



UNIVERSIDADE FEDERAL RURAL DO SEMI-ÁRIDO
PRÓ-REITORIA DE GRADUAÇÃO
CENTRO DE ENGENHARIAS
CURSO DE ENGENHARIA DE PETRÓLEO

BEATRIZ FERRAZ MARTINS

**AJUSTE DE HISTÓRICO E PREVISÃO DE PRODUÇÃO DE UM RESERVATÓRIO
HETEROGÊNEO PERTENCENTE À BACIA POTIGUAR**

MOSSORÓ

2020

BEATRIZ FERRAZ MARTINS

**AJUSTE DE HISTÓRICO E PREVISÃO DE PRODUÇÃO DE UM RESERVATÓRIO
HETEROGÊNEO PERTENCENTE À BACIA POTIGUAR**

Monografia apresentada a Universidade
Federal Rural do Semi-Árido como requisito
para obtenção do título de Bacharel em
Engenharia de Petróleo

Orientador: Antonio Robson Gurgel.

MOSSORÓ

2020

©Todos os direitos estão reservados à Universidade Federal Rural do Semi-Árido. O conteúdo desta obra é de inteira responsabilidade do (a) autor (a), sendo o mesmo, passível de sanções administrativas ou penais, caso sejam infringidas as leis que regulamentam a Propriedade Intelectual, respectivamente, Patentes: Lei nº 9.279/1996, e Direitos Autorais: Lei nº 9.610/1998. O conteúdo desta obra tornar-se-á de domínio público após a data de defesa e homologação da sua respectiva ata, exceto as pesquisas que estejam vinculadas ao processo de patenteamento. Esta investigação será base literária para novas pesquisas, desde que a obra e seu (a) respectivo (a) autor (a) seja devidamente citado e mencionado os seus créditos bibliográficos.

M379a Martins, Beatriz Ferraz.
AJUSTE DE HISTÓRICO E PREVISÃO DE PRODUÇÃO DE
UM RESERVATÓRIO HETEROGÊNEO PERTENCENTE À BACIA
POTIGUAR / Beatriz Ferraz Martins. - 2020.
45 f. : il.

Orientador: Antonio Robson Gurgel.
Monografia (graduação) - Universidade Federal
Rural do Semi-árido, Curso de Engenharia de
Petróleo, 2020.

1. Ajuste de histórico. 2. Fator de recuperação.
3. Injeção de polímeros. 4. Simulação numérica. I.
Gurgel, Antonio Robson, orient. II. Título.

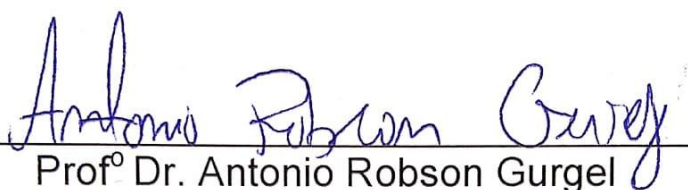
BEATRIZ FERRAZ MARTINS

**AJUSTE DE HISTÓRICO E PREVISÃO DE PRODUÇÃO DE UM RESERVATÓRIO
HETEROGÊNEO PERTENCENTE À BACIA POTIGUAR**

Monografia apresentada a Universidade
Federal Rural do Semi-Árido como requisito
para obtenção do título de Bacharel em
Engenharia de Petróleo.

Defendida em: 05/02/2020

BANCA EXAMINADORA


Profº Dr. Antonio Robson Gurgel

Presidente


Profª Dr. Jaridel Dantas da Cunha

Membro


Profº Dr. Ricardo Henrique Rocha de Carvalho

Membro

AGRADECIMENTOS

À Deus por ter sido meu refúgio, por me guiar e me fortalecer em momentos difíceis, por me guardar e me proteger em todas as horas.

À minha família, em especial meus pais, meu irmão e Zinha que sempre me apoiaram nas minhas decisões, confiaram e acreditaram em mim.

Aos meus amigos Mylla Albuquerque, Luedna Diniz, Jardel Paiva, Valécia Dantas e Arthur Bastos por estarem ao meu lado nos melhores e piores dias. Agradeço também aos amigos que sempre me apoiaram de longe, em especial Amanda Lima, Paula Hortência, Beatriz Feitosa, Luynara Luna, Douglas Almeida e Nilton de Menezes por acompanharem comigo cada passo da minha graduação.

Aos professores Paula Valença e Wilton Miranda por todo o apoio e conselhos dados em momentos chave da minha vida acadêmica.

À Flowline Engenharia por ter sido o pontapé inicial para um sonho que vêm se tornando realidade, por todos os altos e baixos e por todos os aprendizados proporcionados através dessa empresa júnior.

Aos professores de Engenharia de Petróleo que contribuíram para o meu crescimento pessoal e profissional ao longo dos meus anos de graduação, em especial ao meu orientador, Antonio Robson Gurgel, que esteve disposto a me ajudar e a contribuir ainda mais para o meu trabalho.

À empresa *Rock Flow Dynamics* pela doação das licenças do simulador *tNavigator* para a realização das simulações necessárias.

“Nenhum outro negócio define de forma tão completa e radical o significado do risco e da recompensa e o profundo impacto da oportunidade e do destino. “

Daniel Yergin

RESUMO

Este trabalho consiste de estudos de simulação numérica de reservatórios de petróleo utilizando um modelo numérico heterogêneo com características de um campo de óleo médio da Bacia Potiguar. O objetivo desse estudo foi realizar estudos de geração do modelo dinâmico, ajuste de histórico e previsão de comportamento natural, com injeção de água e injeção de polímeros. A partir disso foi possível analisar melhorias no Fator de Recuperação do óleo produzido e avaliar a redução de razão de mobilidade dos fluidos *in place*. Para a realização deste estudo, foi utilizado o simulador numérico de reservatórios *tNavigator* da empresa *Rock Flow Dynamics* utilizando o esquema de injeção do tipo *five-spot* invertido para 21 anos de simulação. A metodologia adotada consistiu em gerar um modelo dinâmico, onde a partir deste foi realizado o ajuste de histórico manual e automático, logo após encontrar um ajuste satisfatório foi realizado uma análise de sensibilidade de parâmetros do modelo estudado. Depois, foram realizadas simulações de previsão de comportamento e, para efeito comparativo, além dessas simulações foi realizada uma previsão de volume de óleo utilizando a produção natural. Os resultados indicaram que o ajuste de histórico se tornou satisfatório quando utilizado o ajuste manual e automático em sequência, fazendo assim que haja uma otimização do ajuste histórico para o modelo além de conceder maior confiabilidade aos resultados de previsão. Além disso, foi possível constatar que quando comparado a injeção somente de água, a injeção de polímeros durante vinte anos mostrou melhorias no Fator de Recuperação. De acordo com planejamento das simulações, o melhor resultado de fator de recuperação foi encontrado na simulação onde houve injeção de água contínua com concentração de polímeros de 200 ppm (D). Para este caso, houve um incremento no fator de recuperação foi de 21,29% quando comparado somente à produção natural e acréscimo de 8,38% quando comparado apenas com a injeção de água. De uma forma geral, a injeção de polímeros apresentou-se como uma estratégia tecnicamente viável para o campo de estudo em questão.

Palavras-chave: Ajuste de histórico, Fator de Recuperação, Injeção de Polímeros, Simulação Numérica.

ABSTRACT

This work consists of numerical simulation studies of oil reservoirs using a heterogeneous numerical model with characteristics of a medium oil field in the Potiguar Basin. The objective of this study was to carry out studies of generation of the dynamic model, adjustment of history and prediction of natural behavior, with water injection and polymer injection. From this it was possible to analyze improvements in the Recovery Factor of the produced oil and to evaluate the reduction of the mobility ratio of the fluids in place. To carry out this study, the numerical simulator of tNavigator reservoirs of the company Rock Flow Dynamics was used, using the inverted five-spot injection scheme for 21 years of simulation. The adopted methodology consisted of generating a dynamic model, from which the manual and automatic history adjustment was performed, after finding a satisfactory adjustment, a sensitivity analysis of the parameters of the studied model was performed. Then, behavior prediction simulations were performed and, for comparative purposes, in addition to these simulations, a prediction of oil volume using natural production was performed. The results indicated that the historical adjustment became satisfactory when using manual and automatic adjustment in sequence, thus optimizing the historical adjustment for the model, in addition to granting greater reliability to the forecast results. In addition, it was found that when compared to the injection of water alone, the injection of polymers for twenty years showed improvements in the Recovery Factor. According to the simulations planning, the best result of recovery factor was found in the simulation where there was continuous injection of water with polymer concentration of 200 ppm (D). For this case, there was an increase in the recovery factor of 21.29% when compared only to natural production and an increase of 8.38% when compared only with water injection. In general, the injection of polymers presented itself as a technically viable strategy for the field of study in question.

Keywords: History adjustment, Recovery Factor, Polymer Injection, Numerical Simulation.

LISTA DE FIGURAS

Figura 1:	Fluxograma representativo dos principais métodos especiais de complementar.....	13
Figura 2:	(A) Estrutura da cadeia da poliacrilamida e (B) poliacrilamida parcialmente hidrolisada (HPAM).....	17
Figura 3:	Estrutura principal da Goma Xantana	17
Figura 4:	Fluxograma de metodologia adotada	21
Figura 5:	Modelo de reservatório utilizado e disposição dos poços na malha <i>five-spot</i> invertida.....	23
Figura 6:	Modelo sem ajuste.....	24
Figura 7:	Relação entre concentração do polímero e o nível de adsorção.....	29
Figura 8:	Modelo com ajuste manual.....	31
Figura 9:	Resultado do modelo com ajuste manual e automático.....	32
Figura 10:	Comparação de ajustes do modelo.....	33
Figura 11:	Diagrama de Pareto.....	34
Figura 12:	Resultado de óleo total comparativo entre as simulações de previsão.....	35
Figura 13:	Comparação de simulações com injeção de polímeros.....	36
Figura 14:	Comparação na vazão de óleo nos casos com injeção de polímero.....	37
Figura 15:	Comparação no volume de água nos casos de injeção.....	38

LISTA DE TABELAS

Tabela 1:	Comparação entre propriedades da HPAM e da Goma Xantana.....	18
Tabela 2:	Propriedades rocha-fluidos do modelo nas condições de reservatório.....	22
Tabela 3:	Propriedades utilizadas no modelo de estudo.....	25
Tabela 4:	Valores adotados para ajuste de histórico utilizando algoritmo de otimização	25
Tabela 5:	Parâmetros operacionais do reservatório – Injeção de água e de polímeros.....	26
Tabela 6	Concentrações decrescentes- Modo contínuo A e intermitente 1A e 1B....	27
Tabela 7:	Concentrações crescentes- Modo contínuo B e intermitente 1B e 2B.....	27
Tabela 8:	Concentração 500 ppm - Modo intermitente 1C e 2C.....	28
Tabela 9:	Concentração 200 ppm - Modo contínuo D e intermitente 1D e 2D.....	28
Tabela 10:	Parâmetros base para implementação de polímero na simulação.....	29
Tabela 11:	Valores da curva de permeabilidade alterados a partir do ajuste manual....	32
Tabela 12:	Comparação entre valores utilizados durante ajuste manual e por algoritmo	33
Tabela 13:	Disposição de simulações conforme tipo de injeção e resultados em fator de recuperação.....	39

LISTA DE SÍMBOLOS

λ_w : Mobilidade da água
 λ_o : Mobilidade do óleo
 K_w : Permeabilidade efetiva à água
 K_o : Permeabilidade efetiva ao óleo
 μ_o : Viscosidade do óleo
 μ_w : Viscosidade da água
 E_D : Eficiência de deslocamento
 V_p : Volume poroso
 S_o : Saturação de óleo média atual
 S_{or} : Saturação de óleo residual
 NC : Número capilar
 γ : Velocidade de Darcy
 μ_d : Viscosidade do fluido deslocante
 σ : Tensão interfacial entre as fases deslocante e deslocada
 obj : Conjunto de poços
 W_{obj} : Influência dos poços
 p : Parâmetro selecionado como função
 W_p : Influência ou peso dos parâmetros
 N : número da etapa do tempo;
 L_n : é o período de tempo passo n
 S : Desvio relativo
 N_p : Produção acumulada de óleo;
 V_{op} : Volume de Oil in place;
 FR : Fator de recuperação.
 S_{WL} : saturação mínima de água
 S_{WU} : saturação máxima de água
 S_{WCR} : saturação crítica da água
 S_{OWCR} : saturação crítica do óleo em relação à água
 K_{ROLW} : permeabilidade relativa do óleo na saturação mínima da água
 K_{RORW} : permeabilidade relativa do óleo na saturação crítica da água
 K_{RWR} : permeabilidade relativa da água no óleo residual
 K_{RWU} : permeabilidade relativa da água na saturação máxima
 N_{ow} : Constante de Corey em relação ao óleo
 N_w : Constante de Corey em relação à água
 ΔFR_{PROD} : Incremento no fator de recuperação quando comparado à produção natural
 ΔFR_{INJ} : Incremento no fator de recuperação quando comparado à injeção de água

SUMÁRIO

1	INTRODUÇÃO.....	12
2	REFERENCIAL TEÓRICO	15
2.1	Ajuste de histórico	15
2.2	Injeção de polímeros.....	15
2.2.1	Tipos de polímeros	16
2.3	Simulação numérica de reservatórios	19
2.3.1	O <i>Software</i>	20
3	METODOLOGIA.....	21
3.1	Importação do modelo estático fornecido	21
3.2	Ajuste de histórico	23
3.2.1	Ajuste Manual	24
3.2.2	Ajuste por algoritmo	25
3.3	Análise de sensibilidade de parâmetros	26
3.4	Esquemas de previsão.....	26
4	RESULTADOS E DISCUSSÃO.....	31
4.1	Ajuste de histórico.....	31
4.1.1	Ajuste Manual.....	31
4.1.2	Ajuste por algoritmo.....	32
4.2	Análise de sensibilidade.....	34
4.3	Previsão de comportamento.....	35
5	CONCLUSÃO.....	40
6	REFERÊNCIAS.....	41

1. INTRODUÇÃO

O petróleo é um material fóssil, oleoso e inflamável, de alto valor energético, geralmente menos denso do que a água, com cheiro característico e coloração que pode variar do incolor até o preto. Extraído em terra (*onshore*) ou abaixo do assoalho do mar (*offshore*), a prospecção e futura exploração comercial do petróleo demandam anos de preparação e grandes investimentos, que são progressivamente mais altos conforme a localização e a forma como os reservatórios se apresentam. Por seu alto valor energético e também por ser uma fonte não renovável, o petróleo se tornou um produto estratégico para o desenvolvimento das nações no mundo, com forte influência nas políticas internas e nas relações internacionais tanto para os países que possuem reservas como para os que não possuem. [1]

O estado do Rio Grande do Norte tem se destacado nacionalmente por várias décadas como um dos grandes produtores de petróleo *onshore*. Segundo o boletim de produção da ANP para o mês de novembro de 2019, a produção de óleo no Rio Grande do Norte foi a 4ª maior de todo o Brasil tendo assim uma representação de 1% no total de óleo produzido no país. [2]

O volume de óleo recuperável de um reservatório sofre alterações ao longo da sua vida produtiva, sendo necessário adotar uma série de processos para obtenção de uma recuperação adicional antes que ocorra o declínio total da produção. Esses processos são conhecidos como métodos de recuperação onde estes alteram o fator de recuperação favorecendo a produção do óleo. A recuperação de óleo pode ser dividida em recuperação primária, secundária e terciária.

Segundo SHENG (2010), durante a recuperação primária não há necessidade de injeção de nenhum tipo de fluido externo ou adição de calor como energia motriz. A fonte de energia natural dessa etapa inclui a expansão dos fluidos e rochas, gás em solução, influxo de água, capa de gás e segregação gravitacional. [3]

A recuperação secundária é usualmente implementada após o declínio de energia provocado pela recuperação primária. É a recuperação pela injeção de fluidos externos como água ou gás, principalmente para manutenção de pressão e para o aumento da eficiência de varrido volumétrico [4]. São métodos que visam a extração do óleo do meio poroso por um processo puramente mecânico, sem qualquer tipo de interação química ou termodinâmica entre os fluidos ou entre os fluidos e a rocha [5].

Os processos de recuperação terciários usam gases miscíveis, produtos químicos ou energia térmica para deslocar o óleo remanescente no reservatório. Nesses métodos, pode-se observar interações entre os fluidos e entre estes e a rocha reservatório. São métodos

implementados para atuarem nos pontos nos quais os métodos secundários não foram eficientes [6].

O obstáculo para consideração das três fases de produção de um reservatório como uma sequência cronológica é que muitos esquemas de produção não são conduzidos na ordem específica de primário, secundário e logo após o terciário. Por causa dessas situações, o termo recuperação terciário caiu em desuso na literatura e o termo recuperação avançada de petróleo (EOR) passou a ser mais aceito [4]. Os processos do método EOR envolvem a injeção do reservatório de um ou mais fluidos que supram a necessidade de energia do reservatório para deslocar óleo aos poços produtores. Dessa forma, pode-se aumentar a produção de óleo a partir de um dos seguintes mecanismos: redução de tensões interfaciais, redução da viscosidade do óleo, modificação de molhabilidade da rocha, diminuição da razão de mobilidade entre fluido deslocante e o óleo ou ainda o favorecimento da permeabilidade relativa de uma fase [7]. De acordo com Lyons et al. (1996) os métodos EOR podem ser descritos em três grupos gerais que são químicos, miscíveis e térmicos, conforme pode ser observado na Figura 1. [8; 9]

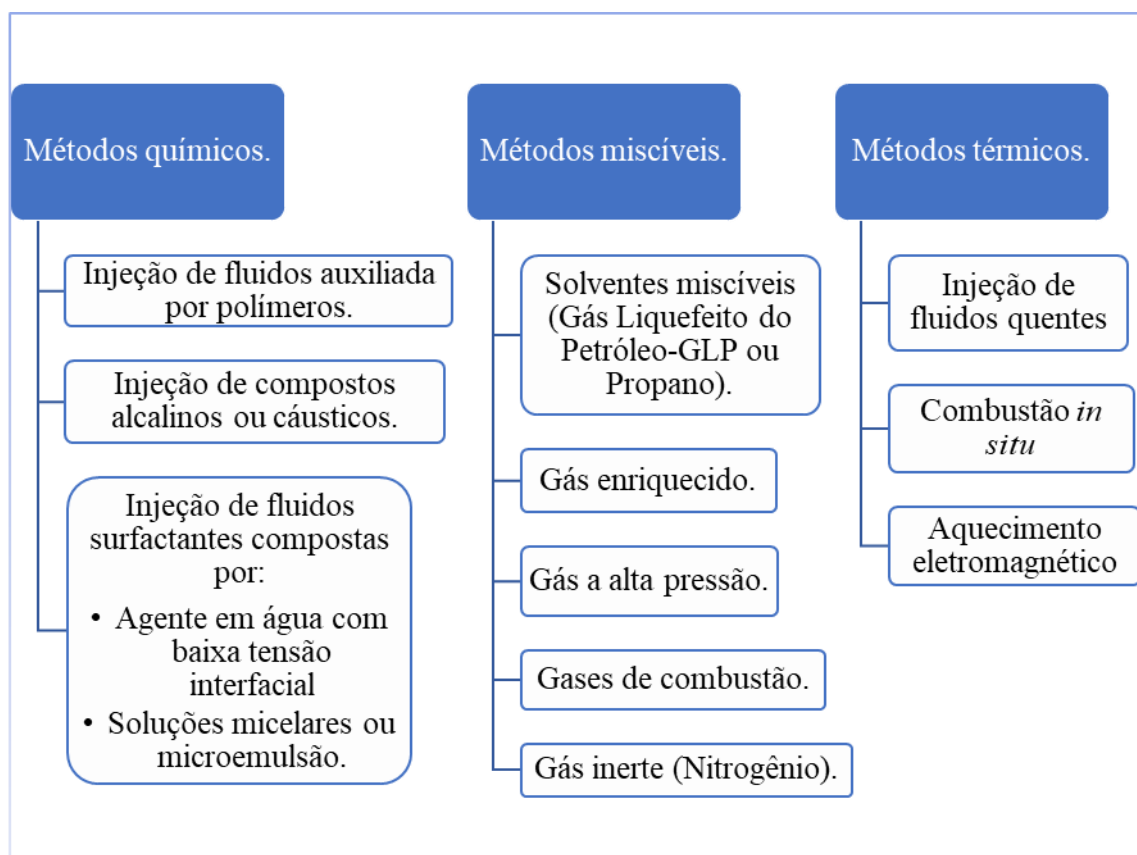


Figura 1: Fluxograma representativo dos principais métodos especiais de recuperação suplementar. (GURGEL, 2015)

Outra denominação comumente utilizada é *Improved Oil Recovery* (IOR), que também poderia ser traduzido para o português como “recuperação melhorada de óleo”. A diferença entre os dois termos é que a denominação IOR passou a englobar, além dos métodos de recuperação secundária e EOR, quaisquer métodos ou técnicas que tenham o objetivo de aumentar a recuperação e/ou acelerar a produção em relação à produção primária e/ou secundária, como por exemplo, melhoras na caracterização de reservatórios, técnicas de perfuração e gerenciamento de reservatórios. Atualmente, os processos de recuperação de óleo são classificados como primários, secundários e processos EOR. [10]

Dentre os métodos de recuperação avançada mais amplamente utilizados destaca-se a injeção de polímeros. O método consiste na adição de polímero à água de injeção para aumentar sua viscosidade, resultando em uma redução da mobilidade do fluido injetado, o que, por sua vez, melhora a razão de mobilidades. Alguns tipos de polímero causam também a redução da permeabilidade relativa da água. Esta menor razão de mobilidades proporciona um incremento na eficiência do varrido da injeção de água, acelerando a produção de óleo e tornando-a mais rentável. [11]

De acordo com os dados de produção um campo da bacia potiguar o volume de óleo tem diminuído o que é esperado ao longo dos anos, sendo necessária a contínua adoção de técnicas para a melhoria do volume de óleo produzido. Assim sendo, o uso de simulação numérica pode auxiliar na produção destes campos por meio de estudos de ajustes de histórico, previsão da produção e estudos de recuperação suplementar. Desta forma este trabalho tem como objetivo a realização de estudos de simulação numérica em um campo de petróleo pertencente à Bacia Potiguar. Estes estudos compreenderam, a partir de o fornecimento de um modelo estático e dos dados de produção do campo, estudos de ajuste de histórico e previsão da produção para os cenários de produção natural, injeção de água e injeção de polímeros para vinte e um anos de produção.

2. REFERENCIAL TEÓRICO

2.1. Ajuste de histórico

O ajuste de histórico é uma ferramenta de extrema importância no gerenciamento de reservatórios de petróleo, uma vez que possui como objetivo central a otimização do modelo de simulação desenvolvido usando como referência os dados de campo obtidos.

A partir da operação do reservatório real, dados são observados dentro de um certo período de tempo. Estes dados são utilizados para serem comparados com dados gerados pela execução do modelo de simulação no simulador numérico no mesmo período de tempo. Para fazer a execução do modelo de simulação um conjunto de parâmetros deve ser selecionado uma vez que é impossível incluir no processo um número muito grande de parâmetros do modelo. A execução do modelo de simulação do reservatório produz dados de produção que são então comparados com os dados observados do reservatório real. Dentro do critério de parada uma avaliação é feita para ver se os dados simulados e os dados reais são próximos dentro de certo limite pré-estabelecido. Se os dados estão próximos então o processo termina e o modelo é considerado calibrado. Caso contrário, os parâmetros do modelo são modificados e o modelo volta a ser simulado. Até que uma boa aproximação seja obtida. De um modo geral, o ajuste pode ser realizado de forma manual, automática ou assistida (semiautomática). [12]

2.2. Injeção de polímeros

A injeção de polímeros em reservatórios de petróleo é considerada um método de recuperação avançada pertencente à categoria dos métodos químicos, e é aplicável a reservatórios com razões de mobilidade desfavoráveis. SORBIE (1991), explica que de uma maneira geral os reservatórios candidatos para este método possuem baixa eficiência de varrido volumétrico devido a alta viscosidade do óleo ou à grande heterogeneidade do reservatório, portanto, a injeção de polímeros tem como objetivo controlar a razão de mobilidade ou diminuir os efeitos da heterogeneidade do meio.

A eficiência de varrido é função da razão de mobilidade, M , representada na equação 1, de forma que esta é compreendida como a razão de mobilidades entre o fluido deslocante e o deslocado, onde a mobilidade é definida como o produto entre a permeabilidade efetiva a esse fluido e sua viscosidade. [13]

$$M = \frac{\lambda_w}{\lambda_o} = \frac{K_w \mu_o}{K_o \mu_w} \quad (\text{Equação 01})$$

Os polímeros são adicionados à fase aquosa para desenvolver uma razão de mobilidade favorável, $M \leq 1$, entre a solução polimérica injetada e o banco de óleo. O propósito é desenvolver um varrido vertical e areal mais uniforme de todo o reservatório para aumentar a eficiência global de recuperação de óleo. Para razões de mobilidade desfavoráveis, $M \geq 1$, a água tende a ultrapassar o banco de óleo, criando canais preferenciais (*fingers*) movendo-se pelos caminhos mais curtos até os poços produtores. Esse efeito é ampliado em reservatórios com heterogeneidades geológicas. [4]

A eficiência de deslocamento, demonstrada conforme equação 2, é definida como a relação entre o volume de óleo deslocado e o volume poroso do reservatório. [7]

$$E_D = \frac{V_p (S_o - S_{or})}{V_p} \quad (\text{Equação 2})$$

A maior parte do óleo não recuperado após a injeção de água em um reservatório é deixada na forma de gotas microscópicas de óleo residual. A saturação de óleo residual de um reservatório é comumente correlacionada com o número capilar que corresponde à razão entre forças viscosas e capilares, conforme a equação 3. [14]

$$NC = \frac{v \mu d}{\sigma} \quad (\text{Equação 3})$$

Dessa forma, o EOR se encontra com maior destaque, pois estes tem sido usado em projetos com intuito de recuperar o óleo residual, dentre eles, a injeção de polímeros, pertencentes aos métodos químicos.

2.2.1 Tipos de polímeros

Os polímeros mais utilizados neste método são os polímeros sintéticos como a poliácridamida parcialmente hidrolisada (HPAM), representado pela figura 2, e os biopolímeros como a goma xantana (GX), representado pela figura 3.

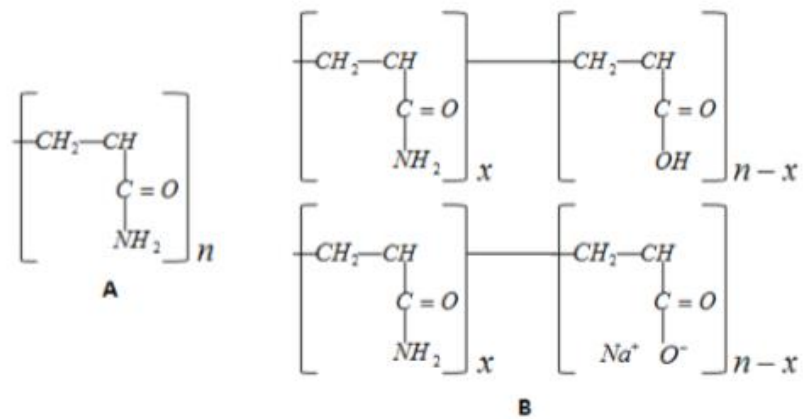


Figura 2: (A) Estrutura da cadeia da poliacrilamida e (B) poliacrilamida parcialmente hidrolisada (HPAM). (SORBIE, 1991)

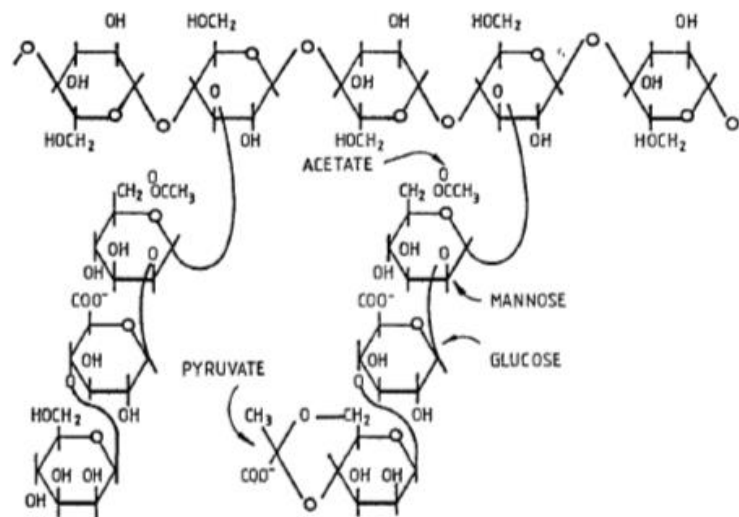


Figura 3: Estrutura principal da Goma Xantana. (SORBIE, 1991)

A seguir, a tabela 1 [15] se refere à comparação das propriedades das duas classes de polímeros.

Tabela 1: Comparação entre propriedades da HPAM e da Goma Xantana.

	Poliacrilamida	Polissacarídeo
Origem	Sintética	Biológica
Estrutura molecular	Flexível	Rígida
Sensibilidade ao sal	Baixa salinidade	Sem limitação
Degradação mecânica	Alta	Baixa
Degradação biológica	Pouco afetada	Suscetível
Degradação térmica	Até 204 °C sem Ca ⁺⁺ Até 70 °C com Ca ⁺⁺	Até 93 °C
Adsorção	Adsorve a rocha	Não adsorve a rocha
Redução da permeabilidade relativa da água	Irreversível	Reversível
Presença de oxigênio	Suscetível à degradação	Suscetível à degradação

Fonte: Autoria própria.

A escolha do polímero a ser utilizado está relacionada às características do próprio reservatório e qual polímero suprirá melhor a sua necessidade de recuperação. Reservatórios candidatos são conhecidos por apresentarem uma baixa eficiência de varrido quando há injeção de água, baixa recuperação por injeção de água, produção de água precoce nos poços produtores e alta razão água - óleo durante toda a vida produtiva do reservatório [4].

Parâmetros como fator de resistência, fator de resistência residual, adsorção residual, adsorção máxima e volume de poros inacessível podem ser determinados como uma função da permeabilidade para cada campo. Estes parâmetros são importantes para projetar a aplicação de campo e para serem usados como dados de entrada para um simulador de reservatório. [16]

- Fator de resistência: É definida como a razão entre a mobilidade da água e a mobilidade da solução de polímero e é usada para quantificar o efeito de redução de mobilidade tanto pelo aumento da viscosidade da água como pela diminuição da permeabilidade da formação.
- Fator de resistência residual: Medida da redução da mobilidade da água em função da adsorção de polímeros na rocha reservatório após sua injeção visando à recuperação avançada de petróleo.

- Adsorção residual: Corresponde à quantidade total do polímero retido no meio poroso após a passagem do polímero. Os testes de fluxo medem a adsorção física do polímero na superfície sólida (adsorção irreversível) e a retenção do polímero por aprisionamento mecânico como retenção/adsorção total do polímero.
- Máxima adsorção: Corresponde ao valor máximo da absorção do polímero em meio poroso durante a passagem do polímero. Como a adsorção física do polímero varia com a concentração e segue o modelo Langmuir, a adsorção máxima corresponde ao valor máximo obtido da curva de Langmuir quando a superfície da rocha é saturada com polímero.
- Volume de poros inacessível: Este fenômeno faz com que a solução de polímero se propague através de meios porosos a uma velocidade maior do que a da água, uma vez que as moléculas não são capazes de passar por um processo poroso. O volume de poros inacessível pode ter efeitos benéficos no desempenho de campo. O volume poroso da rocha em contato com o polímero será menor que o volume total de poros, diminuindo assim a quantidade de adsorção do polímero. [11;13;16;17]

2.3. Simulação numérica de reservatório

Os simuladores numéricos de reservatórios são geralmente conhecidos como simuladores numéricos de fluxo, devido ao fato de que são utilizados para estudar o comportamento do fluxo de fluidos em reservatórios empregando uma solução numérica. Estes podem ser classificados a partir do tratamento matemático, divididos em modelo tipo beta ou volumétrico, modelo composicional e modelo térmico. No modelo beta, também conhecido como o modelo *black oil*, admite-se que cada uma das várias fases (água, óleo e/ou gás) eventualmente presentes no reservatório seja constituída de um único componente. Já no modelo composicional, a fase óleo não é mais admitida como sendo formada apenas por um único componente, mas sim por vários hidrocarbonetos que compõe o óleo, tais como C_1 , C_2 e C_3 . Onde estes podem ser agrupados em pseudocomponentes de acordo com características moleculares destes componentes. E por fim o modelo térmico que é utilizado quando é necessário considerar os efeitos de variações de temperaturas no interior do reservatório, como no caso de um método térmico especial de recuperação secundária (injeção de vapor, injeção de água quente, combustão “*in situ*”). [7]

2.3.1 O Software

Nesse estudo foi utilizado o software *tNavigator* desenvolvido pela empresa *Rock Flow Dynamics Inc. (RFD)*. Os módulos utilizados durante a geração do modelo, execução das simulações, análise de sensibilidade e geração de gráficos em 2D e 3D foram *Model Designer*, *PVT Designer*, *Simulation* e *Assisted History Matching*. Todos com utilização remota de dados. Todos os cálculos relacionados aos experimentos são acelerados com algoritmos paralelos executados em todos os núcleos disponíveis da estação de trabalho. [18]

A partir do *Model Designer* foi possível realizar a importação do modelo estático fornecido pela empresa, editar palavras-chave, importar trajetória de poços, carregar histórico de produção, além de calcular o modelo dinâmico permitindo a visualização dos resultados em 2D, 3D e gráficos [19]. No *PVT Designer* foram inseridas informações relativas ao óleo, água e gás presentes neste reservatório, sendo possível modelar as propriedades dependentes da temperatura e/ou salinidade [20]. No módulo *Simulation* foi possível modificar o modelo dinâmico durante a simulação interativamente e revisar os resultados durante ou após o cálculo. [21]

Além destes, também foi utilizado o *Assisted History Matching* a partir de onde foram realizados o ajuste de histórico do modelo, teste de sensibilidade, análises de incertezas, otimização e previsão de produção do modelo. [2]

3. METODOLOGIA

A metodologia utilizada para este estudo foi resumida em um fluxograma indicado na figura 4 a seguir que serão detalhados em nos tópicos seguintes.

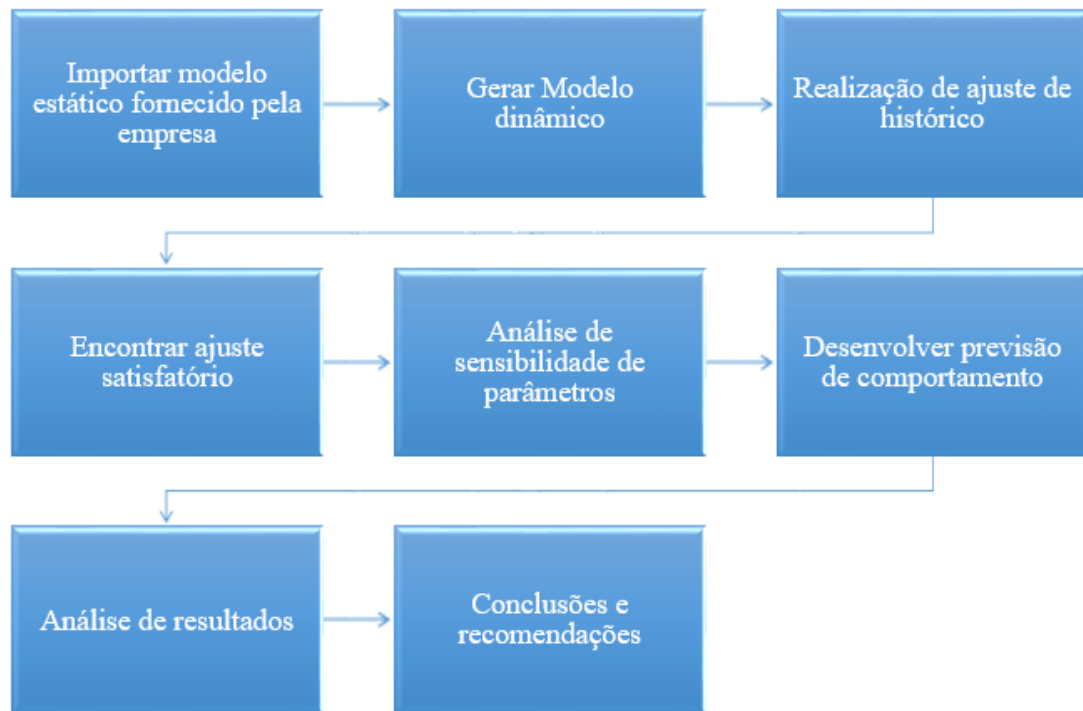


Figura 4: Fluxograma de metodologia adotada

Fonte: Autoria própria.

3.1. Importação do modelo estático fornecido

As propriedades das rochas e dos fluidos característicos de uma formação portadora de hidrocarbonetos da região da Bacia Potiguar pertencente ao nordeste brasileiro. O modelo de reservatório para esta pesquisa está representado conforme a figura 5 e possui as seguintes propriedades rocha-fluidos e dimensões descritas na tabela 2.

Tabela 2: Propriedades rocha-fluidos do modelo nas condições de reservatório.

Propriedade	Valor
Temperatura do reservatório (°C)	42.5 °C
Pressão do reservatório (Kgf/cm ²)	33 Kgf/cm ²
Pressão de bolha (Kgf/cm ²)	4.2 Kgf/cm ²
Profundidade do topo (m)	384 TVDss
Espessura da zona produtora (m)	12m
Permeabilidade média da formação horizontal (Kh)*	2000 mD
Permeabilidade da formação vertical (Kv/Kh)*	200 mD
Porosidade média da formação*	20%
Compressibilidade média da formação (kgf/cm ²) ⁻¹	4.51E -7
Saturação do óleo	17%
Saturação de água	83%
API do óleo	25.1
Viscosidade do óleo (P,T) (cp)	41.6

* Valores médios do modelo heterogêneo do reservatório

Fonte: Autoria própria.

Os valores de permeabilidade e porosidade estavam integrados ao modelo estático fornecido pela empresa que provinha do simulador *Eclipse*. Por esse fato, foram necessários o cumprimento de alguns passos para que este fosse adaptado a plataforma do *tNavigator* com a minimização de erros. Os passos adotados para essa fase foram os seguintes:

- Alterar escala do modelo estático do estudo;
- Criar um arquivo .txt com localização de poços;
- Criar arquivo .txt com histórico de produção de todos os poços fornecidos;
- Gerar um modelo estático com todas as informações fornecidas no modelo e importação dos dados referentes aos pontos (a), (b) e (c) citados acima.

Logo após esses passos, foi gerado o modelo dinâmico do reservatório. Todas as simulações foram geradas utilizando o módulo *Model Designer*.

Como o modelo beta é considerado o mais simples dos modelos matemáticos apresentados, envolvendo funções apenas da pressão e da temperatura do reservatório, optou-se por usa-lo

neste estudo, uma vez que não foi possível obter dados suficientes de campo para o uso de modelos mais refinados de óleo.

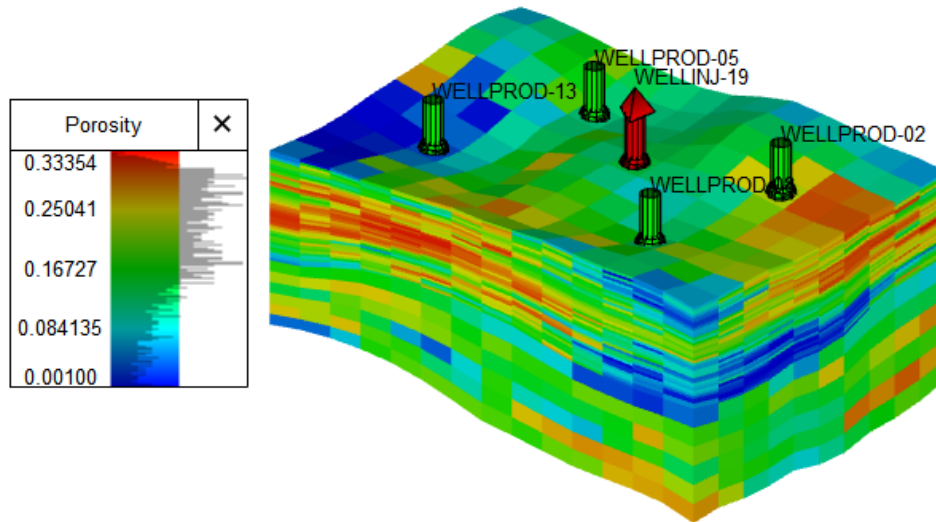


Figura 5: Modelo de reservatório utilizado e disposição dos poços na malha *five-spot* invertida.

A figura 5 representa o modelo de reservatório utilizado nesse estudo representado através da distribuição de porosidade variando de 0,1% a 33%.

3.2 Ajuste de histórico de produção

O ajuste de histórico nesse estudo foi realizado em duas fases. Inicialmente foi realizado o ajuste manual e logo após o ajuste com algoritmo de otimização. A figura 6 demonstra o modelo gerado sem qualquer ajuste de histórico. A função objetivo utilizada foi a vazão de óleo proveniente do histórico de produção.

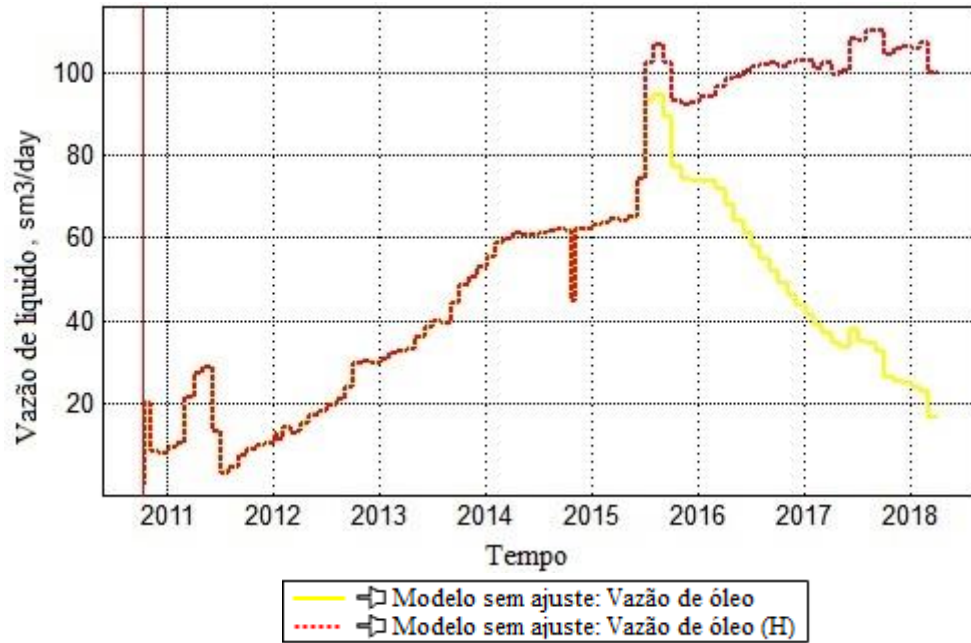


Figura 6: Modelo sem ajuste

Uma função objetivo é utilizada para quantificar a diferença entre os dados gerados pelo modelo e os dados observados pela produção do reservatório. No ajuste do histórico automatizado a função objetivo é usada pelo algoritmo de otimização para determinar como perturbar os parâmetros do modelo. Isto é, o algoritmo de otimização determina como, nas iterações subsequentes, os parâmetros do modelo vão ser perturbadas para que o mínimo da função objetivo seja atingido de forma mais rápida possível. [12]

A equação 4, demonstra de forma geral uma função objetivo utilizada geralmente em simuladores numéricos. [22]

$$\sum_{obj} w_{obj} \left(\sum_p w_p \left(\sum_{n=k}^N l_n S \right) \right)$$

(Equação 4)

3.2.1. Ajuste Manual

O ajuste manual foi realizado segundo dados fornecidos onde foram inseridos valores pertinentes às curvas permeabilidade relativa. Este foi utilizado com o objetivo de minimizar o número de simulações devido ao fato de se tentar encontrar valores dos parâmetros descritos na tabela mais representativos das curvas de vazão e de volume produzido. O modelo do óleo foi gerado a partir do modo *PVT Designer*. Este permite o cálculo das propriedades do *black*

oil usando a correlação empírica de Corey. Na tabela 3 estão descritos os valores referentes as curvas de permeabilidade relativas utilizada no modelo.

Tabela 3: Propriedades utilizadas no modelo de estudo

Propriedade	Valor adotado
SwL	0,2
Swu	0,62
Krorw	0,8
Krwr	0,2
Krwu	0,562

Fonte: Autoria própria.

3.2.2. Ajuste por algoritmo

Após realizado o ajuste manual, com a intenção de otimizar ainda mais o modelo, foi realizado o ajuste por algoritmo. Foi utilizado o *Particle Swarm Optimization* [22], um algoritmo que realiza comparação de modelos a partir de um intervalo de valores adotados e inseridos pelo próprio usuário. São realizadas a partir desse modo 400 simulações que constantemente são comparados com valores base inseridos. Durante essa fase é utilizado o módulo *Assisted History Matching*.

As faixas de propriedade e valores utilizados na análise de incerteza durante essa fase foram baseadas em trabalhos anteriores [23] e estão descritos conforme tabela 4.

Tabela 4: Valores adotados para ajuste de histórico utilizando algoritmo de otimização.

Parâmetro	Valor Base	Valor mínimo	Valor máximo
Krol	1	0,4	1
Now	2,5	1,1	2,6
Nw	2,8	2,7	4
Sowcr	0,2	0,05	0,3
Swcr	0,3	0,1	0,6

Fonte: Autoria própria.

Para expoentes da permeabilidade relativa, funções Corey foram aplicadas. Para o óleo o expoente de Corey varia entre 1,1 e 2,6. Para o expoente Corey da água variou-se os valores entre 2,7 e 4. A saturação residual de óleo com valores entre 0,05 e 0,3. Saturação da água conata variando de 0,1 a 0,6.

As simulações de ajuste de histórico foram realizadas no período de 01/04/2010 até 01/04/2018 com produção natural de todos os poços. Após essa data limite de término, o poço denominado “WELLINJ-19” foi convertido a poço injetor.

3.3. Análise de sensibilidade de parâmetros de reservatório

Através desta análise é possível avaliar a importância das variáveis estabelecidas conforme a tabela 5 e sua influência perante o fator de recuperação. Para analisar os resultados obtidos, foi utilizado o gráfico de pareto a partir da correlação de Pearson que permite avaliar qual variável afeta mais fortemente a função objetivo.

3.4. Esquemas de previsão

Nesta pesquisa, além das etapas de ajuste de histórico, foram realizados estudos que compreenderam simulações de previsão de produção natural, com injeção de água e água com polímeros. Para a sua realização, foram adotados os dados operacionais do campo conforme observado na tabela 5. O tempo de projeto utilizado para estudos de previsão foi de 21 anos.

Tabela 5: Parâmetros operacionais do reservatório – Injeção de água e de polímeros

Pressão de injeção	55 bar
Vazão de injeção	80 m ³ /d
Concentração de polímeros	(ver tabelas 7 a 10)

Fonte: Autoria própria.

Inicialmente foram realizados os projetos com produção natural até 2039 e também injeção de água até a mesma data. Logo após realizadas estas simulações passou-se para a injeção de polímeros. Nessa fase, foram utilizadas as seguintes estratégias:

- a) Injeção de polímero com água em concentrações decrescentes;

Tabela 6: Concentrações decrescentes- Modo contínuo A e intermitente 1A e 1B

Intervalo de tempo (anos)	(A) Concentração (ppm)	(1A) Concentração (ppm)	(2A) Concentração (ppm)
2018-2021	800	0	800
2021-2024	700	700	0
2024--2027	600	0	600
2027-2030	500	500	0
2030-2033	400	0	400
2033-2036	300	300	0
2036-2039	200	0	200

Fonte: Autoria própria.

b) Injeção de polímero com água em concentrações crescentes;

Tabela 7: Concentrações crescentes- Modo contínuo B e intermitente 1B e 2B

Intervalo de tempo (anos)	(B) Concentração (ppm)	(1B) Concentração (ppm)	(2B) Concentração (ppm)
2018-2021	200	0	200
2021-2024	300	300	0
2024--2027	400	0	400
2027-2030	500	500	0
2030-2033	600	0	600
2033-2036	700	700	0
2036-2039	800	0	800

Fonte: Autoria própria.

c) Injeção de polímero com água com concentração de 500 ppm de modo intermitente;

Tabela 8: Concentração 500 ppm - Modo intermitente 1C e 2C

Intervalo de tempo (anos)	(1C) Concentração (ppm)	(2C) Concentração (ppm)
2018-2021	0	500
2021-2024	500	0
2024--2027	0	500
2027-2030	500	0
2030-2033	0	500
2033-2036	500	0
2036-2039	0	500

Fonte: Autoria própria.

d) Injeção de polímero com água com concentração de 200 ppm;

Tabela 9: Concentração 200 ppm - Modo contínuo D e intermitente 1D e 2D

Intervalo de tempo (anos)	(D) Concentração (ppm)	(1D) Concentração (ppm)	(2D) Concentração (ppm)
2018-2021	200	0	200
2021-2024	200	200	0
2024--2027	200	0	200
2027-2030	200	200	0
2030-2033	200	0	200
2033-2036	200	200	0
2036-2039	200	0	200

Fonte: Autoria própria.

O polímero utilizado nesses casos é do tipo HPAM com concentração de referência de 2 kg/m³. Os valores referentes à adsorção e a concentração de polímero de acordo com o modelo estão expressos na figura 7.

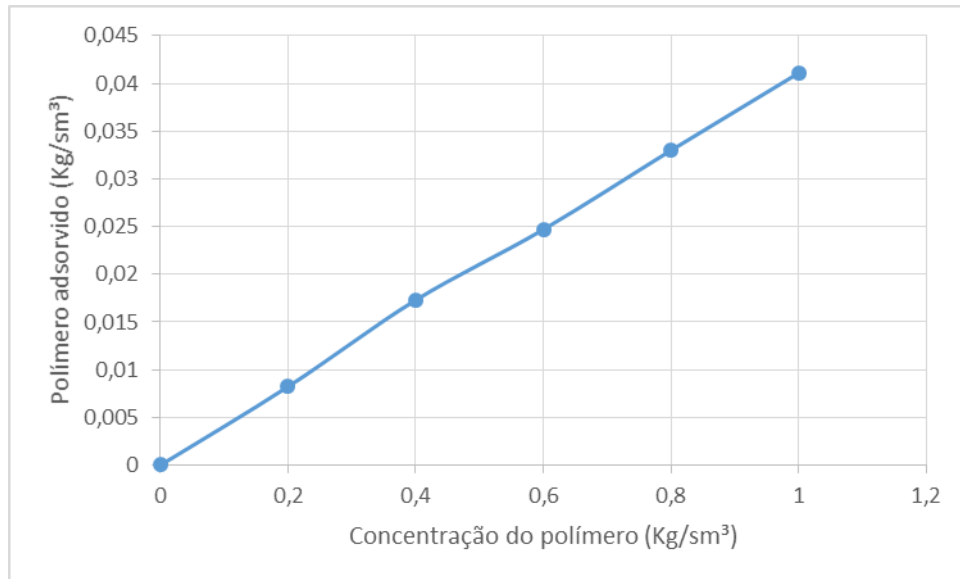


Figura 7: Relação entre concentração do polímero e o nível de adsorção.

Fonte: Autoria própria.

Demais valores de polímero utilizado para projetar a aplicação de campo e serem utilizados para entrada no simulador estão descritos na tabela 10 [24] .

Tabela 10: Parâmetros base para implementação de polímero na simulação

Propriedade	Valor
Fator de resistência	2
Volume de poros inacessíveis	0,65
Densidade (Kg/sm³)	1
Máxima adsorção	0,355

Fonte: Autoria própria.

Para a análise de resultados foram utilizados os seguintes parâmetros: fator de recuperação, incremento no fator de recuperação e razão de mobilidade de fluidos. O fator de recuperação diz respeito à razão entre o volume recuperável e o volume original de um fluido em um reservatório de hidrocarbonetos, conforme representado pela equação 5.

$$FR (\%) = \frac{N_p}{V_{op}} * 100 \quad (\text{Equação 5})$$

O incremento no fator de recuperação calculado conforme equação 6 diz respeito ao acréscimo em porcentagem de quantidade de óleo recuperável quando comparado com a recuperação natural.

$$\Delta FR = FR_i - FR_o \quad (\text{Equação 6})$$

Onde, FR_i : Fator de recuperação referente à simulação analisada;

FR_o : Fator de recuperação referente à produção natural.

Já a razão de mobilidade é calculada conforme equação 1 citada anteriormente.

4. RESULTADOS E DISCUSSÃO

4.1 Ajuste de histórico

4.1.1. Ajuste Manual

De acordo com a metodologia descrita anteriormente, pode-se observar o resultado do ajuste manual realizado a partir da inserção desses dados no simulador representado na figura 7.

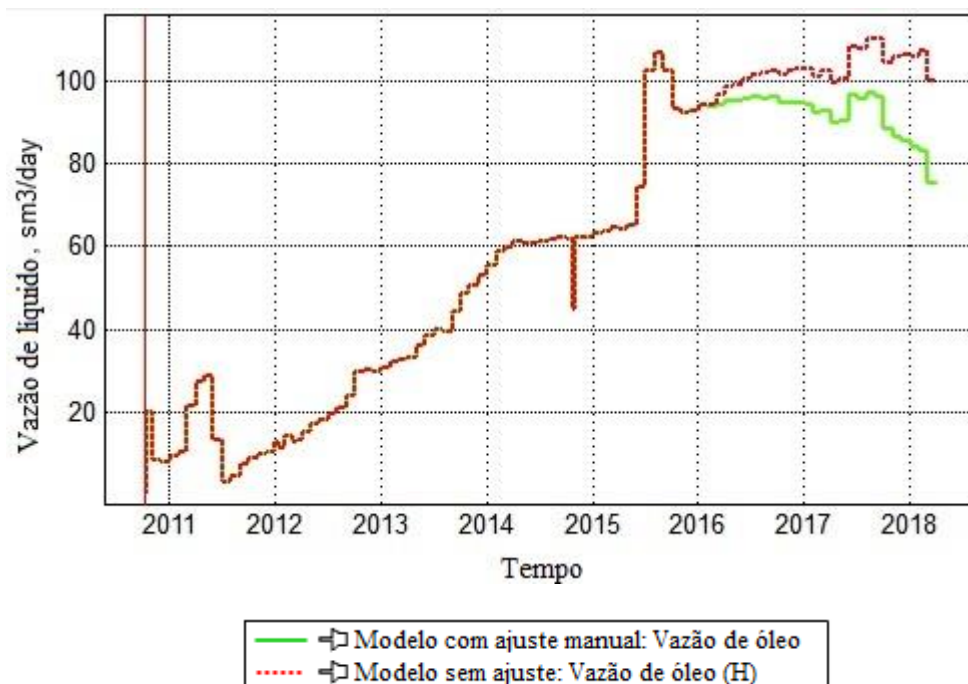


Figura 8: Modelo com ajuste manual

O resultado referente a figura 8 foi realizado através da alteração manual de parâmetros no simulador o que possibilitou um melhor ajuste no histórico de produção. Na tabela 11 estão representados os valores dos parâmetros alterados na curva de permeabilidade com o ajuste manual.

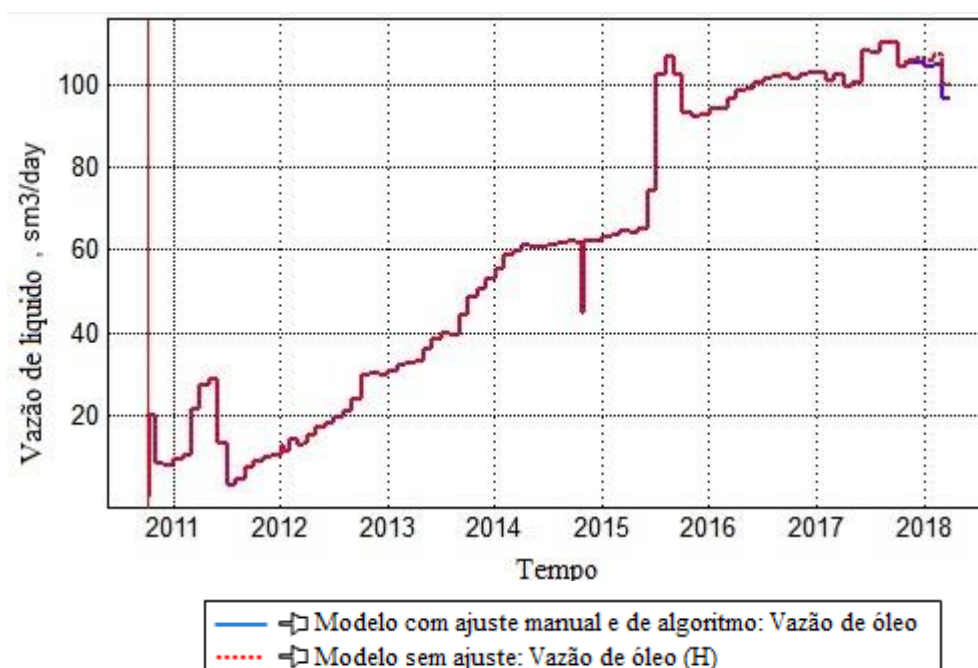
Tabela 11: Valores da curva de permeabilidade alterados a partir do ajuste manual

Parâmetro	Valor sem ajuste	Valor com ajuste manual
SWL	0,1	0,2
SWU	0,6	0,62
SWCR	0,1	0,3
SOWCR	0,25	0,2
K _{ROLW}	1	1
K _{RORW}	1	0,8
K _{RWR}	0,1	0,2
K _{RWU}	0,4	0,562
now	2,8	2,5
nw	2,4	2,8

Fonte: Autoria própria.

4.1.2. Ajuste por algoritmo

Ao fim do estudo de ajuste manual, optou-se por utilizar o ajuste por algoritmo para otimizar ainda mais o modelo utilizado. A figura 9 representa a simulação que melhor se adequou ao histórico de produção do modelo fornecido.

**Figura 9:** Resultado do modelo com ajuste manual e automático

No ajuste automático, os algoritmos fazem uma comparação entre o comportamento de produção simulado e o comportamento observado. Dessa forma, algoritmo de otimização

determina como, nas iterações subsequentes, os parâmetros do modelo vão ser perturbadas para que a função objetivo seja atingido de forma mais rápida possível. [12]

O algoritmo *Particle Swarm Optimization* ao fim da realização das simulações encontrou os dados ajustados para o modelo dinâmico em estudo que foram obtidos na 400ª simulação. Os resultados dos parâmetros ajustados se encontram descritos na tabela 12.

Tabela 12: Comparação entre valores utilizados durante ajuste manual e por algoritmo

Parâmetro	Valor com ajuste manual	Valor com ajuste de algoritmo
SwU	0,62	0,62
SWCR	0,3	0,502
SOWCR	0,2	0,063
K_{ROLW}	1	0,999
K_{RORW}	0,8	0,8
K_{RWR}	0,2	0,2
K_{RWU}	0,562	0,562
now	2,5	1,101
nw	2,8	2,991

Fonte: Autoria própria.

A figura 10 apresenta um gráfico comparativo da otimização do ajuste de histórico quando considerados a combinação entre os casos sem ajuste, com ajuste manual e ajuste automático. De acordo com o gráfico pode-se perceber que o melhor ajuste do modelo foi realizado quando houve a utilização do ajuste manual com ajuste por algoritmo. Dessa forma, o modelo melhor ajustado ao histórico resulta em uma maior credibilidade de resultados ao decorrer do estudo.

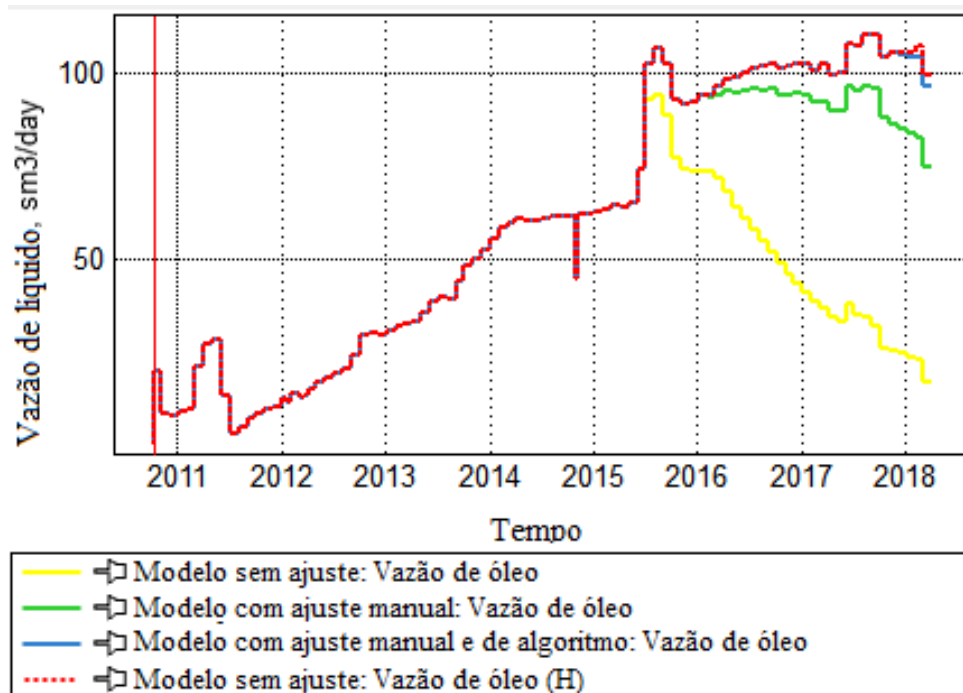


Figura 10: Comparação de ajustes de histórico do modelo em estudo

4.2. Análise de sensibilidade

Os resultados dessa etapa podem analisados a partir do diagrama de Pareto conforme figura 9.

	Óleo total	Vazão de óleo	Água total	Vazão de água	Líquido total	Vazão de líquido
S WCR P 1	Verde	Verde	Azul	Azul	Verde	Verde
N OW P 1	Verde	Verde	Azul	Azul	Verde	Verde
N W P 1	Verde	Verde	Azul	Azul	Verde	Verde
K ROL P 1	Verde	Verde	Azul	Azul	Verde	Verde
S OWCR P 1	Verde	Verde	Azul	Azul	Verde	Verde

Figura 11: Diagrama de Pareto.

De acordo com esse diagrama podemos observar que a cor verde corresponde a um aumento no valor da variável o que resulta na melhoria do parâmetro do modelo. Entretanto, a cor azul demonstra que um aumento no valor da variável resulta na redução do parâmetro do modelo. Dessa forma, temos que as propriedades mais significativas nesse caso foram a saturação de água conata e os expoentes de Corey tanto para água quando para o óleo, de forma que com o aumento do valor desses parâmetros afeta positivamente as propriedades óleo total, vazão de óleo, líquido total e vazão de líquido. Entretanto, com o aumento desses mesmos parâmetros, afetam negativamente as propriedades água total e vazão de água.

4.3. Previsão de comportamento

As simulações com a injeção de polímero adotando as estratégias anteriormente descritas nas tabelas de 7 a 10 foram realizadas com o objetivo de se avaliar o efeito da concentração do polímero na produção de óleo, bem como o seu efeito na redução da quantidade de água produzida e no aumento (ou diminuição) de sua adsorção na rocha-reservatório. Os resultados das simulações estão representados na figura 12.

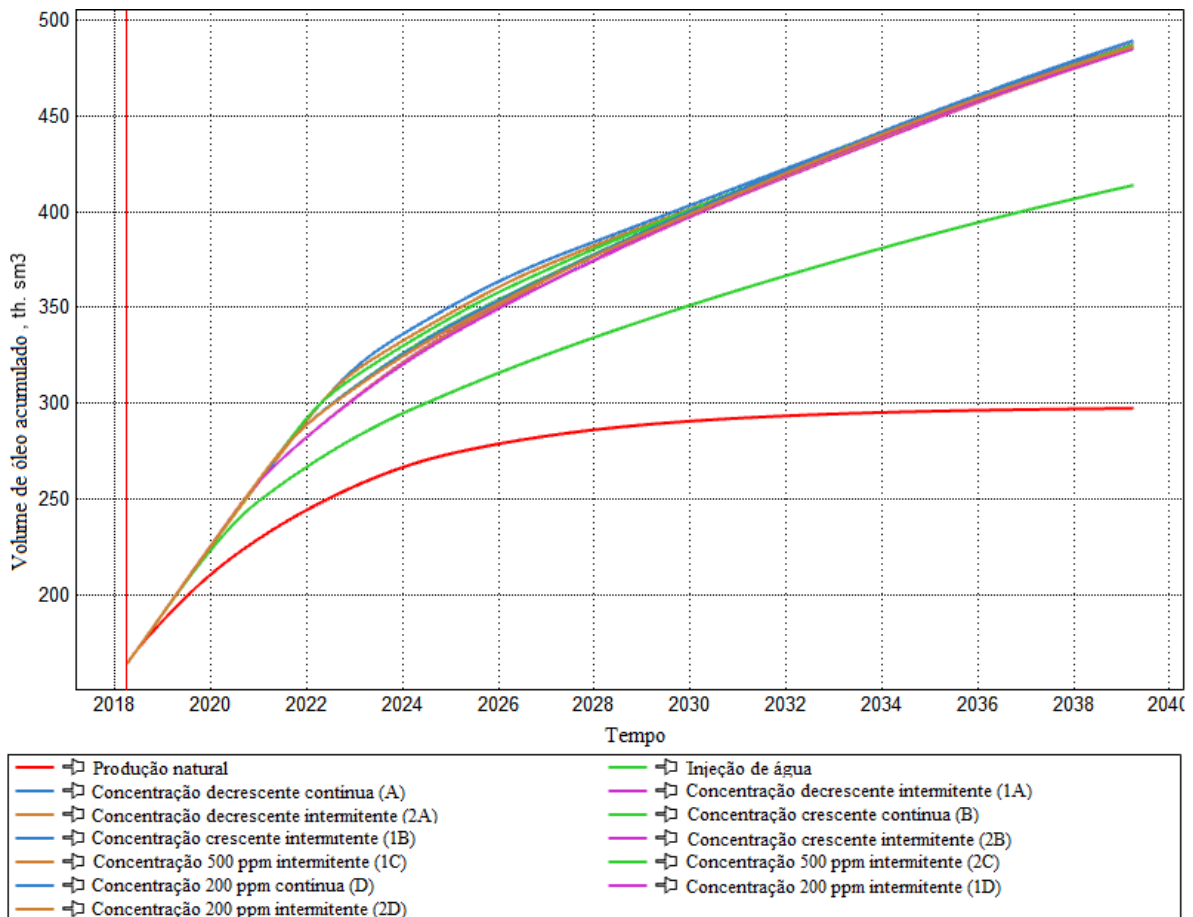


Figura 12: Resultado de óleo total comparativo entre as simulações de previsão

Ao comparar a produção natural, com injeção de água e polímero pode-se verificar que o método com injeção de polímeros apresentou resultados melhores para todas as estratégias desenvolvidas. Entretanto, ao se injetar somente polímeros em todas as estratégias aplicadas foi observado que não houve melhorias significativas para os resultados de injeção de polímeros quando comparados entre si.

De acordo com a figura 13 apesar de não haver aumentos significativos em sua produção, é possível analisar que durante a simulação com concentração decrescente e contínua (A) houve uma antecipação significativa na produção no intervalo de 2022 a 2030.

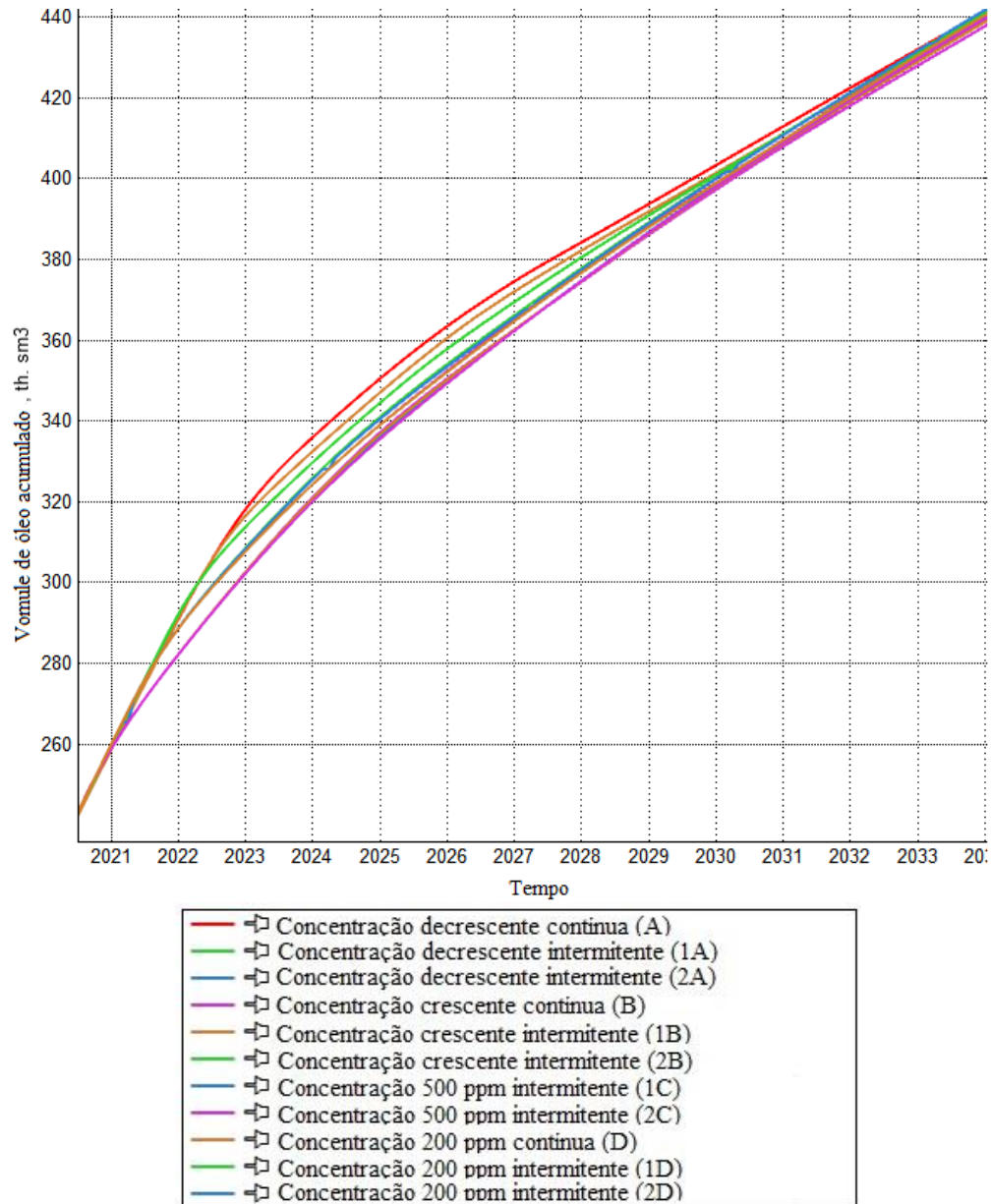


Figura 13: Comparação de simulações com injeção de polímeros

A partir da figura 13 pode-se perceber que há um efeito negativo na produção de óleo nas curvas de concentração crescente de polímero, identificado pelas cores violeta amarelo e verde. Esse fenômeno ocorre devido ao aumento da obstrução dos poros provocado pelo aumento da concentração de polímeros adsorvidos. Isto porque o aumento da quantidade de polímero adsorvido na rocha pode resultar em problemas de perda de injetividade e produtividade dos poços durante o projeto de recuperação do campo.

As curvas de vazão de produção de óleo estão demonstradas conforme figura 14.

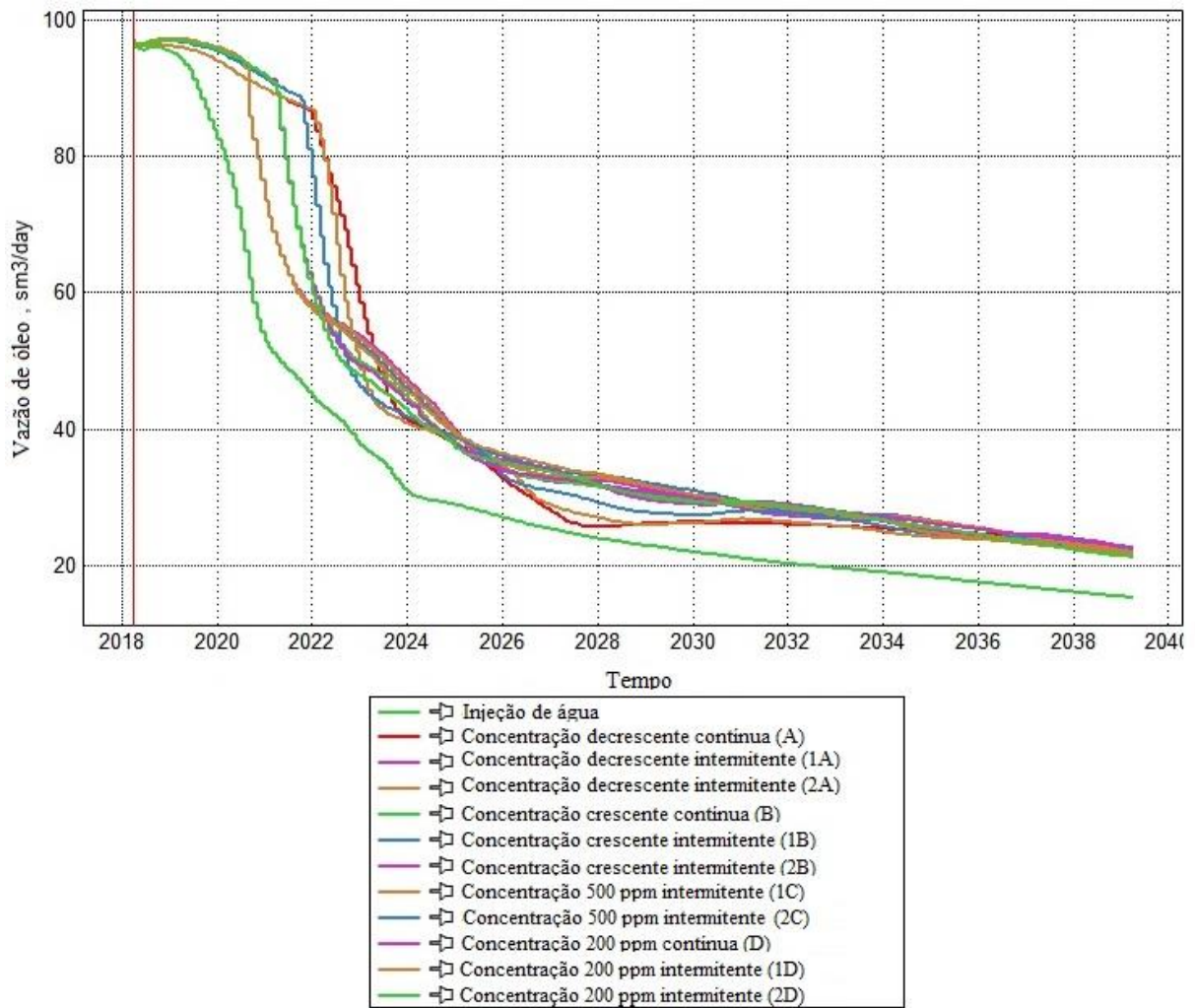


Figura 14: Comparação na vazão de óleo nos casos com injeção de polímero.

De acordo com a figura 14, o pico de produção de óleo ocorreu entre os períodos de 2022 e 2025 para os casos de concentrações de 200 ppm. Entretanto, no final do período de produção em todos os casos onde se injetou polímero a taxa de produção foi aproximadamente a mesma com valores mínimo e máximo próximos a 21,35 sm^3/dia e 22,7 sm^3/dia , respectivamente. No entanto, apesar de poucas variações, as maiores taxas de produção de polímero estiveram associadas aos casos onde se começou a injetar polímeros com uma concentração de 200 ppm de modo intermitente.

Na figura 15 estão demonstradas as curvas de produção de água para os casos de injeção adotados nesse estudo.

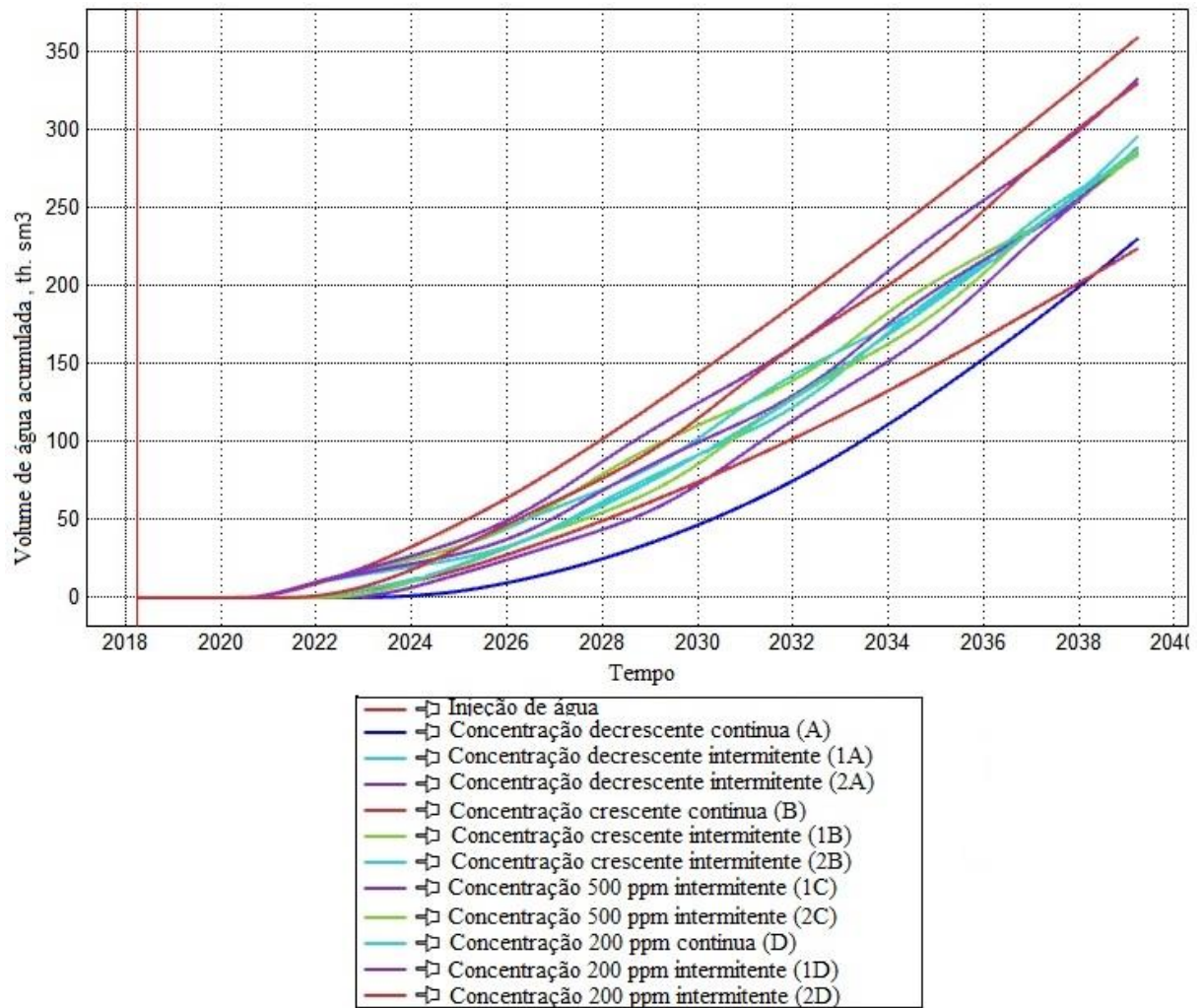


Figura 15: Comparação no volume de água nos casos de injeção

Em contrapartida, pode-se observar que ocorre o inverso das curvas vazão de óleo quando comparados as taxas de produção de água, conforme demonstrado na figura 15. Os melhores casos de redução de água se dão na simulação do tipo A, quando há aumento crescente na concentração de polímero de forma contínua na água de injeção, demonstrado a no gráfico a partir da curva de cor azul marinho. Essa afirmação se deve ao fato de que há um início tardio (indícios apenas em 2023) de produção de água quando comparado às demais simulações além de que representa um dos menores valores referentes à produção acumulada de água ao fim dos 21 anos de estudo. O aumento da concentração de polímeros está associado ao aumento da viscosidade do fluido injetado que consequentemente se relaciona a redução da razão de mobilidade entre os fluidos deslocante e deslocado.

Por outro lado, o pior caso de produção acumulada ocorre na simulação onde há apenas injeção de água, seguido pelos casos 1D e 2D onde houve injeção de polímeros com concentração de 200 ppm de modo intermitente.

Na tabela 13 apresentam-se valores de razão de mobilidade e fator de recuperação para cada caso estudado no vigésimo primeiro ano de simulação.

Tabela 13: Disposição de simulações conforme tipo de injeção e resultados em fator de recuperação.

Tipo de injeção	FR(%)	ΔFR_{PROD}	ΔFR_{INJ}
Produção natural	32,92	--	--
Injeção de água	45,84	12,91	--
Concentração decrescente (A)	54,01	21,08	8,17
Concentração decrescente (1A)	53,73	20,81	7,89
Concentração decrescente (2A)	53,74	20,82	7,90
Concentração crescente (B)	53,95	21,02	8,10
Concentração crescente (1B)	53,96	21,03	8,12
Concentração crescente (2B)	54,01	21,09	8,16
Concentração 500 ppm (1C)	53,86	20,94	8,02
Concentração 500 ppm (2C)	53,97	21,04	8,13
Concentração 200 ppm (D)	54,21	21,29	8,38
Concentração 200 ppm (1D)	53,73	20,81	7,88
Concentração 200 ppm (2D)	53,87	20,94	8,03

Fonte: Autoria própria.

De acordo com os resultados obtidos na tabela 14 para todos os casos analisados, observou-se que o melhor resultado, em termos de fator de recuperação foi obtido na simulação em que houve a injeção contínua de água com concentração de 200 ppm (FR= 54,21%) durante vinte e um anos. Esse resultado pode ser justificado em virtude de que uma concentração relativamente baixa de polímero injetada uniformemente durante vinte e um anos resulta em um maior valor de viscosidade da água. Apesar disso, a simulação do tipo D apresentou um incremento de fator de recuperação de 21,29% quando comparado à produção natural e 8,38% quando comparado somente à injeção de água.

É importante destacar que para todos os casos, houve incremento relevante no fator de recuperação de óleo no reservatório. No entanto, para as simulações com injeção de polímero houve aumento de fator de recuperação mais significativos.

5. CONCLUSÃO

Ao fim desse trabalho, foram obtidas as seguintes conclusões:

- O modelo com melhor ajuste foi obtido a partir do ajuste manual somado ao ajuste automático obtido através do algoritmo *Particle Swarm Optimization*.
- A injeção de polímeros apresentou-se como uma estratégia aplicável tecnicamente para o campo de estudo em questão.
- O melhor resultado de fator de recuperação foi encontrado na simulação onde houve injeção de água contínua com concentração de polímeros de 200 ppm, onde o incremento no fator de recuperação foi de 21,29% quando comparado somente à produção natural.

6. REFERÊNCIAS

- [1] Petróleo e derivados. Disponível em: <<http://www.anp.gov.br/petroleo-e-derivados2>>. Acesso em 27 de janeiro de 2020.
- [2] Boletim da Produção de Petróleo e Gás Natural. ANP. Novembro, 2019.
- [3] SHENG, James. Modern chemical enhanced oil recovery: Theory and practice. Gulf Professional Publishing, 2010.
- [4] GREEN, Don W. ; WILLHITE, G. Paul. Enhanced oil recovery; Henry L. Doherty Memorial Fund of AIME. Society of Petroleum Engineers: Richardson, TX, 1998.
- [5] LIMA, B. V. DE. Hidrólise e caracterização de poliacrilamida hidrofobicamente modificada: avaliação da aplicabilidade na recuperação de petróleo. Universidade Federal do Rio Grande do Norte (UFRN), Natal - Rio Grande do Norte. Dissertação (Programa de Pós-Graduação em Química), 2010.
- [6] THOMAS, J. E et al. Fundamentos de Engenharia de Petróleo. 2º ed. Rio de Janeiro: Editora Interciência, 2001.
- [7] ROSA, A. J. et al. Engenharia de reservatórios de petróleo. Interciência, 2006.
- [8] LYONS, C. W. *Handbook of Petroleum & Natural Gas Engineering*, 1049 p., Volume 2, 1996.
- [9] GURGEL, A.R. Análise da eficiência térmica na injeção de vapor em reservatórios de óleo pesado. Universidade Federal do Rio Grande do Norte (UFRN), Natal - Rio Grande do Norte. Tese (Programa de Pós-Graduação em Ciência e Engenharia de Petróleo), 2015.
- [10] MUSSE, A. P. S. Recuperação avançada de petróleo. Universidade Federal da Bahia (UFBA), Salvador- Bahia. Trabalho de qualificação de doutorado – Instituto de química, 2009.
- [11] LAKE L. W. Enhanced Oil Recovery, University of Texas at Austin, Prentice Hall: New Jersey, USA, 1989.
- [12] THIERS, R.V; CRUZ, J.M.V. Uma introdução ao estudo de simulação numérica como instrumento de gerenciamento de reservatórios. Escola Politécnica da Universidade Federal do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro. Monografia (Graduação em Engenharia de Petróleo), 2018.
- [13] SORBIE, K. S. Polymer-improved oil recovery. Florida: CRC Press, 1991.
- [14] ALMEIDA, L.L. Estudo comparativo da injeção de solução polimérica e ASP em reservatórios maduros de óleo médio. Universidade Federal do Rio Grande do Norte (UFRN),

Natal – Rio Grande do Norte. Dissertação (Mestrado em ciência e engenharia do petróleo), 2015.

[15] DÓRIA, M. A. F. S. Análise de testes em poços injetores de soluções poliméricas. Universidade Estadual de Campinas (UNICAMP), Campinas - São Paulo. Dissertação (Mestrado em Engenharia Química), 1995.

[16] DE MELO, M. A et al. Polymer injection projects in Brazil: Dimensioning, field application and evaluation. Thirteenth symposium on improved oil recovery held in Tulsa, Oklahoma. April, 2002.

[17] CHANG, H. L. Polymer flooding technology- yesterday, today and tomorrow. SPE 7043, Fifth symposium on improved methods for oil recovery of the society of petroleum engineers of AIME, Tulsa, Oklahoma. April, 1978.

[18] TNavigator. Disponível em: <<https://rfdyn.com/tnavigator/>>. Acessado em 19/01/2020.

[19] tNavigator® 18.3 **Geology & Model Designer**. User Guide. Rock Flow Dynamics. October 2018.

[20] tNavigator® 18.3 **PVT Designer**. User Guide. Rock Flow Dynamics. October 2018.

[21] tNavigator® 18.3 **Simulation**. User Manual. Rock Flow Dynamics. October 2018.

[22] tNavigator® 18.3 **Assisted History Matching**. User Manual. Rock Flow Dynamics. October 2018.

[23] CHIOTOROIU, M.M *et al.* Forecasting incremental oil production of a polymer – pilot extension in matzen field including quantitative uncertainty assessment. Streamsim Technologies/ Stanford University. 2017.

[24] Yang Fulin; Yang Xizhi. High Concentration Polymer Flooding is Successful. SPE 8854, 2004;