

INJEÇÃO DE DIFERENTES POLÍMEROS NA SIMULAÇÃO DE PRODUÇÃO DE UM RESERVATÓRIO

Igor Girão Peres Vianna

Projeto de Graduação apresentado ao Curso de Engenharia de Petróleo da Escola Politécnica, Universidade Federal do Rio de Janeiro, como parte dos requisitos necessários à obtenção do título de Engenheiro.

Orientadores: Santiago Gabriel Drexler
Paulo Couto

Rio de Janeiro
Abril de 2016

INJEÇÃO DE DIFERENTES POLÍMEROS NA SIMULAÇÃO DE PRODUÇÃO DE UM RESERVATÓRIO

Igor Girão Peres Vianna

PROJETO DE GRADUAÇÃO SUBMETIDO AO CORPO DOCENTE DO CURSO DE ENGENHARIA DE PETRÓLEO DA ESCOLA POLITÉCNICA DA UNIVERSIDADE FEDERAL DO RIO DE JANEIRO COMO PARTE DOS REQUISITOS NECESSÁRIOS PARA A OBTENÇÃO DO GRAU DE ENGENHEIRO DE PETRÓLEO.

Examinado por:

Prof. Santiago Drexler, M.Sc.

Prof. Virgílio José Martins Ferreira Filho, D. Sc.

Thaís Márcia Gomes da Silveira, M.Sc.

RIO DE JANEIRO, RJ – BRASIL
ABRIL de 2016

Vianna, Igor Girão Peres

Injeção de Diferentes Polímeros na Simulação de Produção de um Reservatório / Igor Girão Peres Vianna – Rio de Janeiro: UFRJ/ Escola Politécnica, 2016.

VI, 41 p.: il.; 29,7 cm.

Orientadores: Santiago Gabriel Drexler

Paulo Couto

Projeto de Graduação – UFRJ/ Escola Politécnica/ Curso de Engenharia de Petróleo, 2016.

Referências Bibliográficas: p.38-41.

1. Injeção de polímeros 2. Simulação de injeção com polímeros 3. Estimativa de produção I. Drexler, Santiago Gabriel. II. Universidade Federal do Rio de Janeiro, Escola Politécnica, Curso de Engenharia de Petróleo. III. Título

À minha família.

Agradecimentos

Agradeço ao professor e amigo Santiago Gabriel Drexler, por sua disponibilidade, paciência e atenção na elaboração deste trabalho.

Agradeço ao co-orientador Paulo Couto, pelo auxílio e ajuda durante toda a faculdade e trajetória acadêmica.

Agradeço à equipe e amigos do SAGE pela infraestrutura necessária para a realização deste trabalho. Agradeço também ao PRH-02, que ofereceu suporte à realização deste trabalho.

Agradeço aos amigos de curso e da vida que nos acompanharam nesta longa jornada.

Agradeço a todos os meus familiares que me apoiaram durante toda a vida pessoal.

Resumo do Projeto de Graduação apresentado à escola Politécnica/ UFRJ como parte dos requisitos necessários para a obtenção do grau de Engenheiro de Petróleo.

INJEÇÃO DE DIFERENTES POLÍMEROS NA SIMULAÇÃO DE PRODUÇÃO DE UM RESERVATÓRIO

Igor Girão Peres Vianna

Abril de 2016

Orientadores: Santiago Gabriel Drexler
Paulo Couto

Curso: Engenharia de Petróleo

O esgotamento das reservas dos campos de petróleo existentes e as dificuldades em descobrir novas reservas de fácil produção vem estimulando a procura de novos métodos e tecnologias que possibilitem a retirada de mais óleo dos campos ditos maduros. Deste modo, este trabalho visa, através de simulação computacional, analisar a resposta, de um campo genérico de petróleo, a injeção de diferentes tipos de polímeros e água do mar e com isso influenciar futuras decisões que possam ser importantes para produção em campos reais.

Palavras-chave: injeção de polímeros, simulação da injeção com polímeros, estimativas de produção.

Abstract of Undergraduate Project presented to POLI/UFRJ as a partial fulfillment of the requirements for the degree of Engineer.

INJECTION OF DIFFERENT POLYMERS IN THE PRODUCTION SIMULATION OF A RESERVOIR

Igor Girão Peres Vianna

April/ 2016

Advisors: Santiago Gabriel Drexler

Paulo Couto

Course: Petroleum Engineering

The end of reserves in existents petroleum fields and the difficult about discovery new easy production reserves is feeding the looking for new methods and technologies that could improve the oil production in mature fields. With goal, this work wants to, through the simulation, analize the answer, in a generic petroleum field, of the injection of different kinds of polymer and seawater. With this, afforting future decisions that can be taken for production in real fields

Keywords: Polymer injection, simulation of polymer injection, estimate production.

Sumário

1 Introdução	1
2 Revisão Bibliográfica	3
2.1 Diferença entre EOR e IOR.....	3
2.2 Métodos térmicos	4
2.3 Métodos miscíveis.....	6
2.4 Métodos biológicos	6
2.5 Métodos nanotecnológicos	7
2.6 Métodos químicos	7
2.7 Conceitos básicos	8
2.7.1 Fator de recuperação	8
2.7.2 Mobilidade e razão de mobilidade	8
2.7.3 Modelo de Buckley-Leverett	9
2.7.4 Eficiência de varrido	10
2.7.5 Eficiência de deslocamento.....	11
2.7.6 <i>Fingering</i>	11
2.7.7 Hidrólise.....	11
2.8 Injeção de polímero	12
2.9 Polímeros.....	14
2.9.1 Poliacrilamida	14
2.9.2 Goma xantana	16
3 Simulação	18
3.1 Descrição do caso	19
3.2 Ajuste de histórico.....	20
3.3 Simulação dos diferentes cenários	27
4 Resultados e discussões	32
5 Conclusão e trabalhos futuros	37
6 Lista de referências	38

1 INTRODUÇÃO

A indústria do petróleo está passando por uma fase de declínio nas descobertas de novas reservas tradicionais de óleo. As recentes descobertas estão sendo alimentadas apenas pelas reservas consideradas não tradicionais, como o *tight oil*, o *shale gas* e o pré-sal. Em decorrência desse cenário, a grande maioria dos reservatórios, que são explorados nos dias atuais, já estão na fase madura ou muito próxima de alcançá-la, fase esta que se caracteriza por uma baixa produção de óleo e alta produção de água. A fase madura pode ser considerada o final da vida de produção do reservatório, atingindo o ponto onde não é mais viável economicamente a produção desse campo, acarretando um abandono dos poços, mesmo ainda havendo uma alta saturação de óleo presente, muitas vezes maior que 50%.

Com essa dificuldade de encontrar novos campos ricos em petróleo e de fácil acesso, cada vez se faz mais importante a melhor exploração dos campos já existentes e abandonados por serem considerados inviáveis economicamente para o cenário econômico e/ou tecnológico da época. Esse conceito de que os campos maduros ainda conservam grande potencial de produção, contendo enormes quantidades de óleo residual fomentou a procura e pesquisa de alternativas que pudessem garantir a retirada de uma parte desse óleo preso no reservatório, processos esses que se tornaram viáveis pela alta do preço do barril de petróleo no mercado. Essa procura por novos métodos de melhora da recuperação de óleo foi o início de uma nova área de desenvolvimento na indústria petrolífera, a dos métodos especiais de recuperação.

Para entender esses novos métodos buscados para o incremento da produção de óleo, precisa-se entender quais são os mecanismos que regem a produção em si. Segundo Almeida (2004), pode-se dividi-los em três principais: recuperação primária, a produção se dá pelos recursos naturais do reservatório, como gradiente de pressão, gás em solução, capa de gás, aquífero atuante; recuperação secundária, a produção ocorre pela injeção de um fluido, água ou gás, com o objetivo de manter ou elevar a pressão do reservatório; e recuperação terciária, injeção de agentes afim de aumentar a produção após a recuperação secundária.

Com a atual conjuntura de muitos reservatórios maduros e baixas descobertas de reservas tradicionais, se faz necessário avanços nos métodos e nas tecnologias de

recuperação avançada de petróleo. Estes avanços visam tornar viáveis economicamente campos considerados antes inviáveis.

Entre as muitas maneiras de se obter progresso na área de EOR, uma das mais importantes é a implementação dos resultados obtidos em laboratórios e experimentos em um cenário mais realista. O primeiro passo pra isso é a utilização de simulações computacionais que visam representar as condições reais de campo, para, só depois da obtenção de resultados satisfatórios laboratoriais e de simulação, serem aplicados em projetos piloto, onde a sua eficácia pode ser mensurada numa situação mais complexa e real.

Com o objetivo de fornecer dados para tomadas de escolha, o foco desse trabalho será a implementação, em um programa de simulação numérico, de um caso básico e genérico, baseado no campo de namorado fornecido pela plataforma UNISIM da UNICAMP, de injeção de polímeros e as suas consequências em dados importantes, como produção de óleo e de água desse reservatório. O programa escolhido foi o *Builder*, o CMOST e o IMEX, todos da empresa CMG, pois atendiam a todas as necessidades básicas para a realização dessa simulação.

Foram testados três cenários diferentes de injeção dos polímeros: poliacrilamida PADHA, que consiste na copolimerização micelar de acrilamida e N,N-dihexilacrilamida, poliacrilamida HPAM 14% de grau de hidrólise e da goma xantana, além do caso base de injeção de água do mar. Com isso pode-se analisar o impacto que a diferença dos parâmetros de cada substância gera nas curvas de produção de óleo e água do reservatório.

2 REVISÃO BIBLIOGRÁFICA

Para um amplo entendimento sobre o tema abordado, se faz necessária uma explicação de conceitos gerais relacionados a EOR e sobre polímeros.

2.1 DIFERENÇA ENTRE EOR E IOR

Para um entendimento sobre o assunto é importante a definição e explicação de ambos os conceitos, pois eles causam muita confusão por terem definições, a primeira vista, muito semelhantes.

Segundo Sjøiland (2006), IOR (*improved oil recovery*) é um conceito que engloba tudo que possa ser feito para a obtenção de um fator de recuperação maior ou então todo tipo de avanço feito que vá representar um lucro maior, tanto com um aumento de produção em si ou através da diminuição dos custos associados a alguma etapa do processo inteiro da cadeia produtiva do petróleo.

O IOR pode atuar, como já dito, em várias frentes no processo inteiro. É considerado uma operação de IOR desde um sistema de sísmica que gere melhorias nos mapas de sísmica, passando por melhores tecnologias de completação e perfuração, melhores mensurações de saturações, mudanças nas estratégias de gerenciamento do reservatório, até a parte final de distribuição do produto. Com isso podemos definir IOR como qualquer melhoria, tecnológica ou gerencial, que leve a um aumento no final da recuperação de óleo ou do barateamento de alguma etapa da cadeia produtiva.

Assim, para ser considerado um processo de IOR é necessário que haja um critério econômico para o investimento naquele processo ou tecnologia nova, consequentemente, não se caracterizando apenas por inovações nos processos por si só, estando um valor de retorno econômico embutido nela.

Ainda de acordo com Sjøiland (2006), o conceito de EOR (*enhanced oil recovery*) não é tão amplo assim, constituindo-se da injeção de algum tipo de fluido no reservatório, com a intenção de melhorar a recuperação final ou acelerar a produção de óleo de um determinado reservatório.

Segundo Borges (2009), o conceito de EOR é definido como recuperação terciária, mesmo nos casos onde ocorra antes das recuperações primária e secundária. Enquanto IOR envolve todos os processos de melhorias. Por envolver todos os processos considera-se EOR como fazendo parte da IOR, porém, o contrário não é

verdadeiro. Todos os processos de EOR são necessariamente de IOR também, mas não todos de IOR podem se caracterizar como sendo de EOR.

EOR, também conhecido como métodos especiais de recuperação, é basicamente composto por métodos não convencionais que, por finalidade, objetivizam a estimulação do reservatório e com isso, o consequente aumento da produção de óleo. Portanto, o principal objetivo dos métodos de EOR é a diminuição do óleo residual no reservatório, e com isso, o aumento do fator de recuperação obtido.

Para a área de EOR estão sendo desenvolvidas novas técnicas e tecnologias constantemente, com o objetivo de melhorar os resultados obtidos com a sua aplicação. Os métodos de EOR conhecidos atualmente estão divididos em: Métodos térmicos, métodos miscíveis, métodos biológicos, métodos nanotecnológicos e métodos químicos.

2.2 MÉTODOS TÉRMICOS

Em alguns reservatórios o óleo apresenta uma viscosidade muito elevada que prejudica o seu escoamento e a injeção de água ou gás (recuperação secundária) não consegue auxiliar na produção desse óleo, já que estes fluidos, por apresentarem viscosidade menor que a do óleo, escoam mais rápido, chegando em pouco tempo no poço produtor, deixando grande quantidade de óleo remanescente na formação.

Para a solução desse problema, os métodos denominados térmicos foram desenvolvidos. Eles consistem basicamente no fato físico-químico que, ao ser aquecido, o óleo tem a sua viscosidade reduzida drasticamente (Queiroz, 2006), como pode ser observado na figura 2.1, possibilitando então um melhor escoamento do óleo do reservatório até o poço. Para que este aquecimento do óleo seja alcançado, segundo Costa (2014), alguns métodos foram desenvolvidos:

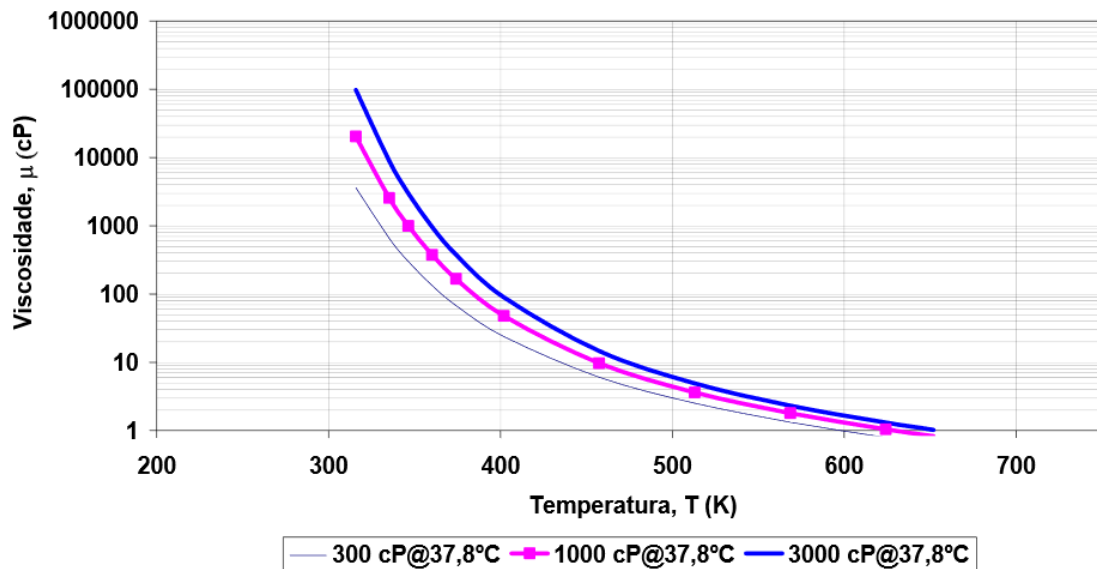


Figura 2.1: Relação entre viscosidade e temperatura para óleos. Fonte: Queiroz, 2006.

- Injeção de fluidos aquecidos: o calor é gerado na superfície, através do aquecimento do fluido, e injetado dentro da formação, para isso é utilizada a água como fluido de injeção. A água pode estar no estado líquido, injeção de água quente, ou na forma de vapor, injeção de vapor, que é a mais utilizada.
- Combustão in situ: nesse método o calor, necessário para a queda da viscosidade, é gerado dentro do reservatório. Ele consiste numa injeção inicial de ar aquecido, que vai aquecendo o óleo e como consequência causa um processo de oxidação do mesmo, esta oxidação gera calor o que aumenta ainda mais a oxidação e a geração de calor até a temperatura atingir o chamado ponto de ignição. Com isso a combustão está estabelecida, sendo necessário apenas, a injeção de ar frio pra alimentar, de oxigênio não presente naturalmente dentro do reservatório, a combustão.
- Aquecimento eletromagnético: este método consiste na transformação da energia elétrica em energia térmica pela interação entre o campo eletromagnético e as partículas eletricamente sensíveis do meio, sendo íons ou moléculas dipolares do fluido. Esse processo se dá de três formas: por rotação, por ondulação e por convecção.

Dentro desses métodos existem várias técnicas diferentes como: injeção contínua de vapor, injeção cíclica de vapor e drenagem de óleo por diferencial gravitacional

assistida com vapor (SAGD). Estes métodos são variantes dos já mencionados e constituem em um avanço considerável para a indústria.

2.3 MÉTODOS MISCÍVEIS

Este método consiste na injeção de um fluido que seja miscível com o óleo do reservatório, normalmente os mais usados são o dióxido de carbono, o gás natural e o nitrogênio.

O fator de recuperação é favorecido pela utilização desse método, pois reduz a viscosidade do óleo, e com isso melhora a eficiência de deslocamento. Diminui as tensões interfaciais presentes entre o óleo e a água conata. Essas tensões consistem em forças de atração presentes entre superfícies de fluidos não miscíveis e configuram relevante barreira para o escoamento do óleo (Lake *et al.*, 2015). A solubilização do fluido injetado no óleo do reservatório cria um fator de inchamento, que acarreta um aumento do volume dentro do reservatório. Como o volume interno da formação é praticamente fixo, há uma pressão maior na região e em decorrência disso uma maior produção também.

Uma técnica utilizada em conjunto com a injeção de um fluido miscível é a injeção de água em intervalos. Esse método é conhecido como WAG e consiste na injeção de um volume de gás, seguido por um volume de água. O objetivo da água, por apresentar maior viscosidade, é garantir uma frente de avanço mais homogênea dentro do reservatório, aumentando a eficiência de varrido. Quando o gás é injetado na forma de bolhas misturado a água, para a obtenção de uma melhor injetividade, o método é conhecido como SWAG.

2.4 MÉTODOS BIOLÓGICOS

Esse método opera pela injeção de microorganismos dentro do reservatório ou então a modificação dos que já estão lá presentes, e tem como princípio a habilidade destes microorganismos de gerarem produtos dentro da formação ao entrarem em contato com o óleo ou a rocha (Donaldson *et al.*, 1989).

Ainda de acordo com Lake *et al.* (2015), estes produtos gerados pelos microorganismos tem funções muito parecidas com as discutidas nos outros métodos, pois acontece a produção dos mesmos produtos injetados pelos outros métodos, como

os surfactantes, biopolímeros, solventes, ácidos orgânicos e a liberação de gás, normalmente CO₂.

2.5 MÉTODOS NANOTECNOLÓGICOS

As técnicas de nanotecnologia aplicadas à área de EOR ainda são muito recentes e portanto, não muito desenvolvidas. Porém, há possíveis aplicações em vários segmentos que não são supridos pelos métodos citados ou então servir como otimizadores dos efeitos dos mesmos (Drexler *et al.*, 2012).

Algumas das aplicações pertinentes na área de EOR são: como agentes emulsificantes/estabilizadores de espumas, como traçadores, modificadores de molhabilidade, modificadores de pressão de disjunção, como carregadores de surfactantes, entre outras aplicações variadas.

2.6 MÉTODOS QUÍMICOS

Consistem na injeção de um fluido que apresente uma certa elaboração química, fluido este que causa uma interação química com o fluido presente no reservatório. Este método tem a área de atuação muito mais ampla que os já vistos. Ele apresenta várias técnicas diferentes, que se baseiam nos diferentes agentes químicos utilizados para injeção, cada um com um objetivo diferente na atuação (Costa, 2014).

- Injeção de polímeros: com óleos de viscosidade elevada, a adição de polímeros na água aumenta a viscosidade da solução, com isso a sua mobilidade se aproxima da mobilidade do óleo, fator este que auxilia numa melhor difusão do fluido dentro do reservatório, melhorando a eficiência de varrido.
- Injeção de solução tensoativo (surfactantes): a injeção de um tensoativo na água, formando um deslocamento miscível com a água, visa a redução das tensões interfaciais entre a água e o óleo, ampliando assim a eficiência de deslocamento. Esses métodos são pobres na eficiência de varrido, pois apresentam viscosidades bem menores que as do óleo.
- Injeção de microemulsão (solução micelar): esta injeção é uma tentativa de se obter um deslocamento miscível com boa eficiência de varrido, se preocupando com a miscibilidade e com a viscosidade do fluido.

- Injeção de solução alcalina: este método constitui-se da injeção de fluido alcalino com a finalidade de reagir com certos ácidos orgânicos presentes nos óleos e com isso produzir tensoativos dentro do reservatório. A vantagem do método é que um fluido alcalino é mais barato que um fluido com tensoativo.

Cabe a menção também de alguns métodos que aliam os efeitos complementares das injeções já citadas, tornando o método muito mais completo e eficaz para uma boa recuperação. Tem-se como destaque o método SP (surfactante-polímero), que consiste na injeção de surfactante e polímero em conjunto, e o método ASP (álcali-surfactante-polímero), que consiste na injeção conjunta de polímeros, surfactantes e alcalinos (Borges, 2004).

2.7 CONCEITOS BÁSICOS

É necessária a apresentação de alguns conceitos importantes para melhor compreensão das idéias transmitidas no trabalho.

2.7.1 Fator de recuperação

Também conhecido como eficiência de recuperação, é um dos parâmetros mais importantes nas análises da indústria de petróleo (Almeida, 2004). Ele representa o quanto de óleo foi produzido em relação ao óleo presente na formação no início, ambos nas condições padrão de medição. Esse fator é determinado por duas eficiências, a de varrido e a de deslocamento.

2.7.2 Mobilidade e razão de mobilidade

Segundo Rosa *et al.* (2011), a mobilidade de um fluido é definida como a relação entre a permeabilidade efetiva a esse fluido e a sua viscosidade, Eq(1).

$$\lambda_i = \frac{\kappa_i}{\mu_i} \quad (1)$$

Ainda de acordo com Rosa *et al.* (2011), a razão de mobilidade é a relação entre a mobilidade do fluido deslocante (λ_d) atrás da frente de avanço do mesmo e a mobilidade do fluido deslocado por este, Eq(2).

$$M = \frac{\lambda_d}{\lambda_o} = \frac{\kappa_d \times \mu_o}{\mu_d \times \kappa_o} \quad (2)$$

2.7.3 Modelo de Buckley-Leverett

Buckley e Leverett apresentaram um desenvolvimento matemático para o deslocamento de fluidos não miscíveis, na qual se encontra a equação da taxa de avanço frontal, que juntamente com a equação do fluxo fracionário, compõe o chamado modelo de Buckley-Leverett.

Segundo Rosa *et al.* (2011), o modelo se baseia na idéia de que o fluido injetado age como um pistão com vazamento. Este pistão vai empurrando o fluido a ser deslocado para fora dos poros, porém em decorrência do vazamento, uma certa quantidade de óleo vai ficando retido.

Através de operações matemáticas o modelo de Buckley-Leverett fornece duas equações importantes, a do fluxo fracionário, Eq(3), e a da relação entre o fluxo fracionário (f_w) e o corte de água (WC_r), ambos no momento de chegada do fluido injetado no poço produtor (*breakingthrough*), Eq(4).

$$f_w = \frac{1}{1 + \frac{1}{M}} \quad (3)$$

$$WC_r = f_w f \quad (4)$$

A figura 2.2 representa uma curva típica de comportamento do fluxo fracionário em relação a saturação de água.

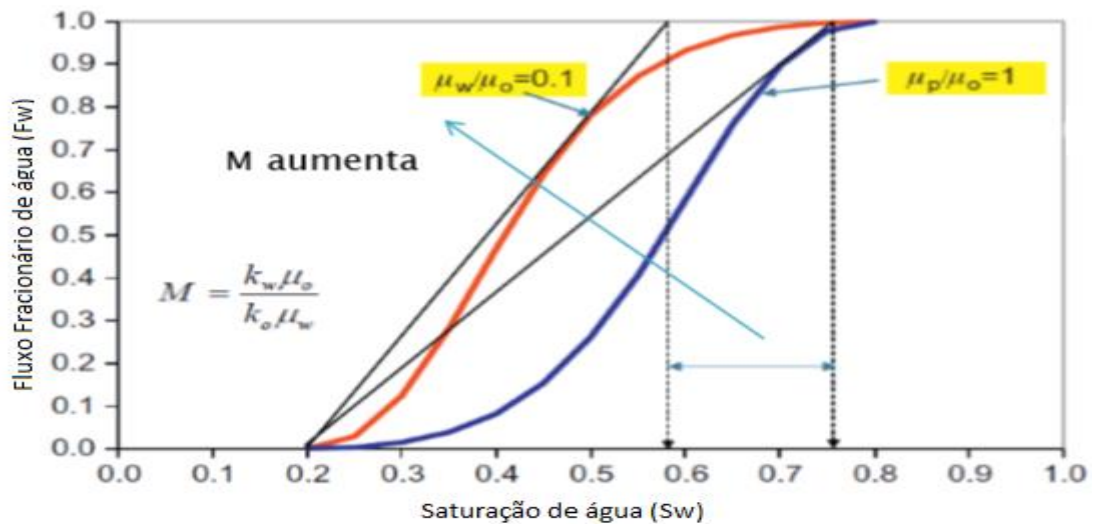


Figura 2.2: Curvas de fluxo fracionário de água pela saturação de água para a injeção de água (curva vermelha) e injeção de polímero (curva azul).

Fonte: Sheng, 2013.

Segundo Sheng (2013), a análise conjunta da figura 2.2 e da equação 4 leva ao estabelecimento da relação entre a razão de mobilidade e o corte de água, quanto menor a razão de mobilidade menor será o corte de água para uma mesma saturação de água.

2.7.4 Eficiência de varrido

Segundo Sorbie (2013), a eficiência de varrido consiste na porção volumétrica do reservatório que entra em contato com o fluido de injeção, tendo a sua atuação em escala macroscópica. Sua importância vem do fato de que, quanto melhor for a eficiência de varrido do método maior será o contato do fluido injetado com os fluidos do reservatório, e com isso melhor será o efeito do método aplicado.

Ainda de acordo com Sorbie (2013), a eficiência de varrido pode ser dividida em vertical e areal.

- Eficiência de varrido areal: representa como está a distribuição do fluido injetado dentro de cada camada entre o poço injetor e o produtor, figura 2.3. Ela apresenta, como maiores fatores de prejuízo, a formação de *fingers*, a malha de drenagem e falhas selantes.

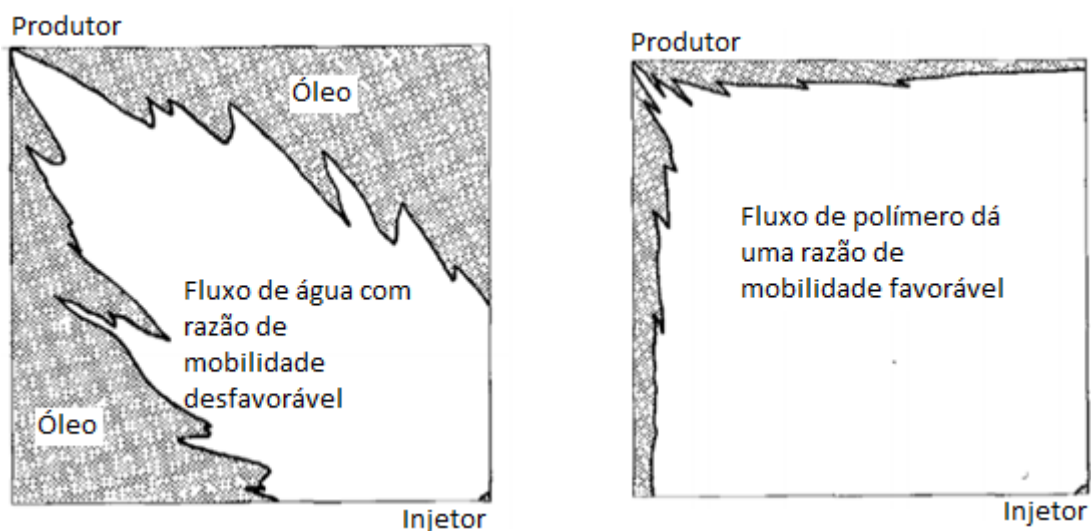


Figura 2.3: Exemplo de dois cenários diferentes de varrido areal. Fonte: Sorbie, 2013.

- Eficiência de varrido vertical: ela se caracteriza pelas diferenças de avanço que ocorrem devido as heterogeneidades de permeabilidade da formação, onde as camadas apresentam permeabilidades diferentes, figura 2.4. Essa característica favorece a formação de *fingers*, o que gera problema de formação de um

caminho preferencial pro fluido avançar, prejudicando a amplitude do varrido. Outros fatores que prejudicam o varrido vertical são os efeitos gravitacionais e os efeitos viscosos.

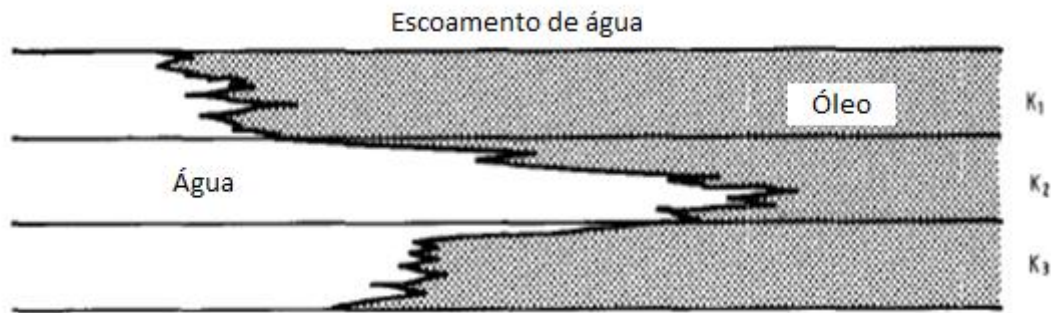


Figura 2.4: Diferenças causadas pela heterogeniedade das permeabilidades.
 $k_1 > k_3 > k_2$. Fonte: Sorbie, 2013.

2.7.5 Eficiência de deslocamento

Essa eficiência baseia-se em como obter uma menor quantidade de óleo residual comparada a de óleo produzida, quanto de óleo ela consegue deslocar em detrimento do que permanece preso na formação. Ela foca seus esforços na escala microscópica e com isso, objetiva as relações internas do óleo com a água. A eficiência de deslocamento deve-se a redução das tensões interfaciais apresentadas entre os contatos da água e do óleo (Sheng, 2013).

2.7.6 Fingering

Consiste em canais preferenciais de escoamento do fluido que foi injetado dentro do reservatório, é um fenômeno altamente prejudicial, já que diminui a eficiência de varrido e consequentemente o fator de recuperação de óleo (Lira, 2014). Ele pode tanto ocorrer devido a heterogeniedade das camadas verticais, em uma vista vertical do escoamento, como pela diferença de densidade entre o fluido injetado e o óleo, vista areal do reservatório. Ambos os casos podem causar fingering e cabe aos métodos de EOR diminuírem a sua formação para uma melhor varredura de todo o óleo presente na formação.

2.7.7 Hidrólise

Reações de hidrólise consistem em quebras de moléculas, orgânicas ou inorgânicas, em moléculas menores (Piske, 2002). Ainda segundo Piske (2002), esta

quebra é realizada pela água, pura ou na presença de alguma outra substância que auxilie esta quebra. A hidrólise é basicamente conhecida como a decomposição pela água, onde grandes moléculas se transformam em moléculas pequenas. Os principais tipos de reações de hidrólise estão na química orgânica, sendo os mais comuns a saponificação de ácidos graxos e outros ésteres, inversão de açúcares, quebra de proteínas.

No caso das poliacrilamidas ocorre uma hidrólise alcalina, onde a molécula de acrilamida é quebrada na presença de uma base forte (Smets e Hesbain, 1959). Esta quebra gera a conversão do grupo amida em grupo carboxila.

2.8 INJEÇÃO DE POLÍMERO

A injeção de polímero é um método de EOR que está incluído na subdivisão dos métodos químicos, já que consiste na injeção de uma solução de água misturada com uma certa concentração de polímero dissolvido nela. Há dois principais motivos para a não produção de uma parte do óleo presente dentro do reservatório, um deles é o óleo aprisionado pelas forças capilares (Barbosa, 2009) e o outro consiste na varredura ineficaz feita pelo fluido injetado no reservatório (Sorbie, 2013). É nessa segunda causa que esse método visa sua atuação e, conseqüentemente, na maior recuperação de óleo.

Os polímeros são utilizados, pois em mistura com a água, eles fornecem um aumento significativo da viscosidade em baixas concentrações (Thomas *et al.*, 2013). Esse aumento da viscosidade do fluido injetado tem como objetivo atacar a varredura ineficaz do fluido injetado, e com isso acarretar um aumento da eficiência de varrido da injeção, fornecendo um fluido mais viscoso e como consequência uma frente de avanço mais homogênea, evitando assim a formação de caminhos preferenciais.

Para a escolha deste método é necessária a avaliação de vários aspectos antes da tomada de decisão sobre a utilização ou não dele e sobre como ele será aplicado. Alguns fatores que influenciam na escolha, segundo Costa (2014), são: as características do reservatório, como litologia, estratigrafia e fraturas, a distribuição do óleo remanescente, a distribuição e a capacidade dos poços perfurados, a degradação do polímero, a reologia da solução polimérica e a sua compatibilidade com outros produtos químicos que possam vir a ser utilizados em conjunto, como, as muito utilizadas, injeções de SP e ASP, e a relação custo eficiência do método. Todos esses fatores vão guiar as decisões a

serem tomadas em relação a utilização ou não da injeção de polímero no campo e de como ela será realizada.

Polímeros sintéticos capazes de se solubilizar em água são os mais utilizados para este método, principalmente as poliacrilamidas, porém biopolímeros também vem sendo muito usados recentemente (Thomas *et al.*, 2013). Os polímeros injetados apresentam alta massa molar, fator este fundamental para o efeito de aumento da viscosidade à baixas concentrações, porém, essa alta massa molar dos polímeros acarreta alguns problemas, principalmente em reservatórios de baixa permeabilidade, como degradação mecânica, quando sujeitos a altas taxas de cisalhamento, e baixa injetividade, que consiste na vazão necessária para um diferencial de pressão existente (Costa, 2014). Outra problemática da utilização de alguns polímeros é a perda de viscosidade da solução com o aumento da salinidade e/ou da dureza do meio aquoso.

De acordo com Thomas *et al.* (2013), um dos maiores problemas do método de injeção de polímero é a queda considerável que ocorre no peso molecular da solução, na concentração de polímero e na aniosidade, o que tem por consequência uma natural queda da viscosidade da solução, fator este que prejudica a eficácia do método e a recuperação associada a ele. Ao fenômeno que causa essa queda brusca da viscosidade dá-se o nome de degradação. Ainda segundo Thomas *et al.* (2013), existem alguns tipos principais de degradação que costumam ocorrer no ambiente de injeção de polímero no reservatório, como:

- Degradação química: consiste na formação de radicais livres que podem reagir com o polímero, resultando numa queda da massa molar e da viscosidade do sistema. Essa formação de radicais livres é causada pela presença de produtos químicos e impurezas na água, junto com a presença de oxigênio.
- Degradação mecânica: ocorre nos tubos, *chokes*, válvulas e bombas presentes no sistema de injeção. Quanto maior a massa molar do polímero, maior será a degradação mecânica que ele irá sofrer, ela está intimamente ligada com a taxa de cisalhamento cujo o fluido estará sujeito.
- Degradação térmica: esta degradação depende do tipo de polímero e do gradiente de temperatura do reservatório. Junto com a presença de sais no fluido e certas temperaturas, pode ocorrer a deposição dos polímeros.

2.9 POLÍMEROS

Do grego *poli*, “muitas”, e *meros*, “partes”, o polímero se caracteriza como uma macromolécula formada pela união de várias unidades pequenas denominadas monômeros. Os polímeros, segundo Fogaça (2014), podem ser classificados em dois tipos principais, os naturais e os sintéticos/artificiais.

- Polímeros naturais: são polímeros encontrados naturalmente na natureza, produzidos por reações naturais do metabolismo de alguma espécie, tanto vegetal quanto animal. Alguns exemplos que podem ser citados são borrachas, celulose, amido, glicogênio e proteínas.
- Polímeros artificiais ou sintéticos: são os produzidos pelo homem a partir de alguma técnica de polimerização. São três as técnicas mais utilizadas para essa produção.
 - Polímero de adição: formados pela reação de número muito grande de monômeros iguais, cujo processo origina uma única molécula.
 - Polímero de condensação ou de eliminação: é formado pela reação de condensação entre moléculas de substâncias iguais ou diferentes com a saída simultânea de duas moléculas, uma pequena e uma de água.
 - Polímero de rearranjo: neste processo um ou mais monômeros sofrem rearranjo em suas estruturas a medida que ocorre a reação de polimerização.

Se destacam dois polímeros como os mais utilizados para o método de injeção de polímero em EOR, as poliacrilamidas, segundo Thomas *et al.* (2013), e a goma xantana, segundo Ramos (2011) e Rangel (2012).

2.9.1 Poliacrilamida

É o polímero artificial mais utilizado pela indústria de petróleo. Segundo Costa (2014), eles possuem cadeia flexível, que pode ou não conter grupos hidrolisados e recebem esse nome, pois apresentam a acrilamida como cadeia principal, figura 2.5. Para Thomas *at al.* (2013), as poliacrilamidas são, em sua maioria, aniônicas e as diferentes disposições dessas cargas pelo corpo do polímero, causadas por processos de

produção diferenciados, geram propriedades físicas diferentes quando imersos em solução aquosa.

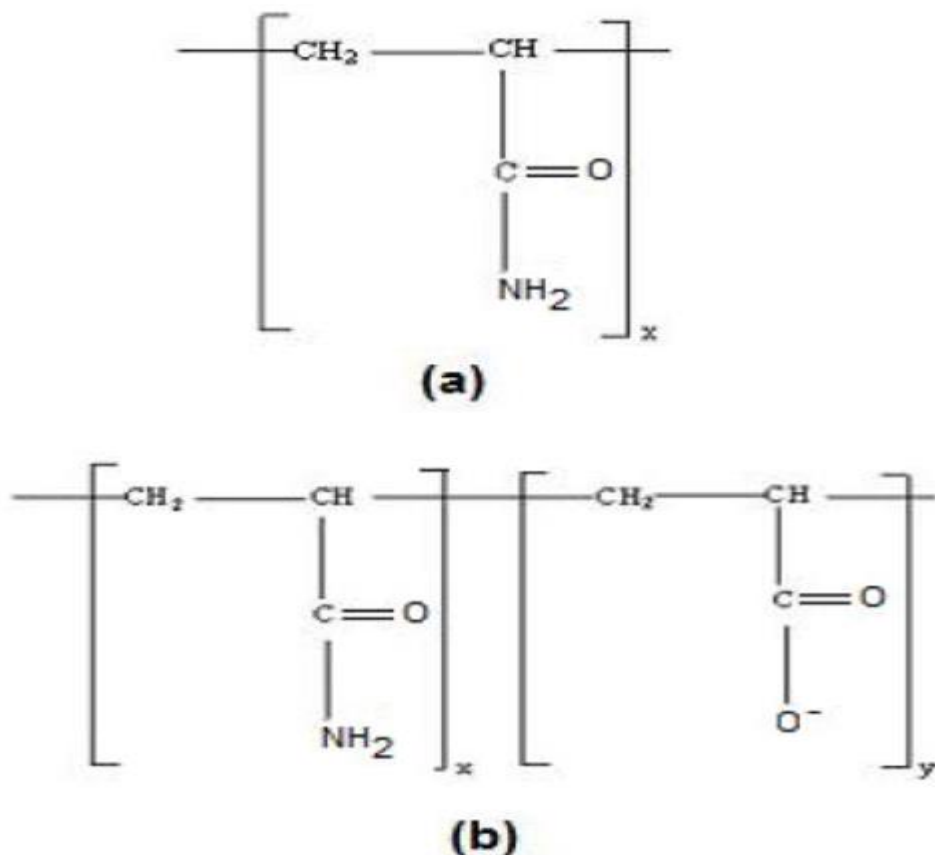


Figura 2.5: Estrutura de uma poliacrilamida neutra (a) e parcialmente hidrolisada (b). Fonte: Costa, 2014.

As poliacrilamidas parcialmente hidrolizadas (HPAM-*Partially Hydrolyzed Polyacrylamide*) tem grande dependência, sobre a sua viscosidade, da presença de sais, o grau de hidrólise, temperatura da solução, peso molecular, estruturas tridimensionais e a qualidade do solvente, (Thomas *et al.*, 2013). Porém, é possível melhorar a sua estabilidade pela mudança de composição.

Os efeitos dos sais na viscosidade das soluções de poliacrilamida vem sendo bastante estudados devido a sua importância para a indústria, Valentim *et al.* (2005), avaliaram os efeitos da adição de cloreto de sódio (NaCl) na viscosidade das poliacrilamidas com diferentes graus de hidrólise, obtendo resultados que corroboram com a queda da viscosidade, na presença de sal, de poliacrilamidas iônicas e, para amostras não iônicas, não houve mudança com a presença de sais.

Soluções HPAM, além de perderem viscosidade com o aumento da salinidade e da dureza do meio, ainda podem precipitar se essa concentração for muito alta.

Segundo Thomas *et al.* (2013), as poliacrilaminas se comportam como fluido não newtoniano, apresentando também uma pseudoplasticidade. A viscosidade das soluções depende diretamente da concentração de polímero e do peso molecular dele, porém polímeros muito pesados podem acarretar problemas de injetividade no poço.

2.9.2 Goma xantana

É um polissacarídeo, classificado como um polímero natural, sendo produzido por diversas cepas da bactéria *Xanthomonas Campestris* (Diaz *et al.*, 2004). Com o passar dos anos a sua utilização como espessante e estabilizante cresceu muito, transformando-o em um polímeros usado em larga escala e com atuação em várias áreas distintas da indústria.

Segundo Borges e Vesdrusculo (2008), a goma xantana apresenta uma estrutura primária composta por repetidas unidades de pentassacarídeos, figura 2.6, sendo muito regular na presença de ramificações em uma glicose a cada duas, essas ramificações são muito importantes, pois aliadas a rigidez da cadeia central, e outras características da sua estrutura química, elas conferem as características únicas da gama de xantana para a aplicação nas diversas indústrias. Ela é capaz de formar, ordenadamente, estruturas secundárias e terciárias quando em meio aquoso, característica essa imprescindível para um polissacarídeo de interesse comercial. Pelo fato da sua composição química ser muito mutável, dependendo de fatores como condições operacionais durante a fermentação e tipo de bactéria produtora, ela vem sendo muito estudada para que cada vez mais seja produzida com as características específicas necessárias para cada fim.

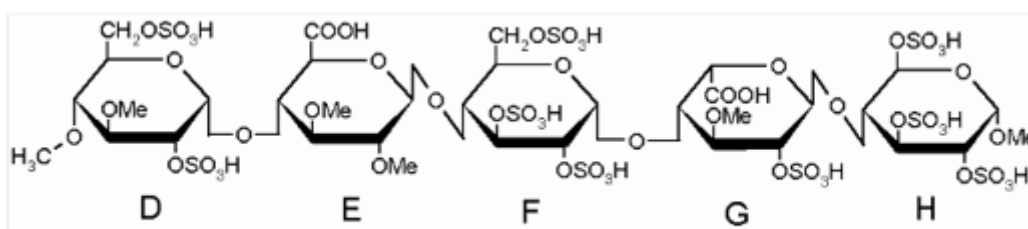


Figura 2.6: Estrutura de um pentassacarídeo. Fonte: Verli, 2005.

A gama de xantana apresenta uma aceitação muito grande na indústria devido a sua vasta gama de características favoráveis, se comparadas a outros polímeros. A

principal característica que agrega valor a utilização da xantana é a sua alta viscosidade obtida com concentrações baixas, aliado a esse fator de elevada importância, ela ainda apresenta outras propriedades reológicas de alto interesse de acordo com, Borges e Vesdrusculo (2008), como por exemplo: os altos níveis de pseudoplasticidade, ou seja, a viscosidade diminui com o aumento da taxa de deformação, mas recupera rapidamente a viscosidade na remoção da tensão de cisalhamento; viscoelasticidade; tensão residual elevada; alta estabilidade em ambientes hostís de temperatura, pH e presença de sais, sendo, no mercado, o polissacarídeo com a maior estabilidade. Todas estas características são variantes, elas dependem de alguns fatores, como as diferentes cepas e colônias de bactérias utilizadas na produção, e os processos utilizados para a sua fabricação.

Para Diaz *et al.* (2004), outra característica marcantes da xantana é a alta solubilidade em água quente ou fria, sendo estáveis em ambos os cenários. Elas apresentam, comparativamente a outros polímeros, altas taxas de resistência à degradação pelo calor, mantendo-se a elevadas temperaturas por prolongados períodos de tempo, sem nenhuma grande alteração de viscosidade.

A goma xantana é extremamente compatível com sais, apresentando, não só um incremento na viscosidade com a adição de NaCl ou cloreto de potássio (KCl), como também um aumento da resistência a degradação por calor sofrida pelo polímero (Borges e Vesdrusculo, 2008).

Todos esses fatores tornam a goma xantana um produto de grande apelo para a indústria, pois suas características únicas possibilitam a sua utilização como agente espessante, estabilizante e emulsificante em uma gama muito grande de aplicações.

3 SIMULAÇÃO

Gerenciamento de Reservatórios é o nome do processo através do qual consegue-se integrar propriedades geológicas e petrofísicas de um reservatório e dados de produção. Desta forma gera-se um modelo computacional acurado que representa o reservatório e traça uma metodologia de produção ótima baseada no modelo. Levando isso em consideração, pode-se afirmar que o gerenciamento de reservatórios é uma importante ferramenta de auxílio nos processos de tomada de decisão.

As etapas principais do gerenciamento do reservatório são: integração de dados, refinamento, simulação do reservatório, ajuste de histórico, otimização automática e previsão da produção.

Com o intuito de contribuir com a formação acadêmica de estudantes e pesquisadores e fornecer material base para a geração de novas metodologias de trabalho e comparação com as atuais, a universidade UNICAMP disponibilizou no seu site, um exercício de Gerenciamento e Simulação de Reservatórios baseado no campo escola de Namorado.

Para a execução, foram disponibilizados diversos arquivos contendo todo tipo de dados a respeito do campo. Entre estes arquivos, encontram-se modelos pré preparados para utilização nos programas comerciais, bem como dados de histórico de produção de poços pioneiros e do comportamento da pressão do reservatório ao longo do período de exploração, que ocorreu de 2013 até 2017.

Os programas da Computer Modeling Group LTD. (CMG) foram escolhidos para a realização deste trabalho, pois é a líder em simulação de recuperação avançada de petróleo, entregando programas que fornecem os resultados mais acurados para modelos composicionais, convencionais, não convencionais e processos avançados de EOR. Ele ainda permite a realização do ajuste de histórico, além de ser um dos simuladores mais rápidos do mercado, todas as informações sobre a CMG se encontram no site presente na lista de referências.

Os programas da CMG, *Builder*, IMEX e CMOST, foram escolhidos para a execução desta simulação. Segundo o site da CMG:

- O *Builder* consiste em uma ferramenta que permite a criação, edição e visualização de um modelo de simulação de reservatórios.

- O IMEX é um dos simuladores mais rápidos, pode ser utilizado para simular um sistema de *black oil* convencional, para obter um ajuste de histórico e para previsões de recuperações primárias, secundárias e de processos de EOR. Apresenta uma interface de fácil utilização em conjunto com outras ferramentas da CMG, como o CMOST.
- O CMOST é utilizado em conjunto com outras ferramentas da CMG, tem como função primordial a otimização de parâmetros, tanto para o ajuste de histórico, quanto para a melhora da produção.

3.1 DESCRIÇÃO DO CASO

O caso UNISIM-I-D foi gerado a partir do modelo UNISIM-I de Avansi e Schiozer (2003). O modelo foi gerado com o objetivo de representar um campo com características reais e tem seu modelo de fácies, estrutural e petrofísico baseado no campo de Namorado, na Bacia de Campos, este foi o modelo usado como base para a execução das etapas do trabalho.

Por conter dados genéricos na etapa da definição dos cenários, os resultados obtidos neste trabalho não podem ser atribuídos com precisão ao campo de Namorado.

O modelo UNISIM-I-D apresenta 37000 blocos ativos, para utilização em estudos com poucos poços e análise de incerteza. Um histórico de dados de quatro anos com quatro poços produtores verticais, vistos na figura 3.1, se faz presente entre os arquivos disponibilizados.

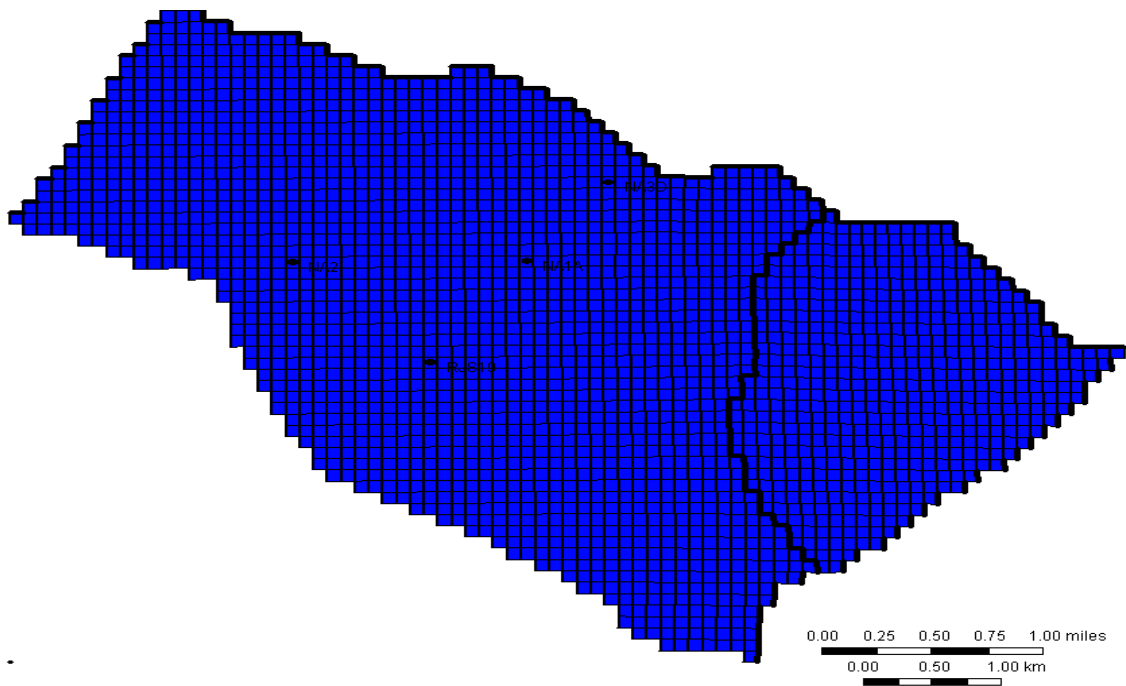


Figura 3.1: Mapa do campo de Namorado

Os dados reais de histórico de produção e comportamento da pressão ao longo destes quatro anos foram fornecidos para posterior comparação e ajuste com os resultados gerados pelo modelo.

3.2 AJUSTE DE HISTÓRICO

Para o início das simulações foi necessária a preparação do arquivo principal (do tipo *.dat*) requerido para a simulação no *Builder*, IMEX e CMOST. Este arquivo foi fornecido pelo estudo de caso da UNISIM. A preparação inicial consistiu na importação e criação de arquivos (do tipo *.prd*) dos dados reais disponíveis de produção de água, óleo e gás e dos dados de pressão estática e suas variações com o tempo.

Após a preparação do arquivo principal, podemos utilizá-lo no IMEX. O programa simulou a resposta do reservatório à produção dos quatro poços iniciais durante o período de tempo cujo os dados de produção são disponíveis, os quatro anos entre 2013 e 2017.

Ao término dessa simulação foram obtidos os dados de produções de água, óleo e gás, e os dados de pressão estática do reservatório. A próxima etapa é a comparação dos resultados obtidos pela simulação com os dados reais disponíveis, que tem como objetivo a validação dos parâmetros utilizados. Essa etapa garante que simulações de

cenários futuros estejam o mais próximas da realidade possível. A seguir, é possível ver as curvas de ambos os cenários representados nos gráficos 3.1, 3.2, 3.3 e 3.4.

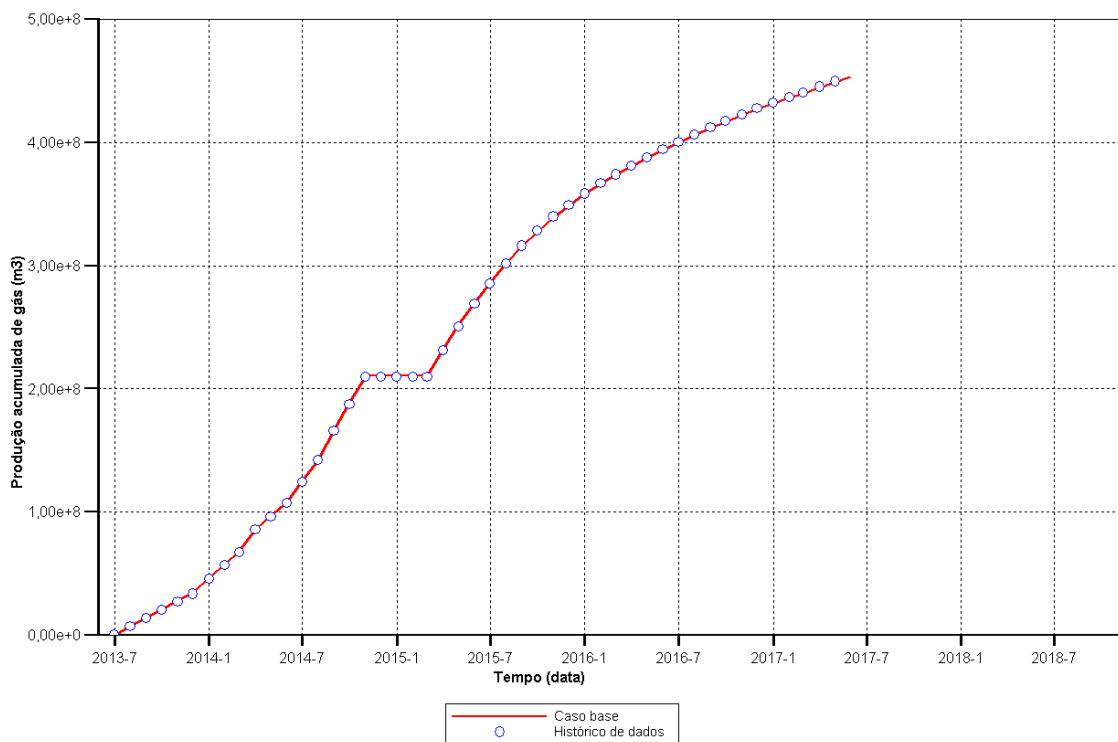


Gráfico 3.1: Produção acumulada de gás.

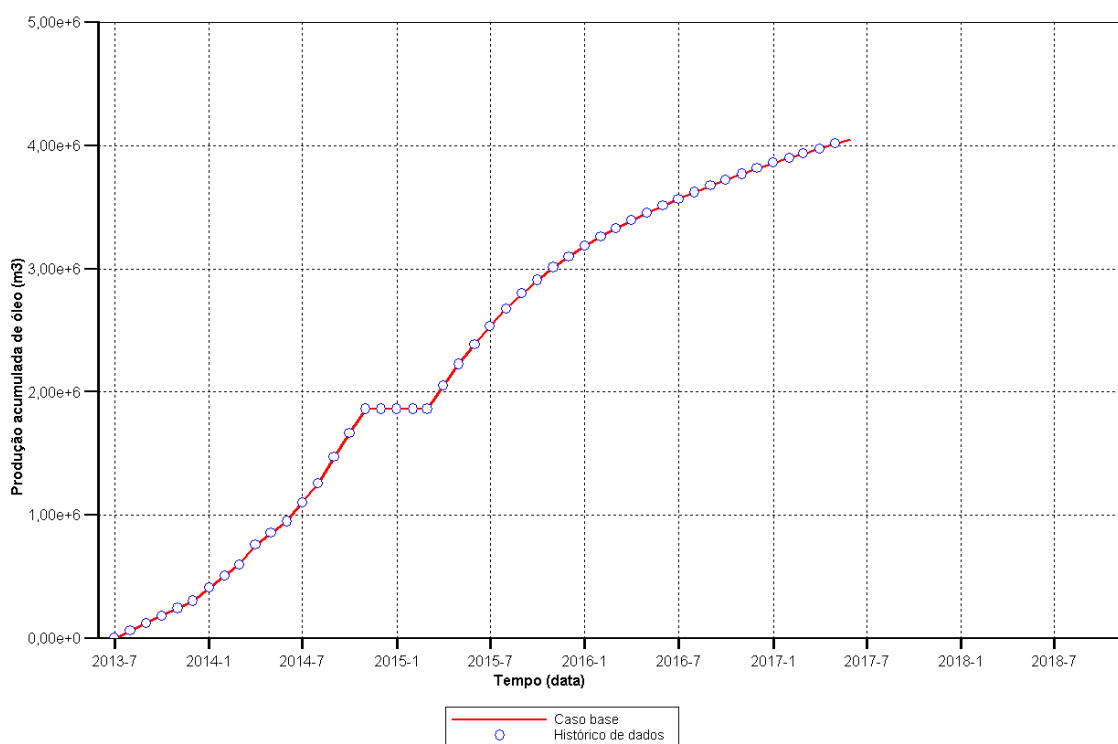


Gráfico 3.2: Produção acumulada de óleo.

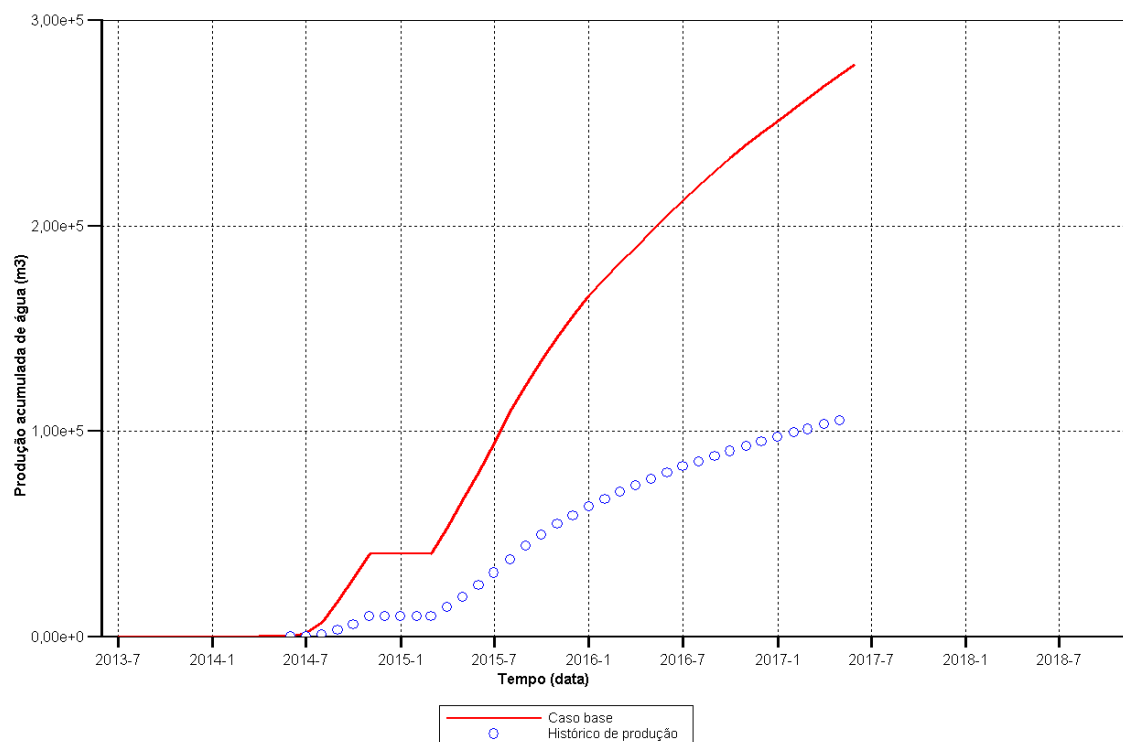


Gráfico 3.3: Produção acumulada de água.

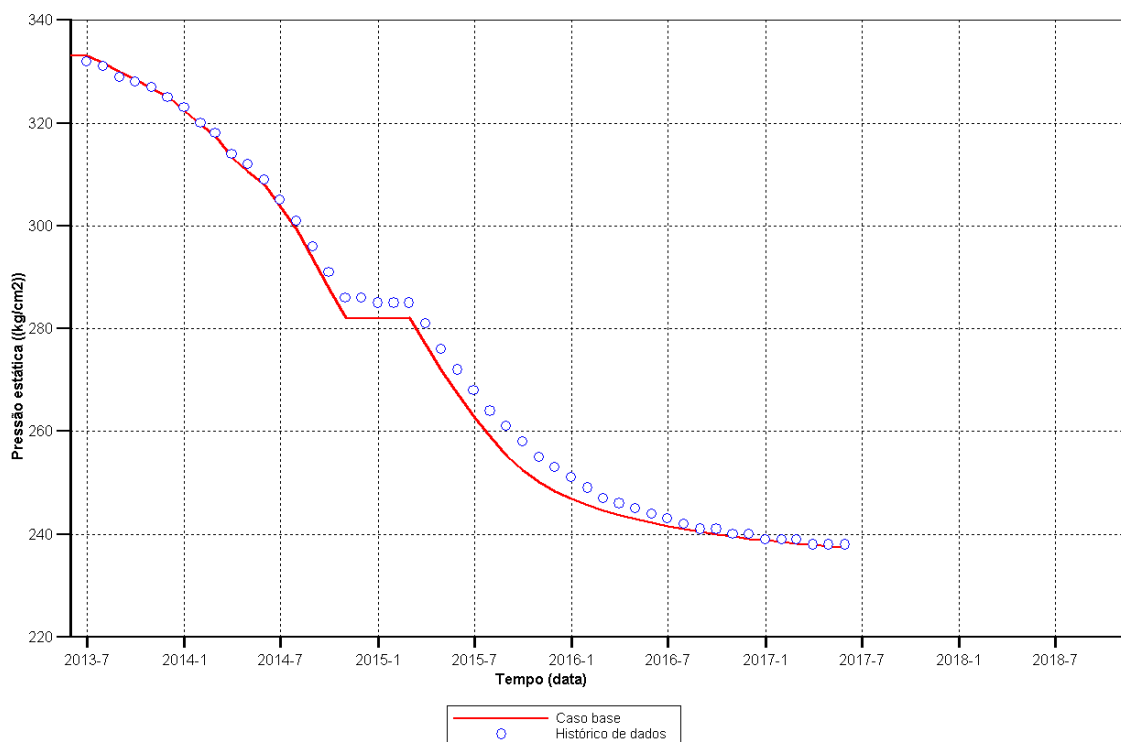


Gráfico 3.4: Pressão estática do reservatório.

Como pode ser observado pelas comparações feitas, obteve-se resultados muito bem ajustados tanto para as produções acumuladas de óleo e de gás quanto para a

pressão estática do reservatório. Porém, a produção acumulada de água demonstrou resultados muito insatisfatórios entre o caso real e o simulado. Essa discrepância evidencia que é necessária a realização de uma mudança nos parâmetros básicos utilizados na simulação para que esse desvio seja sanado.

Esta estratégia de mudança de parâmetros é conhecida como ajuste de histórico e desempenha um papel importante no cenário de gerenciamento de reservatórios. Ela consiste na variação de alguns parâmetros relevantes no âmbito do resultado a ser ajustado, a produção de água neste caso, e a obtenção dos erros globais e locais resultantes dessas variações.

Para esta etapa precisa-se definir quais serão os parâmetros a serem variados e qual será a amplitude dessa variação. Essa é a etapa mais importante para a obtenção de um bom ajuste de histórico e deve ser analisada com cuidadosamente.

Os parâmetros escolhidos e que demonstram ter uma maior importância na produção acumulada de água foram: permeabilidades nos eixos de referência ortogonal i, j e k (PermI, PermJ e PermK), compressibilidade da rocha (Cpor), porosidade (Poros), relação da espessura permoporosa pela espessura total (NTG-*net to gross*) e contato óleo água das regiões 1 e 2 (WOC1 e WOC2).

A amplitude da variação de cada parâmetro, mostrada na tabela 3.1, deve ser bem determinada pois mudanças muito grandes, mesmo ajustando corretamente o histórico, se mostrarão fora de propósito quando comparadas ao cenário real. Elas podem retratar os dados reais obtidos, mas não irão representar a situação real do reservatório.

	Cpor	Poros (%)	WOC1 (m)	WOC2 (m)	PermI	PermJ	PermK	NTG
Limitante Inferior	4.8E-5	0.9	3110	3169	0.8	0.8	0.8	0.8
Limitante Superior	5.8E-5	1.1	3090	3174	1.2	1.2	1.2	1.2

Tabela 3.1: Limitantes utilizados de cada parâmetro.

Depois dessa etapa, deve-se selecionar qual será a função objetivo que o programa irá utilizar como critério de seleção para os resultados, ou seja, quais resultados da simulação ele deve comparar com os reais e como vai funcionar essa comparação.

Para este caso foi utilizado como critério de seleção do melhor experimento o erro global da simulação e como base para esse cálculo as curvas de produção acumulada de água, óleo e gás, além da curva de pressão estática do reservatório.

Com todos os itens essenciais determinados usaremos a ferramenta CMOST para a realização dessa simulação de ajuste de histórico. Dentre os vários experimentos, os cinco com menor erro global são selecionados e guardados pelo próprio programa.

Após a simulação de 500 experimentos, os cinco melhores cenários escolhidos foram os 440, 385, 442, 399 e 389. As variações para cada experimento estão representadas na tabela 3.2.

Cenário	Erro_Global (%)	Novo valor do parâmetro							
		Cpor	Poro	WOC1	WOC2	PermI	PermJ	PermIK	NTG
440	6.94	5.4E-5	0.991	3110	3171.4	0.882	1.1	1.14	1.062
385	6.97	5.4E-5	0.991	3110	3171.2	0.962	1.164	1.164	1.062
442	7	5.65E-5	1.002	3109.9	3171.8	0.894	1.16	1.16	1.024
399	7.01	5.38E-5	0.993	3110	3171	0.946	1.116	1.116	1.054
389	7.02	5.4E-5	0.996	3110	3171.8	0.95	1.122	1.122	1.052

Tabela 3.2: Resultados dos parâmetros obtidos na simulação.

Com a obtenção desses novos cenários foi possível gerar novas curvas de produção acumulada de óleo (gráfico 3.5), gás (gráfico 3.6) e água (gráfico 3.7) e pressão estática do reservatório (gráfico 3.8). O cenário escolhido para a comparação das novas curvas encontradas foi o 440, pois obteve o menor erro global de todos os experimentos simulados.

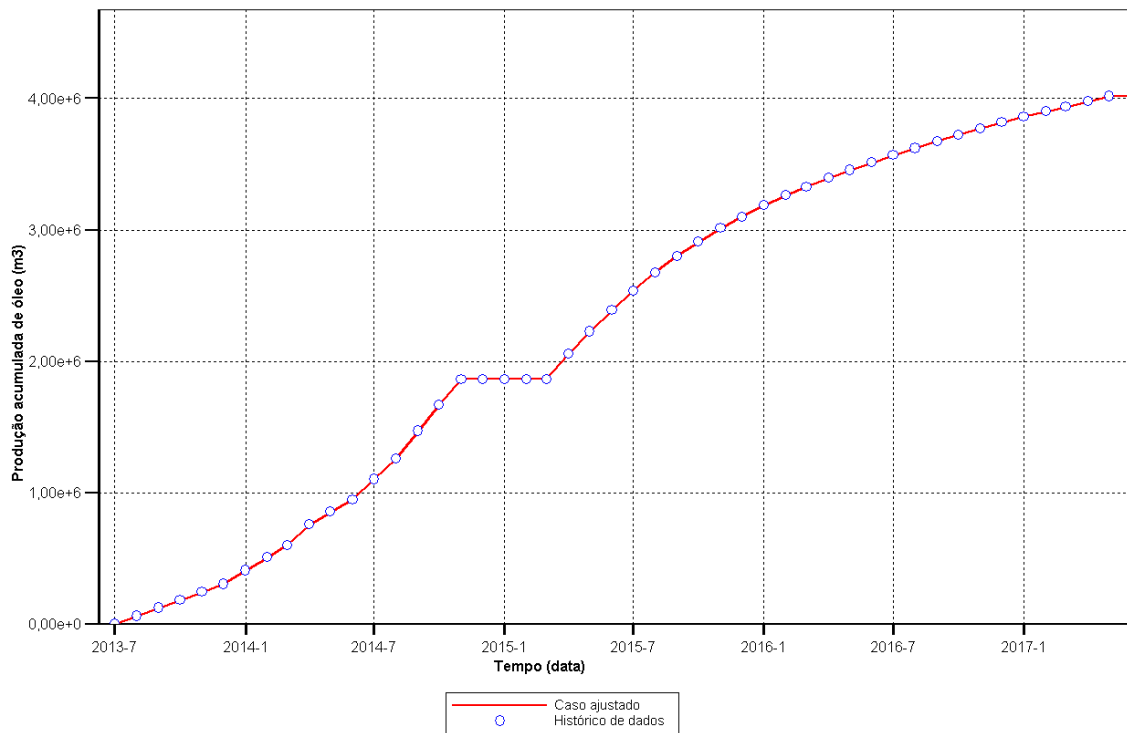


Gráfico 3.5: Produção acumulada de óleo.

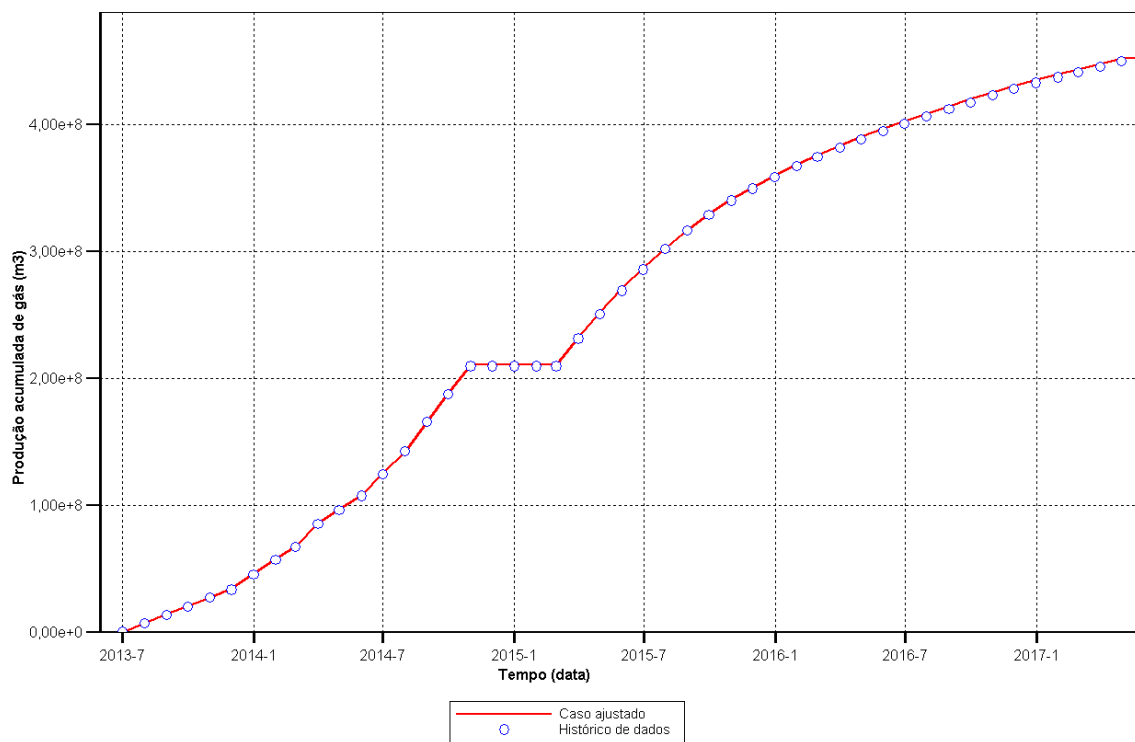


Gráfico 3.6: Produção acumulada de gás.

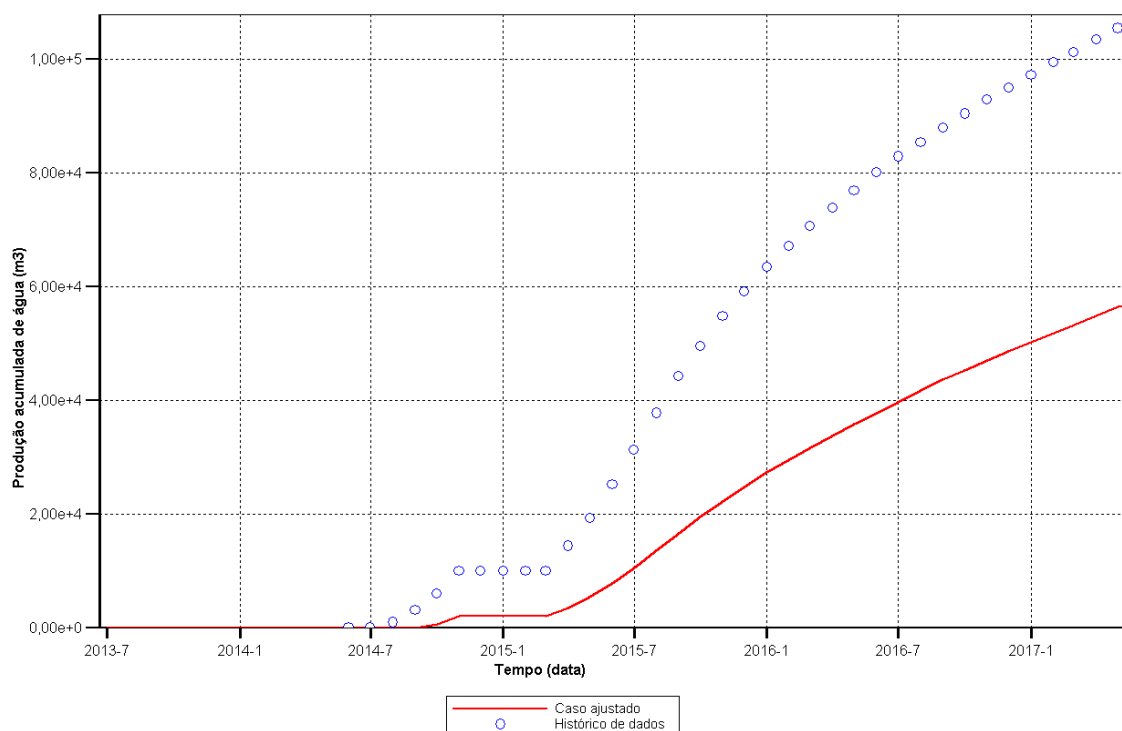


Gráfico 3.7: Produção acumulada de água.

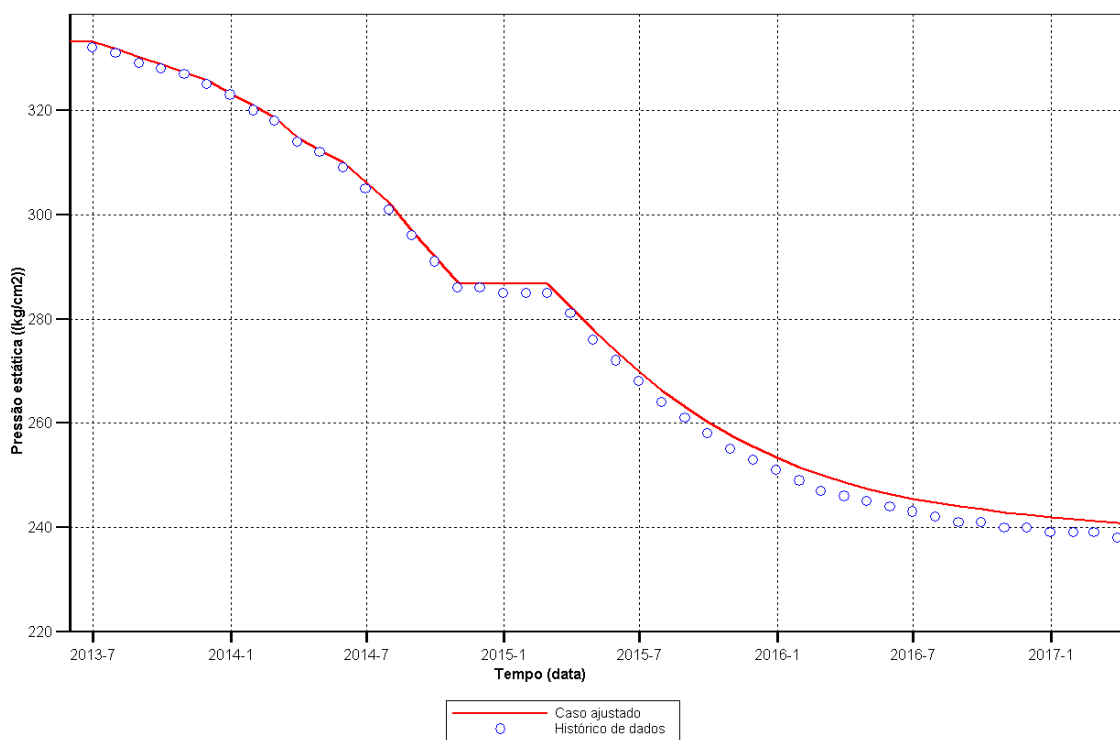


Gráfico 3.8: Pressão estática do reservatório.

Pode-se observar que as curvas de produção de óleo, gás e pressão estática se mantiveram bem ajustadas, porém ainda há uma discrepância no resultado obtido na produção acumulada de água. Para uma melhor análise comparativa juntaram-se as três

curvas que devem ser analisadas no gráfico 3.9: a dos dados reais e as simuladas antes e depois da realização do ajuste de histórico.

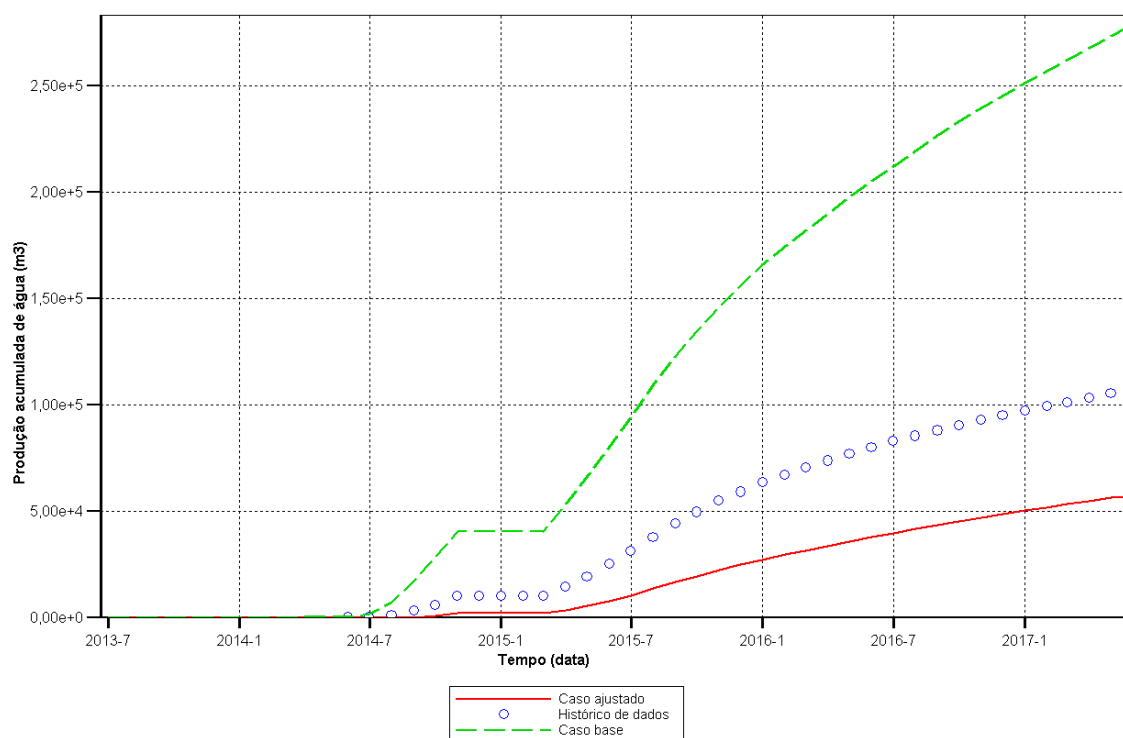


Gráfico 3.9: Produção acumulada de água nos três casos.

Ao analisar este gráfico pode-se ver que, mesmo não havendo um ajuste perfeito das curvas, houve uma melhora considerável entre o cenário anterior e o posterior a realização do ajuste de histórico. Enquanto havia um erro local na produção acumulada de água da ordem de 200% no caso base, agora há um erro local de 25%, ainda um erro grande, porém muito mais acurado que o caso inicial.

Para um melhor ajuste de histórico se faz necessário a obtenção de mais dados reais do reservatório no futuro, para que com isso haja uma atualização constante do ajuste de histórico até que consiga-se uma simulação mais próxima da realidade possível, com a determinação cada vez mais precisa dos valores dos parâmetros importantes do reservatório.

3.3 SIMULAÇÃO DOS DIFERENTES CENÁRIOS

Com a fase do ajuste de histórico já realizada pode-se avançar para a parte principal e mais importante do estudo, a simulação do caso base e dos três cenários diferentes de produção e suas variações.

Nessa etapa será feita uma simulação em *five-spot* com um poço produtor e quatro injetores com uma distância de 1000 m entre os poços injetores, seguindo indicação do modelo UNISIM-I-D, com o produtor localizado exatamente no meio desse quadrado. O modelo *five spot* foi escolhido pois é o esquema mais difundido em operações de recuperação devido a sua simetria (Rosa *et al.*, 2011). Para a escolha da localização do *five-spot* foi levada em consideração a região com maior saturação de óleo (figura 3.2) e que estivesse contida em um anticlinal da formação (figura 3.3).

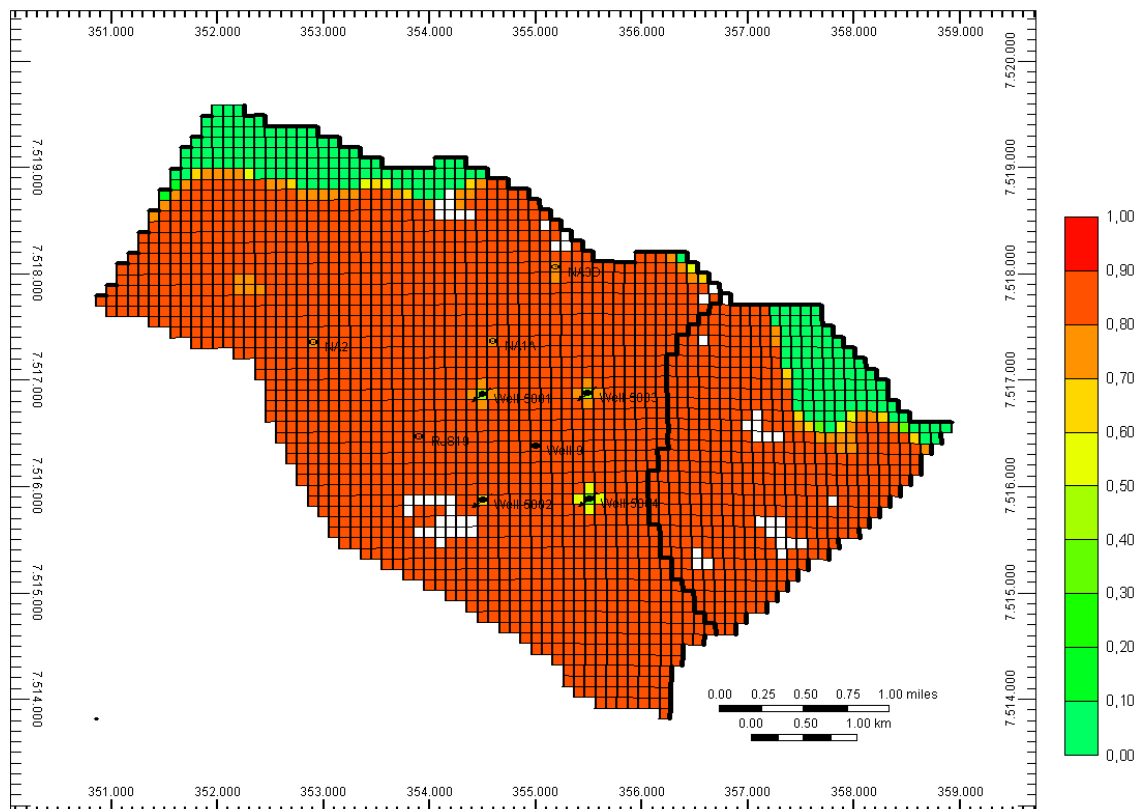


Figura 3.2: Localização dos poços e saturação de óleo da formação.

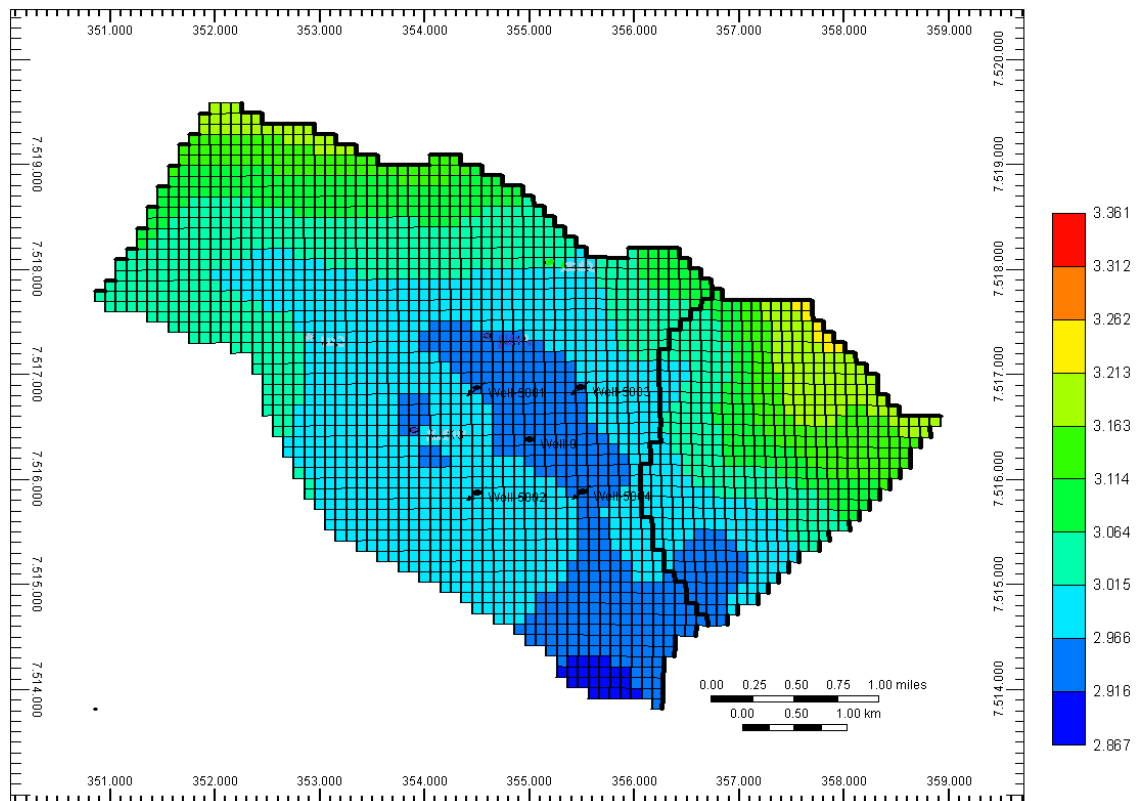


Figura 3.3: Localização dos poços e distância do leito marinho até o topo do reservatório.

É necessária a definição de restrições para os poços. Estas restrições se dividem em operacionais, limitantes dos valores em que o poço trabalha, e de monitoramento, que determina se o poço continua aberto ou se é fechado. Os valores das restrições para o poço produtor utilizadas foram:

- Operacional;
 - Pressão mínima de fundo de poço: 190 psia
 - Quantidade máxima de líquido produzido na superfície: 2000 m³/dia
- Monitoramento;
 - Razão gás óleo: 200
 - Corte de água: 90%
 - Vazão mínima de óleo produzida: 20 m³/dia

Para os poços injetores outras restrições foram usadas:

- Operacional;

- Pressão de fundo de poço máxima: 350 psia
- Quantidade máxima de fluido injetado: 5000 m³/dia

Após a realização dessa etapa, os três cenários diferentes e o caso base já podem ser testados. Os cenários são caracterizados da seguinte maneira:

- Injeção de água do mar, cenário base: neste cenário foi utilizado o modelo *black oil with seawater*, presente no simulador. Para as condições de temperatura do reservatório de 90 °C e salinidade média da água do mar de 3%. Utilizou-se uma aproximação da viscosidade da água do mar injetada de 0,8 cP segundo o procedimento ITTC-75-0.1-0.2-0.3. Outros dados necessários foram duas tabelas, de escala de dano e escala de deposição, ambas encontradas para um modelo genérico na lista interna de casos do CMG.
- Injeção da goma xantana, cenário 1: neste cenário foi utilizado o modelo *polymer model*, presente no simulador. Foi considerado uma relação linear entre a concentração de referência de 0,2 Kg/m³ e a viscosidade de referência de 9,25 cP (Brandão *et al.*, 2008). Na literatura foram encontrados dados de adsorção do polímero pela concentração em um modelo genérico de arenito (Queiroz Neto *et al.*, 2007), a concentração utilizada do polímero na solução de água de injeção foi de 0,2 kg/m³.
- Injeção da poliacrilamida PADHA, cenário 2: neste cenário foi utilizado o modelo *polymer model*. Foi considerado uma relação linear entre a concentração de referência de 1 Kg/m³ e a viscosidade de referência de 1,17cP (Maia *et al.*, 2007). Na literatura foram encontrados dados de adsorção do polímero pela concentração em um modelo genérico de arenito (Maia *et al.*, 2007), a concentração utilizada do polímero na solução de água de injeção foi de 1 kg/m³.
- Injeção da poliacrilamida HPAM, com grau de hidrólise de 14%, cenário 3: neste cenário foi utilizado o modelo *polymer model*. Foi considerado uma relação linear entre a concentração de referência de 1 Kg/m³ e a viscosidade de referência de 2,1cP (Maia *et al.*, 2003). Na literatura foram encontrados dados de adsorção do polímero pela concentração em

um modelo genérico de arenito (Maia *et al.*, 2003), a concentração utilizada do polímero na solução de água de injeção foi de 1 kg/m³.

O modelo *polymer model* utilizado nas simulações é, de acordo com a CMG, usado para situações onde há fluxo de óleo, água, gás e polímero no interior do reservatório. Para uma boa simulação do modelo de injeção de solução polimérica alguns aspectos importantes devem ser considerados, como: controle de mobilidade, retenção de polímero, dispersão física, volume poroso inacessível, viscosidade aparente e fator de resistência

Com a obtenção de todos os dados necessários, realizou-se a simulação para um período de 20 anos.

4 RESULTADOS E DISCUSSÕES

Após as simulações foram obtidos os gráficos que permitem a comparação do caso base e dos três cenários distintos de injeção.

Inicialmente obtemos os gráficos 4.1 e 4.2, eles representam a produção acumulada de óleo e a vazão de óleo.

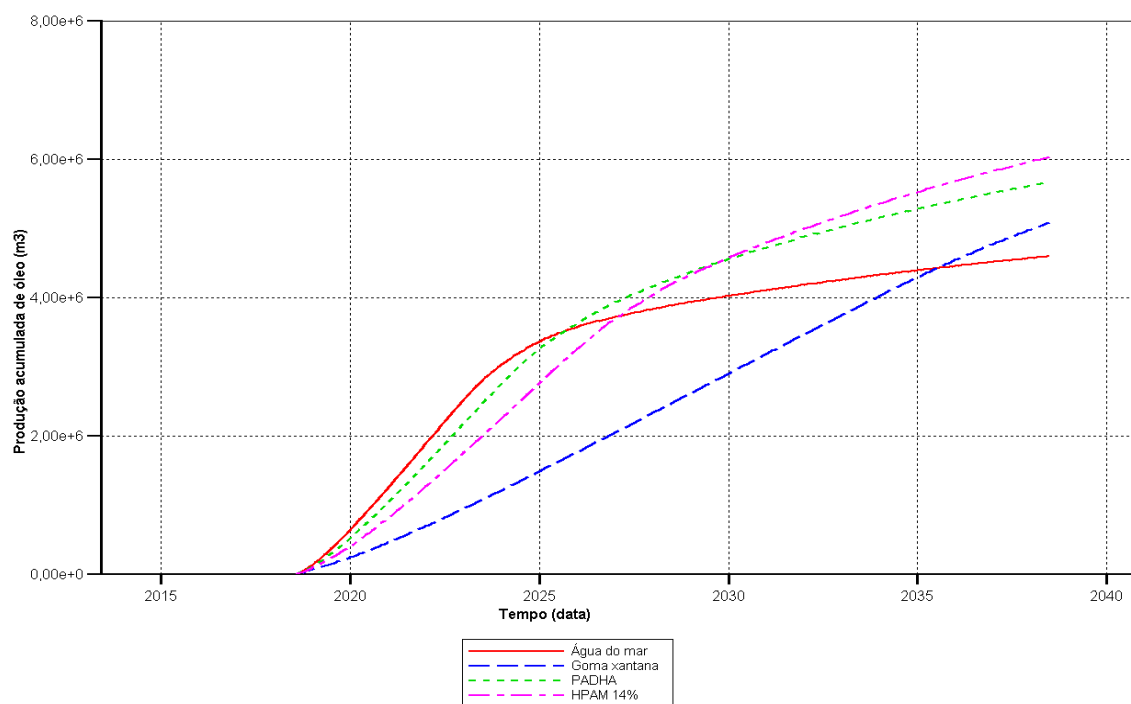


Gráfico 4.1: Produção acumulada de óleo.

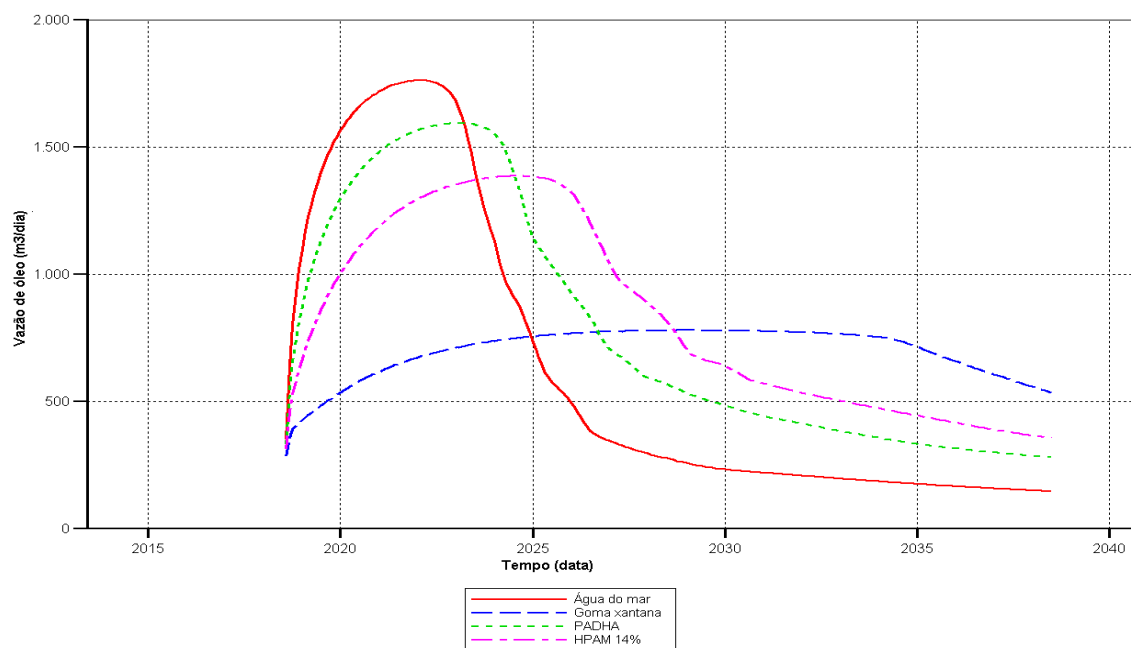


Gráfico 4.2: Vazão de óleo.

Percebe-se o bom desempenho obtido pela injeção de água do mar no começo da vida produtiva, porém a sua vazão de produção cai a partir do ano de 2022, devido a chegada do fluido injetado no poço produtor (efeito de *breakthrough*). As poliacrilamidas apresentaram os melhores resultados de produção total de óleo, a HPAM sendo superior a PADHA, porém, nota-se que ambas já alcançaram o ápice da produção diária de óleo e já estão produzindo menos ao final da simulação. Esta queda na vazão produzida de óleo, que ocorreu tanto no caso base quanto nos cenários 2 e 3, ocorre menos para a injeção de goma xantana no período de simulação. Com a continuação da simulação por mais alguns anos, a tendência é que a goma xantana apresente uma produção acumulada maior que a dos outros polímeros.

Com a obtenção das curvas de produção acumulada, é possível determinar o fator de recuperação atingido pelo produtor único durante os 20 anos de simulação. Os resultados são mostrados na tabela 4.1.

Cenário	Produção total de óleo (m ³)	Fator de recuperação
Água do mar	4,6*10 ⁶	3,22%
Goma xantana	5,1*10 ⁶	3,57%
PADHA	5,67*10 ⁶	3,97%
HPAM 14%	6*10 ⁶	4,2%

Tabela 4.1: Fator de recuperação de cada cenário.

Seguem nos gráficos 4.3 e 4.4 as curvas referentes a produção a cumulada de água e a razão de produção de água pelo total de líquido produzido.

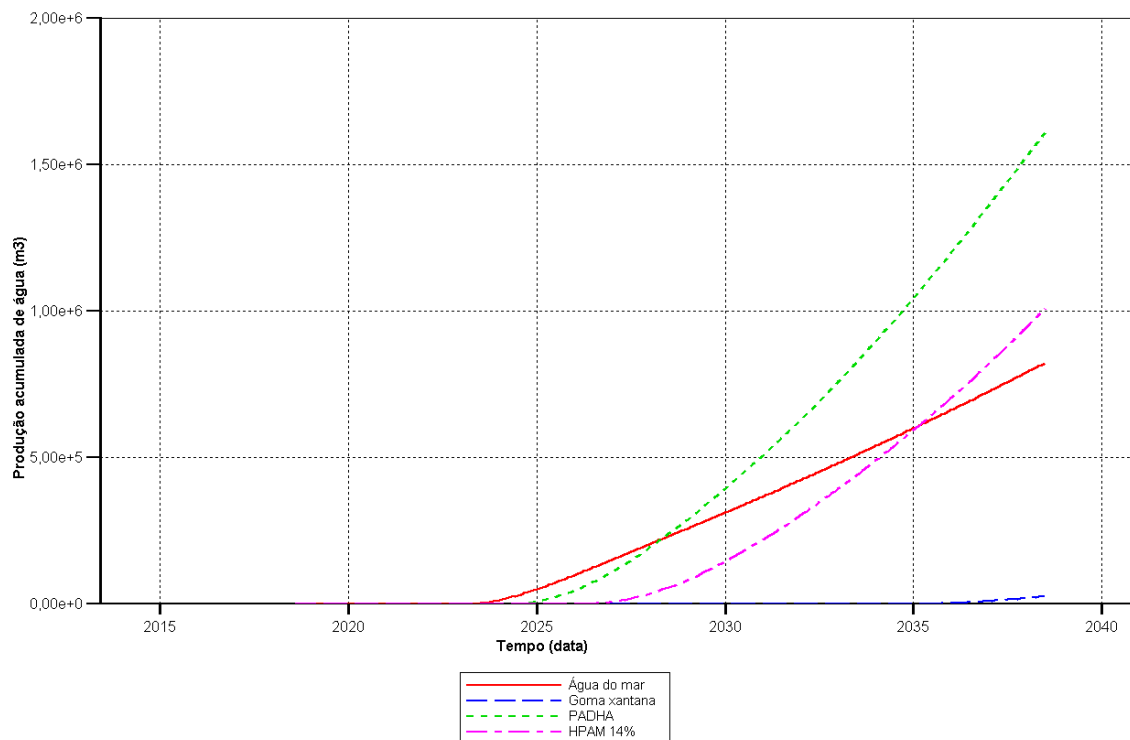


Gráfico 4.3: Produção acumulada de água.

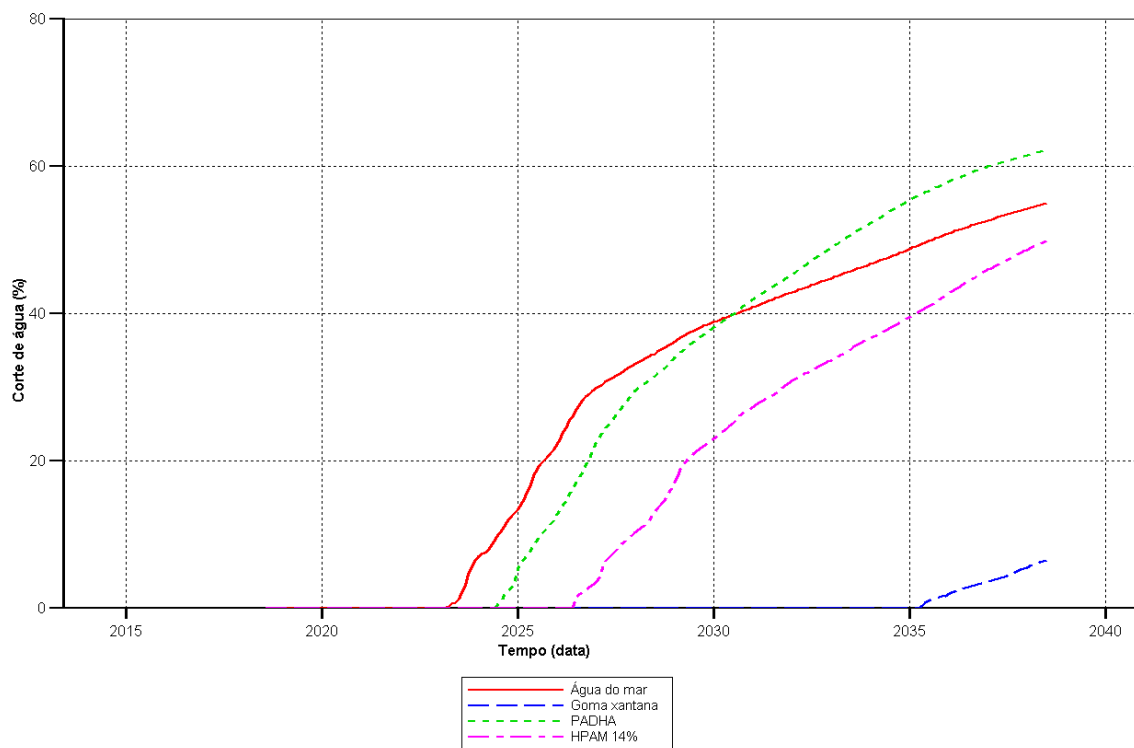


Gráfico 4.4: Corte de água.

Com a análise de ambas as curvas sobre produção de água, pode-se inferir que a produção de água do PADHA é a maior de todas, superando até a de injeção de água do mar. Porém, o fator de maior relevância é a produção quase nula de água decorrente da injeção da goma xantana. Este comportamento pode ser explicado pela alta viscosidade

desta mistura, fator que acarreta numa frente de avanço muito lenta e homogênea em direção ao poço produtor devido a baixa razão de mobilidade apresentada pela solução. A injeção de goma xantana apresenta uma eficiência de varrido muito grande, porém o tempo necessário para o escoamento é muito elevado.

Nos gráficos 4.5 e 4.6 dados relevantes sobre a injeção da solução polimérica são mostrados.

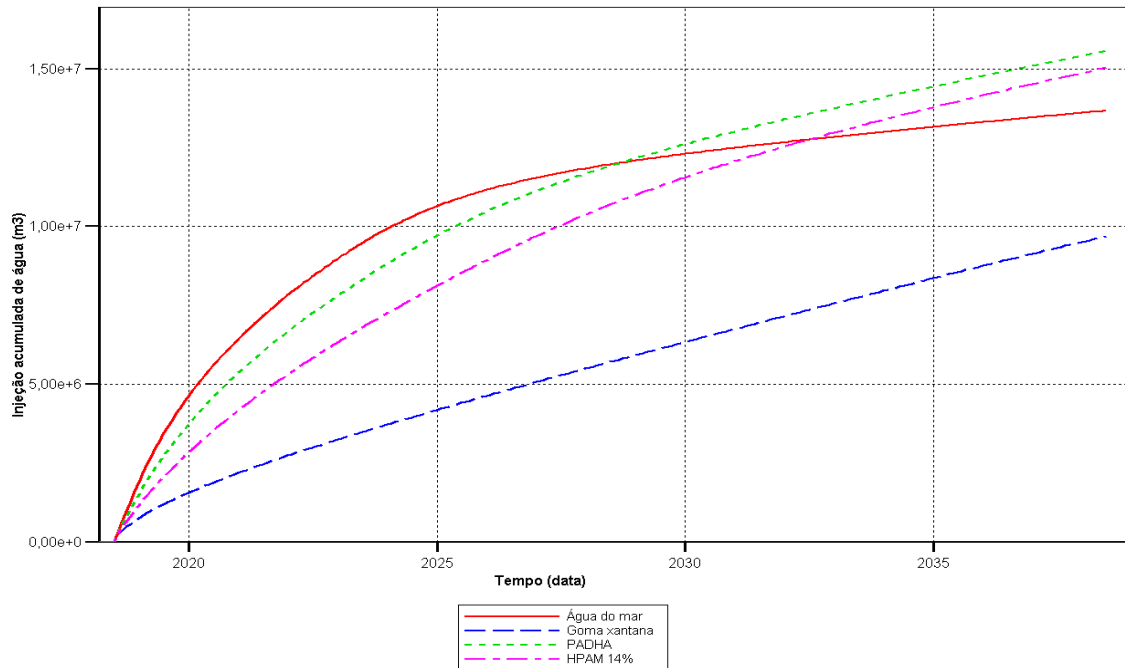


Gráfico 4.5: Injeção acumulada de água.

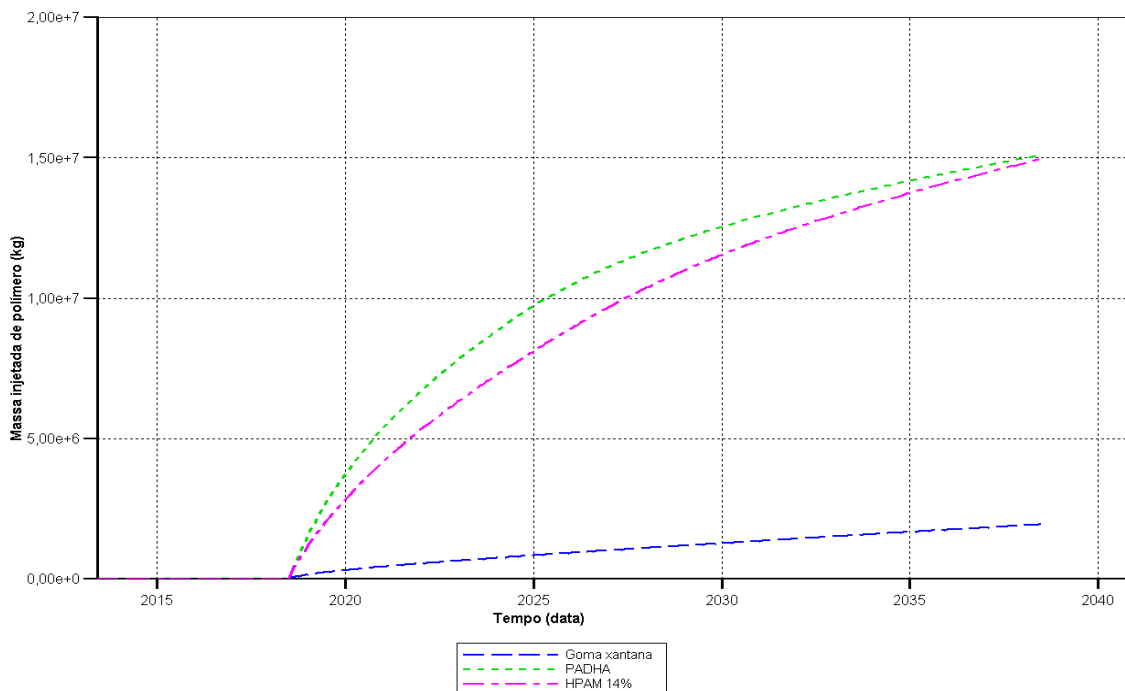


Gráfico 4.6: Massa acumulada de polímero injetado.

Por apresentar uma viscosidade maior menos fluido é injetado no cenário da goma xantana, decorrente da restrição de pressão de fundo de poço máxima que foi definida. A massa total injetada da goma xantana apresenta valores menores comparados às das poliacrilamidas, pois além de menor quantidade de água injetada, ela também está presente em menor concentração na mistura polimérica injetada.

Uma boa medida da eficiência do método de injeção de polímero pode ser concluída da quantidade de barris que são produzidos decorrentes da injeção de 1 Kg do polímero utilizado. Como pode ser visto na tabela 4.2, a relação bbl/kg obtida pela injeção de goma xantana é em torno de sete vezes maior que a das poliacrilamidas.

Cenário	Massa de polímero injetado (Kg)	Produção total de óleo (bbl)	Razão de óleo produzido pela massa injetada (bbl/Kg)
Goma xantana	$1,93 \cdot 10^6$	$32,08 \cdot 10^6$	16,62
PADHA	$1,51 \cdot 10^7$	$35,66 \cdot 10^6$	2,36
HPAM 14%	$1,49 \cdot 10^7$	$37,74 \cdot 10^6$	2,53

Tabela 4.2: Relação da massa injetada de polímero com o óleo produzido.

A partir da análise dos resultados obtidos, alguns fatos podem ser destacados. Para os cenários e as condições definidas, após 20 anos de produção, a poliacrilamida HPAM 14% foi a que obteve melhores resultados com respeito à produção acumulada de óleo obtida. Ambas as poliacrilamidas apresentaram as curvas com valores e tendências parecidas. Já os resultados obtidos para a injeção da goma xantana apresentaram comportamentos e valores diferentes das demais.

5 CONCLUSÃO E TRABALHOS FUTUROS

Foi simulado o caso base, injeção de água do mar, e a injeção de três polímeros diferentes, goma xantana e poliacrilamidas, PADHA e HPAM 14%, em um modelo de reservatório de arenito genérico.

Os resultados obtidos pra os cenários simulados, colocam a injeção de HPAM 14% como a com maior retorno de óleo produzido, sendo seguida em ordem por, PADHA, gama de xantana e água do mar.

Todos os resultados seguiram um comportamento parecido, menos o apresentado pela goma xantana. Devido a sua alta viscosidade ela apresenta um evolução muito lenta e homogênea dentro do reservatório. A homogeniedade é um fator desejado em injeções de polímeros. Porém, o avanço não ocorre em uma velocidade rápida o suficiente para que os efeitos positivos da boa eficiência de varrido sejam vistos nos resultados.

Em decorrência disso uma injeção de goma xantana em concentrações menores do que as simuladas neste trabalho gerará resultados mais significativos na produção de óleo total do método de injeção no período de 20 anos.

Como proposta para trabalhos futuros, uma otimização da concentração de goma xantana injetada que levaria a melhores resultados de produção de óleo.

Outra proposta seria a simulação destes cenários em uma escala de campo, com mais poços produtores e injetores, representando um arranjo mais real de produção. Esta nova malha de drenagem possibilitaria a realização de uma avaliação econômica mais completa das injeções de polímeros.

6 LISTA DE REFERÊNCIAS

26th International Towing Tank Conference-ITTC, Rio de Janeiro, Brasil, 28 de Agosto até 03 de Setembro, 2011.

ALMEIDA, A. S., 2004. “Recuperação Secundária em Campos de Produção de Petróleo”. **Recursos Energéticos do Brasil: Petróleo, Gás, Urânio e Carvão**. Rio de Janeiro, Brasil, 30 de Setembro.

BARBOSA, J. M. D., 2009. **Influência da Areia Argilosa na Recuperação de Petróleo por Injeção de Vapor**. Tese de M.Sc., PPGCEP/UFRN, Natal, RN, Brasil.

BORGES, C. D., VENDRUSCOLO, C. T., 2008, “**Goma Xantana: características e condições operacionais de produção**”. Semina: Ciências Biológicas e da Saúde, v. 29, n.2 (jul/dez), pp. 171-188.

BORGES, S. M. S., 2009. **Recuperação Avançada de Petróleo (EOR) com a Utilização da Glicerina Bruta (GB) Co-produto da Produção de Biodiesel**. Tese de M.Sc., UFBA, Salvador, BA, Brasil.

BRANDÃO, L. V., NERY, T. B. R., MACHADO, B. A. S., et al, **Produção de goma xantana obtida a partir do caldo de cana**. [S.I.]: scielo, 2008. Disponível em: <http://www.scielo.br/scielo.php?script=sci_arttext&pid=S0101-20612008000500033>. Acesso em: 30 de maio, 2016.

Computer Modeling Group LTD. <<http://www.cmgl.ca/>>.

COSTA, S. E. D., 2014, **Recuperação Avançada Do Petróleo Em Meio Poroso Através De Soluções Poliméricas**. Tese de monografia, UFRN,Natal, RN, Brasil.

DIAZ, P.S., VENDRUSCOLO, C. T., VENDRUSCOLO, J. L. S., 2004, “**Reologia de Xantana: uma Revisão sobre a Influência de Eletrólitos na Viscosidade de Soluções Aquosas de Gomas Xantana Xanthan**”. Semina: Ciências Exatas e Tecnológicas, v. 25, n. 2 (jan/jun), pp. 15-28.

DONALDSON, E. C., CHILINGARIAN, G. V., YEN, T. F., 1985. **Enhanced Oil Recovery, I**. 1ª edição, v. 17A, Elsevier Science, 1º Fevereiro.

DONALDSON, E. C., CHILINGARIAN, G. V., YEN, T. F., 1989. **Microbial Enhanced Oil Recovery**. 1ª edição, v. 22, Elsevier science, 1º de Fevereiro.

DREXLER, S., FARIA, J., RUIZ, M. P., *et al.*, 2012. **Amphiphilic Nanohybrid Catalysts for Reactions at the Water/Oil Interface in Subsurface reservoirs**. Energy fuels 2012, Norman, Oklahoma, United States, pp. 2231-2241

FOGAÇA, J., **O que são os polímeros?** [S.I.]: manual da química, 2014. Disponível em: <http://manualdaquimica.uol.com.br/quimica-organica/o-que-sao-os-polimeros.htm>. Acesso em: 30 de maio, 2016.

GASPAR, A. T., MASCHIO, C., SANTOS, A. A., *et al.*, **UNISIM-I-D: Case Study for Selection of Production Strategy**. [S.I.]: unisim.cepetro.unicamp, 2013. Disponível em: <http://www.unisim.cepetro.unicamp.br/benchmarks/br/unisim-i/unisim-i-d>. Acesso em 9 de abril, 2016.

GUO, X. H., LI, W. D., TIAN, J., *et al.*, 1999, “Pilot Test of Xanthan Gum Flooding in Shengli Oilfield”. **1999 SPE Asia Pacific Improved Oil Recovery Conference**, SPE 57294, Kuala Lumpur, Malásia, 25-26 de Outubro.

LAKE, L. W., JOHNS, R., ROSSEN, B., *et al.*, 2015, **Fundamentals of enhanced oil recovery**. Society of petroleum engineering.

LIRA, S. H. A., 2014. **Viscous Fingering in Complex Magnetic Fluids: Weakly Nonlinear Analysis, Stationary Solutions and Phase-Field Models**. Tese de D.Sc., UFRN, Natal, RN, Brasil.

MAIA, A. M. S., GARCIA, R. B., 2007, “**Adsorção de Poli(acrilamida-b-N,N-dihexilacrilamida) sobre Arenito: Determinação das Condições para se Atingir o Equilíbrio Real**”. *Polímeros: Ciência e Tecnologia*, v. 17, n. 1, pp. 76-79.

MAIA, A. M. S., GALVÃO, L. P. F. C., VIDAL, R. R. L., *et al.*, 2003, “Estudo Da Adsorção De Poliacrilamidas Aniônicas Em Arenito Não-Consolidado”. **2º Congresso Brasileiro de P&D em Petróleo & Gás**, Rio de Janeiro, RJ, Brasil, 15-18 de Junho.

PARZIANELLO, F. R., 2012, **Uso De Polímeros Em Formulações Para Armazenamento De Trichoderma Harzianum E Trichoderma Viride**. Tese de M.Sc., UFSM, Santa Maria, RS, Brasil.

PISKE, A., 2002. “**Perda de Resistência: O Fenômeno Hidrólise**”. Albany International Idai, ano 1, v. 1, Outubro.

QUEIROZ, G. O., 2006, **Otimização Da Injeção Cíclica De Vapor Em Reservatórios De Óleo Pesado**. Tese de M.Sc., UFRN, Natal, RN, Brasil.

QUEIROZ NETO, J. C., BISCAIA JUNIOR, E. C., PETRI, D. F. S., 2007, “**Estudo Sobre A Adsorção Do Fluido De Perfuração Salgado Contendo Polímeros Sobre SiO₂**”. Quim. Nova, v. 30, n. 4, pp. 909-915.

RAMOS, B. F. M., 2001, **Produção De Goma Xantana Em Água Produzida Da Indústria De Petróleo**. Tese de M.Sc., PEI/UFBA, Salvador, BA, Brazil.

RANGEL, I. R., THOMPSON, R. L., PEREIRA, R. G., et al, 2012, “**Experimental Investigation of the Enhanced Oil Recovery Process Using a Polymeric Solution**”. Journal of the Brazilian Society of Mechanical & Science and Engineering, v. 34, n. pp. 285.

ROSA, A. J., CARVALHO, R. de S., XAVIER, J. A. D., 2011. **Engenharia de Reservatórios de Petróleo**. Editora Interciência.

SHENG, J. J., 2013. **Enhanced Oil Recovery Field Case Studies**. 1º edição, editora GPP, 24 de Maio.

SMETS, G., HESBAIN, A. M., 1959. **Hydrolysis of Polyacrylamide and Acrylic Acid-Acrylamide Copolymer**. Journal of Polymer Science, v. 40, pp. 217-226.

SOARES, A. R., SEGUNDO, S., da SILVA, W. C., et al, 2007, “Caracterização De Poliácridamidas Comerciais Visando Sua Aplicação Na Recuperação Avançada De Petróleo”. **4º PDPETRO**, 2.1.0441-2, Campinas, SP, Brasil, 21-24 de Outubro.

SØILAND, G. V, **IOR and EOR**. [S.I.]: docslide, 2006. Disponível em: <<http://documents.tips/documents/ior-and-eor.html>>. Acesso em: 30 de maio, 2016.

SORBIE, K. S., 2013. **Polymer-Improved Oil Recovery**. Springer Science & Business Media. 21 de Novembro.

TEIXEIRA, R. A., ROCHA, P. S. M. V., 2005, “Reologia De Soluções Poliméricas Com Potencial De Uso Em Campos Maduros Da Bacia Do Recôncavo Baiano”. **3º Congresso Brasileiro de P&D em Petróleo e Gás**, Salvador, BA, Brasil. 2-5 de Outubro.

THOMAS, A., GAILLARD, N., FAVERO, C., 2013, **“Some Key Features to Consider When Studying Acrylamide-Based Polymers for Chemical Enhanced Oil Recovery”**. In: IFP Energies nouvelles DOI: 10.2516/ogst2012065.

VERLI, H., 2005. **Interação Heparina-Antitrombina: Reconhecimento Molecular Caracterizado por Ferramentas de Modelagem Molecular**. Tese de D.Sc., UFRS, Porto Alegre, RS, Brasil.