

UNIVERSIDADE FEDERAL DE PERNAMBUCO

CENTRO DE TECNOLOGIA E GEOCIÊNCIAS

DEPARTAMENTO DE ENGENHARIA CIVIL

VINICIUS DANTAS

OTIMIZAÇÃO DA INJEÇÃO DE POLÍMEROS EM RESERVATÓRIOS DE

PETRÓLEO

VIRTUS IMPAVIDA

RECIFE – 2008

Livros Grátis

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

Milhares de livros grátis para download.

VINICIUS DANTAS

**OTIMIZAÇÃO DA INJEÇÃO DE POLÍMEROS EM RESERVATÓRIOS DE
PETRÓLEO**

Dissertação submetida ao corpo docente do curso de pós-graduação da Universidade Federal de Pernambuco como parte dos requisitos necessários à obtenção do grau de Mestre em Ciências em Engenharia Civil.
Área de concentração: Engenharia de Petróleo.

Orientador: Leonardo José do Nascimento Guimarães

Co-orientador: Ana Paula de Araujo Costa

VIRTUS IMPAVIDA

RECIFE – JUNHO 2008

D192o

Dantas, Vinicius.

Otimização da injeção de polímeros em reservatórios de petróleo /
Vinicius Dantas. - Recife: O Autor, 2008.
viii, 119 folhas, il : tabs.,grafs.

Dissertação (Mestrado) – Universidade Federal de Pernambuco.
CTG. Programa de Pós-Graduação em Engenharia Civil, 2008.

Inclui Referências Bibliográficas.

1. Engenharia Civil. 2. Injeção de Polímeros. 3. Otimização. 4.
Heterogeneidade. I. Título.

UFPE

624

BCTG/ 2009-035

OTIMIZAÇÃO DA INJEÇÃO DE POLÍMEROS EM RESERVATÓRIOS DE PETRÓLEO

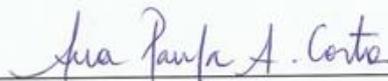
Vinicius Dantas

DISSERTAÇÃO SUBMETIDA AO CORPO DOCENTE DO CURSO DE PÓS-GRADUAÇÃO DA UNIVERSIDADE FEDERAL DE PERNAMBUCO COMO PARTE INTEGRANTE DOS REQUISITOS NECESSÁRIOS À OBTENÇÃO DO GRAU DE MESTRE EM CIÊNCIAS EM ENGENHARIA CIVIL

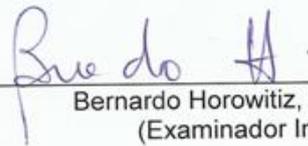
Aprovada por:



Leonardo José do N. Guimarães, Ph. D.
(orientador)



Ana Paula A. Costa, D. Sc.
(co-orientador)



Bernardo Horowitz, Ph. D.
(Examinador Interno)



Lícia Mouta da Costa, D. Sc.
(Examinador Interno)



Darlan Karlo Etisário de Carvalho, D. Sc.
(Examinador Externo)

Recife, PE – Brasil
Junho de 2008

DEDICATÓRIA

*Aos meus pais Jorge e Leda, à
minha companheira e amiga
esposa Tharcila Leão e ao
meu querido filho Vinicius
Dantas Júnior.*

AGRADECIMENTOS

A Deus por ter me dado essa oportunidade de realizar este grande sonho e todas as coisas que conquistei nesses últimos anos, aos meus pais Leda Dantas e Jorge Dantas por todo apoio e incentivo em prol da minha educação e formação profissional e acadêmica, a minha amiga, companheira e esposa Tharcila Leão que com muita paciência e carinho sempre esteve ao meu lado me apoiando nos momentos mais tensos e difíceis durante todos esses anos, ao meu filho Vinicius Dantas Júnior que é minha fonte de alegria e esperança para vencer todos os obstáculos e seguir sempre em frente.

Aos meus irmãos Vanessa Dantas e Higor Dantas pelo apoio a mim concedido, ao meu grande amigo-irmão Max Roque que agora é também meu compadre me dando a grande honra de ser padrinho de sua linda filha Maria Luiza e ao meu mestre/professor na vida pessoal e profissional Flávio Viera Souza (em memória) que sempre me deu incentivo e apoiou para seguir nos estudos procurando saber mais sobre engenharia.

A Leonardo Guimarães por seu exemplo profissional, disposição e acessibilidade quanto ao esclarecimento de dúvidas oriundas do desenvolvimento do presente trabalho. A Ana Paula Costa pelo profissionalismo e experiência prática no qual ajudou muito neste trabalho.

Aos meus companheiros da área de estruturas, o trio de João Pessoa, Naason, Daniel e Nacib, pelos vários momentos de descontração, aos colegas Luis Augusto e Liliane pelo apoio na minha dissertação.

Aos meus companheiros da área de geotécnica, Igor e Juliana que sempre me deram um suporte de amizade e companheirismo. A turma mais antiga, Ramon Barboza, Bruno Camargo, Marcos George, Rubier Muniz, Ana Cláudia por todos os momentos de alegria. A turma mais nova, Renata Santos e Luciano pelo apoio neste trabalho e por inúmeros momentos de descontração, a Nayra, André, Débora, Leila,

Marcela pelo companheirismo e claro Eduardo Nobre por ter ficado em silêncio nas vezes que precisei me concentrar para estudar.

Aos meus amigos da republica (Bruno, Vavá e Renilson), no qual compartilhamos todos os sufocos de passar quase um ano sem bolsa, porém sempre com muita esperança e determinação para superar todos os obstáculos.

A Andréia Negromonte, uma grande amiga que por tantas e tantas vezes me escutou e aconselhou a tomar diversas decisões nesses pouco mais de dois anos. Aos funcionários e técnicos do Departamento de Geotécnia, Rose Mary, Antônio Brito, Vânia e Sr. Severino pelos cafezinhos servidos diariamente para deixar o pessoal mais atento.

A todos os meus familiares que contribuíram direto ou indiretamente na conclusão desse trabalho.

Ao CNPQ e PETROBRAS pelo apoio financeiro oferecido durante a elaboração deste trabalho.

RESUMO

OTIMIZAÇÃO DA INJEÇÃO DE POLÍMEROS EM RESERVATÓRIOS DE PETRÓLEO

Vinicius Dantas

Junho / 2008

Orientador: Leonardo José do Nascimento Guimarães

Co-orientadora: Ana Paula A. Costa

Programa: Engenharia Civil

A presente dissertação trata-se da aplicação de um programa de otimização para a injeção de polímeros em reservatórios de petróleo. Este otimizador tem como variáveis o tempo inicial de injeção de polímero e a duração dessa injeção, visando a função objetivo (lucro).

O algoritmo foi programado em ambiente MATLAB e elaborou-se uma interface de comunicação entre esse programa e o programa de simulação de reservatórios (IMEX). Foram realizadas várias análises do comportamento do banco de polímero, onde esta injeção de massa de polímero é função de parâmetros econômicos (o preço do barril de petróleo varia entre US\$ 20,00 e US\$ 100,00). Foi feita também uma análise do mesmo reservatório, sendo agora ele mais heterogêneo, onde avalia-se os impactos nas produções de óleo e água, fazendo um comparativo com o caso menos heterogêneo.

Os resultados indicam que a otimização está maximizando a função objetivo (lucro), já que quando se aumenta o valor do preço do barril de petróleo o otimizador tendera injetar mais polímeros, viabilizando o método e, conseqüentemente, aumentando a produção de óleo, sendo portanto bastante relevante a ajuda do otimizador para a análise da injeção de polímeros em reservatórios de petróleo.

Palavras-Chave: Injeção de Polímeros, Otimização, Heterogeneidade.

ABSTRACT

OPTIMIZATION OF THE INJECTION OF POLYMERS INTO OIL RESERVOIRS

Vinicius Dantas

June / 2008

Advisor: Leonardo José do Nascimento Guimarães

Co-tutor: Ana Paula A. Costa

Program: Civil Engineering

This dissertation deals with the implementation of a program to optimize the injection of polymers into oil reservoirs. The optimizer takes as variables the initial time of injection of polymer and duration of injection, to the objective function (profit).

The algorithm was programmed in MATLAB environment is developed and a communication interface between the program and program of reservoir simulation (IMEX). We performed several tests of the behavior of the bank of polymer, where the injected mass of polymer is a function of economic parameters (the price of oil varies between \$ 20.00 and \$ 100.00). It also made an analysis of the reservoir, it is now more heterogeneous, which is assessing the impacts on production of oil and water, making a comparison with the case less heterogeneous.

The results indicate that the optimization is maximizing the objective function (profit), since when it increases the value of the price of oil the optimizer tended inject more polymers, allowing the method and, consequently, increasing oil production, thus very important to help the optimizer to analyze the injection of polymers into oil reservoirs.

Keywords: injection of polymers, optimization, heterogeneity.

SUMÁRIO

| | |
|--|-----------|
| Capítulo 1 – Introdução | 01 |
| 1.1 – Motivações | 01 |
| 1.2 – Objetivos | 02 |
| 1.3 – Organização dos Capítulos | 03 |
| Capítulo 2 – O Polímero como Método de Recuperação Terciária | 05 |
| 2.1 – Meio Poroso e Rocha Reservatório | 05 |
| 2.2 – Recuperação Terciária ou Avançada de Petróleo | 07 |
| 2.3 – Injeção de Polímeros | 08 |
| 2.4 – Aplicação de Injeção de Polímeros no Mundo e no Brasil | 09 |
| 2.4.1 – No Mundo | 09 |
| 2.4.2 – No Brasil | 10 |
| Capítulo 3 – Formulação Matemática do Modelo Black-Oil Considerando o Polímero Dissolvido na Água | 11 |
| 3.1 – Introdução | 11 |
| 3.2 – Formulação do Modelo Black-Oil | 11 |
| 3.2.1 – Propriedade dos Fluídos | 13 |
| 3.2.2 – Propriedades da Rocha | 18 |
| 3.3 – Injeção de Fluídos com Polímero pelo IMEX | 21 |
| 3.3.1 – Tipos de Polímeros | 21 |
| 3.3.2 – Comportamento do Polímero no Reservatório | 23 |

Capítulo 4 – Construção do Modelo de Simulação e Resultados do Processo de Otimização **31**

| | |
|--|----|
| 4.1 – Definição do Problema de Otimização | 33 |
| 4.2 – Caracterização do Estudo de Caso | 34 |
| 4.2.1 – Caso Base | 34 |
| 4.2.2 – Análise e Resultados da Injeção de Polímeros no Caso Base simplificado | 40 |
| 4.3 – Análise e Resultados da Injeção de Polímeros no Caso Base com Otimização | 42 |
| 4.3.1 – Distribuição das Pressão | 47 |
| 4.3.2 – Comportamento dos Bancos de Polímero | 48 |
| 4.3.3 – Análise nas Curvas de Produção Acumulada de Óleo e Água com e sem Polímeros | 56 |
| 4.3.4 – Vazões de Óleo e Água Produzidos nas Simulações | 74 |
| 4.3.5 – Efeito do Polímero nas Curvas de Corte de Água | 75 |
| 4.3.6 – Pressões de Fundo de Poço (Injetores e Produtores) | 81 |
| 4.3.7 – Análise do Efeito do Banco de Polímero nas Curvas de Pressões de Fundo de Poço dos Poços Injetores | 89 |

Capítulo 5 – Otimização da Injeção de Polímeros no Caso de Reservatório Heterogêneo **98**

| | |
|---|-----|
| 5.1 – Inclusão da Heterogeneidade nas Propriedades da Rocha | 98 |
| 5.2 – Análise e Resultados da Injeção de Polímeros | 100 |
| 5.2.1 – Distribuição das Pressão | 101 |
| 5.2.2 – Comportamento dos Bancos de Polímero | 102 |
| 5.2.3 – Análise nas Curvas de Produção Acumulada de Óleo e Água para os Casos 1 2 (Menos e Mais Heterogêneos) | 106 |
| 5.2.4 – Vazões de Óleo e Água Produzidos nas Simulações | 109 |
| 5.2.5 – Efeito do Polímero nas Curvas de Corte de Água | 110 |
| 5.2.6 – Pressões de Fundo de Poço (Injetores e Produtores) | 110 |

| | |
|--|------------|
| Capítulo 6 – Conclusões | 114 |
| 6.1 – Sugestões para Trabalhos Futuros | 115 |
| Referências Bibliográficas | 117 |

1 – INTRODUÇÃO

1.1 – MOTIVAÇÃO

Hoje, uma das principais fontes de energia do mundo é o petróleo (hidrocarbonetos). A exploração e a produção dos hidrocarbonetos não só exigem investimentos consideráveis, bem como metodologias avançadas para poder trabalhar em condições cada vez mais complexas e em regiões de difícil acesso (THOMAS et al., 2001). Após a produção de petróleo pela própria energia natural, tem-se a necessidade de ter uma recuperação adicional, pois da quantidade de hidrocarbonetos existente nos reservatórios, apenas uma fração consegue ser retirada, permanecendo a maior parte do óleo nos reservatórios. Por conta disso, surgiram os métodos de recuperação secundárias e terciárias ou avançados.

A injeção de água é a prática mais usual de recuperação secundária e é capaz de garantir a manutenção da pressão do reservatório em níveis desejáveis, além de propiciar o deslocamento dos hidrocarbonetos dos poros para os poços produtores. Todavia, uma vez iniciada a injeção de água, inevitavelmente se terá produção de água junto com o óleo em níveis crescentes com o tempo, resultando em queda drástica de eficiência de recuperação. O método terciário de injeção de polímeros minimiza esse efeito, pois com as alterações na propriedade da água durante o processo de injeção, se consegue produzir mais óleo e menos água reduzindo o corte de água¹, porém o tempo de erupção da água permanece inalterado.

Com a necessidade de retirar o máximo de petróleo existente nos reservatórios, foram desenvolvidos vários métodos de recuperação avançada, um deles é a injeção de polímeros. Os polímeros são compostos químicos de alta massa molecular relativa, resultantes de reações químicas de polimerização, por esse motivo são usados como agentes viscosificantes (ROSA et al., 2006). Nas

¹ Corte de água é o processo no qual o reservatório começa a produzir água, interferindo assim, na produção de óleo.

últimas décadas, tem-se tentado conter a produção de água, e um dos métodos mais usados é a injeção de polímeros solúveis em água, com o principal intuito de aumentar a viscosidade da água diminuindo sua mobilidade e permeabilidade no meio poroso, melhorando o desempenho do varrido de água (fluido deslocante), acarretando a diminuição da produção de água e aumentando a produção de óleo (fluido deslocado).

O sucesso desse tipo de abordagem pode trazer um ganho significativo de produção de óleo, associado a uma redução com o custo de tratamento de água, beneficiando o retorno econômico do projeto. Tendo assim uma melhor eficiência de recuperação de óleo, uma vez que se proporciona um melhor varrido de óleo.

Os problemas de otimização são constantes nas atividades de engenharia de petróleo, onde em geral procura-se maximizar a produção de óleo. O problema de otimização aqui estudado tem como variáveis de projeto as dimensões do banco da injeção. A função objetivo a ser maximizada é o lucro advindo da injeção de polímero, calculado de forma simplificada. Através dessa abordagem via otimização, é possível dizer se determinado projeto de injeção é viável ou não, além de definir as condições ótimas para o banco injetado, que maximizam o lucro da produção no cálculo do lucro na produção advindo da injeção de polímeros, são levados em conta fatores como o preço do barril de petróleo, o custo do tratamento da água injetada e o preço do polímero injetado. Que ao encontrar os valores ótimos mínimos dependentes do valor do preço do barril de petróleo, o otimizador dá como resposta a viabilidade de injetar polímero visando o lucro com essa injeção.

1.2 – OBJETIVO

O principal objetivo deste trabalho é quantificar a injeção de polímeros nos reservatórios, no que se refere à engenharia de reservatórios, uma vez que o problema de otimização relacionado à produtividade de petróleo tem sido bastante estudado nos últimos tempos. Dessa forma, o foco desse trabalho é descobrir a melhor distribuição de injeção de massa de polímeros nos poços injetores, capaz de

resultar num projeto de maior benefício atuando nas vazões de produção de óleo dos poços.

Neste trabalho são utilizados os conceitos estabelecidos no modelo Black-Oil do pacote de programas da CMG (Computer Modelling Group Ltd.), em específico o IMEX (Implicit Explicit Black Oil Simulator), que considera os três componentes, água, óleo e gás adicionado a opção do polímero dissolvido na fase aquosa. O modelo Black-Oil resulta em um conjunto de equações diferenciais parciais não-lineares e dependentes no tempo, cuja solução geralmente só é possível empregando-se métodos numéricos de discretização apropriados, neste caso, o IMEX utiliza o método das diferenças finitas.

A otimização do método de injeção de polímeros em reservatório heterogêneo foi feita utilizando o programa IMEX no cálculo da função *blackbox*. Adotou-se como método de solução um algoritmo de otimização de buscas globais (JONES et al., 1998) denominado EGO (*Efficient Global Optimization*), concebido especificamente para minimização de funções envolvendo simulações computacionalmente caras através do uso de metamodelos mais baratos. Este algoritmo foi implementado em ambiente MATLAB, segundo GUIMARÃES et al. (2008).

1.3 – ORGANIZAÇÃO DOS CAPÍTULOS

Os demais capítulos deste trabalho estão organizados da seguinte forma:

No capítulo 2, será feita uma breve revisão bibliográfica, onde serão abordados alguns conceitos do meio poroso, rocha reservatório e os métodos de recuperação terciária de petróleo, enfatizando o método de injeção de polímeros. Em seguida será feita uma análise do panorama mundial e nacional da aplicabilidade do método terciário de recuperação de petróleo via injeção de polímeros.

A formulação matemática do problema envolvendo as equações que regem o modelo Black-Oil e o comportamento do polímero no reservatório será descrita no capítulo 3.

O capítulo 4 contém a descrição física do modelo de reservatório utilizado nas aplicações. Análises e resultados do caso onde não se leva em consideração a otimização e quais são os benefícios ao realizá-la, onde dois aspectos relevantes são destacados nesse capítulo: a quantidade de massa injetada nos poços injetores e o lucro advindo dessa injeção. É feita também uma discussão geral do comportamento da injeção do polímero em todas as simulações nesse capítulo.

Através do programa BUILDER 2007.10, pertencente ao pacote de programas da CMG (Computer Modelling Group Ltd.), será possível gerar modificações aplicadas nas propriedades da rocha por intermédio de uma geoestatística. No capítulo 5, será quantificado o impacto dessa heterogeneidade na produção de fluidos e no lucro da produção em relação ao caso menos heterogêneo.

As principais conclusões deste trabalho serão encontradas no capítulo 6. Nesse capítulo também será apresentadas recomendações para trabalhos futuros no contexto dessa linha de pesquisa.

2 – O POLÍMERO COMO MÉTODO DE RECUPERAÇÃO TERCIÁRIA

Os reservatórios de petróleo são em grande parte dos casos estruturas geológicas complexas que apresentam heterogeneidades significativas nas propriedades de fluxo. Para seu desenvolvimento, os reservatórios são explorados por diversos poços, tanto produtores quanto injetores. As acumulações de petróleo possuem originalmente uma energia dita primária, função do volume e natureza dos fluidos, além das pressões e temperatura do reservatório. O início da produção dissipa essa energia original e proporciona a perda de produtividade dos poços que pode ser mitigada pela aplicação de algum método convencional de recuperação secundária ou terciária (OLIVEIRA, 2006).

2.1 – MEIO POROSO E ROCHA RESERVATÓRIO

O petróleo é gerado através de um processo de decomposição de matéria orgânica, depositada há milhões de anos, em um sistema de rochas sedimentares em condições de pressão e temperatura adequadas. O produto da decomposição torna-se um óleo com menor densidade que a da água e passa a migrar para as rochas reservatório, onde o petróleo é eventualmente acumulado em um espaço que permite o armazenamento dos hidrocarbonetos na rocha reservatório (THOMAS et al., 2001; FALÇÃO, 2002).

Para o acúmulo de hidrocarbonetos na rocha, é preciso que esta tenha poros (vazios) e que estes estejam interconectados, pois é preciso que os fluidos tenham condições de percolar através do reservatório. Portanto, uma rocha reservatório deve ser porosa e permeável, com os poros preenchidos por gás, óleo e água, que é como eles se encontram na natureza (THOMAS et al., 2001). Na figura 2.1, pode ser visto de forma esquemática uma parte de um reservatório de petróleo contendo diversos fluidos no meio poroso.

Uma vez acumulado o petróleo, é preciso que exista uma rocha selante, ou seja, uma rocha impermeável que impeça que o petróleo migre para a superfície,

evitando assim o fenômeno da exsudação. Os principais exemplos de rocha selante são os folhelhos e os evaporitos. Pode-se ver de uma forma genérica, uma simulação de extração de petróleo de um reservatório com aquífero na figura 2.2.

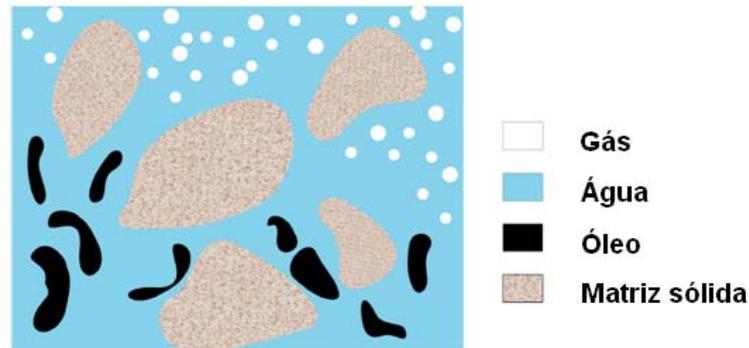


Figura 2.1: Rocha reservatório contendo três fluidos: óleo, água e gás.

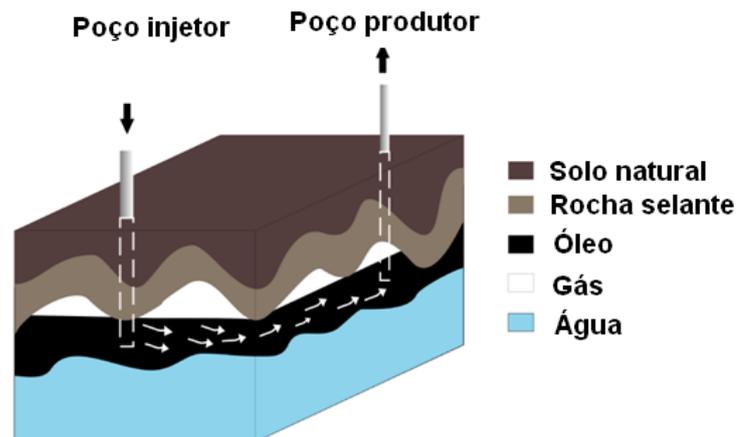


Figura 2.2: Esquema genérico de uma simulação de extração de petróleo de um reservatório.

O conhecimento das propriedades básicas da rocha e dos fluidos nela contidos é de fundamental importância na análise de um reservatório de petróleo. Propriedades que determinam a medida do espaço entre os grãos, as quantidades destes fluidos existentes no meio poroso, sua distribuição, capacidade de se moverem e a mais importante de todas, a quantidade de fluidos que pode ser extraída (THOMAS et al., 2001, ROCHA, 2005). As propriedades dos fluidos e da

rocha serão abordadas dentro da formulação do modelo Black-Oil no próximo capítulo.

2.2 – RECUPERAÇÃO TERCIÁRIA OU AVANÇADA DE PETRÓLEO

O termo “recuperação terciária” foi originalmente usado para identificar um terceiro estágio da vida produtiva de um campo de petróleo. Estes métodos também podem ser chamados de métodos especiais de recuperação secundária ou avançado. É um método que é aplicado após a recuperação secundária (injeção de água) com a função de obter uma eficiência de varrido uniforme no deslocamento do óleo que não conseguiu ser retirado do reservatório apenas com a recuperação secundária, alimentando dessa forma por mais tempo os poços produtores.

Dentre os vários tipos de recuperação terciária podemos citar os métodos térmicos, miscíveis, microbiológicos e químicos. Neste trabalho será abordado o método químico de injeção de polímero. O polímero atua principalmente na viscosidade da água, deixando-a mais viscosa, com o intuito de obter um varrido no reservatório mais uniforme e eficiente.

O sucesso do melhoramento da recuperação de óleo (Improving Oil Recovery – IOR) depende de um bom planejamento do método adotado. HITE et al. (apud FANCHI, 2006) mostra alguns passos para o planejamento de projetos de melhoramento da recuperação de óleo, que são:

- 1 – Identificar o método mais apropriado de melhoramento de recuperação de óleo (IOR);
- 2 – Caracterização do reservatório;
- 3 – Determinar modelos / parâmetros de engenharia;
- 4 – Viabilizar a necessidade de projetos pilotos ou de campo;
- 5 – Planejar o gerenciamento do campo.

2.3 – INJEÇÃO DE POLÍMEROS

Vários tipos de aditivos têm-se desenvolvido para o uso nos projetos de injeção de água. A escolha da injeção de água com polímero é a mais popular, devido ao seu baixo custo comparado com outros tipos de aditivos. Polímero é um composto cuja molécula é muito grande, formada por milhares de blocos que se repetem, chamados monômeros. À proporção que os monômeros se juntam para formar os polímeros, uma longa cadeia de moléculas é formada com massas moleculares da ordem de milhões (ROSA et al., 2006).

Os polímeros também são utilizados na indústria de petróleo como fluidos de perfuração e de fraturamento, para correção de perfil de injetividade e como agentes bloqueadores de água. Na injeção, os polímeros têm a finalidade de melhorar a eficiência do deslocamento de óleo. Sua principal característica é o aumento da viscosidade da água μ_w (ROSA et al., 2006).

Dois tipos de polímeros são mais utilizados na recuperação de petróleo, um é o Polímero Sintético, chamado Poliacrilamida Parcialmente Hidrolisada (HPAM), e o outro tipo são os Biopolímeros, como a goma de xantana. Estes polímeros têm normalmente suas propriedades comprometidas em condições encontradas em jazidas de petróleo tais como: altas temperaturas, salinidades e dureza das águas residentes, ataques por bactérias, etc. A particularidade desses tipos de polímeros será abordada no capítulo 3.

Para reservatórios com baixa permeabilidade ou com óleo muito viscoso, esse modelo talvez não atinja um valor econômico viável, porque o tempo de injeção teria que ser mais longo. Dependendo da zona onde o poço produtor for completado, a permeabilidade desta pode influenciar na eficiência do varrido. Em reservatórios estratificados as características de fluxo de soluções com polímeros promovem uma frente mais uniforme de injeção, desviando a injeção para zonas de menor permeabilidade, ou seja, mais óleo poderá ser produzido com menos água (LU, 2004).

2.4 – APLICAÇÃO DE INJEÇÃO DE POLÍMEROS NO MUNDO E NO BRASIL

2.4.1 – No MUNDO

Historicamente sempre houve no mundo um grande interesse na busca de fontes de energia. Os hidrocarbonetos (óleo e gás) constituem mais de 60% do total de energia consumida no mundo. Portanto, a produção e o preço do óleo são uma grande preocupação para as próximas décadas, já que o preço do petróleo oscila em função de fatores técnicos, políticos e econômico (SILVA et al., 2007).

As reservas do mundo são estimadas em 1,15 trilhões de barris, e mais de 60% estão centralizadas no Oriente Médio, que não conseguem produzir o ritmo do consumo que hoje é por volta de 85 milhões de barris por dia. De acordo com a previsão de que o consumo será crescente por volta de 1,80% ao ano, especialistas acreditam que em 40 anos todos os reservatórios deverão ser consumidos. Outros, porém, são bem mais otimistas acreditando que o consumo irá diminuir, com o aumento de uso de fontes alternativas (SILVA et al., 2007).

Nas últimas décadas, diversos pesquisadores têm estudado técnicas para aumentar o fator de recuperação de reservatórios depletados, os quais chegam a conter até 50% do volume original destes reservatórios. Mais de 100 bilhões de barris de petróleo permanecem nestes reservatórios só nos Estados Unidos (MIMBELA et al., 2006).

Na China, o desenvolvimento econômico ocorreu muito rapidamente, requerendo um aumento de fontes de energia, conseqüentemente, é essencial o melhoramento na recuperação de produção de óleo nos seus campos. A maioria dos reservatórios de petróleo da China são desenvolvidos por injeção secundária (injeção de água), mas agora a eficiência de recuperação é baixa. Os estudos sobre o aumento de recuperação de óleo têm sido fortemente desenvolvido nos últimos 10 anos, conseguindo desenvolver um tipo de polímero chamado Biopolímero (goma xantana), que pode ser utilizado à condições de alta temperatura (80°C) e altas concentrações de salinidade (170 000 ppm) (HAN et al, 1997).

Experimentos na Índia também tiveram sucesso com aumento na recuperação de óleo de 9,4% devido à injeção de polímeros. Campos no norte da Alemanha obtiveram de 8 a 22% no aumento da recuperação (LU, 2004).

2.4.2 – No BRASIL

A injeção de polímeros é uma técnica já difundida mundialmente, no Brasil a Petrobras desenvolveu projetos pilotos em três campos na Região Nordeste: Carmópolis (Sergipe), Buracica (Bahia) e Canto do Amaro (Rio Grande do Norte). MELO et al. (2002) descrevem e discutem os aspectos básicos desses projetos (seleção da área piloto, análise da água injetada, seleção do polímero e projeto do banco de polímero injetado), onde em sua avaliação utilizou-se o programa IMEX da CMG, cujas produções calculadas foram comparadas com as produções observadas em campo e ensaios de laboratório foram usados como dados de entrada dos modelos numéricos.

Injeção de polímeros é um dos métodos de recuperação avançada mais barato e de fácil aplicação. No Brasil, os campos de petróleo são caracterizados como pouco pressurizados e cerca de 70% destes já podem ser considerados maduros, ou seja, já atingiram seu pico de produção. Diante dessa problemática, o método de injeção de polímeros pode ser bastante promissor. Além disso, em campos off-shore a injeção de polímeros continua sendo uma solução tecnicamente viável enquanto outros métodos de recuperação avançada podem tornar-se impraticáveis (SILVA et al., 2007).

Apesar de suas vantagens de aplicação e do alto preço do barril de petróleo praticado atualmente pelo mercado internacional (que viabiliza economicamente os métodos especiais de recuperação), a injeção de polímeros encontra vários desafios técnicos, como a degradação do polímero quando exposto às condições de salinidade e temperatura do reservatório (MELO et al., 2002). Assim, várias questões relativas ao método vêm à tona quando se decide aplicá-lo, como o planejamento do banco de polímero, a seleção do produto e os equipamentos de superfície (SILVA et al., 2007).

3 – FORMULAÇÃO MATEMÁTICA DO MODELO BLACK-OIL CONSIDERANDO O POLÍMERO DISSOLVIDO NA ÁGUA

3.1 – INTRODUÇÃO

A simulação de reservatórios é de grande importância na engenharia de petróleo. É através dela que se quantifica a produção e são definidas as estratégias de desenvolvimento dos campos de petróleo. A fim de desenvolver tais estratégias para a produção de petróleo (óleo e gás), foram criados vários softwares comerciais para atender esta necessidade já que deve-se produzir ou recuperar o máximo de petróleo dos reservatórios. Um exemplo é o pacote de programas da CMG (Computer Modelling Group Ltd.), em especial o IMEX (Implicit Explicit Black Oil Simulator) que foi utilizado neste trabalho.

Têm-se elaborados vários processos de recuperação ao longo dos anos, desde a recuperação primária (pela própria energia natural do reservatório) até processos de recuperação mais avançados, como é o caso da injeção de água com polímeros, que é o foco deste trabalho. Este capítulo abordará a formulação do modelo Black-Oil e a formulação utilizada no IMEX para a Injeção de Polímeros.

3.2 – FORMULAÇÃO DO MODELO BLACK-OIL

Nesta seção serão descritas as propriedades das rochas e dos fluidos, bem como o desenvolvimento das equações básicas do modelo Black-Oil tradicional, com fluxo isotérmico nas três fases, dois de hidrocarbonetos (gás e óleo) e água. A água e o óleo são imiscíveis, já a fase gás pode estar dissolvida na fase óleo (BEHIE et al., 1988). Este modelo pode ser utilizado na simulação de processos de recuperações secundárias (injeção de água) e, com a inclusão do polímero como espécie dissolvida na água, em recuperações avançadas, como é o caso deste trabalho.

A simulação do comportamento de um reservatório é feita com base na conservação de massa dos fluidos e espécies contidas nele, complementados por relações constitutivas, como a Lei de Darcy. As equações 3.1, 3.2 e 3.3 referese a conservação de massa para cada fase (óleo, água e gás) pode ser vista nas equações abaixo (CHEN et al., 2005; ERTEKIN et al., 2001):

$$\frac{\partial}{\partial t} \left(\frac{\phi \rho_o S_o}{B_o} \right) + \nabla \cdot \left(\frac{\rho_o k k_{ro}}{\mu_o B_o} (\nabla P_o - \rho_o g \nabla H) \right) - q_o = 0 \quad (3.1)$$

$$\frac{\partial}{\partial t} \left(\frac{\phi \rho_w S_w}{B_w} \right) + \nabla \cdot \left(\frac{\rho_w k k_{rw}}{\mu_w B_w} (\nabla P_w - \rho_w g \nabla H) \right) - q_w = 0 \quad (3.2)$$

$$\begin{aligned} \frac{\partial}{\partial t} \left[\left(\frac{\phi \rho_g S_g}{B_g} + \frac{R_{so} \rho_g S_o}{B_o} \right) \right] + \nabla \cdot \left(\frac{k k_{rg}}{\mu_g B_g} (\nabla P_g - \rho_g g \nabla H) \right) + \\ \nabla \cdot \left(\frac{R_{so} \rho_g k k_{ro}}{\mu_o B_o} (\nabla P_o - \rho_o g \nabla H) \right) - q_g = 0 \end{aligned} \quad (3.3)$$

onde k é a permeabilidade absoluta do meio, k_{ro} , k_{rw} e k_{rg} são as permeabilidades relativas para cada fase, B_o , B_w e B_g são os fatores volume de formação para cada fase e μ_{ro} , μ_{rw} e μ_{rg} são as viscosidades das fases óleo, água e gás respectivamente, S_o , S_w e S_g são as saturações das fases óleo, água e gás respectivamente, P_o , P_w e P_g são as pressões das fases óleo, água e gás respectivamente, ϕ é a porosidade, g é a força gravitacional, H é a carga hidráulica e R_{so} é a razão solubilidade do óleo.

As vazões q_w , q_o e q_g são termos fonte-sumidouro dos fluidos, calculados em função das condições de superfície, sendo definidos pelas equações 3.4 até 3.6:

$$q_w = \frac{q_{wSTD} \rho_{wSTD}}{B_w} \quad (3.4)$$

$$q_o = \frac{q_{oSTD} \rho_{oSTD}}{B_o} \quad (3.5)$$

$$q_g = \frac{q_{gSTD} \rho_{gSTD}}{B_g} + \frac{q_{oSTD} R_{so} \rho_{gSTD}}{B_o} \quad (3.6)$$

se ρ_{wSTD} , ρ_{oSTD} e ρ_{gSTD} forem constantes, estas podem ser eliminadas das equações de conservação (CHEN et al., 2005).

As equações de conservação acima foram escritas já considerando o fluxo de fluidos dado pela Lei de Darcy generalizada. Esta lei, estabelecida em 1856 pelo engenheiro Henry D'Arcy, descreve a relação básica entre a velocidade macroscópica do fluido e seu gradiente de pressão. A lei define o conceito de permeabilidade absoluta k da rocha, que quantifica a sua capacidade de transportar fluido em meio poroso.

$$u_\alpha = \frac{kk_{r\alpha}}{\mu_\alpha} (\nabla P_\alpha - \rho_\alpha g \nabla H) \quad (3.7)$$

onde, $\alpha = o, w$ e g representa a fase óleo, água e gás respectivamente, g é o vetor de aceleração da gravidade e H carga de elevação.

3.2.1 – PROPRIEDADES DOS FLUÍDOS

RELAÇÕES CONSTITUTIVAS:

SATURAÇÃO

Além de hidrocarbonetos, também existe água nos reservatórios. Assim sendo, apenas o conhecimento do volume poroso não é suficiente para se estabelecer as quantidades de óleo e/ou gás contido nas formações. Para que estas quantidades sejam estimadas, é necessário que se estabeleça qual o percentual do

volume poroso ocupado por cada fluido. Esses percentuais recebem o nome de saturação (THOMAS et al., 2001).

A saturação de água existente no reservatório no momento da sua descoberta é chamada de saturação de água inicial ou conata. Por ocasião da descoberta do reservatório, como a pressão é igual ou maior que a pressão do ponto de bolha, na zona de óleo só existe água e óleo, cujas saturações somam 100%. Para que esta situação seja modificada, apresentando gás, é preciso que haja produção de óleo, para que então a pressão do reservatório caia abaixo da pressão de ponto de bolha, resultando no aparecimento de gás na zona de óleo (ROSA et al., 2006).

Uma vez que a rocha contém óleo, água e gás em seus poros, as definições de suas saturações são:

$$S_o = \frac{V_o}{V_p} \quad (3.8)$$

$$S_g = \frac{V_g}{V_p} \quad (3.9)$$

$$S_w = \frac{V_w}{V_p} \quad (3.10)$$

onde V_o , V_g e V_w são respectivamente o volume do óleo, do gás e da água e V_p e o volume poroso.

O somatório dessas saturações deve satisfazer:

$$\sum S_\alpha = S_o + S_w + S_g = 1 \quad (3.11)$$

CAPILARIDADE

A relação da pressão capilar existe sempre em poros com duas ou mais fases. No sistema Black-Oil a pressão capilar é definida como a pressão da fase não-molhante (Óleo) menos a fase molhante (Água), (ERTEKIN et al., 2001).

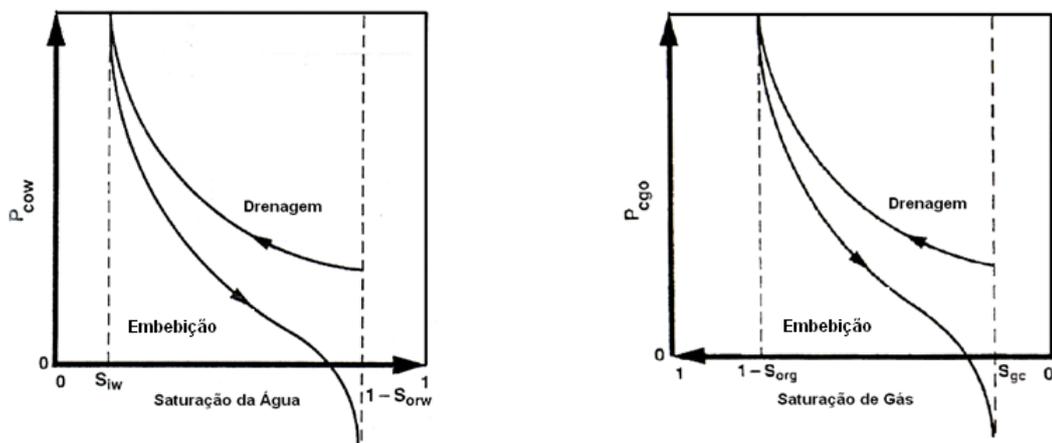
Em princípio, as pressões capilares P_{cow} e P_{cgo} são funções medidas experimentalmente, e dependem das saturações da água, do óleo e do gás. A terceira pressão capilar é obtida pela relação $P_{cwg} = P_{cwo} - P_{cog}$.

$$P_{cwo} = 0 \quad (3.12)$$

$$P_{cow} = P_o - P_w = P_{cow}(S_w) \quad (3.13)$$

$$P_{cgo} = P_g - P_o = P_{cgo}(S_g) \quad (3.14)$$

Pode-se deduzir através da figura 3.1 adaptada de ERTEKIN et al., 2001 que, à medida que o meio poroso diminui sua saturação de água, a pressão capilar aumenta (drenagem), já quando o meio fica mais saturado, a pressão capilar tende a baixar (embebição).



(a) Pressão capilar no sistema óleo/água (b) Pressão capilar no sistema óleo/gás

Figura 3.1: Curvas de pressão capilar (ERTEKIN et al., 2001).

Percebe-se também nas curvas de pressão capilar pela saturação que sempre haverá um resíduo retido no meio poroso, é o que chamamos de saturação residual, que é o volume irreduzível da fase. Define-se a saturação efetiva da fase ($S_{e\alpha}$, onde $0 \leq S_{e\alpha} \leq 1$) como:

$$S_{e\alpha} = \frac{S_{\alpha} - S_{r\alpha}}{1 - S_{r\alpha}} \quad (3.15)$$

onde, $\alpha = o, w e g$ representa as fases óleo, água e gás respectivamente, $S_{r\alpha}$ é a saturação residual da fase e S_{α} é a saturação da fase.

COMPRESSIBILIDADE

É a capacidade da rocha ou do fluido de se comprimir; um corpo que inicialmente tem um volume V ao ser submetido a uma compressão P , sofrerá uma redução de volume ΔV . O quociente entre a variação de volume ΔV e o volume original V recebe o nome de variação fracional. Dividindo-se a variação fracional pelo ΔP , tem-se a compressibilidade. Assim, a compressibilidade é definida pelo quociente entre a variação fracional de volume e a variação de pressão (THOMAS et al., 2001).

$$C_f = \frac{\Delta V_p / V_p}{\Delta P} \quad (3.16)$$

onde, C_f é a compressibilidade efetiva da formação e ΔV_p é a variação do volume poroso.

FATOR VOLUME DE FORMAÇÃO

Assumindo que os fluidos estão à temperatura constante e em equilíbrio termodinâmico ao longo do reservatório, o comportamento Pressão-Volume-

Temperatura (PVT) do sistema pode ser expresso pelos fatores volume de formação, definidos nas próximas equações (FALÇÃO, 2002; ERTEKIN et al., 2001):

$$B_o = \frac{[V_o + V_g]_{RC}}{[V_o]_{STC}} = B_o(P_o) \quad (3.17)$$

$$B_w = \frac{[V_w]_{RC}}{[V_w]_{STC}} = B_w(P_w) \quad (3.18)$$

$$B_g = \frac{[V_g]_{RC}}{[V_g]_{STC}} = B_g(P_g) \quad (3.19)$$

onde, $[V_o, V_g \text{ e } V_w]_{RC}$ é o volume ocupado por uma massa fixa do componente nas condições de reservatório e $[V_o, V_g \text{ e } V_w]_{STC}$ é o volume ocupado pelo mesmo componente em condições padrão (geralmente em condições de superfície).

A transferência de massa entre as fases óleo e gás é descrita através da razão solubilidade gás-óleo:

$$R_{so} = \left[\frac{V_g}{V_o} \right]_{STC} = R_{so}(P_o) \quad (3.20)$$

DENSIDADE

As densidades das três fases: óleo, água e gás, nas condições de reservatório, são relacionadas às densidades em condições padrão através das seguintes relações (ETERKIN et al., 2001; FANCHI, 2006):

$$\rho_o = \frac{1}{B_o} (\rho_{o,STC} + R_{so} \rho_{g,STC}) \quad (3.21)$$

para o óleo,

$$\rho_w = \frac{1}{B_w} (\rho_{w,STC}) \quad (3.22)$$

para a água e

$$\rho_g = \frac{1}{B_g} (\rho_{g,STC}) \quad (3.23)$$

para o gás.

MOBILIDADE

A mobilidade dos fluidos é definida pela relação entre a permeabilidade relativa da fase pela viscosidade da fase (óleo, água ou gás), (FANCHI, 2006). A mobilidade é uma propriedade diretamente proporcional à velocidade de escoamento da fase, quanto mais viscoso o fluido menor será a capacidade de percorrer pelo meio poroso, diminuindo assim a sua mobilidade. Definimos a mobilidade da fase como:

$$\lambda_\alpha = \frac{k_{r\alpha}}{\mu_\alpha} \quad (3.24)$$

o somatório das mobilidades das fases, resulta na mobilidade total:

$$\lambda_T = \sum \lambda_\alpha = \lambda_w + \lambda_o + \lambda_g \quad (3.25)$$

3.2.2 – PROPRIEDADES DA ROCHA

POROSIDADE

É a capacidade de armazenar fluidos em seus espaços (poros) interiores, porém alguns destes poros são isolados e outros interconectados. A soma dos poros isolados e interconectados é chamada porosidade absoluta, que é dada pelo volume total de poros da rocha reservatório pelo volume total da mesma.

$$\phi = \frac{V_p}{V_t} \quad (3.26)$$

onde, o volume total V_t da rocha é a soma do volume de poros V_p mais o volume de sólidos V_s .

$$V_t = V_p + V_s \quad (3.27)$$

Porém, para o estudo do fluxo de fluidos pelo meio poroso é necessário que os poros estejam interconectados, essa porosidade se chama porosidade efetiva, sendo esta a mais importante para quantificar o volume de petróleo que pode ser extraído. A porosidade efetiva é dependente da pressão devido a compressibilidade da rocha, a qual é geralmente assumido constante (por volta de $10e-6$ a $10e-7$ psi). Esta equação revela que a porosidade aumenta à medida que a pressão dos fluidos contidos no espaço dos poros aumenta. Além disso, a porosidade diminui em relação à porosidade de referência quando a pressão dos poros diminui, por exemplo, com o declínio da pressão durante a produção primária (ERTEKIN et al., 2001).

$$\phi = \phi^0 [1 - C_\phi (p - p^0)] \quad (3.28)$$

onde, p^0 é a pressão de referência, ϕ^0 é a porosidade de referência e C_ϕ é a compressibilidade da rocha.

PERMEABILIDADE

Permeabilidade é a propriedade que os solos e rochas têm de permitir o escoamento de fluidos através dos seus vazios. A sua avaliação é feita através do coeficiente de permeabilidade (SOUSA PINTO, 2000).

Quanto menores e mais tortuosos forem os poros, menor será a permeabilidade do meio, e quanto maiores e mais conectados os poros entre si, maior será a permeabilidade. Quando existe apenas um fluido no reservatório esta permeabilidade é chamada de permeabilidade absoluta. Quando existem duas ou mais fases no meio rochoso é a chamada permeabilidade efetiva, essa permeabilidade efetiva é relacionada ao óleo, gás e a água. Quando essas permeabilidades são submetidas a um processo de normalização, ou seja, estes valores de permeabilidades são divididos por um mesmo valor de permeabilidade escolhido como base (permeabilidade absoluta), temos a chamada permeabilidade relativa (THOMAS et al., 2001):

$$k_{ro} = \frac{k_o}{k} \quad (3.29)$$

$$k_{rg} = \frac{k_g}{k} \quad (3.30)$$

$$k_{rw} = \frac{k_w}{k} \quad (3.31)$$

Na figura 3.2, as curvas de permeabilidade relativa do óleo e da água podem ser vistas como função da saturação de água,

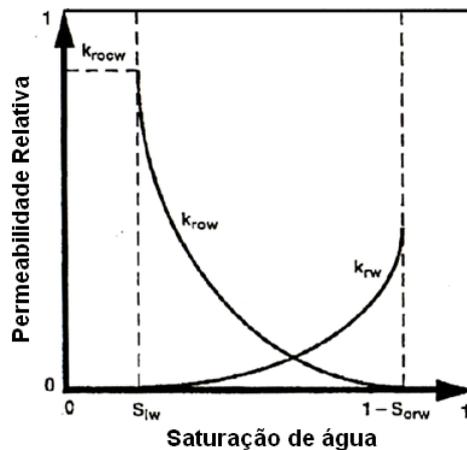


Figura 3.2 – Curvas de permeabilidade relativa do sistema óleo/água (ERTEKIN et al., 2001).

onde, suas permeabilidades relativas a cada fase são dadas em função de suas respectivas saturações:

$$k_{rw} = k_{rw}(S_w) \quad (3.32)$$

permeabilidade relativa da água;

$$k_{rg} = k_{rg}(S_g) \quad (3.33)$$

permeabilidade relativa do gás;

$$k_{ro} = k_{ro}(S_o, S_g) \quad (3.34)$$

permeabilidade relativa do óleo;

$$k_{row} = k_{row}(S_w) \quad (3.35)$$

permeabilidade relativa do óleo-água e

$$k_{rog} = k_{rog}(S_g) \quad (3.36)$$

permeabilidade relativa do óleo-gás.

3.3 – INJEÇÃO DE FLUIDOS COM POLÍMERO ATRAVÉS DO IMEX

O IMEX (Implicit Explicit Black Oil Simulator) é um simulador trifásico que utiliza o modelo Black-Oil com a possibilidade de associar a ele o método de recuperação avançada de injeção de polímeros. O IMEX suporta malhas cartesianas, malhas cilíndricas, malhas regulares com profundidade e espessura variáveis, e malhas de vértices (Corner-Point), com configurações em duas ou três dimensões (IMEX, USER'S GUIDE, 2007).

3.3.1 – TIPOS DE POLÍMEROS

Os polímeros são compostos químicos de elevada massa molecular relativa, resultantes de reações químicas de polimerização onde estas macromoléculas são formadas a partir de unidades estruturais menores (os monômeros).

Dois tipos de polímeros são mais utilizados na recuperação de petróleo com injeção de polímeros, um é o polímero sintético chamado Poliacrilamida

Parcialmente Hidrolisada (HPAM) e os biopolímeros, como a goma de xantana, na figura 3.3, pode-se ver a estrutura molecular desses dois tipos de polímeros. Estes polímeros têm normalmente suas propriedades comprometidas em condições encontradas em jazidas de petróleo tais como: altas temperaturas, salinidades e dureza das águas residentes, bactérias, etc.

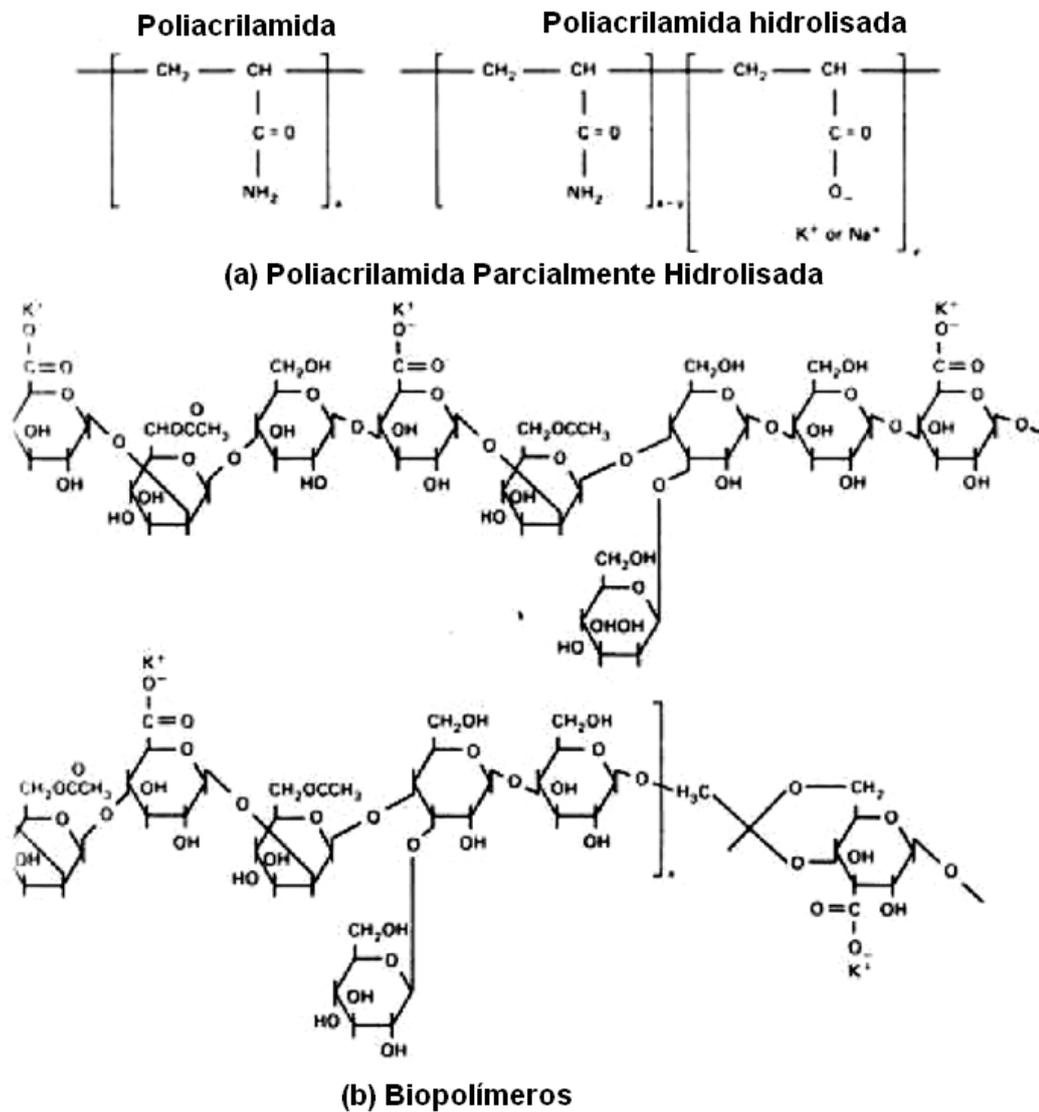


Figura 3.3: Estrutura molecular do HPAM e do biopolímero (LU, 2004).

A molécula da HPAM apresenta uma estrutura de cadeia flexível, conhecida freqüentemente por espiral randômica. Não existe essencialmente uma estrutura secundária na poliacrilamida que permita certo grau de rigidez, da maneira que a

estrutura helicoidal age na xantana. Como a xantana, a poliacrilamida é um polieletrólito, e como tal irá interagir fortemente com os íons em solução. Entretanto, como a cadeia da poliacrilamida é flexível, ela responderá com maior intensidade à força iônica do solvente aquoso. Suas propriedades em solução são muito mais sensíveis à salinidade e dureza do que as propriedades da solução de goma xantana (biopolímeros), (TEIXEIRA et al., 2004).

As soluções de goma xantana são altamente pseudoplásticas; isto significa que, quando a tensão de cisalhamento é aumentada, a viscosidade é progressivamente reduzida. Cessada a tensão, a viscosidade inicial é recuperada quase que instantaneamente. Este comportamento resulta da habilidade das moléculas de xantana, em solução, formar agregados através de pontes de hidrogênio e do emaranhamento entre as próprias moléculas. Esta rede altamente emaranhada faz com que as moléculas rígidas produzam alta viscosidade em baixas taxas de cisalhamento, e em termos práticos, colabora para as excelentes propriedades das soluções de goma xantana. Esses agregados são progressivamente desfeitos sob a influência da aplicação de tensão, gerando dessa forma as características pseudoplásticas do fluxo das soluções de goma xantana (TEIXEIRA et al., 2004).

HPAM é o tipo de polímero mais barato do que os polissacarídeos (biopolímeros) por isso é mais usado na maior parte dos projetos de injeção de polímeros (LU, 2004), como é o caso do presente trabalho.

3.3.2 – COMPORTAMENTO DO POLÍMERO NO RESERVATÓRIO

A modelagem numérica do transporte do polímero dissolvido na água deve contemplar os seguintes aspectos do comportamento do polímero no reservatório: o controle de mobilidade; o volume poroso inacessível; retenção de polímero na superfície rochosa; os mecanismos de transporte; dispersão física, e a equação de conservação de massa.

CONTROLE DE MOBILIDADE

O controle de mobilidade é um dos parâmetros mais importantes pois o polímero atua basicamente na viscosidade da água injetada, diminuindo a permeabilidade da rocha à água, permitindo um aumento na eficiência de varrido areal e vertical da água injetada, assim, minimizando os “fingers”, que dão instabilidades da frente de saturação.

Os “fingers” são os caminhos preferências que o fluido injetado tende a percolar pelo meio poroso. Por exemplo, se no reservatório existe uma zona mais permeável k_2 , em relação a k_1 , a tendência dos fluidos injetados é que percolem com uma maior facilidade em k_2 , em direção aos poços produtores. Assim, a eficiência do varrido do fluido injetado será comprometida. Pode-se observar esse efeito na figura 3.4, onde os vetores de fluxo são maiores na zona mais permeável k_2 .

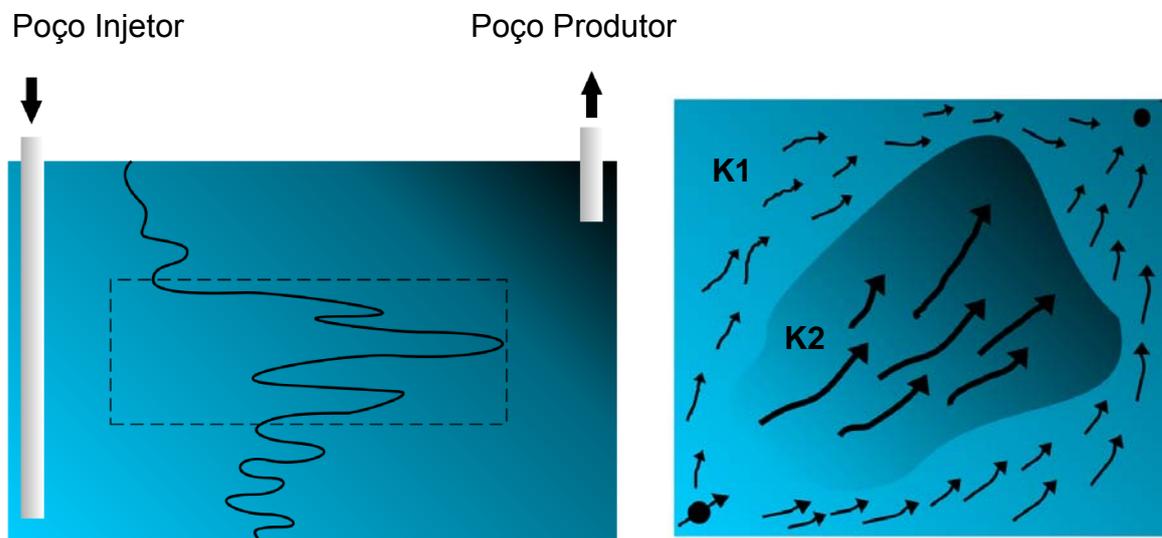


Figura 3.4: Aparecimento dos “fingers”.

A razão de mobilidades em um projeto de injeção de água é a relação entre a mobilidade da água injetada, que é o fluido deslocante, pela mobilidade do óleo, que é o fluido deslocado, ou seja:

$$M_{w-o} = \frac{\lambda_w}{\lambda_o} = \frac{k_{rw}}{k_{ro}} \frac{\mu_o}{\mu_w} \quad (3.37)$$

onde, k_{rw} é a permeabilidade relativa da água e k_{ro} é a permeabilidade relativa do óleo.

Quanto maior for a razão de mobilidades, menor será a eficiência do varrido do óleo. Razões de mobilidades menores ou iguais a 1 (um) são consideradas favoráveis, então se conseguirmos diminuir uma razão mobilidade em torno de 1(um), a água evitará encontrar caminhos mais fáceis até os poços produtores.

VOLUME POROSO INACESSÍVEL

Quando as moléculas de polímeros passam através do meio poroso são restringidas pelos pequenos poros. Estas pequenas aberturas que não são contatadas pelo fluxo das moléculas de polímeros são chamadas de “Volume Poroso Inacessível”. Este fenômeno foi descrito por DAWSON E LAUTZ (1972), que mostram que alguns espaços porosos podem não ser acessíveis às moléculas de polímero (IMEX, USER’S GUIDE, 2007).

Cerca de 30% de volume poroso pode não ser acessível por moléculas de polímeros, como resultado desse efeito, a porosidade com o efeito da adsorção do polímero é menor do que a porosidade de referência do reservatório. Esta redução da porosidade por conta do polímero ϕ_p pode ser representada como:

$$\phi_p = (1.0 - IPV)\phi \quad (3.38)$$

onde: IPV - Volume poroso inacessível e ϕ - Porosidade original.

O volume poroso inacessível pode ter alguns efeitos benéficos no desempenho no campo, já que a adsorção da solução polimérica na superfície da rocha deixa o meio menos poroso, permitindo o fluido percolar mais rapidamente. No

entanto, o óleo pode ficar aprisionado nos poros inacessíveis (IMEX, USER'S GUIDE, 2007).

RETENÇÃO DE POLÍMERO NA ROCHA

Quando a solução de polímeros passa pelo meio poroso, algumas moléculas de polímeros podem ser retidas na superfície da rocha. O processo de retenção dos polímeros consiste em dois mecanismos separados, são estes: a adsorção dos polímeros na superfície da rocha e o aprisionamento dos polímeros em pequenos espaços porosos. Ambos os mecanismos tem o efeito de aumentar a resistência do fluxo, essencialmente na redução da permeabilidade, isto é, à medida que se injeta polímero na rocha reservatório, esta vai modificando a permeabilidade do reservatório por conta da retenção, deixando também o meio menos poroso, ver figura 3.5. Este mecanismo resulta na perda de polímeros no reservatório (IMEX, USER'S GUIDE, 2007). O fenômeno da adsorção pode ser descrito como:

$$A_d = f(C_p) \quad (3.39)$$

onde A_d é a adsorção do polímero e C_p é a concentração do polímero.

Quando C_p aumenta a concentração de polímeros A_d também aumenta. Esse comportamento pode ser visto na figura 3.6, onde a adsorção do polímero fica em função da concentração de polímero.

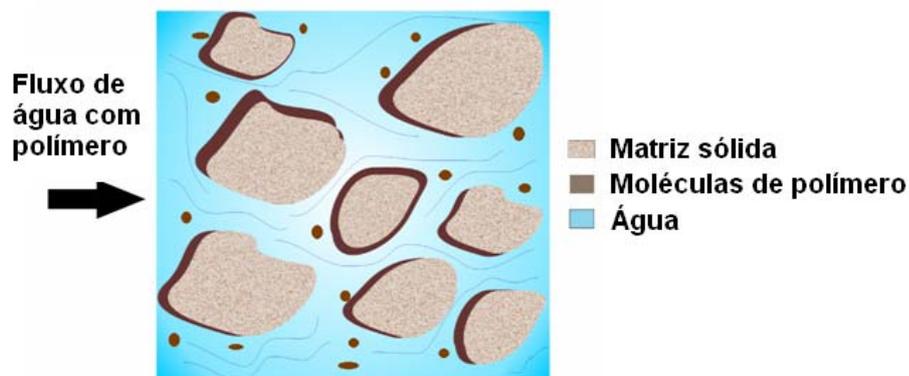


Figura 3.5: Polímero aderindo na matriz sólida.

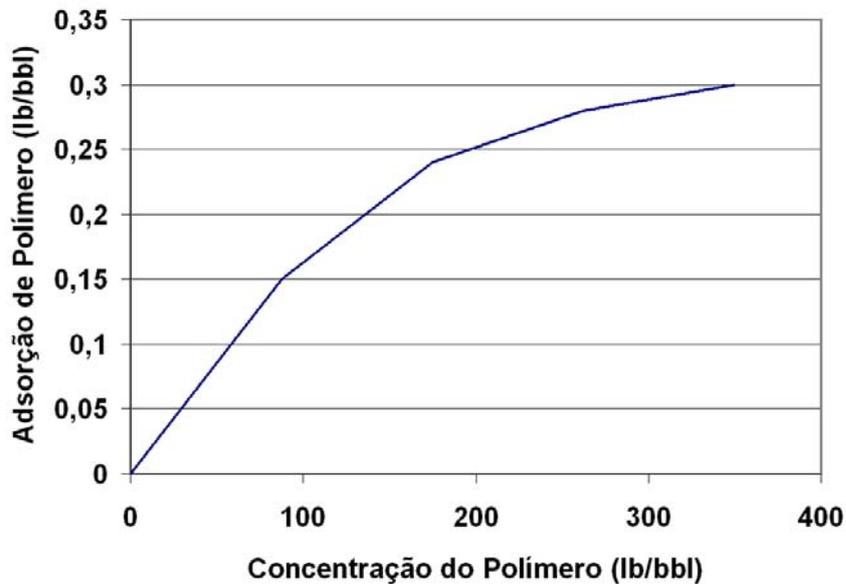


Figura 3.6: Curva da adsorção do polímero em função da concentração de polímero.

MECANISMOS DE TRANSPORTE DE SOLUTOS EM SOLO SATURADO

No caso em estudo, o transporte do polímero (soluto) através da água (solvente) se dá através dos fenômenos físicos e físico-químicos da equação de transporte, que são: fluxos advectivos, fluxos difusivos e fluxo dispersivo, adsorção do soluto da fase sólida causando um retardamento. Em suma, vamos trabalhar com todos os fenômenos físicos, mais a adsorção.

Fluxo Advectivo – descreve o movimento do fluxo do soluto na direção horizontal ou vertical sem alterar a concentração, os solutos são arrastados pelo fluido.

Fluxo Difusivo – é o resultado do movimento Browniano das partículas (agitação molecular) que causa o fluxo de solutos para zonas de menores concentrações.

Fluxo Dispersivo – é o efeito de diluição pela distribuição aleatória do campo de velocidades, a dispersão só ocorre se houver fluxo advectivo.

Os fluxos dispersivo e difusivo são representados conjuntamente através do tensor de dispersão efetiva, dado por:

$$\overline{D_e} = \frac{\overline{D_m}}{\tilde{l}} + \overline{\alpha} \cdot \overline{v_w} \quad (3.40)$$

$$\overline{D_{e,x,y,z}} = \frac{\overline{D_m}}{\tilde{l}} + \overline{\alpha}_{x,y,z} \frac{|\overline{v_w}|}{\phi} \quad (3.41)$$

onde:

$\overline{D_m}$ - Coeficiente da difusão molecular;

\tilde{l} - Tortuosidade;

$\overline{\alpha}$ - Tensor parâmetro de dispersão local;

$\overline{v_w}$ - Vetor velocidade da água;

$\overline{D_{e,x,y,z}}$ - Coeficientes de dispersão local;

$\alpha_{e,x,y,z}$ - Parâmetro de dispersão local;

ϕ - Porosidade.

O polímero se movimenta pelo meio poroso numa velocidade diferente da água, a adsorção na rocha faz com que a velocidade do polímero seja menor que a do banco de água. À medida que o polímero é aderido na superfície da rocha tende a aumentar a velocidade do banco de polímeros.

EQUAÇÃO DE CONSERVAÇÃO DE MASSA

A equação de transporte de polímero dissolvido na água é dada pela conservação de massa desse polímero no meio poroso, onde o primeiro termo (de armazenamento) representa o polímero na água mais o efeito da adsorção do

polímero na rocha e o segundo termo (de fluxo) representa o divergente do fluxo advectivo mais o fluxo não-advectivo (difusão + dispersão).

$$\frac{\partial}{\partial t} (\phi S_w \rho_w C_p + \phi A_d) + \nabla \cdot (\rho_w C_p \underline{u}_w - \overline{\overline{D_e}} \overline{\overline{V}} C_p) = 0 \quad (3.42)$$

onde S_w é a saturação da fases água, ϕ é a porosidade, ρ_w é a densidade da água, C_p é a concentração do polímero, A_d é a adsorção da concentração do polímero na rocha, $\overline{\overline{D_e}}$ é o tensor de dispersão efetivo e $\overline{\overline{V}}$ é o vetor de velocidade da água (BEAR, 1972).

O fluxo advectivo é dado pela Lei de Darcy generalizada (fluidos compressíveis, meio anisotrópico e multifásico), que para a água modificada pela presnça de polímeros se escreve como:

$$\underline{u}_w = -\frac{\overline{\overline{k}} k_{rw}}{\mu_w} (\nabla P_w - \rho_w g \nabla H) \quad (3.43)$$

onde, $\overline{\overline{k}}$ é a permeabilidade absoluta corrigida devido à retenção / perda de polímeros com o resultado da interação da rocha e modificação da viscosidade da água ($\overline{\overline{\mu_w}}$), função da concentração de polímero.

O mecanismo de retenção dos polímeros faz com que a permeabilidade diminua. Os polímeros interagem com a rocha reservatório e são adsorvidos na superfície desta. Devido a estes processos tem-se a redução da permeabilidade da rocha matematicamente descrita por:

$$\overline{\overline{k}} = \frac{k}{R_k} \quad (3.44)$$

onde, K é a permeabilidade absoluta para fluidos de polímeros, R_k é uma função de adsorção do polímero, que é dado por:

$$R_k = 1.0 + (RRF - 1.0) \frac{A_d}{A_{d\max}} \quad (3.45)$$

onde, RRF é o fator de resistência residual, A_d é a adsorção acumulativa e $A_{d\max}$ é a adsorção acumulativa máxima.

A viscosidade da água com a solução polimérica, $\bar{\mu}_w$, é obtida através de dois modelos de cálculo: mistura-linear (Newtonianos) e mistura-não-linear (não Newtonianos):

para o modelo linear,

$$\bar{\mu}_w = \alpha \mu_p^0 + (1 - \alpha) \mu_w \quad (3.46)$$

para o modelo não-linear,

$$\bar{\mu}_w = \mu_p^{0\alpha} \mu_w^{(1-\alpha)} \quad (3.47)$$

onde, μ_p^0 é uma referência da viscosidade da solução polimérica para uma concentração de polímeros α que é um parâmetro dependente da concentração de polímeros.

$$\alpha = \frac{C_p}{C_p^0} \quad (3.48)$$

onde, C_p é a concentração de polímero C_p^0 é a referência de concentração de polímero.

4 – CONSTRUÇÃO DO MODELO DE SIMULAÇÃO E RESULTADOS DO PROCESSO DE OTIMIZAÇÃO

Neste capítulo, descreve-se o estudo de caso de acordo com o exemplo MXSPR005 do tutorial do IMEX e do artigo 89387 da SPE (ZERPA E QUEIPO, 2004) que trata de uma metodologia de otimização de processos de injeção de alcaline-surfactante-polímero. O exemplo MXSPR005 foi modificado assumindo uma nova geometria, profundidade de referência da superfície mais baixa, vazão de injeção máxima de água mais alta e o número de poços injetores e produtores de acordo com ZERPA E QUEIPO, (2004).

Um passo importante para tornar a injeção de polímeros mais eficiente é encontrar os valores ótimos das variáveis de projeto (tamanho do banco injetado, tempo do início da injeção e concentração do polímero na água) que maximizem o desempenho do campo, que pode ser medido através do valor presente líquido da produção ou do ganho na produção acumulada advinda do emprego do método. Neste sentido, pretende-se introduzir neste capítulo ferramentas numéricas de otimização que podem ser usadas para encontrar os valores ótimos das variáveis de projeto para um reservatório de petróleo heterogêneo e multifásico.

Do ponto de vista computacional, trata-se de um problema desafiador pois a função que deseja-se maximizar (ex: produção acumulada de óleo) depende da simulação numérica do reservatório e portanto cada avaliação, para um determinado conjunto de variáveis de projeto, torna-se computacionalmente muito cara. Do ponto de vista matemático, também há grandes desafios por tratar-se de um problema de otimização global, onde a função objetivo pode apresentar vários mínimos locais (multi-modal) e está sujeita a ruídos numéricos provenientes do método usado na simulação do reservatório (otimização sem derivadas de funções *blackbox*).

Na otimização do método de injeção de polímeros em reservatório heterogêneo, utilizou-se o programa IMEX no cálculo da função *blackbox*. Adotou-se como método de solução um algoritmo de otimização de buscas globais (JONES et

al., 1998) denominado EGO (*Efficient Global Optimization*), concebido especificamente para minimização de funções envolvendo simulações computacionalmente caras através do uso de metamodelos mais baratos.

No caso do EGO, inicialmente é gerada uma amostra aleatória utilizando a técnica do hipercubo latino com um número de amostras da ordem de dez vezes o número de variáveis de projeto. Posteriormente é ajustada uma superfície de resposta utilizando a técnica de krigagem. Isto constitui o metamodelo inicial cuja função é dar uma idéia do comportamento global da função objetivo de modo a fornecer pontos promissores na busca do ótimo. O critério de busca utilizado não é unicamente o valor mínimo da função objetivo em si, o que resultaria em convergência local. Ao invés disso, a busca utiliza como função de mérito a maximização da melhora esperada da função (*expected improvement*), sendo um compromisso entre o valor da função e a incerteza quanto ao metamodelo em regiões pouco amostradas. Como resultado de cada busca, novos pontos são acrescentados à amostragem de modo a refinar o metamodelo em regiões promissoras. Desta maneira, as chances de encontrar o mínimo global são significativamente aumentadas. A maximização da melhora esperada é realizada através do algoritmo DIRECT (JONES et al., 1993), que é um algoritmo global baseado na divisão sucessiva do espaço de projetos em retângulos.

Este algoritmo foi implantado no cluster de computadores ZUMBI, gerenciado por professores dos Departamentos de Engenharia Civil e Mecânica da UFPE, e programado no MATLAB (GUIMARÃES et al., 2008) tirando-se proveito desse tipo de máquina de memória distribuída, que permite a realização de várias simulações em paralelo sem perda do desempenho computacional (principalmente com relação ao tempo de CPU). Foi construída uma interface de comunicação entre o programa de otimização e o programa de simulação de reservatórios (IMEX), que a cada chamada da função objetivo pré-processa-se o arquivo de dados (escrevendo nele os valores das variáveis de projeto), submete-se o processo no cluster (executa o simulador de reservatório) e pós-processam-se os resultados, extraindo os valores dos arquivos de saída necessários ao cálculo da função objetivo.

Com isso, foi possível mostrar a aplicabilidade do método de injeção de polímeros e como ferramentas de otimização podem ser úteis em projetos de

revitalização de campos maduros, auxiliando na definição da estratégia de produção e quantificando as variáveis que controlam o comportamento do reservatório e suas condições de produção.

No problema de otimização aqui descrito, cada poço terá duas variáveis de projeto (tempo inicial T_i e duração de tempo de injeção de polímeros ΔT_i). Como são considerados 4 (quatro) poços injetores no reservatório, o problema de otimização resolvido será de 8 (oito) variáveis.

4.1 – DEFINIÇÃO DO PROBLEMA DE OTIMIZAÇÃO

Neste trabalho a concentração do polímero e a vazão da injeção de água nos poços injetores são consideradas constantes. As variáveis de projeto são o tempo de início e a duração da injeção de polímeros em cada poço:

$$\left. \begin{array}{l} x_{2i-1} = \text{tempo inicial para o poço } i \\ x_{2i} = \text{duração de injeção do polímero para o poço } i \end{array} \right\} i = 1 \dots n \quad (4.1)$$

onde n = número de poços injetores. Para definir a função objetivo:

$$\left. \begin{array}{l} IAC_0 = \text{injeção de água acumulada} \\ PAO_0 = \text{produção acumulada de óleo} \end{array} \right\} \text{Caso Base} \quad (4.2)$$

O caso base é o caso de referência onde a vazão de água injetada é mantida porém não se injeta polímero. A função usada neste estudo é determinada por:

$$LP(x) = (PAO(x) - PAO_0) \cdot po - (IAC(x) - IAC_0) \cdot pat - IAP(x) \cdot pp \quad (4.3)$$

onde: $LP(x)$ = lucro advindo da injeção de polímero; $PAO(x)$, $IAC(x)$ = produção acumulada de óleo e injeção acumulada de água das simulações; $IAP(x)$ = injeção acumulada de polímero; po = preço do petróleo; pat = preço do tratamento da água e pp = preço do polímero.

O problema de otimização pode ser formulado como:

Maximize $LP(x)$

Sujeito a: $x_{2i-1} + x_{2i} \leq pc, i = 1 \dots n$ (4.4)

$x \geq 0$

onde: pc = período de concessão. As pressões de fundo de poço máxima / mínima e as vazões máxima / mínima são controladas pelo simulador de reservatórios.

4.2 – CARACTERIZAÇÃO DO ESTUDO DE CASO

4.2.1 – CASO BASE

De acordo com as modificações feitas no exemplo do tutorial IMEX MXSPR005, injeta-se um banco de polímero para cada poço injetor durante os 3 (três) primeiros anos e posteriormente injeta-se apenas água, nos 7 anos seguintes, num reservatório heterogêneo e multifásico de 1.083 células. Na figura 4.1 podemos ver a discretização da malha assim como a locação dos poços e suas respectivas completações.

Conforme verifica-se na Figura 4.1, o caso em estudo possui 4 (quatro) poços injetores e 9 (nove) poços produtores, onde o polímero é injetado a uma concentração de 0,7 lb/STB (2,00 kg/m³) com uma vazão de injeção máxima de água injetada durante toda a análise (10 anos) fixada em 10.000 STB/dia (1.590 m³/dia) (em condições de superfície) sob a restrição de uma pressão de fundo de poço máxima de 9.000 psi (62.053 kPa). Já o poço produtor opera com uma vazão de produção máxima de óleo de 2.500 STB/dia (397 m³/dia) (em condições de superfície) sob uma pressão de fundo de poço mínima de 1.500 psi ou (10.342 kPa).

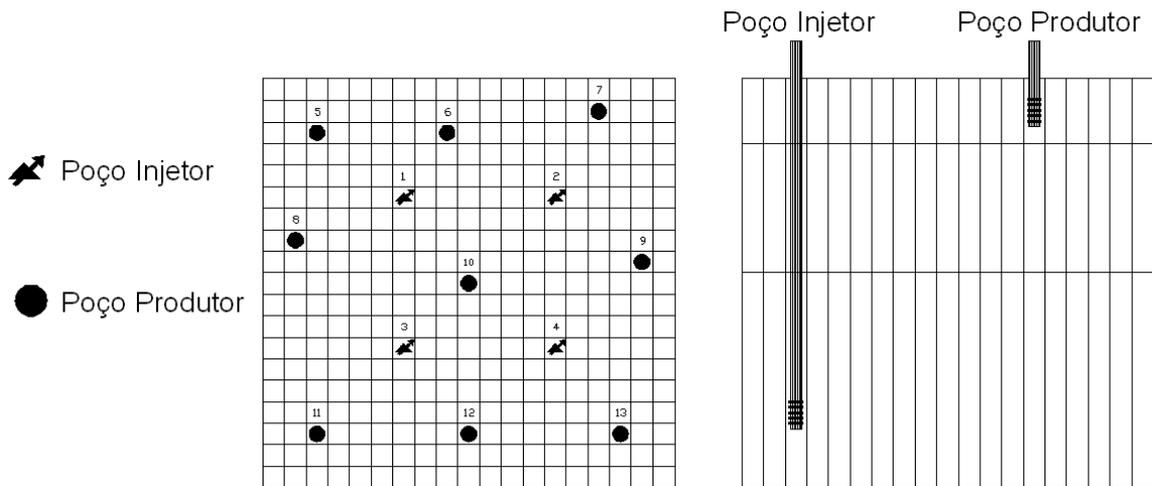


Figura 4.1: Discretização da malha do reservatório.

O reservatório encontra-se inicialmente sub-saturado, ou seja, a pressão do reservatório é inferior a pressão de bolha, com uma saturação de óleo ($s_o=0,80$) e uma saturação residual de água de 0,20, conforme a figura 4.2, com as curvas de permeabilidades relativas e pressão capilar de água e óleo descritas na figura 4.3.

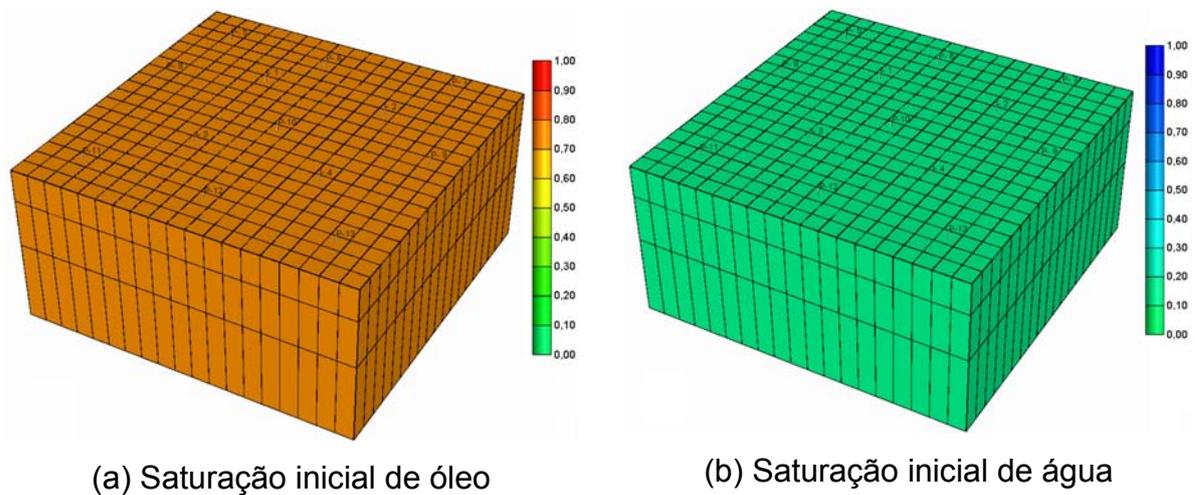
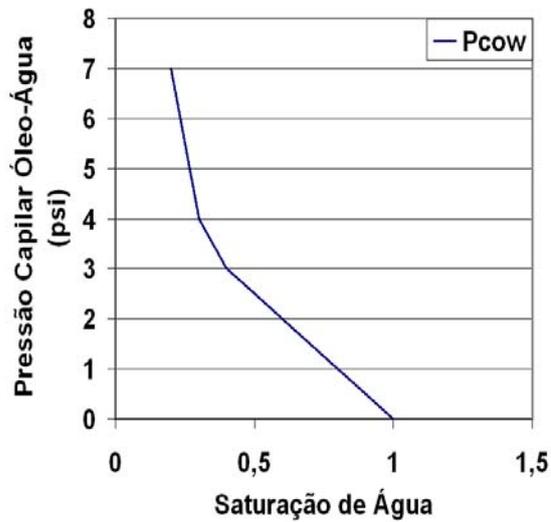
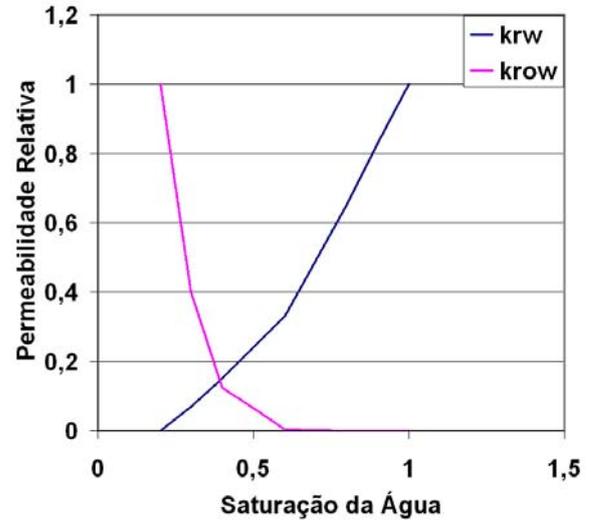


Figura 4.2: Saturação inicial de óleo e água.



(a) Pressão capilar



(b) Permeabilidade relativa

Figura 4.3: Curvas da pressão capilar e permeabilidade relativa pela saturação de água.

Na tabela 4.1, têm-se as propriedades físicas do reservatório bem como as condições iniciais.

Tabela 4.1: Características do reservatório.

| Propriedades do Reservatório | i | j | K |
|-------------------------------------|-----|----------------------|-------------|
| Tamanho das Células (ft) | 350 | 350 | 20, 30 e 50 |
| Permeabilidades (1º camada) (md) | 500 | 500 | 200 |
| Permeabilidades (2º camada) (md) | 50 | 50 | 200 |
| Permeabilidades (3º camada) (md) | 200 | 200 | 19,2 |
| Porosidade Constante | | 0,30 | |
| Profundidade de referência (ft) | | 4.150 | |
| Compressibilidade da Rocha (1/psi) | | $3,0 \times 10^{-6}$ | |
| Pressão atual do Reservatório (psi) | | 3.000,0 | |
| Pressão de Ponto de Bolha (psi) | | 2.500,0 | |

Os mapas de permeabilidades estão apresentados na figura 4.4 a seguir:

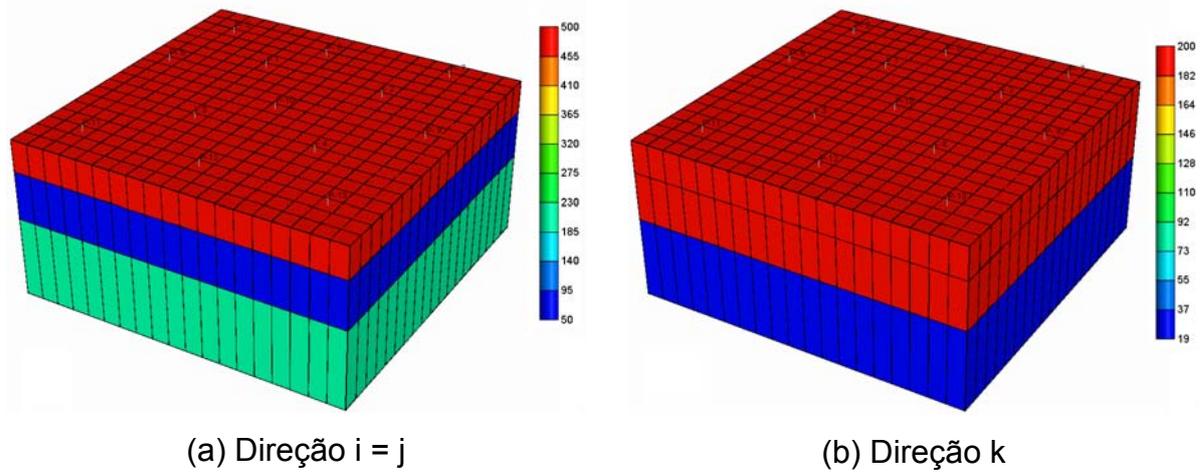


Figura 4.4: Mapas de permeabilidade nas direções.

PROPRIEDADES DO ÓLEO E DA ÁGUA

As propriedades dos fluidos estão descritas na tabela 4.2:

Tabela 4.2: Propriedades do óleo e da água.

| | Óleo | Água |
|----------------------------------|--------------|------------|
| Densidade (lbm/ft ³) | 46,244 | 62,238 |
| Compressibilidade (1/psia) | 1,3687x10E-5 | 3,04x10E-6 |
| Fator Vol. de Formação (RB/STB) | 1,50 | 1,04 |
| Viscosidade (cp) | 1,04 | 0,31 |

PROPRIEDADES DO POLÍMERO

De acordo com a quantidade de concentração de polímero injetado imposta no problema, a adsorção pode variar com o tipo de polímero, peso molecular, propriedades da rocha, salinidade, vazão e temperatura (LU, 2004). Veremos na figura 4.5 o comportamento da curva de adsorção do polímero em função da concentração, onde o valor máximo de concentração do polímero é de 350 lb/bbl,

que equivale a 0,30 lb/bbl de adsorção. Quanto maior for a adsorção, menor será a recuperação de óleo, esta retenção do polímero na rocha pode causar um descontrole na razão de mobilidades, perdendo seu efeito.

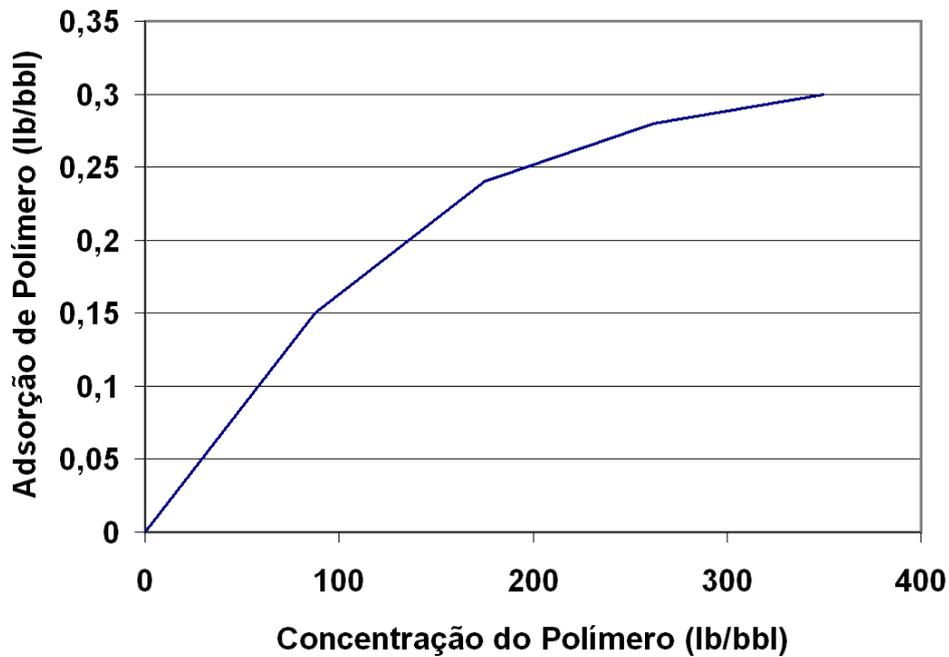


Figura 4.5: Curva da adsorção pela concentração do polímero.

O polímero aumenta a viscosidade da água através de um modelo de mistura linear. A viscosidade de referência do polímero adotada pelo problema é de 2,44 cp para uma concentração de 0,70 lb/bbl.

A redução da permeabilidade do meio é função da adsorção do polímero na rocha, onde seu valor máximo de adsorção varia de 0,20 a 0,30 lb/STB e a adsorção do polímero residual, aquele que não sai do reservatório, tem uma variação de 0,10 a 0,15 lb/STB. Vê-se na tabela 4.3 e na figura 4.6 a interferência da adsorção do polímero em função da permeabilidade.

Tabela 4.3: Permeabilidade absoluta dependente das propriedades do polímero.

| Perm | Max_ad | res_ad | p_pore | Rrf |
|--------|--------|--------|--------|------|
| 10,0 | 0,30 | 0,15 | 0,95 | 1,20 |
| 1000,0 | 0,20 | 0,10 | 1,0 | 1,20 |

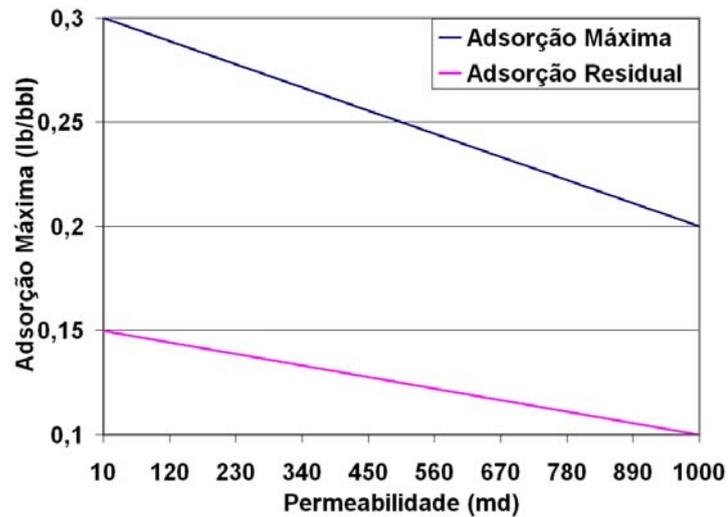


Figura 4.6: Parâmetro da adsorção do polímero na rocha.

O volume poroso acessível ao polímero em função da permeabilidade é mostrado na figura 4.7.

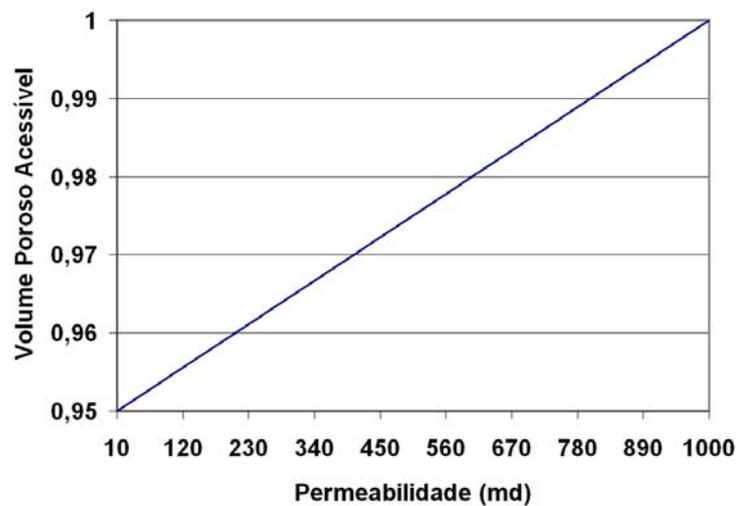


Figura 4.7: Parâmetro do volume poroso que pode ser aderido na rocha.

4.2.2 – ANÁLISE E RESULTADOS DA INJEÇÃO DE POLÍMERO NO CASO BASE SIMPLIFICADO

Inicialmente, fez-se a análise simplificada da eficiência da injeção de polímero comparando-se a produção acumulada de água e óleo para o caso base do exemplo MXSPR005, que considera a injeção do polímero durante 3 (três) primeiros anos, conforme pode ser visto na figura 4.8. Os resultados desta análise preliminar estão apresentados na figura 4.9.

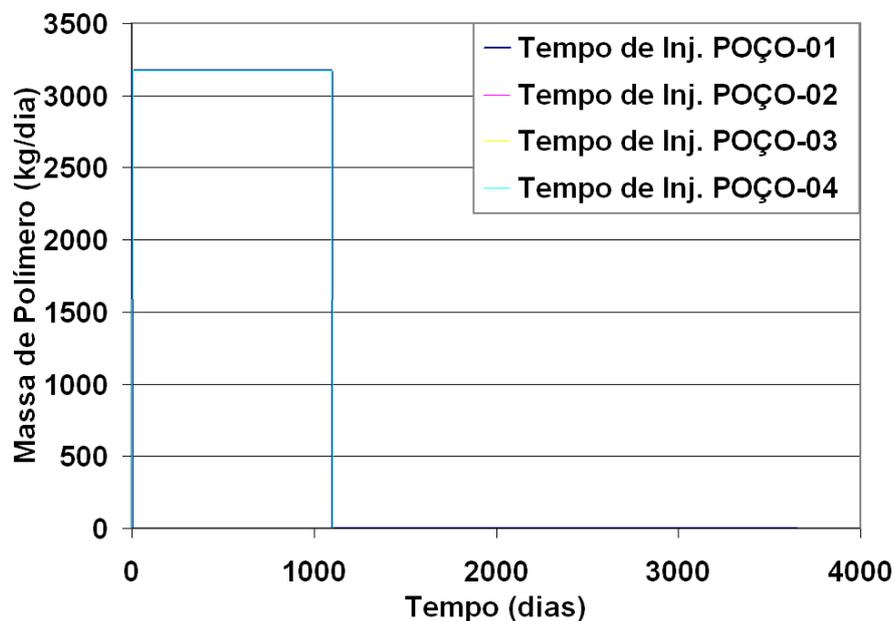


Figura 4.8: Banco de polímero injetado no caso base.

Na figura 4.9 pode-se observar que a injeção (de uma massa total de $13,91 \times 10^6$ kg) de polímero traz dois benefícios à produção acumulada de fluidos: aumenta a produção de óleo em $543,42 \times 10^3$ m³ e diminui a produção de água em $959,57 \times 10^3$ m³, injetando-se a mesma quantidade de água $23,21 \times 10^3$ m³ nos dois casos.

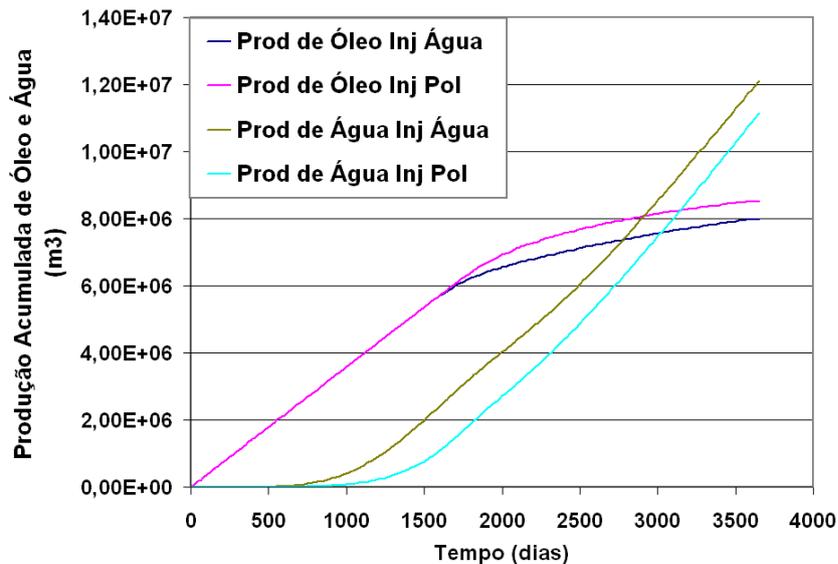


Figura 4.9: Curvas da produção acumulada de óleo e água sem injeção de polímero e injetando polímero durante os 3 primeiros anos de análise (caso base MXSPR005).

Na tentativa de fazer uma análise econômica (bastante simplificada) do caso em estudo, foi adotado arbitrariamente o custo para o polímero (US\$ 15,15/kg) e para o tratamento da água injetada (US\$ 0,29/bbl), que nesse caso não terá influência, pois o volume de água injetado no caso sem polímero é o mesmo para o caso com polímero. Adotando um preço para o petróleo de US\$ 20,00/bbl, calculou-se o ganho de produção em dólares através da seguinte expressão:

$$\begin{aligned} \text{Lucro do uso de polímero (em US\$)} &= LP = \\ &(\text{aumento na produção de óleo}) * (\text{preço do óleo}) \\ &- (\text{massa de polímero injetada}) * (\text{preço do polímero}) \\ &+ (\text{água que se deixou de injetar}) * (\text{preço de tratamento da água}) \end{aligned}$$

Substituindo os valores para o exemplo em questão chega-se a um lucro pela injeção de polímero de:

$$\begin{aligned} \text{Lucro do uso de polímero (em US\$)} &= LP = \\ &(3.418 \text{ MSTB}) * (20 \text{ US\$/bbl} * 1e3 * \text{bbl/MSTB}) \\ &- (30.660 \text{ Mlb}) * (15,31 \text{ US\$/kg} * 1e3 * \text{lb} * (0.4535924) \text{kg}) \\ &+ (0 \text{ MSTB}) * (0,29 \text{ US\$/bbl} * 1e3 * \text{bbl/MSTB}) \\ &= - 144,56e6 \text{ US\$} \end{aligned}$$

Ou seja, houve um prejuízo (lucro negativo) de $LP = - 144,56$ milhões de dólares. Assim, os ganhos com a injeção de polímero não compensam seus custos.

4.3 – ANÁLISE E RESULTADOS DA INJEÇÃO DE POLÍMERO NO CASO BASE COM OTIMIZAÇÃO

Com o programa de otimização, é possível que o polímero atue com eficácia no reservatório. Com os valores de tempo inicial e duração de injeção do polímero ótimos, é possível obter a maximização do lucro, tornando o método de recuperação em questão viável. Na figura 4.10, pode-se observar as variáveis de projeto, onde foi fixada a concentração de polímero igual à do caso base da seção anterior.

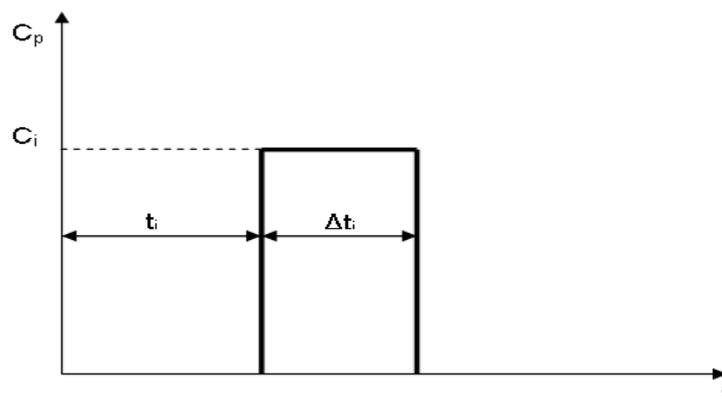


Figura 4.10: Variáveis de projeto: tempo inicial e duração da injeção de polímero, com a concentração de polímero fixa.

Como se trata de um exemplo fictício, onde o reservatório é hipotético e a análise financeira é bastante simplista, o preço do barril de petróleo será analisado em 9 (nove) simulações variando o preço do barril de óleo de US\$ 20,00 a US\$ 100,00 para que seja possível mostrar como seria uma análise de otimização da produção onde o cálculo da função objetivo (lucro) depende da resposta do reservatório (simulação numérica) frente às variações das variáveis de projeto.

Na figura 4.11 pode-se concluir que para cada valor de barril de petróleo foi obtido uma solução ótima que maximiza o lucro. Verificando que à medida que o

valor do preço de barril de petróleo sobe, se tem um maior lucro, o otimizador vai tender a injetar mais polímero, viabilizando o método, conseqüentemente a produção de óleo aumenta reduzindo a produção de água.

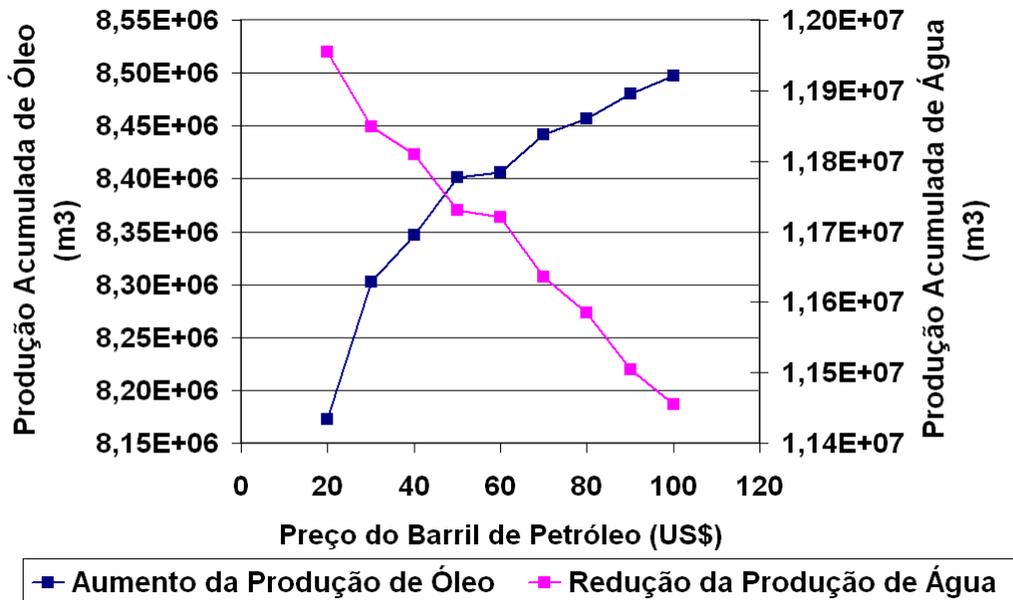


Figura 4.11: Produção acumulada de óleo e de água dos casos otimizados para vários preços do barril de petróleo.

Na figura 4.12, tem-se o valor máximo da função objetivo (Lucro), resultado dos processos de otimização considerando vários valores para o preço do barril de petróleo, mostrando a viabilidade do investimento do uso do polímero. Na figura 4.13, pode-se visualizar que a injeção de massa de polímero aumenta à medida que o valor do preço do barril de petróleo sobe.

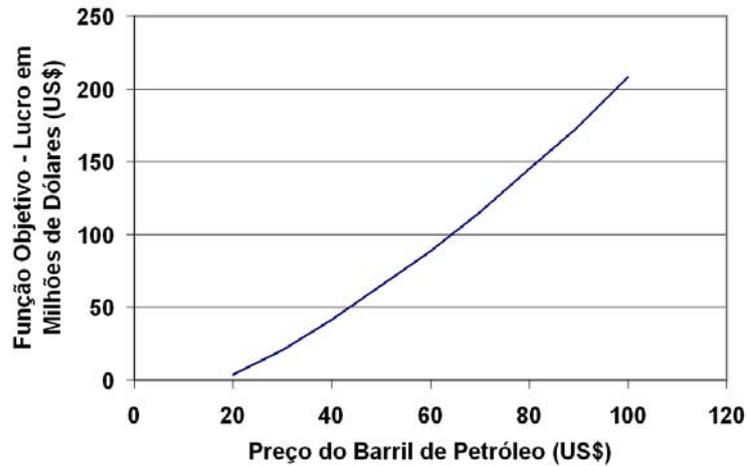


Figura 4.12: Comportamento da função objetivo pelo preço do barril de petróleo, resultante do processo de otimização.

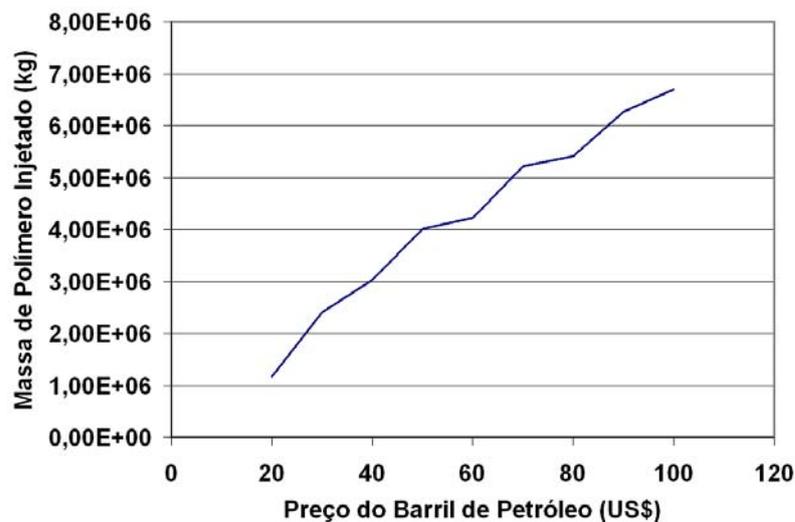


Figura 4.13: Massa de polímero injetado pelo preço do barril de petróleo, resultante do processo de otimização.

Para o caso em que o preço do barril de petróleo é de US\$ 100,00, têm-se uma injeção de $6,70 \times 10^6$ kg de polímero, conseguindo obter uma produção de 2.329 m³/dia, 137 m³/dia a mais do que a simulação sem injeção de polímero. O corte de água diminuiu de 92 % para 90 %. Até o fim da simulação dessa injeção de polímeros, a produção de óleo acumulada é de $8,50 \times 10^6$ m³, $0,49 \times 10^6$ m³ a mais do que a simulação sem polímero. Conseguindo atingir ao final do processo uma recuperação de 51,48 %, dos quais 3 % provêm da injeção do polímero.

A tabela 4.4, mostra todos os casos com suas respectivas soluções ótimas para obter o melhor fator de recuperação de óleo.

Tabela 4.4: Resultados das simulações otimizadas para o melhoramento do fator de recuperação do óleo (IOR).

| Caso | Tempo de Injeção de Polímero | Consumo de Polímero | Produção Acumulada de Óleo | Aumento da Produção Acumulada de Óleo | Fator de Recuperação do Óleo | Ganho no fator de Recuperação do Óleo $\Delta FR\%$ | Lucro em milhões de dólares |
|--------|------------------------------|----------------------|----------------------------|---------------------------------------|------------------------------|---|-----------------------------|
| (US\$) | (dias) | (kg) | (m ³) | (m ³) | (%) | (%) | (US\$) |
| 20* | 0 | 0 | 8,00x10 ⁶ | 0 | 48,48 | 0 | ---- |
| 20 | 367,83 | 1,16x10 ⁶ | 8,17x10 ⁶ | 0,17x10 ⁶ | 49,51 | 1,03 | 4,10 |
| 30 | 756,54 | 2,40x10 ⁶ | 8,30x10 ⁶ | 0,30x10 ⁶ | 50,29 | 1,81 | 20,67 |
| 40 | 953,56 | 3,03x10 ⁶ | 8,35x10 ⁶ | 0,34x10 ⁶ | 50,56 | 2,09 | 41,47 |
| 50 | 1266,03 | 4,02x10 ⁶ | 8,40x10 ⁶ | 0,39x10 ⁶ | 50,89 | 2,41 | 65,22 |
| 60 | 1333,62 | 4,23x10 ⁶ | 8,41x10 ⁶ | 0,40x10 ⁶ | 50,92 | 2,44 | 88,73 |
| 70 | 1645,24 | 5,22x10 ⁶ | 8,44x10 ⁶ | 0,44x10 ⁶ | 51,14 | 2,66 | 115,20 |
| 80 | 1703,61 | 5,41x10 ⁶ | 8,46x10 ⁶ | 0,45x10 ⁶ | 51,23 | 2,75 | 145,12 |
| 90 | 1972,54 | 6,26x10 ⁶ | 8,48x10 ⁶ | 0,48x10 ⁶ | 51,37 | 2,90 | 174,15 |
| 100 | 2109,76 | 6,70x10 ⁶ | 8,50x10 ⁶ | 0,49x10 ⁶ | 51,48 | 3,00 | 207,82 |

(*) caso sem injeção de polímero.

Ao aumentar o consumo de polímero, maior será a recuperação de petróleo, devido à viabilidade financeira referente ao preço do barril de óleo. A curva do aumento no fator de recuperação é mostrada na figura 4.14.

Somente a partir dos resultados das simulações pode-se concluir que, quanto mais polímero é injetado, maior será a recuperação de óleo, levando em conta o interesse econômico (LU, 2004).

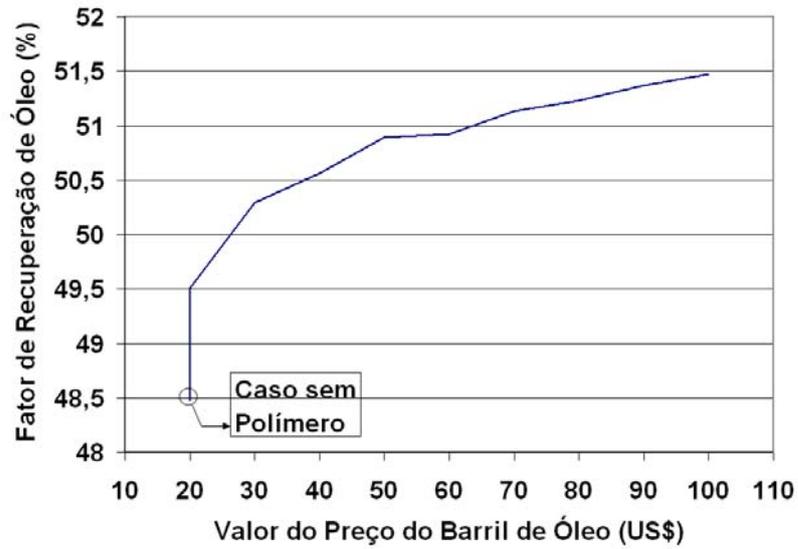


Figura 4.14: Curva do fator de recuperação pelo preço do barril de óleo.

Na figura 4.15 pode-se ver a razão entre o aumento da produção de óleo e o consumo de polímero (que representa uma medida da eficiência do método) em função do consumo de polímero (crescente à medida que se realiza a otimização do lucro com maiores valores para o preço do barril de petróleo). A quantidade de óleo recuperado dividido pelo consumo de polímero aumentará até um pico e depois começará a diminuir.

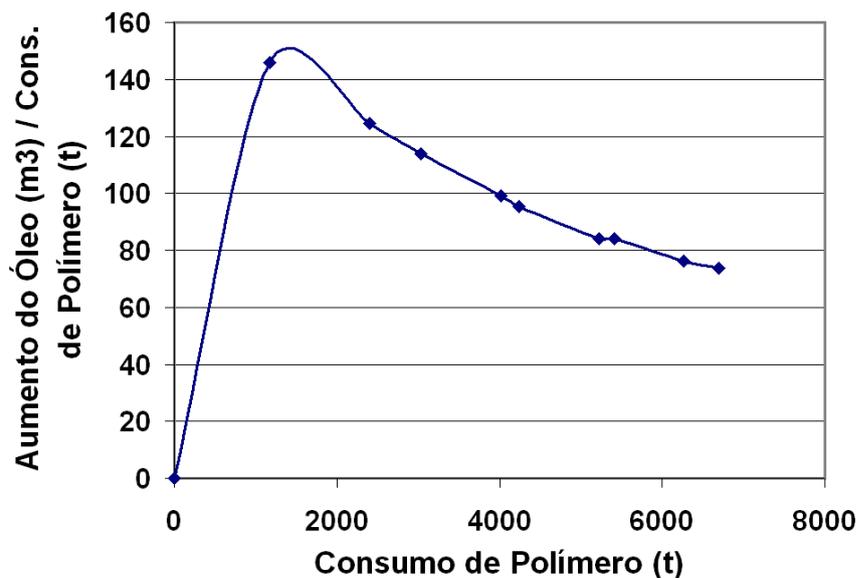


Figura 4.15: Curva do aumento de óleo por consumo de polímero.

Com um consumo de 1.168 t, uma tonelada de polímero pode propiciar cerca de 145,80 m³ de aumento na produção de óleo. A eficiência máxima se obtêm para um consumo de polímero de aproximadamente 1.500 t. Mas não significa que este valor de consumo de polímero seja o mais favorável, uma vez que com 1.500 t de polímero, se consegue apenas 0,22x10⁶ m³ de aumento de óleo recuperado. Para adquirir maiores valores de recuperação de óleo absolutos, mais polímero deverá ser injetado.

4.3.1 – DISTRIBUIÇÃO DA PRESSÃO

O reservatório encontra-se com uma pressão inicial de 3.000 psi, uma vez que a vazão nos poços injetores foi mantida constante para todos os casos analisados, quando se injeta mais polímero, a água fica mais viscosa e a permeabilidade do reservatório para este fluido diminui. Para manter a mesma vazão de injeção, a resposta do reservatório é de um aumento das pressões à medida em que se viscosifica a água.

Nas figuras 4.16 e 4.17, tem-se uma comparação entre as distribuições de pressão dos casos onde os preços do barril de petróleo são de US\$ 20,00 e US\$ 100,00.

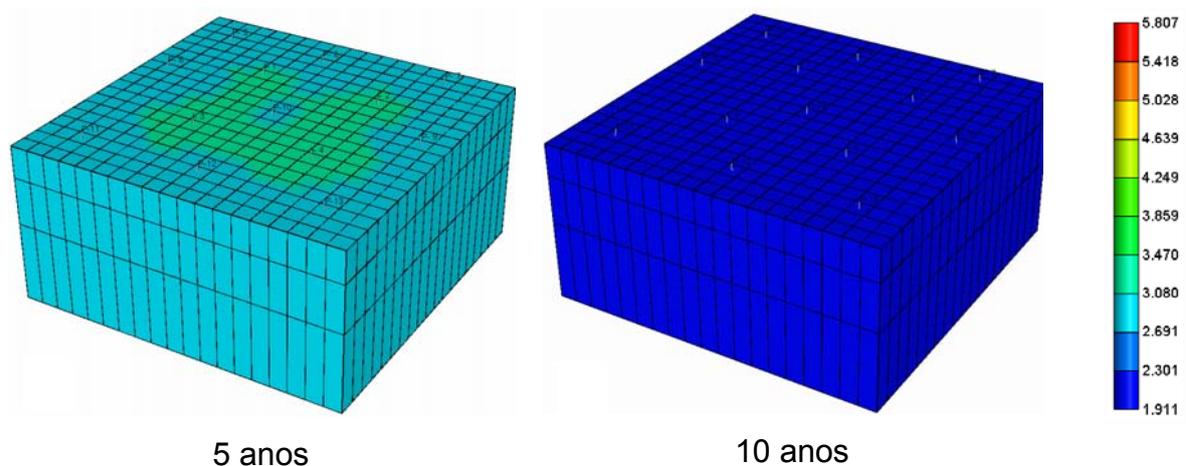


Figura 4.16: Distribuição da pressão no reservatório para o caso US\$ 20,00 / barril.

Pode-se notar que no caso onde o preço do barril de petróleo é de US\$ 100,00, as pressões no tempo final são maiores, ou seja, houve um aumento na distribuição de pressão devido à imposição do otimizador de se injetar uma maior quantidade de polímero nos poços injetores. Uma análise das pressões de fundo de poço dos poços injetores será feita posteriormente.

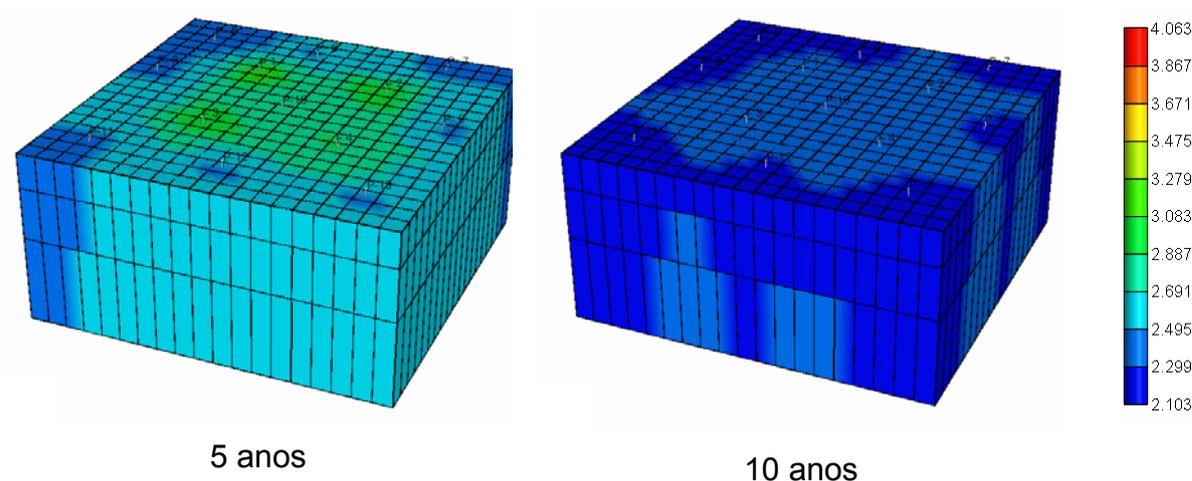


Figura 4.17: Distribuição da pressão no reservatório para o caso US\$ 100,00 / barril.

4.3.2 – COMPORTAMENTO DOS BANCOS DE POLÍMERO

Uma análise mais apurada dos bancos de polímeros será feita nesta seção, onde será mostrado ao longo das simulações o aumento dos bancos de polímeros com o preço do barril de petróleo em cada poço injetor de acordo com as variáveis de otimização (tempo inicial e duração de tempo de injeção de polímero), de maneira a maximizar a função objetivo (lucro).

No primeiro caso, onde o preço do barril de óleo é de US\$ 20,00, como o preço do barril de petróleo é baixo, a quantidade de injeção de polímero, satisfatória para obter lucro máximo, também será baixo. Na figura 4.18, percebe-se que os bancos de polímeros são bem pequenos, onde no POÇO-02 se injeta apenas por 162 dias e no POÇO-03 é inexistente a aplicação do polímero.

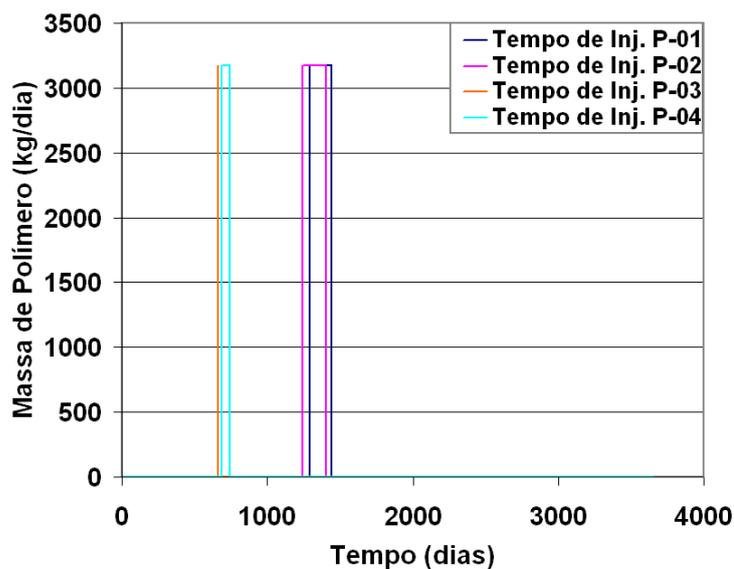


Figura 4.18: Bancos de polímero para o caso US\$ 20,00 / barril.

Com um consumo de $1,17 \times 10^6$ kg de polímero, ao final da simulação, apenas $0,62 \times 10^6$ kg de polímero será produzido nos poços produtores, o restante permanece no reservatório.

Nas figuras de 4.19 a 4.25, pode-se observar o comportamento dos bancos de polímeros para cada simulação, onde o valor do preço do barril de petróleo varia entre US\$ 30,00 e US\$ 90,00 dólares.

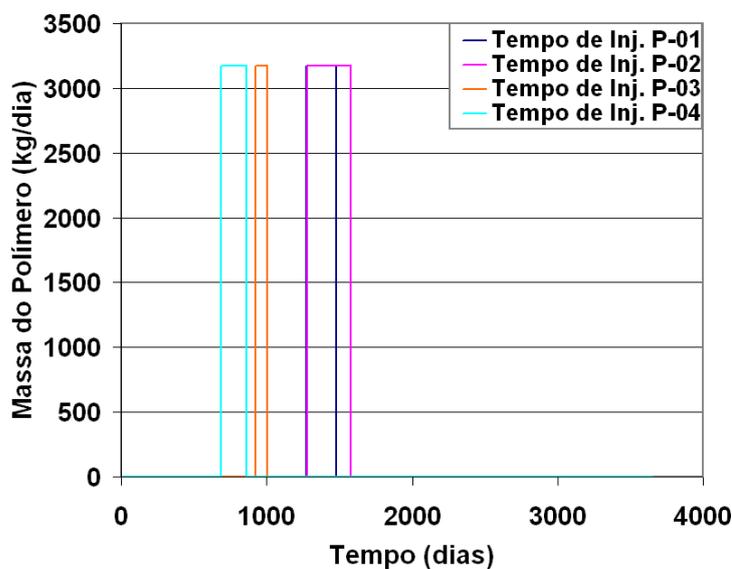


Figura 4.19: Bancos de polímero para o caso US\$ 30,00 / barril.

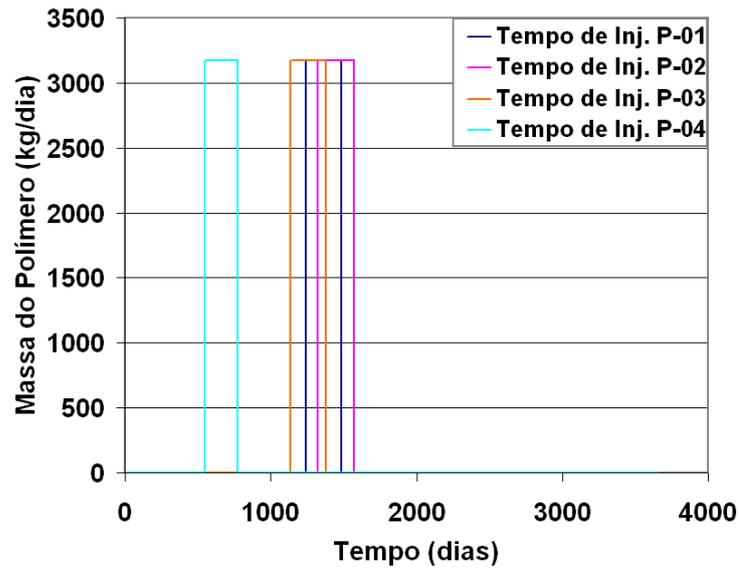


Figura 4.20: Bancos de polímero para o caso US\$ 40,00 / barril.

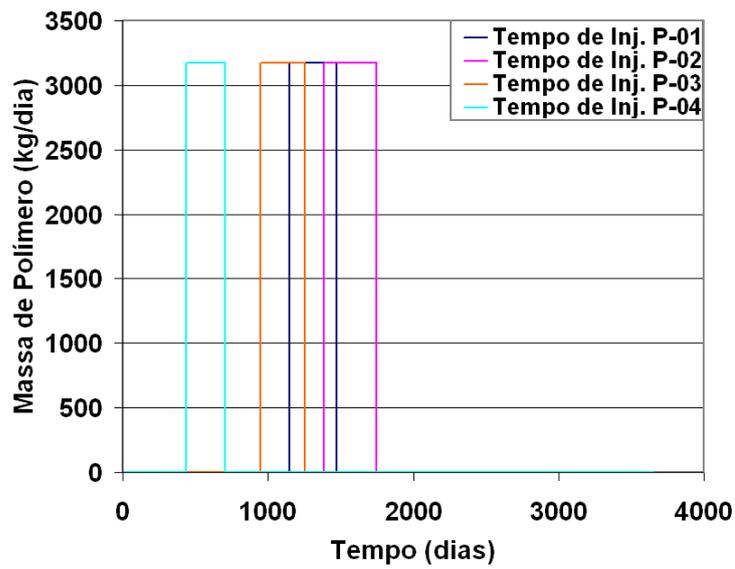


Figura 4.21: Bancos de polímero para o caso US\$ 50,00 / barril.

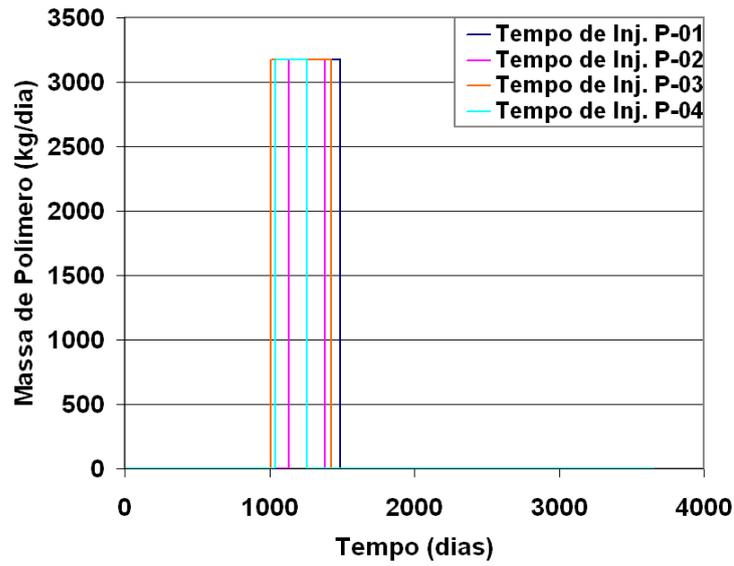


Figura 4.22: Bancos de polímero para o caso US\$ 60,00 / barril.

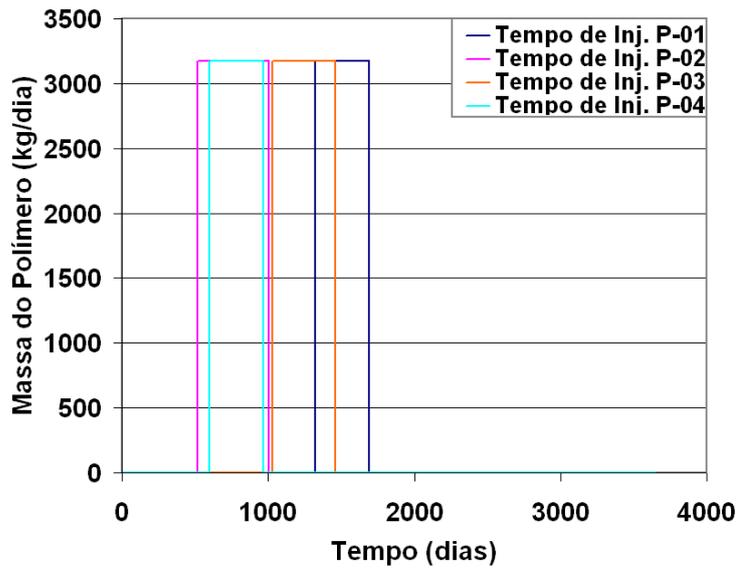


Figura 4.23: Bancos de polímero para o caso US\$ 70,00 / barril.

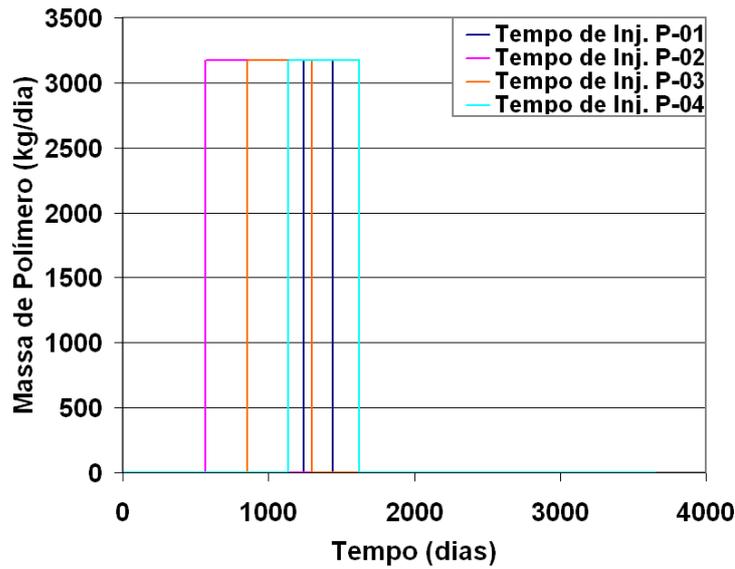


Figura 4.24: Bancos de polímero para o caso US\$ 80,00 / barril.

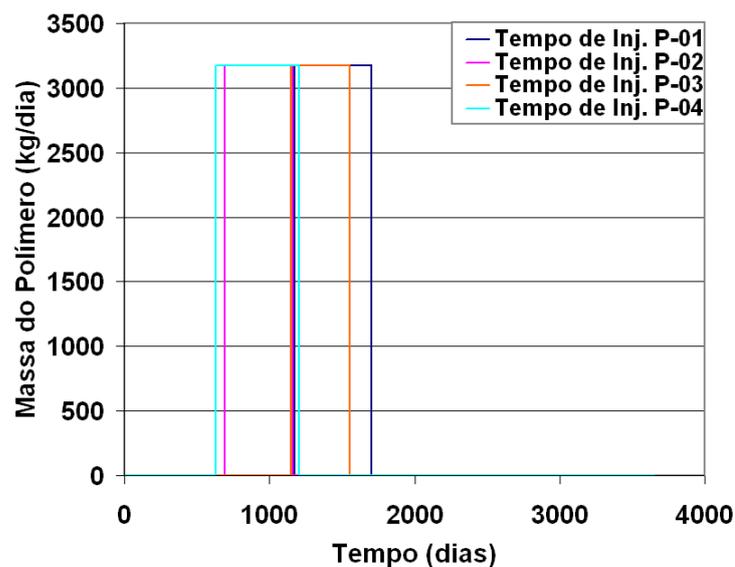


Figura 4.25: Bancos de polímero para o caso US\$ 90,00 / barril.

Para o último caso (caso US\$ 100,00 o preço do barril de óleo, ver figura 4.26), é perceptível a mudança nos tamanhos dos bancos de polímeros, isso quer dizer que o programa de otimização localizou valores ótimos para as variáveis internas (tempo inicial e duração de injeção), assim possibilitando o aumento na produção de óleo, conseqüentemente aumentando o lucro.

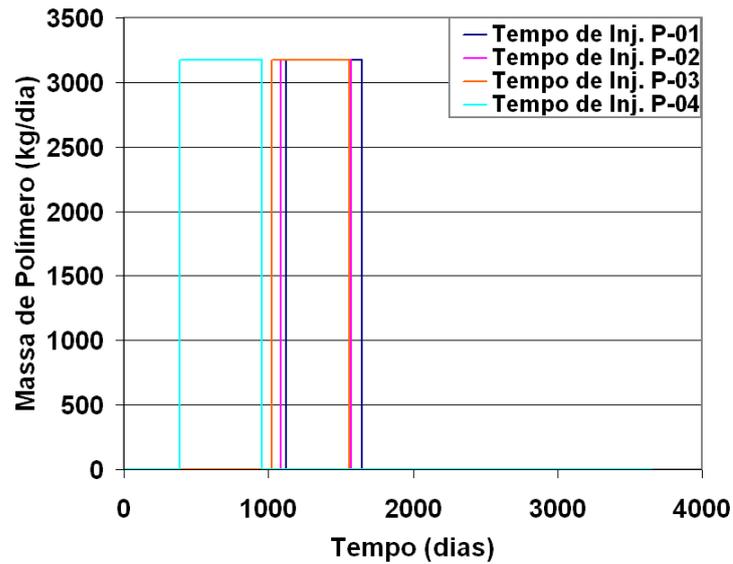


Figura 4.26: Bancos de polímero para o caso US\$ 100,00 / barril.

Para este caso, tem-se um consumo de $6,70 \times 10^6$ kg de polímero, ao final da simulação apenas $3,15 \times 10^6$ kg de polímero será produzido nos poços produtores, o restante permanece no reservatório.

Nas figuras 4.27 e 4.28, pode-se visualizar o comportamento da concentração do polímero no reservatório ao longo do tempo, onde foi feita uma comparação entre os dois casos extremos das simulações (preço do barril de óleo US\$ 20,00 e US\$ 100,00).

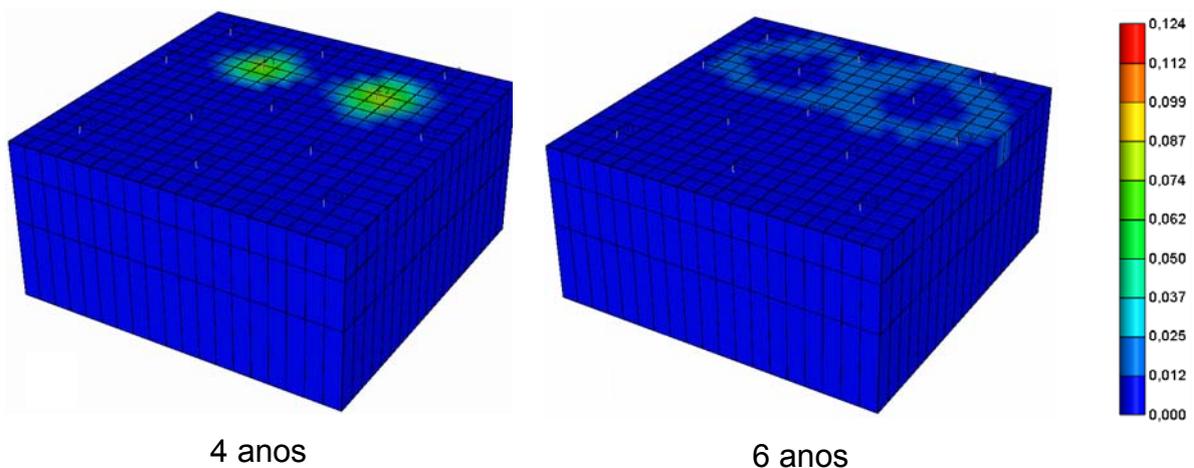


Figura 4.27: Comportamento da concentração de polímero pelo tempo de simulação para o caso US\$ 20,00 / barril de petróleo.

Como o preço do barril de petróleo é baixo, de US\$ 20,00, o otimizador não está viabilizando a injeção de polímeros, porém há uma pequena injeção que começa no poço-2, em seguida no poço-1. Como a quantidade de polímero injetado é baixa, ao final da simulação a concentração não se dispersa muito no reservatório.

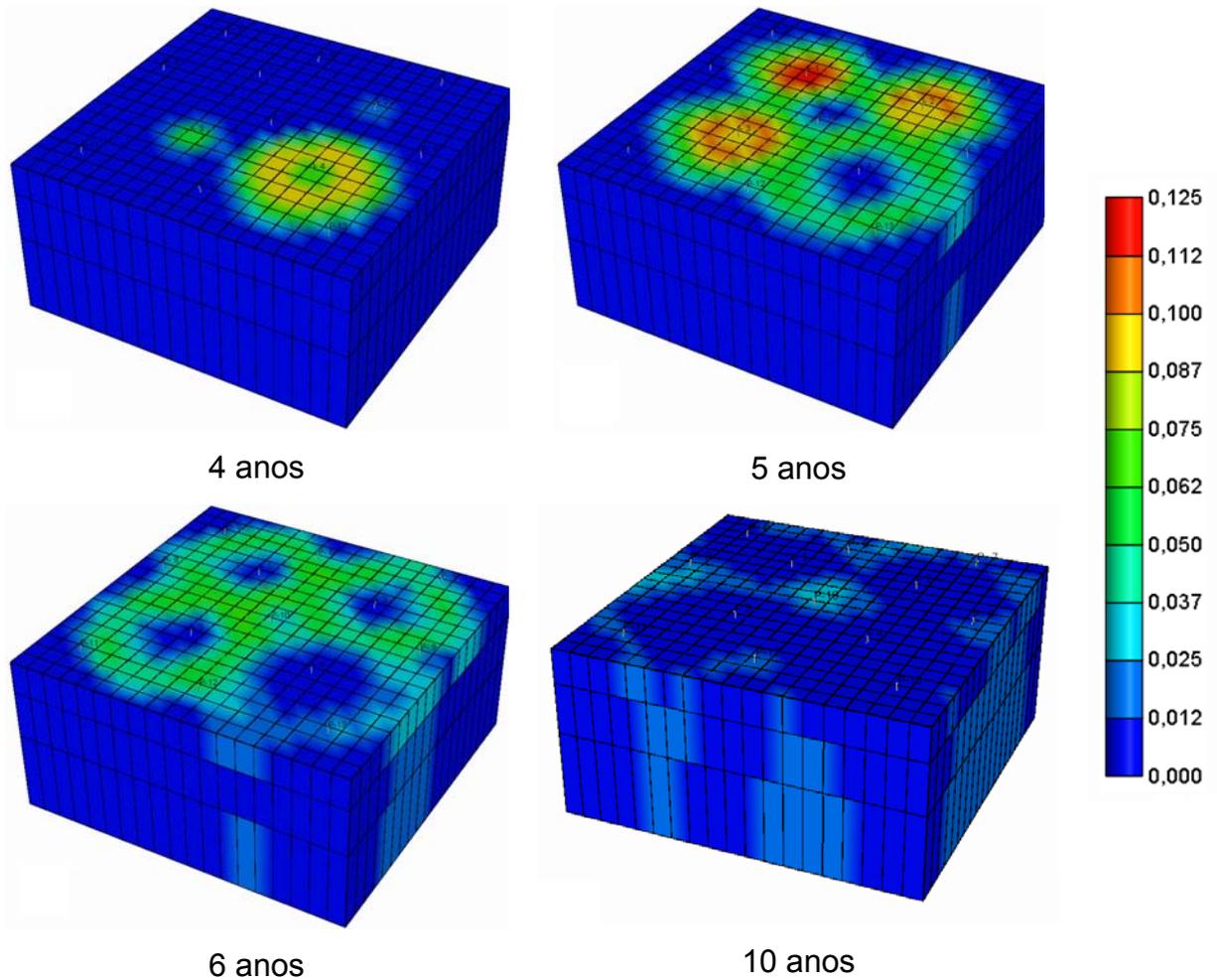


Figura 4.28: Comportamento da concentração de polímero pelo tempo de simulação para o caso US\$ 100,00 / barril de petróleo.

No caso em que o preço do barril de petróleo é de US\$ 100,00, houve um grande consumo de polímero, com isso, possibilitou que a concentração de polímero se dispersse por todo reservatório.

O comportamento da adsorção do polímero na rocha pode ser visto nas figuras 4.29 e 4.30, onde também foi feita uma comparação entre os casos extremos das simulações (US\$ 20,00 / barril e US\$ 100,00 / barril).

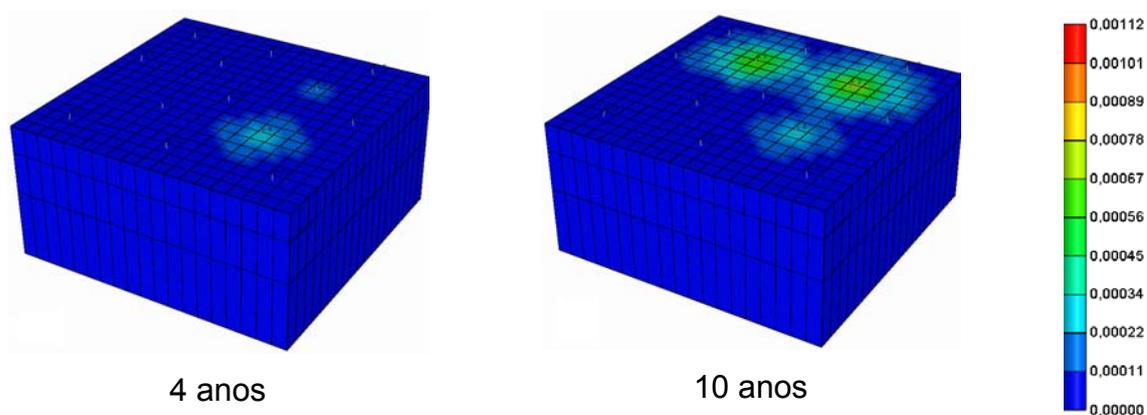


Figura 4.29: Comportamento da adsorção do polímero pelo tempo de simulação para o caso US\$ 20,00 / barril de petróleo.

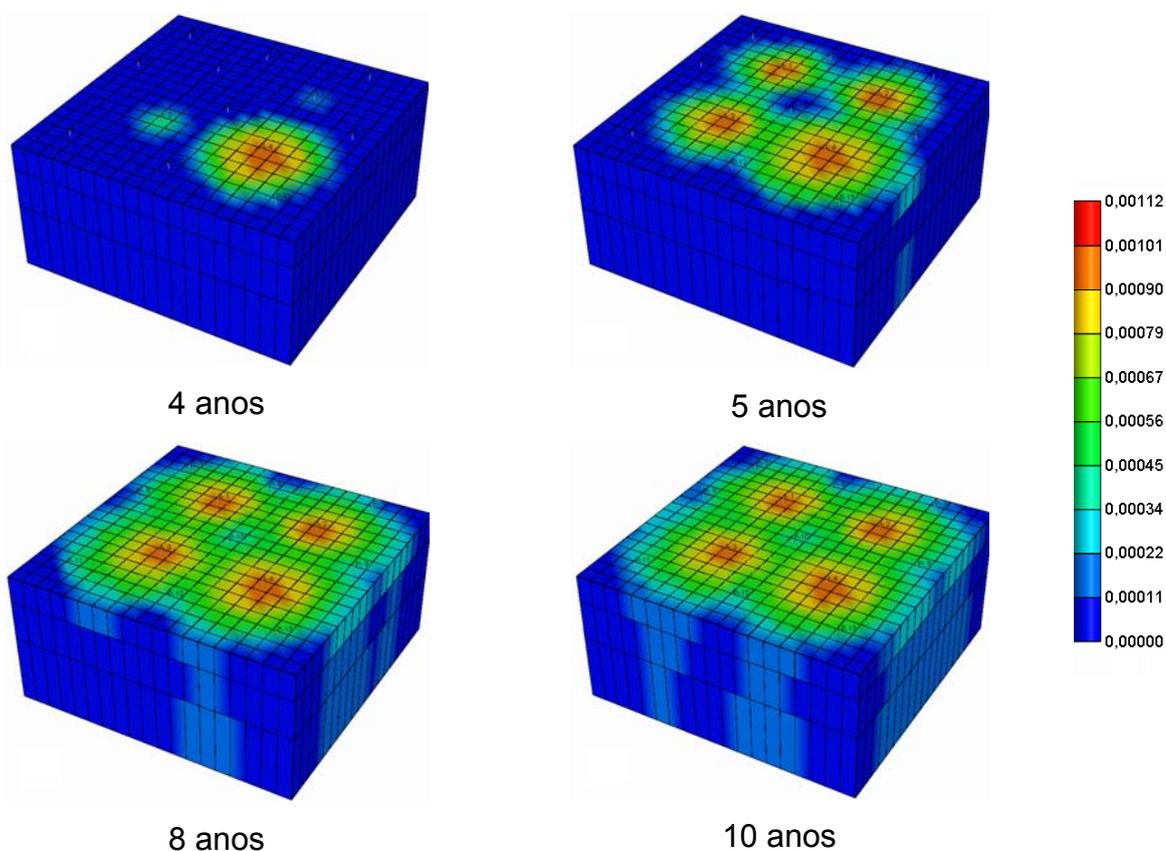


Figura 4.30: Comportamento da adsorção do polímero pelo tempo de simulação para o caso US\$ 100,00 / barril de petróleo.

Pode-se observar que, para o caso onde o preço do barril de petróleo é de US\$ 20,00, inicialmente injeta-se polímero no poço-4 e em seguida nos poços-1 e 2.

Por conta da pouca massa de polímero injetado, este só é adsorvido na região dos poços injetores, já no caso onde o preço do barril de petróleo é de US\$ 100,00, o polímero é adsorvido em quase todo o reservatório. Outra observação feita é que, diferentemente do comportamento da concentração do polímero onde a concentração se dispersa por todo reservatório, a adsorção tende a se concentrar nos poços injetores e nas regiões mais próximas destes.

4.3.3 – ANÁLISE DAS CURVAS DE PRODUÇÃO ACUMULADA DE ÓLEO E ÁGUA COM E SEM POLÍMERO

O aumento na produção de óleo devido à injeção de polímero é visto nas próximas figuras, onde as soluções dos casos de otimização são comparados com as produções acumuladas de óleo e água do caso em que não é injetado polímero.

Nas figuras de 4.31 a 4.39, pode-se ver o aumento da produção acumulada de óleo e a redução da produção acumulada de água ao longo das simulações de acordo com o valor do preço do barril de petróleo.

Nesta primeira análise, pode-se observar na figura 4.31 que as diferenças entre as produções não são tão expressivas, tendo um aumento de $170,24 \times 10^3 \text{ m}^3$ na produção de óleo e uma redução na produção de água de $149,75 \times 10^3 \text{ m}^3$.

Para esta simulação, o otimizador teve um custo computacional de 4,583 horas, chegando na 55ª iteração para obter os valores ótimos das variáveis, o que resultou em um lucro de US\$ 4,10 milhões de dólares.

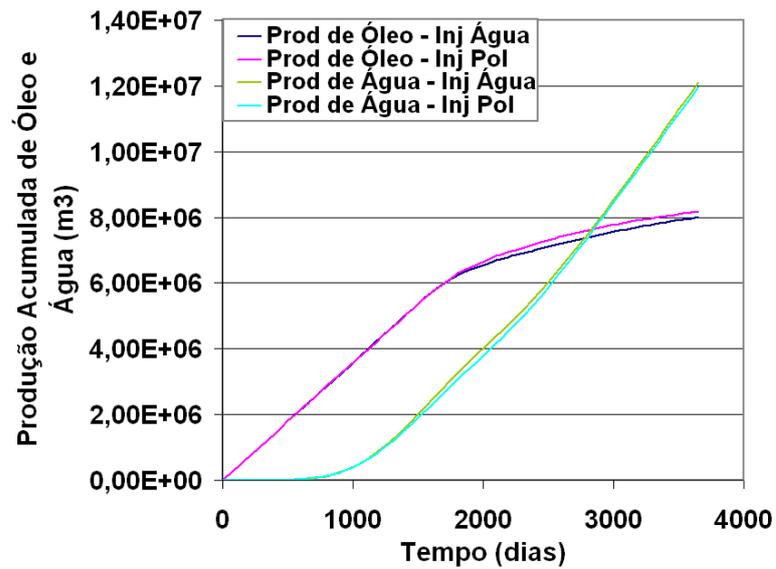


Figura 4.31: Curvas da produção acumulada de óleo e água sem injeção de polímero e injetando polímero para o caso US\$ 20,00 / barril.

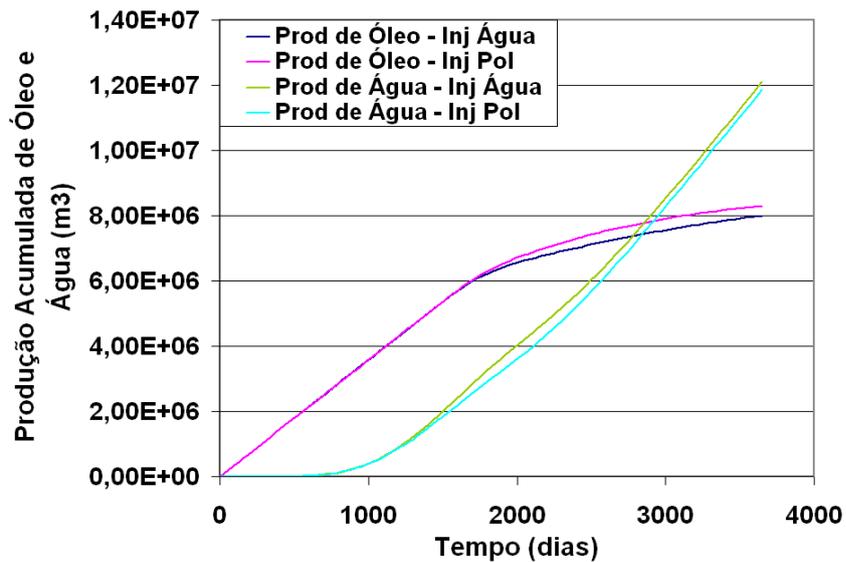


Figura 4.32: Curvas da produção acumulada de óleo e água sem injeção de polímero e injetando polímero para o caso US\$ 30,00 / barril.

Neste caso (ver figura 4.32), em que o preço do barril de petróleo é de US\$ 30,00 o aumento da produção acumulada de óleo é de $299,48 \times 10^3 \text{ m}^3$, com uma redução de $255,36 \times 10^3 \text{ m}^3$ de produção de acumulada de água. Com um lucro de US\$ 20,67 milhões de dólares, obtidos a um custo computacional de 13,275 horas na 162ª iteração.

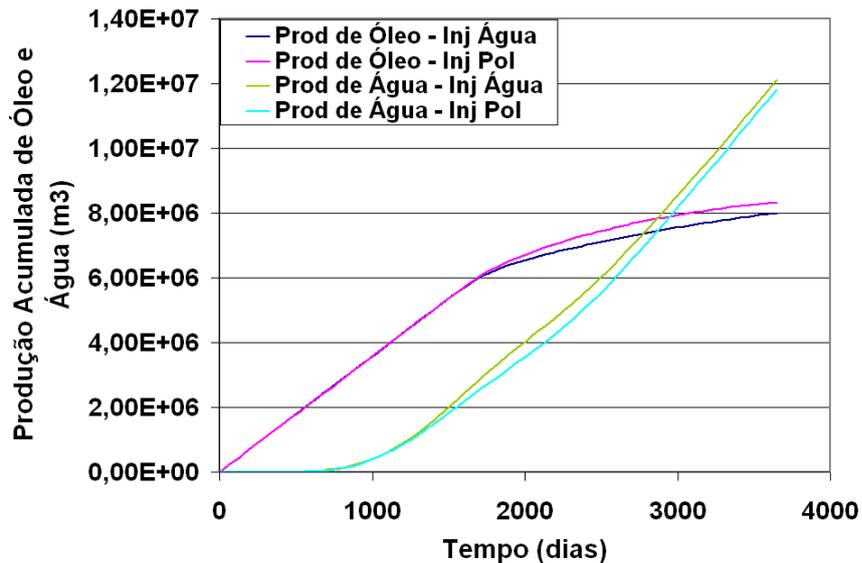


Figura 4.33: Curvas da produção acumulada de óleo e água sem injeção de polímero e injetando polímero para o caso US\$ 40,00 / barril.

Para o caso US\$ 40,00 / barril, na figura 4.33, houve um aumento de produção de óleo de $344,43 \times 10^3 \text{ m}^3$ e uma redução de água de $295,97 \times 10^3 \text{ m}^3$, a um custo computacional de 4,863 horas na 45ª iteração, resultando num lucro de US\$ 41,46 milhões de dólares.

No caso US\$ 50,00 / barril (ver figura 4.34), houve um lucro de US\$ 65,22 milhões de dólares obtido em um aumento de produção de óleo de $398,39 \times 10^3 \text{ m}^3$ e com uma redução de água de $374,83 \times 10^3 \text{ m}^3$, a um custo computacional de 2,534 horas na 24ª iteração.

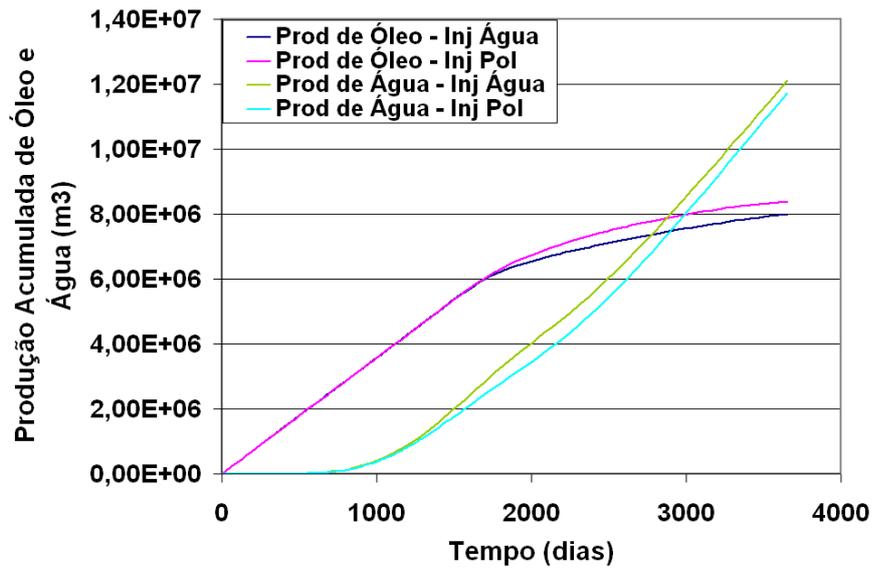


Figura 4.34: Curvas da produção acumulada de óleo e água sem injeção de polímero e injetando polímero para o caso US\$ 50,00 / barril.

Na figura 4.35, para o caso onde o preço do barril de petróleo é de US\$ 60,00, vê-se claramente a diferença de produções de óleo e água, com um aumento de $403,605 \times 10^3$ m³ de óleo e uma redução de $383,859 \times 10^3$ m³ de água, a um custo computacional de 4,013 horas na 37^o iteração, gerando um lucro de US\$ 88,73 milhões de dólares.

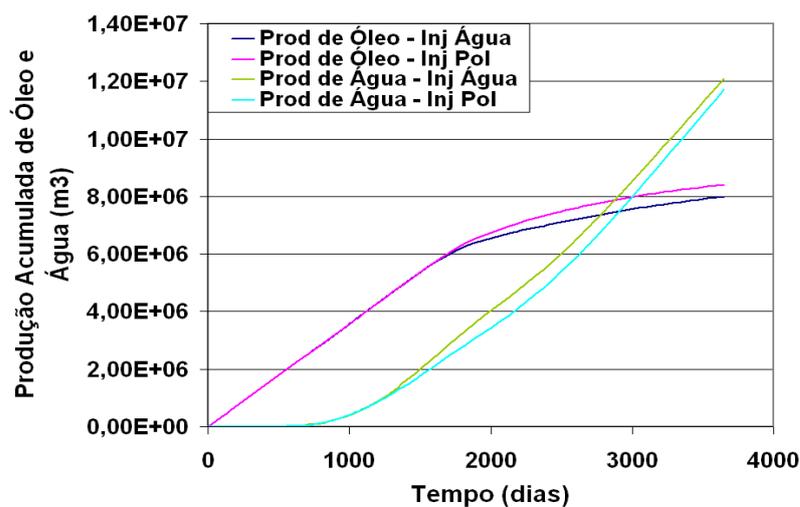


Figura 4.35: Curvas da produção acumulada de óleo e água sem injeção de polímero e injetando polímero para o caso US\$ 60,00 / barril.

Com um custo computacional de 2,172 horas na 21ª iteração, foi obtido um lucro de US\$ 115,20 milhões de dólares com um aumento da produção de óleo de $438,837 \times 10^3 \text{ m}^3$ e uma redução de $468,965 \times 10^3 \text{ m}^3$ de água, para o caso US\$ 70,00 / barril (ver figura 4.36).

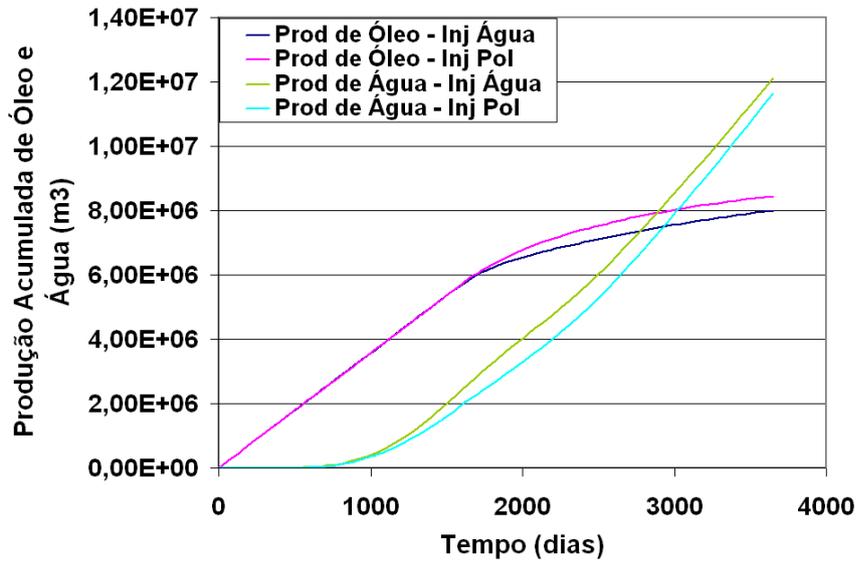


Figura 4.36: Curvas da produção acumulada de óleo e água sem injeção de polímero e injetando polímero para o caso US\$ 70,00 / barril.

Para o caso onde o preço do barril de petróleo é de US\$ 80,00, há um aumento de produção de óleo de $454,55 \times 10^3 \text{ m}^3$ e uma redução de $519,60 \times 10^3 \text{ m}^3$ na produção de água, como pode ser visto na figura 4.37. A um custo computacional de 4,525 horas na 37ª iteração obtendo um lucro de US\$ 145,12 milhões de dólares.

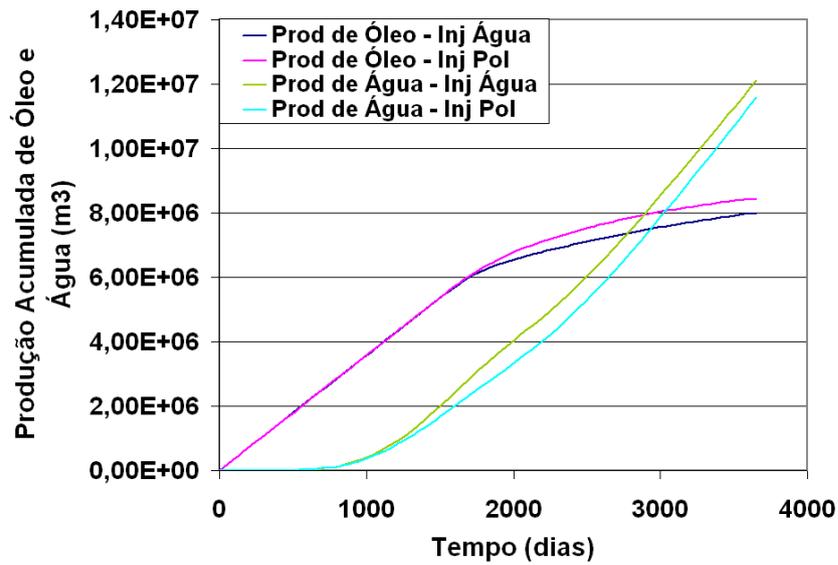


Figura 4.37: Curvas da produção acumulada de óleo e água sem injeção de polímero e injetando polímero para o caso US\$ 80,00 / barril.

Para o caso onde o preço do barril de petróleo é de US\$ 90,00 (ver figura 4.38), o aumento na produção de óleo foi de $477,964 \times 10^3 \text{ m}^3$ e a redução na produção de água foi de $600,05 \times 10^3 \text{ m}^3$, com custo computacional de 7,527 horas chegando a 63ª iteração, que resulta em um lucro de US\$ 174,15 milhões de dólares.

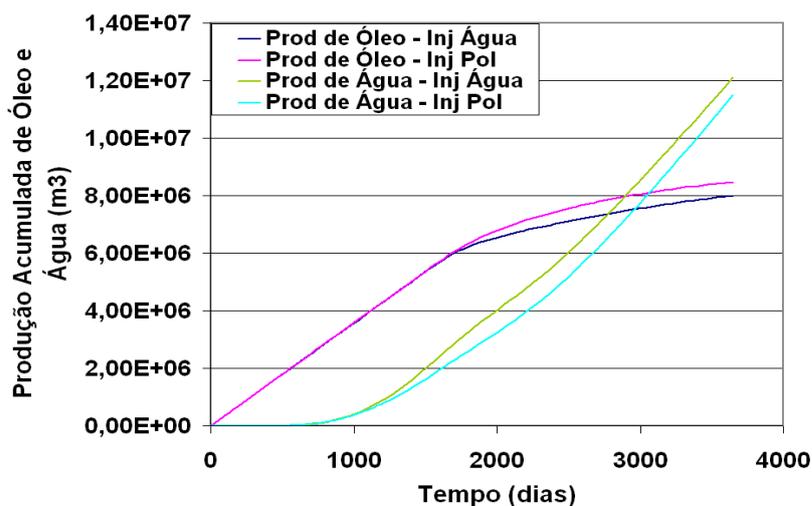


Figura 4.38: Curvas da produção acumulada de óleo e água sem injeção de polímero e injetando polímero para o caso US\$ 90,00 / barril.

Para o ultimo caso simulado, onde o preço do barril de petróleo é de US\$ 100,00 (ver figura 4.39), pode-se ver claramente que houve um progresso expressivo na produção de óleo, que aumenta em $494,82 \times 10^3 \text{ m}^3$ e uma redução de produção de água de $649,51 \times 10^3 \text{ m}^3$, o que resulta em um lucro de US\$ 207,82 milhões de dólares a um custo computacional de 8,505 horas na 71ª iteração. Tornando-se assim viável o método de injeção de polímeros.

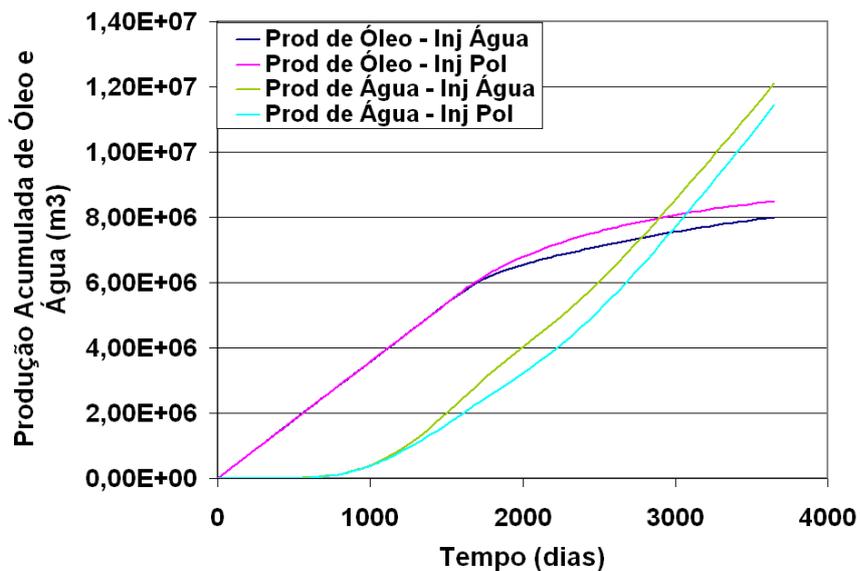


Figura 4.39: Curvas da produção acumulada de óleo e água sem injeção de polímero e injetando polímero para o caso US\$ 100,00 / barril.

Para uma análise mais criteriosa da produção acumulada de óleo, pode-se ver nas figuras de 4.40 a 4.48 o comportamento das curvas de produção acumulada por poço para todas as soluções obtidas pelas otimizações, onde a o valor do preço do barril de petróleo varia entre US\$ 20,00 e US\$ 100,00 dólares.

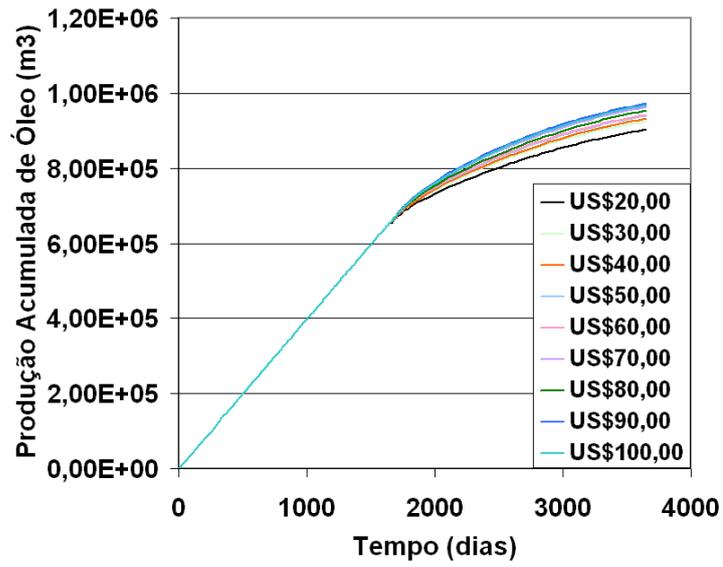


Figura 4.40: Curvas da produção acumulada de óleo por poço para as soluções obtidas pelas otimizações do poço-4.

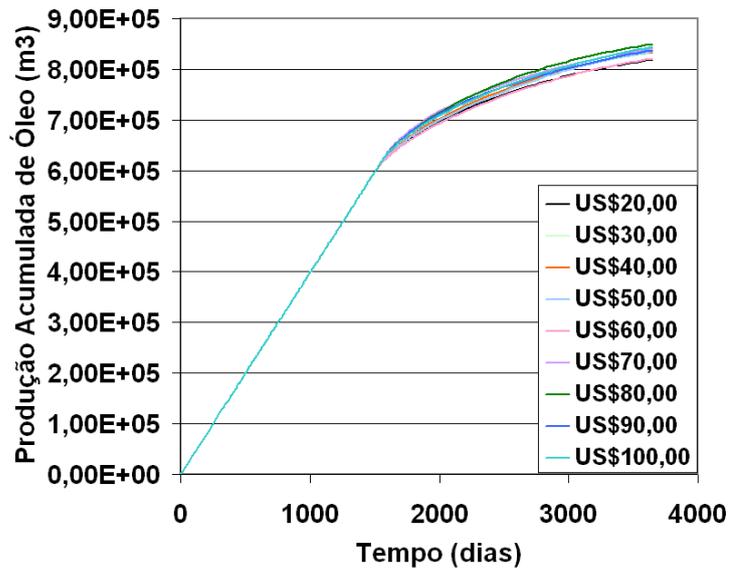


Figura 4.41: Curvas da produção acumulada de óleo por poço para as soluções obtidas pelas otimizações do poço-6.

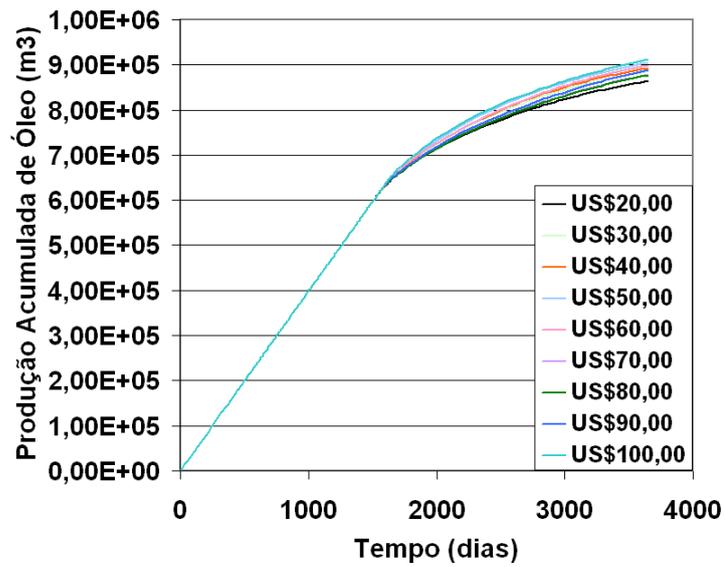


Figura 4.42: Curvas da produção acumulada de óleo por poço para as soluções obtidas pelas otimizações do poço-7.

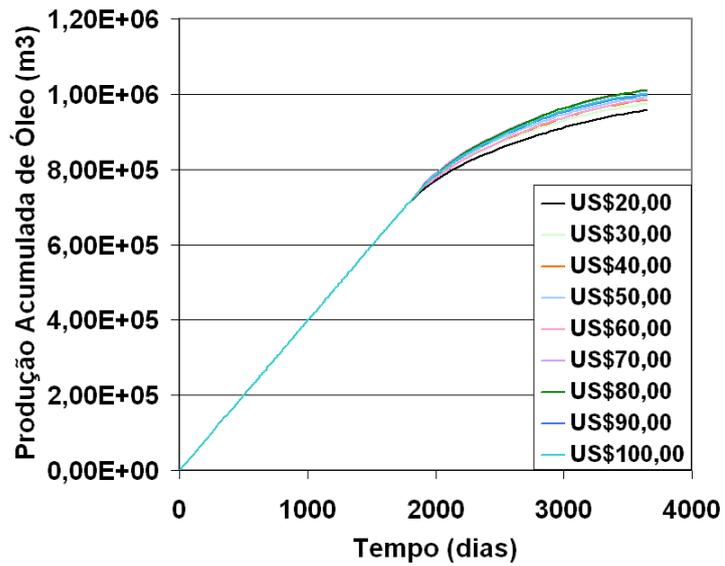


Figura 4.43: Curvas da produção acumulada de óleo por poço para as soluções obtidas pelas otimizações do poço-8.

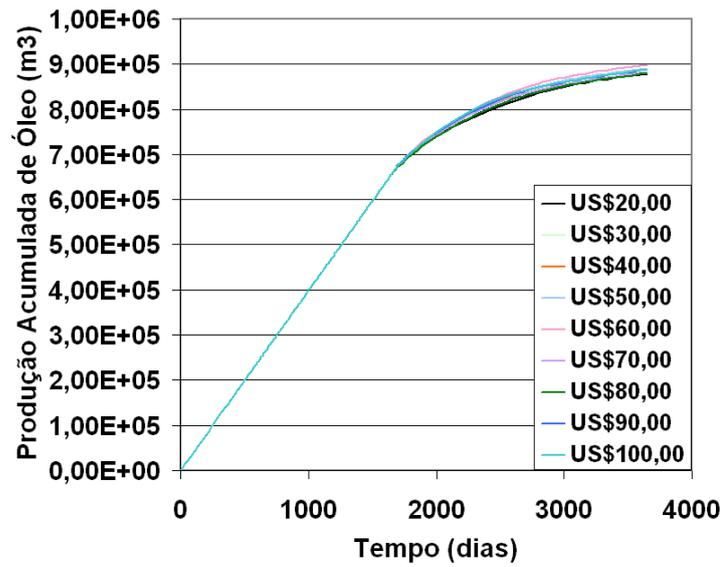


Figura 4.44: Curvas da produção acumulada de óleo por poço para as soluções obtidas pelas otimizações do poço-9.

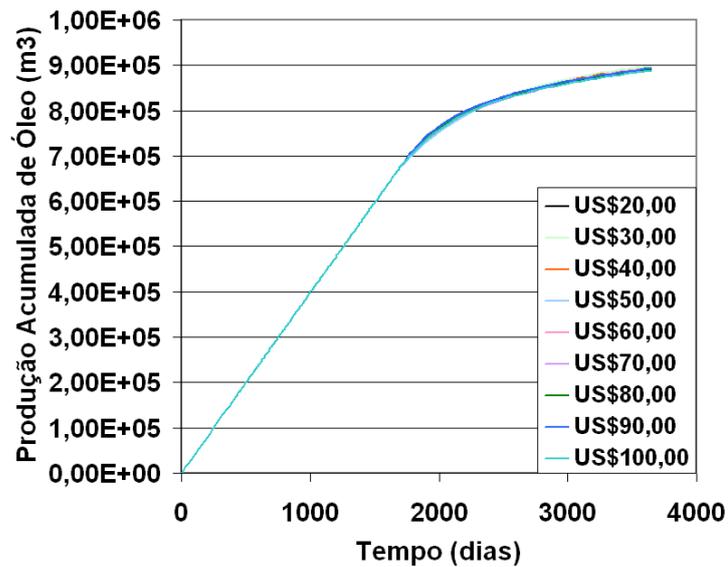


Figura 4.45: Curvas da produção acumulada de óleo por poço para as soluções obtidas pelas otimizações do poço-10.

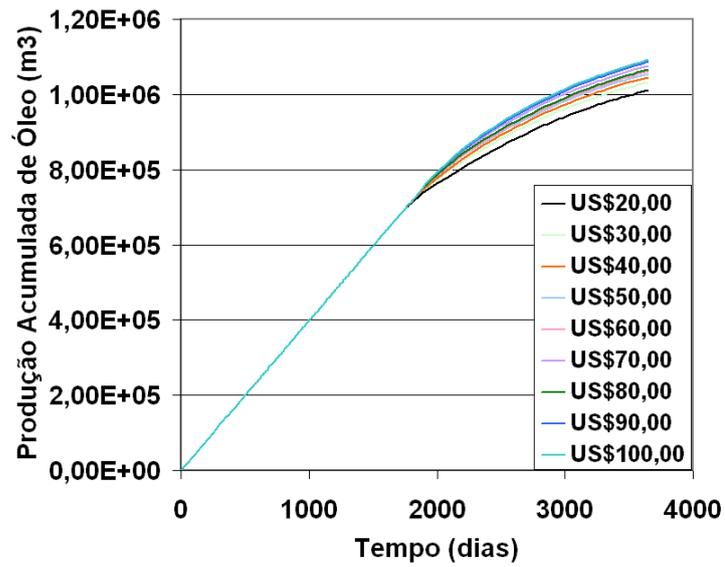


Figura 4.46: Curvas da produção acumulada de óleo por poço para as soluções obtidas pelas otimizações do poço-11.

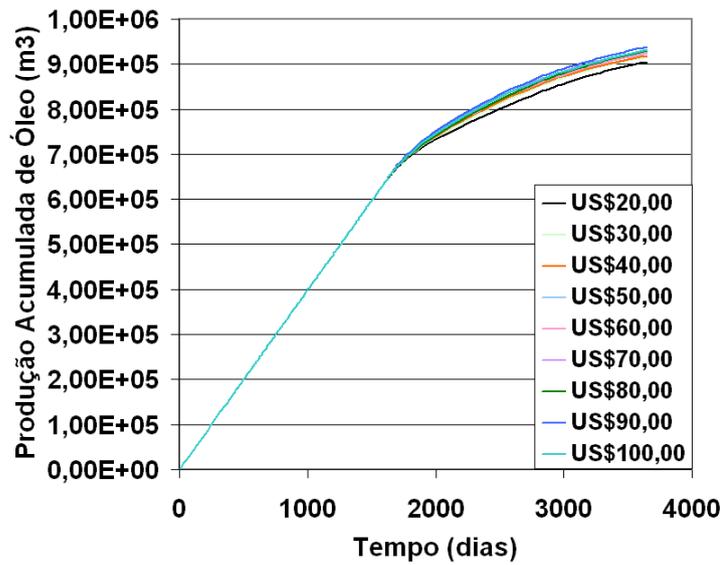


Figura 4.47: Curvas da produção acumulada de óleo por poço para as soluções obtidas pelas otimizações do poço-12.

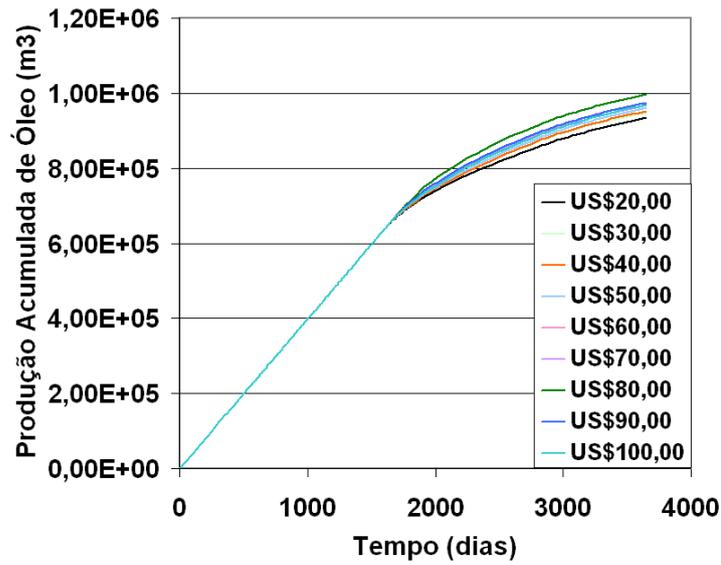


Figura 4.48: Curvas da produção acumulada de óleo por poço para as soluções obtidas pelas otimizações do poço-13.

A seguir, pode-se observar nas figuras 4.49 e 4.50 uma comparação do comportamento da saturação de óleo para os casos onde o valor do preço do barril de petróleo é de US\$ 20,00 e US\$ 100,00.

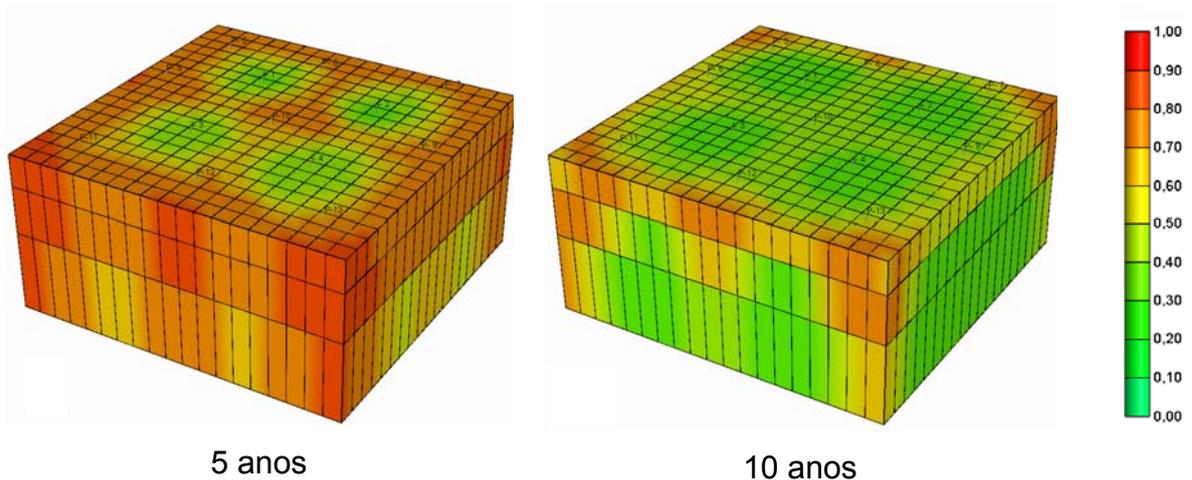


Figura 4.49: Saturação de óleo para o caso US\$ 20,00 / barril.

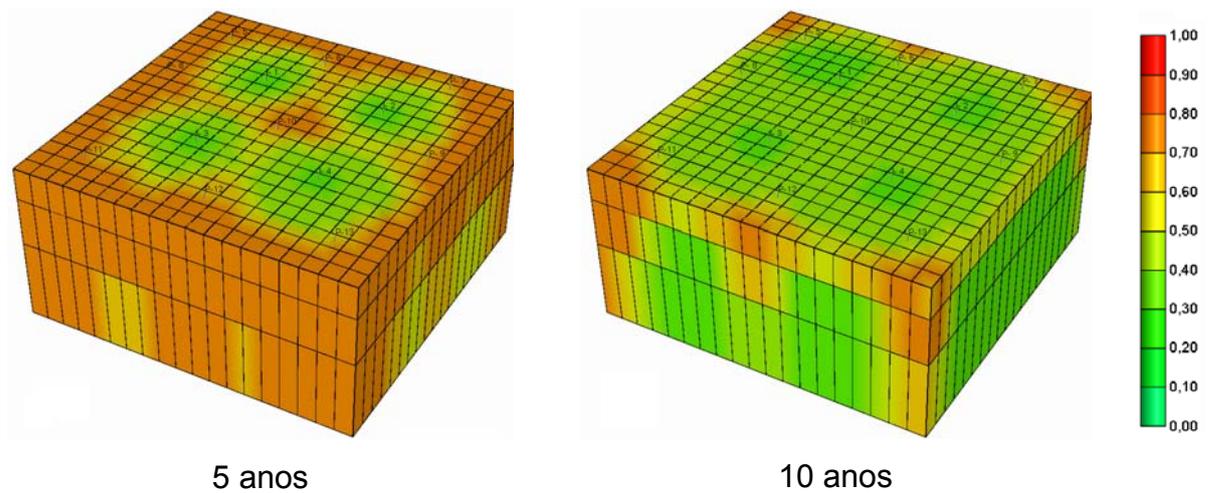


Figura 4.50: Saturação de óleo para o caso US\$ 100,00 / barril.

Pode-se observar que no caso onde o preço do barril de petróleo é de US\$ 100,00, houve uma melhor recuperação de óleo do que no caso com o preço do barril de petróleo a US\$ 20,00, isso quer dizer que, o varrido de água com polímeros foi mais eficiente no caso onde se injetou mais polímero, no caso, onde o preço do barril de petróleo é de US\$ 100,00.

Pode-se ver nas próximas figuras de 4.51 a 4.59, uma análise mais detalhada das produções acumuladas de água em cada poço produtor para cada solução obtida pelas otimizações, onde o valor do preço do barril de petróleo varia entre US\$ 20,00 e US\$ 100,00 dólares.

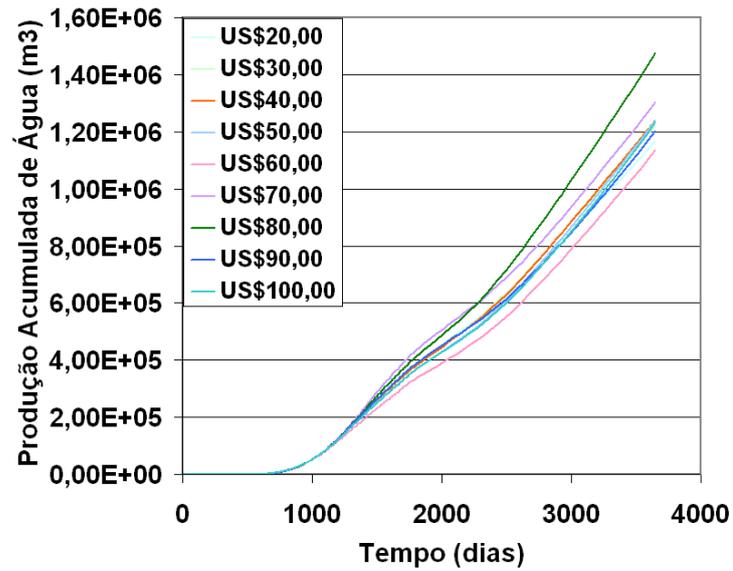


Figura 4.51: Curvas da produção acumulada de água por poço para as soluções obtidas pelas otimizações do poço-5.

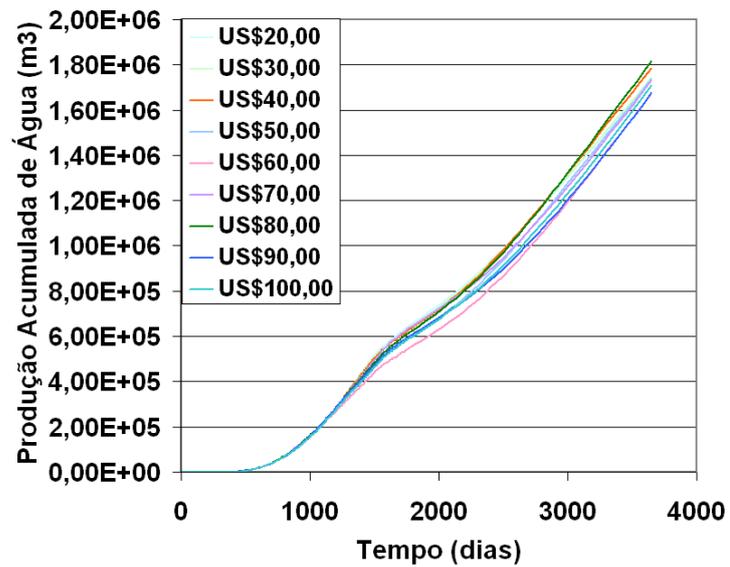


Figura 4.52: Curvas da produção acumulada de água por poço para as soluções obtidas pelas otimizações do poço-6.

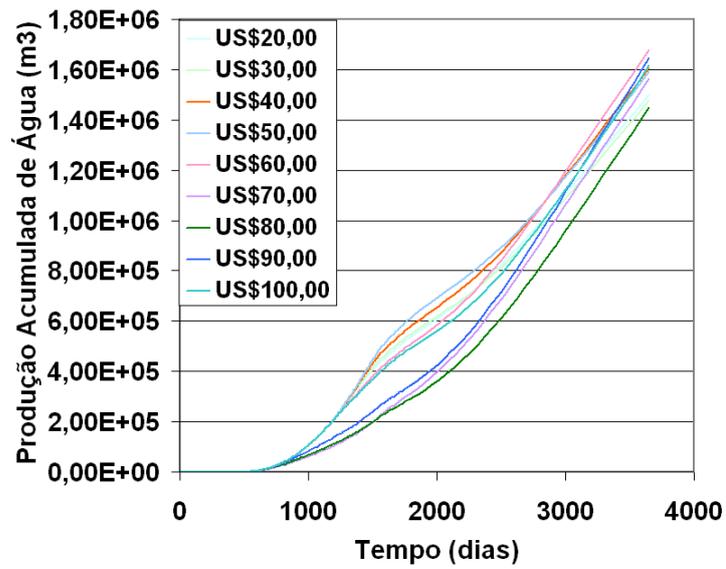


Figura 4.53: Curvas da produção acumulada de água por poço para as soluções obtidas pelas otimizações do poço-7.

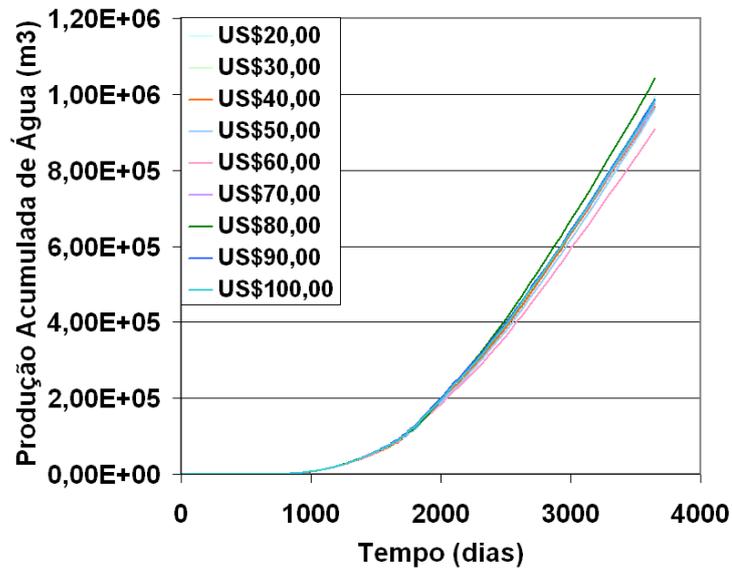


Figura 4.54: Curvas da produção acumulada de água por poço para as soluções obtidas pelas otimizações do poço-8.

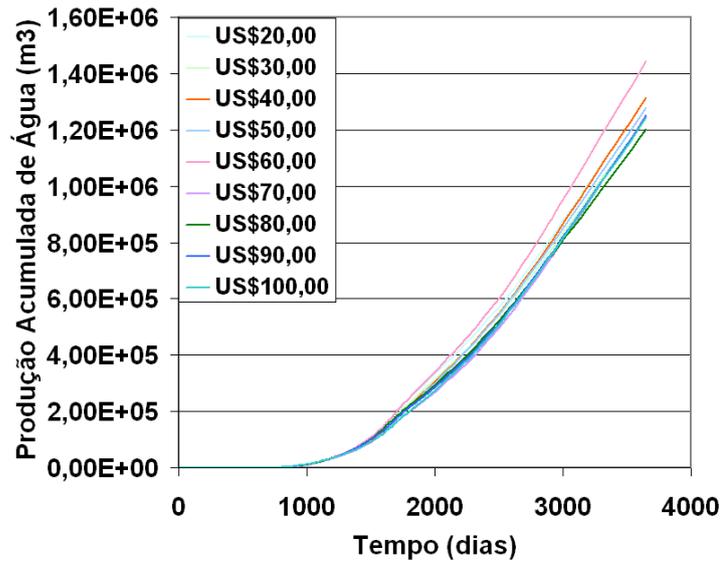


Figura 4.55: Curvas da produção acumulada de água por poço para as soluções obtidas pelas otimizações do poço-9.

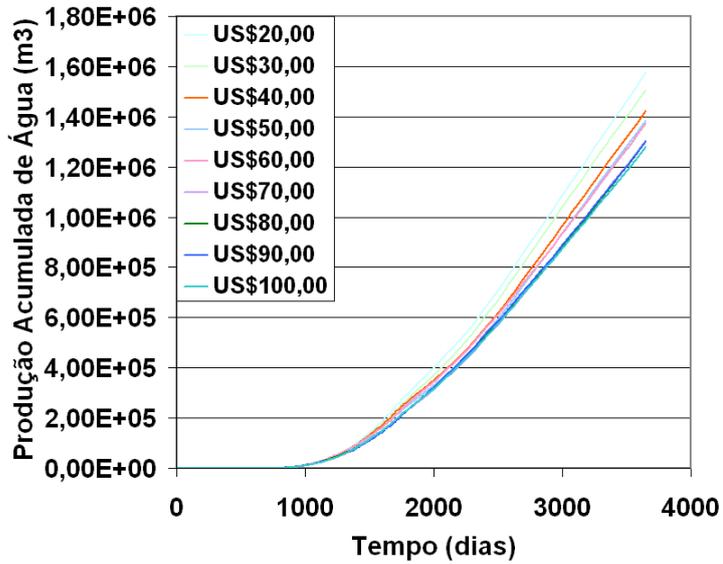


Figura 4.56: Curvas da produção acumulada de água por poço para as soluções obtidas pelas otimizações do poço-10.

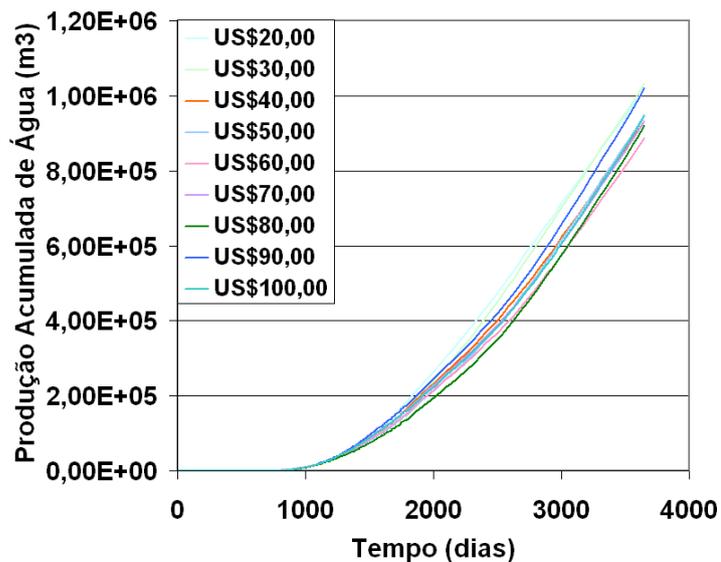


Figura 4.57: Curvas da produção acumulada de água por poço para as soluções obtidas pelas otimizações do poço-11.

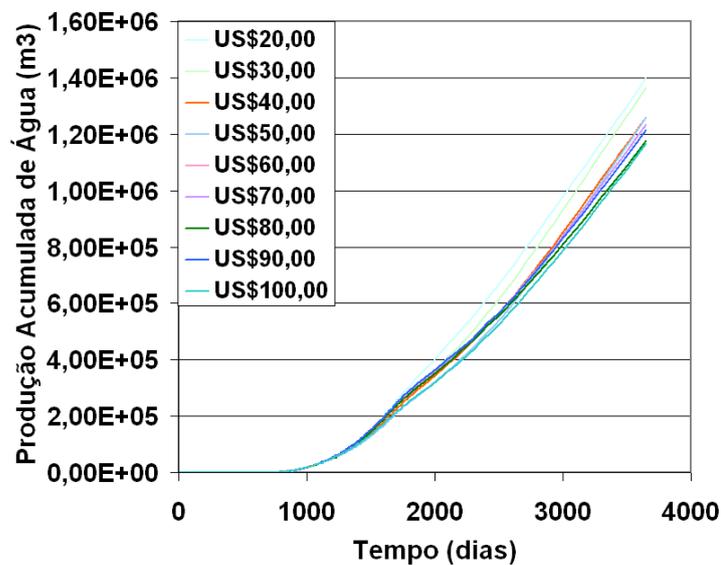


Figura 4.58: Curvas da produção acumulada de água por poço para as soluções obtidas pelas otimizações do poço-12.

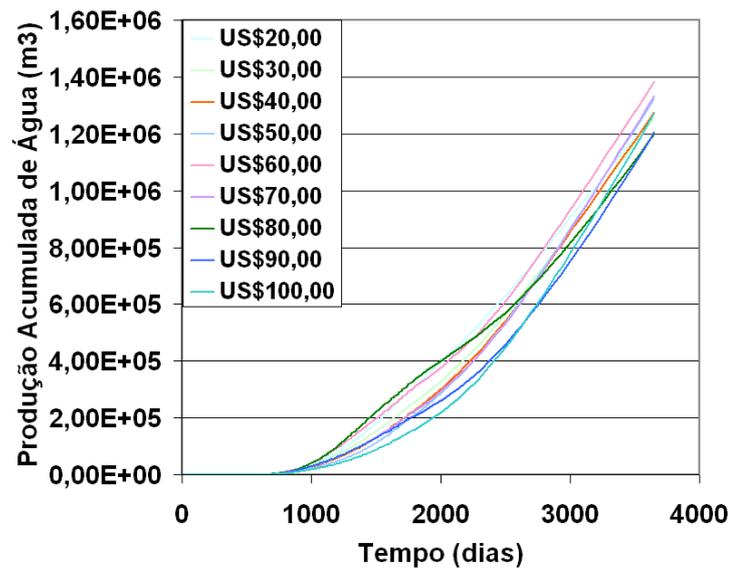


Figura 4.59: Curvas da produção acumulada de água por poço para as soluções obtidas pelas otimizações do poço-13.

Por conta das condições de contorno imposta no problema pode-se observar que o tempo de erupção não foi alterado nas simulações.

Para finalizar a análise das produções acumuladas de óleo e água, pode-se ver nas figuras 4.60 e 4.61 uma comparação do comportamento da saturação de água para os casos onde o valor do preço do barril de petróleo é de US\$ 20,00 e US\$ 100,00.

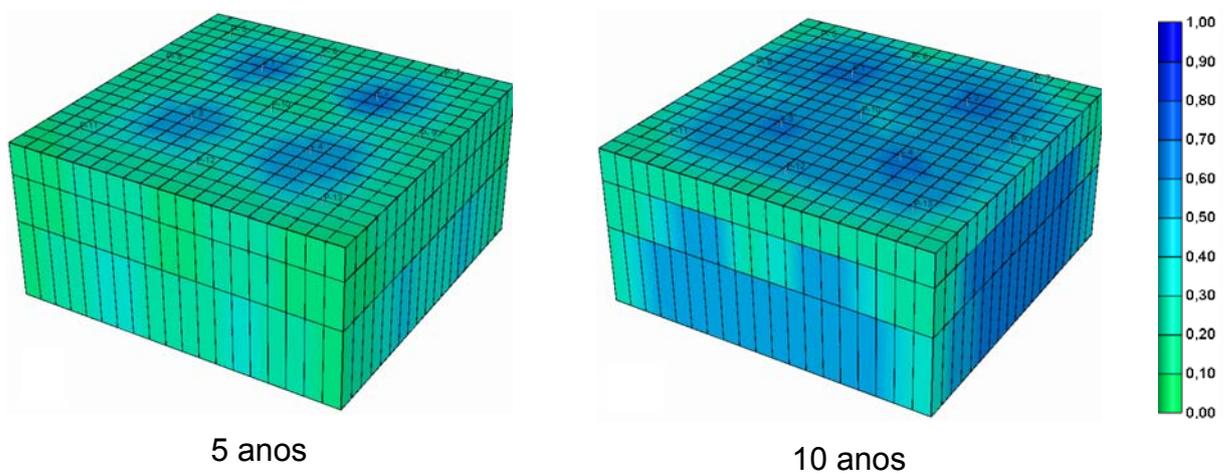


Figura 4.60: Saturação de água para o caso US\$ 20,00 / barril.

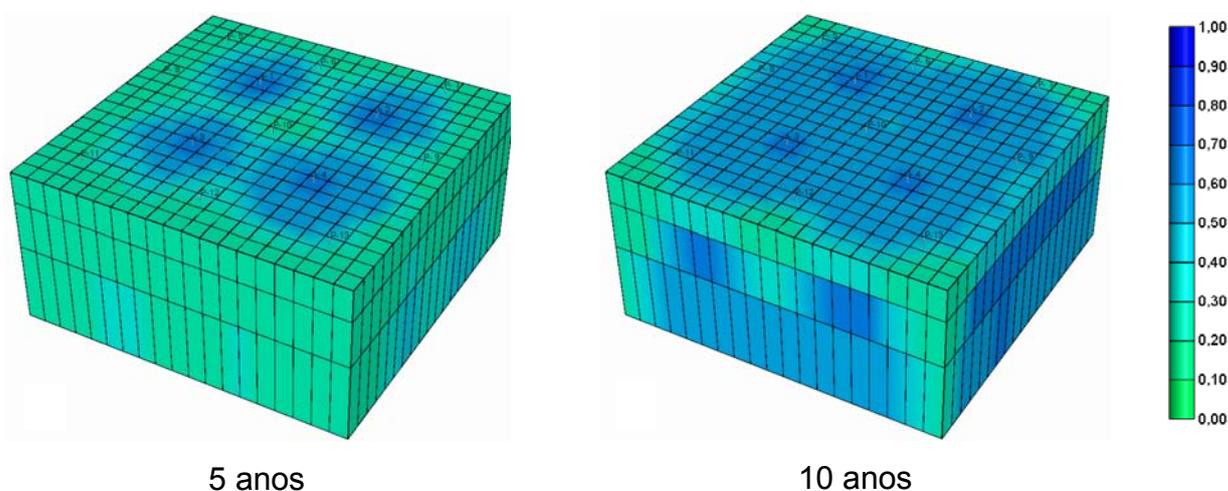


Figura 4.61: Saturação de água para o caso US\$ 100,00 / barril.

Como no caso em que o preço do barril de petróleo é de US\$ 100,00, há uma maior recuperação de óleo (maior saturação de água) em comparação com o caso de US\$ 20,00 / barril.

4.3.4 – VAZÕES DE ÓLEO E ÁGUA PRODUZIDOS NAS SIMULAÇÕES

Nas figuras 4.62 e 4.63, pode-se observar as vazões produzidas de óleo e de água para cada grupo de poços produtores em cada solução de otimização.

Por volta de 1.600 dias, após a iniciação da simulação, a vazão de óleo começa a declinar, já que não se é mais possível extrair óleo à vazão pré-determinada no problema.

Já nas curvas das vazões de água, o tempo de eclosão da água nos poços produtores é por volta dos 450 dias, após a iniciação da simulação, outro aspecto interessante nessas curvas é que fica claro uma interferência em sua trajetória, provocada pela injeção de polímero durante esse intervalo de tempo. Esse feito será abordado no próximo item.

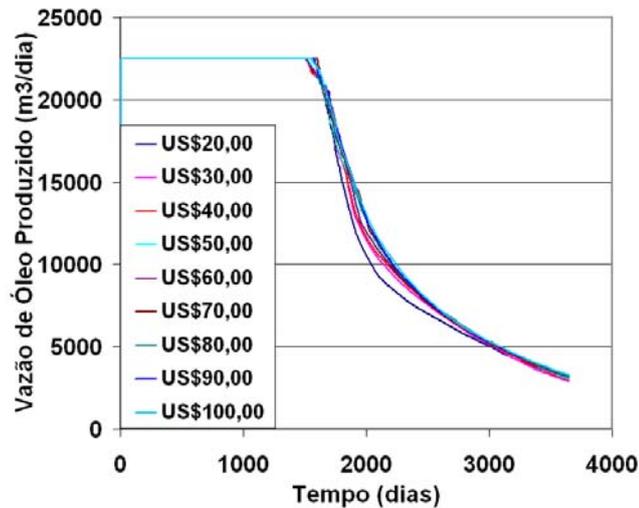


Figura 4.62: Curvas de vazão de óleo produzido por o grupo de poços produtores para as soluções obtidas pelas otimizações.

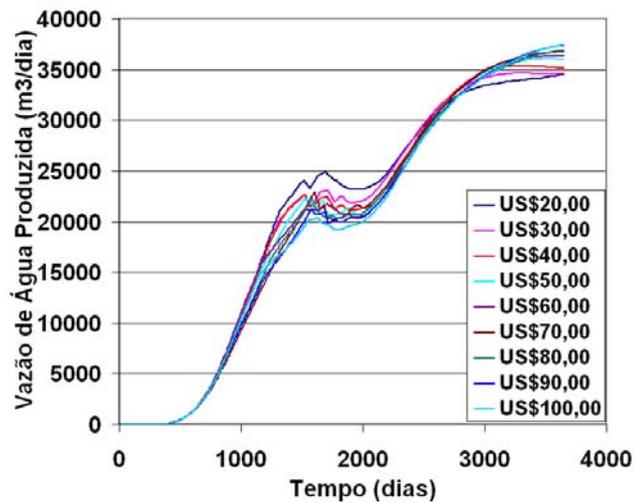


Figura 4.63: Curvas de vazão de água produzida por o grupo de poços produtores para as soluções obtidas pelas otimizações.

4.3.5 – EFEITO DOS POLÍMEROS NAS CURVAS DE CORTE DE ÁGUA

A interferência na produção de óleo se dá quando o reservatório começa a produzir água, ocorrendo assim o corte de água. As próximas figuras são referentes às curvas de corte da água onde serão abordados todos os poços produtores, em cada solução obtida pelo otimizador.

A envoltória dos bancos de polímeros se dá por volta de 600 a 1700 dias de simulação do reservatório, com isso o corte de água tende a ser minimizado quando estes bancos passam pelo reservatório. Analisaremos os resultados e interferências prováveis e possíveis devido a esta passagem.

No Poço-5 (ver figura 4.64), a produção de água se dá por volta de 600 dias depois do início da simulação, resultando no aparecimento do corte de água que tem uma interrupção devido à injeção de polímero. Verifica-se que por volta dos 1.245 dias o corte de água começa a baixar e após o fim da injeção de polímero ele volta a subir. Deste modo, fica claro que o polímero influenciou na produção de óleo neste poço, já que houve uma redução de produção de água durante os 455 dias da passagem do polímero pelo reservatório.

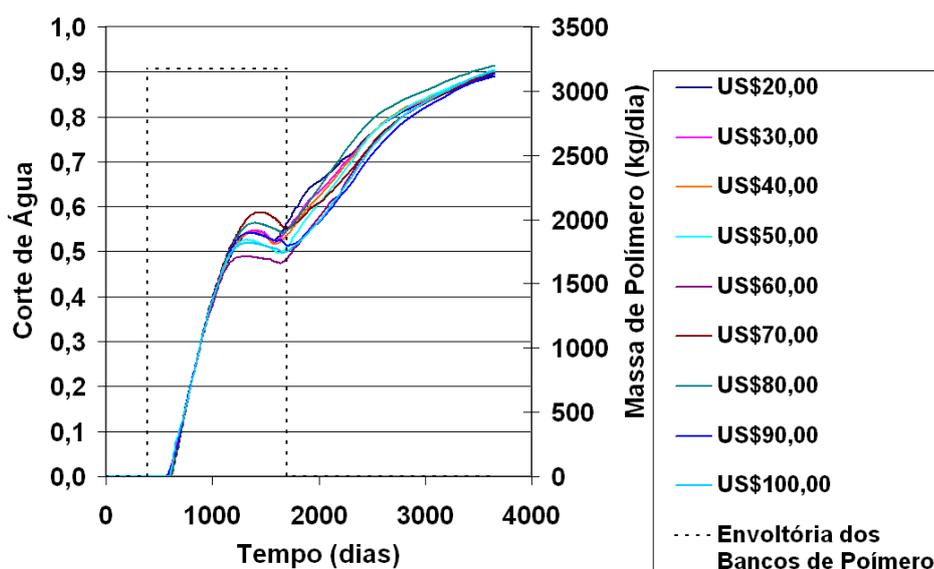


Figura 4.64: Curvas do corte de água por poço produtor para as soluções obtidas pelas otimizações: Poço-5.

Da mesma forma o Poço-06 (ver figura 4.65) tem uma interferência devido à envoltória dos bancos de polímero que têm seu início em 1.060 dias após a iniciação da simulação durante até 1.700 dias de interferência na produção de água, melhorando o desempenho de produção de óleo neste poço.

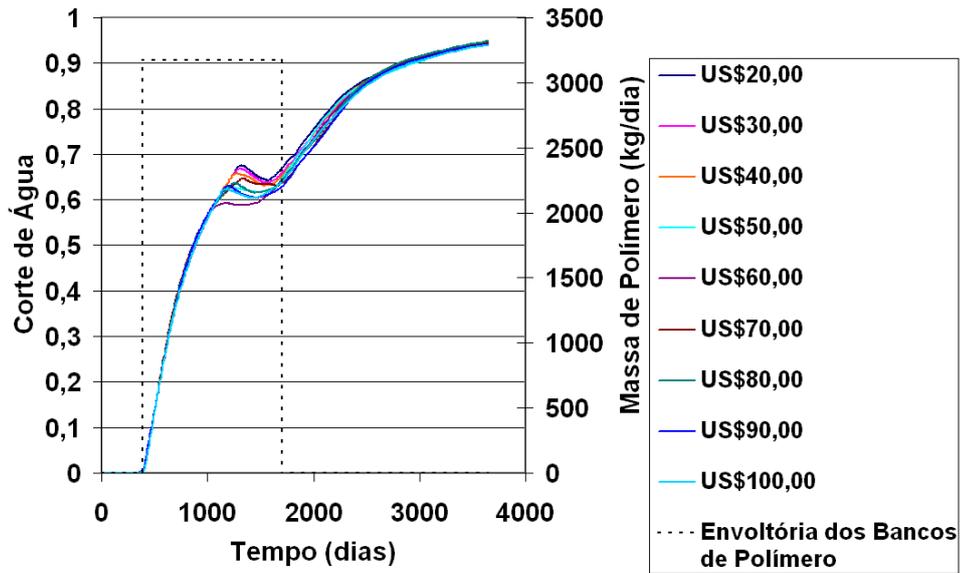


Figura 4.65: Curvas do corte de água por poço produtor para as soluções obtidas pelas otimizações: Poço-6.

Percebe-se a interferência logo no início da injeção do polímero para o Poço-7 (ver figura 4.66).

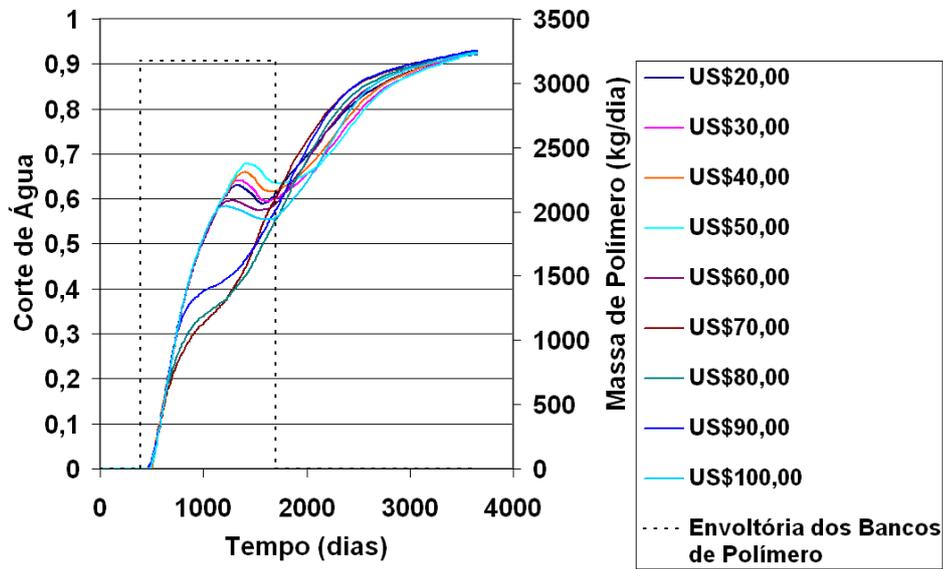


Figura 4.66: Curvas do corte de água por poço produtor para as soluções obtidas pelas otimizações: Poço-7.

Nos três próximos poços (poço-8, 9 e 10) há uma pequena interferência durante a passagem do polímero pelo reservatório, insuficiente para que cause uma interrupção no corte de água.

Devido à localização em que eles se encontram, entre dois poços injetores, as produções de água destes é bastante elevada considerando os outros poços. Ver nas figuras de 4.67 a 4.69.

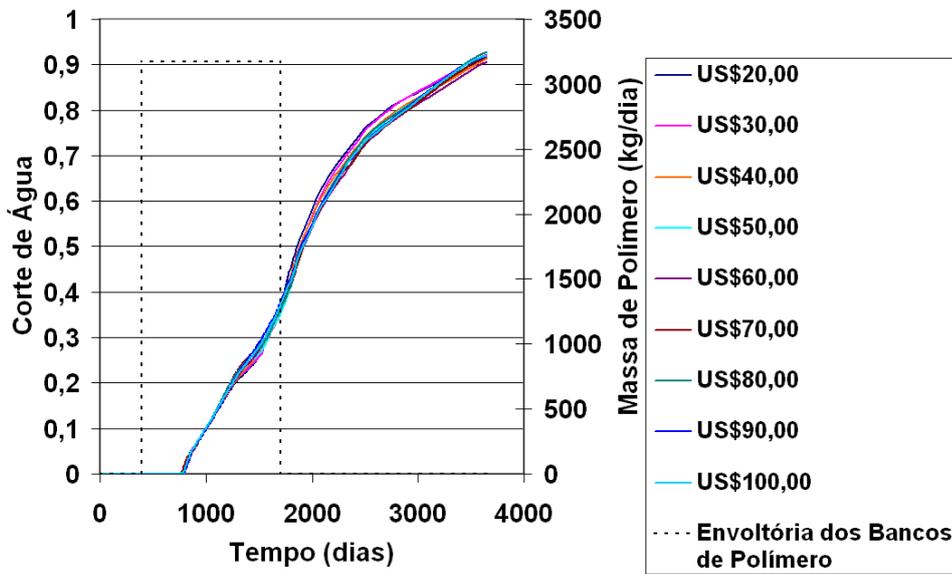


Figura 4.67: Curvas do corte de água por poço produtor para as soluções obtidas pelas otimizações: Poço-8.

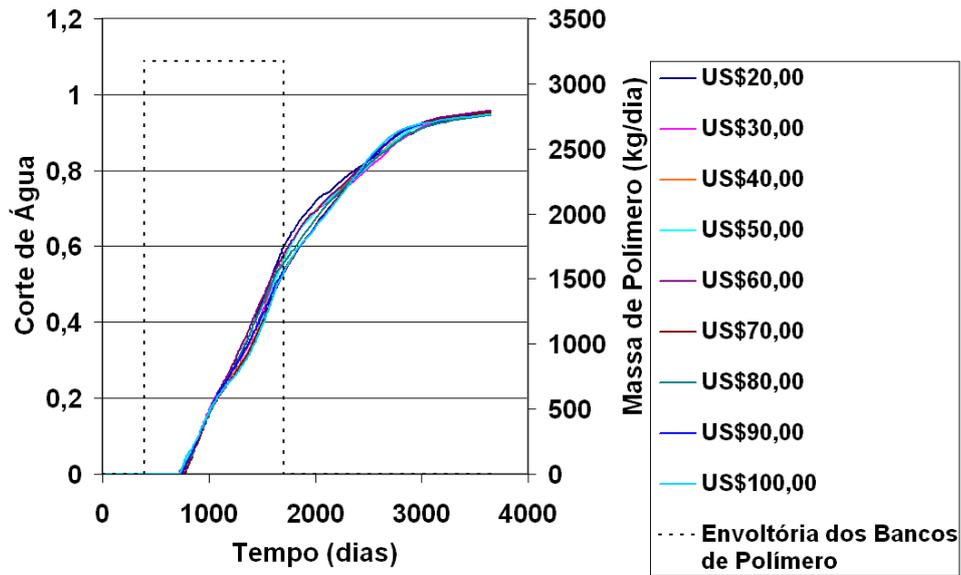


Figura 4.68: Curvas do corte de água por poço produtor para as soluções obtidas pelas otimizações: Poço-9.

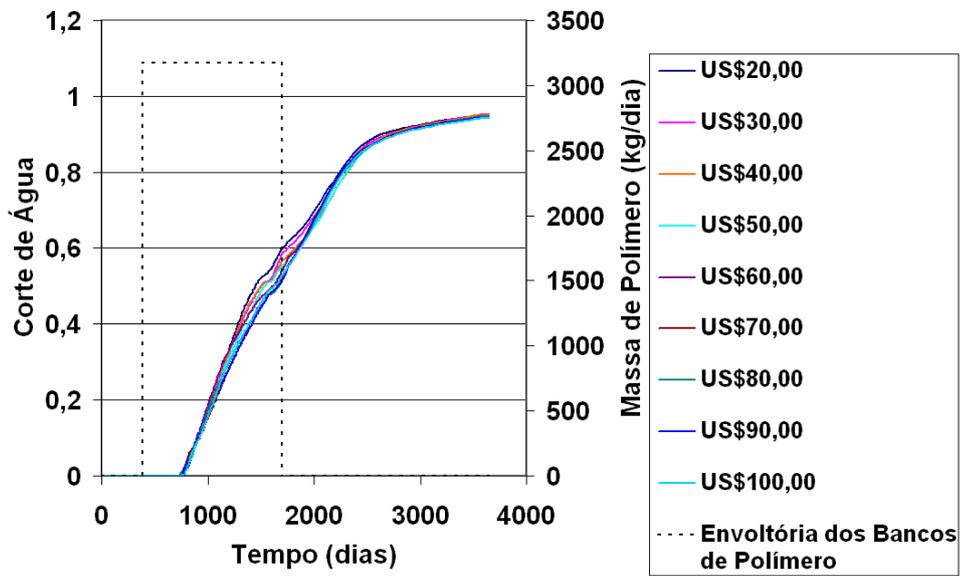


Figura 4.69: Curvas do corte de água por poço produtor para as soluções obtidas pelas otimizações: Poço-10.

No Poço-11 (ver figura 4.70), vê-se que aos 1.560 dias tem-se uma leve interferência, que se prolonga até o fim da passagem do polímero.

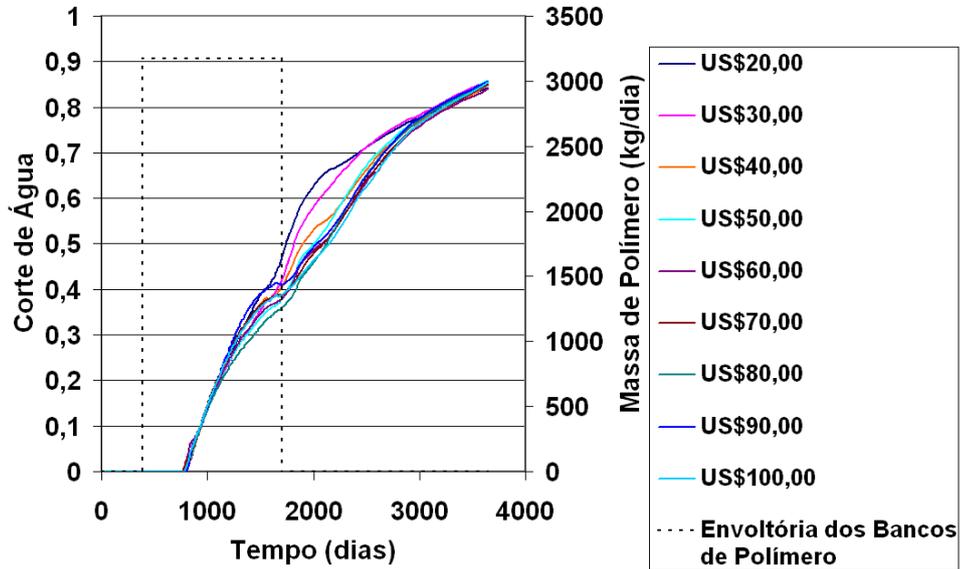


Figura 4.70: Curvas do corte de água por poço produtor para as soluções obtidas pelas otimizações: Poço-11.

No Poço-12, não há grande interferência no corte da água nas soluções de otimização. Ver na figura 4.71.

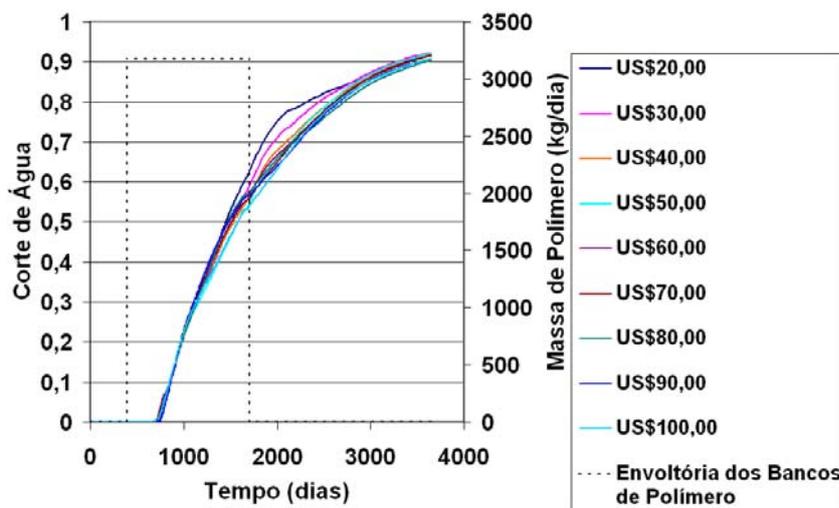


Figura 4.71: Curvas do corte de água por poço produtor para as soluções obtidas pelas otimizações: Poço-12.

Finalmente, na figura 4.72, no Poço-13 há um aproveitamento na produção de óleo, já que o polímero durante a sua passagem pelo meio poroso conseguiu reduzir a produção de água. A redução do corte de água ocorre a partir de 1.300 dias após o início da simulação e volta a se elevar ao fim da passagem do polímero após 400 dias.

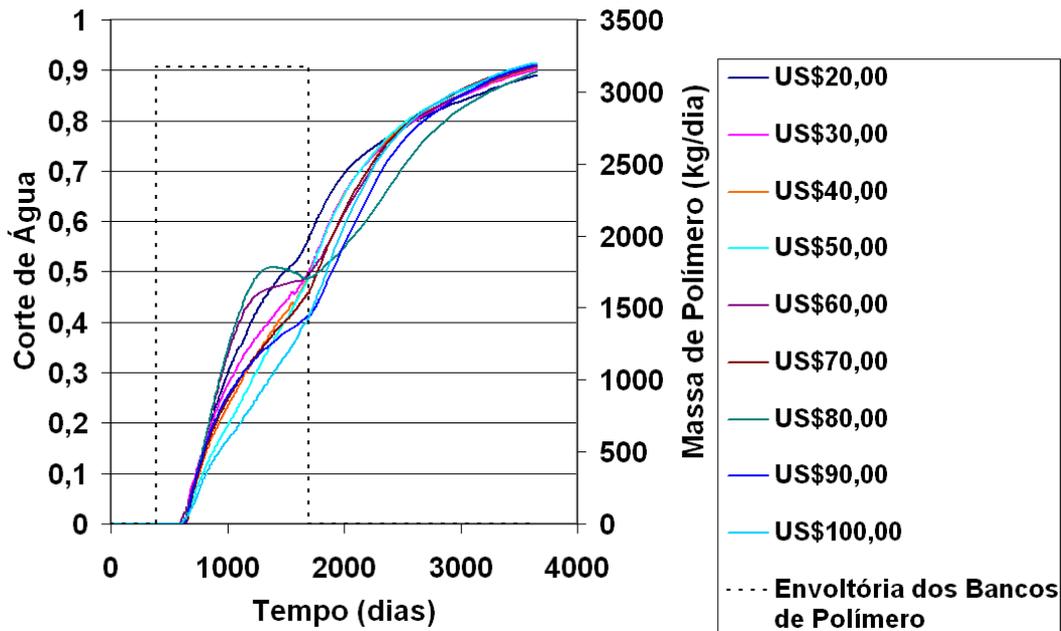


Figura 4.72: Curvas do corte de água por poço produtor para as soluções obtidas pelas otimizações: Poço-13.

Apesar do corte de água alterar as produções de água nos poços produtores, o tempo de eclosão da água permanece inalterado.

4.3.6 – PRESSÕES DE FUNDO DE POÇO (INJETOR E PRODUTOR)

POÇOS INJETORES

Nesta seção serão analisadas as pressões de fundo de poço de todos os poços, injetores e produtores, para os casos simulados.

O reservatório tem sua pressurização nos poços de injeção no momento em que é injetada a água, a uma vazão máxima de 10.000 STB/dia que equivale a

1.590 m³/dia sob uma pressão máxima de fundo de poço de 9.000 psi ou 62.053 kPa, sob esses parâmetros vai ser feita uma análise em cada poço injetor.

Todos os poços injetores (Poço-1, Poço-2, Poço-3 e Poço-4) não conseguiram atingir a pressão máxima de fundo de poço determinada. A pressão do Poço-1 chegou apenas por volta de 44.350 kPa em seguida começou a baixar, e no seu declínio ocorre um pico de pressão devido à injeção do banco de polímero, já que o polímero deixa a água mais viscosa, é preciso um acréscimo de pressão para que a mistura de água com polímero seja injetada no reservatório na vazão fixada. Pode-se observar o comportamento da pressão de fundo de poço dos poços injetores nas figuras de 4.73 a 4.76.

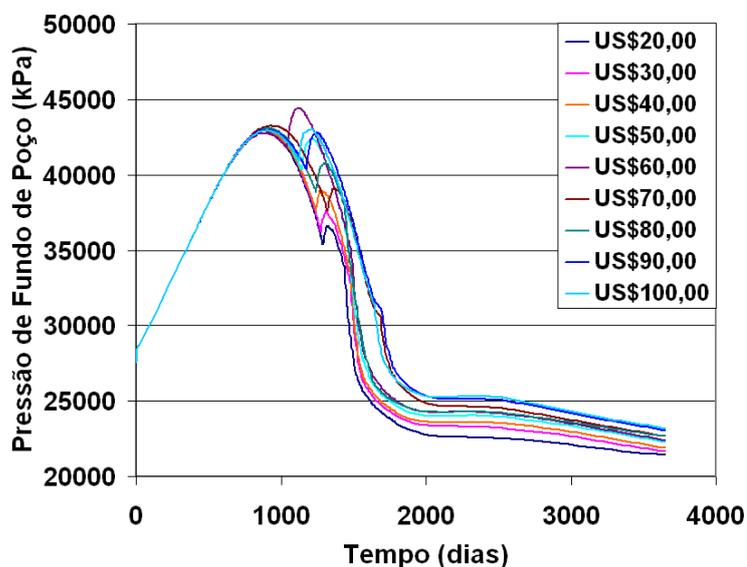


Figura 4.73: Curvas da pressão de fundo de poço (BHP) por poço Injetor para as soluções obtidas pelas otimizações do Poço-1.

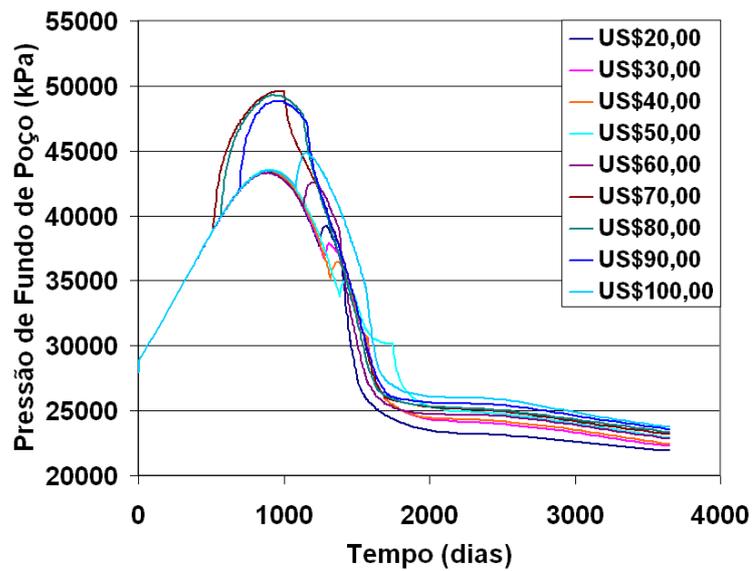


Figura 4.74: Curvas da pressão de fundo de poço (BHP) por poço Injetor para as soluções obtidas pelas otimizações do Poço-2.

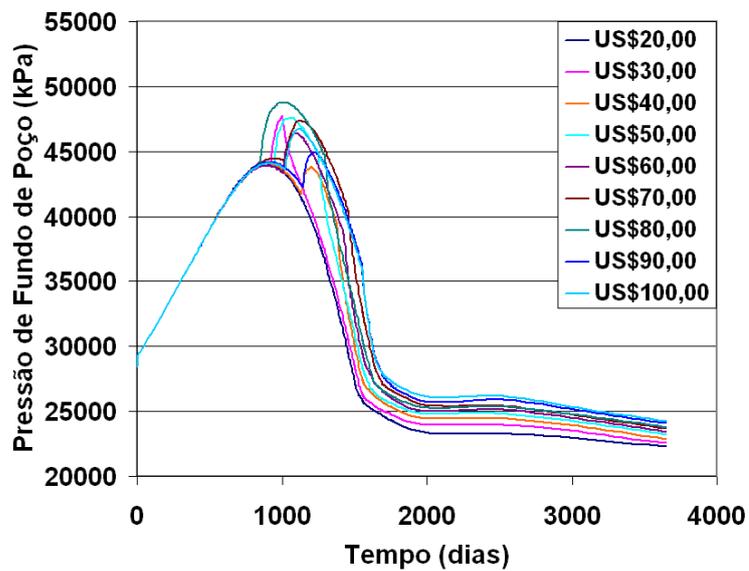


Figura 4.75: Curvas da pressão de fundo de poço (BHP) por poço Injetor para as soluções obtidas pelas otimizações do Poço-3.

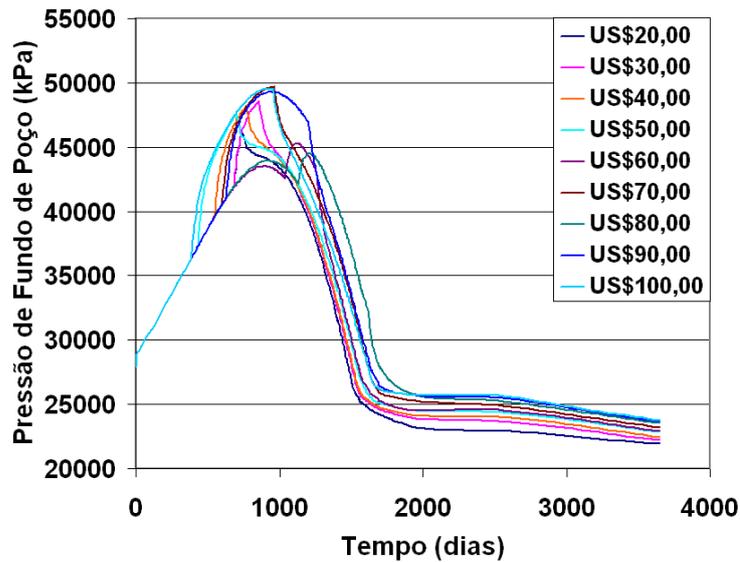


Figura 4.76: Curvas da pressão de fundo de poço (BHP) por poço Injetor para as soluções obtidas pelas otimizações do Poço-4.

POÇOS PRODUTORES

Os poços produtores têm uma vazão máxima de produção de 2.500 STB/dia, que equivale a 397,47 m³/dia, e uma pressão de fundo de poço mínima de 1.500 psi ou 10.342 kPa.

Nas próximas figuras 4.77 a 4.85, ve-se o comportamento das curvas de pressão de fundo de poço dos poços produtores, que está em ordem crescente do poço produtor 5 ao 13. Nestas figuras, têm-se todas as soluções obtidas pelo otimizador para cada poço, onde pode-se constatar um aumento das pressões de fundo de poço até o momento próximo à chegada da água nos poços produtores, quanto então a pressão tende a cair, sendo fixada em 1.500 psi ou 10.342 kPa.

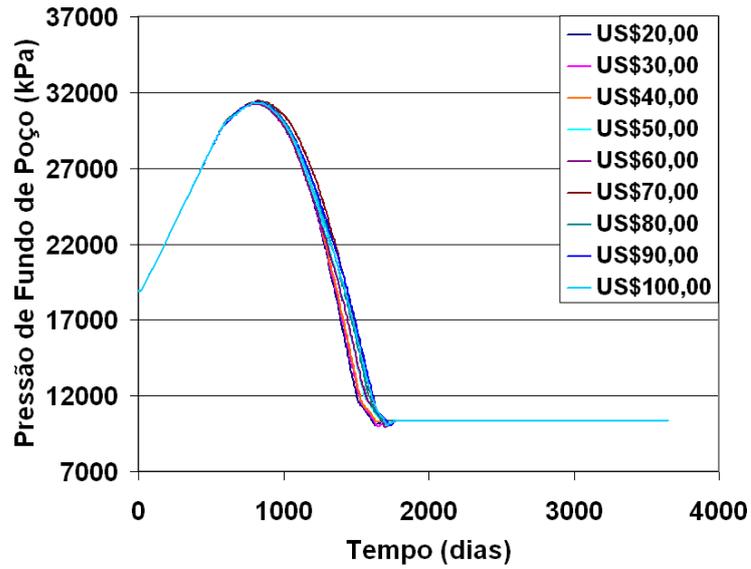


Figura 4.77: Curvas da pressão de fundo de poço (BHP) por poço produtor para as soluções obtidas pelas otimizações do Poço-5.

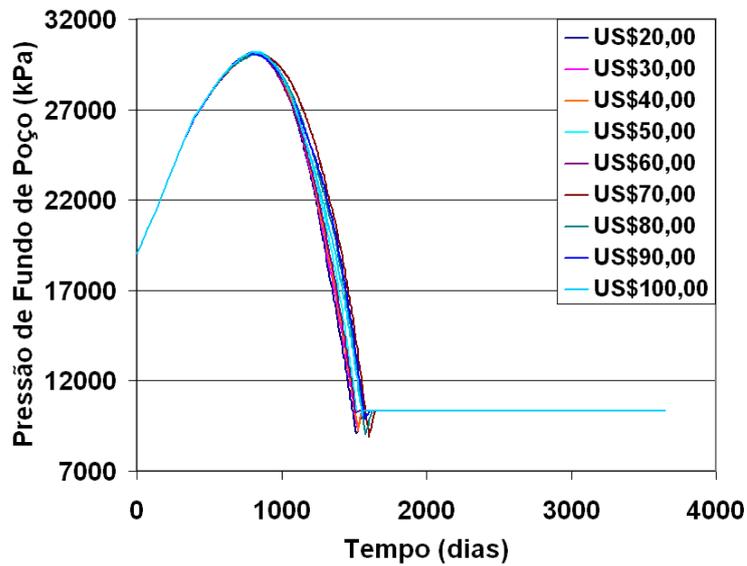


Figura 4.78: Curvas da pressão de fundo de poço (BHP) por poço produtor para as soluções obtidas pelas otimizações do Poço-6.

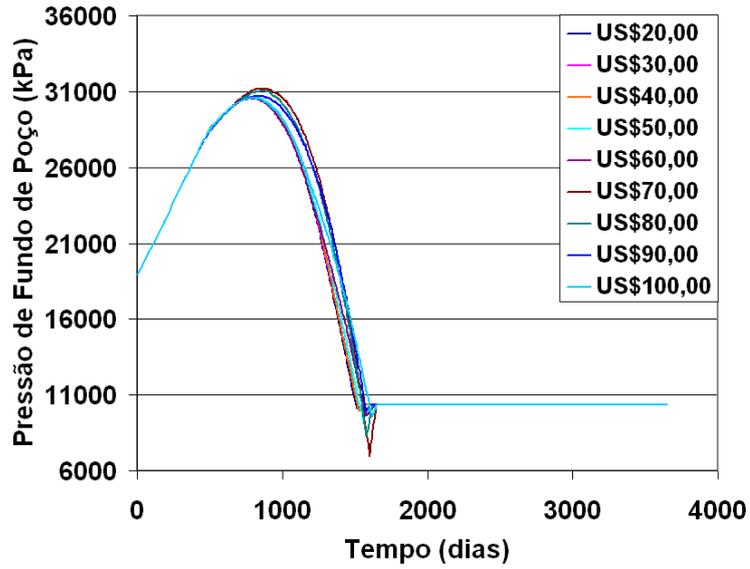


Figura 4.79: Curvas da pressão de fundo de poço (BHP) por poço produtor para as soluções obtidas pelas otimizações do Poço-7.

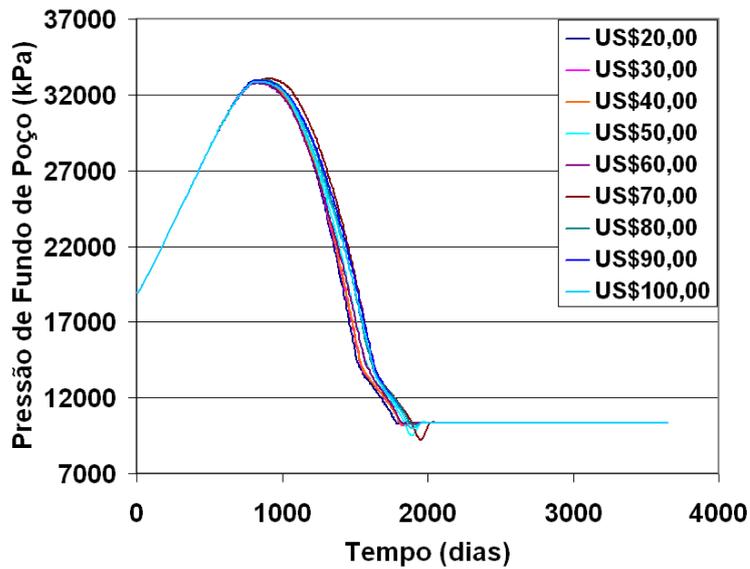


Figura 4.80: Curvas da pressão de fundo de poço (BHP) por poço produtor para as soluções obtidas pelas otimizações do Poço-8.

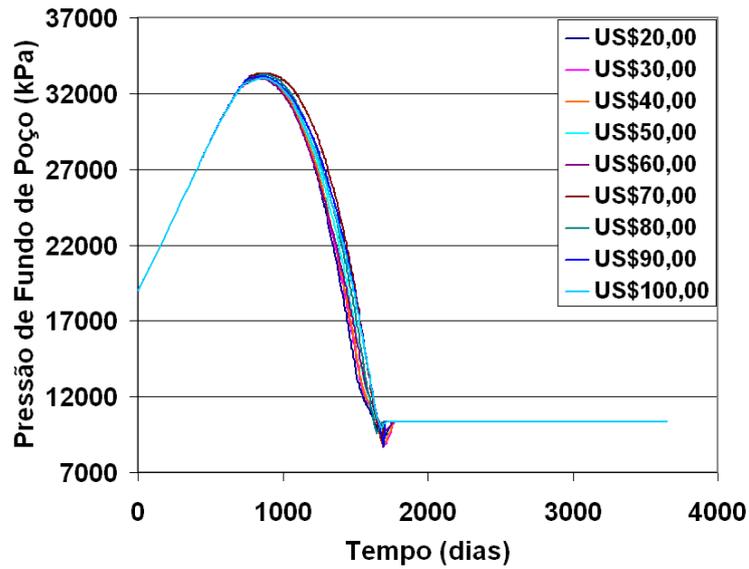


Figura 4.81: Curvas da pressão de fundo de poço (BHP) por poço produtor para as soluções obtidas pelas otimizações do Poço-9.

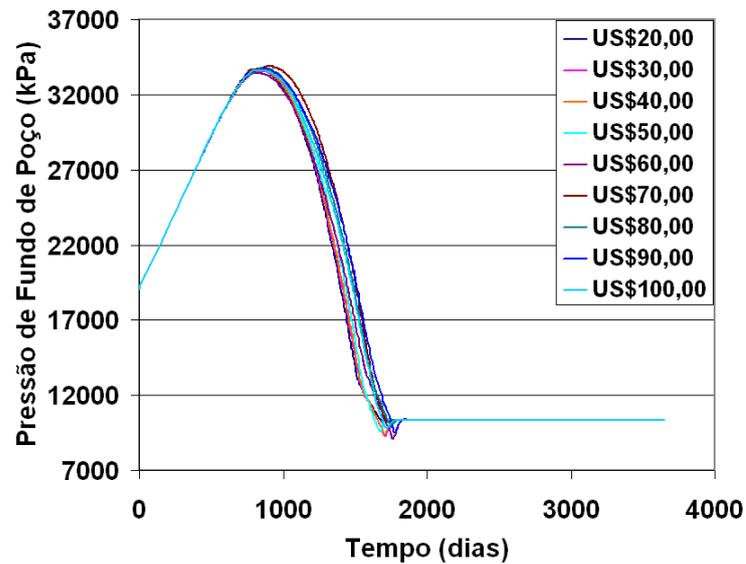


Figura 4.82: Curvas da pressão de fundo de poço (BHP) por poço produtor para as soluções obtidas pelas otimizações do Poço-10.

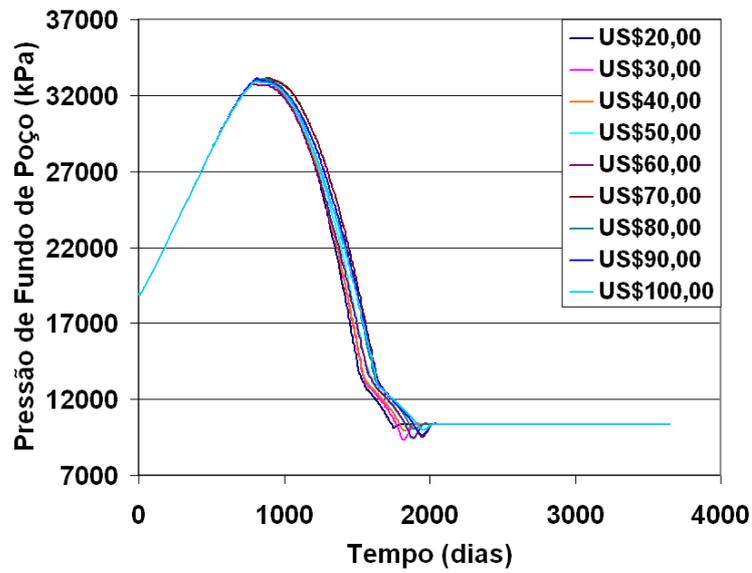


Figura 4.83: Curvas da pressão de fundo de poço (BHP) por poço produtor para as soluções obtidas pelas otimizações do Poço-11.

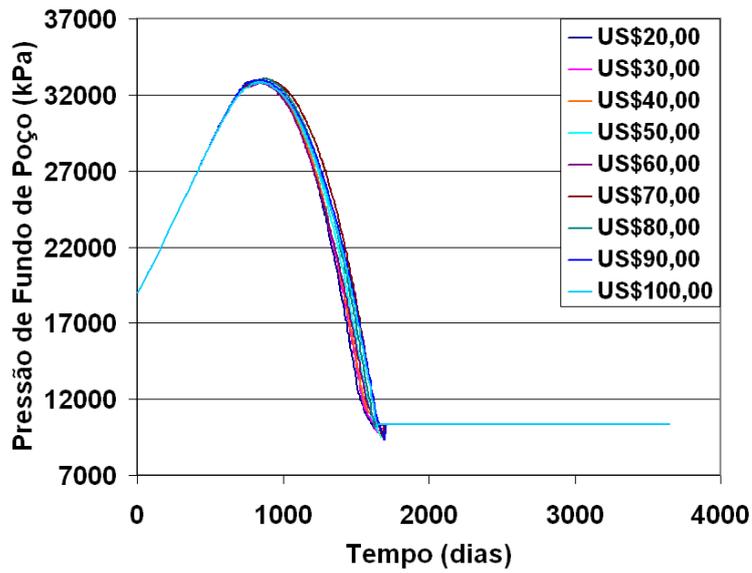


Figura 4.84: Curvas da pressão de fundo de poço (BHP) por poço produtor para as soluções obtidas pelas otimizações do Poço-12.

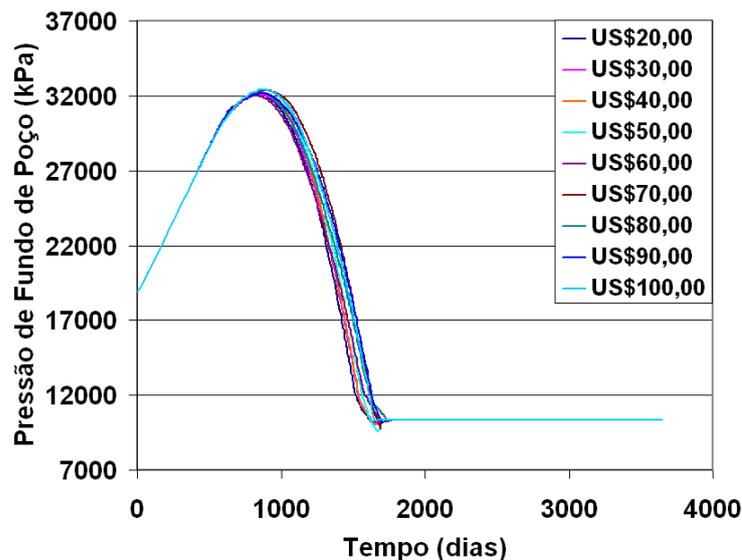


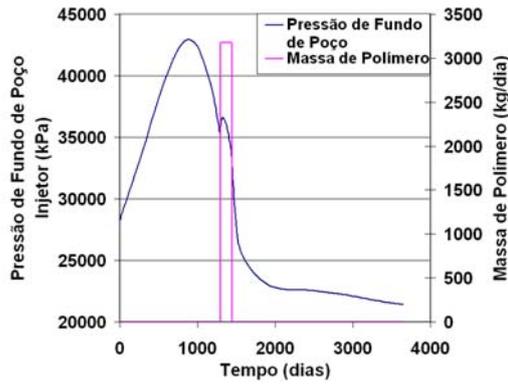
Figura 4.85: Curvas da pressão de fundo de poço (BHP) por poço produtor para as soluções obtidas pelas otimizações do Poço-13.

4.3.7 – ANÁLISE DO EFEITO DO BANCO DE POLÍMERO NAS CURVAS DE PRESSÃO DE FUNDO DE POÇO DOS POÇOS INJETORES

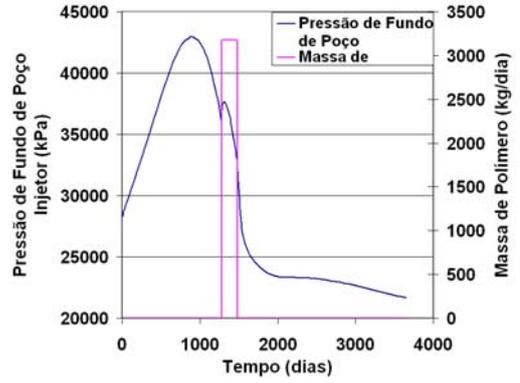
Neste item será analisado o efeito do polímero que causa uma anomalia na curva de pressão de fundo de poço dos poços injetores. O polímero aumenta a viscosidade da água, portanto no momento em que ele é injetado no meio poroso é necessário que haja uma pressão adicional para poder manter a vazão de injeção da mistura água mais polímero no reservatório.

Nesta análise, vemos o efeito nos quatro poços injetores e em todas as simulações, onde o aumento dos bancos de polímero com o preço do barril de petróleo requer uma pressão adicional no intervalo de aplicação do banco.

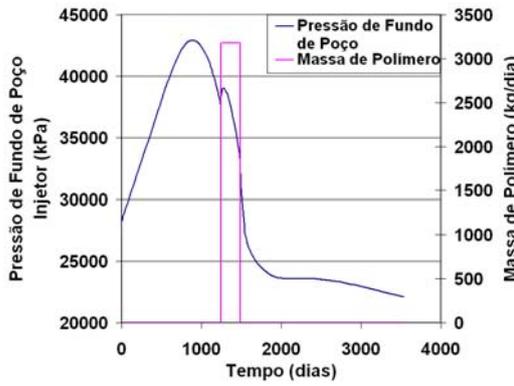
Nas figuras 4.86 e 4.87, tem-se o efeito do polímero para cada valor de preço de barril de petróleo para o poço injetor 1.



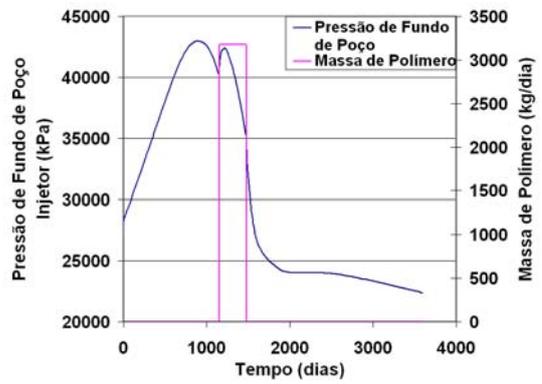
Caso US\$ 20,00



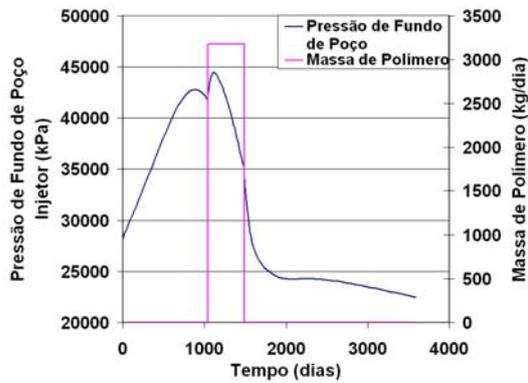
Caso US\$ 30,00



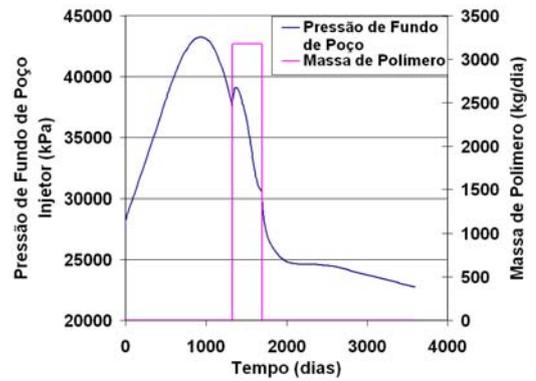
Caso US\$ 40,00



Caso US\$ 50,00

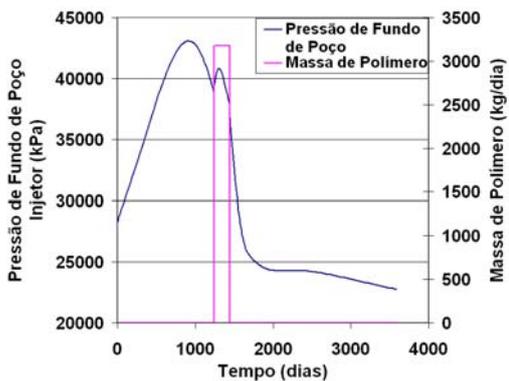


Caso US\$ 60,00

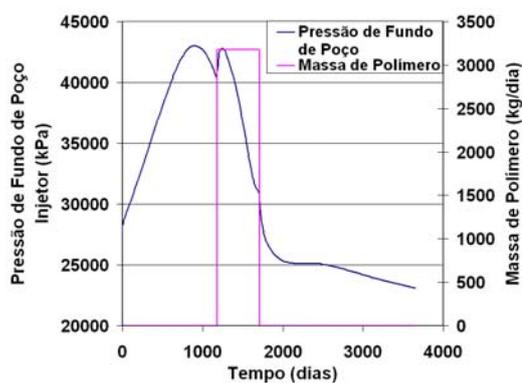


Caso US\$ 70,00

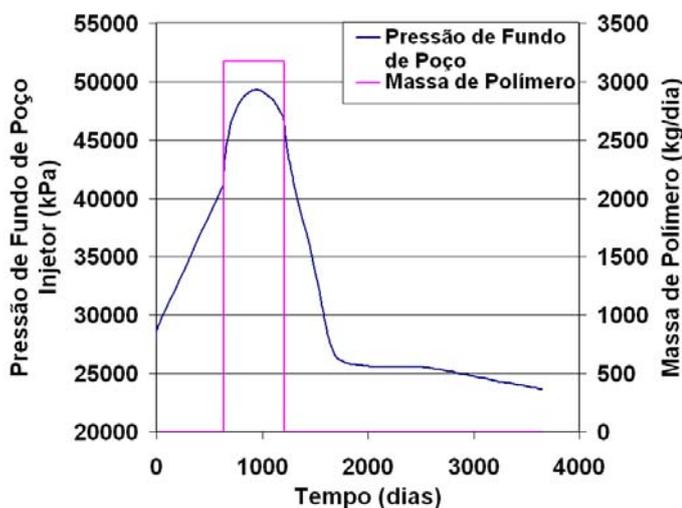
Figura 4.86: Efeito da injeção de polímero na curva da pressão de fundo de poço (BHP) do poço Injetor-1.



Caso US\$ 80,00



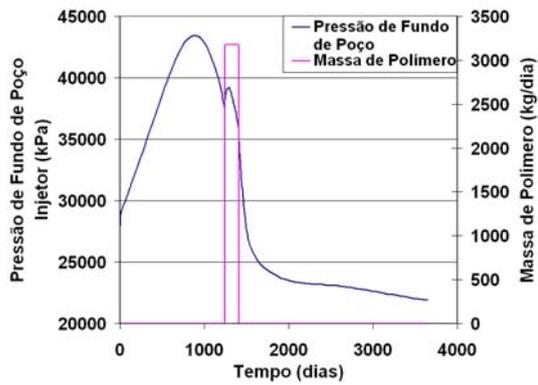
Caso US\$ 90,00



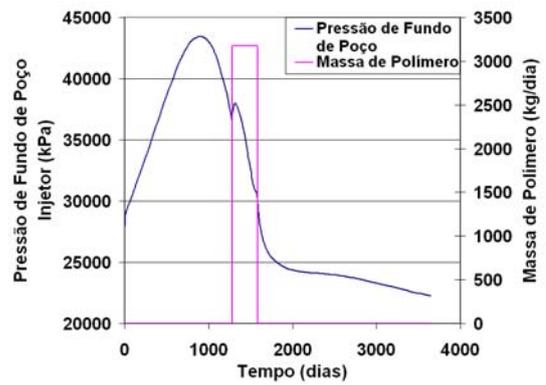
Caso US\$ 100,00

Figura 4.87: Efeito da injeção de polímero na curva da pressão de fundo de poço (BHP) do poço Injetor-1.

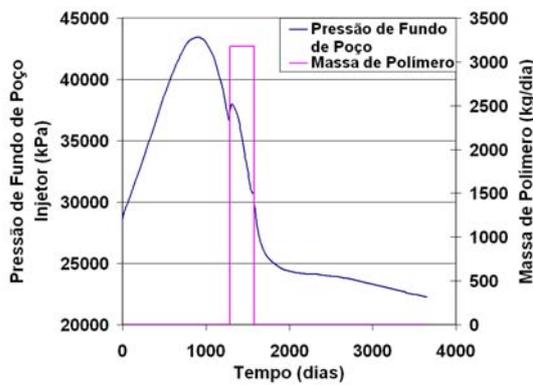
Nas figuras de 4.88 a 4.89, tem-se o efeito do polímero para cada valor de preço de barril de petróleo para o poço injetor 2.



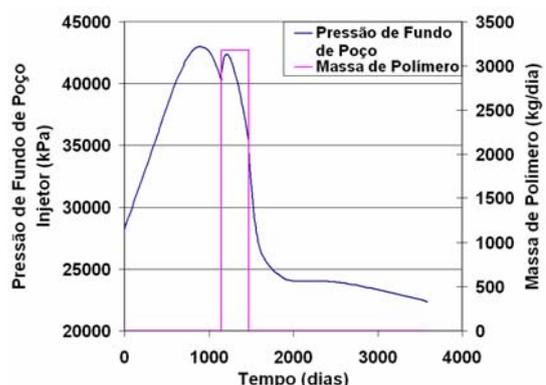
Caso US\$ 20,00



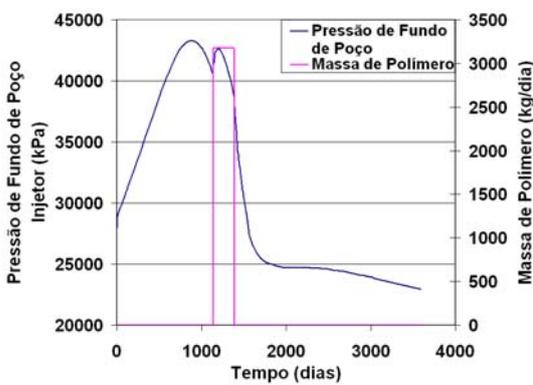
Caso US\$ 30,00



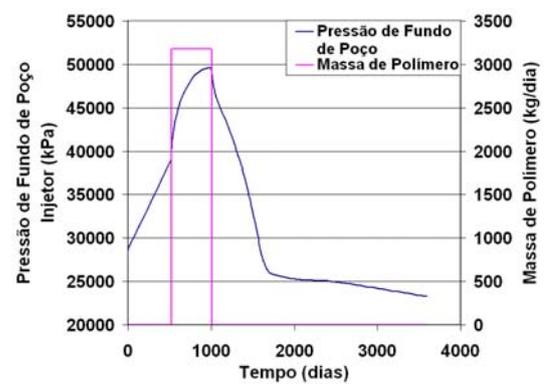
Caso US\$ 40,00



Caso US\$ 50,00

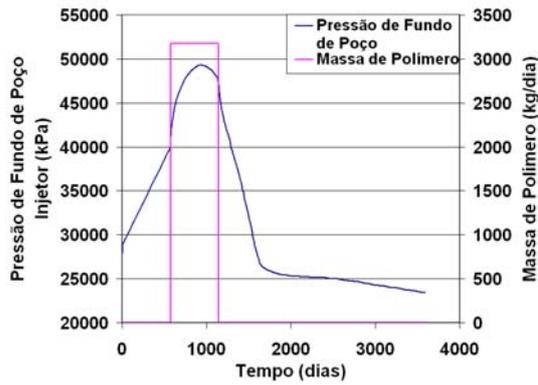


Caso US\$ 60,00

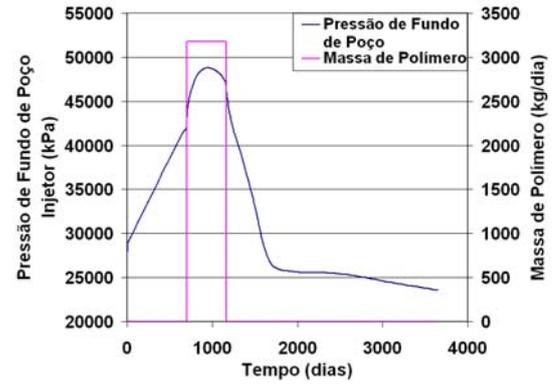


Caso US\$ 70,00

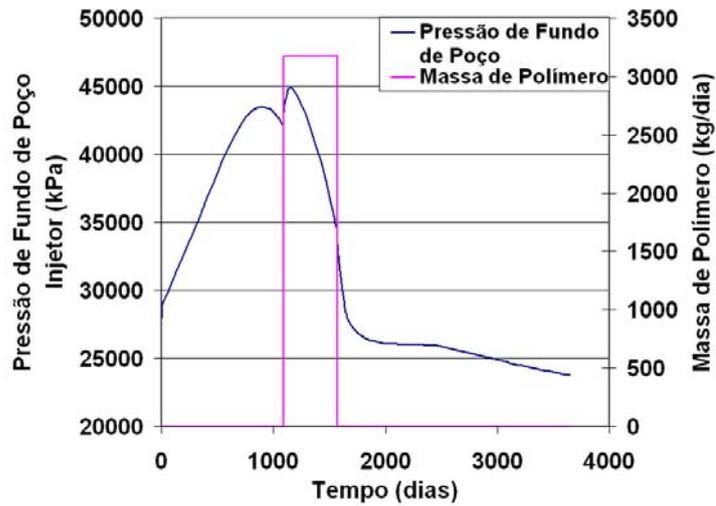
Figura 4.88: Efeito da injeção de polímero na curva da pressão de fundo de poço (BHP) do poço Injetor-2.



Caso US\$ 80,00



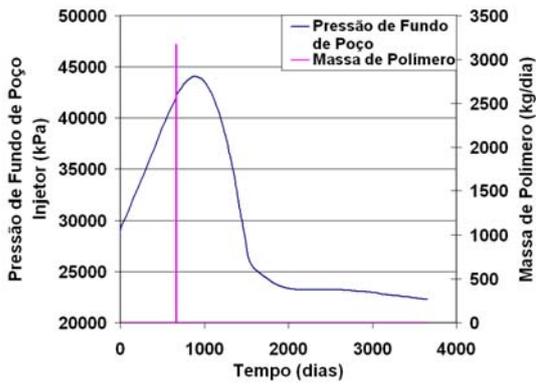
Caso US\$ 90,00



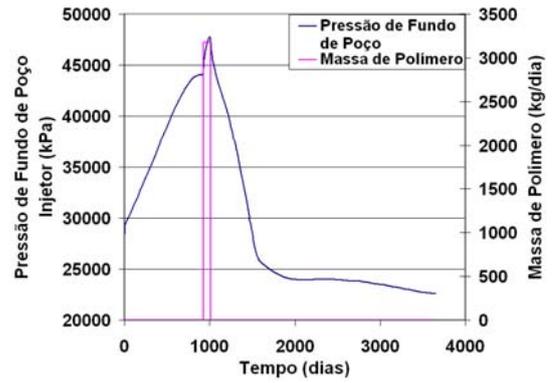
Caso US\$ 100,00

Figura 4.89: Efeito da injeção de polímero na curva da pressão de fundo de poço (BHP) do poço Injetor-2.

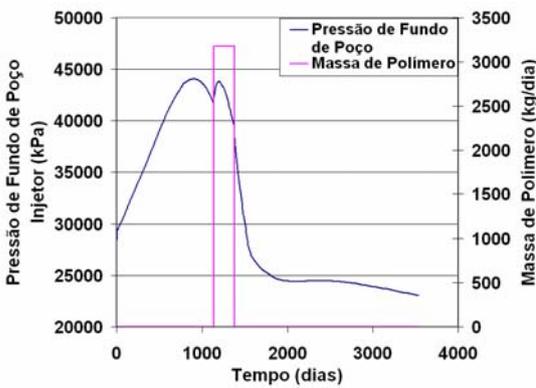
Nas figuras de 4.90 a 4.91, tem-se o efeito do polímero para cada valor de preço de barril de petróleo para o poço injetor 3.



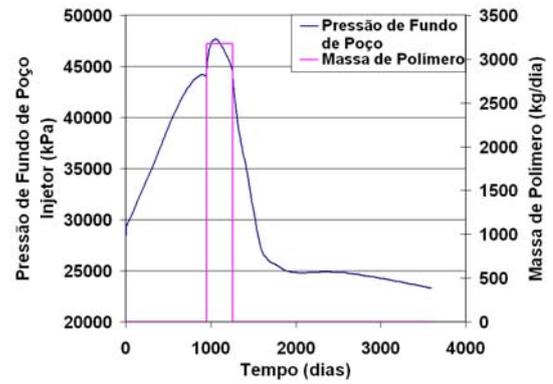
Caso US\$ 20,00



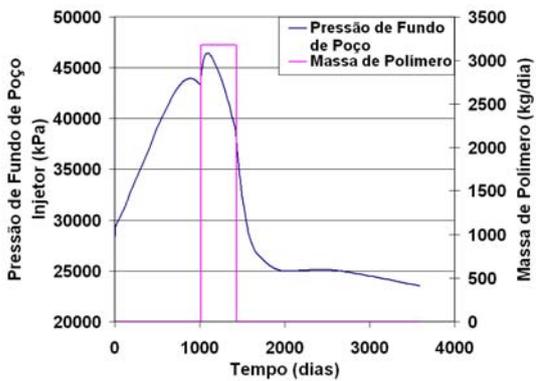
Caso US\$ 30,00



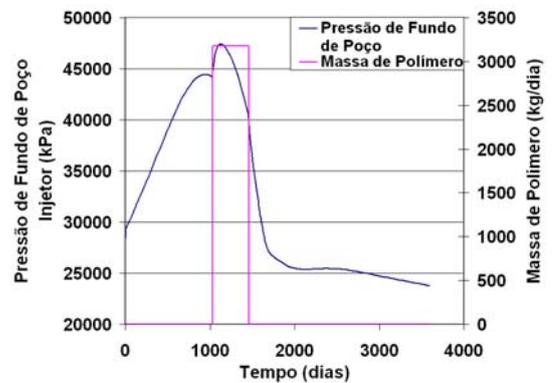
Caso US\$ 40,00



Caso US\$ 50,00

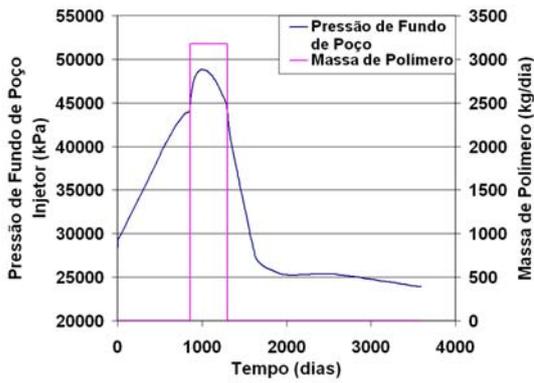


Caso US\$ 60,00

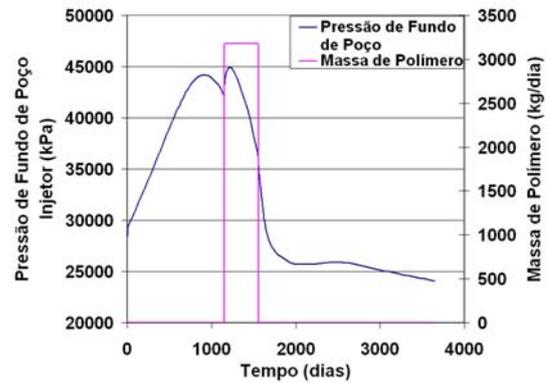


Caso US\$ 70,00

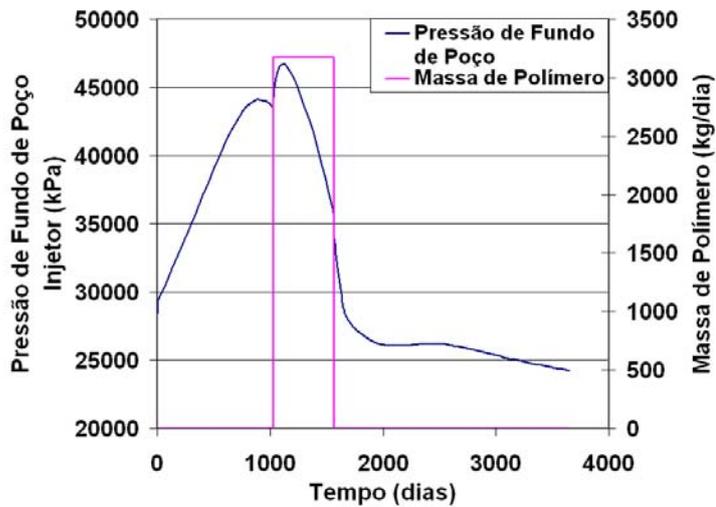
Figura 4.90: Efeito da injeção de polímero na curva da pressão de fundo de poço (BHP) do poço Injetor-3.



Caso US\$ 80,00



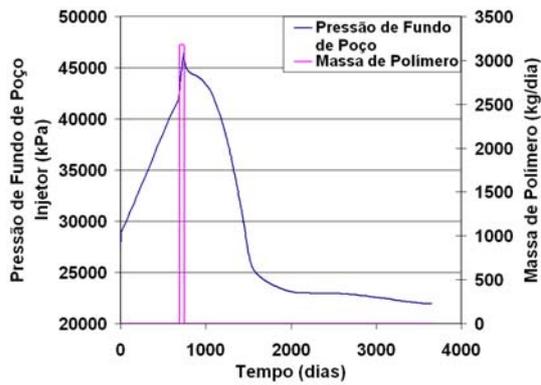
Caso US\$ 90,00



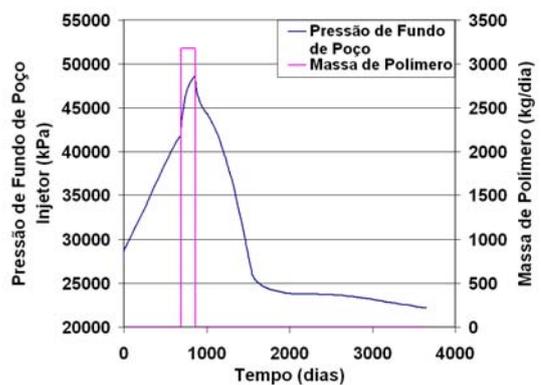
Caso US\$ 100,00

Figura 4.91: Efeito da injeção de polímero na curva da pressão de fundo de poço (BHP) do poço Injetor-3.

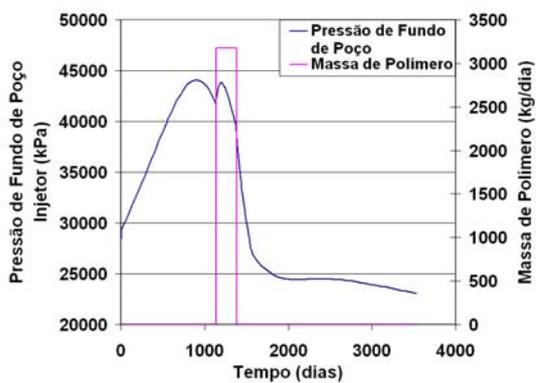
Nas figuras de 4.92 a 4.93, tem-se o efeito do polímero para cada valor de preço de barril de petróleo para o poço injetor 4.



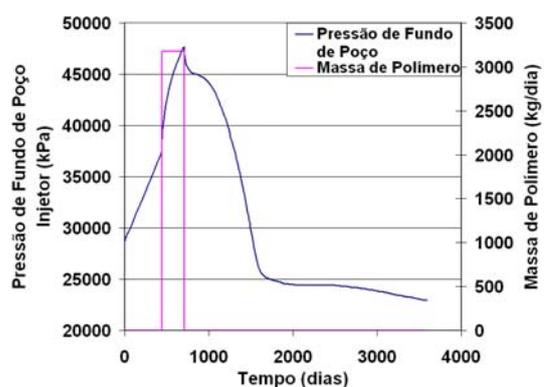
Caso US\$ 20,00



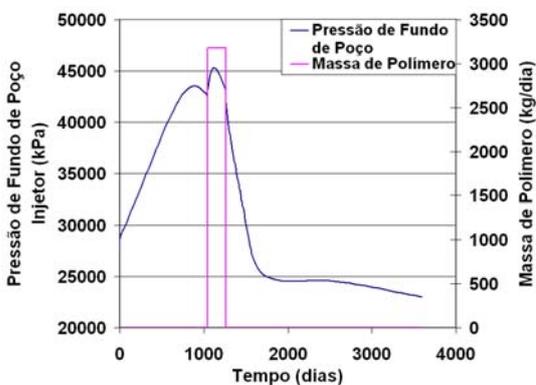
Caso US\$ 30,00



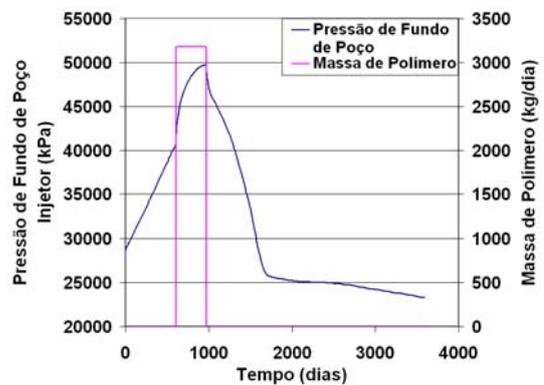
Caso US\$ 40,00



Caso US\$ 50,00

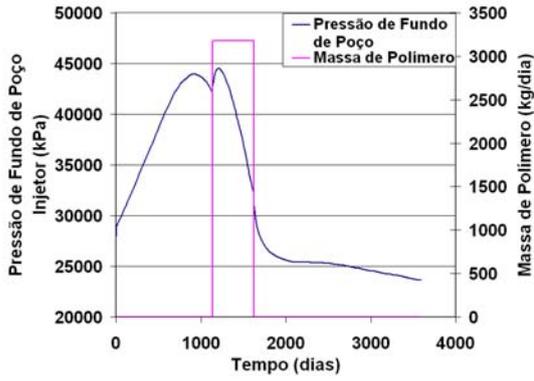


Caso US\$ 60,00

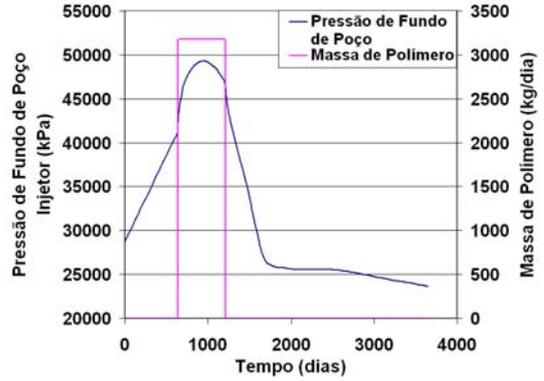


Caso US\$ 70,00

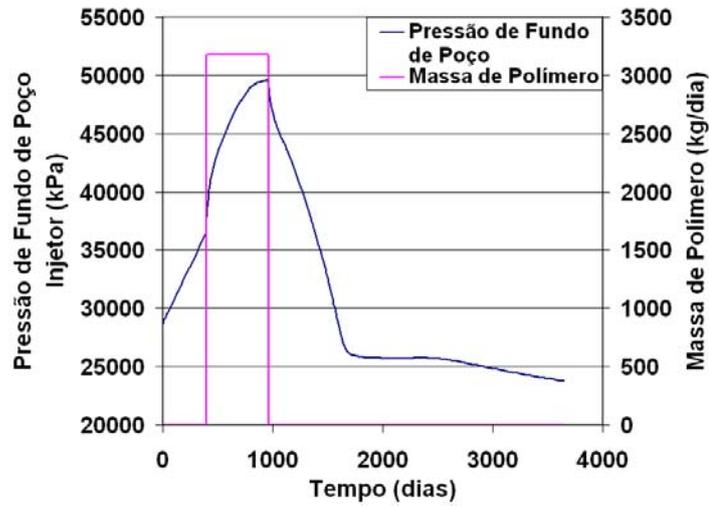
Figura 4.92: Efeito da injeção de polímero na curva da pressão de fundo de poço (BHP) do poço Injetor-4.



Caso US\$ 80,00



Caso US\$ 90,00



Caso US\$ 100,00

Figura 4.93: Efeito da injeção de polímero na curva da pressão de fundo de poço (BHP) do poço Injetor-4.

5 – OTIMAÇÃO DA INJEÇÃO DE POLÍMEROS NO CASO DE RESERVATÓRIO HETEROGÊNEO

Neste capítulo, serão utilizados os programas IMEX 2007.10 e BUILDER 2007.10 que pertencem ao pacote de programas da CMG (Computer Modelling Group Ltd.). Através do programa BUILDER foi possível gerar modificações por intermédio de uma geoestatística aplicada nas propriedades da rocha.

Para uma análise mais realista foi adotado um preço de barril de petróleo com um valor intermediário de US\$ 70,00. A seguir, pode ser observado uma análise do comportamento do polímero em um reservatório mais heterogêneo, avaliando os impactos nas produções de óleo e água e fazendo um comparativo com o mesmo caso, sendo heterogêneo por camadas (o que reduz o efeito da heterogeneidade) estudado no capítulo anterior.

5.1 – INCLUSÃO DA HETEROGENEIDADE NAS PROPRIEDADES DA ROCHA

No programa BUILDER 2007.10, foram considerados como conhecidos os valores da porosidade e permeabilidade para cada célula que contém poços injetores e produtores. Os poços injetores estão completados na última camada e os produtores na primeira, foi selecionada cada célula onde este poço é completado e modificada a porosidade. Em seguida foi modificada a permeabilidade na direção I, seguindo uma proporção onde se aumenta a porosidade, conseqüentemente aumenta a permeabilidade, se diminui a porosidade, diminui também a permeabilidade. Fixados estes valores, o programa faz uma interpolação entre as células através da “Simulação Geoestatística de Gauss” (BUILDER, USER’S GUIDE, 2007), em seguida salva-se como um novo arquivo de dados de entrada para então chamar o IMEX, que irá simular a nova configuração do reservatório. Nas figuras 5.1 e 5.2, podem ser vistos o mapa de porosidade e os mapas de permeabilidade em todas as direções e em todas as camadas.

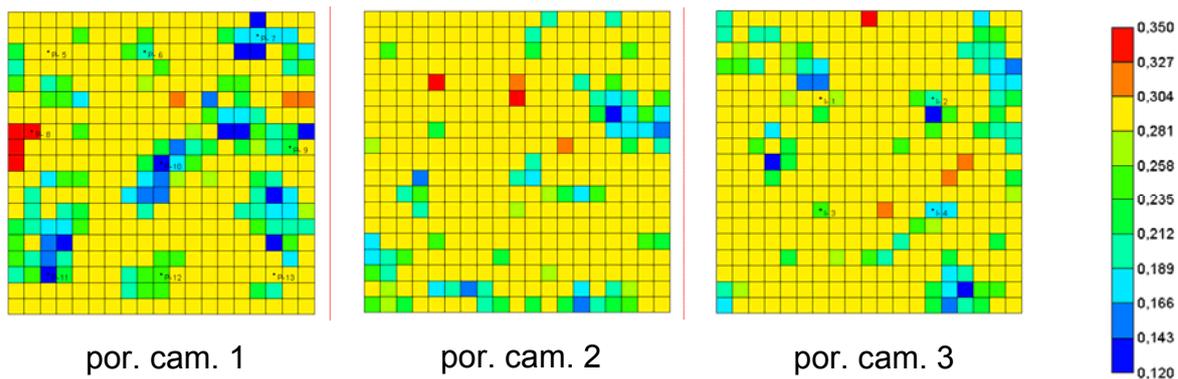


Figura 5.1: Mapas de porosidade.

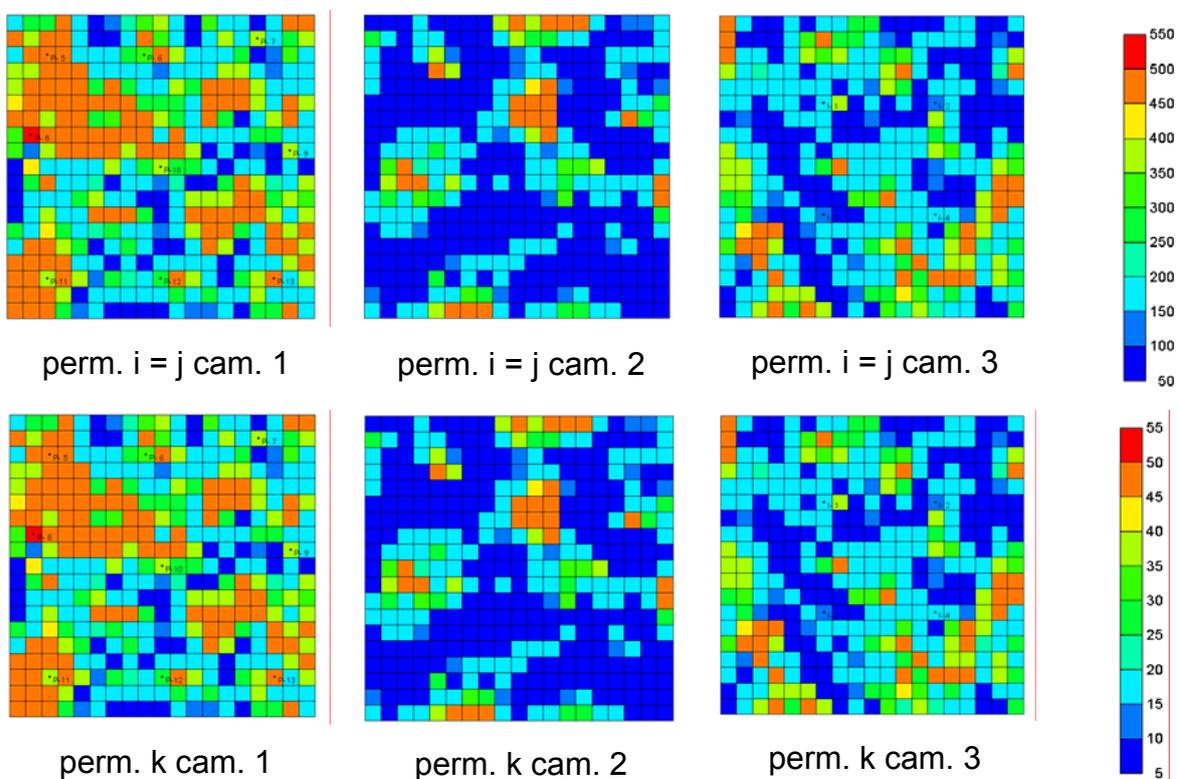


Figura 5.2: Mapas de permeabilidade.

Através dessa heterogeneidade podemos analisar o comportamento dos fluidos através do meio poroso de maneira mais realista. Nas próximas seções serão mostrados os resultados da injeção de polímero em meio poroso mais heterogêneo.

5.2 – ANÁLISE E RESULTADOS DA INJEÇÃO DE POLÍMERO

Com o valor do preço do barril de petróleo a US\$ 70,00, o programa de otimização obteve uma nova solução ótima e com isso pode-se fazer uma comparação de consumo de polímero, produção acumulada de óleo e de água e conseqüentemente o melhoramento do fator de recuperação através da injeção de polímero entre os casos com menos heterogeneidade e mais heterogeneidade.

A tabela 5.1, mostra todos os casos com suas respectivas soluções ótimas para obter o melhor fator de recuperação de óleo.

Tabela 5.1: Resultados das simulações otimizadas para o melhoramento do fator de recuperação do óleo (IOR).

| Caso | Tempo de Injeção de Polímero | Consumo de Polímero | Produção Acumulada de Óleo | Aumento da Produção Acumulada de Óleo | Fator de Recuperação do Óleo | Ganho no fator de Recuperação do Óleo $\Delta FR\%$ | Lucro em milhões de dólares |
|--------|------------------------------|----------------------|----------------------------|---------------------------------------|------------------------------|---|-----------------------------|
| (US\$) | (dias) | (kg) | (m ³) | (m ³) | (%) | (%) | (US\$) |
| 70* | 0 | 0 | 7,04x10 ⁶ | 0 | 42,64 | 0 | ---- |
| 70** | 1645,24 | 5,22x10 ⁶ | 8,44x10 ⁶ | 0,44x10 ⁶ | 51,14 | 2,66 | 115,20 |
| 70*** | 621,60 | 1,97x10 ⁶ | 7,19x10 ⁶ | 0,16x10 ⁶ | 43,58 | 0,94 | 38,24 |

(*) – caso sem injeção de polímero menos heterogêneo; (**) – caso 1 (menos heterogêneo); (***) – caso 2 (mais heterogêneo).

Através da tabela acima pode-se analisar que, quando é simulado o caso 1 (menos heterogêneo) com polímero se consegue um fator de recuperação de 51,14%, o que resulta em um lucro de US\$ 115,20 milhões de dólares, 7,56% a mais de fator de recuperação do que o caso 2 (mais heterogêneo), que por sua vez só conseguiu um melhoramento do fator de recuperação de 0,94% a mais do que no caso sem polímero. Isto quer dizer que, ao se ter uma heterogeneidade maior o polímero percorre caminhos mais complexos não conseguindo obter resultados tão satisfatórios quanto no caso menos heterogêneo, porém não quer dizer que inviabiliza a injeção de polímeros, já que com a simulação do caso mais heterogêneo se obteve um lucro de US\$ 38,24 milhões de dólares.

5.2.1 – DISTRIBUIÇÃO DA PRESSÃO

Será feita nesta análise uma comparação da distribuição da pressão no reservatório entre os casos 1 e 2, ambos com o preço do barril de petróleo a US\$ 70,00.

Para o caso 1: como o fluido tende a percolar com mais facilidade em um meio menos heterogêneo, a distribuição de pressão conseqüentemente será maior para uma mesma vazão de injeção. A análise das pressões de fundo de poço podem ser vistas no item 5.2.6, e as distribuições da pressão no reservatório menos heterogêneo, na figura 5.3.

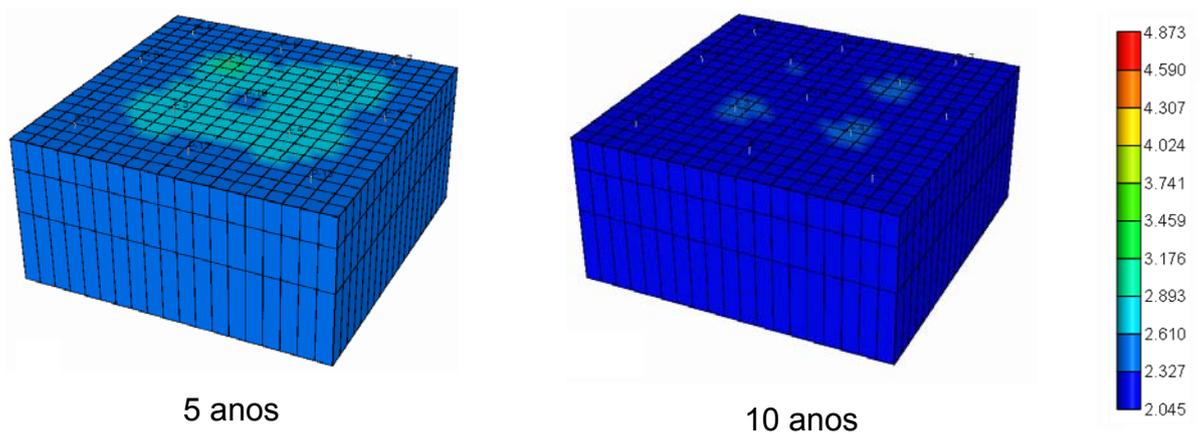


Figura 5.3: Distribuição da pressão para o caso US\$ 70,00 / barril do caso 1.

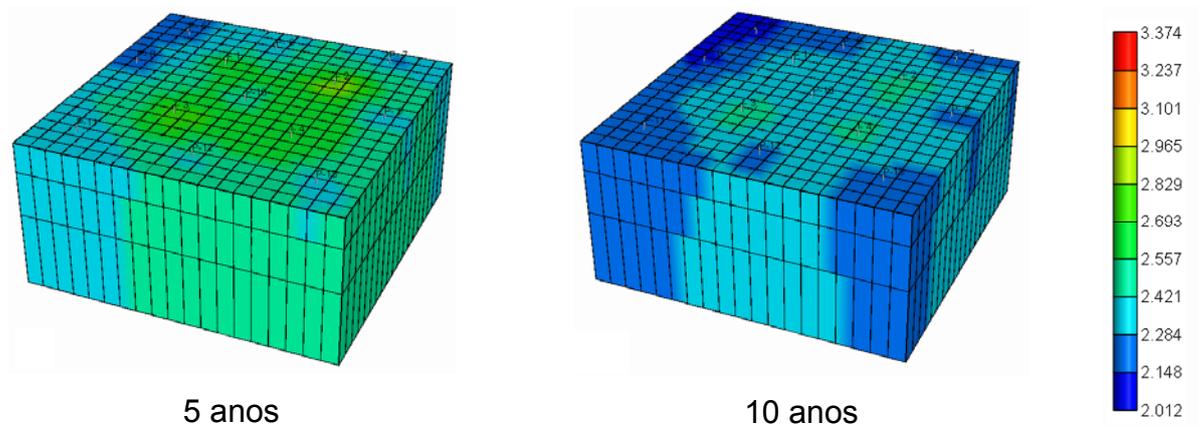


Figura 5.4: Distribuição da pressão para o caso US\$ 70,00 / barril do caso 2.

Para o caso 2 (figura 5.4): pode ser visto que as pressões são distribuídas de uma forma mais aleatória, pois o reservatório está com suas propriedades da rocha completamente alteradas. Contudo, as pressões de fundo de poço, tanto do injetor quanto do produtor, são menores, tendo como a zona de maior pressão localizada nos poços injetores e vai-se diminuindo ao longo do espaço e do tempo até chegar aos poços produtores.

5.2.2 – COMPORTAMENTO DOS BANCOS DE POLÍMERO

Neste item, serão analisados os comportamentos dos bancos de polímeros para os casos 1 e 2. Os bancos de polímero podem ser vistos nas figuras 4.23 e 5.5.

Para o caso 2 (mais heterogêneo), o otimizador achou as variáveis de projeto visando a função objetivo (lucro), então, para se obter o máximo de lucro teve-se que injetar bem menos polímero do que no caso menos heterogêneo. Para o caso 1 (menos heterogêneo) injetou-se $3,25 \times 10^6$ kg de polímero a mais do que no caso 2, resultando em bancos de polímero pequenos.

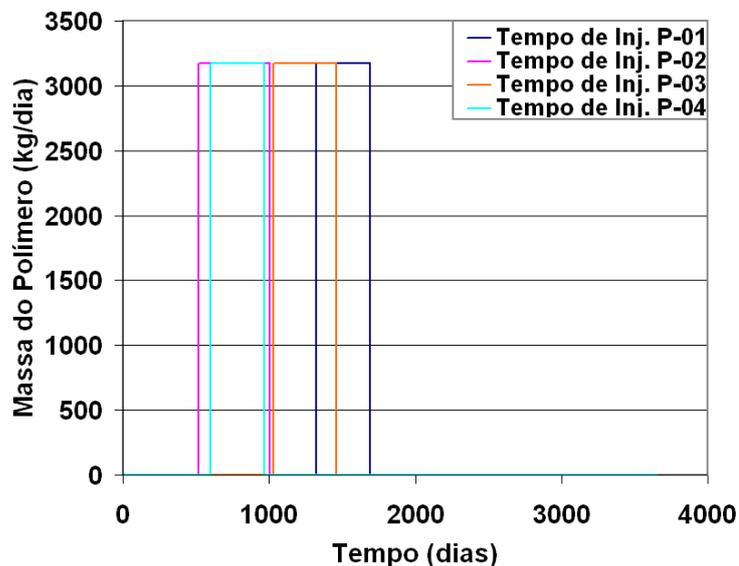


Figura 4.23: Bancos de polímero para o caso US\$ 70,00 / barril.

Com um consumo de $1,97 \times 10^6$ kg de polímero, para o caso mais heterogêneo, ao final da simulação, apenas $1,20 \times 10^6$ kg de polímero será produzido nos poços produtores, o restante permanece no reservatório.

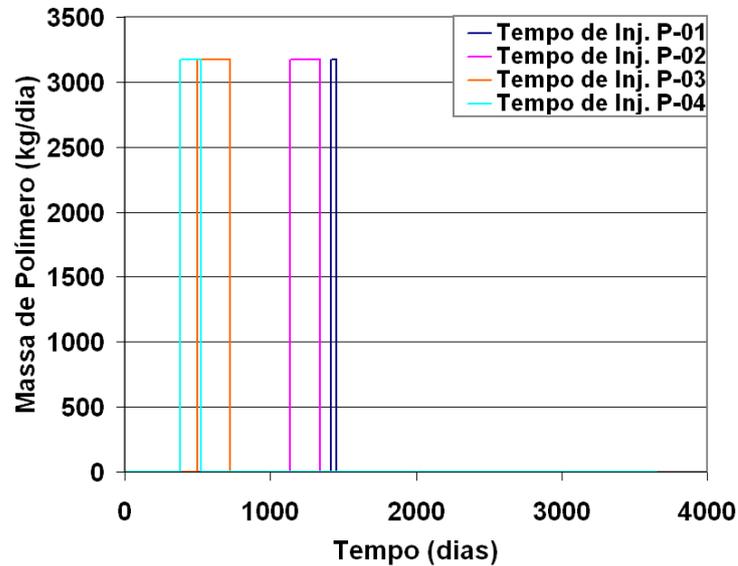


Figura 5.5: Bancos de polímero para o caso US\$ 70,00 / barril – mais heterogêneo.

Para poder compreender melhor o efeito da heterogeneidade, será feita uma análise comparativa das concentrações do polímero e adsorção do polímero no meio poroso, para os casos 1 e 2. Na figuras 5.6 e 5.7 pode-se visualizar o comportamento da concentração do polímero no reservatório ao longo do tempo para o caso 1 e 2.

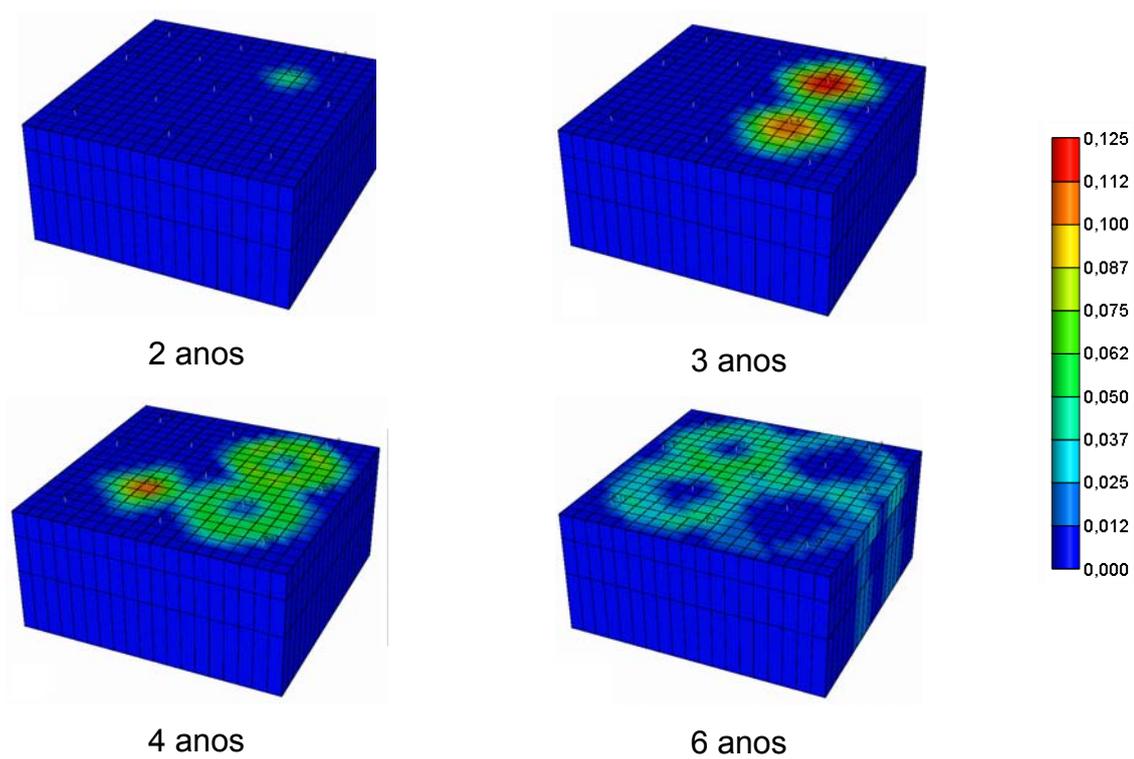


Figura 5.6: Comportamento da concentração de polímero pelo tempo de simulação para o caso 1.

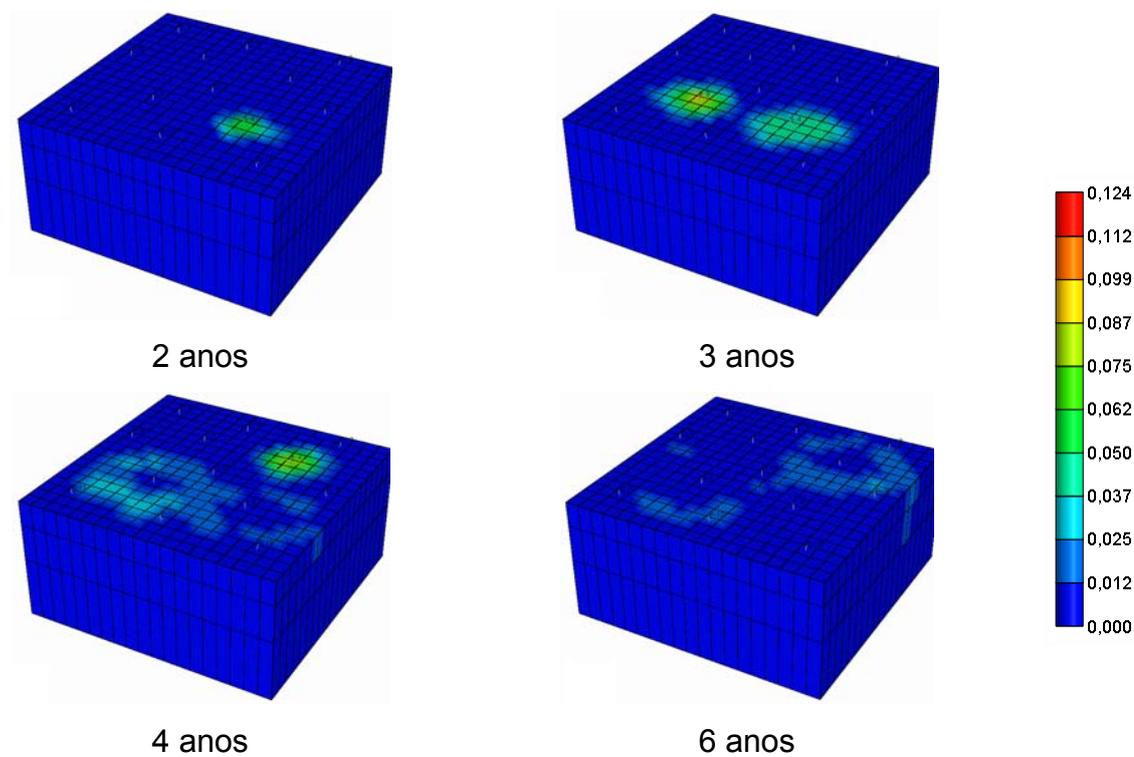


Figura 5.7: Comportamento da concentração de polímero pelo tempo de simulação para o caso 2.

Como o otimizador decidiu injetar menos polímero para o caso 2, se percebe muito menos polímero na figura 5.9 com relação à figura 5.8.

Nas figuras 5.8 e 5.9, pode-se ver o comportamento da adsorção do polímero na rocha, para os casos 1 e 2.

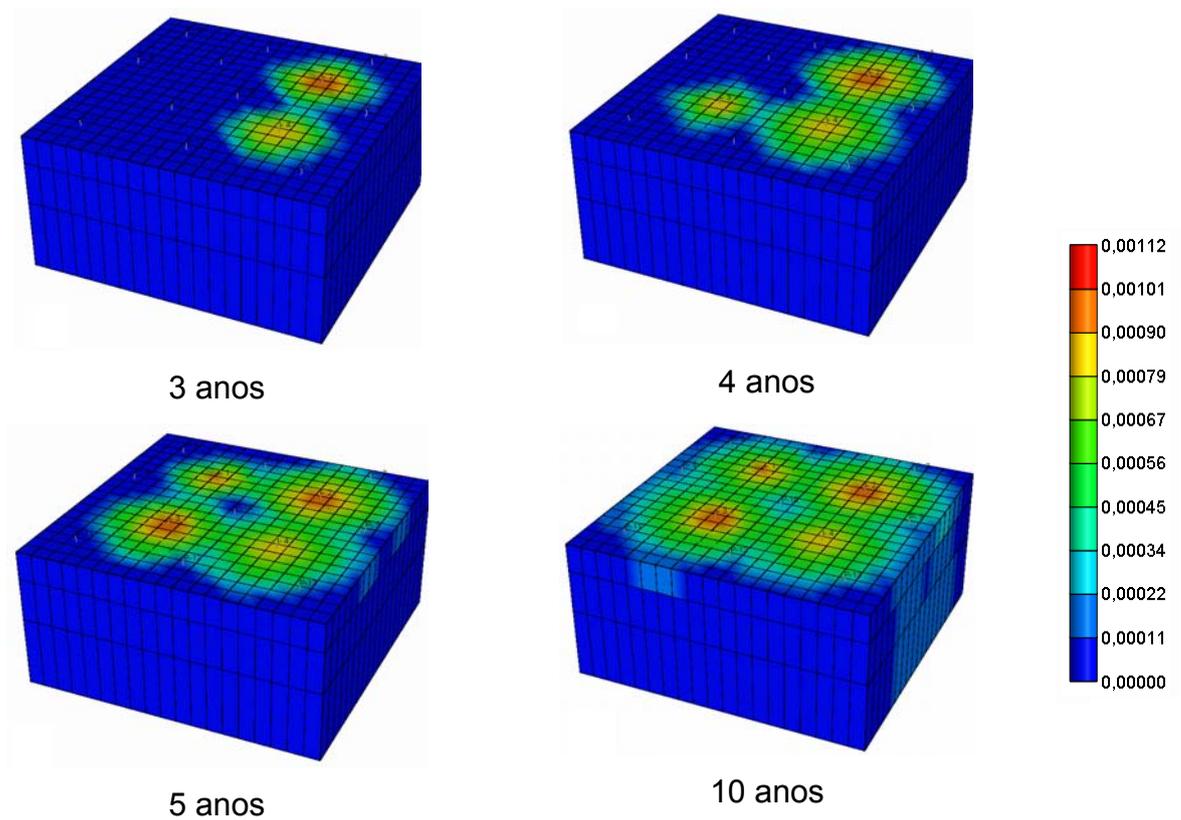


Figura 5.8: Comportamento da adsorção do polímero pelo tempo de simulação para o caso 1.

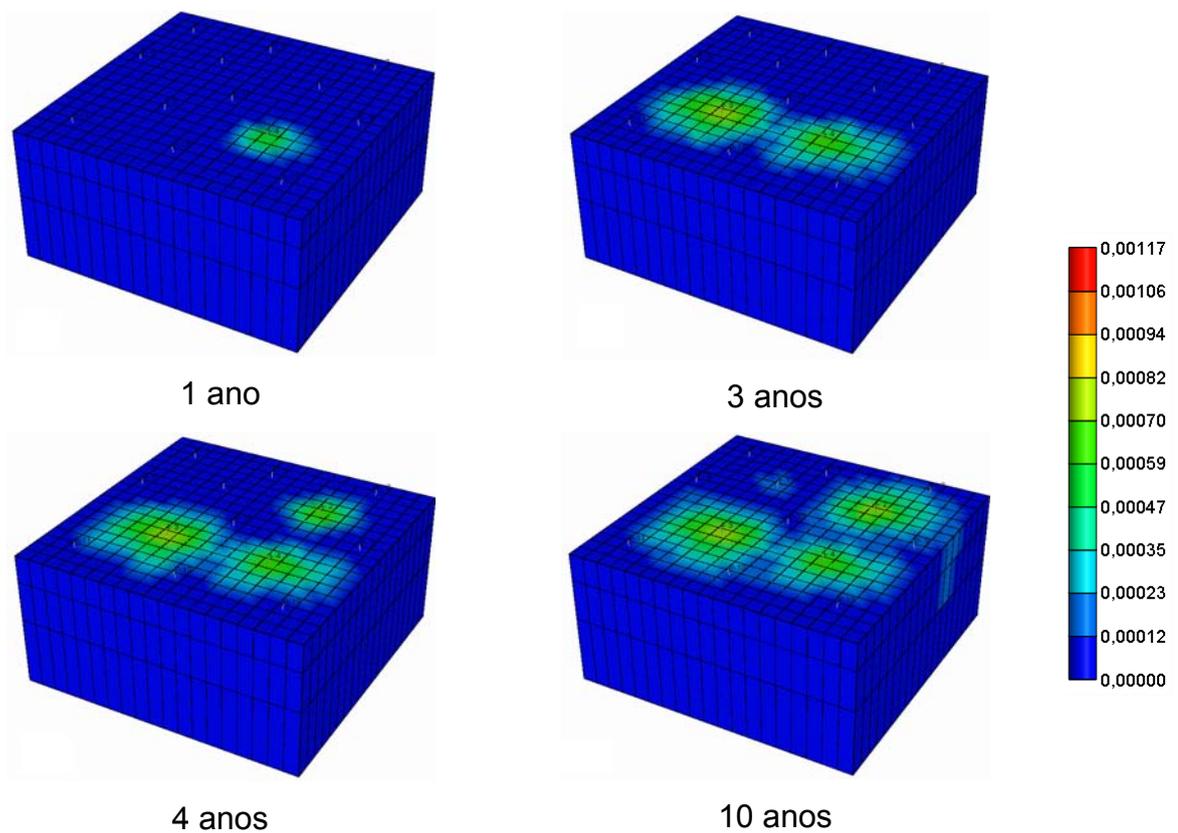


Figura 5.9: Comportamento da adsorção do polímero pelo tempo de simulação para o caso 2.

Para o caso 2 (mais heterogêneo), pode-se observar que inicialmente injeta-se polímero no poço-4 e em seguida nos poços-1 e 3. Por conta da pouca massa de polímero injetado, este só é adsorvido na região próxima dos poços injetores.

5.2.3 – ANÁLISE DAS CURVAS DE PRODUÇÃO ACUMULADA DE ÓLEO E ÁGUA PARA OS CASOS 1 E 2 (MENOS E MAIS HETEROGENEOS)

Devido à maior heterogeneidade, pode-se analisar que houve uma queda bastante considerável na produção de óleo e um aumento na produção de água. Com a inclusão da geoestatística nas propriedades da rocha no caso base, criou-se uma dificuldade para o polímero varrer o óleo do reservatório, ver figura 5.10.

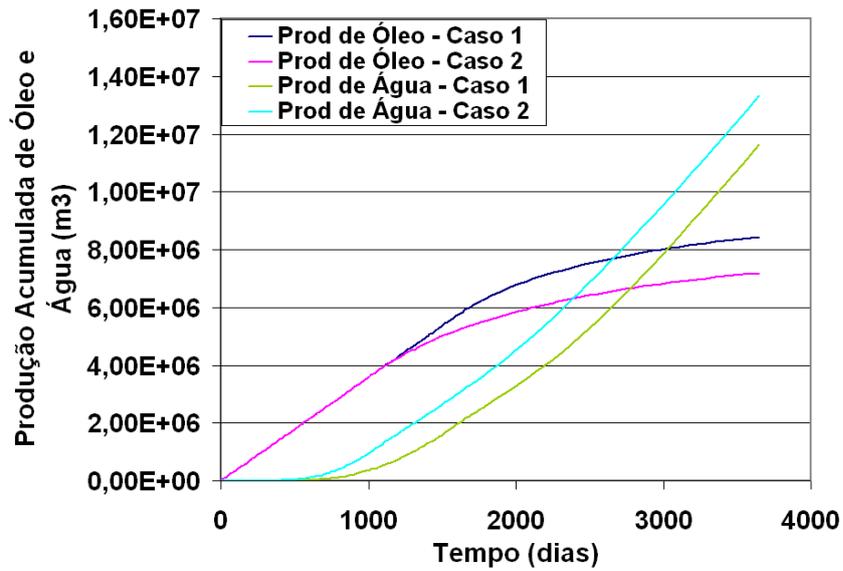


Figura 5.10: Curvas da produção acumulada de óleo e água dos casos 1 e 2.

Nesta análise, houve uma diferença de $1,25 \times 10^6 \text{ m}^3$ entre o caso 1 e o caso 2 na produção de óleo e um aumento na produção de água de $1,70 \times 10^6 \text{ m}^3$.

A seguir, pode-se observar nas figuras de 5.11 a 5.14, o comportamento da saturação de óleo e de água para os casos 1 e 2, verifica-se que ao se ter maior heterogeneidade, as distribuições das saturações são bem mais distintas, pois os fluidos terão mais dificuldades de percolar pelo meio poroso.

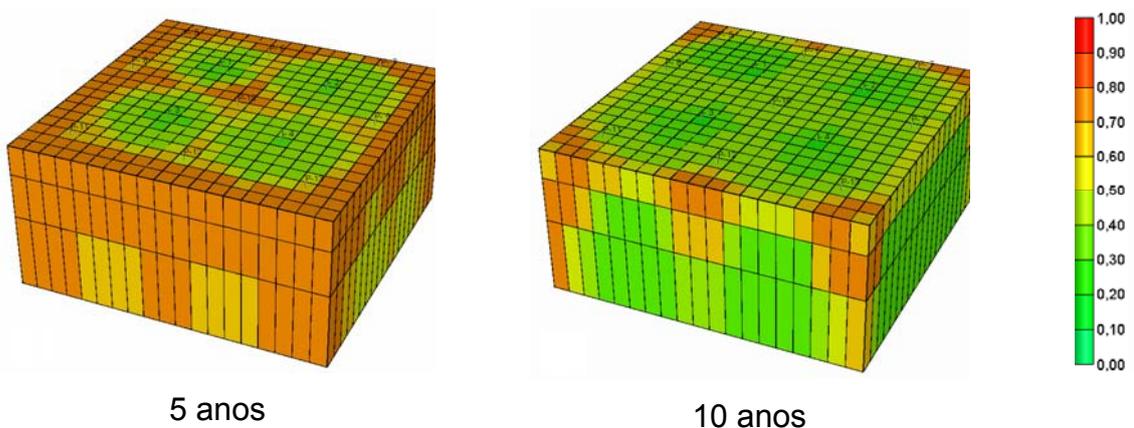


Figura 5.11: Saturação de óleo para o caso 1.

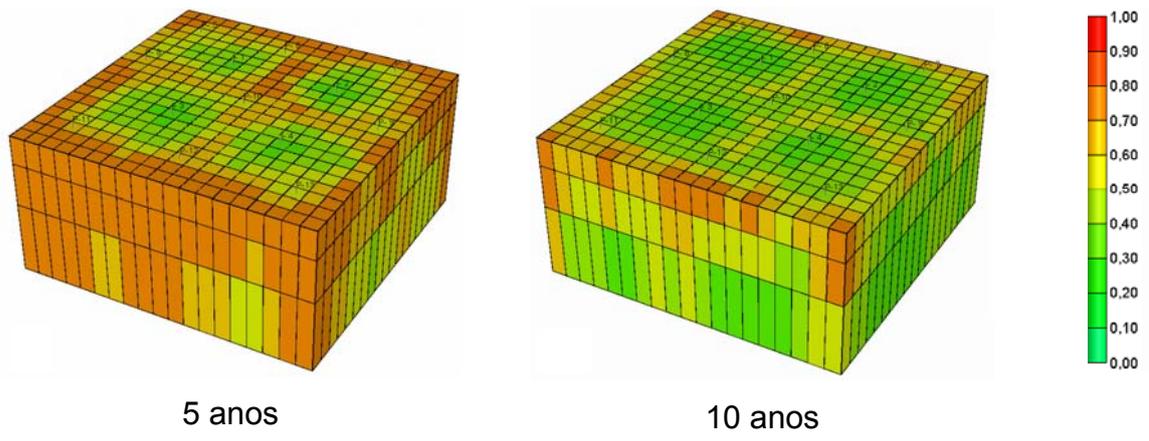


Figura 5.12: Saturação de óleo para o caso 2.

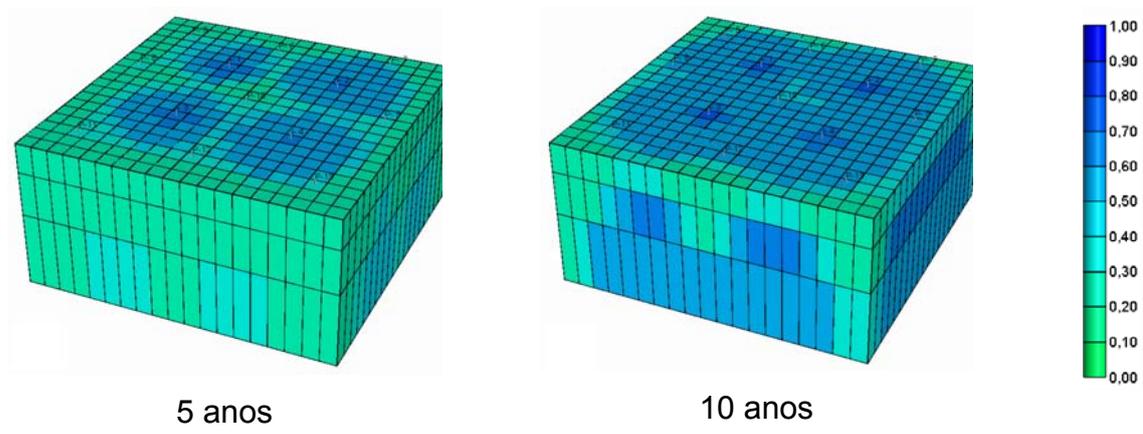


Figura 5.13: Saturação de água para o caso 1.

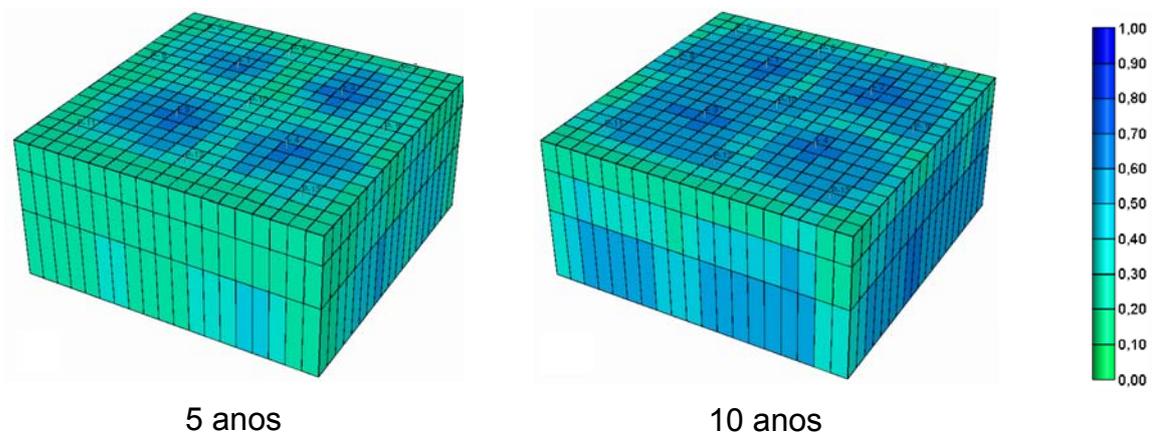


Figura 5.14: Saturação de água para o caso 2.

5.2.4 – VAZÕES DE ÓLEO E ÁGUA PRODUZIDOS NAS SIMULAÇÕES

Na figura 5.15, podem-se ver as vazões das produções de óleo e de água para os casos 1 e 2 de acordo com as soluções do otimizador.

Por volta de 1.100 dias, a vazão de óleo começa a diminuir para o caso mais heterogêneo. No entanto, para o caso 1, a queda de produção de óleo se dá por volta de 1.600 dias de tempo de simulação, resultando em uma perda considerável de vazão de óleo.

A produção de água para o caso 2 acontece antes do que o menos heterogêneo. Observando as curvas das vazões de água, fica claro uma interferência em sua trajetória, provocada pela injeção de polímero durante esse intervalo de tempo.

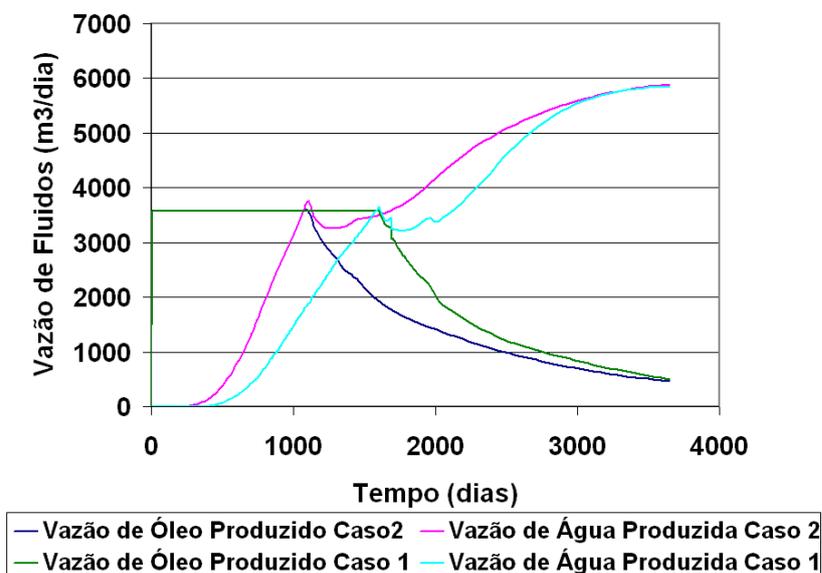


Figura 5.15: Curvas de vazão de óleo e água produzidos nos casos 1 e 2 para as soluções obtidas pelas otimizações.

5.2.5 – EFEITO DO POLÍMERO NAS CURVAS DE CORTE DE ÁGUA

Como mencionado no capítulo anterior, a interferência na produção de óleo se dá quando o reservatório começa a produzir água, ocorrendo assim o corte de água. A próxima figura 5.16, é referente à curva de corte da água, onde é abordado a diferença dos grupos dos poços produtores para cada solução obtida pelo otimizador.

Percebe-se que por volta de 200 dias começa o corte de água para o caso mais heterogêneo, 200 dias antes do início do corte de água do caso menos heterogêneo, com isso o corte de água para o caso mais heterogêneo causa o aumento na produção de água nos poços produtores.

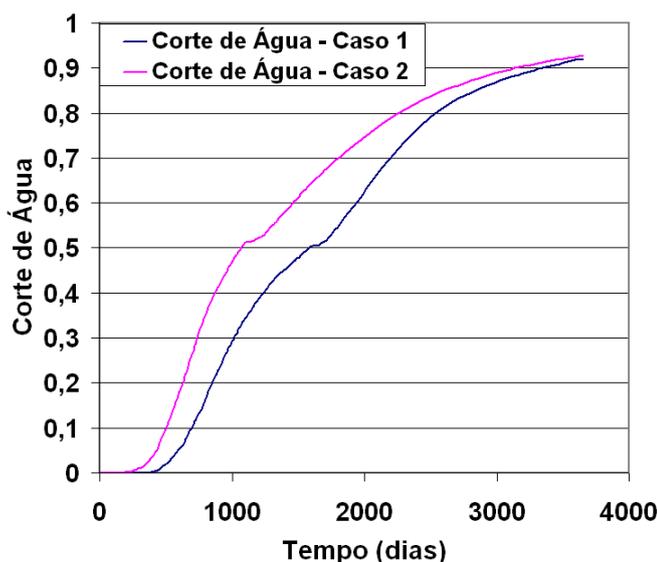


Figura 5.16: Curvas do corte de água nos casos mais e menos heterogêneo para as soluções obtidas pelo otimizador.

5.2.6 – PRESSÕES DE FUNDO DE POÇO (INJETOR E PRODUTOR)

Nesta análise, vê-se o efeito nos quatro poços injetores para os casos menos e mais heterogêneos em todas as simulações, observando o comportamento crescente dos bancos de polímero ao longo das simulações, ocasionando assim

uma pressão adicional referente ao tamanho do banco de polímeros, para que se possa fazer um varrido no reservatório no período em que o polímero é injetado.

O reservatório tem sua pressurização nos poços de injeção no momento em que é injetada a água. A uma vazão máxima de 10.000 STB/dia que equivale a 1.590 m³/dia sob uma pressão máxima de fundo de poço de 9.000 psi ou 62.053 kPa, serão realizadas as análises dentro desses parâmetros para cada poço injetor.

Para analisar as curvas de pressão de fundo de poço dos poços injetores, avaliando o efeito do polímero (que causa uma anomalia nesta curva), pode-se concluir que, já que o polímero aumenta a viscosidade da água, no momento em que o polímero é injetado, é necessário que haja uma pressão adicional para poder arrastar a mistura água mais polímero pelo reservatório na vazão de injeção fixada. Esse efeito pode ser visto na figura 5.17 para o caso menos heterogêneo e na figura 5.18 para o caso mais heterogêneo.

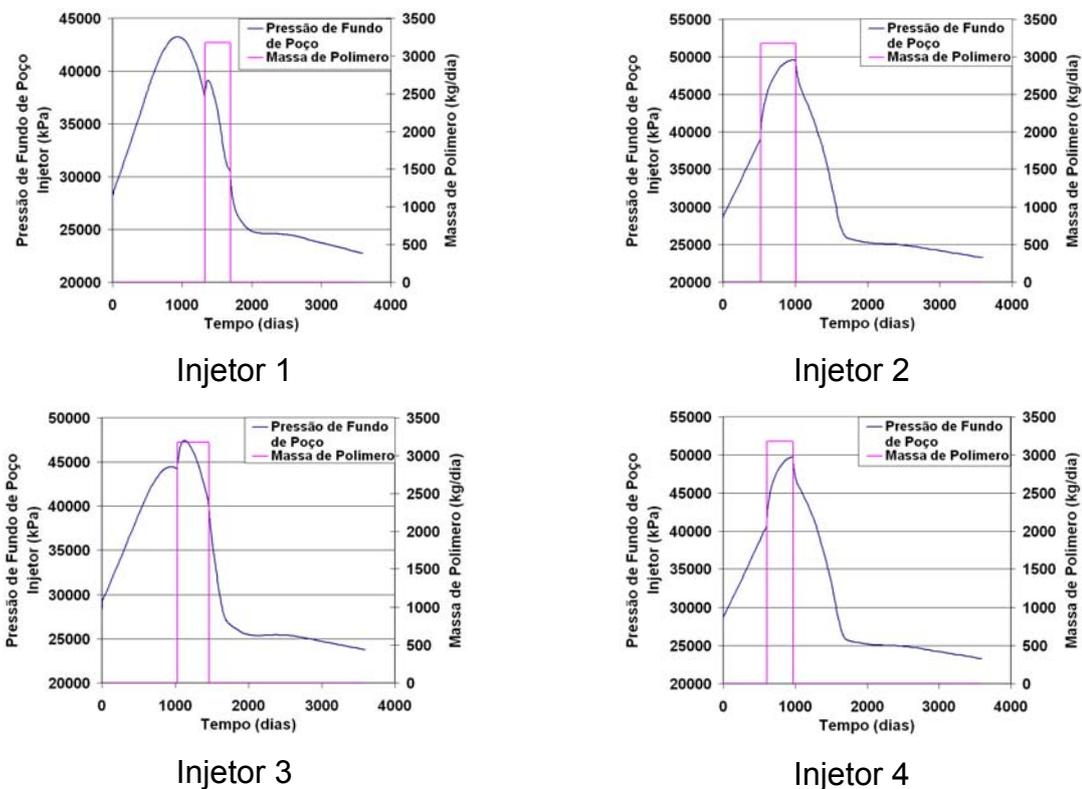


Figura 5.17: Efeito da injeção de polímero na curva da pressão de fundo de poço (BHP) dos poços Injetores para o caso menos heterogêneo.

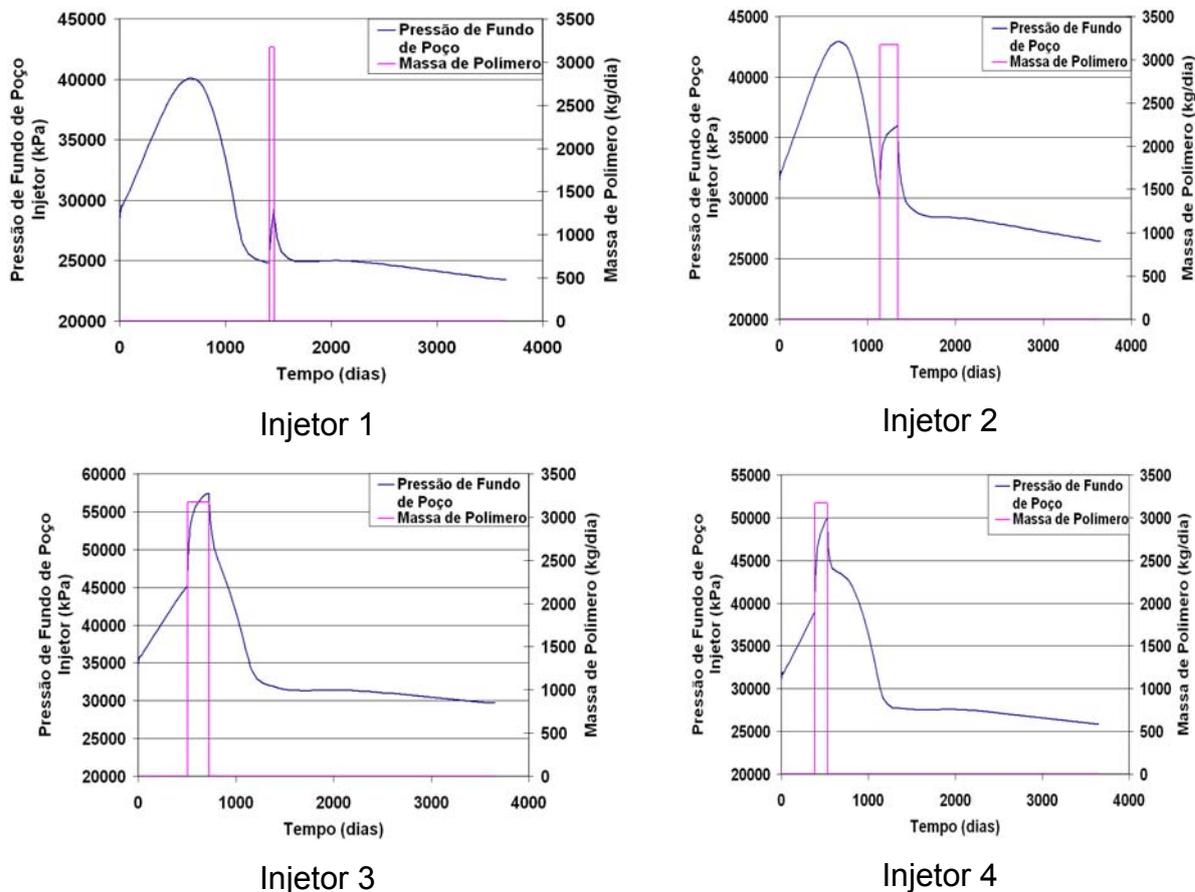


Figura 5.18: Efeito da injeção de polímero na curva da pressão de fundo de poço (BHP) dos poços Injetores para o caso mais heterogêneo.

Percebe-se que para o caso menos heterogêneo os bancos de polímeros são bem maiores do que o caso mais heterogêneo.

Nas figuras 5.19 e 5.20, será analisado o comportamento das curvas da pressão do fundo de poço dos poços produtores para os casos menos e mais heterogêneos. Estes poços têm como vazão máxima de produção de 2.500 STB/dia que equivale a 397,47 m³/dia sob uma pressão de fundo de poço mínima de 1.500 psi ou 10.342 kPa.

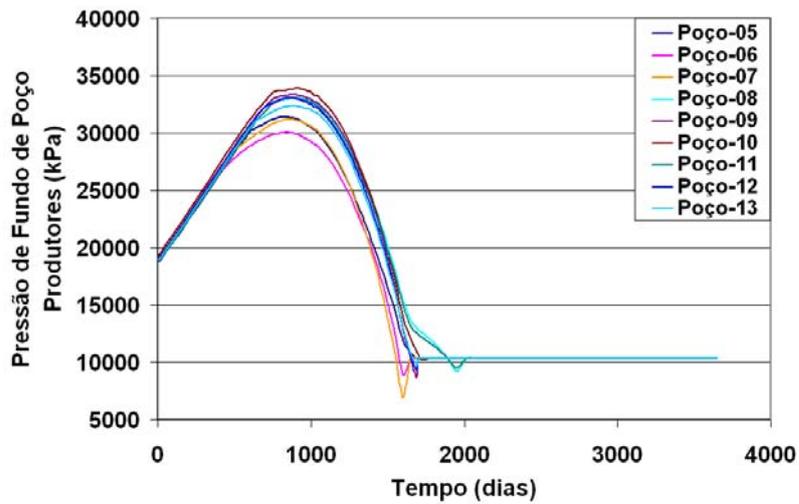


Figura 5.19: Curvas da pressão de fundo de poço (BHP) por poço produtor para as soluções obtidas pelas otimizações: do Poço-5 ao Poço-13 para o caso menos heterogêneo.

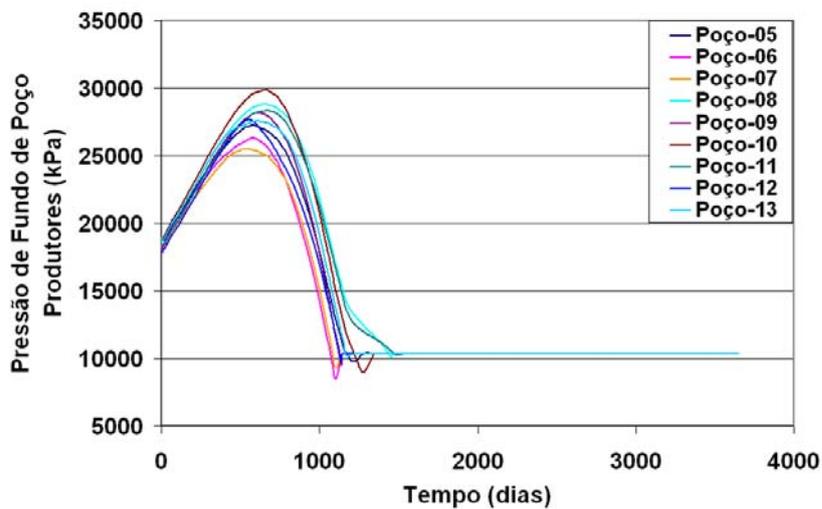


Figura 5.20: Curvas da pressão de fundo de poço (BHP) por poço produtor para as soluções obtidas pelas otimizações: do Poço-5 ao Poço-13 para o caso mais heterogêneo.

Pode-se concluir que, para o caso mais heterogêneo, a pressão de fundo de poço é bem menor do que a do caso menos heterogêneo, pois a maior heterogeneidade impede que o fluxo de fluidos percole com maior facilidade aos poços produtores.

6 – CONCLUSÕES

Os resultados obtidos neste trabalho somente são válidos para as condições de contorno adotadas nos capítulos 4 e 5. Do ponto de vista computacional, o otimizador mostrou-se bastante eficiente, encontrando as variáveis de projeto (T_i e ΔT_i) que maximizam a função objetivo (lucro da injeção de polímero) para vários valores do barril de petróleo. A seguir estão resumidas as principais conclusões deste trabalho.

Ao utilizar o otimizador verificou-se que ao aumentar o preço do barril de petróleo:

- Aumenta-se o lucro da solução ótima;
- Aumenta-se a massa de polímero injetado da solução ótima (viabilização do método);
- Aumenta-se o fator de recuperação das soluções ótimas, aumentando a produção de óleo;
- Ocorre uma diminuição na produção acumulada de água.

Outras variáveis que descrevem o comportamento do reservatório/poço foram estudadas sob o efeito da injeção do polímero:

- A pressão de fundo de poço dos poços injetores (BHP) no momento da injeção do banco de polímeros.
- O corte de água dos poços produtores foram alterados com a injeção do polímero (redução da produção de água). Porém o tempo de eclosão da água permanece inalterado.

Para o caso em estudo, notou-se uma queda no rendimento na recuperação do óleo em reservatórios heterogêneos, porém, é necessário um estudo mais aprofundado para determinar a viabilidade da injeção de polímeros nesses reservatórios.

Para o caso mais heterogêneo podemos concluir que apesar do aumento da recuperação de óleo em relação ao caso sem polímero, a heterogeneidade influenciou bastante na comparação entre o caso menos e mais heterogêneo, causando uma redução na produção de óleo. Mesmo assim o método de injeção de polímeros conseguiu um ganho no fator de recuperação.

Do ponto de vista prático na engenharia de petróleo, pode-se avaliar a importância do método de injeção de polímero, pois com a crescente demanda do uso dos derivados de petróleo, há uma necessidade de investimentos em métodos especiais para obter o máximo de recuperação de óleo. Além de se ter alguns benefícios como: o investimento da exploração dos poços, a localização exata do óleo e o tamanho da reserva, além dos equipamentos já estarem instalados.

6.1 – SUGESTÕES PARA TRABALHOS FUTUROS

De modo a dar continuidade à linha de pesquisa apresentada neste trabalho e enriquecer os resultados obtidos, algumas atividades adicionais devem ser realizadas. A seguir, têm-se algumas linhas que podem ser desenvolvidas.

- Do ponto de vista prático de interesse à indústria, é necessário aplicar essa metodologia em situações reais com dimensão, complexidade e esforço computacional iguais às vivenciadas nos estudos de reservatório.
- Acrescentar o número de variáveis de projeto: concentração de polímeros e vazões de injeção e produção.
- Incorporar uma análise completa do comportamento econômico para avaliação da função objetivo no lugar da versão simplificada em uso nesse estudo.
- As incertezas geológicas, propriedades do polímero ou econômicas estão sempre presentes nos estudos de reservatórios. É necessário estudar o problema apresentado aqui num contexto de planejamento sob incertezas, incorporando incertezas à modelagem. Torna-se necessário reavaliar o comportamento do algoritmo nesse contexto estocástico e identificar a possibilidade de aplicação de novos algoritmos.

- Usar o mesmo ambiente computacional para implementar outros modelos físicos: modelo composicional e modelo térmico.

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

BEAR, J. *Dynamics of Fluids in Porous Media*, Dover, 1972.

BEHIE, G.A., TRAHGENSTEIN, J.A., ALLEN III, M.B. *Lecture Notes in Engineering – Multiphase Flow in Porous Media*. February, 1988. 250p. Springer-Verlag New York Heidelberg, Berlin.

BUIDER, CMG (COMPUTER MODELLING GROUP). *BUILDER, USER'S GUIDE, 2007*.

CHEN, Z., HUAN, G., MA, Y. *Computational Methods for Multiphase Flows in Porous Media*. October, 2005. 284 p. SIAM – Computational Science & Engineering, Texas, USA.

DAWSON, R., LANTZ, R. B. Inaccessible Pore Volume in Polymer Flooding, Trans. AIME, Vol.253, 1972.

ERTEKIN, T., ABOU-KASSEM, J.H., KING, G.R. *Basic Applied Reservoir Simulation*; SPE Textbook Series, Vol. 7; Richardson, TEXAS; 2001.

FALÇÃO, F.O.L. Efeitos geomecânicos na simulação de reservatórios de petróleo, Dissertação (Mestrado em Engenharia Civil) PUC-RIO, 2002.

FANCHI, R.J. *Principles of Applied Reservoir Simulation*. 3^o Edition, Elsevier Inc., 2006.

GUIMARÃES, L. do N. ; HOROWITZ, Bernardo ; SILVA, Silvana Maria Bastos Afonso da . Global Optimal Solutions for Reservoir Engineering Applications. In: EngOpt 2008 - International Conference on Engineering Optimization, 2008, Rio de Janeiro. EngOpt 2008 - International Conference on Engineering Optimization, 2008. p. 1-10.

HAN, K., YANG, Z, ZHANG, Q., LOU, H., CHANG, I. *Recent Development Enhanced Oil Recovery in China*. Journal of Petroleum Science & Engineering, 1997.

HINKELMANN, R. *Efficient Numerical Methods and Information-Processing Techniques in Environment Water Habilitation, Faculty of Civil and Environmental Engineering Sciences University of Stuttgart*, April, 2003.

HITE, J.R., S.M. Avasthi, and P.L. Bondor: “*Planning Successful EOR Projects,*” *Journal of Petroleum Technology*, March, 2005.

IMEX, CMG (COMPUTER MODELLING GROUP). *IMEX, USER’S GUIDE*, 2007.

JONES, D., SCHONLAU, M., AND WELCH, W. 1998. Efficient Global Optimization of Expensive Black-Box Functions. *Journal of Global Optimization*, Vol. 13.

JONES, D., PERTTUNEN, C. D., AND STUCKMAN B. E. 1993. Lipschitzian Optimization without the Lipschitz Constant. *Journal of Optimization Theory and Applications*, Vol. 79, No. 1, PP. 157-181.

LU, H. Improving Oil Recovery (IOR) with Polymer Flooding in A Heavy-Oil River-Channel Sandstone Reservoir, Dissertation (Doktor Ingenier) Universität Bergakademie Freiberg genehmigte, 2004.

MELO, M.A, SILVA, I.P.G., GODOY, G.M.R., SANMARTIN, A.N. *Polymer Injection Projects in Brazil: Dimensioning, Field Application and Evaluation.* SPE 75194. Thirteenth Symposium on Improved Oil Recovery held in Tulsa, Oklahoma, 2002.

MIMBELA, R.F.R., PIRES, A.P. *Análise do Efeito da Injeção de Água com Polímeros no Início da Produção de um Campo Via Simulação Numérica de Reservatórios.* Instituto Brasileiro de Petróleo e Gás – IBP. Rio & Gas Expo and Conference 2006.

OLIVEIRA, D.F.B. *Técnicas de Otimização da Produção para Reservatórios de Petróleo – Abordagens Sem Uso de Derivadas para Alocação Dinâmica das Vazões de Produção e Injeção,* Dissertação (Mestrado em Engenharia Civil) UFPE, 2006.

ROCHA, C.L. *Análise de Fronteiras de Reservatório de Petróleo Através de Geoquímica de Superfície e Mineração de Dados,* Dissertação (Mestrado em Engenharia Civil) UFRJ, 2005.

ROSA, A.J., CARVALHO, R.S., XAVIER, J.A.D. Engenharia de Reservatórios de Petróleo; Editora Interciência; Rio de Janeiro; 2006.

SILVA, I.P.G., MELO, M.A., LUVIZOTTO, J.M. *Polymer Flooding: A Sustainable Enhanced Oil Recovery in the Current Scenario*, SPE 107727. Latin American and Caribbean Petroleum Engineering Conference held in Buenos Aires, Argentina, 2007.

SOUSA PINTO, C. *Curso Básico de Mecânica dos Solos em 16 Aulas*. 2ª edição. São Paulo: Oficina de Textos, 2000.

TEIXEIRA, R.A., ROCHA, P.S.M.V. *Reologia de Soluções Poliméricas com Potencial de uso em Campos Maduros da Bacia do Recôncavo Baiano*. Terceiro Congresso Brasileiro de P&D em Petróleo e Gás, Salvador, 2004.

THOMAS, J.E. (Organizador); Fundamentos de Engenharia de Petróleo; Editora Interciência; Rio de Janeiro; 2001.

ZERPA, L.E., QUEIPO, N.V. *Na Optimization Methodology of Alkaline-Surfactant-Polymer Flooding Processes Using Field Scale Numerical Simulation and Multiple Surrogates*, SPE 89387. Fourteenth Symposium on Improved Oil Recovery held in Tulsa, Oklahoma, 2004.

Livros Grátis

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

Milhares de Livros para Download:

[Baixar livros de Administração](#)

[Baixar livros de Agronomia](#)

[Baixar livros de Arquitetura](#)

[Baixar livros de Artes](#)

[Baixar livros de Astronomia](#)

[Baixar livros de Biologia Geral](#)

[Baixar livros de Ciência da Computação](#)

[Baixar livros de Ciência da Informação](#)

[Baixar livros de Ciência Política](#)

[Baixar livros de Ciências da Saúde](#)

[Baixar livros de Comunicação](#)

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

[Baixar livros de Defesa civil](#)

[Baixar livros de Direito](#)

[Baixar livros de Direitos humanos](#)

[Baixar livros de Economia](#)

[Baixar livros de Economia Doméstica](#)

[Baixar livros de Educação](#)

[Baixar livros de Educação - Trânsito](#)

[Baixar livros de Educação Física](#)

[Baixar livros de Engenharia Aeroespacial](#)

[Baixar livros de Farmácia](#)

[Baixar livros de Filosofia](#)

[Baixar livros de Física](#)

[Baixar livros de Geociências](#)

[Baixar livros de Geografia](#)

[Baixar livros de História](#)

[Baixar livros de Línguas](#)

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