante vencedor na proposta para obtenção da concessão de petróleo ou gás natural, não podendo ser inferior ao valor mínimo fixado pela ANP no edital de licitação. Os royalties constituem compensação financeira devida pelas concessionárias de exploração e produção de petróleo, e são pagos mensalmente, com relação a cada campo, em montante correspondente a dez por cento, a partir do mês em que ocorrer a respectiva data de início da produção (ANP).

A participação especial constitui compensação financeira extraordinária devida pelos concessionários de exploração e produção de petróleo, nos casos de grande volume de produção ou de grande rentabilidade e é paga, com relação a cada campo de uma dada área de concessão, a partir do trimestre em que ocorrer a data de início da respectiva produção. O pagamento de ocupação ou retenção de área é feito pelas concessionárias em relação às áreas onde realizam as atividades de exploração e produção (ANP).

ICMS (Imposto de Circulação de Mercadorias e Serviços) é um tributo estadual e suas alíquotas variam por Estado para os diversos serviços e mercadorias. No caso dos derivados de petróleo, há o regime de “substituição tributária”, pelo qual as refinarias recolhem, de forma antecipada, o ICMS devido na cadeia subsequente de comercialização de combustíveis. Tal

concentração tributária no refino de petróleo visa diminuir a sonegação fiscal. É calculado pelo regime de “cálculo por dentro”; modo de cálculo em que as alíquotas representam percentual do valor do produto, incluído o imposto (diferente do mais usual “cálculo por fora”, no qual as alíquotas incidem sobre o valor pré-imposto) (ANP).

PIS e COFINS são contribuições sociais (tributos federais) cuja finalidade é o financiamento da seguridade social e incidem sobre a totalidade das receitas auferidas por pessoas jurídicas (ANP).

3. MODELO EM ESCALA LABORATORIAL

O estudo de modelos de reservatório em escala laboratorial é realizado como uma primeira e simplificada análise de seu potencial de recuperação de petróleo. A escala laboratorial permite uma análise mais detalhada do comportamento dos fluidos dentro do modelo, além de suportar a realização de testes para posterior aplicação no modelo real.

Neste capítulo, a análise do comportamento da solução de polímero para recuperação de petróleo é realizada para um modelo em escala laboratorial, através da utilização de um simulador comercial. O programa utilizado foi o CMG (Computer Modeling Group), onde as alterações de modelagem foram feitas no pacote Builder, e as simulações no STARS.

Foram simulados os processos de injeção contínua de água (WF) e de injeção de água alternada com a injeção de um banco de polímero (WAP). Os métodos de recuperação foram avaliados considerando seis modelos: um modelo homogêneo e cinco modelos heterogêneos. Variações em alguns parâmetros do modelo, tais como, tamanho do banco de solução injetada, instante de início da solução injetada, curvas de permeabilidade relativa, viscosidade do polímero, saturações de óleo residual e inicial de água, foram realizadas para determinar os efeitos sobre a recuperação de óleo.

3.1 Descrição do Modelo

Diversos autores (Assunção et al, 2011; Rosa et al, 2006; Sedaghat, 2013) afirmam que a injeção de polímero é mais eficiente em reservatórios heterogêneos, devido ao desvio da solução polimérica para zonas de menor permeabilidade. Com isso, foi construído um modelo homogêneo e cinco heterogêneos com o intuito de avaliar suas diferenças na recuperação de petróleo.

O modelo homogêneo caracteriza-se por um valor constante de permeabilidade absoluta para todo modelo. Os modelos heterogêneos horizontais apresentam diferentes valores de permeabilidade de acordo com a camada, e os modelos com heterogeneidades verticais, exibem diferentes permeabilidades em serie ao longo da direção de escoamento i . Entretanto a permeabilidade absoluta média é a mesma para os diferentes modelos, assim como as outras propriedades e características do reservatório.

3.1.1 Modelo Homogêneo

3.1.1.1 Características do Reservatório

No presente trabalho, a análise da injeção de água alternada com um banco de polímero em comparação com a injeção contínua de água é realizada por meio de um modelo tri-dimensional, representado como um quarto de five-spot, construído em escala laboratorial (20x20x10 cm³), com malha cartesiana correspondente a 20 blocos na direção I e J, e 10 blocos na direção K. O modelo homogêneo (Homo) apresenta permeabilidade constante de 1000 mD e porosidade de 0,20. As características do reservatório estão resumidas na Tabela 3.1 e a malha para o modelo homogêneo é representada na Figura 3.1.

Tabela 3.1 - Propriedades do reservatório, modelo homogêneo

Parâmetro	Valor	Unidade
Direção I - Dimensão do bloco	1	cm
Direção I - Número de blocos	20	-
Direção J - Dimensão do bloco	1	cm
Direção J - Número de blocos	20	-
Direção K - Dimensão do bloco	1	cm
Direção K - Número de blocos	10	-
Permeabilidade	1000	mD
Porosidade	20	%

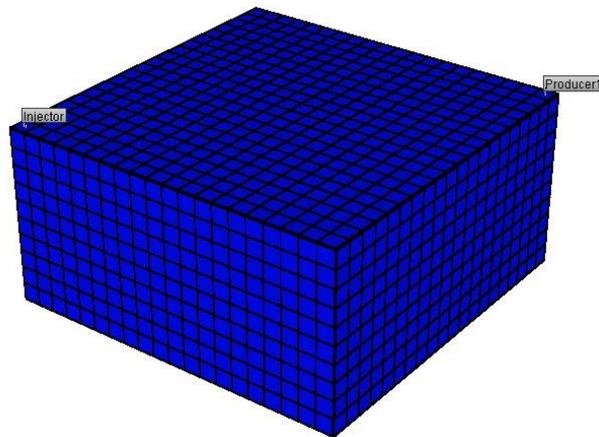


Figura 3.1 - Malha do modelo homogêneo

3.1.1.2 Características dos Fluidos

O óleo presente no reservatório foi caracterizado como pesado com 20°API e viscosidade de 23,86 cp. A água de formação foi caracterizada por uma salinidade de 100.000 ppm e densidade de 0,993 g/cm³. As curvas de permeabilidade relativa água-óleo em função da saturação de água podem ser observadas na Figura 3.2.

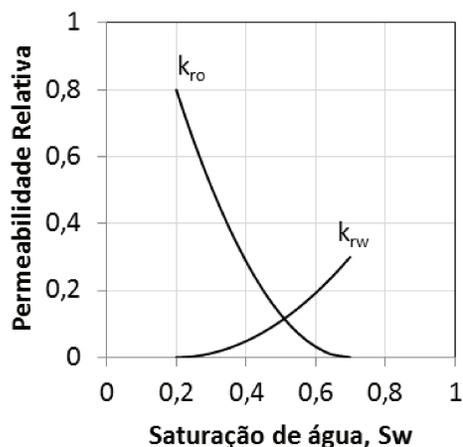


Figura 3.2 - Curvas da permeabilidade relativa água-óleo em função da saturação de água (adaptado de Valdivia, 2005)

As soluções de injeção foram baseadas nas características da água de formação, sendo a solução polimérica baseada na utilização do polímero HPAM, com concentração de 2500 ppm, densidade de 1,11 g/cm³, e viscosidade de 15 cp (@ 10 s⁻¹) (Assunção et al, 2011; Sheng, 2011; Valdivia, 2005). Entretanto, vale ressaltar que o simulador não identifica o tipo de polímero, mas apenas suas características, tais como as diferenças reológicas entre um polímero e outro. Desta forma, também é necessário informar a variação da viscosidade em função da concentração de polímero (Figura 3.3), além da adsorção de polímero por volume de rochas em função da concentração de polímero (Figura 3.4).

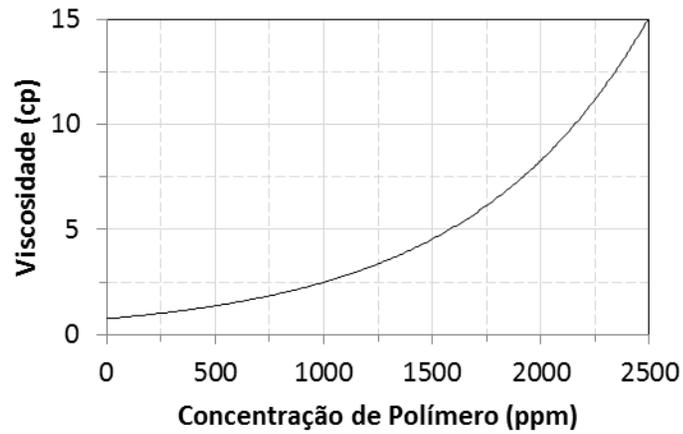


Figura 3.3 - Curva da viscosidade da solução polimérica (@ 10 s^{-1}) em função da sua concentração

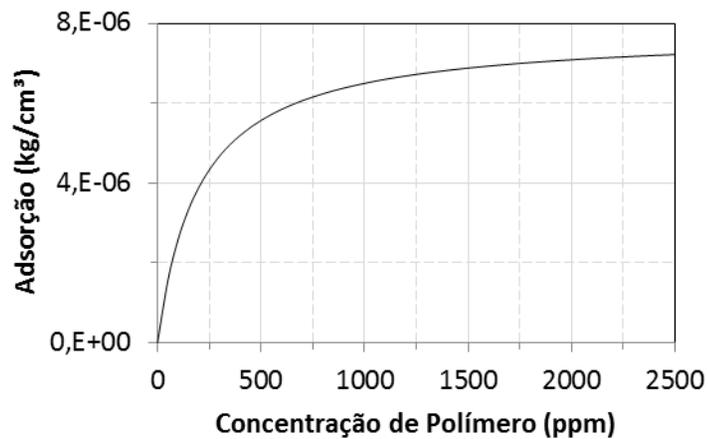


Figura 3.4 - Curva da adsorção em função da concentração da solução polimérica

3.1.1.3 Condições Iniciais

Admite-se que o modelo de pequena escala está submetido às condições ambientes de temperatura e de pressão, ou seja, temperatura de 24°C e pressão atmosférica. As condições iniciais dos fluidos presentes no modelo simulado são apresentadas na Tabela 3.2.

Tabela 3.2 - Dados de condições iniciais

Parâmetro	Valor	Unidade
Volume poroso	800	cm ³
Volume inicial de água	160	cm ³
Volume inicial de óleo	640	cm ³
Saturação inicial de água	0,2	-
Saturação inicial de óleo	0,8	-

3.1.1.4 Condições Operacionais

No modelo estudado há a presença de dois poços verticais, sendo um injetor e um produtor. As condições de operação dos poços foram mantidas constantes, onde foi estabelecida uma pressão mínima de produção de 101 kPa, uma pressão máxima de injeção de 5000 kPa e uma vazão máxima de injeção de água de 0,425 cm³/min.

3.1.2 Modelos Heterogêneos

Os modelos heterogêneos apresentam variação no valor da permeabilidade absoluta, porém as outras propriedades e características do reservatório são mantidas as mesmas do modelo homogêneo.

3.1.2.1 Modelos Heterogêneos Horizontais

A variação no valor da permeabilidade absoluta de acordo com a camada do reservatório é característica dos modelos heterogêneos horizontais (HeteroH), onde há a presença de leitos paralelos e horizontais. A permeabilidade média (\bar{k}) pode ser calculada através da seguinte equação:

$$\bar{k} = \frac{\sum_{i=1}^n k_i A_i}{A_t} = \frac{\sum_{i=1}^n k_i h_i}{\sum_{i=1}^n h_i} \quad \text{Equação 3.1}$$

Onde k_i é a permeabilidade absoluta na camada i e h_i é a espessura da camada i .

Neste trabalho foram estudados três modelos heterogêneos horizontais e os valores de permeabilidade para cada camada são apresentados na Tabela 3.3 e as malhas são apresentadas na Figura 3.5.

Tabela 3.3 - Valores de permeabilidade para os modelos heterogêneos horizontais

Camada	HeteroH 300 a 1700	HeteroH 700 a 1300	HeteroH 600 e 1300
1	1700	1300	1300
2	1700	1300	1300
3	1500	1150	600
4	1500	1150	600
5	1000	1000	1200
6	1000	1000	1200
7	500	850	600
8	500	850	600
9	300	700	1300
10	300	700	1300
\bar{k}	1000	1000	1000

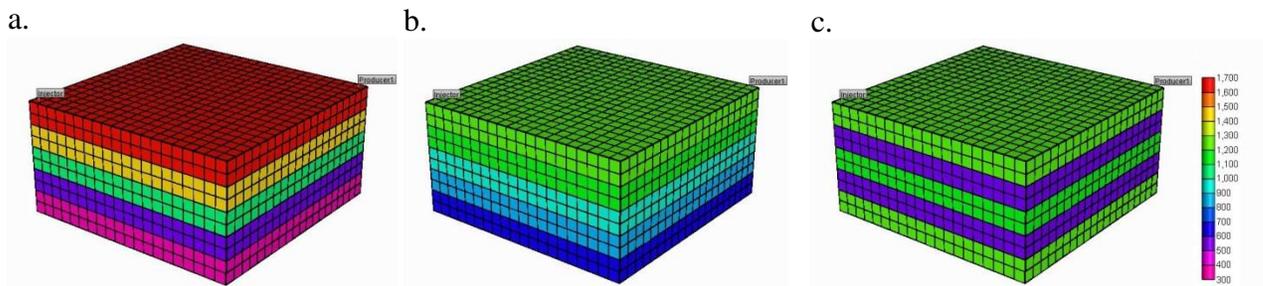


Figura 3.5 - Malha dos modelos heterogêneos horizontais; a. HeteroH – 300 a 1700; b. HeteroH – 700 a 1300; c. HeteroH – 600 e 1300

3.1.2.2 Modelos Heterogêneos Verticais

Os modelos heterogêneos verticais (HeteroV) representados neste trabalho equivalem a leitos em série submetidos a um fluxo radial, onde cada leito apresenta um valor diferente de permeabilidade. A permeabilidade média (\bar{k}) pode ser calculada através da equação:

$$\bar{k} = \frac{\ln(r_e/r_w)}{\sum_{i=1}^n \frac{1}{k_i} \ln(r_i/r_{i-1})} \quad \text{Equação 3.2}$$

Onde r_w é o raio do poço injetor, $r_n = r_e$ é o raio externo do reservatório até o poço produtor.

Neste trabalho foram estudados dois modelos heterogêneos verticais e os valores de permeabilidade para cada leito são apresentados na Tabela 3.4 e as malhas são apresentadas na Figura 3.6.

Tabela 3.4 - Valores de permeabilidade para os modelos com heterogeneidades verticais

Leito	HeteroV	HeteroV
	941, 1500, 2000	1200, 407, 900
1	941	1200
2	1500	407
3	2000	900
4	1500	407
5	941	1200
\bar{k}	1000	1000

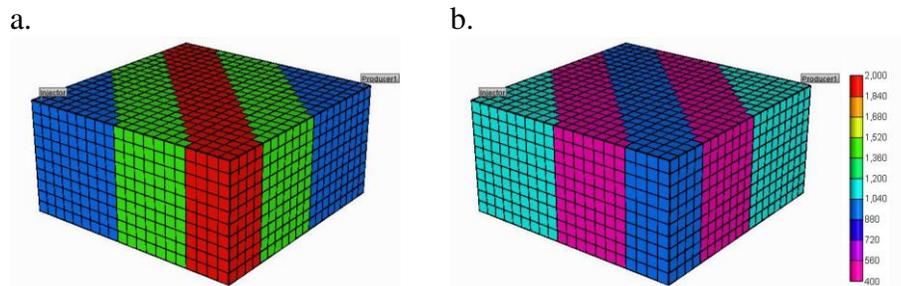


Figura 3.6 - Malha dos modelos heterogêneos verticais; a. HeteroV – 941, 1500, 2000; b. HeteroV – 1200, 407, 900

3.2 Descrição dos casos simulados

Primeiramente foi realizada uma injeção contínua de água com duração de 94 horas. Posteriormente, foi simulada uma injeção de água alternada com banco de solução polimérica, com tamanho correspondente a 32% do volume poroso (600min), e a injeção deste banco de polímeros foi iniciada após a injeção de água correspondente a 48% do volume poroso (900 minutos). Os outros casos simulados foram comparados a estes dois casos base para verificar as alterações causadas na recuperação de petróleo, a partir da modificação de algum parâmetro.

O efeito devido à quantidade de solução polimérica injetada foi analisado através da simulação da injeção de bancos de polímero de diferentes tamanhos. Para isso, utilizou-se o caso base de injeção de água alternada com banco de polímero, onde todas as outras propriedades foram mantidas constantes, alterando-se apenas o tamanho do banco. Com isso, foram simulados casos com tamanho de banco referente a 10%, 20%, 40% e 50% do volume poroso.

Outra análise foi realizada com relação ao instante de início da injeção do banco de polímero, onde novamente utilizou-se o caso base de injeção de água alternada com banco de polímero. Assim, todas as propriedades foram mantidas constantes, inclusive o tamanho do banco

de polímero correspondente a 32% do volume poroso, alterando-se apenas o instante de início da injeção da solução polimérica. Foram simulados os seguintes casos: (1) inicia-se com a injeção do banco de polímero ($t = 0$ min) e posteriormente injeta-se água; (2) inicia-se a injeção de banco de polímero no instante de irrupção de água (*breakthrough*, $t = 92$ min) medido para o caso base de injeção contínua de água; (3) inicia-se a injeção de banco de polímero no instante de corte de água correspondente à 95% ($t = 47$ horas) medido para o caso base de injeção contínua de água.

A viscosidade da solução de polímero também foi variada para verificar o efeito causado na recuperação de petróleo, onde outra vez foi utilizado o caso base de injeção de água alternada com banco de polímero. Desta forma, foram simulados casos com valores de viscosidade da solução polimérica (@ 10 s^{-1}) correspondentes a 7cp, 20cp, e 30cp.

Os casos base de injeção de água e de água alternada com banco de polímero foram utilizados para verificar a alteração no fator de recuperação para mudanças nos valores terminais de permeabilidade relativa à água na saturação de óleo residual. As curvas de permeabilidade relativa obedeceram ao Modelo de Corey e podem ser observadas na Figura 3.7. Os valores de permeabilidade analisados estão dentro da faixa descrita nos critérios de seleção.

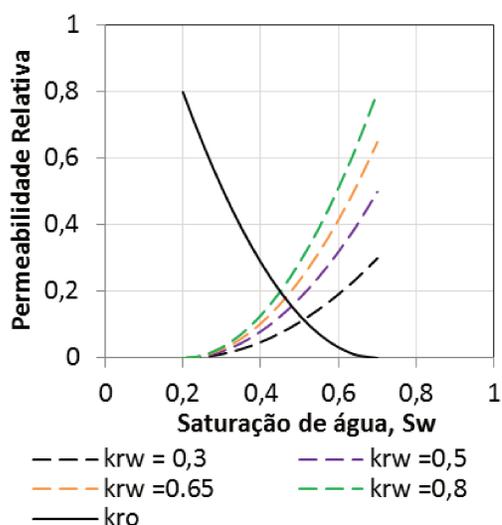


Figura 3.7 - Curvas da permeabilidade relativa água-óleo utilizadas para análise de seu efeito na recuperação de óleo

A quantidade de óleo móvel foi modificada através da variação dos valores de saturação de óleo residual e de água conata. Novamente realizaram-se as simulações a partir dos casos base de

injeção de água e de água alternada com banco de polímero. Uma alteração no valor da saturação de óleo residual ou na saturação inicial de água modifica as curvas de permeabilidade relativa água-óleo, assim as curvas de permeabilidade obedeceram ao Modelo de Corey e podem ser observadas na Figura 3.8.

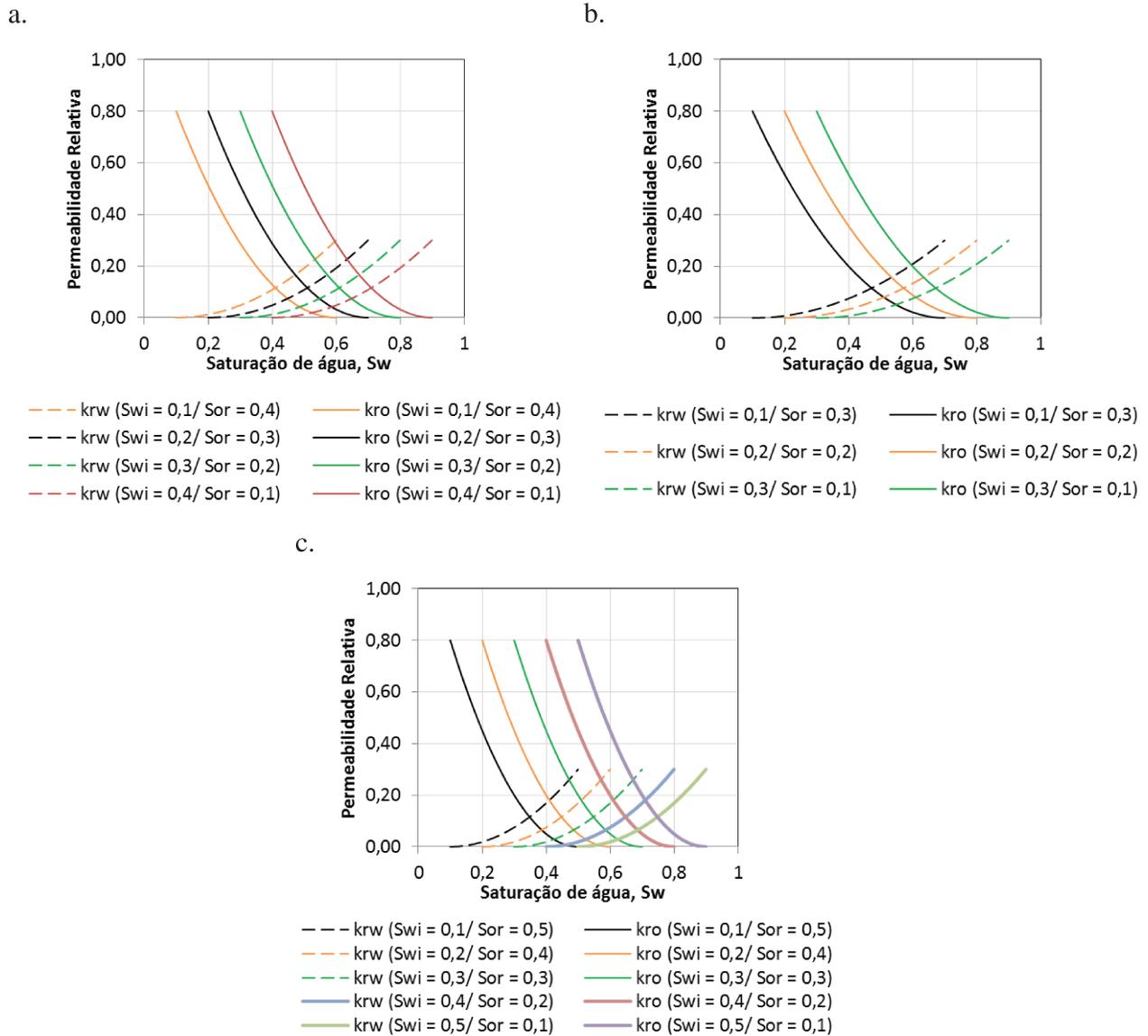


Figura 3.8 - Curvas da permeabilidade relativa água-óleo para diferentes saturações de óleo móvel. a. Saturação de 0,5; b. Saturação de 0,6; c. Saturação de 0,4.

Todos os casos de simulação realizados estão resumidos na Tabela 3.5 para auxiliar na comparação.

Tabela 3.5 - Casos de injeção simulados

Nº	Descrição	Tamanho do Banco de Polímero	Instante da Injeção do Banco	Viscosidade	Perm. Relativa à Água @S _{or}	Quantidade de Óleo Móvel
Casos Base	Inj. de Água	0	5640 min	15 cp	0,3	0,5
	Inj. de Polímero	32%	900 min	15 cp	0,3	0,5
1	Alteração no Tamanho do Banco de Polímero	0%	900min	15 cp	0,3	0,5
		10%				
		20%				
		32%				
		40%				
50%						
2	Alteração no Instante de Injeção do Banco de Polímero	32%	0 min	15 cp	0,3	0,5
			92 min			
			900 min			
			2830 min			
3	Alteração na Viscosidade da Solução Polimérica	32%	900 min	0 cp	0,3	0,5
				7 cp		
				15 cp		
				20 cp		
				30 cp		
4	Alteração na Permeabilidade Relativa à Água @S _{or}	32%	900 min	15 cp	0,3	0,5
					0,5	
					0,65	
					0,8	
5	Alteração na Quantidade de Óleo Móvel	32%	900 min	15 cp	0,3	0,4
						0,5
						0,6

3.3 Resultados e discussões

3.3.1 Comparação dos casos base de injeção contínua de água e de água alternada com banco de polímero

Neste item, compara-se os resultados determinados para a injeção contínua de água com a injeção de água alternada com banco de polímero, correspondente a 32% do volume poroso (600min), e cuja injeção foi iniciada após a injeção de água correspondente a 48% do volume poroso (900 minutos).

A injeção de água alternada com banco de solução polimérica favorece a recuperação de petróleo ao ser comparada com a injeção contínua de água (Figura 3.9). Isso se deve ao aumento da viscosidade do fluido deslocante. E este comportamento é observado nos modelos homogêneo e heterogêneos.

Ao analisar a curva do fator de recuperação para o caso de injeção de água alternada com banco de solução polimérica verifica-se um aumento da produção de óleo ocasionada pela injeção do banco de polímero. Outra maneira de verificar a eficiência da injeção de polímero é através da curva de razão água-óleo (razão entre a produção acumulada de água e a produção acumulada de óleo), onde uma maior produção de óleo é acompanhada por uma redução da produção de água.

Os valores de fator de recuperação de óleo para cada modelo foram agrupados em um mesmo gráfico e na forma de tabela a fim de facilitar a comparação. Deste modo, através da Figura 3.10 observa-se que a maior quantidade de óleo recuperada ocorre para o modelo heterogêneo vertical, HeteroV - 941, 1500, 2000, tanto para o caso de injeção de água quanto para o caso de injeção de água alternada com banco de polímero. O que provavelmente se deve ao fato de possuir os maiores valores de permeabilidade, o que favorece a recuperação. E através da Tabela 3.6 verifica-se que o maior ganho obtido com a injeção do banco de polímero ocorre para o modelo heterogêneo vertical, HeteroV - 1200, 407, 900.

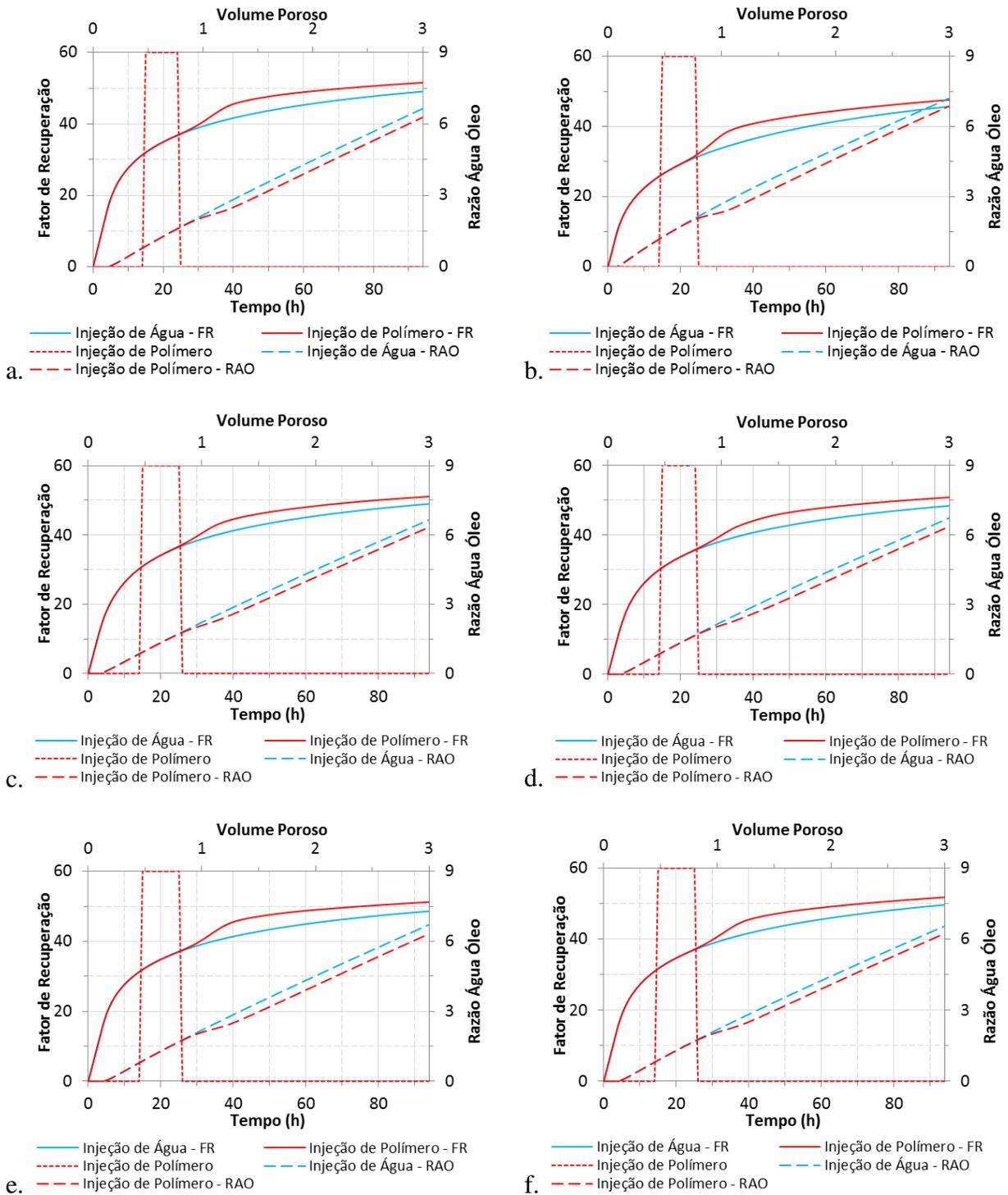


Figura 3.9 - Gráfico do fator de recuperação de óleo e da razão água-óleo para injeção de água e de polímero. a. Modelo Homogêneo; b. HeteroH – 300 a 1700; c. HeteroH – 700 a 1300; d. HeteroH – 600 e 1300; e. HeteroV – 941, 1500, 2000; f. HeteroV – 1200, 407, 900

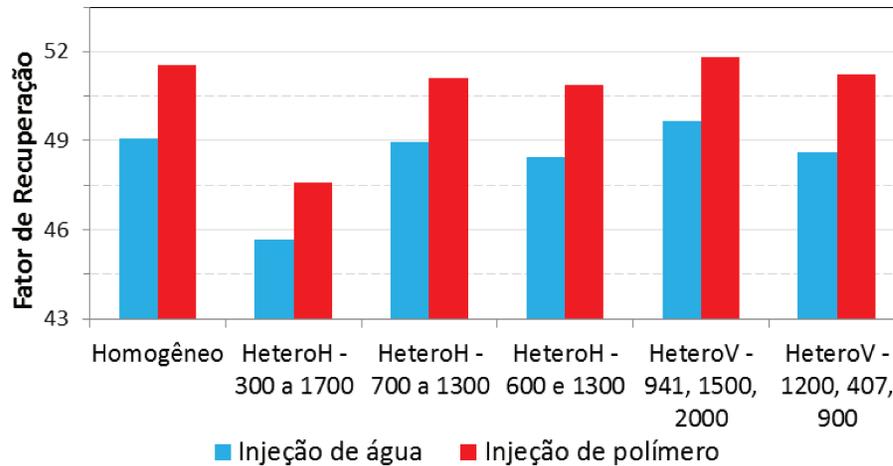


Figura 3.10 - Dados do fator de recuperação para os diferentes modelos

Tabela 3.6 - Dados do fator de recuperação para os diferentes modelos

Modelo	Injeção de água	Injeção de polímero	ΔFR
Homogêneo	49,1	51,5	4,89%
HeteroH – 300 a 1700	45,7	47,6	4,16%
HeteroH – 700 a 1300	49,0	51,1	4,29%
HeteroH – 600 e 1300	48,4	50,9	5,17%
HeteroV – 941, 1500, 2000	49,7	51,8	4,23%
HeteroV – 1200, 407, 900	48,6	51,2	5,35%

A fim de comparar quantitativamente a injeção contínua de água com a de água alternada com banco de polímero, a Tabela 3.7 resume os dados de óleo produzido e água produzida para cada modelo, e a Tabela 3.8 traz algumas relações entre volumes acumulados injetados e produzidos. Sendo o volume de água injetada (W_i) de 2397 cm³.

A razão de mobilidade, como já foi explicada anteriormente, pode fornecer informações referentes aos fluidos injetados no reservatório. Assim, o aumento da viscosidade do fluido injetado, ocasionada pelo banco de polímero, reduz a razão de mobilidade e aumenta eficiência de varrido. O valor de M para injeção contínua de água é de 11,18, e com a injeção do banco de polímero, seu valor se reduz para 1,49.

Tabela 3.7 - Dados comparativos de injeção de contínua de água e de água alternada com banco de polímero

		Homo	HeteroH 300 a 1700	HeteroH 700 a 1300	HeteroH 600 a 1300	HeteroV 941, 1500, 2000	HeteroV 1200, 407, 900
Np	Inj. de água (cm ³)	314	292	313	310	318	311
	Inj. de polímero (cm ³)	330	305	327	326	332	328
	ΔNp	5,10%	4,45%	4,47%	5,16%	4,40%	5,47%
Wp	Inj. de água (cm ³)	2083	2104	2083	2087	2079	2085
	Inj. de polímero (cm ³)	2067	2092	2070	2071	2065	2069
	ΔWp	-0,77%	-0,57%	-0,62%	-0,77%	-0,67%	-0,77%

Np = Óleo Produzido; Wp = Água Produzida.

Tabela 3.8 - Relações comparativas de injeção de contínua de água e de água alternada com banco de polímero

		Homo	HeteroH 300 a 1700	HeteroH 700 a 1300	HeteroH 600 a 1300	HeteroV 941, 1500, 2000	HeteroV 1200, 407, 900
Wi/Wp	Inj. de água (cm ³)	1,15	1,14	1,15	1,15	1,15	1,15
	Inj. de polímero (cm ³)	1,16	1,15	1,16	1,16	1,16	1,16
Wi/Np	Inj. de água (cm ³)	7,63	8,21	7,66	7,73	7,54	7,71
	Inj. de polímero (cm ³)	7,26	7,86	7,33	7,35	7,22	7,31
Wp/Np	Inj. de água (cm ³)	6,63	7,21	6,65	6,73	6,54	6,70
	Inj. de polímero (cm ³)	6,27	6,86	6,33	6,35	6,22	6,31

Np = Óleo Produzido; Wp = Água Produzida; Wi = Água Injetada.

Observando os mapas de saturação do óleo no final do período de simulação (Figura 3.11 a Figura 3.16), verifica-se a existência de um efeito pistão e uma melhoria nas eficiências de varrido horizontal e vertical no caso de injeções de água alternada com banco de polímero em relação à injeção contínua água. Além disso, é possível ver a redução da saturação do óleo, devido a WAP em comparação com a WF. Efeitos gravitacionais também podem ser observados para os casos analisados, onde se observa menores valores de saturação de óleo nas camadas mais profundas.

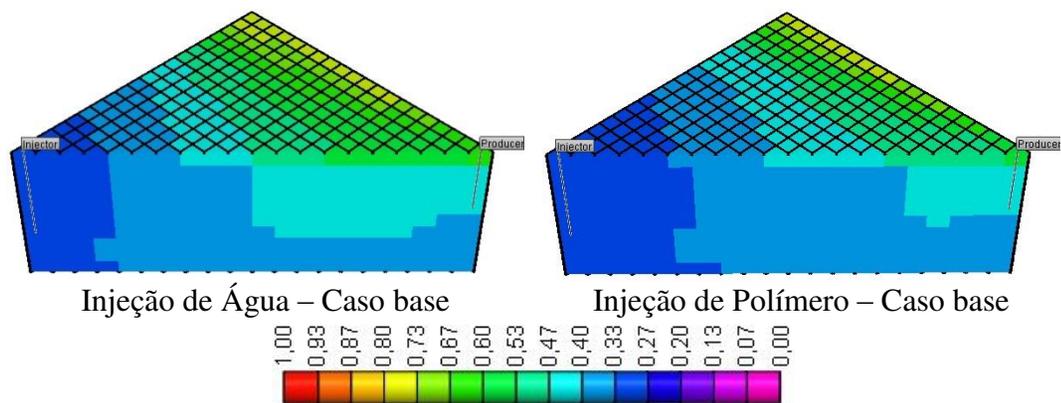


Figura 3.11 - Mapas de saturação de óleo, no final do período de simulação, para o modelo homogêneo.

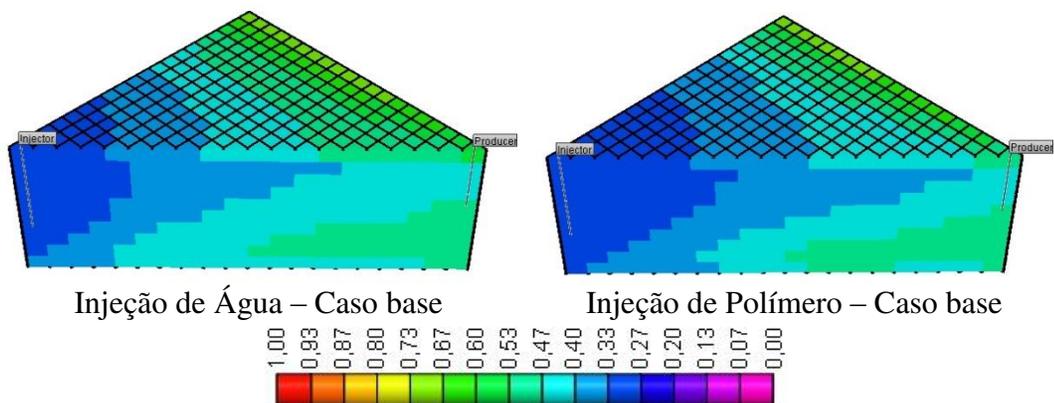


Figura 3.12 - Mapas de saturação de óleo, no final do período de simulação, para o modelo heterogêneo horizontal, HeteroH – 300 a 1700.

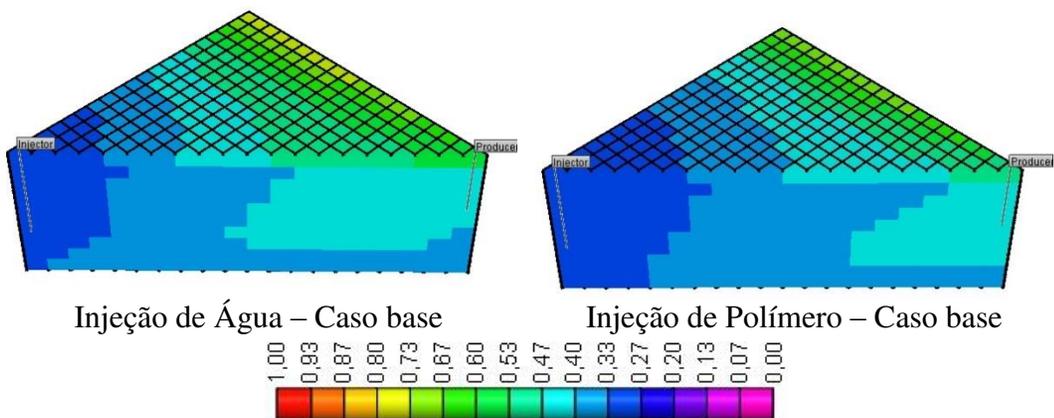


Figura 3.13 - Mapas de saturação de óleo, no final do período de simulação, para o modelo heterogêneo horizontal, HeteroH – 700 a 1300.

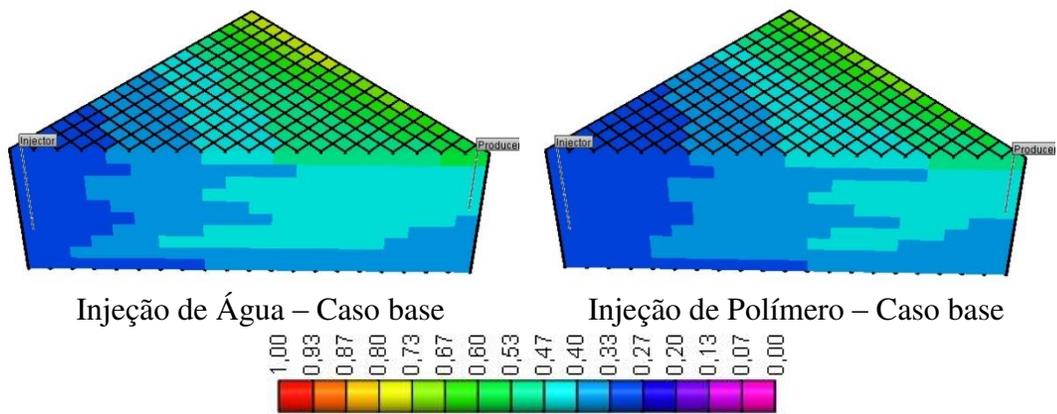


Figura 3.14 - Mapas de saturação de óleo, no final do período de simulação, para o modelo heterogêneo horizontal, HeteroH – 600 a 1300

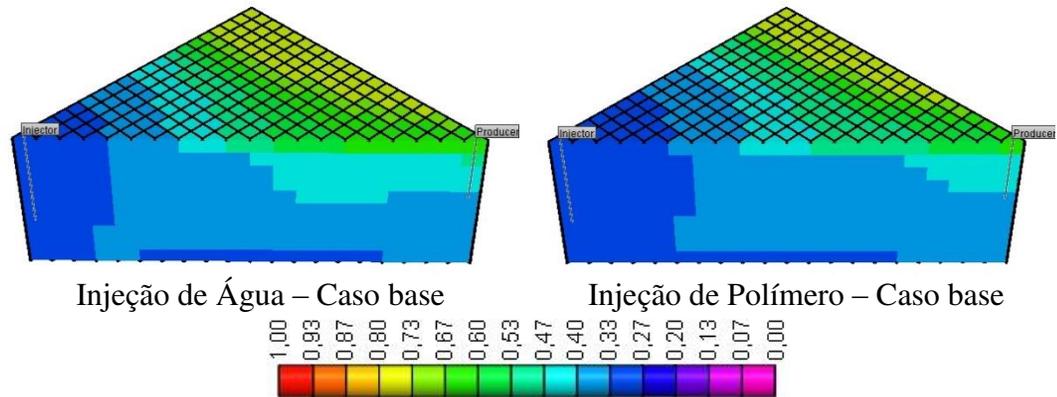


Figura 3.15 - Mapas de saturação de óleo, no final do período de simulação, para o modelo heterogêneo vertical, HeteroV 941, 1500, 2000.

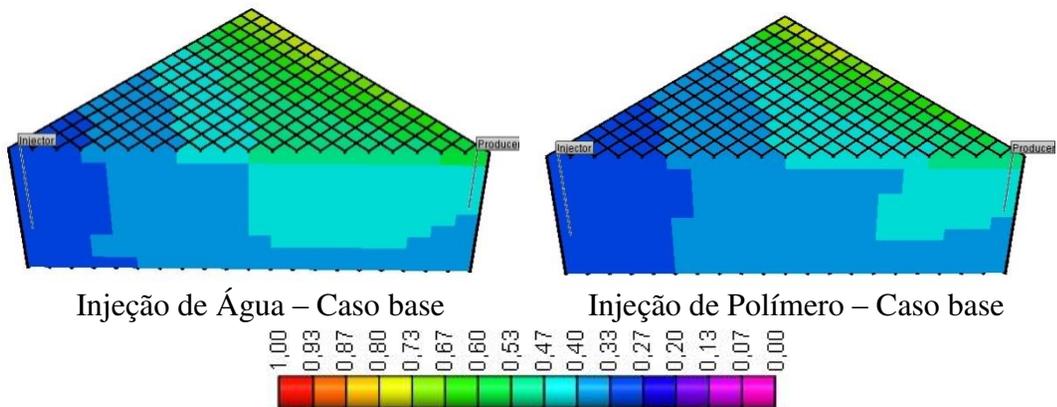


Figura 3.16 - Mapas de saturação de óleo, no final do período de simulação, para o modelo heterogêneo vertical, HeteroV 1200, 407, 900.

Ao analisar os mapas dos modelos heterogêneos horizontais (Figura 3.12 a Figura 3.14) verifica-se que as camadas com maiores valores de permeabilidade apresentam melhores eficiências de varrido vertical, onde se observa menores valores de saturação de óleo. E nas camadas com menores valores de permeabilidade, observa-se menores eficiências de deslocamento. Nos modelos heterogêneos verticais (Figura 3.15 e Figura 3.16) verifica-se um comportamento similar ao modelo homogêneo.

Em uma produção de petróleo, o histórico de pressão média deve ser acompanhado e controlado, deste modo, a Figura 3.17 apresenta as curvas para os modelos simulados. No início da curva há um aumento de pressão ocasionado pela irrupção de água conata. E posteriormente ocorre um segundo aumento quando há o acréscimo da produção de óleo devido à injeção do banco de polímero.

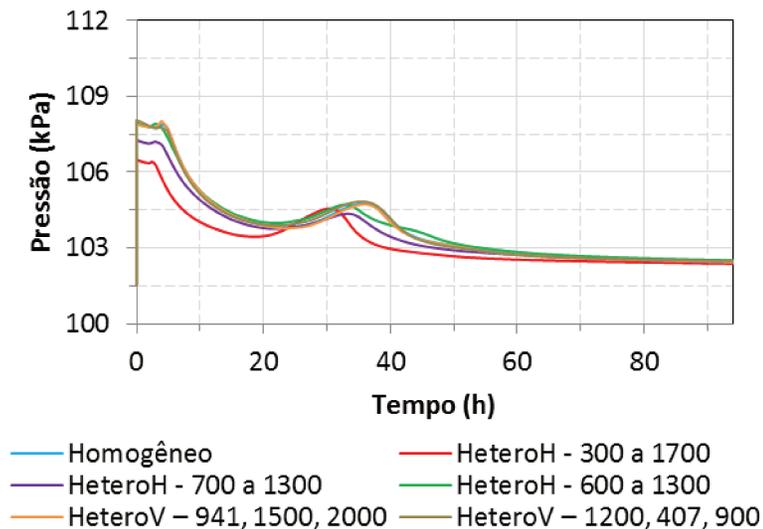


Figura 3.17 - Histórico de pressão média para injeção de água alternada com banco de polímero

Além disso, foi monitorado também o perfil de pressão ao longo da trajetória linear entre os poços, como pode ser observado no esquema da Figura 3.18 e da Tabela 3.9. Com isso, foi possível gerar históricos para cada ponto (Figura 3.19).

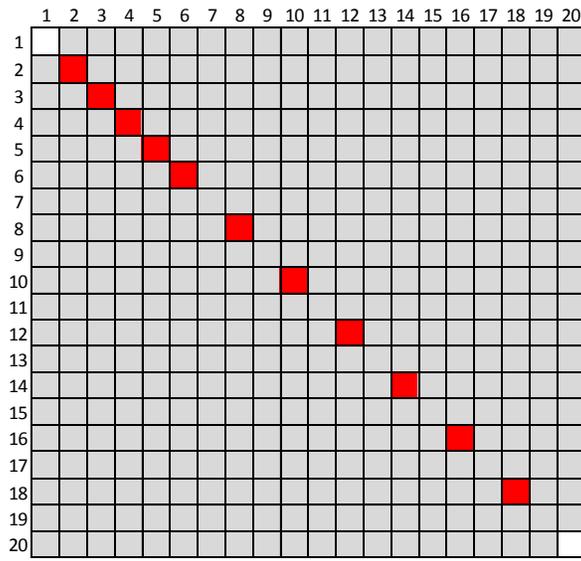


Figura 3.18 - Esquema da posição das tomadas de pressão

Tabela 3.9 - Posição das tomadas de pressão

Célula	Descrição
(1 1)	Poço Injetor
(1 1)	Pressão 1
(2 2)	Pressão 2
(3 3)	Pressão 3
(4 4)	Pressão 4
(5 5)	Pressão 5
(6 6)	Pressão 6
(8 8)	Pressão 7
(10 10)	Pressão 8
(12 12)	Pressão 9
(14 14)	Pressão 10
(16 16)	Pressão 11
(18 18)	Pressão 12
(20 20)	Pressão 13
(20 20)	Poço Produtor

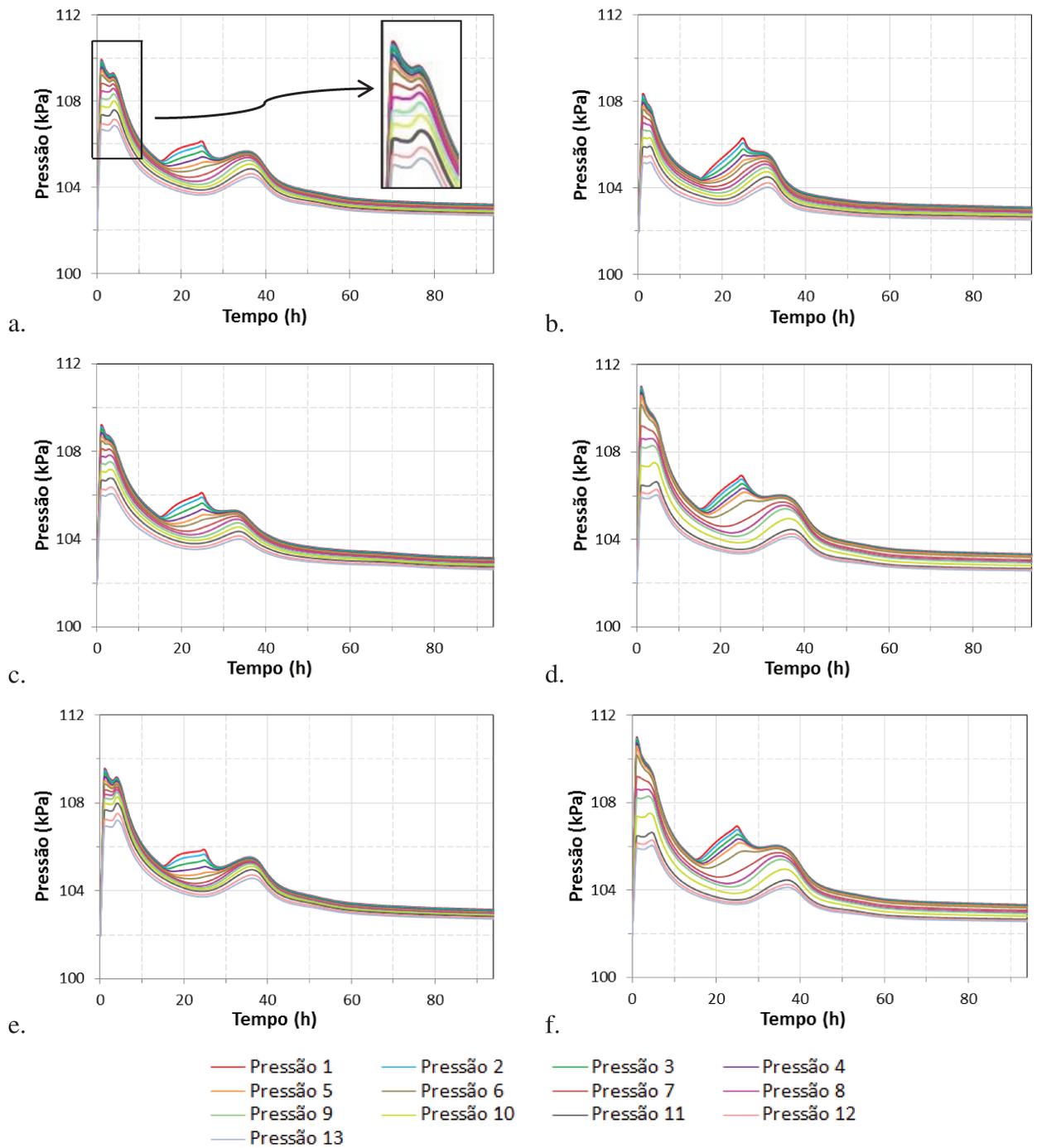


Figura 3.19 - Histórico de pressão ao longo da trajetória linear entre os poços para injeção de água alternada com banco de polímero. a. Modelo Homogêneo; b. HeteroH – 300 a 1700; c. HeteroH – 700 a 1300; d. HeteroH – 600 e 1300; e. HeteroV – 941, 1500, 2000; f. HeteroV – 1200, 407, 900

O comportamento das curvas é praticamente o mesmo para todos os modelos. Ao longo da curva é possível identificar uma primeira variação de comportamento resultante da irrupção de água conata. O momento de irrupção ocasiona um aumento de pressão em todos os blocos, entretanto nos blocos mais próximos do poço produtor é possível identificar o momento com mais facilidade. A segunda mudança de comportamento da curva é ocasionada pela injeção do banco de polímero. Devido a sua viscosidade ser maior do que a da água, o deslocamento à vazão constante demanda um diferencial de pressão maior. Entretanto, este aumento de pressão é mais intenso nos blocos mais próximos ao poço injetor sendo suavizada ao longo da trajetória para o poço produtor. E uma última alteração ocorre quando há o acréscimo da produção de óleo devido à injeção do banco de polímero, e ela é mais suave nos blocos mais próximos ao poço injetor aumentando ao longo da trajetória para o poço produtor.

O volume acumulado do banco de polímero injetado é igual para todos os modelos, e equivale a 0,207 cm³, o que corresponde a uma massa de 1,35 g. Entretanto, o polímero que permaneceu dentro da amostra variou de acordo com o modelo como pode ser observado na Figura 3.20 e na Tabela 3.10.

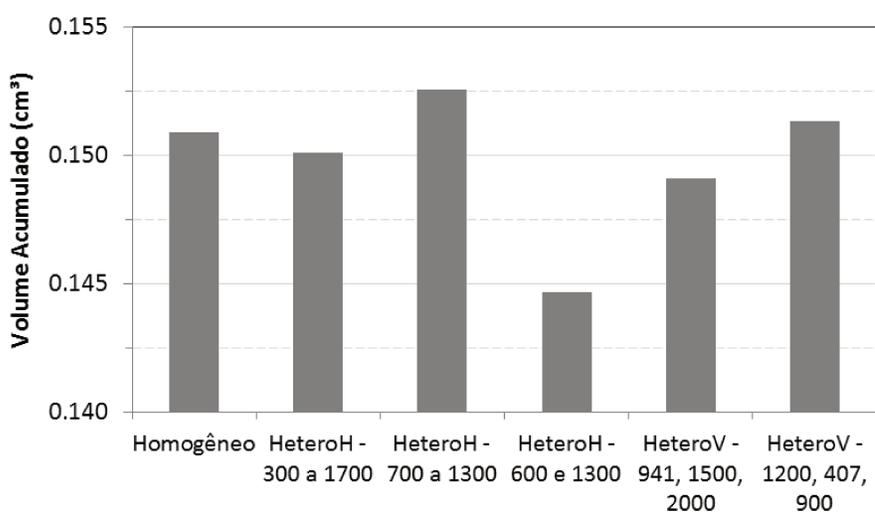


Figura 3.20 - Quantidade de polímero que permaneceu dentro da amostra de acordo com o modelo, em volume de solução.

Tabela 3.10 - Dados de polímero de acordo com o modelo

Modelo	Injeção Acumulada de Polímero (cm ³)	Produção Acumulada de Polímero (cm ³)	Retenção Acumulada de Polímero (cm ³)	Δ
Homogêneo	0,207	0,056	0,151	73%
HeteroH - 300 a 1700	0,207	0,057	0,150	72%
HeteroH - 700 a 1300	0,207	0,055	0,152	73%
HeteroH - 600 e 1300	0,207	0,063	0,144	70%
HeteroV - 941, 1500, 2000	0,207	0,058	0,149	72%
HeteroV - 1200, 407, 900	0,207	0,056	0,151	73%

A quantidade de polímero que permaneceu dentro do reservatório pode ser atribuída aos componentes da solução polimérica retidos ou adsorvidos. Ela varia para cada modelo, entretanto como a variação fica entre 70% a 73%, e as quantidades são muito pequenas, pode-se considerar que a porcentagem de polímero que permaneceu dentro da amostra de reservatório é praticamente igual.

O polímero que permaneceu dentro do reservatório provoca uma resistência residual ao escoamento da água, além de uma redução de permeabilidade da rocha em relação à água. Desta forma, pode-se observar o fator de resistência residual no reservatório através dos mapas do Anexo B 1. Neles é possível verificar que os maiores valores de fator de resistência residual estão mais próximos ao poço produtor.

3.3.2 Análise de fatores que influenciam a recuperação

A análise da eficiência da injeção de água alternada com banco de solução polimérica em relação à injeção de água ficou evidenciada na seção anterior. Com isso, nesta seção, são avaliados alguns fatores que influenciam a recuperação para os casos de injeção de água e de água alternada com banco de polímero.

3.3.2.1 Alteração no tamanho do banco de solução polimérica injetada

A resposta na recuperação de petróleo devido à alteração na quantidade de solução polimérica injetada foi analisada através da simulação da injeção de bancos de polímero de diferentes tamanhos. Para isso, utilizou-se o caso base de injeção de água alternada com banco de

polímero, onde todas as outras propriedades foram mantidas constantes, alterando-se apenas o tamanho do banco.

A injeção contínua de polímero visa minimizar a formação de digitação viscosa de água e, conseqüentemente, fornecer melhores resultados em comparação com a injeção contínua de água ou a injeção de água combinada com bancos de polímero. Entretanto é custosa e pode tornar o projeto economicamente inviável.

Com isso, a injeção de banco de solução polimérica, iniciada 900 minutos após o início da injeção de água, foi avaliada para bancos com tamanho referente a 10%, 20%, 40% e 50% do volume poroso. Na Figura 3.21, é possível verificar os valores finais do fator de recuperação de óleo e da razão água-óleo em relação ao tamanho do banco de polímero injetado para cada modelo estudado. O banco de solução polimérica de tamanho zero corresponde à injeção contínua de água.

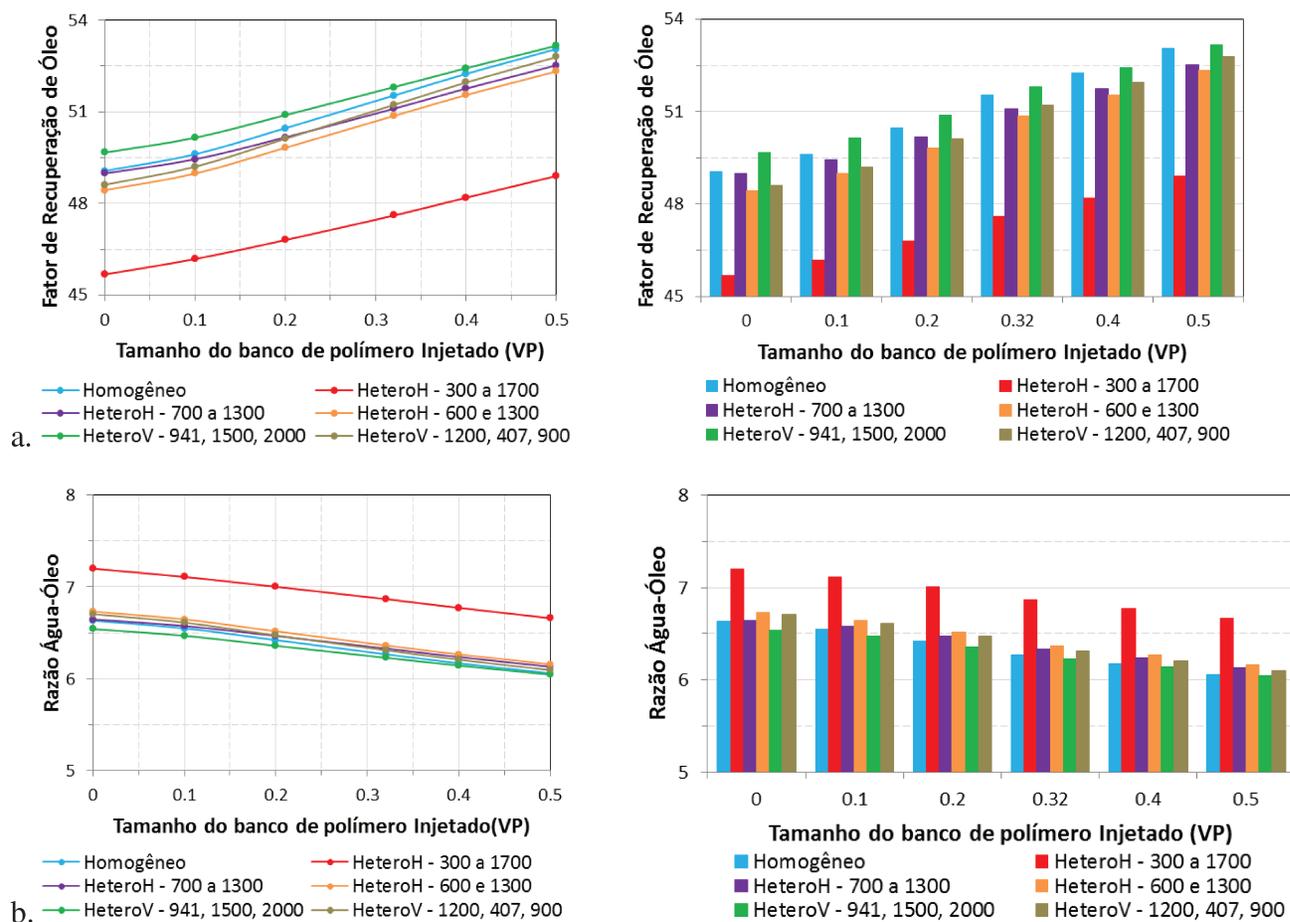


Figura 3.21 - Análise do tamanho do banco de solução polimérica injetada. a. Fator de recuperação de óleo; b. Razão água-óleo

Através da Figura 3.21, verifica-se que o fator de recuperação é proporcional ao tamanho do banco de polímero injetado, portanto quanto maior é a duração da injeção da solução polimérica, mais polímero entrará em contato com o óleo do reservatório, e maior será a recuperação. À medida que o tamanho do banco é aumentado, o processo vai se comportando como uma injeção contínua de polímero.

O modelo heterogêneo vertical, HeteroV - 941, 1500, 2000, apresenta os melhores valores de recuperação em relação aos outros modelos. E ao comparar os dois modelos heterogêneos verticais, verifica-se que a diferença de ganho entre os dois diminui à medida que o tamanho do banco de polímero aumenta. O mesmo pode ser observado ao se comparar apenas os modelos heterogêneos horizontais.

A relação água-óleo produzida também segue o comportamento esperado. De modo que o modelo que produz uma maior quantidade de óleo caracteriza-se pelos menores valores de razão água-óleo. E quanto maior o tamanho do banco de polímero injetado, menores os valores de razão água-óleo.

Os valores de fator de recuperação de petróleo para diferentes tamanhos de banco de polímero nos diferentes modelos estão quantificados na Tabela 3.11, bem como a variação em relação ao caso de injeção contínua de água (0% VP).

Tabela 3.11 - Dados de fator de recuperação para diferentes tamanhos de banco de solução polimérica injetada

Tamanho do banco de Polímero	Homo		HeteroH 300 a 1700		HeteroH 700 a 1300		HeteroH 600 a 1300		HeteroV 941, 1500, 2000		HeteroV 1200, 407, 900	
	FR	Δ	FR	Δ	FR	Δ	FR	Δ	FR	Δ	FR	Δ
0 VP	49,1	0,0%	45,7	0,0%	49,0	0,0%	48,4	0,0%	49,7	0,0%	48,6	0,0%
0.1 VP	49,6	1,0%	46,2	1,1%	49,4	0,8%	49,0	1,2%	50,1	0,8%	49,2	1,2%
0.2 VP	50,5	2,9%	46,8	2,4%	50,2	2,4%	49,8	2,9%	50,9	2,4%	50,1	3,1%
0.32 VP	51,5	4,9%	47,6	4,2%	51,1	4,3%	50,9	5,2%	51,8	4,2%	51,2	5,3%
0.4 VP	52,2	6,3%	48,2	5,5%	51,8	5,7%	51,5	6,4%	52,4	5,4%	52,0	7,0%
0.5 VP	53,1	8,1%	48,9	7,0%	52,5	7,1%	52,3	8,1%	53,2	7,0%	52,8	8,6%

Ao analisar os valores de fator de recuperação, verifica-se que o modelo heterogêneo vertical, HeteroV – 1200, 407, 900, apresenta a maior variação em relação ao caso de injeção contínua de água para todos os tamanhos de banco em comparação com os outros modelos.

O volume acumulado de água injetada é constante para todos os casos e modelos, e equivale a 2397 cm³. Os volumes acumulados de óleo e água produzidos, em cm³, para diferentes

tamanhos de banco de polímero estão apresentados na Tabela 3.12, bem como a variação em relação ao caso de injeção contínua de água (0% VP). E a Tabela 3.13 apresenta relações entre estes valores.

Tabela 3.12 - Volumes acumulados de óleo e água produzidos para diferentes tamanhos de banco de solução polimérica injetada

Tamanho do banco de Polímero	Homo		HeteroH 300 a 1700		HeteroH 700 a 1300		HeteroH 600 a 1300		HeteroV 941, 1500, 2000		HeteroV 1200, 407, 900		
		Δ		Δ		Δ		Δ		Δ		Δ	
Np	0 VP	314	0,0%	292	0,0%	313	0,0%	310	0,0%	318	0,0%	311	0,0%
	0.1 VP	317	1,0%	296	1,4%	316	1,0%	313	1,0%	321	0,9%	315	1,3%
	0.2 VP	323	2,9%	300	2,7%	321	2,6%	319	2,9%	326	2,5%	321	3,2%
	0.32 VP	330	5,1%	305	4,5%	327	4,5%	326	5,2%	332	4,4%	328	5,5%
	0.4 VP	334	6,4%	308	5,5%	331	5,8%	330	6,5%	336	5,7%	333	7,1%
	0.5 VP	340	8,3%	313	7,2%	336	7,3%	335	8,1%	340	6,9%	338	8,7%
Wp	0 VP	2083	0,00%	2104	0,00%	2083	0,00%	2087	0,00%	2079	0,00%	2085	0,00%
	0.1 VP	2079	-0,19%	2101	-0,14%	2080	-0,14%	2083	-0,19%	2076	-0,14%	2082	-0,14%
	0.2 VP	2074	-0,43%	2097	-0,33%	2076	-0,34%	2078	-0,43%	2071	-0,38%	2076	-0,43%
	0.32 VP	2067	-0,77%	2092	-0,57%	2070	-0,62%	2071	-0,77%	2065	-0,67%	2069	-0,77%
	0.4 VP	2062	-1,01%	2089	-0,71%	2066	-0,82%	2067	-0,96%	2061	-0,87%	2064	-1,01%
	0.5 VP	2057	-1,25%	2084	-0,95%	2061	-1,06%	2062	-1,20%	2056	-1,11%	2059	-1,25%

Np = Óleo Produzido; Wp = Água Produzida. Valores em cm³.

Tabela 3.13 - Relações para diferentes tamanhos de banco de solução polimérica injetada

	Tamanho do banco de Polímero	Homo	HeteroH 300 a 1700	HeteroH 700 a 1300	HeteroH 600 a 1300	HeteroV 941, 1500, 2000	HeteroV 1200, 407, 900
Wi/Wp	0 VP	1,15	1,14	1,15	1,15	1,15	1,15
	0.1 VP	1,15	1,14	1,15	1,15	1,15	1,15
	0.2 VP	1,16	1,14	1,15	1,15	1,16	1,15
	0.32 VP	1,16	1,15	1,16	1,16	1,16	1,16
	0.4 VP	1,16	1,15	1,16	1,16	1,16	1,16
	0.5 VP	1,17	1,15	1,16	1,16	1,17	1,16
Wi/Np	0 VP	7,63	8,21	7,66	7,73	7,54	7,71
	0.1 VP	7,56	8,10	7,59	7,66	7,47	7,61
	0.2 VP	7,42	7,99	7,47	7,51	7,35	7,47
	0.32 VP	7,26	7,86	7,33	7,35	7,22	7,31
	0.4 VP	7,18	7,78	7,24	7,26	7,13	7,20
	0.5 VP	7,05	7,66	7,13	7,16	7,05	7,09
Wp/Np	0 VP	6,63	7,21	6,65	6,73	6,54	6,7
	0.1 VP	6,56	7,10	6,58	6,65	6,47	6,61
	0.2 VP	6,42	6,99	6,47	6,51	6,35	6,47
	0.32 VP	6,26	6,86	6,33	6,35	6,22	6,31
	0.4 VP	6,17	6,78	6,24	6,26	6,13	6,20
	0.5 VP	6,05	6,66	6,13	6,16	6,05	6,09

Np = Óleo Produzido; Wp = Água Produzida; Wi = Água Injetada.

Maiores volumes de polímero injetado resultam em maiores volumes de óleo recuperado, entretanto, deve-se avaliar se a quantidade adicional de polímero está sendo recompensada pela quantidade adicional de óleo recuperado. E para avaliar essa questão, foi feita a razão da quantidade de óleo recuperado por massa de polímero injetado (Figura 3.22).

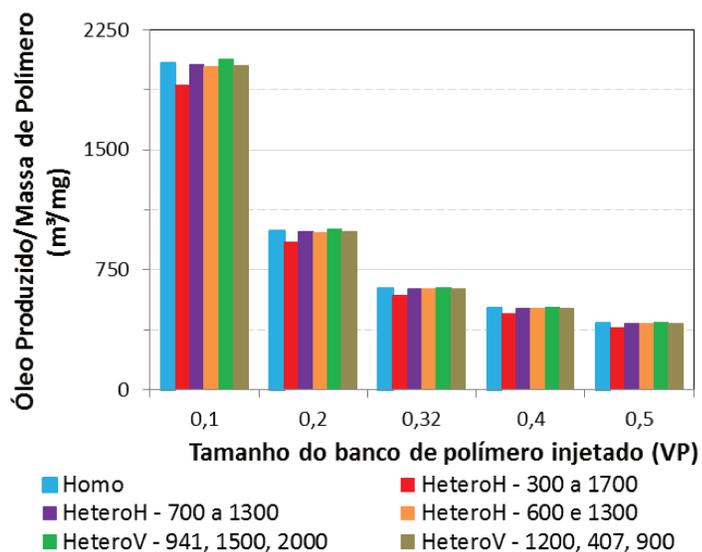


Figura 3.22 - Análise da quantidade de óleo recuperado por massa de polímero injetado.

Ao analisar a Figura 3.22, verifica-se que o aumento da quantidade de polímero injetado não retorna um aumento proporcional de produção de óleo, com isso a razão de óleo produzido por polímero injetado diminui. Desta forma, verifica-se que a quantidade de óleo adicional recuperado pode não compensar o aumento do volume de polímero injetado, uma vez que ao dobrar o volume de polímero injetado, a quantidade de óleo recuperado não dobra.

O tamanho do banco de polímero injetado também modifica o histórico de pressão média como pode ser observado na Figura 3.23. Maiores bancos de polímero exigem maiores pressões de injeção para todos os tipos de modelos estudados. Entretanto o comportamento da pressão média varia de acordo com o modelo.

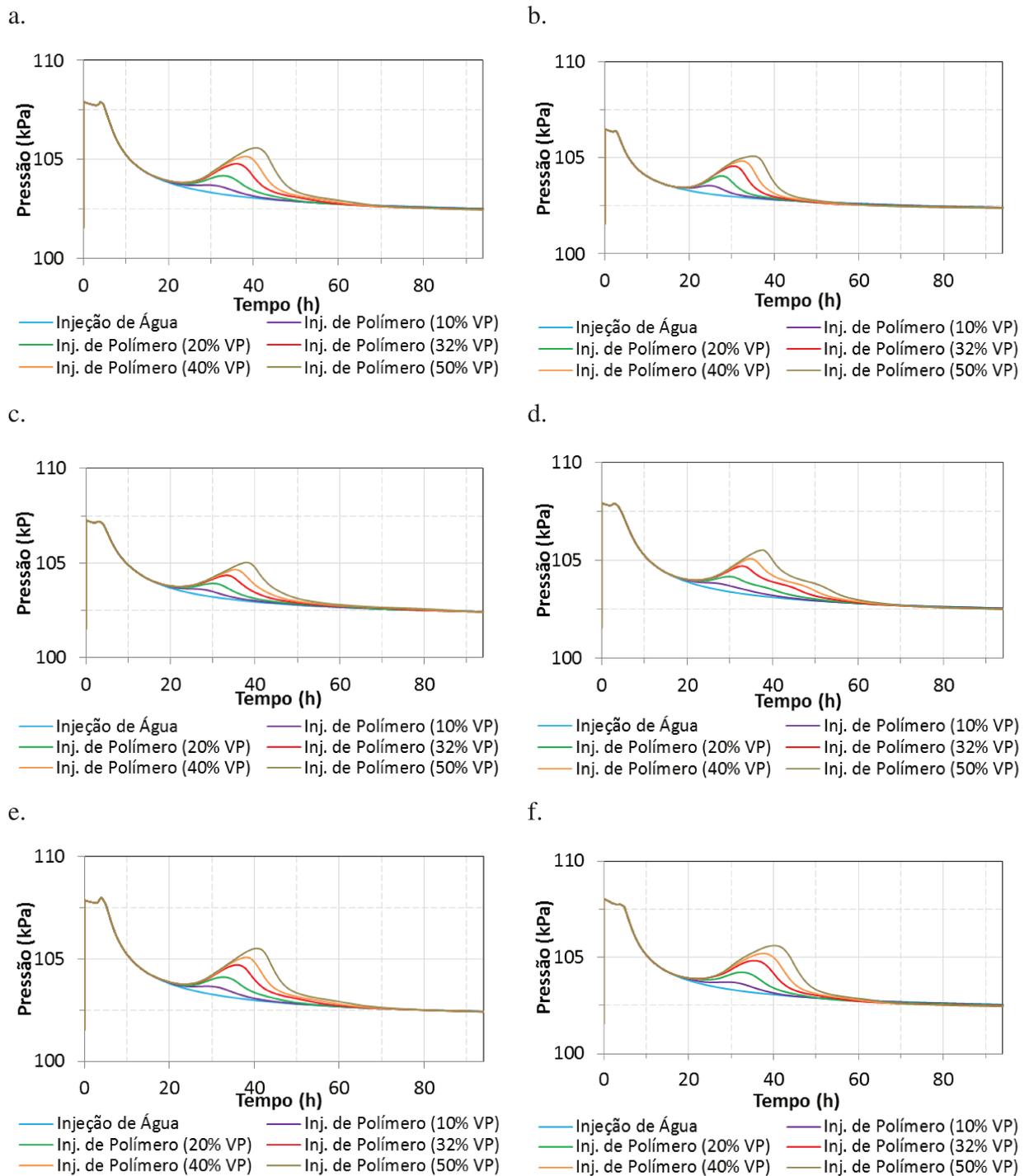


Figura 3.23 - Histórico de pressão média para diferentes tamanhos de banco de solução polimérica injetada. a. Modelo Homogêneo; b. HeteroH – 300 a 1700; c. HeteroH – 700 a 1300; d. HeteroH – 600 e 1300; e. HeteroV – 941, 1500, 2000; f. HeteroV – 1200, 407, 900

O tamanho do banco de solução polimérica injetada modifica a quantidade de polímero que permanece dentro do reservatório e a que foi produzida do reservatório. A Figura 3.24 exibe a porcentagem de polímero produzida nos modelos estudados para diferentes tamanhos de bancos de solução polimérica injetada.

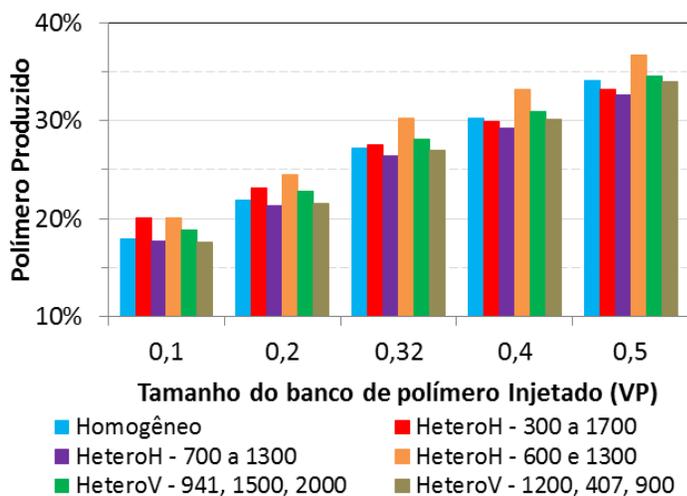


Figura 3.24 - Porcentagem de polímero produzido para diferentes tamanhos de bancos de solução polimérica injetada, em volume de solução.

A permanência do polímero injetado dentro do reservatório seria o ideal, porém uma parte é produzida. E para os modelos estudados, o modelo heterogêneo horizontal, HeteroH – 700 a 1300, apresenta a maior quantidade de polímero que permaneceu dentro do modelo de reservatório, logo a menor porcentagem de polímero produzida.

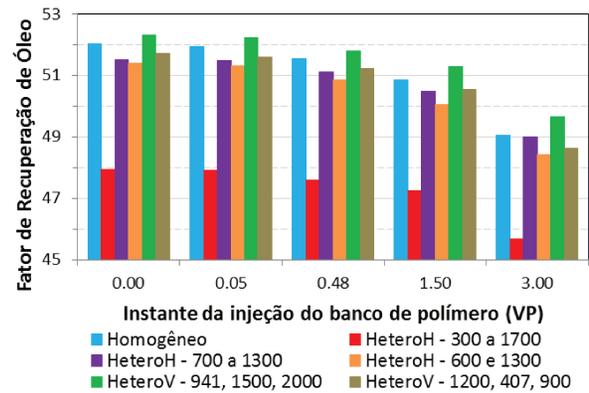
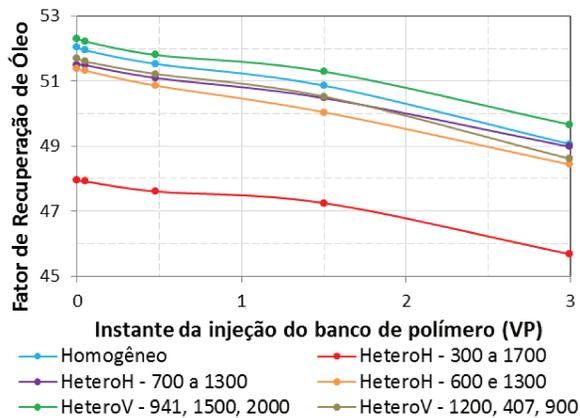
3.3.2.2 Alteração no instante de início da injeção do banco de solução polimérica

Para avaliar o efeito que a escolha do instante de início da injeção do banco de solução polimérica causa na recuperação de petróleo, foram realizadas simulações a partir do caso base de injeção de água alternada com banco de polímero. Todas as propriedades foram mantidas constantes, inclusive o tamanho do banco de polímero correspondente a 32% do volume poroso, sendo alterado apenas o instante de início da injeção do banco de solução polimérica. Foram simulados alguns casos: (1) inicia-se com a injeção do banco de polímero ($t = 0$ min, $VP = 0$) e

posteriormente injeta-se água; (2) inicia-se a injeção de banco de polímero no instante de irrupção de água (*breakthrough*, $t = 92$ min, $VP = 0,05$) medido para o caso base de injeção contínua de água; (3) inicia-se a injeção de banco de polímero no instante de corte de água correspondente a 95% ($t = 47$ horas, $VP = 1,5$) medido para o caso base de injeção contínua de água.

O fator de recuperação e a razão água-óleo para os modelos estudados com diferentes instantes de início da injeção do banco de solução polimérica estão exibidos na Figura 3.25.

a.



b.

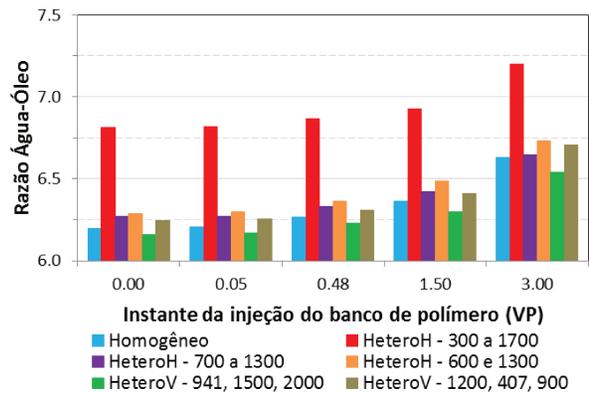
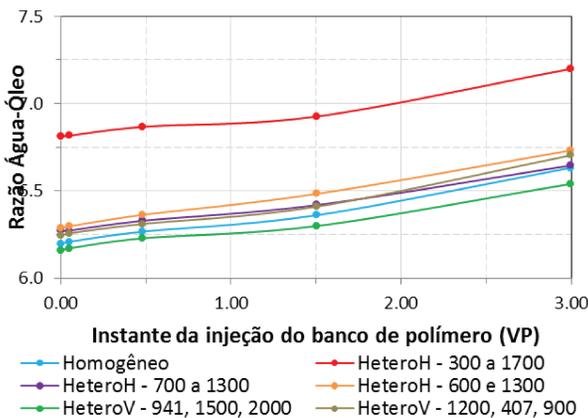


Figura 3.25 - Análise do instante de início da injeção do banco de solução polimérica. a. Fator de recuperação de óleo; b. Razão água-óleo

Verifica-se que quanto antes se inicia a injeção do banco de polímero, maior é a recuperação de óleo e menor é a razão água-óleo de produção, entretanto, também deve-se

monitorar a variação da pressão média. Observa-se ainda que o modelo heterogêneo vertical, HeteroV – 941, 1500, 2000, apresentou os melhores resultados. Além disso, conclui-se que não se deve iniciar a injeção do banco muito tarde, pois assim o seu efeito vai ser reduzido, e os resultados obtidos a partir da injeção de água combinada com banco de polímero aproximam-se àqueles obtidos para uma injeção contínua de água.

Os valores de fator de recuperação de petróleo para diferentes instantes de início da injeção do banco de solução polimérica, nos diferentes modelos, estão quantificados na Tabela 3.14, bem como a variação em relação ao caso de injeção contínua de água (3 VP).

Tabela 3.14 - Dados de fator de recuperação para diferentes instantes de início da injeção do banco de solução polimérica

Instante de Início da Injeção	Homo		HeteroH 300 a 1700		HeteroH 700 a 1300		HeteroH 600 a 1300		HeteroV 941, 1500, 2000		HeteroV 1200, 407, 900	
	FR	Δ	FR	Δ	FR	Δ	FR	Δ	FR	Δ	FR	Δ
0 VP	52,0	6,1%	47,9	5,0%	51,5	5,2%	51,4	6,1%	52,3	5,3%	51,7	6,4%
0.05 VP	51,9	5,9%	47,9	4,9%	51,5	5,1%	51,3	6,0%	52,2	5,2%	51,6	6,2%
0.48 VP	51,5	5,0%	47,6	4,2%	51,1	4,3%	50,9	5,0%	51,8	4,3%	51,2	5,4%
1.5 VP	50,9	3,7%	47,2	3,4%	50,5	3,1%	50,0	3,3%	51,3	3,3%	50,5	3,9%
3 VP	49,1	0,0%	45,7	0,0%	49,0	0,0%	48,4	0,0%	49,7	0,0%	48,6	0,0%

Ao analisar os valores de fator de recuperação, constata-se que apesar do modelo HeteroV – 941, 1500, 2000 apresentar os maiores valores de recuperação, é o modelo HeteroV – 1200, 407, 900, que exibe as maiores variações (6,4%; 3,2%; 5,4% e 3,9%) em relação ao seu caso base de injeção contínua de água (3VP).

O volume acumulado de água injetada é constante para todos os casos e modelos, e equivale a 2397 cm³. Os volumes acumulados de óleo e água produzidos, em cm³, para diferentes instantes de início da injeção do banco de solução polimérica estão apresentados na Tabela 3.15, bem como a variação em relação ao caso de injeção contínua de água (3 VP). E a Tabela 3.16 apresenta relações entre estes valores.

Tabela 3.15 - Volumes acumulados de óleo e água produzidos para diferentes instantes de início da injeção do banco de solução polimérica

	Instante de Injeção	Homo		HeteroH 300 a 1700		HeteroH 700 a 1300		HeteroH 600 a 1300		HeteroV 941, 1500, 2000		HeteroV 1200, 407, 900	
			Δ		Δ		Δ		Δ		Δ		Δ
Np	0 VP	333	6,1%	307	5,0%	330	5,2%	329	6,1%	335	5,3%	331	2,3%
	0.05 VP	332	5,9%	307	4,9%	330	5,1%	328	6,0%	334	5,2%	330	2,1%
	0.48 VP	330	5,0%	305	4,2%	327	4,3%	326	5,0%	332	4,3%	328	1,4%
	1.5 VP	326	3,7%	302	3,4%	323	3,1%	320	3,3%	328	3,3%	328	1,4%
	3 VP	314	0,0%	292	0,0%	313	0,0%	310	0,0%	318	0,0%	323	0,0%
Wp	0 VP	2064	-0,91%	2090	-0,67%	2067	-0,77%	2068	-0,90%	2062	-0,81%	2066	-0,94%
	0.05 VP	2064	-0,88%	2090	-0,67%	2067	-0,77%	2068	-0,88%	2062	-0,78%	2066	-0,91%
	0.48 VP	2067	-0,77%	2092	-0,58%	2070	-0,65%	2071	-0,74%	2065	-0,66%	2069	-0,80%
	1,5 VP	2071	-0,58%	2094	-0,48%	2074	-0,46%	2076	-0,49%	2068	-0,52%	2073	-0,61%
	3 VP	2083	0,00%	2104	0,00%	2083	0,00%	2087	0,00%	2079	0,00%	2085	0,00%

Np = Óleo Produzido; Wp = Água Produzida. Valores em cm³.

Tabela 3.16 - Relações para diferentes instantes de início da injeção do banco de solução polimérica

	Instante de Injeção	Homo	HeteroH 300 a 1700	HeteroH 700 a 1300	HeteroH 600 a 1300	HeteroV 941, 1500, 2000		HeteroV 1200, 407, 900	
Wi/Wp	0 VP	1,16	1,15	1,16	1,16	1,16	1,16	1,16	1,16
	0.05 VP	1,16	1,15	1,16	1,16	1,16	1,16	1,16	1,16
	0.48 VP	1,16	1,15	1,16	1,16	1,16	1,16	1,16	1,16
	1.5 VP	1,16	1,14	1,16	1,15	1,16	1,16	1,16	1,16
	3 VP	1,15	1,14	1,15	1,15	1,15	1,15	1,15	1,15
Wi/Np	0 VP	7,20	7,81	7,26	7,29	7,16	7,24	7,16	7,24
	0.1 VP	7,22	7,81	7,26	7,31	7,18	7,26	7,18	7,26
	0.2 VP	7,26	7,86	7,33	7,35	7,22	7,31	7,22	7,31
	0.32 VP	7,35	7,94	7,42	7,49	7,31	7,31	7,31	7,31
	0.4 VP	7,63	8,21	7,66	7,73	7,54	7,42	7,54	7,42
Wp/Np	0 VP	6,2	6,81	6,26	6,29	6,15	6,24	6,15	6,24
	0.1 VP	6,22	6,81	6,26	6,3	6,18	6,26	6,18	6,26
	0.2 VP	6,26	6,86	6,33	6,35	6,22	6,31	6,22	6,31
	0.32 VP	6,35	6,93	6,42	6,49	6,3	6,32	6,3	6,32
	0.4 VP	6,63	7,21	6,65	6,73	6,54	6,46	6,54	6,46

Np = Óleo Produzido; Wp = Água Produzida; Wi = Água Injetada.

O instante de início da injeção do banco de solução polimérica também modifica o histórico de pressão média como pode ser observado na Figura 3.26. O comportamento das curvas varia de acordo com o modelo, entretanto apresentam um aumento de pressão de acordo com o instante de

início da injeção do banco de solução polimérica, refletindo a maior resistência ao escoamento associada ao escoamento da solução de polímero.

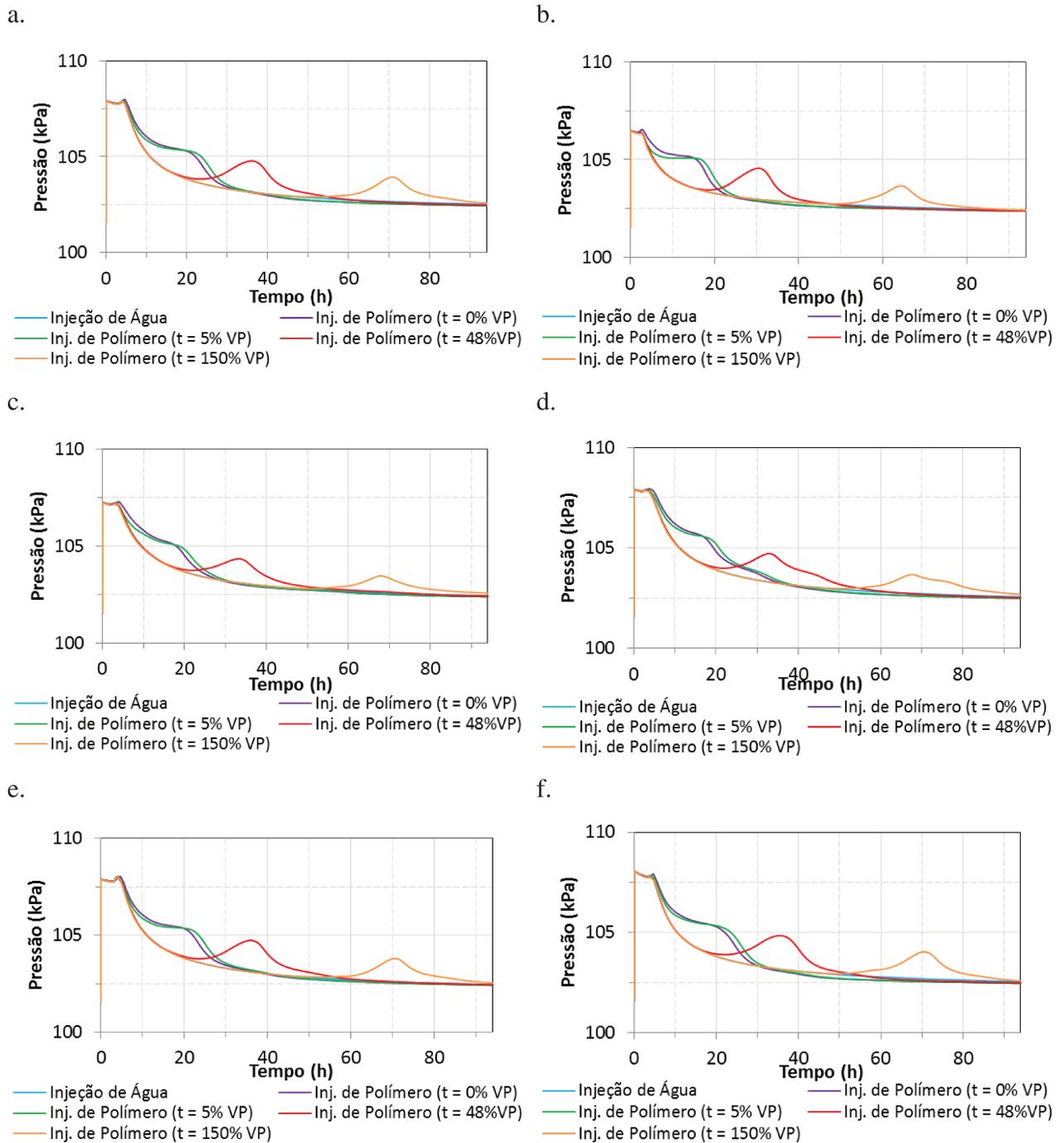


Figura 3.26 - Histórico de pressão média para diferentes instantes de início da injeção do banco de solução polimérica. a. Modelo Homogêneo; b. HeteroH – 300 a 1700; c. HeteroH – 700 a 1300; d. HeteroH – 600 e 1300; e. HeteroV – 941, 1500, 2000; f. HeteroV – 1200, 407, 900

A porcentagem de polímero produzido nos modelos de reservatório estudados está representada na Figura 3.27 para diferentes instantes de início da injeção do banco de solução polimérica.

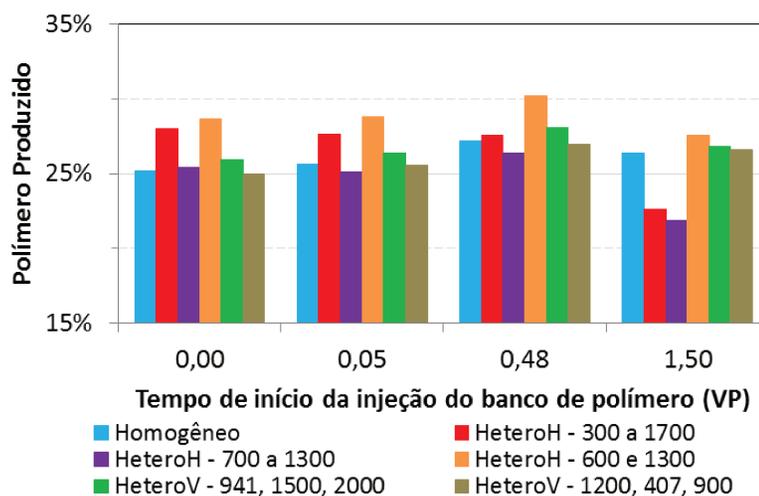


Figura 3.27 - Porcentagem de polímero produzido para diferentes instantes de início da injeção do banco de solução polimérica, em volume de solução.

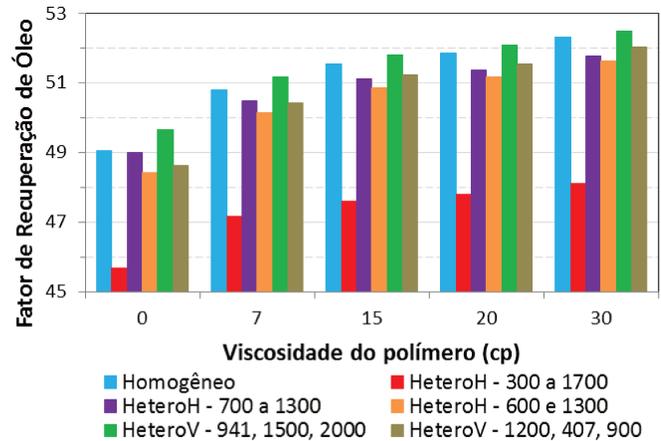
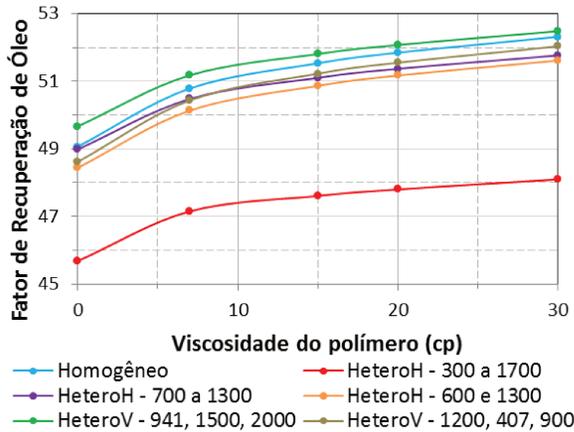
A quantidade de polímero que permanece dentro do reservatório ou a que é produzida não varia muito para os modelos homogêneo e heterogêneo vertical. Entretanto para os modelos heterogêneos horizontais, a quantidade de polímero produzida do reservatório diminui muito para uma injeção com início no corte de água correspondente a 95% (1,5VP). O que pode corresponder ao fato do banco de polímero ter sido injetado muito tarde, e não ter percorrido o reservatório e atingido o poço produtor no período de tempo restante, o que resultou em uma baixa recuperação como foi visto anteriormente.

3.3.2.3 Alteração da viscosidade do polímero

A viscosidade do polímero foi outro parâmetro modificado para verificar o efeito na recuperação de petróleo, onde novamente foi utilizado o caso base de injeção de água alternada com banco de polímero. Deste modo, foram simulados casos com valores de viscosidade correspondentes a 7cp, 20cp, e 30cp.

O fator de recuperação e a razão água-óleo para cada valor de viscosidade para cada modelo estudado estão representados na Figura 3.28. Pode-se observar que o aumento da viscosidade favorece a recuperação de óleo e diminui a razão água-óleo.

a.



b.

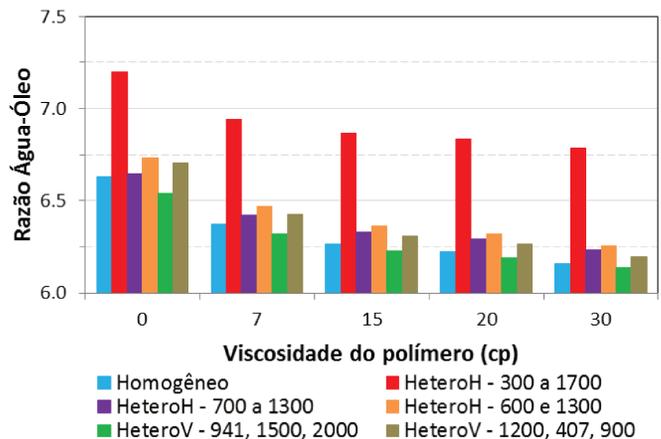
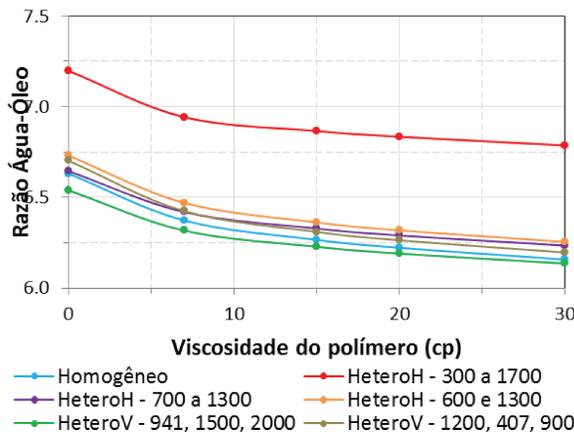


Figura 3.28 - Análise da viscosidade do polímero. a. Fator de recuperação de óleo; b. Razão água-óleo

Como pode ser observado na Figura 3.28, o aumento da viscosidade leva ao aumento do fator de recuperação, entretanto a variação de aumento vai se tornando menor. Assim, o aumento da viscosidade pode não oferecer um retorno desejado, além de que, maiores viscosidades de polímero exigem maiores pressões de injeção que nem sempre podem ser atingidas, pois podem provocar fraturas.

A Tabela 3.17 apresenta os valores de fator de recuperação e sua variação em relação ao caso base de injeção contínua de água para diferentes viscosidades nos modelos estudados. É possível verificar quantitativamente que o ganho com o aumento da viscosidade torna-se menor.

Tabela 3.17 - Dados de fator de recuperação para diferentes viscosidades de polímero

Viscosidade	Homo		HeteroH 300 a 1700		HeteroH 700 a 1300		HeteroH 600 a 1300		HeteroV 941, 1500, 2000		HeteroV 1200, 407, 900	
	FR	Δ	FR	Δ	FR	Δ	FR	Δ	FR	Δ	FR	Δ
0 cp	49,1	0,0%	45,7	0,0%	49,0	0,0%	48,4	0,0%	49,7	0,0%	48,6	0,0%
7 cp	50,8	3,5%	47,1	3,1%	50,5	3,1%	50,1	3,5%	51,2	3,0%	50,4	3,7%
15 cp	51,5	4,9%	47,6	4,2%	51,1	4,3%	50,9	5,2%	51,8	4,2%	51,2	5,3%
20 cp	51,8	5,5%	47,8	4,6%	51,4	4,9%	51,2	5,8%	52,1	4,8%	51,5	6,0%
30 cp	52,3	6,5%	48,1	5,3%	51,8	5,7%	51,6	6,6%	52,5	5,6%	52,0	7,0%

O modelo heterogêneo vertical, HeteroV – 1200, 407, 900, apresenta o maior ganho em relação a injeção contínua de água para todos os valores de viscosidade. Entretanto, o modelo heterogêneo vertical, HeteroV – 941, 1500, 2000, é o que apresenta os maiores valores de recuperação de petróleo.

Os volumes acumulados de óleo e água produzidos para diferentes viscosidades de polímero para os modelos estudados então apresentado na Tabela 3.18, e relações entre estes valores são apresentadas na Tabela 3.19.

Tabela 3.18 - Volumes acumulados de óleo e água produzidos para diferentes viscosidades de polímero

Viscosidade	Homo		HeteroH 300 a 1700		HeteroH 700 a 1300		HeteroH 600 a 1300		HeteroV 941, 1500, 2000		HeteroV 1200, 407, 900		
	Δ		Δ		Δ		Δ		Δ		Δ		
Np	0 cp	314	0,0%	292	0,0%	313	0,0%	310	0,0%	318	0,0%	311	0,0%
	7 cp	325	3,5%	302	3,4%	323	3,2%	321	3,5%	328	3,1%	323	3,9%
	15 cp	330	5,1%	305	4,5%	327	4,5%	326	5,2%	332	4,4%	328	5,5%
	20 cp	332	5,7%	306	4,8%	329	5,1%	327	5,5%	333	4,7%	330	6,1%
	30 cp	335	6,7%	308	5,5%	331	5,8%	330	6,5%	336	5,7%	333	7,1%
Wp	0 cp	2083	0,00%	2104	0,00%	2083	0,00%	2087	0,00%	2079	0,00%	2085	0,00%
	7 cp	2071	-0,58%	2095	-0,43%	2074	-0,43%	2076	-0,53%	2069	-0,48%	2074	-0,53%
	15 cp	2067	-0,77%	2092	-0,57%	2070	-0,62%	2071	-0,77%	2065	-0,67%	2069	-0,77%
	20 cp	2065	-0,86%	2091	-0,62%	2068	-0,72%	2069	-0,86%	2063	-0,77%	2067	-0,86%
	30 cp	2062	-1,01%	2089	-0,71%	2066	-0,82%	2066	-1,01%	2061	-0,87%	2064	-1,01%

Np = Óleo Produzido; Wp = Água Produzida. Valores em cm³.

Tabela 3.19 - Relações para diferentes viscosidades de polímero

Viscosidade	Homo	HeteroH	HeteroH	HeteroH	HeteroV	HeteroV
		300 a 1700	700 a 1300	600 a 1300	941, 1500, 2000	1200, 407, 900
Wi/Wp	0 cp	1,15	1,14	1,15	1,15	1,15
	7 cp	1,16	1,14	1,16	1,15	1,16
	15 cp	1,16	1,15	1,16	1,16	1,16
	20 cp	1,16	1,15	1,16	1,16	1,16
	30 cp	1,16	1,15	1,16	1,16	1,16
Wi/Np	0 cp	7,63	8,21	7,66	7,73	7,54
	7 cp	7,38	7,94	7,42	7,47	7,31
	15 cp	7,26	7,86	7,33	7,35	7,22
	20 cp	7,22	7,83	7,29	7,33	7,20
	30 cp	7,16	7,78	7,24	7,26	7,13
Wp/Np	0 cp	6,63	7,21	6,65	6,73	6,54
	7 cp	6,37	6,94	6,42	6,47	6,31
	15 cp	6,26	6,86	6,33	6,35	6,22
	20 cp	6,22	6,83	6,29	6,33	6,20
	30 cp	6,16	6,78	6,24	6,26	6,13

Np = Óleo Produzido; Wp = Água Produzida; Wi = Água Injetada.

O aumento da viscosidade do polímero causa um favorecimento da razão de mobilidade. Para valores de viscosidade de 7cp, 20cp e 30cp, são obtidos valores de razão de mobilidade correspondentes a 2,49, 1,23 e 0,92, respectivamente. Entretanto, como foi dito anteriormente, maiores valores de viscosidade necessitam de maiores pressões, como pode ser observado na Figura 3.29.

Os históricos de pressão demonstram o aumento de pressão média no reservatório proporcional ao aumento da viscosidade do banco de polímero injetado. E este comportamento pode ser observado para todos os modelos estudados. Assim, valores muito altos de viscosidade de polímero, apesar de recuperarem mais petróleo, podem não ser possíveis devido aos altos valores de pressão de injeção exigidos.

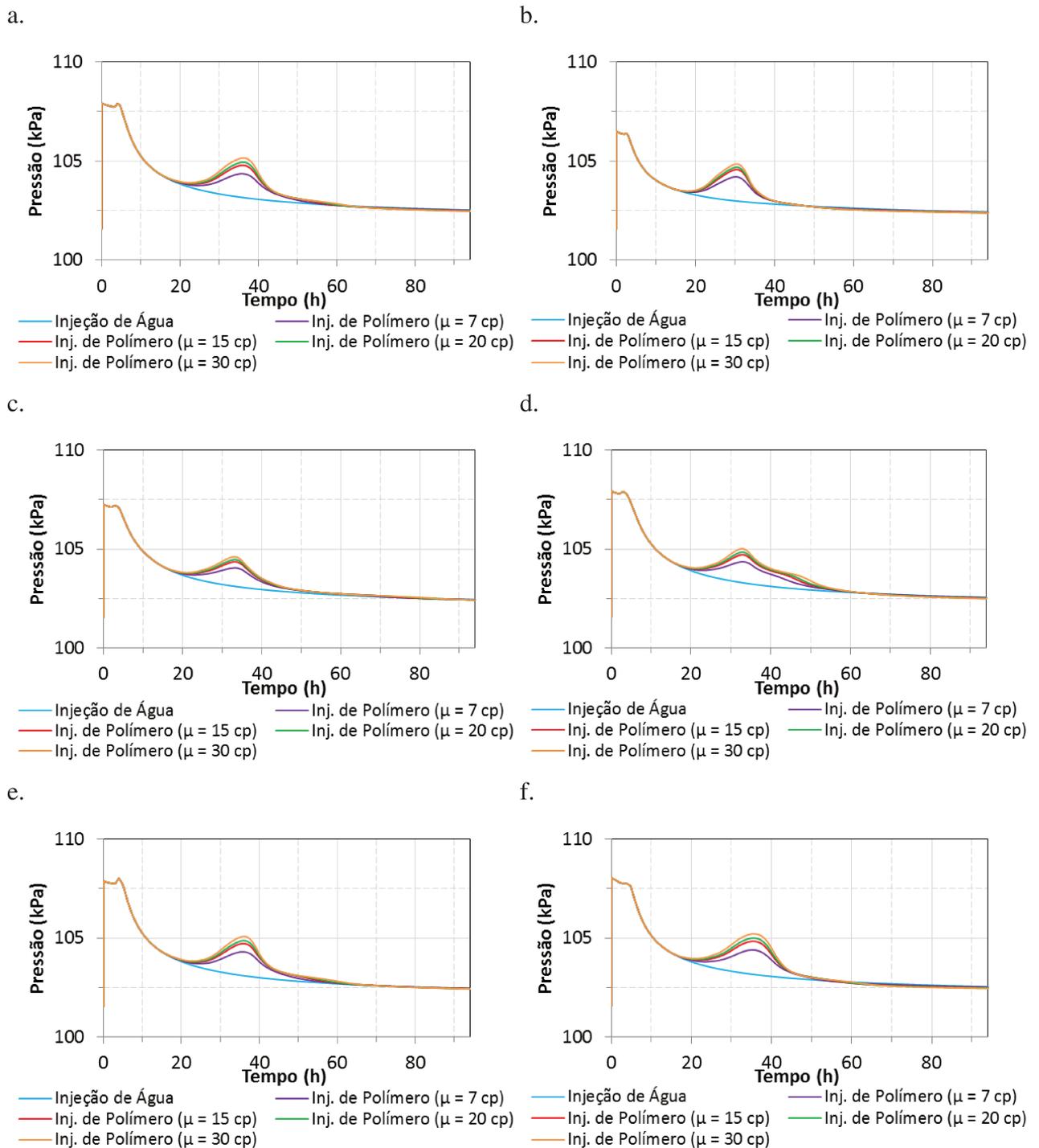


Figura 3.29 - Histórico de pressão média para diferentes viscosidades de polímero. a. Modelo Homogêneo; b. HeteroH – 300 a 1700; c. HeteroH – 700 a 1300; d. HeteroH – 600 e 1300; e. HeteroV – 941, 1500, 2000; f. HeteroV – 1200, 407, 900

A quantidade de polímero produzida em cada modelo de reservatório pode ser observada na Figura 3.30, de acordo com a variação da viscosidade do polímero.

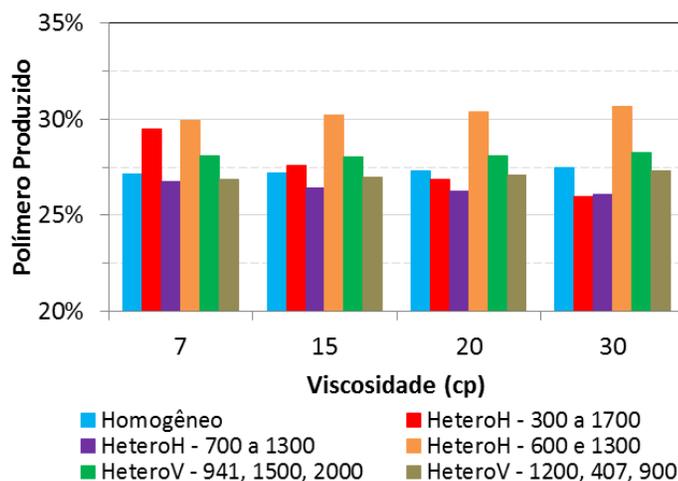


Figura 3.30 - Porcentagem de polímero produzido para diferentes viscosidades de polímero, em volume de solução.

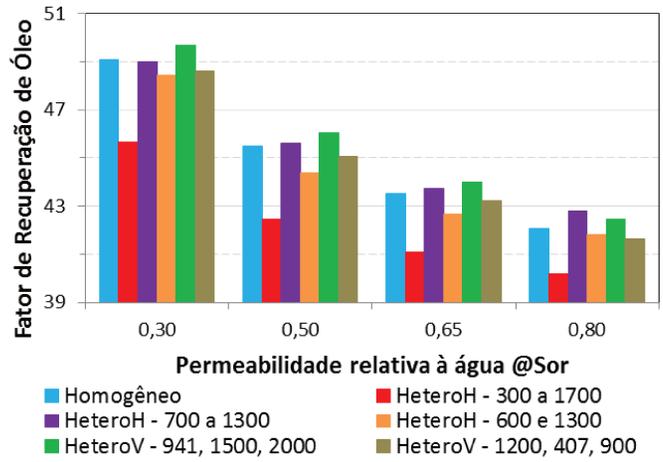
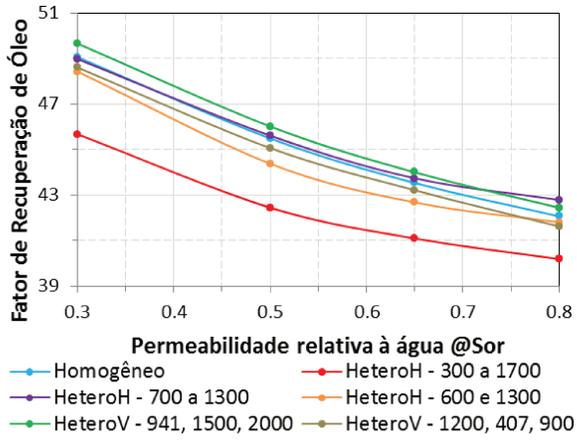
Ao analisar a Figura 3.30, verifica-se que o modelo heterogêneo horizontal, HeteroH – 300 a 1700, foi o modelo que apresentou maior variação na quantidade de polímero produzida do reservatório, enquanto que os outros modelos estudados obtiveram valores praticamente constantes para diferentes valores de viscosidade.

3.3.2.4 Alteração da permeabilidade relativa à água na saturação de óleo residual

O valor da razão de mobilidade pode se tornar mais favorável com a diminuição da permeabilidade relativa à água da solução injetada. Desta maneira, as curvas de permeabilidade foram modificadas obedecendo ao Modelo de Corey, como podem ser observadas na Figura 3.7, e os valores de permeabilidade na saturação de óleo residual (0,5; 0,65 e 0,8) foram escolhidos de acordo com os critérios de seleção.

Os casos base de injeção de água e de água alternada com banco de polímero foram utilizados para verificar o efeito no fator de recuperação para mudanças nos valores terminais de permeabilidade relativa à água na saturação de óleo residual (Figura 3.31 e Figura 3.32).

a.



b.

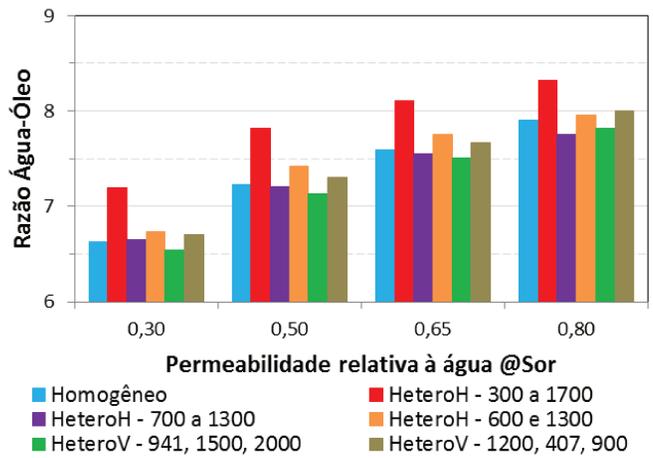
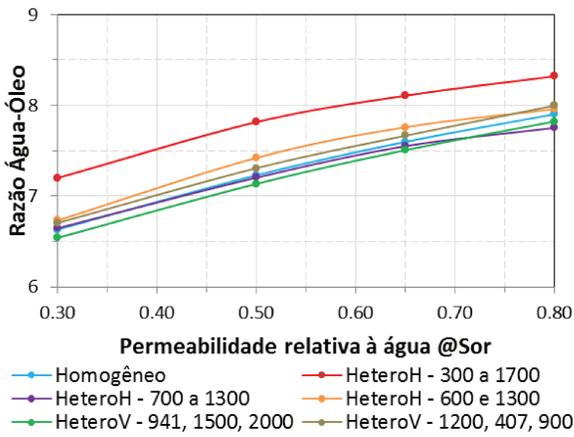
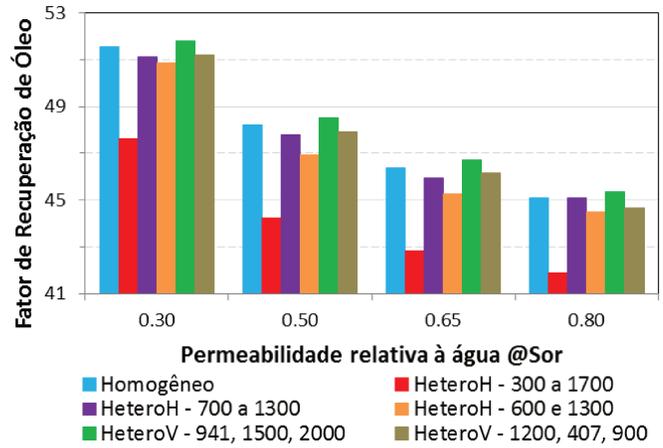
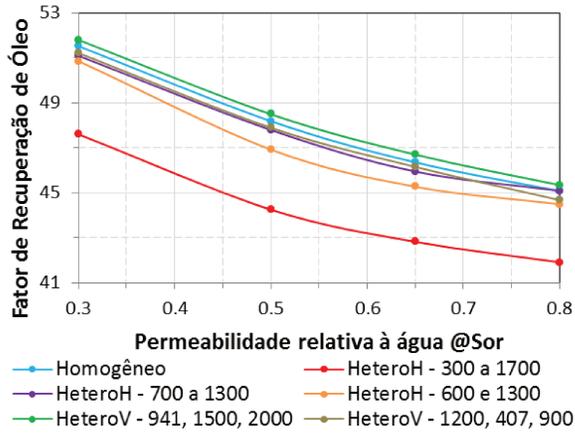


Figura 3.31 - Análise da permeabilidade relativa à água ($@S_{or}$) para o caso de injeção de água. a.

Fator de recuperação de óleo; b. Razão água-óleo

a.



b.

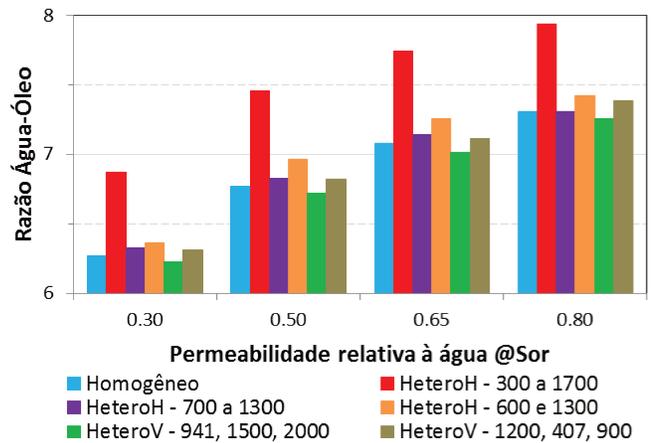
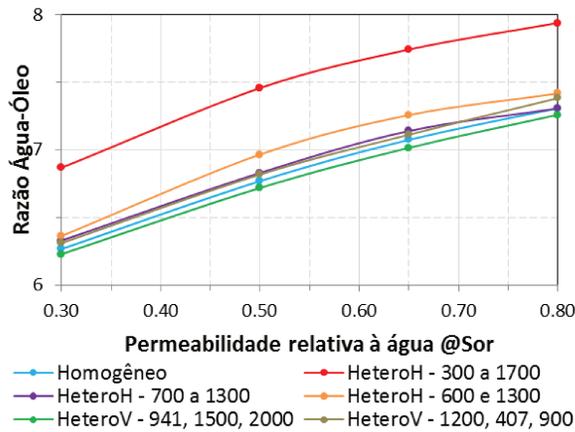


Figura 3.32 - Análise da permeabilidade relativa à água ($@S_{or}$) para o caso de injeção de água alternada com banco de polímero. a. Fator de recuperação de óleo; b. Razão água-óleo

O aumento nos valores terminais de permeabilidade relativa à água diminui a recuperação de óleo e aumenta a razão água-óleo. E observa-se que o ganho é maior à medida que se reduz os valores de permeabilidade.

Para uma análise mais quantitativa, os dados de fator de recuperação foram resumidos na Tabela 3.20 para o caso de injeção de água e na Tabela 3.21 para o caso de injeção de água alternada com banco de polímero.

Tabela 3.20 - Dados de fator de recuperação para diferentes permeabilidades relativa à água (@S_{or}) para o caso de injeção de água

Perm. Relativa à Água (@S _{or})	Homo		HeteroH 300 a 1700		HeteroH 700 a 1300		HeteroH 600 a 1300		HeteroV 941, 1500, 2000		HeteroV 1200, 407, 900	
	FR	Δ	FR	Δ	FR	Δ	FR	Δ	FR	Δ	FR	Δ
0.30	49,1	0,0%	45,7	0,0%	49,0	0,0%	48,4	0,0%	49,7	0,0%	48,6	0,0%
0.50	45,5	-7,3%	42,4	-7,2%	45,6	-6,9%	44,4	-8,3%	46,0	-7,4%	45,1	-7,2%
0.65	43,5	-11,4%	41,1	-10,1%	43,7	-10,8%	42,7	-11,8%	44,0	-11,5%	43,2	-11,1%
0.80	42,1	-14,3%	40,2	-12,0%	42,8	-12,7%	41,8	-13,6%	42,4	-14,7%	41,6	-14,4%

Tabela 3.21 - Dados de fator de recuperação para diferentes permeabilidades relativa à água (@S_{or}) para o caso de injeção de água alternada com banco de polímero

Perm. Relativa à Água (@S _{or})	Homo		HeteroH 300 a 1700		HeteroH 700 a 1300		HeteroH 600 a 1300		HeteroV 941, 1500, 2000		HeteroV 1200, 407, 900	
	FR	Δ	FR	Δ	FR	Δ	FR	Δ	FR	Δ	FR	Δ
0.30	51,5	0,0%	47,6	0,0%	51,1	0,0%	50,9	0,0%	51,8	0,0%	51,2	0,0%
0.50	48,2	-6,4%	44,2	-7,1%	47,8	-6,5%	46,9	-7,9%	48,5	-6,4%	47,9	-6,4%
0.65	46,4	-9,9%	42,8	-10,1%	45,9	-10,2%	45,3	-11,0%	46,7	-9,8%	46,2	-9,8%
0.80	45,1	-12,4%	41,9	-12,0%	45,1	-11,7%	44,5	-12,6%	45,3	-12,5%	44,7	-12,7%

O modelo heterogêneo vertical, HeteroV – 1200, 407, 900, foi o modelo que apresentou maiores variações com a mudança nos valores terminais de permeabilidade relativa à água, entretanto não apresentou os maiores valores de recuperação.

Outros valores analisados são os de volumes acumulados de óleo e água, que estão apresentados na Tabela 3.22 e 3.23, para os casos de injeção de água e de água alternada com banco de polímero, respectivamente. Além disso, algumas relações determinadas com estes dados são apresentadas, respectivamente, na Tabela 3.24 e Tabela 3.25.

Tabela 3.22 - Volumes acumulados de óleo e água produzidos para diferentes permeabilidades relativa à água (@S_{or}) para o caso de injeção de água

	Perm. Relativa à Água (@S _{or})	Homo		HeteroH 300 a 1700		HeteroH 700 a 1300		HeteroH 600 a 1300		HeteroV 941, 1500, 2000		HeteroV 1200, 407, 900	
		Δ		Δ		Δ		Δ		Δ		Δ	
N _p	0.30	314	0,0%	292	0,0%	313	0,0%	310	0,0%	318	0,0%	311	0,0%
	0.50	291	-7,3%	272	-6,8%	292	-6,7%	284	-8,4%	295	-7,2%	288	-7,4%
	0.65	279	-11,1%	263	-9,9%	280	-10,5%	273	-11,9%	282	-11,3%	277	-10,9%
	0.80	269	-14,3%	257	-12,0%	274	-12,5%	268	-13,5%	272	-14,5%	266	-14,5%
W _p	0.30	2083	0,00%	2104	0,00%	2083	0,00%	2087	0,00%	2079	0,00%	2085	0,00%
	0.50	2105	1,06%	2123	0,90%	2103	0,96%	2108	1,01%	2101	1,06%	2108	1,10%
	0.65	2117	1,63%	2132	1,33%	2113	1,44%	2119	1,53%	2114	1,68%	2120	1,68%
	0.80	2127	2,11%	2139	1,66%	2123	1,92%	2129	2,01%	2125	2,21%	2130	2,16%

N_p = Óleo Produzido; W_p = Água Produzida. Valores em cm³.

Tabela 3.23 - Volumes acumulados de óleo e água produzidos para diferentes permeabilidades relativa à água (@S_{or}) para o caso de injeção de água alternada com banco de polímero

	Perm. Relativa à Água (@S _{or})	Homo		HeteroH 300 a 1700		HeteroH 700 a 1300		HeteroH 600 a 1300		HeteroV 941, 1500, 2000		HeteroV 1200, 407, 900	
		Δ		Δ		Δ		Δ		Δ		Δ	
N _p	0.30	330	0,0%	305	0,0%	327	0,0%	326	0,0%	332	0,0%	328	0,0%
	0.50	308	-6,7%	283	-7,2%	306	-6,4%	300	-8,0%	310	-6,6%	307	-6,4%
	0.65	297	-10,0%	274	-10,2%	294	-10,1%	290	-11,0%	299	-9,9%	295	-10,1%
	0.80	288	-12,7%	268	-12,1%	289	-11,6%	285	-12,6%	290	-12,7%	286	-12,8%
W _p	0.30	2067	0,00%	2092	0,00%	2070	0,00%	2071	0,00%	2065	0,00%	2069	0,00%
	0.50	2087	0,97%	2112	0,96%	2089	0,92%	2092	1,01%	2085	0,97%	2090	1,01%
	0.65	2098	1,50%	2121	1,39%	2099	1,40%	2102	1,50%	2096	1,50%	2101	1,55%
	0.80	2108	1,98%	2129	1,77%	2108	1,84%	2112	1,98%	2106	1,99%	2111	2,03%

N_p = Óleo Produzido; W_p = Água Produzida. Valores em cm³.

Tabela 3.24 - Relações para diferentes permeabilidades relativa à água (@S_{or}) para o caso de injeção de água

	Permeabilidade Relativa à Água (@S _{or})	Homo	HeteroH	HeteroH	HeteroH	HeteroV	HeteroV
			300 a 1700	700 a 1300	600 a 1300	941, 1500, 2000	1200, 407, 900
Wi/Wp	0.30	1,15	1,14	1,15	1,15	1,15	1,15
	0.50	1,14	1,13	1,14	1,14	1,14	1,14
	0.65	1,13	1,12	1,13	1,13	1,13	1,13
	0.80	1,13	1,12	1,13	1,13	1,13	1,13
Wi/Np	0.30	7,63	8,21	7,66	7,73	7,54	7,71
	0.50	8,24	8,81	8,21	8,44	8,13	8,32
	0.65	8,59	9,11	8,56	8,78	8,50	8,65
	0.80	8,91	9,33	8,75	8,94	8,81	9,01
Wp/Np	0.30	6,63	7,21	6,65	6,73	6,54	6,70
	0.50	7,23	7,81	7,20	7,42	7,12	7,32
	0.65	7,59	8,11	7,55	7,76	7,50	7,65
	0.80	7,91	8,32	7,75	7,94	7,81	8,01

Np = Óleo Produzido; Wp = Água Produzida; Wi = Água Injetada.

Tabela 3.25 - Relações para diferentes permeabilidades relativa à água (@S_{or}) para o caso de injeção de água alternada com banco de polímero

	Permeabilidade Relativa à Água (@S _{or})	Homo	HeteroH	HeteroH	HeteroH	HeteroV	HeteroV
			300 a 1700	700 a 1300	600 a 1300	941, 1500, 2000	1200, 407, 900
Wi/Wp	0.30	1,16	1,15	1,16	1,16	1,16	1,16
	0.50	1,15	1,13	1,15	1,15	1,15	1,15
	0.65	1,14	1,13	1,14	1,14	1,14	1,14
	0.80	1,14	1,13	1,14	1,13	1,14	1,14
Wi/Np	0.30	7,26	7,86	7,33	7,35	7,22	7,31
	0.50	7,78	8,47	7,83	7,99	7,73	7,81
	0.65	8,07	8,75	8,15	8,27	8,02	8,13
	0.80	8,32	8,94	8,29	8,41	8,27	8,38
Wp/Np	0.30	6,26	6,86	6,33	6,35	6,22	6,31
	0.50	6,78	7,46	6,83	6,97	6,73	6,81
	0.65	7,06	7,74	7,14	7,25	7,01	7,12
	0.80	7,32	7,94	7,29	7,41	7,26	7,38

Np = Óleo Produzido; Wp = Água Produzida; Wi = Água Injetada.

A variação nos valores de permeabilidade relativa à água alteram os valores de razão de mobilidade terminal. Para permeabilidades de 0,5, 0,65 e 0,8, os valores de M são,

respectivamente, 18,64, 24,23 e 29,83, para o caso de injeção contínua de água, e 2,49, 3,23 e 3,98, para o caso de injeção de água alternada com banco de polímero.

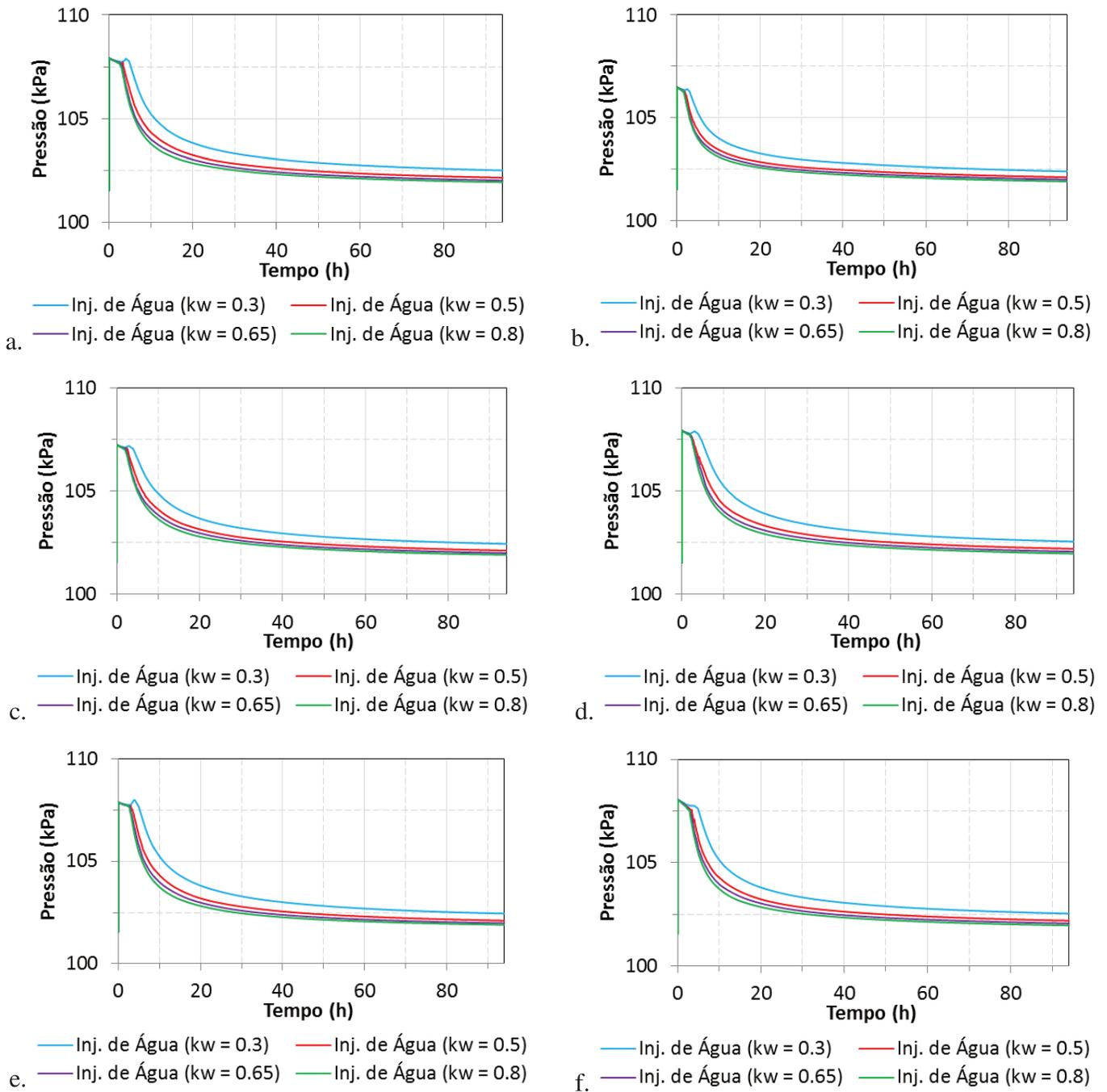


Figura 3.33 - Histórico de pressão média para diferentes permeabilidades relativa à água ($@S_{or}$) para o caso de injeção de água. a. Modelo Homogêneo; b. HeteroH – 300 a 1700; c. HeteroH – 700 a 1300; d. HeteroH – 600 e 1300; e. HeteroV – 941, 1500, 2000; f. HeteroV – 1200, 407, 900

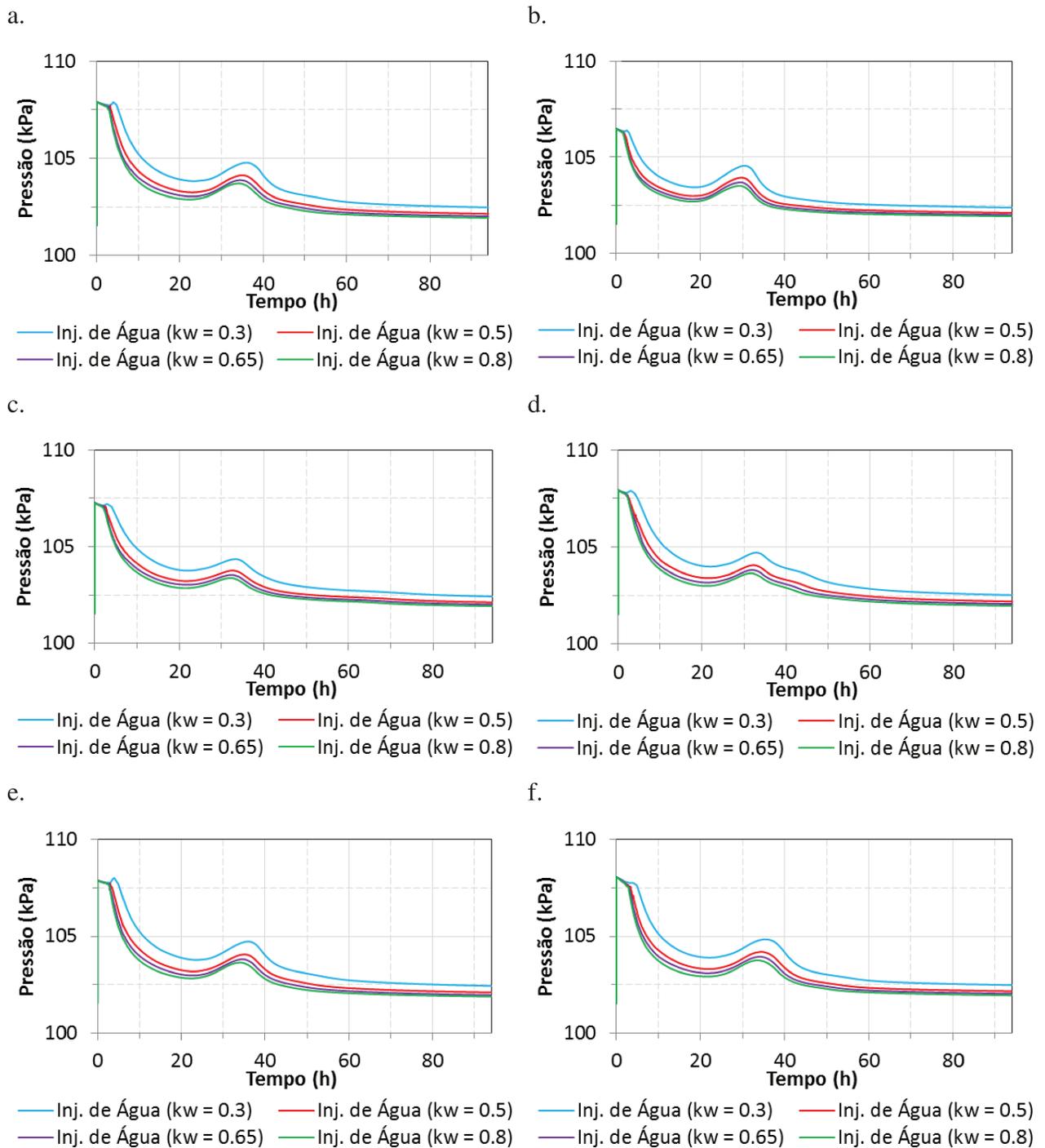


Figura 3.34 - Histórico de pressão média para diferentes permeabilidades relativa à água (@ S_{or}) para o caso de injeção de água alternada com banco de polímero. a. Modelo Homogêneo; b. HeteroH – 300 a 1700; c. HeteroH – 700 a 1300; d. HeteroH – 600 e 1300; e. HeteroV – 941, 1500, 2000; f. HeteroV – 1200, 407, 900

O histórico de pressão média para os modelos estudados com cada valor de permeabilidade relativa à água é exibido na Figura 3.33 e Figura 3.34, para os casos de injeção de água e de água alternada com banco de polímero, respectivamente.

Verifica-se que até o momento de irrupção de água, as pressões permanecem iguais para diferentes permeabilidades, entretanto, após a irrupção, as curvas se afastam uma da outra, onde menores permeabilidades apresentam maiores valores de pressão média.

Para o caso de injeção de água alternada com banco de polímero, pode-se analisar a quantidade de polímero que permanece dentro da amostra de reservatório ou a que é produzida (Figura3.35).

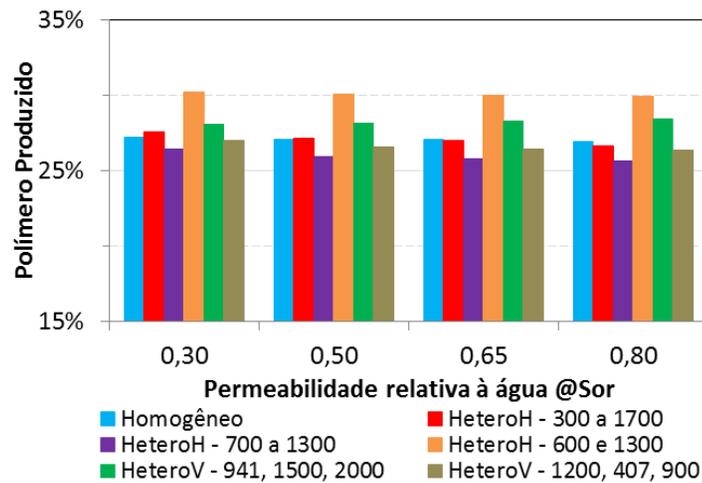


Figura 3.35 - Porcentagem de polímero produzido para diferentes permeabilidades relativa à água (@ S_{or}) para o caso de injeção de água alternada com banco de polímero, em volume de solução.

A variação nos valores de permeabilidade relativa à água não afetam a quantidade de polímero produzida em um mesmo modelo de reservatório, uma vez que os valores são praticamente constantes. O que afeta a quantidade de polímero produzida é o modelo do reservatório, com isso, o modelo heterogêneo horizontal, HeteroH – 600 e 1300, produz maiores quantidades de polímero em comparação com os outros modelos estudados.

3.3.2.5 Alteração da quantidade de óleo móvel

O aumento da quantidade de óleo móvel favorece a recuperação de petróleo. Desta maneira, foi realizada uma análise para diferentes valores deste parâmetro variando-se os valores de saturação inicial de água e de óleo residual.

Inicialmente utilizou-se o caso base contendo uma saturação de óleo móvel correspondente a 0,5 ($S_{wi} = 0,2$ e $S_{or} = 0,3$). Em seguida alterou-se os valores de S_{wi} para 0,1; 0,3 e 0,4, e de S_{or} para 0,4; 0,2 e 0,1, respectivamente, mas mantendo-se a quantidade de óleo móvel fixa. Por fim variou-se a quantidade de óleo móvel para 0,4 e 0,6.

O fator de recuperação e razão água-óleo obtidos para as diferentes quantidades de óleo móvel e combinações de saturações, para os modelos estudados, podem ser observados na Tabela 3.26.

Tabela 3.26 – Fator de recuperação e razão água-óleo para diferentes quantidade e posições de óleo móvel

Óleo móvel	S_{wi}	S_{or}	Homo		HeteroH 300 a 1700		HeteroH 700 a 1300		HeteroH 600 a 1300		HeteroV 941, 1500, 2000		HeteroV 1200, 407, 900	
			FR	RAO	FR	RAO	FR	RAO	FR	RAO	FR	RAO	FR	RAO
0,4	0,1	0,5	37,6	7,86	35,1	8,50	37,3	7,93	37,1	7,97	37,8	7,81	37,3	7,92
0,4	0,2	0,4	42,3	7,86	39,4	8,50	42,0	7,92	41,8	7,96	42,5	7,80	42,0	7,91
0,4	0,3	0,3	48,4	7,85	45,0	8,51	48,0	7,91	47,8	7,95	48,6	7,80	48,1	7,90
0,4	0,4	0,2	56,5	7,84	52,5	8,51	56,0	7,91	55,8	7,95	56,8	7,79	56,1	7,89
0,4	0,5	0,1	67,8	7,83	63,0	8,51	67,3	7,91	66,9	7,95	68,2	7,78	67,4	7,88
0,5	0,1	0,4	45,7	6,28	42,2	6,88	44,9	6,41	45,1	6,37	46,0	6,24	45,2	6,36
0,5	0,2	0,3	51,5	6,27	47,6	6,87	51,1	6,33	50,9	6,36	51,8	6,23	51,2	6,31
0,5	0,3	0,2	58,8	6,27	54,2	6,90	57,7	6,41	57,3	6,45	59,1	6,24	58,4	6,32
0,5	0,4	0,1	68,6	6,27	63,2	6,89	68,1	6,33	67,8	6,37	68,9	6,24	67,9	6,35
0,6	0,1	0,3	53,4	5,24	48,7	5,83	52,3	5,35	52,5	5,34	53,5	5,23	52,9	5,29
0,6	0,2	0,2	60,1	5,23	54,8	5,83	58,8	5,35	59,1	5,33	60,1	5,23	59,7	5,27
0,6	0,3	0,1	68,6	5,23	62,6	5,84	68,1	5,29	66,8	5,39	68,8	5,22	68,2	5,27

Os maiores valores de recuperações e menores valores de razão água-óleo foram obtidos para uma saturação de óleo móvel correspondente a 0,6, com uma saturação inicial de água de 0,3 e de óleo residual de 0,1. Na Figura 3.36 é possível verificar a diferença entre os fatores de recuperação para cada quantidade de óleo móvel.

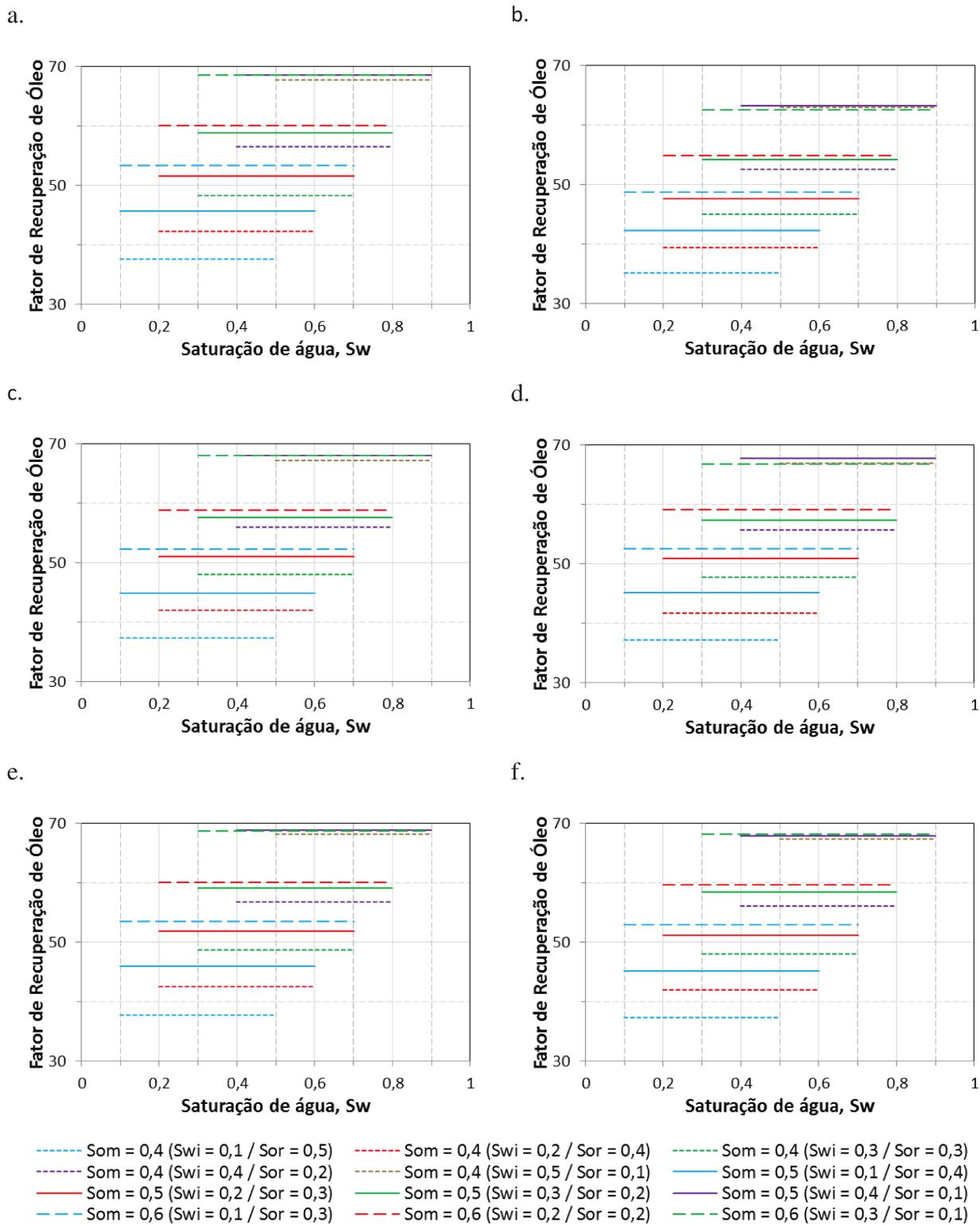


Figura 3.36 - Gráfico do fator de recuperação de óleo para diferentes quantidades de óleo móvel.
a. Modelo Homogêneo; b. HeteroH – 300 a 1700; c. HeteroH – 700 a 1300; d. HeteroH – 600 e 1300; e. HeteroV – 941, 1500, 2000; f. HeteroV – 1200, 407, 900

Mantendo-se fixo o valor da saturação inicial de água e variando o valor da saturação de óleo residual, ou o contrário, verifica-se que o fator de recuperação aumenta de acordo com o aumento da quantidade de óleo móvel. Entretanto, quanto menor é o valor da saturação de óleo residual, maior é o volume de óleo recuperado, independentemente da quantidade de óleo móvel. Com isso, verifica-se que a saturação de óleo residual influencia mais na recuperação do que a quantidade de óleo móvel.

Os maiores valores de recuperação foram obtidos pelo modelo heterogêneo vertical, HeteroV – 1200, 407, 900.

3.3.2.6 Resumo dos casos

Os valores de fator de recuperação obtidos em todas as análises feitas para injeção contínua de água e injeção de água alternada com banco de polímero estão compilados na Tabela 3.27. Nesta tabela a comparação entre os modelos é feita por meio da variação de cores. Os dados em cor branca representam os maiores valores de recuperação obtidos em cada análise.

Tabela 3.27 – Fator de recuperação de todos os casos analisados

		HeteroH	HeteroH	HeteroH	HeteroV	HeteroV	
		Homo	300 a 1700	700 a 1300	600 a 1300	941, 1500, 2000	1200, 407, 900
Caso Base	Água	49,1	45,7	49,0	48,4	49,7	48,6
Caso Base	Polímero	51,5	47,6	51,1	50,9	51,8	51,2
Tamanho do banco de polímero	Polímero - 0% Vp	49,1	45,7	49,0	48,4	49,7	48,6
	Polímero - 10% Vp	49,6	46,2	49,4	49,0	50,1	49,2
	Polímero - 20% Vp	50,5	46,8	50,2	49,8	50,9	50,1
	Polímero - 32% Vp	51,5	47,6	51,1	50,9	51,8	51,2
	Polímero - 40% Vp	52,2	48,2	51,8	51,5	52,4	52,0
	Polímero - 50% Vp	53,1	48,9	52,5	52,3	53,2	52,8
Tempo de início do banco de solução polimérica	Polímero - 0 Vp	52,0	47,9	51,5	51,4	52,3	51,7
	Polímero - 0,05 Vp	51,9	47,9	51,5	51,3	52,2	51,6
	Polímero - 0,48 Vp	51,5	47,6	51,1	50,9	51,8	51,2
	Polímero - 1,5 Vp	50,9	47,2	50,5	50,0	51,3	50,5
	Polímero - 3 Vp	49,1	45,7	49,0	48,4	49,7	48,6
Viscosidade do polímero	Polímero - 0 cp	49,1	45,7	49,0	48,4	49,7	48,6
	Polímero - 7 cp	50,8	47,1	50,5	50,1	51,2	50,4
	Polímero - 15 cp	51,5	47,6	51,1	50,9	51,8	51,2
	Polímero - 20 cp	51,8	47,8	51,4	51,2	52,1	51,5
	Polímero - 30 cp	52,3	48,1	51,8	51,6	52,5	52,0
Permeabilidade relativa á água na saturação de óleo residual	Água - $k_{rw} = 0,3$	49,1	45,7	49,0	48,4	49,7	48,6
	Água - $k_{rw} = 0,5$	45,5	42,4	45,6	44,4	46,0	45,1
	Água - $k_{rw} = 0,65$	43,5	41,1	43,7	42,7	44,0	43,2
	Água - $k_{rw} = 0,8$	42,1	40,2	42,8	41,8	42,4	41,6
	Polímero - $k_{rw} = 0,3$	51,5	47,6	51,1	50,9	51,8	51,2
	Polímero - $k_{rw} = 0,5$	48,2	44,2	47,8	46,9	48,5	47,9
	Polímero - $k_{rw} = 0,65$	46,4	42,8	45,9	45,3	46,7	46,2
	Polímero - $k_{rw} = 0,8$	45,1	41,9	45,1	44,5	45,3	44,7
Saturação residual de óleo	Polímero – 0,4 (0,1/0,5)	37,6	35,1	37,3	37,1	37,8	37,3
	Polímero – 0,4 (0,2/0,4)	42,3	39,4	42,0	41,8	42,5	42,0
	Polímero – 0,4 (0,3/0,3)	48,4	45,0	48,0	47,8	48,6	48,1
	Polímero – 0,4 (0,4/0,2)	56,5	52,5	56,0	55,8	56,8	56,1
	Polímero – 0,4 (0,5/0,1)	67,8	63,0	67,3	66,9	68,2	67,4
	Polímero – 0,5 (0,1/0,4)	45,7	42,2	44,9	45,1	46,0	45,2
	Polímero – 0,5 (0,2/0,3)	51,5	47,6	51,1	50,9	51,8	51,2
	Polímero – 0,5 (0,3/0,2)	58,8	54,2	57,7	57,3	59,1	58,4
	Polímero – 0,5 (0,4/0,1)	68,6	63,2	68,1	67,8	68,9	67,9
	Polímero – 0,6 (0,1/0,3)	53,4	48,7	52,3	52,5	53,5	52,9
	Polímero – 0,6 (0,2/0,2)	60,1	54,8	58,8	59,1	60,1	59,7
	Polímero – 0,6 (0,3/0,1)	68,6	62,6	68,1	66,8	68,8	68,2

4. MODELO EM ESCALA DE CAMPO

O estudo de modelos de reservatório em escala de campo deve ser realizado após a análise em escala laboratorial, pois é uma forma de verificar se os estudos em pequena escala são aplicáveis em uma escala maior, e posteriormente, poderão ser aplicadas no campo real. O aumento de escala quando é bem representado não deve provocar distorções nos resultados bem como mudanças de comportamento em relação ao estudo de escala laboratorial.

Neste capítulo, o modelo homogêneo em escala laboratorial, estudado no capítulo anterior, foi submetido a um aumento de escala. E como antes, variações em relação ao tamanho do banco de solução injetada, ao instante de início da solução injetada, às curvas de permeabilidade relativa, à viscosidade do polímero, às saturações de óleo residual e inicial de água, foram realizadas para determinar os efeitos sobre a recuperação de óleo.

4.1 Descrição do Modelo

O aumento de escala foi realizado para o modelo homogêneo, com a simulação dos casos de injeção de água e de água alternada com banco de polímero, utilizando o mesmo simulador comercial STARS. As propriedades dos fluidos foram mantidas as mesmas.

A escala escolhida foi de que um bloco em escala de campo teria dimensão de 10 metros nas direções dos fluxos (1 cm em escala laboratorial), e desta forma, o aumento de escala seguira esta proporção. Com isso é possível definir a valor da razão de aumento, R_L :

$$R_L = \frac{\text{comprimento escala laboratorial}}{\text{comprimento escala de campo}} = \frac{0.01 \text{ m}}{10 \text{ m}} = 0.001 \quad \text{Equação 4.1}$$

As outras propriedades são calculadas utilizando o valor da razão de aumento de acordo com a Tabela 4.1.

Tabela 4.1 - Razões de aumento

Propriedade	Razão
Comprimento	$1/R_L$
Volume	$1/(R_L)^3$
Porosidade	1
Permeabilidade	1
Velocidade	$1/(R_L)^2$
Tempo	$1/R_L$

O modelo tri-dimensional apresenta a mesma representação de um quarto de five-spot, com malha cartesiana correspondente a 20 blocos na direção I e J, e 10 blocos na direção K. E cada bloco equivaleria a 10 m em escala de campo.

O modelo considerado homogêneo permanece com o valor de permeabilidade constante de 1000 mD e porosidade de 0,20. As características do reservatório estão resumidas na Tabela 4.2.

Tabela 4.2 - Propriedades do reservatório

Parâmetro	Valor	Unidade
Direção I - Dimensão do bloco	10	m
Direção I - Número de blocos	20	-
Direção J - Dimensão do bloco	10	m
Direção J - Número de blocos	20	-
Direção K - Dimensão do bloco	10	m
Direção K - Número de blocos	10	-
Permeabilidade	1000	mD
Porosidade	20	%

A posição relativa dos poços é mantida igual. E a vazão máxima de injeção de água, com o aumento de escala, passa a ser de 612 m³/dia. E o tempo total de análise dura 10 anos, 9 meses e 22 dias. A simulação é realizada considerando temperatura de 24°C e pressão atmosférica. As condições iniciais dos fluidos presentes no modelo simulado são apresentadas na Tabela 4.3.

Tabela 4.3 - Dados de condições iniciais

Parâmetro	Valor	Unidade
Volume poroso	800000	m ³
Volume inicial de água	160000	m ³
Volume inicial de óleo	640000	m ³
Saturação inicial de água	0.2	-
Saturação inicial de óleo	0.8	-

4.2 Resultados e discussões

Nesta seção será analisado o aumento de escala em relação ao modelo de escala laboratorial, a fim de verificar se houve mudanças de comportamento.

4.2.1 Comparação dos casos base de injeção contínua de água e de água alternada com banco de polímero

Na escala de campo, a injeção de água alternada com banco de polímero caracteriza-se por um banco de tamanho correspondente a 32% do volume poroso (1,14 anos), e a injeção do banco de polímeros foi iniciada após a injeção de água correspondente a 48% do volume poroso (1,71 anos).

A injeção de água alternada com a injeção da solução polimérica favorece a recuperação de petróleo ao ser comparada com a injeção contínua de água (Figura 4.1). Isto ocorre devido ao aumento da viscosidade do fluido deslocante e este comportamento continua sendo observado no modelo de escala de campo.

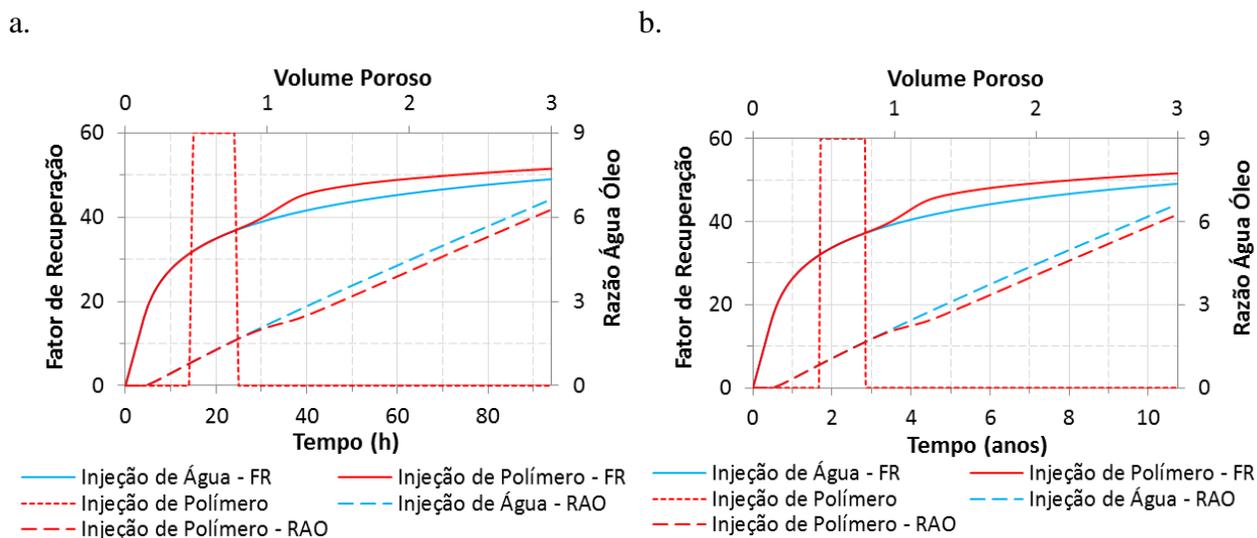


Figura 4.1 - Gráfico do fator de recuperação de óleo e da razão água-óleo para injeção de água e de polímero. a. Escala Laboratorial; b. Escala de Campo

Ao analisar as curvas do fator de recuperação e de razão água-óleo, não é possível verificar nenhuma diferença, pois o comportamento da curva permanece o mesmo, e os valores finais podem ser observados na Tabela 4.4.

Tabela 4.4 - Dados de fator de recuperação e razão água-óleo

		Escala Laboratorial	Escala de Campo	Δ
Fator de Recuperação	Injeção de água	49.1	49.1	0.00%
	Injeção de polímero	51.5	51.6	0.19%
	ΔFR	4,89%	5.09%	
Razão Água-Óleo	Injeção de água	6.63	6.62	-0.15%
	Injeção de polímero	6.27	6.25	-0.32%
	ΔRAO	-5.43%	-5.59%	

Comparando-se os valores obtidos para fator de recuperação e para razão água-óleo, verifica-se que as diferenças entre os resultados obtidos para o modelo laboratorial e para o modelo de campo foram menores do que 0,32%, sendo possível atribuir essa diferença a erros numéricos.

Em uma produção de petróleo, o histórico de pressão deve ser acompanhado e controlado, e este acompanhamento foi realizado ao longo da trajetória linear entre os poços. Com isso, foi possível gerar históricos para cada ponto (Figura 4.2).

Constatou-se que o comportamento das curvas de histórico de pressão não é alterado com o aumento de escala. Os momentos de irrupção de água, injeção do banco de polímero e injeção novamente do banco de água continuam bem definidos.

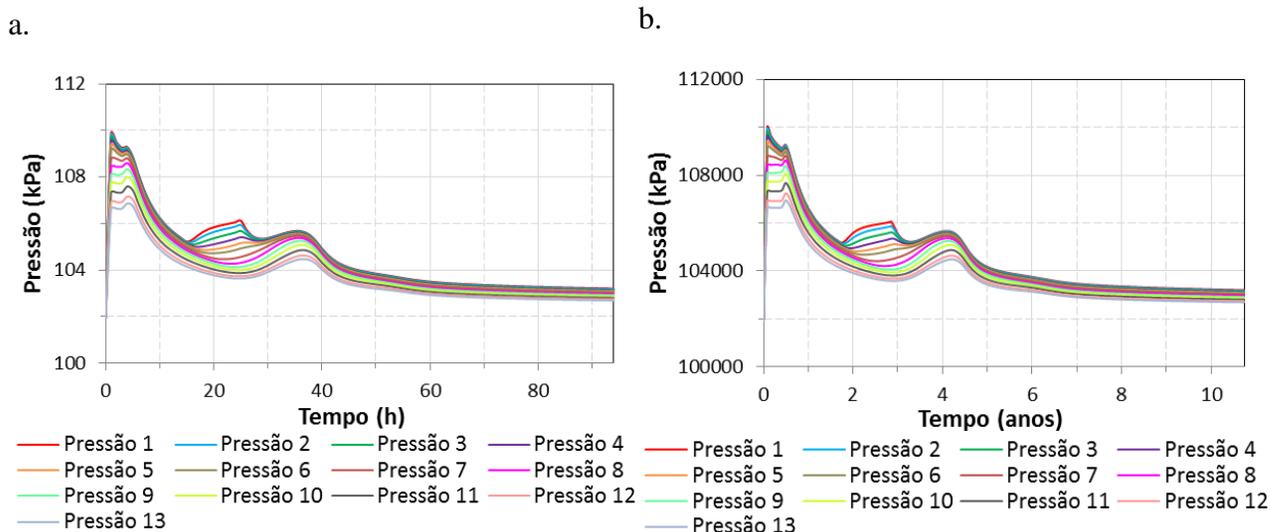


Figura 4.2 - Histórico de pressão ao longo da trajetória linear entre os poços para injeção de água alternada com banco de polímero. a. Escala Laboratorial; b. Escala de Campo

O volume acumulado de polímero injetado e produzido é maior para o modelo em escala de campo, porém pode-se avaliar a razão entre as quantidades injetadas e produzidas de polímero. Os resultados são apresentados na Tabela 4.5.

Tabela 4.5 - Quantidade de polímero retida dentro da amostra

	Escala Laboratorial	Escala de Campo
Polímero injetado	0,207 cm ³	207 m ³
Polímero Produzido	0,056 cm ³	52 m ³
% produzida	27,1%	25,1%

A porcentagem de polímero produzida apresenta uma variação de 2% entre os modelos em escala de campo e de laboratório, o que pode ser considerada pequena. Assim o desempenho da solução polimérica dentro do reservatório apresenta o mesmo comportamento para as diferentes escalas.

4.2.2 Análise de fatores que influenciam a recuperação

O aumento de escala para os casos bases de injeção de água e de água alternada com banco de polímero não sofreram grandes alterações como foi demonstrado na seção anterior. Com isso,

nesta seção, são avaliados alguns fatores que influenciam a recuperação para os casos de injeção de água e de água alternada com banco de polímero, associada ao aumento da escala.

Análises análogas àquelas realizadas para o modelo em escala laboratorial, foram repetidas aqui para o modelo em escala de campo. Foram avaliados os efeitos de diferentes tamanhos de banco de polímero injetado (Figura 4.3), instante da injeção do banco de solução polimérica (Figura 4.4), viscosidade do polímero (Figura 4.5), bem como permeabilidade relativa à água na saturação de óleo residual (Figura 4.6), saturação de óleo residual (Figura 4.7) e saturação inicial de água (Figura 4.8).

Todos os resultados para ambos os modelos, em escala laboratorial e de campo, são sumarizados na Tabela 4.6. Pode-se observar que as diferenças para fator de recuperação e para razão água-óleo foram menores do que 0,2; enquanto que para polímero produzido, a máxima diferença determinada foi de 3,9.

Tabela 4.6 - Dados comparativos para escala de laboratório e de campo

		Escala Laboratório			Escala Campo			Diferença		
		FR	RAO	Polímero Produzido	FR	RAO	Polímero Produzido	FR	RAO	Polímero Produzido
Caso Base	Água	49,1	6,63	-	49,1	6,62	-	0	0,01	-
Caso Base	Polímero	51,5	6,27	27,1%	51,6	6,25	25,1%	-0,1	0,02	2,0%
Tamanho do banco de polímero (Figura 4.3)	Pol. - 0% Vp	49,1	6,63	-	49,1	6,62	-	0	0,01	-
	Pol. - 10% Vp	49,6	6,55	18,0%	49,6	6,54	14,5%	0	0,01	3,5%
	Pol. - 20% Vp	50,5	6,42	21,9%	50,5	6,41	19,2%	0	0,01	2,7%
	Pol. - 32% Vp	51,5	6,27	27,1%	51,6	6,25	25,1%	-0,1	0,02	2,0%
	Pol. - 40% Vp	52,2	6,17	30,2%	52,4	6,15	28,1%	-0,2	0,02	2,1%
Tempo de início do banco de solução polimérica (Figura 4.4)	Pol. - 50%Vp	53,1	6,06	34,1%	53,2	6,04	32,3%	-0,1	0,02	1,8%
	Pol. - 0 Vp	52,0	6,20	25,1%	52,1	6,19	23,2%	-0,1	0,01	1,9%
	Pol. - 0.05 Vp	51,9	6,21	25,6%	52,1	6,19	23,7%	-0,2	0,02	1,9%
	Pol. - 0.48 Vp	51,5	6,27	27,1%	51,6	6,25	25,1%	-0,1	0,02	2,0%
	Pol. - 1.5 Vp	50,9	6,36	26,6%	50,9	6,36	24,2%	0	0	2,4%
Viscosidade do polímero (Figura 4.5)	Pol. - 3 Vp	49,1	6,63	-	49,1	6,62	-	0	0,01	-
	Pol. - 0 cp	49,1	6,63	-	49,1	6,62	-	0	0,01	-
	Pol. - 7 cp	50,8	6,37	27,1%	50,9	6,36	25,1%	-0,1	0,01	2,0%
	Pol. - 15 cp	51,5	6,27	27,2%	51,6	6,25	25,1%	-0,1	0,02	2,1%
	Pol. - 20 cp	51,8	6,22	27,3%	52,0	6,21	25,1%	-0,2	0,01	2,2%
Permeabilidade relativa á água na saturação de óleo residual (Figura 4.6)	Pol. - 30 cp	52,3	6,16	27,5%	52,5	6,14	25,1%	-0,2	0,02	2,4%
	Água - $k_{rw} = 0,3$	49,1	6,63	-	49,1	6,62	-	0	0,01	-
	Água - $k_{rw} = 0,5$	45,5	7,23	-	45,6	7,21	-	-0,1	0,02	-
	Água - $k_{rw} = 0,65$	43,5	7,60	-	43,7	7,57	-	-0,2	0,03	-
	Água - $k_{rw} = 0,8$	42,1	7,90	-	42,1	7,89	-	0	0,01	-
Saturação residual de óleo (Figura 4.7)	Pol. - $k_{rw} = 0,3$	51,5	6,27	27,1%	51,6	6,25	25,1%	-0,1	0,02	2,0%
	Pol. - $k_{rw} = 0,5$	48,2	6,77	27,0%	48,4	6,74	25,1%	-0,2	0,03	1,9%
	Pol. - $k_{rw} = 0,65$	46,4	7,07	27,0%	46,5	7,04	25,1%	-0,1	0,03	1,9%
	Pol. - $k_{rw} = 0,8$	45,1	7,31	26,9%	45,2	7,29	25,1%	-0,1	0,02	1,8%
	Saturação residual de óleo (Figura 4.7)	Água - $S_{or} = 0,15$	61,1	5,13	-	61,1	5,13	-	0	0
Água - $S_{or} = 0,2$		57,1	5,55	-	57,1	5,55	-	0	0	-
Água - $S_{or} = 0,3$		49,1	6,63	-	49,1	6,62	-	0	0,01	-
Água - $S_{or} = 0,46$		35,7	9,48	-	35,7	9,48	-	0	0	-
Polímero - $S_{or} = 0,15$		64,5	4,8	29,4%	64,6	4,80	27,1%	-0,1	0	2,3%
Polímero - $S_{or} = 0,2$		60,2	5,21	28,9%	60,3	5,20	26,6%	-0,1	0,01	2,3%
Polímero - $S_{or} = 0,3$		51,5	6,27	27,1%	51,6	6,25	25,1%	-0,1	0,02	2,0%
Saturação inicial de água (Figura 4.8)	Polímero - $S_{or} = 0,46$	37,0	9,12	24,7%	37,0	9,11	22,2%	0	0,01	2,5%
	Água - $S_{wi} = 0,1$	50,7	5,56	-	50,8	5,56	-	-0,1	0	-
	Água - $S_{wi} = 0,2$	49,1	6,63	-	49,1	6,62	-	0	0,01	-
	Água - $S_{wi} = 0,3$	46,4	8,23	-	46,4	8,21	-	0	0,02	-
	Água - $S_{wi} = 0,47$	38,2	13,8	-	38,2	13,78	-	0	0,02	-
	Pol. - $S_{wi} = 0,1$	53,4	5,24	26,1%	53,5	5,23	23,7%	-0,1	0,01	2,4%
	Pol. - $S_{wi} = 0,2$	51,5	6,27	27,1%	51,6	6,25	25,1%	-0,1	0,02	2,0%
	Pol. - $S_{wi} = 0,3$	48,4	7,85	28,4%	48,4	7,83	26,1%	0	0,02	2,3%
Pol. - $S_{wi} = 0,47$	39,3	13,4	29,8%	39,4	13,3	28,0%	-0,1	0,1	1,8%	

As figuras referentes à cada análise de sensibilidade de dado fator avaliado são apresentadas a seguir.

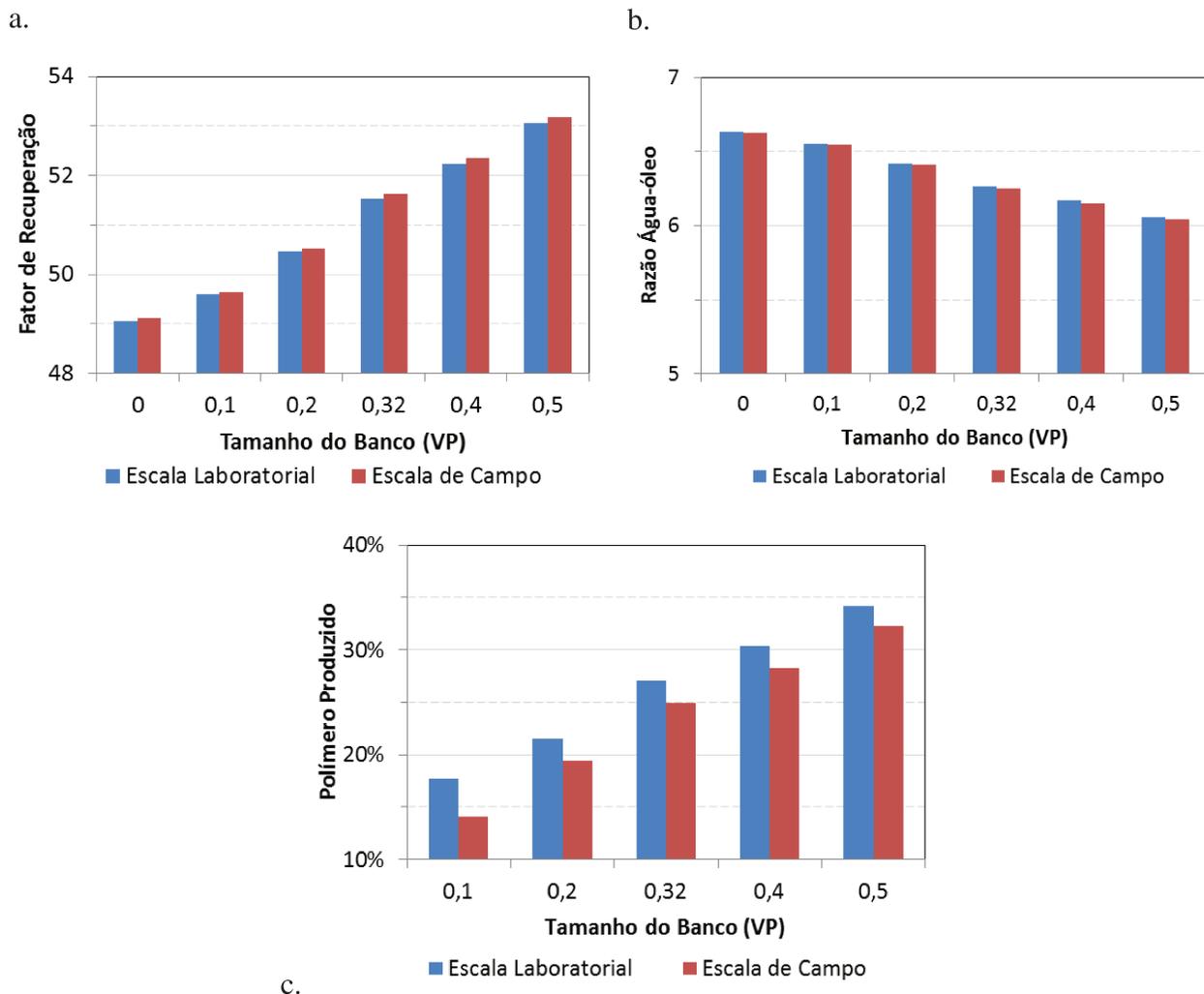


Figura 4.3- Análise do tamanho do banco de solução polimérica injetada. a. Fator de recuperação; b. Razão água-óleo; c. Polímero produzido

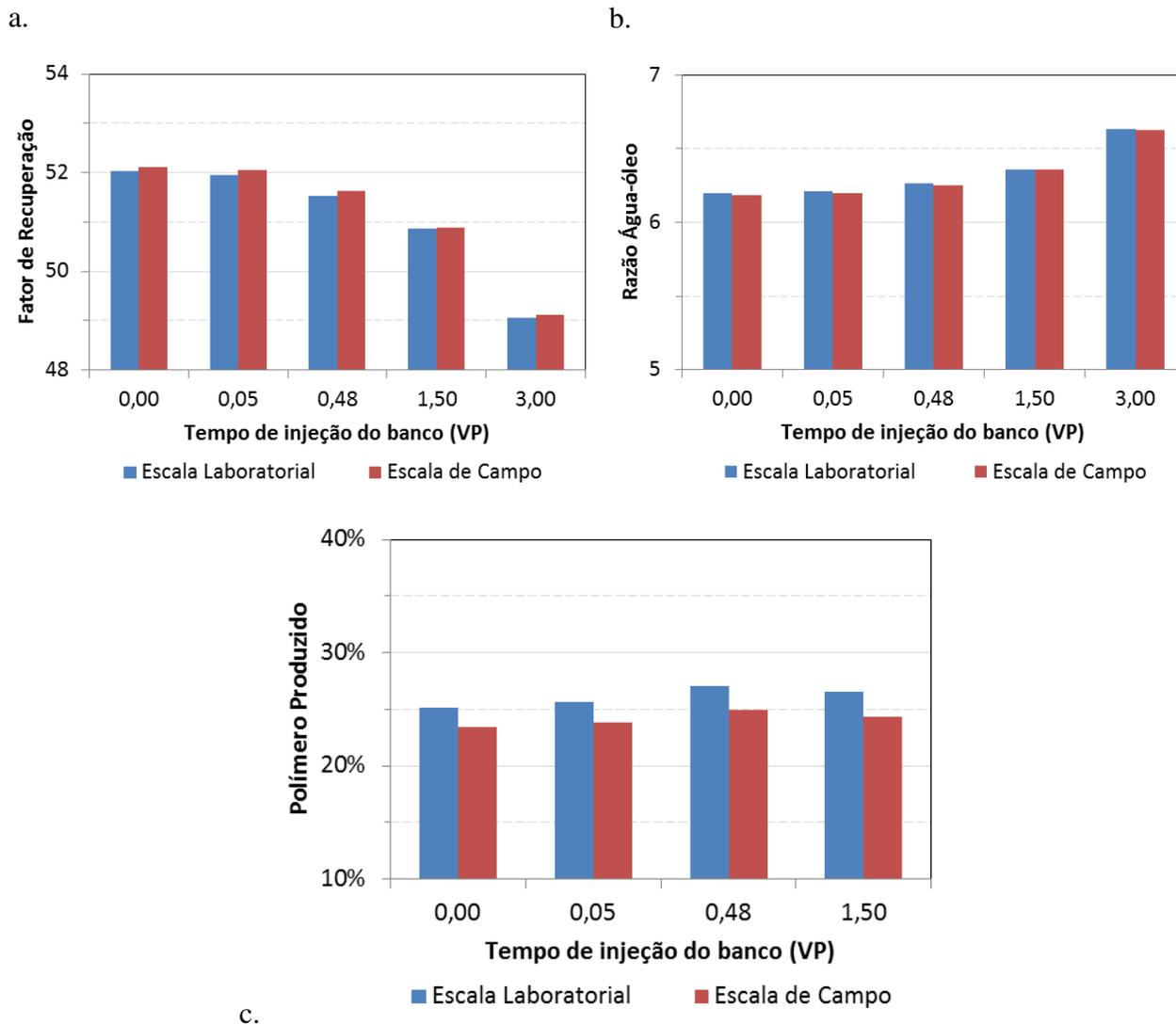


Figura 4.4 - Análise do instante de instante da injeção do banco de solução polimérica. a. Fator de recuperação; b. Razão água-óleo; c. Polímero produzido

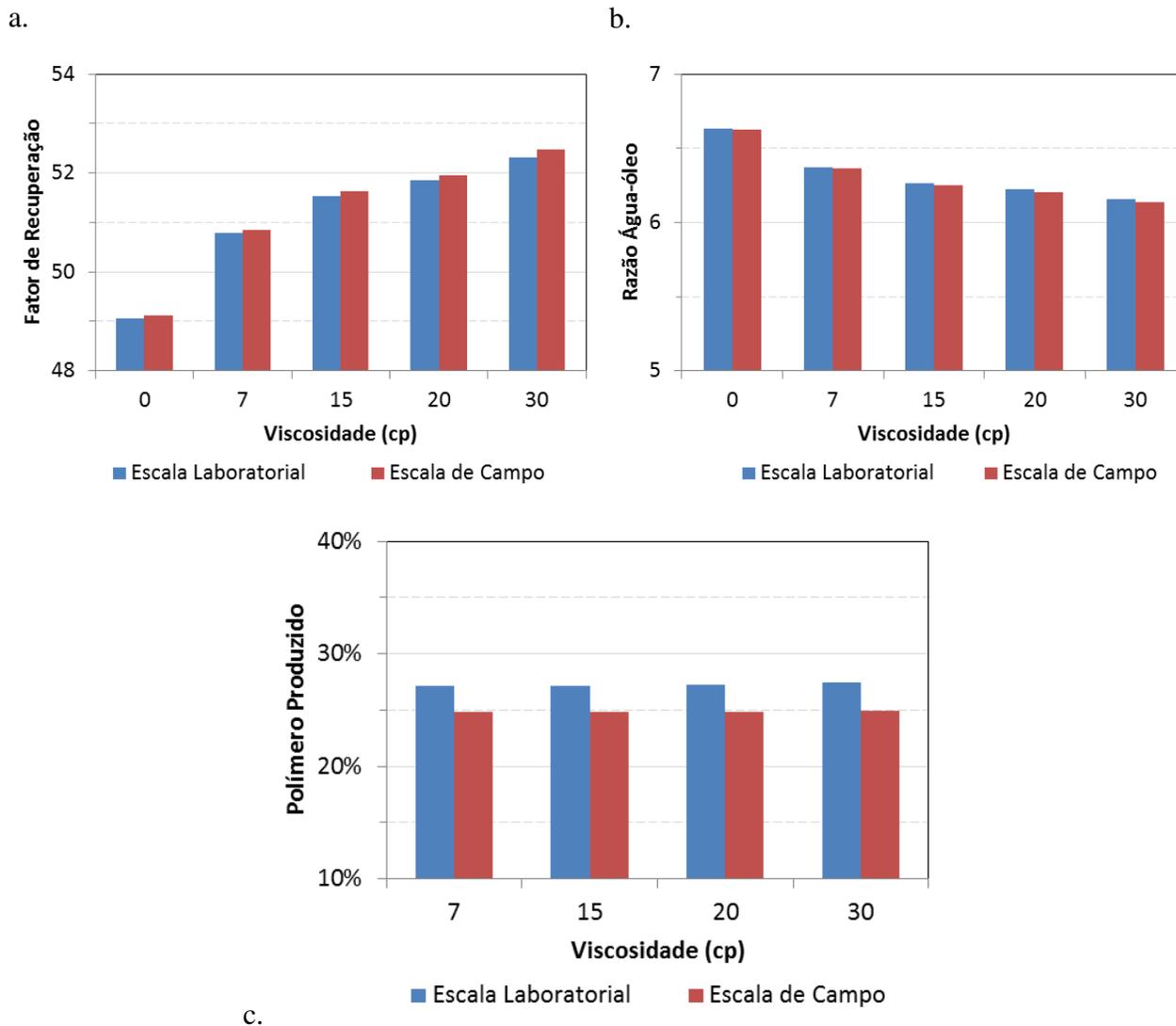
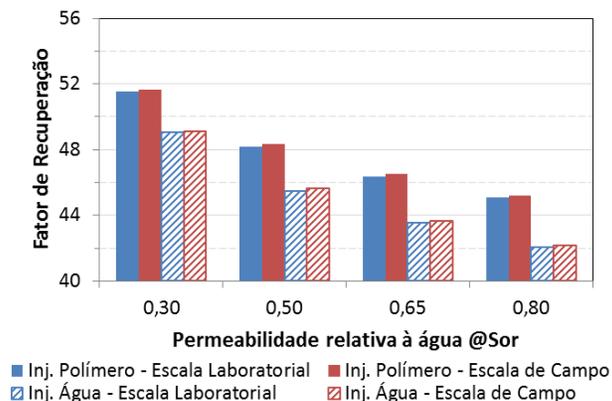
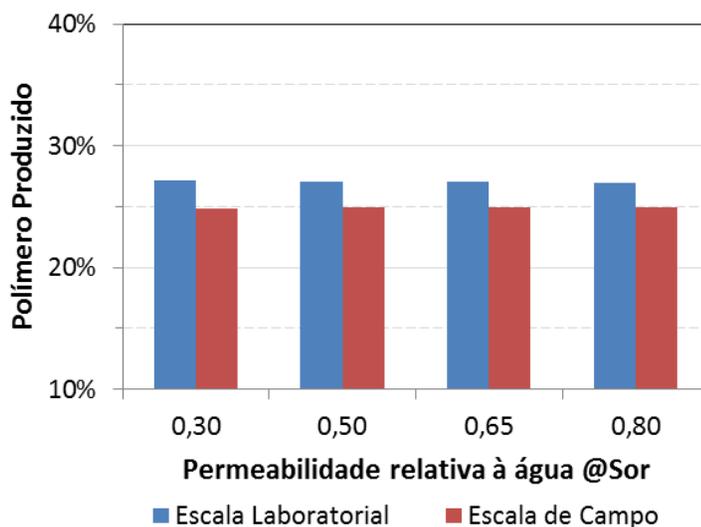
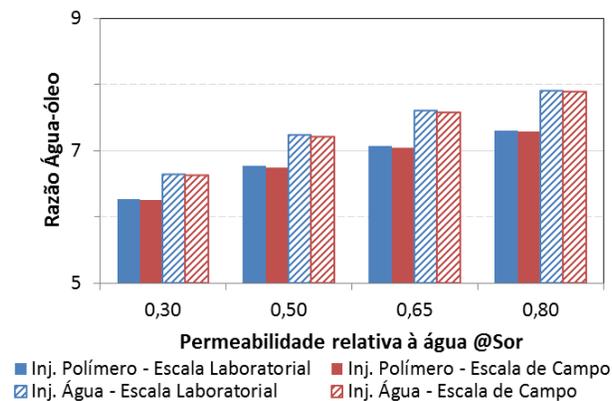


Figura 4.5 - Análise da viscosidade do polímero. a. Fator de recuperação; b. Razão água-óleo; c. Polímero produzido

a.



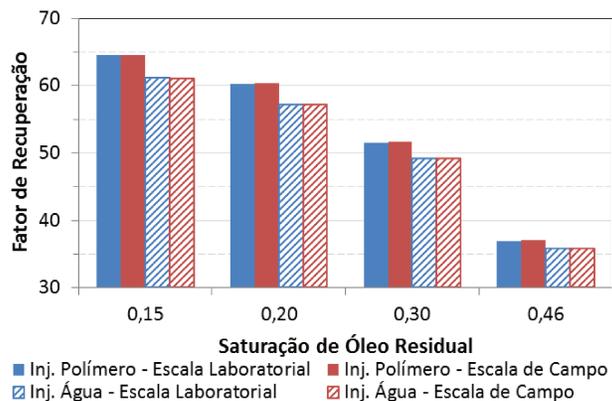
b.



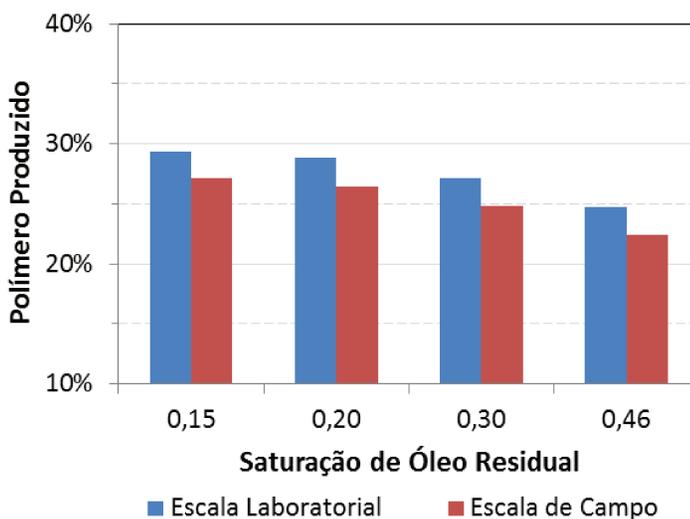
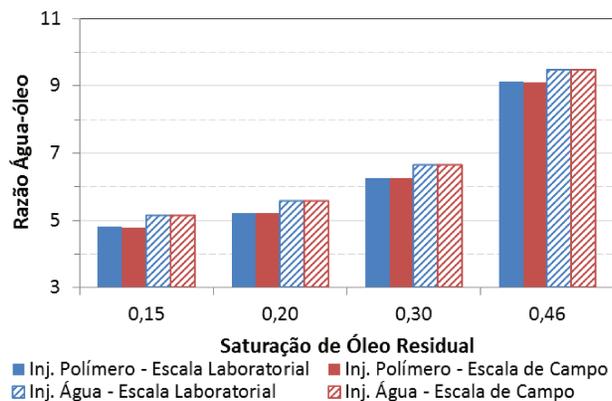
c.

Figura 4.6 - Análise da permeabilidade relativa à água. a. Fator de recuperação; b. Razão água-óleo; c. Polímero produzido

a.



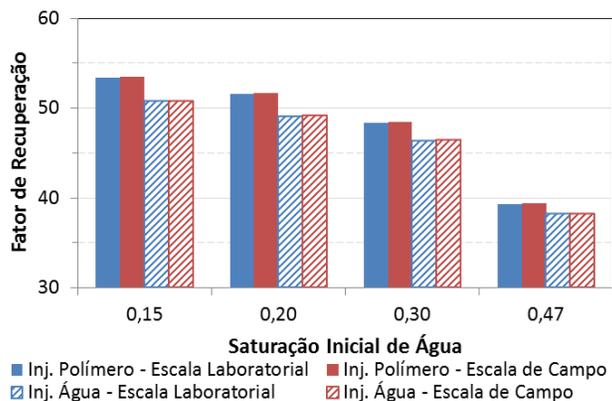
b.



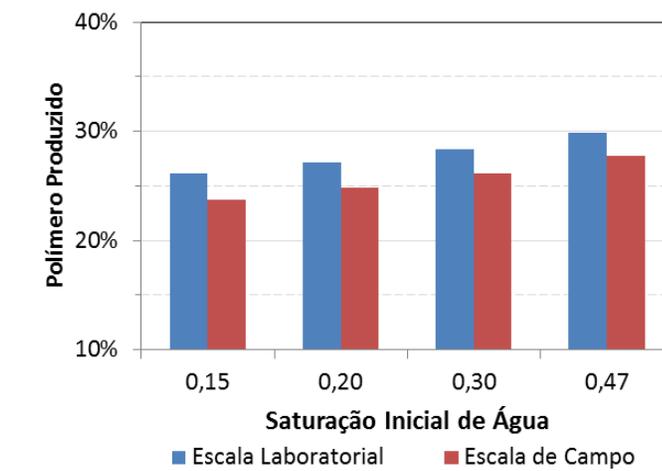
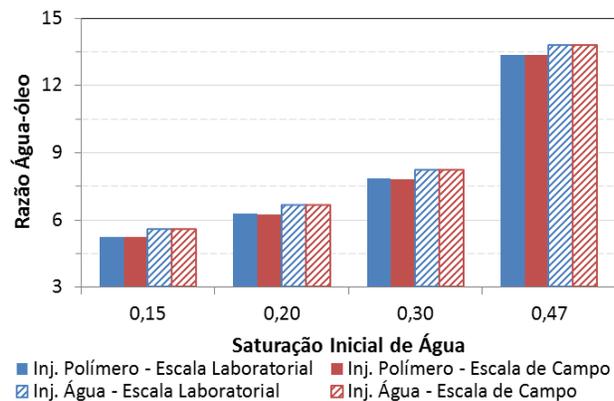
c.

Figura 4.7 - Análise da saturação de óleo residual. a. Fator de recuperação; b. Razão água-óleo; c. Polímero produzido

a.



b.



c.

Figura 4.8 - Análise da saturação inicial de água. a. Fator de recuperação; b. Razão água-óleo; c. Polímero produzido

5. ANÁLISE ECONÔMICA

A implantação de um projeto de exploração de petróleo depende do desempenho econômico que o reservatório apresenta. Desta forma, nesta seção apresenta-se uma análise econômica simplificada através do uso do indicador econômico Valor Presente Líquido (VPL). O estudo é realizado baseando-se nos dados do reservatório homogêneo em escala de campo apresentado na seção anterior.

O modelo utilizado no estudo analisa o caso base de injeção de água alternada com banco de polímero. Sendo assim, seus dados de vazões de produção de óleo e de água e vazões de injeção de água e de polímero obtidos através da simulação são utilizados no cálculo do fluxo de caixa.

O estudo realizado por Ravagnani, 2008, serviu como referência para os valores de impostos cobrados sobre o petróleo, sendo utilizada uma taxa de 21% para o imposto de renda, 10% para os royalties, 9,25% para PIS/PASEP e COFINS, e 4% para participação especial.

O preço do petróleo para venda utilizado nos cálculos foi o de 80,97 \$/bbl, referente ao valor do dia 01/10/2014 de comercialização na bolsa de valores BOVESPA. E os custos foram estimados em 30,00 \$/bbl para a produção de óleo, 1\$/bbl para a produção de água e para a injeção de água e 5,00 \$/kg de polímero.

Com os dados de vazões de produção de óleo e de água e vazões de injeção de água e de polímero obtidos através da simulação, dos preços atualmente aplicados e dos valores de impostos tributados em operações de petróleo, pode-se calcular o fluxo de caixa durante o período de operação. E posteriormente, considerando-se uma taxa de juros de 10% ao ano, é possível calcular o VPL (Figura 5.1).

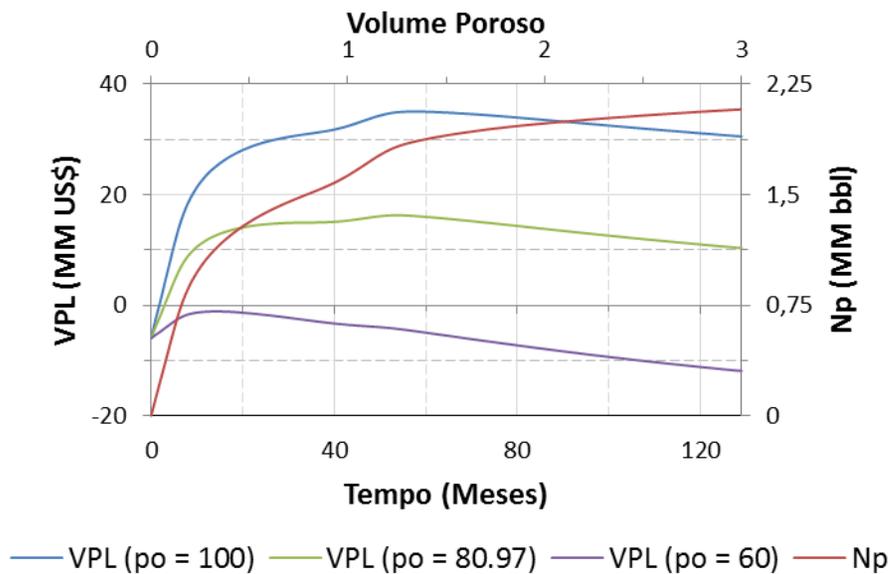


Figura 5.1 - Valor Presente Líquido

O VPL para um valor de petróleo sendo comercializado a 80.97 \$/bbl está demonstrado na Figura 5.1, juntamente com uma estimativa de mercado favorável com um de preço de petróleo em 100 \$/bbl, e em uma situação desfavorável com o preço mais baixo (60 \$/bbl). Assim, é possível verificar que um valor muito baixo de comercialização do petróleo fornece apenas valores negativos de VPL, tornando a exploração não lucrativa, e conseqüentemente inviável. E quanto maior o valor do barril de petróleo, maiores os valores de VPL obtidos durante a produção, e mais lucrativa é a exploração.

Analisando-se as curvas, verifica-se que o valor do VPL aumenta até um determinado ponto e posteriormente começa a reduzir. Isso se deve ao fato do tempo de exploração ser muito longo e a quantidade de óleo produzido diminuir com o passar dos anos, assim, o retorno torna-se menor, o que não significa que esteja tendo prejuízo.

Em outra análise, os valores de VPL no final do período de simulação são normalizados em função do valor do VPL máximo calculado pela equação 2.13. Os dados calculados são apresentados na Tabela 5.1 e através do Gráfico 5.2 e do Gráfico 5.3.

Tabela 5.1 - Análise do VPL para todos os casos simulados

		FR (%)	Np (MM bbl)	VPL _{final} (MM US\$)	VPL _{max} (MM US\$)	VPL/VPL _{max}
Caso Base	Água	49,1	1,98	8,73	126,48	0,069
Caso Base	Polímero	51,6	2,08	10,36	132,96	0,078
Tamanho do banco de polímero	Polímero - 10% Vp	49,6	2,00	9,04	127,83	0,071
	Polímero - 20% Vp	50,5	2,03	9,64	130,11	0,074
	Polímero - 40% Vp	52,4	2,11	10,79	134,82	0,080
	Polímero - 50% Vp	52,4	2,14	11,14	136,92	0,081
Instante de início do banco de polímero	Polímero - 0 Vp	52,1	2,10	11,75	134,18	0,088
	Polímero - 0.05 Vp	52,1	2,10	11,53	134,04	0,086
	Polímero - 1.5 Vp	50,9	2,05	9,40	131,04	0,072
Permeabilidade relativa á água (@S _{or})	Polímero - k _{rw} = 0,5	48,4	1,95	7,77	124,51	0,062
	Polímero - k _{rw} = 0,65	46,5	1,87	6,41	119,81	0,053
	Polímero - k _{rw} = 0,8	45,2	1,82	5,30	116,33	0,046
Viscosidade do polímero	Polímero - 7 cp	50,9	2,05	9,84	130,95	0,075
	Polímero - 20 cp	52,0	2,09	10,57	133,80	0,079
	Polímero - 30 cp	52,5	2,11	10,89	135,11	0,081
Saturação residual de óleo	Polímero - S _{or} = 0,15	64,6	2,60	18,53	166,25	0,111
	Polímero - S _{or} = 0,2	60,3	2,43	15,91	155,30	0,102
	Polímero - S _{or} = 0,46	37,0	1,49	0,98	95,34	0,010
Saturação inicial de água	Polímero - S _{wi} = 0,1	53,5	2,42	15,87	154,84	0,102
	Polímero - S _{wi} = 0,3	48,4	1,71	4,41	109,15	0,040
	Polímero - S _{wi} = 0,47	39,4	1,05	-6,40	67,23	-0,095

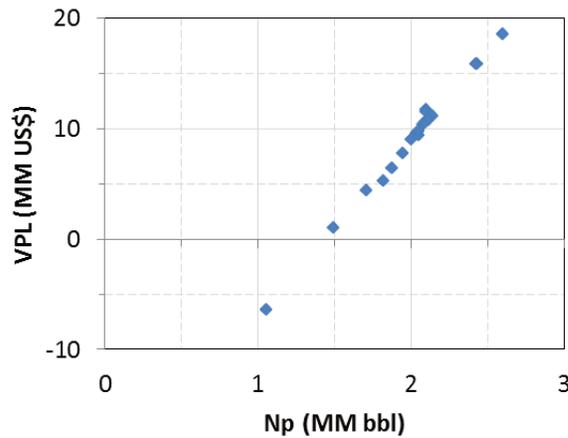


Figura 5.2 - VPL em relação ao volume de óleo produzido

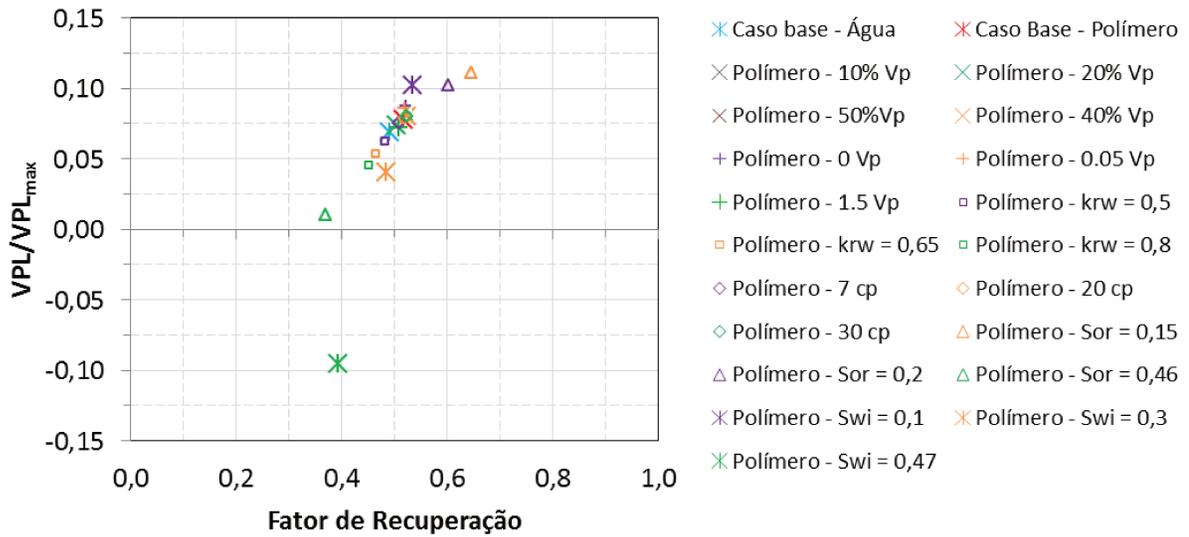


Figura 5.3 – VPL/VPL_{max} em relação ao fator de recuperação

Na Figura 5.2 é possível verificar que quanto maior a fração de óleo recuperada, maior é o valor do VPL. E na Figura 5.3 verificamos que os valores de VPL normalizados ficam abaixo e acima do taxa de retorno de 0,10 (10% ao ano), e outros são negativos. Os casos com valores acima de 0,10 caracterizam-se por um retorno lucrativo.

Também foi feita a análise com o preço do petróleo em 100 \$/bbl e 60 \$/bbl, que são apresentados na Figura 5.4.

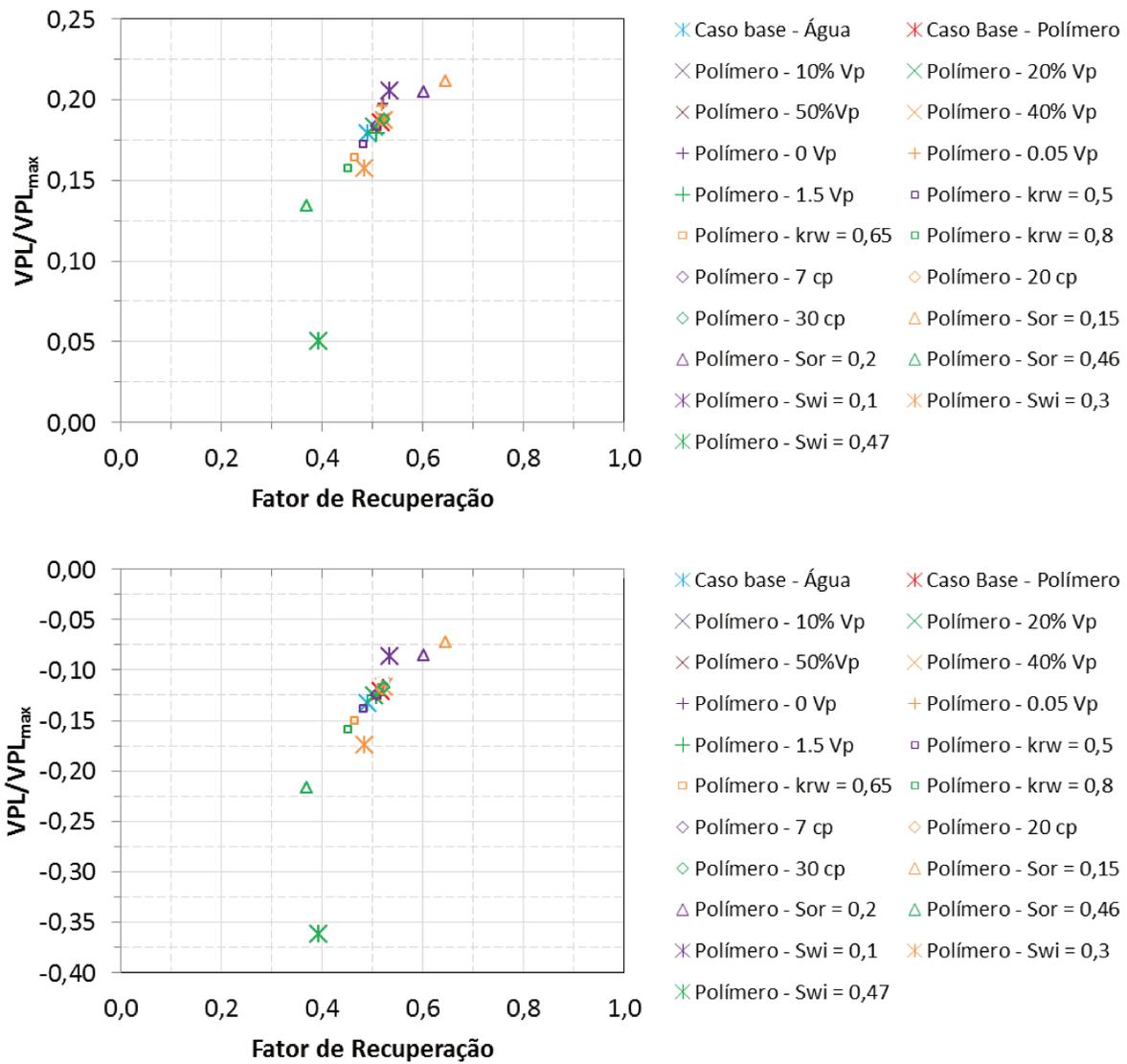


Figura 5.4 - VPL/VPL_{max} em relação ao fator de recuperação. a. para um preço de óleo de 100 \$/bbl; b. para um preço de óleo de 60 \$/bbl

Através da Figura 5.4, verifica-se que para valores menores de preço de óleo, os valores correspondentes de VPL tornam-se menores do que o valor da taxa de retorno. E a análise com o preço de óleo alto, torna a maioria dos casos favoráveis por estarem acima de 0,1.

6. CONCLUSÕES

Neste capítulo são apresentadas as principais conclusões obtidas nesta dissertação e algumas sugestões para trabalhos futuros.

6.1 Conclusão

Neste trabalho foi apresentada uma simulação numérica de injeção contínua de água e injeção de água alternada com banco de polímero como método de recuperação avançada de petróleo. Variações em relação ao tamanho do banco de solução injetada, ao instante de início da solução injetada, às curvas de permeabilidade relativa, à viscosidade da solução polimérica, às saturações residual de óleo e inicial de água foram realizadas para determinar seus efeitos sobre a recuperação de óleo.

Os modelos analisados variaram de acordo com a permeabilidade, tendo assim, um modelo homogêneo, três heterogêneos horizontais e dois heterogêneos verticais. Além disso, o modelo homogêneo foi utilizado para análise de um aumento de escala, e posteriormente para uma análise econômica.

Os modelos heterogêneos verticais apresentaram os melhores resultados. O modelo HeteroV – 941, 1500, 2000, apresentou os maiores valores de recuperação de óleo. E ao comparar a injeção de água alternada com banco de polímero com a injeção contínua de água, o modelo HeteroV – 1200, 407, 900, apresentou os melhores ganhos.

A injeção contínua de água forneceu uma razão de mobilidade terminal igual a 11,18, com isso foi simulada uma injeção com banco de polímero para tornar este valor mais favorável. A adição de polímero à água de injeção reduziu o valor de M para 1,49, e o fator de recuperação de óleo aumentou.

A injeção de polímero com variações na quantidade de solução polimérica injetada, fixando-se o início da injeção, mostrou que quanto maior é o banco da solução de polímero, maior é a quantidade de óleo produzido. Entretanto, ainda seria necessária uma análise econômica para verificar se o caso realmente seria economicamente viável. Além disso, verificou-se que para uma maior quantidade de polímero injetado, a retenção deste na amostra é menor.

A antecipação do início da injeção do banco de solução polimérica favorece a recuperação de óleo, além de que o banco de polímero deve ser injetado para que tenha tempo suficiente para auxiliar a recuperação.

O aumento do valor da viscosidade do polímero injetado também alterou os valores de razões de mobilidade para 1,23 e 0,92, respectivamente para viscosidades de 20cp e 30 cp. As produções de óleo também sofreram aumento. O aumento da viscosidade aumenta o fator de recuperação, entretanto necessitam de maiores pressões de injeção, que nem sempre podem ser suportadas.

Quanto menor for o valor da permeabilidade relativa à água na saturação de óleo residual, maior é a diferença de ganho em relação à produção de óleo. Além disso, o valor da razão de mobilidade também é alterado.

O aumento da quantidade de óleo móvel favorece a recuperação de óleo e reduz a razão água-óleo de produção. Entretanto verifica-se que independente da quantidade de óleo móvel, um valor da saturação de óleo residual menor conduz a uma recuperação de óleo maior.

O aumento de escala não apresentou distorções em relação aos resultados, uma vez que os valores de fator de recuperação e razão água-óleo se mantiveram muito próximos dos valores em escala laboratorial.

A análise econômica através do valor presente líquido (VPL) demonstrou que preços muito baixos de comercialização do petróleo tornam a exploração inviável economicamente. Além de que, o VLP aumenta até um determinado ponto e posteriormente começa a reduzir, o que reduz o retorno, mas não o torna inviável.

Assim, foi possível verificar que algumas mudanças nas propriedades e/ou características dos reservatórios e dos fluidos podem conduzir a valores maiores ou menores de recuperação de petróleo. Além de que uma primeira análise em escala laboratorial e uma simulação auxiliam a tomada de decisão para exploração de um campo.

6.2 Sugestões

Algumas sugestões e recomendações para os próximos trabalhos estão listadas abaixo:

- ✓ Estudar outros modelos heterogêneos, incluindo o modelo heterogêneo vertical onde os leitões de permeabilidade estariam na direção normal ao escoamento entre os poços

- ✓ Avaliar a recuperação de petróleo por injeção de água alternada com banco de polímero (WAP) utilizando soluções poliméricas com valores de viscosidade mais baixos, a fim de facilitar a injetividade.
- ✓ Realizar o aumento de escala para os modelos heterogêneos a fim de verificar se eles estão bem representados e se podem ser aplicados em uma escala de campo.

REFERÊNCIAS

ABOU-KASSEM, J. H. **Screening of Oil Reservoirs for Seleting Candidates of Polymer Injection.** publicado na Energy Sources, número 21, páginas 5-16, 1999.

AKSTINAT, M.H., 1980. **Polymers for enhanced oil recovery in reservoirs of extremely high salinities and high temperatures.** Paper SPE 8979 apresentado na SPE Fifth International Symposium on Oilfield and Geothermal Chemistry, Stanford, Maio.

AL-BAHAR, M. A., et. al., 2004. **Evaluation of IOR Potential within Kuwait.** Paper SPE 88716. Apresentado na 11th Abu Dhabi International Petroleum Exhibition and Conference, Abu Dhabi, Outubro.

ALUHWAL, O. K. H. **Simulation study of improving oil recovery by polymer flooding in a Malasian reservoir.** [S.I.: s.n.], 2008. Originalmente apresentada como dissertação de mestrado, Universidade Tecnológica da Malásia

ALVARADO, V. et. al., 2002. **Selection of EOR/IOR Opportunities Based on Machine Learning.** Paper SPE 78332 apresentado na European Petroleum Conference, Reino Unido, Outubro.

ANP. **Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis.** Disponível em: <<http://www.anp.gov.br/?id=518>>. Acesso em: 01 outubro de 2014.

ASSUNCAO, P. M ; Rodrigues, L. M. N. ; Romero, O. **Efeito da injeção de polímeros na recuperação de óleos pesados.** Apresentado no 6º Congresso Brasileiro de P&D Petróleo e Gás, Florianópolis, SC, 2011.

BABADAGLI, T., 2005. **Mature field development:** A review. Paper SPE 93884 apresentado na SPE Europec/EAGE Annual Conference, Madri, Espanha, Junho.

COSTA, A. P. A.; Schiozer, D. J., 2004. **Análise de risco aplicada ao desenvolvimento de campos de petróleo.** Apresentado na Rio Oil & Gas Expo and Conference.

DAVISON, P., Mentzer, E., 1982. **Polymer flooding in North Sea reservoirs.** Paper SPE 9300 apresentado na SPE 55th Annual Fall Conference, Dallas, Junho.

DORIA, M. A. F. S. A. **Análise de testes em poços injetores de soluções poliméricas.** Campinas, SP: [s.n], 1995. Originalmente apresentada como dissertação de mestrado, Universidade Estadual de Campinas

DU, Y.; Guan, L. **Field-scale polymer flooding: Lessons learnt and experiences gained during past 40 years.** SPE 91787 - SPE International Petroleum Conference, 2004.

GREEN, D. W.; and Willhite, G. P., **Enhanced Oil Recovery.** Richardson, Texas: Society of Petroleum Engineers. SPE Textbook Series Volume 6, 2008

HUH, C., Pope, G., 2008. Residual Oil Saturation from Polymer Floods: **Laboratory Measurements and Theoretical Interpretation.** Paper SPE 113417, apresentado no Improved Oil Symposium, Tulsa, Oklahoma, USA, Abril.

KAMARAJ, K.; Zhang, G.; Liu, Y.; Seright, R. S., 2011. **Effect of Residual Oil Saturation on Recovery Efficiency during Polymer Flooding of Viscous Oils,** apresentado no Arctic Technology Conference, Houston, Texas, USA.

LAKE, L. W., **Enhanced Oil Recovery.** New Jersey: Prentice Hall, 1990.

LEVITT, D.B., Jackson, A.C., Heinson, C., Britton, L.N. Malik, T., Dwarakanath, V., Pope, G.A., 2009. **Identification and evaluation of high performance EOR surfactants.** Paper SPE 100089 apresentado na SPE/DOE Symposium on Improved Oil Recovery, Tulsa, Abril.

LITTMANN, W. **Polymer Flooding**. Amsterdam: Elsevier, 1988

LU, H. **Improving Oil Recovery (IOR) with Polymer Flooding in a Heavy-Oil River-Channel Sandstone Reservoir**. Freiberg, Alemanha, 2004. Originalmente apresentada como tese de doutorado, Freiberg University of Mining and Technology.

LUO, J.-H., Liu, Y.-Z., Zhu, P., 2006. Polymer solution properties and displacement mechanisms. In: Shen, P.-P., Liu, Y.-Z., Liu, H.-R. (Eds.), **Enhanced Oil Recovery–Polymer Flooding**. Petroleum Industry Press

MAERKER, J.M., 1975. **Shear degradation of partially hydrolyzed polyacrylamide solutions**. SPE 5101, Agosto.

MELO, M. A., Silva, I. P. G., Godoy, G. M. R., Sanmartin, A. N., 2002. **Polymer injection projects in Brazil**: dimensioning, field application and evaluation. SPE 75194.

MORADI-ARAGHI, A., Doe, P.H., 1987. **Hydrolysis and precipitation of polyacrylamides in hard brines at elevated temperatures**. Paper SPE 13033 apresentado na SPE Annual Technical Conference and Exhibition, Houston, Setembro.

MORENO, R. B. Z. L.; Takimoto, L. A.; Bonet, E. J., 2005. **Economical analysis of petroleum fields under solution gas drive**. Apresentado na 18th International Congress of Mechanical Engineering, Ouro Preto, MG, November.

MUNISTERI, I., Kotenev, M., **Mature oil fields**: Preventing Decline. Publicado na The Way a Head, The society of Petroleum Engineers, volume 9, 2013.

NEEDHAM, R. B., Doe, P. H., 1987. **Polymer Flooding Review**, Paper SPE 17140, Dezembro.

NEVES, F. R., Schiozer, D. J., Suslick, S. B., 2004. **Análise da influência de indicadores econômicos e incertezas na escolha da estratégia de produção**. Apresentado na Rio Oil & Gas Expo and Conference.

RAVAGNANI, A. T. F. S. G., **Avaliação Econômica de Projetos de E&P**. UNISIM On-Line, Ano 3, Volume 2, 23 edição, Janeiro, 2008.

ROSA, A. J.; Carvalho, R. S.; Xavier, J. A. D. **Engenharia de Reservatórios de Petróleo**, Ed. Interciência, Rio de Janeiro, 2006

RYLES, R. G., 1983. **Elevated temperature testing of mobility-control reagents**. Paper SPE 12008, apresentado na SPE Annual Technical Conference and Exhibition, San Francisco, Outubro.

RYLES, R. G., 1988. **Chemical stability limits of water-soluble polymers used in oil recovery**. SPE 13585, Fevereiro.

SEGUNDO, A. R. S. S., et. al. **Caracterização de poliacrilamidas comerciais visando sua aplicação na recuperação avançada de petróleo**. Apresentado no 4º PDPETRO, Campinas, SP, Outubro, 2007.

SHENG, J. J. **Modern Chemical Enhanced Oil Recovery: Theory and Practice**. 1st ed. Oxford, UK: Elsevier, 2011

SORBIE, K. S. **Polymer: Improved oil recovery**. 1st ed. Glasgow, UK: Blackie and Son, 1991.

STOSUR, G. J., Hite, J. R., Carnahan, N. F., Miller, K., 2003. **The Alphabet Soup of IOR, EOR and AOR: Effective Communication Requires a Definition of Terms**. Paper SPE 84908, publicado na SPE International Improved Oil Recovery Conference in Asia Pacific, Malaisa, Outubro, 2003.

TAN, Z.-L., 1998. HAPM thermal stability under reservoir conditions. In: Gang, Q.-L., et. al. (Eds.), **Chemical Flooding Symposium—Research Results during the Eighth Five-Year Period (1991– 1995)**, Vol. I. Petroleum Industry Press.

TABER, J.J., Martin, F.D., Seright, R.S., 1997a. **EOR Screening Criteria Revisited—Part I: Introduction to Screening Criteria and Enhanced Oil Recovery Projects**. Paper SPE 35385, publicado na SPE Reservoir Engineering, volume 12, páginas 189–198.

TABER, J.J., Martin, F.D., Seright, R.S., 1997b. **EOR Screening Criteria Revisited—Part II: Applications and Impact of Oil Prices**. Paper SPE 39234, publicado na SPE Reservoir Engineering, volume 12, páginas 199–205.

TEIXEIRA, L. B., **Estudo comparativo para recuperação de petróleo utilizando mecanismo de injeção de água e polímeros**. Trabalho de Conclusão de Curso. Universidade Estadual de Campinas, Campinas, 2012

THOMAS, J. E. **Fundamentos de engenharia de petróleo**. Rio de Janeiro, RJ: Interciência, 2001

VALDIVIA, Y. J. T, **Sistema Inteligente de Otimização de Alternativas de Desenvolvimento de Campos Petrolíferos**. Rio de Janeiro, RJ: [s.n], 2005. Originalmente apresentada como tese de doutorado, Pontífica Universidade Católica do Rio de Janeiro

WANG, Y.-P., Luo, J.-H., Bu, R.Y., Wang, P.M., Bai, F.-L., Liu, Y.Z., 2003a. **Analysis of polymers used in tertiary recovery which are temperature- and salinity-resistant**. Chemical Industry and Engineering Progress.

WU, W., Wang, D., Jiang, H., 2007. **Effect of the Visco-Elasticity of Displacing Fluids on the Relationship of Capillary Number and Displacement Efficiency in Weak Oil-Wet Cores**. Paper SPE 109228 apresentado na SPE Asia Pacific Oil and Gas Conference and Exhibition, Jakarta, Indonesia, November.

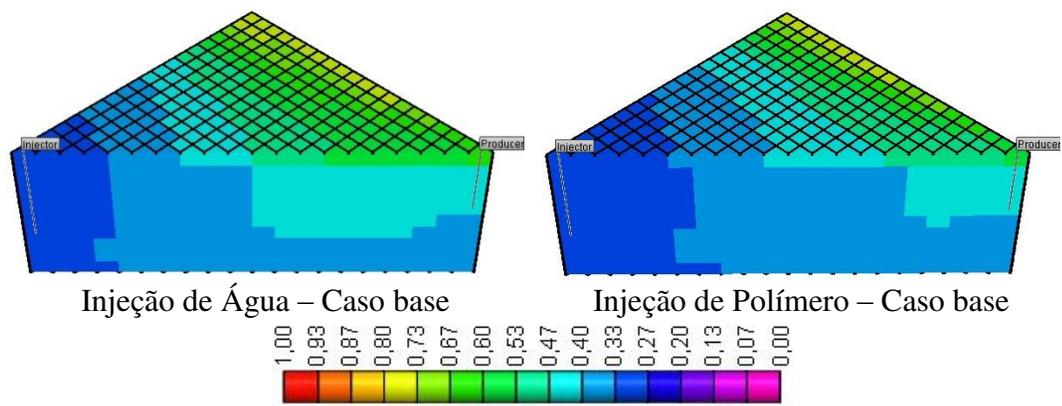
YANG, S.H., Treiber, L.E., 1985. **Chemical stability of polyacrylamide under simulated field conditions.** Paper SPE 14232 apresentado na SPE Annual Technical Conference and Exhibition, Las Vegas, Setembro.

ZAITOUN, A., Potie, B., 1983. **Limiting conditions for the use of hydrolyzed polyacrylamides in brines containing divalent ions.** Paper SPE 11785 apresentado na SPE Oilfield and Geothermal Chemistry Symposium, Denver, Junho.

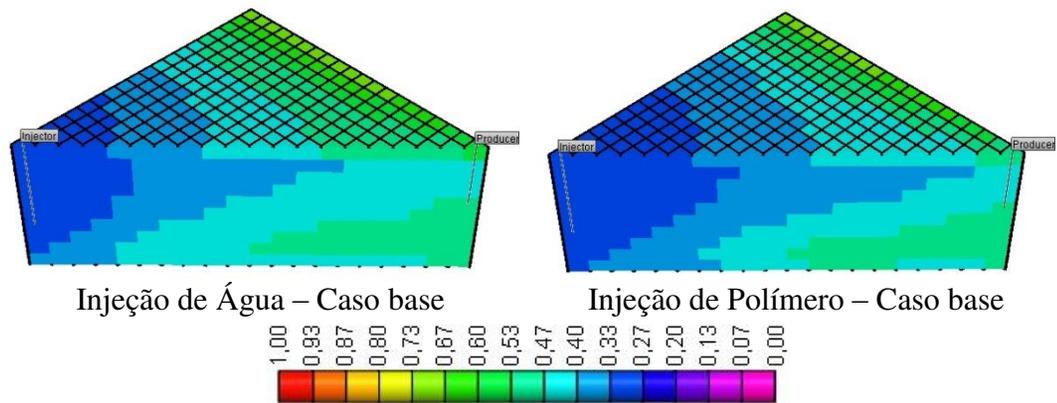
ANEXOS

ANEXO A

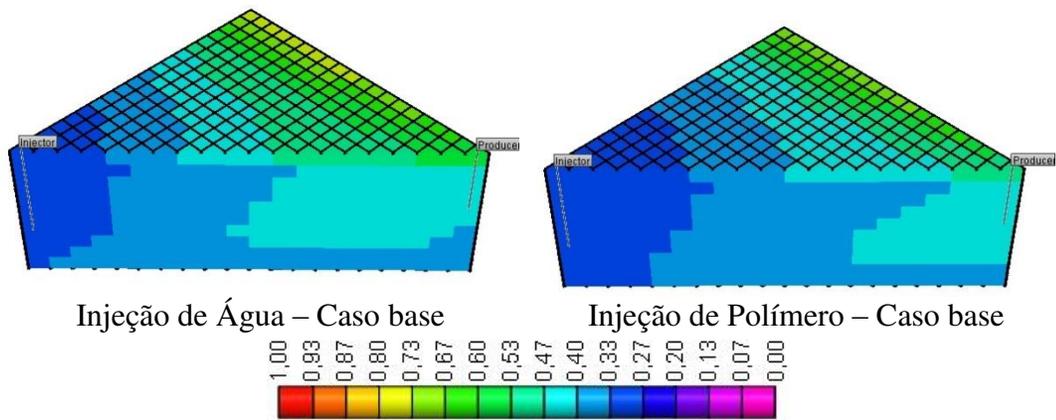
Mapas de Saturação de Óleo



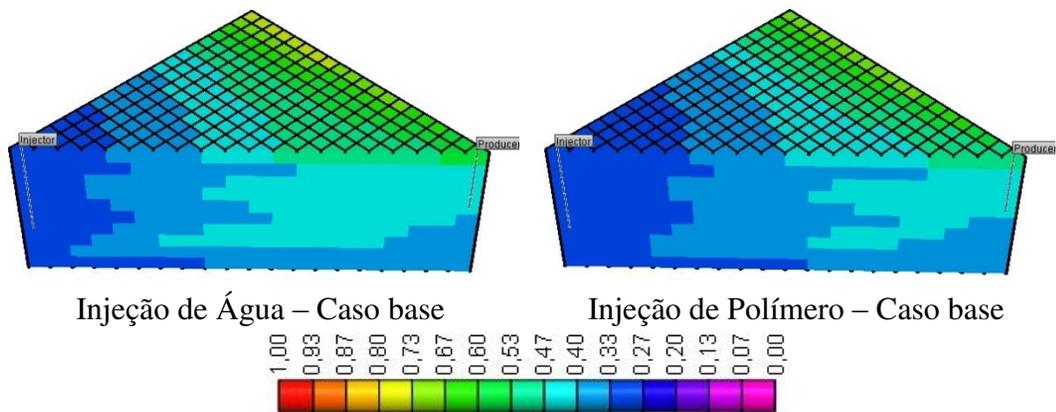
Anexo A 1 - Mapas de saturação de óleo, no final do período de simulação, para o modelo homogêneo.



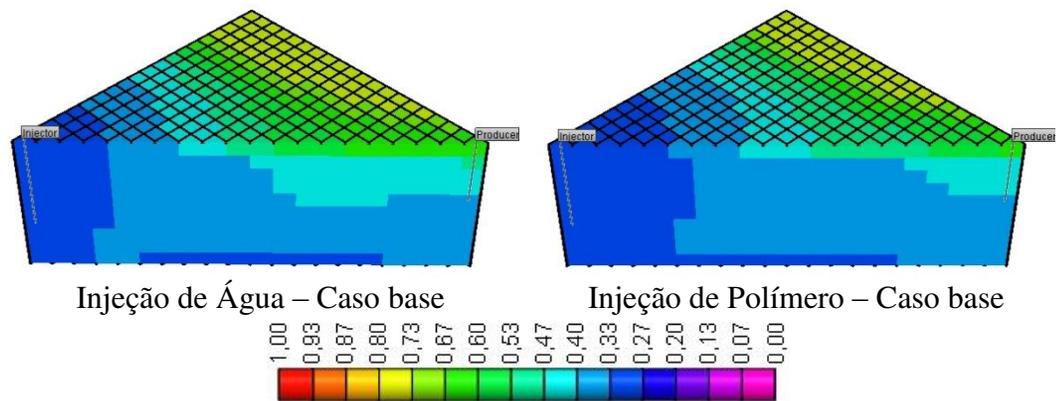
Anexo A 2 - Mapas de saturação de óleo, no final do período de simulação, para o modelo heterogêneo horizontal, HeteroH – 300 a 1700.



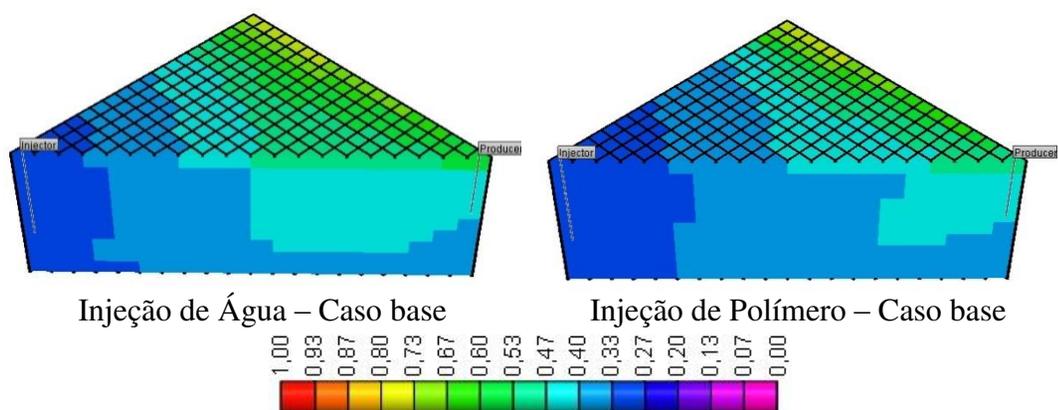
Anexo A 3 - Mapas de saturação de óleo, no final do período de simulação, para o modelo heterogêneo horizontal, HeteroH – 700 a 1300.



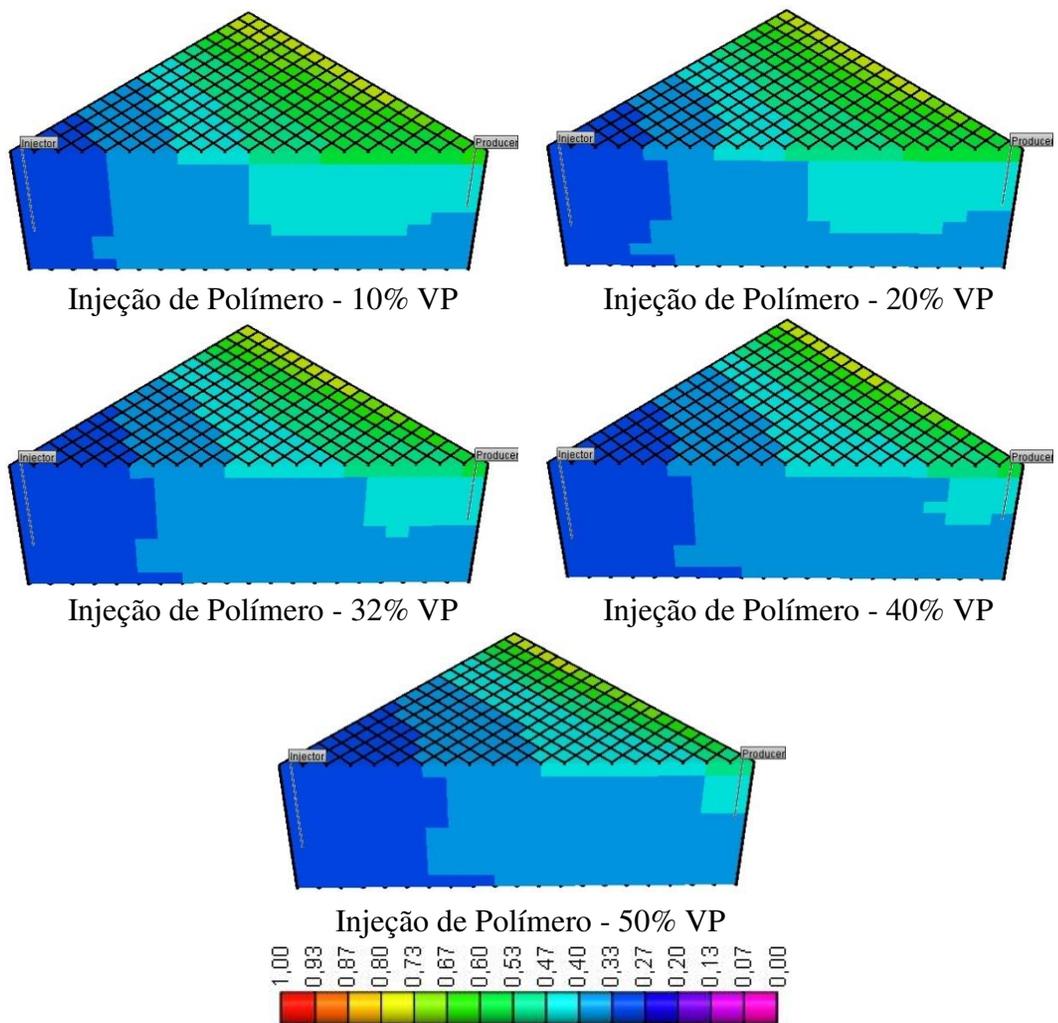
Anexo A 4 – Mapas de saturação de óleo, no final do período de simulação, para o modelo heterogêneo horizontal, HeteroH – 600 a 1300



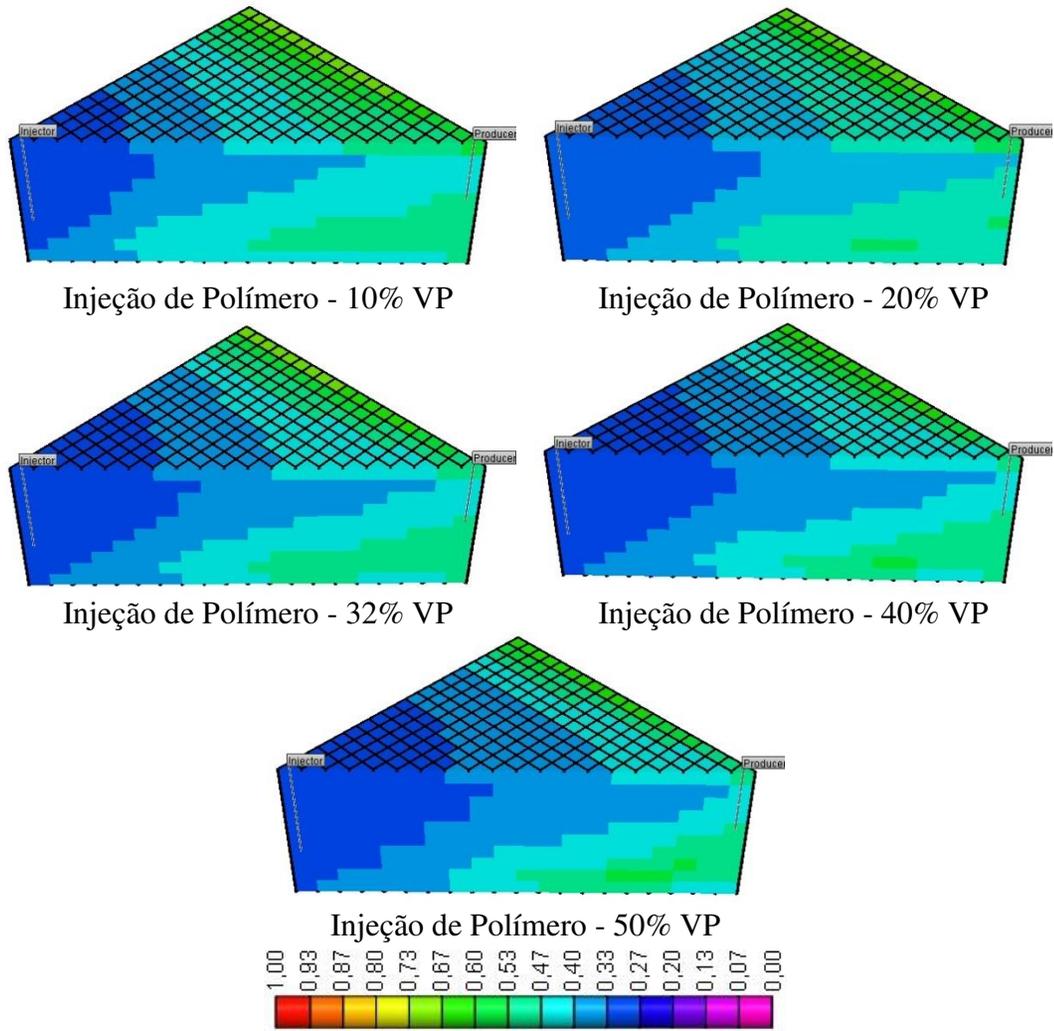
Anexo A 5 - Mapas de saturação de óleo, no final do período de simulação, para o modelo heterogêneo vertical, HeteroV 941, 1500, 2000.



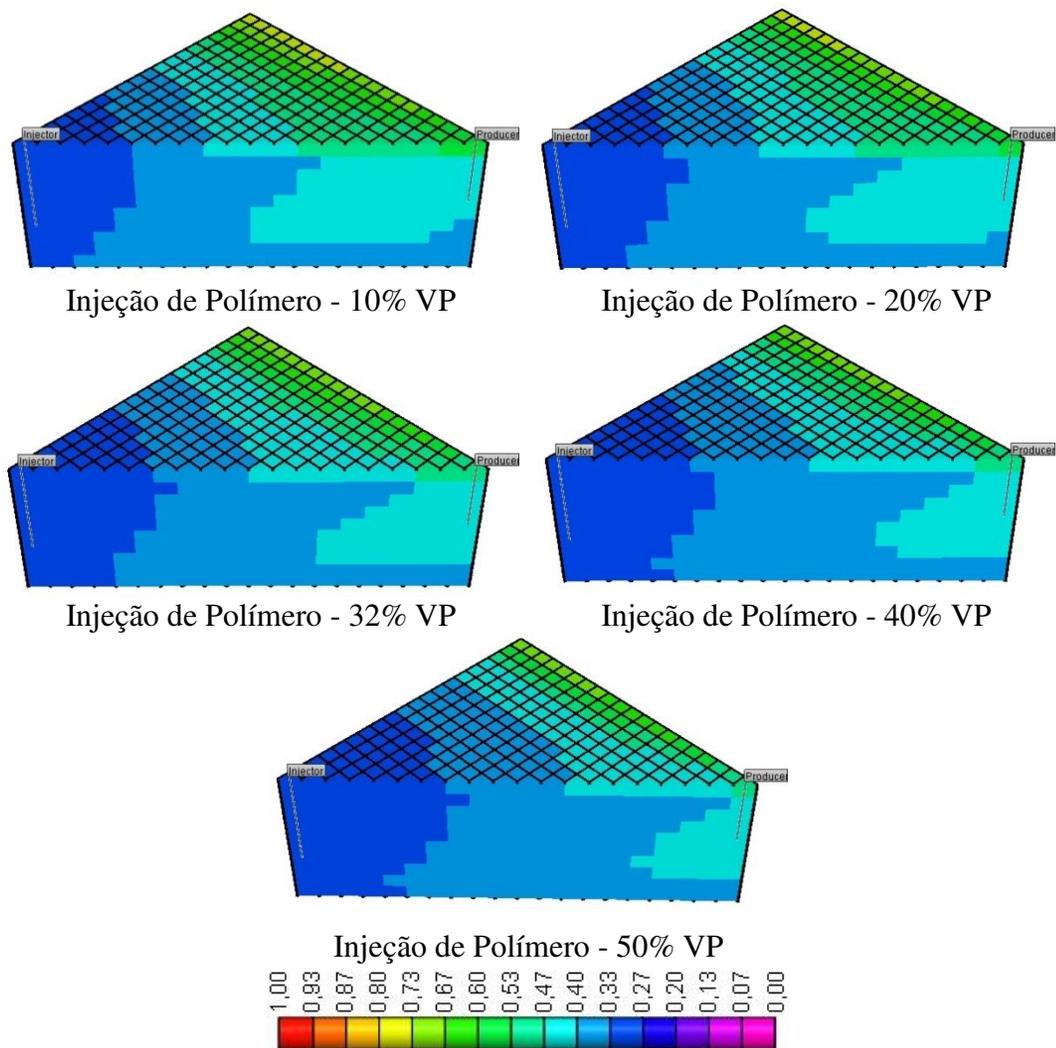
Anexo A 6 - Mapas de saturação de óleo, no final do período de simulação, para o modelo heterogêneo vertical, HeteroV 1200, 407, 900.



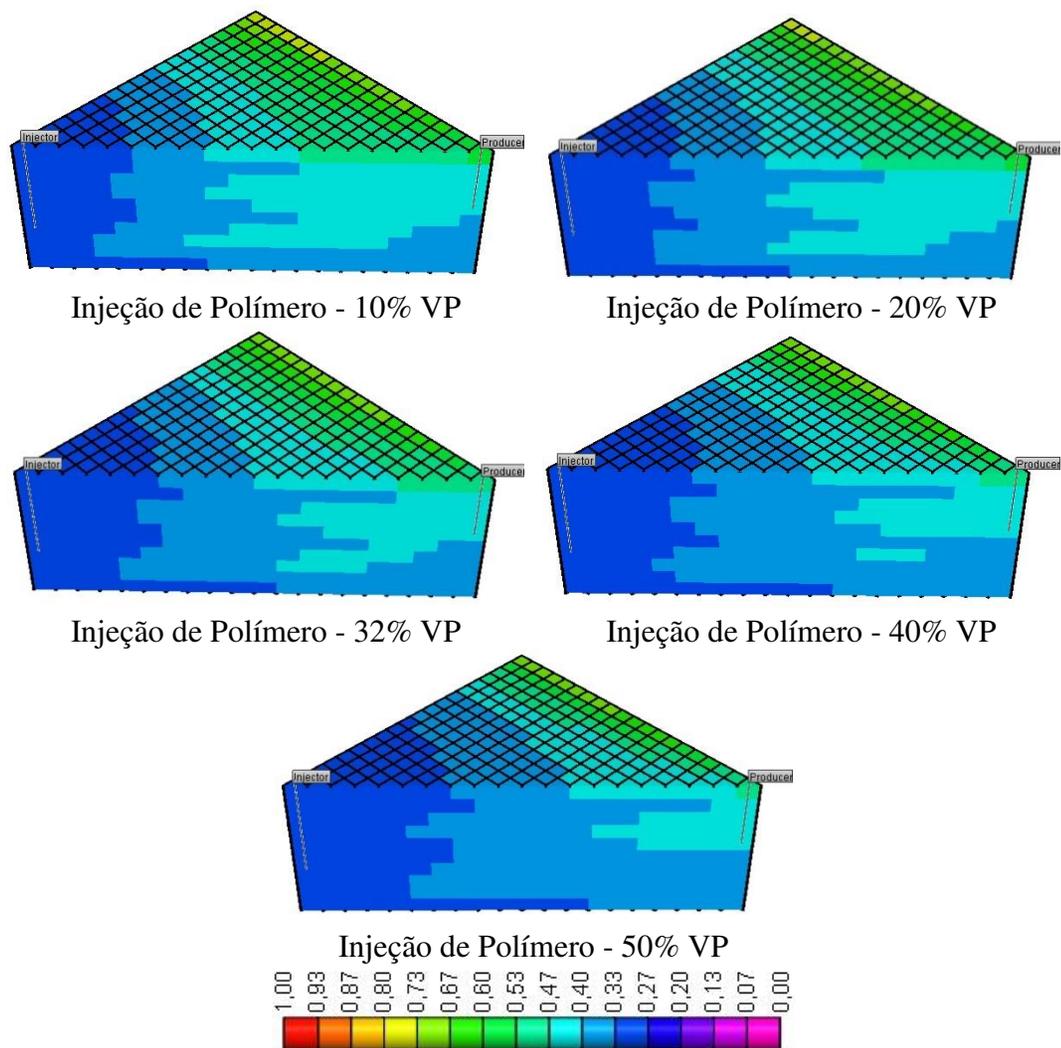
Anexo A 7 - Mapas de saturação de óleo, no final do período de simulação, para diferentes tamanhos de banco de solução polimérica injetada, modelo homogêneo.



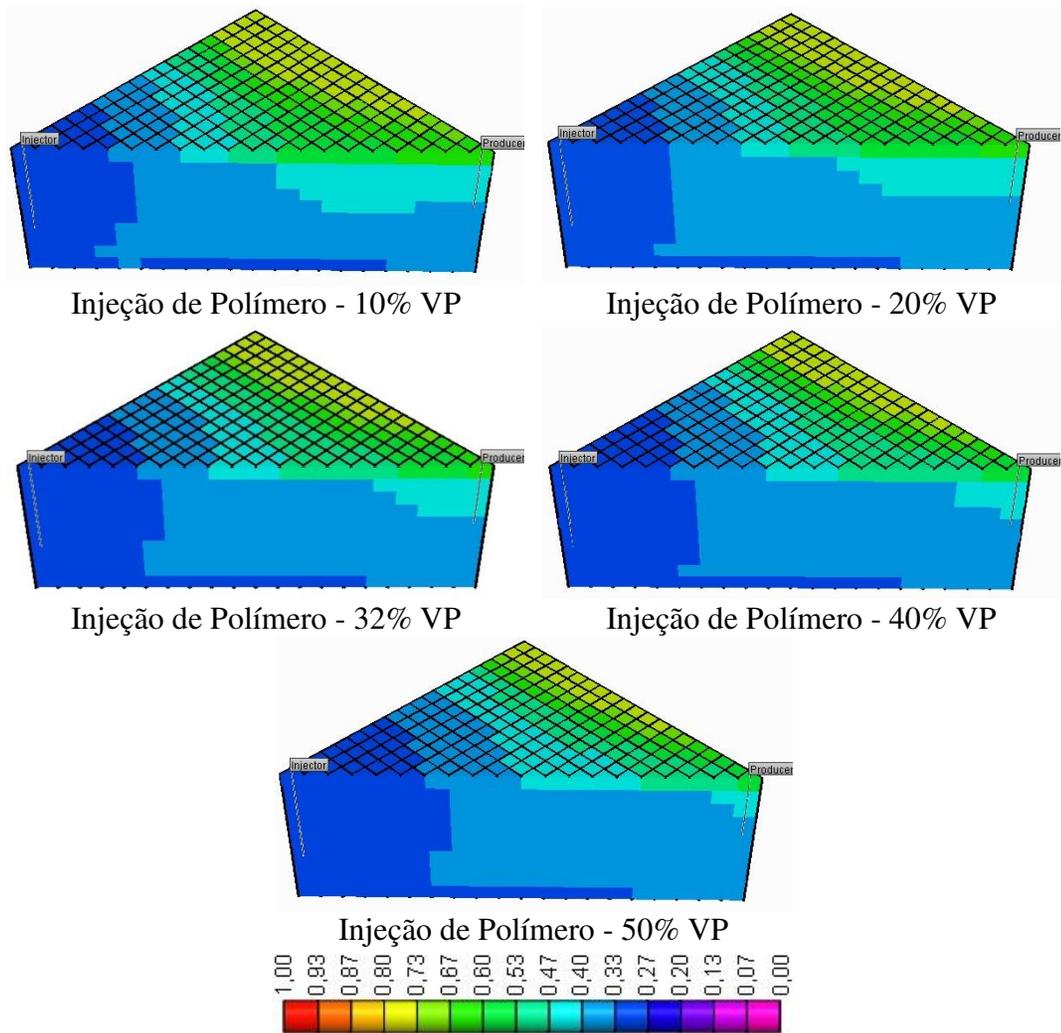
Anexo A 8 - Mapas de saturação de óleo, no final do período de simulação, para diferentes tamanhos de banco de solução polimérica injetada, modelo heterogêneo horizontal, HeteroH – 300 a 1700.



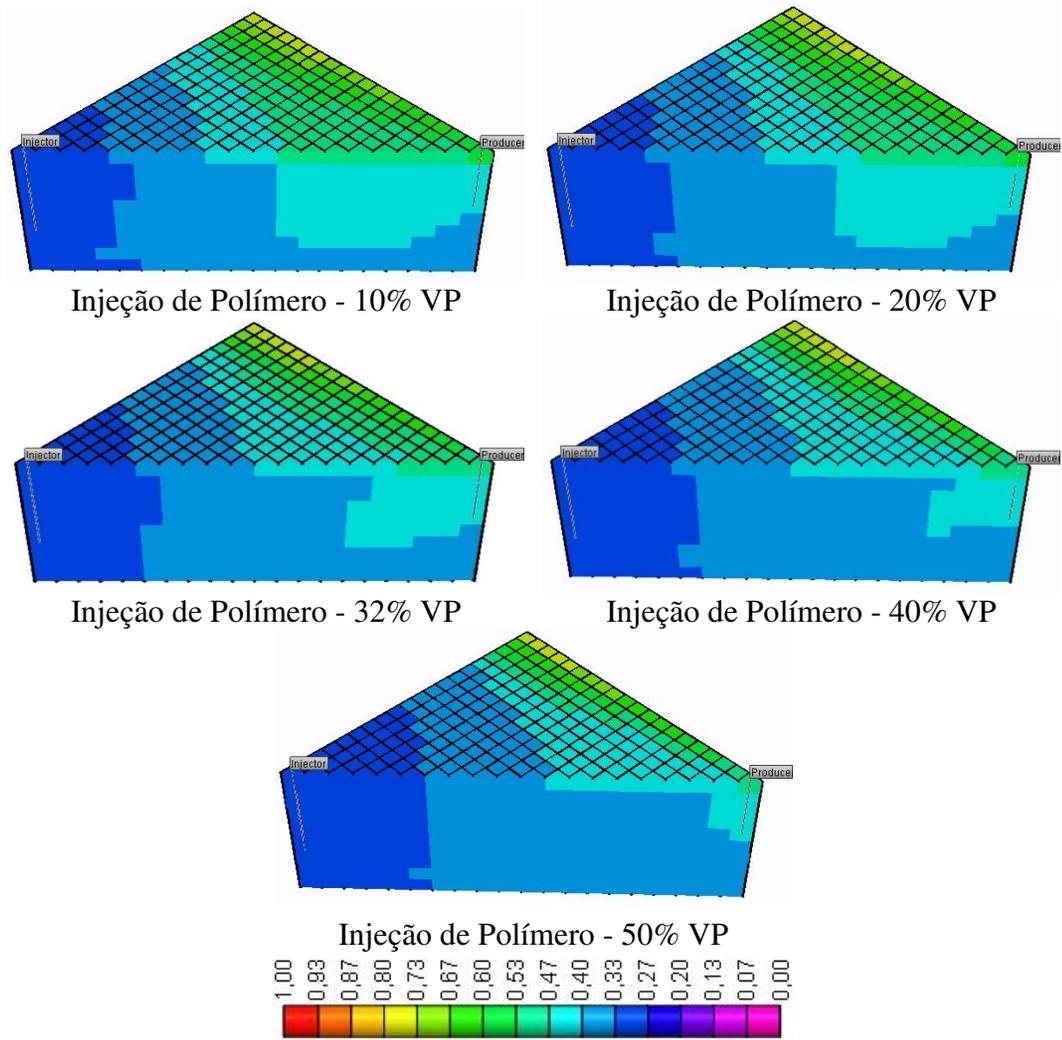
Anexo A 9 - Mapas de saturação de óleo, no final do período de simulação, para diferentes tamanhos de banco de solução polimérica injetada, modelo heterogêneo horizontal, HeteroH – 700 a 1300.



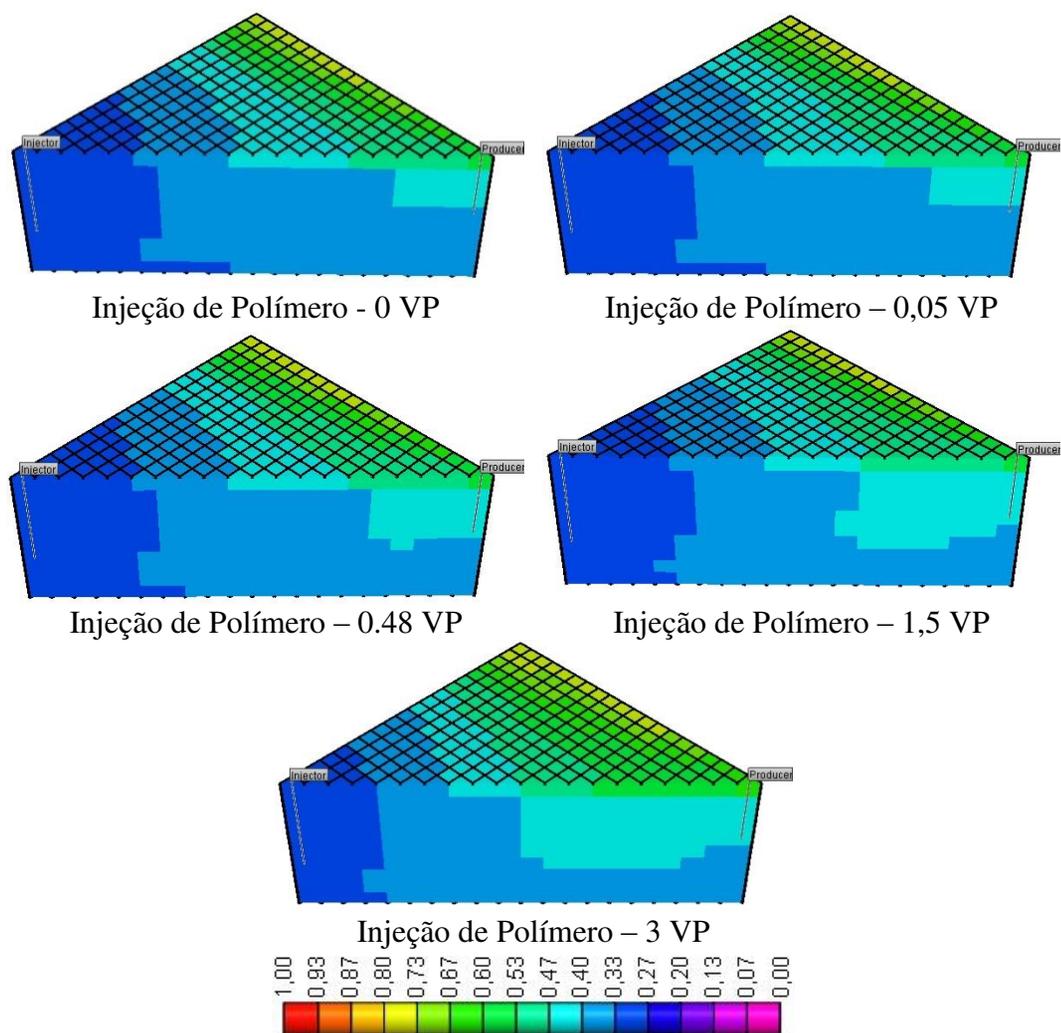
Anexo A 10 - Mapas de saturação de óleo, no final do período de simulação, para diferentes tamanhos de banco de solução polimérica injetada, modelo heterogêneo horizontal, HeteroH – 600 a 1300



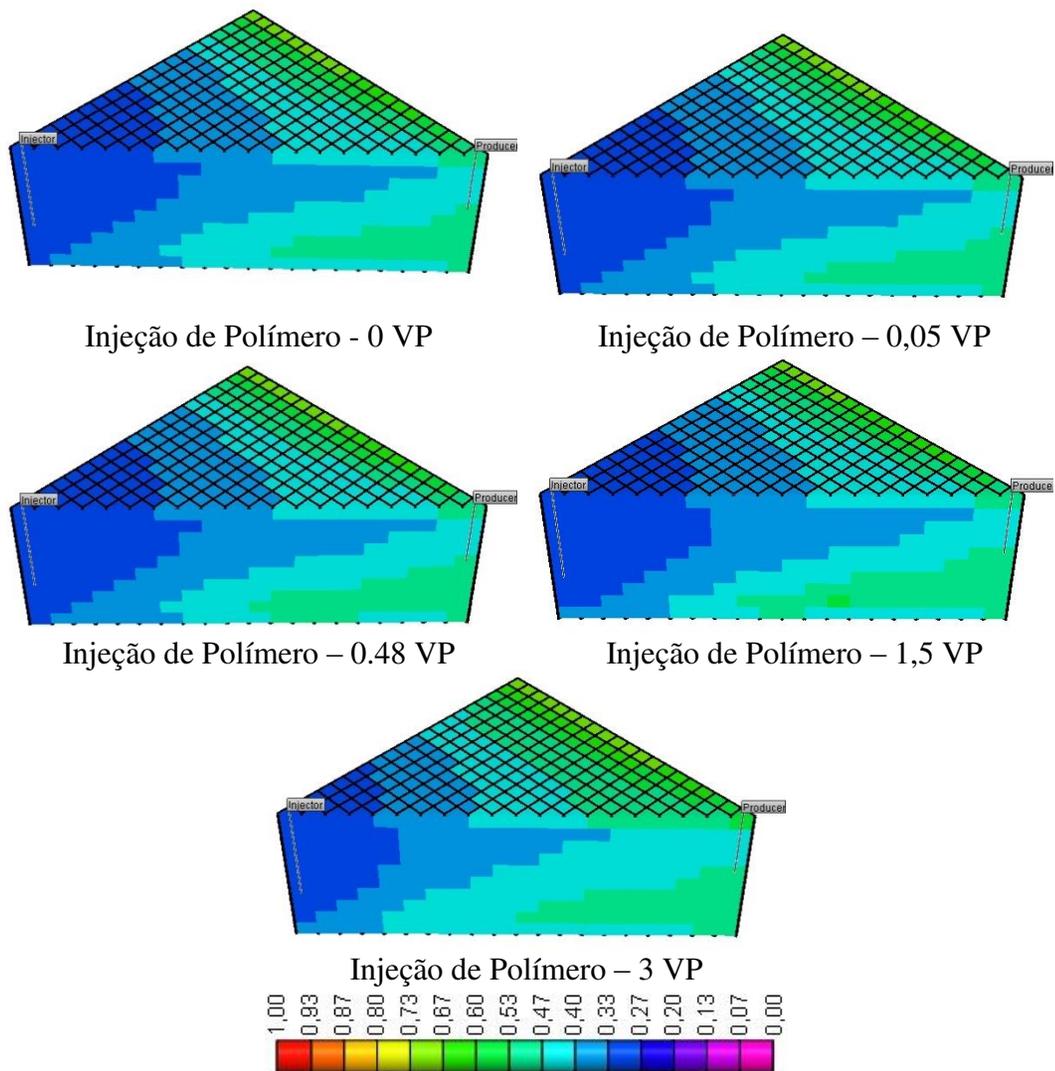
Anexo A 11 - Mapas de saturação de óleo, no final do período de simulação, para diferentes tamanhos de banco de solução polimérica injetada, modelo heterogêneo vertical, HeteroV 941, 1500, 2000.



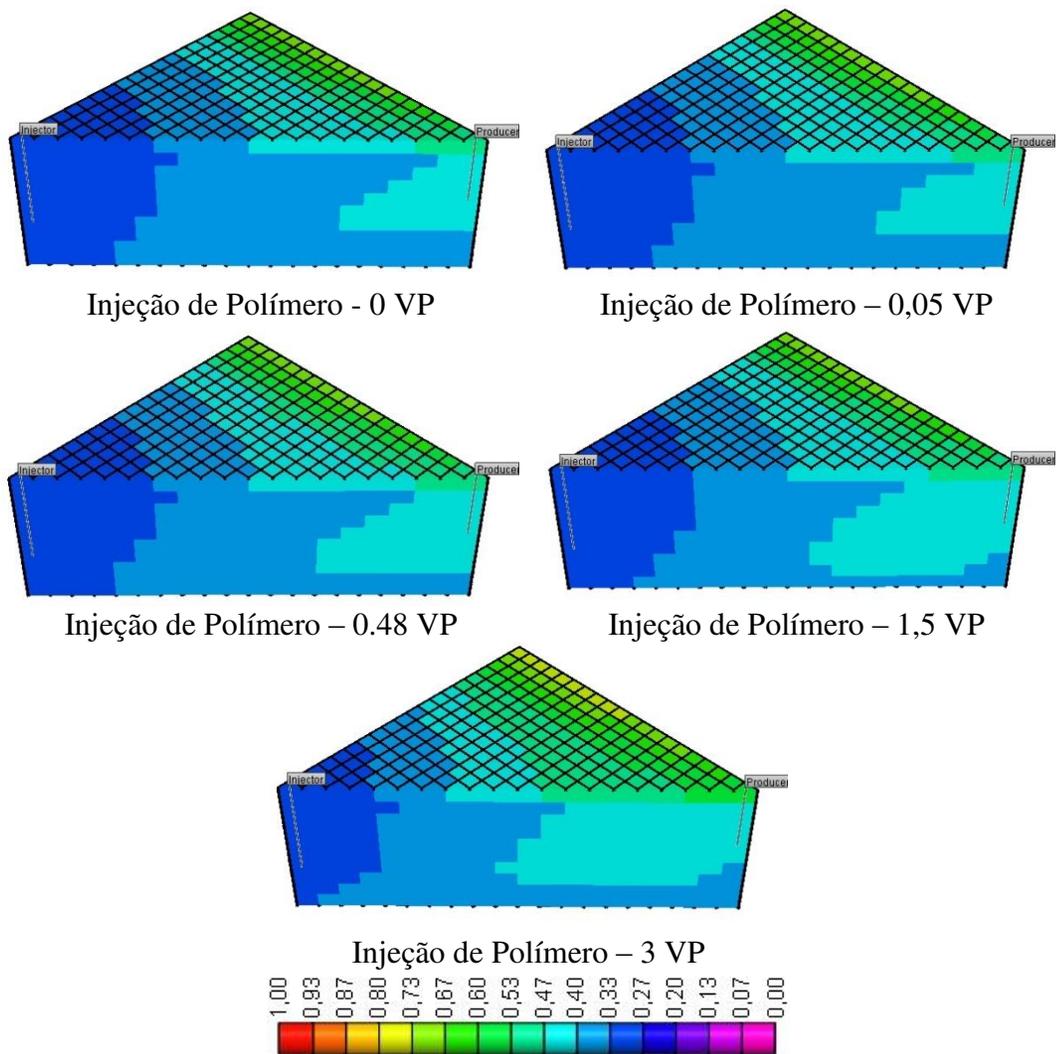
Anexo A 12 - Mapas de saturação de óleo, no final do período de simulação, para diferentes tamanhos de banco de solução polimérica injetada, modelo heterogêneo vertical, HeteroV 1200, 407, 900.



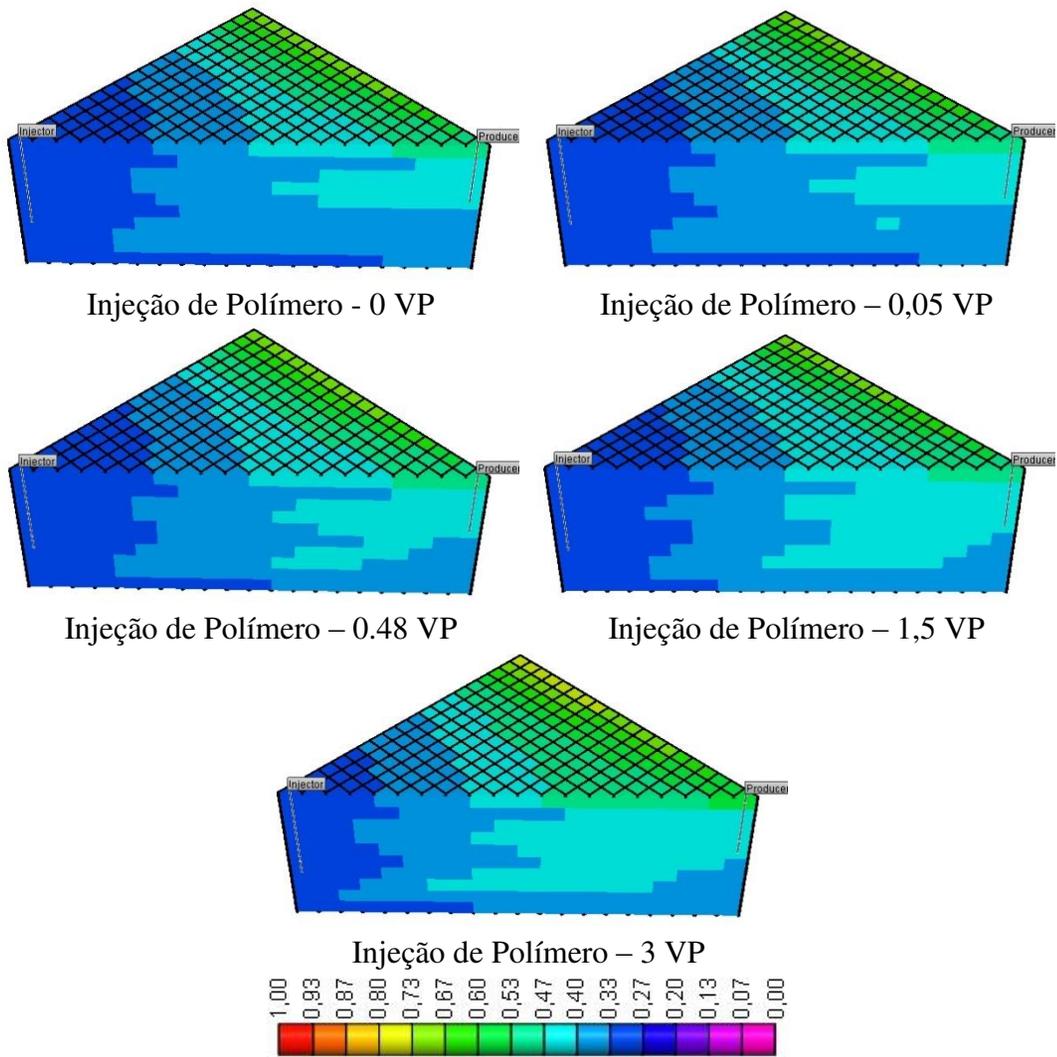
Anexo A 13 - Mapas de saturação de óleo, no final do período de simulação, para diferentes instantes de início da injeção do banco de solução polimérica, modelo homogêneo.



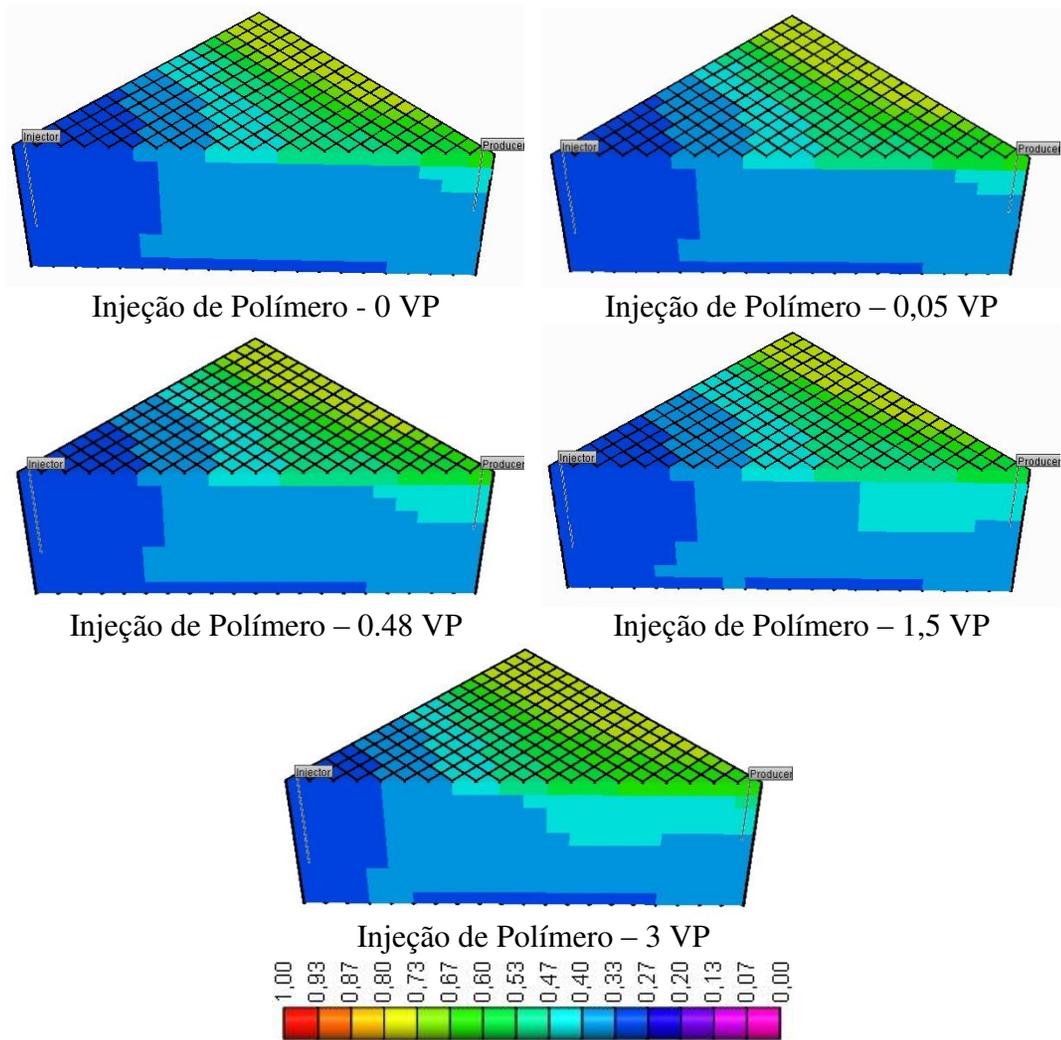
Anexo A 14 - Mapas de saturação de óleo, no final do período de simulação, para diferentes instantes de início da injeção do banco de solução polimérica, modelo heterogêneo horizontal, HeteroH – 300 a 1700.



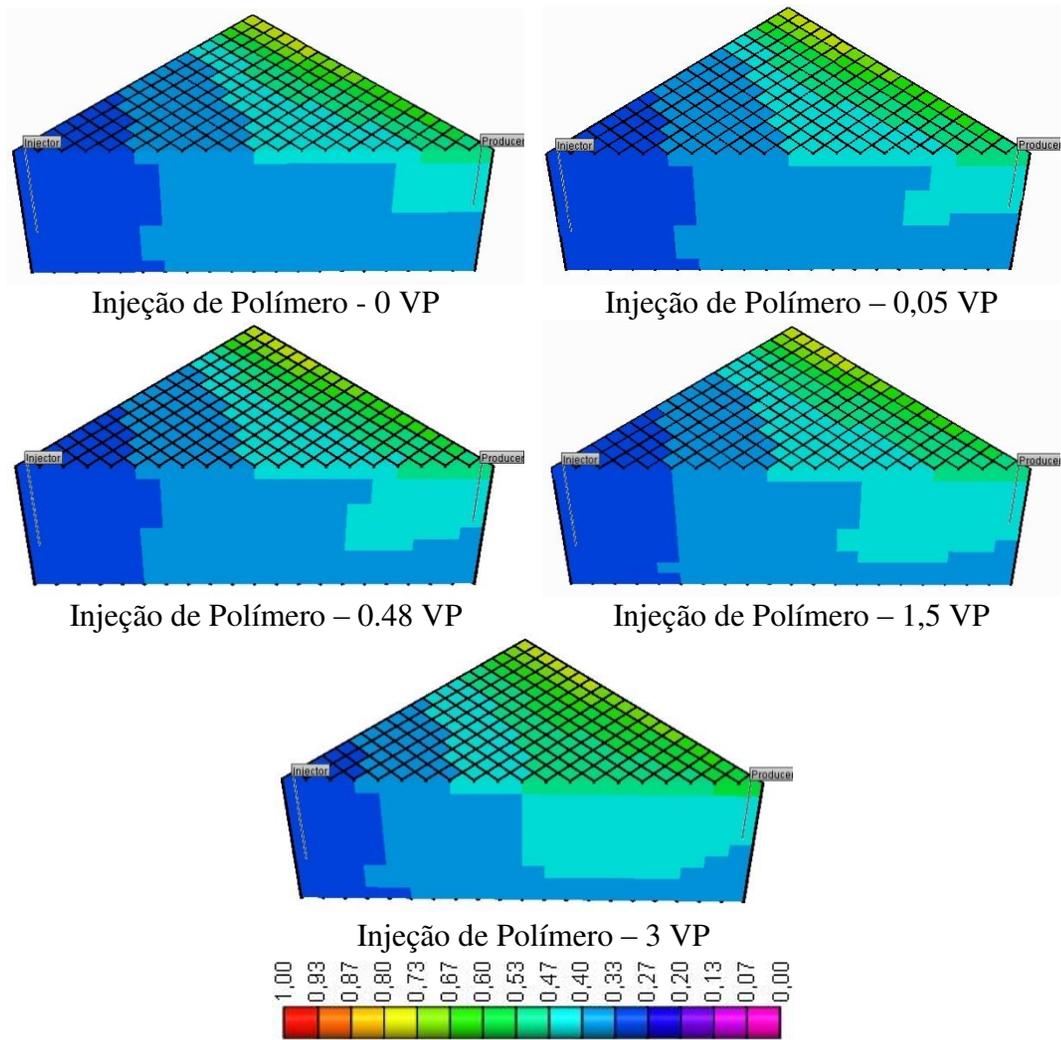
Anexo A 15 - Mapas de saturação de óleo, no final do período de simulação, para diferentes instantes de início da injeção do banco de solução polimérica, modelo heterogêneo horizontal, HeteroH – 700 a 1300.



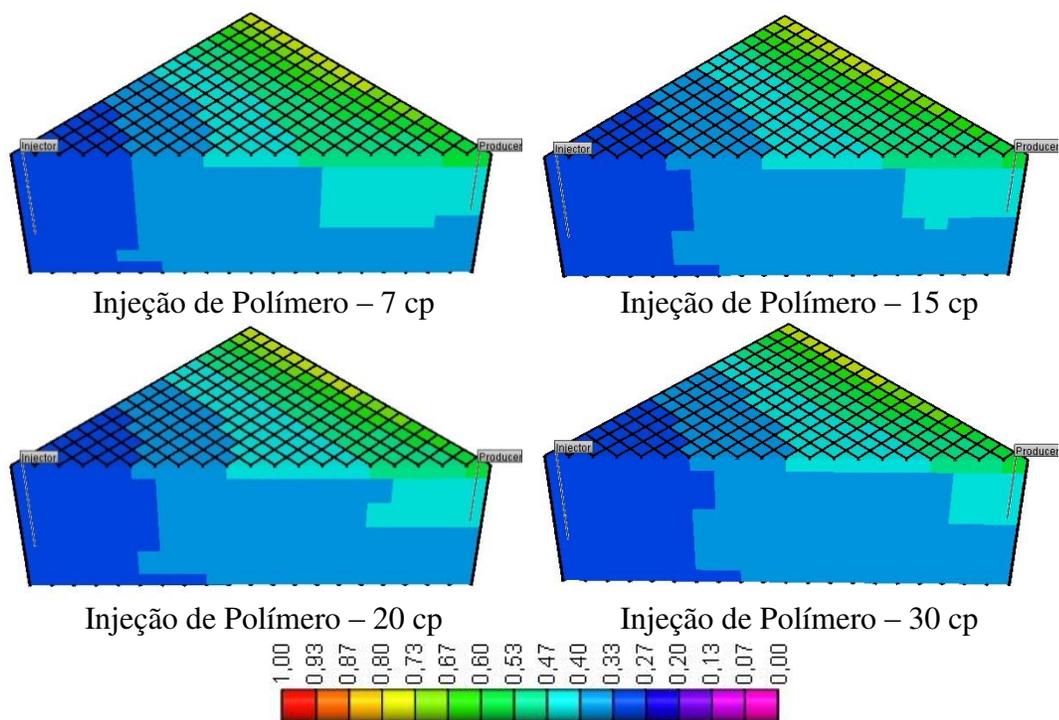
Anexo A 16 - Mapas de saturação de óleo, no final do período de simulação, para diferentes instantes de início da injeção do banco de solução polimérica, modelo heterogêneo horizontal, HeteroH – 600 a 1300



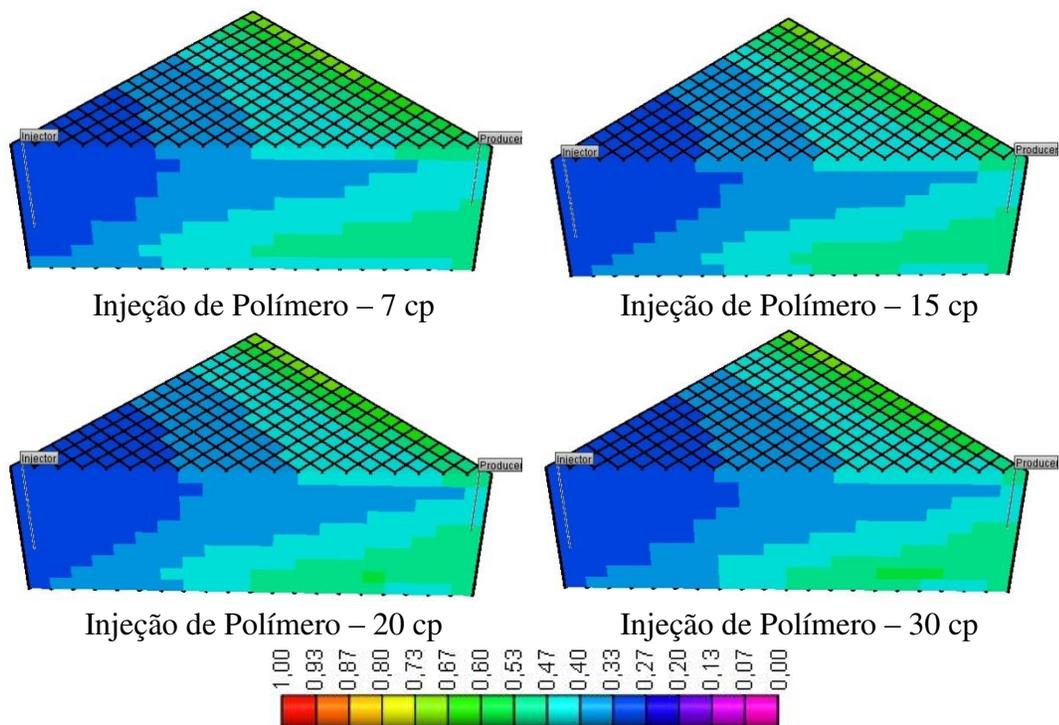
Anexo A 17 - Mapas de saturação de óleo, no final do período de simulação, para diferentes instantes de início da injeção do banco de solução polimérica, modelo heterogêneo vertical, HeteroV 941, 1500, 2000.



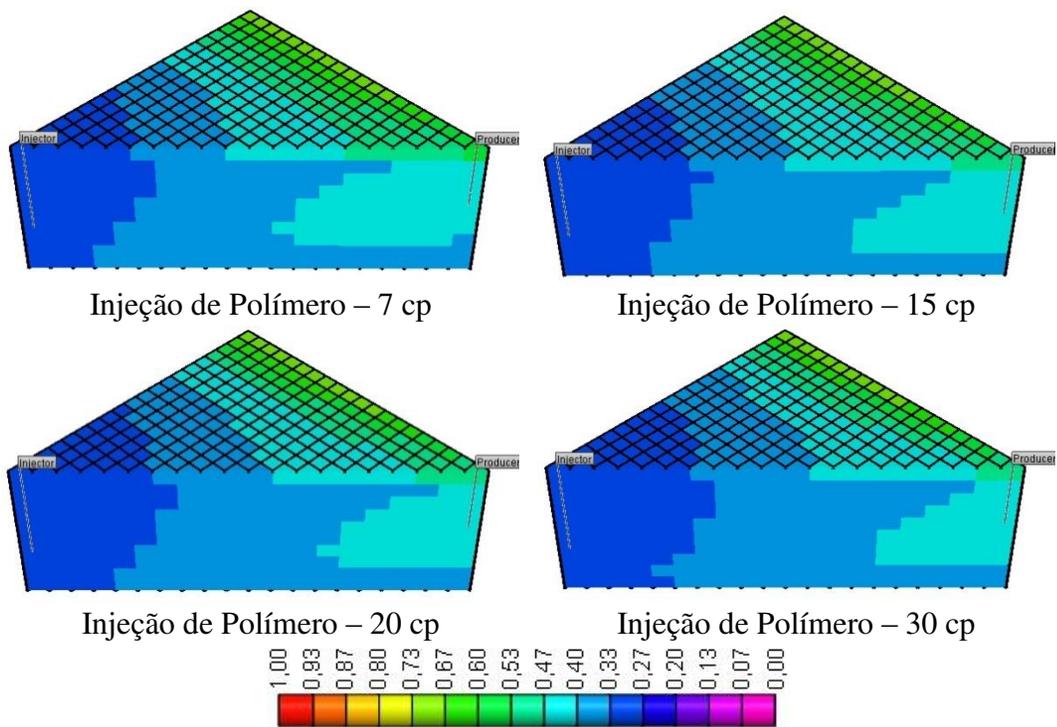
Anexo A 18 - Mapas de saturação de óleo, no final do período de simulação, para diferentes instantes de início da injeção do banco de solução polimérica, modelo heterogêneo vertical, HeteroV 1200, 407, 900.



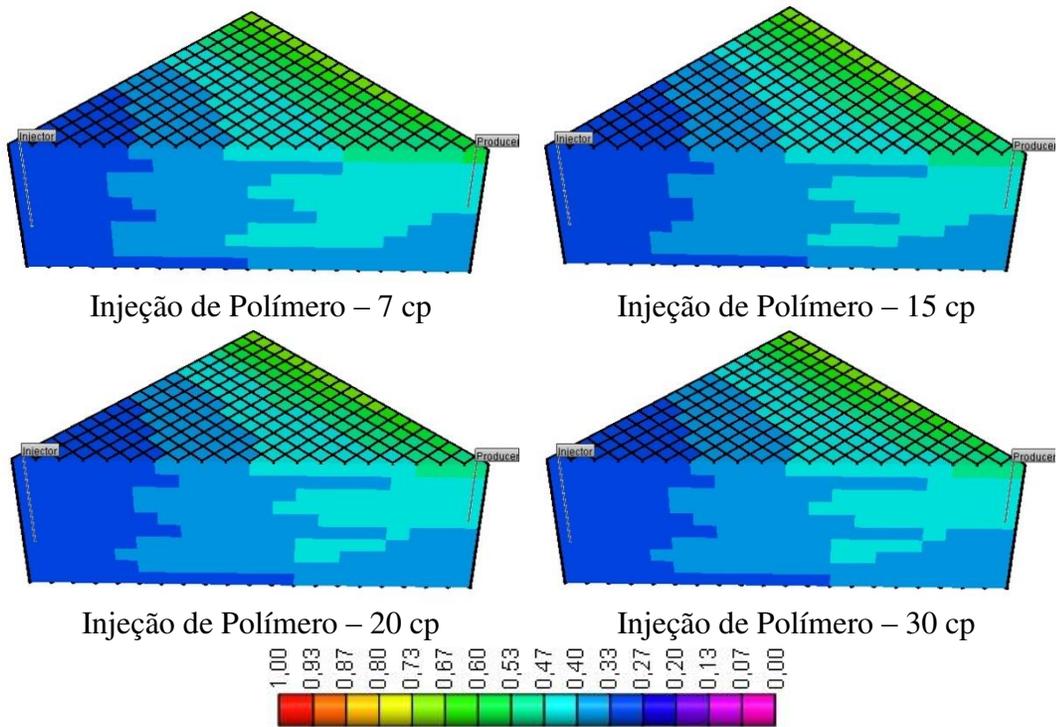
Anexo A 19 - Mapas de saturação de óleo, no final do período de simulação, para diferentes viscosidades de solução polimérica, modelo homogêneo.



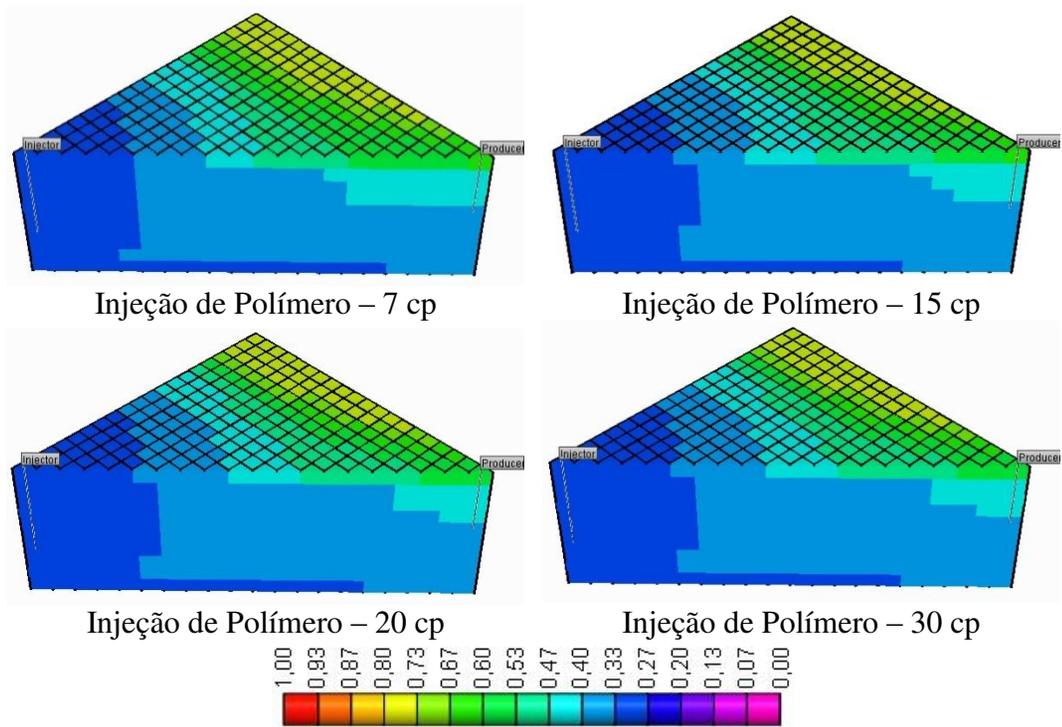
Anexo A 20 - Mapas de saturação de óleo, no final do período de simulação, para diferentes viscosidades de solução polimérica, modelo heterogêneo horizontal, HeteroH – 300 a 1700.



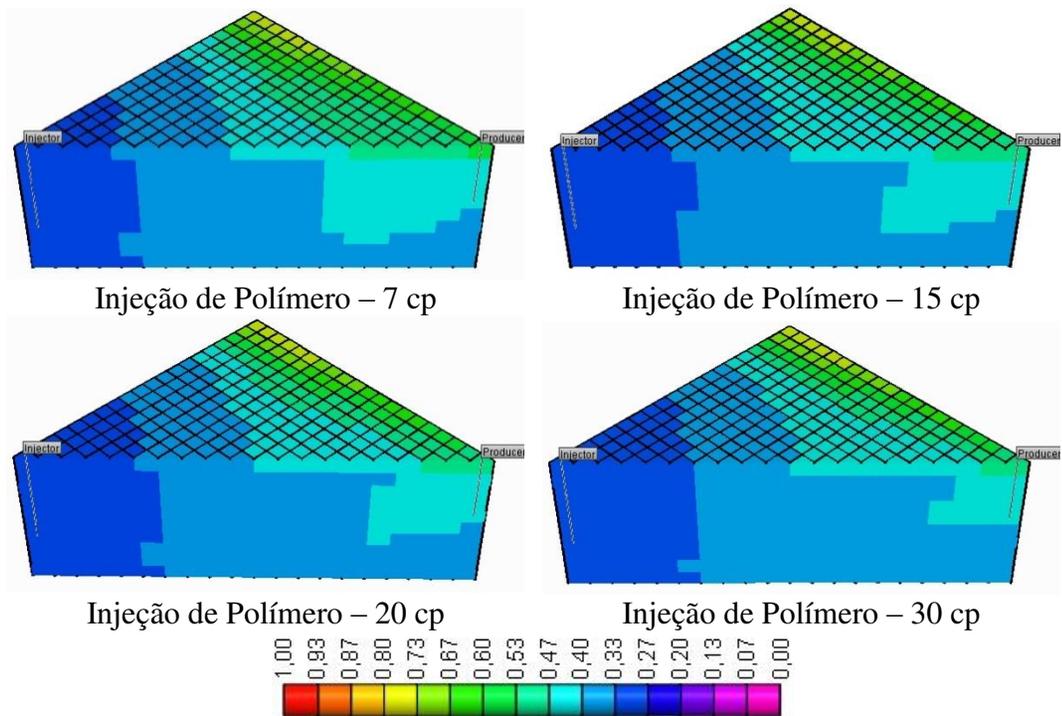
Anexo A 21 - Mapas de saturação de óleo, no final do período de simulação, para diferentes viscosidades de solução polimérica, modelo heterogêneo horizontal, HeteroH – 700 a 1300.



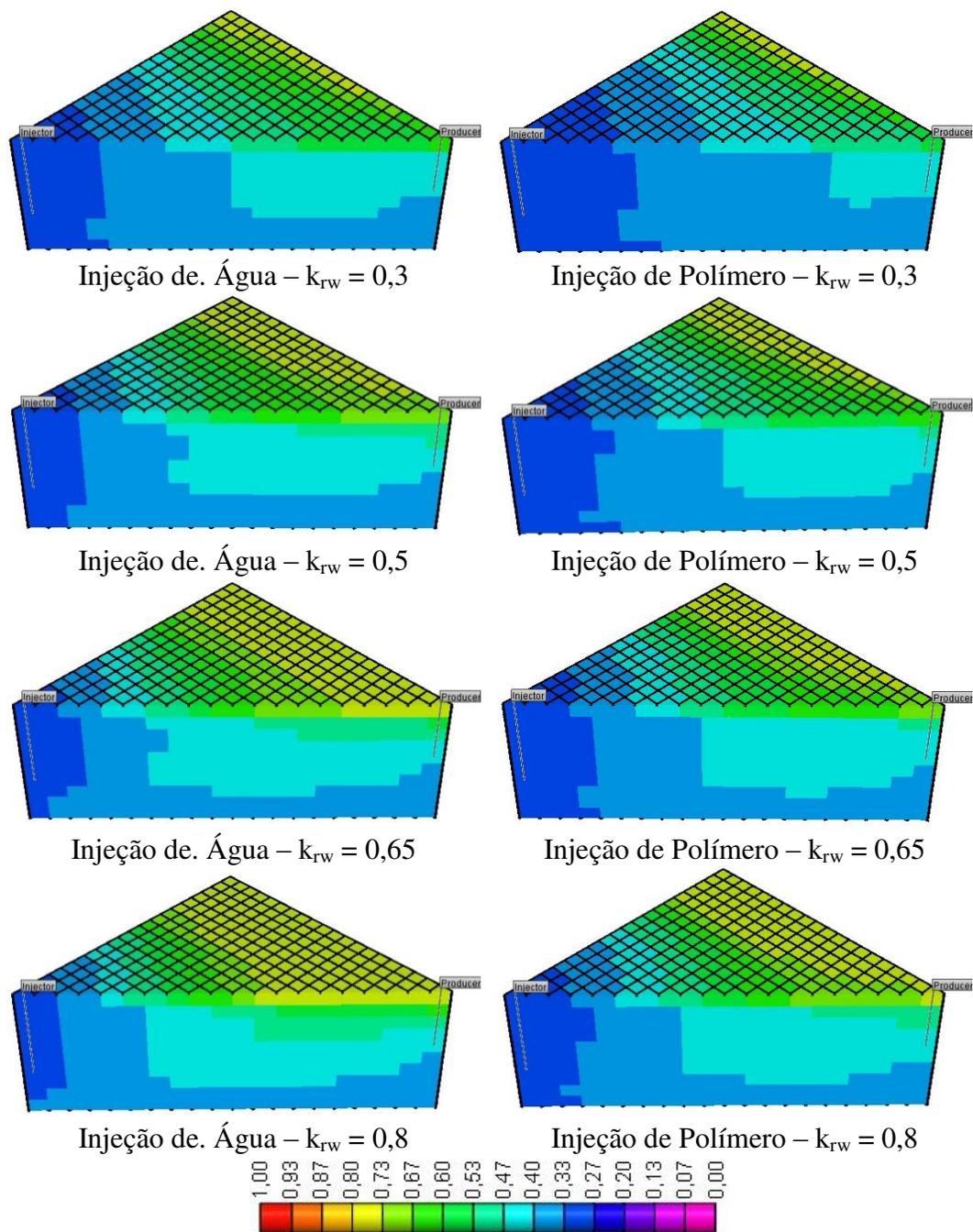
Anexo A 22 - Mapas de saturação de óleo, no final do período de simulação, para diferentes viscosidades de solução polimérica, modelo heterogêneo horizontal, HeteroH – 600 a 1300



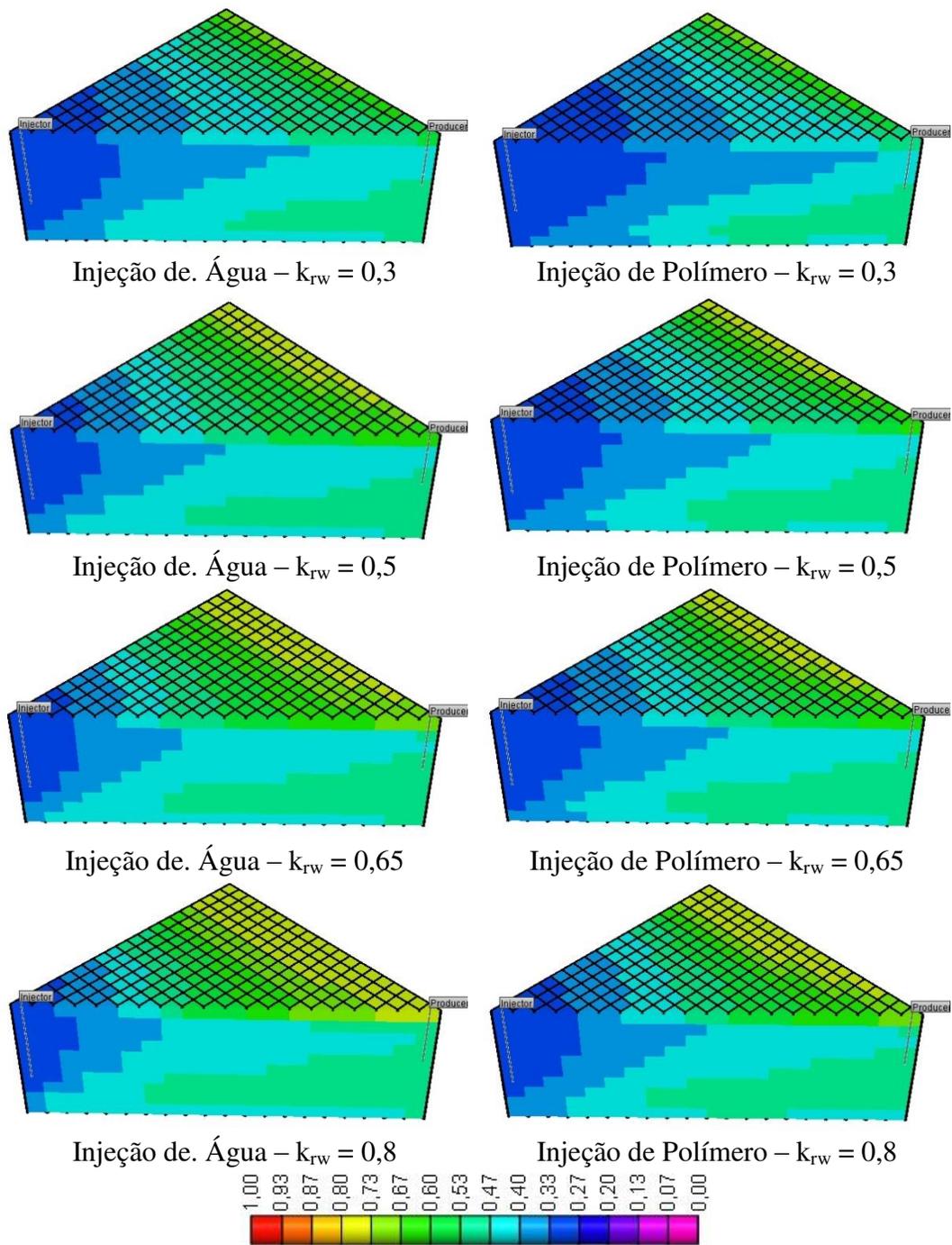
Anexo A 23 - Mapas de saturação de óleo, no final do período de simulação, para diferentes viscosidades de solução polimérica, modelo heterogêneo vertical, HeteroV 941, 1500, 2000.



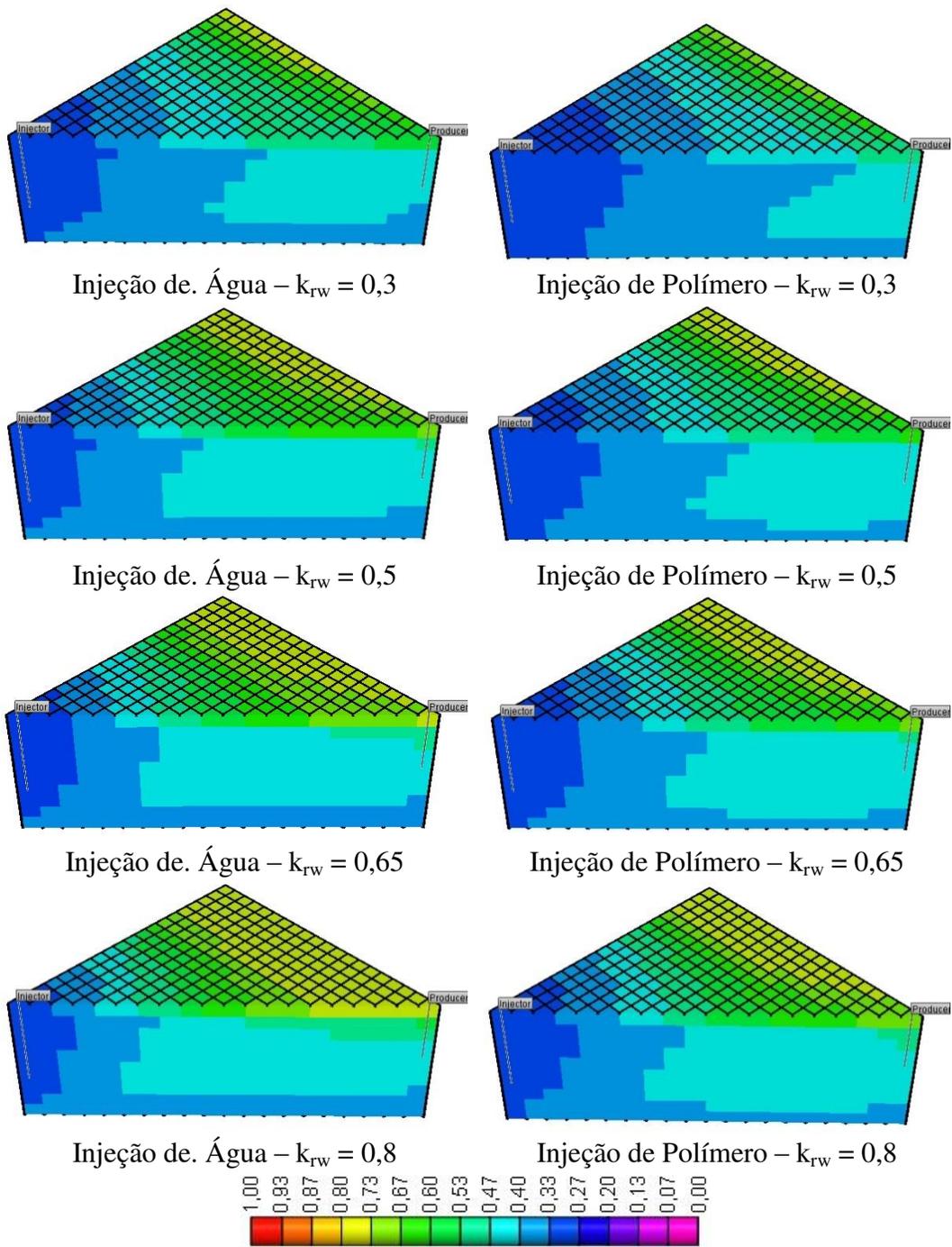
Anexo A 24 - Mapas de saturação de óleo, no final do período de simulação, para diferentes viscosidades de solução polimérica, modelo heterogêneo vertical, HeteroV 1200, 407, 900.



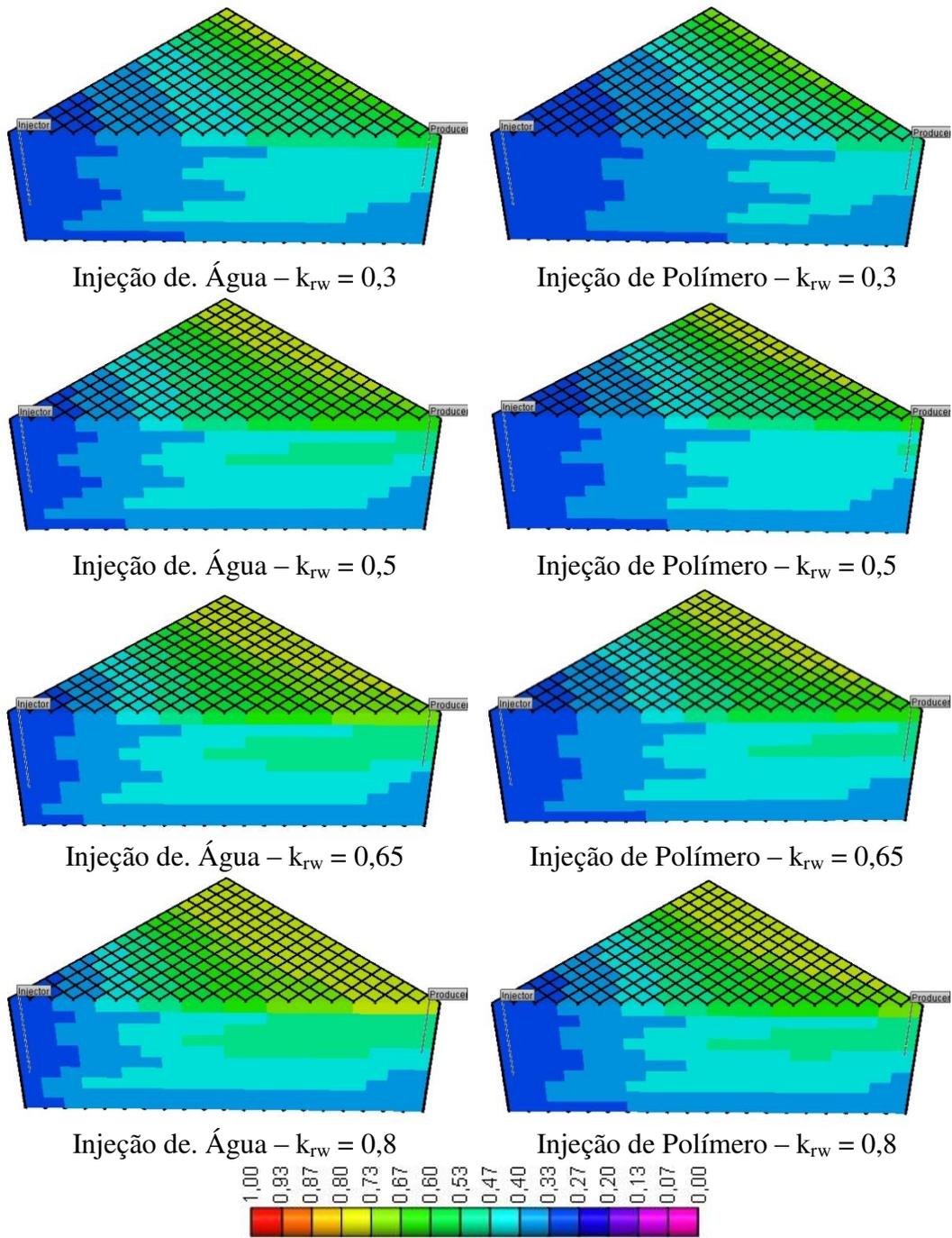
Anexo A 25 - Mapas de saturação de óleo, no final do período de simulação, para diferentes permeabilidades relativa à água ($@S_{or}$), modelo homogêneo.



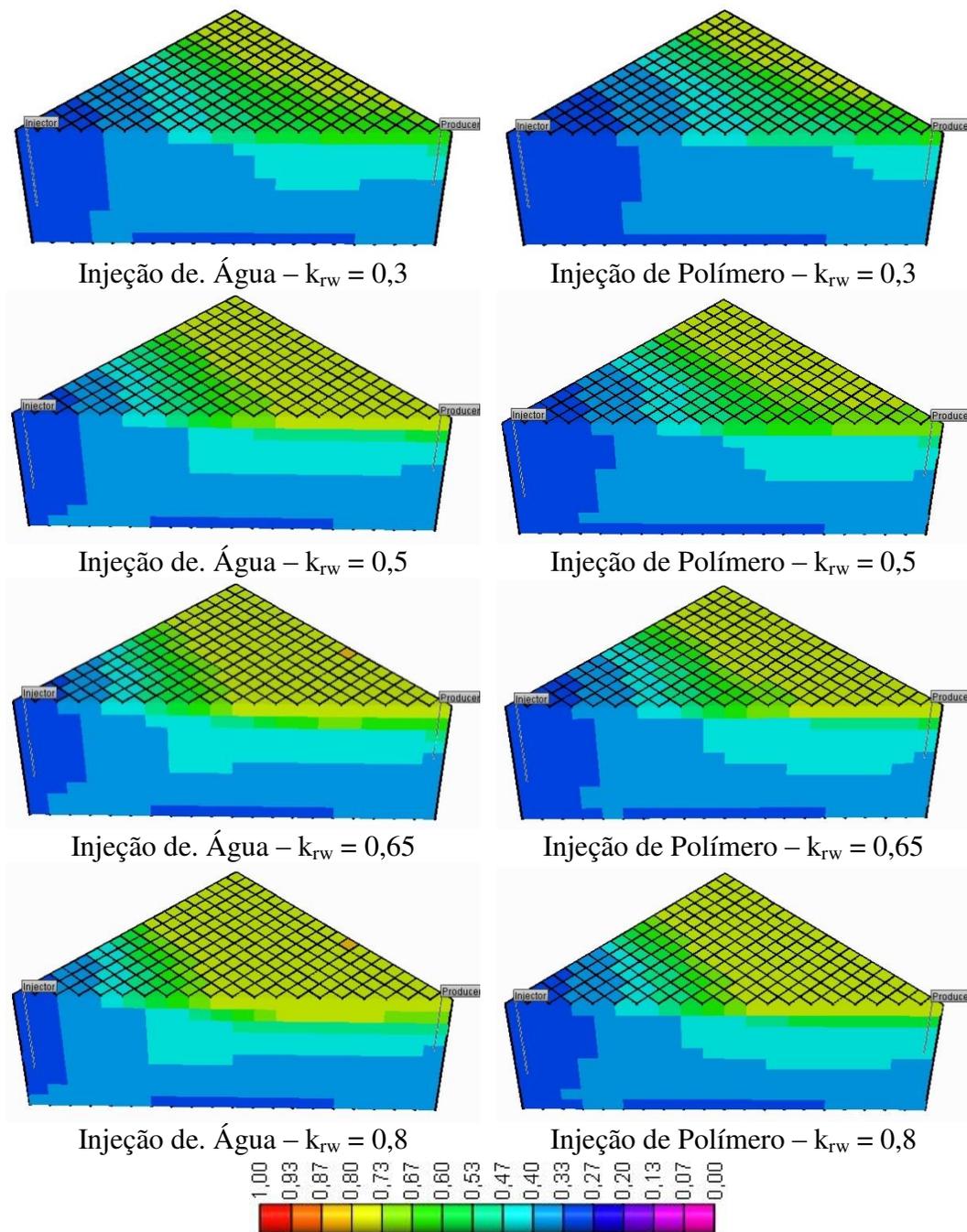
Anexo A 26 - Mapas de saturação de óleo, no final do período de simulação, para diferentes permeabilidades relativa à água ($@S_{or}$), modelo heterogêneo horizontal, HeteroH – 300 a 1700.



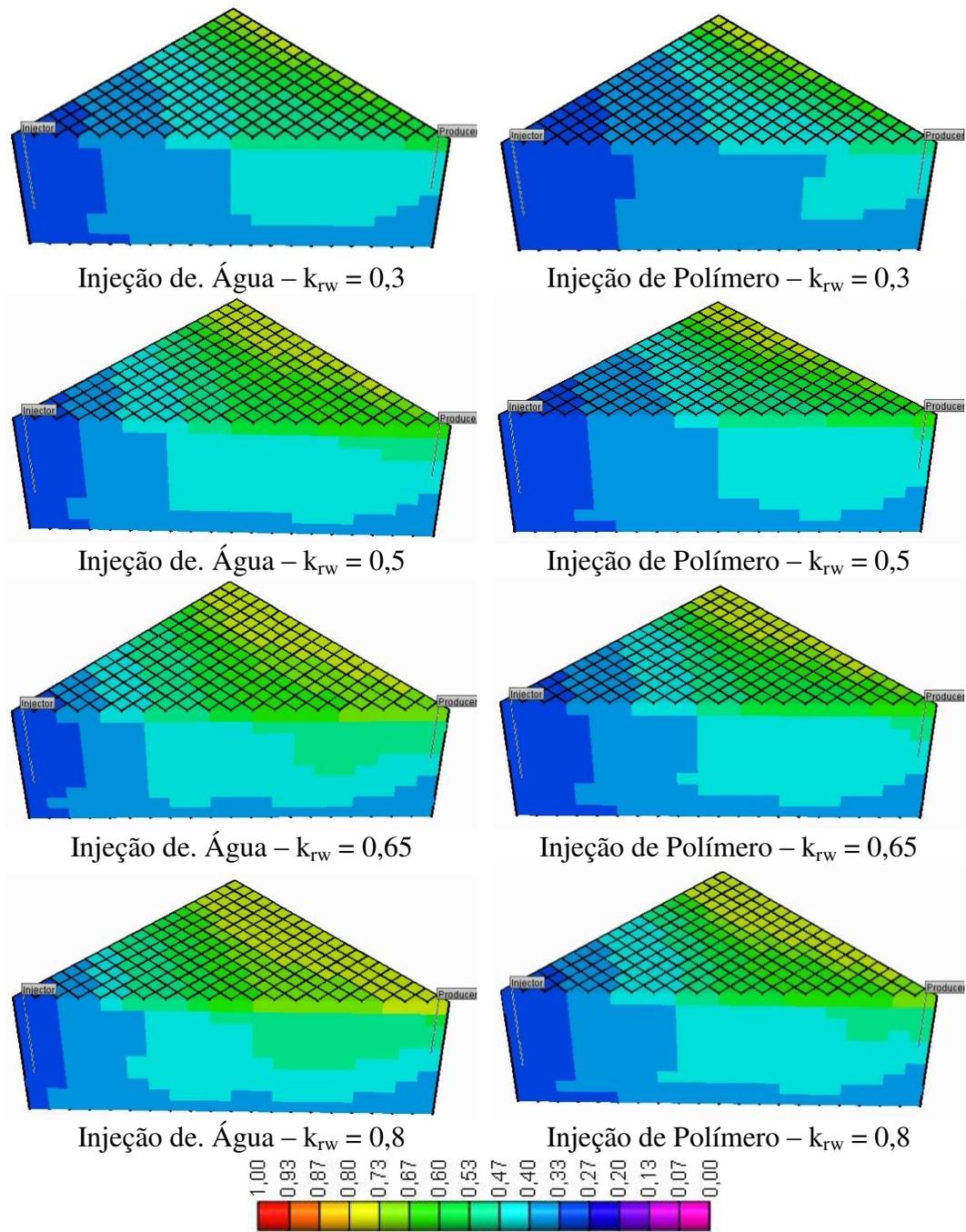
Anexo A 27 - Mapas de saturação de óleo, no final do período de simulação, para diferentes permeabilidades relativa à água ($@S_{or}$), modelo heterogêneo horizontal, HeteroH – 700 a 1300.



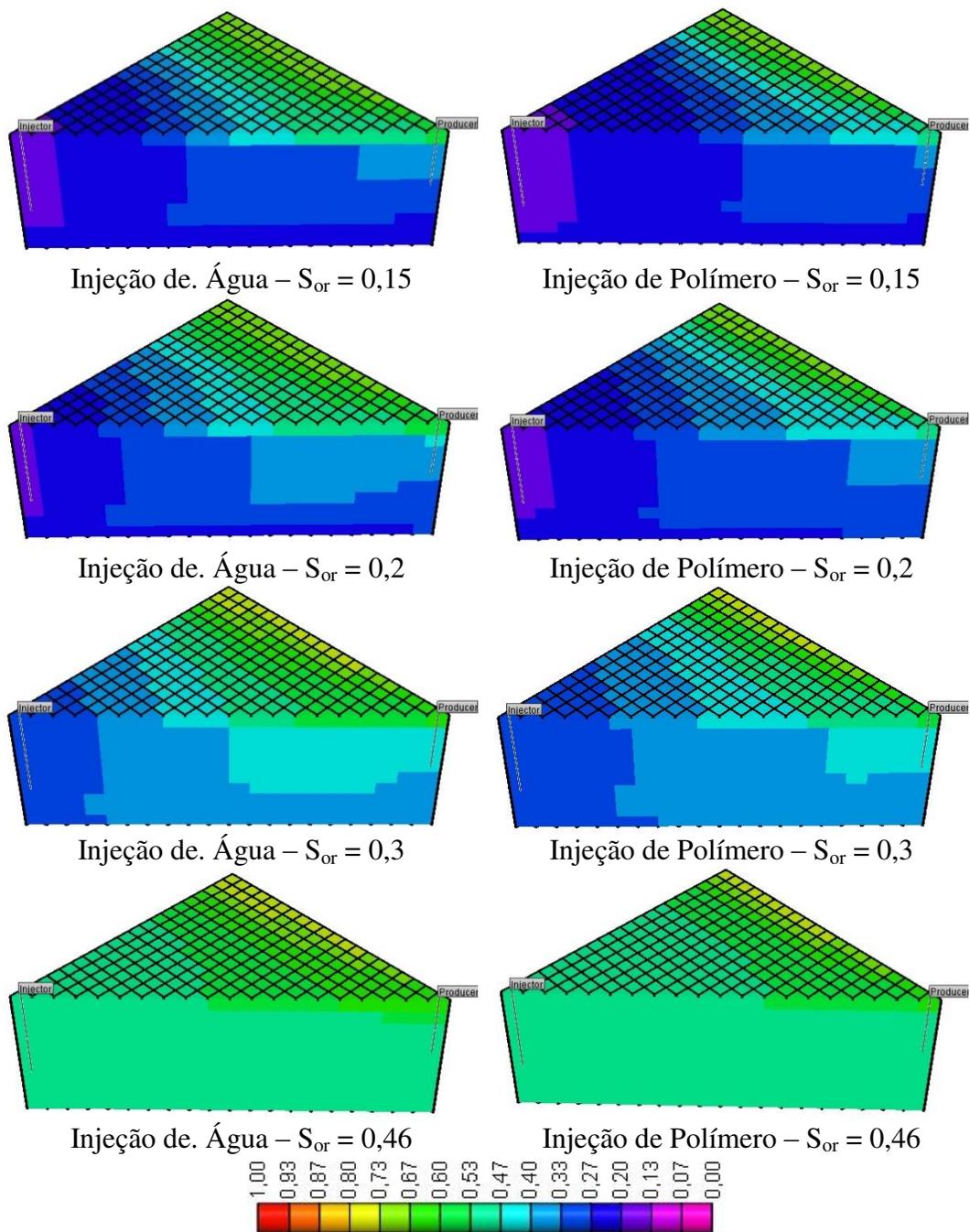
Anexo A 28 - Mapas de saturação de óleo, no final do período de simulação, para diferentes permeabilidades relativa à água ($@S_{or}$), modelo heterogêneo horizontal, HeteroH – 600 a 1300



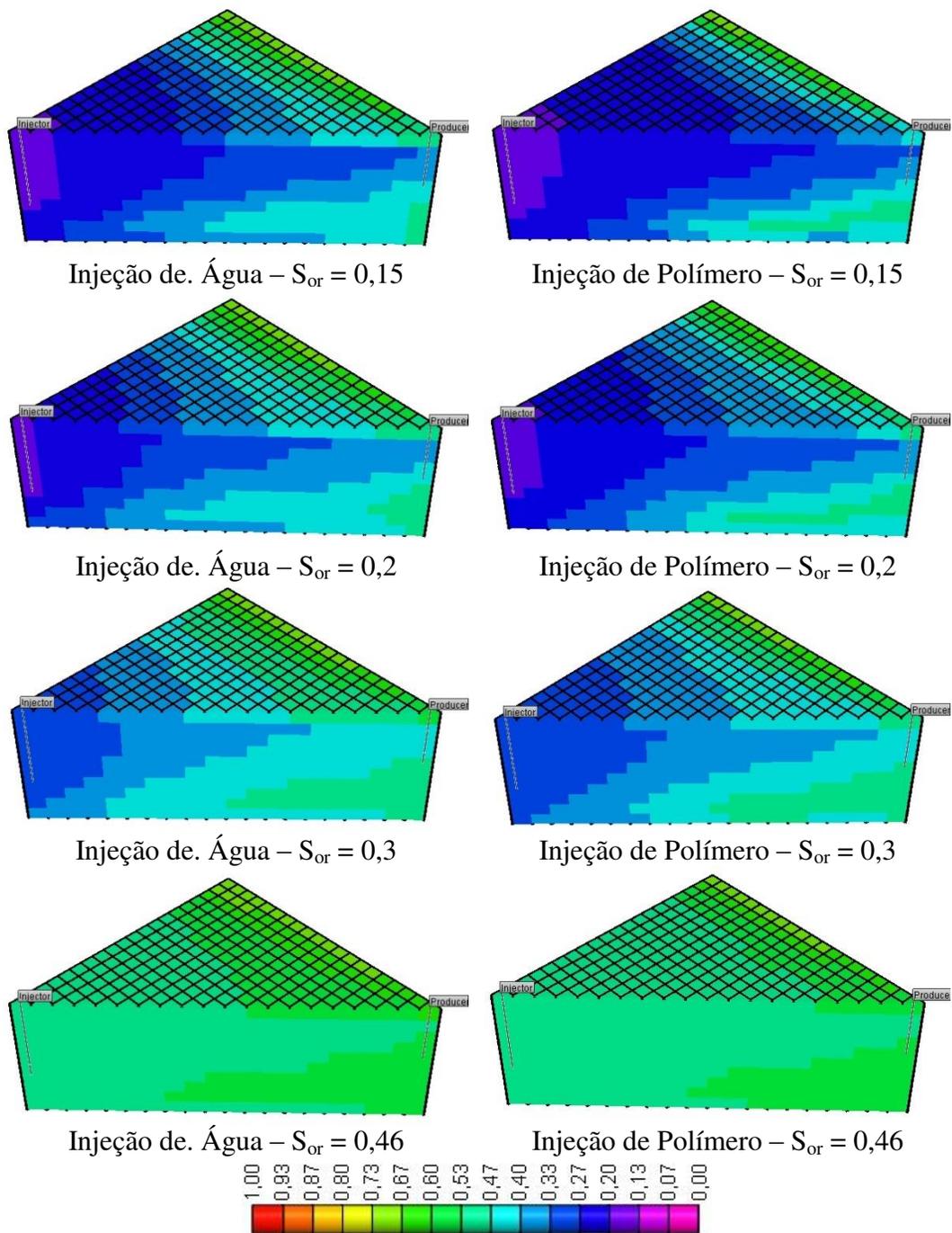
Anexo A 29 - Mapas de saturação de óleo, no final do período de simulação, para diferentes permeabilidades relativa à água ($@S_{or}$), modelo heterogêneo vertical, HeteroV 941, 1500, 2000.



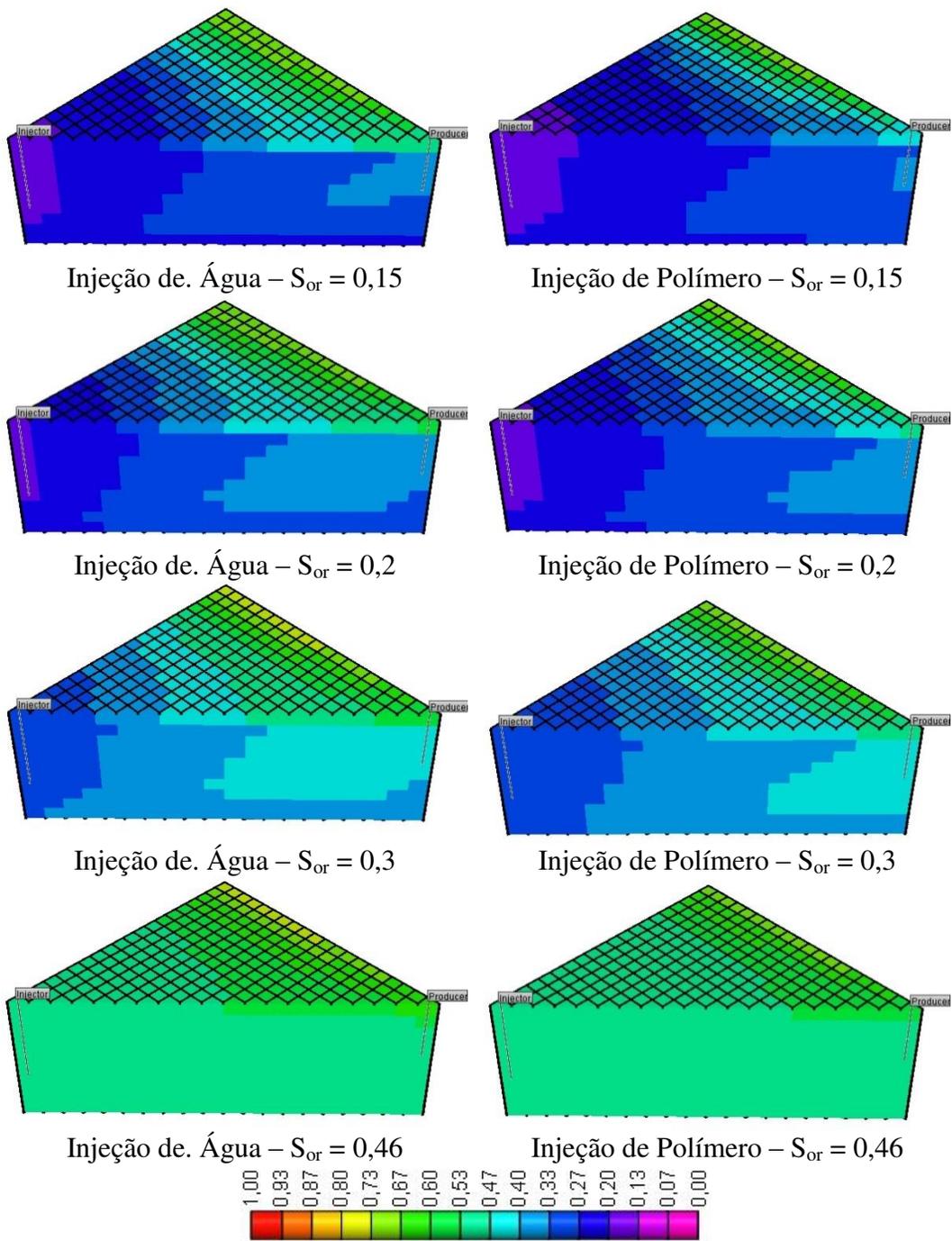
Anexo A 30 - Mapas de saturação de óleo, no final do período de simulação, para diferentes permeabilidades relativa à água ($@S_{or}$), modelo heterogêneo vertical, HeteroV 1200, 407, 900.



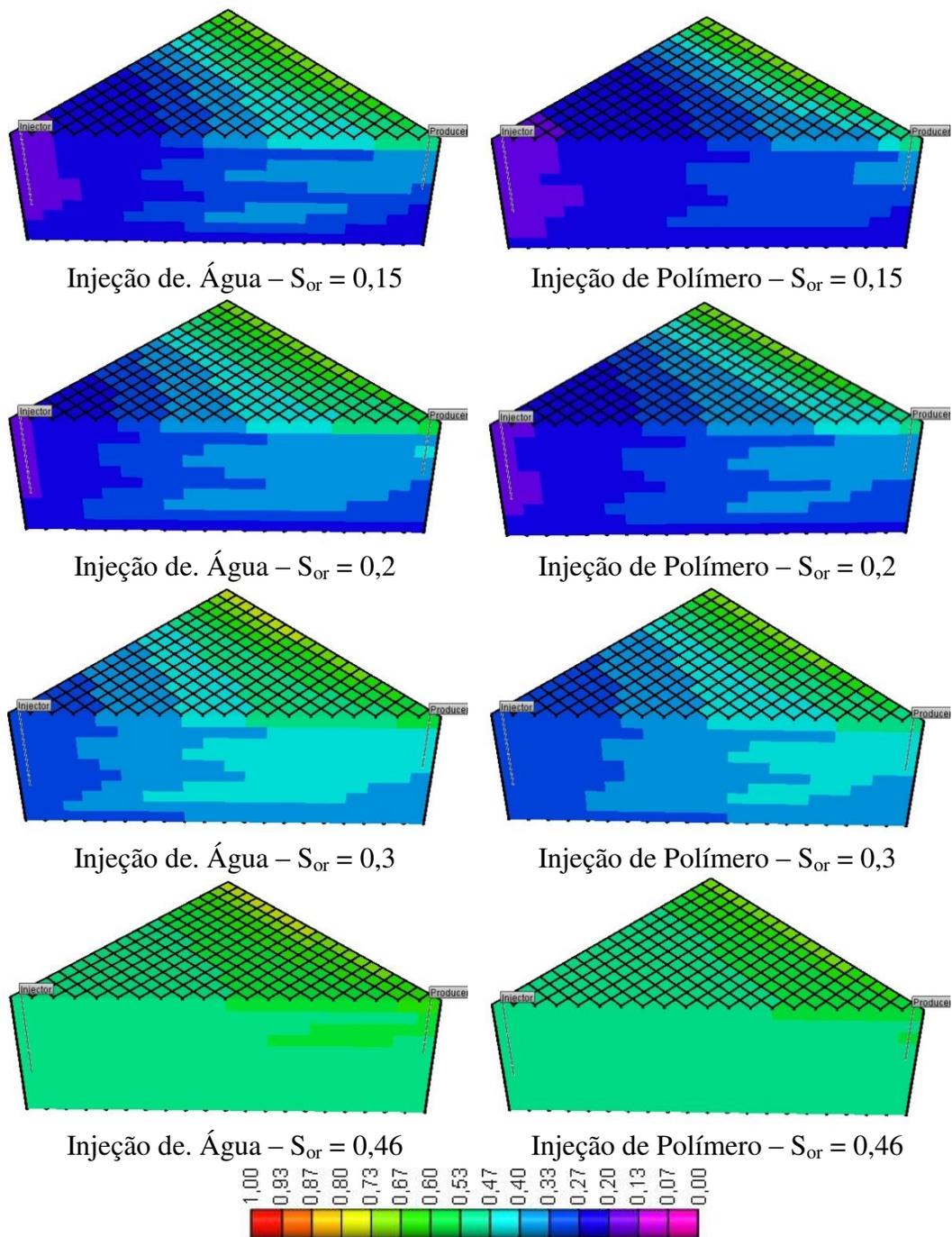
Anexo A 31 - Mapas de saturação de óleo, no final do período de simulação, para diferentes saturações de óleo residual, modelo homogêneo.



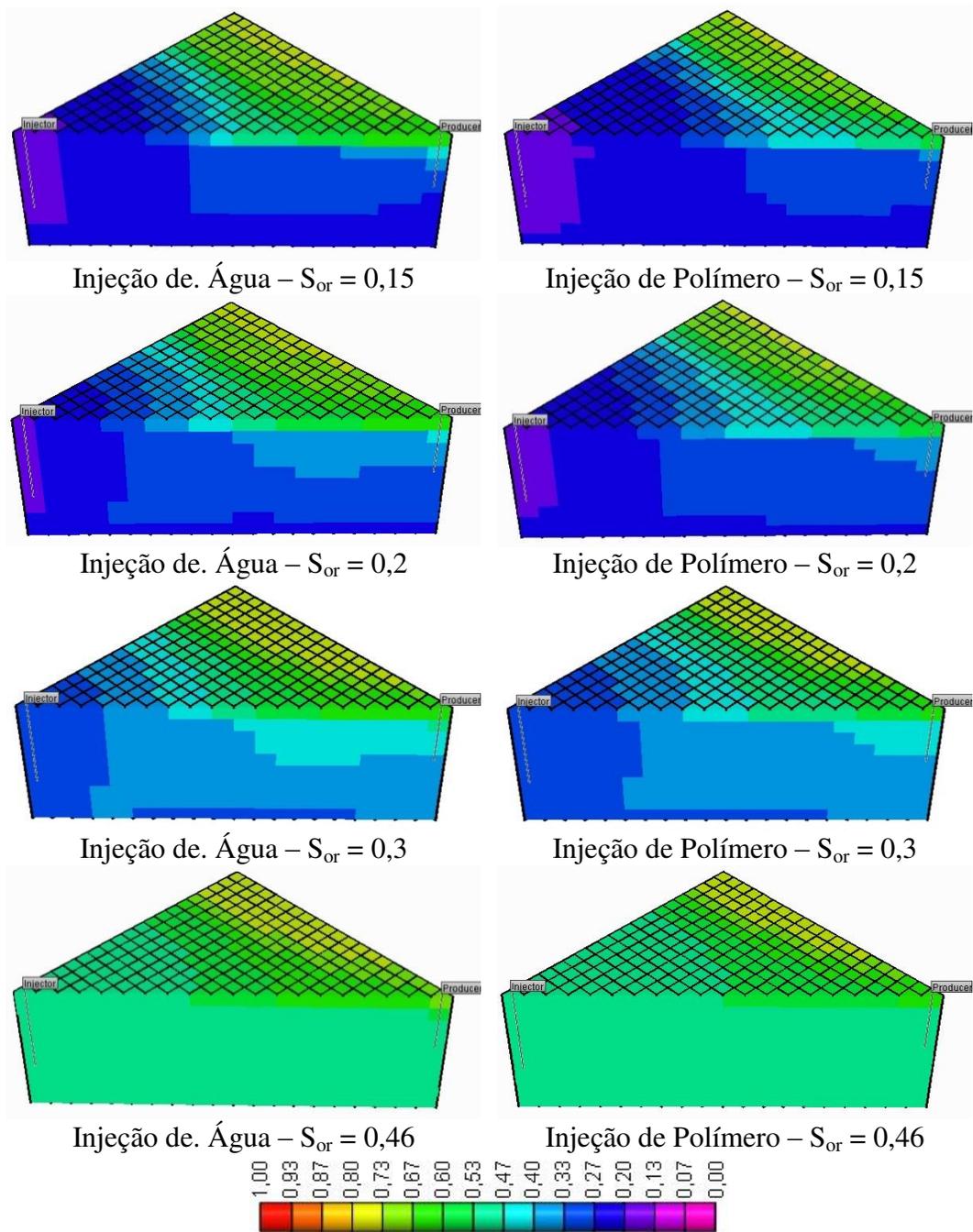
Anexo A 32 - Mapas de saturação de óleo, no final do período de simulação, para diferentes saturações de óleo residual, modelo heterogêneo horizontal, HeteroH – 300 a 1700.



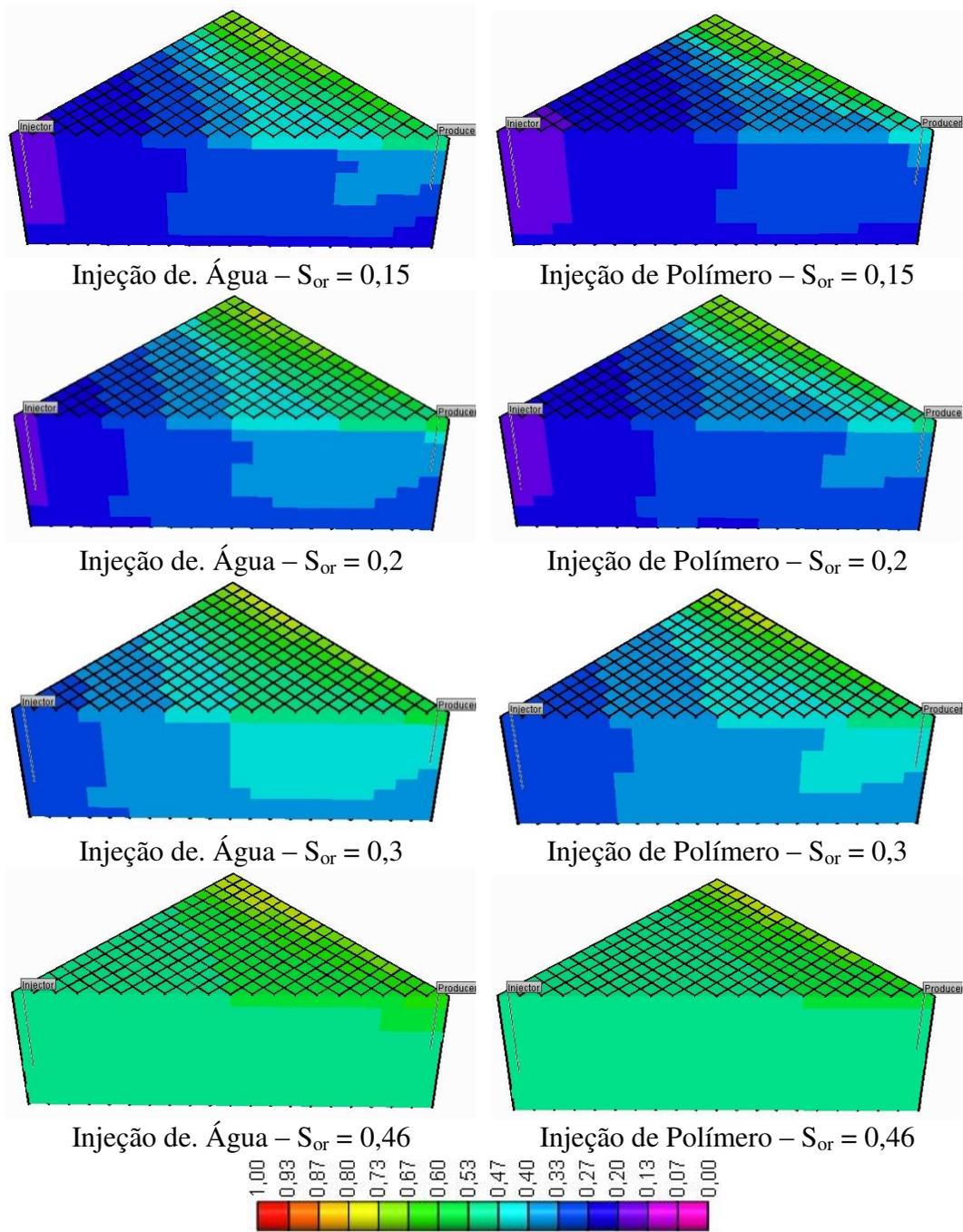
Anexo A 33 - Mapas de saturação de óleo, no final do período de simulação, para diferentes saturações de óleo residual, modelo heterogêneo horizontal, HeteroH – 700 a 1300.



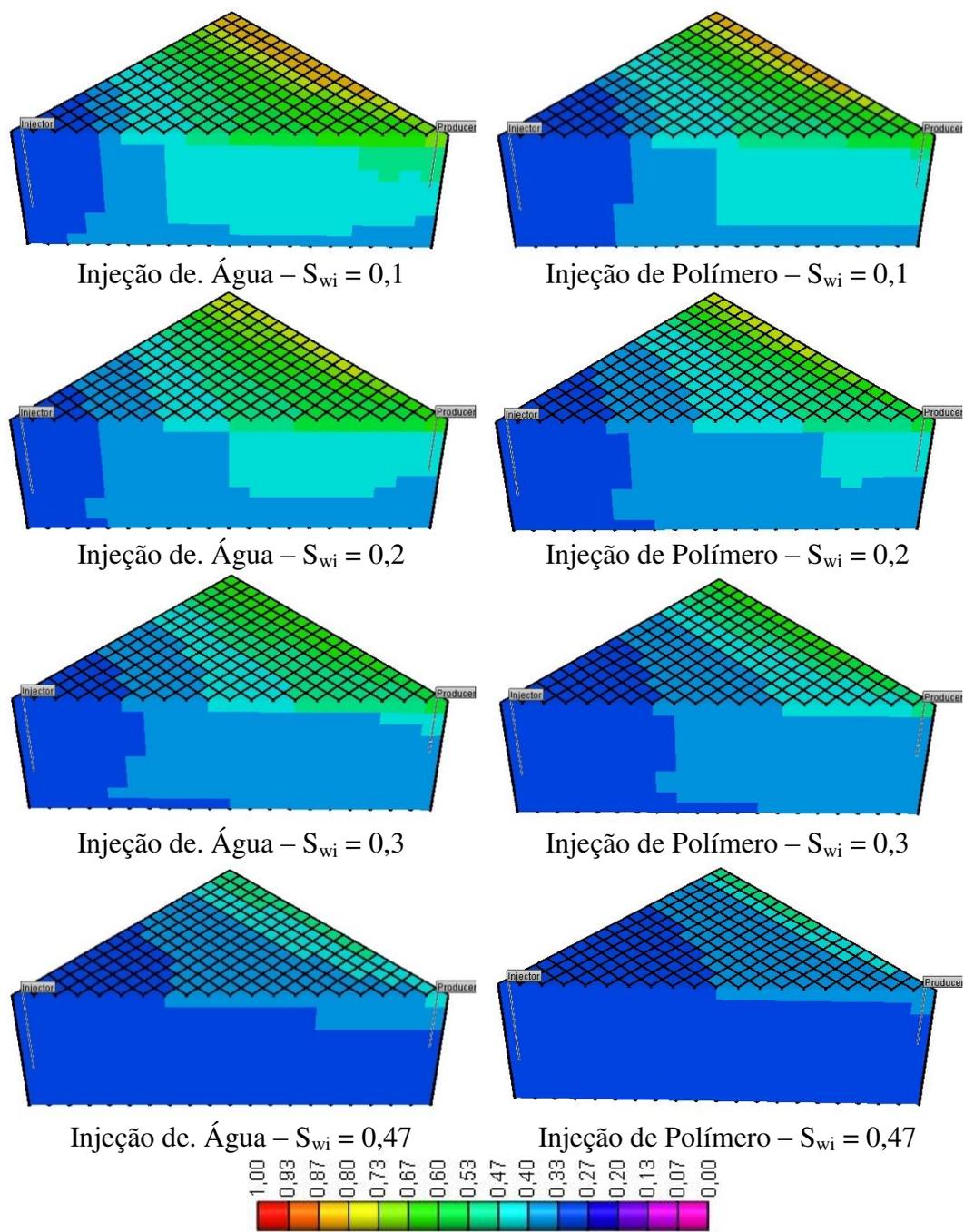
Anexo A 34 - Mapas de saturação de óleo, no final do período de simulação, para diferentes saturações de óleo residual, modelo heterogêneo horizontal, HeteroH – 600 a 1300



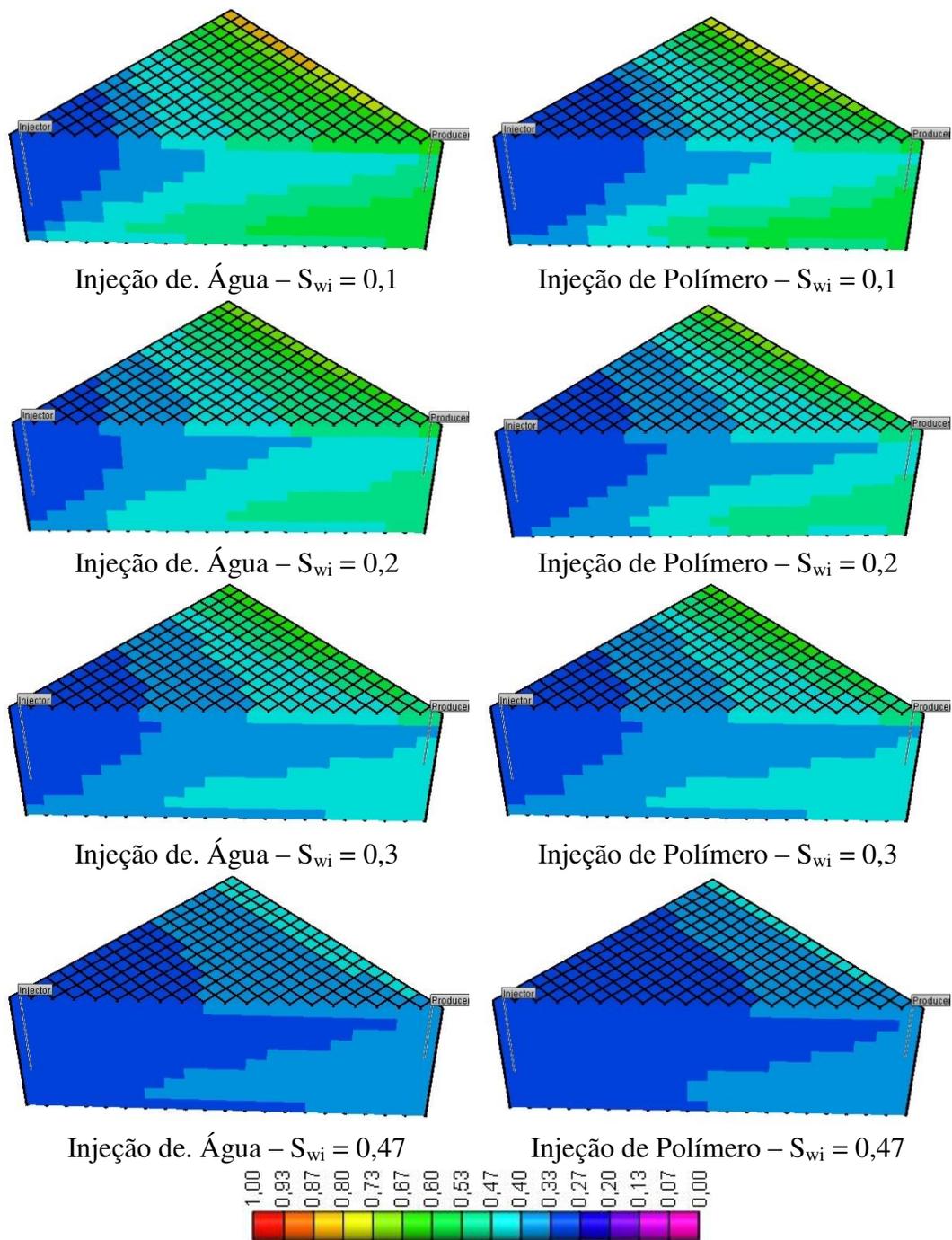
Anexo A 35 - Mapas de saturação de óleo, no final do período de simulação, para diferentes saturações de óleo residual, modelo heterogêneo vertical, HeteroV 941, 1500, 2000.



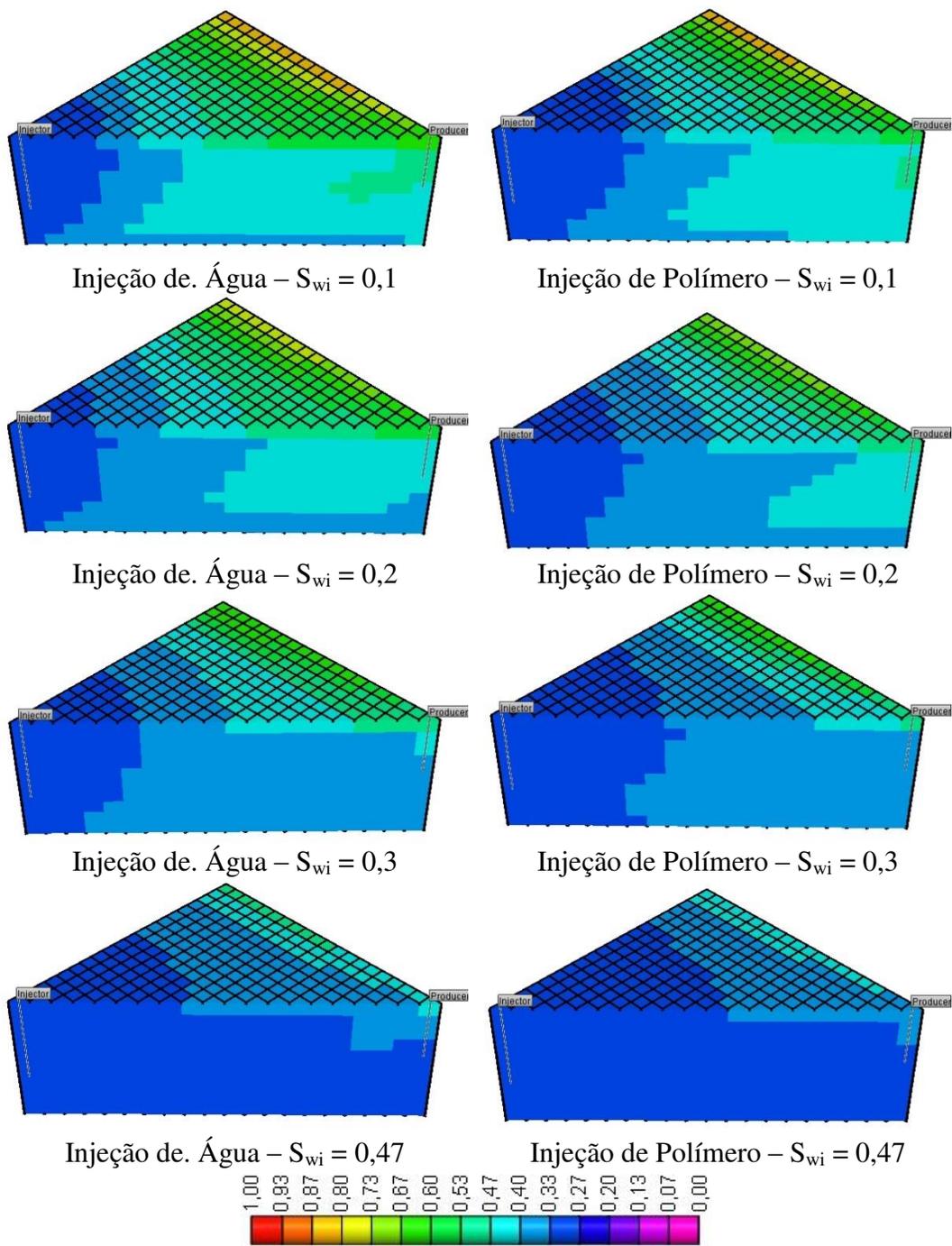
Anexo A 36 - Mapas de saturação de óleo, no final do período de simulação, para diferentes saturações de óleo residual, modelo heterogêneo vertical, HeteroV 1200, 407, 900.



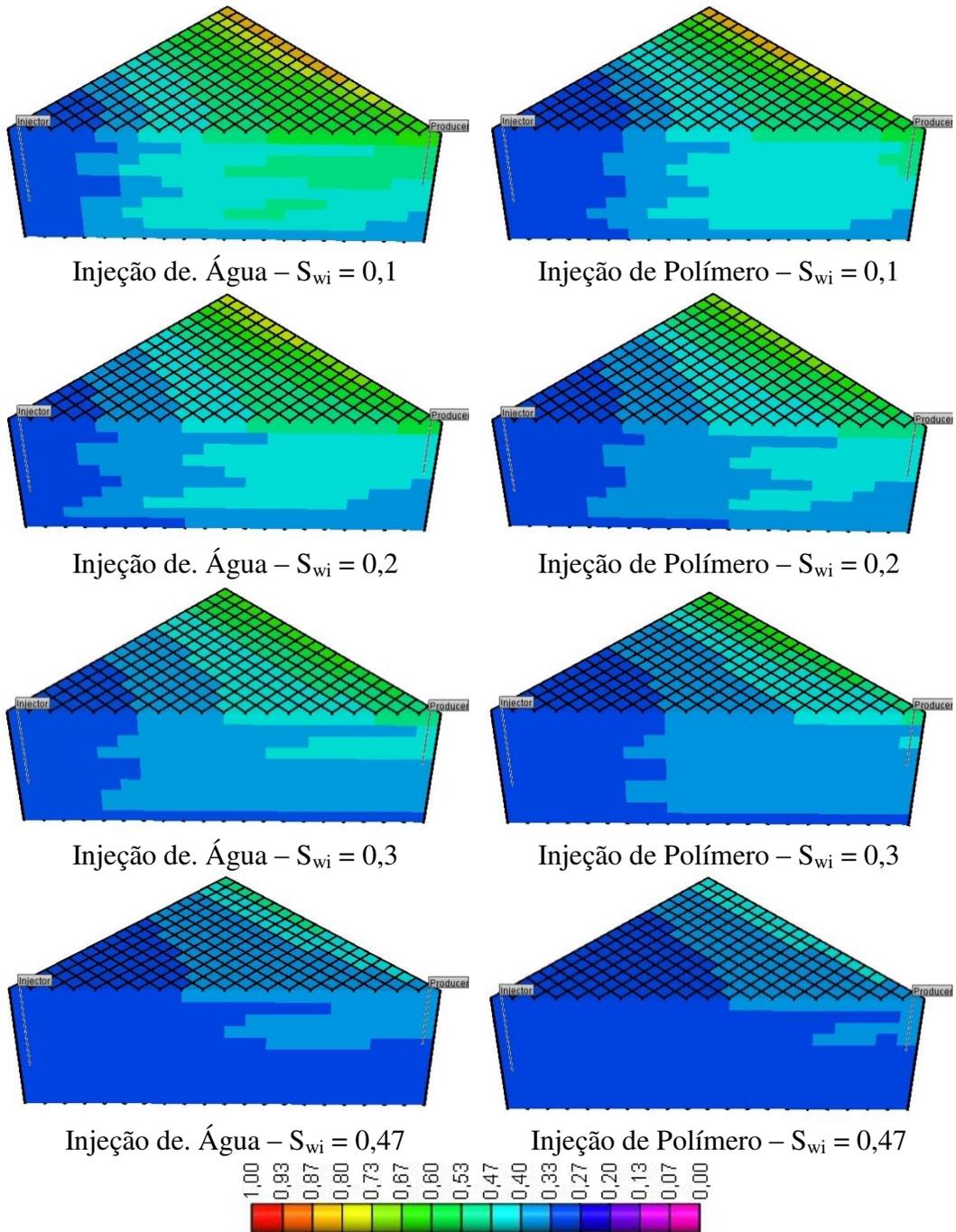
Anexo A 37 - Mapas de saturação de óleo, no final do período de simulação, para diferentes saturações iniciais de água, modelo homogêneo.



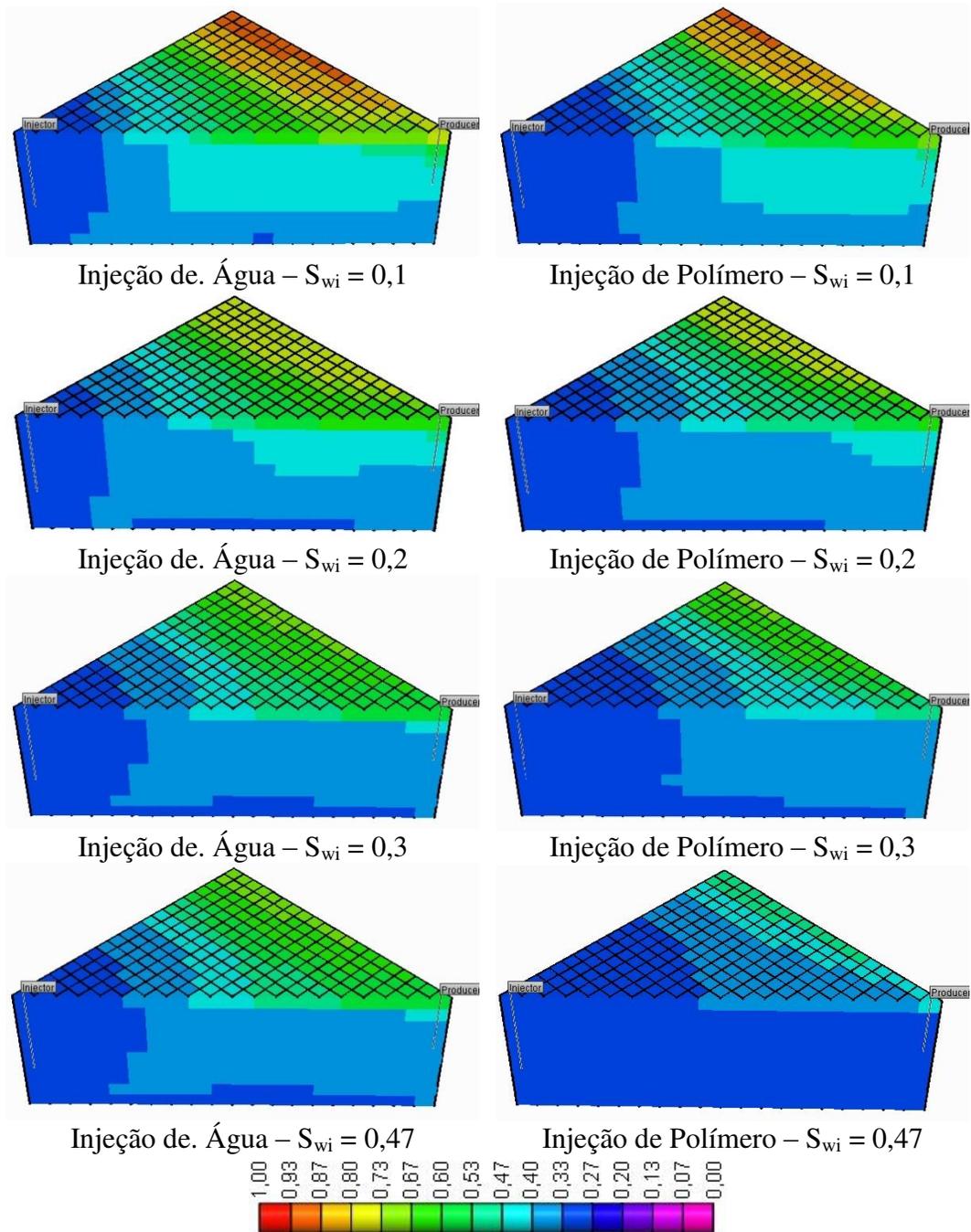
Anexo A 38 - Mapas de saturação de óleo, no final do período de simulação, para diferentes saturações iniciais de água, modelo heterogêneo horizontal, HeteroH – 300 a 1700.



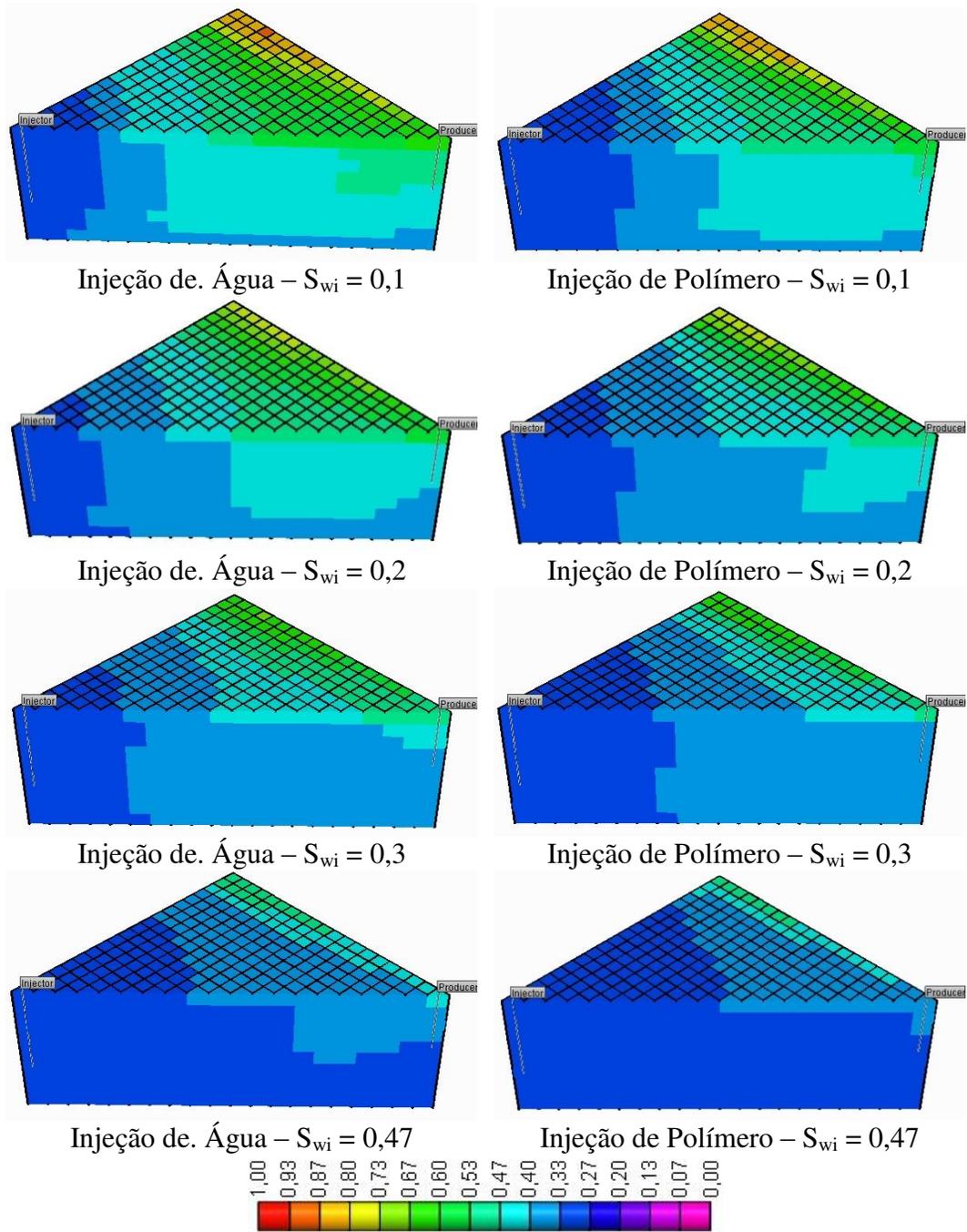
Anexo A 39 - Mapas de saturação de óleo, no final do período de simulação, para diferentes saturações iniciais de água, modelo heterogêneo horizontal, HeteroH – 700 a 1300.



Anexo A 40 - Mapas de saturação de óleo, no final do período de simulação, para diferentes saturações iniciais de água, modelo heterogêneo horizontal, HeteroH – 600 a 1300



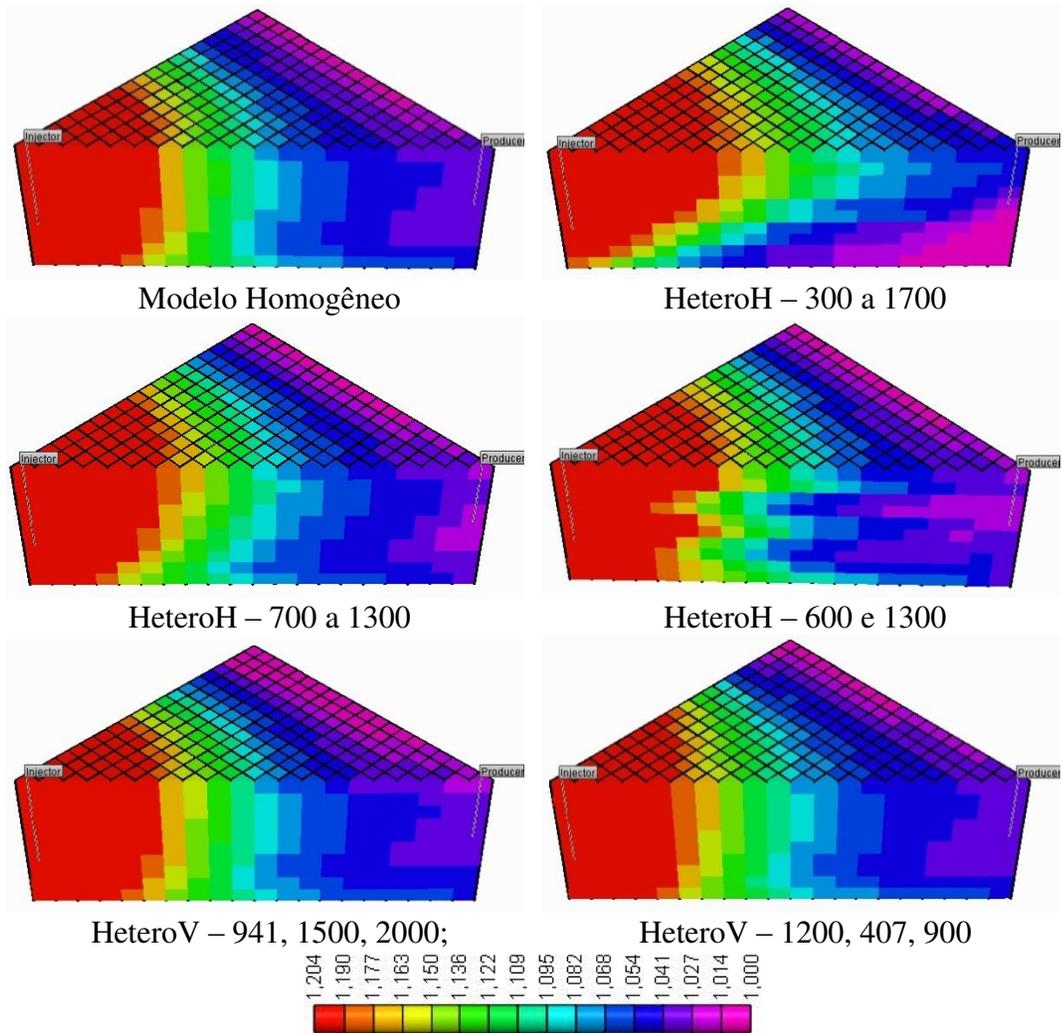
Anexo A 41 - Mapas de saturação de óleo, no final do período de simulação, para diferentes saturações iniciais de água, modelo heterogêneo vertical, HeteroV 941, 1500, 2000.



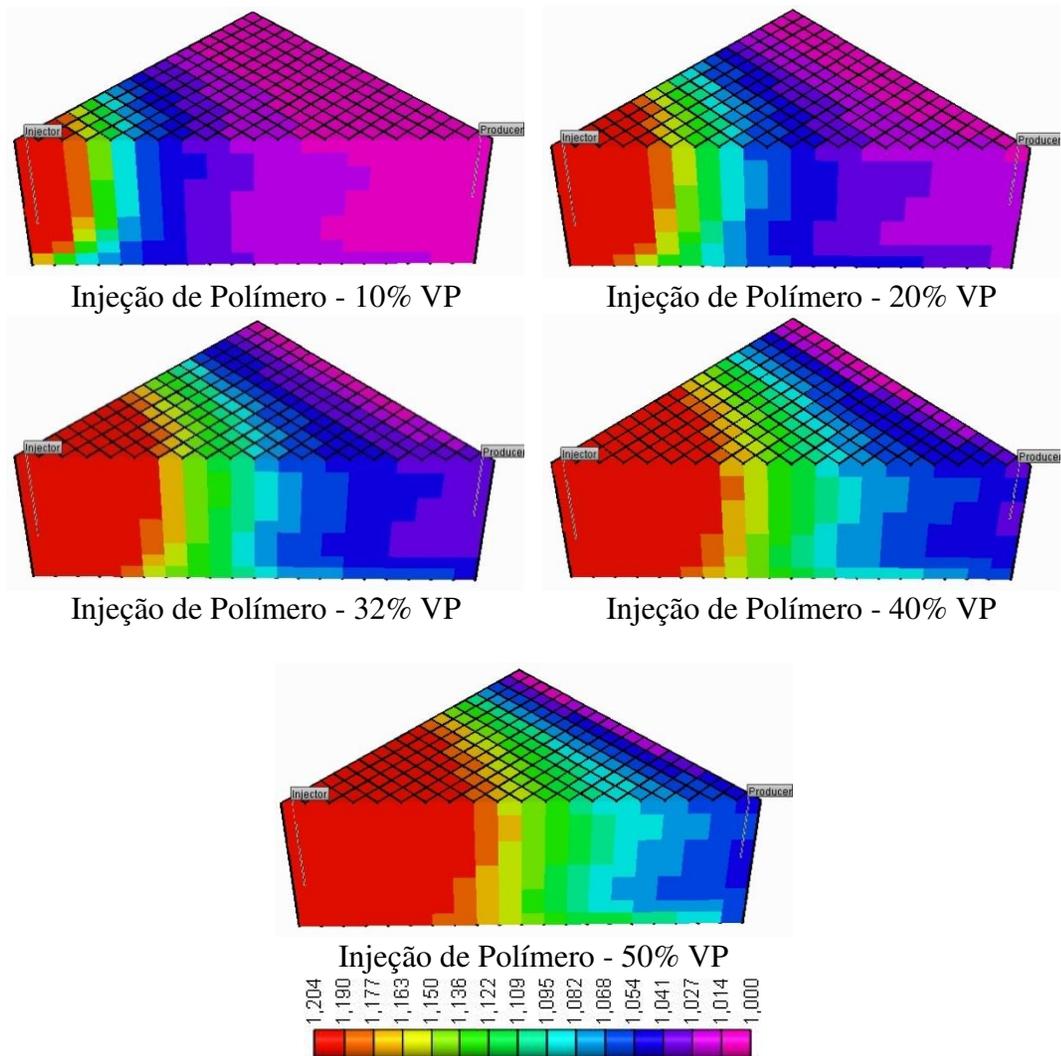
Anexo A 42 - Mapas de saturação de óleo, no final do período de simulação, para diferentes saturações iniciais de água, modelo heterogêneo vertical, HeteroV 1200, 407, 900.

ANEXO B

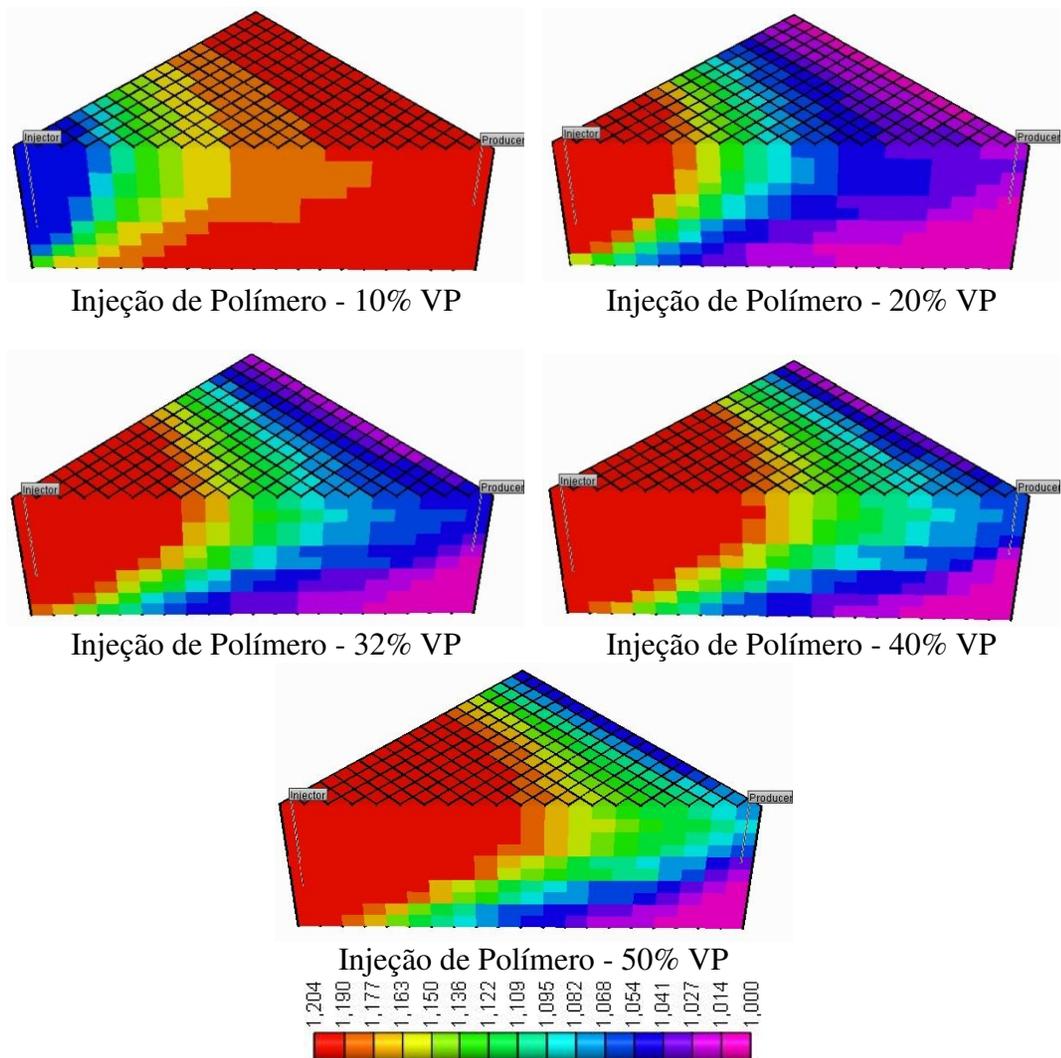
Mapas de Fator de Resistência Residual



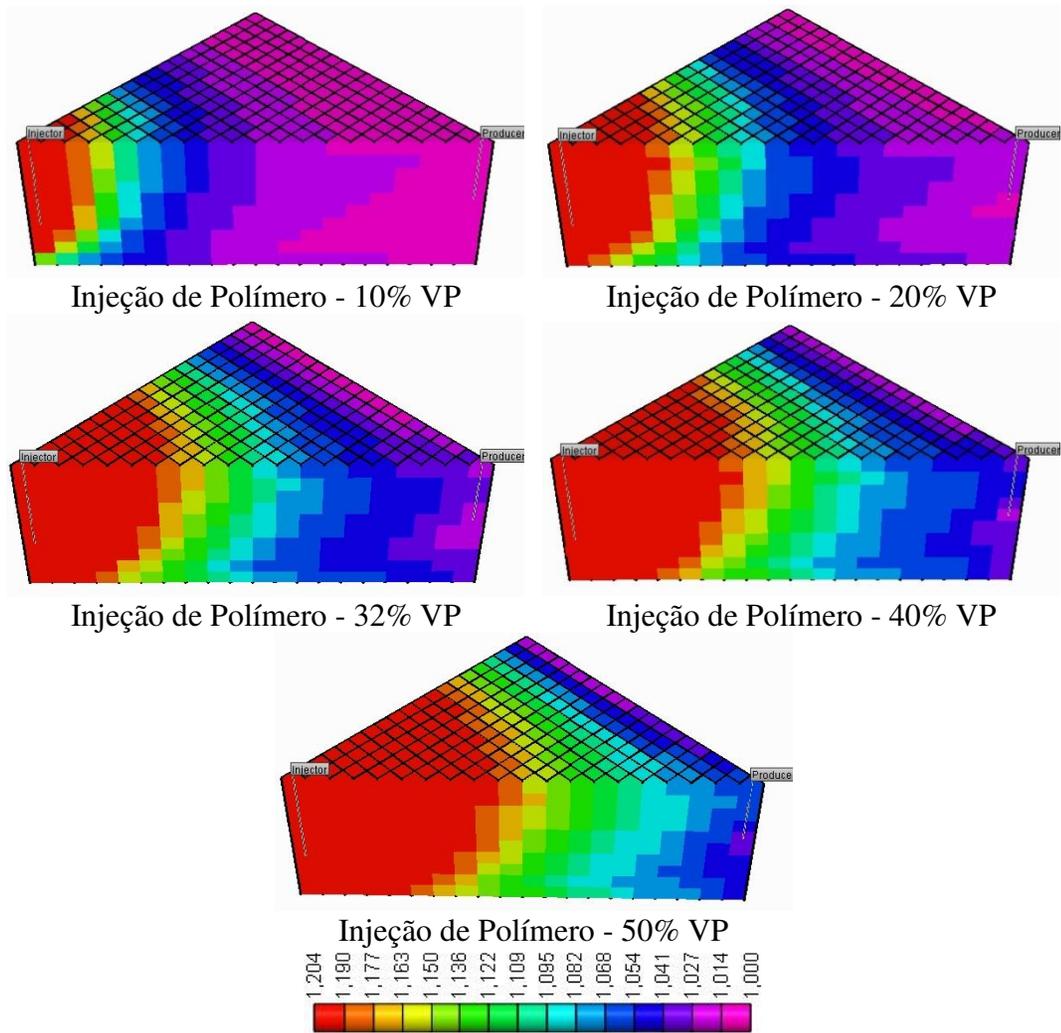
Anexo B 1 - Mapa do fator de resistência, no final do período de simulação, para o caso base de injeção de polímero.



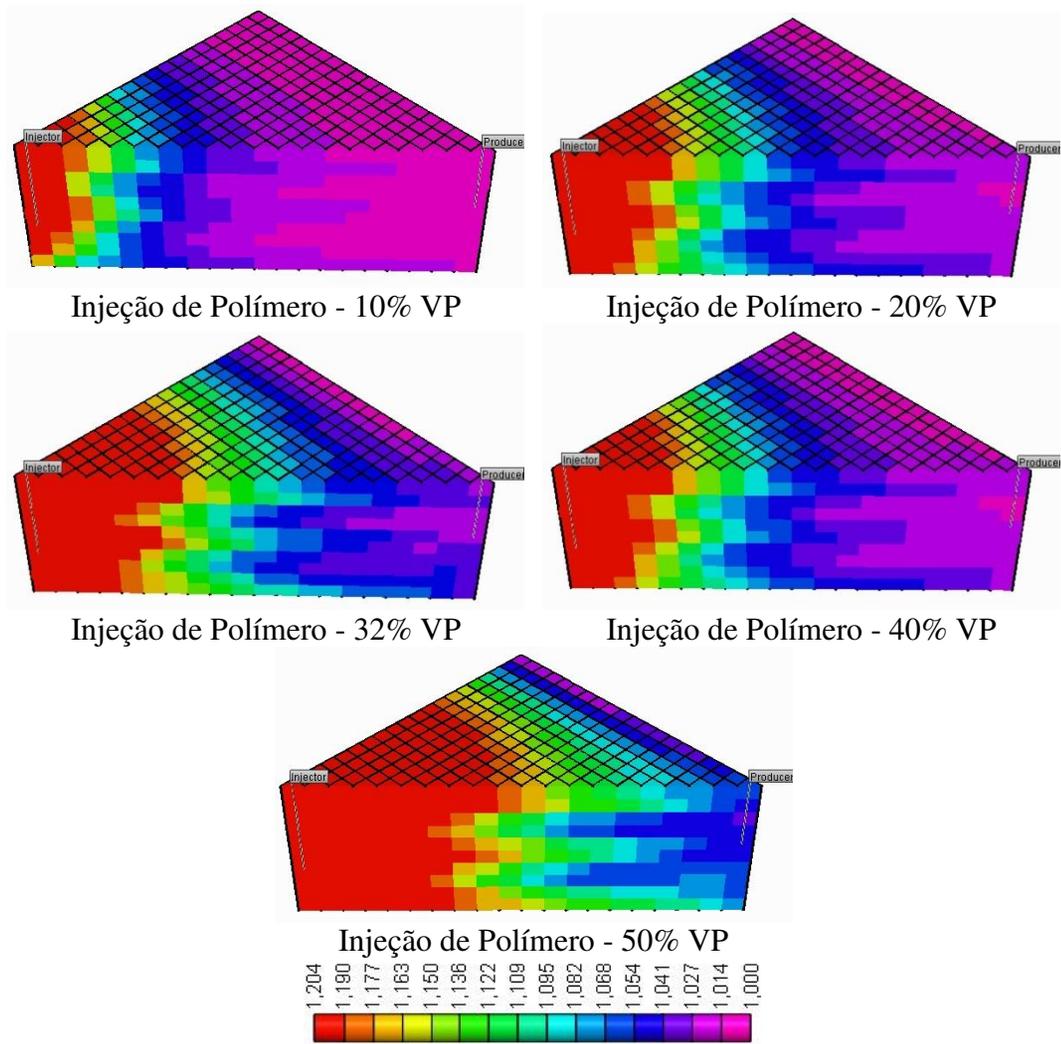
Anexo B 2 - Mapas do fator de resistência, no final do período de simulação, para diferentes tamanhos de banco de solução polimérica injetada, modelo homogêneo.



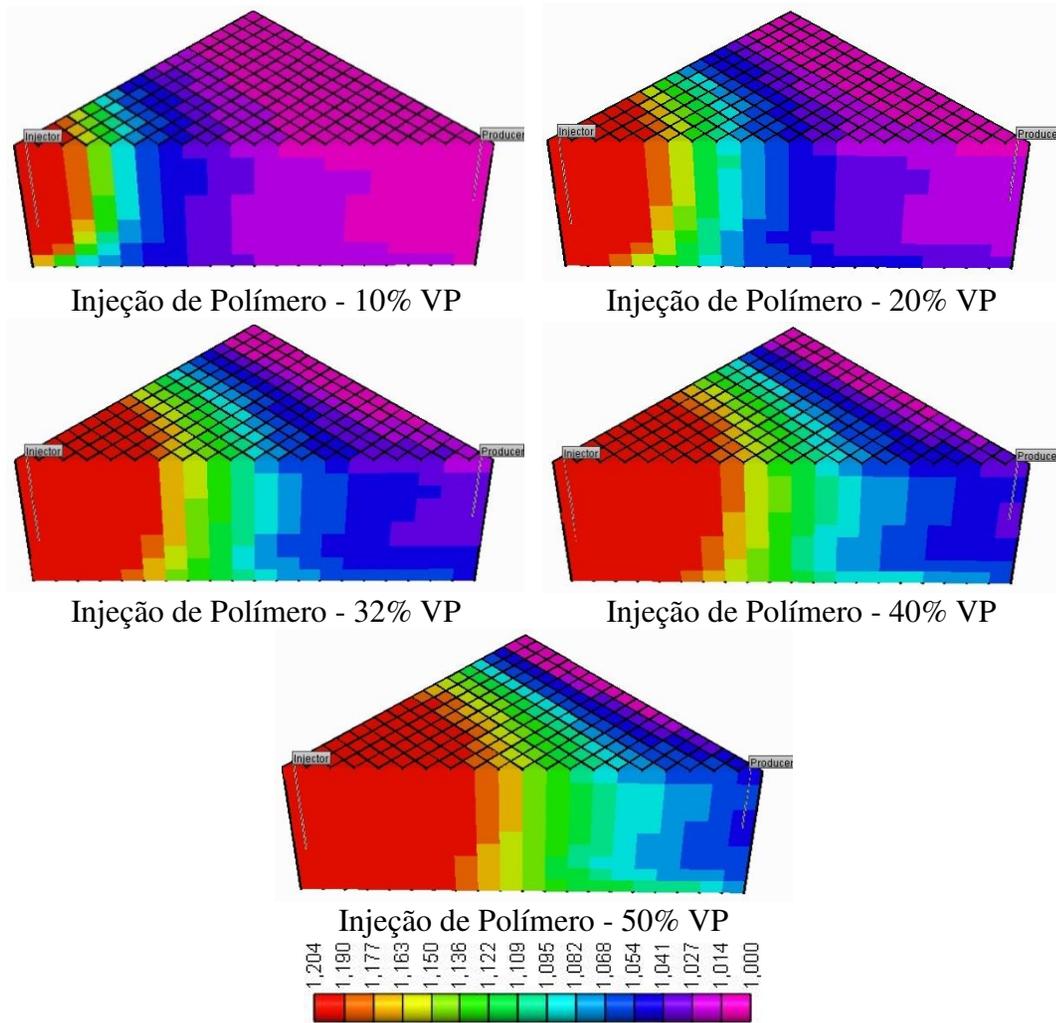
Anexo B 3 - Mapas do fator de resistência, no final do período de simulação, para diferentes tamanhos de banco de solução polimérica injetada, modelo heterogêneo horizontal, HeteroH – 300 a 1700.



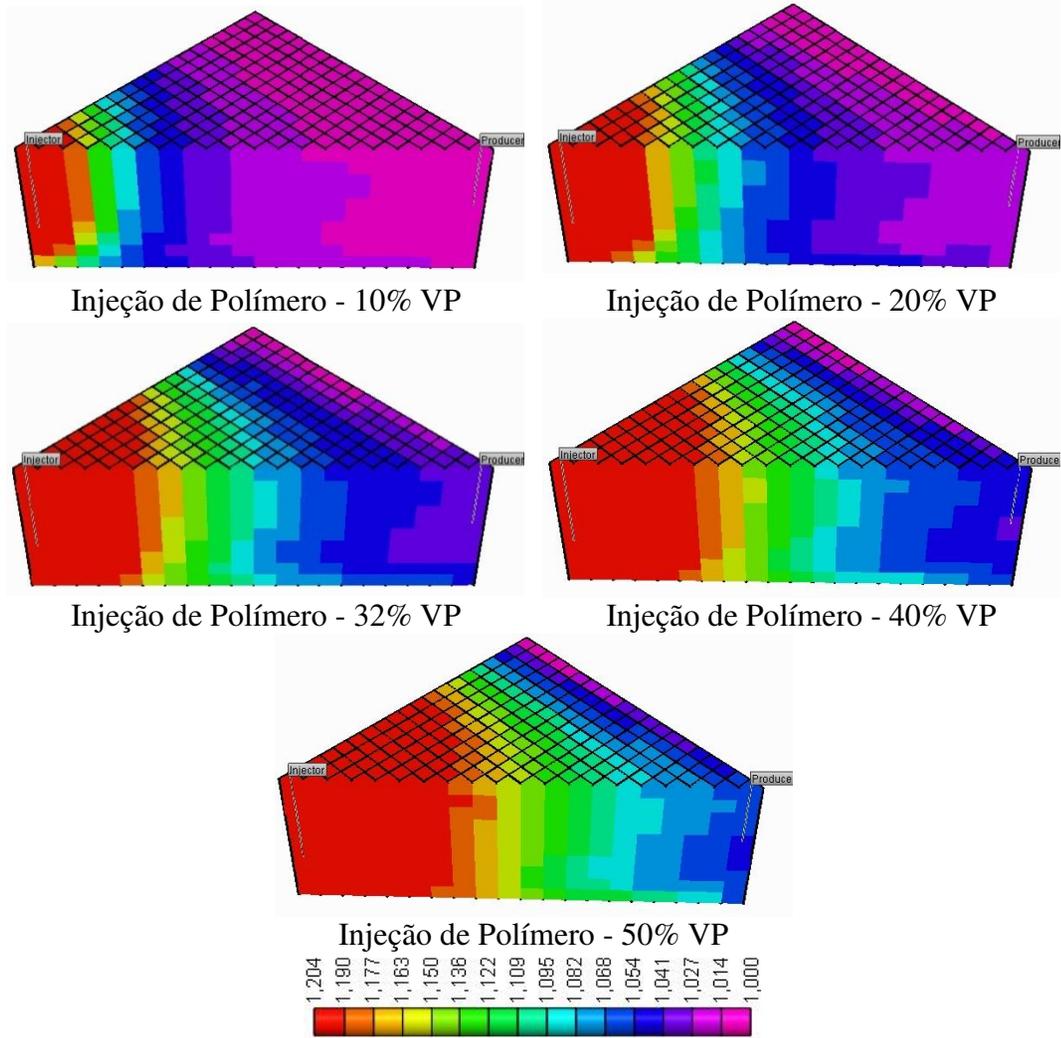
Anexo B 4 - Mapas do fator de resistência, no final do período de simulação, para diferentes tamanhos de banco de solução polimérica injetada, modelo heterogêneo horizontal, HeteroH – 700 a 1300.



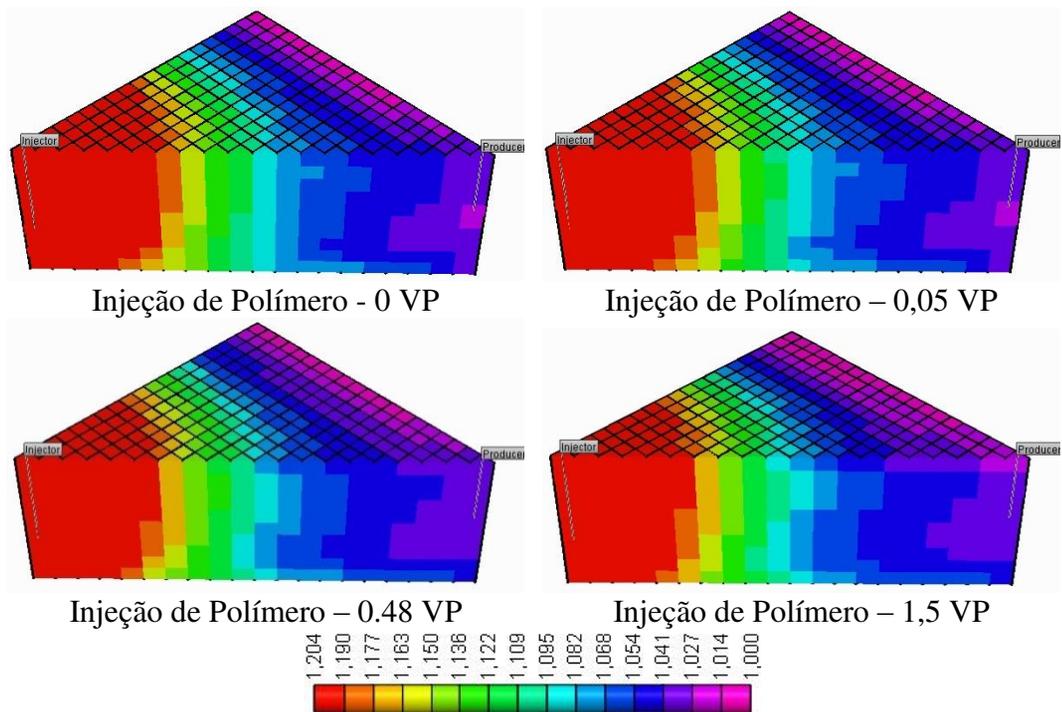
Anexo B 5 - Mapas do fator de resistência, no final do período de simulação, para diferentes tamanhos de banco de solução polimérica injetada, modelo heterogêneo horizontal, HeteroH – 600 a 1300



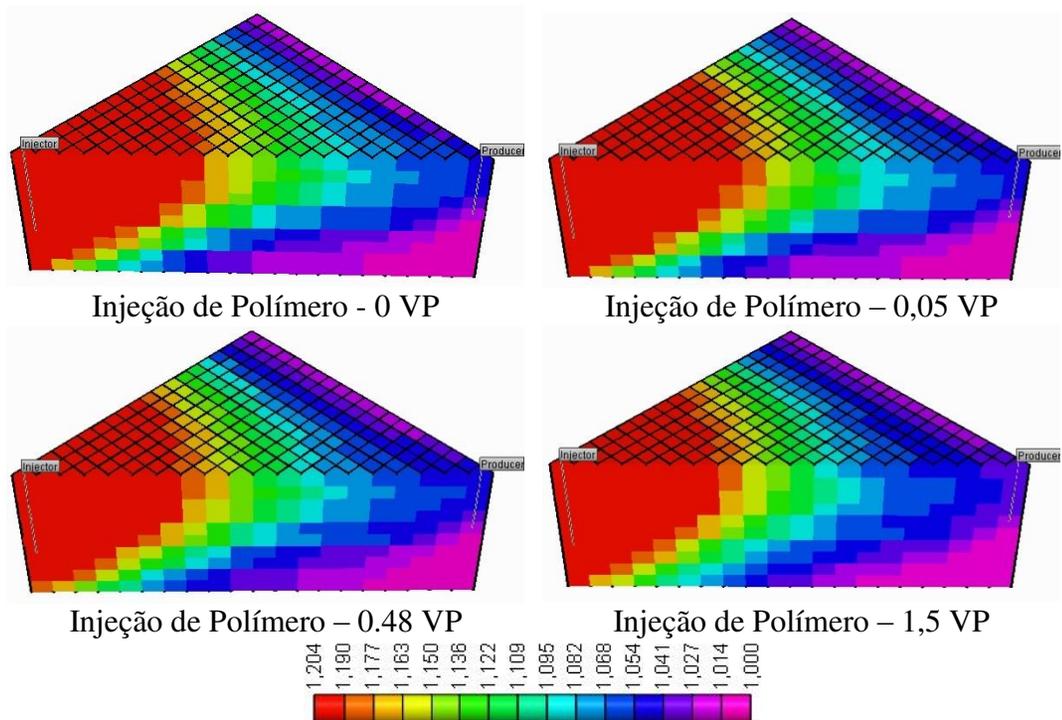
Anexo B 6 - Mapas do fator de resistência, no final do período de simulação, para diferentes tamanhos de banco de solução polimérica injetada, modelo heterogêneo vertical, HeteroV 941, 1500, 2000.



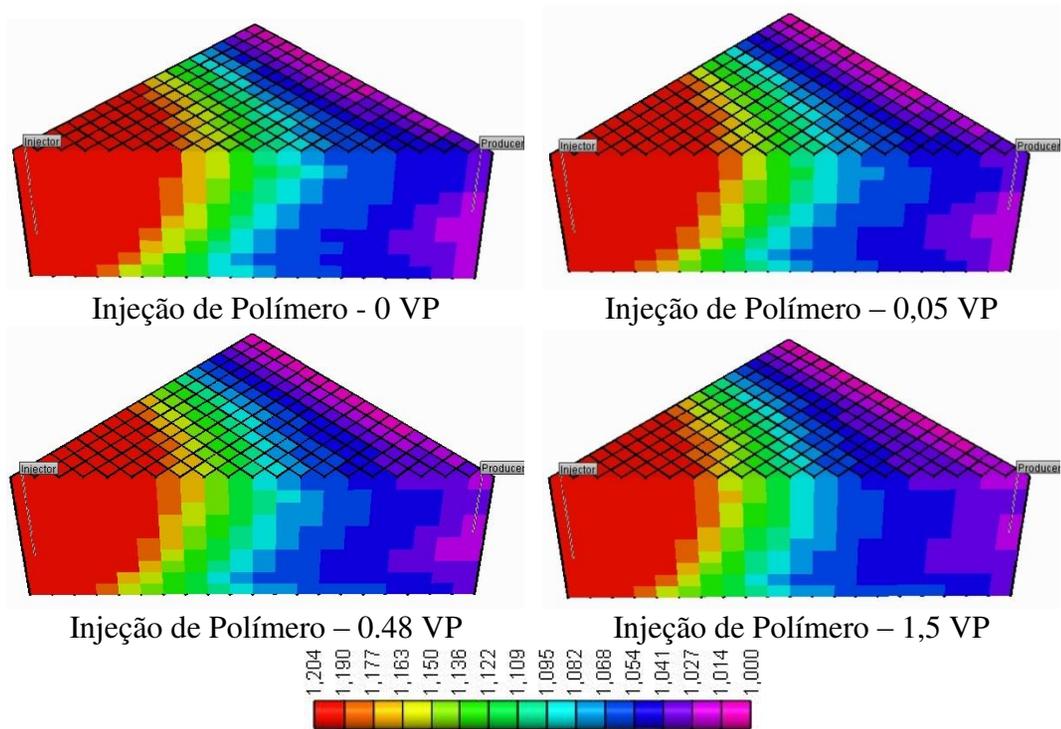
Anexo B 7 - Mapas do fator de resistência, no final do período de simulação, para diferentes tamanhos de banco de solução polimérica injetada, modelo heterogêneo vertical, HeteroV 1200, 407, 900.



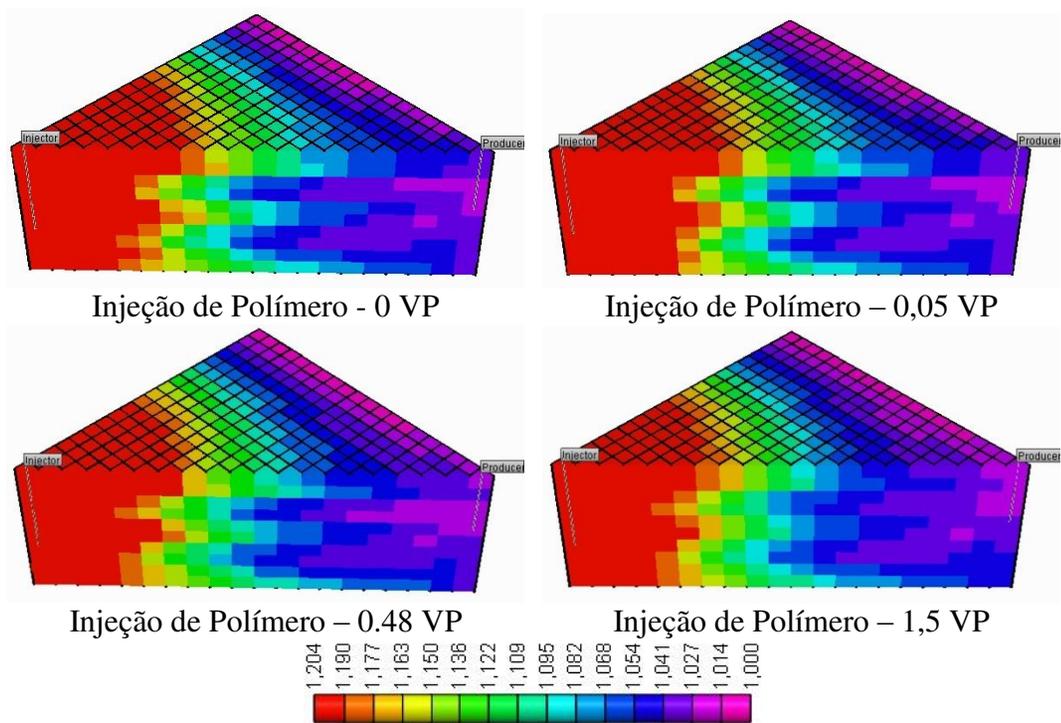
Anexo B 8 - Mapas do fator de resistência, no final do período de simulação, para diferentes instantes de início da injeção do banco de solução polimérica, modelo homogêneo.



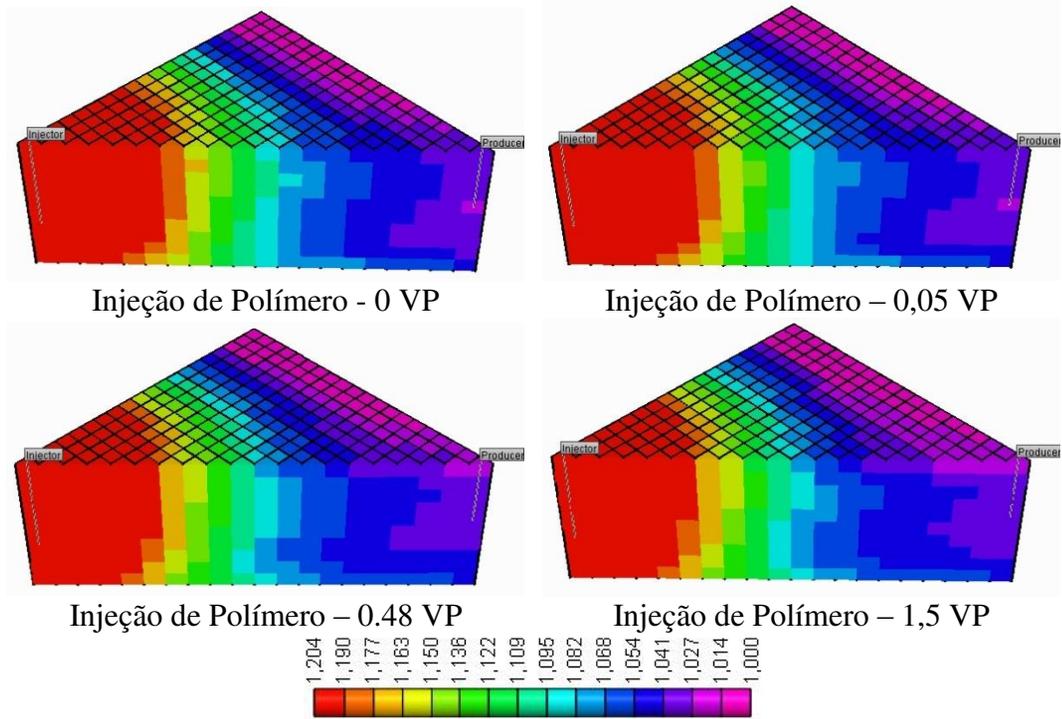
Anexo B 9 - Mapas do fator de resistência, no final do período de simulação, para diferentes instantes de início da injeção do banco de solução polimérica, modelo heterogêneo horizontal, HeteroH - 300 a 1700.



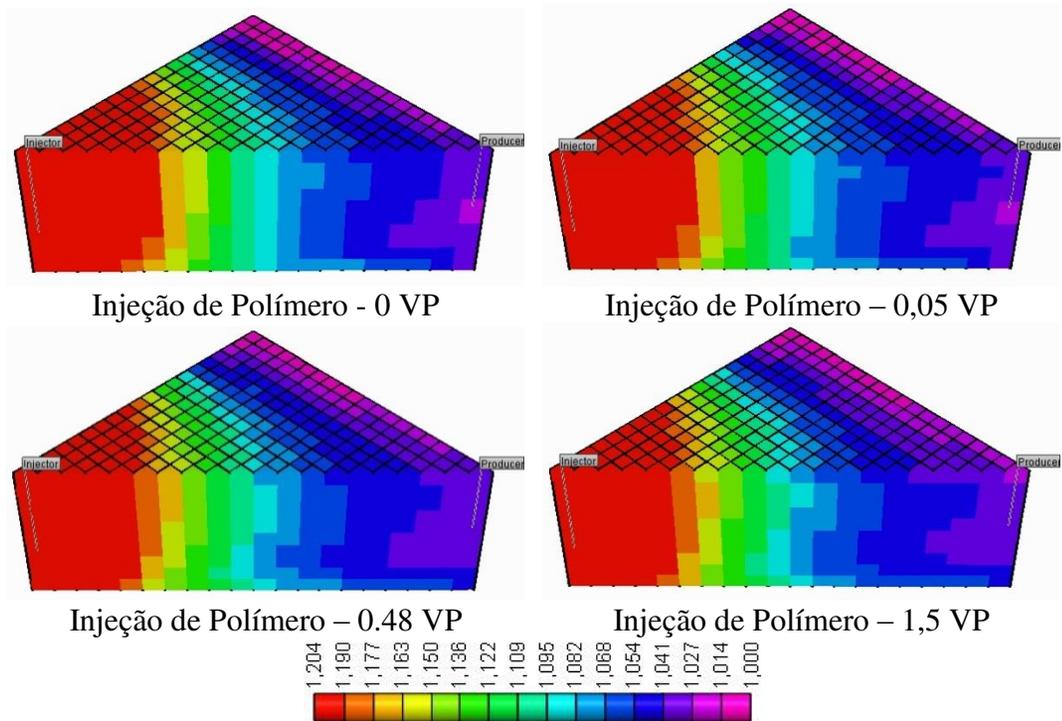
Anexo B 10 - Mapas do fator de resistência, no final do período de simulação, para diferentes instantes de início da injeção do banco de solução polimérica, modelo heterogêneo horizontal, HeteroH – 700 a 1300.



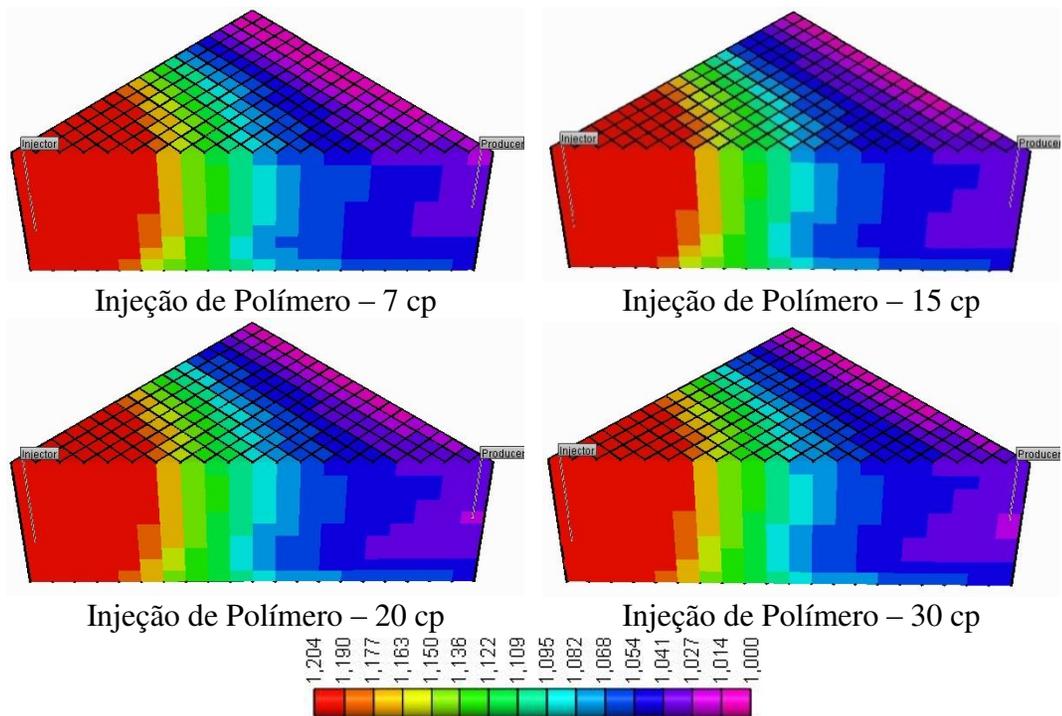
Anexo B 11 - Mapas do fator de resistência, no final do período de simulação, para diferentes instantes de início da injeção do banco de solução polimérica, modelo heterogêneo horizontal, HeteroH – 600 a 1300



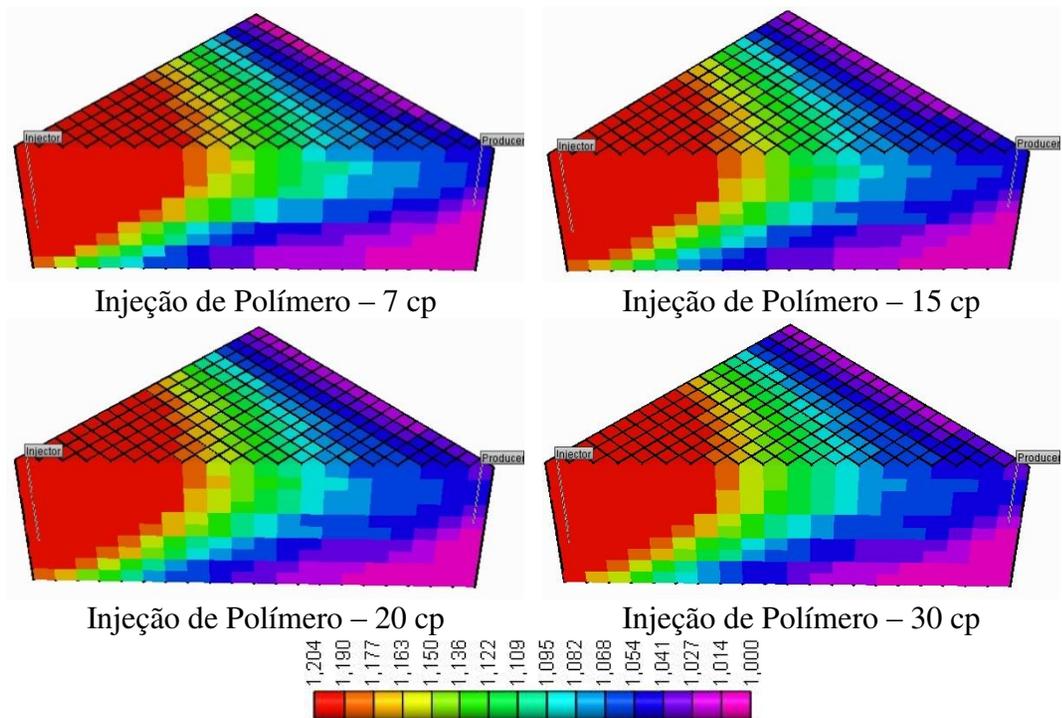
Anexo B 12 - Mapas do fator de resistência, no final do período de simulação, para diferentes instantes de início da injeção do banco de solução polimérica, modelo heterogêneo vertical, HeteroV 941, 1500, 2000.



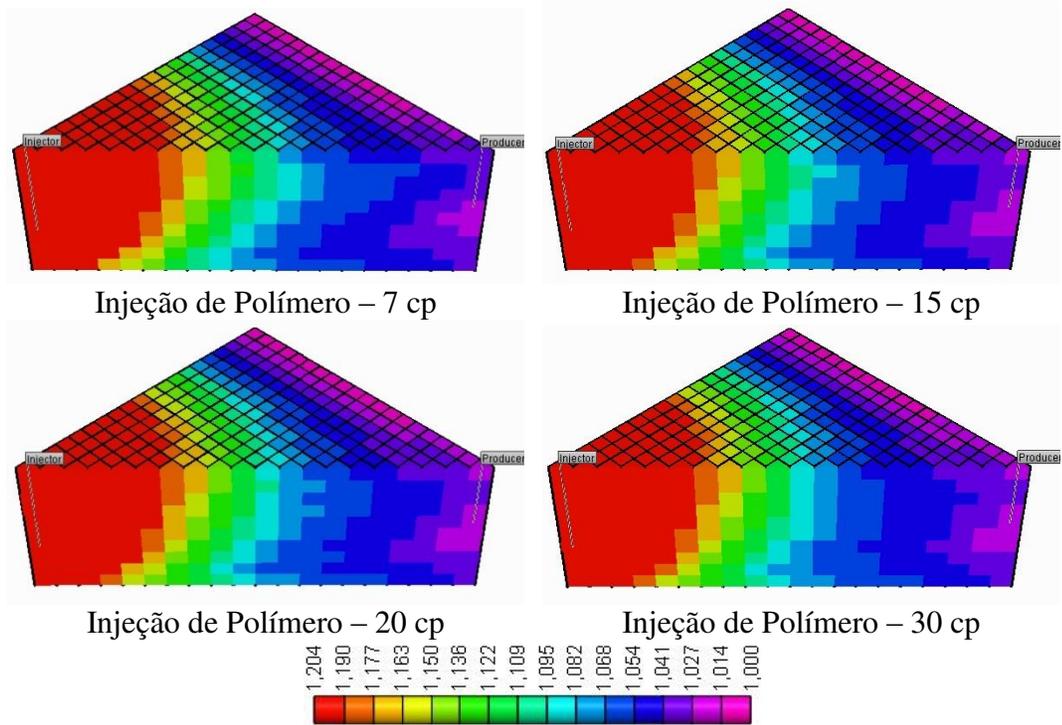
Anexo B 13 - Mapas do fator de resistência, no final do período de simulação, para diferentes instantes de início da injeção do banco de solução polimérica, modelo heterogêneo vertical, HeteroV 1200, 407, 900.



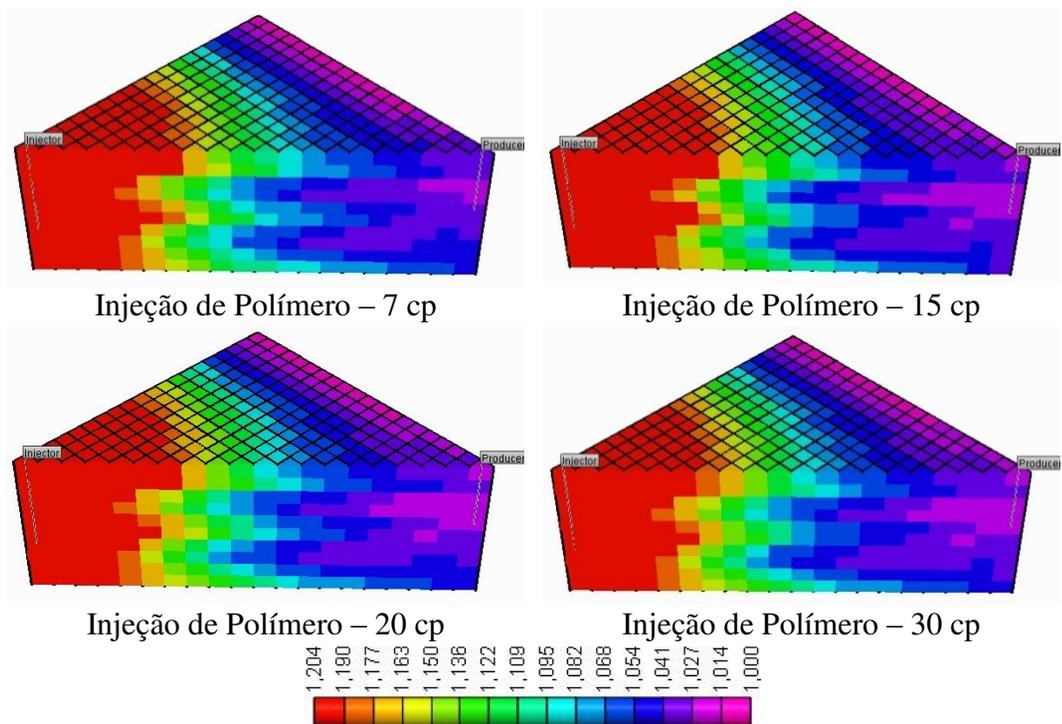
Anexo B 14 - Mapas do fator de resistência, no final do período de simulação, para diferentes viscosidades de solução polimérica, modelo homogêneo.



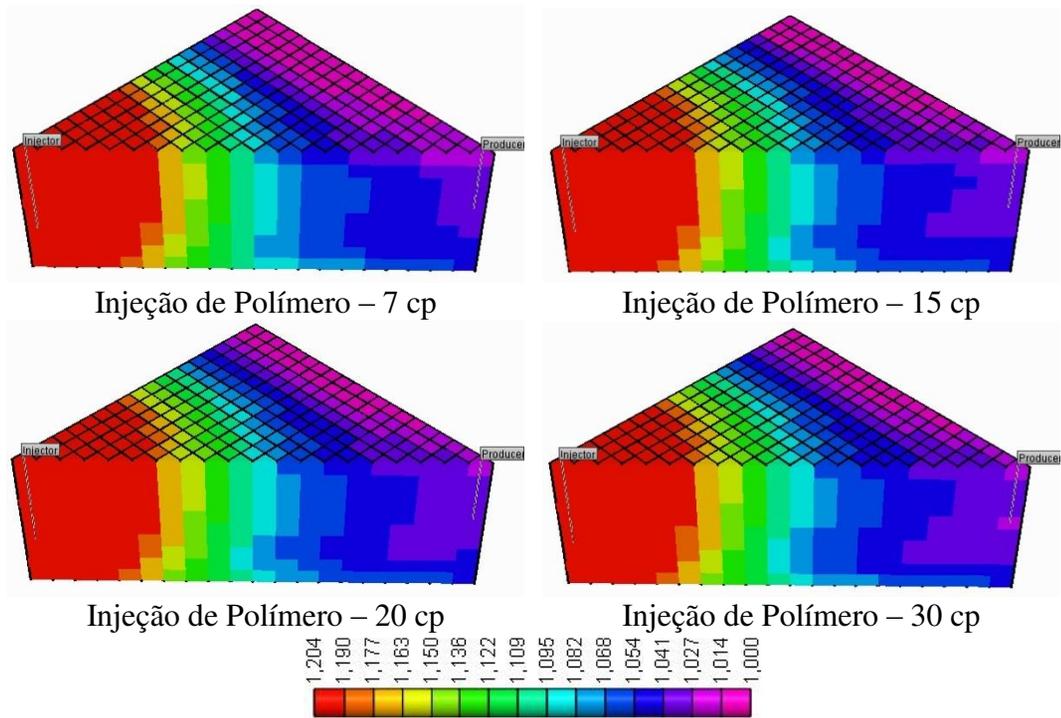
Anexo B 15 - Mapas do fator de resistência, no final do período de simulação, para diferentes viscosidades de solução polimérica, modelo heterogêneo horizontal, HeteroH – 300 a 1700.



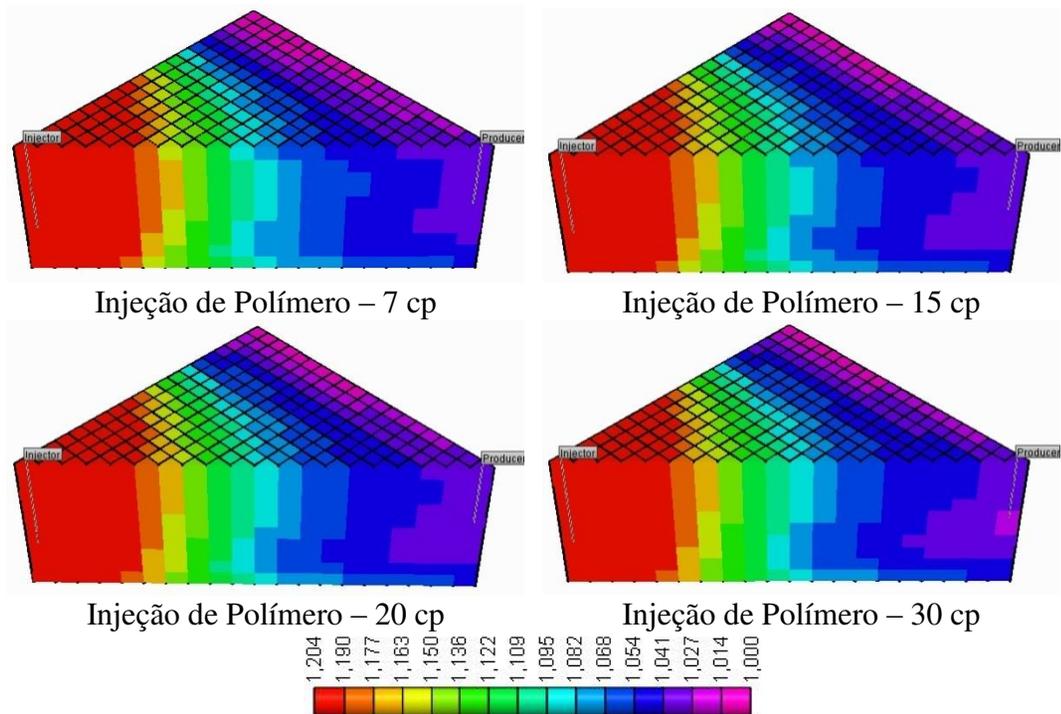
Anexo B 16 - Mapas do fator de resistência, no final do período de simulação, para diferentes viscosidades de solução polimérica, modelo heterogêneo horizontal, HeteroH – 700 a 1300.



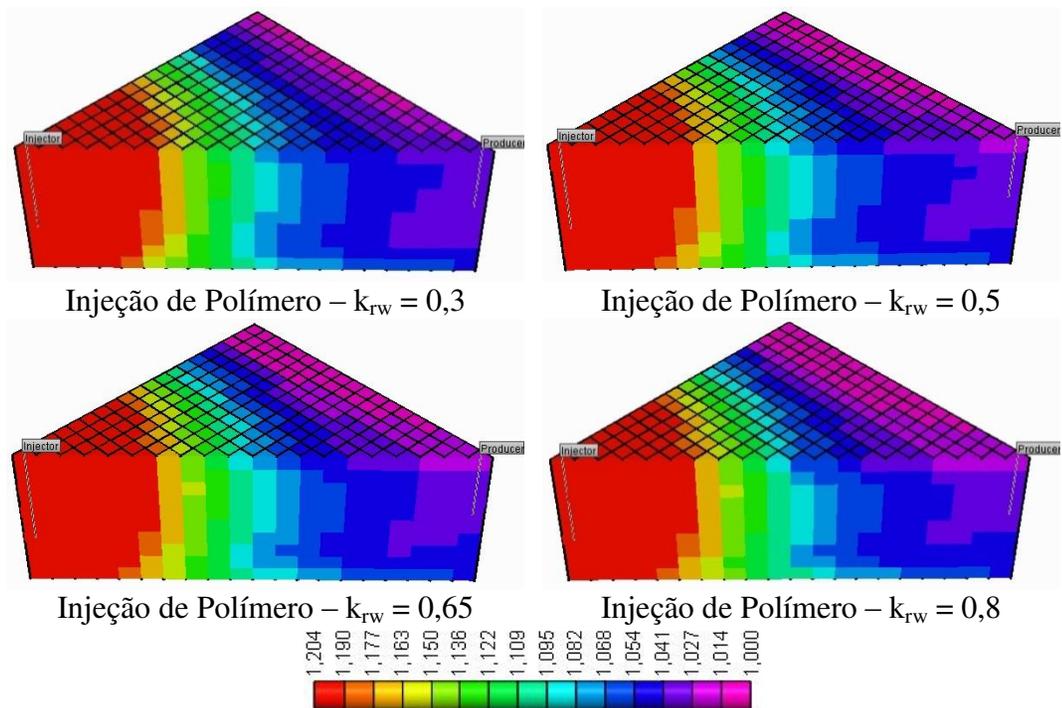
Anexo B 17 - Mapas do fator de resistência, no final do período de simulação, para diferentes viscosidades de solução polimérica, modelo heterogêneo horizontal, HeteroH – 600 a 1300



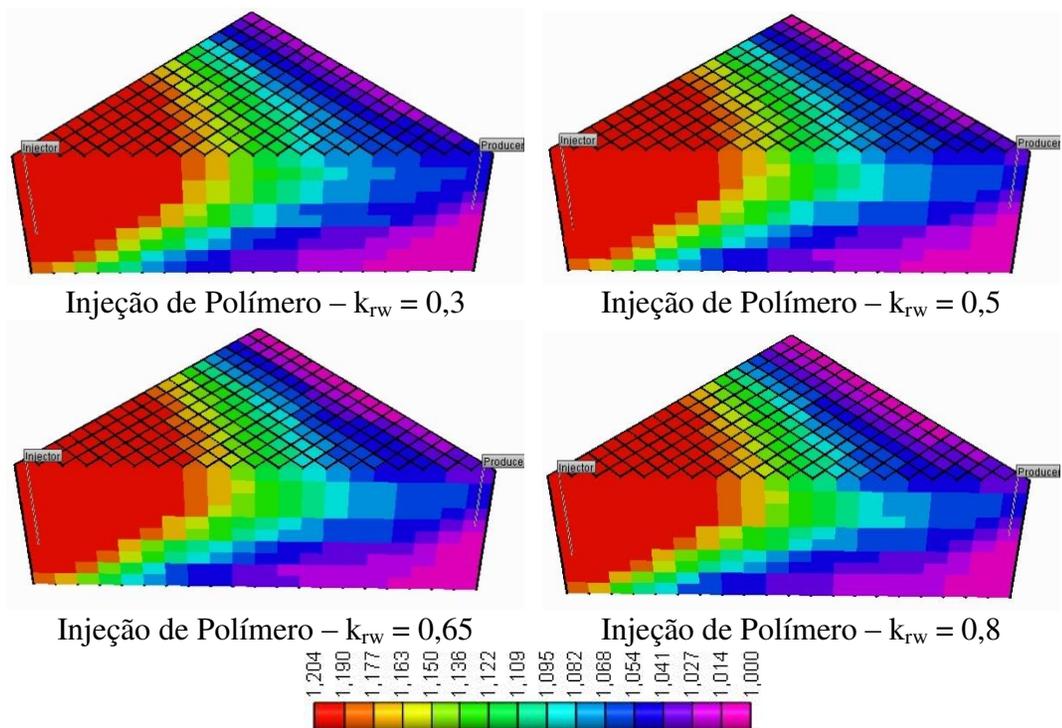
Anexo B 18 - Mapas do fator de resistência, no final do período de simulação, para diferentes viscosidades de solução polimérica, modelo heterogêneo vertical, HeteroV 941, 1500, 2000.



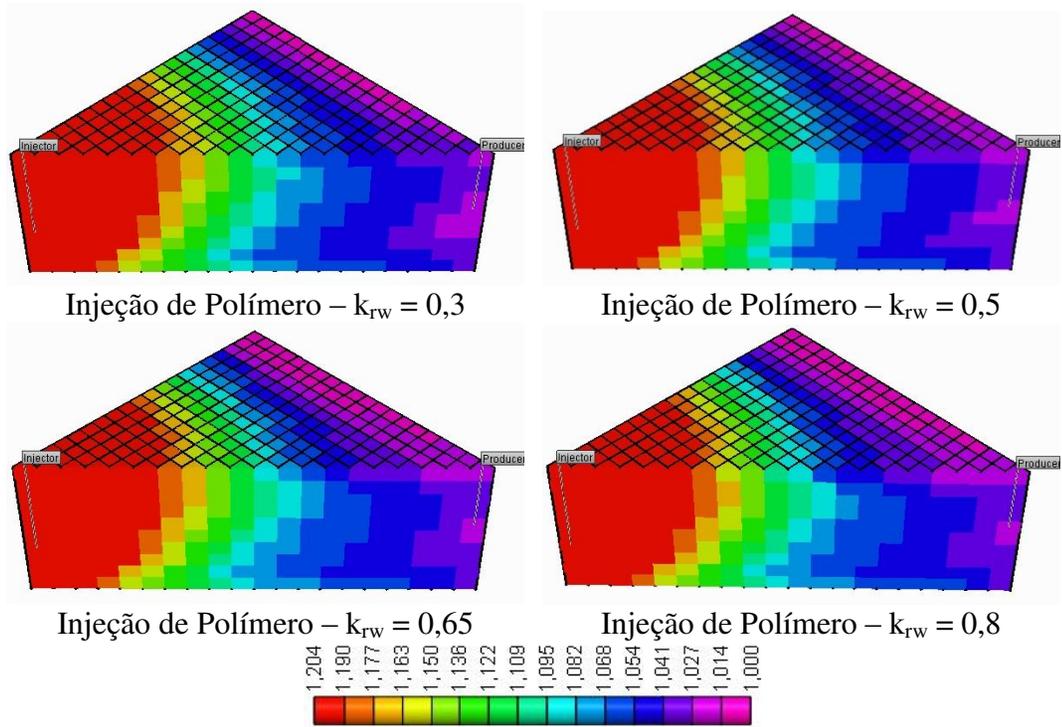
Anexo B 19 - Mapas do fator de resistência, no final do período de simulação, para diferentes viscosidades de solução polimérica, modelo heterogêneo vertical, HeteroV 1200, 407, 900.



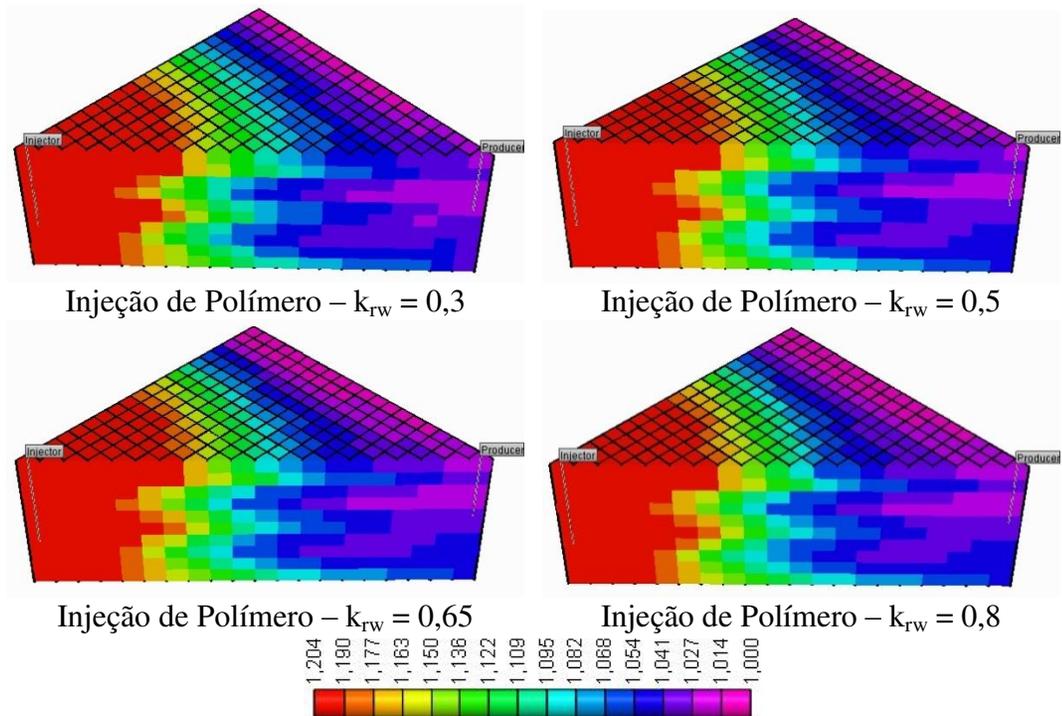
Anexo B 20 - Mapas do fator de resistência, no final do período de simulação, para diferentes permeabilidades relativa à água ($@S_{or}$), modelo homogêneo.



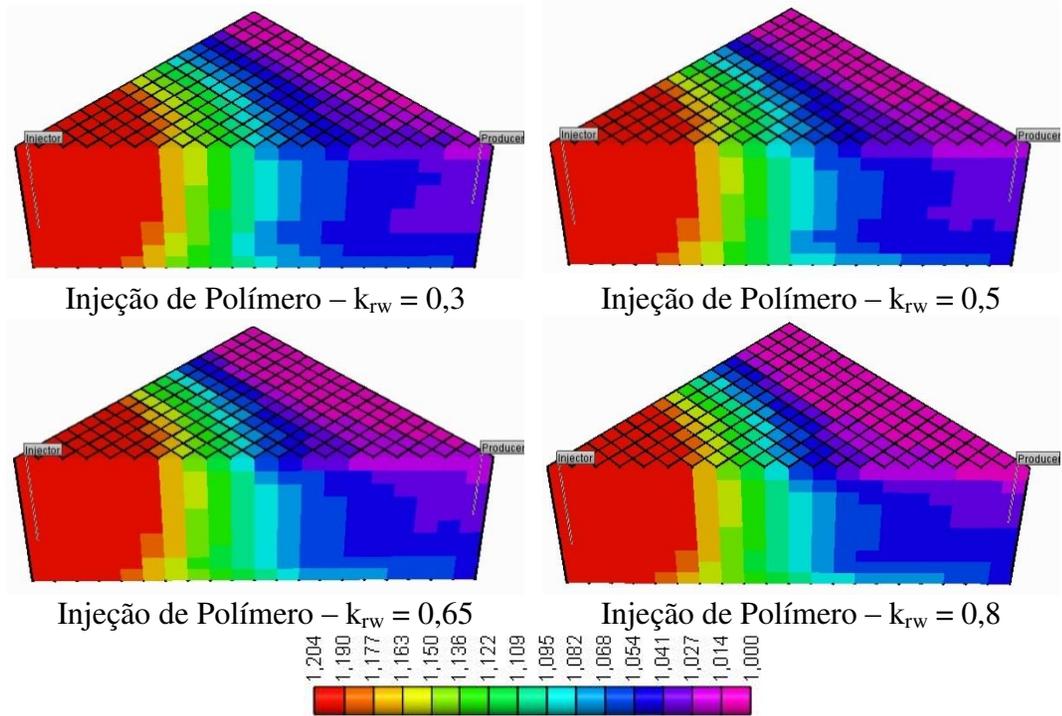
Anexo B 21 - Mapas do fator de resistência, no final do período de simulação, para diferentes permeabilidades relativa à água ($@S_{or}$), modelo heterogêneo horizontal, HeteroH – 300 a 1700.



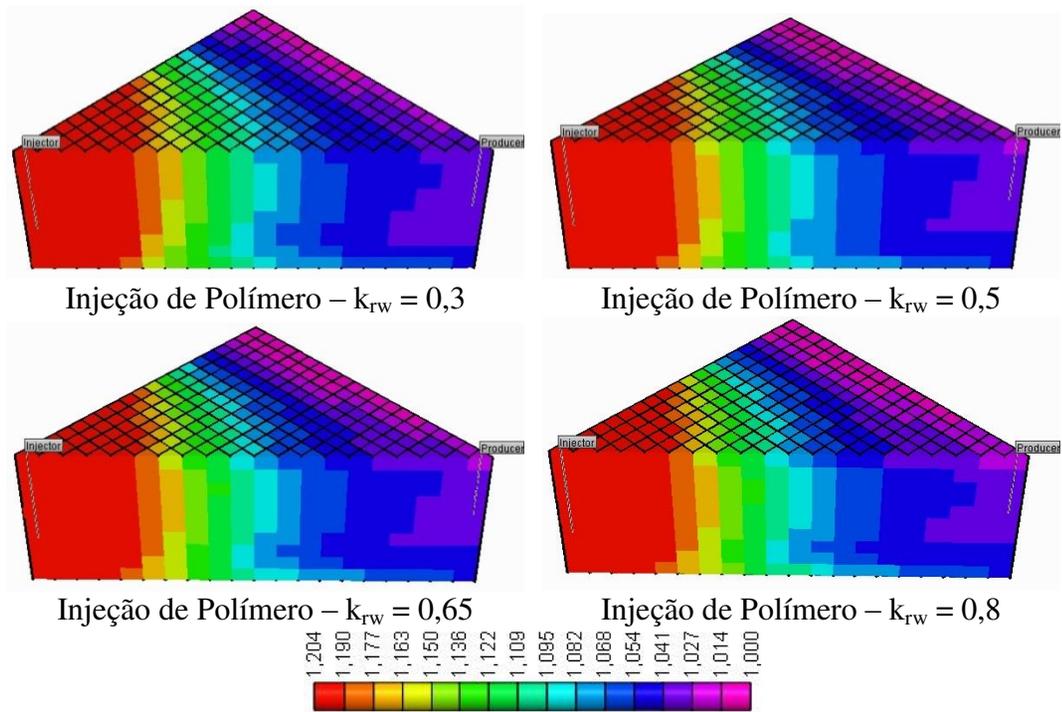
Anexo B 22 - Mapas do fator de resistência, no final do período de simulação, para diferentes permeabilidades relativa à água ($@S_{or}$), modelo heterogêneo horizontal, HeteroH – 700 a 1300.



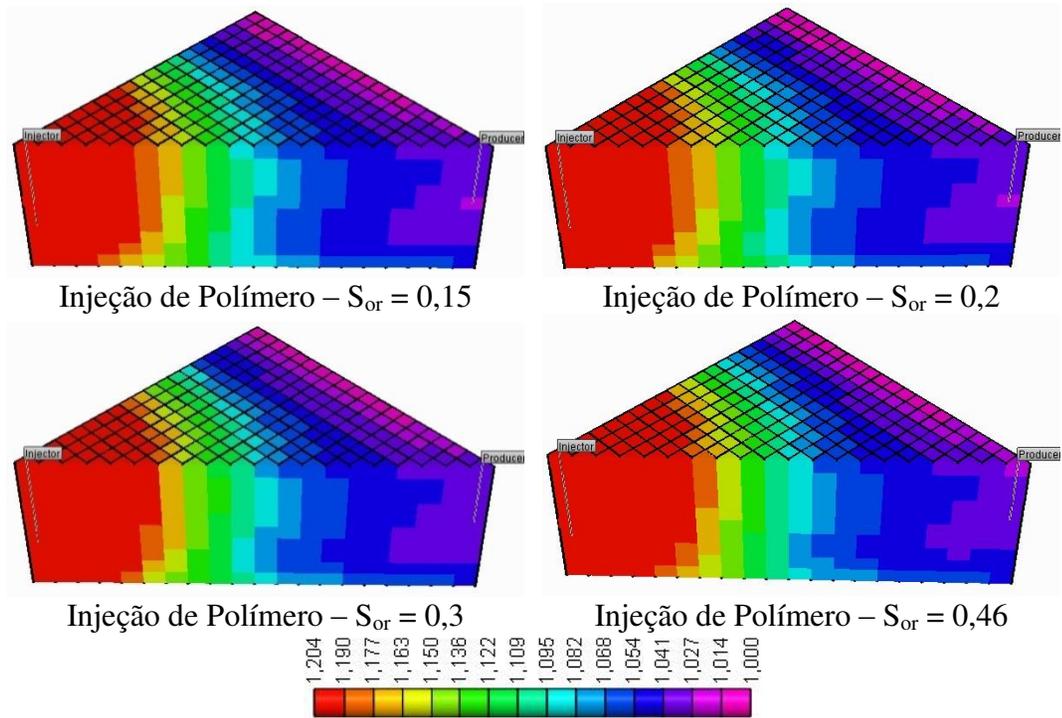
Anexo B 23 - Mapas do fator de resistência, no final do período de simulação, para diferentes permeabilidades relativa à água ($@S_{or}$), modelo heterogêneo horizontal, HeteroH – 600 a 1300



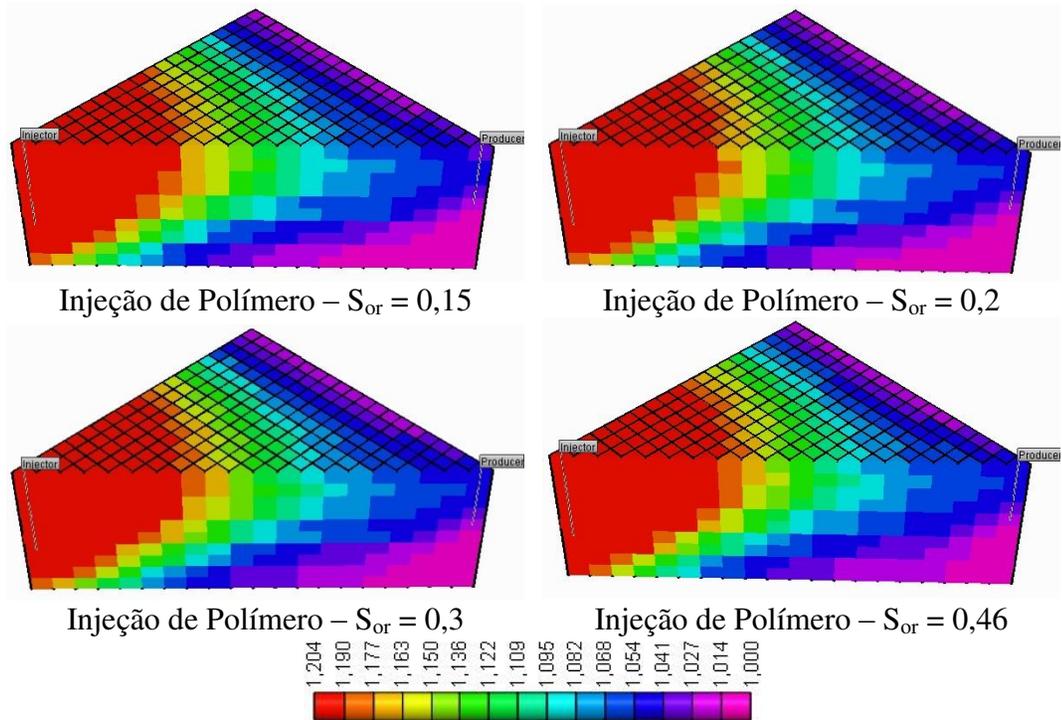
Anexo B 24 - Mapas do fator de resistência, no final do período de simulação, para diferentes permeabilidades relativa à água ($@S_{or}$), modelo heterogêneo vertical, HeteroV 941, 1500, 2000.



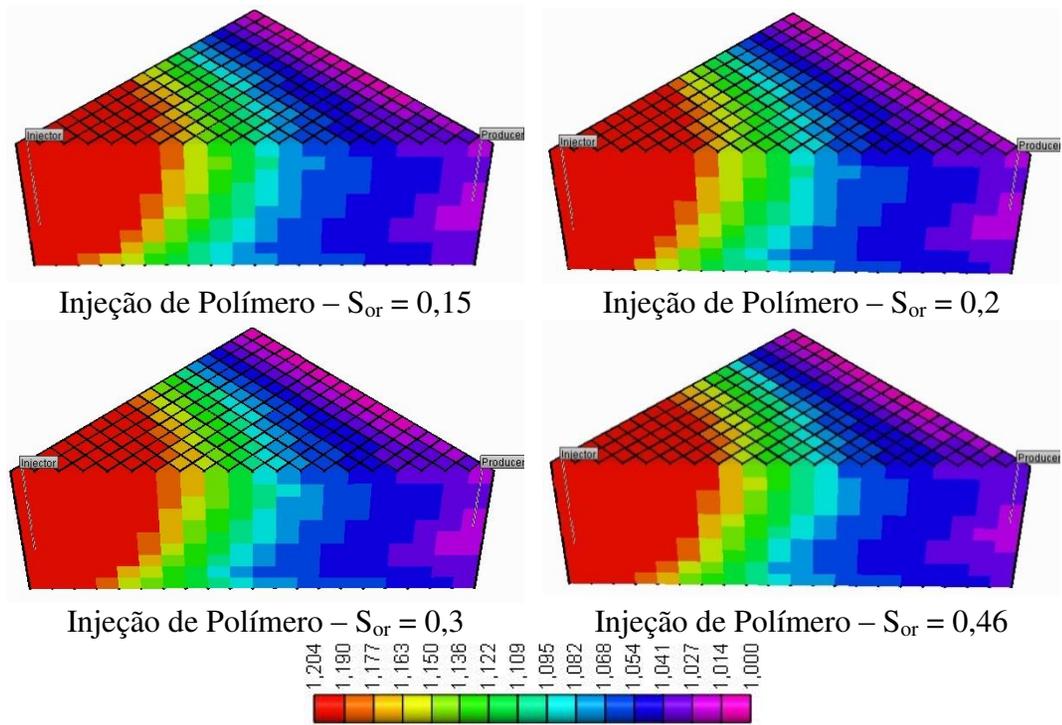
Anexo B 25 - Mapas do fator de resistência, no final do período de simulação, para diferentes permeabilidades relativa à água ($@S_{or}$), modelo heterogêneo vertical, HeteroV 1200, 407, 900.



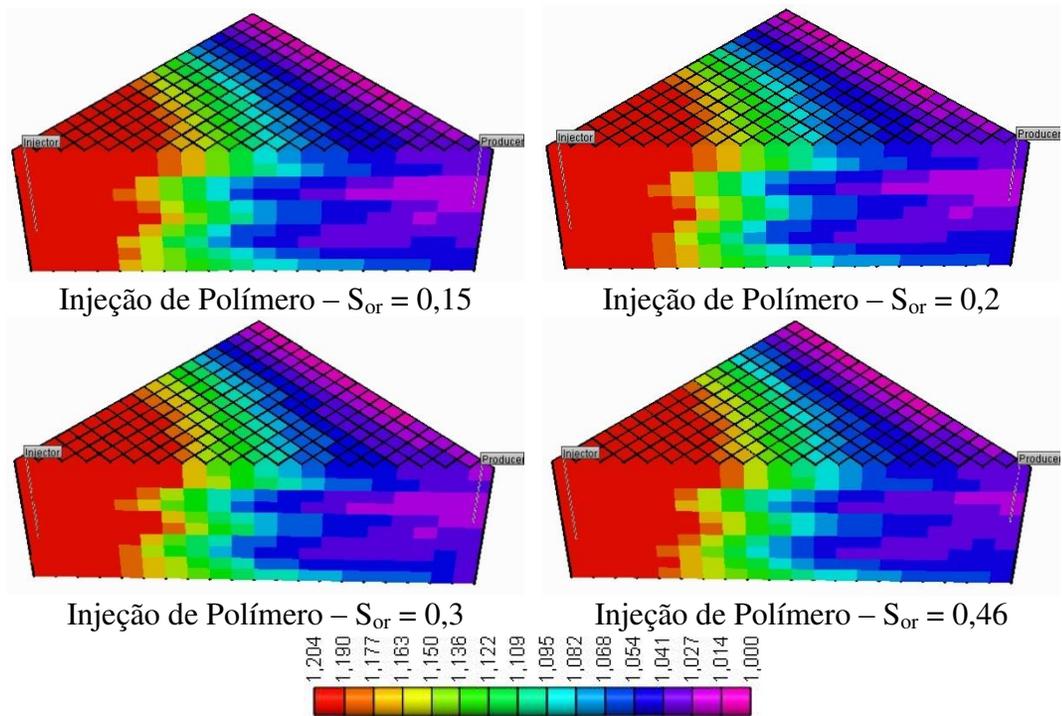
Anexo B 26 - Mapas do fator de resistência, no final do período de simulação, para diferentes saturações de óleo residual, modelo homogêneo.



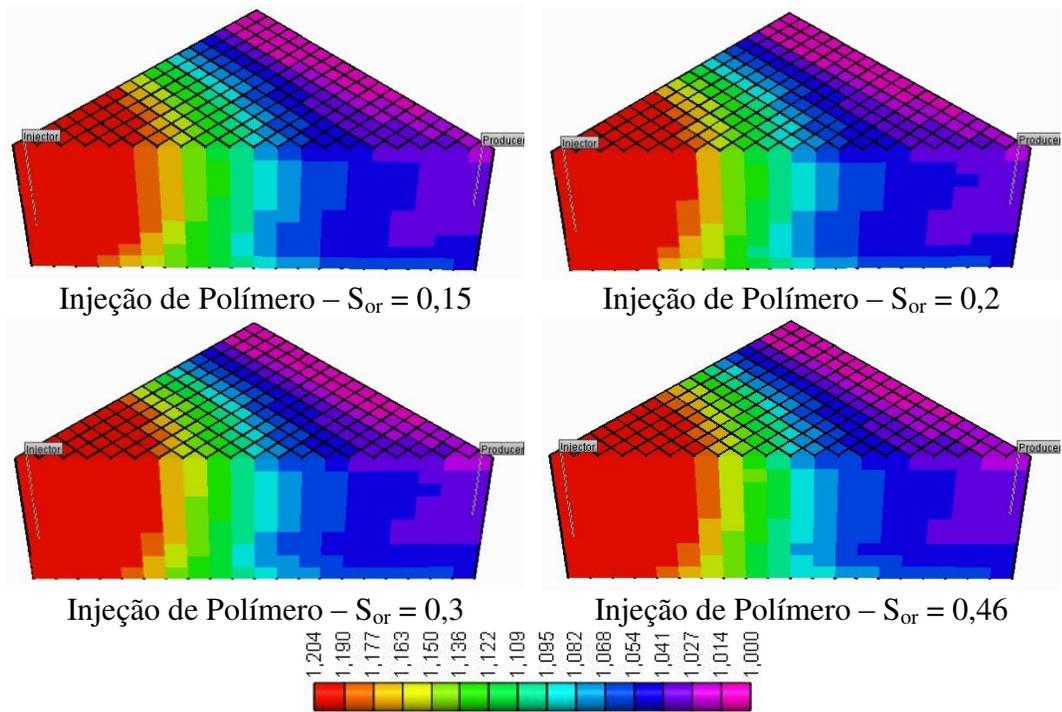
Anexo B 27 - Mapas do fator de resistência, no final do período de simulação, para diferentes saturações de óleo residual, modelo heterogêneo horizontal, HeteroH – 300 a 1700.



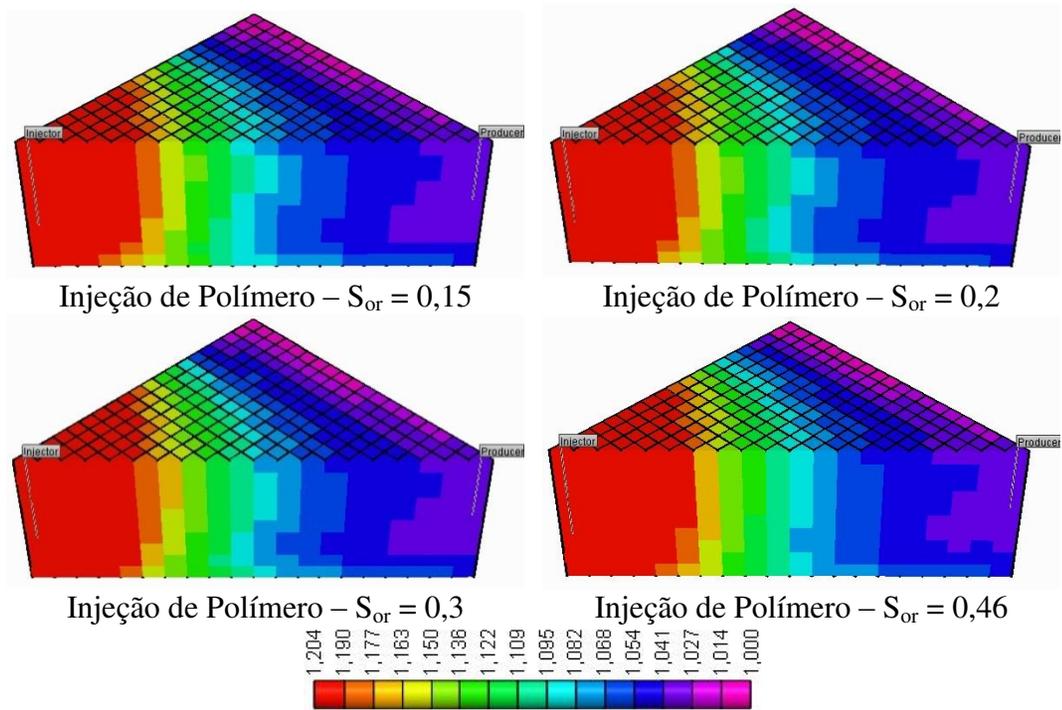
Anexo B 28 - Mapas do fator de resistência, no final do período de simulação, para diferentes saturações de óleo residual, modelo heterogêneo horizontal, HeteroH – 700 a 1300.



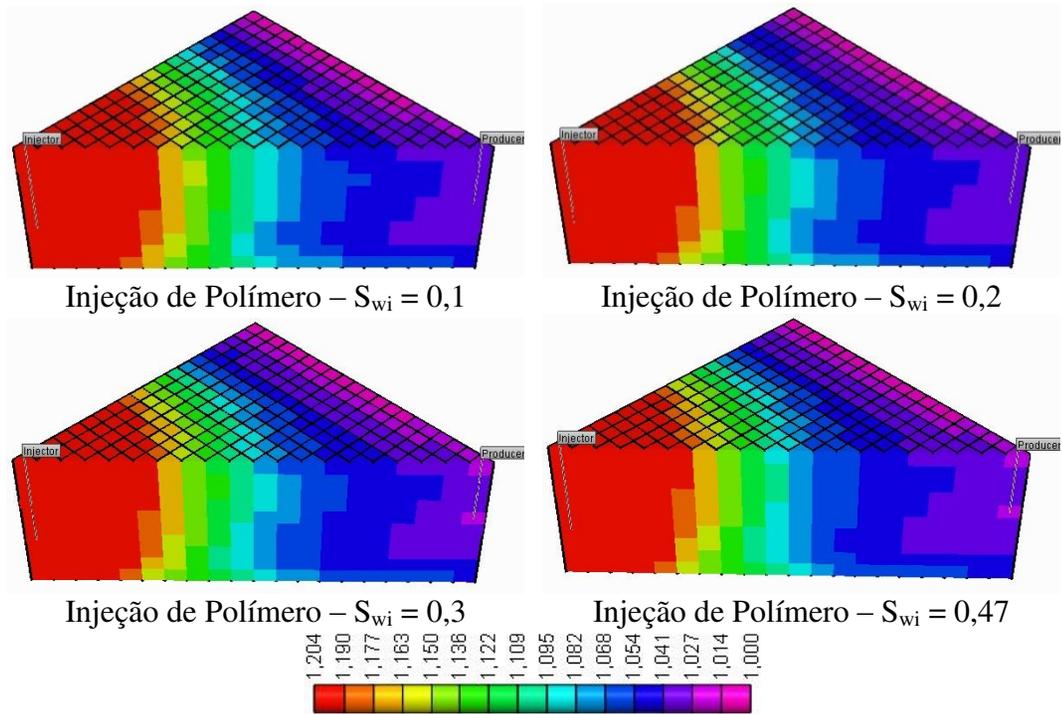
Anexo B 29 - Mapas do fator de resistência, no final do período de simulação, para diferentes saturações de óleo residual, modelo heterogêneo horizontal, HeteroH – 600 a 1300



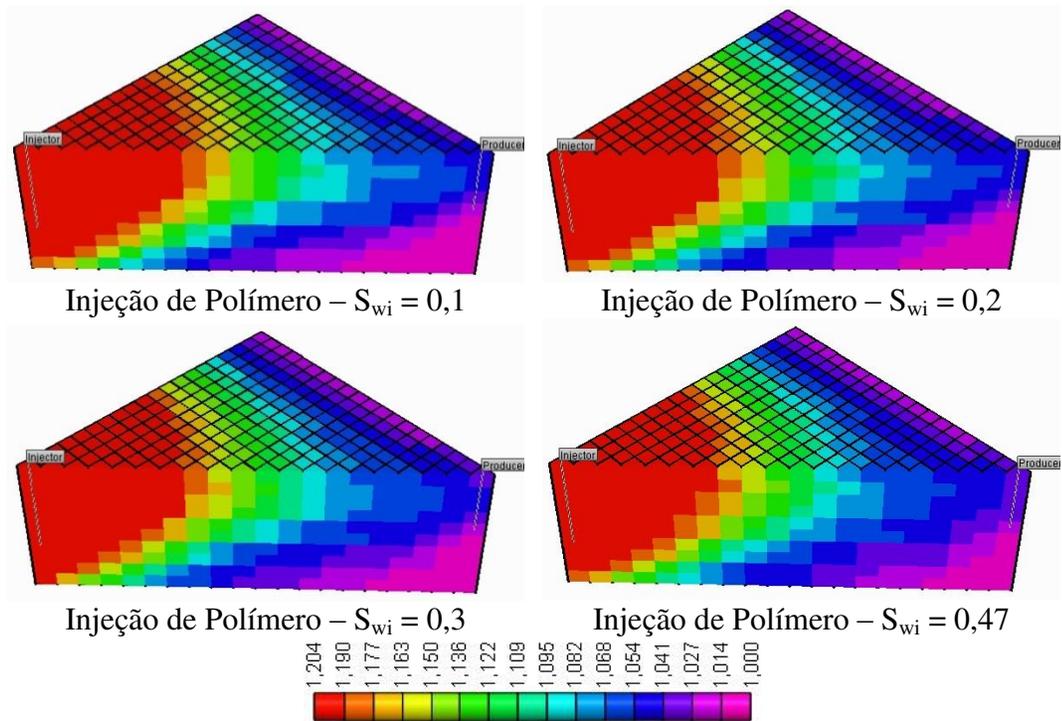
Anexo B 30 - Mapas do fator de resistência, no final do período de simulação, para diferentes saturações de óleo residual, modelo heterogêneo vertical, HeteroV 941, 1500, 2000.



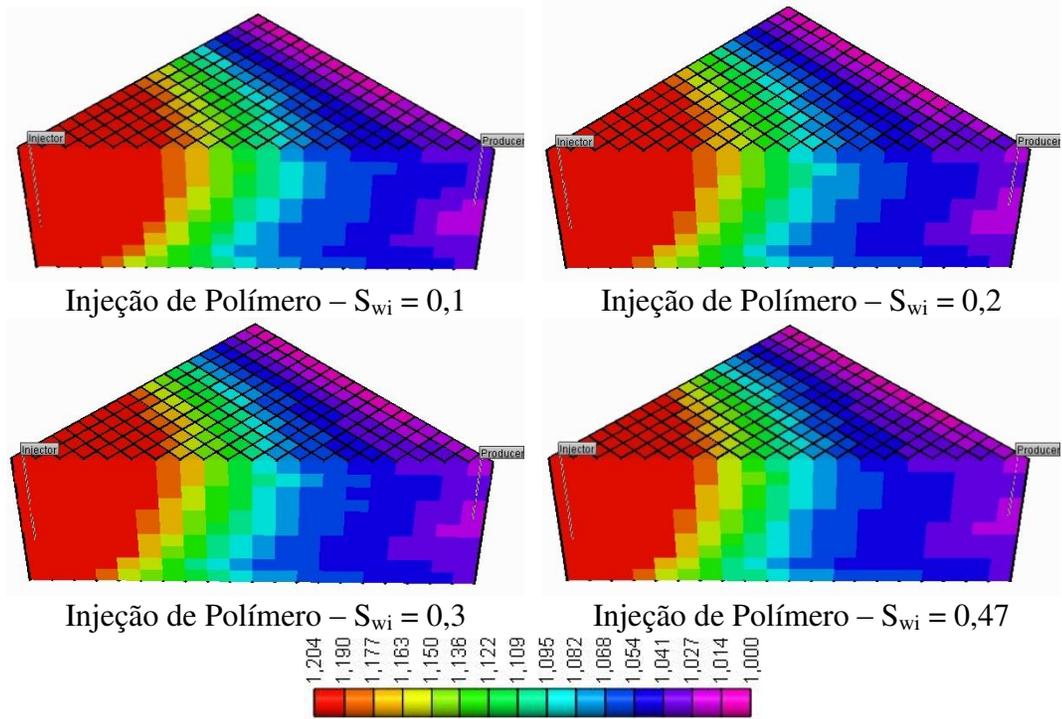
Anexo B 31 - Mapas do fator de resistência, no final do período de simulação, para diferentes saturações de óleo residual, modelo heterogêneo vertical, HeteroV 1200, 407, 900.



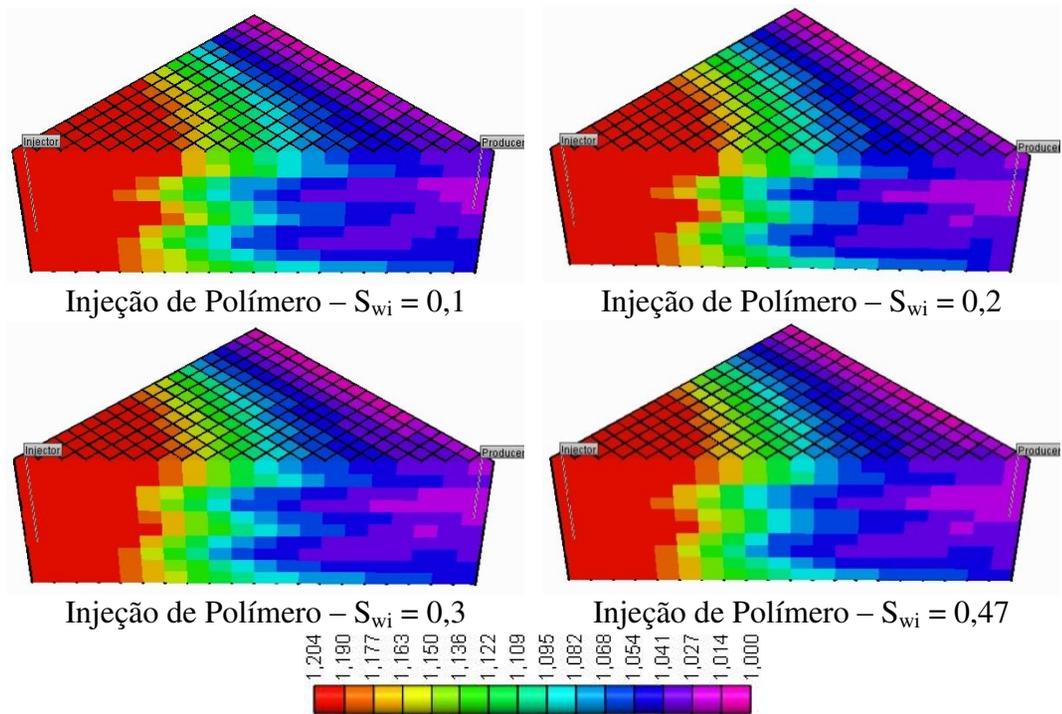
Anexo B 32 - Mapas do fator de resistência, no final do período de simulação, para diferentes saturações iniciais de água, modelo homogêneo.



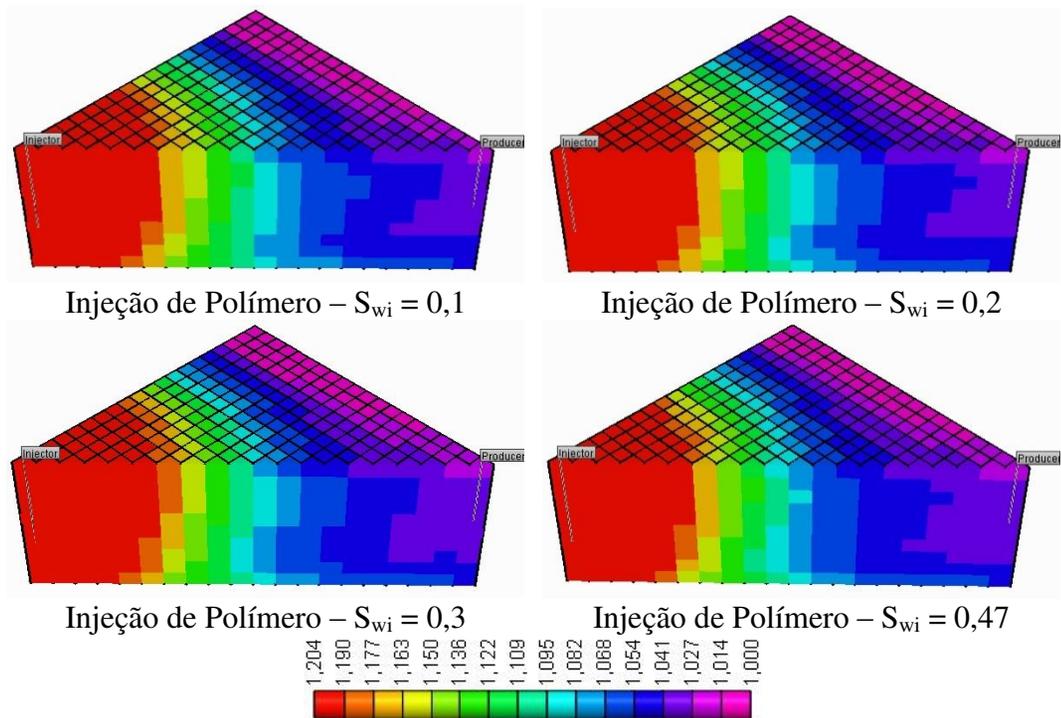
Anexo B 33 - Mapas do fator de resistência, no final do período de simulação, para diferentes saturações iniciais de água, modelo heterogêneo horizontal, HeteroH – 300 a 1700.



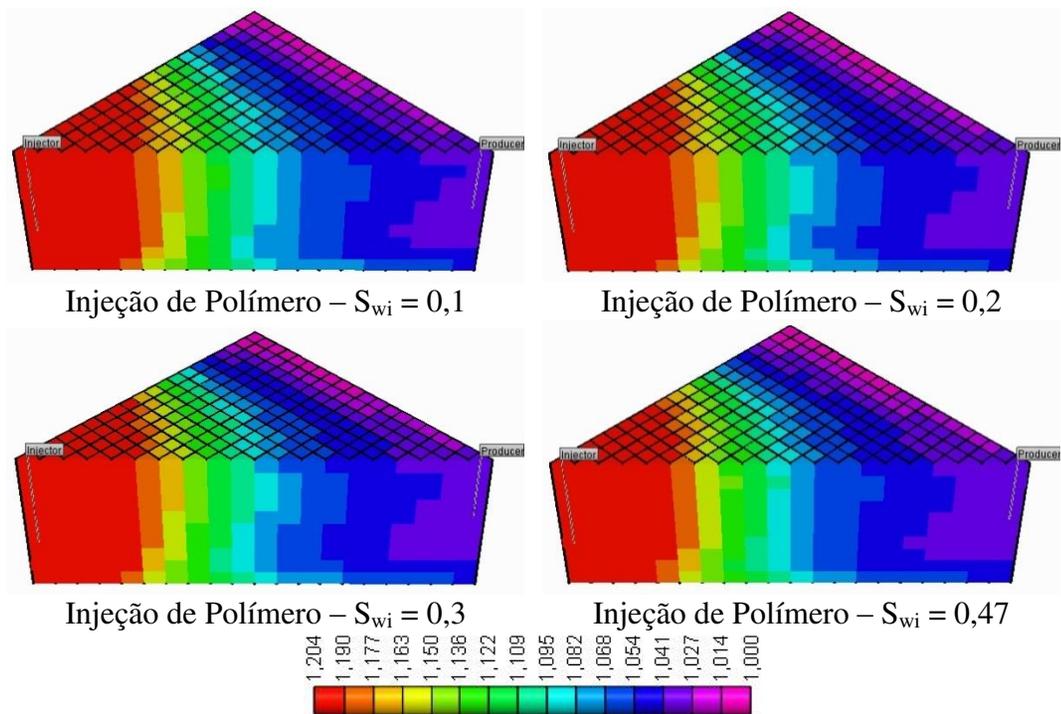
Anexo B 34 - Mapas do fator de resistência, no final do período de simulação, para diferentes saturações iniciais de água, modelo heterogêneo horizontal, HeteroH – 700 a 1300.



Anexo B 35 - Mapas do fator de resistência, no final do período de simulação, para diferentes saturações iniciais de água, modelo heterogêneo horizontal, HeteroH – 600 a 1300



Anexo B 36 - Mapas do fator de resistência, no final do período de simulação, para diferentes saturações iniciais de água, modelo heterogêneo vertical, HeteroV 941, 1500, 2000.



Anexo B 37 - Mapas do fator de resistência, no final do período de simulação, para diferentes saturações iniciais de água, modelo heterogêneo vertical, HeteroV 1200, 407, 900.