

UNIVERSIDADE FEDERAL DO AMAZONAS
DEPARTAMENTO DE ENGENHARIA DE PETRÓLEO E GÁS

Letícia do Nascimento Clímaco

**Análise financeira de injeção de polímeros para recuperação de óleo com o uso de
simulação computacional**

MANAUS

2021

Letícia do Nascimento Clímaco

**Análise financeira de injeção de polímeros para recuperação de óleo com o uso de
simulação computacional**

Trabalho de Conclusão de Curso apresentado ao curso de Engenharia de Petróleo e Gás da Universidade Federal do Amazonas, como requisito parcial para obtenção do título de Bacharel em Engenharia de Petróleo e Gás.

Orientador: Prof. Me. Sávio Raider Matos Sarkis

MANAUS

2021

Ficha Catalográfica

Ficha catalográfica elaborada automaticamente de acordo com os dados fornecidos pelo(a) autor(a).

C649a Clímaco, Letícia do Nascimento
Análise financeira de injeção de polímeros para recuperação de
óleo com o uso de simulação computacional / Letícia do
Nascimento Clímaco . 2021
73 f.: il. color; 31 cm.

Orientador: Sávio Raider Matos Sarkis
TCC de Graduação (Engenharia de Petróleo e Gás) -
Universidade Federal do Amazonas.

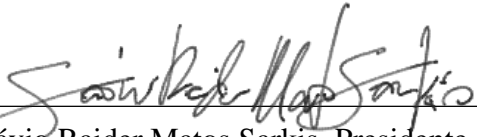
1. Injeção de polímeros. 2. Análise Financeira. 3. Valor presente
líquido. 4. Engenharia de reservatórios. I. Sarkis, Sávio Raider
Matos. II. Universidade Federal do Amazonas III. Título

LETÍCIA DO NASCIMENTO CLÍMACO

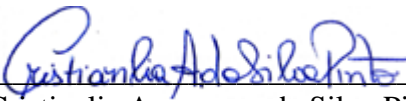
**Análise financeira de injeção de polímeros para recuperação de óleo com o uso de
simulação computacional**

Trabalho de Conclusão de Curso para aprovação no
bacharelado em Engenharia de Petróleo e Gás, na
Universidade Federal do Amazonas.


BANCA EXAMINADORA



Prof. Me. Sávio Raider Matos Sarkis, Presidente



Prof^a. Me. Cristianlia Amazonas da Silva Pinto, Membro



Prof^a. Edilaine Taciane Brandão, Membro

Dedico este trabalho aos meus pais, que tanto sonharam e lutaram para a conclusão de minha graduação.

AGRADECIMENTOS

Agradeço aos meus pais, Adalberto da Silva Clímaco (*in memorian*) e Lusimar Barbosa do Nascimento Clímaco, por todo o incentivo, paciência e amor demandados desde o início de minha vida escolar e acadêmica. Sem vocês, nada teria sido possível.

À toda a minha família: irmãos, avós, tios e primos, agradeço pelas demonstrações de apoio e paciência para lidar com minha ausência em decorrência da jornada acadêmica em alguns encontros familiares.

Agradeço aos maravilhosos amigos que conquistei durante a graduação, que permitiram através da boa companhia amenizar a tensão dos dias de provas e de trabalhos.

Ao meu orientador, Professor Sávio Raider Matos Sarkis, agradeço pelas valiosas contribuições e sugestões de melhoria a este trabalho.

Na pessoa de Victor Salazar, agradeço à empresa Computer Modelling Group por disponibilizar a licença acadêmica que permitiu as simulações no *software* CMG, abrangendo as diversas aplicações do mesmo, a exemplo cito as aplicações STARS, IMEX, GEM e BUILD. Além disso, manifesto minha gratidão à empresa pelos diversos treinamentos e *webinars onlines* ofertados que permitiram a familiarização com os processos de simulação computacional.

Aos demais professores da Universidade Federal do Amazonas com os quais pude aprender e conviver, agradeço por todo o conhecimento e experiência transmitidos ao longo deste percurso. Profissionalmente, eu sou e serei estruturalmente composta por um pouco de cada um de vocês.

“Não se limite a roubar o estilo, roube o pensamento por trás do estilo. Você não quer parecer os seus heróis, você quer enxergar como eles.”

(AUSTIN KLEON)

RESUMO

Uma parcela do petróleo presente em um reservatório apresenta dificuldade para ser recuperada devido aos efeitos de viscosidade existentes entre a água de injeção – ou conata – e o óleo. Para solucionar esse impasse entre a viscosidade de ambos, busca-se aumentar a viscosidade da água injetada a fim de que a frente de avanço do fluido deslocante se torne mais gradual e homogênea. A viscosidade, por sua vez, pode ser aumentada através da mistura de polímeros na solução aquosa a ser injetada. Este trabalho estudou os efeitos na recuperação de petróleo de um reservatório com características da Amazônia brasileira quando sujeito a injeção de três polímeros distintos: goma xantana, poli(óxido de etileno) e poliacrilamida. Para tanto, foi utilizado o *software* CMG para prover as simulações necessárias. Além disso, foi realizada uma análise de custos via técnica de Valor Presente Líquido, a fim de verificar economicamente qual das três soluções apresenta maior viabilidade. De tal forma, o polímero Goma Xantana foi quem apresentou os melhores resultados técnicos e financeiros para o reservatório teórico analisado.

Palavras-chave: injeção de polímeros; métodos EOR; VPL; polímeros.

ABSTRACT

A portion of the oil present in a reservoir presents difficulties to be recovered due to the effects of viscosity existing between the injection water – or conate – and the oil. In order to solve this impasse between the viscosity of both, an attempt is made to increase the viscosity of the injected water so that the front of the displacer fluid advance becomes more gradual and homogeneous. Viscosity, in turn, can be increased by mixing polymers in the aqueous solution to be injected. This work studied the effects on oil recovery from a reservoir with characteristics of the Brazilian Amazon when subjected to injection of three different polymers: xanthan gum, poly(ethylene oxide) and polyacrylamide. Therefore, the CMG software was used to provide the necessary simulations. In addition, a cost analysis was carried out via the Net Present Value technique, in order to economically verify which of the three solutions is more viable. Thus, the Xantana Gum polymer was the one that presented the best technical and financial results for the theoretical reservoir analyzed.

Key-words: polymer injection; EOR methods; NPV; polymers.

LISTA DE FIGURAS

Figura 1 – Métodos Especiais de Recuperação	19
Figura 2 - Tipos de poros.....	22
Figura 3 – Rocha reservatório contendo três fluidos: água, óleo e gás	23
Figura 4 – Fluxo linear	25
Figura 5 – Relação entre saturação e permeabilidade relativa	28
Figura 6 – Abrangência dos polímeros do estudo das macromoléculas.....	30
Figura 7 – Monômeros aminoácidos que formam o polímero das proteínas	31
Figura 8 – Ligação de aminoácidos para compor uma proteína.....	31
Figura 9 – Classificação dos polímeros	32
Figura 10 – Fenômeno de <i>fingering</i> com a injeção de fluidos	33
Figura 11 – Injeção de polímeros no reservatório de óleo	34
Figura 12 - Fluxograma da metodologia aplicada	40
Figura 13 – Localização dos poços de produção e injeção.....	42
Figura 14 – Área considerada na simulação	43
Figura 15 – Informações direcionais do bloco	45
Figura 16 – Etapas para criação de grade no software CMG	46
Figura 17 - Configuração da etapa de Reservoir.	46
Figura 18 - Grade para modelagem de reservatório	47
Figura 19 - Configuração da etapa Components.	47
Figura 20 – Profundidade dos poços	48
Figura 21 – Configuração da etapa de Initial Conditions	48
Figura 22 – Gráfico de Viscosidade versus Pressão.....	49
Figura 23 – Gráfico de Permeabilidade Relativa versus Saturação de Água	50
Figura 24 – Resultados da injeção de água em 10 anos	51
Figura 25 – Estrutura do polímero poli(óxido de etileno).....	53
Figura 26 – Recuperação de óleo com injeção de poli(óxido de etileno).....	54
Figura 27 – Estrutura do polímero poliacrilamida	54
Figura 28 – Recuperação de óleo com injeção de poliacrilamida	55
Figura 29 – Estrutura do polímero goma xantana	56
Figura 30 – Recuperação de óleo com injeção de goma xantana.....	57
Figura 31 – Representação de um simulador numérico tridimensional	68

LISTA DE TABELAS

Tabela 1 – Sistema de Unidades Americano	41
Tabela 2 – Principais dados do reservatório	44
Tabela 3 – Características das zonas do reservatório	45
Tabela 4 – Tabela de permeabilidade efetiva do óleo e água	50
Tabela 5 – Recuperação anual de óleo com cada método utilizado	58
Tabela 6 – Custos relacionados com CAPEX	59
Tabela 7 – VPL do projeto para cotação do barril de USD 80,75	60
Tabela 8 – VPL do projeto para cotação do barril de USD 67,97	61
Tabela 9 – VPL do projeto para cotação do barril de USD 50,56	62

LISTA DE ABREVIATURAS E SIGLAS

EOR	<i>Enhanced Oil Recovery</i>
ANP	Agência Nacional do Petróleo
CMG	<i>Computer Modelling Group</i>
IMEX	<i>Implicit Explicit Reservoir Simulator</i>
PDR	Plano de Desenvolvimento de Reservatório
PEO	Poli(óxido de etileno)
PAM	Poliacrilamida
B-1459	Goma Xantana
VPL	Valor Presente Líquido
CAPEX	<i>Capital Expenditures</i>
OPEX	<i>Operational Expenditures</i>
GEOANP	Mapa de dados georreferenciados da Agência Nacional do Petróleo
CNI	Conselho Nacional da Indústria

LISTA DE SÍMBOLOS

φ	Porosidade
v_p	Volume do espaço poroso
v_t	Volume total da rocha
v_s	Volume de sólidos
φ_e	Porosidade efetiva
v_{pi}	Volume de poros interconectados
c_f	Compressibilidade efetiva da formação
ΔV_p	Varição do volume poroso
V_p	Volume poroso inicial
ΔP	Varição de pressão
S_o	Saturação de óleo
V_o	Volume de óleo
S_g	Saturação de gás
V_g	Volume de gás
S_w	Saturação de água
V_w	Volume de água
k	Permeabilidade absoluta
Q	Vazão do fluido
μ	Viscosidade do fluido
L	Comprimento da amostra
A	Área transversal da amostra
P	Pressão
k_w	Permeabilidade efetiva da água
k_o	Permeabilidade efetiva do óleo
k_g	Permeabilidade efetiva do gás
Q_w	Vazão de água
Q_o	Vazão de óleo
Q_g	Vazão de gás
μ_w	Viscosidade da água
μ_o	Viscosidade do óleo

μ_g	Viscosidade do gás
k_{rw}	Permeabilidade relativa à água
k_{ro}	Permeabilidade relativa ao óleo
k_{rg}	Permeabilidade relativa ao gás
S_{wi}	Saturação irreduzível de água
S_{or}	Saturação de óleo residual
λ	Mobilidade do fluido
λ_o	Mobilidade do óleo
λ_g	Mobilidade do gás
λ_w	Mobilidade da água
λ_D	Mobilidade do fluido deslocante
M	Razão de mobilidades
k_D	Permeabilidade efetiva do fluido deslocante
μ_{pl}	Viscosidade da solução de polímero no modelo linear
C_p	Concentração de polímero
C_{pr}	Concentração de referência do polímero
μ_{pr}	Viscosidade da solução de polímero na concentração de referência
μ_{pnl}	Viscosidade da solução de polímero no modelo não-linear
E_D	Eficiência de deslocamento
\bar{S}_{or}	Saturação de óleo residual média
C	Carbono
H	Hidrogênio
O	Oxigênio
N	Nitrogênio
I	Investimento inicial
F_t	Fluxo de caixa
k	Taxa mínima de retorno requerida
t	Tempo de análise do investimento, em anos

SUMÁRIO

1	INTRODUÇÃO	15
1.1	Objetivos.....	16
1.2	Justificativa	17
1.3	Estrutura do Trabalho	17
2	REVISÃO BIBLIOGRÁFICA	17
2.1	Métodos de Recuperação	17
2.1.1	Métodos especiais de recuperação (EOR).....	18
2.2	Critérios para acumulação de petróleo	19
2.3	Propriedades da rocha reservatório.....	20
2.3.1	Porosidade	21
2.3.2	Compressibilidade efetiva	22
2.3.3	Saturação	23
2.3.4	Permeabilidade	24
2.3.5	Mobilidade e razão de mobilidades.....	29
2.4	Polímeros	30
2.4.1	Método de injeção de polímeros na Engenharia de Reservatórios.....	32
2.5	Técnica de Valor Presente Líquido para Orçamentação de Capital	35
2.6	<i>Softwares</i> de simulação computacional de reservatórios de petróleo.....	37
2.6.1	<i>Software</i> CMG.....	38
3	PROCEDIMENTOS METODOLÓGICOS	39
4	RESULTADOS E DISCUSSÕES	41
4.1	Geologia do campo	41
4.2	Criação da grade	45
4.3	Simulação	52
4.3.1	Caracterização e simulação do polímero poli(óxido de etileno).....	52
4.3.2	Caracterização e simulação do polímero poliacrilamida.....	54
4.3.3	Caracterização e simulação do polímero Goma Xantana.....	55
4.4	Análise comparativa geral	57
5	ANÁLISE DE CUSTOS.....	59
6	CONSIDERAÇÕES FINAIS.....	64
	REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS	65

ANEXO A – PRINCÍPIOS BÁSICOS DE MODELAGEM NUMÉRICA DE RESERVATÓRIOS DE PETRÓLEO.....	68
---	-----------

1 INTRODUÇÃO

Conforme defendido por Thomas (2001), os reservatórios que apresentam uma grande retenção de hidrocarbonetos após o esgotamento de sua energia natural são bem suscetíveis a diversos processos que têm como finalidade promover a recuperação suplementar do petróleo residual. Tais processos são denominados métodos especiais de recuperação, também conhecidos como métodos terciários de recuperação, ou ainda, como métodos EOR – *Enhanced Oil Recovery* (ROSA; CARVALHO; XAVIER, 2011). Os métodos EOR podem ainda ser agrupados em três categorias principais, segundo o objetivo a ser alcançado: os métodos térmicos, os métodos miscíveis e os métodos químicos. Existe ainda um quarto grupo de técnicas EOR que, no entanto, não apresentam tantas similaridades além do fato de serem métodos não-convencionais e estarem atualmente na vanguarda dos estudos e práticas de recuperação de hidrocarbonetos (THOMAS, 2001). Conforme afirmado por Alvarado e Manrique (2017), nem sempre é possível agrupar técnicas EOR e facilitar a seleção do método a se utilizar.

Segundo Arnold e Stewart (1986), os métodos de recuperação química de óleo, também chamados de métodos de inundação química, são utilizados quando o óleo residual é mais viscoso que o óleo recuperado pelo método de injeção de gás, porém é menos viscoso que o óleo produzido a partir dos métodos térmicos. Os métodos químicos são compostos principalmente pelas técnicas de injeção de solução de polímeros, injeção de solução micelar, injeção de solução de tensoativos e injeção de fluidos alcalinos. Todos esses métodos envolvem a mistura de componentes químicos em água antes de serem injetados no reservatório.

Dentro dos métodos químicos de recuperação terciária, a prática de injeção de polímeros é utilizada a fim de aumentar a viscosidade da água injetada, permitindo a redução da taxa de mobilidade da água. A redução da taxa de mobilidade da água se mostra necessária, pois quando elevada, a água injetada começa a ser produzida e há desperdício de investimentos (CORRÊA, 2012).

Existe uma variedade de polímeros que pode ser utilizada na recuperação avançada de petróleo. Dessa forma, a eficiência de um polímero na recuperação avançada de petróleo não é absoluta, de tal forma que a técnica a ser implementada, dentre estas, dependerá das características de cada reservatório, onde os parâmetros das rochas, dos fluidos e a viabilidade econômica deverão ser preponderantes para a escolha de um método que melhor atenda a tais características. A fim de definir a técnica mais adequada para um determinado reservatório, é

imprescindível que o projeto de recuperação terciária se submeta a simulações computacionais e análise de custo, buscando-se o equilíbrio entre a eficiência de cada método e seus respectivos investimentos e retorno financeiro (BARILLAS, 2008).

1.1 Objetivos

1.1.1 Objetivo Geral

Conforme apontado por Silva (2015), o sucesso produtivo e financeiro de um reservatório de petróleo se baseia no projeto de engenharia utilizado para a recuperação de hidrocarbonetos, bem como nos elementos econômicos relacionados aos materiais, reagentes químicos e outros itens utilizados a fim de permitir tal recuperação. O projeto de engenharia diz respeito às demandas técnicas e processuais que serão realizadas de acordo com a geologia pertinente ao referido reservatório. Já os elementos econômicos geram influência devido à volubilidade do mercado de preços, regulações estatais e, principalmente, devido à relação entre custos e receitas gerados pelo projeto de engenharia adotado. Dessa forma, o objetivo deste trabalho consiste em realizar uma simulação numérica comparando a recuperação de hidrocarbonetos com o uso de diferentes polímeros, permitindo a tomada de decisão, por parte dos grupos gerenciais, durante a fase de aplicação dos métodos EOR em um reservatório simples e teórico de petróleo. Para isso, se determinará, dentre as soluções químicas de poli(óxido de etileno), poliacrilamidas e goma xantana, que serão previamente caracterizadas, qual a mais adequada, técnica e economicamente, para se utilizar como fluido de injeção na recuperação avançada de petróleo.

1.1.2 Objetivos Específicos

Para o presente trabalho, almejam-se como objetivos específicos os seguintes parâmetros do reservatório:

1. Produzir Referencial Teórico acerca do método de Injeção de Polímeros em reservatórios de petróleo, descrevendo os princípios basilares da Engenharia de Reservatórios aplicada a tal método na simulação numérica de reservatórios;

2. Caracterizar os polímeros poli(óxido de etileno), poliacrilamidas e goma xantana que serão utilizados na simulação a fim de comparação de suas respectivas eficiências no processo;
3. Simular curvas que expressem a recuperação de petróleo ao longo dos anos com base na utilização de cada polímero;
4. Realizar análise de custos dos resultados alcançados com a simulação para definir a viabilidade econômica da utilização de cada polímero estudado neste trabalho no reservatório em análise.

1.2 Justificativa

O exigente mercado atual obriga que as empresas busquem constantemente o aperfeiçoamento de seus processos. Essa melhoria não remete apenas às inovações tecnológicas, mas também à busca pela mitigação dos desperdícios nos processos realizados na companhia. Pode-se conceituar desperdício como qualquer insumo utilizado no processo de forma não eficiente e eficaz (BORNIA, 2008). Além disso, Rosa et al. (2011) defende que os métodos utilizados na recuperação avançada de petróleo são em sua maioria onerosos, decorrentes dos custos demandados com os equipamentos e com os produtos químicos empregados. Nessa perspectiva, o uso de simulação computacional se mostra precisamente eficaz, pois, se comparado com testes físicos laboratoriais e/ou de campo, fornece elementos de informação de baixo custo que descrevem a viabilidade ou inviabilidade da utilização de certos fluidos de injeção ou equipamentos. Dessa forma, o presente trabalho apresenta sua importância à medida que reduz custos na escolha do fluido injetado na Recuperação Avançada de Petróleo, equilibrando-se as características e a eficiência do fluido utilizado com seu respectivo custo consequente de aplicação.

1.3 Estrutura do Trabalho

Este trabalho está estruturado em seis capítulos, no qual o Capítulo 1 compreende esta abreviada introdução. O Capítulo 2 compreende uma revisão bibliográfica acerca dos princípios basilares da Engenharia de Reservatórios, culminando com a descrição mais detalhada dos

métodos químicos de Recuperação Avançada de Petróleo, bem como com a descrição das principais características dos polímeros poli(óxido de etileno), poliacrilamidas e goma xantana. O Capítulo 3 discorre sobre a metodologia utilizada e o Capítulo 4 discorre sobre as características do *software*, além de apresentar as principais características do reservatório que será analisado, além de descrever a aquisição dos dados e das principais inferências da simulação computacional realizada. Já o Capítulo 5 consiste na análise de custos feita a partir dos resultados quantitativos adquiridos no capítulo anterior. Por fim, o Capítulo 6 reúne as principais conclusões da simulação e da análise de custos, entregando informações pertinentes à tomada de decisão em uma instalação de produção de petróleo. Além disso, para complementar a prática da simulação, foi adicionado um capítulo acerca de aspectos básicos da prática de Modelagem de Reservatórios de Petróleo no Anexo A.

2 REVISÃO BIBLIOGRÁFICA

2.1 Métodos de Recuperação

Inicialmente, e em sua maioria, os reservatórios de petróleo possuem energia natural que força a locomoção do petróleo e gás lá armazenados em direção ao poço (ROSA et al., 2011). Após exaurida a energia natural de um reservatório que permite a recuperação de petróleo, muito óleo recuperável continua aprisionado nos poros das rochas. Além disso, em diversos casos, apenas a pressão como energia natural não é suficiente para gerar a locomoção dos fluidos, outros parâmetros são essenciais para a recuperação do petróleo. Dessa forma, denomina-se Métodos de Recuperação às técnicas utilizadas a fim de promover uma maior recuperação do banco de óleo não produzido naturalmente pelo reservatório (THOMAS, 2001).

Ao longo do desenvolvimento de tecnologias que atendessem às necessidades dos diferentes reservatórios, cada vez com um maior grau de complexidade, dividiu-se os Métodos de Recuperação em três grupos básicos: Métodos de Recuperação Primária, Métodos de Recuperação Secundária e Métodos de Recuperação Terciária (ALVARADO; MANRIQUE, 2017). Tais denominações sugerem que a recuperação primária ocorre com a recuperação de petróleo através da energia natural do reservatório. Logo após exaurida a energia do mesmo, o método posteriormente adotado para aumentar a recuperação de petróleo é considerado como método secundário, e assim sucessivamente (THOMAS, 2001). A classificação anterior é considerada pela literatura em geral como antiquada, visto que em diferentes reservatórios uma mesma técnica poderia ser classificada como secundária e terciária ao mesmo tempo (ROSA et al., 2011).

Partindo desse pressuposto, tanto Thomas (2001) quanto Rosa et al (2011), classificam, atualmente, os Métodos de Recuperação em apenas dois grupos principais: os métodos convencionais de recuperação de petróleo e os métodos especiais de recuperação de petróleo, também conhecidos como métodos EOR. Tais denominações surgiram baseadas na ideia da facilidade de aplicação de cada tecnologia utilizada, bem como do quão convencional se constitui cada aplicação (THOMAS, 2001). Dessa forma, os Métodos de Recuperação com maior facilidade e mais utilizados na indústria do petróleo são classificados como convencionais, enquanto que aqueles que não dispõem de tanta pesquisa e são aplicados a poucos casos em reservatórios são tidos como especiais.

2.1.1 Métodos especiais de recuperação (EOR)

A Society of Petroleum Engineers define a recuperação especial de petróleo, ou EOR, como os processos que visam melhorar a recuperação de petróleo de um reservatório decorrida a fase primária de produção (SPE E&P Glossary, 2009).

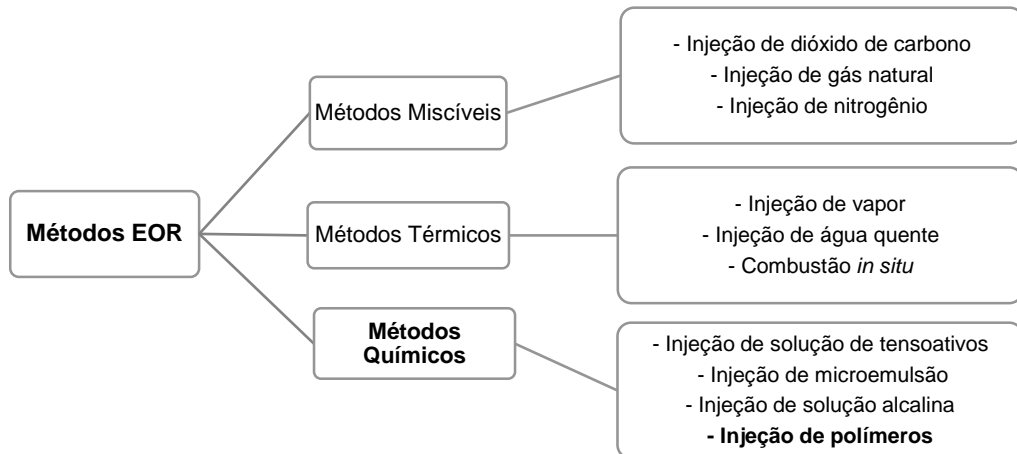
Já Alvarado e Manrique (2017) definem os processos EOR como um conjunto de tecnologias envolvendo a injeção de fluidos ou energia para melhorar a recuperação de hidrocarbonetos em qualquer das etapas de produção, a fim de maximizar a produção alcançada pelos métodos primário e secundário.

Conforme explanado por Alvarado e Manrique (2017), os planos de desenvolvimento de reservatórios (PDRs) são dinâmicos e flexíveis, devendo ser ajustados ou adaptados durante o processo produtivo do campo. Isso ocorre, pois, nos estágios iniciais do desenvolvimento do reservatório, a caracterização e a compreensão dos mecanismos de produção são limitados, apresentando ainda um alto grau de incerteza quanto às informações. À medida que o campo é desenvolvido e explorado, tal incerteza é reduzida, possibilitando ajustes no PDR que maximizam o valor do ativo. Além disso, baixos índices de desempenho de produção, volatilidades do preço do óleo e o advento de novas tecnologias também são essenciais para a modificação dos PDRs. Em relação aos projetos de EOR, existe um *timing* adequado para serem implementados no PDR. Isto é, existe uma janela de oportunidade para a implementação de técnicas EOR de forma que as alternativas economicamente viáveis não se tornem escassas (ALVARADO; MANRIQUE, 2017).

Dentro das aplicações especiais de recuperação de petróleo, as técnicas são agrupadas de acordo com similaridades de objetivo e tecnologias utilizadas (THOMAS, 2001). Dessa forma, as técnicas EOR podem ser divididas em métodos miscíveis, métodos químicos e métodos térmicos, conforme a Figura 1. Os métodos miscíveis são indicados quando existe uma alta tensão interfacial entre o óleo recuperável e o fluido injetado, ocasionando um baixo deslocamento devido à alta interação entre ambos os fluidos (ARNOLD; STEWART, 1986). Os métodos térmicos, por sua vez, são utilizados quando o óleo destinado à recuperação é demasiadamente viscoso, com ampla dificuldade de escoar pelos poros da rocha reservatório (ROSA et al., 2011). Como a temperatura é um fator que influencia a viscosidade de um fluido, então busca-se reduzir a viscosidade do óleo recuperável. Já os métodos químicos, mais aprofundado neste trabalho, visam alterar as propriedades do fluido injetado no reservatório, a

fim de prevenir o *fingering* e gerar uma frente de avanço do óleo mais homogênea (THOMAS, 2001). Os conceitos acima serão melhor abordados nos capítulos posteriores.

Figura 1 – Métodos Especiais de Recuperação



Fonte: Autora (2021).

Os principais métodos químicos aplicados na indústria são a injeção de solução de tensoativos, a injeção de microemulsão, a injeção de solução alcalina e a injeção de polímeros, sendo este último o foco deste trabalho (THOMAS, 2001). Rosa et al. (2011) afirma que em uma injeção padrão de água, quanto mais cedo se iniciar a injeção de polímeros, melhor será o resultado econômico proveniente do reservatório.

2.2 Critérios para acumulação de petróleo

Conforme defendido pela literatura em geral e explanado por Selley e Sonnenberg (2016), para que uma acumulação de petróleo seja considerada comercial a mesma deverá cumprir uma série de requisitos simultaneamente. Os requisitos são:

1. Existência de uma rocha geradora, ou seja, uma rocha com grande quantidade de matéria orgânica que posteriormente será soterrada, no processo de sedimentação;
2. Aquecimento sobre a rocha geradora capaz de transformar a matéria orgânica em petróleo e gás, propriamente dito;
3. Existência de uma rocha reservatório para concentrar o petróleo gerado;

4. Presença de uma rocha impermeável ou capeadora imediatamente acima da rocha reservatório, impedindo que o fluxo do petróleo se disperse entre as demais rochas;

5. Deve haver um arranjo tridimensional entre a rocha geradora, a rocha reservatório e a rocha capeadora que favoreça a acumulação. A esse esquema dá-se o nome de trapa ou armadilha.

6. Ambos os processos de geração e acumulação de petróleo, bem como a formação da trapa devem ocorrer de forma concatenada, em uma sequência adequada.

7. Decorridos todos os passos acima, a acumulação de petróleo ainda deverá se manter preservada de processos biogênicos, degradação térmica, perda da rocha capeadora, entre outros processos, até a sua descoberta e exploração.

Neste trabalho, dar-se-á o foco à rocha reservatório, dado a importância da compreensão de suas características para as simulações realizadas.

2.3 Propriedades da rocha reservatório

Segundo Thomas (2001), o petróleo produzido na rocha geradora migra, devido às diferentes pressões entre rochas, para uma rocha com características adequadas para o armazenamento – a rocha reservatório. Toda rocha, dependendo das circunstâncias, pode atuar como um reservatório de petróleo (SELLEY; SONNENBERG, 2016). Os requisitos principais para que uma rocha atue como um reservatório é a presença de porosidade e permeabilidade em níveis que permitam a recuperação do petróleo. Rochas como folhelhos e carbonatos – que apresentam boa porosidade, mas baixa permeabilidade – podem atuar como rochas reservatório quando sofrem processo de fratura natural, ou seja, se gera permeabilidade pois os poros se conectam por meio das fraturas (THOMAS, 2001).

Além da porosidade e permeabilidade da rocha, outros elementos são de fundamental importância para a caracterização de um reservatório. São eles: compressibilidade, capilaridade, saturação e mobilidade (ROSA et al., 2011). Ambos os conceitos serão destrinchados nos tópicos a seguir, pois sua compreensão permite determinar a quantidade de fluido existente no meio poroso, a distribuição destes, bem como a capacidade de mobilidade dos fluidos, e, principalmente, a quantidade dos fluidos do reservatório que pode ser recuperada (THOMAS, 2001).

2.3.1 Porosidade

A porosidade (φ) é um atributo essencial de um reservatório, pois mede a capacidade de armazenamento de fluidos (ROSA et al., 2011). Os fluidos ficam contidos nos espaços vazios – poros – existentes nas rochas. Portanto, para determinar quantitativamente a capacidade de armazenamento de fluidos por rocha reservatório, deve-se calcular o volume dos espaços vazios da rocha, isto é, o volume poroso da rocha (THOMAS, 2001).

Rosa et al. (2011) classifica a porosidade de uma rocha quanto ao grau de permeabilidade gerada, podendo ser absoluta ou efetiva. Selley e Sonnenberg (2016) definem a porosidade absoluta como uma “razão de vazios”, sendo calculada pela razão entre o volume do espaço poroso (v_p) de uma rocha e o volume total (v_t) da mesma, conforme representado na equação (1).

Equação 1 – Cálculo de porosidade absoluta

$$\varphi(\%) = \frac{v_p}{v_t} \times 100 \quad (1)$$

Por sua vez, o volume total (v_t) de uma rocha é a soma entre o volume do espaço poroso (v_p) e o volume de sólidos (v_s), conforme equação (2).

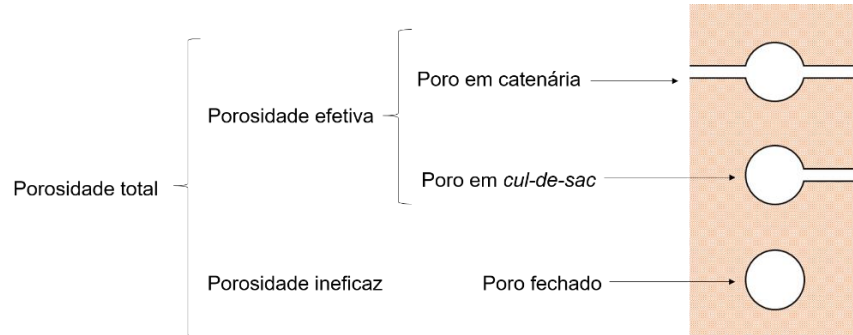
Equação 2 – Cálculo de volume total da rocha

$$v_t = v_p + v_s \quad (2)$$

No entanto, a porosidade absoluta não caracteriza suficientemente a capacidade de petróleo a ser recuperado de um reservatório, isto porque, dependendo do tipo de poro, a produção de hidrocarbonetos poderá ser possível ou não. Existem três tipos de poros, como indicado na Figura 2: poro em catenária, poro em *cul-de-sac* e poro fechado (SELLEY; SONNENBERG, 2016). Os poros em catenária possuem mais de um acesso a outros poros, enquanto os poros em *cul-de-sac* possuem apenas um acesso. Já os poros fechados não são conectados entre si, isolando e impedindo que os hidrocarbonetos fluam em direção ao poço.

Dessa forma, para o cálculo da porosidade efetiva, considera-se apenas o conjunto de espaços vazios formados por poros em catenária e poros em *cul-de-sac*.

Figura 2 - Tipos de poros



Fonte: Adaptado de Selley e Sonnenberg (2016).

Thomas (2001) define a porosidade efetiva (φ_e) como: “razão entre o volume dos poros interconectados (v_{pi}) e o volume total da rocha”, expresso matematicamente na equação (3).

Equação 3 – Cálculo de porosidade efetiva

$$\varphi_e(\%) = \frac{v_{pi}}{v_t} \times 100 \quad (3)$$

Em relação às duas porosidades definidas, a porosidade efetiva é que apresenta maior importância no campo de estudo da Engenharia de Reservatórios de petróleo, pois, sua informação estima a quantidade de óleo que poderá ser produzida.

2.3.2 Compressibilidade efetiva

Existem três conceitos de compressibilidade aplicados ao estudo das rochas. No entanto, apenas interessa a este trabalho o conceito de compressibilidade dos poros, que segundo Rosa et al. (2011) consiste na “variação fracional do volume poroso da rocha com a variação unitária da pressão”.

A importância da análise dos efeitos da compressibilidade efetiva se dá devido a variação do volume poroso com a produção dos fluidos. À medida que os fluidos contidos nos

poros da rocha reservatório são produzidos, a pressão interna que os mesmos realizam contra as paredes dos poros se reduzem, e as forças de compactação na rocha ocasionam a redução dos espaços vazios (THOMAS, 2001).

Dessa forma, segundo Thomas (2001), a compressibilidade pode ser expressa através da equação (4), onde c_f corresponde à compressibilidade efetiva da formação, ΔV_p é a variação do volume poroso em um período de tempo específico, V_p é o volume poroso inicial e ΔP é a variação de pressão no mesmo período de tempo considerado.

Equação 4 – Compressibilidade efetiva da formação

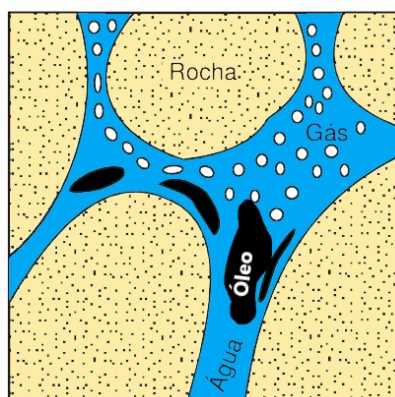
$$c_f = \frac{\Delta V_p / V_p}{\Delta P} \quad (4)$$

2.3.3 Saturação

Rosa et al. (2011) sustentam que, inicialmente, na rocha reservatório, existe apenas água preenchendo os espaços porosos. Posteriormente, com a migração dos hidrocarbonetos até a trapa, o óleo e o gás deslocam não completamente a água inicialmente presente na rocha. Dessa forma, sempre existirão dois ou mais fluidos no reservatório, conforme ilustrado na Figura 3.

A forma com que cada fluido se distribuirá pelo espaço poroso dependerá de fatores como as propriedades físicas das rochas, dos fluidos e das tensões interfaciais entre ambos (SCHÖN, 2015).

Figura 3 – Rocha reservatório contendo três fluidos: água, óleo e gás



Fonte: Adaptado de Rosa et al. (2011).

Como apenas o conhecimento do volume poroso não satisfaz a necessidade de se conhecer a quantidade de petróleo recuperável de um reservatório, é necessário estimar a quantidade de cada fluido distinto presente no mesmo. Portanto, a saturação pode ser conceituada como o percentual do volume poroso que cada fluido ocupa dentro do reservatório (THOMAS, 2001). Para o cálculo das saturações dos fluidos, consideram-se as equações (5), (6) e (7).

Equação 5 – Saturação de óleo

$$S_o = \frac{V_o}{V_p} \quad (5)$$

Equação 6 – Saturação de gás

$$S_g = \frac{V_g}{V_p} \quad (6)$$

Equação 7 – Saturação de água

$$S_w = \frac{V_w}{V_p} \quad (7)$$

Onde S_o , S_g e S_w são respectivamente as saturações do óleo, gás e água; V_o , V_g e V_w são respectivamente os volumes de óleo, de gás e de água; e, por fim, V_p é o volume poroso efetivo total da rocha (THOMAS, 2001). Como S_o , S_g e S_w são valores percentuais de V_p , decorre das equações (5), (6) e (7) que $S_o + S_g + S_w = 1$.

Thomas (2001) define a saturação de água inicialmente encontrada em um reservatório como água conata. Rosa et al. (2011) também a nomeiam como saturação de água inicial ou inata.

2.3.4 Permeabilidade

Como explanado por Selley e Sonnenberg (2016), a análise isolada da porosidade não é suficiente para que uma rocha seja caracterizada como reservatório de petróleo. Como já

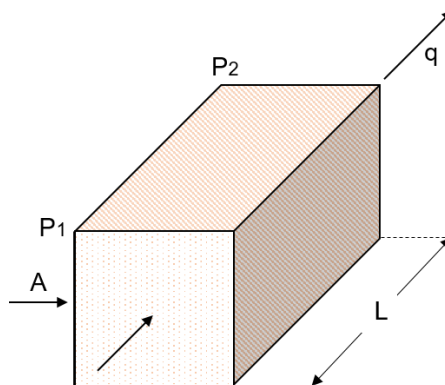
abordado, para que a porosidade seja relevante é necessário que os poros estejam interconectados entre si. Dessa forma, para os autores, a permeabilidade mede a facilidade de fluxo por meio do volume poroso interconectado.

Segundo Thomas (2001), a permeabilidade consiste na capacidade de uma rocha permitir o fluxo dos fluidos nela contidos, relacionando a taxa de fluxo com a viscosidade do fluido e com o gradiente de pressão que é aplicado sobre a rocha. Schön (2015) concorda com a definição anterior e complementa afirmando que a permeabilidade se dá através dos poros conectados, isto é, poros em *catenária* e poros em *cul-de-sac*, também chamados de gargantas de poros. Além disso, a permeabilidade é uma característica tensorial, que pode apresentar anisotropia, isto é, a permeabilidade pode diferir conforme a direção analisada (SCHÖN, 2015).

A análise da permeabilidade em uma rocha reservatório se assemelha à análise de condutores elétricos, no qual a permeabilidade pode ser comparada com a condutividade de um material e é inversamente proporcional à resistência que tal material apresenta à passagem do fluxo (ROSA et al., 2011).

Thomas (2001) e Schön (2015) classificam a permeabilidade de acordo com a quantidade de fluidos distintos existentes no meio poroso. Dessa forma, quando apenas um fluido preenche o espaço poroso de uma rocha trabalha-se com a *permeabilidade absoluta*. Para analisar matematicamente a permeabilidade absoluta, considera-se um volume de rocha com porosidade efetiva preenchida por um único fluido com viscosidade específica, conforme a Figura 4. No comprimento e na área transversal analisados da rocha, há um diferencial de pressão e o fluido contido entre os poros interconectados flui sob uma vazão específica.

Figura 4 – Fluxo linear



Fonte: Adaptado de Thomas (2001).

Henry Darcy foi o pioneiro no estudo acerca da permeabilidade em meios porosos. A partir de seus estudos, os engenheiros de petróleo Morris Muskat e Botset refinaram a aplicação dos estudos de Darcy e formularam a Lei de Darcy para a indústria do petróleo, o qual é expressa na equação (8) (SELLEY; SONNENBERG, 2016).

Equação 8 – Lei de Darcy para a permeabilidade

$$k = \frac{Q \cdot \mu \cdot L}{A(P_1 - P_2)} \quad (8)$$

onde:

k = permeabilidade [D];

Q = vazão do fluido [cm^3/s];

μ = viscosidade dinâmica do fluido [centipoise, cp];

L = comprimento da amostra [cm];

A = área transversal da amostra considerada [cm^2];

$(P_1 - P_2)$ = diferencial de pressão necessário para existência do fluxo [atm].

A unidade utilizada para a permeabilidade é o Darcy [D], que compreende a permeabilidade alcançada por uma rocha quando se tem $(P_1 - P_2) = 1 \text{ atm}$; $Q = 1 \text{ cm}^3/\text{s}$; $\mu = 1 \text{ cp}$; $L = 1 \text{ cm}$ e $A = 1 \text{ cm}^2$. Devido ao fato da unidade Darcy ser muito grande, é mais comum se utilizar na indústria o seu submúltiplo milidarcy [md] (THOMAS, 2001). Conforme defendido por Lucia (1999): "a permeabilidade de 0,1 mD é considerada mínima para a produção de petróleo".

Apesar da importância conceitual da permeabilidade absoluta, em um reservatório de petróleo sempre haverá a presença de no mínimo dois fluidos. Dessa forma, apenas a permeabilidade absoluta não será capaz de medir a facilidade de escoamento do petróleo no meio poroso (THOMAS, 2001). Para superar tal desafio, surge o conceito de *permeabilidade efetiva*, definida por Schön (2015) como a quantificação do “fluxo de um fluido, na presença de outro fluido, quando ambos forem imiscíveis”.

Rosa et al. (2011) define a permeabilidade efetiva como a capacidade de fluxo de um único fluido em um meio poroso saturado com mais de um fluido. Em um reservatório que contém água, óleo e gás, por exemplo, será possível calcular as permeabilidades efetivas para

cada fluido: água (k_w), óleo (k_o) e gás (k_g). As equações (9), (10) e (11) expressam k_w , k_o e k_g e são uma adaptação da equação (8) para as características de cada fluido.

Equação 9 – Permeabilidade efetiva da água

$$k_w = \frac{Q_w \cdot \mu_w \cdot L}{A(P_1 - P_2)} \quad (9)$$

Equação 10 – Permeabilidade efetiva do óleo

$$k_o = \frac{Q_o \cdot \mu_o \cdot L}{A(P_1 - P_2)} \quad (10)$$

Equação 11 – Permeabilidade efetiva do gás

$$k_g = \frac{Q_g \cdot \mu_g \cdot L}{A(P_1 - P_2)} \quad (11)$$

Nas equações acima, Q_w , Q_o e Q_g são, respectivamente, as vazões de água, óleo e gás, enquanto que μ_w , μ_o e μ_g são, respectivamente, as viscosidades dinâmicas de água, óleo e gás. Percebe-se, a partir das equações (9), (10) e (11), que a permeabilidade efetiva de cada fluido pode variar entre 0 a k – sendo que 0 corresponde à inexistência do fluido no reservatório e k corresponde a 100% de saturação do fluido no espaço poroso (ROSA et al., 2011).

Além da permeabilidade absoluta e efetiva, tem-se o conceito de *permeabilidade relativa*, que segundo Thomas (2001) consiste na normalização das permeabilidades efetivas. Trata-se apenas de tornar a permeabilidade efetiva adimensional, portanto ela varia entre 0 e 1, apenas. Conforme exposto em Thomas (2001) e em Rosa et al. (2011), utiliza-se como fator normativo a permeabilidade absoluta do meio. Dessa forma, a permeabilidade relativa para a água, o óleo e o gás é calculada através das equações (12), (13) e (14).

Equação 12 – Permeabilidade relativa à água

$$k_{rw} = \frac{k_w}{k} \quad (12)$$

Equação 13 – Permeabilidade relativa ao óleo

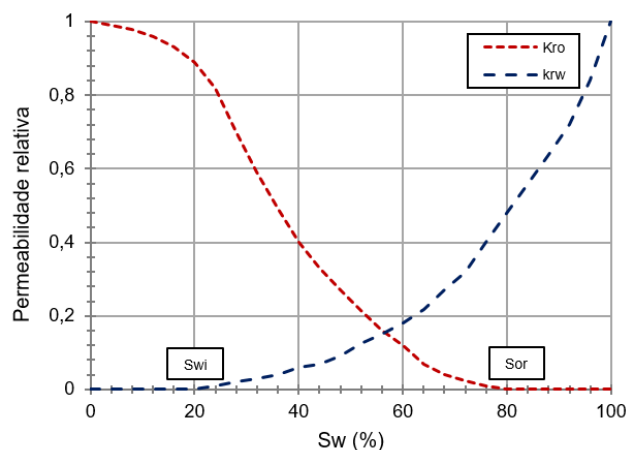
$$k_{ro} = \frac{k_o}{k} \quad (13)$$

Equação 14 – Permeabilidade relativa ao gás

$$k_{rg} = \frac{k_g}{k} \quad (14)$$

A saturação exerce uma forte influência sobre a permeabilidade relativa, isto porque, a produção de óleo depende do nível de saturação da água. Um reservatório inicialmente com saturação de óleo a 100% apresentará uma permeabilidade relativa ao óleo igual a 1. Conforme a saturação de água aumenta a sua permeabilidade aumenta até chegar à saturação irreduzível da água (S_{wi}), momento em que a água começa a fluir. O inverso ocorre para o óleo, que tem a sua permeabilidade decrescida com o aumento da saturação e permeabilidade da água até chegar no ponto de saturação de óleo residual (S_{or}), quando o óleo deixa de fluir (ROSA et al., 2011). A relação pode ser vista na Figura 5.

Figura 5 – Relação entre saturação e permeabilidade relativa



Fonte: Adaptado de Rosa et al. (2011).

2.3.5 Mobilidade e razão de mobilidades

O estudo sobre a mobilidade é importante quando existe mais de um fluido a escoar pelo reservatório. Thomas (2001), assim como Rosa et al. (2011) definem a mobilidade como a razão entre a permeabilidade efetiva de um fluido e sua viscosidade, nas condições de reservatório. A mobilidade (λ) de um fluido depende da sua viscosidade, pois a mesma influencia a velocidade de escoamento do fluido. Além disso, como a permeabilidade é dependente da saturação, a mobilidade também será. Dessa forma, a mobilidade para o óleo, para o gás e para a água são expressos nas equações (15), (16) e (17).

Equação 15 – Mobilidade do óleo

$$\lambda_o = \frac{k_o}{\mu_o} \quad (15)$$

Equação 16 – Mobilidade do gás

$$\lambda_g = \frac{k_g}{\mu_g} \quad (16)$$

Equação 17 – Mobilidade da água

$$\lambda_w = \frac{k_w}{\mu_w} \quad (17)$$

Para conceituar a razão de mobilidades, deve-se definir o conceito de fluido deslocante e fluido deslocado. Fluido deslocante é o fluido injetado no reservatório com o intuito de “empurrar” o óleo, através do fenômeno da imiscibilidade e diferentes densidades. Já o fluido deslocado vem a ser o óleo ou o gás. Dessa forma, a razão de mobilidades (M) será a razão entre a mobilidade do fluido deslocante (λ_D) e o fluido deslocado (λ_o), neste caso o óleo, conforme apresentado na equação (18) (ROSA et al., 2011).

Equação 18 – Razão de mobilidades

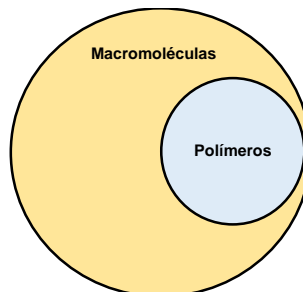
$$M = \frac{\lambda_D}{\lambda_o} = \frac{\frac{k_D}{\mu_D}}{\frac{k_o}{\mu_o}} = \frac{k_D \cdot \mu_o}{k_o \cdot \mu_D} \quad (18)$$

Segundo Rosa et al. (2011), valores de $M < 1$ são considerados favoráveis à produção de petróleo, enquanto que valores de $M > 1$ são desfavoráveis. Nos capítulos posteriores será evidenciado a importância da injeção de polímeros para a redução da razão de mobilidades.

2.4 Polímeros

Quando uma molécula é formada por encadeamento de mais de cem átomos, as propriedades desta molécula serão diferentes e sobrepujantes em relação às propriedades resultantes da natureza química dos átomos ou mesmo dos grupos funcionais que a ela pertencem (MANO; MENDES, 1999). Leonel (2020) define os polímeros como macromoléculas com tamanhos, estruturas químicas e interações intramoleculares e intermoleculares específicos. Todos os polímeros podem ser considerados como macromoléculas, no entanto, nem todas as macromoléculas são polímeros (Figura 6) (MANO; MENDES, 1999).

Figura 6 – Abrangência dos polímeros do estudo das macromoléculas



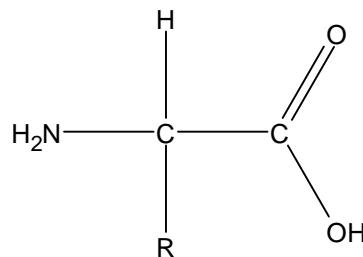
Fonte: Autora (2021).

Segundo Almeida e Souza (2015), os polímeros são formados por elementos químicos específicos mas podem se apresentar sob várias configurações distintas e com diferentes propriedades. E nisso está a grande contribuição dos polímeros para a química moderna:

mudanças sutis na estrutura química de um polímero é suficiente para diferenciá-lo e gerar características químicas mais desejáveis.

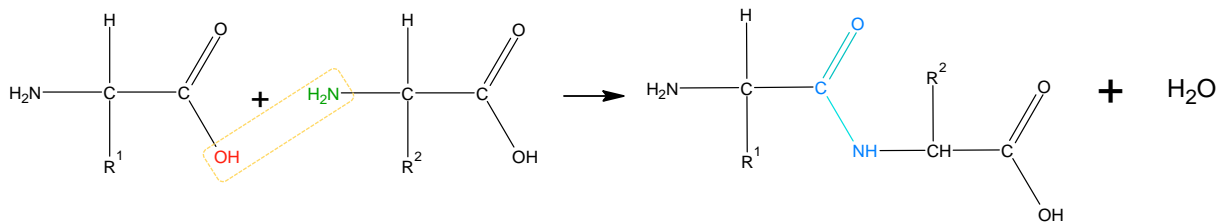
Os polímeros são compostos por várias sequências de micromoléculas que em sua maioria se repetem ao longo da cadeia. Essas micromoléculas são chamadas de *monômeros* (MANO; MENDES, 1999). Para exemplificar essa configuração, tem-se a proteína, o polímero e composto orgânico mais abundante no ser humano (BERG; TYMOCZKO; GATTO; STRYER, 2021). Os monômeros da proteína são os aminoácidos, com estrutura molecular pequena que se repete inúmeras vezes através da ligação peptídica, conforme Figura 7 e Figura 8.

Figura 7 – Monômeros aminoácidos que formam o polímero das proteínas



Fonte: Autora (2021).

Figura 8 – Ligação de aminoácidos para compor uma proteína

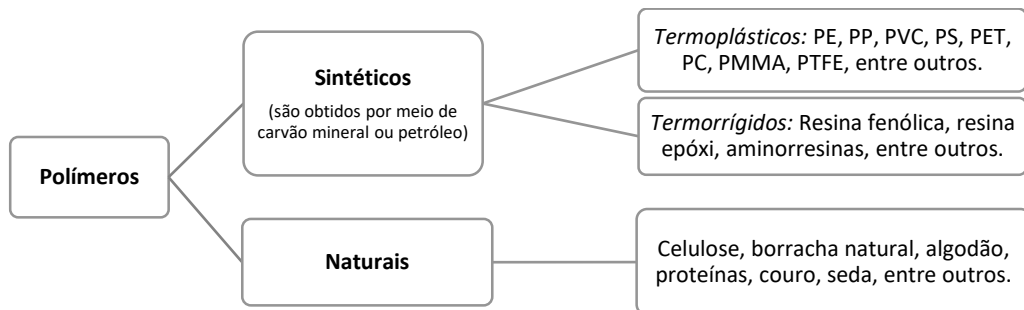


Fonte: Autora (2021).

A hidroxila do aminoácido reage com o grupo amina de outro aminoácido, formando a ligação peptídica, destacada em azul na Figura 8. O processo pode se repetir centenas de vezes para que haja a formação do polímero que resulta na proteína, evidenciando como as micromoléculas, isto é, os monômeros, se repetem ao longo da cadeia (BERG et al., 2021).

Os polímeros podem ser classificados em naturais e sintéticos (MANO; MENDES, 1999). Conforme explanado por Leonel (2020), "os polímeros naturais como a celulose, couro, seda e algodão são utilizados desde a Antiguidade por diferentes civilizações". Já os polímeros sintéticos foram desenvolvidos apenas no século XX, mais precisamente em 1912, quando Leo Baekeland sintetizou o polímero baquelite através da reação entre fenol e formaldeído. De acordo com essa classificação, os polímeros são classificados de acordo com sua origem, conforme a Figura 9.

Figura 9 – Classificação dos polímeros



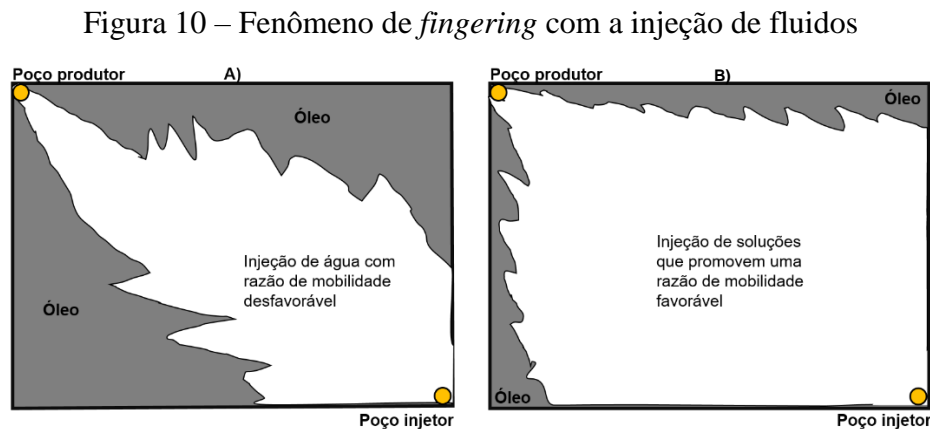
Fonte: Adaptado de Leonel (2020).

Os polímeros são fluidos não-newtonianos, apresentando constância em relação à viscosidade mesmo sob diferentes taxas de cisalhamento (CMG, 2021). Os polímeros têm grande aplicação nos métodos químicos EOR, conforme explanado no capítulo adiante. Na maioria dos casos, os polímeros utilizados para este fim são polímeros sintéticos, provenientes dos termoplásticos. Logo, percebe-se uma relação paradoxal entre produzir polímeros a partir do petróleo, e recuperar petróleo a partir dos polímeros.

2.4.1 Método de injeção de polímeros na Engenharia de Reservatórios

Conforme apresentado nos capítulos anteriores, para que haja um ótimo fator de recuperação de óleo, a razão de mobilidades deve assumir o menor valor possível, sendo ideal que seja < 1 . Isto ocorre, pois, com o aumento de M , o fluido deslocante aumenta a sua capacidade de mobilidade, aumentando conseqüentemente a sua capacidade de “furar” o banco de óleo a ser produzido. Tal efeito é denominado de *viscous fingering*, que ocorre quando há um alto valor da razão de mobilidades, fazendo com que o fluido deslocante injetado contamine

o óleo a ser produzido com os chamados *fingers* (dedos) e se antecipe a produção do fluido injetado, ocasionando a perda de produtividade de óleo do reservatório, conforme ilustra a Figura 10, lado A) (ARNOLD; STEWART, 1986). Dessa forma, o planejamento que envolve a produção em um reservatório deve contemplar técnicas que otimizem a recuperação de óleo do reservatório, como mostrado na Figura 10, lado B).



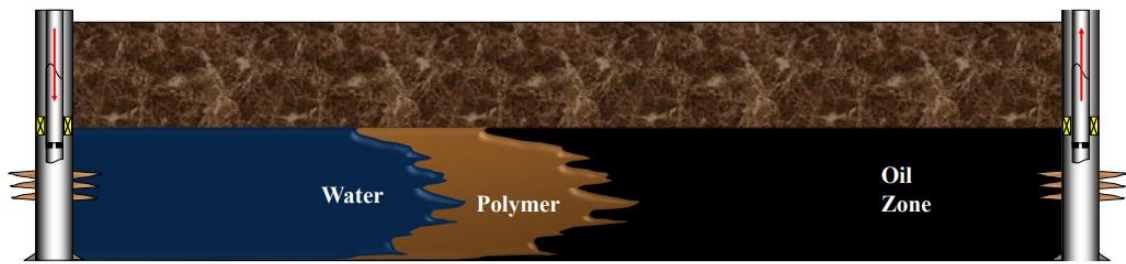
Fonte: Adaptado de Sorbie (1991).

Dessa forma, de acordo com a equação (18), para reduzir o valor de M , deverá ocorrer a redução do valor do numerador, isto é, o termo $k_D \cdot \mu_o$, bem como o aumento do valor do denominador, isto é, o termo $k_o \cdot \mu_D$. No entanto, visto que as características do óleo são mais facilmente alteradas pelos métodos térmicos, no método de injeção de polímeros busca-se modificar as características do fluido deslocante, isto é, a água. Logo, busca-se promover a redução da permeabilidade efetiva, bem como o aumento da viscosidade dinâmica do fluido deslocante (ROSA et al., 2011). Logo, acrescenta-se à água injetada solução de polímero que deverá atender a esses dois critérios (THOMAS, 2001).

Portanto, por conceito, injeção de polímeros é uma técnica EOR em que uma solução de água-polímero é injetada no reservatório para aumentar a viscosidade da água de injeção, bem como da água de formação, gerando mobilidade controlada de fluidos, aumentando a eficiência de varrido vertical e areal, reduzindo o efeito de *fingering* e consequentemente, aumentando o fator de recuperação de óleo do reservatório (CMG, 2021).

Os métodos de injeção de polímeros são geralmente utilizados quando o óleo residual do reservatório é mais viscoso do que o óleo capaz de ser recuperado pelos métodos de injeção de gás, porém é menos viscoso que o óleo capaz de ser recuperado pelos métodos térmicos (ARNOLD; STEWART, 1986).

Figura 11 – Injeção de polímeros no reservatório de óleo



Fonte: Computer Modelling Group (2021)

Na implantação de um projeto de injeção de polímeros, o fator mais importante a se calcular é a viscosidade da solução de polímero que será utilizada. Para isso, podem ser utilizados um modelo linear e um modelo não-linear, conforme indicado nas equações (19) e (20) (ROSA et al., 2011).

Equação 19 – Modelo linear para viscosidade da solução de polímero

$$\mu_{pl} = \alpha\mu_{pr} + (1 - \alpha)\mu_w \quad (19)$$

Onde: μ_{pl} equivale à viscosidade da solução de polímero no modelo linear; $\alpha = C_p / C_{pr}$, tal que C_p é a concentração de polímero e C_{pr} é uma concentração de referência; μ_{pr} é a viscosidade da solução de polímero na concentração de referência; μ_w é a viscosidade da água (ROSA et al., 2011).

Equação 20 – Modelo Não-linear para viscosidade da solução de polímero

$$\mu_{pnl} = \mu_{pr}^\alpha \mu_w^{1-\alpha} \quad (20)$$

Onde: μ_{pnl} equivale à viscosidade da solução de polímero no modelo não-linear (ROSA et al., 2011). Além disso, outro conceito a se considerar em um projeto de inundação química é a eficiência de deslocamento (E_D), que representa numericamente a quantidade de óleo recuperada do reservatório. Para o cálculo de E_D utiliza-se a saturação inicial de óleo do reservatório (S_o) e a saturação de óleo residual média (\bar{S}_{or}) presente na área já invadida pela solução de água/polímero (ARNOLD; STEWART, 1986).

Equação 21 – Eficiência de deslocamento de óleo

$$E_D = S_o - \bar{S}_{or} \quad (21)$$

Utiliza-se a saturação de óleo residual média pois, eventualmente, ao final da recuperação de petróleo, existirá mais óleo aprisionado que saturação irreduzível de óleo, de tal forma que $\bar{S}_{or} > S_{or}$. Dessa forma, percebe-se que um projeto será economicamente mais vantajoso a medida que \bar{S}_{or} assuma menores valores.

A técnica de injeção de polímeros é aplicável em reservatórios cuja razão de mobilidades entre água e óleo varie em torno de 5 a 40. Além disso, é exigível, para que haja sucesso econômico, que o reservatório apresente boa permeabilidade, para que a solução polimérica seja eficiente em sua frente de avanço e não ocorra grande perda de solução por adsorção e aprisionamento de óleo em poros com poucos acessos (ROSA et al., 2011).

Dentre as principais vantagens da aplicação desta técnica, encontra-se a necessidade de baixas concentrações de polímero em solução – como exemplo, de 250 a 1500 ppm – para gerar o aumento da viscosidade do fluido deslocante. Além disso, certos polímeros podem gerar o aumento da permeabilidade, reduzindo a mobilidade da água e reduzindo os efeitos de *fingering*. Os polímeros também não são tóxicos, nem corrosivos e exigem menos manuseio de água (ROSA et al., 2011).

2.5 Técnica de Valor Presente Líquido para Orçamentação de Capital

Samanez (2007) define a orçamentação de capital como o "processo de decisões de procura e aquisição de ativos de longo prazo". A Engenharia de Petróleo envolve altos investimentos e a longos prazos, demandando para um aluguel de um dia uma de sonda de perfuração, por exemplo, preços milionários. Além disso, conforme explica Rosa et al. (2011), o custo da técnica de injeção de polímeros é suficientemente alta e exige estudo geológico e de engenharia detalhados. Dessa forma, todo investimento aplicado na indústria do petróleo deve ser bem planejado e calculado, a fim de que haja um lucro viável. Um dos métodos mais utilizados na orçamentação de capital para medir a rentabilidade e predizer a viabilidade econômica de um investimento é o Valor Presente Líquido (VPL), que será utilizado no capítulo de análise financeira das simulações de polímeros deste trabalho. Como afirmado por Alvarado

e Manrique (2017), “a tomada de decisão conta com aspectos quantificáveis de um problema, tal como o valor presente líquido (VPL) do projeto, de modo que as decisões racionais possam ser tomadas”.

Segundo Hastings (2013), no cálculo de VPL se pretende inferir o valor do lucro de um projeto, tendo por variáveis a saída inicial de capital e as subsequentes entradas de caixa. Samanez (2007) argumenta que, inexistindo limitações de capital, a análise de VPL permite encontrar – dentre as oportunidades de investimento – a mais adequada, visto que a técnica maximiza o valor da empresa. Samanez (2007) e Hastings (2013) definem a expressão matemática para o cálculo de VPL através da equação (22). O valor de I expressa o investimento inicial demandado para um projeto, e, por isso, assume valor negativo na equação pois consiste de um passivo da empresa. O valor de F_t corresponde ao fluxo de caixa esperado para cada ano, isto é, o retorno financeiro que o investimento proverá a cada ano. O valor de k corresponde à taxa mínima de retorno requerida, também chamada de taxa mínima de atratividade, para que o investimento seja considerado economicamente viável. Já o valor de t corresponde ao valor iterativo do ano de análise do investimento.

Equação 22 – Cálculo de Valor Presente Líquido

$$VPL = -I + \sum_{t=1}^n \frac{F_t}{(1+k)^t} \quad (22)$$

Dessa forma, existem três situações possíveis a partir da análise de VPL. São elas:

- $VPL < 0$ – o retorno financeiro no período de tempo considerado é inferior ao valor inicialmente investido;
- $VPL = 0$ – o retorno financeiro no período de tempo considerado é exatamente igual ao valor inicialmente investido;
- $VPL > 0$ – o retorno financeiro no período de tempo considerado é superior ao valor inicialmente investido.

Logo, para que um projeto de investimento seja considerado viável, a sua análise de VPL deverá ser maior que 0.

Dentro de qualquer método de análise financeira, surgem dois conceitos financeiros de extrema relevância para caracterização das despesas, são eles: CAPEX e OPEX. O conceito de

CAPEX - *Capital Expenditures* - pode ser encontrado em Neto (2019), que o define como a representação de todos os gastos de capital da empresa com maquinário, equipamentos, pesquisa e edificações com vida útil maior que um ano. Ou seja, o CAPEX representa os gastos com recursos necessários à consecução das atividades da empresa. O CAPEX é importante pois visa manter a empresa tecnologicamente atualizada em seu meio de atuação.

Já o OPEX - *Operational Expenditures* - representa todos os gastos com manutenção dos equipamentos pertencentes à empresa, bem como com despesas operacionais necessárias para a entrega de um produto (SILVA, 2018). Dessa forma, adquirir um produto é um ato financeiro contabilizado como CAPEX, enquanto a manutenção deste configura-se como OPEX.

2.6 Softwares de simulação computacional de reservatórios de petróleo

As técnicas utilizadas na simulação de reservatórios de petróleo aplicam a teoria de elementos finitos, que consiste em particionar o reservatório de petróleo em partes menores. Dá-se o nome a esse processo de discretização (ESSS, 2021). Esse particionamento é realizado através da criação de uma grade ou malha, com valores específicos para as três dimensões físicas conhecidas (x, y e z).

Dentre os *softwares* utilizados na indústria de óleo e gás mundial, destacam-se principalmente:

- Eclipse E100/E300 e Intersect;
- Aplicações do CMG: IMEX, STARS e GEM;
- Landmark VIP e Nexus;
- UTCHEM;
- OPM;
- Shell MoRes;
- ExxonMobil EMpower;
- Chevron Chears.

Dentre os citados acima, apenas o software OPM possui código aberto. O restante dos *softwares* necessita de convênio para serem utilizados e apresentam, em geral, alto custo para utilização. Visto a necessidade de se realizar um trabalho utilizando-se de *softwares* comerciais, buscou-se para a consecução dessa pesquisa, disponibilização de licença estudantil junto à

empresa Computer Modelling Group para utilização do programa CMG, especificamente a aplicação IMEX.

2.6.1 *Software CMG*

A ferramenta CMG possui diversas aplicações na área de modelagem de reservatórios de petróleo, tais como Build, IMEX, GEM, STARS, Result, CoFlow e WinProp. A simulação, no entanto, utilizará apenas as aplicações Build, IMEX e Result. A aplicação IMEX, mais precisamente, contém mais ferramentas que as demais na área de injeção de polímeros.

As aplicações Build e Result servem de apoio às demais. A Build constrói o arquivo do modelo geológico no software antes de serem implementados qualquer técnica de recuperação de petróleo. Dessa forma, os principais dados geológicos do reservatório, bem como características do poço e do fluido são inseridas nesta etapa através de uma interface facilitadora do *software*. Já a aplicação Result fornece os resultados em gráficos e tabelas dos modelos matemáticos selecionados nas aplicações IMEX, GEM, STARS, CoFlow e WinProp.

Segundo a empresa, IMEX é uma sigla para Implicit Explicit Reservoir Simulator, isto é, Simulador de Reservatório Explícito Implícito. Dessa forma, IMEX é um simulador multifásico de "óleo negro" com termos gravitacionais e capilares que usam tabelas PVT capazes de modelar processos de recuperação primária e secundária em reservatórios convencionais e reservatórios não convencionais. (CMG, 2021). Os principais recursos presentes no IMEX acerca da injeção de polímeros são:

- Viscosidade de polímero;
- Adsorção de polímero;
- Redução de saturação de água;
- Degradação de polímeros;

A aplicação IMEX possui um modelo linear e um modelo não-linear para considerar as mudanças na viscosidade do fluido deslocante injetado com a composição de polímero. Tais modelos são baseados nas equações (19) e (20) anteriormente apresentadas.

3 PROCEDIMENTOS METODOLÓGICOS

Em síntese, esta pesquisa se configura como exploratória, contendo fontes secundárias e primárias, apresentando uma análise e tratamento de dados quantitativos.

A pesquisa realizada tem natureza exploratória, pois, consiste em um estudo de caso que tem por objeto um reservatório simples e teórico de petróleo com características da Amazônia brasileira. As variáveis relacionadas são as eficiências de recuperação de petróleo alcançadas com cada polímero e os lucros e os custos financeiros requeridos em cada mistura de injeção.

Para desenvolver a Revisão Bibliográfica deste trabalho, foram utilizadas fontes secundárias. Inicialmente, nesta etapa, foram definidos os principais conceitos da Engenharia de Reservatórios de Petróleo, relativos aos Métodos de Recuperação Especial, incluindo autores como Rosa (2011), Thomas (2001), Arnold e Stewart (1986), Rocha e Azevedo (2019), Alvarado e Manrique (2017), entre outros. A teoria aplicada aos polímeros foi baseada em Mano e Mendes (1999), Almeida e Souza (2015), Leonel (2020), entre outros. Posteriormente, realizou-se a leitura analítica de artigos, teses e dissertações de pesquisas desenvolvidas no âmbito de mestrado e doutorado acerca dos métodos EOR, especificamente sobre injeção de polímeros, tais como Dreyer (2015), Nascimento (2017), Costa et al. (2019), entre outros. Através da Revisão Bibliográfica, buscou-se garantir que todos os resultados obtidos com a simulação pudessem ser explicados e comparados teoricamente.

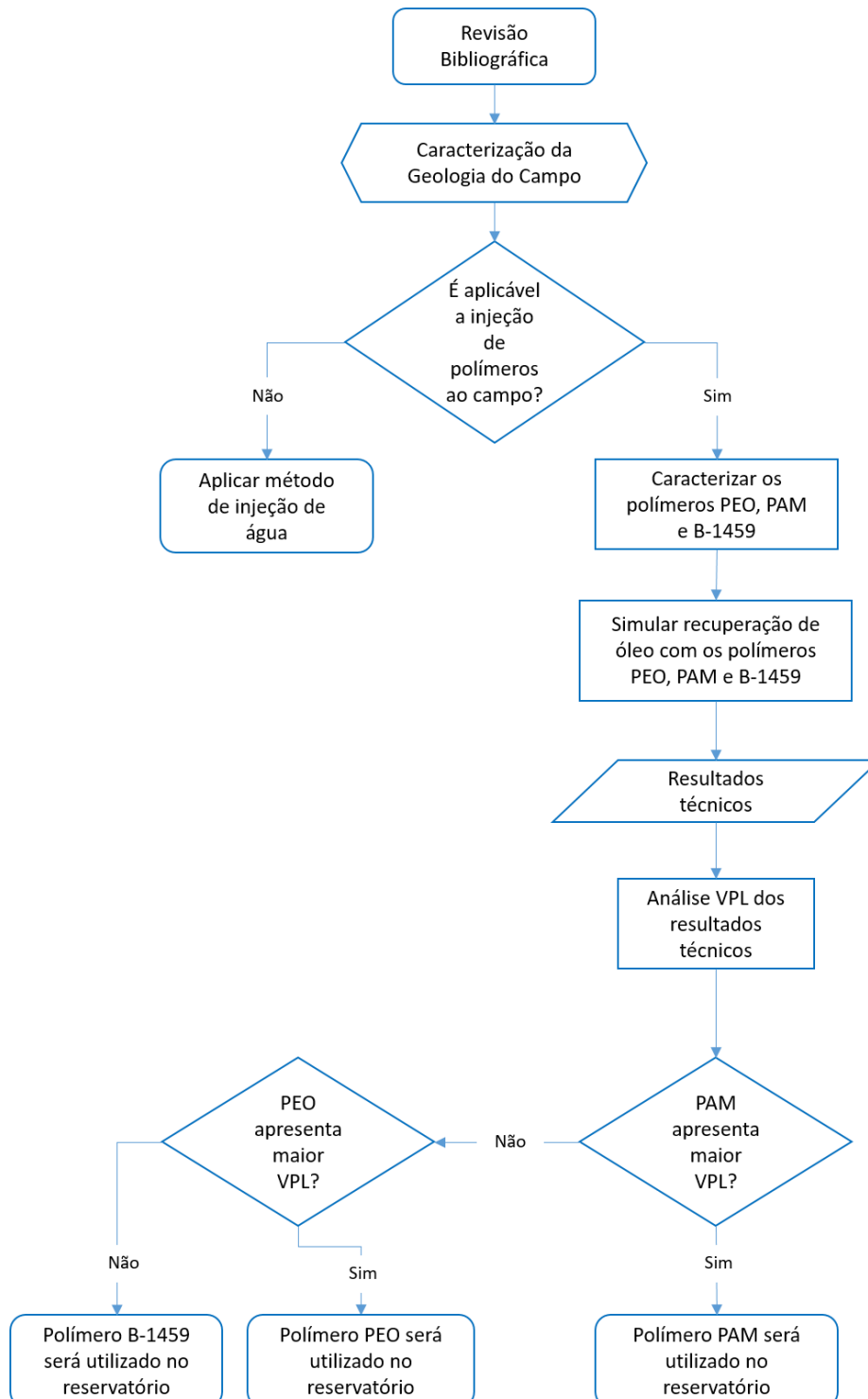
Além disso, para geração de informações primárias, para efeito de modelagem e simulação numérica, os dados de poços referentes ao modelo de reservatório estudado foram adquiridos em banco de dados técnicos da Agência Nacional do Petróleo (ANP) referente à exploração de petróleo, disponível em seu *site* eletrônico, cujos dados são públicos e gratuitos para qualquer cidadão em geral. Informações complementares foram retiradas da literatura já mencionada.

Os dados foram tratados de forma quantitativa. Para isso, foram utilizadas ferramentas de simulação do *software* CMG, pertencente à empresa Computer Modelling Group, especificamente a seguinte aplicação do mesmo: Build, IMEX e Results. O acesso a tal simulador foi facilitado mediante licença estudantil gratuita fornecida pela empresa.

Para concretizar a análise financeira proposta neste trabalho, utilizou-se a técnica de Valor Presente Líquido (VPL), como realizada em Silva (2015). A teoria foi embasada em Samanez (2007), Hastings (2013) e Neto (2019). Além disso, Bornia (2008) contribui para as principais conclusões econômicas do estudo.

A metodologia aplicada a este trabalho pode ser simplificada no fluxograma apresentado na Figura 12.

Figura 12 - Fluxograma da metodologia aplicada



Fonte: Autora (2021).

4 RESULTADOS E DISCUSSÕES

4.1 Geologia do campo

Inicialmente, é importante frisar que optou-se pela utilização do Sistema de Unidades Americano, visto a importância e influência socioeconômica americana na indústria do petróleo. A única ressalva dessa tabela de unidades é a temperatura, que apesar de ser adotada a unidade Rankine (R) no Sistema Americano, o *software* CMG não a contempla em sua lista de unidades, sendo adotado neste caso, a unidade Fahrenheit (°F). Dessa forma, as unidades utilizadas estão representadas na Tabela 1.

Tabela 1 – Sistema de Unidades Americano

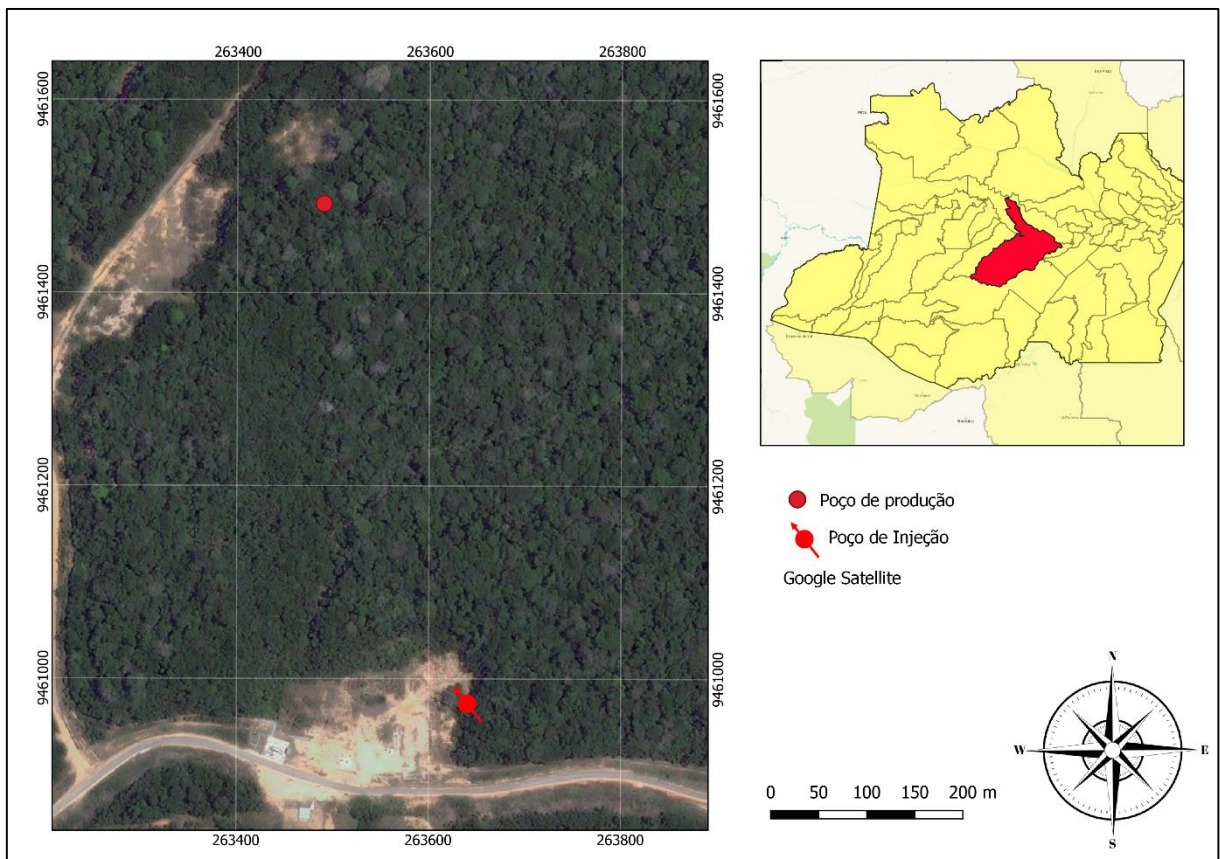
Variável	Sistema Americano
Comprimento	<i>ft</i>
Massa	<i>lb</i>
Temperatura absoluta	<i>°F</i>
Tempo	<i>h</i>
Permeabilidade	<i>md</i>
Pressão	<i>psi</i>
Viscosidade	<i>cp</i>
Vazão de óleo	<i>bbl/d</i>
Vazão de Gás	$10^3 \text{ ft}^3/d$
Volume	<i>bbl</i>

Fonte: ROSA et al. (2011)

Para simular a técnica de injeção de polímeros montou-se um cenário base a partir da combinação de informações entre poços reais e dados obtidos na literatura. As informações reais foram obtidas através do banco de dados aberto da Agência Nacional do Petróleo – a ferramenta GeoANP –, que dispõe dados sobre perfil de poço, bem como relatórios acerca das rochas encontradas no mesmo. Logo, dois poços foram selecionados para servir de base à simulação, sendo um poço de produção e outro de injeção. Os valores utilizados a partir disso não procuram gerar resultados reais futuros, visto que ambos os poços encerraram suas atividades. O que se espera a partir de tais dados é construir uma simulação a partir de dimensões reais, pois apesar das informações constarem em banco de dados aberto ao público em geral, muitos detalhes técnicos são omitidos. Tais detalhes foram supridos com informações gerais pertinentes na literatura, principalmente em Rosa et al. (2011).

O poço de produção no qual se baseará a simulação denomina-se 7-LUC-13D-AM, localizado nas coordenadas geográficas $4^{\circ}52'06.8''S$ $65^{\circ}07'57.4''W$. Apesar do poço de produção 7-LUC-13D-AM ser um poço direcional, as características dele utilizadas dizem respeito ao seu análogo poço vertical, apenas para caracterização das rochas em subsuperfície, para efeitos de compor um reservatório teórico de petróleo. Já o poço de injeção denomina-se 9-LUC-44-AM, localizado nas coordenadas $4^{\circ}52'23.6''S$ $65^{\circ}07'52.7''W$. Ambos os poços localizam-se na Bacia do Solimões e pertencem ao território de Coari/Amazonas, conforme a Figura 13. O mapa apresentado na Figura 13 foi confeccionado a partir do datum SIRGAS 2000, utilizando-se a zona UTM 20S e utilizando-se o *software* aberto QGIS.

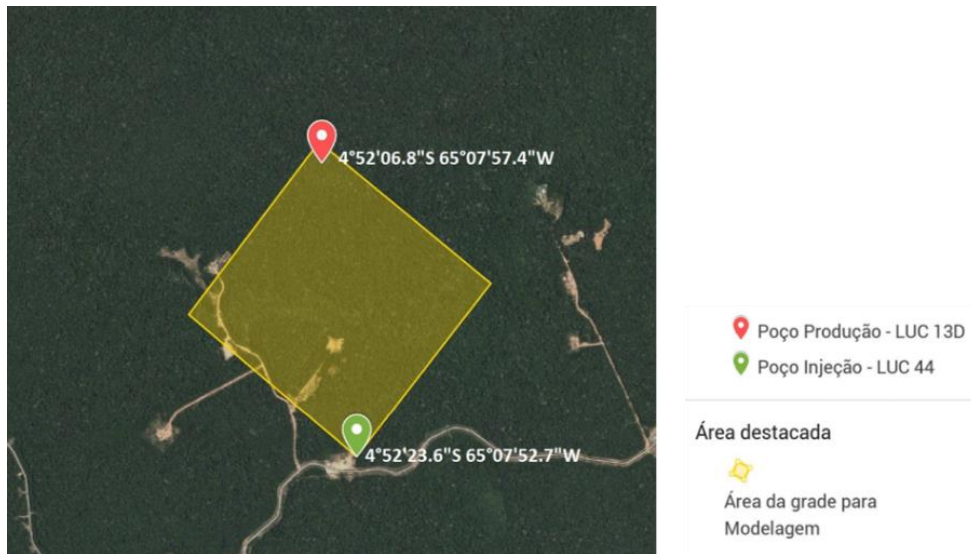
Figura 13 – Localização dos poços de produção e injeção



Fonte: Autora (2021).

Dessa forma, a partir do mapa apresentado na Figura 13, e conhecendo-se a distância entre os dois poços como sendo 1762,15 ft, considerou-se uma grade bidimensional com diagonal igual a 1938,36 ft e lados equivalentes a 1370,63 ft, conforme apresentado na Figura 14.

Figura 14 – Área considerada na simulação



Fonte: Autora (2021).

A área destacada em amarelo na Figura 14, corresponde à área que será analisada na simulação, sendo que a extensão vertical analisada começará no topo do reservatório e se estenderá até a base do reservatório, conforme Tabela 2. A fim de tornar o bloco em análise palpável à simulação, tratar-se-á suas características como constantes ao longo de sua extensão. Segundo os dados do perfil geológico do poço de produção, isto é, 7-LUC-13D-AM, o reservatório analisado é um arenito (aproximadamente 22,19% do poço está sobre a rocha arenito). Além disso, as informações revelam que o topo do reservatório encontra-se a 8023,3 ft de profundidade e o contato água/óleo ocorre a 8454 ft. A sua espessura total é dividida em 10 zonas para melhor caracterização das permeabilidades e vazões. A temperatura aferida no fundo do poço consiste de 189,08 °F.

Como pressuposto para a simulação, será considerado que as zonas delimitadas na caracterização do poço apresentam características constantes, isto é, valores de porosidade, permeabilidade e compressibilidade das rochas permanecerão constantes em cada zona. Além disso, os dados do poço disponíveis na ANP indicam a presença de soleiras de diabásio no reservatório, o que é comum para formações da Bacia do Solimões. No entanto, como se pretende analisar as eficiências de cada polímero em estudo, e para isso não é de grande valia considerar efeitos limitantes sobre o reservatório, as soleiras de diabásio serão desconsideradas no processo de simulação.

A porosidade de 0,1575 da rocha foi obtida através da literatura (BARATA; CAPUTO, 2007), calculando-se a média das porosidades de arenito encontradas na Formação Juruá que

pertence à Bacia do Solimões. A densidade de $48,82 \text{ lb/ft}^3$ do óleo foi calculada a partir do $^\circ\text{API}$ do petróleo produzido em Urucu, valor registrado na literatura por Gauto (2016). A viscosidade de $1,6 \text{ cp}$ do óleo produzido na região de Urucu também foi retirada de Gauto (2016). Já a densidade do gás de $0,627$ foi calculada mediante uma média entre os valores tabelados em literatura (CNI, 2019).

Os valores de pressão da base (P_b) e do topo do reservatório (P_t); de permeabilidade; compressibilidade da rocha e da água; e viscosidade da água, foram quantificados de acordo com a literatura, visto não constarem no banco de dados aberto da ANP. Dessa forma, os principais dados são expressos na Tabela 2.

Tabela 2 – Principais dados do reservatório

Parâmetro	Valor
P_t	<i>3000 psi</i>
P_b	<i>4500 psi</i>
Rocha-reservatório	<i>Arenito da Formação Juruá</i>
Topo	<i>8023,3 ft</i>
Base	<i>8625,3 ft</i>
Temperatura	<i>189,08 °F</i>
Porosidade média	<i>0,1575</i>
Densidade da água	<i>61,38 lb/ft³</i>
Densidade do óleo	<i>48,82 lb/ft³</i>
Compressibilidade da rocha	<i>0.000004 l/psi</i>
Compressibilidade da água	<i>0.0000029 l/psi</i>
Viscosidade da água	<i>0,3 cp</i>
Viscosidade do óleo de Urucu	<i>1,6 cp</i>
Densidade do gás	<i>0,792</i>

Fonte: Autora (2021)

Será adotado um modelo de simulação tridimensional (Anexo A), com coordenadas I, J e K. Dessa forma, visto que a distância entre o poço produtor e o poço injetor é de aproximadamente $1762,15 \text{ ft}$, com grade bidimensional com diagonal igual a $1938,36 \text{ ft}$ e lados equivalentes a $1370,63 \text{ ft}$, o poço injetor e produtor se posicionarão na diagonal da grade analisada. Para adequar a simulação ao exigido pela literatura de modelagem computacional, a grade bidimensional será dividida em 11 semiblocos em ambas as direções com lados de $124,60 \text{ ft}$. Ou seja, tanto a direção I quanto a J conterá 11 semiblocos com $124,60 \text{ ft}$ de lado.

Figura 15 – Informações direcionais do bloco

I	J	K	124,60 ft
11	11	10	

Fonte: Autora (2021).

A direção K também atenderá a 10 divisões com espessura próprias, pois as mesmas foram detalhadas no perfil do poço 7-LUC-13D-AM constante no banco de dados da ANP. A espessura de cada zona com sua respectiva permeabilidade efetiva é apresentada na Tabela 3. Os valores de permeabilidade foram baseados em Rosa et al. (2011), que especifica uma faixa de permeabilidade para arenitos.

Tabela 3 – Características das zonas do reservatório

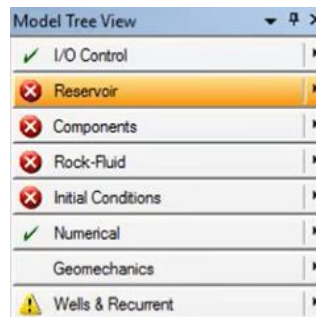
Camada	Espessura (ft)	Permeabilidade (md)		
		<i>I</i>	<i>J</i>	<i>K</i>
1	68,90	8	8	8
2	22,97	5	5	5
3	34,45	6	6	6
4	13,12	7	7	7
5	27,89	6	6	6
6	98,43	5	5	5
7	27,89	8	8	8
8	45,93	6	6	6
9	82,02	7	7	7
10	96,78	5	5	5

Fonte: Autora (2021)

4.2 Criação da grade

Para construir a grade que será utilizada como modelo de reservatório dentro do software CMG, deve-se atender uma série de etapas acerca do reservatório teórico que será analisado, conforme apresentado na Figura 16.

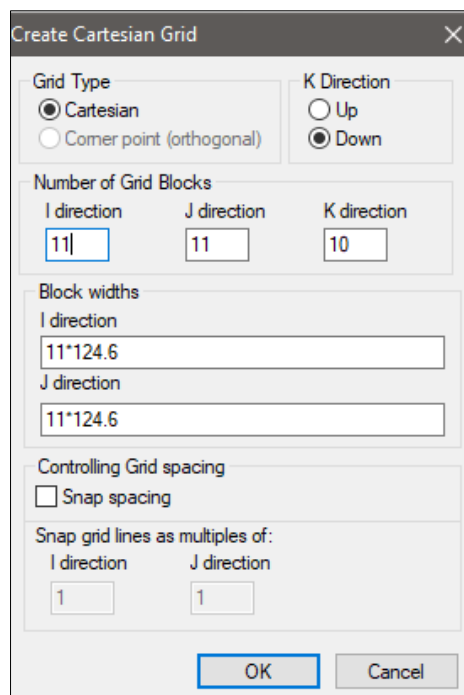
Figura 16 – Etapas para criação de grade no software CMG



Fonte: Software CMG (2021).

A etapa de *I/O Control* corresponde à configuração inicial da aplicação e sistema de unidades que serão utilizados na simulação, neste caso, a aplicação IMEX e sistema americano de unidades (Field). Já a etapa de *Reservoir* diz respeito à configuração do tamanho dos blocos em cada direção I, J e K utilizadas. Neste caso, serão utilizados os valores apresentados na Figura 15.

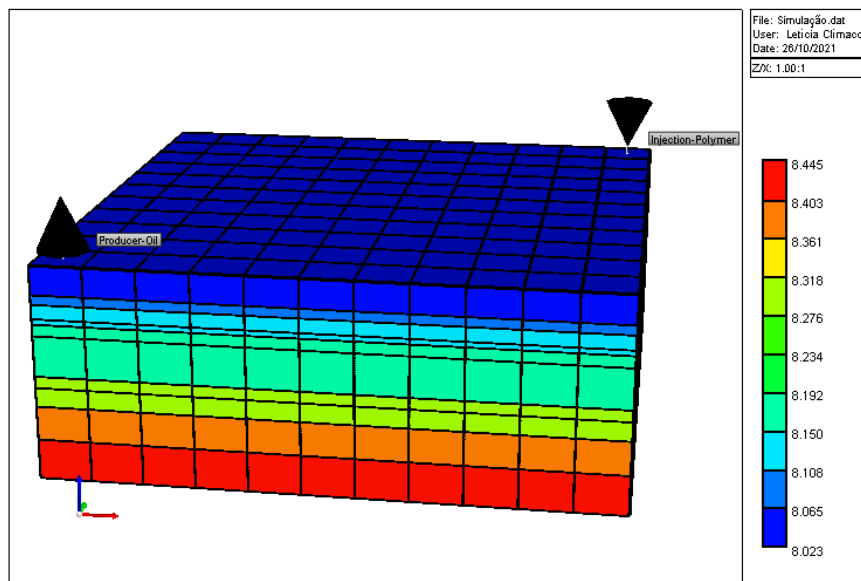
Figura 17 - Configuração da etapa de *Reservoir*.



Fonte: Software CMG (2021).

A configuração da etapa apresentada na Figura 17 gerou a grade volumétrica apresentada na Figura 18.

Figura 18 - Grade para modelagem de reservatório



Fonte: Software CMG (2021).

A etapa *Components* diz respeito ao modelo de fluido que será adotado na simulação. Logo, a etapa foi configurada para o modelo *Black Oil* (conceituação apresentada em Anexo A), com os parâmetros apresentados na Figura 19.

Figura 19 - Configuração da etapa *Components*.

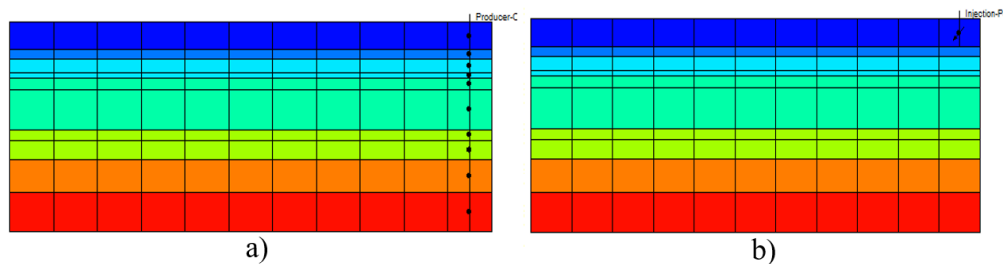
#	Description	Option	Value
1	Reservoir temperature		189.08 F
2	Generate data upto max. pressure of		3000 psi
3	Bubble point pressure calculation	Value provided	3000 psi
4	Oil density at STC(14.7 psia, 60 F)	Stock tank oil density	48.82 lb/ft3
5	Gas density at STC(14.7 psia, 60 F)	Gas gravity (Air=1)	0.792
6	Reference pressure for water properties		14.696 psi
7	Pressure dependence of water viscosity		
8	Water salinity (ppm)		10000

Fonte: Software CMG (2021).

A etapa de *Wells & Recurrent* foi configurada de acordo com a localização dos poços e suas respectivas profundidades e distâncias, além de serem configurados para um dos poços o seu respectivo fluido produzido ou injetado. Conforme apresentado anteriormente na caracterização geológica do campo, a distância entre o poço injetor e o poço produtor forma a

diagonal da grade. Além disso, na direção K, o poço de produção alcança 8445 ft de profundidade (Figura 20, a), enquanto que o poço de injeção alcança apenas 8065 ft de profundidade (Figura 20, b), visto que essa configuração favorece um maior varrido de óleo do reservatório.

Figura 20 – Profundidade dos poços



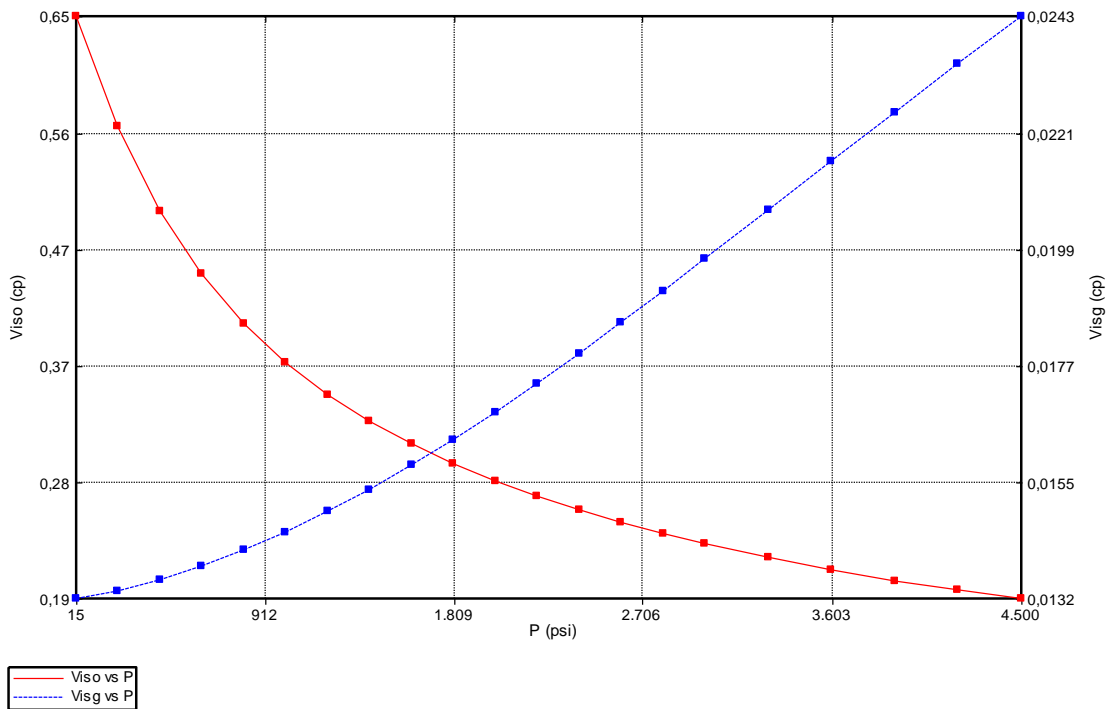
Fonte: Software CMG (2021).

Na etapa intitulada de *Initial Conditions* foram configuradas parâmetros iniciais de pressão e região de contato água-óleo, conforme Figura 21.

Figura 21 – Configuração da etapa de *Initial Conditions*

Fonte: Software CMG (2021).

Para a etapa de *Rock-Fluid*, os dados de viscosidade e pressão foram configurados para geração de gráficos de análise, conforme figuras 22 e 23.

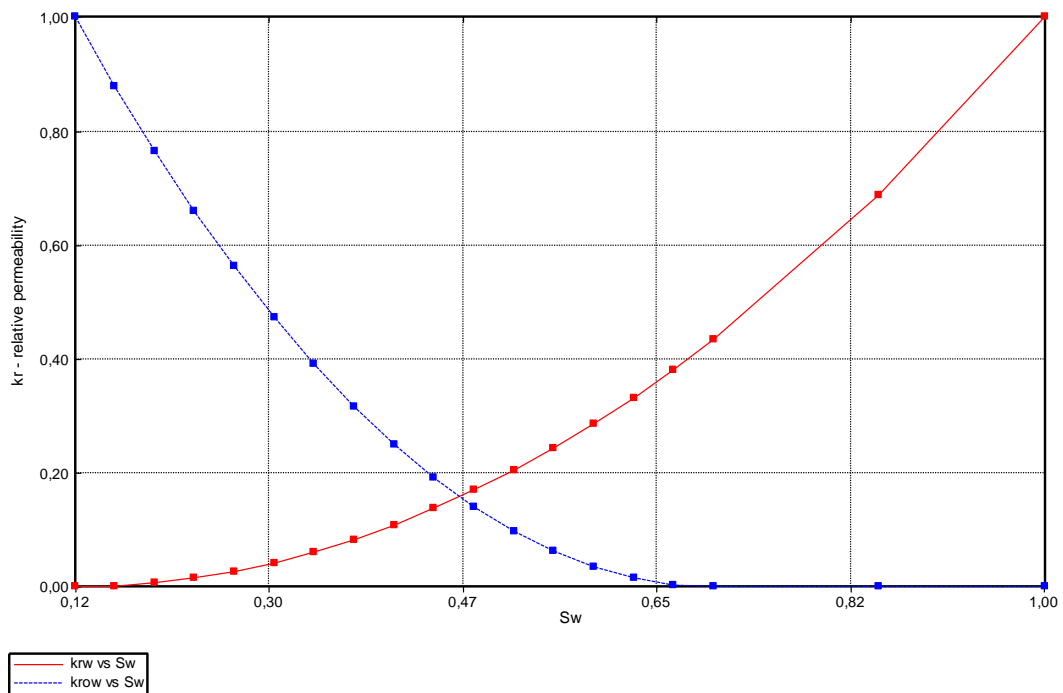
Figura 22 – Gráfico de Viscosidade *versus* Pressão

Fonte: *Software* CMG (2021).

A viscosidade do óleo apresenta uma redução com o aumento da pressão. Isso ocorre devido a viscosidade de líquidos ser inversamente proporcional à grandes pressões. Já a viscosidade do gás aumenta com o aumento da pressão, pois o efeito contrário ocorre com gases. Além disso, as informações sobre permeabilidade relativa foram calculadas através de correlações matemáticas dentro do simulador CMG, para geração de curvas caracterizadoras do reservatório. Dessa forma, o *software* gerou o gráfico Permeabilidade Relativa *versus* Saturação de Água (Figura 22), conforme modelo exposto na Revisão Bibliográfica, Figura 5.

Além disso, baseando-se em valores encontrados na literatura (ROSA et al., 2011), estipulou-se uma taxa de vazão de produção 180 bbl/d e uma taxa de injeção de 20 bbl/d. A simulação considerará a data de início de produção em 01/01/2022 e término em 01/01/2032.

Figura 23 – Gráfico de Permeabilidade Relativa versus Saturação de Água



Fonte: Software CMG (2021).

A saturação inicial de água (S_w), também baseada na literatura de Rosa et al. (2011), foi estipulada em 0,518, o que permitiu através do gráfico exposto na Figura 20 determinar os valores de permeabilidade relativa do óleo e da água, isto é, $k_{row} = 0,097$ e $k_{rw} = 0,205$. A partir de tais valores, foi possível calcular os valores de permeabilidade efetiva do óleo e da água (k_o e k_w) através das equações (12) e (13) apresentadas na Revisão Bibliográfica deste trabalho. Dessa forma, visto que a permeabilidade foi considerada constante em cada zona do reservatório, cada zona deverá apresentar um valor de k_o e k_w distintos, conforme a Tabela 4.

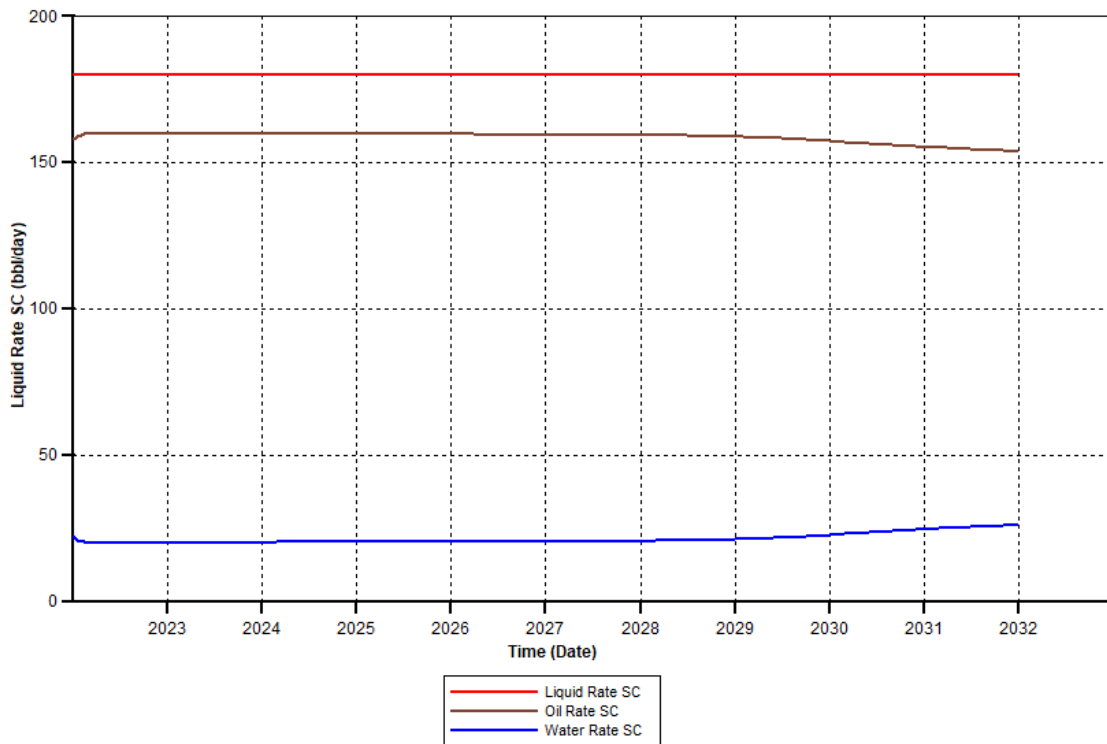
Tabela 4 – Tabela de permeabilidade efetiva do óleo e água

Zona	Espessura (ft)	K_{zona} (md)	k_o	k_w
1	68,90	8	0,776	1,64
2	22,97	5	0,485	1,025
3	34,45	6	0,582	1,23
4	13,12	7	0,679	1,435
5	27,89	6	0,582	1,23
6	98,43	5	0,485	1,025
7	27,89	8	0,776	1,64
8	45,93	6	0,582	1,23
9	82,02	7	0,679	1,435
10	96,78	5	0,485	1,025

Fonte: Autora (2021)

É importante frisar que a razão k_o/k_w é constante para as zonas, isto porque, o cálculo de ambas é dependente da permeabilidade relativa. Logo, a fim de poder analisar os benefícios do método de Injeção de Polímeros, considerar-se-á que inicialmente o óleo produzido está sendo estimulado por injeção de água, ou seja, a água é o fluido deslocante ($k_D = k_w$ e $\mu_D = \mu_w$). Para essa configuração inicial de injeção de água, foi gerado o gráfico da Figura 24.

Figura 24 – Resultados da injeção de água em 10 anos



Fonte: *Software CMG (2021)*.

A curva expressa em vermelho representa a vazão esperada no poço produtor, isto é, 180 bbl/d. No entanto, percebe-se que ocorre muita produção de água (curva em azul), o que não é ideal economicamente. Realiza-se, então, uma análise de razão de mobilidades (M) para o caso de injeção de água, para se analisar se o reservatório necessita ou não da utilização do método de Injeção de Polímeros, com os valores já conhecidos de k_o , k_w , μ_o e μ_w . Como k_o/k_w é constante para cada zona, pode-se tomar por base os valores de k_o e k_w da primeira zona (pois todas as zonas iriam gerar os mesmos resultados). Utilizando, portanto, a Equação (18) anteriormente apresentada, tem-se:

Equação 23 – Razão de mobilidades do cenário base inicial

$$M = \frac{k_D \cdot \mu_o}{k_o \cdot \mu_D} = \frac{1,64 \times 1,60}{0,776 \times 0,40} = 8,45 \quad (23)$$

Note que, $M = 8,45$, que, como indicado na Revisão Bibliográfica deste trabalho, está dentro da faixa de razão de mobilidades onde se é recomendado a aplicação da técnica de Injeção de Polímeros. Como já explanado, ocorrerá uma boa razão de mobilidades quando $M < 1$. Logo, buscar-se-á, a partir de então, reduzir o valor de $M = 8,45$ para um valor de $M < 1$. Será adotado como meta para o reservatório em análise um valor de $M = 0,90$. A Equação (18) pode ser então rearranjada, de forma que o termo μ_D fique isolado na equação. Logo, utilizando os mesmos valores anteriores de k_D , k_o e μ_o , tem-se que:

Equação 24 – Viscosidade do novo fluido deslocante

$$\mu_D = \frac{k_D \cdot \mu_o}{k_o \cdot M} = \frac{1,64 \times 1,60}{0,776 \times 0,90} = 3,76 \quad (24)$$

Ou seja, $\mu_D = 3,76$ nada mais é que a viscosidade necessária da solução de polímero (μ_{pl}) que será injetada no reservatório a fim de que $M = 0,90$. A concentração de cada polímero, no entanto, será variável de acordo com o polímero analisado (próximas seções).

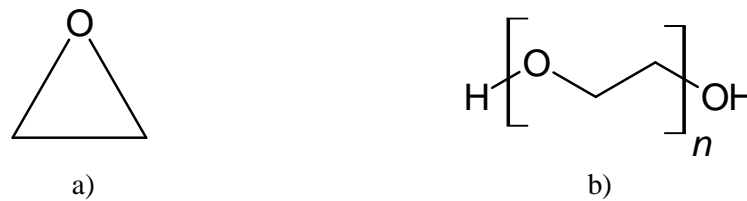
4.3 Simulação

4.3.1 Caracterização e simulação do polímero poli(óxido de etileno)

O polímero poli(óxido de etileno), também conhecido pela sigla PEO, possui aplicações em diversas áreas. Seu interesse se dá principalmente ao fato de que ele não é tóxico e apresenta baixo custo (SILVA, 2013). Dreyer (2015) classifica-o como um "polímero não iônico, termoplástico e solúvel em água". Além disso, a viscosidade de um PEO varia de acordo com a massa molar do polímero, de forma que, maiores massas molares apresentarão maiores valores de viscosidade.

A sua estrutura é formada pelo monômero óxido de etileno, também conhecido como oxirano, conforme ilustrado na Figura 25, lado a). Dessa forma, como polímero a estrutura que irá se repetir n vezes é composta por C_2H_4O , apresentando em suas extremidades ligações com um grupo álcool e um hidrogênio, conforme ilustrado na Figura 25, lado b).

Figura 25 – Estrutura do polímero poli(óxido de etileno)



Fonte: Autora (2021).

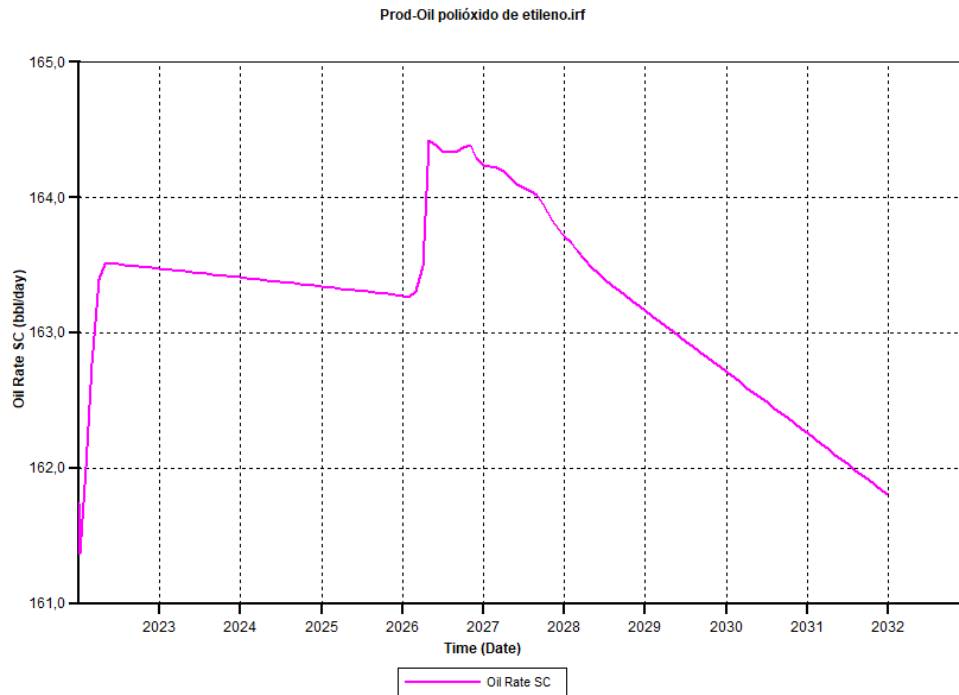
Como se deseja injetar uma solução polimérica com $\mu_D = \mu_{pl} = 3,76 \text{ cp}$, deve-se calcular para tanto, qual a concentração (C_p) necessária de poli(óxido de etileno) em solução aquosa. Para isso será utilizada a Equação (19) – Modelo linear para viscosidade da solução de polímero. A Equação (19) será rearranjada, de forma a isolar C_p . Os valores de C_{pr} e μ_{pr} , ambos de referência, foram encontrados na literatura em Medeiros (2018) e sujeitas às devidas conversões de unidades. Dessa forma, tem-se $C_{pr} = 0,005 \text{ lb/ft}^3$ e $\mu_{pr} = 3,94 \text{ cp}$. Logo, rearranjando e aplicando os valores na Equação (19), tem-se:

Equação 25 – Cálculo da concentração de poli(óxido de etileno) necessária

$$C_p = \frac{(\mu_{pl} - \mu_w)C_{pr}}{(\mu_{pr} - \mu_w)} = \frac{(3,76 - 0,4)0,005}{(3,94 - 0,4)} = 0,0047 \text{ lb/ft}^3 \quad (25)$$

Dessa forma, será necessária uma $C_p = 0,0047 \text{ lb/ft}^3$ para gerar uma solução de poli(óxido de etileno) com $\mu_{pl} = 3,76 \text{ cp}$ e consequentemente, garantir $M = 0,90$. Com tais informações, pôde-se simular no IMEX qual seria a taxa de recuperação de óleo com utilização do poli(óxido de etileno) ao longo dos 10 anos de simulação (Figura 26).

Figura 26 – Recuperação de óleo com injeção de poli(óxido de etileno)



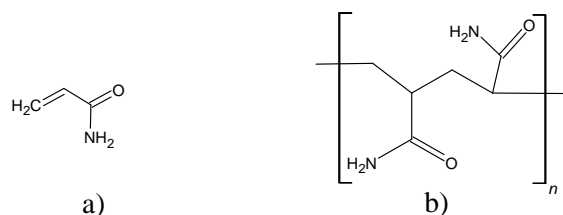
Fonte: *Software* CMG (2021).

4.3.2 Caracterização e simulação do polímero poliacrilamida

Nascimento (2017) afirma que o polímero poliacrilamida, também chamado de PAM, apresenta boa solubilização, sendo dissolvido até mesmo em temperatura ambiente. O autor ainda afirma que em contato com a água, inicialmente ele gera o aumento de volume, mas após agitação ele se dissipa e ocasiona o aumento de viscosidade.

A estrutura do polímero poliacrilamida é constituída pelo monômero acrilamida (Figura 27, lado a), isto é, $C_3H_3NH_2O$. Para formar o polímero, os monômeros reagem com ácido acrílico e hidróxido de sódio, gerando a estrutura apresentada na Figura 27, lado b) (NASCIMENTO, 2017).

Figura 27 – Estrutura do polímero poliacrilamida



Fonte: Autora (2021).

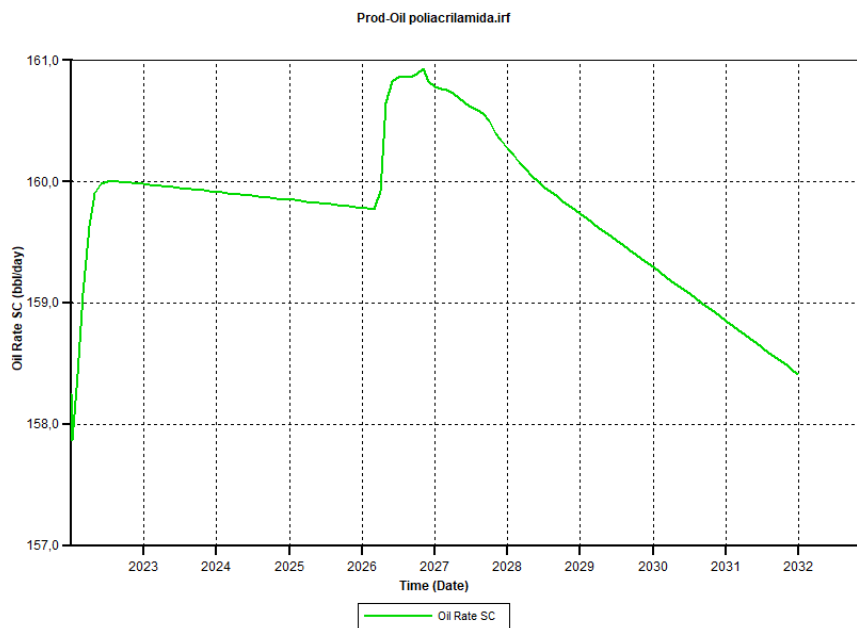
Para compor uma solução de poliacrilamida com viscosidade de 3,76 *cp*, considerou-se como referência os valores de $C_{pr} = 0,062 \text{ lb/ft}^3$ e $\mu_{pr} = 2,1 \text{ cp}$ encontrados em Maia e Garcia (2007). Dessa forma, calculando-se a concentração de poliacrilamida necessária para gerar uma razão de mobilidades de $M = 0,90$, tem-se:

Equação 26 – Cálculo da concentração de poliacrilamida necessária

$$C_p = \frac{(\mu_{pl} - \mu_w)C_{pr}}{(\mu_{pr} - \mu_w)} = \frac{(3,76 - 0,4)0,062}{(2,1 - 0,4)} = 0,12 \text{ lb/ft}^3 \quad (26)$$

Logo, simulando tais dados no *software* CMG, tem-se a curva de recuperação de óleo com utilização da poliacrilamida no prazo de 10 anos (Figura 28).

Figura 28 – Recuperação de óleo com injeção de poliacrilamida



Fonte: *Software* CMG (2021).

4.3.3 Caracterização e simulação do polímero Goma Xantana

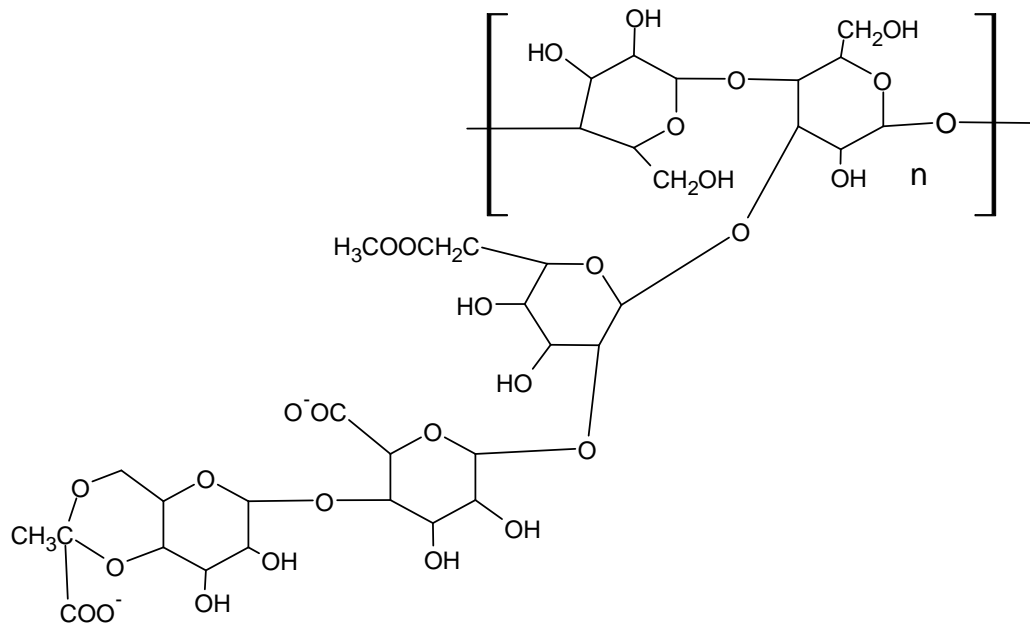
A goma xantana, também chamada de B-1459, constitui-se como um exopolissacarídeo que é produzido através do processo de fermentação de um substrato orgânico por bactérias do gênero *Xanthomonas campestris* (COSTA; PINHO; SANTOS, 2019). Devido à sua

importância comercial, tais bactérias são cultivadas em laboratório e busca-se padronizar o meio de cultivo para gerar goma xantana com parâmetros semelhantes. Dependendo das condições ambientais como pH, temperatura, meios de cultivo, entre outros nos quais se encontram as bactérias produtoras de goma xantana, as características físico-químicas irão apresentar divergências entre si (BORGES; VENDRUSCOLO, 2008).

Segundo Borges e Vendruscolo (2008), a xantana é solúvel em água fria ou quente, apresentando alta viscosidade mesmo sob baixas concentrações. Para a técnica de injeção de polímeros isso é um fator de suma importância, visto que não será necessário se utilizar uma grande quantidade de polímero para recuperar o petróleo do reservatório.

A estrutura do polímero goma xantana é apresentada na Figura 29, estando entre parênteses a estrutura monomérica que se repete ao longo da vasta cadeia polimérica.

Figura 29 – Estrutura do polímero goma xantana



Fonte: Autora (2021).

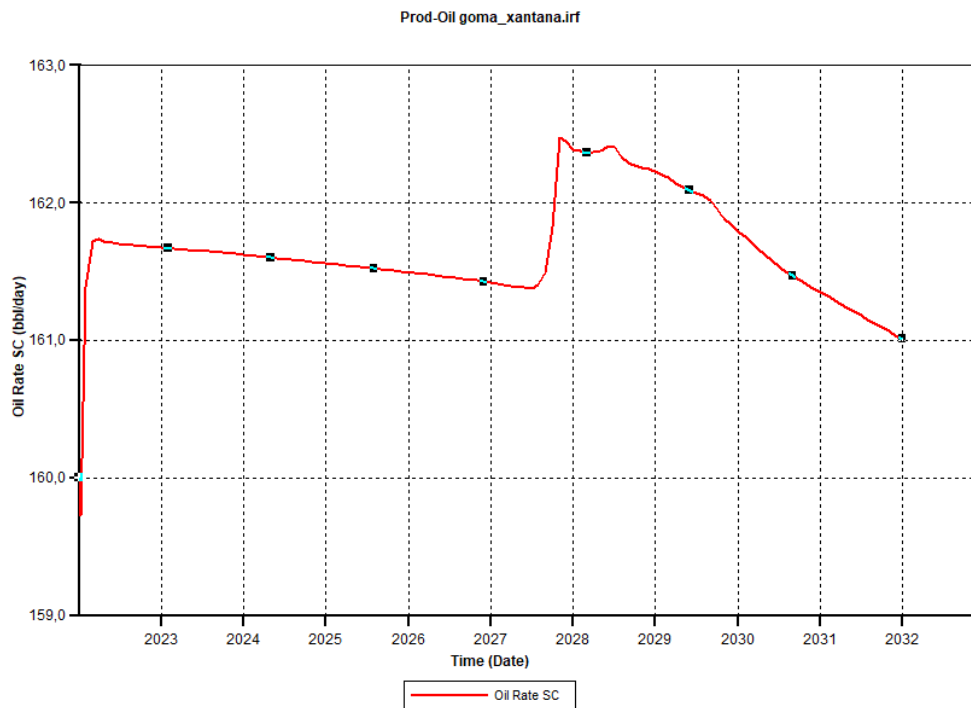
O mesmo procedimento realizado para os outros polímeros será realizado aqui. Logo, considerou-se como referência os valores de $C_{pr} = 0,012 \text{ lb}/\text{ft}^3$ e $\mu_{pr} = 9,25 \text{ cp}$ encontrados em Nery e Brandão (2008). Dessa forma, a concentração de goma xantana necessária para $M = 0,90$ será dada por:

Equação 27 – Cálculo da concentração de goma xantana necessária

$$C_p = \frac{(\mu_{pl} - \mu_w)C_{pr}}{(\mu_{pr} - \mu_w)} = \frac{(3,76 - 0,4)0,012}{(9,25 - 0,4)} = 0,0045 \text{ lb/ft}^3 \quad (27)$$

Logo, simulando tais dados no *software* CMG, tem-se a taxa de recuperação de óleo com utilização da goma xantana no prazo de 10 anos (Figura 30).

Figura 30 – Recuperação de óleo com injeção de goma xantana



Fonte: *Software* CMG (2021).

4.4 Análise comparativa geral

A fim de facilitar a comparação da recuperação de óleo pertinente a utilização de água e dos demais polímeros e também para facilitar os cálculos que serão realizados na etapa de Análise de Custos, os valores anuais de recuperação foram tabelados, bem como a recuperação acumulada durante o prazo dos 10 anos de simulação. Para tanto, a área sobre a curva de cada gráfico plotado foi calculada.

Tabela 5 – Recuperação anual de óleo com cada método utilizado

Produção Anual Acumulada (bbl)	Injeção de Água	Injeção de Poli(óxido de etileno)	Injeção de Poliacrilamida	Injeção de Goma Xantana
2023	56.248,0	59.548,4	58.268,0	59.873,3
2024	56.283,6	59.492,5	58.220,7	59.810,2
2025	56.251,0	59.620,1	58.356,9	59.950,5
2026	56.263,0	59.444,2	58.173,0	59.761,7
2027	56.212,4	59.726,1	58.415,5	99.641,9
2028	56.176,8	59.687,8	58.429,8	60.168,2
2029	56.141,2	59.655,4	58.399,8	59.966,5
2030	55.536,0	59.309,4	58.062,7	59.617,7
2031	55.286,8	59.144,7	57.903,4	59.450,6
2032	54.859,6	58.979,4	57.741,8	59.282,8
Total acumulado	559.258,4	594.608,4	581.971,9	637.523,8

Fonte: Autora (2021).

Dessa forma, conforme constatado nos gráficos e evidenciado na Tabela 5, o fluido que melhor interagiu com as características do reservatório, promovendo uma maior recuperação de petróleo, foi o polímero Goma Xantana, seguido do Poli(óxido de etileno) e Poliacrilamida. Os três polímeros elevaram a produção de óleo em relação a injeção de água em 13,99%, 6,32% e 4,06%, respectivamente. Apesar da Goma Xantana ter se sobressaído em relação aos demais em promover uma maior recuperação de óleo, a Análise de Custos deverá comparar os gastos decorrentes da implementação de cada fluido utilizado, a fim de analisar se os custos operacionais se equilibram com os melhores resultados da simulação.

5 ANÁLISE DE CUSTOS

Como já abordado na Revisão Bibliográfica, a indústria de petróleo demanda altos custos de investimentos. Dessa forma, não basta avaliar a viabilidade técnica de um método, mas também sujeitá-lo a uma análise econômica. Dessa forma, neste capítulo será realizada uma análise VPL sobre os resultados das simulações dos três polímeros estudados.

Para realização da análise de VPL, foi construída uma planilha em Excel para apontar os valores. Os custos com CAPEX decorrem dos reagentes industriais utilizados para a formação da solução água/polímero. Não serão considerados os custos com a estrutura física do poço, pois o mesmo poço seria utilizado para ambas as soluções. Além disso, como um dos pressupostos da simulação é de que a injeção de polímeros ocorre após a injeção de água, o mesmo poço de injeção de água deverá ser aproveitado para o processo. Dessa forma, os valores dos reagentes químicos foram averiguados e estipulou-se uma média para tais, conforme Tabela 6. Então, calculou-se de acordo com os parâmetros da injeção, qual seria a quantidade total de cada reagente necessária para compor a concentração exigida para cada polímero.

Tabela 6 – Custos relacionados com CAPEX

Reagente	Valor Unitário	Massa Unitária	Valor Total (Anual)
<i>Goma Xantana</i>	USD 14,36	1,10 lb	USD 2.407,77
<i>Etileno Glicol</i>	USD 42,45	2,42 lb	USD 3.379,09
<i>Acrilamida</i>	USD 20,70	1,10 lb	USD 92.554,82

Fonte: Autora (2021).

Os custos com OPEX não serão considerados, dado que praticamente não existe na literatura menção a nenhum valor gasto com manutenção de sistemas de injeção de polímeros.

Para prever as receitas obtidas com cada modelo, realizou-se pesquisa acerca das cotações médias de petróleo do ano de 2021, entre os meses de Janeiro a Setembro (*site Investing*). Então, utilizou-se três situações reais de cotação do petróleo BRENT:

- Valor médio do barril alcançado no período – USD 67,97;
- Valor mínimo do barril alcançado no período – USD 50,56;
- Valor máximo do barril alcançado no período – USD 80,75.

Dessa forma, baseando-se na Tabela 5, que expressa os valores anuais de produção de óleo com a utilização de cada polímero, foram construídas as Tabelas 7, 8 e 9. A Tabela 7

expressa para cada ano os valores de CAPEX e a receita pertinente à produção baseando no valor de barril de USD 80,75.

Tabela 7 – VPL do projeto para cotação do barril de USD 80,75

		Goma Xantana	Poli(óxido de etileno)	Poliacrilamida
Ano 2023	CAPEX	2.407,77	3.379,09	92.554,82
	Receita	4.834.773,01	4.808.538,15	4.705.148,27
	Fluxo de Caixa	4.832.365,25	4.805.159,05	4.612.593,45
Ano 2024	CAPEX	2.407,77	3.379,09	92.554,82
	Receita	4.829.680,92	4.804.020,99	4.701.321,53
	Fluxo de Caixa	4.827.273,15	4.800.641,90	4.608.766,70
Ano 2025	CAPEX	2.407,77	3.379,09	92.554,82
	Receita	4.841.004,49	4.814.330,34	4.712.322,10
	Fluxo de Caixa	4.838.596,72	4.810.951,25	4.619.767,28
Ano 2026	CAPEX	2.407,77	3.379,09	92.554,82
	Receita	4.825.757,28	4.800.126,42	4.697.471,37
	Fluxo de Caixa	4.823.349,51	4.796.747,32	4.604.916,54
Ano 2027	CAPEX	2.407,77	3.379,09	92.554,82
	Receita	8.046.085,85	4.822.887,42	4.717.051,63
	Fluxo de Caixa	8.043.678,08	4.819.508,33	4.624.496,80
Ano 2028	CAPEX	2.407,77	3.379,09	92.554,82
	Receita	4.858.585,38	4.819.790,66	4.718.207,97
	Fluxo de Caixa	4.856.177,61	4.816.411,56	4.625.653,14
Ano 2029	CAPEX	2.407,77	3.379,09	92.554,82
	Receita	4.842.301,34	4.817.174,36	4.715.784,66
	Fluxo de Caixa	4.839.893,57	4.813.795,26	4.623.229,84
Ano 2030	CAPEX	2.407,77	3.379,09	92.554,82
	Receita	4.814.132,51	4.789.236,47	4.688.565,45
	Fluxo de Caixa	4.811.724,74	4.785.857,38	4.596.010,63
Ano 2031	CAPEX	2.407,77	3.379,09	92.554,82
	Receita	4.800.640,80	4.775.936,14	4.675.706,01
	Fluxo de Caixa	4.798.233,03	4.772.557,05	4.583.151,19
Ano 2032	CAPEX	2.407,77	3.379,09	92.554,82
	Receita	4.787.090,14	4.762.591,40	4.662.655,20
	Fluxo de Caixa	4.784.682,37	4.759.212,30	4.570.100,37
VPL		31.655.897,26	29.499.643,49	28.322.989,49

Fonte: Autora (2021).

Para o cálculo do VPL acima, foi utilizada a Equação (22) apresentada na Revisão Bibliográfica sobre análise do Valor Presente Líquido, através do cálculo do fluxo de caixa (F_t) entre as receitas e os custos com CAPEX. Segundo Silva (2015), a Taxa Mínima de Atratividade (k) - já definida na Revisão Bibliográfica deste trabalho - comum à indústria do petróleo consiste no valor de 10% e, portanto, foi adotada nos cálculos. Seguindo o mesmo procedimento para cotação de USD 67,97, tem-se a Tabela 8.

Tabela 8 – VPL do projeto para cotação do barril de USD 67,97

		Goma Xantana	Poli(óxido de etileno)	Poliacrilamida
Ano 2023	CAPEX	2.407,77	3.379,09	92.554,82
	Receita	4.069.591,60	4.047.508,83	3.960.482,08
	Fluxo de Caixa	4.067.183,83	4.044.129,73	3.867.927,26
Ano 2024	CAPEX	2.407,77	3.379,09	92.554,82
	Receita	4.065.305,41	4.043.706,58	3.957.260,98
	Fluxo de Caixa	4.062.897,64	4.040.327,49	3.864.706,16
Ano 2025	CAPEX	2.407,77	3.379,09	92.554,82
	Receita	4.074.836,84	4.052.384,31	3.966.520,53
	Fluxo de Caixa	4.072.429,08	4.049.005,22	3.873.965,71
Ano 2026	CAPEX	2.407,77	3.379,09	92.554,82
	Receita	4.062.002,75	4.040.428,39	3.954.020,17
	Fluxo de Caixa	4.059.594,98	4.037.049,30	3.861.465,35
Ano 2027	CAPEX	2.407,77	3.379,09	92.554,82
	Receita	6.772.661,98	4.059.587,10	3.970.501,54
	Fluxo de Caixa	6.770.254,22	4.056.208,00	3.877.946,71
Ano 2028	CAPEX	2.407,77	3.379,09	92.554,82
	Receita	4.089.635,27	4.056.980,45	3.971.474,87
	Fluxo de Caixa	4.087.227,51	4.053.601,35	3.878.920,05
Ano 2029	CAPEX	2.407,77	3.379,09	92.554,82
	Receita	4.075.928,44	4.054.778,22	3.969.435,09
	Fluxo de Caixa	4.073.520,68	4.051.399,12	3.876.880,27
Ano 2030	CAPEX	2.407,77	3.379,09	92.554,82
	Receita	4.052.217,79	4.031.261,96	3.946.523,76
	Fluxo de Caixa	4.049.810,02	4.027.882,86	3.853.968,94
Ano 2031	CAPEX	2.407,77	3.379,09	92.554,82
	Receita	4.040.861,36	4.020.066,62	3.935.699,54
	Fluxo de Caixa	4.038.453,59	4.016.687,52	3.843.144,72
Ano 2032	CAPEX	2.407,77	3.379,09	92.554,82
	Receita	4.029.455,31	4.008.833,90	3.924.714,22
	Fluxo de Caixa	4.027.047,55	4.005.454,80	3.832.159,40
VPL		26.643.495,49	24.827.559,33	23.750.408,55

Fonte: Autora (2021).

Seguindo o mesmo procedimento para cotação de USD 50,56, tem-se a Tabela 9.

Tabela 9 – VPL do projeto para cotação do barril de USD 50,56

		Goma Xantana	Poli(óxido de etileno)	Poliacrilamida
Ano 2023	CAPEX	2.407,77	3.379,09	92.554,82
	Receita	3.027.196,58	3.010.770,14	2.946.034,63
	Fluxo de Caixa	3.024.788,81	3.007.391,04	2.853.479,81
Ano 2024	CAPEX	2.407,77	3.379,09	92.554,82
	Receita	3.024.008,26	3.007.941,81	2.943.638,59
	Fluxo de Caixa	3.021.600,50	3.004.562,72	2.851.083,77
Ano 2025	CAPEX	2.407,77	3.379,09	92.554,82
	Receita	3.031.098,29	3.014.396,81	2.950.526,38
	Fluxo de Caixa	3.028.690,52	3.011.017,71	2.857.971,56
Ano 2026	CAPEX	2.407,77	3.379,09	92.554,82
	Receita	3.021.551,55	3.005.503,30	2.941.227,89
	Fluxo de Caixa	3.019.143,79	3.002.124,21	2.848.673,07
Ano 2027	CAPEX	2.407,77	3.379,09	92.554,82
	Receita	5.037.895,98	3.019.754,65	2.953.487,68
	Fluxo de Caixa	5.035.488,21	3.016.375,56	2.860.932,86
Ano 2028	CAPEX	2.407,77	3.379,09	92.554,82
	Receita	3.042.106,21	3.017.815,67	2.954.211,70
	Fluxo de Caixa	3.039.698,45	3.014.436,58	2.861.656,88
Ano 2029	CAPEX	2.407,77	3.379,09	92.554,82
	Receita	3.031.910,28	3.016.177,53	2.952.694,39
	Fluxo de Caixa	3.029.502,52	3.012.798,44	2.860.139,57
Ano 2030	CAPEX	2.407,77	3.379,09	92.554,82
	Receita	3.014.272,93	2.998.684,78	2.935.651,63
	Fluxo de Caixa	3.011.865,17	2.995.305,69	2.843.096,81
Ano 2031	CAPEX	2.407,77	3.379,09	92.554,82
	Receita	3.005.825,37	2.990.357,04	2.927.599,95
	Fluxo de Caixa	3.003.417,60	2.986.977,95	2.835.045,13
Ano 2032	CAPEX	2.407,77	3.379,09	92.554,82
	Receita	2.997.340,90	2.982.001,50	2.919.428,44
	Fluxo de Caixa	2.994.933,13	2.978.622,40	2.826.873,62
VPL		19.815.176,64	18.462.850,00	17.521.250,96

Fonte: Autora (2021).

Os três projetos apresentaram $VPL > 0$ para as três cotações do barril de petróleo analisadas, indicando a viabilidade econômica dos três projetos. Apesar disso, a goma xantana

apresentou maior VPL que os demais polímeros em todos os casos diante da variação do preço do petróleo. Percebe-se então que tanto os valores técnicos de recuperação de petróleo, quanto os valores da análise de custos, indicam a escolha do polímero goma xantana como mais ajustada para o processo de injeção de polímeros no cenário base analisado.

6 CONSIDERAÇÕES FINAIS

Este trabalho permitiu analisar e compreender os efeitos da injeção de diferentes polímeros em um reservatório de petróleo com características da Amazônia brasileira. Além disso, permitiu avaliar economicamente os efeitos da injeção de cada solução polimérica, retornando a solução com maior retorno financeiro, incluindo gastos e custos processuais. Dessa forma, o objetivo geral, bem como os objetivos específicos, foi contemplado e cumprido ao decorrer deste trabalho.

Os polímeros analisados foram a goma xantana, poli(óxido de etileno) e a poliacrilamida. Todos os três apresentaram um incremento de produção em relação ao cenário base, em que havia apenas a injeção de água, aumentando a recuperação em 13,99%, 6,32% e 4,06%, respectivamente.

Dos três, no entanto, o polímero goma xantana foi quem apresentou melhores resultados técnicos no reservatório, promovendo uma maior recuperação de óleo. Além disso, na etapa de análise de custos este polímero também apresentou maior VPL, indicando que deveria ser o projeto a ser investido, diante dos demais.

O processo de simulação foi indispensável para alcançar resultados sem custos de processo, visto que as práticas laboratoriais que embasam este tipo de pesquisa são onerosas. Além disso, a maioria dos dados foram retirados de banco de dados da ANP e o restante, da literatura, indicando que práticas de simulação com valores aproximados aos reais podem ser implementadas em atividades acadêmicas escolares.

Como sugestão de trabalhos futuros, visa-se analisar laboratorialmente os efeitos da adsorção dos três polímeros considerados neste trabalho em diferentes rochas com diferentes porosidades. Tal estudo ajudaria a embasar mais simulações e a aproximar ainda mais os resultados com soluções práticas.

Na literatura existem diversas simulações acerca da injeção de polímero. No entanto, este trabalho tem a sua importância e originalidade à medida que apresenta a simulação do referido processo com dados de entrada pertinentes à região amazônica, com características do óleo e da rocha reservatório comuns à Bacia do Solimões.

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

ALMEIDA, G. S. G.; SOUZA, W. B. Engenharia de polímeros: tipos de aditivos, propriedades e aplicações. 1ª edição. São Paulo: Érica, 2015.

ARNOLD, K.; STEWART, M. Design of Oil-handling Systems and Facilities. 3ª edição. Texas: Gulf Professional Publishing, 2007.

BARATA, Cleber Furtado; CAPUTO, Mário Vincente. Geologia do petróleo da Bacia do Solimões: o "estado da arte". PDPetro, Campinas, outubro, 2007.

BERG, J. M.; TYMOCZKO, J. L.; GATTO, G. J.; STRYER, L. Bioquímica. 9ª edição. Rio de Janeiro: Guanabara Koogan, 2021.

BORGES, Caroline; VENDRUSCOLO, Claire. Goma xantana: características e condições operacionais de produção. Ciências Biológicas e da Saúde, Londrina, v. 29, n. 2, p. 171-188, dezembro, 2008.

BORNIA, A. C. Análise gerencial de custos: aplicação em empresas modernas. 3ª edição. São Paulo: Atlas Ltda, 2008.

CMG. Polymer Injection Modelling in IMEX/STARS/GEM from Calgary. Disponível em: <<https://www.cmgl.ca/training/online/polymer-injection-modeling-imexstarsgem-calgary>>. Acesso em: 11, Agosto de 2021.

Confederação Nacional da Indústria. Especificação do gás natural: oportunidades e experiência internacional. Brasília: CNI, 2019.

CORRÊA, O. L. S. Petróleo: Noções sobre Exploração, Perfuração, Produção e Microbiologia. Rio de Janeiro: Interciência, 2012.

COSTA, Sara; PINHO, Allan; SANTOS, Evania. Caracterização Física, Química e Biológica da Goma Xantana Comercial. Revista de Engenharias da Faculdade Salesiana, n. 10, p. 25-30, 2019.

Cotação do barril de petróleo Brent. Disponível em: <<https://br.investing.com/commodities/brent-oil>>. Acesso em: 12/09/2021.

DINIZ, Denis; DRUZIAN, Janice; AUDIBERT, Samara. Produção de Goma Xantana por Cepas Nativas de Xanthomonas campestris a partir da casca de cacau ou soro de leite. Polímeros, 22, n. 3, p. p. 278-281, 2012.

DREYER, Juliana Pricila. Eletrofiação do poli(óxido de etileno) e acetato de celulose e a influência da incorporação de aromatizantes no processo de eletrofiação. Orientador: Edson Minatti. 2015. 109. Mestrado – Química, Universidade Federal de Santa Catarina, Florianópolis. 2015. Disponível em: <<https://repositorio.ufsc.br/handle/123456789/159642>>. Acesso em: 07, Abril de 2021.

GAUTO, M. Petróleo e Gás: princípios de exploração, produção e refino. Porto Alegre: Bookman, 2016.

HASTINGS, D. F. Análise financeira de projetos de investimento de capital. 1ª edição. São Paulo: Saraiva, 2013.

LEONEL, R. F. Polímeros e cerâmicas. Curitiba: InterSaberes, 2020.

LUCIA, F.J. Carbonate Reservoir Characterization. Berlin: Springer-Verlag, 1999.

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

MANO, E. B.; MENDES, L. C. Introdução a polímeros. 2ª edição. São Paulo: Blucher, 1999.

MEDEIROS, Gabriela Brunosi. Preparação e caracterização de nanofibras de zeína/poli(óxido de etileno) por eletrofiação em solução. Orientadora: Elisângela Corradini. 2018. 94. Mestrado – Ciência e Engenharia de Materiais, Universidade Tecnológica Federal do Paraná, Londrina. 2015. Disponível em: <http://repositorio.utfpr.edu.br:8080/jspui/bitstream/1/3539/1/LD_PPGCEM_M_Medeiros%20c%20Gabriela%20Brunosi_2018.pdf>. Acesso em: 07, Novembro de 2020.

NASCIMENTO, Luiz Antonio do. Aplicação da poliacrilamida na floculação de cátions metálicos. Orientadora: Márcia Maria Lima Duarte. 2017. 125. Doutorado – Engenharia Química, Universidade Federal do Rio Grande do Norte, Natal. 2017. Disponível em: <https://repositorio.ufrn.br/bitstream/123456789/25228/1/LuizAntonioDoNascimento_TESE.pdf>. Acesso em: 07, Abril de 2021.

NERY, T. B. R., BRANDÃO, L. V. Biossíntese de Goma Xantana a partir da fermentação de soro de leite: rendimento e viscosidade. Química Nova, v. 31, n. 8, pp. 1937-1941, 2008.

NETO, A. A. Valuation - Métricas de Valor e Avaliação de Empresas. 3ª ed. São Paulo: Atlas, 2019.

Preço comercial da Goma Xantana. Disponível em: <https://www.orionprodutoscientificos.com.br/goma-xantana-500g-exodo-cientifica?utm_source=Site&utm_medium=GoogleMerchant&utm_campaign=GoogleMerchant>. Acesso em: 11/09/2021.

Preço comercial da Poliacrilamida. Disponível em: <https://www.orionprodutoscientificos.com.br/acrilamida-ps-500g-exodo-cientifica?utm_source=Site&utm_medium=GoogleMerchant&utm_campaign=GoogleMerchant>. Acesso em: 11/09/2021.

Preço comercial do Poli(óxido de etileno). Disponível em: <<https://www.lojasynth.com/reagentes-analiticasmaterias-primas/reagentes-analiticasmaterias-primas/etileno-glicol-1100g-puro-embalagem-5000ml?parceiro=2827>>. Acesso em: 11/09/2021.

ROSA, A. J.; CARVALHO, R. S.; XAVIER, J. A. D. Engenharia de Reservatórios de Petróleo. 3ª edição. São Paulo: Interciência, 2006.

SAMANEZ, C. P. Matemática financeira: aplicações à análise de investimentos. 4ª edição. São Paulo: Pearson Prentice Hall, 2007.

SILVA, E. C. Como administrar o fluxo de caixa das empresas. 10ª ed. São Paulo: Atlas, 2018.

SILVA, Krícia Joabe Baião da. Estudo da interação do poli(óxido de etileno) com os surfactantes SDS e SDBS. Orientador: Alvaro Vianna N. de C. Teixeira. 2013. 40. Graduação – Física, Universidade Federal de Viçosa, Minas Gerais. 2013. Disponível em: <<http://www.lmffc.ufv.br/wp-content/uploads/Monografia-vers%C3%A3o-final-corrigida.pdf>>. Acesso em: 07, Abril de 2021.

SILVA, Paula Thamy Costantini. Estudo de alternativas de arranjos submarinos de produção com o uso de manifolds e bombas multifásicas: otimização da vazão e análise financeira. Orientador: Virgílio José Martins Ferreira Filho. 2015. 75. Graduação – Engenharia de Petróleo, Escola Politécnica da Universidade Federal do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro. 2015. Disponível em: <<http://repositorio.poli.ufrj.br/monografias/monopoli10014158.pdf>>. Acesso em: 07, Novembro de 2020.

SORBIE, K. S. Polymer - improved oil recovery. Glasgow and London: Blackie and Son Ltd, 1991.

THOMAS, J. E. Fundamentos de Engenharia de Petróleo. 2 ed. Rio de Janeiro : Interciência, 2004.

VELOSO, Y.; CRUZ, A.; MACHADO, L.; SANTANA, A. P. S. C. Método de recuperação avançada de petróleo utilizando injeção de glicerina bruta e polímeros. Ciências exatas e tecnológicas, Aracaju, v. 2, n. 2, p. 37-48, 2014. Disponível em: <<https://periodicos.set.edu.br/cadernoexatas/article/view/1744/1020>>. Acesso em: 17, Agosto de 2021.

ANEXO A – PRINCÍPIOS BÁSICOS DE MODELAGEM NUMÉRICA DE RESERVATÓRIOS DE PETRÓLEO

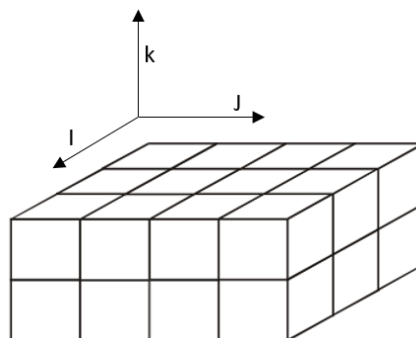
Os simuladores numéricos aplicados aos reservatórios de petróleo geralmente servem ao propósito de prever a produção e as condições de reservatório sob determinadas situações de desenvolvimento (ALVARADO; MANRIQUE, 2017). Para tanto, regem-se de acordo com diversas leis e equações matemáticas, bem como considerações pertinentes à resolução prática de um problema.

Os simuladores atuantes na Engenharia de Reservatórios podem ser classificados de acordo com a quantidade de direções analisadas (ROSA et al., 2011). Dessa forma, podem ser:

- Monofásicos: quando consideram e analisam um fenômeno apenas em uma única direção (I);
- Bifásicos: quando consideram e analisam um fenômeno em duas direções (I x J), gerando uma malha;
- Trifásicos: quando consideram e analisam um fenômeno em três direções (I x J x K), analisando um bloco volumétrico no plano 3D.

Os simuladores trifásicos são mais aplicados no ramo, pois, permitem uma compreensão mais detalhada do escoamento dos fluidos em um reservatório.

Figura 31 – Representação de um simulador numérico tridimensional



Fonte: Adaptado de Rosa et al. (2011).

Quanto à quantidade de fases, isto é, fluidos, considerados na simulação, o simulador também pode ser classificado (ROSA et al., 2011):

- Monofásicos: quando consideram a presença de apenas uma fase, podendo ser apenas gás, ou apenas óleo, ou ainda, apenas água;

- Bifásicos: quando consideram apenas duas fases presentes no reservatório (gás e água ou óleo e água);
- Trifásicos: quando consideram a presença de três fases no reservatório, isto é, água, gás e óleo.

Tal classificação não traduz que haja apenas fluidos com uma, duas ou três composições químicas no reservatório. Dessa forma, em uma simulação de um reservatório de petróleo, existem três métodos principais para tratar os fluidos nele presentes: modelo *black oil*, modelo composicional e o modelo térmico (ROSA et al., 2011).

O modelo *black oil* considera a presença de óleo, água e gás com composição única (ALVARADO; MANRIQUE, 2017). É uma consideração importante a se fazer a fim de facilitar as simulações. Para isso se utilizam valores médios composicionais de óleo e do gás.

O modelo composicional, por sua vez, considera uma análise química mais complexa dos fluidos do reservatório (ROSA et al., 2011). Dessa forma, o óleo é subdividido em várias frações distintas, como hexano, heptano e nafta, por exemplo. Assim como o gás será analisado em suas várias frações (metano, etano, propano, entre outros).

O modelo térmico é geralmente utilizado quando se aplicam aos reservatórios os métodos térmicos de recuperação de petróleo, gerando um estudo mais detalhado sobre a variação de temperatura dentro do reservatório (ROSA et al., 2011).

Alvarado e Manrique (2017) definem 6 etapas que deverão ser concluídas para a concretização de uma simulação analítica de reservatório:

- Etapa 1.** Definir objetivos claros: deve-se estabelecer previamente as metas a serem alcançadas com a simulação para que ela ocorra de forma mais eficiente;
- Etapa 2.** Coletar dados: é necessário coletar informações que possam expressar no *software* simulador as características reais do reservatório em análise;
- Etapa 3.** Selecionar os métodos de EOR: nessa etapa deverá ser realizado o *screening*, isto é, averiguar quais das técnicas de recuperação melhor se encaixa às características do reservatório;
- Etapa 4.** Estabelecer parâmetros críticos para o projeto: nessa etapa deve-se prever quais parâmetros poderão apresentar inconsistências ao longo da simulação. Tal previsão poderá ser feita mediante exemplo de outros campos produtores do mundo que se utilizaram da mesma técnica e tiveram problemas operacionais;

- Etapa 5.** Dividir o reservatório: consiste em dividir o reservatório em zonas que possuem as mesmas características geológicas, como porosidade e permeabilidade;
- Etapa 6.** Ajuste do histórico local: utiliza-se o histórico de produção para estimar a continuidade de recuperação de hidrocarbonetos;
- Etapa 7.** Análise de sensibilidade: realiza-se análise quantitativa com variáveis que são dependentes entre si;
- Etapa 8.** Análise de decisão: as informações geradas nas etapas anteriores deverão ser suficientes para embasar uma tomada de decisão no Plano de Desenvolvimento do Reservatório. Apesar disso, caso não embase, deverá ser providenciado uma análise VDI (análise do valor da informação).