



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

FÁBIO BORDEAUX REGO

# **MODELOS RÁPIDOS DE SIMULAÇÃO APLICADOS À INJEÇÃO DE POLÍMEROS EM RESERVATÓRIOS HETEROGÊNEOS**

CAMPINAS  
2016

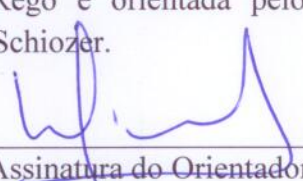
FÁBIO BORDEAUX REGO

# **MODELOS RÁPIDOS DE SIMULAÇÃO APLICADOS À INJEÇÃO DE POLÍMEROS EM RESERVATÓRIOS HETEROGÊNEOS**

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

Orientador: Prof. Dr. Denis José Schiozer

Este exemplar corresponde à versão final da Dissertação defendida pelo aluno Fábio Bordeaux Rego e orientada pelo Prof. Dr. Denis José Schiozer.



---

Assinatura do Orientador

CAMPINAS

2016

Ficha catalográfica  
Universidade Estadual de Campinas  
Biblioteca da Área de Engenharia e Arquitetura  
Rose Meire da Silva - CRB 8/5974

B644m Bordeaux Rego, Fábio, 1986-  
Modelos rápidos de simulação aplicados à Injeção de polímeros em reservatórios heterogêneos / Fábio Bordeaux Rego. – Campinas, SP : [s.n.], 2016.

Orientador: Denis José Schiozer.  
Dissertação (mestrado) – Universidade Estadual de Campinas, Faculdade de Engenharia Mecânica e Instituto de Geociências.

1. Reservatórios (Simulação). 2. Recuperação avançada de petróleo. 3. Polímeros. 4. Modelos e construção de modelos. 5. Engenharia de petróleo. I. Schiozer, Denis José, 1963-. II. Universidade Estadual de Campinas. Faculdade de Engenharia Mecânica. III. Título.

Informações para Biblioteca Digital

**Título em outro idioma:** Fast simulation models applied to polymer flooding in heterogeneous reservoirs

**Palavras-chave em inglês:**

Reservoir (Simulation)

Enhanced oil recovery

Polymers

Models and model construction

Petroleum engineering

**Área de concentração:** Reservatórios e Gestão

**Titulação:** Mestre em Ciências e Engenharia de Petróleo

**Banca examinadora:**

Denis José Schiozer [Orientador]

Osvair Vidal Trevisan

Valmir Francisco Risso

**Data de defesa:** 26-08-2016

**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

MODELOS RÁPIDOS DE SIMULAÇÃO  
APLICADOS À INJEÇÃO DE POLÍMEROS EM  
RESERVATÓRIOS HETEROGÊNEOS

Autor: Fábio Bordeaux Rego

Orientador: Prof. Dr. Denis José Schiozer

A Banca Examinadora composta pelos membros abaixo aprovou esta Dissertação:



Prof. Dr. Denis José Schiozer, Presidente  
FEM / Universidade Estadual de Campinas



Prof. Dr. Osvair Vidal Trevisan  
FEM / Universidade Estadual de Campinas



Prof. Dr. Valmir Francisco Risso  
Universidade Federal de Pelotas

Campinas, 26 de Agosto de 2016.



## **DEDICATÓRIA**

Dedico este trabalho a toda minha família, em especial meus pais e irmãos, que deram suporte incondicional a todas as decisões de minha vida, mesmo sabendo das incertezas e dos obstáculos que estavam envolvidos.

Também dedico este trabalho à Maria Laura, que me acompanhou nessa jornada tanto nos momentos altos como baixos, sempre me dando motivação para continuar.

## AGRADECIMENTOS

Gostaria primeiramente de agradecer a minha família pelos excelentes conselhos acadêmicos e profissionais.

Agradeço especialmente ao meu orientador Prof. Denis que, paciente e dedicado, me ajudou a cumprir os objetivos deste mestrado e me proporcionou crescimento profissional e pessoal.

Agradeço também:

- Às pessoas que tiveram envolvimento direto com este trabalho como o Vinicius, Luís, Manuel, a Prof.<sup>a</sup> Rosângela e seu grupo de pesquisa: Marcelo, Kelly, Goiano, Bruno, Hernandes entre outros.
- Ao pessoal do UNISIM que desenvolve estudos no DEP (Germano, Robson, Morozov, Santiago, Caaso, Felipinho, Ricardo Moreno e Vasconcellos, Forlan, Pazetti, Luz, Juliana), para o pessoal do Cepetro (Tonin, Samuel, Avansi, João, Célio, Ana, Alessandra, Gil, Pablo, Daniel, Paulo e Derek).
- A todos os professores do DEP (especialmente Prof. Trevisan)
- Aos funcionários do DEP (Alice, Michele, Gisele e Dêlcio).
- À diretoria da SPE 2015 (Michele, Patrícia, Mauricio, Felipe Mineiro, Mario, Luís Portuga, Pedro e Eva), o pessoal da gestão 2016 e ao *sponsor* Prof. Paulo Ribeiro.
- À CAPES (pelo apoio financeiro durante meus estudos),
- Às empresas Statoil e Petrobras (pelo apoio técnico durante o projeto),
- À ANP (pelo “Compromisso de Investimentos com Pesquisa e Desenvolvimento”)
- E, finalmente, à UNICAMP (por ser uma Universidade de excelência com ótima infraestrutura).

## RESUMO

A comparação entre as técnicas de injeção para recuperação avançada de petróleo exige precisão dos resultados dos modelos de simulação para garantir a confiabilidade do estudo e rapidez na análise para a celeridade do processo de decisão. A análise de dados relevantes, incluindo as incertezas, visa melhorar o processo de decisão e requer um grande número de simulações. Devido ao grande tempo de simulação gerado pelo detalhamento dos modelos de reservatórios pela melhoria de técnicas geoestatísticas, engenheiros demandam modelos rápidos que mantenham a confiabilidade, especialmente para casos utilizando reservatórios complexos. Modelos rápidos são necessários porque a simulação do modelo refinado exigiria um esforço computacional excessivo para avaliar os diversos cenários possíveis utilizados na análise de decisão. Portanto, o objetivo do trabalho proposto é estabelecer uma abordagem para avaliar e quantificar o impacto que o tamanho da malha gera na precisão dos resultados e nos tempos de simulação. Aplicando a metodologia a um modelo de reservatório heterogêneo de óleo pesado (sendo excelente candidato a injeção de polímeros), dois metamodelos são comparados, dos quais: (1) seleção e corte da área de drenagem de poços de interesse (AD) mantendo o refinamento da malha do modelo de referência; (2) executar transferência de escala (TE) do modelo de referência buscando preservar as principais características do reservatório. Estes dois metamodelos são comparados com o modelo de referência, avaliando indicadores de produção dos poços, considerando as estratégias de produção para injeção de água e de polímeros para que os resultados sejam mais condizentes com a realidade. São avaliados cenários incertos com relação aos diversos fenômenos físicos da injeção de polímeros, buscando dar mais robustez à metodologia proposta. Os resultados mostram uma redução média de tempo de simulação de 65% para ambos os metamodelos em comparação com o modelo de referência. O metamodelo AD mostra uma precisão dos resultados de produção significativamente superior ao do metamodelo TE. Em conclusão, a técnica de área de drenagem oferece uma boa alternativa sendo uma ferramenta mais rápida e confiável no caso aplicado. Este trabalho apresenta também uma metodologia utilizada para construir modelos rápidos e é capaz de comparar seu impacto especialmente quando se utiliza estratégias de recuperação avançada de petróleo e/ou reservatórios complexos.

**Palavras Chave:** simulação de reservatórios, reservatórios heterogêneos, metamodelos, injeção de polímeros, recuperação avançada de petróleo, transferência de escala.

## ABSTRACT

The comparison between flooding techniques for enhanced oil recovery requires accuracy of the simulation models results to ensure the reliability of the study quick analysis to celerity of decision process. The analysis of relevant data, including uncertainties aims to improve the decision-making process and requires a large amount of simulations runs. Due to high simulation time generated by the detailing of reservoir models given by the improvement of geostatistical techniques, engineers demand fast models that maintain the reliability, especially for cases using complex reservoirs. Fast models are necessary because the simulation of the refined model would require an excessive computational effort to evaluate the various possible scenarios used in decision analysis. Thus, the objective of the proposed work is to establish an approach to evaluate and quantify the impact that the grid size generates to the accuracy of results and simulation times. Applying the methodology to a heavy oil heterogeneous reservoir model (being an excellent polymer injection candidate), two proxy models are compared, in which: (1) selection and cutting off the drainage area of wells of interest (AD) keeping the grid refinement of the reference model; (2) perform the upscaling of the reference model (TE) seeking to preserve the main features of the reservoir. These two proxy models are compared with the reference model, evaluating production indicators of wells of interest, considering the production strategies for water injection and polymer so that the results are more consistent with reality. Uncertain scenarios are evaluated regarding the various physical phenomena of polymer flooding, seeking to give more robustness to the proposed methodology. The results show an average simulation time reduction of 65% for both proxy models compared with the reference model. AD proxy model shows an accuracy of significantly higher production results than the proxy model TE. In conclusion, the drainage area technique offers a good alternative being faster and reliable tool for the case applied. Finally, this work presents a methodology to build fast models and is able to compare its impact especially when using advanced enhanced oil recovery and/or complex reservoirs.

**Key Words:** reservoir simulation, heterogeneous reservoirs, proxy model, polymer flooding, enhanced oil recovery, upscaling.

## LISTA DE ILUSTRAÇÕES

Figura 2.1. Efeito da eficiência de varrido areal ocasionado pela injeção de água, na esquerda, e polímeros, na direita (Adaptado de SORBIE, 1991). .....	32
Figura 2.2. Esquema da melhoria da eficiência de varrido vertical para a injeção de água (a) e injeção de polímero (b) (Adaptado de SORBIE, 1991).....	32
Figura 2.3. Gráfico da viscosidade aparente pela taxa de deformação para os fluidos não-Newtonianos e Newtonianos (FOX, MCDONALD e PRITCHARD, 2006). .....	33
Figura 3.1. Malhas (a) grosseira, (b) fina e (c) malhas híbridas.....	38
Figura 3.2. Exemplo esquemático da variação de uma linha de fluxo (Adaptado de MASCHIO; SCHIOZER, 2005).....	39
Figura 3.3. Transferência de escala de um modelo fino (a) para um modelo grosseiro (b). ....	40
Figura 3.4. Exemplo esquemático do método de fronteiras abertas (Adaptado de RISSO, 2002). .....	40
Figura 3.5. Metodologia baseado em doze passos para análise de decisão da seleção de estratégias de produção (Adaptado de SCHIOZER, SANTOS e DRUMOND, 2015). .....	42
Figura 3.6. Métodos (caixas superiores) e exemplos (caixas inferiores) para recuperação terciária de óleo (EOR). .....	44
Figura 3.7. Dependência da viscosidade com a concentração para vários tipos de polímeros (Adaptado de SORBIE, 1991). .....	49
Figura 3.8. Dependência da viscosidade pela concentração para diversas taxas de cisalhamento (Adaptado de LOPES, SILVEIRA e MORENO, 2014) .....	49
Figura 3.9. Representação esquemática dos mecanismos presentes durante a retenção no meio poroso em escala de poro (Adaptado de SORBIE, 1991). .....	50
Figura 3.10. Gráfico da concentração adsorvida pela concentração de polímero variando a relação entre as constantes A/B (a) e a constante B apenas (b) (Adaptado de LAKE, 1989)..	51
Figura 3.11. Representação esquemática do mecanismo de redução desproporcional da permeabilidade (Adaptado de GRATTONI et al., 2004). .....	52
Figura 3.12. Gráfico da concentração de poliacrilamida e solução salina para diversos VP com a retenção no meio poroso máxima e estabilizada (Adaptado de DAWSON e LANTZ, 1972) .....	56
Figura 4.1. Disposição superficial da permeabilidade na direção i para o modelo Base. ....	58
Figura 4.2. Disposição da saturação na camada superior de água no reservatório. ....	59

Figura 4.3. Curvas da permeabilidade relativa da fácies 1.....	60
Figura 4.4. Curvas da permeabilidade relativa da fácies 2.....	60
Figura 4.5. Curvas da permeabilidade relativa da fácies 3.....	60
Figura 4.6. Localização dos poços P01, P02 e I01.....	61
Figura 4.7. Gráfico da relação não linear da concentração e viscosidade do polímero (adaptado de Lopes et al., 2014).....	62
Figura 4.8. Gráfico que ilustra a relação entre a taxa de cisalhamento e a viscosidade do polímero (adaptado de Lopes et al., 2014). ....	63
Figura 4.9. Curvas da permeabilidade relativa do polímero com $RSor = 3\%$ .....	64
Figura 4.10. Curvas da permeabilidade relativa do polímero com $RSor = 10\%$ .....	64
Figura 5.1. Fluxograma esquemático da metodologia proposta.....	67
Figura 5.2. Procedimento para otimização do número e localização dos poços. ....	71
Figura 5.3. Metodologia para geração e comparação dos metamodelos AD e TE.....	73
Figura 6.1. Corte da seção transversal $j=49$ mostrando a variação da permeabilidade por camadas da região de interesse. ....	79
Figura 6.2. Corte da seção transversal $j=49$ mostrando a saturação de óleo por camadas da região de interesse. ....	80
Figura 6.3. Localização dos poços para estratégia inicial da injeção de água.....	81
Figura 6.4. Localização dos poços para estratégia inicial da injeção de polímeros. ....	82
Figura 6.5. Localização dos poços para a estratégia de injeção de água. ....	84
Figura 6.6. Localização dos poços para a estratégia de injeção de polímero. ....	84
Figura 6.7. Vazões máximas de produção para estratégia de injeção água e polímeros.....	85
Figura 6.8. Comparação do VPL para cada plataforma testada para injeção de água dando destaque para o maior e o menor valor.....	85
Figura 6.9. Comparação do VPL para cada plataforma testada para injeção de polímeros dando destaque para o maior e o menor valor. ....	86
Figura 6.10. VPL por cronograma testado para a estratégia de injeção de água.....	87
Figura 6.11. VPL por cronograma testado para a estratégia de injeção de polímeros. ....	88
Figura 6.12. Comparação dos VPLs da Etapa 2.c e depois de otimizar a pressão de fundo de poço. ....	89
Figura 6.13. Evolução do VPL ao final de cada etapa do processo de otimização. ....	91
Figura 6.14. Produção acumulada de óleo dos modelos Base e Base com estratégia OTM. ....	92
Figura 6.15. Variação do VPL ao longo do tempo de simulação para injeção de água e de polímeros. ....	93

Figura 6.16. Linhas de fluxo na data representativa de janeiro de 2016 para injeção de água.	94
Figura 6.17. Linhas de fluxo na data representativa de janeiro de 2020 para injeção de água.	95
Figura 6.18. Linhas de fluxo na data representativa de janeiro de 2030 para injeção de água.	95
Figura 6.19. Linhas de fluxo na data representativa de janeiro de 2016 para injeção de polímeros. ....	96
Figura 6.20. Linhas de fluxo na data representativa de janeiro de 2020 para injeção de polímeros. ....	96
Figura 6.21. Linhas de fluxo na data representativa de janeiro de 2030 para injeção de polímeros. ....	97
Figura 6.22. Metamodelo AD1_A. ....	99
Figura 6.23. Metamodelo AD2_A. ....	99
Figura 6.24. Metamodelo AD3_A. ....	99
Figura 6.25. Metamodelo AD4_A. ....	99
Figura 6.26. Metamodelo AD5_A. ....	100
Figura 6.27. Metamodelo AD1_P. ....	101
Figura 6.28. Metamodelo AD2_P. ....	101
Figura 6.29. Metamodelo AD3_P. ....	101
Figura 6.30. Metamodelo AD4_P. ....	101
Figura 6.31. Metamodelo AD5_P. ....	102
Figura 6.32. Vazão de produção de água do poço P02 para os metamodelos AD da estratégia de água. ....	103
Figura 6.33. AQNS por metamodelo AD testado da injeção de água. ....	104
Figura 6.34. AQNS por metamodelo AD testado da injeção de polímeros. ....	105
Figura 6.35. Metamodelo AD para injeção de polímeros indicando os níveis de influencia dos poços vizinhos. ....	106
Figura 6.36. Modelo refinado (a) e transferência de escala (b) com a localização do poço I01. ....	108
Figura 6.37. Modelo refinado (a) e transferência de escala (b) com a localização do poço P02. ....	108
Figura 6.38. AQNS por metamodelo AD e TE para a injeção de água e de polímeros. ....	110
Figura 6.39. Mapas de pressão do modelo Base come estratégia OTM (a), AD (b) e TE (c) para injeção de água em 2020. ....	111
Figura 6.40. Mapas de pressão do modelo Base come estratégia OTM (a), AD (b) e TE (c) para injeção de polímeros em 2020. ....	112

Figura 6.41. AQNS por metamodelo AD e TE para os poços P01, P02 e I01 dos cenários de retenção do polímero no meio poroso. ....	117
Figura 6.42. AQNS por metamodelo AD e TE para os poços P01, P02 e I01 dos cenários de estabilidade do polímero.....	118
Figura 6.43. AQNS por metamodelo AD e TE para os poços P01, P02 e I01 dos cenários de efeitos viscoelásticos. ....	118
Figura 6.44. Relação do tempo de simulação com o número de blocos dos metamodelos testados. ....	119
Figura 6.45. AQNS absoluto médio por tempo de simulação .....	120



## LISTA DE TABELAS

Tabela 3.1. Sumário dos critérios de seleção de reservatórios para injeção de polímeros (Adaptado de SHENG, LEONHARDT e AZRI, 2015). .....	46
Tabela 3.2. Critérios de seleção de polímeros para um projeto de campo marinho (Adaptado de MOREL et al., 2008). .....	47
Tabela 4.1.Principais propriedades que caracterizam o reservatório. ....	59
Tabela 4.2. Variação da viscosidade do óleo em função da pressão. ....	61
Tabela 4.3. Data de abertura dos poços P01, P02 e I01. ....	62
Tabela 4.4. Limites operacionais dos poços utilizados para este trabalho. ....	62
Tabela 4.5. Parâmetro A da isoterma de Langmuir e nível de adsorção do polímero.....	63
Tabela 4.6. Fenômenos físicos do polímero relacionado com seus valores e níveis adotados.	64
Tabela 4.7. Parâmetros econômicos adotados para o cálculo do VPL. ....	65
Tabela 4.8. Especificações do computador utilizado para as comparações dos tempos de simulação. ....	66
Tabela 5.1. Valores do tempo de injeção de água antes de polímeros. ....	72
Tabela 5.2. Tempo de injeção do banco de polímeros. ....	72
Tabela 5.3. Nível da ocorrência de cada um dos grupos dos fenômenos físicos adotados. ....	76
Tabela 6.1. Cronograma de abertura dos poços para as estratégias iniciais. ....	82
Tabela 6.2. Indicadores econômicos e de produção para a etapa 2.a. da metodologia para estratégia de injeção de água. ....	83
Tabela 6.3. Indicadores econômicos e de produção para a etapa 2.a. da metodologia para estratégia de injeção de polímeros.....	83
Tabela 6.4. IEPP e IEPI para as estratégias de injeção de água e de polímeros.....	87
Tabela 6.5. Comparação do VPL das estratégias candidatas para injeção do banco de polímeros. ....	89
Tabela 6.6. Principais características dos metamodelos de injeção de água testados. ....	98
Tabela 6.7. Principais características dos metamodelos AD testados de injeção de polímeros. ....	100
Tabela 6.8. AQNS dos indicadores de produção (P01, P02 e I01) dos modelos AD testados da injeção de água. ....	103
Tabela 6.9. AQNS dos indicadorindicadores de produção (P01, P02 e I01) dos modelos AD testados da injeção de polímeros. ....	104

Tabela 6.10. Principais características do modelo TE para injeção de água e de polímeros.	107
Tabela 6.11. AQNS dos indicadores de produção para os poços P01, P02 e I01 dos metamodelos AD e TE para injeção de água e de polímeros.	109
Tabela 6.12. Produção acumulada de óleo, água e polímeros para os poços P01 e P02 para o modelo Base com estratégia OTM.	113
Tabela 6.13. Produção acumulada de óleo, água e polímeros para os poços P01 e P02 para o metamodelo área de drenagem.	113
Tabela 6.14. Produção acumulada de óleo, água e polímeros para os poços P01 e P02 para o metamodelo área de drenagem.	113
Tabela 6.15. Tempos de simulação para os cenários de fenômenos abordados.	115
Tabela 6.16. AQNS por metamodelo AD e TE produção para os poços P01, P02 e I01 dos cenários de retenção do polímero no meio poroso.	116
Tabela 6.17. AQNS por metamodelo AD e TE para os poços P01, P02 e I01 dos cenários de estabilidade do polímero.	116
Tabela 6.18. AQNS por metamodelo AD e TE para os poços P01, P02 e I01 dos cenários de efeitos viscoelásticos.	117

## LISTA DE ABREVIATURAS E SIGLAS

AD	Metamodelo Área de Drenagem
AQA	Afastamento quadrático aceitável
AQNS	Afastamento quadrático normalizado com sinal
AQS	Afastamento quadrático com sinal
AS	Afastamento simples
Base	Modelo de referência
CMG	Computer Modeling Group
$E_A$	Eficiência de varrido areal
$E_D$	Eficiência de varrido microscópica
$E_I$	Eficiência de varrido vertical
EOR	Recuperação avançada de petróleo
$E_V$	Eficiência de varrido macroscópica
FC	Fluxo de caixa
$FR_o$	Fator de recuperação do óleo
HPAM	Poliacrilamida parcialmente hidrolisada
IEPI	Indicador econômico de poço injetor
IEPP	Indicador econômico de poço produtor
IPV	Volume poroso inacessível
LGR	Refinamento de malha local
M	Razão de mobilidade
$N_i$	Volume de óleo móvel
$N_p$	Volume acumulado de óleo produzido
OTM	Estratégia de produção otimizada
PAM	Poliacrilamida
$P_p$	Massa acumulada de polímero produzida
RRF	Fator de resistência residual
TE	Metamodelo Transferência de Escala
VP	Volume poroso
VPL	Valor presente líquido
$Winj$	Volume acumulado de água injetada
$W_p$	Volume acumulado de água produzida

# LISTA DE SÍMBOLOS

## Símbolos Gregos:

$a$	Fator de frequência para reação química
$\gamma$	Nível de aceitação para cada série de dados (%)
$\delta$	Constante adimensional para evitar erros de valores nulos
$\eta$	Viscosidade aparente
$k$	Permeabilidade absoluta da rocha antes da ação do polímero
$k_{wa}$	Permeabilidade relativa da água antes da injeção de polímeros
$k_{wd}$	Permeabilidade relativa da água depois da injeção de polímeros
$k_{w,o}$	Permeabilidade efetiva da água ou do óleo
$\lambda_o$	Mobilidade do óleo
$\lambda_w$	Mobilidade da água
$\mu_{w,o}$	Viscosidade da água ou do óleo
$\tau_{yx}$	Tensão de cisalhamento
$\phi_e$	Porosidade depois do efeito do volume poroso inacessível (%)
$\phi$	Porosidade inicial (%)
$du/dy$	Tensão de cisalhamento

## Símbolos Latinos:

$A$	Constante A da Isoterma de Langmuir
$B$	Constante B da Isoterma de Langmuir
$C_{ads}$	Concentração de polímero adsorvido na rocha
$C_{ads}^{max}$	Concentração máxima de polímero adsorvida
$C_{Gi}$	Custo associado a produção de gás no período 'i'
$C_{Ginji}$	Custo associado a injeção de gás no período 'i'
$C_{inji}$	Custo associado a injeção de água no período 'i'
$C_{Oi}$	Custo associado a produção de óleo no período 'i'
$C_{Wi}$	Custo associado a produção de água no período 'i'
$\overline{C_p}$	Concentração média do polímero
$C_{plat}$	Custo da plataforma
$f_o$	Fluxo fracionário do óleo

$i$	Índice que varia de 0 a 'n'
$Inv_{well}$	Investimento no poço
$\bar{K}$	Permeabilidade reduzida depois da ação do polímero
$n$	Número máximo de períodos
$[P_i]$	Concentração inicial de polímero
$[P_0]$	Concentração de polímero no tempo 't'
$Q_L$	Vazão de líquidos
$r$	Taxa de desconto ou taxa de atratividade
$ref_i$	Valor de referência no tempo 'i'
$R_k$	Fator de redução de permeabilidade
$R_{Oi}$	Receita de vendas de óleo no período 'i'
$R_{Gi}$	Receita de vendas de gás no período 'i'
$sim_i$	Valor simulado no tempo 'i'
$t$	Intervalo de tempo
$t_{1/2}$	Tempo de meia vida do polímero

# SUMÁRIO

1. INTRODUÇÃO .....	21
1.1. Motivação Geral .....	23
1.2. Motivação Específica .....	24
1.3. Objetivos.....	25
1.4. Premissas .....	26
1.5. Organização da Dissertação.....	26
2. FUNDAMENTAÇÃO TEÓRICA .....	29
2.1. Simulação numérica de reservatórios .....	29
2.2. Conceitos básicos da injeção polimérica .....	30
2.3. Conceitos básicos sobre reologia de fluidos.....	33
2.4. Conceitos econômicos .....	34
3. REVISÃO BIBLIOGRÁFICA.....	37
3.1. Métodos para a diminuição do tempo de simulação.....	37
3.2. Afastamento Quadrático Normalizado com Sinal – AQNS .....	40
3.3. Otimização e seleção de estratégias de produção .....	41
3.4. Injeção de Polímeros .....	43
3.4.1. Critérios de seleção de reservatórios para injeção de polímeros .....	44
3.4.2. Tipos de polímeros.....	46
3.4.3. Fenômenos físicos envolvidos na injeção de polímeros .....	47
3.4.3.1. Efeitos não-Newtonianos .....	48
3.4.3.2. Retenção no meio poroso .....	50
3.4.3.3. Redução desproporcional da permeabilidade.....	52
3.4.3.4. Estabilidade da solução polimérica .....	53
3.4.3.5. Volume poroso inacessível.....	55
3.4.3.6. Diminuição da saturação de óleo residual .....	56

4. METODOLOGIA E APLICAÇÃO .....	67
4.1. Metodologia geral.....	67
4.2. Aplicação .....	58
4.2.1. Modelo Base .....	58
4.2.2. Poços de interesse e limites operacionais .....	61
4.2.3. Especificidades do polímero .....	62
4.2.4. Parâmetros econômicos .....	65
4.2.5. Programas e especificação computacional .....	65
4.3. Metodologia específica.....	69
4.3.1. Escolha do modelo de referência (Base) e avaliação da região de interesse .....	69
4.3.2. Otimização e seleção da estratégia de produção (Estratégia OTM) .....	69
4.3.3. Geração dos modelos para redução do tempo de simulação (metamodelos) .....	73
4.3.3.1. Área de drenagem (AD) .....	73
4.3.3.2. Transferência de escala (TE).....	74
4.3.4. Comparação entre os resultados de produção dos metamodelos e os resultados do modelo de referência .....	75
4.3.5. Inserção dos fenômenos físicos do método de injeção .....	75
4.3.6. Comparação entre os resultados do metamodelo adotado e o modelo de referência com aplicação dos fenômenos físicos.....	77
5. RESULTADOS E DISCUSSÕES .....	79
5.1. Escolha do modelo de referência (Base) e avaliação da região de interesse.....	79
5.2. Otimização e seleção da estratégia de produção (Estratégia OTM).....	80
5.2.1. Sumário do processo de otimização.....	90
5.3. Geração dos modelos para redução do tempo de simulação (metamodelos) .....	93
5.3.1. Área de drenagem (AD).....	93
5.3.2. Transferência de escala (TE) .....	107
5.4. Comparação entre os resultados de produção dos metamodelos e os resultados do modelo de referência .....	109

5.5.	Inserção dos fenômenos físicos do método de injeção.....	112
5.6.	Comparação entre os resultados do metamodelo adotado e o modelo de referência com aplicação dos fenômenos físicos.....	115
5.7.	Sumário dos resultados obtidos e discussões finais.....	119
6.	CONCLUSÕES.....	123
	REFERÊNCIAS .....	125



## 1. INTRODUÇÃO

O petróleo é uma das fontes energéticas mundiais mais importantes e existe a necessidade de altos investimentos em tecnologia para aumentar a sua produção com a finalidade de atender à demanda global. É neste contexto que a exploração e produção se tornam fundamental para atingir este objetivo, buscando desenvolver economicamente as reservas encontradas, com embasamento técnico sólido, minimizando desprendimento de recursos inerentes ao processo produtivo.

Atualmente, a indústria de petróleo tem vivenciado uma diminuição gradativa das descobertas de novas jazidas nas últimas décadas (ALVARADO; MANRIQUE, 2010; THOMAS, 2001). Além disso, as reservas que vem sendo encontradas ultimamente estão situadas em locais de difícil acesso, como em zonas marinhas, tanto no mundo como no Brasil (CAPELEIRO PINTO et al., 2014). Isto traz diversos desafios para a engenharia de petróleo, principalmente a necessidade de aumentar a eficiência de produção desses óleos em condições de reservatório não usuais.

A engenharia de reservatórios se enquadra nesta conjuntura e tem como principal tarefa buscar a melhor estratégia de produção para maximizar a recuperação de hidrocarbonetos, buscando o maior retorno econômico (NAKAJIMA, 2003). Para atingir este objetivo, os engenheiros, geólogos e geofísicos buscam reunir e utilizar as informações sobre as propriedades e as características das rochas e dos fluidos, de modo a predizer, com confiança, o comportamento da produção do óleo.

No interior dos reservatórios, os fluidos devem conter uma quantidade de energia inicial para que possam vencer as resistências oferecidas pelas tortuosidades e estrangulamentos das rochas e assim, serem produzidos. A forma mais simples de se medir essa energia interna é pela pressão média do reservatório. Caso nenhum estímulo ocorra, seja pela ação de um aquífero ou pela injeção de outros fluidos, rapidamente essa energia interna diminui. Consequentemente, a produção do petróleo se torna economicamente inviável em um curto período de tempo (ROSA, 2006).

A injeção de água já é uma técnica amplamente empregada para manter a pressão de poro no interior das rochas, que não poderia ser obtida pelos mecanismos naturais de produção (MEZZOMO, 2001). Para este método, a recuperação de óleo está diretamente ligada à eficiência dos poços injetores. Estes poços têm seu rendimento dependente às

propriedades dos reservatórios e dependendo das características específicas da rocha ou dos fluidos, a injeção de água pode não ser o método ideal para a melhor recuperação do óleo.

A injeção de polímeros representa um método químico de recuperação avançada de petróleo (EOR – *enhanced oil recovery*) que basicamente consiste na adição de polímeros na água de injeção com a finalidade de viscosificá-la (SORBIE, 1991). Existem diversos relatos dos estudos detalhados e da aplicação da injeção de polímeros desde os anos 1960 e 1970 (GOGARTY, 1967, SMITH, 1970, MAERKER, 1973). Sheng, Leonhardt e Azri (2015) realizaram levantamento de estudos de casos em escala de campo demonstrando o grande sucesso deste método. Delamaide et al. (2013) demonstra em seu estudo de caso um aumento de 10 a 15% no fator de recuperação ao aplicar a injeção de polímeros em um campo de óleo pesado.

O principal intuito da adição de polímeros na água, buscando melhorar a recuperação de petróleo, é a elevação da viscosidade do fluido de injeção. Esse aumento gera uma diminuição na razão de mobilidade entre a água e o óleo, que é fortemente desfavorável quando o petróleo é pesado. Com isso, há uma melhoria na eficiência de varredura (CRAIG, 1971) trazendo diversos benefícios como, por exemplo, a diminuição da fração de água injetada para deslocar uma mesma quantidade de óleo (NEEDHAM; DOE, 1987). Yerramilli, Zitha e Yerramilli (2013) também demonstram impactos significativos da injetividade dos poços com solução polimérica quando comparado com água.

A seleção do polímero deve ser feita de forma criteriosa para que as condições do reservatório não sejam prejudiciais para os mecanismos de recuperação. Podem existir diversos fenômenos ocorrendo no interior dos reservatórios, porém os mais estudados são: retenção no meio poroso, degradação, redução da permeabilidade absoluta, aumento do volume poroso inacessível, efeitos não-Newtonianos e diminuição da saturação de óleo residual (DAWSON; LANTZ, 1972; DUPAS et al., 2013; HUH; POPE, 2008; MAERKER, 1973; SERIGHT; CAMPBELL; MOZLEY, 2009; SORBIE, 1991).

Para uma seleção adequada de estratégias de produção, tanto para injeção de polímeros ou água, a simulação numérica é amplamente utilizada para ajudar na previsão do comportamento do reservatório a ser desenvolvido. Processos de otimização auxiliam na análise criteriosa das variáveis de produção envolvidas na recuperação de óleo, com a finalidade de maximizar uma determinada função objetivo (LAMAS, 2014). As variáveis de produção podem ser separadas em duas categorias: variáveis de projeto e operacionais. As variáveis de projeto são determinadas antes do início da produção de óleo – e.g. número e a localização dos poços. As variáveis operacionais podem ser modificadas depois que a

produção de óleo se inicia, como por exemplo, as vazões de produção e injeção (GASPAR et al., 2014).

Em um típico projeto de desenvolvimento de um campo, normalmente o número de variáveis é elevado, inviabilizando encontrar a melhor solução por otimização de estratégias de produção. Este problema está relacionado ao número elevado de combinações destas variáveis (projeto e operacionais), pelo alto tempo computacional dos modelos de simulação em escala de campo ou até mesmo uma combinação dos dois. Esta dificuldade pode ser agravada quando se leva em consideração as incertezas envolvidas no processo, entre as quais: geológicas, operacionais, econômicas e outras específicas do método de recuperação adotado.

Muitas das incertezas envolvidas no processo de otimização de estratégias de produção para o método de recuperação por injeção de polímeros são semelhantes às aquelas encontradas para injeção de água, pois são relacionadas ao reservatório (geológicas) ou ao mercado (econômicas). Porém as incertezas específicas da injeção de polímeros devem ser tratadas de forma especial, para que se possa retratar com maior confiabilidade a situação real de campo. Os fenômenos físicos podem ser abordados como incertezas devido à falta de informações na literatura e dificuldades de realizar experimentos que descrevam as condições de reservatório.

### **1.1. Motivação Geral**

A participação da produção do óleo pesado tem aumentado mundialmente e o aperfeiçoamento de técnicas para sua recuperação tem sido amplamente debatido (GAO, 2011). Sheng, Leonhardt e Azri (2015) demonstram em seu trabalho a importância da injeção de polímeros no aumento de produção deste tipo de óleo. Os autores também mostram como o detalhamento técnico do método pode trazer grandes avanços para a recuperação, inclusive em campos marinhos.

Na engenharia de petróleo, a simulação numérica de reservatórios é uma ferramenta importante para auxiliar o processo de seleção de estratégias de produção, principalmente em condições não convencionais, como os reservatórios heterogêneos. A otimização de estratégias de produção geralmente demanda a combinação de elevado número de parâmetros operacionais para poder alcançar seu valor ótimo ou próximo do ótimo. Para isso, um alto número de rodadas de simulação é necessário e, dependendo do tempo de simulação do modelo de campo, isto pode se tornar inviável.

Com os avanços tecnológicos dos métodos de perfilagem de poço, a incorporação da sísmica 4D, as melhorias nos testes de produção e tomografias mais claras de testemunhos, a

caracterização de reservatórios se tornou mais detalhada. Isto acarreta na geração de modelos mais complexos e refinados com o intuito de representar com mais fidelidade o reservatório. Se por um lado os modelos são mais precisos e confiáveis, por outro lado o tempo de simulação aumentou consideravelmente com a elevação do número de blocos do modelo.

Adicionalmente, o entendimento crítico dos mecanismos de produção no processo de decisão sobre qual método de recuperação adotar representa especial interesse no desenvolvimento de campos de petróleo. Estes mecanismos de recuperação ocorrem localmente, ou seja, nas regiões de fluxo entre poços produtores e injetores. Desta forma, uma possível alternativa seria delimitar uma região de interesse para realizar o estudo detalhado do método de recuperação, sem a necessidade de simular o modelo inteiro do campo.

Portanto, modelos detalhados para aplicação de um determinado método de recuperação de petróleo são muito importantes para o sucesso de qualquer projeto. Porém a agilidade deste processo também é fundamental. A geração de ferramentas que auxiliam a tomada de decisão de forma rápida e confiável tem se tornado mais comum em todos os setores produtivos. O dinamismo das mudanças dos mercados e das tecnologias mundiais traz a necessidade de adaptação cada vez mais veloz das indústrias, de forma robusta e minimizando os riscos.

## **1.2. Motivação Específica**

O desenvolvimento de modelos rápidos de simulação para representar uma região ou poços de interesse do reservatório é prática comum na indústria do petróleo. Diversos metamodelos são empregados com o intuito de reduzir o tempo de simulação, como por exemplo, a criação de modelos com esquema *five-spot* (para poços verticais) ou par produtor-injetor (para poços horizontais) para estudar efeitos regionais.

A motivação deste trabalho se deu pela necessidade de comparar a viabilidade da injeção de polímeros e água para um caso com três poços perfurados em uma determinada região interesse. Devido ao elevado tempo de simulação do modelo base, surgiu à necessidade de gerar modelos rápidos de simulação para agilizar a tomada de decisão sobre qual método de recuperação adotar.

Uma ideia inicial para o estudo foi a simulação do campo todo com apenas estes três poços perfurados para posteriormente avaliar o método de injeção. No entanto este procedimento resultaria em grandes volumes de óleo, não condizente com o esperado em uma situação real de campo e prejudicando a comparação. Esta alternativa foi testada neste trabalho para efeitos comparativos.

Outra alternativa seria realizar o corte de uma pequena região em volta dos poços de interesse para diminuir o tempo de simulação e restringir a produção de óleo. Entretanto, essa ideia foi rejeitada, por considerar condições de contorno para os poços de interesse muito diferentes das encontradas em uma situação real de produção. Considerou-se uma alternativa melhor, levar em conta as interferências dos poços vizinhos em uma estratégia de produção.

Trabalhos recentes mostraram que o número e o espaçamento ótimo entre os poços, resultantes do processo de otimização, são diferentes para as estratégias de injeção de água e de polímeros (BOTECHIA; CORREIA; SCHIOZER, 2016; LAMAS, 2014). Os modelos rápidos de simulação devem levar em consideração as diferentes disposições de poços para cada método de recuperação para que os resultados de produção não sejam muito discrepantes daqueles encontrados em uma situação real de campo.

Schiozer, Santos e Drumond (2015) propõem em seu trabalho uma metodologia para seleção de estratégias de produção. Dado que este procedimento demanda uma grande quantidade de simulações, a montagem e a calibração do modelo base (Passo 2 da metodologia proposta), utilizando os modelos rápidos de simulação, é uma alternativa interessante, com o intuito de tomar a decisão de qual estratégia adotar, de forma rápida e confiável.

A definição de um procedimento sistemático para estabelecer e comparar quais modelos rápidos de simulação representa uma região de interesse se torna necessária. Contudo, esse processo precisa ser realizado com cautela, respeitando-se as condições de contorno para que os resultados de produção não sejam muito discrepantes daqueles encontrados em uma situação real produtiva do campo e, conseqüentemente, gerar possíveis análises e conclusões errôneas.

### **1.3. Objetivos**

O objetivo principal deste trabalho é propor uma metodologia para seleção e comparação de modelos rápidos de simulação de reservatórios e avaliar a precisão dos resultados de produção baseado em poços de referência localizados em uma região de interesse.

O escopo do trabalho também consiste em verificar a aplicabilidade da metodologia proposta em um campo heterogêneo e de óleo pesado para comparar estratégias de produção por injeção de água e de polímeros. São aplicados os principais fenômenos físicos da injeção de polímero (efeitos viscoelásticos, retenção no meio poroso e degradação) com a finalidade

de avaliar se o metamodelo criado é capaz de representar de forma fidedigna situações reais encontradas no reservatório.

#### **1.4. Premissas**

As principais premissas consideradas para a execução deste trabalho são:

1. O modelo de simulação original (Base) é considerado com grau de precisão adequado para análise do problema, representando com alta fidelidade o reservatório de estudo.
2. Os três poços de referência para a aplicação do estudo estão na mesma localização para todos os modelos apesar de haver pequenas variações devido às diferentes dimensões dos blocos. Desta forma, eles não são removidos das estratégias em nenhum momento, já que foi assumido que os mesmos já estão perfurados.
3. Os modelos foram considerados isotérmicos e, portanto, todos os efeitos de variação de temperatura foram negligenciados.
4. Embora existam diversas incertezas geológicas, econômicas, operacionais e referentes à magnitude dos fenômenos físicos, o foco deste trabalho não é realizar um estudo destas incertezas. Portanto, os modelos estudados são determinísticos.
5. A utilização de dois ou mais processadores para a paralelização da simulação foi considerada como não impactante nos resultados.

#### **1.5. Organização da Dissertação**

O presente trabalho está organizado em seis capítulos. O primeiro capítulo apresenta uma breve introdução, a motivação do trabalho e os objetivos buscados.

O segundo capítulo apresenta a fundamentação teórica em conjunto com uma revisão bibliográfica dos principais temas abordados nesta dissertação. São revistos alguns conceitos básicos como a eficiência de varrido, a razão de mobilidade entre fluídos, breve descrição sobre a simulação numérica de reservatórios, otimização de estratégias de produção, conceitos econômicos e propriedades.

O terceiro capítulo consiste na revisão bibliográfica tratando do histórico da injeção de polímeros no Brasil e no mundo, tipos de polímeros utilizados, mecanismos de produção por injeção de água e polímeros e os fenômenos físicos envolvidos na injeção de polímeros.

O quarto capítulo consiste na apresentação das metodologias, aplicação e procedimentos adotados. São demonstrados os passos para atingir os objetivos, características específicas do procedimento, os modelos de simulação, características do polímero utilizado e outras informações relevantes para a metodologia proposta.

No quinto capítulo são abordados os resultados obtidos através da aplicação dos passos da metodologia. São analisados e discutidos, os principais resultados sobre as diferenças dos modelos rápidos de simulação, como os fenômenos físicos impactaram nos resultados de produção e como o processo de otimização auxiliou na adequação das variáveis operacionais.

No último capítulo são apresentadas as conclusões deste trabalho e também sugestões para trabalhos futuros.





## **2. FUNDAMENTAÇÃO TEÓRICA**

### **2.1. Simulação numérica de reservatórios**

A simulação numérica de reservatórios tem como objetivo principal prever o comportamento de reservatórios para prover decisões mais confiáveis sobre o processo de exploração de petróleo. Apesar de ser uma ferramenta para cálculos automáticos do comportamento do fluxo de fluidos em meios porosos, o julgamento do usuário é essencial para uma análise robusta do desempenho do reservatório (AZIZ; SETTARI, 1979).

O estudo dos fenômenos de transporte que regem o escoamento no interior dos reservatórios pode ser tratado como impraticável quando se busca a abordagem por modelos analíticos para modelos de simulação em grande escala. Para se diminuir a complexidade do problema, realiza-se a discretização do meio poroso em blocos unitários, com as propriedades geológicas e dos fluidos bem definidos, respeitando as condições de contorno adequadas para o caso abordado. Desta forma, a solução de equações não-lineares de balanço de momento, energia e massa, que governa o fluxo pode ser aproximada por métodos numéricos (e.g. diferenças finitas).

Schiozer, Santos e Drumond (2015) sistematizam as etapas envolvidas pela simulação numérica e gerenciamento de reservatórios em: caracterização do reservatório, construção do modelo de simulação, ajuste de histórico de produção (caso necessário) e previsão do comportamento da produção. Mezzomo (2001) avalia que os resultados das simulações de reservatórios são dependentes das características geológicas, das propriedades dos fluidos envolvidos, do processo de recuperação do óleo adotado, do recurso financeiro e da capacidade computacional disponível.

A definição do modelo de simulação é onde se determina a quantidade e as dimensões de bloco, a geometria da malha, o tipo de simulador, o número de camadas, entre outras características importantes. Porém, para se determinar estes parâmetros, é necessário estabelecer os objetivos do estudo. Por exemplo, para reservatórios homogêneos, não muito extensos e com poucos eventos geológicos (barreiras e falhas), é possível realizar a simulação de todo o modelo com confiabilidade (RISSO, 2002).

Porém para reservatórios mais complexos, onde é necessária a maior discretização do modelo para descrevê-lo, o tempo de simulação pode ser bastante elevado. Dependendo do objetivo do estudo, a simulação de todo o campo não se torna necessária, como é o caso de certas regiões de campos maduros ou para o entendimento do impacto de fenômenos que

ocorrem localmente no reservatório para poços específicos (REGO et al., 2016). Desta forma, é possível manter a confiabilidade dos resultados para uma determinada região de forma ágil, diminuindo o tempo de cada simulação a ser realizada pelo estudo.

## 2.2. Conceitos básicos da injeção polimérica

O principal objetivo da adição de polímeros na água é aumentar a viscosidade do fluido injetado, melhorando a recuperação de óleo quando a injeção de água se mostra ineficiente em alguns casos específicos. Os principais benefícios relacionados aos mecanismos de recuperação são: diminuição da razão de mobilidade entre a água e o óleo, aumento do fluxo fracionário de óleo, melhoria da eficiência de varrido entre outros.

A razão de mobilidade é definida pela Equação 2.1:

$$M = \frac{\lambda_w}{\lambda_o} = \frac{k_w \mu_o}{k_o \mu_w} \quad \text{Equação 2.1}$$

onde:

$\lambda_w$  = mobilidade da água;

$\lambda_o$  = mobilidade do óleo;

$k_{w,o}$  = permeabilidade efetiva da água ou do óleo;

$\mu_{w,o}$  = viscosidade da água ou do óleo.

Uma razão de mobilidade maior que um significa que o fluido de injeção flui com maior facilidade do que o do reservatório sendo uma situação desfavorável para recuperação de óleo. Com a aproximação do valor de  $M$  for para o valor unitário, melhor será o deslocamento do óleo pelo fluido deslocante. Caso  $M$  seja o valor unitário, ambos os fluidos se movem com a mesma facilidade pelo reservatório (GREEN; WILLHITE, 1998).

Com o aumento da viscosidade da água devido à adição de polímeros, a razão de mobilidade tende ao valor unitário e mais favorável para recuperação de óleos pesados. A diminuição da permeabilidade efetiva da água é um fenômeno físico que também contribui para a melhoria da razão de mobilidade entre a água e óleo. Maiores detalhes sobre este fenômeno da redução desproporcional da permeabilidade serão abordados no [Item 3.3](#).

A alteração da razão de mobilidade entre a água e o óleo também acarreta em uma melhoria do fluxo fracionário do óleo ( $f_o$ ), representado na Equação 2.2.

$$f_o = \frac{1}{1 + \frac{\mu_o}{k_o} \frac{k_w}{\mu_w}}$$

**Equação 2.2**

Com a diminuição da razão de mobilidade (óleos pesados), o fluxo fracionário do óleo tende a valores maiores, aumentando a saturação da água na zona inundada. Consequentemente, isto eleva a quantidade de óleo deslocada para o poço produtor (NEEDHAM; DOE, 1987). O efeito do fluxo fracionário pode ser considerado mais evidente quando a saturação inicial de óleo é alta (nos anos iniciais da injeção) ou então devido a altas viscosidades do óleo a ser deslocado, devido a razões de mobilidade altamente desfavoráveis com injeção de água.

A eficiência de varrido global (E) pode ser descrita como a multiplicação da eficiência de varrido macroscópica ( $E_v$ ) e microscópica ( $E_D$ ), que basicamente consiste na razão do volume de óleo deslocado ( $N_p$ ) dividido pelo volume de óleo móvel em contato com o agente deslocante ( $N_i$ ), de acordo com a Equação 2.3 (LAKE, 1989).

$$E = E_v E_D = N_p / N_i$$

**Equação 2.3**

A eficiência de varrido macroscópica pode ser definida como o produto entre a eficiência de varrido areal ( $E_A$ ) e vertical ( $E_I$ ) e são influenciadas pela razão de mobilidade. Além disso, a eficiência de varrido areal é dependente do padrão de alocação dos poços produtores e injetores, da heterogeneidade da permeabilidade do reservatório e da razão entre as forças viscosas e gravitacionais. Com relação à eficiência de varrido vertical, os parâmetros que mais influenciam são a segregação gravitacional por diferenças de densidade dos fluidos, a variação vertical da permeabilidade e as forças capilares. Mais detalhes da obtenção destes parâmetros podem ser encontrados em Green e Willhite (1998).

Diversos autores definem o polímero como um controlador da mobilidade, alterando as propriedades dos fluidos injetados, sendo esta sua principal ação (GOGARTY, 1967; SHIRIF, 2000). Sorbie (1991) complementa que o polímero pode atuar na diminuição das digitações viscosas ocasionadas pela razão de mobilidade muito desfavorável para óleos pesados e altas heterogeneidades da permeabilidade (areal e estratigráficas). Este efeito é ilustrado na Figura 2.1 e pode ser tratado como a melhora da eficiência de varrido areal e na Figura 2.2 na melhora da eficiência de varrido vertical.

De acordo com Wu, Demin e Haifeng (2007), efeitos elásticos provenientes das soluções poliméricas podem reduzir a saturação de óleo residual, desprendendo pequenas

frações de óleo nos poros da formação, aumentando assim o óleo produzido. Outras propriedades que afetam os mecanismos de recuperação por injeção de polímeros serão abordadas no [Item 3.3](#), que trata dos fenômenos físicos específicos para este método de recuperação avançado.

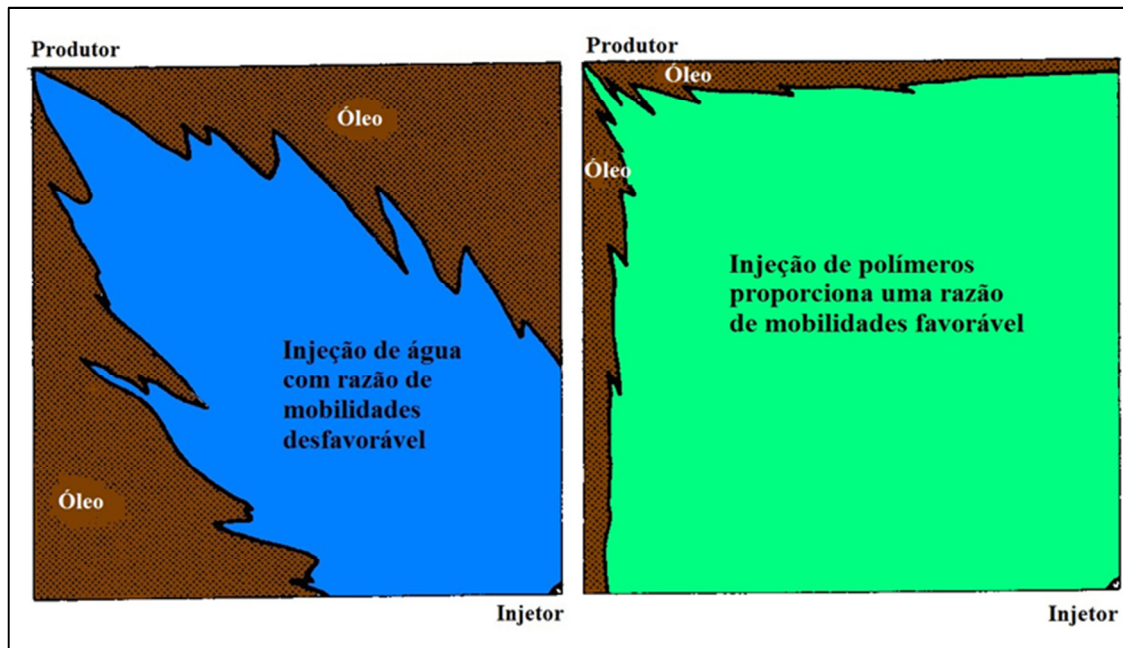


Figura 2.1. Efeito da eficiência de varrido areal ocasionado pela injeção de água, na esquerda, e polímeros, na direita (Adaptado de SORBIE, 1991).

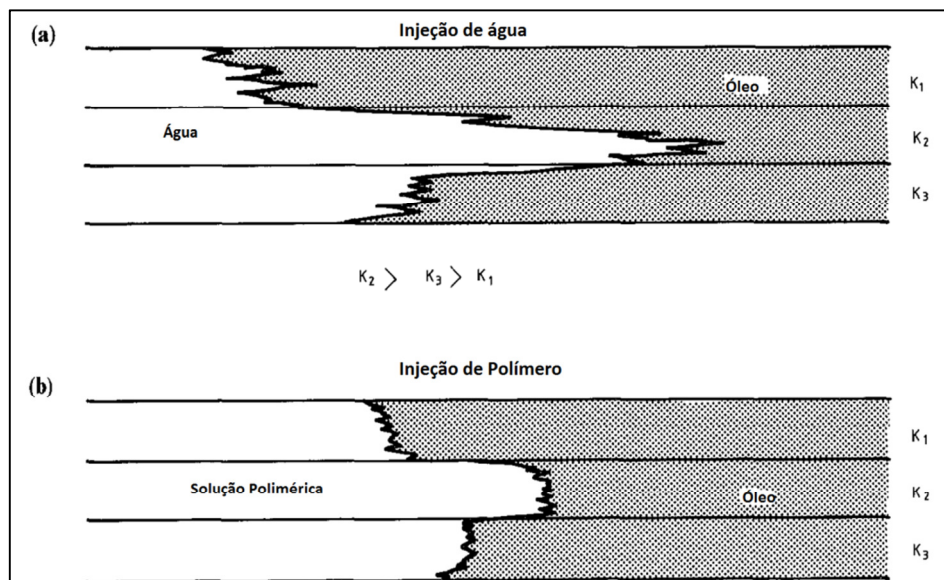


Figura 2.2. Esquema da melhoria da eficiência de varrido vertical para a injeção de água (a) e injeção de polímero (b) (Adaptado de SORBIE, 1991).

### 2.3. Conceitos básicos sobre reologia de fluidos

A reologia estuda a deformação dos materiais e o escoamento dos fluidos (em tubos ou meio poroso), quando submetidos a esforços provenientes de forças externas (MACHADO, 2002). Quando a relação entre tensão de cisalhamento e a taxa de cisalhamento é constante, o fluido é denominado Newtoniano (e.g. água e óleo). Caso contrário, o fluido é nomeado não-Newtoniano, no qual a viscosidade aparente é dependente da taxa de cisalhamento. A Equação 2.4 representa, de forma generalizada, esta relação.

$$\tau_{yx} = \eta \frac{du}{dy} \quad \text{Equação 2.4}$$

onde:

$\tau_{yx}$  = tensão de cisalhamento;

$\eta$  = viscosidade aparente;

$du/dy$  = taxa de cisalhamento.

Os fluidos não-Newtonianos podem ter três classificações: *pseudoplásticos*, ou seja, a viscosidade aparente diminui conforme a taxa de deformação aumenta (sem considerar variações de temperatura); *dilatante* que é quando o oposto ocorre, isto é, a viscosidade aparente aumenta com taxa de cisalhamento; ou então como *plástico de Bingham* no qual o fluido se comporta como um sólido até uma tensão cisalhante limite onde este começa a fluir. A representação do comportamento destes fluidos em termos da tensão cisalhante versus taxa de deformação esta representada pela Figura 2.3.

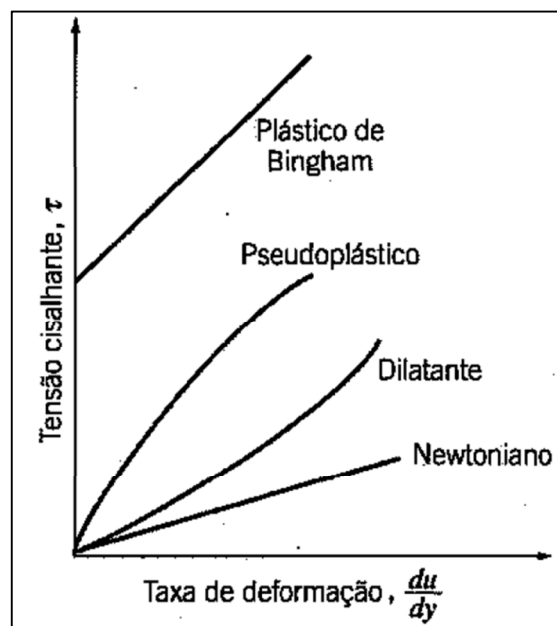


Figura 2.3. Gráfico da viscosidade aparente pela taxa de deformação para os fluidos não-Newtonianos e Newtonianos (FOX, MCDONALD e PRITCHARD, 2006).

## 2.4. Conceitos econômicos

Normalmente os projetos na indústria de petróleo envolvem outros aspectos além dos técnicos como, por exemplo, o da viabilidade econômica. Custos e investimentos devem ser avaliados ao longo do tempo, das quais: receitas da produção de óleo, investimentos de perfuração e inserção de uma plataforma, custos de operação e produção, tributos e depreciação (RAVAGNANI, 2008). Para uma boa análise em longo prazo, alguns indicadores econômicos podem ser utilizados para auxiliar a comparação e a tomada de decisão sobre qual projeto deve ser executado diminuindo-se os riscos associados.

Um dos indicadores mais utilizados na engenharia é o Valor Presente Líquido (VPL) por representar com facilidade todas as receitas e custos associados a um projeto em um único parâmetro (BOLOVENTA, 2010). Todas essas receitas e custos são trazidos para uma data em comum levando-se em consideração uma taxa de atratividade ao longo de cada tempo determinado, como indicado na Equação 2.5.

$$VPL = \sum_{i=0}^n \frac{FC_i}{(1+r)^{t_i}} \quad \text{Equação 2.5}$$

onde:

$VPL$  = Valor Presente Líquido;

$r$  = taxa de desconto ou taxa de atratividade;

$FC_i$  = fluxo de entradas e saídas de caixa ao longo do tempo;

$t$  = período considerado.

O Valor Presente Líquido é amplamente utilizado como função-objetivo na indústria do petróleo, como alternativa ao fator de recuperação para comparação de diversos projetos de recuperação de óleo de forma a levar em consideração todos os investimentos feitos no campo (XAVIER, 2004).

Para se realizar uma análise econômica entre poços produtores e injetores, podem ser utilizados outros dois parâmetros: Indicador Econômico de Poços Produtores (IEPP) e Indicador Econômico de Poços Injetores (IEPI) (BOTECHIA; GASPAR; SCHIOZER, 2013). Como pode ser observado nas Equações 2.6 e 2.7, estes indicadores somente levam em consideração custos e receitas relacionadas ao poço em questão. Apensar do IEPI não avaliar nenhuma receita, ele auxilia na avaliação da injetividade, fator fundamental para estimar o rendimento do poço injetor ao longo de sua vida.

$$IEPP = \sum_{i=0}^n \frac{R_{O_i} + R_{G_i} - C_{O_i} - C_{G_i} - C_{W_i} - Inv_{well}}{(1+r)^{t_i}}$$

**Equação 2.6**

$$IEPI = \sum_{i=0}^n \frac{C_{inj_i} + C_{Ginj_i} + Inv_{well}}{(1+r)^{t_i}}$$

**Equação 2.7**

onde:

$C_{G_i}$  = custo associado a produção de gás no período 'i';

$C_{Ginj_i}$  = custo associado a injeção de gás no período 'i';

$C_{inj_i}$  = custo associado a injeção de água no período 'i';

$C_{O_i}$  = custo associado a produção de óleo no período 'i';

$C_{W_i}$  = custo associado a produção de água no período 'i';

i = indicador que varia de 0 a 'n';

$Inv_{well}$  = investimento no poço;

n = número máximo de períodos;

r = taxa de desconto;

$R_{O_i}$  = receita de vendas de óleo no período 'i';

$R_{G_i}$  = receita de vendas de gás no período 'i';

t = período de tempo.





### 3. REVISÃO BIBLIOGRÁFICA

#### 3.1. Métodos para a diminuição do tempo de simulação

Existem diversas abordagens para a diminuição do tempo de modelos numéricos de simulação. Risso (2002) lista os principais métodos adotados na engenharia de petróleo:

- Computação paralela
- Decomposição de domínios
- Refinamento local
- Linhas de fluxo
- Transferência de escala
- Fronteiras abertas

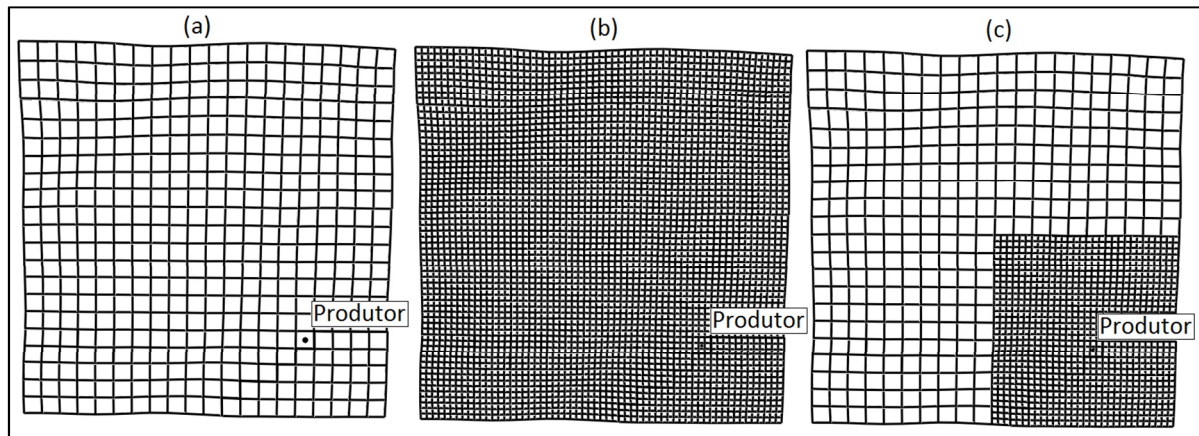
A paralelização na simulação numérica de reservatório consiste basicamente em modificar a forma que o simulador realiza os cálculos das equações, tarefa que mais consome tempo no processo. Segundo Leitão (1997), “paralelização significa a execução simultânea de tarefas independentes em processadores diferentes com o objetivo de reduzir o tempo total de execução de um processo”. Desta forma, quando existe a disponibilidade de sistemas com diversos processadores (*clusters*), esta técnica se torna bastante atrativa.

A decomposição de domínios pode ser definida como a divisão de grandes problemas em diferentes subdomínios para que possa ser resolvida separadamente por um ou mais processadores (SCHIOZER, 1994). Os diferentes domínios criados podem ser: a divisão das matrizes jacobianas para resolução de cálculos com mais agilidade ou a decomposição física do reservatório em partes menores, buscando a convergência da solução e respeitando as condições de contorno adequadas.

A combinação da computação paralela com a decomposição de domínio é uma técnica adotada há muitos anos pela engenharia de petróleo na simulação numérica de reservatórios. Schiozer e Aziz (1994) apresentam um decréscimo considerável no tempo de simulação utilizando a decomposição de domínios combinada com a paralelização da simulação na integração do poço e reservatório. A economia de tempo pode chegar até 85% quando se compara com a simulação sem a utilização da computação paralela (PEDROSO, 1999). Estudos mais detalhados sobre a combinação destas técnicas podem ser vistos nos trabalhos de Killough e Wheeler (1987), Killough e Bhogeswara (1991), Zhang et al. (2001); Tarman et al. (2011) e Beckner et al., (2015).

A técnica de malhas híbridas consiste na mudança da malha de simulação em regiões específicas do campo, sem a necessidade de refinar todo o modelo. Existem dois objetivos distintos para o uso desta técnica e dependem do objetivo do estudo a ser elaborado: (a) diminuir o tempo de simulação pelo “engrossamento” da malha em zonas onde não há necessidade do detalhamento, como áreas mais distantes dos poços, onde as variações das saturações e das pressões são menos relevantes; (b) obter resultados mais precisos pelo “refinamento” de regiões mais críticas, como áreas no entorno de poços, onde os gradientes de pressão são mais expressivos que no restante do reservatório (NACUL et al., 1990; RISSO, 2002).

O exemplo da Figura 3.1 ilustra três tipos de malha possíveis para o método: modelo grosseiro, modelo fino de referência e modelo de malhas híbridas.

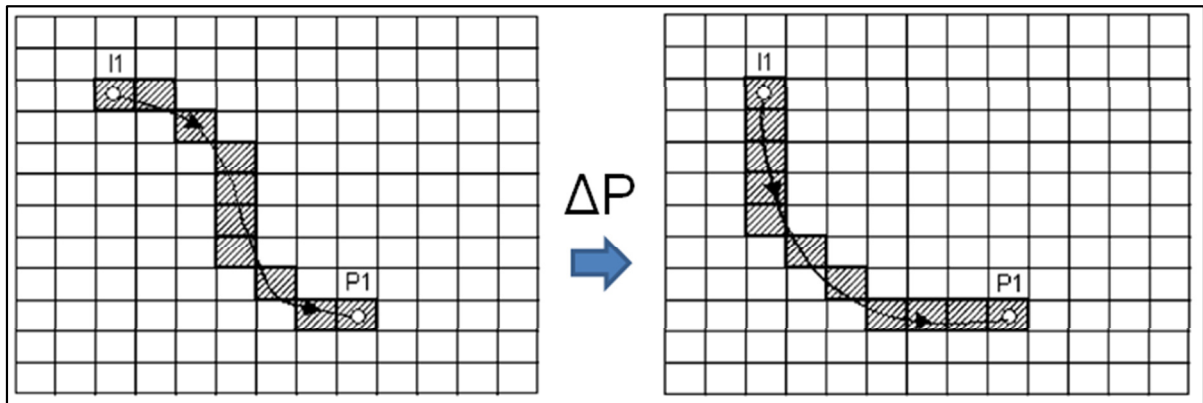


**Figura 3.1. Malhas (a) grosseira, (b) fina e (c) malhas híbridas.**

Com o objetivo de diminuir o tempo de simulação, Wasserman (1987) demonstra em seu trabalho que as malhas híbridas não impactaram em perda para a precisão dos resultados com relação a uma referência, porém também não obteve muitos ganhos em tempos de simulação. Heinemann, Gerken e Hantelmann (1983) demonstram uma diminuição aproximada de 30% do tempo de simulação, porém a aplicação foi limitada a um modelo homogêneo.

A simulação por linhas de fluxo (*streamlines* em inglês) é definida basicamente pelo princípio da decomposição da resolução das equações de três dimensões para uma série de problemas simplificados de uma dimensão (JIMENEZ et al., 2005; MASCHIO; SCHIOZER, 2005). Desta forma, os componentes são transportados por linhas de corrente e não de bloco a bloco, como é realizado pelo método por diferenças finitas. Diversos processos de recuperação já podem ser descritos recentemente por simulação por linhas de fluxo, inclusive a injeção de polímeros (ALSOFI; BLUNT, 2010; CLEMENS et al., 2010)

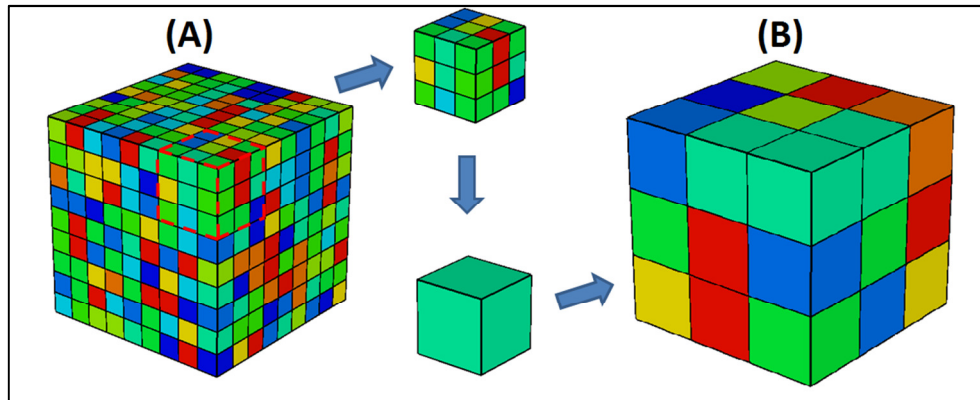
Thiele et al. (2010) realizaram levantamento recente das simulações por linhas de fluxo e seus benefícios na redução da necessidade dos recursos computacionais. A grande dificuldade do método consiste na necessidade de softwares específicos para a simulação e baixas variações do gradiente de pressão. A Figura 3.2 mostra um exemplo esquemático da mudança de uma linha de fluxo entre um poço injetor (I1) e produtor (P1) devido a uma variação de pressão.



**Figura 3.2. Exemplo esquemático da variação de uma linha de fluxo (Adaptado de MASCHIO; SCHIOZER, 2005).**

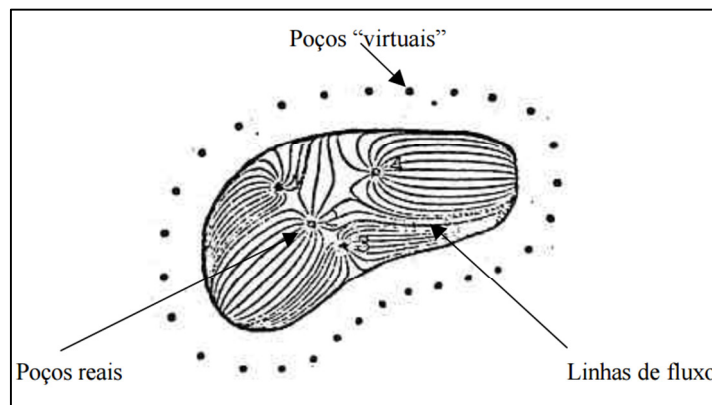
Uma técnica comumente utilizada para diminuir o tempo de simulação é a utilização da transferência de escala. Este método consiste basicamente em diminuir o número de células do modelo de simulação pela homogeneização das propriedades de blocos adjacentes heterogêneos em um bloco com volume e características equivalentes (BORDEAUX-REGO et al., 2016). A Figura 3.3 ilustra, de forma bastante simplificada, o procedimento de transferência de escala de um modelo fino de 9x9x9 blocos para um modelo grosseiro de 3x3x3 blocos.

O método para realizar a transferência de escala de propriedades espaciais dos reservatórios pode se tornar um trabalho bastante difícil principalmente para reservatórios heterogêneos ou naturalmente fraturados. Diversos autores desenvolveram técnicas de transferência de escala, porém muitas vezes o sucesso é obtido para casos homogêneos (GORELL; BASSETT, 2001; LIGERO; MASCHIO; SCHIOZER, 2003) ou então são formulações mais complexas que exigem elevado tempo para sua implementação (CORREIA et al., 2014; GARMEH; JOHNS, 2013; NARAYANAN et al., 1999).



**Figura 3.3. Transferência de escala de um modelo fino (a) para um modelo grosseiro (b).**

A utilização de fronteiras abertas é uma técnica de simulação utilizada para se determinar uma região em volta de poços de interesse sem a necessidade de simular todo o reservatório. As condições de contorno que delimitam as fronteiras abertas têm que ser conhecidas com detalhes para que as respostas sejam razoavelmente confiáveis (AZIZ; SETTARI, 1979). As dificuldades para a aplicação do método estão relacionadas às complexidades do reservatório como altas heterogeneidades, grande número de falhas e elevado número de poços (RISSO, 2002). A Figura 3.4 demonstra um exemplo onde alguns poços “virtuais” são inseridos com o intuito de manter as linhas de fluxo adequadas para as condições de contorno dos poços de interesse (reais).



**Figura 3.4. Exemplo esquemático do método de fronteiras abertas (Adaptado de RISSO, 2002).**

### **3.2. Afastamento Quadrático Normalizado com Sinal – AQNS**

Para auxiliar na definição sobre quais indicadores de produção (e.g. vazão acumulada de óleo e pressão de fundo de poço) de diversos metamodelos estão mais adequados para representar um caso de referência, Avansi (2014) define o Afastamento Quadrático Normalizado com Sinal (AQNS) como sendo uma ferramenta que quantifica e diagnostica o desajuste dos metamodelos a serem comparados. O AQNS consiste na avaliação ponto a

ponto de uma série de dados temporais e a quantificação da sua contribuição através do somatório de todos os pontos das curvas temporais de acordo com as Equações 3.1 a 3.4.

$$AS = \sum_{i=1}^n (ref_i - sim_i) \quad \text{Equação 3.1}$$

$$AQS = \frac{AS}{|AS|} \sum_{i=1}^n (ref_i - sim_i)^2 \quad \text{Equação 3.2}$$

$$AQA = \sum_{i=1}^n (ref_i \times \gamma + \delta)^2 \quad \text{Equação 3.3}$$

$$AQNS = \frac{AQS}{AQA} \quad \text{Equação 3.4}$$

onde

$AS$  = afastamento simples;

$ref_i$  = valor de referência no tempo 'i';

$sim_i$  = valor simulado no tempo 'i';

$AQS$  = afastamento quadrático com sinal;

$AQA$  = afastamento quadrático aceitável;

$\gamma$  = nível de aceitação definido pelo usuário para cada série de dados (%);

$\delta$  = constante adimensional para evitar erros provenientes de valores nulos;

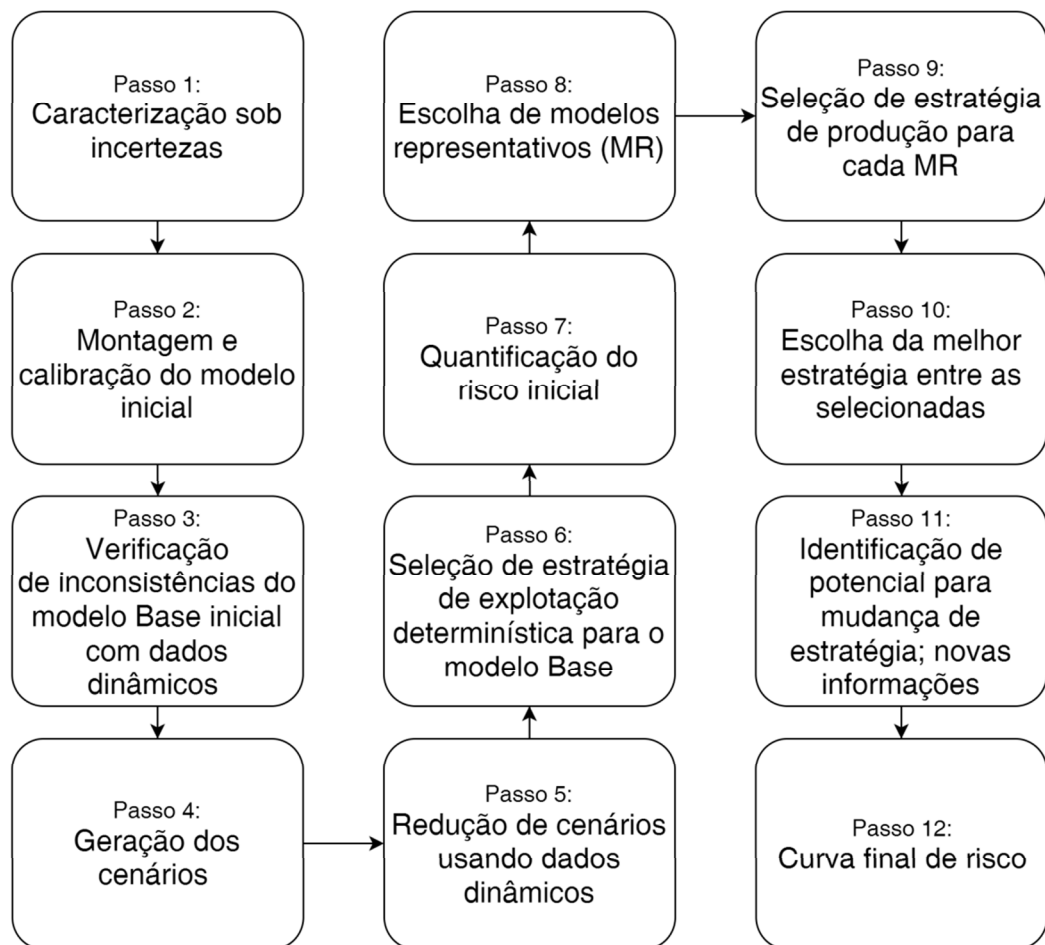
$AQNS$  = afastamento quadrático normalizado com sinal.

### 3.3. Otimização e seleção de estratégias de produção

Diversas variáveis devem ser levadas em consideração para se definir uma estratégia de produção adequada para a recuperação de óleo, das quais, podemos considerar fatores políticos, operacionais, tecnológicos e econômicos (MEZZOMO, 2001). Elevados investimentos envolvidos na fase de exploração e produção em conjunto com as incertezas envolvidas, principalmente em relação a reservatórios de águas profundas, tornam o processo de seleção de estratégias de produção ainda mais complexo.

Schiozer, Santos e Drumond (2015) expõem em seu trabalho uma metodologia robusta dividida em 12 passos para auxiliar os profissionais da indústria do petróleo a tomar a decisão sobre qual estratégia a ser adotada, diminuindo os riscos associados (Figura 3.5). O procedimento proposto pelos autores auxilia no processo de desenvolvimento e

gerenciamento de campos desde a caracterização do reservatório até a análise de risco passando por diversas otimizações de estratégias para cada modelo representativo.



**Figura 3.5. Metodologia baseado em doze passos para análise de decisão da seleção de estratégias de produção (Adaptado de SCHIOZER, SANTOS e DRUMOND, 2015).**

A otimização das estratégias consiste em variar parâmetros de produção, buscando uma solução ótima para maximizar uma determinada função-objetivo. Podem ser considerados como funções-objetivo, por exemplo, o VPL ou o fator de recuperação.

Dos parâmetros utilizados para o processo de otimização, podemos dividi-los em dois grupos (GASPAR et al., 2014):

- Variáveis de projeto
  - Número dos poços produtores e injetores;
  - Localização dos poços produtores e injetores;
  - Capacidade do sistema de produção.
- Variáveis operacionais
  - Cronograma de abertura dos poços;
  - Cronograma de fechamento dos poços;

- Vazão de produção e injeção dos poços

Adicionalmente a estas variáveis, os métodos de recuperação avançados têm seus parâmetros específicos a serem otimizados para garantir melhores resultados. De acordo com Botechia, Correia e Schiozer (2016) e Lamas (2014), para a injeção de polímeros, o tamanho do banco e a concentração de injeção de polímeros devem ser levados em consideração para o processo de otimização de estratégias.

Segundo Rego et al. (2016), alguns dos desafios típicos para a seleção de estratégias de produção relacionados à simulação numérica de reservatórios são:

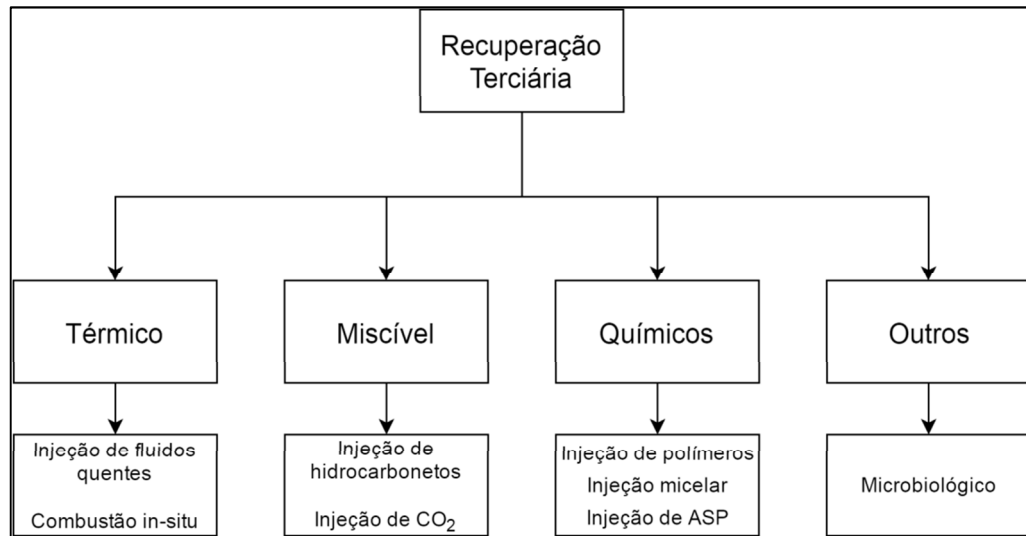
- Elevado número de parâmetros operacionais necessita de um grande número de simulações para poder cobrir todas as possibilidades de estratégia de produção;
- A caracterização de reservatórios tem se tornado cada vez mais detalhada devido a melhorias de técnicas geoestatísticas. Isto leva à criação de modelos de simulação mais complexos e refinados e consequentemente maiores tempos de simulação.
- Quando aplicados métodos de recuperação avançados (e.g. injeção alternada de água e gás, injeção de vapor e injeção de polímeros), um maior número de simulações é necessário para se compreender melhor os mecanismos de recuperação para o reservatório em questão.

### 3.4. Injeção de Polímeros

Um dos métodos químicos da recuperação avançada de óleo (*Enhanced Oil Recovery – EOR* em inglês) é a injeção de polímeros (ROSA, 2006). A Figura 3.6 mostra esquematicamente como estão divididos os outros métodos de recuperação de óleo terciária (térmica, miscível e outros). Diversos autores complementam que os métodos EOR não necessitam necessariamente que exista uma recuperação secundária aplicada anteriormente à técnica avançada, apesar de este ser o caso mais comum em aplicações em campos reais (LAKE, 1989; SHENG, 2013; SHIRIF, 2000).

A injeção de polímeros basicamente consiste na adição de polímeros à água antes de sua injeção no reservatório, buscando aumentar a viscosidade da solução devido ao seu alto peso molecular (SORBIE, 1991). Registros da aplicação desta técnica datam desde os anos 60 e 70, onde os estudos buscavam caracterizar a solução polimérica e entender os princípios básicos dos mecanismos de recuperação (GOGARTY, 1967; MAERKER, 1973; SCHURZ, 1972; SMITH, 1970). Diversos autores demonstram a evolução da injeção de polímeros, realizando pesquisas mais detalhadas e diversas publicações importantes entre os anos de 1980 e 2010

(LAKE, 1989; NEEDHAM; DOE, 1987; SORBIE, 1991; TAKAQI; POPE; SEPEHRNOORI, 1992).



**Figura 3.6. Métodos (caixas superiores) e exemplos (caixas inferiores) para recuperação terciária de óleo (EOR).**

Atualmente, a injeção de polímeros é uma das técnicas mais aplicadas no mundo, representando aproximadamente 8% da recuperação de óleo entre todos os métodos de EOR (AL ADASANI; BAI, 2011). Publicações recentes exemplificam a injeção de polímeros como sendo aplicada em diversos reservatórios pelo mundo e citam os principais desafios técnicos encontrados para a elaboração de um projeto de sucesso (GAO, 2011; SHENG; LEONHARDT; AZRI, 2015). No Brasil, os campos terrestres de Carmópolis/SE, Buracica/BA e Canto do Amaro/RN foram casos de sucesso para a aplicação desta técnica com resultados positivos com relação ao aumento da recuperação de óleo (DE MELO et al., 2005; MELO; LUCAS, 2008). Nicodemos, Araujo e Rocha (2013) já preveem a injeção de polímeros no campo de Papa Terra/RJ no projeto de desenvolvimento do campo marítimo.

### **3.4.1. Critérios de seleção de reservatórios para injeção de polímeros**

Para a implementação de um projeto de sucesso com qualquer tipo de método avançado de recuperação de óleo, determinados critérios devem ser estabelecidos para determinar se o reservatório é um bom candidato para aplicação da técnica em questão (GREEN; WILLHITE, 1998; LAKE, 1989; SORBIE, 1991). Critérios de seleção podem ser entendidos como regras para a seleção de reservatórios no qual seria recomendada a aplicação de um determinado método de EOR. Estas regras podem ser estabelecidas a partir de medidas de laboratório, resultados da simulação numérica e dados de produção de poços pilotos, que fornecem



parâmetros limites para a tomada de decisão se o reservatório é candidato à aplicação de uma determinada técnica de recuperação avançada de petróleo (AL-BAHAR et al., 2004).

Com relação à injeção de polímeros, podemos considerar critérios específicos como as propriedades dos fluídos e das formações rochosas e também a presença ou não de aquíferos e capas de gás (LITTMANN, 1988). Estes critérios devem ser constantemente atualizados, pois a tecnologia muda ao longo do tempo, gerando técnicas mais sofisticadas e expandindo a abrangência da aplicação.

Sheng, Leonhardt e Azri (2015) relatam que as propriedades da formação rochosa tem importância crítica na seleção de reservatórios candidatos para injeção de polímeros. Os autores indicam que a permeabilidade da formação não deve ser muito baixa para garantir que o polímero escoe pelo meio poroso, pois sua molécula é muito maior do que a da água e pode ficar retida nas gargantas dos poros. Segundo os autores, a porosidade não deve ser um critério de seleção já que este parâmetro está intrinsicamente relacionado com a permeabilidade.

Adicionalmente, a água de formação não deve conter altos teores de cátions divalentes e a temperatura do reservatório deve ser de baixa a moderada. Quando estes dois fatores se encontram em valores elevados, há uma promoção drástica da degradação do polímero (MORADI-ARAGHI; DOE, 1987). De Melo et al. (2005) indicam que formações de arenitos são mais comumente utilizadas, pois a composição química das rochas carbonáticas ( $\text{Ca}^{2+}$ ) tem alta afinidade com as cargas iônicas dos polímeros, aumentando consideravelmente sua adsorção. Uma revisão mais aprofundada de como estas propriedades afetam os fenômenos físicos da injeção de polímeros se encontram no [Item 3.3](#).

Apesar de diversos autores indicarem que a viscosidade do óleo não deve ser muito alta (AL ADASANI; BAI, 2011; AL-BAHAR et al., 2004; DICKSON; LEAHY-DIOS; WYLIE, 2010), existem relatos de casos de sucesso para a injeção de polímero em campos de óleos muito pesados, como por exemplo, no campo de *Pelican Lake* no Canadá (DELAMAIDE et al., 2013). Saleh, Wei e Bai (2014) reforçam que, se utilizada para óleos muito pesados, a viscosidade do polímero deve atingir valores altos para diminuir suficientemente a razão de mobilidade de modo a favorecer a recuperação de óleo. Contudo, para se atingir viscosidades mais altas, há necessidade de uma maior concentração de polímero. Consequentemente, é necessária uma avaliação do retorno econômico do projeto, já que o custo total do polímero pode ser bastante elevado.

O sumário dos critérios de seleção obtidos de uma literatura recente com relação às diversas propriedades encontradas nos reservatórios e nos fluidos encontra-se na Tabela 3.1.

**Tabela 3.1. Sumário dos critérios de seleção de reservatórios para injeção de polímeros (Adaptado de SHENG, LEONHARDT e AZRI, 2015).**

	Unidade de medida	Proposta pelo autor
<b>Permeabilidade</b>	mD	>50
<b>Temperatura do reservatório</b>	°C	<93,3
<b>Salinidade da água de formação</b>	ppm	<50.000
<b>Presença de divalentes</b>	ppm	<100
<b>Litologia</b>	-	Arenito
<b>Presença de argila</b>	-	Baixa
<b>Viscosidade do óleo</b>	cP	<150
<b>Saturação inicial de óleo</b>	-	$(S_o - S_{or}) > 0,1$
<b>Influencia do aquífero</b>	-	Fraca
<b>Influencia da capa de gás</b>	-	Fraca

### 3.4.2. Tipos de polímeros

Além da seleção criteriosa do reservatório, a escolha do polímero é fundamental para o sucesso do projeto de recuperação avançada. Definir o polímero de forma cuidadosa evita interações indesejadas como reações químicas com a rocha e o óleo, interações com a água injetada e de formação, e garante a estabilidade em condições de reservatório (MELO; LUCAS, 2008; MOREL; LABASTIE; NAHAS, 2007). Existem dois tipos polímeros mais utilizados em projetos de recuperação avançada: biopolímeros xantana e poliacrilamida parcialmente hidrolisada.

Biopolímeros xantana são produzidos a partir de microrganismos *Xanthomonas campestris* e este polímero produz cadeias com propriedades relativamente pouco diferentes, porém gerando diferenças nas estruturas moleculares. Basicamente, este polímero é composto de uma espinha dorsal por monômeros de glucose com ligações  $\beta$  (1-4) glicosídicas. Pelo fato de ser um biopolímero, sua produção é bastante restrita quando comparada a polímeros sintéticos, mas tem a vantagem de ser mais resistente às degradações térmicas e mecânicas (SORBIE, 1991).

Poliacrilamidas parcialmente hidrolisadas (HPAM) são polímeros sintéticos de cadeias longas de monômeros de acrilamida que são polimerizadas para formar o grande peso molecular característico destes fluídos. Posteriormente a este processo, o polímero é hidrolisado parcialmente para melhorar suas propriedades como estabilidade de cisalhamento

e térmica. Esta hidrólise varia de 30 a 35% para reduzir a taxa de adsorção da rocha (LAKE, 1989).

Além dos critérios de seleção dos tipos de reservatórios considerados mais adequados para um projeto de recuperação avançado, a escolha do tipo de polímero a ser injetado também deve seguir parâmetros específicos para cada projeto. No caso de campos marinhos de águas profundas, Morel et al. (2008) estabelecem alguns parâmetros mais importantes para comparar os dois tipos de polímeros mais utilizados. Na Tabela 3.2 estão demonstrados estes parâmetros e seu impacto em um projeto típico de injeção de polímeros, variando de muito favorável (+ + +) até muito desfavorável (- - -).

**Tabela 3.2. Critérios de seleção de polímeros para um projeto de campo marinho (adaptado de MOREL et al., 2008).**

	<b>HPAM</b>		<b>Xantana</b>	
<b>Disponibilidade Industrial</b>	520K toneladas por ano	+++	30K toneladas por ano	-
<b>Desempenho como viscosificador</b>	Menor tolerância ao sal	-	Nenhum problema	+++
<b>Biodegradabilidade</b>	Estável	+	Necessita biocida	-
<b>Gelificação</b>	Necessidade de filtros	-	Não experimentado	+
<b>Preço</b>	2 a 4 dólares por kg	++	7 a 10 dólares por kg	-
<b>Processo Industrial</b>	Processo amplamente conhecido	+	Necessita planta no local	--
<b>Timing</b>	Disponível	++	Desafiadora	---
<b>Risco</b>	Grandes projetos industriais	++	Pequenos pilotos	--

Segundo os autores, o biopolímero Xantana apresenta desafios mais evidentes com relação à disponibilidade industrial, investimentos da planta produtiva, o preço (dobro comparado com HPAM) e o risco relacionado ao *timing* ou, em outras palavras, a relação oferta e demanda (consumo mundial pode impactar na disponibilidade do polímero ou obra-prima para sua fabricação). É importante realizar ressalvas com relação ao preço médio do polímero, que pode variar dependendo da localização da plataforma e também da disponibilidade do produto no mercado, deixando este critério sujeito à avaliação de cada projeto específico.

### **3.4.3. Fenômenos físicos envolvidos na injeção de polímeros**

Nos itens anteriores, foram descritos como os mecanismos para recuperação de óleo que são alterados pela injeção de polímeros (razão de mobilidade, o fluxo fracionário e as eficiências de varrido). No entanto, existem algumas propriedades que ocorrem especificamente no fluxo da solução polimérica no meio poroso. Estas propriedades devem

ser devidamente modeladas no simulador com a finalidade de realizar uma adequada representação física do comportamento dos fluidos no reservatório.

#### ***3.4.3.1. Efeitos não-Newtonianos***

As soluções poliméricas têm características comumente conhecidas como pseudoplásticas para baixas tensões de cisalhamento como, por exemplo,  $2 \text{ s}^{-1}$ . Porém para tensões cisalhantes superiores a esta, soluções contendo polímeros podem ter propriedades viscoelásticas, ou seja, ter comportamento tanto pseudoplástico como dilatante. Isto ocorre, pois, durante vazões baixas da solução entre os diversos tamanhos de poros e gargantas, as moléculas do polímero se alongam e se contraem devido as suas características elásticas. No entanto, para velocidades mais elevadas, as cadeias poliméricas não conseguem atingir o tempo de relaxamento suficiente para se encolher antes de atravessar o próximo estrangulamento. A consequência é um aumento da viscosidade do fluido devido ao efeito dilatante (MAERKER, 1973; MASUDA et al., 1992).

De acordo com Delshad et al. (2008), o efeito pseudoplástico é desejável durante a utilização de polímeros para recuperação de óleo, pois a diminuição da viscosidade da solução nas proximidades do poço, onde as taxas de cisalhamento são mais elevadas, auxiliam na injetividade do fluido. Contudo, efeitos podem ser prejudiciais para zonas de alta permeabilidade, pois a viscosidade da solução reduz drasticamente, diminuindo a eficiência de varrido do óleo para estas zonas.

Consequentemente, se a solução polimérica tem característica predominantemente dilatante, seus efeitos no fluxo no meio poroso são opostos àqueles encontrado nas soluções pseudoplásticas: há uma perda de injetividade e aumento da eficiência de varrido. Por estes motivos se tornam importantes caracterizações em laboratório das soluções poliméricas candidatas para o método de recuperação com relação ao tipo de fluxo encontrado em condições de operação do poço.

Outra característica fundamental é a dependência da concentração de polímero na água com o aumento da viscosidade da solução. Esta relação é considerada não linear na qual pequenas concentrações de polímero podem variar consideravelmente a viscosidade do fluido de injeção. Fatores que podem alterar essa relação são a salinidade da água, o pH da solução, o peso molecular do polímero e entre outros (ZAMPIERI, 2012). A Figura 3.7 ilustra a dependência da viscosidade pela concentração de alguns tipos de polímeros.

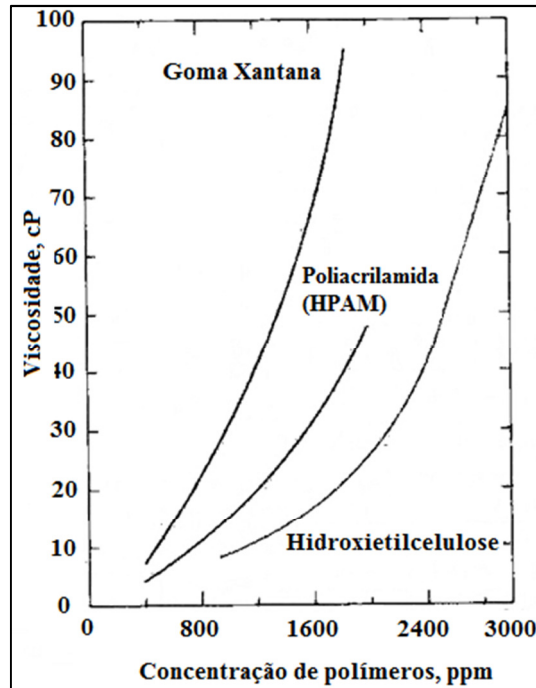


Figura 3.7. Dependência da viscosidade com a concentração para vários tipos de polímeros (Adaptado de SORBIE, 1991).

Lopes, Silveira e Moreno (2014) realizaram um estudo avaliando a dependência da viscosidade em relação à concentração para várias taxas de cisalhamento para o HPAM (8 a 10 milhões de gramas por mol). Os autores encontraram duas zonas distintas para essa relação, sendo uma denominada semidiluída e outra diluída, representadas na Figura 3.8 pelas linhas pontilhadas e contínuas, respectivamente.

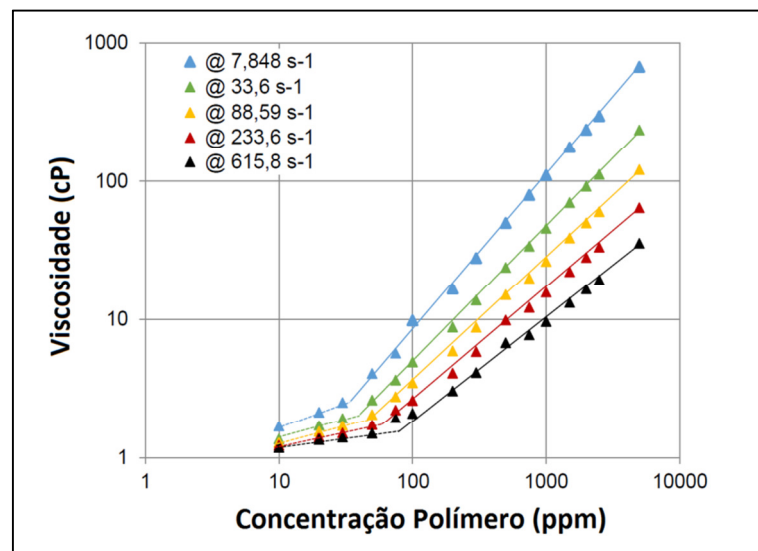


Figura 3.8. Dependência da viscosidade pela concentração para diversas taxas de cisalhamento (Adaptado de LOPES, SILVEIRA e MORENO, 2014)

### 3.4.3.2. Retenção no meio poroso

A definição da retenção do polímero no meio poroso pode ser considerada como a capacidade do polímero interagir com a rocha e sair do meio aquoso para ficar retido na formação. Desta forma, com a diminuição da quantidade de polímero (pela diminuição de sua concentração), é reduzida significativamente a viscosidade da solução injetada (SORBIE, 1991). A retenção no meio poroso aumenta até atingir valores máximos e estes valores são dependentes da concentração da solução injetada, do tipo de rocha, da velocidade da injeção, temperatura e peso molecular (GRATTONI et al., 2004; HUH; LANGE; CANNELLA, 1990; LAKE, 1989; ZHANG; SERIGHT, 2014).

A retenção no meio poroso pode ser classificada em três distintos mecanismos: adsorção, trapeamento mecânico e retenção hidrodinâmica (SORBIE, 1991). A Figura 3.9 ilustra, de forma esquemática, estes três fenômenos em escala de poro. A seguir, são discutidos cada um destes mecanismos de forma separada.

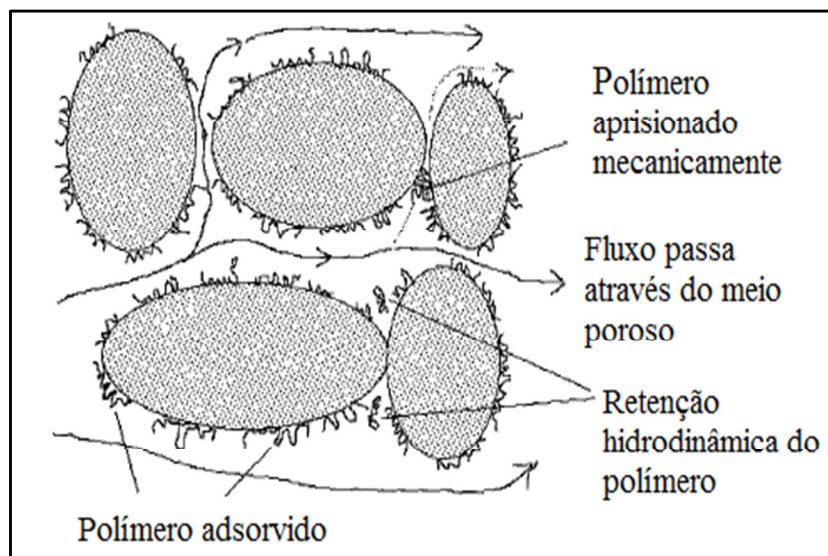


Figura 3.9. Representação esquemática dos mecanismos presentes durante a retenção no meio poroso em escala de poro (Adaptado de SORBIE, 1991).

- Adsorção: Este fenômeno pode ser caracterizado pela interação entre a solução polimérica e a superfície da rocha como, por exemplo, ligações de van der Waals e pontes de hidrogênio. Por consequência, quanto maior a área de contato da rocha com o polímero, maior é sua adsorção (SORBIE, 1991). A adsorção pode ser reversível, parcialmente reversível ou totalmente irreversível e é o fenômeno mais importante da retenção (SZABO, 1975; ZHANG; SERIGHT, 2014).

A função que rege o fenômeno da adsorção do polímero na rocha ( $C_{ads}$ ) pode ser dada pela Isoterma de Langmuir. Esta função, descrita na Equação 2.8, depende basicamente

da temperatura e concentração média do polímero ( $\bar{C}_p$ ) (LAKE, 1989). A Figura 3.10 mostra a relação entre a concentração adsorvida de polímero na rocha e as constantes  $A$  e  $B$  da Isoterma de Langmuir.

Apesar de a adsorção contribuir para a diminuição da viscosidade da solução, estudos mostram que este fenômeno pode ser contribuir para o aumento da permeabilidade da rocha e, desta forma, melhorar a recuperação de óleo.

$$C_{ads} = \frac{A \cdot \bar{C}_p}{1 + B \cdot \bar{C}_p} \quad \text{Equação 2.8}$$

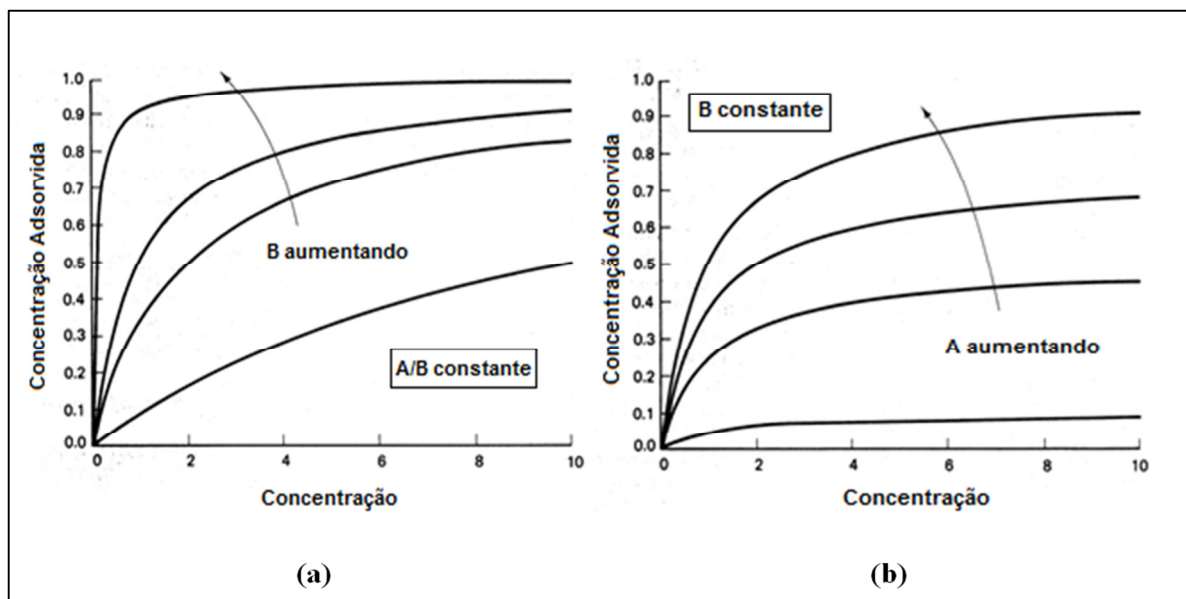


Figura 3.10. Gráfico da concentração adsorvida pela concentração de polímero variando a relação entre as constantes  $A/B$  (a) e a constante  $B$  apenas (b) (Adaptado de LAKE, 1989).

- Trapeamento mecânico: No momento em que o polímero flui entre os poros e gargantas, é comum que exista um bloqueio do caminho ocasionado pela adsorção. Isto dificulta a passagem do polímero e pode até mesmo impedi-lo de fluir (SZABO, 1975). Portanto, menor quantidade de polímero fica disponível na solução, reduzindo a viscosidade da água. Devido às baixas vazões durante os testes de laboratório, o fenômeno pode ser menos evidente do que quando observado em condições de altas vazões como ocorre no campo, dificultando sua quantificação (HUH; LANGE; CANNELLA, 1990).
- Retenção hidrodinâmica: Como o fluxo normalmente tem um sentido único (injetores para produtores), algumas zonas de vórtices são criadas e pode trapear o polímero, este ficando retido em “bolsões”. Este é um dos fenômenos menos estudados na literatura devido às dificuldades de reproduzi-lo em escala de laboratório (devido às baixas

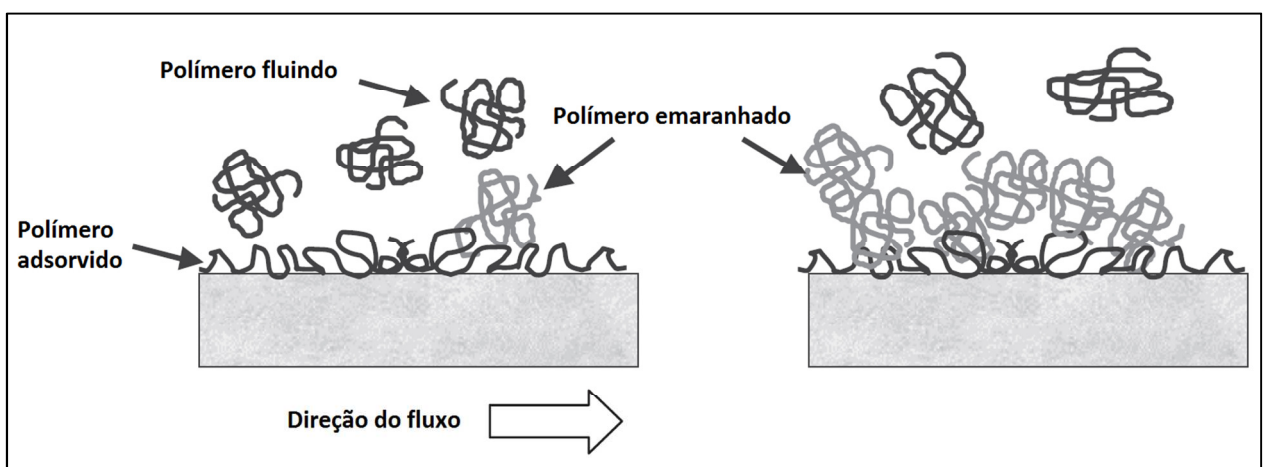
vazões) e, portanto, menos compreendido (CHAUVETEAU; KOHLER, 1974; MAERKER, 1973).

### 3.4.3.3. Redução desproporcional da permeabilidade

A redução da permeabilidade da água (ou redução desproporcional da permeabilidade) é a capacidade do polímero, por meio da adsorção, por exemplo, de restringir a passagem da água pelos poros e gargantas da rocha. Com essa diminuição da permeabilidade, a razão de mobilidade é favorecida (aproxima do valor unitário), trazendo benefícios para a recuperação de óleo. Esta relação pode ser verificada pelo *fator de resistência residual (RRF)* que relaciona as permeabilidades antes ( $k_{wa}$ ) e posterior ( $k_{wd}$ ) injeção de polímero na Equação 3.5 (LITTMANN, 1988).

$$RRF = \frac{k_{wa}}{k_{wd}} \quad \text{Equação 3.5}$$

Usualmente acreditava-se que a redução da permeabilidade era causada somente pelo aumento da camada microscópica de polímero na rocha, causada pela adsorção (SMITH, 1970; ZAITOUN; BERTIN; LASSEUX, 1998). Novos estudos apontam que os mecanismos para a redução desproporcional da permeabilidade são também devido aos emaranhamentos físicos dos polímeros fluindo acima da camada adsorvida, diminuindo assim a área de fluxo (AL-SHARJI et al., 2001, GRATTONI et al., 2004). Uma representação esquemática desse mecanismo encontra-se na Figura 3.11. Importante ressaltar que os mecanismos ainda estão em discussão na literatura e existem incertezas da magnitude da redução desproporcional da permeabilidade.



**Figura 3.11. Representação esquemática do mecanismo de redução desproporcional da permeabilidade (Adaptado de GRATTONI et al., 2004).**



A redução desproporcional da permeabilidade decorrente da ação do polímero é dependente do fator de resistência residual (Equação 3.5) e pode ser modelada conforme demonstrado nas Equações 3.6 e 3.7 (CMG, 2013).

$$R_k = 1 + (RRF - 1) \times \frac{C_{ads}}{C_{ads}^{max}} \quad \text{Equação 3.6}$$

$$\bar{K} = \frac{k}{R_k} \quad \text{Equação 3.7}$$

onde:

$R_k$  = fator de redução de permeabilidade;

$C_{ads}^{max}$  = concentração máxima de polímero adsorvida;

$\bar{K}$  = permeabilidade reduzida depois da ação do polímero;

$k$  = permeabilidade absoluta da rocha antes da ação do polímero.

#### 3.4.3.4. Estabilidade da solução polimérica

A estabilidade da solução polimérica é determinada pela dificuldade do polímero em alterar suas propriedades devido às ações de diferentes degradações. A degradação é qualquer processo que quebre as moléculas do polímero em cadeias menores, perdendo assim sua capacidade de viscosificar a água ou dificultando qualquer outro mecanismo que seria benéfico para a recuperação de óleo.

Desta forma, a degradação do polímero deve ser sempre evitada para o sucesso de um projeto por injeção de polímeros (SORBIE, 1991). Isto é alcançado a partir da caracterização do polímero candidato por meio de dados laboratoriais. No entanto, nem sempre é possível devido às dificuldades da realização de experimentos em condições de reservatório ou pelos ensaios demandarem um elevado tempo. Clifford e Sorbie (1985) e Shupe (1981) conduziram experimentos por um ano ou mais para obter resultados satisfatórios sobre a degradação de diversos polímeros. Lewandowska (2012) propõe um mecanismo de cinética química para representar a degradação do PAM em condições de 0.5M de NaCl a 25°C.

Podemos classificar a degradação do polímero em quatro categorias: mecânica, química, biológica e térmica. Apesar de algumas referências não incluírem a classificação da degradação térmica (LITTMANN, 1988; SORBIE, 1991), o efeito da temperatura na estabilidade do polímero também pode ser considerado um fenômeno independente, conforme demonstram outros autores (CHOI; JEONG; LEE, 2014; SERIGHT; CAMPBELL; MOZLEY, 2009; WU et al., 2009).

- Degradação mecânica: definida como a quebra das cadeias de polímero devido às elevadas tensões que ocorrem quando submetidas a regimes de fluxo por altas velocidades (SERIGHT, 1980; SORBIE, 1991). Esta degradação é mais experimentada nas proximidades do poço onde ocorrem altas taxas de cisalhamento. Zaitoun et al. (2012) mostram, em seus experimentos, que nem todos os polímeros experimentam os mesmos níveis de degradação mecânica para taxas de cisalhamento iguais. Diversos outros autores discutem os mecanismos e os impactos da degradação mecânica na injeção de polímeros (AL HASHMI et al., 2013; DUPAS et al., 2013; MANSOUR et al., 2014)
- Degradação química: ocorre pela presença de divalentes catiônicos (e.g. oxigênio, magnésio e cálcio) e oxigênio (DAVISON; MENTZER, 1982). Ryles (1985) demonstrou que o HPAM precipitou em questão de semanas quando submetido à presença de  $\text{Ca}^{2+}$  e a temperaturas de condição de reservatório. A utilização do HPAM foi descartada no campo de *Bohai Bay* (China) por conta de altos teores de divalentes em sua água de formação (HAN et al., 2006), demonstrando a importância dos critérios de seleção de reservatórios. A dissolução de oxigênio e ferro a altas temperaturas na solução polimérica também ocasionaram uma redução significativa da viscosidade (SERIGHT; SKJEVRAK; ASA, 2014).
- Degradação biológica: ocorre a quebra das cadeias poliméricas por ação de bactérias e outros seres vivos. Este tipo de degradação geralmente é constatado em regiões com temperaturas mais amenas do reservatório ou então antes da sua injeção, quando o polímero está sendo armazenado (SORBIE, 1991). Biocidas são utilizados para prevenir a ocorrência deste problema quando constatado. Porém estes produtos devem ser utilizados com cautela, pois podem afetar propriedades desejáveis do polímero e elevar o custo do projeto (O'LEARY et al., 1987).
- Degradação térmica: ocorre pelo rompimento das moléculas do polímero em altas temperaturas (acima de  $90^{\circ}\text{C}$ ) mesmo sem a presença de cátions divalentes e oxigênio (SERIGHT; SKJEVRAK; ASA, 2014). Ainda segundo os autores, a viscosidade do HPAM diminuiu pela metade da original depois de dois anos e sete anos em temperaturas de  $120^{\circ}\text{C}$  e  $100^{\circ}\text{C}$ , respectivamente. Choi, Jeong e Lee (2014) também demonstram que o HPAM utilizado em seu estudo obteve uma redução de aproximadamente 60% de sua viscosidade a  $120^{\circ}\text{C}$  em 720 dias.

A degradação do polímero pode ser dada pela reação de primeira ordem, demonstrada na Equação 3.8, na qual a constante exponencial é obtida a partir do tempo de meia-vida do polímero pela Equação 3.9 (CMG, 2013). O tempo de meia-vida consiste no tempo que o polímero atinge a metade da sua concentração devido às ações de degradação sejam elas mecânica, térmica, química, biológica ou uma combinação destas.

$$[P_i] = [P_0]e^{-at} \quad \text{Equação 3.8}$$

$$a = \frac{\ln(2)}{t_{1/2}} \quad \text{Equação 3.9}$$

onde:

$[P_i]$  = concentração de polímero no tempo 't'

$[P_0]$  = concentração inicial de polímero;

$a$  = fator de frequência para reação química;

$t$  = intervalo de tempo;

$t_{1/2}$  = tempo de meia vida.

#### **3.4.3.5. Volume poroso inacessível**

No reservatório, os tamanhos dos poros variam em escala microscópica. O volume poroso inacessível é caracterizado quando os poros interligados da formação rochosa não são atingidos pela solução polimérica, devido ao alto tamanho de suas cadeias (DOMINGUEZ; WILLHITE, 1977). A consequência deste fenômeno é a necessidade de mais água injetada para que a frente de avanço chegue a zonas produtivas (DAWSON; LANTZ, 1972). A Figura 3.12 mostra as frentes de avanço da água salina e da poliacrilamida para diferentes volumes porosos injetados (VP), mostrando que o polímero se move mais rápido.

Pancharoen, Thiele e Kovescek (2010) realizaram experimentos buscando minimizar o efeito da adsorção para melhor investigar o fenômeno. Os autores mostram que o volume poroso inacessível pode chegar até 30% e é causado principalmente pelo alto peso molecular do polímero. Lotsch, Muller e Pusch (1985) também demonstram que o fenômeno ocorre para polímero do tipo Xantana (biopolímeros).

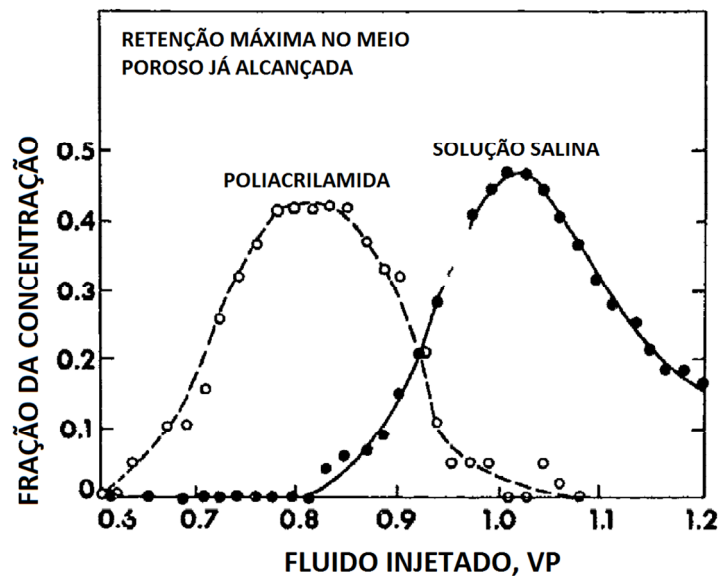


Figura 3.12. Gráfico da concentração de poliacrilamida e solução salina para diversos VP com a retenção no meio poroso máxima e estabilizada (Adaptado de DAWSON e LANTZ, 1972).

A variação da porosidade dos blocos do modelo de simulação devido à variação do volume poroso inacessível é dada pela Equação 3.10 (CMG, 2013).

$$\phi_e = (1 - IPV) \times \phi$$

Equação 3.10

onde:

$\phi_e$  = porosidade depois do efeito do volume poroso inacessível (%);

$IPV$  = volume poroso inacessível (%);

$\phi$  = porosidade inicial (%).

#### 3.4.3.6. Diminuição da saturação de óleo residual

Polímeros não alteram as tensões interfaciais entre a água e o óleo de forma significativa e, portanto, não alteram o número capilar, mesmo depois de uma extensiva injeção. No entanto, diversos autores relatam que propriedades viscoelásticas do HPAM podem diminuir a saturação de óleo residual, com redução de valores até 22% com relação à injeção de água (EHRENFRIED, 2013; HUH; POPE, 2008). O mecanismo é dado pelo aumento e diminuição da cadeia do polímero durante seu fluxo pelas gargantas dos poros. O mesmo efeito não foi verificado para o biopolímero Xantana devido as suas cadeias mais rígidas.

Kamaraj et al. (2011) analisam as diferenças entre rochas homogêneas e heterogêneas na redução da saturação de óleo residual. Os autores defendem que com uma injeção de polímero desde o tempo inicial do campo (injeção secundária) pode reduzir ainda mais a

saturação de óleo residual do que depois de um banco com água (injeção terciária). Adicionalmente, os autores relatam que o impacto da redução da saturação de óleo residual diminui com aumento da heterogeneidade.

De forma contrária, existem outros autores que sugerem que a saturação de óleo residual não diminui com a injeção de polímeros, mesmo para o HPAM. Du e Guan (2004) ressaltam que a injeção de polímeros não diminui a saturação de óleo residual e pode, por outro lado, acelerar para que a saturação chegue mais rápida a residual quando comparado com a injeção de água. Vermolen, Haasterecht e Masalmeh (2014) não evidenciaram a redução da saturação de óleo residual em alguns de seus experimentos.

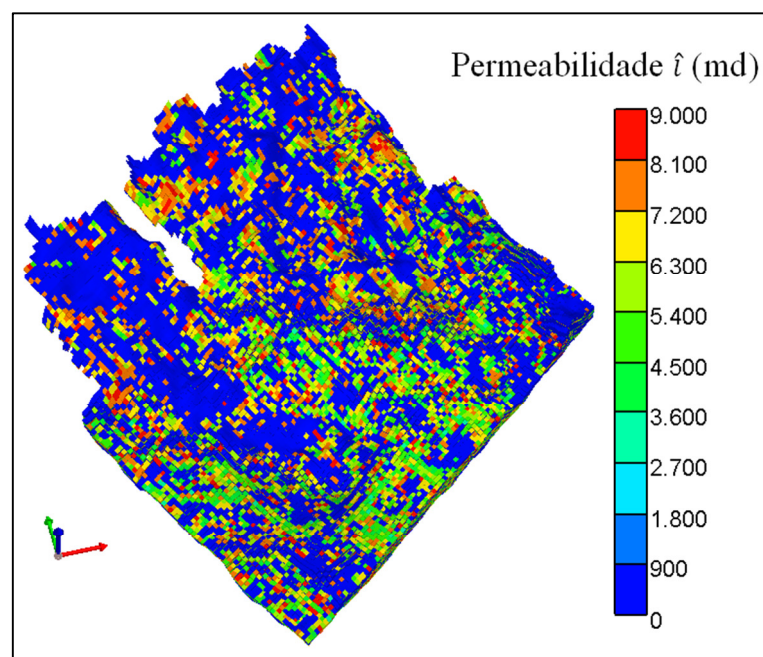
A redução da saturação de óleo residual é uma temática ainda muito controversa e merece futuros estudos para determinar a validade da sua ocorrência e seus mecanismos.

## 4. APLICAÇÃO

Neste item são descritos o modelo de referência (modelo Base), as características dos poços de interesse, os aspectos específicos do polímero modelado, os parâmetros econômicos adotados e os programas que foram utilizados.

### 4.1. Modelo Base

O modelo utilizado para a aplicação da metodologia consiste na representação de um reservatório marítimo altamente heterogêneo, com três fácies diferentes e diversas zonas de alta permeabilidade intercaladas por zonas de baixa permeabilidade. A Figura 4.1 ilustra, de forma esquemática, a disposição areal da permeabilidade na direção  $\hat{i}$ . As principais características em condições de reservatório estão descritas na Tabela 4.1. É importante ressaltar que o modelo é tratado como isotérmico.



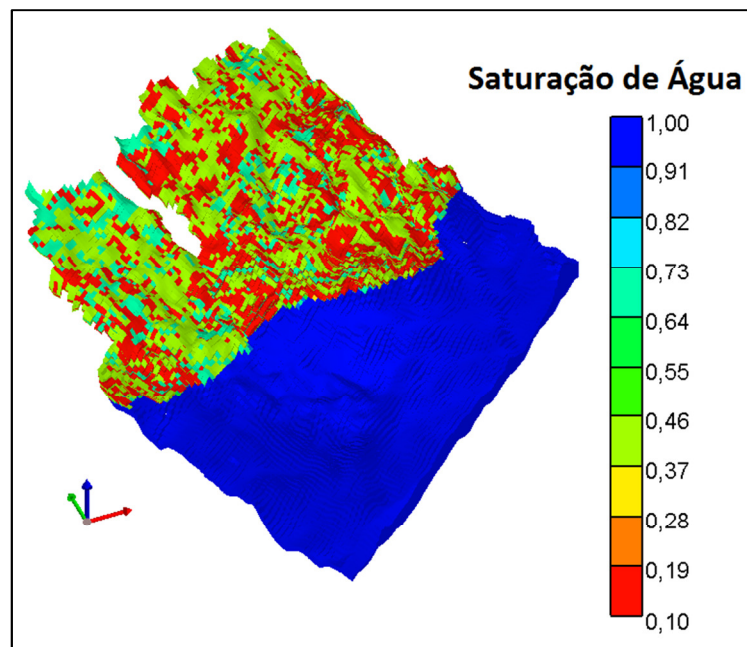
**Figura 4.1.** Disposição superficial da permeabilidade na direção  $\hat{i}$  para o modelo Base.

O modelo Base contém uma malha *corner point* com 103 blocos na direção  $\hat{i}$  (largura de 100 m), 102 blocos na direção  $\hat{j}$  (largura de 100 m) e 188 blocos na direção  $\hat{k}$  (largura variável média de aproximadamente 5 m) totalizando 1.975.128 blocos sendo que destes, 207.435 são blocos ativos. O reservatório tem uma espessura média de 30 metros. A data inicial de simulação é 01/01/2011 e a final 01/01/2041, totalizando 30 anos, para todos os casos.

**Tabela 4.1.Principais propriedades que caracterizam o reservatório.**

<b>Parâmetro</b>	<b>Unidade</b>	<b>Valor</b>
Permeabilidade	mD	0,1 – 9000 (média: 3200)
Porosidade	-	0,07 – 0,34 (média: 0,25)
Profundidade	m	1945 – 2715 (média: 2400)
Temperatura	°C	78
Pressão inicial média	kPa	24528
Viscosidade do óleo	cP	174
Densidade do óleo	°API	15
Viscosidade da água	cP	0,48
Densidade da água	kg/m <sup>3</sup>	1068
Volume bruto total	10 <sup>8</sup> m <sup>3</sup>	34,8
Volume poroso	10 <sup>8</sup> m <sup>3</sup>	8,7
Volume fase aquosa	10 <sup>8</sup> m <sup>3</sup>	5,7
Volume fase oleosa	10 <sup>8</sup> m <sup>3</sup>	3,0
Volume fase gasosa	10 <sup>8</sup> m <sup>3</sup>	0,0

O reservatório apresenta três fácies diferentes onde uma tem as características de permoporosidade boas para a produção de óleo (fácies 1), a segunda tem características intermediárias (fácies 2) e a terceira com características correspondentes a um aquífero (fácies 3) conforme ilustrado na Figura 4.2.

**Figura 4.2. Disposição da saturação na camada superior de água no reservatório.**

As curvas de permeabilidade relativa que representam as três fácies do reservatório estão ilustradas nas Figuras 4.3 a 4.5.

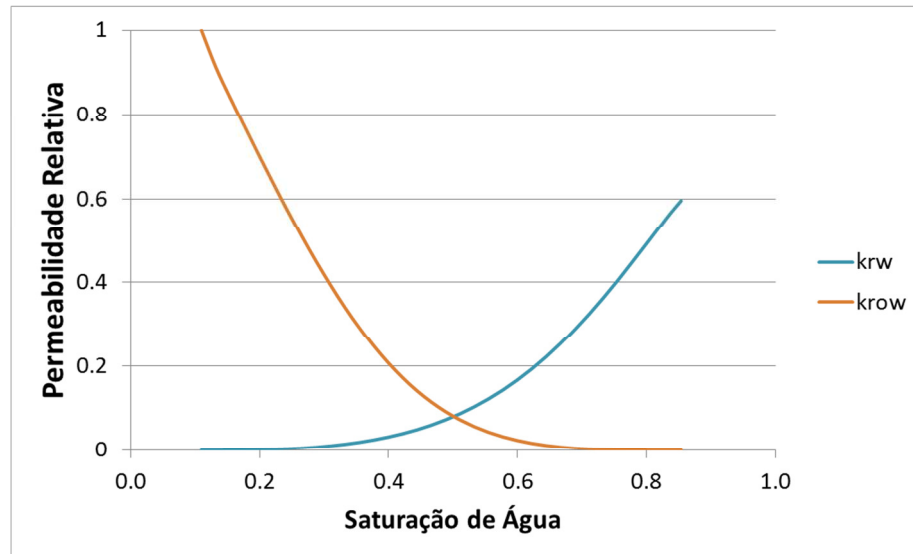


Figura 4.3. Curvas da permeabilidade relativa da fácies 1.

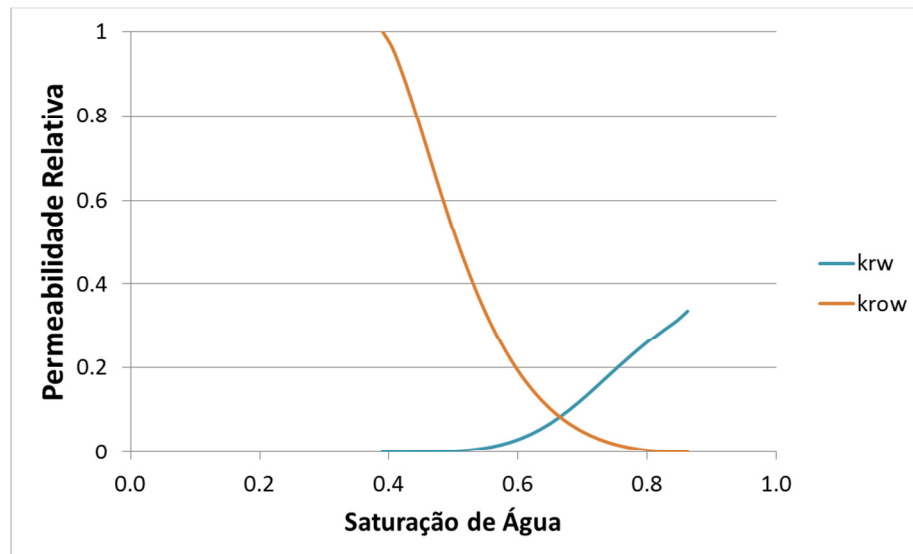


Figura 4.4. Curvas da permeabilidade relativa da fácies 2.

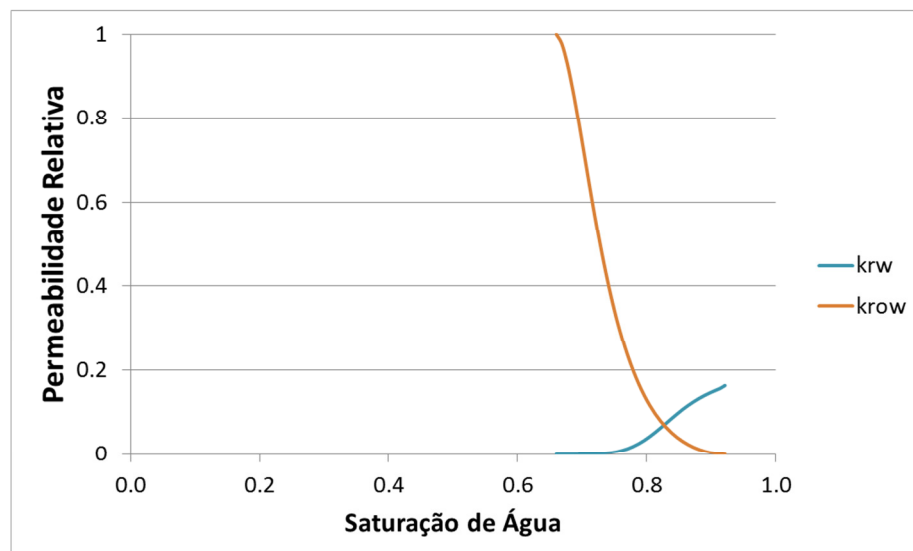


Figura 4.5. Curvas da permeabilidade relativa da fácies 3.



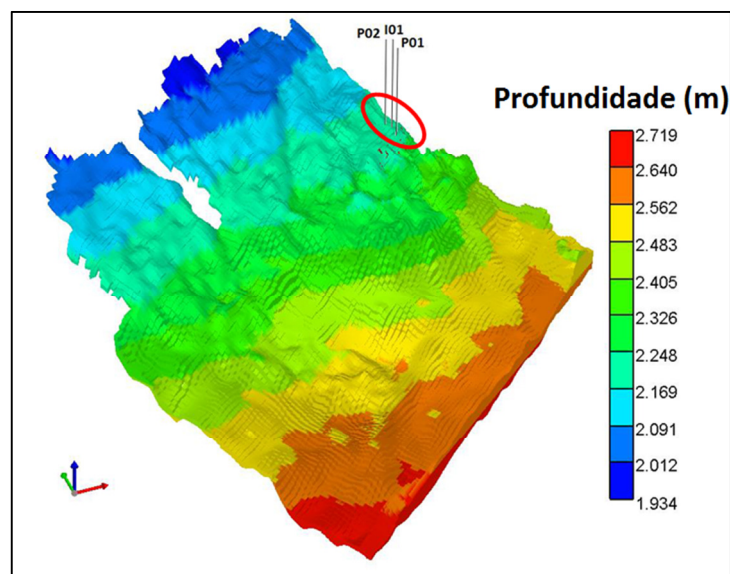
O óleo contido no reservatório é considerado pesado e tem sua variação da viscosidade com a pressão descrita na Tabela 4.2.

**Tabela 4.2. Variação da viscosidade do óleo em função da pressão.**

Pressão (kPa)	Viscosidade do óleo (cP)
3210	124,83
5000	129,31
10000	141,29
12500	147,22
15000	153,18
17500	159,19
20000	165,28
23400	173,70
25000	177,74
30000	190,65
35000	204,08
40000	218,08
45000	232,71

#### 4.2. Poços de interesse e limites operacionais

O modelo Base possui três poços previamente completados sendo dois produtores (P01 e P02) e um injetor (I01) e suas localizações estão demonstradas conforme mapa da Figura 4.6. Estes são considerados os poços de interesse para a comparação dos resultados entre os modelos de simulação criados na metodologia. Não há histórico de produção destes poços e as datas de abertura encontram-se descritas na Tabela 4.3.



**Figura 4.6. Localização dos poços P01, P02 e I01.**

Os poços P01, P02 e I01 são horizontais e têm 1500 m de comprimento. Os limites operacionais destes poços estão descritos na Tabela 4.4 e todos os poços utilizados neste trabalho devem respeitar os limites máximos e mínimos estabelecidos.

**Tabela 4.3. Data de abertura dos poços P01, P02 e I01.**

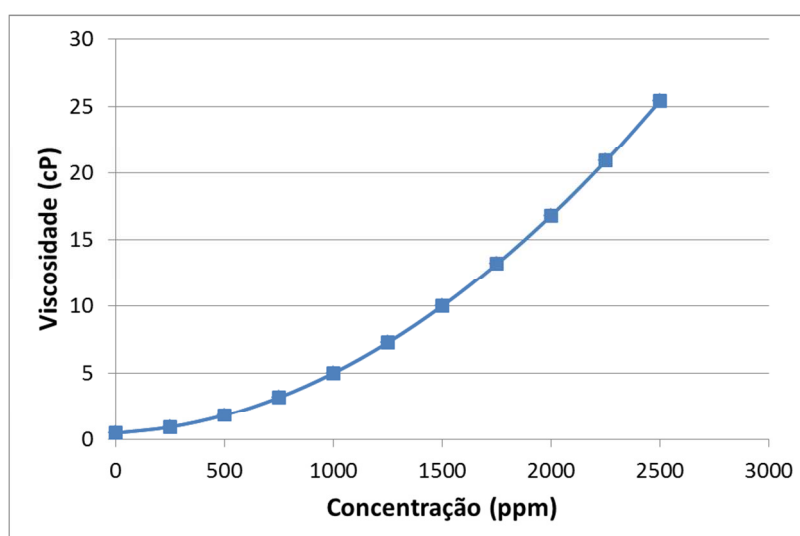
Poço	Data de abertura
P01	01/01/2011
P02	05/05/2013
I01	24/06/2014

**Tabela 4.4. Limites operacionais dos poços utilizados para este trabalho.**

Parâmetro	Unidade	Valor
	Produtores	
Máxima vazão de produção	m <sup>3</sup> /dia	2000
Pressão mínima de fundo de poço	kPa	5000
	Injetores	
	Máxima vazão de injeção	m <sup>3</sup> /dia 2000
	Máxima pressão de injeção	kPa 25000

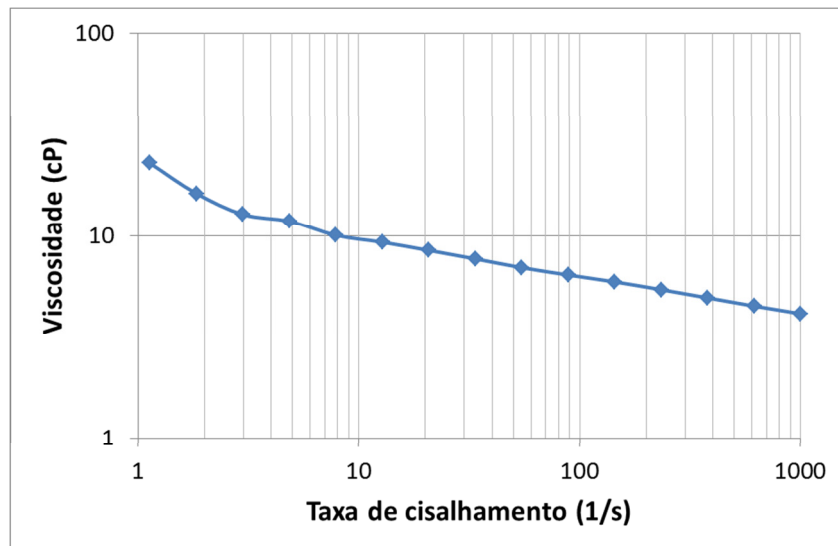
### 4.3. Especificidades do polímero

Para este trabalho, o polímero adotado apresenta variação da concentração do polímero e a viscosidade da solução como não linear ilustrada pela Figura 4.7 onde na concentração de zero ppm da mistura apresenta a viscosidade igual a da água e na concentração de 1500 ppm a viscosidade da mistura é de 10 cP. O limite máximo é de 2500 ppm com viscosidade igual a 25,4 cP.



**Figura 4.7. Gráfico da relação não linear da concentração e viscosidade do polímero (adaptado de Lopes et al., 2014).**

A correlação que representa o efeito não-Newtoniano foi retirada da literatura dado por Lopes et al. (2014) e tem como principal característica a diminuição da viscosidade com o aumento da taxa de cisalhamento (comportamento pseudoplástico) descrito na Figura 4.8.



**Figura 4.8.** Gráfico que ilustra a relação entre a taxa de cisalhamento e a viscosidade do polímero (adaptado de Lopes et al., 2014).

A adsorção do polímero na rocha é representada pela Isoterma de Langmuir (Equação 2.8). O parâmetro B é considerado constante e igual a 4000 e a variação do parâmetro A é adotado para dois níveis de adsorção, conforme demonstrado na Tabela 4.5.

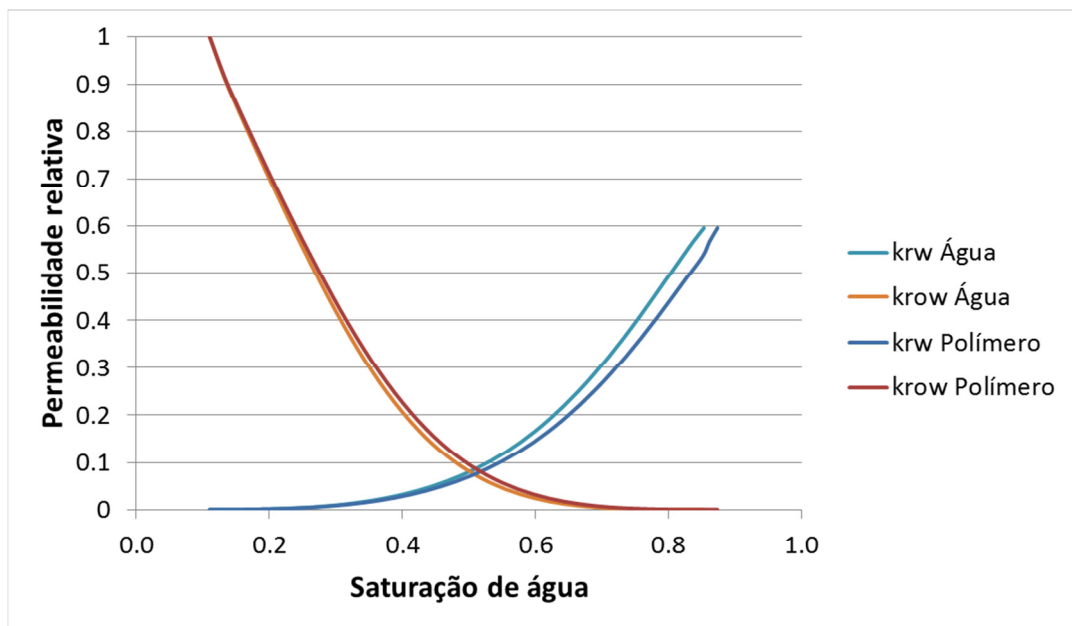
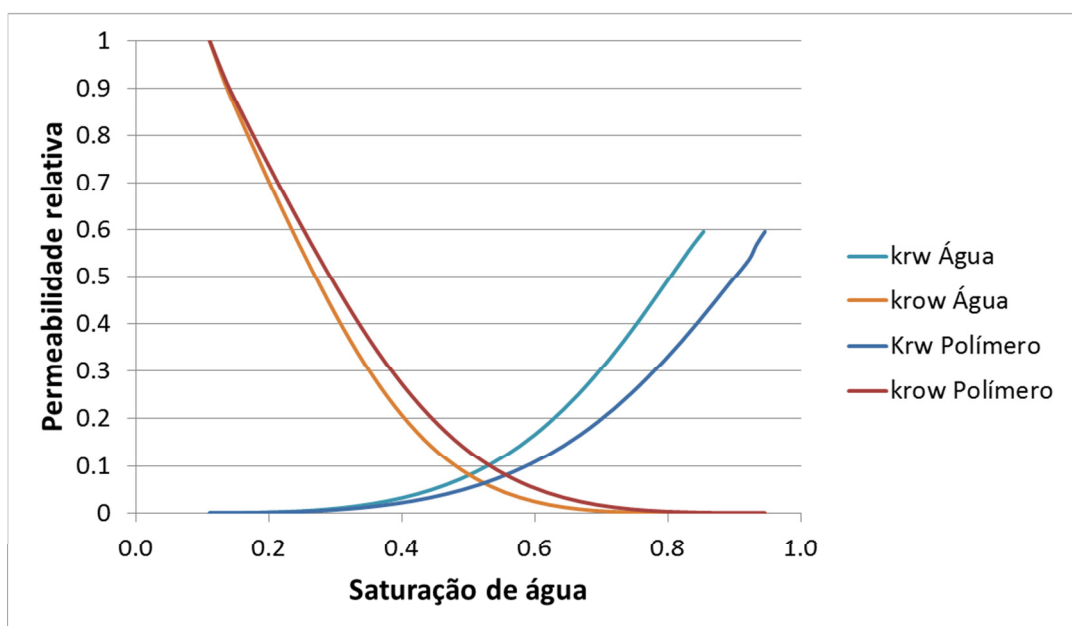
**Tabela 4.5.** Parâmetro A da isoterma de Langmuir e nível de adsorção do polímero.

Parâmetro A (kg/m <sup>3</sup> )	Adsorção – $\bar{C}_p$ (µg/g de rocha)	Nível
933	20	Fraco
4664	100	Forte

Os níveis utilizados para os demais fenômenos físicos considerados durante a injeção de polímeros estão descritos na Tabela 4.6. A massa molar do polímero para o cálculo da degradação foi de 12 kmol/g. As Figuras 4.9 e 4.10 ilustram as curvas de permeabilidade relativas que são interpoladas pelo simulador (em relação a concentração) devido à redução da saturação de óleo residual de 3% e 10% promovidas pela ação do polímero. Foi considerado que somente o tipo de fácies 1 (produtora) é modificada pela ação do polímero já que esta é a fácies produtora de óleo.

Tabela 4.6. Fenômenos físicos do polímero relacionado com seus valores e níveis adotados.

Fenômeno Físico	Variável	Valor	Nível
Redução desproporcional da permeabilidade	$RRF$ (%)	0	Fraco
		50	Forte
Degradação de polímero	$t_{1/2}$ (dias)	1825	Fraco
		365	Forte
Volume poroso inacessível	$IPV$ (%)	95	Fraco
		85	Forte
Redução da saturação de óleo residual	$RS_{or}$ (%)	3	Fraco
		10	Forte

Figura 4.9. Curvas da permeabilidade relativa do polímero com  $RS_{or} = 3\%$ .Figura 4.10. Curvas da permeabilidade relativa do polímero com  $RS_{or} = 10\%$ .

#### 4.4. Parâmetros econômicos

Os parâmetros econômicos adotados no trabalho para o cálculo do VPL como função-objetivo nas otimizações estão listados na Tabela 4.7. O custo do polímero já inclui seu transporte, logística e eventuais adaptações da plataforma realizar a sua injeção. O custo da plataforma adotado neste trabalho foi proposto por Hayashi (2006) e está discretizado na Equação 4.1.

**Tabela 4.7. Parâmetros econômicos adotados para o cálculo do VPL.**

<b>Valores de Mercado</b>	Taxa de desconto (%)	9
	Preço do Óleo (USD/bbl)	75
<b>Impostos</b>	PIS/Cofins (%)	9.25
	IRCS (%)	34
	Royalties (%)	10
<b>Custos</b>	Produção de óleo (USD/bbl)	10
	Produção de água (USD/bbl)	1
	Injeção de água (USD/bbl)	1
	Abandono ( $10^6$ USD)	10% da plataforma
<b>Investimentos</b>	Investimento inicial ( $10^6$ USD)	1000
	Poços ( $10^6$ USD)	100
	Plataforma ( $10^6$ USD)	Variável
<b>Custo do Polímero</b>	Custo da injeção de polímeros (USD/kg)	8

$$C_{plat} = [(2,896 * Q_L) + 321,05] * 1,4$$

**Equação 4.1**

onde:

$C_{plat}$  = custo da plataforma;

$Q_L$  = vazão de líquidos.

#### 4.5. Programas e especificação computacional

Para a realização das simulações, são utilizados o simulador comercial STAR da CMG (versão 2014.10) e os cálculos econômicos tem auxílio do programa Microsoft Excel (versão 2010) e UNIPAR (versão 5.5.6.12 e modelo MEC) desenvolvido pelo Grupo de Pesquisa em Simulação e Gerenciamento de Reservatórios (UNISIM) da UNICAMP. O programa utilizado para fazer a transferência de escala foi o Petrel da Schlumberger (versão 2015).

As especificações do computador utilizado para realizar as comparações dos tempos de simulação deste trabalho estão descritas na Tabela 4.8.

**Tabela 4.8. Especificações do computador utilizado para as comparações dos tempos de simulação.**

<b>CPU</b>	Intel Core I5 – 3.10 Ghz
<b>RAM</b>	8 GB
<b>Paralelização</b>	2 processadores

## 5. METODOLOGIA

Neste capítulo, são apresentadas a metodologia geral, a aplicação e a metodologia específica para se atingir os objetivos do trabalho.

### 5.1. Metodologia geral

A metodologia geral deste trabalho está dividida em seis passos conforme a Figura 5.1.

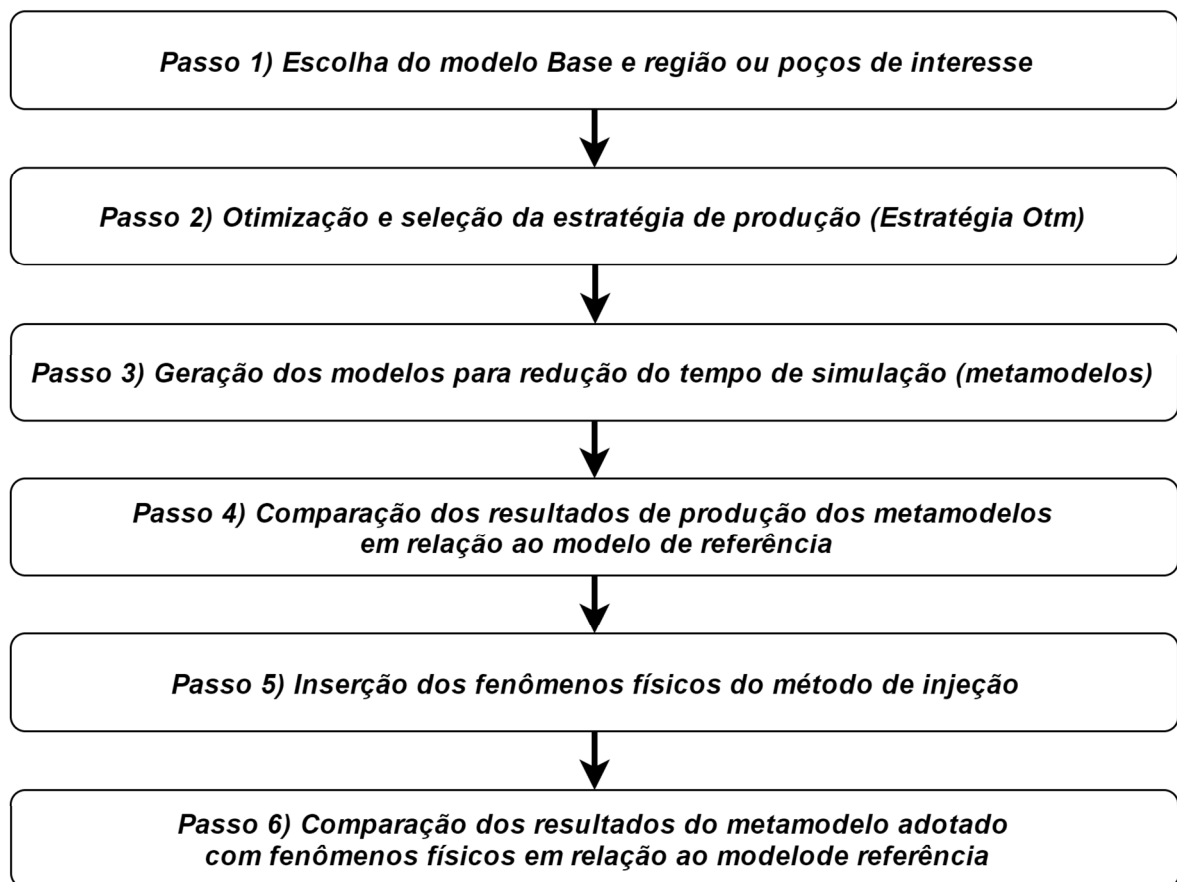


Figura 5.1. Fluxograma esquemático da metodologia proposta.

#### 1) *Escolha do modelo de referência (Base) e avaliação da região de interesse*

O modelo Base deve ter a melhor caracterização existente, com propriedades geológicas (e.g. heterogeneidades) modeladas com o maior refinamento possível para representar bem o fenômeno físico que se deseja modelar. Isso pode levar a um tempo de simulação elevado.

Para um modelo de simulação ser candidato à aplicação da metodologia proposta, ele deve ter duas características principais: apresentar tempo computacional elevado e conter uma região ou poços de interesse. A partir das regiões ou poços de interesse, são determinados os métodos de diminuição do tempo de simulação (metamodelos). A escolha da região de

interesse é feita a partir do objetivo do estudo: avaliar o comportamento de uma área complexa, a relação de interdependência entre poços próximos ou comparar aspectos importantes de um determinado método de injeção.

## **2) *Otimização e seleção da estratégia de produção (Estratégia OTM)***

O Passo 2 é executado para que o modelo Base tenha uma estratégia de produção a partir de um processo de otimização, para que possa ser usado como referência de comparação com os métodos para diminuição do tempo de simulação (modelos rápidos). Este modelo é denominado aqui Estratégia OTM.

Caso o modelo Base possua uma estratégia de produção pré-estabelecida com poços previamente perfurados (e.g. campos maduros), este passo da metodologia não precisa ser executado. Caso contrário, este passo deve ser executado.

## **3) *Geração dos modelos para redução do tempo de simulação (metamodelos)***

O Passo 3 é dedicado à seleção dos métodos de redução de tempo computacional. O tipo de técnica de redução do tempo de simulação depende principalmente do tipo de estudo a ser realizado e das características do modelo de referência, como descritos no Item 3.1.

## **4) *Comparação dos resultados de produção dos metamodelos em relação ao modelo de referência***

O objetivo do Passo 4 é definir qual modelo é o mais adequado para representar uma determinada região (ou poços) de interesse e é baseado na relação do menor tempo de simulação e na maior confiabilidade dos resultados de produção com relação ao modelo de referência (Base com Estratégia OTM). O Afastamento Quadrático Normalizado com Sinal (AQNS) é utilizado para realizar a comparação dos diversos indicadores de produção dos poços de interesse ao longo do tempo. Esta é uma ferramenta útil que quantifica se a curva está ajustada em relação a uma curva de referência (Item 3.2.).

Análises acerca dos resultados obtidos são desenvolvidas com a finalidade de auxiliar na tomada de decisão sobre qual modelo adotar.

## **5) *Inserção dos fenômenos físicos do método de injeção***

Para testar a validade dos metamodelos gerados no Passo 4, eles devem ser avaliados em diferentes condições. No caso particular deste trabalho, isto é feito a partir do teste considerando diferentes fenômenos físicos presentes no processo de injeção de polímeros. No Passo 5, são então gerados alguns cenários, com características prováveis e extremas, para deixar a validação do metamodelo mais completa.

## **6) *Comparação dos resultados do metamodelo adotado com fenômenos físicos em relação ao modelo de referência***



A partir de cada um dos casos abordados no passo anterior, é realizada uma comparação entre os resultados de produção dos poços de interesse e o do modelo de referência. O procedimento a ser seguido é igual ao descrito no Passo 4, utilizando o AQNS como ferramenta principal para avaliar se o metamodelo em questão representa adequadamente o caso de referência.

## **5.2. Metodologia específica**

A metodologia específica para o presente trabalho contempla o detalhamento do procedimento para cada um dos seis passos da metodologia geral a partir do modelo de simulação descrito no Item 4.2 (Aplicação).

### **5.2.1. Escolha do modelo de referência (Base) e avaliação da região de interesse**

O modelo Base deve apresentar tempo de simulação elevado e pelo menos uma região ou poço de interesse. Para avaliar o tempo de simulação o número de processadores, especificações do computador e tipo de simulador devem ser levadas em consideração. A região de interesse deve apresentar características pelas quais a injeção de polímeros se torna atrativa para estudo. Algumas destas características podem ser:

- Regiões geologicamente complexas que necessitam maior detalhamento da malha de simulação para representar os mecanismos de recuperação;
- Saturações de óleo móvel suficientemente altas mesmo após a injeção de água;
- Presença de digitações viscosas provenientes de razões de mobilidade entre água e óleo elevados;
- Avaliação da eficiência de injeção a partir de poços piloto.

No caso específico deste trabalho, a região de interesse é considerada de alta complexidade devido à grande heterogeneidade entre suas estratificações. Pelo fato do modelo apresentar altas zonas de permeabilidade intercalada com zonas de baixa permeabilidade e somadas à presença de óleo pesado, a injeção de água leva a tempos de irrupção muito curtos. Portanto, a injeção de polímero apresenta potencial de aplicação.

### **5.2.2. Otimização e seleção da estratégia de produção (Estratégia OTM)**

O procedimento de otimização para seleção da estratégia de produção é adaptado do trabalho de (GASPAR et al., 2014) e está sucintamente descrito a seguir. É importante ressaltar que são feitas otimizações independentes para água e para polímero.

1. Otimização das variáveis de projeto (G1) a partir de uma estratégia inicial

- a. Número e localização dos poços;
- b. Capacidade do sistema de produção (e.g. plataforma);
- c. Cronograma de abertura dos poços;
- 2. Otimização das variáveis de operação (G2)
  - d. Pressão de fundo de poço;
  - e. Banco de injeção de polímeros;
  - f. Concentração de polímeros.

Um aspecto importante do procedimento é determinar se uma etapa é aproveitada ou rejeitada. Para este trabalho, se um passo da otimização não encontrar incremento na função-objetivo (VPL), o caso otimizado da etapa anterior, com maior valor, é utilizado no para o próximo passo. A seguir são detalhadas cada uma dessas etapas.

#### ***1.a Número e localização dos poços***

A seleção da estratégia de produção inicial consiste inserção de poços produtores e injetores, de acordo com uma otimização prévia baseada no trabalho de Botechia, Correia e Schiozer (2016), que utiliza um modelo de simulação semelhante ao empregado neste trabalho. Em seu trabalho, foram utilizados poços horizontais com 1500 m de comprimento e concentração inicial de polímeros de 1500 ppm. É importante ressaltar que a estratégia de produção inicial é apenas uma estimativa já que o processo de otimização tende a corrigir eventuais discrepâncias para se encontrar valores ótimos da função objetivo (VPL).

Depois de selecionada a estratégia base, os poços produtores e injetores são inseridos alternadamente, realizando uma varredura completa do campo para buscar sua melhor localização. Este passo é realizado até que não haja mais incremento no VPL. Realiza-se uma avaliação da localização dos poços, variando cada um deles localmente cinco blocos em todas as direções e é selecionada a localização dos poços com maior VPL. Finalmente, retira-se poço a poço da estratégia inicial e então é avaliado se houve incremento do VPL. Caso haja incremento, este poço é retirado da estratégia. Este procedimento está ilustrado na Figura 5.2

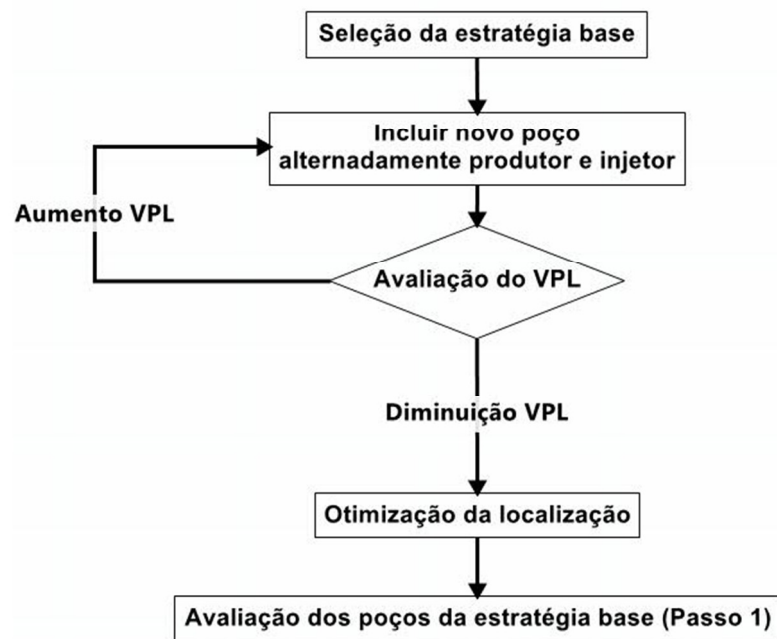


Figura 5.2. Procedimento para otimização do número e localização dos poços.

### 2.a Capacidade do sistema de produção

A capacidade do sistema de produção inicial é baseada na vazão máxima de líquidos que o campo pode atingir por dia e seu cálculo é feito de acordo com a Equação 4.1. Posteriormente são estabelecidos valores candidatos somando e subtraindo a capacidade inicial em passos de 1000 m<sup>3</sup> por dia. Para o valor candidato que obteve o maior VPL, foi feito um refinamento com variações de 250 m<sup>3</sup> por dia e é definido o melhor sistema de produção a partir do maior VPL.

### 3.a Cronograma de abertura dos poços

A etapa que avalia o cronograma de abertura dos poços (passo 1.c) é dividida em dois grupos: o primeiro conforme a classificação dos poços a partir dos indicadores IEPP e IEPI (calculados como se todos os poços fossem abertos ao mesmo tempo de acordo com Botechia, Correia e Schiozer, 2016) e o segundo de acordo com o tempo entre a abertura dos poços.

Para o primeiro grupo são criados modelos abrindo-se: (1) todos os melhores produtores e depois todos os melhores injetores; (2) todos os melhores injetores e depois todos os melhores produtores; (3) alternadamente os melhores produtores e injetores; (4) alternadamente os dois melhores produtores e o melhor injetor; (5) alternadamente os três melhores produtores e o melhor injetor; (6) os piores produtores seguidos dos piores injetores; (7) os piores injetores e os piores produtores; (8) alternadamente os dois melhores injetores e o melhor produtor e; (9) alternadamente os melhores três injetores e o melhor produtor.

Para o segundo grupo, é definido qual dos nove modelos obtém o melhor incremento no VPL e, a partir deste modelo, realiza-se a abertura dos poços da seguinte forma: (10) de 40 em 40 dias; (11) de 50 em 50 dias e; (12) de 60 em 60 dias. É então determinada a estratégia que reflete no maior VPL.

#### **4.a Pressão de fundo de poço**

A otimização da pressão de fundo de poço é realizada variando valores candidatos de 1000 em 1000 kPa, respeitando sempre o limite mínimo de pressão para poço produtor de 5000 kPa e máximo para poço injetor de 25000 kPa. São otimizadas a pressão de fundo dos poços injetores tanto para o período de injeção de água que antecede a injeção de polímeros, quanto para o período de injeção de polímeros.

#### **5.a Banco de injeção de polímeros**

Dois grupos são utilizados para otimizar o volume do banco de injeção de polímeros. O primeiro grupo com os valores candidatos indicando o tempo de injeção de água antes da injeção de polímeros e o segundo grupo variando o tempo do banco de injeção de polímeros. É realizada a simulação cruzada entre todos os candidatos de cada um dos grupos (totalizando 45 simulações) e adotado o banco de injeção de polímeros com maior valor da função-objetivo (VPL). As Tabelas 5.1 e 5.2 resumem os valores candidatos.

**Tabela 5.1. Valores do tempo de injeção de água antes de polímeros.**

<b>Valores Candidatos</b>	<b>Tempo de injeção de água (anos)</b>
W1	Sem injeção inicial de água
W2	1
W3	2
W4	3
W5	5

**Tabela 5.2. Tempo de injeção do banco de polímeros.**

<b>Candidatos</b>	<b>Banco de polímeros (anos)</b>
P1	Até o final do tempo de simulação
P2	24
P3	21
P4	18
P5	15
P6	12
P7	9
P8	6
P9	3

### 6.a Concentração de polímeros

A otimização da concentração de polímeros durante a injeção foi realizada variando valores entre 1000 e 2000 ppm em intervalos de 250 ppm. A capacidade do sistema de injeção permite que cada poço possa ter sua concentração independente. É adotada a concentração de polímero que resulte no maior valor do VPL.

### 5.2.3. Geração dos modelos para redução do tempo de simulação (metamodelos)

Para o presente trabalho, duas técnicas para criação dos metamodelos foram utilizadas e comparadas denominadas: a área de drenagem (AD) e a transferência de escala (TE). A Figura 5.3 demonstra, de forma esquemática, o passo a passo para geração dos dois metamodelos e posterior comparação com a Estratégia OTM.

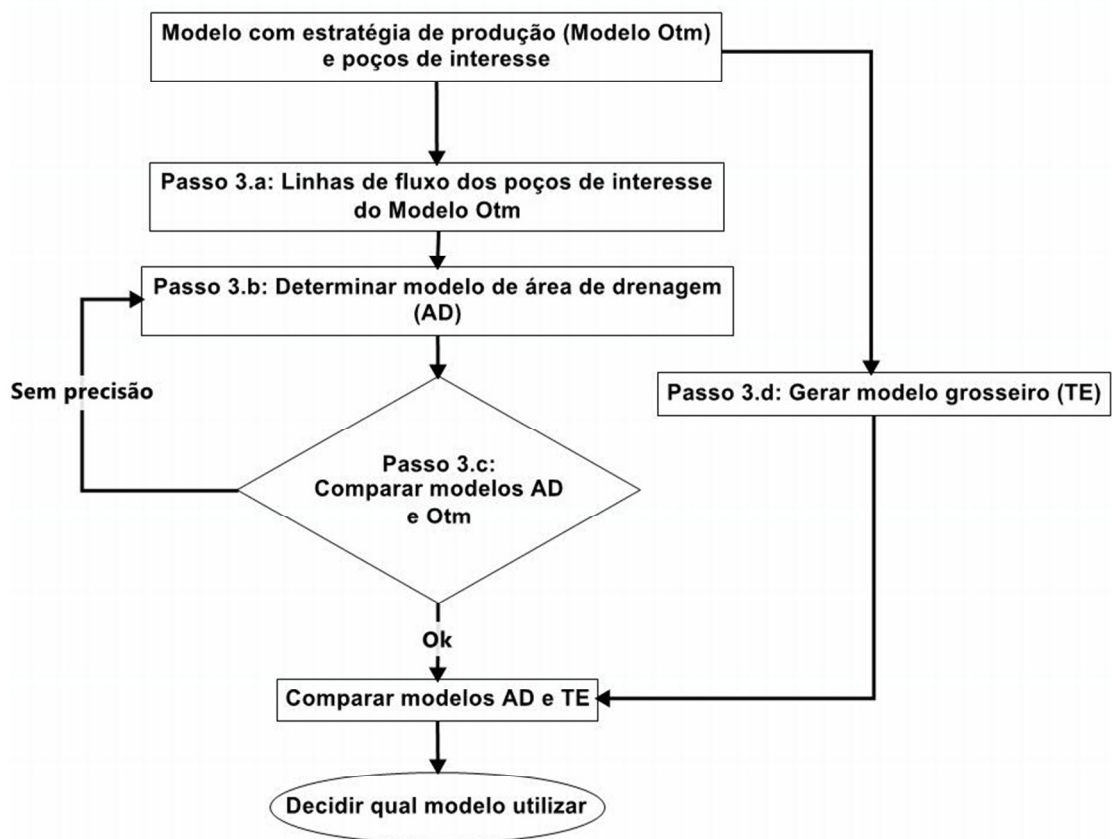


Figura 5.3. Metodologia para geração e comparação dos metamodelos AD e TE.

#### 5.2.3.1. Área de drenagem (AD)

Esta técnica consiste na delimitação – ou “corte” – do modelo Base tendo como orientação as linhas de fluxo dos poços de interesse e a análise da contribuição dos poços no entorno dos poços de interesse. A redução do tempo de simulação resulta de desconsiderar

regiões distantes dos poços de interesse, onde o simulador teria que realizar cálculos que não contribuem efetivamente para os resultados de produção dos poços de interesse.

A geração e visualização das linhas de fluxo, conforme passo 3.a na Figura 5.3, são úteis para a escolha de quais são as zonas do modelo onde há maior drenagem de líquidos pelos poços de interesse. Caso exista alguma zona com alta permeabilidade devido às heterogeneidades próximas aos poços, as linhas de fluxo deverão ser mais numerosas nestas áreas. Portanto estas linhas de fluxo não podem ser negligenciadas no momento do corte do modelo Base.

Os poços que estão ao redor dos poços de interesse também devem ser considerados no momento do corte do modelo. Da mesma forma que a técnica de fronteiras abertas utiliza de poços virtuais para gerar condições de contorno coerentes, os poços da estratégia de produção que se encontram ao redor também auxiliam na manutenção das condições de contorno dos poços de interesse. Apesar de ser difícil determinar qual poço contribui mais ou menos para manter as condições de contorno, a simples inclusão e exclusão deles na geração dos metamodelos candidatos fornecem indícios no momento de comparação dos resultados de produção. Por isso a necessidade de uma metodologia iterativa.

São gerados alguns modelos levando-se em consideração as características citadas anteriormente, conforme o passo 3.b na Figura 5.3, para posteriormente serem comparados utilizando o Afastamento Quadrático Normalizado com Sinal (AQNS). O modelo que melhor mantiver a precisão dos resultados de produção dos poços de interesse, com relação à Estratégia OTM, e gerar uma redução de tempo de simulação atraente, será o modelo escolhido (passo 3.c).

É importante ressaltar que estratégias diversas podem gerar modelos de área de drenagem diferentes. Dada as razões de mobilidade distintas e, conseqüentemente, eficiências de varreduras diferentes, as zonas de drenagem de óleo e água dos poços mudam quando, por exemplo, forem injetados água ou polímero. Portanto, não necessariamente um modelo de área de drenagem apropriado para um tipo de injeção será apropriado para outro.

#### **5.2.3.2. Transferência de escala (TE)**

A transferência de escala é escolhida pela sua grande aplicação na indústria do petróleo e pela sua facilidade de execução. É realizada a transferência de escala (passo 3.d) das propriedades do modelo refinado somente na direção  $\hat{k}$ , pois esta é considerada muito mais refinada (5 m de largura) do que nas direções  $\hat{i}$  e  $\hat{j}$  (100 m de largura). As posições dos poços

do modelo transferência de escala (TE) são cuidadosamente adaptadas para que existissem variações espaciais mínimas em relação ao modelo otimizado (estratégia OTM).

O metamodelo da transferência de escala foi criado com o auxílio do programa Petrel, da Schlumberger (versão 2015). A técnica adotada para este trabalho é a da opção *flow-based* presente no programa. O programa utiliza o método de simulação por diferenças finitas sobre os blocos de células finas para buscar a variação de pressão em cada tempo. O programa executa uma simulação similar para os blocos grosseiros criados buscando o melhor valor de permeabilidade e porosidade para aquela variação de pressão encontrada nos blocos finos. A opção *open-to-flow* é selecionada para que o fluxo seja permitido em todos os lados do bloco (SCHLUMBERGER, 2015).

#### **5.2.4. Comparação entre os resultados de produção dos metamodelos e os resultados do modelo de referência**

A comparação dos resultados de produção dos poços de interesse entre os metamodelos (AD e TE) e modelo de referência (Estratégia OTM) é realizada utilizando o AQNS como parâmetro. Nesta etapa, a tolerância utilizada para o AQNS foi de 10%, pois foi considerado que as leituras dos dados dos equipamentos no campo (instrumentação) apresentam erros próximos a este valor.

Vale ressaltar que a comparação é realizada apenas com os resultados de produção dos poços de interesse (P01, P02 e I01). Os indicadores de produção utilizados para comparação dos metamodelos são:

- Produção acumulada de óleo e água
- Vazão de produção de água e óleo
- Massa de polímero produzida
- Pressão de fundo de poço

O metamodelo mais adequado para representar o modelo de referência (Estratégia OTM) é aquele que apresenta a melhor relação entre o menor tempo de simulação e os valores de AQNS mais ajustados (maior precisão).

#### **5.2.5. Inserção dos fenômenos físicos do método de injeção**

Os fenômenos físicos são modelados com a finalidade de deixar a injeção de polímeros mais próxima da situação real de campo, já que afetam os resultados de produção. Foram abordados três principais grupos de fenômenos físicos, de acordo com a sua atuação dentro do meio poroso:

- 1) **Fenômenos relacionados às interações rocha-fluido (F1):** conforme aumenta a concentração adsorvida do polímero na rocha ( $\overline{C_p}$ ), considera-se que a redução desproporcional da permeabilidade ( $RRF$ ) e o volume poroso inacessível ( $IPV$ ) também aumentam. É considerado que estes fenômenos ocorrem conjuntamente e são fisicamente dependentes.
- 2) **Fenômenos relacionados à estabilidade do polímero (F2):** todas as degradações neste trabalho (mecânica, química, térmica e biológica) são consideradas como modeladas por uma reação química de primeira ordem, na qual a concentração de polímero decai pela metade no tempo de meia vida ( $t_{1/2}$ ). Neste caso, o polímero degradado vira água e um balanço de materiais é feito a partir de suas massas molares.
- 3) **Fenômenos relacionados aos efeitos viscoelásticos (F3):** o efeito não-Newtoniano e a redução de saturação de óleo residual ( $RS_{or}$ ) são considerados fenômenos consequentes da capacidade elástica do polímero durante seu fluxo no meio poroso, e, portanto, foram avaliados de forma conjunta. Dado que o efeito não-Newtoniano foi retirado de dados da literatura (curva única), a variação da intensidade deste fenômeno é ocasionada pela incerteza da redução de saturação residual (3% ou 10%).

A partir da definição dos grupos F1, F2 e F3, são gerados seis possíveis níveis de ocorrência para cada grupo de fenômeno, conforme descrito na Tabela 5.3. Na nomenclatura utilizada neste trabalho, a letra “S” e “W” remete aos níveis forte e fraco de ocorrência grupo de fenômenos em questão, respectivamente.

**Tabela 5.3. Nível da ocorrência de cada um dos grupos dos fenômenos físicos adotados.**

Nível do Grupo de Fenômenos	Valores
F1S (Forte)	$\overline{C_p} = 100\mu\text{g/g}$ ; $RRF = 2$ ; $IPV = 85\%$
F1W (Fraco)	$\overline{C_p} = 20\mu\text{g/g}$ ; $RRF = 1$ ; $IPV = 95\%$
F2S (Forte)	$t_{1/2} = 365$ dias
F2W (Fraco)	$t_{1/2} = 1825$ dias
F3S (Forte)	Figura 4.8; $RS_{or} = 10\%$
F3S (Fraco)	Figura 4.8; $RS_{or} = 3\%$

Estes cenários são simulados para verificar se o metamodelo adotado no Passo 3 da metodologia pode ser utilizado incluindo-se um estudo mais detalhado, já que o polímero utilizado nas etapas anteriores é modelado como “ideal”, ou seja, sem fenômenos físicos atuantes. Esta comparação auxilia na validação da metodologia adotada, verificando sua robustez em casos mais complexos.



#### **5.2.6. Comparação entre os resultados do metamodelo adotado e do modelo de referência com aplicação dos fenômenos físicos**

No Passo 6, são aplicados os seis cenários descritos na etapa anterior ao metamodelo (AD e TE) e comparados com relação ao modelo de referência (Estratégia OTM), conforme descrito na Etapa 4 da metodologia (utilizando AQNS para os mesmos indicadores de produção dos poços P01, P02 e I01). O metamodelo final a ser adotado é aquele que apresenta a maior precisão dos resultados de produção (AQNS mais próximo de zero) e menores tempos de simulação. Adicionalmente são realizadas discussões sobre os resultados obtidos para cada tipo de fenômeno físico adotado, buscando auxiliar a análise da forma que o polímero está se deslocando em cada um dos modelos.



## 6. RESULTADOS E DISCUSSÕES

Neste capítulo é apresentada a aplicação da metodologia proposta. Os resultados com discussões são divididos em itens de acordo com a metodologia específica.

### 6.1. Escolha do modelo de referência (Base) e avaliação da região de interesse

O modelo de referência (Base) apresenta três poços perfurados (P01, P02 e I01) conforme descrito no Item 4. Estes poços são utilizados como referência para a comparação dos resultados de produção, ou seja, são os poços de interesse. A região de interesse, que é a área próxima a estes três poços, apresenta zonas de estratificação com altas permeabilidades entre zonas de baixas permeabilidades e com saturações elevadas de óleo pesado, sendo esta uma região candidata para avaliação do método de injeção de polímeros, como pode ser observado nas Figuras 6.1 e 6.2.

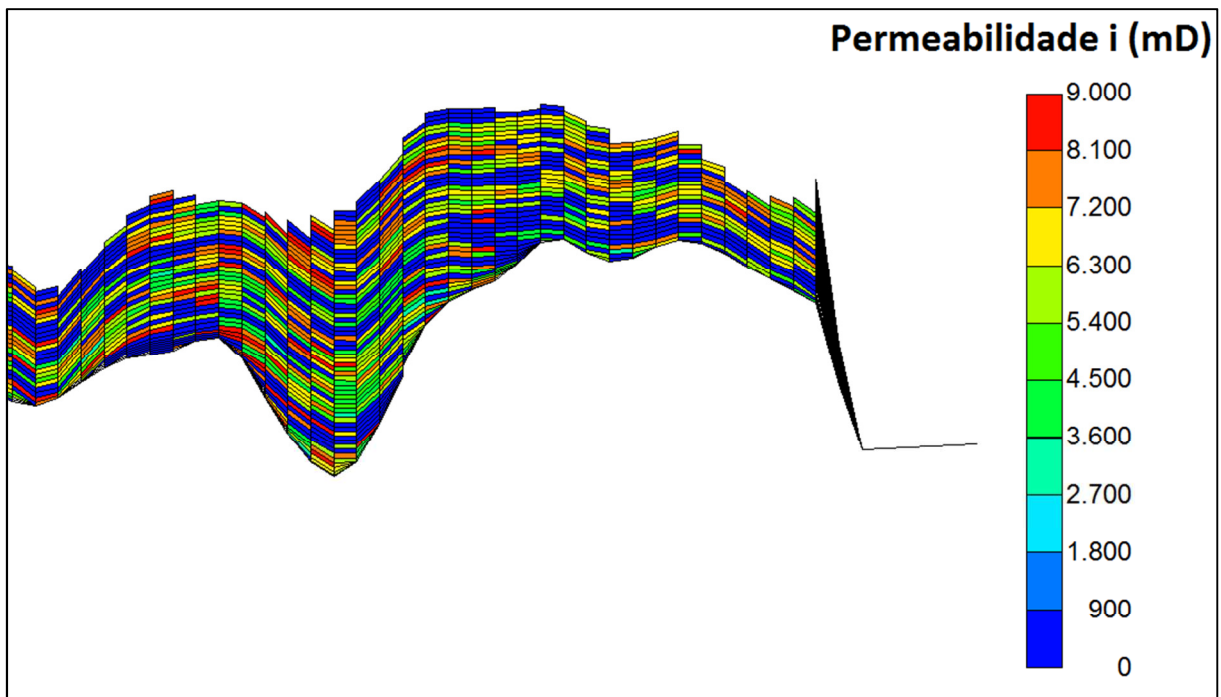
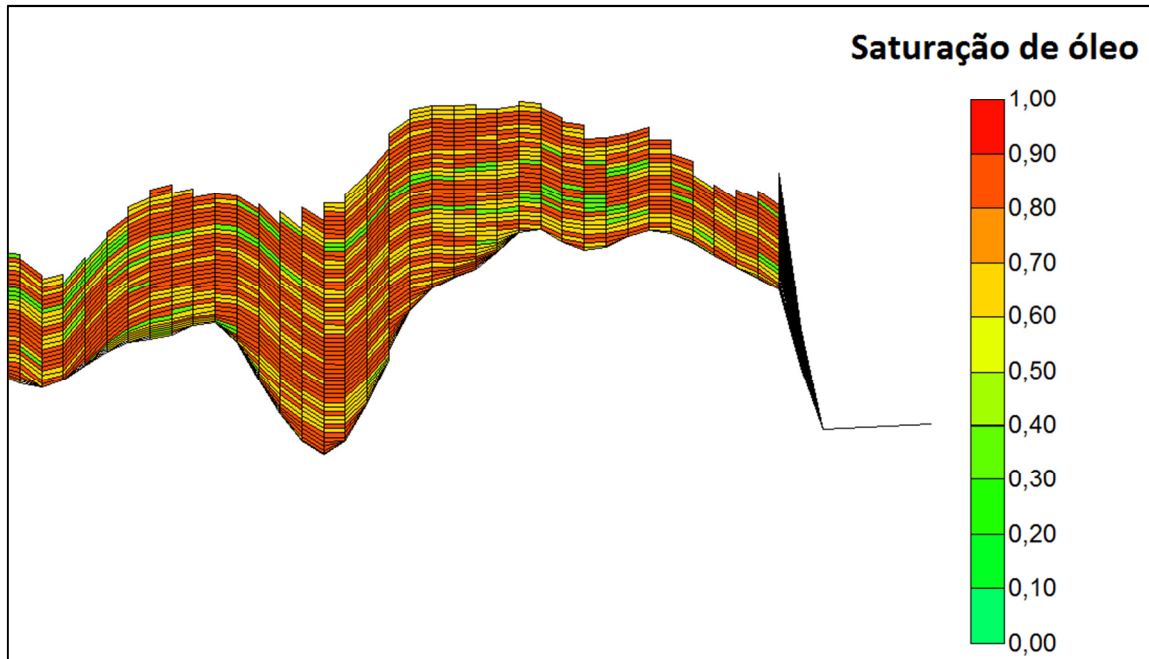


Figura 6.1. Corte da seção transversal  $j=49$  mostrando a variação da permeabilidade por camadas da região de interesse.



**Figura 6.2.** Corte da seção transversal  $j=49$  mostrando a saturação de óleo por camadas da região de interesse.

O tempo de simulação deste modelo com apenas os três poços em operação durante os 30 anos é de 75 minutos. Vale ressaltar que, mesmo com apenas três poços em produção/injeção, o tempo de simulação pode ser considerado elevado. Isto se deve ao fato de que a variação de pressão e saturação em regiões distantes dos poços é pequena, simplificando a solução das equações não lineares pelo simulador. Com a inserção de outros poços de estratégia de produção, o tempo de simulação se eleva bastante, como está demonstrado nos próximos itens.

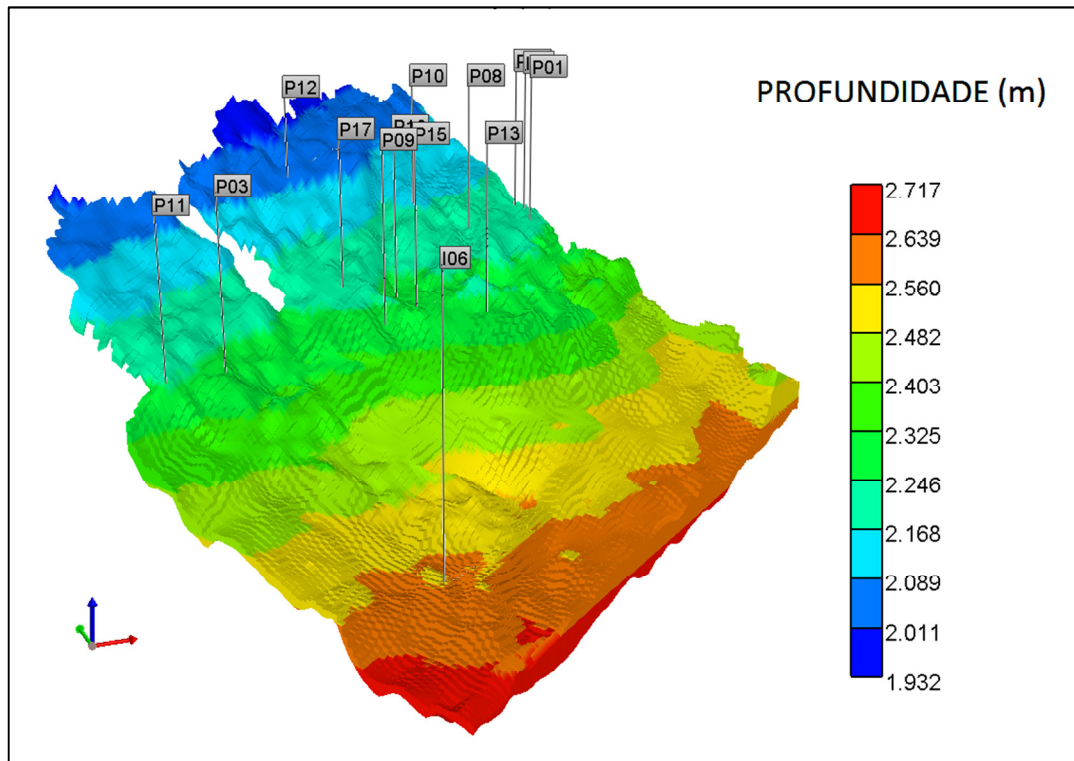
## **6.2. Otimização e seleção da estratégia de produção (Estratégia OTM)**

O processo de seleção de uma estratégia de produção segue o procedimento descrito na metodologia pela otimização da localização e número de poços, da capacidade do sistema de produção, do cronograma de abertura dos poços, da pressão de fundo de poço, do banco de polímeros e da concentração de polímeros.

### **2.a Número e localização dos poços**

A estratégia inicial apresenta 14 poços (12 produtores e 02 injetores) para água e 18 poços (13 produtores e 05 injetores) para polímeros e é baseada no trabalho de Botechia, Correia e Schiozer (2016). As estratégias iniciais (água e polímeros) estão ilustradas nas Figuras 6.3 e 6.4 e o cronograma de abertura dos poços na Tabela 6.1. Para a estratégia de

polímero, é considerado um ano de pré-injeção de água e depois a injeção de polímero com concentração de 1500 ppm.



**Figura 6.3. Localização dos poços para estratégia inicial da injeção de água.**

As Tabelas 6.2 e 6.3 mostram a evolução dos principais indicadores econômicos, de produção e os poços que foram inseridos/retirados da estratégia da água e do polímero, respectivamente. As linhas com a coloração laranja representam as etapas da metodologia em que não houve incremento no VPL e, portanto, foram descartadas (inclusão dos poços I11 e P22 para estratégia de água e inclusão dos poços I13 e P27 para estratégia de polímeros). A etapa 2.a.10 da estratégia de injeção de água, apesar de apresentar indicadores de produção de óleo piores que a etapa anterior, foi aproveitada para estratégia final, pois o VPL se manteve ( $3,33 \times 10^9$  USD) e com menor número de poços (um injetor a menos), diminuindo o risco inerente do processo de perfuração.

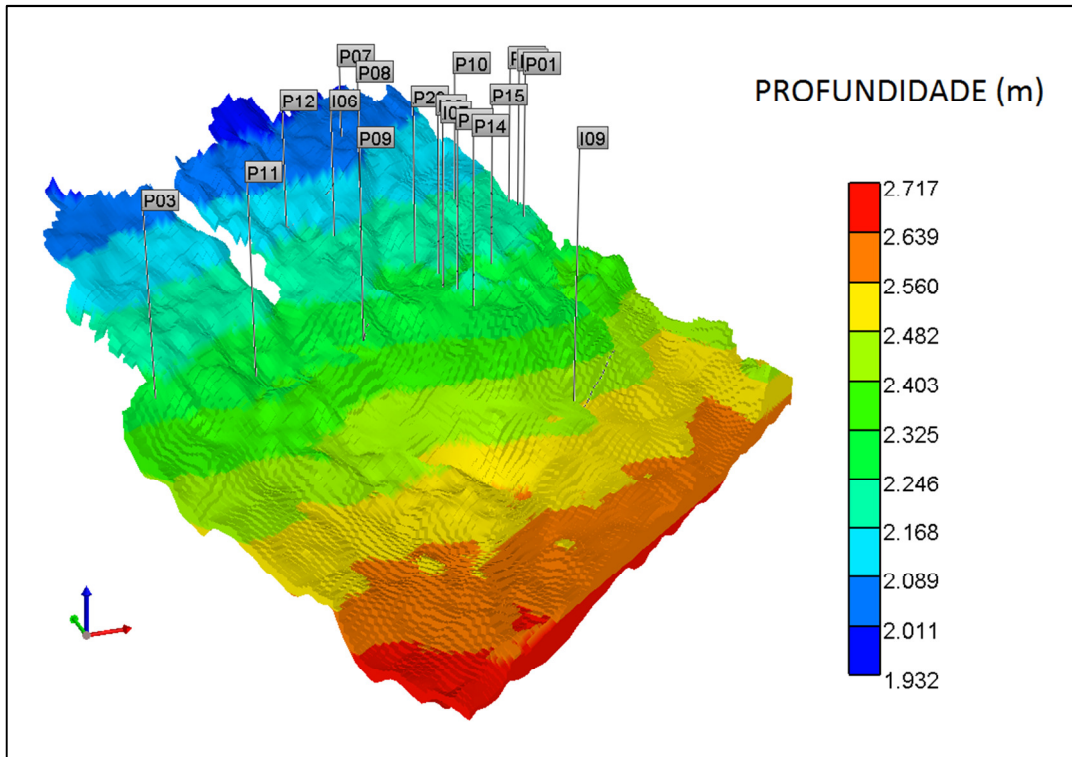


Figura 6.4. Localização dos poços para estratégia inicial da injeção de polímeros.

Tabela 6.1. Cronograma de abertura dos poços para as estratégias iniciais.

	Água	Polímero
Data	Poço	
01/11/2011	P01	
05/05/2013	P02	
24/06/2014	I01	
01/08/2014	P13	P14
01/09/2014	P11	P13
01/10/2014	P09	P15
01/11/2014	P16	P09
01/12/2014	P17	P23
01/01/2015	P03	P03
01/02/2015	P10	P10
01/03/2015	P08	P12
01/04/2015	P15	P11
01/05/2015	P12	P08
01/06/2015	I06	P07
01/07/2015	-	I06
01/08/2015	-	I07
01/09/2015	-	I08
01/10/2015	-	I09

**Tabela 6.2. Indicadores econômicos e de produção para a etapa 2.a. da metodologia para estratégia de injeção de água ressaltando os passos que não obtiveram incremento do VPL.**

Etapa	VPL (10 <sup>9</sup> USD)	Np (10 <sup>6</sup> m <sup>3</sup> )	Wp (10 <sup>6</sup> m <sup>3</sup> )	FRo (%)	Winj (10 <sup>6</sup> m <sup>3</sup> )	Poço incluído / excluído
Inicial	2,58	56,2	54,5	19	36,6	-
2.a.1	2,87	60,8	66,3	20	54,6	+ I07
2.a.2	3,18	63,7	65,2	21	54,5	+ P18
2.a.3	3,19	68,4	86,0	23	82,3	+ I08 e I09
2.a.4	3,26	70,3	87,4	23	82,3	+ P19 e P20
2.a.5	3,28	72,3	102,0	24	98,7	+ I10
2.a.6	3,31	73,9	101,7	25	98,6	+ P21
2.a.7	3,30	76,1	113,2	25	114,5	+ I11
2.a.8	3,30	74,6	101,5	25	98,9	+ P22
2.a.9	3,33	74,1	104,5	25	101,3	-
2.a.10	3,33	71,9	91,4	24	84,4	- I06

**Tabela 6.3. Indicadores econômicos e de produção para a etapa 2.a. da metodologia para estratégia de injeção de polímeros ressaltando os passos que não obtiveram incremento do VPL.**

Etapa	VPL (10 <sup>9</sup> USD)	Np (10 <sup>6</sup> m <sup>3</sup> )	Wp (10 <sup>6</sup> m <sup>3</sup> )	FRo (%)	Winj (10 <sup>6</sup> m <sup>3</sup> )	Pp (10 <sup>8</sup> kg)	Poço incluído / excluído
Inicial	3,09	73,7	80,7	24	90,0	138,9	-
2.a.1	3,29	81,9	101,1	27	121,4	188,0	+ I10 e I11
2.a.2	3,39	85,0	103,2	28	121,3	188,4	+ P24 e P25
2.a.3	3,45	88,8	111,6	29	137,2	212,5	+ I12
2.a.4	3,46	90,2	110,9	30	136,8	212,1	+ P26
2.a.5	3,35	90,9	116,6	30	146,5	226,8	+ I13
2.a.6	3,38	89,9	114,0	30	137,6	213,1	+ P27
2.a.7	3,52	91,0	112,8	30	139,0	215,3	-
2.a.8	3,61	86,7	89,9	29	105,6	163,2	- I08 e I09

As disposições finais dos poços estão ilustradas nas Figuras 6.5 e 6.6. O cálculo do custo da capacidade de produção a cada passo foi considerado a partir do somatório das vazões máximas de produção de líquidos de todos os poços. Os incrementos do VPL ao final desta etapa foram de 29% e 17% para injeção de água e de polímeros, respectivamente.

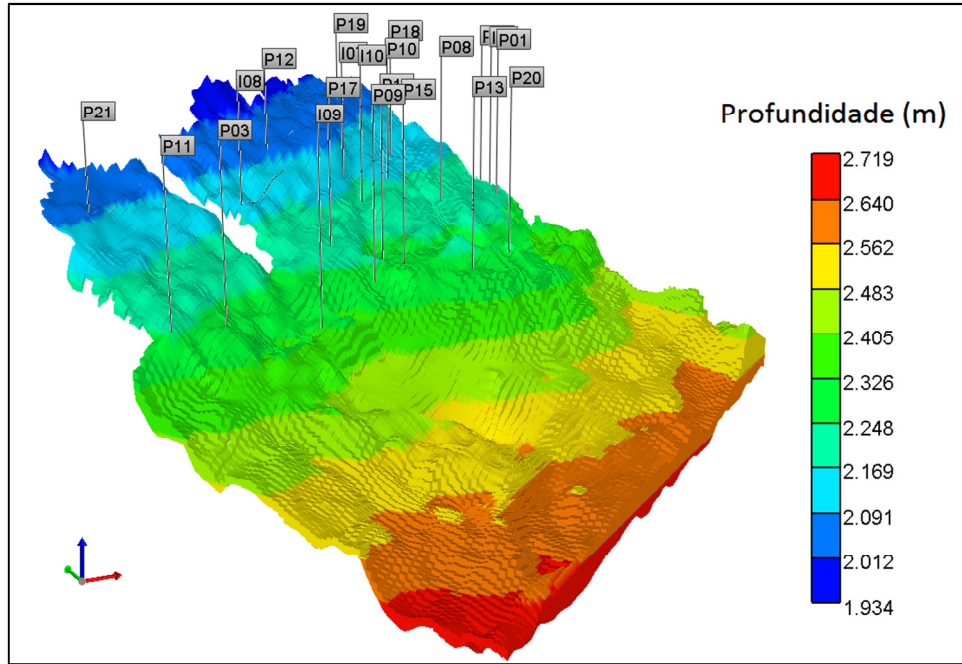


Figura 6.5. Localização dos poços para a estratégia de injeção de água.

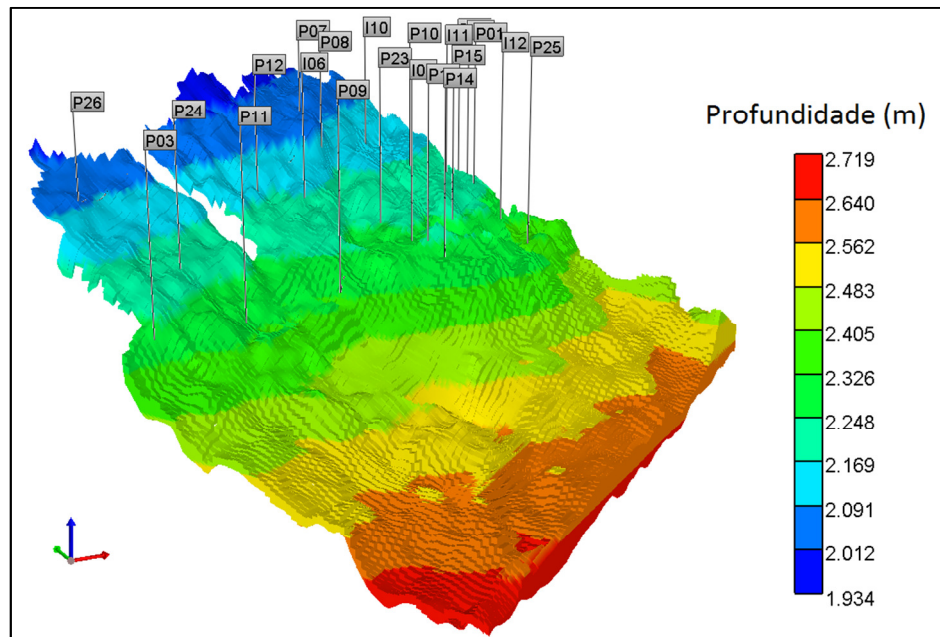


Figura 6.6. Localização dos poços para a estratégia de injeção de polímero.

## 2.b Capacidade do sistema de produção

Como ocorre normalmente nos anos iniciais de produção de um campo, a vazão de produção de líquidos atinge um patamar máximo por um curto período e logo decresce, conforme demonstrado na Figura 6.7 para o caso da injeção de água e de polímeros.



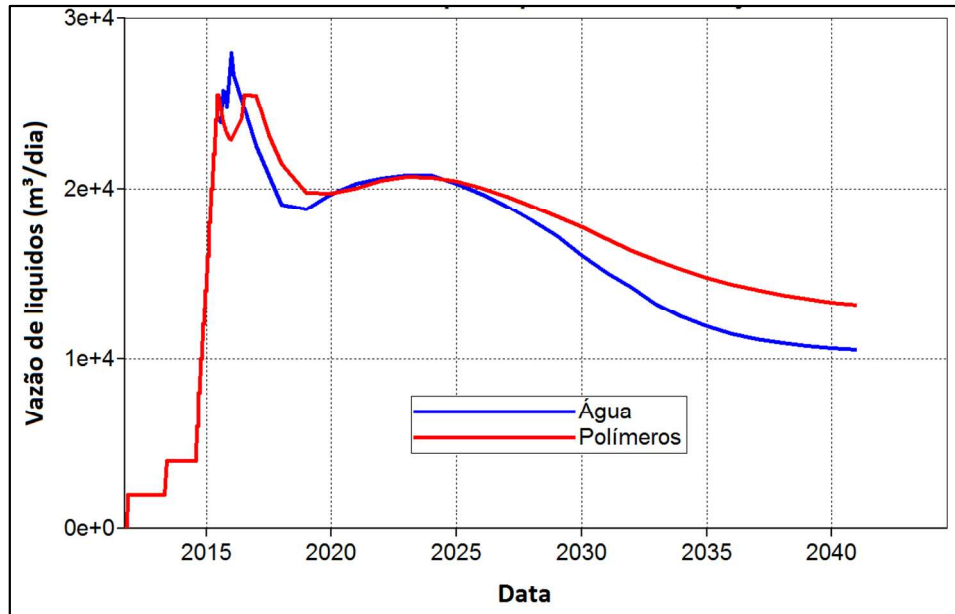


Figura 6.7. Vazões máximas de produção para estratégia de injeção água e polímeros.

Dado que o tamanho da capacidade do sistema de produção (plataforma) é superdimensionado na etapa anterior (para que não seja um fato impeditivo na determinação do número ideal de poços), nesta etapa os valores candidatos mais realistas são testados e seus respectivos VPLs são comparados com o otimizado da etapa anterior (2.a), conforme ilustrado nas Figuras 6.8 e 6.9.

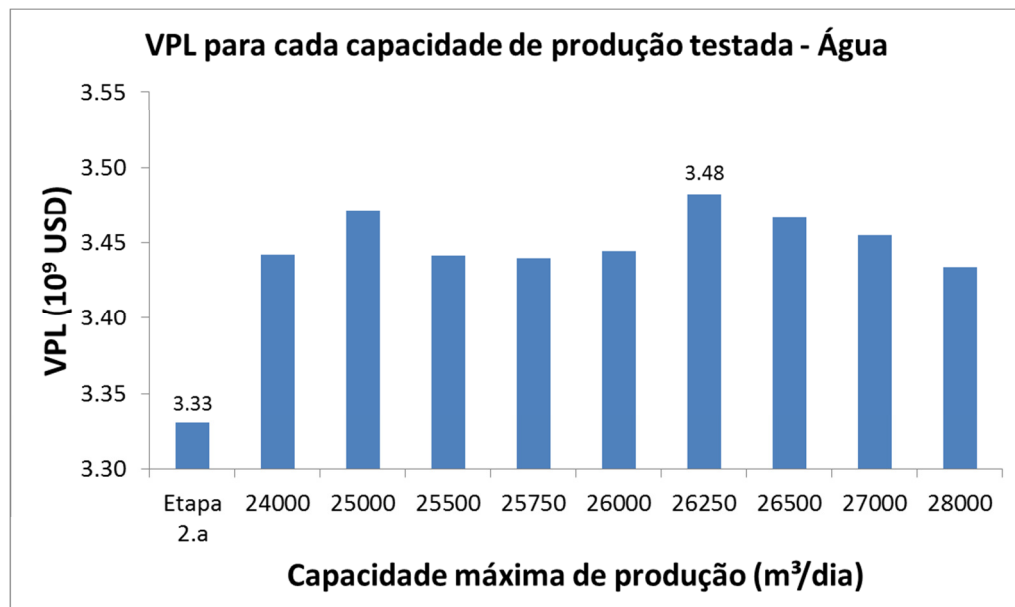
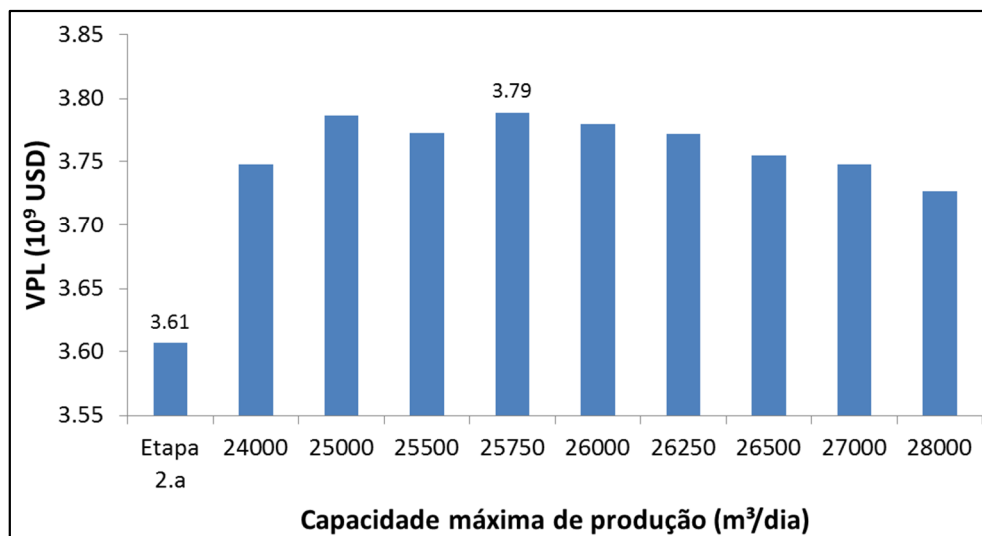


Figura 6.8. Comparação do VPL para cada plataforma testada para injeção de água dando destaque para o maior e o menor valor.



**Figura 6.9. Comparação do VPL para cada plataforma testada para injeção de polímeros dando destaque para o maior e o menor valor.**

As capacidades de produção adotadas para serem utilizadas para as etapas subsequentes foram as que geraram os maiores VPLs sendo a de 26250 e 25750 m³/dia para injeção de água e de polímeros, respectivamente. Em ambos os casos o incremento de VPL foi de 5%.

### **2.c Cronograma de abertura dos poços**

A classificação dos poços segundo os seus respectivos IEPP e IEPI está representada na Tabela 6.4 e são utilizadas para definir quais são os melhores e os piores poços produtores e injetores para a ordem de abertura. Neste caso, o cálculo do IEPP e do IEPI são realizados quando os poços são abertos simultaneamente no início do tempo de simulação. Os valores de IEPI são ilustrados do mais negativo para o menos negativo, para classificar os poços injetores (Tabela 6.4). Os valores mais negativos representam uma maior injetividade (maior quantidade de líquido injetado, maior custo), portanto, sendo benéfico para o campo.

A comparação dos VPLs dos diversos cronogramas testados, conforme descrito na metodologia específica (de 1 a 12), é feita nas Figuras 6.10 e 6.11 para a água e o polímero, respectivamente. As cores das barras preta, azul e verde representam os resultados dos cronogramas da etapa 2.b (decorrente da etapa anterior com abertura de 30 em 30 dias conforme a ordem de inserção e retirada), do grupo de cronograma 1 (classificação de IEPP e IEPI) e do grupo de cronograma 2 (espaçamento de abertura entre os poços), respectivamente.

Tabela 6.4. IEPP e IEPI para as estratégias de injeção de água e de polímeros

Água		Polímeros	
Poço	IEPP (10 <sup>7</sup> USD)	Poço	IEPP (10 <sup>7</sup> USD)
P13	105,9	P14	124,3
P16	98,2	P10	120,5
P11	96,5	P15	112,7
P09	86,2	P13	112,4
P17	84,4	P23	109,7
P10	64,8	P09	95,1
P03	63,6	P03	83,9
P08	62,7	P12	70,2
P20	59,3	P11	52,5
P15	48,2	P25	34,6
P12	39,1	P24	29,6
P18	35,1	P08	28,7
P19	13,1	P07	24,0
P21	12,0	P26	20,6
Poço	IEPI (10 <sup>7</sup> USD)	Poço	IEPI (10 <sup>7</sup> USD)
I07	-10,2	I06	-10,6
I10	-9,8	I11	-9,6
I09	-9,6	I10	-9,6
I08	-8,8	I12	-9,6
		I07	-9,4

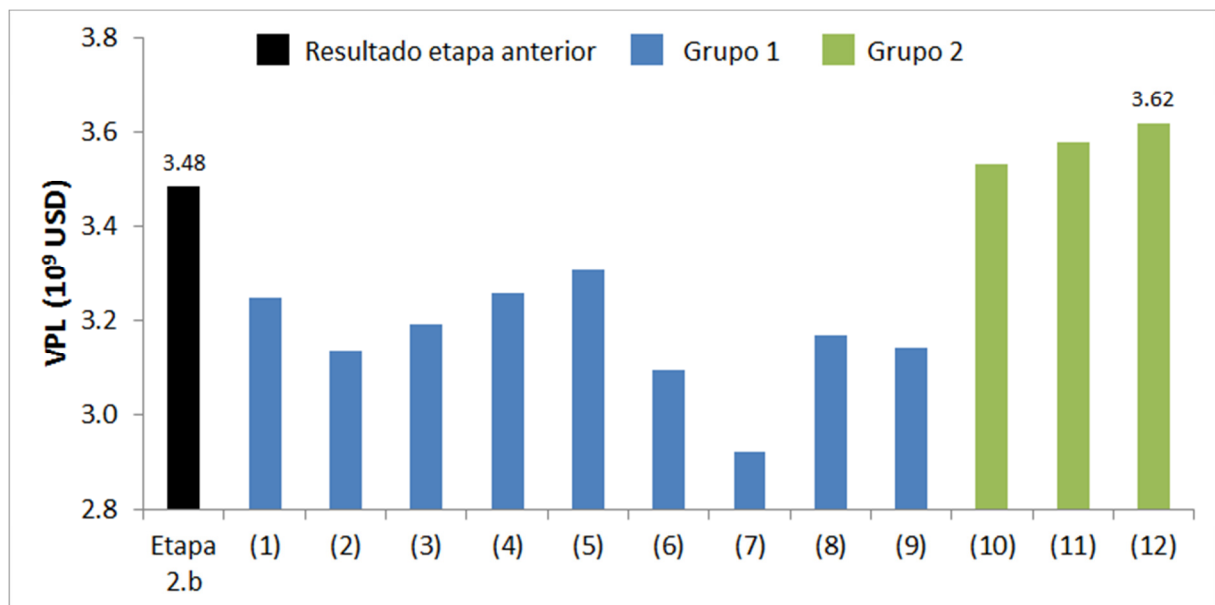
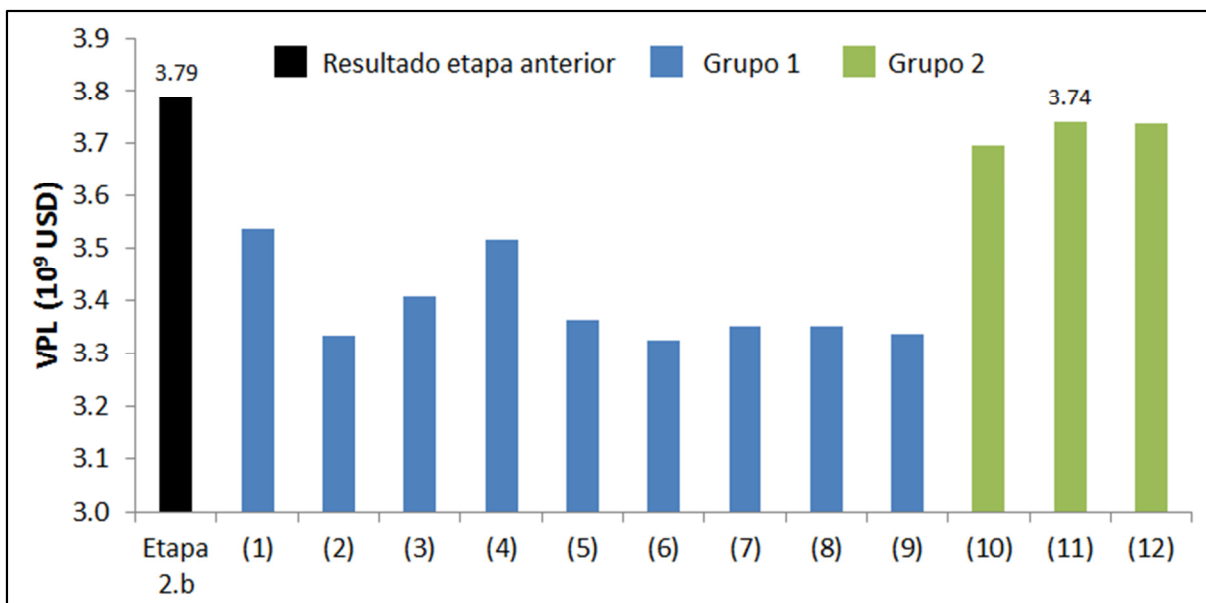


Figura 6.10. VPL por cronograma testado para a estratégia de injeção de água.

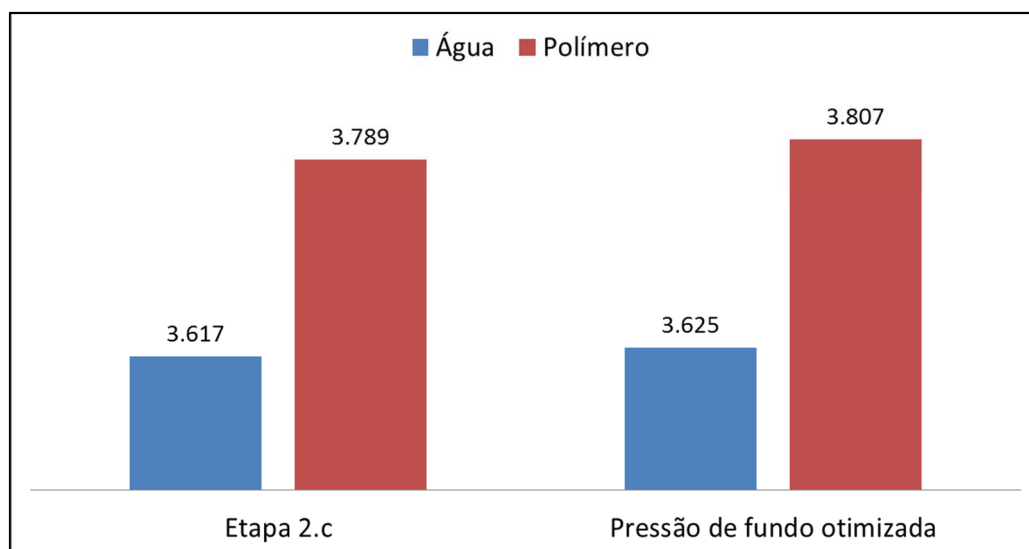


**Figura 6.11. VPL por cronograma testado para a estratégia de injeção de polímeros.**

Para o caso da estratégia de injeção de água, o cronograma com a classificação dos poços da estratégia base e com abertura de 60 em 60 dias tem o maior valor ( $3,62 \times 10^9$  USD) com incremento de 4% no VPL. No caso da injeção de polímeros, tanto a classificação dos poços como a agenda de abertura, resultaram no melhor VPL o da estratégia referente à etapa 2.b ( $3,74 \times 10^9$  USD), ou seja, sem incremento nesta etapa. Desta forma, estes foram os cronogramas utilizados para as etapas posteriores.

## **2.d Pressão de fundo de poço**

A variação da pressão de fundo de poço é realizada respeitando as restrições operacionais dos poços de 5000 kPa (mínimo) para os poços produtores e 25000 kPa (máximo) para os poços injetores. O algoritmo de otimização utilizado é o DECE do CMOST (CMG) para auxiliar a busca do maior VPL nas inúmeras combinações possíveis, já que foram utilizados seis níveis de pressão de fundo para cada poço. O VPL final alcançado e os valores da pressão de fundo de cada um dos poços estão descritos na Figura 6.12, com incrementos de 0,2% e 0,5% para injeção de água e de polímeros, respectivamente.



**Figura 6.12.** Comparação dos VPLs da Etapa 2.c e depois de otimizar a pressão de fundo de poço.

Podemos verificar que, nesta etapa, o aumento do VPL é relativamente menor, em comparação com os ganhos das outras etapas, mostrando que a otimização atingiu um bom patamar. Os próximos passos são referentes à otimização de parâmetros específicos para a estratégia de polímeros.

## 2.e Banco de injeção de polímeros

Os resultados de VPL para o cruzamento do tempo de pré-injeção de água (W1 a W5) com o banco de polímeros (P1 a P9) totalizando 41 simulações estão mostrados na Tabela 6.5. Notar que as estratégias cruzadas P2-W3, P2-W4, P2-W5 e P3-W5 não estão contabilizadas na Tabela 6.5, pois o banco de polímeros terminaria após o tempo de simulação estabelecido de 30 anos (2041).

**Tabela 6.5.** Comparação do VPL das estratégias candidatas para injeção do banco de polímeros.

VPL (10 <sup>9</sup> USD)	P1	P2	P3	P4	P5	P6	P7	P8	P9
W1	3,69	3,70	3,77	3,77	3,78	3,76	3,70	3,61	3,44
W2	3,81	3,77	3,77	3,78	3,78	3,77	3,72	3,64	3,49
W3	3,78	-	3,78	3,79	3,79	3,79	3,75	3,68	3,53
W4	3,75	-	3,76	3,76	3,77	3,76	3,74	3,70	3,56
W5	3,67	-	-	3,68	3,68	3,68	3,67	3,66	3,57

A estratégia da otimização da etapa 2.d (pressão de fundo de poço) manteve-se com o maior VPL (P1-W2). Portanto, não houve incremento de VPL nesta etapa, mantendo a pré-injeção de água de um ano e o restante do tempo de simulação injetando polímeros.

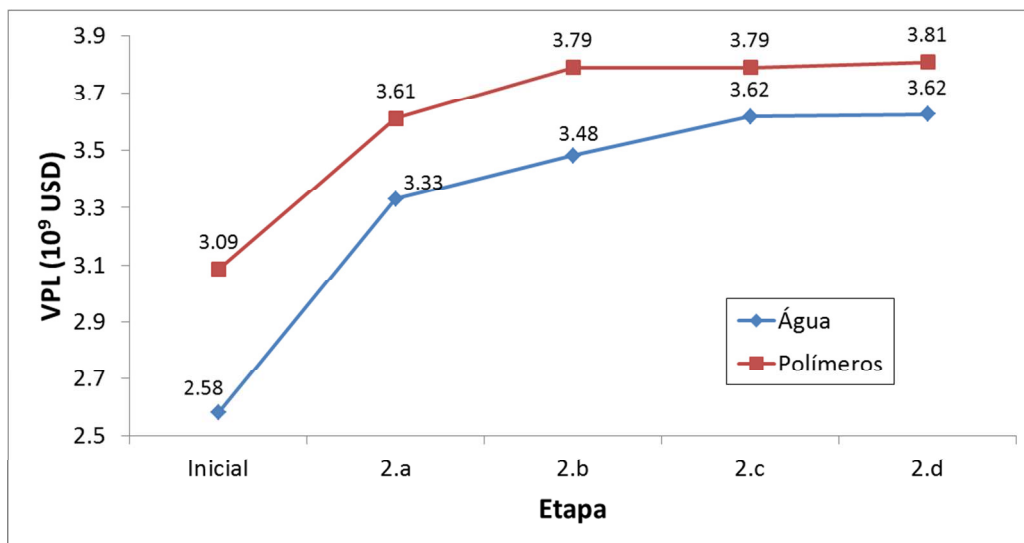
## **2.f Concentração de polímeros**

A variação da concentração de injeção de polímeros é realizada com o auxílio do algoritmo de otimização DECE do CMOST (CMG) devido ao elevado número de combinações possíveis (cinco níveis para cinco poços injetores). A estratégia com maior VPL encontrada pelo algoritmo foi de  $3,81 \times 10^9$  USD (Etapa 2.d). Portanto, nesta etapa, não houve incremento do VPL em comparação com a etapa anterior, mantendo-se a concentração de 1500 ppm para todos os poços injetores.

### **6.2.1. Sumário do processo de otimização**

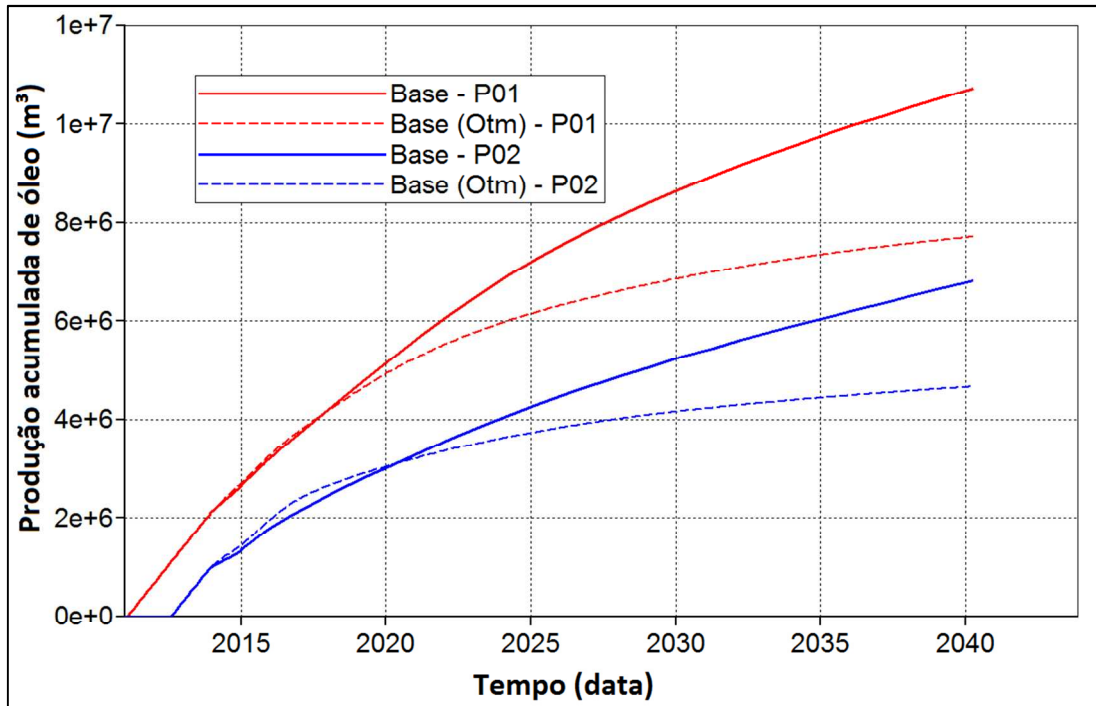
O processo de otimização para a seleção de uma estratégia de produção adequada demanda um número elevado de simulações, contando com 800 e 1394 simulações no total para as estratégias de água e de polímeros, respectivamente. As grandes diferenças entre o número de simulações das duas estratégias são: o menor número de rodadas no procedimento de otimização da etapa 2.a (localização e números de poços) para injeção de água e o fato que a estratégia de polímeros possui as etapas 2.e e 2.f adicionais (banco e concentração de polímeros).

A Figura 6.13 mostra a evolução da função-objetivo (VPL) ao final de cada uma das etapas de otimização da estratégia de produção. A estratégia de polímeros sempre obteve um maior VPL ao final de todas as etapas da otimização, demonstrando que o reservatório é um bom candidato a este método de recuperação em especial. Importante ressaltar que as etapas 2.e e 2.f, no caso da injeção de polímeros, não obtiveram incremento da função-objetivo, mantendo o resultado do VPL para a etapa anterior e, portanto, não foram representadas no gráfico.



**Figura 6.13. Evolução do VPL ao final de cada etapa do processo de otimização.**

Os resultados de produção dos poços de interesse (P01, P02 e I01) com estratégia e sem estratégia de produção são bastante diferentes, sendo a produção de líquidos superestimada quando não existe a “competição” de poços com uma estratégia de produção. Um exemplo para ilustrar esta ideia está representado na Figura 6.14 no qual a produção acumulada de óleo dos poços P01 e P02 está sendo comparada com os modelos Base sem estratégia e Base com estratégia OTM, ambos injetando polímeros. A produção acumulada de óleo é, em média, 43% superior para a o modelo Base sem estratégia em comparação ao modelo Base com estratégia OTM. A comparação de outros resultados de produção é mostrada na comparação do AQNS no Passo 5.4 da metodologia.



**Figura 6.14. Produção acumulada de óleo dos modelos Base e Base com estratégia OTM.**

A estratégia de produção pode ser considerada adequada quando a variação do VPL ao final do tempo de produção é pequena, indicando que o potencial de exploração do campo está próximo do ótimo. A Figura 6.15 demonstra a variação do VPL para as estratégias finais ao longo do tempo, com diferença de 0,1% e 0,2% entre o ultimo e penúltimo ano para estratégia de água e de polímeros, respectivamente. Isto indica que a otimização pode ser considerada satisfatória. Importante ressaltar que não estão considerados os custos referentes aos períodos anteriores à data inicial de simulação e o custo da plataforma se da no tempo inicial.



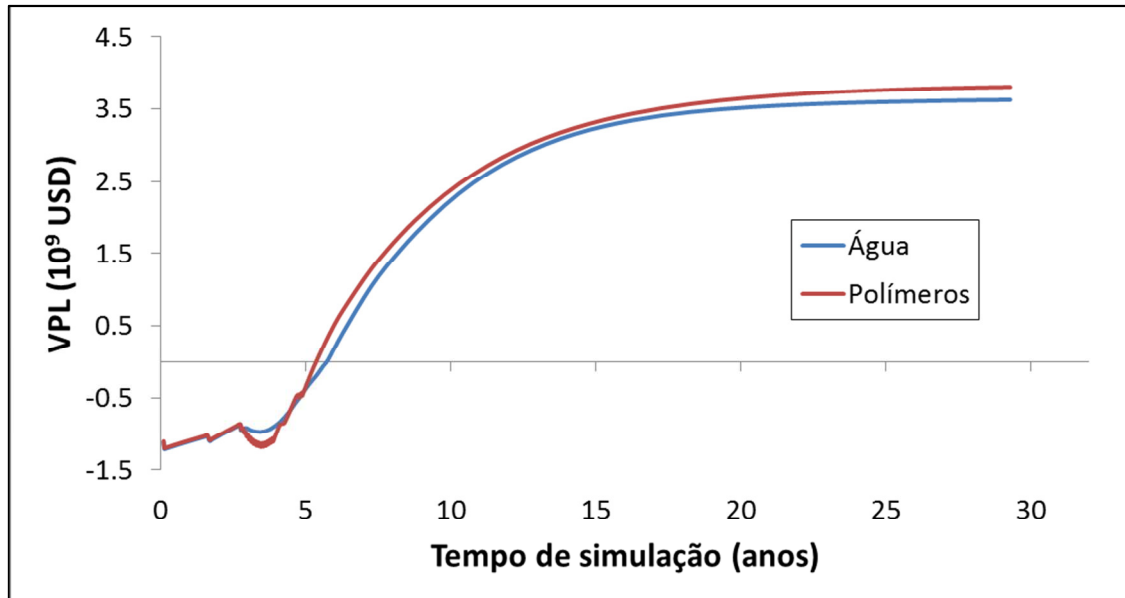


Figura 6.15. Variação do VPL ao longo do tempo de simulação para injeção de água e de polímeros.

O processo de otimização seguiu metodologias propostas por outros autores e demanda elevado custo operacional. Um processo mais simplificado ou até mesmo parcial para definir a estratégia de produção (contemplado apenas o número e localização dos poços, por exemplo) poderia ser utilizado, com menos rodadas de simulação. O importante nesta etapa é obter uma estratégia de produção aproximadamente adequada daquela encontrada em uma situação real de produção para que o estudo em alvo não fique comprometido.

### 6.3. Geração dos modelos para redução do tempo de simulação (metamodelos)

A seguir, são apresentados os resultados da criação dos metamodelos área de drenagem (AD) e transferência de escala (TE) a partir do modelo Base com estratégia OTM.

#### 6.3.1. Área de drenagem (AD)

As linhas de fluxo em distintas datas de simulação para os poços P01 e P02 estão mostradas nas Figuras 6.16 a 6.18 para água e nas Figuras 6.19 a 6.21 para polímeros. As completações que se encontram preenchidas na cor preta indicam que o poço se encontra em produção na data em questão.

Podemos observar a partir da visualização das linhas de fluxo da injeção de água e de polímeros que:

- As maiores densidades das linhas de fluxo ocorrem quando os poços ao redor da estratégia ainda se encontram fechados, o que é esperado já que não há “competição” pela produção dos demais poços;

- Depois que os poços vizinhos são abertos, a densidade das linhas de fluxo dos poços P01 e P02 diminuem consideravelmente. Observa-se grande densidade das linhas de fluxo das zonas inferiores do reservatório (linhas verdes), tanto para injeção de água (P13 e P20) e de polímeros (P13, P14 e P15). Portanto estes poços influenciam na drenagem de líquidos do poço P01 e não devem ser negligenciados;

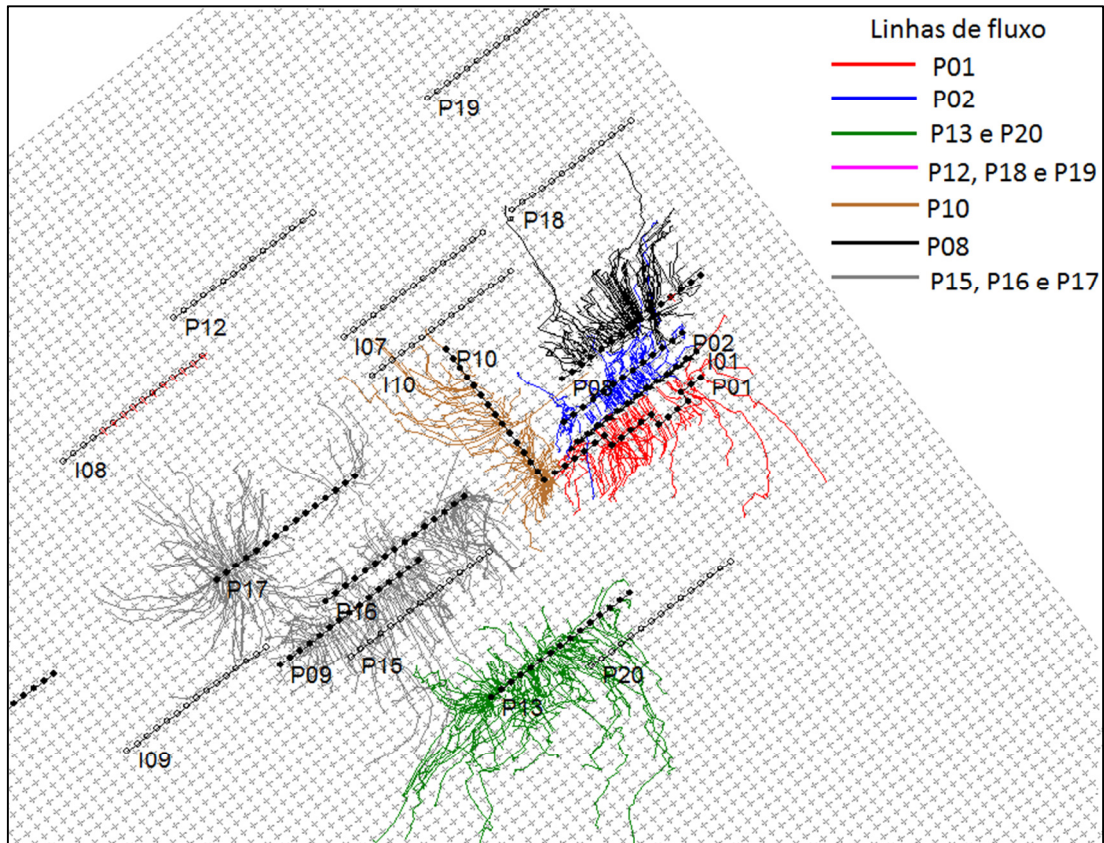


Figura 6.16. Linhas de fluxo na data representativa de janeiro de 2016 para injeção de água.



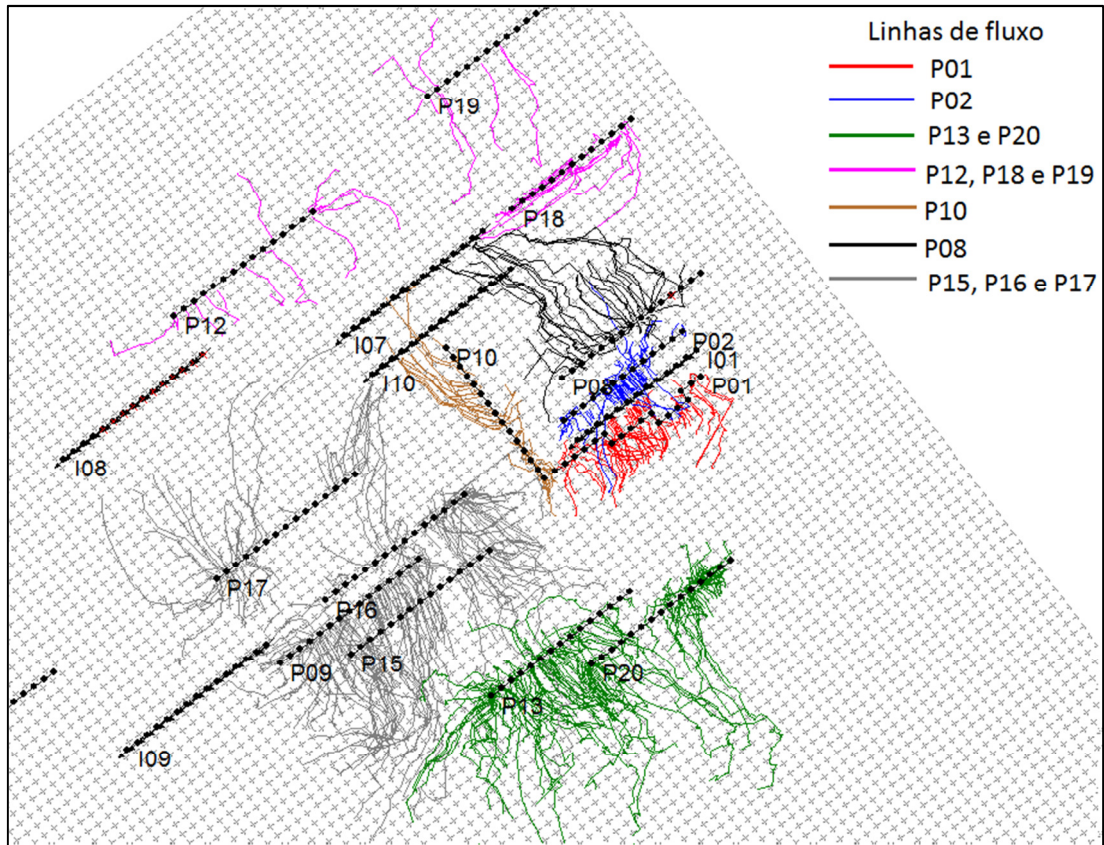


Figura 6.17. Linhas de fluxo na data representativa de janeiro de 2020 para injeção de água.

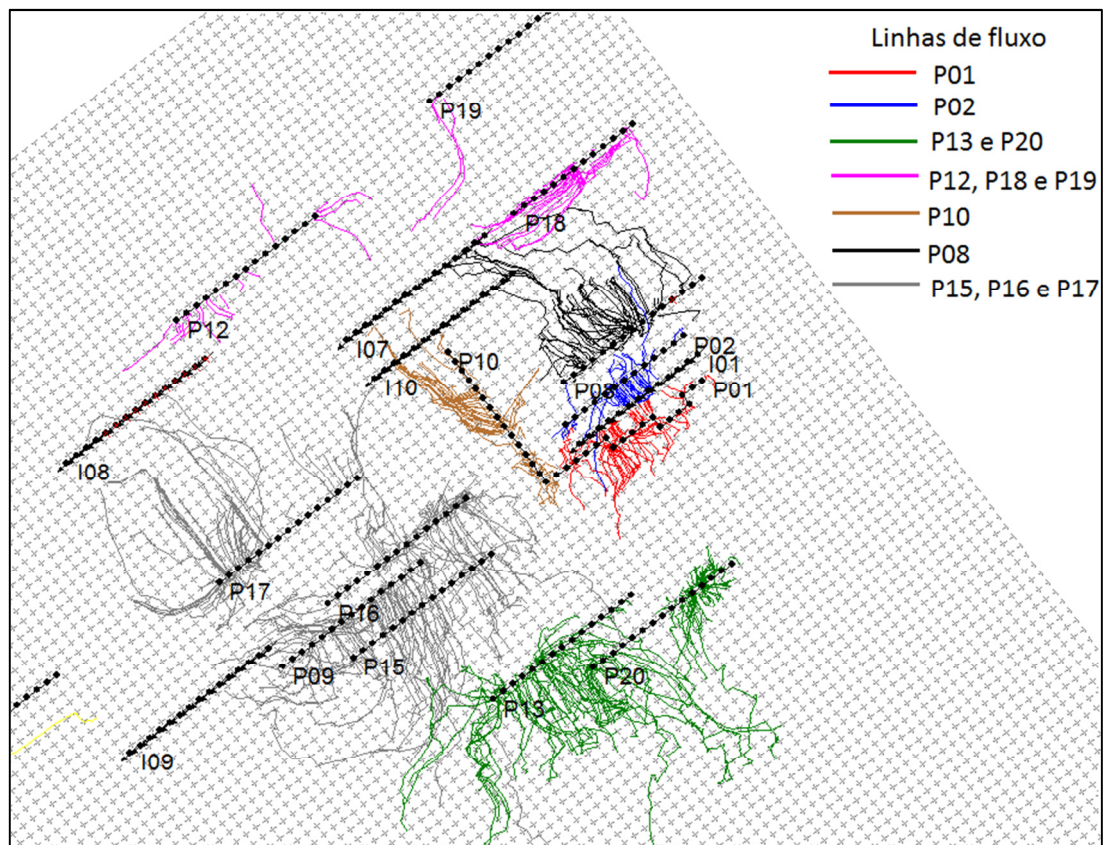


Figura 6.18. Linhas de fluxo na data representativa de janeiro de 2030 para injeção de água.



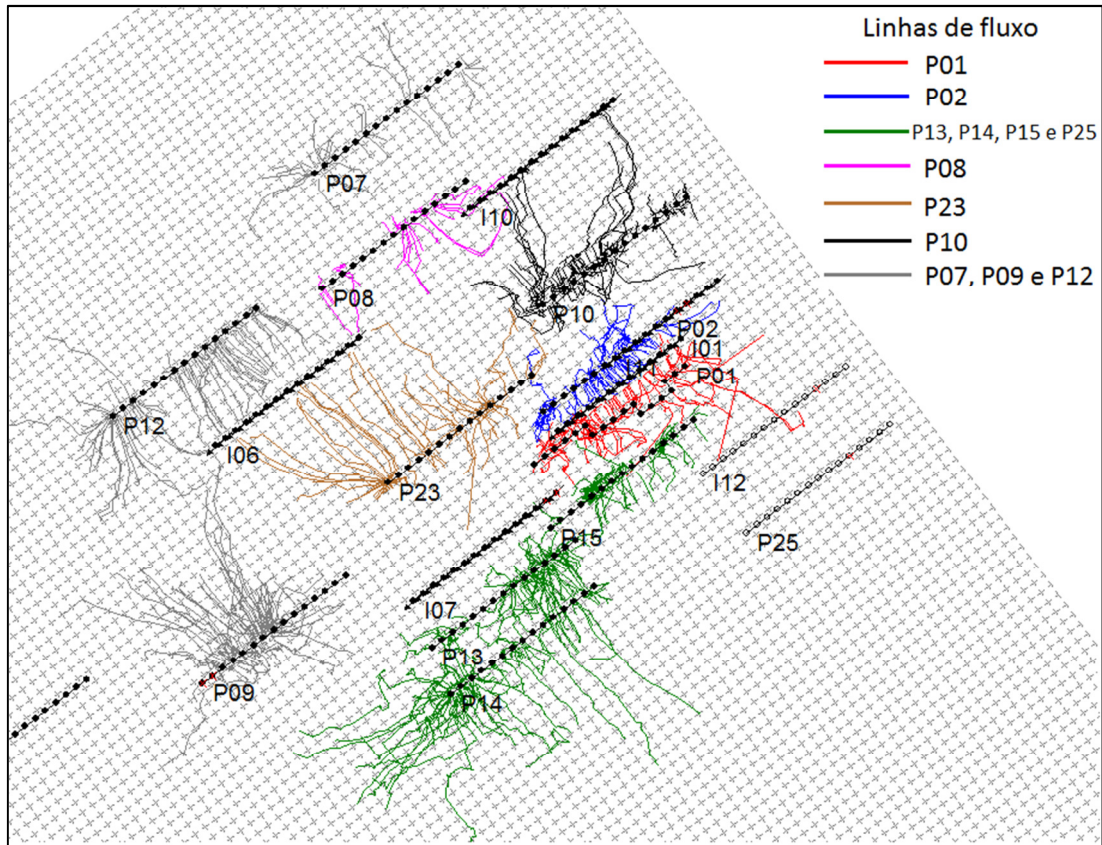


Figura 6.19. Linhas de fluxo na data representativa de janeiro de 2016 para injeção de polímeros.

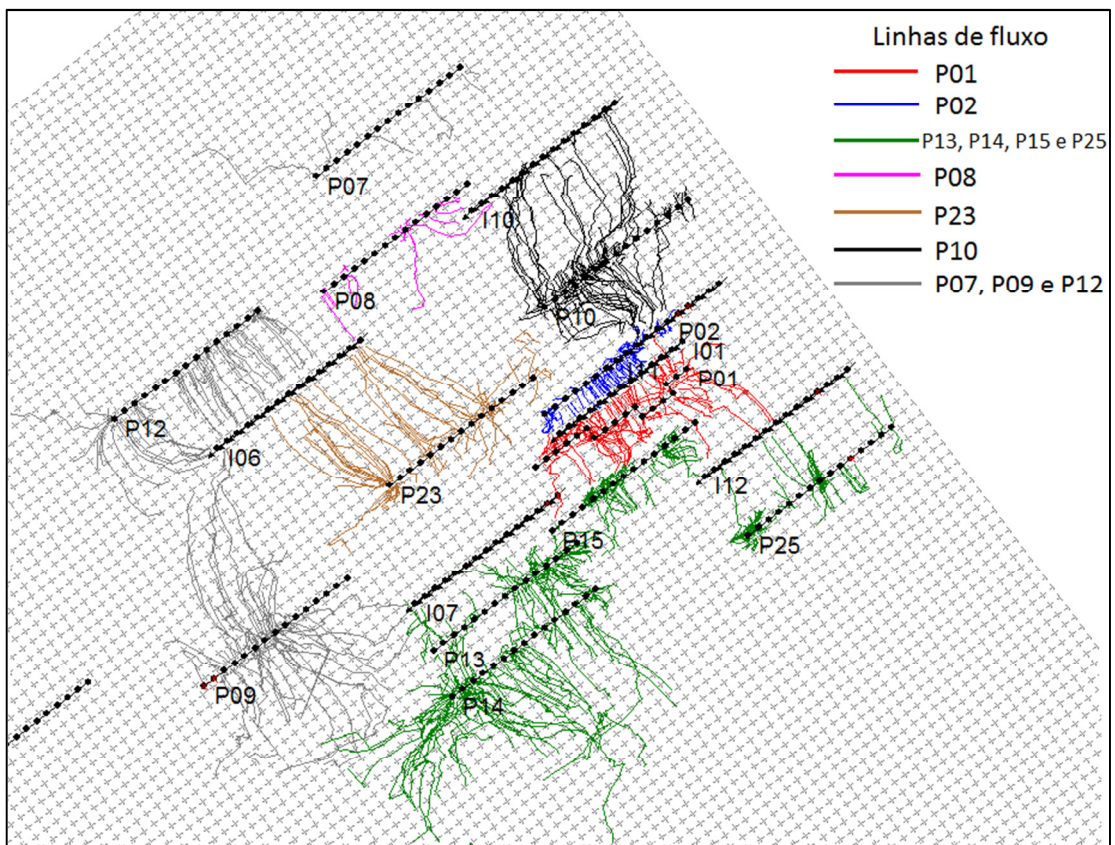
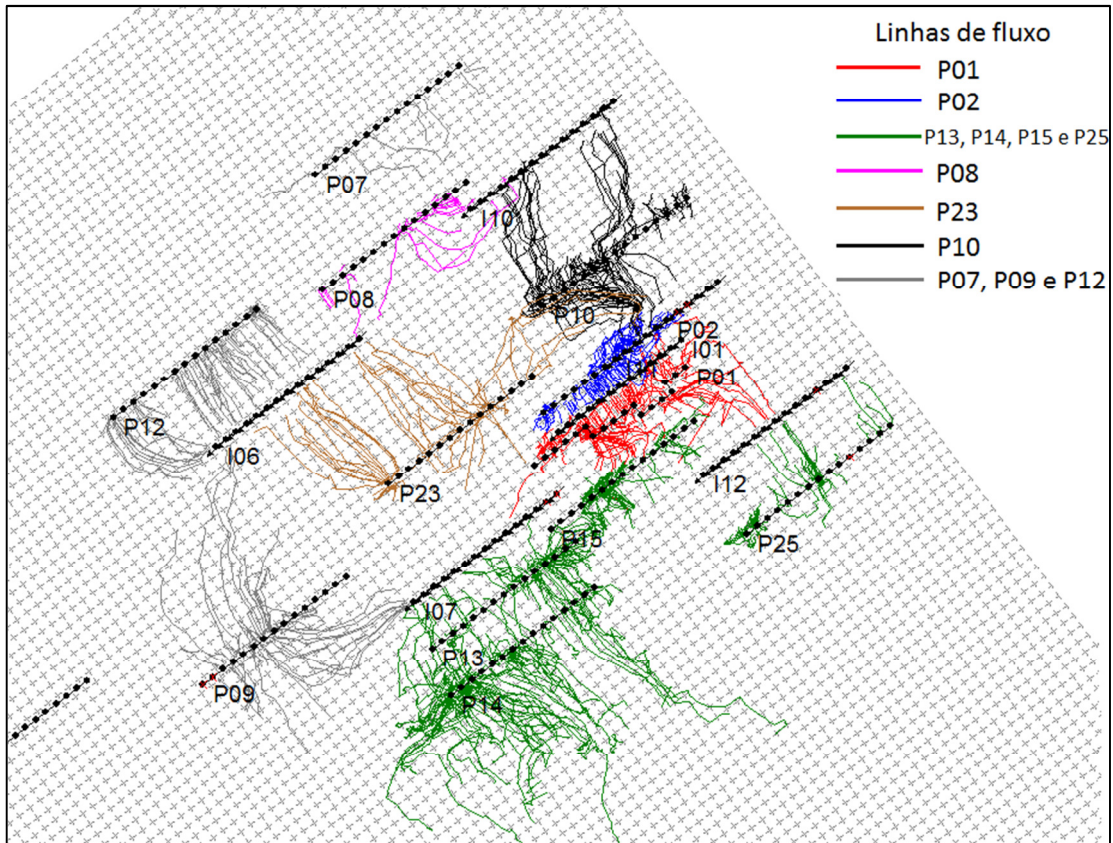


Figura 6.20. Linhas de fluxo na data representativa de janeiro de 2020 para injeção de polímeros.





**Figura 6.21. Linhas de fluxo na data representativa de janeiro de 2030 para injeção de polímeros.**

- No caso da estratégia de injeção de água, depois de cinco anos de produção, as linhas de fluxo dos poços P01 e P02 indicavam chegada de líquidos da parte superior, alternando com a parte inferior do reservatório. Observa-se também baixa quantidade de linhas de fluxo (cinza claro) dos poços P09, P15, P16 e P17 na região de interesse já que o poço P10 faz uma “barreira” para os poços P01, P02 e I01;
- No caso da estratégia de injeção de polímeros, depois de cinco anos de produção, as linhas de fluxo dos poços P01 e P02 se originam em sua maioria, de regiões inferiores do reservatório, indicando a influência do aquífero, evidenciando uma menor área de drenagem dos poços de interesse com relação à injeção de água. Isto se deve ao fato de que o polímero move o óleo de regiões que a água injetada não teve contato devido à melhoria da eficiência de varredura, pela diminuição da razão de mobilidade. Observa-se também uma baixa quantidade de linhas de fluxo dos poços P07, P12 e P09 (linhas cinza claro) em contato com a região de interesse, indicando que estes poços podem ser negligenciados no corte do modelo.

- ***Passo 3.b. Determinação a área de drenagem da região de interesse***

A partir da análise feita com as linhas de fluxo e a origem da produção de líquidos, foram criados dez metamodelos de área de drenagem (AD), sendo cinco para injeção de água (A) e cinco para injeção polímeros (P) a partir do corte do modelo Base com estratégia OTM. É importante ressaltar que os poços foram mantidos inteiros sem nenhuma completação separada das outras.

Para o caso da injeção de água, as principais características dos metamodelos de área de drenagem e do modelo Base com estratégia OTM estão compiladas na Tabela 6.6. As regiões dos metamodelos estão ilustradas nas Figuras 6.22 a 6.26.

**Tabela 6.6. Principais características dos metamodelos de injeção de água testados.**

Modelo (água)	Número de poços	Poços mantidos (sem P01, P02 e I01)	Número de blocos ativos	Tempo de simulação (min)
Base (OTM)	21	Todos	196.157	187
AD1_A	12	P08, P10, P12, P13, P18, P19, P20, I07 e I10	104.855	51
AD2_A	12	P08, P10, P12, P13, P18, P19, P20, I07 e I10	56.202	30
AD3_A	10	P08, P10, P13, P18, P20, I07 e I10	54.067	22
AD4_A	14	P08, P09, P10, P13, P15, P16, P17, P18, P20, I07 e I10	126.740	89
AD5_A	13	P08, P09, P10, P13, P15, P16, P17, P20, I07 e I10	123.825	73

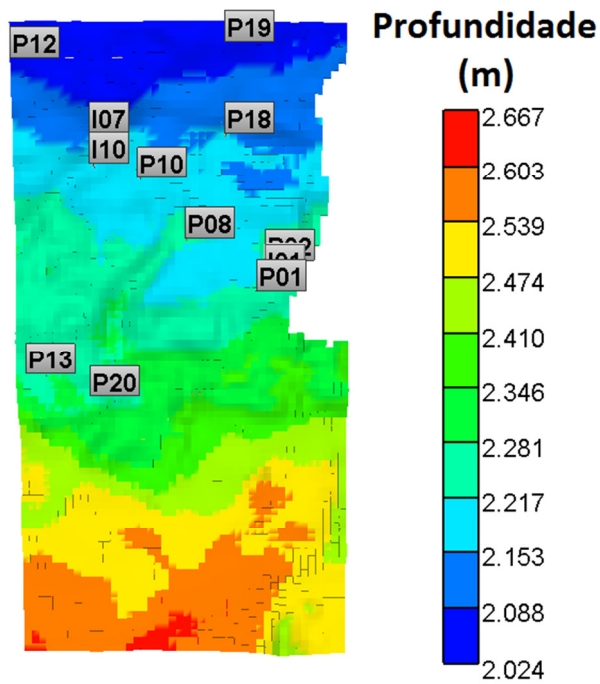


Figura 6.22. Metamodelo AD1\_A.

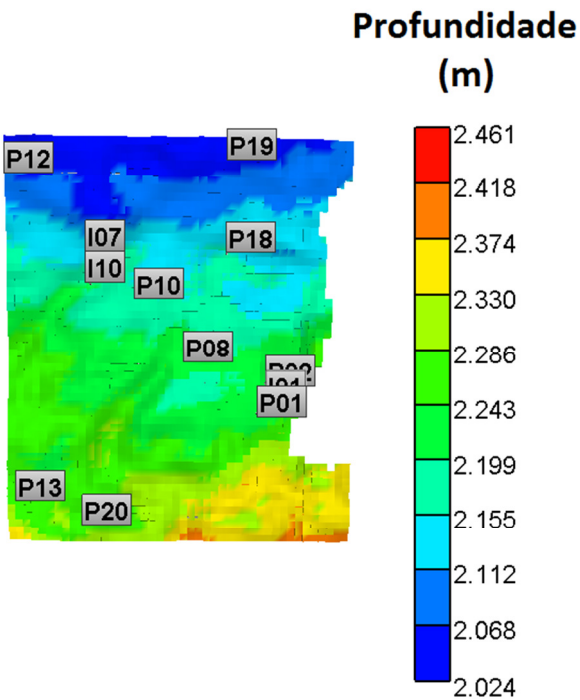


Figura 6.23. Metamodelo AD2\_A.

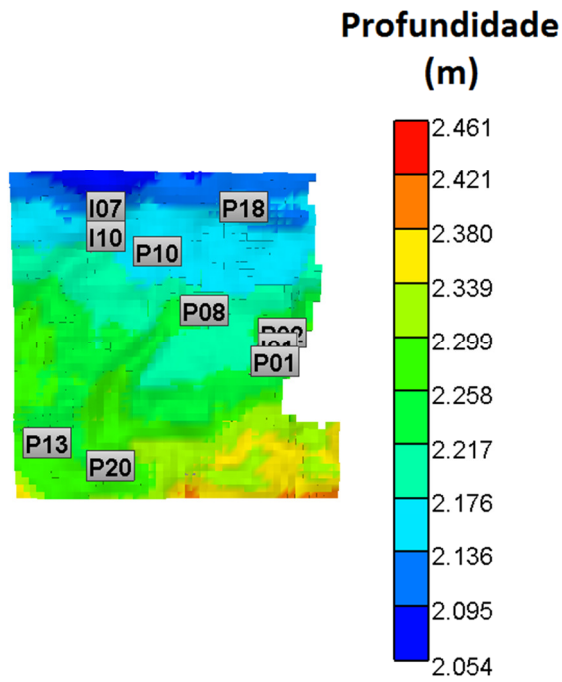


Figura 6.24. Metamodelo AD3\_A.

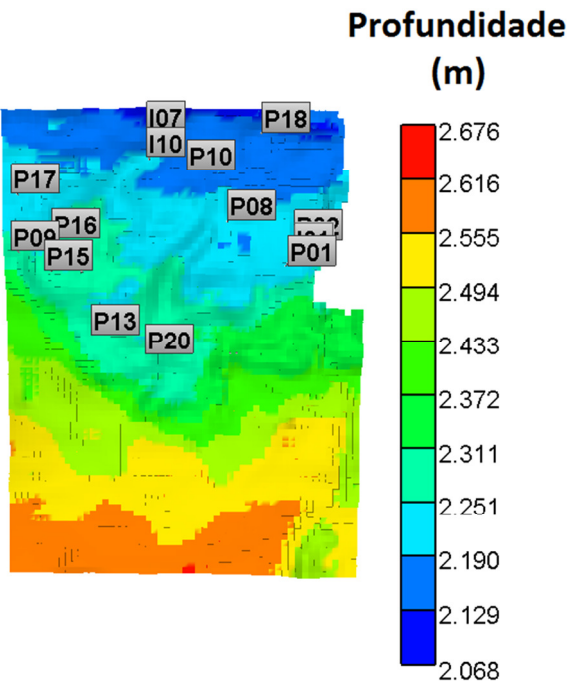
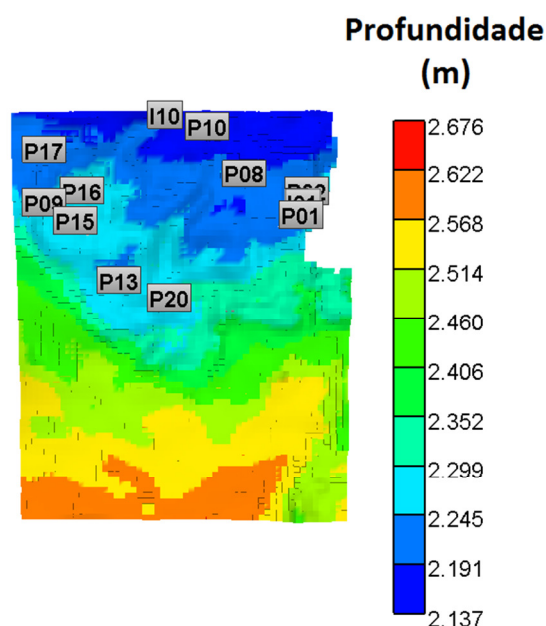


Figura 6.25. Metamodelo AD4\_A.



**Figura 6.26. Metamodelo AD5\_A.**

Para o caso da injeção de polímeros, os poços que foram mantidos e as principais características dos metamodelos de área de drenagem estão compilados na Tabela 6.7 e suas regiões estão ilustradas nas Figuras 6.27 a 6.31.

**Tabela 6.7. Principais características dos metamodelos AD testados de injeção de polímeros.**

Modelo (polímeros)	Número de poços	Poços mantidos (sem P01, P02 e I01)	Número de blocos ativos	Tempo de simulação (min)
Base (OTM)	22	Todos	196.157	189
AD1_P	15	P08, P10, P13, P14, P15, P23, P25, I06, I07, I10, I11 e I12	90.036	61
AD2_P	14	P10, P13, P14, P15, P23, P25, I06, I07, I10, I11 e I12	88.960	67
AD3_P	13	P10, P13, P14, P15, P23, P25, I06, I07, I11 e I12	87.094	80
AD4_P	14	P08, P10, P13, P14, P15, P23, I06, I07, I10, I11 e I12	51.154	34
AD5_P	13	P08, P10, P13, P15, P23, I06, I07, I10, I11 e I12	44.559	28



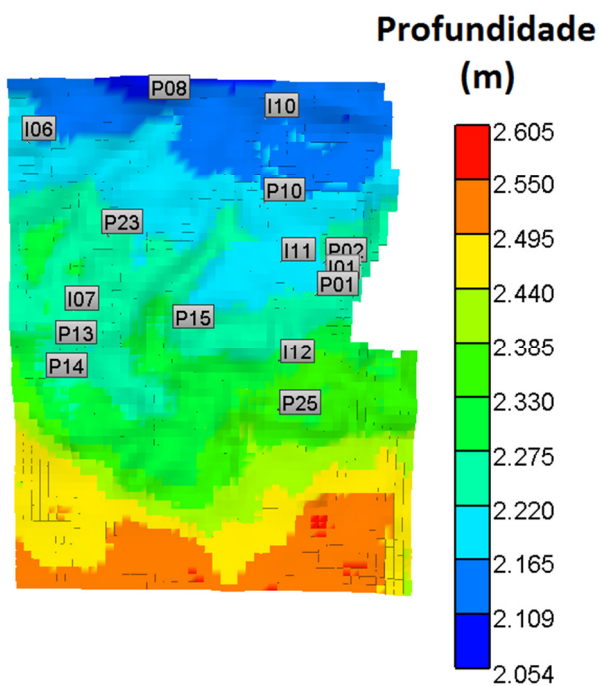


Figura 6.27. Metamodelo AD1\_P.

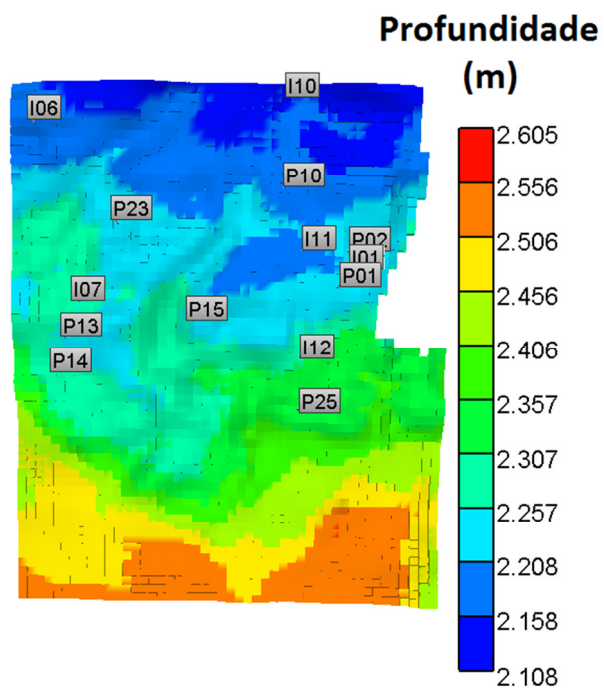


Figura 6.28. Metamodelo AD2\_P.

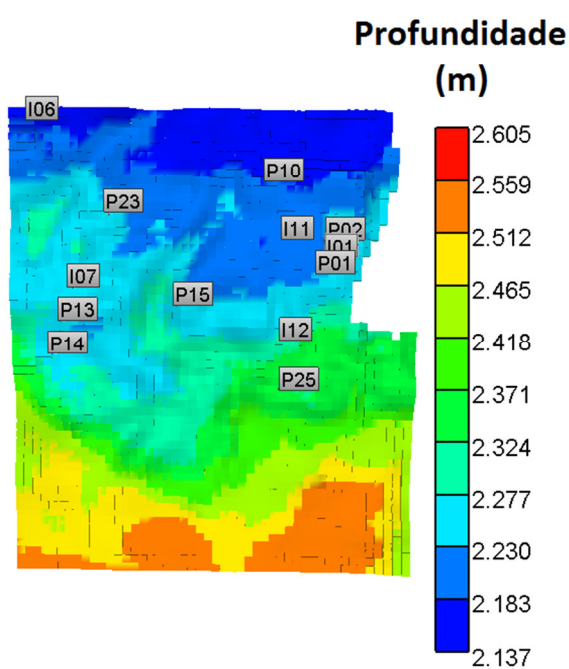


Figura 6.29. Metamodelo AD3\_P.

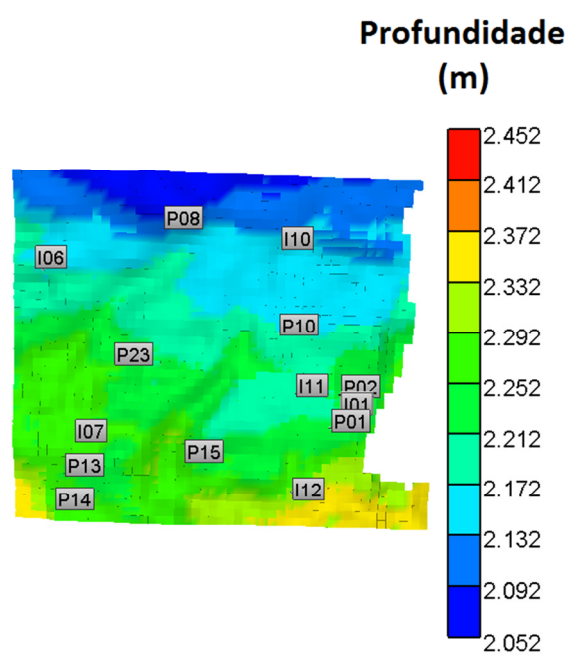


Figura 6.30. Metamodelo AD4\_P.

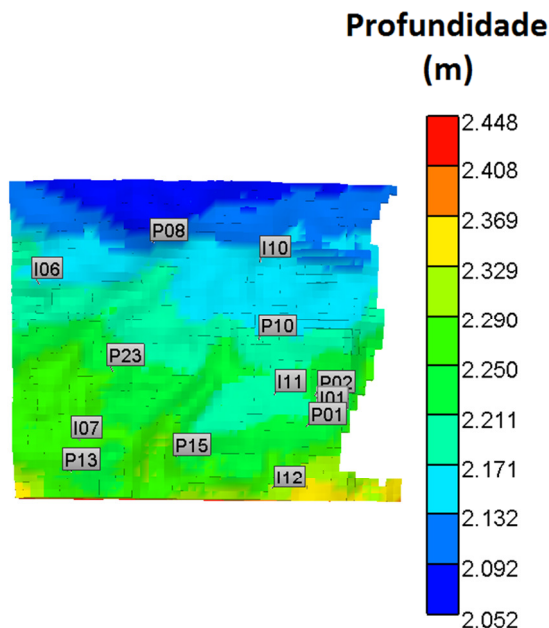


Figura 6.31. Metamodelo AD5\_P.

- ***Passo 3.c. Comparação metamodelos AD com modelo Base com estratégia OTM.***

A comparação dos dados de produção pode ser realizada de forma visual para cada um dos indicadores utilizados neste trabalho. A Figura 6.32 ilustra o caso da vazão de produção de água para o poço P02 dos metamodelos AD em comparação ao modelo Base com estratégia OTM para injeção de água. Rapidamente pode-se visualizar que o metamodelo AD1\_A é o mais ajustado com relação ao modelo de referência por obter uma curva mais próxima em todo tempo de simulação, sendo confirmado pelo valor do AQNS (-0,01).

Porém, realizar a análise de cada um dos gráficos de produção para todos os metamodelos estudados é muito trabalhoso e pode levar a erros de visualização (curvas muito próximas ou aparentemente com o afastamento melhor do que parecem). Desta forma, o AQNS é uma boa ferramenta para quantificar estes afastamentos ao longo do tempo, facilitando a análise e tomada de decisão sobre qual modelo está mais bem ajustado de forma rápida e automática.

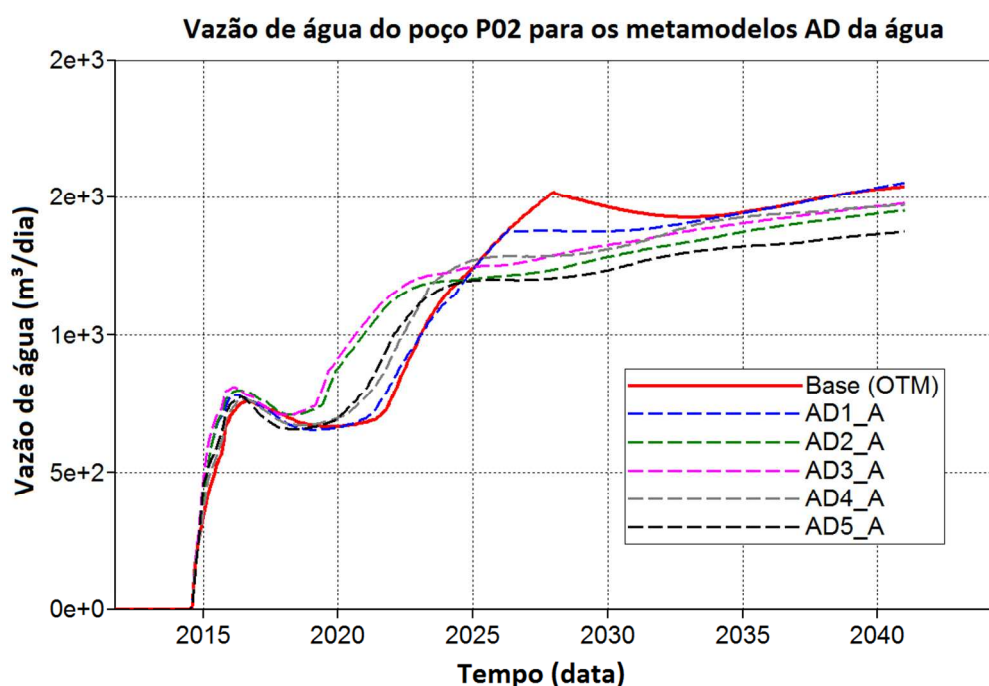


Figura 6.32. Vazão de produção de água do poço P02 para os metamodelos AD da estratégia de água.

Os resultados dos indicadores de produção (AQNS) de cada um dos metamodelos criados com relação à referência (modelo Base com estratégia OTM) estão demonstrados na Tabela 6.8 para água e na Tabela 6.9 para polímeros. Vale lembrar que valores de AQNS entre -1 e 1 mostram que o parâmetro está ajustado com relação à referência, indicado nas células verdes.

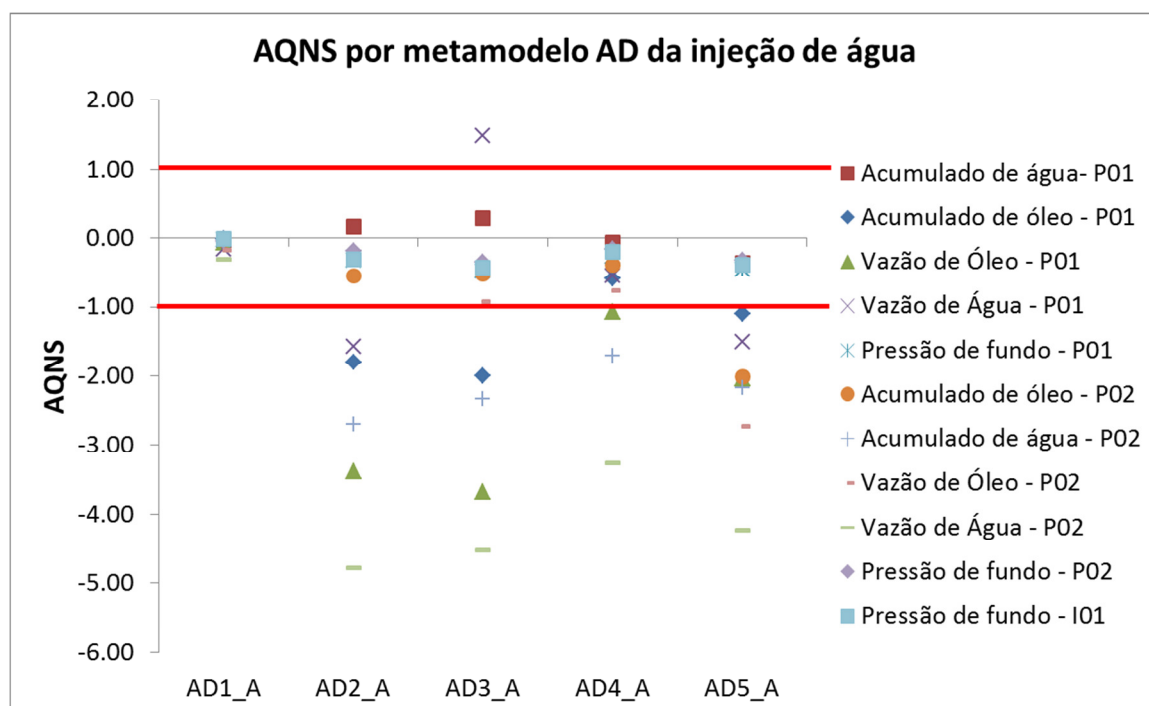
Tabela 6.8. AQNS dos indicadores de produção (P01, P02 e I01) dos modelos AD testados da injeção de água ressaltando os valores que ficaram dentro da tolerância.

Indicador de produção	Poço	AQNS por metamodelo AD (Água)				
		AD1_A	AD2_A	AD3_A	AD4_A	AD5_A
Produção acumulada de óleo	P01	-0,01	-1,80	-2,00	-0,58	-1,10
Produção acumulada de água		-0,02	0,17	0,28	-0,06	-0,37
Vazão de óleo		-0,07	-3,38	-3,68	-1,08	-2,04
Vazão de água		-0,16	-1,58	1,48	-0,55	-1,50
Pressão de fundo de poço		-0,03	-0,32	-0,48	-0,26	-0,45
Produção acumulada de óleo	P02	-0,03	-0,55	-0,52	-0,39	-2,01
Produção acumulada de água		-0,03	-2,70	-2,34	-1,70	-2,18
Vazão de óleo		-0,17	-0,99	-0,93	-0,76	-2,72
Vazão de água		-0,31	-4,78	-4,52	-3,27	-4,23
Pressão de fundo de poço		-0,03	-0,19	-0,35	-0,17	-0,32
Pressão de fundo de poço	I01	-0,02	-0,30	-0,43	-0,20	-0,39

**Tabela 6.9. AQNS dos indicadores de produção (P01, P02 e I01) dos modelos AD testados da injeção de polímeros ressaltando os valores que ficaram dentro da tolerância.**

Indicador de produção	Poço	AQNS por metamodelo AD (Polímeros)				
		AD1_P	AD2_P	AD3_P	AD4_P	AD5_P
Produção acumulada de óleo	P01	-0,14	-0,23	-0,22	-0,21	-0,41
Produção acumulada de água		0,14	0,22	0,17	0,19	0,35
Vazão de óleo		-0,31	-1,05	-1,17	-0,65	-1,00
Vazão de água		0,23	0,34	0,35	0,45	0,68
Pressão de fundo de poço		-0,60	-1,10	-1,19	-1,49	3,12
Massa de polímero produzida		0,50	0,55	0,48	0,99	1,05
Produção acumulada de óleo	P02	-0,34	-0,31	-1,63	-0,57	-0,83
Produção acumulada de água		0,09	0,22	-0,35	0,17	0,24
Vazão de óleo		-1,13	-1,46	-2,01	-1,70	-2,13
Vazão de água		0,63	0,91	-1,15	1,22	1,31
Pressão de fundo de poço		-0,36	-0,73	-0,81	0,79	2,03
Massa de polímero produzida		0,43	0,64	-0,92	0,91	0,87
Pressão de fundo de poço	I01	-0,31	-0,58	-0,66	-0,76	1,65

As Figuras 6.33 e 6.34 mostram resultados de AQNS para cada indicador de produção por cada metamodelo de área de drenagem gerado para água e polímeros, respectivamente. As linhas em vermelho demonstram as tolerâncias adotadas (-1 e 1).



**Figura 6.33. AQNS por metamodelo AD testado da injeção de água.**

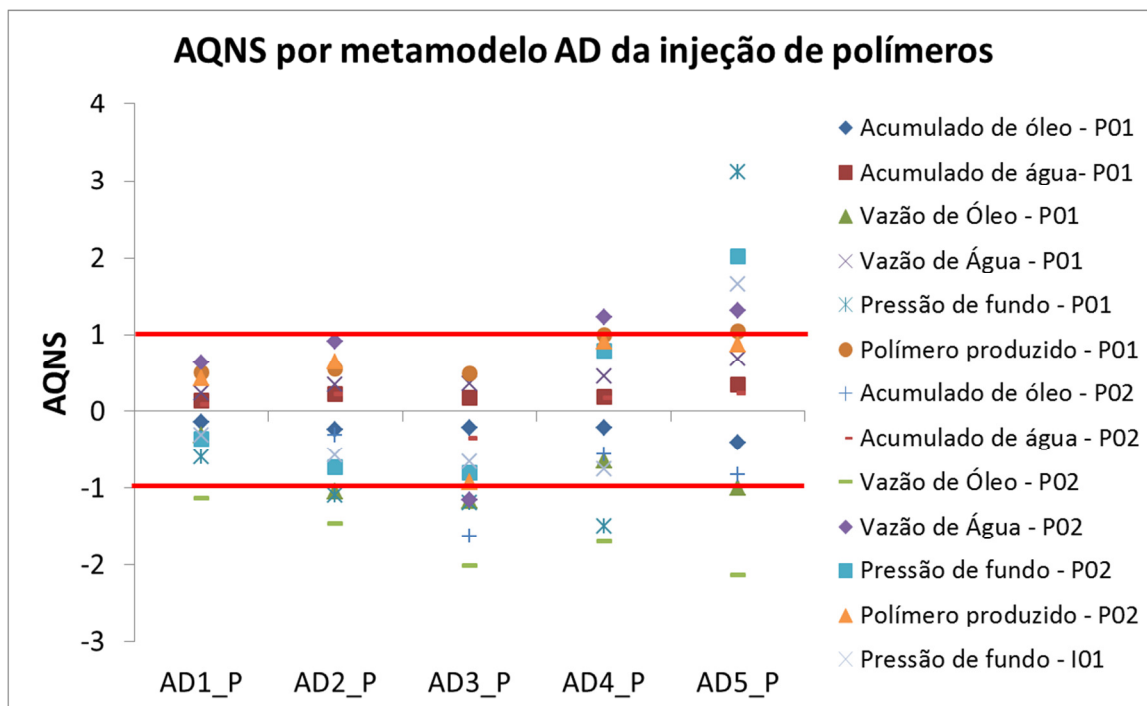


Figura 6.34. AQNS por metamodelo AD testado da injeção de polímeros.

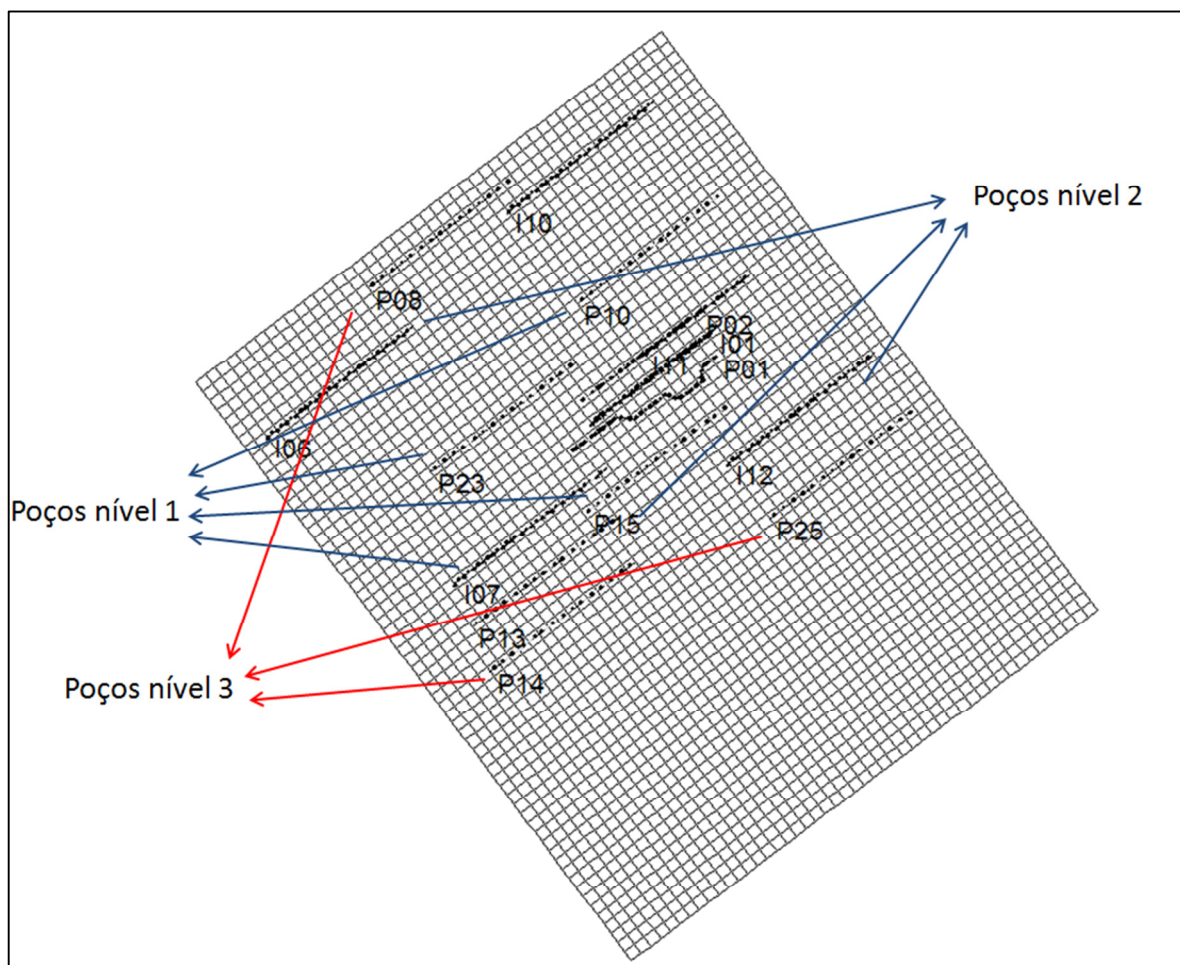
A partir dos resultados dos tempos de simulação e do AQNS dos metamodelos AD apresentados, podemos definir que:

- No caso da injeção de água, apesar dos metamodelos AD2\_A e AD3\_A apresentarem os menores tempos de simulação, o metamodelo que melhor representa os indicadores de produção dos poços de interesse (P01, P02 e P03) é o AD1\_A com todos os indicadores AQNS honrando o modelo de referência (Base com estratégia OTM). Portanto, o modelo **AD1\_A é considerado como o modelo AD (área de drenagem) para comparação de resultados nos próximos itens para injeção de água.**
- No caso da injeção de polímeros, embora os metamodelos AD4\_P e AD5\_P apresentem os menores tempos de simulação, eles também têm a menor precisão nos resultados de produção dos poços de interesse (P01, P02 e I01) com relação ao modelo de referência (Base com estratégia OTM). Adicionalmente, apesar do modelo AD1\_P apresentar um indicador de produção acima dos limites da tolerância de 10%, este foi o modelo com a melhor precisão dos resultados. Portanto, o **modelo AD1\_P é considerado como o modelo AD (área de drenagem) para comparação de resultados nos próximos itens para injeção de polímeros.**

A partir dos resultados da comparação do modelo AD com o modelo Base com estratégia OTM e avaliando as linhas de fluxo obtidas no passo anterior, podemos estabelecer alguns critérios para o corte do modelo AD:



1. Não se deve negligenciar os poços vizinhos a região de interesse pois eles fornecem influencia na drenagem dos poços dentro na região de interesse. Podemos determinar que, para um corte do reservatório de forma adequada, ao menos três níveis de poços devem ser mantidos conforme indicado na Figura 6.35. A definição dos níveis é feita por: nível 1 são os poços mais próximos dos poços de interesse, nível 2 são os poço mais próximos dos poços do nível 1 e nível 3 são os poços mais próximos dos poços de nível 2.



**Figura 6.35. Metamodelo AD para injeção de polímeros indicando os níveis de influencia dos poços vizinhos.**

2. Para definir quais são os poços que mais influenciam a drenagem dos poços da zona de interesse, a análise das linhas de fluxo se torna fundamental. No momento do corte do modelo, não se deve cortar em zonas onde as linhas de fluxo estão em maior densidade, principalmente aquelas que são ligadas diretamente com os poços de interesse (no caso deste trabalho os poços P01, P02 e I01).

3. Avaliar a relação das linhas de fluxo do par produtor-injetor. Caso haja uma densidade de linhas de fluxo grande entre um poço próximo a região de interesse e um injetor fora da região de interesse, este injetor não deve ser negligenciado no momento do corte do modelo, pois influencia diretamente na drenagem dos fluidos da zona de interesse.
4. Observar a presença de eventos geológicos próximos da região de interesse como, por exemplo, falhas e aquíferos. Estes eventos influenciam diretamente na drenagem dos líquidos dos poços de interesse caso sejam negligenciados. Importante utilizar as linhas de fluxo para se determinar sua influencia.

### 6.3.2. Transferência de escala (TE)

O modelo transferência de escala tem suas principais características descritas na Tabela 6.10 e a localização dos poços I01 e P02 (como exemplos) em comparação com o modelo de referência (Base com estratégia OTM) estão demonstradas nas Figuras 6.36 e 6.37, respectivamente. Os outros poços também tiveram suas localizações cuidadosamente adaptadas.

**Tabela 6.10. Principais características do modelo TE para injeção de água e de polímeros.**

		Unidade	Base	TE
Volume bruto total		(10 <sup>8</sup> m <sup>3</sup> )	34,8	35,2
Volume poroso		(10 <sup>8</sup> m <sup>3</sup> )	8,7	8,8
Volume fase aquosa		(10 <sup>8</sup> m <sup>3</sup> )	5,7	5,6
Volume fase oleosa		(10 <sup>8</sup> m <sup>3</sup> )	3,0	3,2
Volume fase gasosa		(10 <sup>8</sup> m <sup>3</sup> )	0,0	0,0
Número de blocos ativos		-	207.435	91.432
Tempo de simulação	Água	(min)	187	72
	Polímeros	(min)	189	70

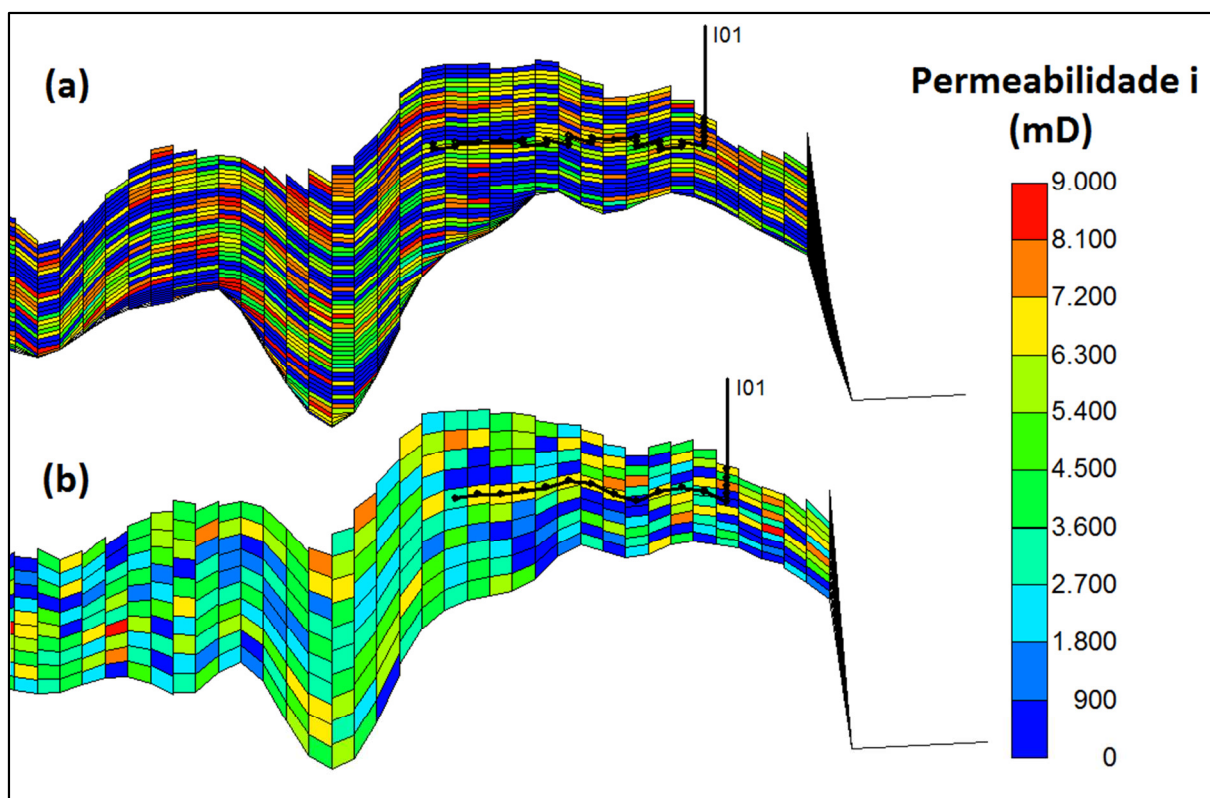


Figura 6.36. Modelo refinado (a) e transferência de escala (b) com a localização do poço I01.

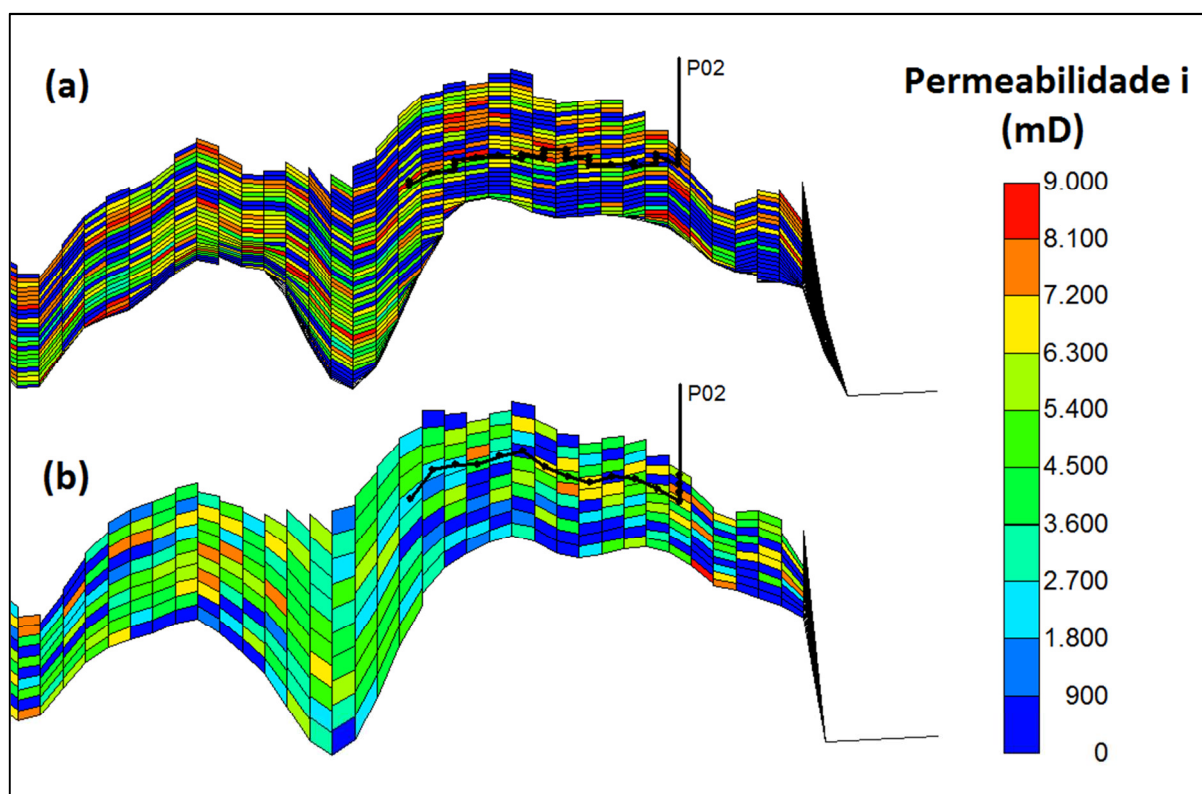


Figura 6.37. Modelo refinado (a) e transferência de escala (b) com a localização do poço P02.



#### 6.4. Comparação entre os resultados de produção dos metamodelos e os resultados do modelo de referência

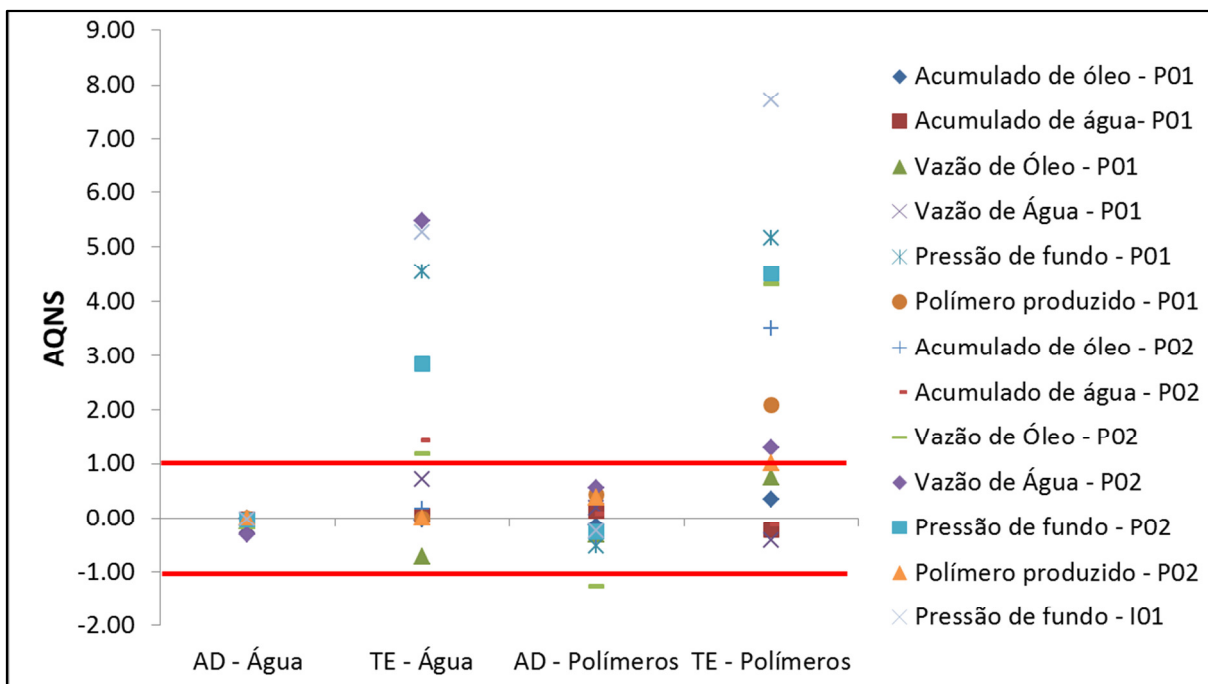
A compilação dos resultados obtidos de AQNS para cada indicador de produção dos poços P01, P02 e I01 para os metamodelos AD e TE em comparação com o modelo Base com estratégia OTM está disposta na Tabela 6.11. As células em verde indicam os indicadores de AQNS que se encontram ajustados, ou seja, dentro da tolerância de 10%, com valores entre -1 e 1. Para reafirmar que a simulação com apenas os três poços de interesse não é adequado para representar um sistema real de produção, nestas tabelas também estão compilados os resultados de AQNS do modelo Base sem uma estratégia de produção (OTM).

Para uma comparação visual mais efetiva, a Figura 6.38 mostra a relação dos resultados de AQNS para cada indicador de produção por cada metamodelo AD e TE gerado para água e polímeros. As linhas em vermelho no gráfico indicam as tolerâncias para o ajuste dos indicadores de AQNS tendo como referência o modelo Base com a estratégia OTM para cada um dos fluídos de injeção. Não são mostrados os resultados para o modelo Base sem estratégia de produção.

**Tabela 6.11. AQNS dos indicadores de produção para os poços P01, P02 e I01 dos metamodelos AD e TE para injeção de água e de polímeros ressaltando os valores que ficaram dentro da tolerância.**

Indicador de produção	Poço	Água			Polímeros		
		Base*	AD	TE	Base*	AD	TE
Produção acumulada de óleo	P01	1,89	-0,01	-0,04	6,52	-0,14	0,34
Produção acumulada de água		-0,52	-0,02	0,06	-4,87	0,14	-0,23
Vazão de óleo		6,35	-0,07	-0,71	11,22	-0,32	0,75
Vazão de água		-1,12	-0,16	0,72	-4,68	0,19	-0,42
Pressão de fundo de poço		67,76	-0,03	4,54	67,21	-0,53	5,16
Massa de polímero produzida		-	-	-	-27,97	0,44	2,10
Produção acumulada de óleo	P02	1,27	-0,03	0,17	7,93	-0,35	3,50
Produção acumulada de água		5,94	-0,03	1,43	-0,34	0,09	-0,12
Vazão de óleo		6,32	-0,17	1,19	15,25	-1,26	4,31
Vazão de água		23,82	-0,31	5,48	-1,41	0,56	1,29
Pressão de fundo de poço		56,18	-0,03	2,83	37,83	-0,26	4,51
Massa de polímero produzida		-	-	-	-2,92	0,38	1,01
Pressão de fundo de poço	I01	48,99	-0,02	5,28	28,63	-0,24	7,71

\*Modelo Base sem estratégia de produção OTM



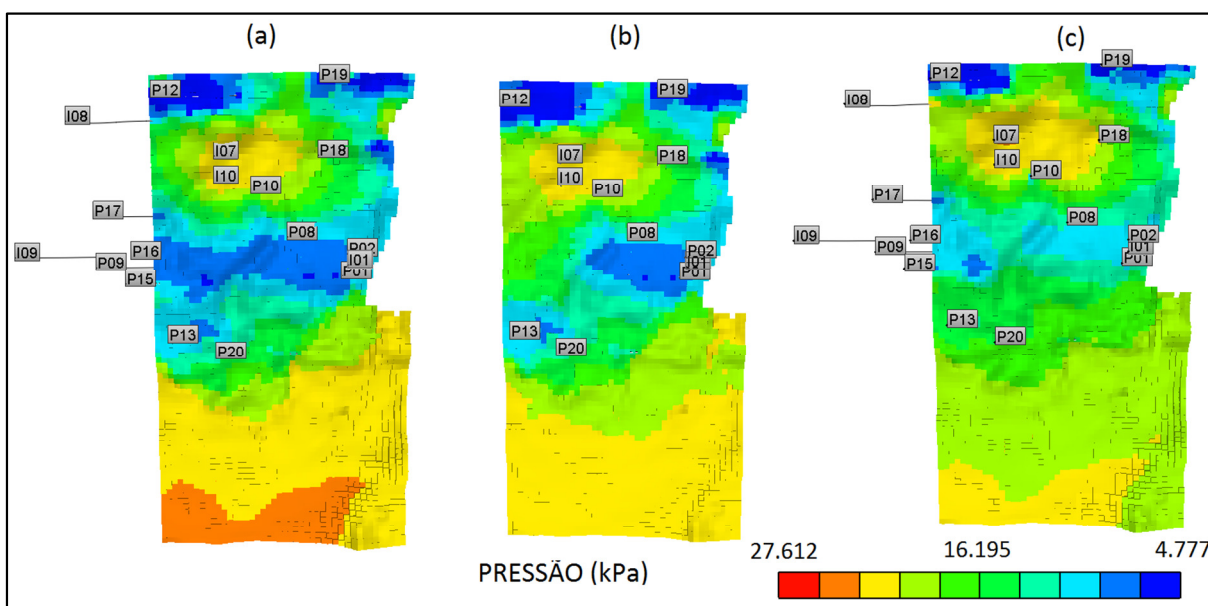
**Figura 6.38. AQNS por metamodelo AD e TE para a injeção de água e de polímeros.**

A partir dos resultados obtidos, pode-se ressaltar que:

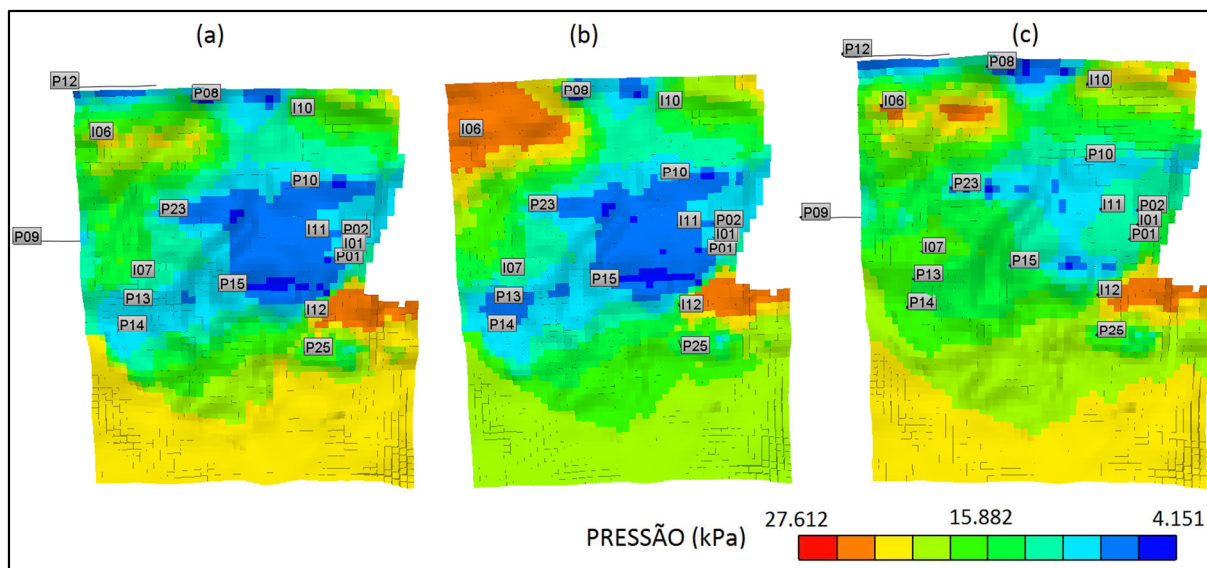
- Os resultados de AQNS para o modelo Base sem estratégia demonstram que existe uma produção muito superior de óleo e pressões de fundo de poço muito discrepantes do que aqueles encontrados para o modelo com uma estratégia de produção, apesar de em dois casos a produção acumulada de água se encontra dentro da tolerância. Portanto simular o modelo Base com apenas os três poços de interesse não é suficiente para representar com fidelidade uma situação real de produção (com uma estratégia de produção);
- Os indicadores de produção dos poços de interesse (P01, P02 e I01) para os metamodelos AD são significativamente mais precisos do que aqueles observados para os metamodelos TE, especialmente para a injeção de água.
- As vazões de produção de óleo e de água para os metamodelos TE são, em sua maioria, desajustadas, apesar dos dados de produção acumulados estarem dentro da tolerância. Isto indica que realizar apenas uma análise dos dados acumulados não é suficiente para determinar se um metamodelo está representando adequadamente o modelo de referência ao longo do tempo.
- A pressão de fundo de poço para os poços de interesse se encontra desajustada em sua maioria para a transferência de escala, na ordem de valores de AQNS de 4 a 5 vezes maior que a tolerância, sendo que este é o indicador mais afetado na comparação dos metamodelos.

Desta forma, apesar dos tempos de simulação serem semelhantes para ambos os metamodelos (redução média de 70% para AD e 62% para TE), o metamodelo AD obteve uma precisão nos resultados expressivamente superior ao metamodelo TE em todos os indicadores de produção avaliados. No entanto, esta avaliação foi realizada para injeção de polímero ideal, ou seja, o polímero atua apenas como modificador da viscosidade da água.

Uma forma adicional de comparação os metamodelos AD e TE pode ser realizada pela distribuição da pressão do reservatório utilizando mapas, conforme mostrado na Figura 6.39 para injeção de água e na Figura 6.40 para injeção de polímeros no ano de 2020. Pode-se observar que o metamodelo AD tem uma distribuição mais adequada da pressão próxima aos poços de interesse do que o metamodelo TE em ambos os casos de injeção. Isso evidencia que a depleção do reservatório próximo aos poços P01, P02 e I01 está sendo mais bem representada.



**Figura 6.39.** Mapas de pressão do modelo Base como estratégia OTM (a), AD (b) e TE (c) para injeção de água em 2020.



**Figura 6.40. Mapas de pressão do modelo Base como estratégia OTM (a), AD (b) e TE (c) para injeção de polímeros em 2020.**

Para realizar uma avaliação mais robusta buscando saber se a técnica de área de drenagem possui resultados suficientemente adequados para representar os poços de interesse do modelo de referência, as incertezas provenientes do método de injeção adotado devem ser modeladas. Os itens subsequentes apresentam se fenômenos físicos que ocorrem dentro do reservatório podem ser adequadamente representados por estes metamodelos.

### 6.5. Inserção dos fenômenos físicos do método de injeção

Os resultados de produção para os grupos dos fenômenos físicos de retenção no meio poroso (F1), estabilidade do polímero (F2) e efeitos viscoelásticos (F3) estão demonstrados na Tabela 6.12 para o modelo Base com estratégia OTM, e nas Tabelas 6.13 e 6.14 para os metamodelos AD e TE, respectivamente. São apresentados apenas os valores finais de produção acumulada de óleo ( $N_p$ ), de água ( $W_p$ ) e de polímeros ( $P_p$ ), com o intuito de verificar se os fenômenos impactam nos resultados de produção para os poços de interesse.

**Tabela 6.12. Produção acumulada de óleo, água e polímeros para os poços P01 e P02 para o modelo Base com estratégia OTM.**

Base (OTM)	P01			P02		
Indicador	Np	Wp	Pp	Np	Wp	Pp
Unidade	(10 <sup>6</sup> m <sup>3</sup> )	(10 <sup>6</sup> m <sup>3</sup> )	(10 <sup>3</sup> kg)	(10 <sup>6</sup> m <sup>3</sup> )	(10 <sup>6</sup> m <sup>3</sup> )	(10 <sup>3</sup> kg)
Polímero Ideal	7,7	13,4	2,5	4,7	14,2	2,5
F1_Fraco	7,5	13,7	2,4	4,7	14,3	2,4
F1_Forte	7,2	13,8	1,9	4,6	12,0	1,9
F2_Fraco	7,1	14,2	1,7	4,5	14,7	1,6
F2_Forte	6,5	14,8	0,8	4,2	15,6	0,8
F3_Fraco	6,5	14,8	2,7	3,8	16,3	2,8
F3_Forte	6,6	14,7	2,7	3,9	16,3	2,8

**Tabela 6.13. Produção acumulada de óleo, água e polímeros para os poços P01 e P02 para o metamodelo área de drenagem.**

AD	P01			P02		
Indicador	Np	Wp	Pp	Np	Wp	Pp
Unidade	(10 <sup>6</sup> m <sup>3</sup> )	(10 <sup>6</sup> m <sup>3</sup> )	(10 <sup>3</sup> kg)	(10 <sup>6</sup> m <sup>3</sup> )	(10 <sup>6</sup> m <sup>3</sup> )	(10 <sup>3</sup> kg)
Polímero Ideal	7,5	13,8	2,6	4,5	14,7	2,7
F1_Fraco	7,3	14,0	2,4	4,6	14,9	2,6
F1_Forte	7,1	14,3	2,0	4,5	12,2	2,0
F2_Fraco	6,9	14,5	1,5	4,4	15,5	1,8
F2_Forte	6,2	15,1	0,7	4,2	16,0	0,9
F3_Fraco	6,2	15,2	2,7	3,8	16,4	2,9
F3_Forte	6,3	15,0	2,7	3,9	16,3	2,9

**Tabela 6.14. Produção acumulada de óleo, água e polímeros para os poços P01 e P02 para o metamodelo área de drenagem.**

TE	P01			P02		
Indicador	Np	Wp	Pp	Np	Wp	Pp
Unidade	(10 <sup>6</sup> m <sup>3</sup> )	(10 <sup>6</sup> m <sup>3</sup> )	(10 <sup>3</sup> kg)	(10 <sup>6</sup> m <sup>3</sup> )	(10 <sup>6</sup> m <sup>3</sup> )	(10 <sup>3</sup> kg)
Polímero Ideal	8,1	13,2	2,8	5,5	14,7	2,9
F1_Fraco	8,0	13,3	2,7	5,5	14,7	2,8
F1_Forte	8,0	12,9	1,9	5,6	13,6	2,1
F2_Fraco	7,6	13,8	1,6	5,2	15,0	1,7
F2_Forte	6,9	14,4	0,7	4,6	15,6	0,6
F3_Fraco	6,5	14,8	2,9	4,5	15,7	2,9
F3_Forte	6,7	14,6	2,9	4,7	15,6	2,9

A partir de uma análise dos resultados de produção acumulados apresentados, pode-se afirmar que:

- Tanto para o modelo Base com estratégia OTM quanto para os metamodelos AD e TE, os resultados apresentam tendências iguais para os indicadores de produção de todos os fenômenos físicos modelados. No entanto, o metamodelo TE apresenta valores de produção de óleo superestimados quando comparados aos dois outros modelos.
- A retenção do polímero no meio poroso apresenta baixo impacto nas produções de óleo e de água em relação aos outros fenômenos. A exceção ficou no caso da produção acumulada de água para o poço P02 no caso forte, que gerou uma redução de até 15% para todos os modelos. A produção de polímeros foi reduzida conforme esperado, dado que parte do polímero ficou adsorvido na rocha, principalmente para o caso forte ( $\overline{C_p}$  de 100  $\mu\text{g/g}$  de rocha).
- A degradação do polímero reduziu a produção de óleo, principalmente no caso forte ( $t_{1/2}$  de 365 dias), o que é esperado, já que o polímero perde sua capacidade de viscosificar a água rapidamente. Desta forma, a razão de mobilidade fica desfavorecida, fazendo com que a água chegue rapidamente ao produtor, aumentando sua produção que, nestes casos, foi aproximadamente 10% superior em relação ao polímero ideal, para todos os modelos. Pode-se verificar que a produção de polímero decaiu expressivamente, com uma redução em média de 70% para todos os modelos.
- Os efeitos viscoelásticos apresentam o maior impacto nos resultados de produção quando comparados com os outros fenômenos. Há uma redução significativa da produção de óleo e um aumento na produção de água e de polímeros. Devido ao fato do poço I01 estar bem próximo dos poços P01 e P02, a vazão de injeção é bem alta na região de interesse, o que leva a elevadas taxas de cisalhamento. Consequentemente, a viscosidade na região entre estes poços é reduzida (Figura 4.8), trazendo a viscosidade do polímero para próximo da água, desfavorecendo a razão de mobilidade e facilitando sua chegada aos poços produtores. Os resultados para o nível forte foram levemente diferentes do nível fraco, demonstrando que a redução da saturação de óleo residual apresenta pouco impacto para estes poços.

O detalhamento dos motivos que levaram a estes resultados não é o foco deste trabalho. A discussão realizada tem como objetivo demonstrar que os fenômenos impactam nos resultados de produção dos poços de interesse, que as tendências dos resultados são semelhantes para todos os modelos, e desta forma, deixar o estudo mais robusto com possíveis cenários encontrados em um caso real.

A Tabela 6.15 apresenta os resultados dos tempos de simulação para o modelo Base com estratégia OTM e os metamodelos AD e TE.

**Tabela 6.15. Tempos de simulação para os cenários de fenômenos abordados.**

Cenário	Unidade	Base (OTM)	AD	TE
Polímero Ideal	(min)	189	61	70
F1_Fraco	(min)	229	75	76
F1_Forte	(min)	232	86	72
F2_Fraco	(min)	209	67	70
F2_Forte	(min)	212	67	70
F3_Fraco	(min)	216	78	96
F3_Forte	(min)	220	79	99
<b>Média</b>	<b>(min)</b>	<b>215</b>	<b>73</b>	<b>79</b>
<b>Redução média</b>	<b>(%)</b>	<b>-</b>	<b>66</b>	<b>63</b>

Pode-se observar que os metamodelos mantiveram uma redução média aproximada de 65% no tempo de simulação. Em todos os cenários abordados, o tempo de simulação é superior em comparação ao polímero ideal. Isto é esperado já que o simulador tem que resolver um número maior de equações das matrizes de sistemas não lineares, o que acarreta um aumento no tempo de convergência.

#### **6.6. Comparação entre os resultados do metamodelo adotado e o modelo de referência com aplicação dos fenômenos físicos**

A compilação dos resultados obtidos do AQNS para cada indicador de produção dos poços P01, P02 e I01 para os metamodelos AD e TE com referência o modelo Base com estratégia OTM é mostrada nas Tabelas 6.16 a 6.18 para os cenários de retenção do polímero no meio poroso, estabilidade do polímero e efeitos viscoelásticos, respectivamente. As células em verde indicam os indicadores de AQNS que se encontram ajustados, ou seja, dentro da tolerância de 10%, com valores entre -1 e 1.

Para uma comparação visual mais efetiva, as Figuras 6.41 a 6.43 mostram a relação dos resultados de AQNS para cada indicador de produção por cada metamodelo AD e TE gerado para os cenários de retenção do polímero no meio poroso, estabilidade do polímero e efeitos viscoelásticos, respectivamente. As linhas em vermelho, no gráfico, indicam as tolerâncias para o ajuste dos indicadores de AQNS.

**Tabela 6.16. AQNS por metamodelo AD e TE produção para os poços P01, P02 e I01 dos cenários de retenção do polímero no meio poroso ressaltando os valores que ficaram dentro da tolerância.**

Metamodelo	Poço	AD	TE	AD	TE
Cenário		F1_W	F1_W	F1_S	F1_S
Produção acumulada de óleo	P01	-0,10	0,41	-0,05	0,76
Produção acumulada de água		0,09	-0,25	0,06	-0,53
Vazão de óleo		-0,25	0,65	-0,15	1,27
Vazão de água		0,17	-0,33	0,30	-0,57
Pressão de fundo de poço		-0,54	5,63	-0,53	5,87
Massa de polímero produzida		0,35	1,85	0,62	-2,83
Produção acumulada de óleo	P02	-0,21	2,78	-0,23	3,57
Produção acumulada de água		0,12	-0,14	0,02	1,35
Vazão de óleo		-1,01	3,48	-0,59	3,85
Vazão de água		0,56	1,36	0,41	3,39
Pressão de fundo de poço		-0,28	5,46	-0,25	5,47
Massa de polímero produzida		0,38	1,41	0,27	-1,42
Pressão de fundo de poço	I01	-0,24	7,39	-0,17	6,91

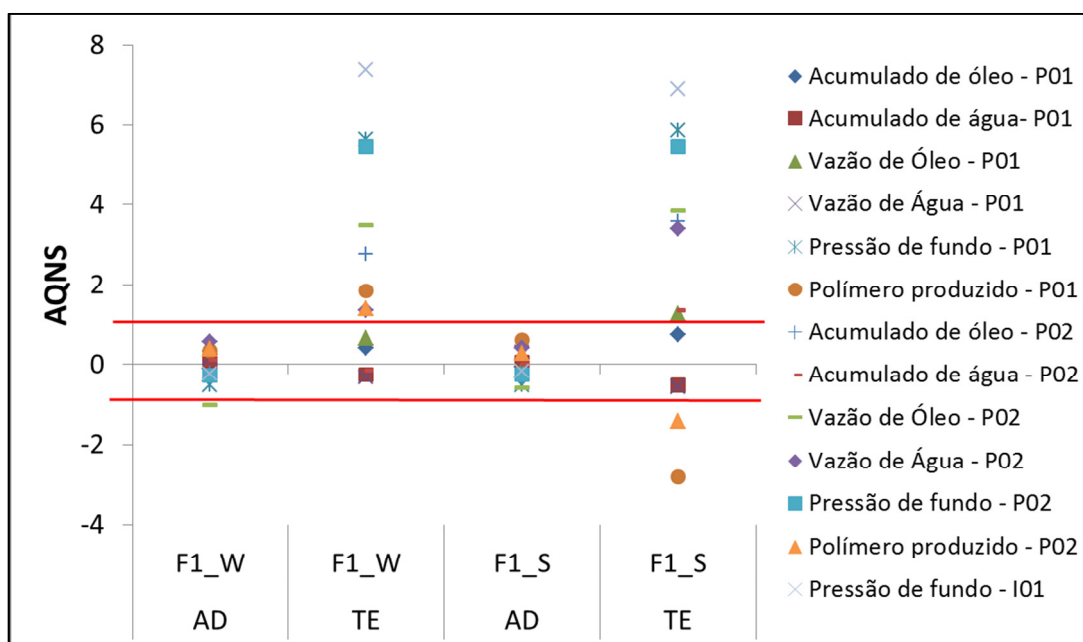
**Tabela 6.17. AQNS por metamodelo AD e TE para os poços P01, P02 e I01 dos cenários de estabilidade do polímero ressaltando os valores que ficaram dentro da tolerância.**

Metamodelo	Poço	AD	TE	AD	TE
Cenário		F2_W	F2_W	F2_S	F2_S
Produção acumulada de óleo	P01	-0,16	0,29	-0,19	0,24
Produção acumulada de água		0,11	-0,19	0,10	-0,13
Vazão de óleo		-0,31	0,69	-0,34	0,66
Vazão de água		0,12	-0,27	0,11	-0,22
Pressão de fundo de poço		-0,61	5,22	-0,63	5,49
Massa de polímero produzida		0,48	0,77	0,54	-0,41
Produção acumulada de óleo	P02	-0,22	2,26	-0,11	1,41
Produção acumulada de água		0,17	-0,13	0,03	-0,16
Vazão de óleo		-1,18	3,45	1,04	2,89
Vazão de água		0,77	1,24	0,34	-0,68
Pressão de fundo de poço		-0,33	5,65	-0,42	6,40
Massa de polímero produzida		0,51	-1,23	0,39	-5,75
Pressão de fundo de poço	I01	-0,30	7,04	-0,37	6,92



**Tabela 6.18. AQNS por metamodelo AD e TE para os poços P01, P02 e I01 dos cenários de efeitos viscoelásticos ressaltando os valores que ficaram dentro da tolerância.**

Metamodelo	Poço	AD	TE	AD	TE
Cenário		F3_W	F3_W	F3_S	F3_S
Produção acumulada de óleo	P01	-0,16	0,02	-0,17	0,03
Produção acumulada de água		0,10	-0,01	0,11	-0,02
Vazão de óleo		-0,95	-0,85	-0,96	0,84
Vazão de água		0,13	-0,08	0,15	-0,08
Pressão de fundo de poço		0,20	8,16	0,21	8,23
Massa de polímero produzida		0,43	1,22	0,45	1,14
Produção acumulada de óleo	P02	-0,03	4,28	-0,04	4,44
Produção acumulada de água		0,00	-0,66	0,01	-0,73
Vazão de óleo		0,52	7,24	0,58	7,09
Vazão de água		-0,11	-1,57	-0,13	-1,59
Pressão de fundo de poço		0,16	6,13	0,16	6,18
Massa de polímero produzida		-0,05	-0,73	-0,05	-0,75
Pressão de fundo de poço	I01	0,14	8,90	0,14	9,00



**Figura 6.41. AQNS por metamodelo AD e TE para os poços P01, P02 e I01 dos cenários de retenção do polímero no meio poroso.**

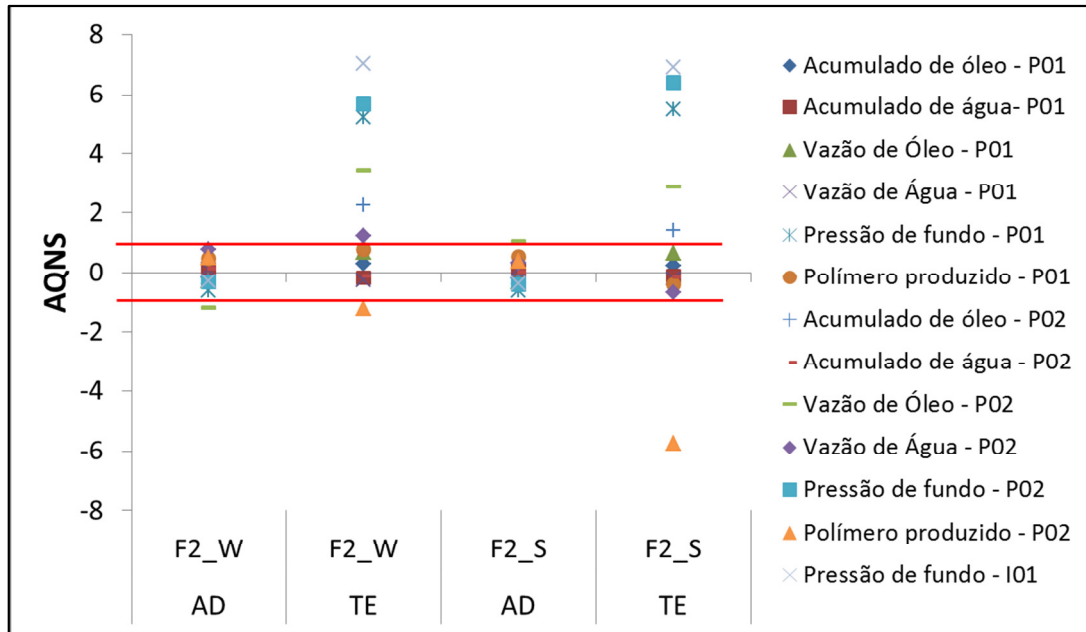


Figura 6.42. AQNS por metamodelo AD e TE para os poços P01, P02 e I01 dos cenários de estabilidade do polímero.

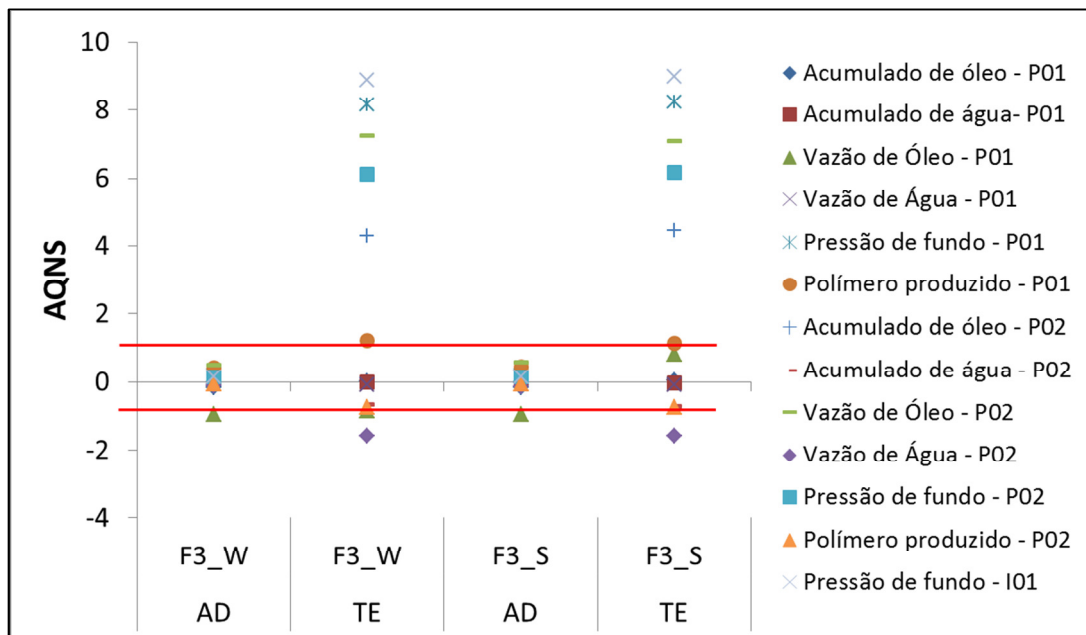


Figura 6.43. AQNS por metamodelo AD e TE para os poços P01, P02 e I01 dos cenários de efeitos viscoelásticos.

De acordo com os resultados demonstrados, pode-se discutir que:

- Os dados dos indicadores de produção do metamodelo AD apresentam uma maior precisão do que do metamodelo TE. Mesmo nos casos em que os indicadores se encontram desajustados para o metamodelo AD (como a vazão de óleo do poço P02 para os cenários de retenção do polímero no meio poroso e estabilidade do polímero), o

AQNS sempre apresenta valores mais próximos de zero do que o metamodelo TE, representando uma melhor precisão.

- A pressão de fundo de poço é o indicador mais discrepante quando comparados os resultados com os do caso de referência (modelo Base com estratégia OTM). Isto é uma evidência de que a distribuição da pressão no interior do reservatório está com um comportamento diferente do esperado.

## 6.7. Sumário dos resultados obtidos e discussões finais

A partir dos resultados apresentados para o polímero ideal, pode-se verificar que existe uma clara correlação entre o número de blocos dos modelos testados e o tempo de simulação, como demonstrado na comparação da Figura 6.44. Os cenários com fenômenos físicos não são considerados por apresentarem tempos de simulação superiores devido à resolução das matrizes não lineares pelo programa e não seria uma comparação equitativa.

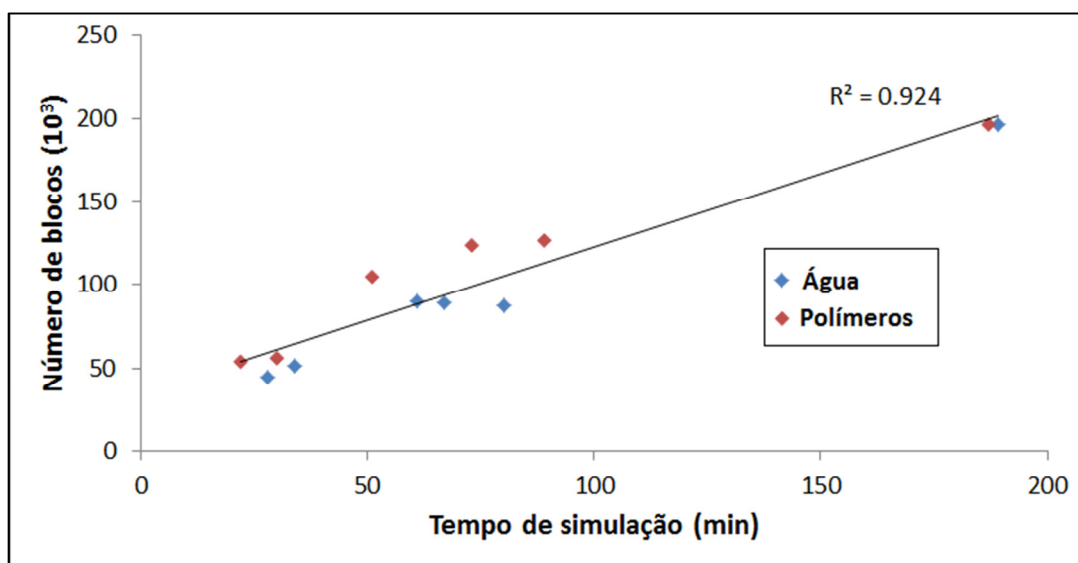


Figura 6.44. Relação do tempo de simulação com o número de blocos dos metamodelos testados.

A Figura 6.45 ilustra um gráfico que correlaciona o AQNS médio absoluto dos modelos Base com estratégia OTM e os metamodelos AD e TE (água, polímero ideal e cada um dos seis cenários dos fenômenos físicos) com seus respectivos tempos de simulação. O modelo Base com estratégia OTM apresenta valores de AQNS iguais a zero, pois ele é o modelo de referência e, portanto, sua precisão é máxima.

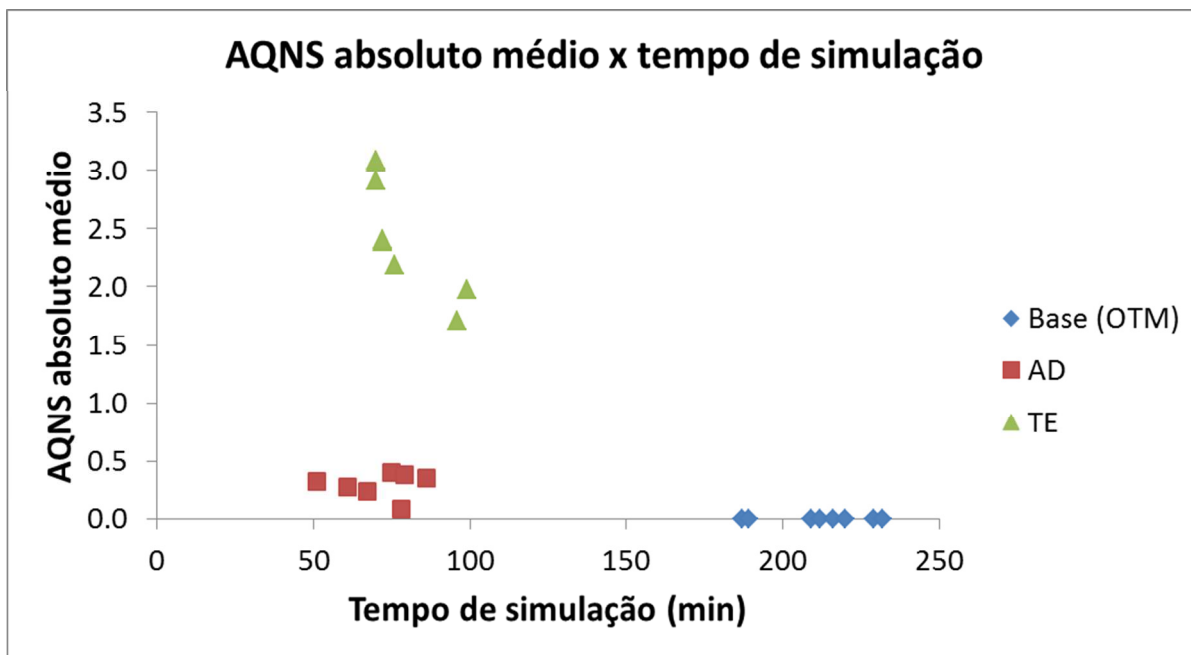


Figura 6.45. AQNS absoluto médio por tempo de simulação

Conforme é demonstrado na Figura 6.45, os metamodelos AD e TE apresentam tempos de simulações médios de 71 e 78 minutos, respectivamente. As reduções dos tempos de simulação destes metamodelos podem ser consideradas semelhantes, sendo em média 65% do tempo em relação ao modelo Base com estratégia OTM (redução média de 67% para AD e 63% para TE).

No entanto, as médias absolutas do AQNS demonstram que o metamodelo AD tem uma melhor precisão dos resultados de produção para os poços de interesse em comparação ao metamodelo TE. A variação do indicador AQNS médio foi entre 0,09 e 0,41 para o AD e 1,71 e 3,9 para o TE. Portanto, existe uma clara evidência de que o fluxo no meio poroso foi afetado pela mudança do tamanho dos blocos e pela da homogeneização das propriedades dentro deles.

Técnicas mais robustas de transferência de escala poderiam ser utilizadas para alcançar melhores resultados com relação à precisão dos dados de produção. Porém estas técnicas mais complexas exigem elevado esforço computacional e humano para se atingir resultados satisfatórios, especialmente para campos heterogêneos. É válido ressaltar que a técnica de área de drenagem é de fácil e rápida execução, mas está limitada a um estudo local, ou seja, de uma região ou poços de interesse.

A partir destes resultados pode-se dizer que a validação de metamodelos, visando a redução de tempo de simulação, deve ser realizada com cautela. Verificar apenas dados de produção finais, como a produção acumulada de óleo e água, pode mascarar efeitos

temporais, como é observado nas vazões dos líquidos e nas pressões de fundo de poço. Como a redução de incertezas é uma necessidade cada dia mais atual da indústria, a validação de metamodelos que auxiliam a tomada de decisão deve levar em consideração a propagação de erros inerentes aos modelos de simulação e, finalmente, gerar previsões mais confiáveis.



## 7. CONCLUSÕES

Neste trabalho, foi proposta uma metodologia para comparar modelos rápidos de simulação, buscando uma ferramenta para auxiliar e quantificar a tomada de decisão em regiões específicas de reservatórios. Os resultados geraram as seguintes contribuições e conclusões:

- Para uma diminuição do tempo de simulação de aproximadamente 65%, a técnica de área de drenagem obteve maior precisão nos resultados de produção dos poços de interesse com relação à técnica de transferência de escala adotada.
- A técnica de área de drenagem se mostrou mais adequada para representar os poços de interesse com o objetivo de avaliar os principais fenômenos da injeção de polímeros, mesmo quando o metamodelo gerado era para polímero ideal;
- Para realizar uma adequada representação da área de drenagem de poços inseridos em uma região de interesse, deve-se:
  - Levar em consideração a influencia dos poços vizinhos em uma estratégia de produção;
  - Não cortar regiões onde a densidade das linhas de fluxo são maiores para não comprometer os resultados de produção; e
  - Avaliar o método de injeção aplicado para estimar se as diferenças entre razões de mobilidade (e consequentemente diferentes eficiências de varrido) possam gerar áreas de drenagem diferentes da injeção da água.
- Pode-se afirmar que há uma clara evidência da influência do tamanho dos blocos nos resultados de produção, especialmente para pressão de fundo de poço, que foi o indicador mais impactado durante as comparações. Portanto, é necessário realizar uma análise detalhada para definir se o tamanho do bloco adotado para reduzir o tempo de simulação está adequado;
- A área de drenagem dos poços de interesse para água foi maior que de polímeros, contendo maior número de blocos. A partir disso, pode-se inferir que a injeção de polímeros possui menor raio de atuação, mesmo com maior produção de óleo, devido ao aumento da eficiência de varredura quando comparado à injeção de água.
- Mostrou-se que realizar o corte apenas na região dos poços pode levar a resultados não adequados. A área cortada deve abranger uma região com poços vizinhos para minimizar a influência do restante do reservatório.

- Testou-se também que, sem usar os poços de interesse sem uma estratégia de produção do campo todo, os resultados podem ser bastante diferentes daqueles encontrados em uma situação real de produção.
- É de se esperar que as vantagens relacionadas à economia de tempo computacional cresçam com o tamanho do reservatório, sendo maiores do que as encontradas neste trabalho para reservatórios gigantes e complexos e menores para reservatórios pequenos, pois a área cortada pode representar uma parte significativa do reservatório todo.

As sugestões para futuros trabalhos relacionadas à metamodelos para redução do tempo de simulação são:

- Utilizar outras técnicas de redução do tempo de simulação em reservatórios heterogêneos e de óleo pesado (e.g. malhas híbridas ou simulação por linhas de fluxo) de modo a comparar a injeção de água e de polímeros para verificar se a técnica de área de drenagem é a mais adequada para representar uma região de interesse;
- Verificar a aplicabilidade da metodologia de comparação para outros métodos de recuperação de óleo em reservatórios que são candidatos para tal como, por exemplo, a injeção alternada de gás e água (WAG) ou injeção de vapor;
- Utilizar outra técnica de transferência de escala para verificar se reduz a imprecisão dos resultados de produção dos poços de interesse para modelos de reservatórios heterogêneos. Vale ressaltar que a técnica não pode ser muito demorada para se criar o metamodelo, pois a redução do tempo computacional será compensada pelo esforço humano;
- Verificar a utilização de outra ferramenta matemática, suplementar ao afastamento quadrático normalizado com sinal, que leve em consideração as derivadas dos dados de produção ao longo do tempo, com a finalidade de se obter quantificações mais precisas acerca das diferenças de cada técnica de redução do tempo de simulação;
- Verificar a aplicabilidade da metodologia considerando incertezas e cenários geológicos probabilísticos.



## REFERÊNCIAS

- AL ADASANI, A.; BAI, B. Analysis of EOR projects and updated screening criteria. **Journal of Petroleum Science and Engineering**, v. 79, n. 1-2, p. 10–24, 2011.
- AL HASHMI, A. R. et al. Rheology and mechanical degradation of high-molecular-weight partially hydrolyzed polyacrylamide during flow through capillaries. **Journal of Petroleum Science and Engineering**, v. 105, n. April, p. 100–106, maio 2013.
- AL-BAHAR, M. A et al. **Evaluation of IOR Potential within Kuwait**. Abu Dhabi International Conference and Exhibition. **Anais...** Abu Dhabi, Emirados Árabes: Society of Petroleum Engineers, 2004.
- AL-SHARJI, H. H. et al. **Disproportionate Permeability Reduction Due to Polymer Adsorption Entanglement**. SPE European Formation Damage Conference. **Anais...** Hague, Holanda: Society of Petroleum Engineers, 2001.
- ALSOFI, A. M.; BLUNT, M. J. **Control of Numerical Dispersion in Simulations of Augmented Waterflooding**. 2010 SPE Improved Oil Recovery Symposium. **Anais...** Tulsa, Oklahoma: 2010
- ALVARADO, V.; MANRIQUE, E. Enhanced Oil Recovery: An Update Review. **Journal of Energies**, v. 3, n. 9, p. 1529–1575, 27 ago. 2010.
- AVANSI, G. D. **Ajuste de Histórico Integrado à Caracterização de Reservatórios de Petróleo e Sísmica 4D**. 2014. p.246. Tese (Doutorado), Departamento de Energia, Divisão de Engenharia de Petróleo, Universidade Estadual de Campinas.
- AZIZ, K.; SETTARI, A. **Petroleum Reservoir Simulation**. Londres, Reino Unido: Applied Science Publisher, 1979.
- BECKNER, B. L. et al. **General Parallel Reservoir Simulation**. SPE Abu Dhabi International Petroleum Exhibition and Conference. **Anais...** Abu Dhabi, Emirados Árabes: Society of Petroleum Engineers, 2015
- BOLOVENTA, H. D. **Valor da Informação Incorporando Flexibilidade Operacional**. 2010. p.140. Dissertação (Mestrado), Departamento de Energia, Divisão de Engenharia de Petróleo, Universidade Estadual de Campinas.
- BORDEAUX-REGO, F. et al. Quantifying The Impact Of Grid Size To Compare Water And Polymer Flooding Strategies In A Highly Heterogeneous. **Brazilian Journal of Petroleum and Gas**, v. 10, p. 1–14, 2016.
- BOTECHIA, V. E.; CORREIA, M. G.; SCHIOZER, D. J. **A Model-based Production Strategy Selection Considering Polymer Flooding in Heavy Oil Field Development**. SPE Energy Resources Conference. **Anais...** Port of Spain, Trinidad e Tobago: Society of Petroleum Engineers, 2016

BOTECHIA, V. E.; GASPAR, A. T. F. S.; SCHIOZER, D. J. **Use of Well Indicators in the Production Strategy Optimization Process**. EAGE Conference & Exhibition incorporating SPE EUROPEC. **Anais...**Londres, Reino Unido: Society of Petroleum Engineers, 2013

CAPELEIRO PINTO, A. C. et al. **An Evaluation of Large Capacity Processing Units for Ultra Deep Water and High GOR Oil Fields**. Offshore Technology Conference. **Anais...**Houston, Texas, EUA: 2014.

CHAUVETEAU, G.; KOHLER, N. Polymer Flooding - The Essential Elements for Laboratory Evaluation. **Journal of Petroleum Technology**, p. 115 – 124, 1974.

CHOI, B.; JEONG, M. S.; LEE, K. S. Temperature-dependent viscosity model of HPAM polymer through high-temperature reservoirs. **Polymer Degradation and Stability**, v. 110, p. 225–231, dez. 2014.

CLEMENS, T. et al. **Improved Polymer-Flood Management Using Streamlines**. SPE Annual Technical Conference and Exhibition. **Anais...**Florence, Itália: Society of Petroleum Engineers, 2010

CLIFFORD, P. J.; SORBIE, K. S. **The Effects of Chemical Degradation on Polymer Flooding**. International Symposium on Oilfield and Geothermal Chemistry. **Anais...**1985

CMG. **Polymer Flooding Process Manual - STARS**. Calgary, Alberta, Canada, 2013.

CORREIA, M. G. et al. Upscaling approach for meso-scale heterogeneities in naturally fractured carbonate reservoirs. **Journal of Petroleum Science and Engineering**, v. 115, p. 90–101, 2014.

CRAIG, F. F. **The Reservoir Engineering Aspects of Waterflooding**. Dallas, New York: Society of Petroleum Engineers, 1971.

DAVISON, P.; MENTZER, E. Polymer Flooding in North Sea Reservoirs. **Society of Petroleum Engineers journal**, p. 10, 1982.

DAWSON, R.; LANTZ, R. B. Inaccessible Pore Volume in Polymer Flooding. **Society of Petroleum Engineers journal**, p. 448 – 456, 1972.

DE MELO, M. et al. **Evaluation of Polymer Injection Projects in Brazil**. SPE Latin American and Caribbean Petroleum Engineering Conference. **Anais...**Society of Petroleum Engineers, 2005.

DELAMAIDE, E. et al. **Pelican Lake Field: First Successful Application of Polymer Flooding in a Heavy Oil Reservoir**. SPE Enhanced Oil Recovery. **Anais...**Kuala Lumpur, Malaysia: 2013.

DELSHAD, M. et al. **Mechanistic Interpretation and Utilization of Viscoelastic Behavior of Polymer Solutions for Improved Polymer-Flood Efficiency**. SPE Symposium on Improved Oil Recovery. **Anais...**Tulsa, Oklahoma, EUA: Society of Petroleum Engineers, 2008.

DICKSON, J. L.; LEAHY-DIOS, A.; WYLIE, P. L. **Development Of Improved Hydrocarbon Recovery Screening Methodologies**. SPE Improved Oil Recovery Symposium. **Anais...**Tulsa, Oklahoma, EUA: Society of Petroleum Engineers, 2010.

DOMINGUEZ, J. G.; WILLHITE, G. P. Retention and Flow Characteristics of Polymer Solutions in Porous Media. **Society of Petroleum Engineers journal**, v. 17, n. 02, p. 111 – 121, 1977.

DU, Y.; GUAN, L. **Field-Scale Polymer Flooding : Lessons Learnt and Experiences Gained During Past 40 Years**. SPE International Petroleum Conference. **Anais...**Puebla, Mexico: Society of Petroleum Engineers, 2004.

DUPAS, A. et al. **Impact of Polymer Mechanical Degradation on Shear and Extensional Viscosities : Towards Better Injectivity Forecasts in Polymer Flooding Operations**. SPE International Symposium on Oilfield Chemistry. **Anais...**The Woodlands, Texas, EUA: Society of Petroleum Engineers, 2013.

EHRENFRIED, D. H. **Impact of viscoelastic polymer flooding on residual oil saturation in sandstones**. 2013. p.219. Dissertação (Mestrado), University of Texas at Austin, 2013.

FOX, R. W.; MCDONALD, A. T.; PRITCHARD, P. J. **Introdução à Mecânica dos Fluidos**. Rio de Janeiro: Livros Técnicos e Científicos Editora, 2006.

GAO, C. H. **Advances of Polymer Flood in Heavy Oil Recovery**. SPE Heavy Oil Conference and Exhibition. **Anais...**Kuwait City, Kuwait: Society of Petroleum Engineers, 2011.

GARMEH, G.; JOHNS, R. T. **Upscaling of Miscible Floods in Heterogeneous Reservoirs Considering Reservoir Mixing**. SPE Annual Technical Conference and Exhibition. **Anais...**Nova Orleans, Louisiana, EUA: Society of Petroleum Engineers, 2013.

GASPAR, A. T. F. S. et al. **Application of Assisted Optimization to Aid Oil Exploitation Strategy Selection for Offshore Fields**. SPE Latin America and Caribbean Petroleum Engineering Conference. **Anais...**Maracaibo, Venezuela: Society of Petroleum Engineers, 2014.

GOGARTY, W. B. Mobility Control With Polymer Solutions. **Society of Petroleum Engineers journal**, p. 161 – 173, 1967.

GORELL, S.; BASSETT, R. **Trends in Reservoir Simulation: Big Models, Scalable Models? Will you Please Make up Your Mind?** SPE Annual Technical Conference and Exhibition. **Anais...**New Orleans, LA, USA: Society of Petroleum Engineers, 2001.

GRATTONI, C. A. et al. Polymers as relative permeability modifiers: adsorption and the dynamic formation of thick polyacrylamide layers. **Journal of Petroleum Science and Engineering**, v. 45, n. 3-4, p. 233–245, dez. 2004.

GREEN, D. W.; WILLHITE, G. P. **Enhanced Oil Recovery**. Richardson, Texas, EUA: Society of Petroleum Engineers, 1998.

HAN, M. et al. **Application of EOR Technology by Means of Polymer Flooding in Bohai Oil Fields**. SPE International Oil & Gas Conference and Exhibition. **Anais...**Beijing, China: Society of Petroleum Engineers, 2006.

HAYASHI, S. H. D. **Valor da Flexibilização e Informação em Desenvolvimento de Campo por Módulos**. 2006. p.138. Dissertação (Mestrado), Departamento de Energia, Divisão de Engenharia de Petróleo, Universidade Estadual de Campinas.

HEINEMANN, Z. E.; GERKEN, G.; HANTELMANN, G. VON. **Using Local Grid Refinement in a Multiple-Application Reservoir Simulation**. SPE Reservoir Simulation Symposium. **Anais...**San Francisco, California, EUA: Society of Petroleum Engineers, 1983.

HUH, C.; LANGE, E. A.; CANNELLA, W. J. **Polymer Retention in Porous Media**. SPE Symposium on Enhanced Oil Recovery. **Anais...**Tulsa, Oklahoma, EUA: Society of Petroleum Engineers, 1990

HUH, C.; POPE, G. A. **Residual Oil Saturation from Polymer Floods: Laboratory Measurements and Theoretical Interpretation**. SPE Symposium on Improved Oil Recovery. **Anais...**Tulsa, Oklahoma, EUA: Society of Petroleum Engineers, 2008.

JIMENEZ, E. et al. **Spatial Error and Convergence in Streamline Simulation**. SPE Reservoir Simulation Symposium. **Anais...**Woodlands, Texas, EUA: Society of Petroleum Engineers, 2005.

KAMARAJ, K. et al. **Effect of Residual Oil Saturation on Recovery Efficiency during Polymer Flooding of Viscous Oils**. Arctic Technology Conference. **Anais...**Houston, Texas, EUA: OTC, 2011.

KILLOUGH, J. E.; BHOGESWARA, R. Simulation of Compositional Reservoir Phenomena on a Distributed-Memory Parallel Computer. **Journal of Petroleum Technology**, p. 1368 – 1378, 1991.

KILLOUGH, J. E.; WHEELER, R. U. **Parallel Iterative Linear Equation Solvers: An Investigation of Domain Decomposition Algorithms for Reservoir Simulation**. SPE Symposium on Reservoir Simulation. **Anais...**San Antonio, Texas, EUA: Society of Petroleum Engineers, 1987.

LAKE, L. W. **Enhanced Oil Recovery**. Englewood Cliffs, Nova Jersey: Prentice Hall, 1989.

LAMAS, L. F. DE O. **Comparação entre estratégias de produção para projetos de injeção de polímeros e de água**. 2014. p.132. Dissertação (Mestrado), Departamento de Energia, Divisão de Engenharia de Petróleo, Universidade Estadual de Campinas.

LEITÃO, H. C. **Ajuste de Histórico Automatizado Através de Otimização Multivariada e Paralelização Externa**. 1997. p.165. Dissertação (Mestrado), Departamento de Energia, Divisão de Engenharia de Petróleo, Universidade Estadual de Campinas.

LEWANDOWSKA, K. Rheological Properties of Chitosan Blends With Partially Hydrolyzed Polyacrylamide in Different Solvents. **Progress on Chemistry and Application of Chitin and Its Derivatives**, v. XVII, p. 53–58, 2012.

LIGERO, E. L.; MASCHIO, C.; SCHIOZER, D. J. **Quantifying the Impact of Grid Size, Upscaling, and Streamline Simulation in the Risk Analysis Applied to Petroleum Field Development**. SPE Reservoir Simulation Symposium. **Anais...**Houston, Texas, EUA: Society of Petroleum Engineers, 2003.

LITTMANN, W. **Polymer Flooding**. Nova Iorque, NY, EUA: Elsevier, 1988. v. 1

LOPES, L. F.; SILVEIRA, B. M. O.; MORENO, R. B. Z. L. Rheological Evaluation of HPAM fluids for EOR Applications. **International Journal of Engineering & Technology**, v. 14, n. 03, p. 35 – 41, 2014.

LOTSCH, T.; MULLER, T.; PUSCH, G. **The Effect of Inaccessible Pore Volume on Polymer Coreflood Experiments**. International Symposium on Oilfield and Geothermal Chemistry. **Anais...**Phoenix, Arizona, EUA: Society of Petroleum Engineers, 1985.

MACHADO, J. C. V. **Fundamentos e Classificação de Fluidos Viscosos, Reologia e Escoamento - Ênfase na Indústria do Petróleo**. Rio de Janeiro: Editora Interciência, 2002.

MAERKER, J. M. Dependence of Polymer Retention on Flow Rate. **Journal of Petroleum Technology**, n. November, p. 1307 – 1308, 1973.

MANSOUR, A. M. et al. In-situ rheology and mechanical degradation of EOR polyacrylamide solutions under moderate shear rates. **Journal of Petroleum Science and Engineering**, v. 115, p. 57–65, mar. 2014.

MASCHIO, C.; SCHIOZER, D. J. Assisted History Matching Using Streamline Simulation. **Journal of Petroleum Science and Technology**, v. 23, n. 7-8, p. 761–774, 2005.

MASUDA, Y. et al. 1D simulation of polymer flooding including the viscoelastic effect of polymer solution. **SPE Reservoir Engineering**, n. May, p. 247 – 252, 1992.

MELO, M. DE; LUCAS, E. Characterization and Selection of Polymers For Future. **Journal Chemistry & Chemical Technology**, v. 2, n. 4, p. 295 – 303, 2008.

MEZZOMO, C. C. **Otimização de Estratégias de Recuperação para Campos de Petróleo**. 2001. p.122. Dissertação (Mestrado), Departamento de Energia, Divisão de Engenharia de Petróleo, Universidade Estadual de Campinas.

MORADI-ARAGHI, A.; DOE, P. H. Hydrolysis and Precipitation of Polyacrylamides in Hard Brines at Elevated Temperatures. **SPE Reservoir Engineering**, n. May, p. 189 – 198, 1987.

MOREL, D. et al. **Polymer Injection in Deep Offshore Field : The Dalia Angola Case**. SPE Annual Technical Conference and Exhibition. **Anais...**Denver, Colorado, EUA: Society of Petroleum Engineers, 2008.

MOREL, D.; LABASTIE, A.; NAHAS, E. **Feasibility Study for EOR by Polymer Injection In Deep Offshore Fields**. International Petroleum Technology Conference. **Anais...**Dubai, Emirados Arabes: 2007.

NACUL, E. C. et al. **Efficient Use of Domain Decomposition and Local Grid Refinement in Reservoir Simulation**. SPE Annual Tec. Anais...New Orleans, LA, EUA: Society of Petroleum Engineers, 1990.

NAKAJIMA, L. **Otimização de Desempenho de Poços Horizontais no Desenvolvimento de Campos de Petróleo**. 2003. p.128. Dissertação (Mestrado), Departamento de Energia, Divisão de Engenharia de Petróleo, Universidade Estadual de Campinas.

NARAYANAN, K. et al. **Response Surface Methods for Upscaling Heterogeneous Geologic Models**. SPE Reservoir Simulation Symposium. Anais...Houston, Texas, EUA: Society of Petroleum Engineers, 1999.

NEEDHAM, R. B.; DOE, P. H. Polymer Flooding Review. **Journal of Petroleum Technology**, n. December, p. 1503 – 1507, 1987.

NICODEMOS, J. F.; ARAUJO, P. F.; ROCHA, A C. **Technological Innovations on FPSO P-63 for Operation at Papa Terra Field - Offshore Brazil**. Offshore Technology Conference Brasil. Anais...Rio de Janeiro: OTC, 2013.

O'LEARY, W. B. et al. Biocide Evaluation Against Sessile Xanthan Polymer-Degrading Bacteria. **SPE Reservoir Engineering**, p. 647 – 652, 1987.

PANCHAROEN, M.; THIELE, M. R.; KOVESCEK, A. R. **Inaccessible Pore Volume of Associative Polymer Floods**. SPE Improved Oil Recovery Symposium. Anais...Tulsa, Oklahoma, EUA: Society of Petroleum Engineers, 2010.

PEDROSO, C. J. **Otimização de Locações de Poços Usando Simulação Numérica de Reservatórios**. 1999. p.125. Dissertação (Mestrado), Departamento de Energia, Divisão de Engenharia de Petróleo, Universidade Estadual de Campinas.

RAVAGNANI, A. T. F. S. G. Avaliação Econômica de Projetos de E&P. **UNISIM ON-LINE**, p. 2, jan. 2008.

REGO, F. B. et al. **Quantification of Simulation Model Grid Size Impact on Polymer Flooding Application in Heavy Oil Heterogeneous Reservoir**. SPE Energy Resources Conference. Anais...Port of Spain, Trinidad e Tobago: Society of Petroleum Engineers, 2016.

RISSO, V. F. **Simulação Numérica de Fluxo em Regiões de Reservatórios de Petróleo com Refinamento Local e Fronteiras Abertas**. 2002. p.138. Dissertação (Mestrado), Departamento de Energia, Divisão de Engenharia de Petróleo, Universidade Estadual de Campinas.

ROSA, A. J. **Engenharia de Reservatorios de Petroleo**. Terceira ed.Rio de Janeiro: Editora Interciência, 2006.

RYLES, R. G. **Chemical Stability Limits of Water-Soluble Polymers Used in Oil Recovery Processes**. International Symposium on Oilfield and Geothermal Chemistry. Anais...Phoenix, Arizona, EUA: 1985.

SALEH, L. D.; WEI, M.; BAI, B. Data analysis and novel screening criteria for polymer flooding based on a comprehensive database. **SPE Reservoir Evaluation & Engineering**, v. 2, n. November 2012, p. 888–905, 2014.

SCHIOZER, D. J. **Simultaneous Simulation of Reservoir and Surface Facilities**. 1994. p.193. Tese (Doutorado), Stanford University.

SCHIOZER, D. J.; AZIZ, K. **Use of Domain Decomposition for Simultaneous Simulation of Reservoir and Surface Facilities**. SPE Western Regional Meeting. **Anais...**Long Beach, California, EUA: Society of Petroleum Engineers, 1994.

SCHIOZER, D. J.; SANTOS, A. A. D. S. DOS; DRUMOND, P. S. **Integrated Model Based Decision Analysis in Twelve Steps Applied to Petroleum Fields Development and Management**. EUROPEC. **Anais...**Madrid, Espanha: Society of Petroleum Engineers, 2015.

SCHLUMBERGER. **Petrel Manual**Schlumberger, 2015.

SCHURZ, G. Field Preparation of Polymer Solutions Used to Improve Oil Recovery. **Journal of Petroleum Technology**, 1972.

SERIGHT, R. S. **The effects or mechanical degradation and viscoelastico behavior on injectivity of polyacrylamide solutions**. Annual Technical Conference and Exhibition. **Anais...**Dallas, Texas, EUA: 1980.

SERIGHT, R. S.; CAMPBELL, A.; MOZLEY, P. **Stability of Partially Hydrolyzed Polyacrylamides at Elevated Temperatures in the Absence of Divalent Cations**. SPE International Symposium on Oilfield Chemistry. **Anais...**The Woodlands, Texas, EUA: Society of Petroleum Engineers, 2009.

SERIGHT, R. S.; SKJEVRAC, I.; ASA, S. **Effect of Dissolved Iron and Oxygen on Stability of HPAM Polymers**. SPE Improved Oil Recovery Symposium. **Anais...**Tulsa, Oklahoma, EUA: 2014.

SHENG, J. J. **Enhanced Oil Recovery Field Case Studies**. Texas, EUA: Elsevier, 2013.

SHENG, J. J.; LEONHARDT, B.; AZRI, N. Status of Polymer-Flooding Technology. **Journal of Canadian Petroleum Technology**, v. 54, n. 2, p. 116–126, 2015.

SHIRIF, E. **Mobility Control by Polymers Under Bottom-Water Conditions, Experimental Approach**SPE Asia Pacific Oil and Gas Conference and Exhibition. **Anais...**Brisbane, Australia: Society of Petroleum Engineers, 2000

SHUPE, R. D. Chemical Stability of Polyacrylamide Polymers. **Journal of Petroleum Technology**, n. August, p. 1513 – 1529, 1981.

SMITH, F. W. The Behavior of Partially Hydrolyzed Polyacrylamide Solutions in Porous Media. **Journal of Petroleum Technology**, p. 148 – 156, 1970.

SORBIE, K. S. **Polymer-Improved Oil Recovery**. Boca Raton, Florida, EUA: CRC Press, 1991.

SZABO, M. T. Some Aspects of Polymer Retention in Porous Media Using a C14-Tagged Hydrolyzed Polyacrylamide. **Society of Petroleum Engineers journal**, n. August, p. 323 – 337, 1975.

TAKAQI, S.; POPE, G.; SEPEHRNOORI, K. **Simulation of a successful polymer flood in the Chateaufort field**. SPE Annual Technical Conference and Exhibition. **Anais...** Washington, EUA: Society of Petroleum Engineers, 1992.

TARMAN, M. et al. **Automatic Decomposition for Parallel Reservoir Simulation**. SPE Reservoir Simulation Symposium. **Anais...** Woodlands, Texas, EUA: Society of Petroleum Engineers, 2011.

THIELE, M. et al. Polymer-Flood Modeling Using Streamlines. **SPE Reservoir Evaluation & Engineering**, v. 13, n. April, p. 313–322, 2010.

THOMAS, J. E. **Fundamentos de Engenharia de Petróleo**. Rio de Janeiro: Editora Interciência, 2001.

VERMOLLEN, E. C. M.; HAASTERECHT, M. J. T. VAN; MASALMEH, S. K. A **Systematic Study of the Polymer Visco-Elastic Effect on Residual Oil Saturation by Core Flooding**. SPE EOR Conference at Oil and Gas West Asia. **Anais...** Muscat, Oman: Society of Petroleum Engineers, 2014.

WASSERMAN, M. L. **Local Grid Refinement for Three-Dimensional Simulators**. SPE Symposium on Reservoir Simulation. **Anais...** San Antonio, Texas, EUA: Society of Petroleum Engineers, 1987.

WU, W.; DEMIN, W.; HAIFENG, J. **Effect of the visco-elasticity of displacing fluids on the relationship of capillary number and displacement efficiency in weak oil-wet cores**. SPE Asia Pacific Oil and Gas Conference and Exhibition. **Anais...** Jakarta, Indonesia: Society of Petroleum Engineers, 2007.

WU, Y. et al. **A New Method for Fast Screening of Long-Term Thermal Stability of Water Soluble Polymers for Reservoir Conformance Control**. SPE Annual Technical Conference and Exhibition. **Anais...** New Orleans, LA, EUA: Society of Petroleum Engineers, 2009.

XAVIER, A. A. M. **Análise do Valor da Informação na Avaliação e Desenvolvimento de Campos de Petróleo**. 2004. p.177. Dissertação (Mestrado), Faculdade de Engenharia Mecânica, Departamento de Energia, Divisão de Engenharia de Petróleo, Universidade Estadual de Campinas, Campinas, Brasil.

YERRAMILI, S. S.; ZITHA, P. L. J.; YERRAMILI, R. C. **Novel Insight into Polymer Injectivity for Polymer Flooding Modeling of Polymer Flow in Porous Media**. SPE European Formation Damage Conference. **Anais...** Noordwijk, Holanda: 2013.

ZAITOUN, A. et al. Shear Stability of EOR Polymers. **Society of Petroleum Engineers journal**, n. June, p. 335–339, 2012.



ZAITOUN, A.; BERTIN, H.; LASSEUX, D. **Two-Phase Flow Property Modifications by Polymer Adsorption**. SPE Improved Oil Recovery Symposium. **Anais...**Tulsa, Oklahoma, EUA: Society of Petroleum Engineers, 1998.

ZAMPIERI, M. F. **Injeção Contínua e Alternada de Água e de Polímeros para a Recuperação de Petróleo**. 2012. p.128. Dissertação (Mestrado), Faculdade de Engenharia Mecânica, Departamento de Energia, Divisão de Engenharia de Petróleo, Universidade Estadual de Campinas, Campinas, Brasil.

ZHANG, G.; SERIGHT, R. S. Effect of Concentration on HPAM Retention in Porous Media. **Society of petroleum engineers journal**, p. 8, 2014.

ZHANG, K. et al. **Parallel Computing Techniques for Large-Scale Reservoir Simulation of Multi- Component and Multiphase Fluid Flow**. SPE Reservoir Simulation Symposium. **Anais...**Houston, Texas, EUA: Society of Petroleum Engineers, 2001.