



**UNIVERSIDADE FEDERAL DO CEARÁ
CENTRO DE TECNOLOGIA
CURSO DE ENGENHARIA DE PETRÓLEO**

LARA TIMBÓ DE CASTRO MOTA

**ANÁLISE DE PRODUÇÃO PARA RECUPERAÇÃO AVANÇADA DE PETRÓLEO
POR SIMULAÇÃO E ANÁLISE ECONÔMICA: INJEÇÃO DE ÁGUA, CO₂ E WAG**

FORTALEZA

2018

LARA TIMBÓ DE CASTRO MOTA

ANÁLISE DE PRODUÇÃO PARA RECUPERAÇÃO AVANÇADA DE PETRÓLEO POR
SIMULAÇÃO E ANÁLISE ECONÔMICA: INJEÇÃO DE ÁGUA, CO₂ E WAG

Trabalho de Conclusão de Curso apresentado
ao Curso de Engenharia de Petróleo do Centro
de Tecnologia da Universidade Federal do
Ceará, como requisito parcial à obtenção do
Título de Bacharel em Engenharia de Petróleo.

Orientador: Prof. Me. Pedro Felipe Gadelha
Silvino

FORTALEZA

2018

Dados Internacionais de Catalogação na Publicação
Universidade Federal do Ceará
Biblioteca Universitária
Gerada automaticamente pelo módulo Catalog, mediante os dados fornecidos pelo(a) autor(a)

M871a Mota, Lara Timbó de Castro.

Análise de produção para recuperação avançada de petróleo por simulação e análise econômica : Injeção de água, CO2 e WAG / Lara Timbó de Castro Mota. – 2018.
58 f. : il. color.

Trabalho de Conclusão de Curso (graduação) – Universidade Federal do Ceará, Centro de Tecnologia, Curso de Engenharia de Petróleo, Fortaleza, 2018.

Orientação: Prof. Me. Pedro Felipe Gadelha Silvino.

1. Modelagem e simulação de reservatórios petrolíferos. 2. Recuperação avançada de petróleo. 3. Análise econômica. I. Título.

CDD 665.5092

LARA TIMBÓ DE CASTRO MOTA

ANÁLISE DE PRODUÇÃO PARA RECUPERAÇÃO AVANÇADA DE PETRÓLEO POR
SIMULAÇÃO E ANÁLISE ECONÔMICA: INJEÇÃO DE ÁGUA, CO₂ E WAG

Trabalho de conclusão de curso apresentado ao
Curso de Engenharia de Petróleo do Centro de
Tecnologia da Universidade Federal do Ceará,
como requisito parcial à obtenção do Título de
Bacharel em Engenharia de Petróleo.

Orientador: Prof. Me. Pedro Felipe Gadelha
Silvino

Aprovada em: ___/___/_____.

BANCA EXAMINADORA

Prof. Me. Pedro Felipe Gadelha Silvino (Orientador)
Universidade Federal do Ceará (UFC)

Prof. PhD. Luis Glauber Rodrigues
Universidade Federal do Ceará (UFC)

Me. Márcio Nunes Normando
Universidade Federal do Ceará (UFC)

À minha mãe, Regina.

AGRADECIMENTOS

À minha família, em especial a minha mãe Regina Timbó, por representar a base do meu crescimento pessoal e profissional. Obrigada por todo o carinho, por todos os puxões de orelha, por me aconselhar em todas as minhas decisões e principalmente por estar sempre ao meu lado. Não consigo expressar em palavras o quão importante você é para mim.

Ao Mateus Vieira, por torcer pelas minhas vitórias e comemorá-las como se fossem as dele. Seu incentivo diário, amor, companheirismo e suporte foram fundamentais não só nessa reta final da graduação, mas em todos os âmbitos da minha vida. Sou muito mais feliz depois que você chegou!

Às amigas Ana Flávia Furtado, Barbara Lessa, Gabriela Tosolini e Gabriele Santana por acompanharem toda a minha trajetória desde o colégio até hoje. Obrigada por todas as risadas, xingamentos, *bullying* e o apoio ao longo de todos esses anos. Sei que tenho em vocês amigas para a vida inteira.

Aos melhores amigos que poderia ter feito durante a graduação: Allan Callou, Bernardo Gomes, Bruno Xavier, Carlos Vasconcelos, Daniel Mota, João Mateus Façanha, Lara Campana, Laryssa Fernandes, Ligia Tornisiello, Lucas Abreu, Matheus Chaves, Renan Galvão e Uly Beatriz. Obrigada por todos os momentos que vivemos dentro e fora da sala de aula e que daqui pra frente esses últimos apenas se multipliquem.

À família que ganhei em Morgantown durante o Programa Ciência sem Fronteiras: Helena Cunha, Kelly Carvalho, Rafaela Cuchi, Thereza Azevedo e Uly Misse. Com vocês me senti e sempre me sentirei em casa, não importa a distância.

À CAPES, à Fundação ASTEF e ao Programa de Formação de Recursos Humanos da ANP (Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis) pelas bolsas de iniciação científica concedidas ao longo da minha graduação. Também à CAPES pela oportunidade de ter sido bolsista de graduação sanduíche pelo Programa Ciência sem Fronteiras.

Aos colegas do NPL (Núcleo de Pesquisas em Lubrificantes) por todos os anos de convivência, trabalho em equipe e companheirismo vividos no laboratório.

À West Virginia University e aos professores do departamento de *Petroleum and Natural Gas Engineering*, em especial ao professor Ebrahim Fathi e ao coordenador Samuel Ameri pelos dados fornecidos para a realização do projeto.

À SPE (*Society of Petroleum Engineers*) e aos colegas do Capítulo durante as duas gestões de que tive a oportunidade de participar. Fazer parte dessa organização como membro, Secretária e Presidente e poder contribuir com a conquista do título de *Outstanding Student Chapter* foram experiências incríveis e muito enriquecedoras, contribuindo fortemente para minha formação.

Aos colegas da primeira turma de estagiários da CSP (Companhia Siderúrgica do Pecém) e a toda a equipe do GTP por fazerem parte da minha primeira experiência profissional.

Ao professor e orientador Me. Pedro Felipe Silvino, pelo suporte oferecido durante toda a graduação e pela sua atenção ao tirar dúvidas não só durante a elaboração do trabalho, mas ao longo dos últimos anos.

Ao Me. Márcio Normando e ao professor PhD. Luis Glauber Rodrigues, pela disponibilidade em fazer parte da banca de avaliação deste trabalho.

“A goal without a plan is just a wish”

Antoine de Saint-Exupéry

RESUMO

A modelagem e simulação de reservatórios petrolíferos é uma ferramenta amplamente utilizada para tomada de decisões no desenvolvimento de novos campos, na localização dos poços e na implantação de projetos de recuperação avançada de petróleo. Nesse contexto, neste trabalho foi realizada a modelagem do campo Plum Bush Creek Field, localizado em Washington County, Colorado, Estados Unidos da América, a partir de suas características petrofísicas e de informações de fluido, utilizando o módulo GEM do software CMG, da empresa Computer Modelling Group Ltd. Em seguida, foi elaborado um estudo comparativo de métodos de recuperação primária, secundária e terciária, a fim de indicar o melhor plano de produção para o campo em questão com base em aspectos técnicos e econômicos. Para a recuperação secundária foi utilizado o processo de injeção de água e para a recuperação terciária foram discutidos os métodos de injeção contínua de CO₂ e de injeção alternada de água e gás (WAG). Fundamentando-se na simulação de diversos cenários de produção e variando as condições particulares de cada método, foi possível obter o fator de recuperação do óleo originalmente contido no reservatório para cada caso. Desse modo, ao analisar as informações obtidas com a rentabilidade de cada projeto, foi determinado que o método WAG representa a melhor alternativa de produção para o campo proposto.

Palavras-chave: Modelagem. Simulação de reservatórios. Recuperação avançada de petróleo. Fator de recuperação. Análise econômica.

ABSTRACT

The modeling and simulation of oil reservoirs is a widely used tool for decision making in the development of new fields, location of wells and implementation of enhanced oil recovery projects. In this context, the modeling of the Plum Bush Creek reservoir located in Washington County, Colorado, United States of America, was performed using the GEM module of CMG software from Computer Modeling Group Ltd, based on its petrophysical characteristics and fluid data. A comparative study of primary, secondary and tertiary recovery methods was then developed in order to propose the best production plan for the field based on technical and economic aspects. Water injection process was used for secondary recovery and the methods of continuous injection of CO₂ and injection of water-alternating gas (WAG) were discussed for the tertiary recovery. Based on the simulation of several production scenarios varying particular conditions of each method, it was possible to obtain for each case the recovery factor of the original oil in place contained in the reservoir. Thus, when analyzing the obtained information and the profitability of each project, it was determined that the WAG method represents the best production alternative for the proposed field.

Keywords: Modeling. Reservoir simulation. Enhanced Oil Recovery. Recovery factor. Economic Analysis.

LISTA DE FIGURAS

Figura 1	– Construção de um modelo de simulação de reservatório.....	14
Figura 2	– Mapa estrutural	24
Figura 3	– Mapa isopach	24
Figura 4	– Mapa de porosidade	25
Figura 5	– Mapa de permeabilidade	25
Figura 6	– Composição do fluido	27
Figura 7	– Envelope de fases	28
Figura 8	– Vista 3D da variação da espessura do reservatório	29
Figura 9	– Vista 3D da variação da permeabilidade no reservatório	29
Figura 10	– Vista 2D da disposição dos poços no reservatório	30
Figura 11	– Plano de produção: Cenário 1.....	30
Figura 12	– Plano de produção: Cenário 2	31
Figura 13	– Plano de produção: Cenário 3	31
Figura 14	– Plano de produção: Cenário 4	32
Figura 15	– Plano de produção: Cenário 5	33
Figura 16	– Fluxograma de metodologia de simulação e análise	35

LISTA DE GRÁFICOS

Gráfico 1 – Permeabilidade em relação à água	26
Gráfico 2 – Permeabilidade em relação ao gás	26
Gráfico 3 – Curvas de produção acumulada: Cenário 1	37
Gráfico 4 – Curvas de produção acumulada por poço: Cenário 1	38
Gráfico 5 – Curvas de produção acumulada: Cenário 2	39
Gráfico 6 – Curvas de produção acumulada por poço: Cenário 2	40
Gráfico 7 – Curvas razão água-óleo por poço: Cenário 2	41
Gráfico 8 – Curvas de produção acumulada: Cenário 3	42
Gráfico 9 – Curvas de produção acumulada por poço: Cenário 3	43
Gráfico 10 – Comparativo entre os cenários 2 e 3	44
Gráfico 11 – Curvas de produção acumulada: Cenário 4	45
Gráfico 12 – Curvas de produção acumulada por poço: Cenário 4	46
Gráfico 13 – Curvas de produção acumulada: Cenário 5	49
Gráfico 14 – Curvas de produção acumulada por poço: Cenário 5	50
Gráfico 15 – Resultado comparativo da análise econômica entre os cenários simulados	53
Gráfico 16 – Comparativo entre o lucro obtido e o fator de recuperação alcançado entre os cenários simulados	53

LISTA DE TABELAS

Tabela 1	– Propriedades do reservatório	23
Tabela 2	– Resumo das simulações para injeção contínua de CO ₂	32
Tabela 3	– Resumo das simulações utilizando o método WAG	33
Tabela 4	– Dados para avaliação econômica	33
Tabela 5	– Resultados obtidos para o método WAG	48
Tabela 6	– Análise econômica Cenário 1: produção primária	51
Tabela 7	– Análise econômica Cenário 3: injeção de água (otimizado)	51
Tabela 8	– Análise econômica Cenário 4: injeção contínua de CO ₂	51
Tabela 9	– Análise econômica Cenário 5: WAG	55

LISTA DE ABREVIATURAS E SIGLAS

API	<i>American Petroleum Institute</i>
BHP	<i>Bottomhole pressure</i>
EOR	<i>Enhanced Oil Recovery</i>
EUA	Estados Unidos da América
OOIP	<i>Original Oil in Place</i>
RAO	Razão água óleo
WAG	<i>Water alternating gas</i>

LISTA DE SÍMBOLOS

\$	Dólar
%	Porcentagem
ft	Pés
ft ³	Pés cúbicos
mD	Milidarcy
psi	Libras por polegadas quadradas
psia	Libras por polegadas quadradas absolutas
°F	Grau fahrenheit
bbl	Barris
SCF	Pés cúbicos nas condições padrão
MSCF	Mil pés cúbicos nas condições padrão
MMSCF	Um milhão de pés cúbicos nas condições padrão
STB	Stock Tank Barrel
MSTB	Mil Stock Tank Barrels

SUMÁRIO

1	INTRODUÇÃO	14
2	OBJETIVOS	16
2.1	Objetivos gerais	16
2.2	Objetivos específicos	16
3	REFERENCIAL TEÓRICO	17
3.1	Engenharia de reservatórios	17
3.2	Modelagem e simulação de reservatórios	17
3.2.1	<i>Conceitos de modelagem e simulação</i>	17
3.2.2	<i>Simuladores composicionais</i>	18
3.3	Propriedade das rochas	18
3.3.1	<i>Porosidade</i>	18
3.3.2	<i>Permeabilidade</i>	19
3.3.3	<i>Saturação</i>	19
3.4	Métodos de recuperação	19
4	METODOLOGIA	23
4.1	Caracterização do reservatório	23
4.2	Modelo do fluido	27
4.3	Cenários de simulação	28
4.4	Análise econômica simplificada	33
5	RESULTADOS OBTIDOS E DISCUSSÃO	35
5.1	Recuperação primária	35
5.1.1	<i>Cenário 1: Recuperação primária</i>	35
5.2	Recuperação secundária	37
5.2.1	<i>Cenário 2: Recuperação secundária por injeção de água</i>	37
5.2.2	<i>Cenário 3: Recuperação secundária por injeção de água – Otimizado</i>	39

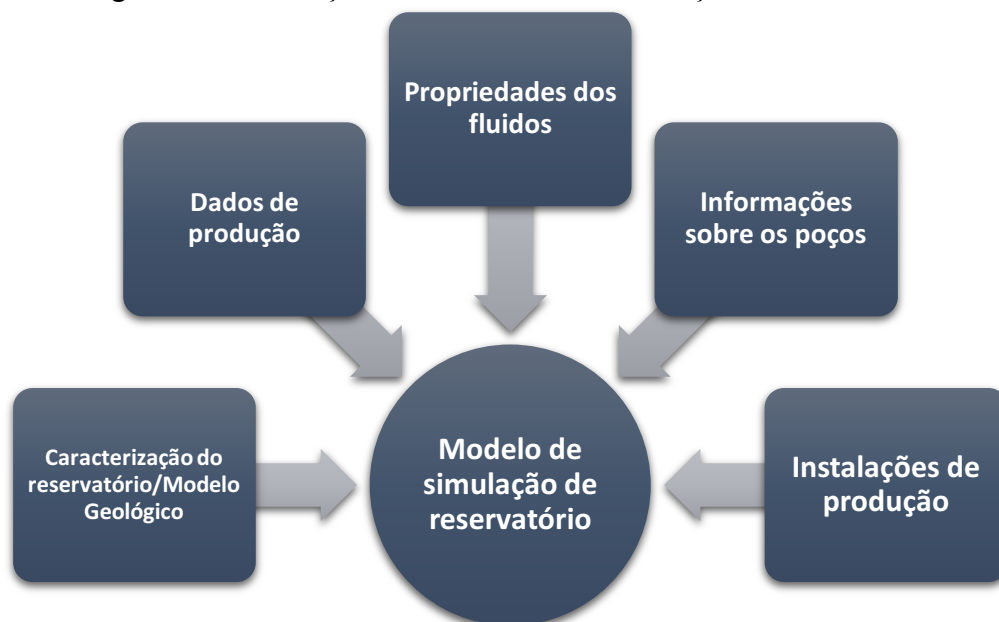
5.3	Recuperação Terciária	42
5.3.1	<i>Cenário 4: Injeção contínua de CO₂</i>	42
5.3.2	<i>Cenário 5: Injeção alternada de água e gás (WAG)</i>.....	45
5.4	Análise econômica simplificada	49
6	CONCLUSÃO	52
	REFERÊNCIAS	53

1 INTRODUÇÃO

Em função da crescente demanda energética mundial e do progressivo avanço tecnológico pelo qual a sociedade vem passando nas últimas décadas, configura-se de extrema importância que os processos de obtenção de energia se tornem cada vez mais eficientes. A indústria petrolífera vem perdendo espaço na matriz energética global em função do aumento do uso de outras fontes de energia. Para que ela se mantenha competitiva, deve-se investir fortemente no aproveitamento otimizado dos recursos, buscando formas de reduzir os custos e maximizar os produtos gerados.

Nesse contexto, a simulação de reservatórios é uma área da engenharia de petróleo que tem como objetivo principal prever o comportamento de um dado reservatório ao longo do tempo. A partir de uma modelagem matemática que incorpora diversos tipos de dados relacionados à atividade de exploração e produção, as ferramentas de simulação buscam responder perguntas que influenciarão ativamente no planejamento e na implementação da produção de um campo petrolífero. Na figura 1, estão expostos alguns parâmetros que devem participar da construção de um modelo de simulação de reservatórios.

Figura 1 – Construção de um modelo de simulação de reservatório



Fonte: elaborado pela autora.

Uma grande quantidade de decisões deve ser tomada no que diz respeito à produção de um campo de petróleo. Qual a quantidade e a localização dos poços a serem perfurados, quais métodos de recuperação serão utilizados, que vazões de injeção e de produção serão

empregadas e se o projeto é economicamente viável ou não são algumas das perguntas que a simulação de reservatórios se propõe a responder.

A complexidade dos reservatórios reais e a consequente dificuldade em modelar o problema com precisão por meio de modelos puramente analíticos cria um ambiente favorável para a utilização da simulação numérica como forma de prever o comportamento de um reservatório, com base em um modelo geológico construído a partir de dados de caracterização do campo. Desse modo, o planejamento e a escolha de estratégias de desenvolvimento de um campo está fortemente ligado a sua etapa de simulação.

Neste projeto, informações disponíveis acerca de um campo, juntamente com alguns dados hipotéticos do reservatório foram reunidos como forma de enfatizar o desenvolvimento de uma metodologia de análise que possibilita definir um plano de produção para o campo. Baseado nos resultados para a quantidade de óleo recuperada e em uma avaliação econômica simplificada, o modelo é capaz de indicar, dentre os casos propostos, a opção mais vantajosa a ser implementada.

2 OBJETIVOS

2.1 Objetivos Gerais

O principal objetivo desse trabalho consiste no desenvolvimento de uma metodologia de análise que torne possível a identificação do melhor plano de produção para o campo Plum Bush Creek Field, localizado no condado de Washington, no estado do Colorado (Estados Unidos da América). Ao submeter o modelo a diferentes cenários, o projeto avaliou a viabilidade do plano, por meio de uma análise econômica simplificada, em relação ao fator de recuperação obtido por cada método de produção aplicado. Desse modo, uma indicação da melhor opção a ser seguida pode ser efetuada.

2.2 Objetivos Específicos

- Criação do modelo computacional a partir de informações disponíveis e dados hipotéticos acerca do campo em estudo;
- Simulação da produção variando diferentes parâmetros;
- Entendimento das implicações referentes a cada método de recuperação de reservatório;
- Realização de análise econômica simplificada a fim de indicar o melhor cenário dentre os propostos.

3 REFERENCIAL TEÓRICO

3.1 Engenharia de reservatórios

Segundo Thomas (2004), a engenharia de reservatórios é a área da engenharia de petróleo que se caracteriza pela retirada dos fluidos do interior das rochas, de modo que eles possam ser conduzidos até a superfície. Com a finalidade de maximizar a produção de hidrocarbonetos de forma economicamente vantajosa, são estudadas a caracterização das jazidas, as propriedades das rochas e dos fluidos nela contidos e as interações entre elas.

3.2 Modelagem e simulação de reservatórios

3.2.1 Conceitos de modelagem e simulação

Simulação de reservatórios é a área da engenharia de reservatórios em que modelos computacionais são utilizados para prever como se dará o fluxo de fluidos durante a produção do campo. Resultados obtidos de simulações de reservatório são usadas em praticamente todas as grandes decisões relacionadas com o desenvolvimento de um campo (WATTS, 1997).

De acordo com Mattax et al. (1990), um simulador de reservatório modela o reservatório como se ele fosse dividido em uma série de blocos individuais, denominados de *gridblocks*. Cada bloco corresponde a uma região designada no reservatório e possui propriedades que não variam dentro do mesmo bloco. De forma geral, o problema matemático é reduzido a um cálculo do fluxo entre os blocos adjacentes. Para cada interface entre os blocos, uma série de equações deve ser resolvida para representar o escoamento de todas as fases móveis.

A simulação de reservatórios permite estudar e avaliar o desempenho de um reservatório ao longo do tempo sob os mais variados cenários e situações, objetivando uma maior rentabilidade. De forma geral, uma simulação possibilita:

- Avaliação da viabilidade econômica e rentabilidade de um projeto para desenvolvimento de uma acumulação de hidrocarbonetos;
- Otimização da localização e da quantidade de poços para produção de um campo;
- Cálculo do potencial de produção do campo e do seu comportamento ao longo dos anos;

- Seleção do melhor método de recuperação e avaliação de sua necessidade;
- Estudo da sensibilidade dos resultados obtidos em relação aos parâmetros de entrada do modelo;
- Cálculo do fator de recuperação;
- Estimativa de recursos e reservas.

3.2.2 Simuladores composicionais

De acordo com Zubov (2016), simuladores composicionais são muito utilizados para modelagens de reservatórios de óleo leve e projetos de injeção de gás. Por meio da consideração da composição das fases dos componentes presentes no reservatório, eles proporcionam a criação de modelos de equilíbrio de fases mais avançados baseados em equações de estado, dados experimentais detalhados, fenômenos de transporte de massa, cinética química e termodinâmica avançada. Além disso, há uma grande atividade computacional, já que o número de equações a ser resolvidas por bloco cresce geometricamente com o número de componentes empregados (UNISIM, 2017).

Foi utilizado para a modelagem e simulação do reservatório o módulo GEM do software CMG, da empresa Computer Modelling Group Ltd, amplamente utilizado para modelagem de reservatórios composicionais, químicos e não convencionais. O GEM caracteriza-se por ser um simulador de equação de estado que modela o fluxo de fluidos trifásicos e de múltiplos componentes. Permite a manipulação avançada de situações de comportamento de fases de alta complexidade, abrangendo todos os tipos de fluidos de um reservatório.

3.3 Propriedades das rochas

3.3.1 Porosidade

Porosidade pode ser definida como uma fração ou porcentagem do volume total da rocha que não é ocupado por material sólido. A porosidade efetiva refere-se ao volume de uma massa rochosa que consiste em espaços interconectados. Desse modo, uma rocha pode ter uma alta porosidade, mas uma baixa porosidade efetiva (FRIEDMAN et al, 1976). Em outras palavras, porosidade é a propriedade que mede a capacidade de armazenamento de fluidos de

petróleo de uma determinada rocha. Como exposto por Hook (2003), o volume poroso na avaliação de reservatórios petrolíferos – volume disponível para armazenar óleo, gás e água – deve ser interconectado, de modo que os hidrocarbonetos possam fluir pela rocha durante a produção. Assim, ao se utilizar o parâmetro porosidade para determinação da quantidade de fluidos presente em reservatório de petróleo, deve-se utilizar a porosidade efetiva.

3.3.2 Permeabilidade

Permeabilidade é a capacidade de uma rocha de permitir a passagem de fluidos (FRIEDMAN et al, 1976). Os fluidos percorrem o que se poderia chamar de “canais porosos”. Quanto mais cheios de estrangulamentos, mais estreitos e mais tortuosos forem esses canais, maior será o grau de dificuldade para os fluidos se moverem no seu interior (THOMAS, 2004).

O termo “permeabilidade absoluta” é utilizado quando existe apenas um único fluido saturando a rocha. Em rochas reservatório, estão sempre presentes dois ou mais fluidos, de modo que deve se utilizar a denominação de “permeabilidade efetiva” em relação a um determinado fluido. Ao se normalizar os valores, dividindo-se todos os valores de permeabilidade efetiva dos diferentes fluidos por um mesmo valor de permeabilidade escolhido como base, tem-se por resultado a “permeabilidade relativa”.

3.3.3 Saturação

O valor de porosidade por si só não é suficiente para se estabelecer com precisão a quantidade de hidrocarbonetos contidos na formação, pois, além desses componentes, água também está presente. Em função disso, é necessário identificar que percentual do volume poroso é ocupado por cada fluido.

Nesse contexto, a saturação de óleo, água e gás pode ser definida como o percentual do volume poroso ocupado por cada uma das fases.

3.4 Métodos de recuperação

Normalmente, o desenvolvimento do reservatório de um campo petrolífero produtivo é dividido em três fases: recuperação primária, secundária e terciária (ou avançada). Classifica-se como recuperação primária quando a produção flui naturalmente para a superfície, utilizando-se da gravidade, da pressão natural do reservatório e de sistemas de elevação

artificial. Na recuperação secundária, à medida que a pressão do reservatório cai, água ou gás é injetado para aumentar a pressão e assim deslocar o óleo, prolongando a vida produtiva do campo e conseqüentemente aumentando o volume recuperado de hidrocarbonetos. A injeção de água é comumente conhecida como *waterflooding* e é amplamente usada para aumentar a produção de reservatórios de petróleo. A ocorrência de óleo residual que não pôde ser recuperado após o processo de recuperação secundária dá-se por dois motivos: ou em razão de não ter entrado em contato com o fluido injetado ou devido às forças capilares que existem entre o óleo, a água e a rocha porosa nas porções contidas que os prendem e retêm (MEYER, 2007).

De acordo com o Departamento de Energia dos EUA, no entanto, como esses dois primeiros estágios de desenvolvimento de produção normalmente recuperam cerca de 30 a 50% do óleo original (ou gás) contido em um reservatório, há a possibilidade de implantação adicional de uma terceira fase de desenvolvimento. Esta fase terciária, ou recuperação avançada de petróleo (EOR, do inglês *Enhanced Oil Recovery*), que tem sido amplamente utilizada desde a década de 1950, pode adicionar cerca de 4 a 11% de volume recuperado ao montante que foi alcançado nas fases anteriores. Esse volume adicional configura-se de extrema importância, pois a dificuldade em encontrar novas jazidas de petróleo habilitadas à exploração está aumentando constantemente ao longo dos anos. A fase de recuperação avançada tem o objetivo principal de elevar o fator de recuperação, que pode ser definido como a razão entre óleo e gás recuperáveis de um dado reservatório em relação à estimativa de óleo e gás originalmente contidos no mesmo (OOIP, do inglês *Original Oil in Place*). A recuperação terciária pode ser dividida em três categorias dominantes: recuperação térmica, injeção de gás e injeção química. Dentro da categoria de injeção de gás, este projeto trabalhará com dois tipos de injeção: injeção contínua de CO₂ e injeção alternada de água e gás (WAG, do inglês *water-alternating gas*).

Segundo Jaber e Awang (2017) o CO₂, usado em injeção contínua ou alternado com água, pode deslocar o óleo por deslocamento miscível ou imiscível. O modo miscível ocorre quando o gás injetado se mistura com o óleo, reduzindo sua viscosidade e a tensão interfacial entre o óleo e a formação. Em contrapartida, o deslocamento imiscível acontece quando o gás e o óleo não se misturam. Na maioria dos casos, a injeção miscível é usada. No entanto, é difícil distinguir com precisão se o deslocamento é completamente miscível ou imiscível, pois ele pode alternar entre as duas formas durante um mesmo processo. Embora o processo miscível seja capaz de produzir mais óleo, a injeção imiscível pode ser mais adequada para casos específicos, de acordo com as características do reservatório.

Injeção de CO₂ é considerado um processo prático e promissor de recuperação avançada de petróleo, porque não apenas aumenta a recuperação dos hidrocarbonetos, mas também reduz as emissões de gases relacionados ao efeito estufa, ao passo que sequestra CO₂ em reservatórios previamente esgotados. Nas altas pressões e temperaturas em que se encontram os reservatórios, o CO₂ se mistura com o óleo para formar um fluido de baixa viscosidade e baixa tensão superficial que pode ser mais facilmente deslocado. Além disso, o CO₂ tem a capacidade de invadir zonas não invadidas anteriormente pela água por meio de recuperação secundária, além de liberar e reduzir o óleo trapeado (MEYER, 2007).

De acordo com Chen et al (2010), a injeção de CO₂ vem ganhando força na indústria de petróleo e gás e estima-se que este método pode ser adequado para aproximadamente 80% dos reservatórios de petróleo em todo o mundo, com base apenas no critério de fator de recuperação. A experiência operacional tecnológica e os requisitos regulamentares que foram desenvolvidos para este processo de recuperação avançada são extensos, apesar de ainda estarem em constante evolução. Somente nos Estados Unidos, a indústria de petróleo e gás opera mais de 13.000 poços CO₂ EOR, mais de 3.500 milhas de dutos de CO₂ de alta pressão, injetou mais de 600 milhões de toneladas de CO₂ e produz cerca de 245.000 barris de petróleo por dia a partir de projetos que utilizam a técnica (MEYER, 2007).

O método WAG consiste na injeção de blocos intermitentes de água e gás, pois além das vantagens que podem ser obtidas com a injeção de CO₂, descritas anteriormente, a água contribui para melhorar a eficiência de varredura e, conseqüentemente, a mobilidade do sistema de injeção. Além disso, reduz a canalização de gás do poço injetor para o produtor. Assim, a injeção WAG pode levar a uma melhor recuperação de óleo, combinando melhor controle de mobilidade com maior contato entre zonas não expostas, e também por possibilitar um melhor deslocamento microscópico. Como o deslocamento microscópico do óleo por gás é normalmente melhor do que aquele por água, a injeção WAG combina a eficiência de deslocamento melhorada pelo influxo de gás com uma varredura macroscópica aprimorada pela injeção de água (CHRISTENSEN, 1998). Desse modo, a injeção WAG aproveita os méritos dos dois fluidos de injeção em escalas macroscópicas e microscópicas, estabilizando a frente de injeção, atrasando os *breakthroughs* e levando a um aumento na recuperação de hidrocarbonetos, quando comparada à injeção contínua de apenas água ou gás (WILSON, 2014).

Fatores como taxa de injeção, número de ciclos WAG e duração dos ciclos podem afetar substancialmente a produção e serão discutidos ao longo do trabalho. Aplicando a técnica WAG, a recuperação adicional varia entre 5 e 10% do OOIP. Com base nos resultados dos

fatores de recuperação e na análise econômica, o WAG é amplamente reconhecido como o método de recuperação avançada de petróleo mais bem-sucedido da atualidade (RAMACHANDRAN, 2010).

4 METODOLOGIA

4.1 Caracterização do reservatório

O modelo do reservatório foi desenvolvido seguindo as informações disponibilizadas pelo professor Ebrahim Fathi (West Virginia University) para o campo selecionado. Foi utilizado para a realização do procedimento de modelagem e simulação o módulo GEM do software CMG, da empresa Computer Modelling Group Ltd, amplamente utilizado para modelagem de reservatórios composicionais, químicos e não convencionais. Um *gridblock* foi criado usando Ponto de Canto Ortogonal com dimensões de 12x9x1 (i, j, k), no qual cada bloco tem uma dimensão de 500 ft x 500 ft. Essas dimensões foram escolhidas de forma a incluir todo o reservatório e criar a possibilidade de se trabalhar com todos os dados no simulador de maneira mais simples. A tabela 1 lista os parâmetros básicos que foram utilizados na construção do modelo:

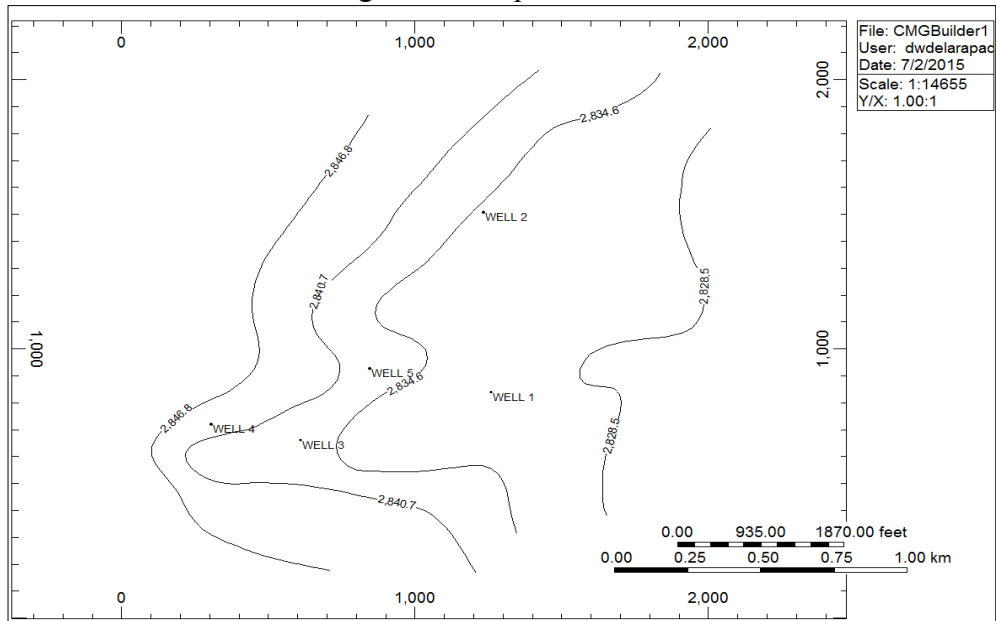
Tabela 1 – Propriedades do reservatório

Parâmetros básicos	
Pressão média	4800 psi
Temperatura do reservatório	320 °F
Porosidade média	10,77%
Saturação de óleo média	82%
Saturação de água média	12%
Faixa de variação de permeabilidade	125 – 150 mD
Faixa de variação da espessura	0 – 60 ft
Faixa de variação da profundidade	9280 – 9340 ft

Fonte: fornecido por Fathi (2015).

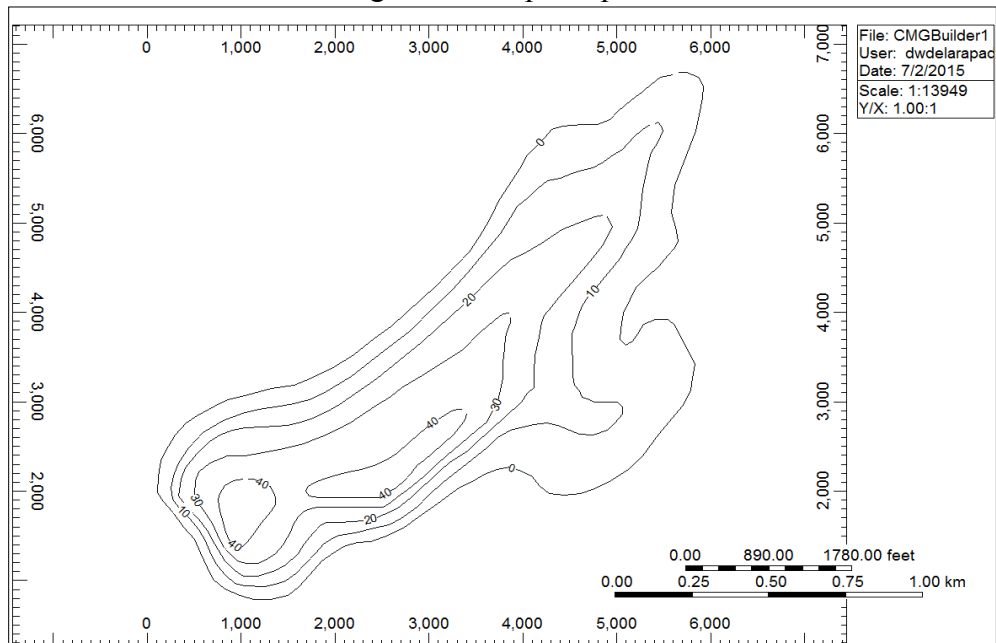
Além das informações de propriedades do reservatório, também estavam disponíveis o mapa estrutural, que traz incluso as localizações dos poços, o mapa *isopach*, o mapa de porosidade e o mapa de permeabilidade. Os mapas estão expostos a seguir, respectivamente, nas figuras 2, 3, 4 e 5.

Figura 2 – Mapa estrutural



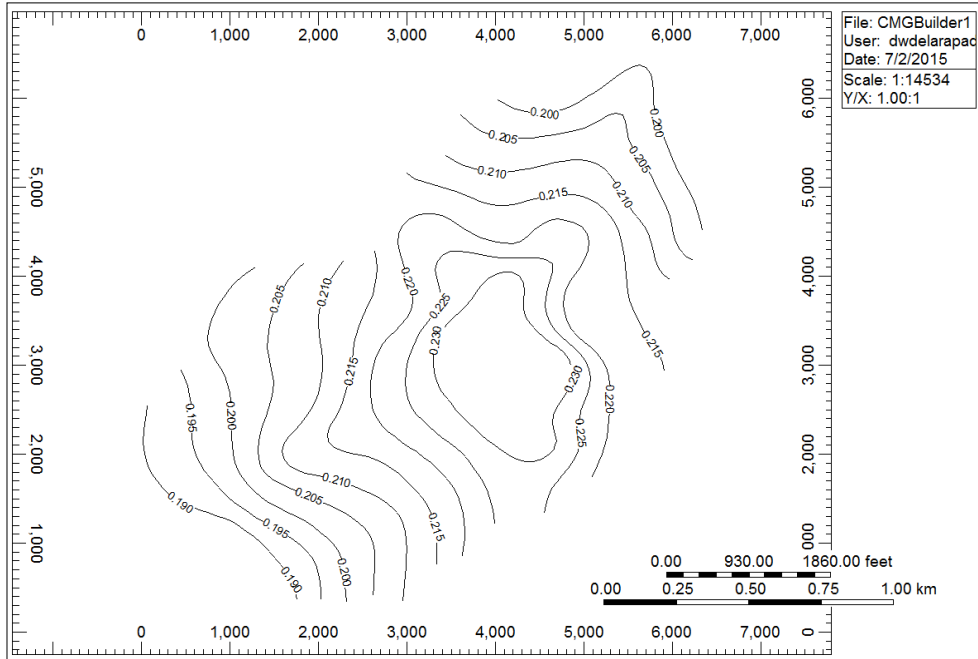
Fonte: fornecido por Fathi (2015).

Figura 3 – Mapa isopach



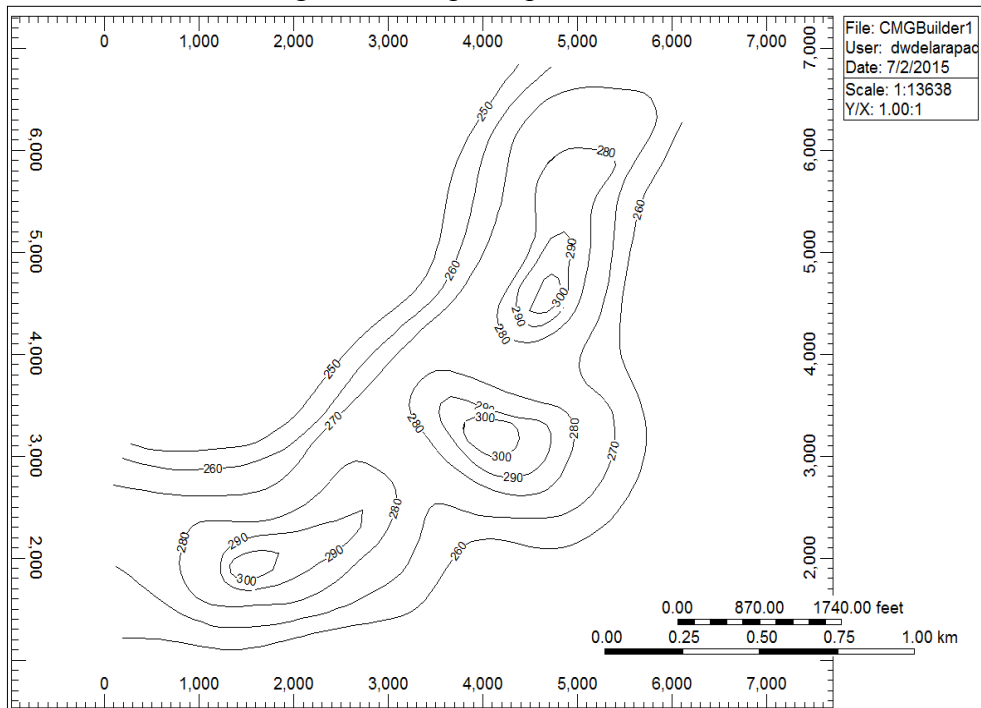
Fonte: fornecido por Fathi (2015).

Figura 4 – Mapa de porosidade



Fonte: fornecido por Fathi (2015).

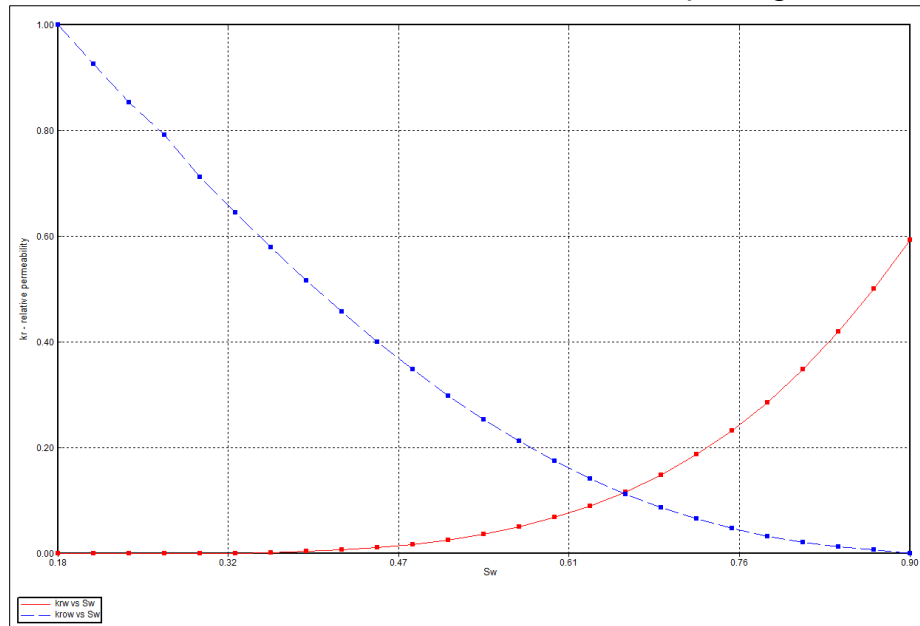
Figura 5 – Mapa de permeabilidade



Fonte: fornecido por Fathi (2015).

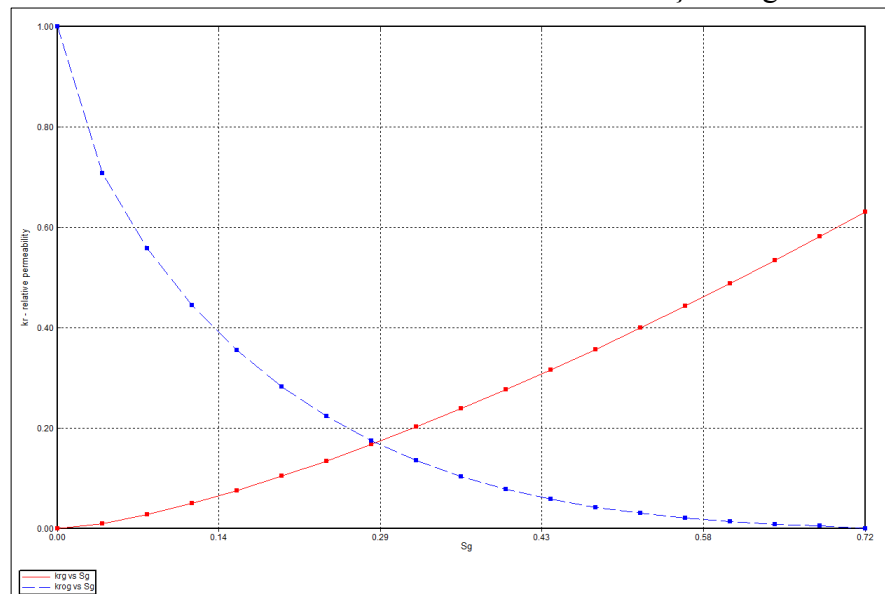
As propriedades de rocha deste modelo foram introduzidas usando as informações disponíveis do campo, que são necessárias para o cálculo físico e numérico durante o desenvolvimento da simulação com o tempo. Assim, as permeabilidades relativas à água e ao gás são mostradas abaixo, respectivamente, nos gráficos 1 e 2.

Gráfico 1 – Permeabilidade do óleo em relação à água



Fonte: fornecido por Fathi (2015).

Gráfico 2 – Permeabilidade do óleo em relação ao gás



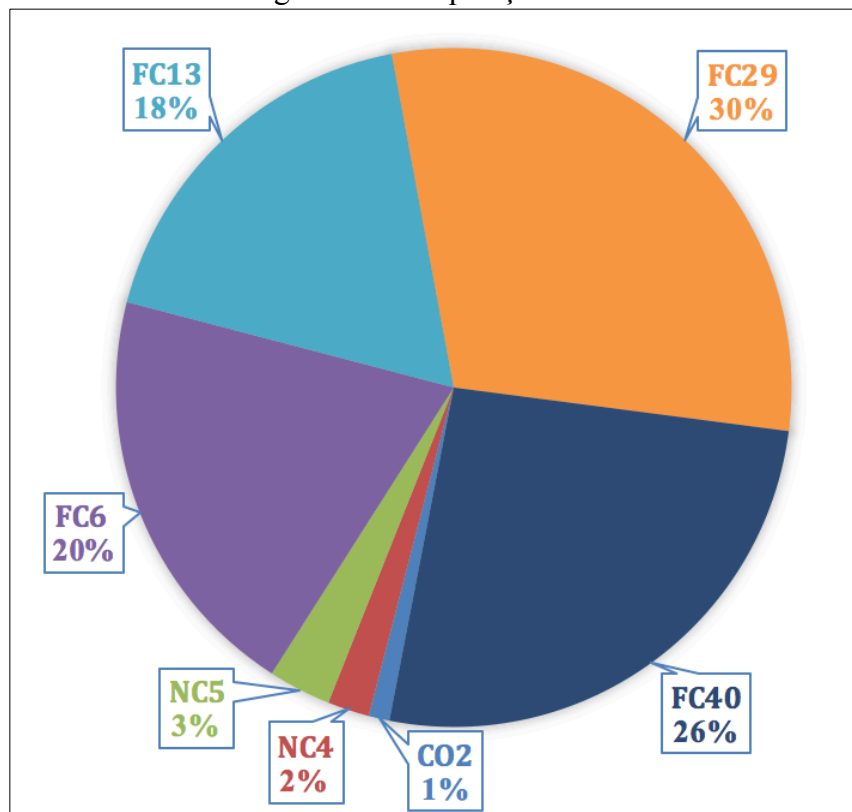
Fonte: fornecido por Fathi (2015).

A vista 3D do modelo do reservatório mostra mais detalhes sobre os parâmetros. Pode-se notar com a espessura e as escalas de porosidade que o reservatório se torna mais espesso e mais poroso na direção das bordas para o centro. Além disso, os poços estão localizados perto das regiões com maior permeabilidade.

4.2 Modelo do Fluido

O modelo de fluido também foi criado seguindo as informações sobre o campo designado, e como o modelo do reservatório foi criado usando o simulador composicional GEM, é importante conhecer os componentes do fluido. A figura 6 mostra os componentes do fluido e suas respectivas porcentagens.

Figura 6 – Composição do fluido

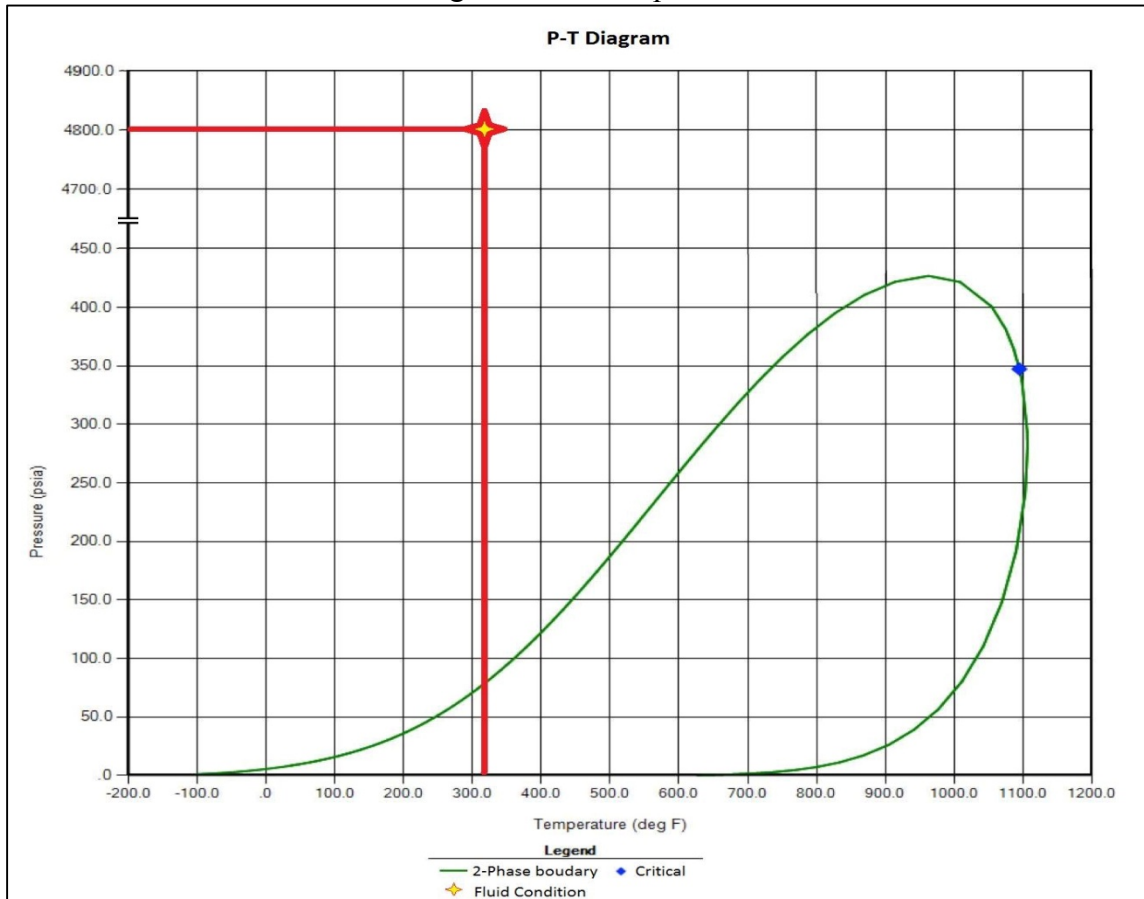


Fonte: fornecido por Fathi (2015).

O fluido tem um grau API de 39 (óleo leve) e caracteriza-se como *black oil*, mostrando-se adequado para as técnicas que serão desenvolvidas nele. Além disso, a partir do envelope de fases exposto na figura 7 e uma temperatura constante de 320 °F é possível notar que este fluido tem uma pressão de saturação em torno de 70 psia. Desse modo, a uma pressão

inicial de 4800 psia e uma temperatura constante de 320°F, ele está dentro da região líquida, resultando apenas na formação de óleo no reservatório. Ademais, o modelo de reservatório inicialmente tinha uma saturação média de óleo de 82% e uma saturação média de água de 12%. Assim, usando os dados discutidos anteriormente, foi determinada a quantidade de óleo inicialmente contida no reservatório, o OOIP, resultando em um valor de 5.620.000 barris.

Figura 7 – Envelope de fases



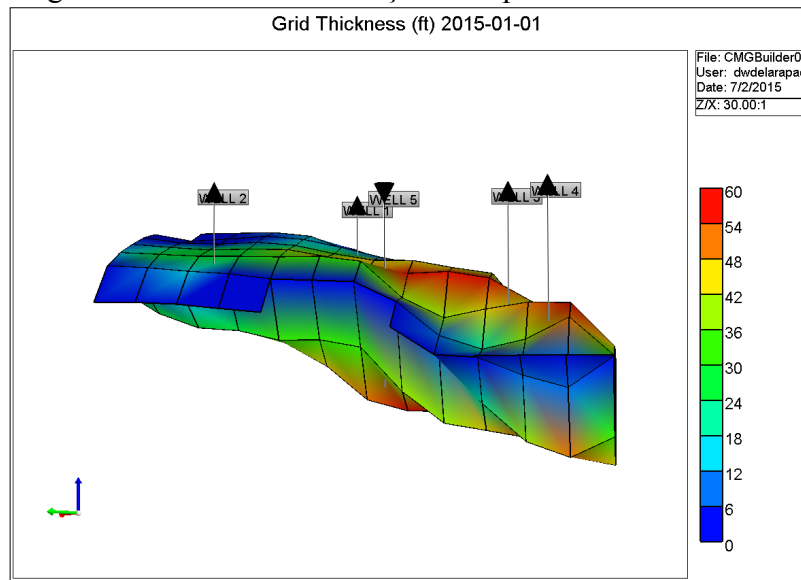
Fonte: elaborado pela autora.

4.3 Cenários de simulação

Para este projeto, o simulador CMG foi utilizado como o software para executar as simulações. Como dito anteriormente, para o desenvolvimento modelo foi utilizado um *grid* ortogonal com um tamanho de 12x9x1 e uma dimensão de 500 ft x 500 ft, a pressão média foi de 4800 psia e a temperatura de reservatório de 320 ° F. A porosidade média foi de 10,77%, a faixa de permeabilidade foi de 125 mD a 150 mD, a faixa de espessura foi de 0 a 60 ft e a faixa

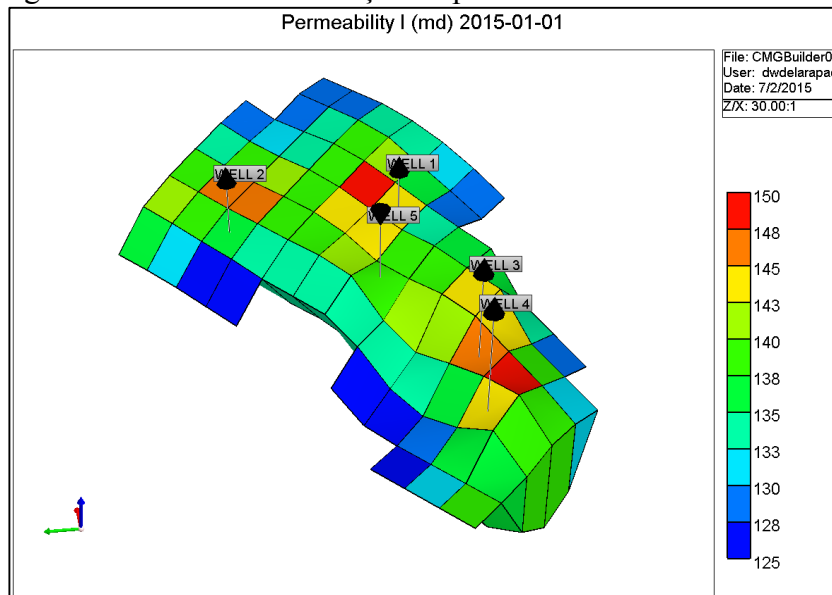
de profundidade de 9280 a 9340 ft. Após essas definições o modelo foi criado e os poços foram mantidos em suas posições definidas anteriormente. Nas figuras 8 e 9, pode-se observar a vista 3D da variação da espessura e da permeabilidade ao longo do reservatório. Na figura 10, a disposição dos poços definida previamente é apresentada.

Figura 8 – Vista 3D da variação da espessura do reservatório



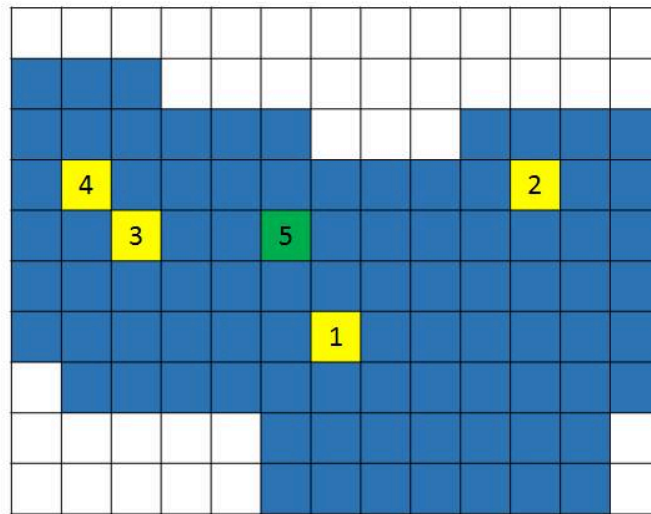
Fonte: elaborado pela autora.

Figura 9 – Vista 3D da variação da permeabilidade no reservatório



Fonte: elaborado pela autora.

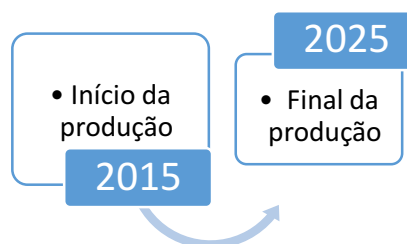
Figura 10 – Vista 2D da disposição dos poços no reservatório.



Fonte: elaborado pela autora. Durante as simulações, o poço 5 foi utilizado como poço injetor tanto para água como para gás; os demais foram mantidos como poços produtores.

Com todos os valores e informações inseridas e o modelo pronto, as simulações foram iniciadas. Primeiramente foi efetuada a recuperação primária, denominada Cenário 1, mantendo o poço 5 fechado e os demais poços em produção. O tempo de produção definido foi de dez anos, iniciando em 2015, sem alteração na pressão mínima do fundo do poço (BHP) – 500 psi. A seguir, na figura 11, uma representação esquemática da linha do tempo do plano de produção.

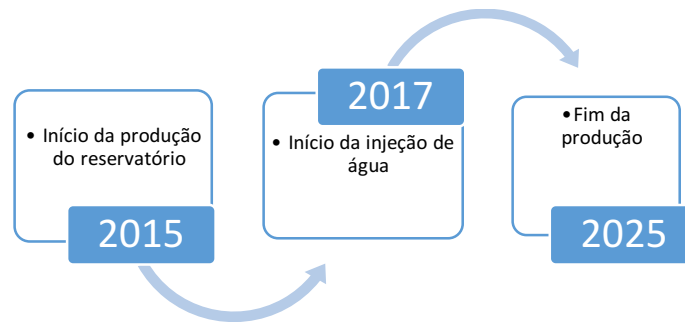
Figura 11 – Plano de produção: Cenário 1



Fonte: elaborado pela autora.

Para o Cenário 2, o campo foi produzido por recuperação primária por quase dois anos com as mesmas condições anteriores. Após este período, iniciou-se a injeção de água utilizando o poço 5 como poço injetor e mantendo os demais abertos. A recuperação secundária ocorreu por quase oito anos, como pode ser observado na linha do tempo contida na figura 12.

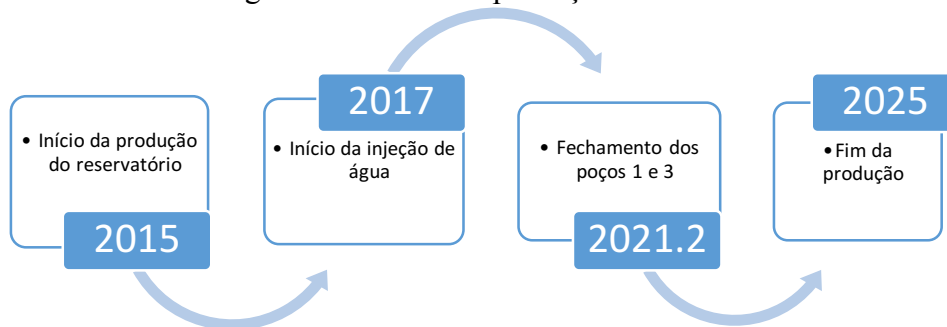
Figura 12 – Plano de produção: Cenário 2



Fonte: elaborado pela autora.

Objetivando aprimorar os resultados obtidos com esse método, um segundo caso de injeção de água foi testado, a fim de reduzir o corte de água para menos de 1, como forma de aumentar a proporção de óleo produzida. Para o Cenário 3, as mesmas restrições foram usadas para a recuperação primária; porém, para o início da recuperação secundária, em meados de 2021 os poços 1 e 3 foram fechados, para que a produção nos outros dois poços possa ser favorecida, em função de a frente de água alcançar rapidamente os poços 1 e 3. Depois disso, apenas o poço 5 (injetor) e os poços 2 e 4 (produtores) foram mantidos em operação. A figura 13 ilustra o cronograma de produção para o caso otimizado.

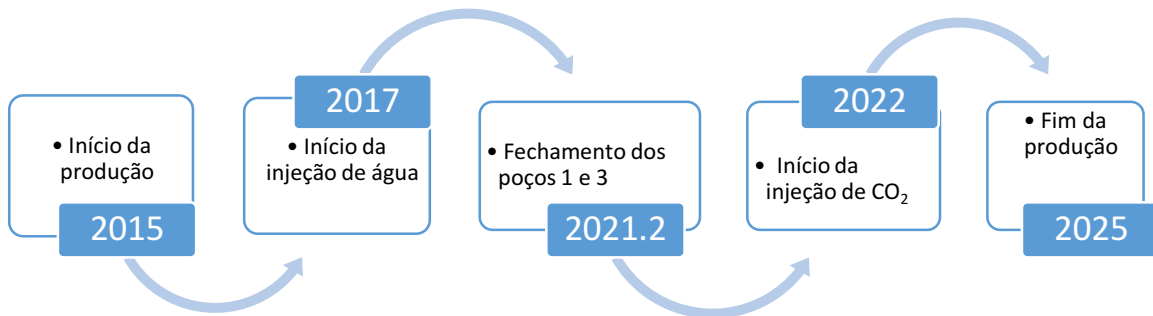
Figura 13 – Plano de produção: Cenário 3



Fonte: elaborado pela autora.

Para a recuperação terciária, diferentes cenários foram avaliados. A injeção foi separada nos dois métodos principais: injeção contínua de CO₂ (Cenário 4) e injeção de gás alternado de água (Cenário 5). Para ambos os casos, a recuperação primária foi mantida por dois anos com as mesmas restrições da primeira simulação. Além disso, a recuperação secundária por injeção de água ocorreu de forma equivalente ao caso otimizado, fechando os poços 1 e 3 em meados de 2021. A Figura 14 resume a linha do tempo para o cenário 4.

Figura 14 – Plano de produção: Cenário 4



Fonte: elaborado pela autora.

Conhecendo as condições para ambos os casos, a injeção contínua de CO₂ foi simulada com diferentes taxas de injeção de gás. A injeção de água começou em 2017, aproveitando dois anos de recuperação primária, e continuou por 5 anos, com a injeção de CO₂ começando em 2022, como mostra a figura 13. A primeira simulação foi executada com uma taxa de injeção de CO₂ de 10.000 MSCF/dia. A segunda simulação foi executada com uma taxa de injeção de CO₂ de 1.000 MSCF/dia. Para a terceira simulação, a taxa de injeção de CO₂ foi de 100 MSCF/dia. Na tabela 2, encontram-se as taxas de injeção de CO₂ que foram utilizadas na simulação do cenário 4.

Tabela 2 – Resumo das simulações para injeção contínua de CO₂

Taxa de injeção de CO₂
10.000 MSCF/dia
1.000 MSCF/dia
100 MSCF/dia

Fonte: elaborado pela autora.

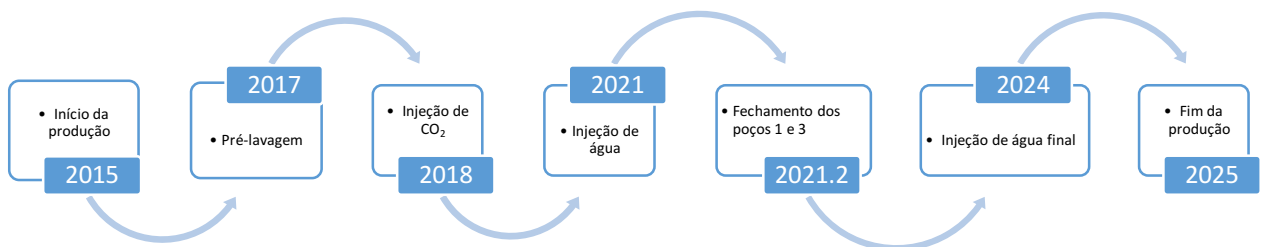
No cenário 5, recuperação terciária por WAG, houve 9 simulações, divididas em taxas de injeção e número de ciclos, como exposto na tabela 3. As taxas foram 500 MSCF/dia, 100 MSCF/dia e 10 MSCF/dia e o número de ciclos testados foram 1, 2 e 3. O cronograma para 1 ciclo WAG pode ser encontrado na figura 15. Após todas as simulações de todos os cenários definidos, pôde-se então dar início à análise dos dados obtidos. Os resultados foram comparados e avaliados também por critérios econômicos simplificados, possibilitando a seleção do melhor cenário para o reservatório em estudo.

Tabela 3 – Resumo das simulações utilizando o método WAG

Taxa de injeção de CO ₂	Número de Ciclos
500 MSCF/dia	1, 2 e 3
100 MSCF/dia	2, 2 e 3
10 MSCF/dia	1, 2 e 3

Fonte: elaborado pela autora.

Figura 15 – Plano de produção: Cenário 5



Fonte: elaborado pela autora.

4.4 Análise econômica simplificada

Com o objetivo de avaliar os diferentes métodos de produção propostos, uma análise econômica simplificada foi realizada para determinar qual cenário seria mais economicamente vantajoso para o reservatório proposto. Segundo Bailey et al. e Aminian, foram listados os seguintes valores para as principais despesas envolvendo os processos em estudo. A tabela a seguir resume os valores utilizados para os cálculos.

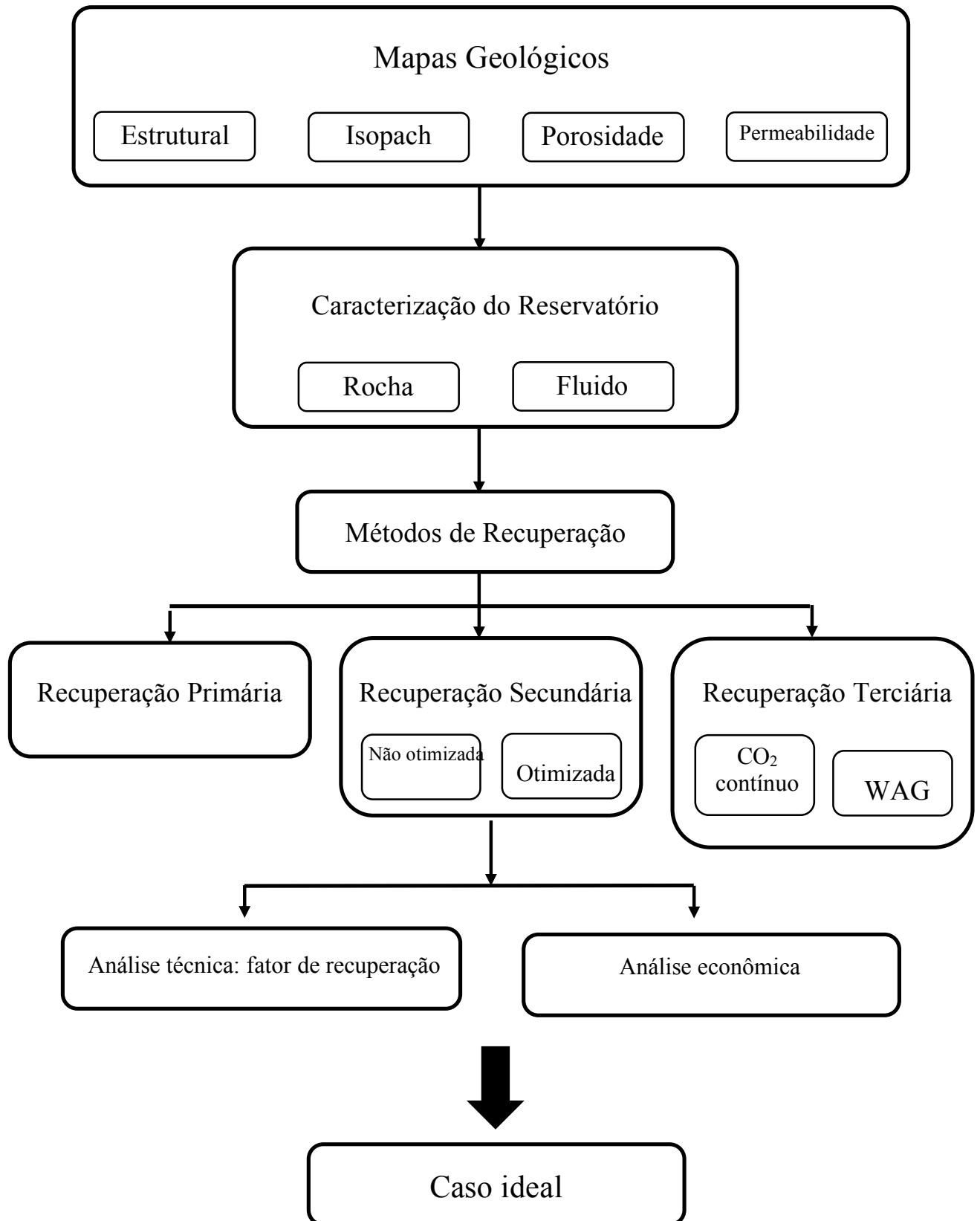
Tabela 4 – Dados para avaliação econômica

Custos e receitas para o desenvolvimento de um campo petrolífero		
Perfuração e completação	\$1.000.000,00	Por poço produtor
	\$600.000,00	Por poço injetor
Custos de operação	\$400.000,00	Por poço.ano
Custo de compra, injeção e tratamento de água	\$0,55	Por bbl
Custo de compra de CO ₂ + preço de operação	\$20,00	Por MSCF
Taxas e royalties	35%	
Preço de venda de óleo	\$60,00	Por bbl

Fonte: adaptado de Bailey et al. e Aminian.

O esquema da figura 16 apresenta um resumo da metodologia a ser seguida para indicação do melhor plano de produção para o reservatório estudado, elencando as informações necessárias, passos a serem seguidos e análises a serem realizadas.

Figura 16 – Fluxograma de metodologia de simulação e análise



5 RESULTADOS OBTIDOS E DISCUSSÃO

Como estabelecido anteriormente, este projeto tem como objetivo desenvolver uma metodologia que possibilite a indicação do planejamento de produção mais adequado para o campo Plum Bush Creek Field utilizando o software CMG como simulador.

Para encontrar o melhor cenário possível para a produção deste campo, o projeto avaliou a viabilidade econômica de forma simplificada dos diferentes cenários de produção em relação a seus respectivos desempenhos técnicos, representados aqui pelo fator de recuperação. É válido ressaltar que alguns dos dados utilizados para a construção do modelo são hipotéticos e foram definidos para facilitar a obtenção de resultados mais significativos, que facilitem a validação da estrutura da metodologia proposta.

Inicialmente foram expostos para cada cenário descrito anteriormente o valor atingido para o fator de recuperação, representado em porcentagem do óleo inicialmente contido no reservatório. Além disso, foram discutidos os dados de produção acumulada do campo e também separadamente em relação a cada poço. Por fim, as informações foram comparadas com os resultados obtidos na avaliação econômica simplificada de cada plano de produção. Desse modo, foi possível selecionar a forma mais viável de se produzir o campo em estudo.

Ao se trabalhar com recuperação terciária e WAG, seria mais indicado utilizar um perfil vertical mais detalhado e uma malha mais refinada, de forma a captar sistemas e fenômenos complexos como miscibilidade. Além disso, seria importante ajustar o modelo alimentando as equações de estado do simulador para obter-se resultados mais precisos e fiéis à realidade. Também vale ressaltar que a disposição dos poços poderia ter sido mais bem selecionada, favorecendo os poços produtores ao coloca-los nas regiões de melhor porosidade e permeabilidade. Este fator, somado com a malha relativamente grosseira que foi utilizada, contribui para os tempos de breakthroughs prematuros que foram observados.

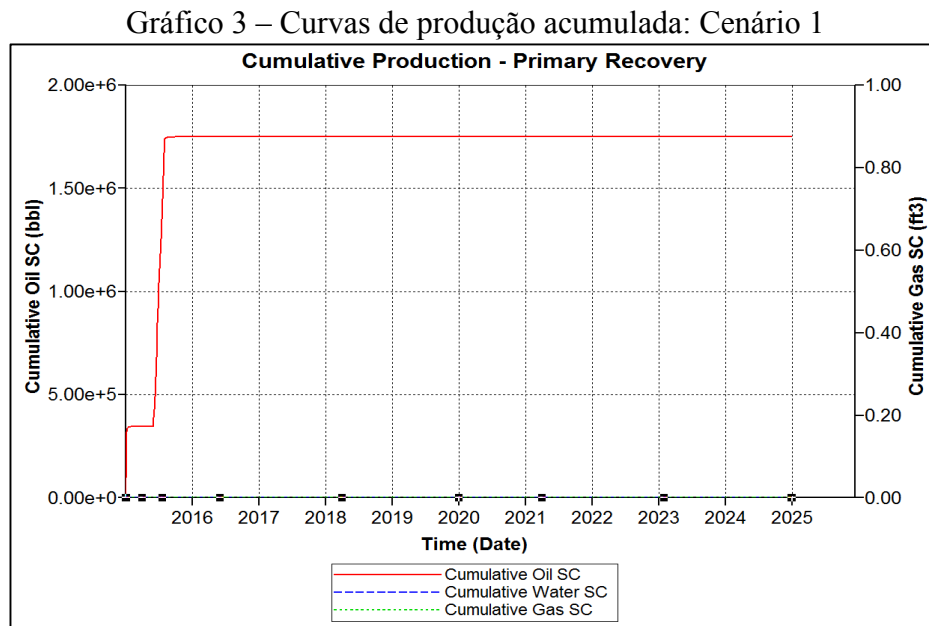
5.1 Recuperação Primária

5.1.1 *Cenário 1: Recuperação primária*

Para a recuperação primária, o poço 5 foi fechado e os poços 1, 2, 3 e 4 foram utilizados como produtores. Uma pressão mínima de 500 psi foi escolhida para operar os poços a fim de manter o óleo pressurizado dentro do reservatório. Portanto, a formação de gás foi

evitada ao não deixar a pressão atingir o ponto de saturação, resultando também em um período de produção mais longo.

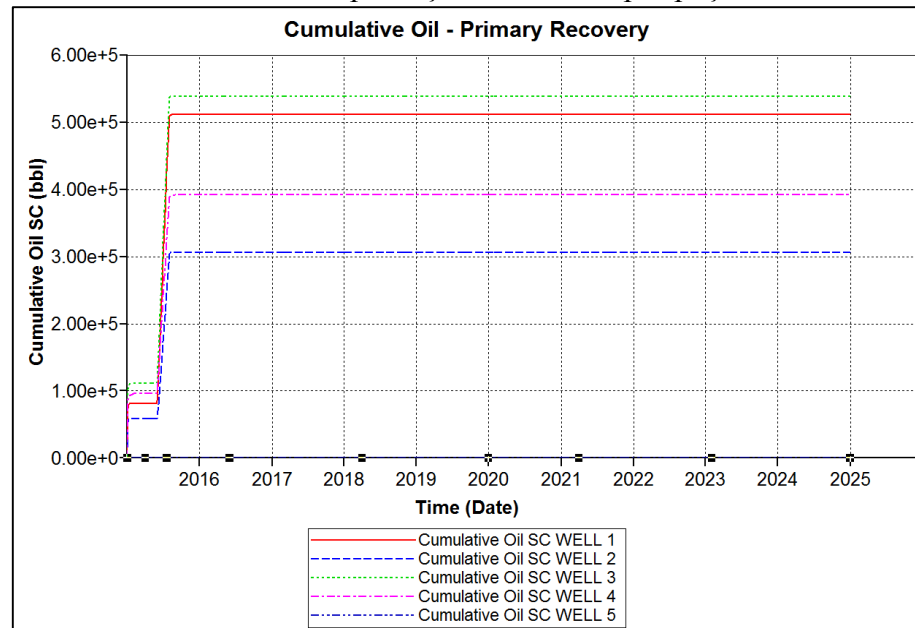
A produção começou em 2015 e estava determinada a terminar em 2025, resultando em um período de produção de 10 anos, que foi escolhido por ser um período razoável para recuperar uma porcentagem considerável do óleo originalmente contido no reservatório. No gráfico 3, temos a curva de produção acumulada para o cenário 1.



Fonte: elaborado pela autora.

A curva de produção acumulada exposta acima mostra que a produção de petróleo teve um rápido crescimento nos primeiros anos de produção e que depois disso praticamente não se modificou. O método foi capaz de alcançar uma recuperação de 31,14% do OOIP. Além disso, a produção de água é insignificante, uma vez que o reservatório tem baixa saturação de água e, devido às condições iniciais, definidas no gráfico do envelope de fase do reservatório, não há produção de gás. A seguir, no gráfico 4, estão expostas as curvas de produção acumulada por poço para o cenário 1.

Gráfico 4 – Curvas de produção acumulada por poço: Cenário 1



Fonte: elaborado pela autora.

A curva de produção acumulada para cada poço mostra que cada um segue o mesmo padrão de rápido crescimento nos primeiros anos que a curva de produção acumulada para todo o campo. Pode-se notar também que o Poço 1 e o Poço 3 possuem maior quantidade de óleo produzido, principalmente por estarem localizados em regiões com maior permeabilidade e mais próximos ao centro, onde o reservatório tem maior espessura, resultando em um maior volume de óleo a ser produzido.

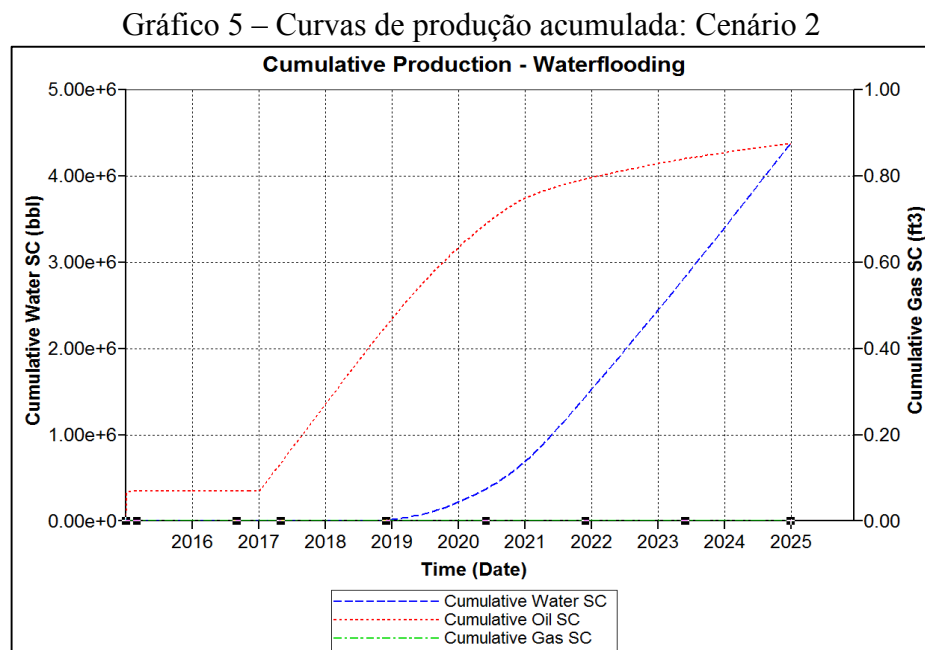
5.2 Recuperação Secundária

5.2.1 Cenário 2: Recuperação secundária por injeção de água

A recuperação secundária é o primeiro passo e o mais utilizado para melhorar a produção de um reservatório, aumentando seu fator de recuperação. Para esta etapa existem algumas condições básicas usadas no projeto. Foi considerado que o reservatório em questão não possui aquífero. Com o padrão de 5 poços, o poço 5 foi escolhido para ser o injetor, devido à sua posição relativamente central em relação aos outros poços. Este poço está localizado em uma região com alta porosidade (faixa de 11,5%) e uma boa permeabilidade de 140 mD. São características que permitem uma injeção mais efetiva, uma vez que esta região tolera maiores volumes de fluidos injetados em função de sua porosidade. Além disso, a permeabilidade nessa região permite que a água injetada flua facilmente do poço injetor para os produtores. A partir

de 2017, com uma pressão de fundo de poço de 500 psia e 3000 bbls/dia como taxa de injeção de água, o reservatório pôde operar com uma pressão máxima de 4000 psia.

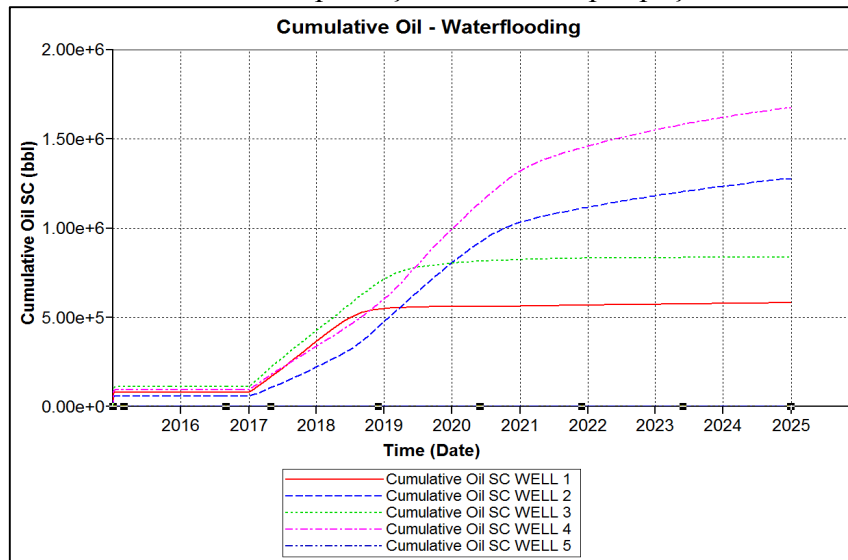
Após a injeção de água, o fator de recuperação para este reservatório alcançado na simulação foi de 77,91%, apresentando um incremento de 46,77% em relação à recuperação primária (31,14%). Isso é explicado pelo fato de que a água, quando injetada no reservatório, desloca o óleo residual contido nele, aumentando a eficiência de varredura do injetor para os produtores. Em outras palavras, a água empurra o óleo do injetor para os produtores e, como esses dois componentes são imiscíveis, a água age como um “pistão” que sustenta a eficiência de deslocamento e, como resultado, incrementa a produção de óleo. O gráfico 5 mostra a produção acumulada do reservatório para água, óleo e gás.



Fonte: elaborado pela autora.

Como pode ser visto, em 2019, a produção de água começa a aumentar devido à injeção do fluido. O ponto de *breakthrough* – momento em que a água injetada começa a ser produzida – pode ser observado em 2019. A produção de petróleo aumenta até 2025, quando as duas curvas convergem, atingindo assim o valor de corte de água estabelecido para este caso que foi de 1, igualando as produções de água e óleo. Também não há produção de gás devido às condições iniciais do reservatório. No gráfico 6, a produção acumulada de petróleo é analisada por poço.

Gráfico 6 – Curvas de produção acumulada por poço: Cenário 2

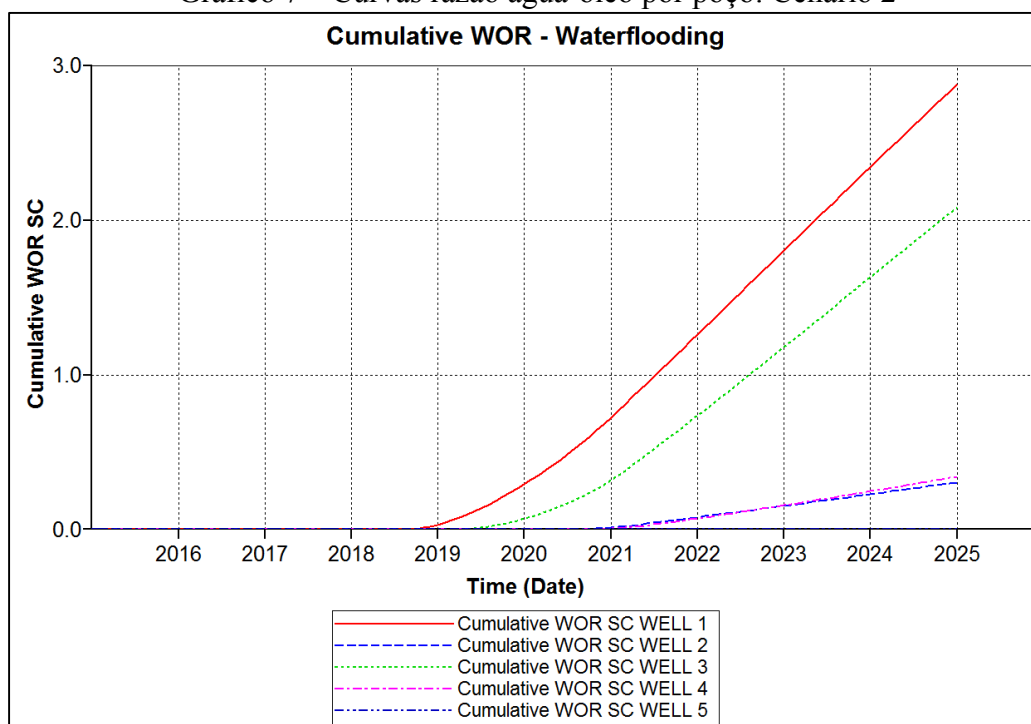


Fonte: elaborado pela autora.

Como resultado da disposição do reservatório no campo, suas produções se comportam de maneira diferente. Os poços 2 e 4 estão localizados a uma distancia maior do injetor, enquanto os poços 1 e 3 estão localizados mais próximos a ele. Como resultado, quando a água é injetada, ela atinge primeiro os poços mais próximos, os poços 1 e 3, enquanto os poços 2 e 4 recebem a água posteriormente. Como consequência, a produção dos poços 2 e 4 é superior à produção dos poços 1 e 3, uma vez que menos água será produzida nestes poços.

Pode-se observar também que a produção acumulada para os poços mais próximos (1 e 3) permanece quase que constante a partir de 2020, uma vez que a água injetada chega aos poços e começa a ser produzida, alcançando seus *breakthroughs*. Esse comportamento é observado no próximo gráfico (Gráfico 7).

Gráfico 7 – Curvas razão água-óleo por poço: Cenário 2



Fonte: elaborado pela autora.

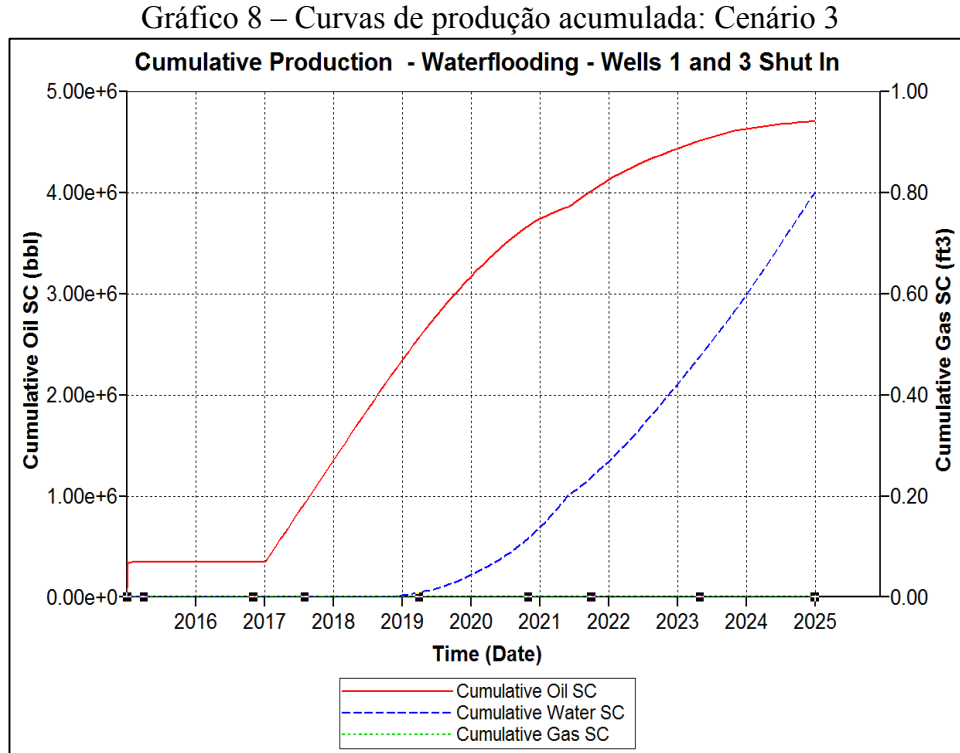
5.2.2 Cenário 3: Recuperação Secundária por Injeção de Água - Otimizado

Para otimizar a produção do campo, o gráfico 7 foi analisado para a razão água-óleo (RAO). No gráfico, o poço 1 atinge seu *breakthrough* em 2019, seguido pelo poço 3 em 2020, enquanto os poços 2 e 4 têm seu *breakthrough* apenas em 2021. Isso acontece como resultado das suas localizações em relação ao campo, como explicado anteriormente. A fim de evitar a produção excessiva de água durante esta fase, um novo cenário foi testado, fechando os poços 1 e 3 em julho de 2021.

A RAO e o ponto de *breakthrough* são fatores importantes a serem considerados, uma vez que o *breakthrough* prematuro tanto por poços injetores de água quanto por aquíferos intrínsecos às formações diminui a rentabilidade dos poços, devido à redução na taxa líquida de produção de óleo e ao custo adicional de separação e de destinação final da água produzida. Para minimizar esse efeito, o ano de 2021 foi escolhido como o ponto de fechamento dos poços pois o RAO para todos eles não ultrapassou o valor pré-determinado de 1.

Assim, utilizando as mesmas condições da simulação anterior, mas com os poços 1 e 3 fechados, houve um aumento de 5,91% no fator de recuperação, saltando de 77,91% para 83,82%. Esta melhoria deve-se ao fato de que menos água é produzida, uma vez que os poços

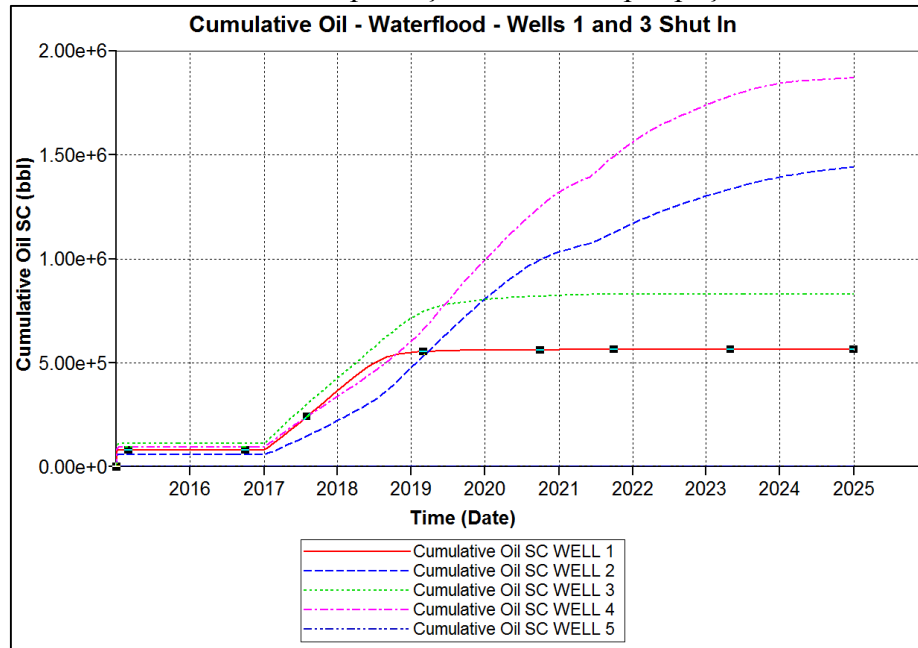
foram fechados. A seguir, no gráfico 8, a curva de produção acumulada ao se realizar a otimização proposta.



Fonte: elaborado pela autora.

No gráfico 8, a eficácia do fechamento dos poços 1 e 3 é confirmada. Pode-se observar que no gráfico acima apresenta uma mudança de comportamento em relação ao gráfico 5, que ocorre em junho de 2021, quando os poços 1 e 3 foram fechados. É possível perceber neste gráfico que a produção de petróleo aumenta, enquanto a produção de água diminui. Em números, a produção acumulada de óleo salta de 4.376.700 STB para 4.708.900 STB, um incremento de 7,59% na produção acumulada total, enquanto a produção total de água passa de 4.386.900 STB para 4.009.900 STB, uma redução de 9,4%. Também não há produção de gás devido às condições iniciais do reservatório. As curvas de produção acumulada por poço para o cenário 3 estão dispostas no gráfico 9.

Gráfico 9 – Curvas de produção acumulada por poço: Cenário 3

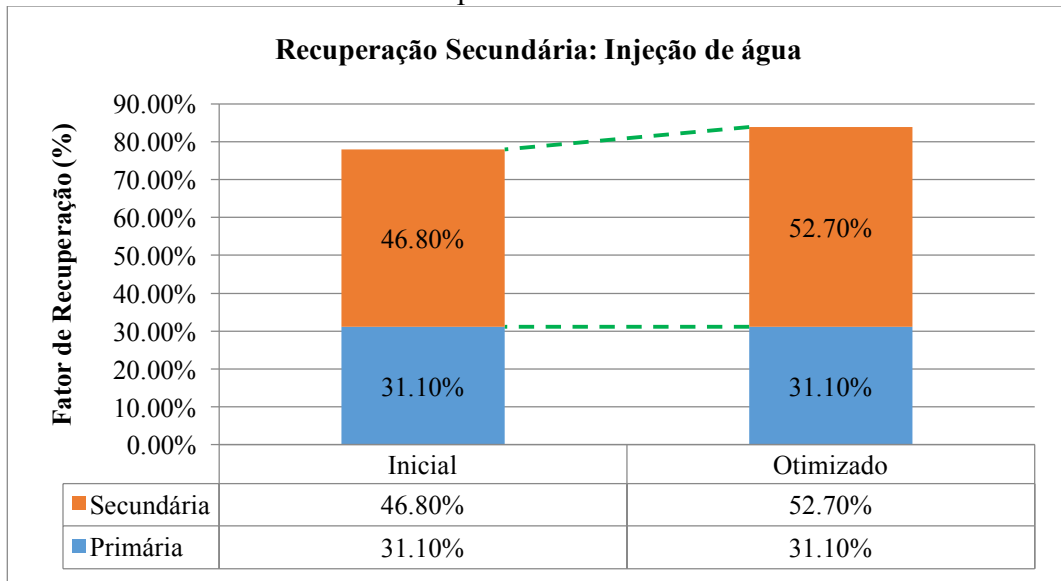


Fonte: elaborado pela autora.

Neste caso otimizado, quase 6% de incremento foi alcançado. Isso equivale a 332,200 STB a mais no tempo total de produção e a uma redução de 377.000 STB de água injetada. A partir do gráfico 7, a melhoria dos poços 2 e 4 é bastante visível, em junho de 2021 há um aumento considerável na produção de petróleo em função da redução da RAO. Já os poços 1 e 3 mantêm uma produção baixa, mas sua geração de água foi reduzida significativamente, o que resulta em um melhor fator de recuperação.

O gráfico 10 resume a comparação entre os métodos secundários inicial e otimizado, apresentando também a recuperação primária. Comparando os resultados com a recuperação primária, o caso não otimizado recupera 46,8% a mais do óleo originalmente contido no reservatório, enquanto no caso otimizado, com o fechamento dos poços 1 e 3, esse número é aumentado para 52,7%.

Gráfico 10 – Comparativo entre os cenários 2 e 3



Fonte: elaborado pela autora.

5.3 Recuperação Terciária

Até esta seção, é possível notar que o modelo desenvolvido é capaz de produzir 31,14% sem nenhum método específico de recuperação secundária ou terciária. A fim de recuperar uma maior quantidade de óleo do reservatório e avaliar a viabilidade da implantação de recuperação terciária (EOR) no campo, métodos de injeção contínua de CO₂ imiscível e de água alternada com gás (WAG) foram aplicados e os resultados foram comparados.

5.3.1 Cenário 4: Injeção contínua de CO₂

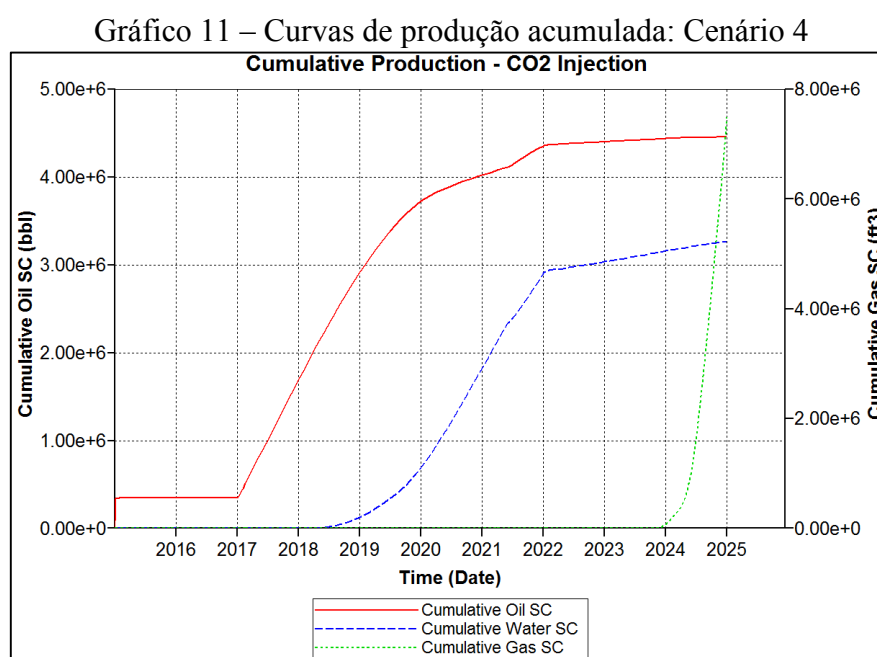
Para a injeção contínua de CO₂, o reservatório foi colocado em produção utilizando os métodos de recuperação primária e secundária. O início da produção ocorreu em 2015 e a injeção de água ocorreu de 2017 até o final de 2021 e, em seguida, a recuperação avançada de petróleo iniciou-se em 2022 e continuou até o fim do período produtivo, em 2025. O EOR começou com a pressão máxima de operação de 4000 psia e uma taxa de injeção de CO₂ de 100 MSCF/dia.

Do ano de 2017 até o final de 2021, o poço 5 estava injetando água para que a recuperação secundária pudesse acontecer. Durante esse período, o fator de recuperação foi de

76,9%. No início todos os quatro poços produtores estavam abertos e produzindo, e então a frente da água chegou ao poço 1 e depois de alguns meses no poço 3. Após o *breakthrough* nesses poços ser atingido, a proporção de água em relação ao óleo começou a aumentar, e depois de quase três anos o volume de água era muito alto quando comparado ao volume de óleo produzido. Para evitar isso, em meados de 2021, esses poços foram fechados, deixando apenas os poços 2 e 4 em produção.

Em 2022, a recuperação terciária foi iniciada. A primeira tentativa ocorreu com uma taxa de 10.000 MSCF/dia, atingindo um fator de recuperação de 83,82%. Uma nova simulação foi realizada, agora com uma taxa de 1.000 MSCF/dia, resultando em um fator de recuperação de 81,34%. Todas as simulações para a injeção contínua de CO₂ foram feitas após um mesmo período de injeção de água, descrito anteriormente. Depois disso, um terceiro caso foi simulado, com uma taxa de 100 MSCF/dia, obtendo-se o menor fator de recuperação dentre os três casos - 79,32%.

Após a realização de todas as simulações para o primeiro caso da injeção contínua de CO₂, foi possível analisar os resultados e selecionar a opção mais viável. Como os fatores de recuperação apresentaram valores semelhantes para taxas de injeção de gás de magnitudes muito distintas, a taxa mais baixa (100 MSCF/dia) foi selecionada, já pensando na análise econômica futura. Esse cenário possibilitou uma produção acumulada de cerca de 4.456.000 STB de óleo, 3.271.200 STB de água e 7.492.900 SCF de gás. O gráfico 11 mostra o efeito da injeção de água na produção de petróleo e também o efeito de injeção de CO₂.

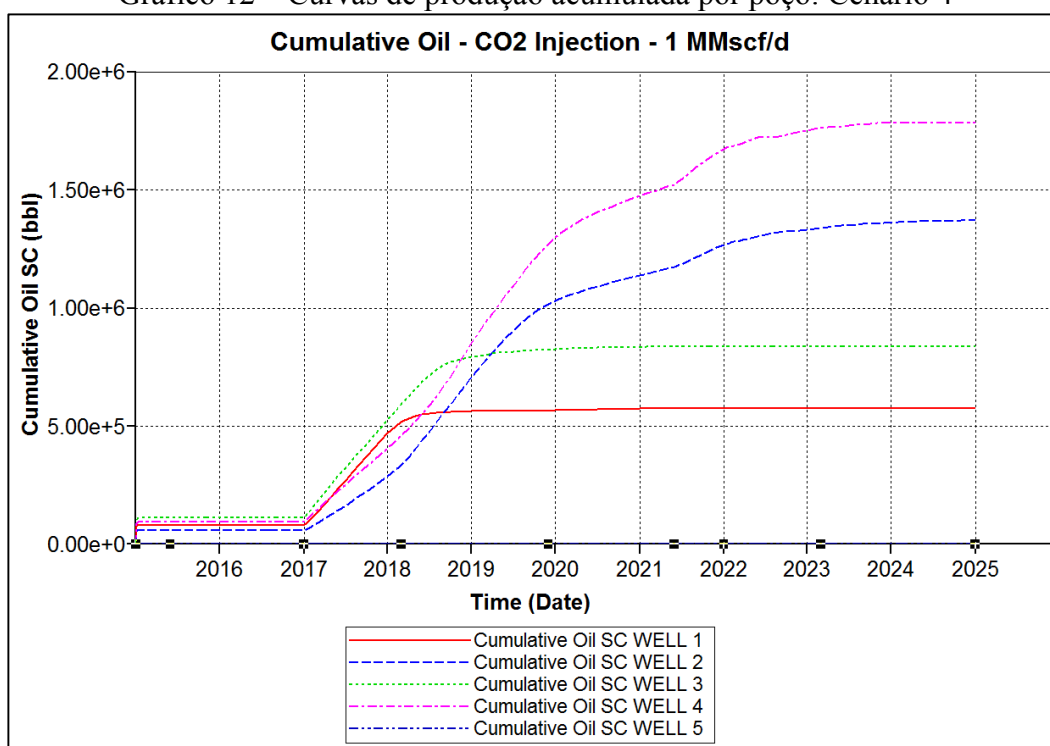


Fonte: elaborado pela autora.

Em 2017 inicia-se a injeção de água e a produção acumulada de petróleo apresenta um aumento considerável, como pode ser visto no gráfico. Além disso, o fechamento dos poços 1 e 3 em meados de 2021 para o controle do corte de água também contribuiu para o aumento da produção.

Após a injeção de água, em 2022 a injeção de CO₂ começa e um novo salto na curva cumulativa de produção de petróleo também pode ser notado no gráfico. Além disso, produção de gás é percebida no último ano de produção, evidenciando o avanço do gás nos poços produtores. No gráfico 12, encontram-se as curvas de produção acumulada por poço para o cenário 4.

Gráfico 12 – Curvas de produção acumulada por poço: Cenário 4



Fonte: elaborado pela autora.

Para complementar a interpretação da injeção contínua de CO₂, foi criado um gráfico cumulativo de produção de óleo para cada poço. Este gráfico (gráfico 12) confirma o motivo pelo qual a injeção contínua de CO₂ foi implementada apenas em 2022. A curva de produção acumulada começa a se estabilizar neste ano, então a produção poderia aproveitar o máximo de tempo da recuperação secundária por meio da injeção de água.

5.3.2 Cenário 5: Injeção alternada de água e gás (WAG)

A injeção de água alternada com gás (WAG) é um método de recuperação avançada de petróleo, que pode ser basicamente definida pela alternância de injeção de blocos de água e gás. Esse método de recuperação é frequentemente utilizado na indústria de petróleo e gás porque a injeção de água ou gás auxilia na manutenção da pressão do reservatório e também ajuda no deslocamento do óleo a ser produzido. Além disso, o gás injetado tem um efeito importante sobre o óleo do reservatório pois, ao se misturarem, a viscosidade e a densidade do óleo são reduzidas, facilitando sua extração. E a água, que apresenta um custo mais baixo de injeção, é miscível ao óleo e também promove a força necessária para empurrá-lo.

Analisando alguns parâmetros relacionados a esse método, é importante notar que a injeção WAG tem um melhor controle da mobilidade de deslocamento quando comparada com a injeção contínua de gás, pois minimiza a formação de *viscous fingers* (condição pela qual a interface de dois fluidos é bypassada, resultando em um sistema que se movimenta criando um perfil desigual, semelhante a um dedo). Como resultado, a eficiência de varredura vertical torna-se relativamente alta devido à diferença de densidade entre o fluido injetado e o óleo cru. Em outras palavras, esse método cria um sistema mais homogêneo para empurrar o óleo do reservatório. Além disso, a injeção WAG faz com que cada ciclo de injeção de CO₂ siga diferentes caminhos no reservatório, o que significa que os fluidos injetados tendem a levar mais petróleo e aumentam a recuperação do óleo. Portanto, espera-se ter um melhor fator de recuperação usando injeção WAG em relação à injeção contínua de CO₂ durante a simulação com parâmetros semelhantes.

Para comparar os métodos de recuperação aplicados neste modelo heterogêneo, as principais alterações foram relacionadas ao tempo de produção e às condições de injeção. O tempo de produção foi adaptado para envolver todos os passos necessários: a pré-lavagem, os ciclos WAG e uma última injeção de água. Para a análise de injeção, os principais parâmetros avaliados para a simulação foram a taxa de injeção de gás, o número de ciclos e suas influências sobre o fator de recuperação. Os resultados obtidos a partir desta análise são mostrados na tabela 5.

Tabela 5 – Resultados obtidos para o método WAG

Taxa de injeção de gás (MSCF/day)	Fator de recuperação (%)
10.000	82,38
1.000	83,07
100	83,45

Número de ciclos (para 100 MSCF/dia)	Fator de recuperação (%)
1 ciclo	83,45
3 ciclos	82,86

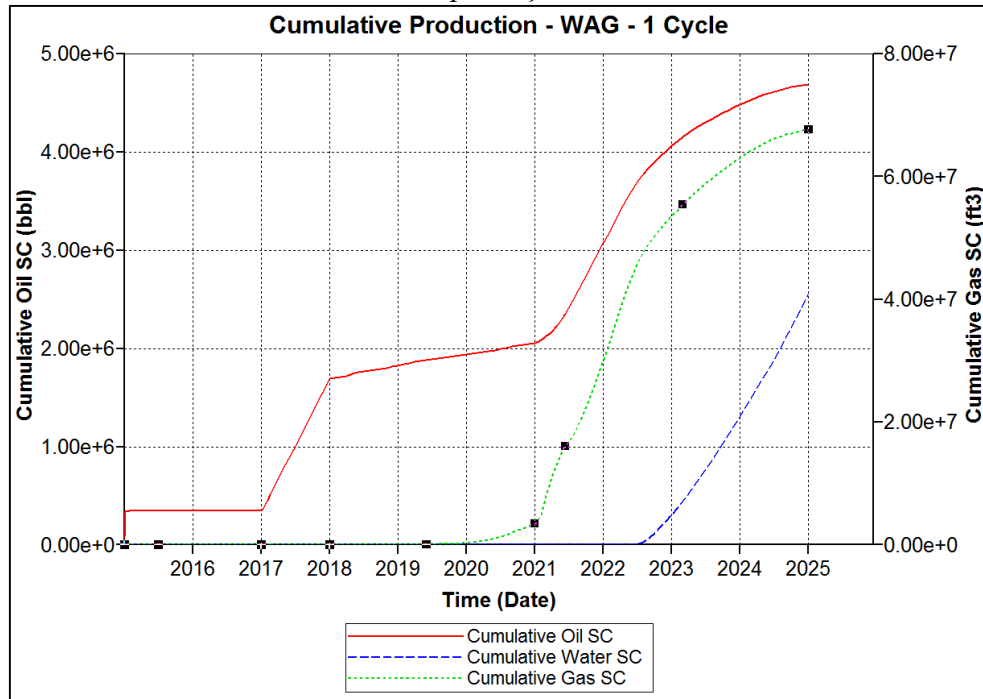
Fonte: elaborado pela autora.

Dos resultados para as taxas de injeção de gás, foi possível concluir que o melhor caso para este modelo foi uma taxa de 100 MSCF/dia, pois apresenta o melhor fator de recuperação. Além disso, é possível notar que a taxa de injeção tem um efeito importante sobre o fator de recuperação e sobre os custos de produção, pois taxas de injeção mais altas tornam o projeto mais caro e não resultam no melhor fator de recuperação.

Mantendo a taxa de injeção de gás de 100 MSCF/dia, o número de ciclos foi avaliado variando entre 1 e 3. Foi possível concluir que o melhor caso para este modelo foi de 1 ciclo, pois resultou em um fator de recuperação mais alto. Esse cenário minimizou o efeito dos *viscous fingers*, controlou a mobilidade de deslocamento, deslocou o óleo de forma homogênea e também aumentou o fator de recuperação. Portanto, para o modelo de projeto WAG, foi injetado 100 MSCF/dia com 1 ciclo. Além disso, uma análise importante é que quando os poços 1 e 3 foram fechados após seus breakthroughs, foi possível recuperar mais óleo pois a produção ocorreu apenas nos poços remanescentes, que receberam todo o gradiente de pressão.

O tempo de produção começou em 2015, utilizando 4 poços (poços 1, 2, 3 e 4) durante dois anos. Em 2017, o poço 5 foi aberto para iniciar o *pre-flush*. Em 2018, o ciclo WAG iniciou (injeção de gás - 2018 a 2021/injeção de água - 2021 a 2024) até 2024, ocorrendo então injeção de água até 2025. O gráfico 13 apresenta os principais resultados dessa simulação, em relação a produção acumulada de óleo, água e gás para o cenário 5.

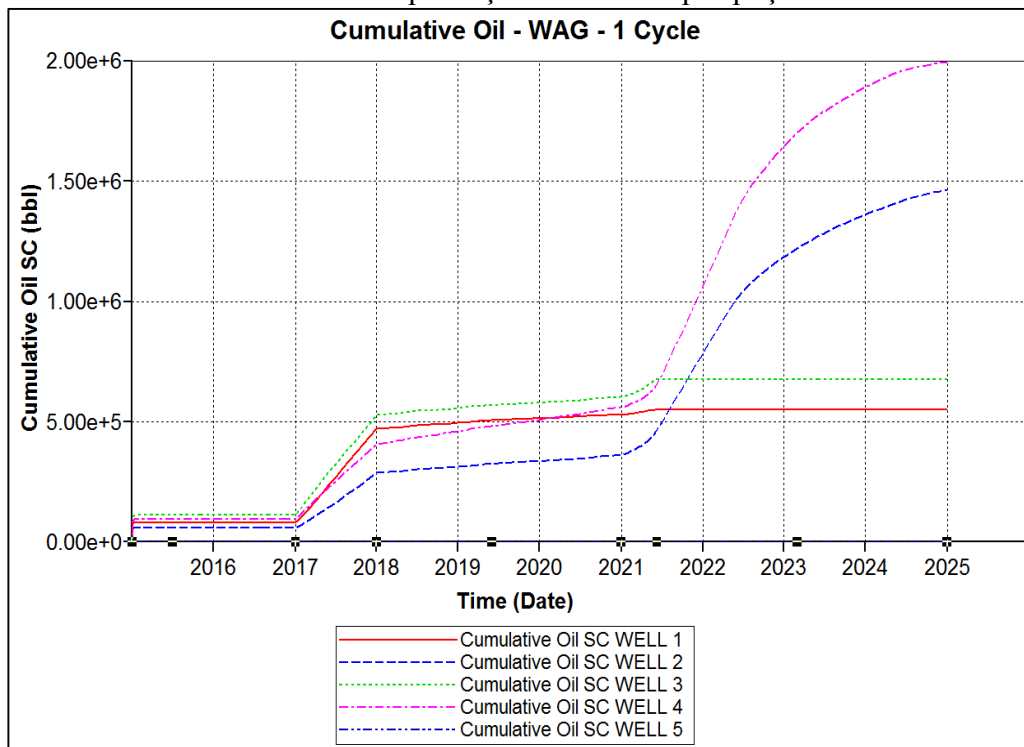
Gráfico 13 – Curvas de produção acumulada: Cenário 5



Fonte: elaborado pela autora.

No gráfico 13, é possível analisar a produção acumulada em condições padrão para óleo, água e gás. Assim, a curva de produção acumulada de petróleo tem uma resposta incremental significativa para cada injeção de fluido. Este comportamento muda de acordo com o fluido injetado e seu desenvolvimento de produção durante o tempo. Assim, é possível constatar que nos primeiros anos de produção, o campo teve uma pequena produção, que aumentou com a execução de métodos de recuperação secundária e terciária. Com a curva acumulada de produção de gás, é possível perceber que o gás injetado, em 2018, começou a ser produzido cerca de dois anos depois, em 2020, e teve sua produção aumentada durante o tempo pela injeção de água. O gás injetado passou pelo reservatório empurrando o óleo e aumentando consideravelmente a produção acumulada. O sistema de água e gás criado, teve um efeito importante na recuperação. Com a curva cumulativa da água, é possível notar que o *breakthrough* de água foi retardado nos anos finais da produção pela otimização dos poços (novamente, os poços 1 e 3 foram fechados em junho de 2021). No gráfico 14, encontram-se as curvas de produção acumulada por poço para o cenário 5.

Gráfico 14 – Curvas de produção acumulada por poço: Cenário 5



Fonte: elaborado pela autora.

O gráfico 14 mostra a produção acumulada de óleo para cada poço influenciada pela injeção de fluido e ilustrando a melhoria da produção pelo método WAG. Além disso, o desenvolvimento da produção dos poços mais distantes (poços número 2 e 4) pelo fechamento dos poços mais próximos (poços 1 e 3) permitiu que o fluido injetado fosse capaz de deslocar mais óleo do reservatório e de atingir os poços distantes até o final do período de produção.

Como resultado deste método, a injeção WAG (gás alternado de água) permitiu a produção de 83,45% do óleo original, representando uma quantidade de 4.687.900 STB de óleo, injetando um volume de 7.300 MSTB de água e 109.500 MSCF de gás. Estes valores foram obtidos utilizando 1 ciclo de WAG e uma taxa de injeção de gás de 10 MSCF/dia.

5.4 Análise econômica simplificada

Após os cálculos realizados a partir dos valores de custos previamente estabelecidos e levando-se em consideração a quantidade de óleo produzido em cada etapa de produção, bem como a quantidade de água e gás injetados, as tabelas a seguir foram montadas para comparar a rentabilidade proporcionada com o fator de recuperação obtido em cada cenário estudado.

Tabela 6 – Análise econômica Cenário 1: produção primária

Operação	Valor
Produção total de óleo (STB)	1.749.200,00
Receita obtida com a venda do óleo em dólares	\$104.952.000,00
Custo total	\$27.810.000,00
Lucro	\$77.142.000,00

Fonte: elaborado pela autora.

Tabela 7 – Análise econômica Cenário 3: injeção de água (otimizado)

Operação	Valor
Produção total de óleo (STB)	4.376.700,00
Receita obtida com a venda do óleo em dólares	\$262.602.000,00
Custo total	\$34.921.755,00
Lucro	\$227.680.245,00

Fonte: elaborado pela autora.

Tabela 8 – Análise econômica Cenário 4: injeção contínua de CO₂

Operação	Valor
Produção total de óleo (STB)	4.456.000,00
Receita obtida com a venda do óleo em dólares	\$267.360.000,00
Custo total	\$32.409.720,00
Lucro	\$234.950.280,00

Fonte: elaborado pela autora.

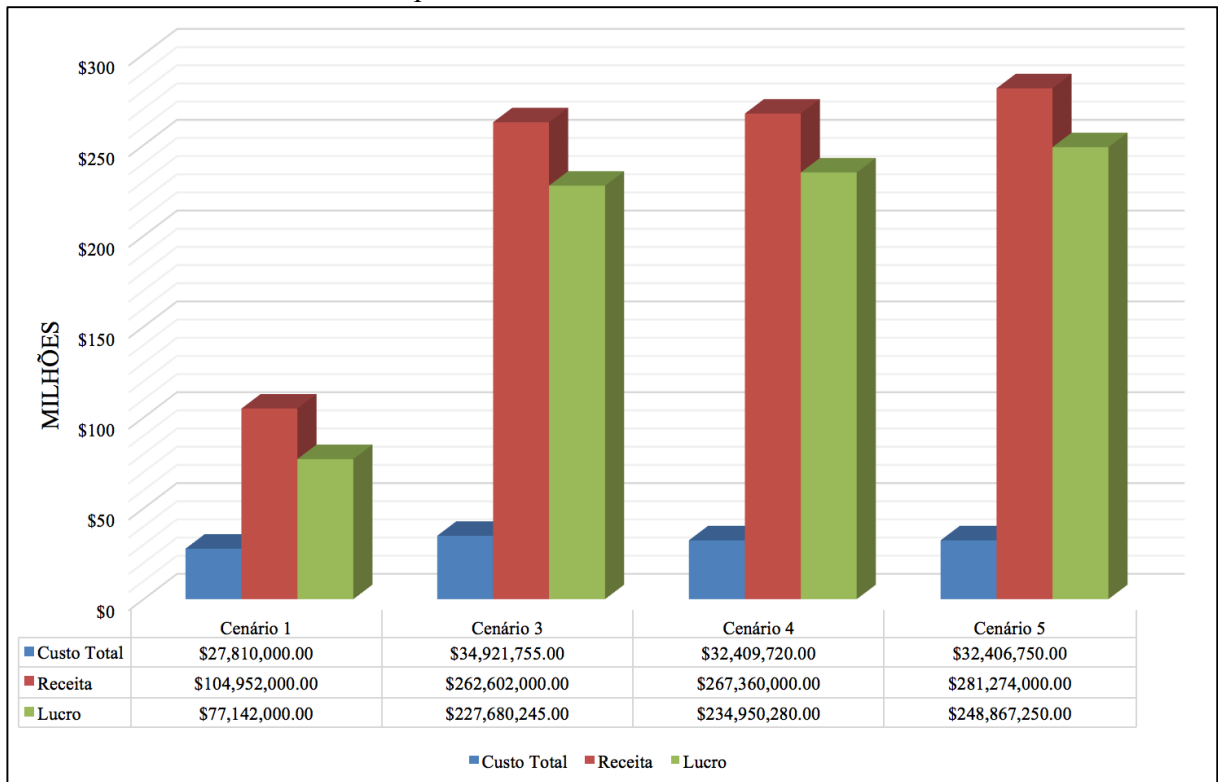
Tabela 9 – Análise econômica Cenário 5: WAG

Operação	Valor
Produção total de óleo (STB)	4.687.900,00
Receita obtida com a venda do óleo em dólares	\$281.274.000,00
Custo total	\$32.406.750,00
Lucro	\$248.867.250,00

Fonte: elaborado pela autora.

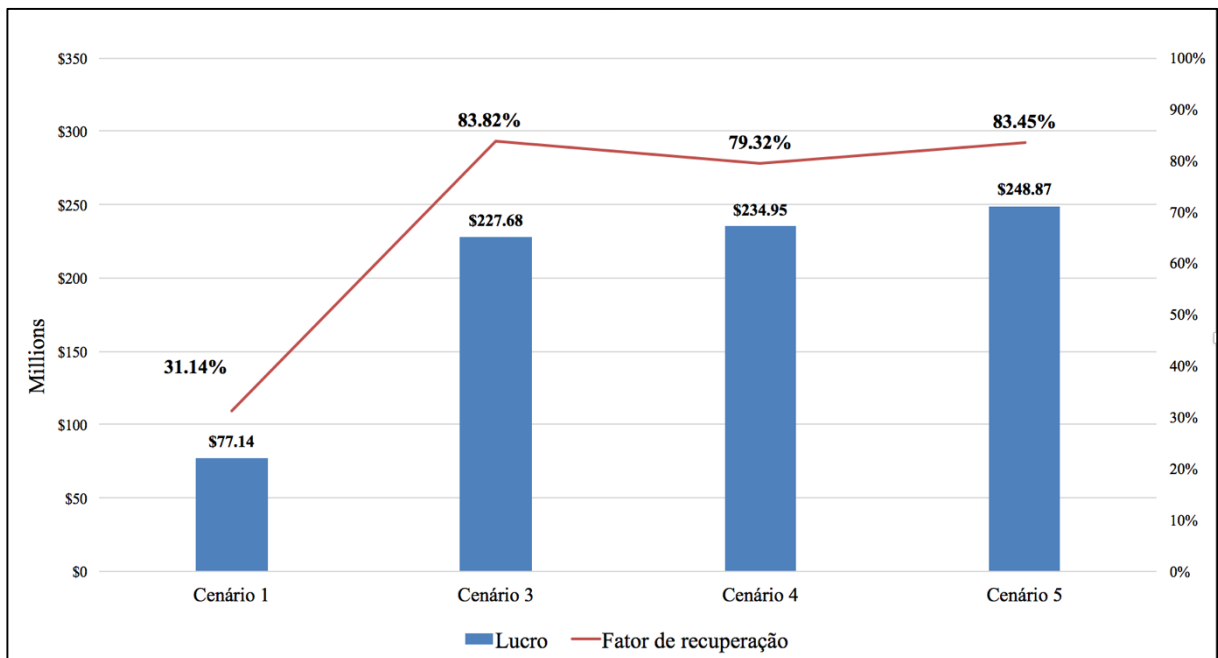
De acordo com os gráficos a seguir, podem-se tirar algumas conclusões. O gráfico 15 compara os resultados obtidos na análise econômica dos cenários simulados, comparando-se custo total, receita e lucro. Já no gráfico 16 é feito um comparativo entre o lucro proporcionado por cada cenário e os seus respectivos fatores de recuperação. O desenvolvimento do reservatório utilizando apenas recuperação primária e secundária por injeção de água é o que apresenta a maior quantidade de óleo recuperado - 83,82% do óleo inicialmente contido no reservatório. No entanto, a recuperação terciária com o método WAG é o caso mais lucrativo, além de alcançar um valor quase semelhante para o fator de recuperação. Assim, supondo que a produção ocorra normalmente, a recuperação terciária por água alternada de gás é o método mais indicado para o desenvolvimento do campo em questão.

Gráfico 15 – Resultado comparativo da análise econômica entre os cenários simulados



Fonte: elaborado pela autora.

Gráfico 16 – Comparativo entre o lucro obtido e o fator de recuperação alcançado entre os cenários simulados



Fonte: elaborado pela autora.

6 CONCLUSÃO

Este projeto teve como foco o desenvolvimento de uma metodologia de análise que tornasse possível a indicação do melhor planejamento de produção para o campo Plum Bush Creek Field utilizando diferentes técnicas e formatos de recuperação avançada de petróleo. O simulador CMG foi usado para construir o modelo do reservatório seguindo as informações disponíveis para o campo. A produção iniciou com a recuperação primária, seguida pela recuperação secundária por meio de injeção de água. Os resultados iniciais foram analisados e otimizados para se obter um maior fator de recuperação do óleo originalmente contido no reservatório.

Para a recuperação terciária ou avançada, foram testadas duas técnicas. A primeira foi a injeção contínua de CO₂ e a segunda o método de água alternada com gás (WAG). Para ambos os métodos vários casos foram simulados com a finalidade de avaliar e determinar qual taxa de injeção de gás era mais adequada para maximizar a produção. Para o WAG, diferentes tipos de ciclos também foram testados para determinar aquele em que fosse possível alcançar o maior fator de recuperação. Após o término das simulações uma análise econômica simplificada foi realizada para identificar qual dos cenários apresentaria uma maior rentabilidade. Concluiu-se então que o método WAG apresentou o maior lucro para o projeto, apesar de não ser a técnica com maior fator de recuperação.

Este estudo constatou que, para o desenvolvimento de uma produção bem-sucedida, diferentes análises precisam ser realizadas, tanto de natureza técnica como econômica. É importante ter uma boa compreensão do comportamento de fases dos fluidos, das misturas de gás injetado e das heterogeneidades do reservatório para evitar situações indesejáveis na produção. Além disso, é importante analisar diferentes cenários para encontrar o mais adequado ou para entender o comportamento do reservatório e aplicar mudanças para otimizar a produção. De forma geral, este projeto confirmou que as técnicas de recuperação avançada de petróleo são eficientes, especialmente o método WAG.

Por fim, como sugestão para futuros estudos, recomenda-se a realização de uma análise econômica mais aprofundada, com o objetivo de avaliar os cenários propostos de forma mais detalhada por meio da utilização do VPL (Valor Presente Líquido) e de conseguir determinar com mais confiança o melhor plano de produção. Adicionalmente, a validação em campo dos dados utilizados na construção do modelo seria bastante relevante para a obtenção de resultados mais semelhantes aos encontrados em casos reais. Além do fator de recuperação, a comparação dos casos por meio de balanço de massa também agregaria valor ao estudo.

REFERÊNCIAS

- AL HASANI, Majid Ahmed et al. Diagnosis of excessive water production in horizontal wells using WOR plots. In: **International Petroleum Technology Conference**. International Petroleum Technology Conference, 2008.
- AMINIAN, Kashy. Economic Analysis for PNGE 470 and PNGE 333 Final Projects. West Virginia University. Fall 2014 and Spring 2015.
- B. Bailey et al. **Schlumberger Oilfield Review: Water Control**. Disponível em: <https://www.slb.com/~media/Files/resources/oilfield_review/ors00/spr00/p30_51.pdf>. Acessado em 10/06/2018.
- CHEN, S. et al. Optimization of production performance in a CO₂ flooding reservoir under uncertainty. **Journal of Canadian Petroleum Technology**, v. 49, n. 02, p. 71-78, 2010.
- CHRISTENSEN, Jes Reimer et al. Review of WAG field experience. In: **International Petroleum Conference and Exhibition of Mexico**. Society of Petroleum Engineers, 1998.
- COMPUTER MODELLING GROUP LTD. GEM, **Compositional & Unconventional Simulator**. Disponível em < <https://www.cmgl.ca/gem>> Acessado em 20/06/2018.
- FATHI, Ebrahim. **Class Notes**. West Virginia University. Morgantown, 2015.
- FRIEDMAN, Melvin et al. Porosity, permeability, and rock mechanics-a review. In: **The 17th US Symposium on Rock Mechanics (USRMS)**. American Rock Mechanics Association, 1976.
- HOOK, Jeffrey R. et al. An introduction to porosity. **Petrophysics**, v. 44, n. 03, 2003.
- JABER, Ahmed Khalil; AWANG, Mariyamni B. Field-scale investigation of different miscible CO₂-injection modes to improve oil recovery in a clastic highly heterogeneous reservoir. **Journal of Petroleum Exploration and Production Technology**, v. 7, n. 1, p. 125-146, 2017.
- MATTAX, Calvin C. et al. Reservoir Simulation (includes associated papers 21606 and 21620). **Journal of Petroleum Technology**, v. 42, n. 06, p. 692-695, 1990.
- MEYER, James P. Summary of carbon dioxide enhanced oil recovery (CO₂EOR) injection well technology. **American Petroleum Institute**, v. 54, 2007.
- RAMACHANDRAN, Kudal Purakkal et al. Immiscible hydrocarbon WAG: laboratory to field. In: **SPE Oil and Gas India Conference and Exhibition**. Society of Petroleum Engineers, 2010.
- THOMAS, José Eduardo. **Fundamentos de engenharia de petróleo**. Interciência, 2004.
- U.S. Department of Energy. **Enhanced Oil Recovery**. Disponível em <<http://energy.gov/fe/science-innovation/oil-gas-research/enhanced-oil-recovery>> Acessado em: 11/06/2018.

UNISIM, **Compositional Simulation**. Disponível em:
<<https://www.unisim.cepetro.unicamp.br/en/research/simulation-techniques/compositional-simulation>>. Acessado em: 20/06/2018

UNIVERSIDADE FEDERAL DO CEARÁ. Biblioteca Universitária. **Guia de normalização de trabalhos acadêmicos da Universidade Federal do Ceará**. Fortaleza, 2013.

WATTS, J. W. et al. Reservoir simulation: Past, present, and future. **SPE Computer Applications**, v. 9, n. 06, p. 171-176, 1997.

WILSON, Adam et al. Multiscale Simulation of WAG Flooding in Naturally Fractured Reservoirs. **Journal of Petroleum Technology**, v. 66, n. 01, p. 73-75, 2014.

ZUBOV, V. R. et al. Compositional Simulator with Non-equilibrium Phase Transitions (Russian). In: **SPE Russian Petroleum Technology Conference and Exhibition**. Society of Petroleum Engineers, 2016.