

UNIVERSIDADE FEDERAL DE ALAGOAS

**CENTRO DE TECNOLOGIA
CURSO DE ENGENHARIA DE PETRÓLEO**

**SIMULAÇÃO DA RECUPERAÇÃO DE ÓLEOS PESADOS EM MODELO DE
RESERVATÓRIO DA BACIA SERGIPE-ALAGOAS**

AUREO ALVES DE SOUZA NETO

Trabalho de Conclusão de Curso

Orientador: Leonardo Mendonça Tenório de Magalhães Oliveira

**Maceió
2021**

UNIVERSIDADE FEDERAL DE ALAGOAS

**CENTRO DE TECNOLOGIA
CURSO DE ENGENHARIA DE PETRÓLEO**

**SIMULAÇÃO DA RECUPERAÇÃO DE ÓLEOS PESADOS EM MODELO DE
RESERVATÓRIO DA BACIA SERGIPE-ALAGOAS**

AUREO ALVES DE SOUZA NETO

Trabalho de Conclusão de Curso apresentado ao colegiado do curso de Engenharia de Petróleo para a obtenção do título de Engenheiro de Petróleo pela Universidade Federal de Alagoas.

Orientador: Leonardo Mendonça Tenório de Magalhães Oliveira

Maceió

2021

Catálogo na fonte
Universidade Federal de Alagoas
Biblioteca Central
Divisão de Tratamento Técnico

Bibliotecário: Marcelino de Carvalho Freitas Neto – CRB-4 – 1767

S729s Souza Neto, Aureo Alves de.

Simulação da recuperação de óleos pesados em modelo de reservatório da bacia Sergipe-Alagoas / Aureo Alves de Souza Neto. – Maceió, 2021.
112 f. : il., grafs. e tabs. color.

Orientador: Leonardo Mendonça Tenório de Magalhães Oliveira.
Monografia (Trabalho de conclusão de curso em Engenharia de Petróleo) – Universidade Federal de Alagoas. Centro de Tecnologia. Maceió, 2021.

Bibliografia: f. 108-112.

1. Simulação de reservatórios. 2. Recuperação terciária do petróleo. 3. Sergipe-Alagoas, Bacia. 4. Bacias sedimentares. 5. Condições econômicas. I. Título.

CDU: 62-634.2

RESUMO

Atrelada a alta demanda pelo petróleo da sociedade contemporânea a ideia de escassez do óleo é um constante problema enfrentado pela indústria petrolífera. Uma possível solução é a busca pelo aumento da produção de óleos pesados em campos maduros, que possuem reservas abundantes, através de métodos de recuperação avançados. A Bacia Sergipe-Alagoas engloba diversos reservatórios maduros que apresentam um declínio da sua produção possíveis de serem revitalizados por meio dessas técnicas, que podem ser obtidas de maneira computacional, através da simulação, buscando entender como será o comportamento do reservatório real e driblar as incertezas presentes nos estudos da engenharia de reservatório. O presente trabalho utilizou dados da Bacia Sergipe-Alagoas encontrados na literatura e realizou estudos de casos alterando diversos parâmetros como o método de recuperação, a vazão de injeção, número de poços e esquema de injeção, executando assim, a simulação computacional, com objetivo de aumentar a eficiência do fator de recuperação de óleo no campo estudado. Foi observado os cenários que apresentaram o melhor fator de recuperação para o caso isotérmico e não isotérmico, para a injeção de água foi obtido um valor de 49,35% de óleo recuperado e no método térmico um fator de recuperação de óleo de 66,83%. Ambos cenários se mostraram economicamente viáveis.

Palavras-chave: simulação de reservatório, recuperação terciária, Bacia Sergipe-Alagoas, avaliação econômica, óleos pesados.

ABSTRACT

Coupled with the high demand for oil in contemporary society the idea of oil scarcity is a constant problem faced by the oil industry. A possible solution is the search for increased production of heavy oils in mature fields, which have abundant reserves, through enhanced oil recovery methods. The Bacia Sergipe-Alagoas encompasses several mature reservoirs that show declining production that can be revitalized through these techniques, which can be obtained in a computational way, through simulation, seeking to understand how the real reservoir will behave and circumvent the present uncertainties in reservoir engineering studies. The presente work used data from the Bacia Sergipe-Alagoas found in the literature and carried out case studies changing different parameters such as recovery method, injection flow, number of wells and injection scheme, thus carrying out the computational simulation, in order to increase the efficiency of the oil recovery factor in the field studied. It was observed the scenarios that presented the best recovery factor for the isothermal and non-isothermal case, for the water injection a value of 49.35% of recovered oil was obtained and in the termal method an oil recovery factor of 66.83%. Both scenarios proved to be economically viable

Keywords: reservoir simulation, enhanced oil recovery, Bacia Sergipe-Alagoas, economic evaluation, heavy oils.

LISTA DE TABELAS

Tabela 1 – Modelo físico utilizado no trabalho.....	54
Tabela 2 – Principais parâmetros de óleo e formação.....	56
Tabela 3 – Propriedades da formação rochosa.....	59
Tabela 4 – Propriedades físicas dos fluidos.....	59
Tabela 5 – Propriedades dos fluidos sob análise térmica.....	60
Tabela 6 – Considerações iniciais de simulação.....	62
Tabela 7 – Considerações gerais de simulação.....	62
Tabela 8 – Análise de qualidade das malhas.....	64
Tabela 9 – Comparação do fator de recuperação entre os casos analisados.....	102

LISTA DE FIGURAS

Figura 1 – Diagrama de pressão-temperatura típico para um sistema de multicomponentes. (Fonte: Ahmed, 2001).....	20
Figura 2 – Localização da Bacia de Sergipe-Alagoas. (Fonte: ANP, 2012).....	22
Figura 3 – Mapa de localização do Campo de Tabuleiro dos Martins (Fonte: ANP, 2016).....	23
Figura 4 – Mecanismo de gás em solução. (Fonte: Allen e Roberts, 1997).....	24
Figura 5 – Mecanismo de capa de gás. (Fonte: Allen e Roberts, 1997).....	25
Figura 6 – Mecanismo de influxo de água. (Fonte: Allen e Roberts, 1997).....	26
Figura 7 – Mecanismo combinado. (Fonte: Allen e Roberts, 1997).....	26
Figura 8 – Fases da vida de um campo de petróleo. (Fonte: Naveira, 2007).....	27
Figura 9 – Métodos de recuperação. (Fonte: Nascimento, 2012).....	28
Figura 10 – Injeção na base. (Fonte: Rosa, 2011).....	30
Figura 11 – Injeção no topo. (Fonte: Rosa, 2011).....	31
Figura 12 – Configurações de malha cinco poços, sete poços e nove poços. (Fonte: Naveira, 2007).....	31
Figura 13 – Representação do ganho de óleo utilizando os métodos de recuperação avançados. (Fonte: Aquino, 2004).....	33
Figura 14 – Viscosidade do óleo em função da temperatura. (Fonte: Barillas, 2005)....	34
Figura 15 – Injeção contínua de vapor. (Fonte: Fernandes, 2016).....	35
Figura 16 – Injeção cíclica de vapor. (Fonte: Fernandes, 2016 e Sefton Resources Inc, 2010).....	36
Figura 17 – Processo de SAGD. (Fonte: Fernandes, 2016).....	37
Figura 18 – Injeção miscível de CO ₂ . (Fonte: Basile, 2015).....	39
Figura 19 – Discretização do reservatório no espaço. (Fonte: Adaptado de Cotia, 2012).....	44
Figura 20 – Evolução da área invadida sujeito a injeção de água. (Fonte: Adaptado de Quintella, 2012).....	47
Figura 21 – Fluxograma de metodologia do trabalho. (Fonte: Autor, 2020).....	53

Figura 22 – Geometria quadrática com injeção <i>five-spot</i> . (Fonte: Autor, 2020).....	55
Figura 23 – Geometria quadrática com injeção <i>nine-spot</i> (Fonte: Autor, 2020).....	56
Figura 24 – a) Malha <i>five-spot</i> e b) Malha <i>nine-spot</i>	56
Figura 25 – Escoamento de água nos intervalos de 2920h, 5840h e 8760h. (Fonte: Autor, 2021).....	66
Figura 26 – Escoamento de água nos intervalos de 2920h e 8760h no plano vertical. (Fonte: Autor, 2021).....	67
Figura 27 – Fator de recuperação do primeiro cenário avaliado (Fonte: Autor, 2021).....	68
Figura 28 – Escoamento de água nos intervalos de 2920h, 5840h e 8760h. (Fonte: Autor, 2021).....	68
Figura 29 – Escoamento de água nos intervalos de 2920h e 8760h no plano vertical. (Fonte: Autor, 2021).....	69
Figura 30 – Fator de recuperação do segundo cenário avaliado (Fonte: Autor, 2021).....	69
Figura 31 – Escoamento de água nos intervalos de 2920h, 5840h e 8760h. (Fonte: Autor, 2021).....	70
Figura 32 – Escoamento de água nos intervalos de 2920h e 8760h no plano vertical. (Fonte: Autor, 2021).....	70
Figura 33 – Fator de recuperação do terceiro cenário avaliado (Fonte: Autor, 2021).....	71
Figura 34 – Escoamento de água nos intervalos de 2920h, 5840h e 8760h. (Fonte: Autor, 2021).....	71
Figura 35 – Escoamento de água nos intervalos de 2920h e 8760h no plano vertical. (Fonte: Autor, 2021).....	72
Figura 36 – Fator de recuperação do quarto cenário avaliado (Fonte: Autor, 2021).....	72
Figura 37 – Escoamento de água nos intervalos de 2920h, 5840h e 8760h. (Fonte: Autor, 2021).....	73
Figura 38 – Escoamento de água nos intervalos de 2920h e 8760h no plano vertical. (Fonte: Autor, 2021).....	73

Figura 39 – Fator de recuperação do quinto cenário avaliado (Fonte: Autor, 2021).....	74
Figura 40 – Escoamento de água nos intervalos de 2920h, 5840h e 8760h. (Fonte: Autor, 2021).....	74
Figura 41 – Escoamento de água nos intervalos de 2920h e 8760h no plano vertical. (Fonte: Autor, 2021).....	74
Figura 42 – Fator de recuperação do sexto cenário avaliado (Fonte: Autor, 2021).....	75
Figura 43 – Escoamento de água nos intervalos de 2920h, 5840h e 8760h. (Fonte: Autor, 2021).....	76
Figura 44 – Escoamento de água nos intervalos de 2920h e 8760h no plano vertical. (Fonte: Autor, 2021).....	76
Figura 45 – Fator de recuperação do sétimo cenário avaliado (Fonte: Autor, 2021).....	77
Figura 46 – Escoamento de água nos intervalos de 2920h, 5840h e 8760h. (Fonte: Autor, 2021).....	77
Figura 47 – Escoamento de água nos intervalos de 2920h e 8760h no plano vertical. (Fonte: Autor, 2021).....	78
Figura 48 – Fator de recuperação do oitavo cenário avaliado (Fonte: Autor, 2021).....	78
Figura 49 – Escoamento de água nos intervalos de 2920h, 5840h e 8760h. (Fonte: Autor, 2021).....	79
Figura 50 – Escoamento de água nos intervalos de 2920h e 8760h no plano vertical. (Fonte: Autor, 2021).....	79
Figura 51 – Fator de recuperação do nono cenário avaliado (Fonte: Autor, 2021).....	79
Figura 52 – Escoamento de água nos intervalos de 2920h, 5840h e 8760h. (Fonte: Autor, 2021).....	80
Figura 53 – Escoamento de água nos intervalos de 2920h e 8760h no plano vertical. (Fonte: Autor, 2021).....	80
Figura 54 – Fator de recuperação do décimo cenário avaliado (Fonte: Autor, 2021).....	81
Figura 55 – Escoamento de água nos intervalos de 2920h, 5840h e 8760h. (Fonte: Autor, 2021).....	81

Figura 56 – Escoamento de água nos intervalos de 2920h e 8760h no plano vertical. (Fonte: Autor, 2021).....	81
Figura 57 – Fator de recuperação do décimo primeiro cenário avaliado (Fonte: Autor, 2021).....	82
Figura 58 – Escoamento de água nos intervalos de 2920h, 5840h e 8760h. (Fonte: Autor, 2021).....	83
Figura 59 – Escoamento de água nos intervalos de 2920h e 8760h no plano vertical. (Fonte: Autor, 2021).....	83
Figura 60 – Fator de recuperação do décimo segundo cenário avaliado (Fonte: Autor, 2021).....	83
Figura 61 – Escoamento de água nos intervalos de 2920h, 5840h e 8760h. (Fonte: Autor, 2021).....	84
Figura 62 – Escoamento de água nos intervalos de 2920h e 8760h no plano vertical. (Fonte: Autor, 2021).....	85
Figura 63 – Fator de recuperação do primeiro cenário avaliado (Fonte: Autor, 2021).....	86
Figura 64 – Escoamento de água nos intervalos de 2920h, 5840h e 8760h. (Fonte: Autor, 2021).....	86
Figura 65 – Escoamento de água nos intervalos de 2920h e 8760h no plano vertical. (Fonte: Autor, 2021).....	87
Figura 66 – Fator de recuperação do segundo cenário avaliado (Fonte: Autor, 2021).....	87
Figura 67 – Escoamento de água nos intervalos de 2920h, 5840h e 8760h. (Fonte: Autor, 2021).....	88
Figura 68 – Escoamento de água nos intervalos de 2920h e 8760h no plano vertical. (Fonte: Autor, 2021).....	88
Figura 69 – Fator de recuperação do terceiro cenário avaliado (Fonte: Autor, 2021).....	89
Figura 70 – Escoamento de água nos intervalos de 2920h, 5840h e 8760h. (Fonte: Autor, 2021).....	89
Figura 71 – Escoamento de água nos intervalos de 2920h e 8760h no plano vertical. (Fonte: Autor, 2021).....	90
Figura 72 – Fator de recuperação do quarto cenário avaliado (Fonte: Autor, 2021).....	90

Figura 73 – Escoamento de água nos intervalos de 2920h, 5840h e 8760h. (Fonte: Autor, 2021).....	91
Figura 74 – Escoamento de água nos intervalos de 2920h e 8760h no plano vertical. (Fonte: Autor, 2021).....	91
Figura 75 – Fator de recuperação do quinto cenário avaliado (Fonte: Autor, 2021).....	92
Figura 76 – Escoamento de água nos intervalos de 2920h, 5840h e 8760h. (Fonte: Autor, 2021).....	92
Figura 77 – Escoamento de água nos intervalos de 2920h e 8760h no plano vertical. (Fonte: Autor, 2021).....	93
Figura 78 – Fator de recuperação do sexto cenário avaliado (Fonte: Autor, 2021).....	93
Figura 79 – Escoamento de água nos intervalos de 2920h, 5840h e 8760h. (Fonte: Autor, 2021).....	94
Figura 80 – Escoamento de água nos intervalos de 2920h e 8760h no plano vertical. (Fonte: Autor, 2021).....	94
Figura 81 – Fator de recuperação do sétimo cenário avaliado (Fonte: Autor, 2021).....	95
Figura 82 – Escoamento de água nos intervalos de 2920h, 5840h e 8760h. (Fonte: Autor, 2021).....	95
Figura 83 – Escoamento de água nos intervalos de 2920h e 8760h no plano vertical. (Fonte: Autor, 2021).....	96
Figura 84 – Fator de recuperação do oitavo cenário avaliado (Fonte: Autor, 2021).....	96
Figura 85 – Escoamento de água nos intervalos de 2920h, 5840h e 8760h. (Fonte: Autor, 2021).....	97
Figura 86 – Escoamento de água nos intervalos de 2920h e 8760h no plano vertical. (Fonte: Autor, 2021).....	97
Figura 87 – Fator de recuperação do nono cenário avaliado (Fonte: Autor, 2021).....	97
Figura 88 – Escoamento de água nos intervalos de 2920h, 5840h e 8760h. (Fonte: Autor, 2021).....	98
Figura 89 – Escoamento de água nos intervalos de 2920h e 8760h no plano vertical. (Fonte: Autor, 2021).....	98

Figura 90 – Fator de recuperação do décimo cenário avaliado (Fonte: Autor, 2021).....	99
Figura 91 – Escoamento de água nos intervalos de 2920h, 5840h e 8760h. (Fonte: Autor, 2021).....	99
Figura 92 – Escoamento de água nos intervalos de 2920h e 8760h no plano vertical. (Fonte: Autor, 2021).....	99
Figura 93 – Fator de recuperação do décimo primeiro cenário avaliado (Fonte: Autor, 2021).....	100
Figura 94 – Escoamento de água nos intervalos de 2920h, 5840h e 8760h. (Fonte: Autor, 2021).....	101
Figura 95 – Escoamento de água nos intervalos de 2920h e 8760h no plano vertical. (Fonte: Autor, 2021).....	101
Figura 96 – Fator de recuperação do décimo segundo cenário avaliado (Fonte: Autor, 2021).....	101
Figura 97 – Dados e premissas econômicas utilizados na avaliação econômica (Fonte: Adaptado de Spniola (2014), Silva (2012) e Fernandes (2019).....	103
Figura 98 – Resultados da avaliação econômica inicial para o caso isotérmico (Fonte: Autor, 2021).....	104
Figura 99 – Resultados da avaliação econômica inicial para o caso não isotérmico (Fonte: Autor, 2021).....	104
Figura 100 – Curva VPL para a recuperação secundária (Fonte: Autor, 2021).....	105
Figura 101 – Curva VPL para a recuperação terciária (Fonte: Autor, 2021).....	106

LISTA DE SÍMBOLOS

$^{\circ}\text{C}$ – Grau Celsius

P_b – Pressão do ponto de bolha

P_i – Pressã inicial

T – Temperatura

T_c – Temperatura crítica

CO_2 – Gás carbônico

N_2 – Gás Nitrogênio

Φ_e – Porosidade efetiva

Φ_t – Porosidade total

k – Permeabilidade

k_h – Permeabilidade horizontal

k_v – Permeabilidade vertical

μ – Viscosidade

λ_o – Mobilidade do óleo

λ_w – Mobilidade da água

M – Razão de mobilidade

i – Taxa de desconto anual

n – Tempo

T_f – Temperatura em graus Fahrenheit

T_k – Temperatura na escala Kelvin

$\mu_{\text{óleo}}$ = Viscosidade do óleo

$\mu_{\text{água}}$ = Viscosidade da água

Δ = Diferença entre os fatores de recuperação

LISTA DE ABREVIACOES

- ANP – Agencia nacional de petróleo e gás
- API – *American Petroleum Institute*
- ASP – *Alkaline surfactant Polymer*
- CAPEX – *Capital Expenditures*
- CFD – *Computational Fluid Dynamics*
- Cinicial – Investimento inicial do projeto
- c.m.c. – Concentração micelar crítica
- EDP – Equação diferencial parcial
- EOR – *Enhanced Oil Recovery*
- FCn – Fluxo de caixa do período anual
- FR – Fator de recuperação
- GEM – *Generalized Equation-of-State Model Compositional Reservoir Simulator*
- IEA – *International Energy Agency*
- IMEX – *Implicit-Explicit Black Oil Simulator*
- MEOR – *Microbial Enhanced Oil Recovery*
- MMC – Miscível a múltiplos contatos
- MVF – Método dos volumes finitos
- OPEX – *Operational Expenditures*
- SAGD – Drenagem gravitacional de óleo assistida por vapor
- STARS – *Steam, Thermal, and Advanced Processes Reservoir Simulator*
- TMA – Taxa mínima de atratividade
- VPL – Valor presente líquido
- WAG – *Water Alternating Gas*

SUMÁRIO

1. INTRODUÇÃO	17
2. OBJETIVOS	19
2.1. Objetivo Geral	19
2.2. Objetivos Específicos	19
3. REVISÃO DE LITERATURA	19
3.1. Reservatório	19
3.1.1. Tipos de reservatório.....	20
3.1.2. Reservatório no Brasil.....	21
3.1.3. Bacia Sergipe-Alagoas.....	22
3.1.4. Mecanismos de produção.....	23
3.1.4.1. Mecanismo de gás em solução.....	24
3.1.4.2. Mecanismo de capa de gás.....	24
3.1.4.3. Mecanismo de influxo de água.....	25
3.1.4.4. Mecanismo combinado.....	26
3.1.4.5. Segregação gravitacional.....	26
3.2. Métodos de recuperação	27
3.2.1. Recuperação convencional.....	28
3.2.1.1. Projetos de injeção.....	29
3.2.1.2. Fluidos utilizados.....	32
3.2.2. Recuperação terciária.....	32
3.2.2.1. Métodos térmicos.....	33
3.2.2.2. Métodos miscíveis.....	37
3.2.2.3. Métodos químicos.....	39
3.3. Simulação de reservatórios	41
3.3.1. Ferramentas computacionais aplicadas.....	42

3.3.2. Métodos numéricos aplicados.....	43
3.4. Parâmetros de avaliação de reservatórios.....	44
3.4.1. Porosidade.....	44
3.4.2. Permeabilidade.....	45
3.4.3. Saturação.....	45
3.4.4. Viscosidade.....	46
3.4.5. Mobilidade e razão de mobilidade.....	46
3.4.6. Eficiência de varrido.....	47
3.4.7. Fator de recuperação.....	48
3.5. Valor Presente Líquido.....	48
4. ESTADODA ARTE.....	50
5. METODOLOGIA.....	53
5.1. Concepção do modelo físico do reservatório.....	54
5.2. Geração de geometria e malha numérica.....	55
5.3. Indicação dos principais parâmetros de óleo e formação.....	57
5.4. Modelagem de fluxo.....	57
5.5. Estudo de caso.....	58
5.6. Simulação das recuperações secundárias e terciárias.....	59
5.6.1. Condições iniciais e de contorno.....	59
5.6.2. Natureza da Modelagem.....	61
5.7. Análise econômica.....	63
6. RESULTADOS E DISCUSSÕES.....	63
6.1. Qualidade das malhas.....	64
6.2. Caso isotérmico – injeção de água.....	65
6.3. Caso não isotérmico – injeção de água quente.....	84
6.4. Análise econômica.....	102
7. CONCLUSÕES.....	107

8. REFERÊNCIAS.....108

1. INTRODUÇÃO

Um dos principais problemas que a indústria petrolífera enfrenta é a constante possibilidade de escassez do petróleo e ainda, atrelado a isso, a alta demanda consumista da sociedade contemporânea pelo óleo e seus diversos derivados que, conseqüentemente, aumenta essa preocupação.

Uma possível solução para suprir a necessidade humana é a busca pelo aumento da produção de óleo em campos maduros através de técnicas de recuperação. Segundo Chen (2006), o interesse no desenvolvimento destes tipos de campos de petróleo pode ser atribuído a três fatos importantes: na atual situação econômica muitos destes reservatórios de óleos pesados podem ser explorados satisfatoriamente, a abundância das fontes e reservas de óleo pesado e também a crescente escassez de óleo convencional observada.

Essas técnicas de recuperação se pautam na necessidade de se extrair a quantidade de óleo remanescente nos poros da rocha-reservatório através da suplementação da energia do reservatório, que na ausência de tais técnicas, naturalmente decai ao longo da vida produtiva do campo (AMORIM et al., 2017).

A produção de reservatórios de óleo leve ou médio passa tipicamente por três fases. Durante a etapa inicial, fase de recuperação primária, toda a produção de fluidos é devido à energia natural do reservatório. Com o tempo de produção, a dissipação dessa energia reflete-se na queda de produtividade dos poços, sendo necessário então fornecer energia ao reservatório para permitir uma recuperação de óleo adicional. Esta energia adicional é usualmente provida através da injeção de água ou gás. Esta fase de produção do campo é chamada de recuperação secundária ou por métodos convencionais. Porém, mesmo após esta fase, uma grande reserva de óleo pode permanecer no reservatório. Os métodos especiais de recuperação são aplicados na terceira fase de produção do campo, objetivando principalmente mobilizar esse óleo residual (ALMEIDA, 2015).

De acordo com a Agencia Nacional de Petróleo, Gás Natural e Biocombustível, ANP (2020) a exploração e produção de petróleo e gás natural na Bacia de Sergipe-Alagoas é uma importante atividade econômica para região há mais de 50 anos. Considerando a Bacia como um todo, a produção de Sergipe-Alagoas é da ordem de 39.850 barris de óleo equivalente por dia (dezembro/2018), o que representa cerca de 1,2% da produção nacional. A curva de produção diária média de óleo dos últimos 20

anos da Bacia de Sergipe-Alagoas pode ser visualizada no Anuário estatístico brasileiro do petróleo, gás natural e biocombustíveis 2020 da ANP. De acordo com isso, na Sergipe-Alagoas, observa-se o declínio da produção de óleo, especialmente nos últimos cinco anos, isso ocorre principalmente pelo estágio de maturidade desses campos, que já vêm produzindo há 50 anos. Portanto, como esperado, a energia desses campos está em decadência possibilitando um cenário de recuperação secundária e terciária visando aumentar novamente essa produção.

Como nessa indústria as cifras são exorbitantes, o método mais utilizado para obter informações sobre desempenho de um campo é a simulação computacional.

Dentre as principais ferramentas usadas para a pesquisa envolvendo escoamento de fluidos, se encontra a fluidodinâmica computacional, a qual, a partir de modelos matemáticos representativos do processo, executa simulações baseadas em um volume de controle geométrico, chamado aqui de malha, com a forma e características físico-químicas idênticas ao sistema real de escoamento (OLIVEIRA, 2015).

Mais especificamente, pode ser analisado o comportamento de um reservatório quando sujeito à injeção de diferentes tipos de fluido, a exemplo da água ou gás, de forma que o óleo seja forçado a deslocar-se em direção aos poços produtores. Pode-se também observar a injeção de água quente ou vapor d'água visando a redução da viscosidade do petróleo, facilitando assim, o escoamento do mesmo até em consequência de um aumento de sua mobilidade (CUNHA, 2010).

Seguindo essa linha, o presente trabalho pretende simular métodos de recuperação em um modelo simplificado do campo maduro de Tabuleiro dos Martins, da Bacia Sergipe-Alagoas, variando parâmetros operacionais como número de poços e esquemas de injeção e também o tipo de método de recuperação utilizado. O estudo forneceu diversos resultados em diferentes cenários testados, concluindo que os métodos de recuperação se mostraram eficazes e economicamente viáveis, com destaque para a recuperação terciária utilizando o sistema *five-spot*.

2. OBJETIVOS

2.1. Objetivo Geral

Estudar alternativas para aumentar a eficiência do fator de recuperação de óleo em modelos simplificados de reservatório da Bacia Sergipe-Alagoas através de métodos de recuperação utilizando simulação computacional.

2.2. Objetivos Específicos

- Definir a geometria do reservatório e gerar uma malha numérica;
- Modelar numericamente o fluxo de fluidos variando a vazão de injeção, número de poços e o sistema de injeção;
- Realizar simulações de métodos de recuperação secundária e terciária, utilizando a injeção de água e injeção de água quente;
- Elaborar uma análise econômica do método que apresentar os melhores resultados, em termos de fator de recuperação, em relação ao preço do petróleo e os custos relacionados ao método.

3. REVISÃO DE LITERATURA

3.1. Reservatórios de petróleo

O petróleo é gerado em uma rocha conhecida como geradora e na sequência passa pelo processo de acumulação, para ocorrer essa acumulação é necessário que aconteça a expulsão do petróleo da rocha geradora (migração primária) e que ele continue seu percurso por meio de uma rocha porosa e permeável até ser interceptado por uma rocha selante (impermeável). Essa rocha em que o petróleo fica acumulado denomina-se reservatório (migração secundária) (ARAÚJO, 2015). A junção desses elementos denomina-se Sistema Petrolífero.

Após as migrações, o petróleo tende a se acumular na chamada rocha reservatório, a qual pode ter qualquer origem ou natureza, mas deve, como principal característica

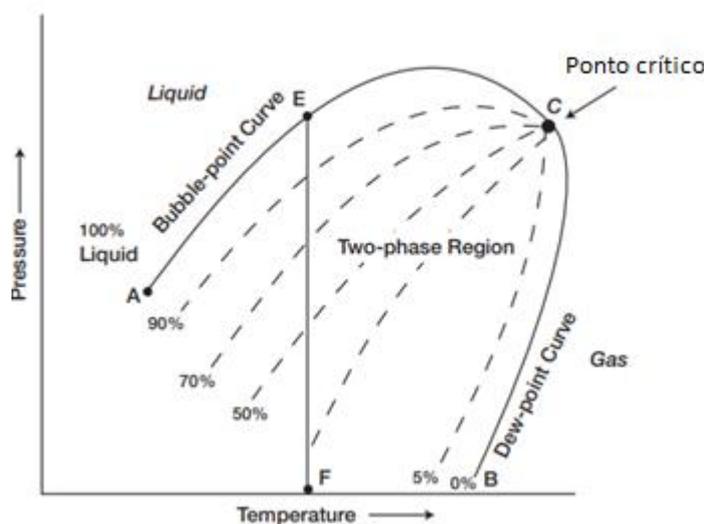
apresentar espaços vazios em seu interior, ou seja, apresentar um grau regular de porosidade para lhe conferir permeabilidade (ROSA, 2011).

Segundo Ahmed (2001) os sistemas de hidrocarbonetos de ocorrência natural encontrados em reservatórios de petróleo são misturas de compostos orgânicos que apresentam comportamento multifásico em amplas faixas de pressões e temperaturas. Essas acumulações de hidrocarbonetos podem ocorrer no estado gasoso, no estado líquido, no estado sólido, ou em várias combinações de gás, líquido e sólido.

3.1.1. Tipos de reservatórios

Os reservatórios de hidrocarbonetos são divididos conforme o estado físico de seus componentes de acordo com um diagrama de fase do sistema, mais especificamente, utilizando um diagrama de pressão-temperatura, como pode ser visto na Figura 1 abaixo.

Figura 1 – Diagrama de pressão-temperatura típico para um sistema de multicomponentes.



Fonte: Ahmed (2001).

De acordo com Ahmed (2001), em geral os reservatórios são convenientemente classificados com base na localização do ponto que representa a pressão inicial do reservatório (P_i) e temperatura (T) em relação ao diagrama de pressão-temperatura do fluido do reservatório. Seguindo isso, podem ser divididos basicamente em dois tipos:

- Reservatórios de óleo – Se a temperatura do reservatório (T) é menor que a temperatura crítica (T_c) do fluido do reservatório.

- Reservatórios de gás – Se a temperatura do reservatório (T) é maior que a temperatura crítica (T_c) do fluido do reservatório.

Dependendo da pressão inicial (P_i), os reservatórios de óleo podem ser sub classificados em sub saturado se P_i é maior que a pressão do ponto de bolha (P_b), saturado se P_i é igual a P_b e caso P_i seja menor que P_b o reservatório é classificado como *gas-cap reservoir*.

3.1.2. Reservatórios no Brasil

De acordo com a ANP (2020), no fim de 2019 as reservas totais de petróleo do Brasil foram contabilizadas em 21,8 bilhões de barris, volume 10,3% menor que em 2018. Por sua vez, as reservas provadas totalizaram 12,7 bilhões de barris, queda de 5,4% em relação a 2018, das quais 457,6 milhões de barris em terra e 12,3 bilhões em mar.

Zainul et al. (1997) define reservas provadas como as quantidades remanescentes de óleo ou gás que podem ser estimadas com razoável certeza de ser recuperados de acumulações conhecidas a uma data específica, sob condições econômicas existentes pelas praticas operacionais estabelecidas e sob as regulamentações governamentais, e as reservas totais são as somas de todas reservas provadas, prováveis e possíveis.

Observando os levantamentos da ANP (2020), os estados de Amazonas, Maranhão, Ceará, Alagoas, Sergipe, Bahia, Espírito Santo, Rio de Janeiro e São Paulo tiveram redução em suas reservas. Em 2019, o Brasil ocupou a 15ª posição no *ranking* mundial de países com as maiores reservas provadas de petróleo.

Ainda em 2019, a produção nacional de petróleo apresentou alta de 7,8% na comparação anual, atingindo 1 bilhão de barris (média de 2,8 milhões de barris por dia). A produção de petróleo no pré-sal passou de 521,5 milhões de barris em 2018 para 634 milhões de barris em 2019, alcançando, na média, a marca de 1,7 milhão de barris/dia no ano, representando 62,3% da produção nacional total; já produção em mar correspondeu a 96,3% do total (ANP, 2020).

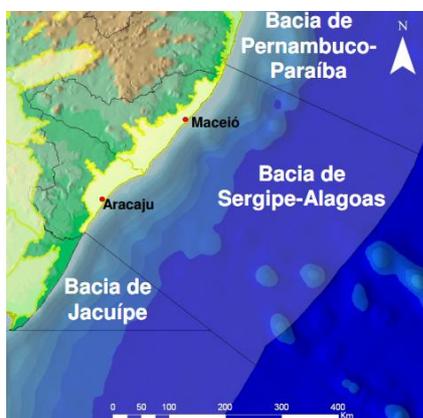
3.1.3. Bacia Sergipe-Alagoas

Conforme mostrado no sumário geológico do ANP (2017) a Bacia de Sergipe-Alagoas (Figura 2) está situada na margem continental da região nordeste do Brasil, abrangendo parte dos estados de Sergipe, Alagoas e uma pequena porção do estado de Pernambuco. Limita-se a norte com a Bacia de Pernambuco-Paraíba pelo Alto de Maragogi, e a sul tem seu limite geográfico com a Bacia de Jacuípe.

Atualmente a bacia conta com 39 campos de petróleo, sendo 36 na fase de produção e 3 na fase desenvolvimento (dados de maio de 2017). Desses 39 campos, 26 estão localizados na Sub-bacia de Sergipe e 13 na Sub-bacia de Alagoas, sendo 8 campos em mar e 31 campos em terra. Os campos terrestres são classificados como maduros.

No mês de janeiro de 2020, a produção diária de petróleo na Bacia de Sergipe-Alagoas (porções marítima e terrestre) foi da ordem de 17 mil barris e a produção diária de gás natural da ordem de 2254 m³.

Figura 2 – Localização da Bacia de Sergipe-Alagoas.

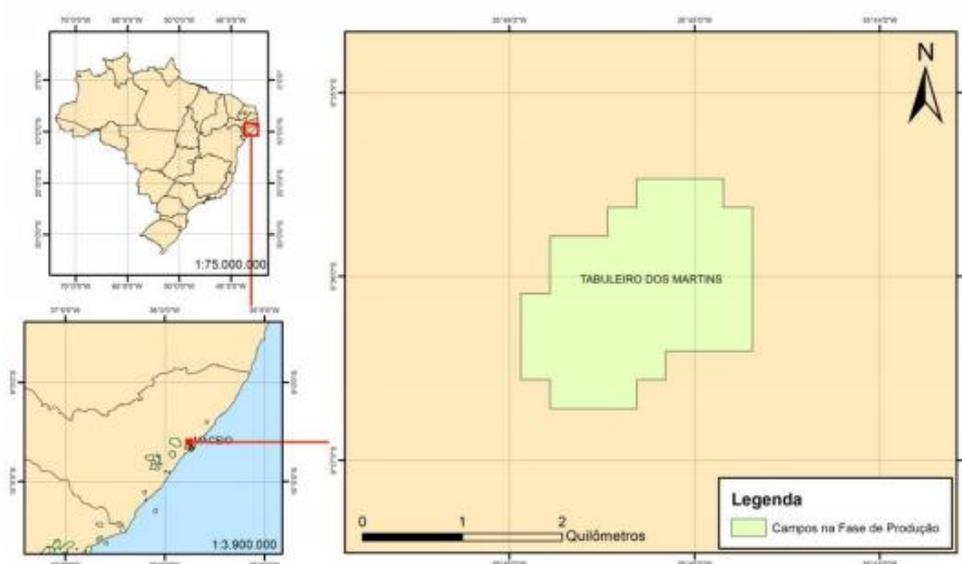


Fonte: ANP (2012).

O campo de Tabuleiro dos Martins é da Formação Maceió e está situado na porção emersa da Bacia de Alagoas, no estado homônimo, dentro do perímetro urbano da cidade de Maceió (Figura 3). Os principais reservatórios do campo são arenitos deltaicos Albianos da Fm. Maceió, com porosidades médias de 16%, saturados com óleo de 22° a 34° API. O mecanismo primário de produção é a atuação de um aquífero e não há injeção

de qualquer fluido com o objetivo de recuperação secundária e/ou melhorada (ANP, 2016).

Figura 3 – Mapa de localização Campo de Tabuleiro dos Martins



Fonte: ANP (2016).

3.1.4. Mecanismos de produção

Segundo Sheng (2011) a recuperação primária é a produção associada à energia natural contida originalmente no reservatório. O fornecimento de energia ocorre através da expansão da rocha e dos fluidos, liberação do gás dissolvido, expansão da capa de gás, influxo de água e segregação gravitacional.

Para que haja produção através de um poço é necessário que a pressão disponível no reservatório vença as perdas de carga que ocorrem durante o fluxo no meio poroso, de modo que o fluido possa chegar ao poço produtor e ser bombeado para as facilidades de produção (ALMEIDA, 2015).

Conforme Queiroz (2006) relatou, a produção ocorre devido a dois efeitos principais:

1. Descompressão – que causa a expansão dos fluidos contidos no reservatório e contração do volume poroso.

2. O deslocamento de um fluido pelo outro – por exemplo a invasão de uma zona de óleo por um aquífero.

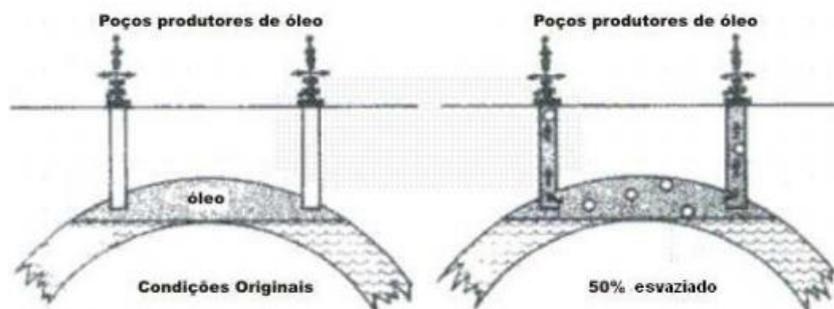
Dá-se o nome de mecanismo de produção de reservatório ao conjunto de fatores que desencadeiam os efeitos de produção. São eles:

3.1.4.1. Mecanismo de gás em solução

No mecanismo de gás em solução, à medida que a energia primária de um reservatório decai, frações de óleo mais leves tendem a vaporizar devido a maior expansão do gás em relação ao líquido e ocorre, com isso, o deslocamento do óleo para fora dos poros (OLIVEIRA, 2015), como ilustra a Figura 4.

Esse tipo de mecanismo tem um aspecto muito marcante que são as baixas recuperações, tipicamente inferiores a 25% do volume original da jazida. A energia se esgota rapidamente, fazendo com que as vazões de produção caiam muito cedo para valores antieconômicos (QUEIROZ, 2006).

Figura 4 – Mecanismo de gás em solução.



Fonte: Allen e Roberts (1997).

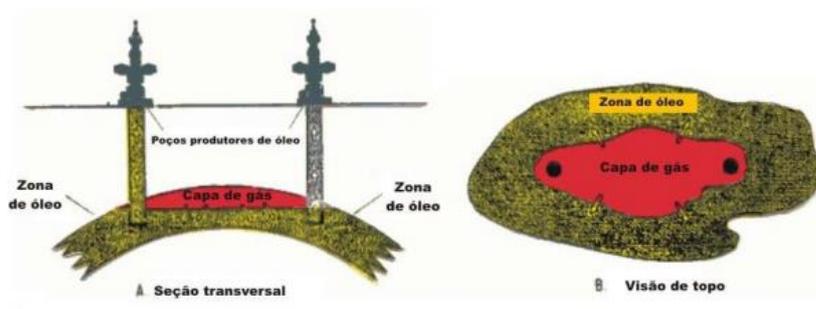
3.1.4.2. Mecanismo de capa de gás

Mecanismo no qual a zona de gás que se situa acima da zona de óleo, expande-se devido à queda de pressão oriunda da produção da zona de óleo. Com essa expansão, o gás começa a ocupar o volume poroso que estava até então ocupados pelo óleo e aos poucos, começa a empurrar o óleo aos canhoneados. Nessa recuperação, os canhoneados não contemplam a zona de gás, e ficam fechados acima da zona de óleo, para formar a capa de gás, e é justamente essa “capa” que fornece pressão de cima para baixo, para o

óleo poder escoar aos canhoneados (SILVA, 2016). A posição da capa de gás no reservatório pode ser observada na Figura 5.

A pressão em reservatórios com a presença de capa de gás pode ser mantida com a injeção de gás na capa de gás, para esse tipo de mecanismo são esperadas recuperações entre 20% e 40% do óleo originalmente existente na formação.

Figura 5 – Mecanismo de capa de gás.



Fonte: Allen e Roberts (1997).

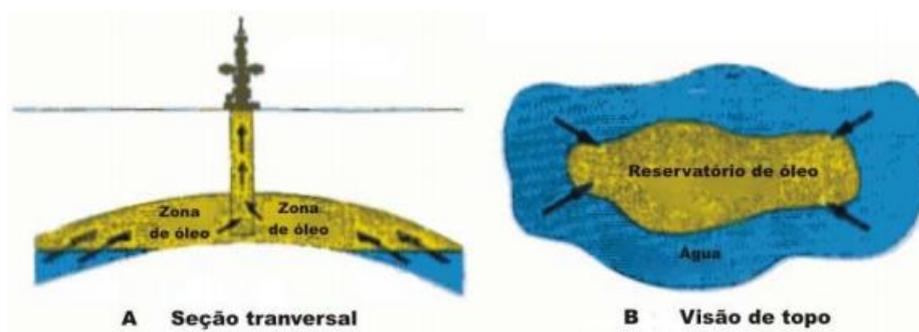
3.1.4.3. Mecanismo de influxo de água

De acordo com Oliveira (2015) neste mecanismo é necessário que se tenha contato com o reservatório alguma outra formação rochosa saturada com grandes volumes de água (aquífero). Ou seja, ambos devem estar intimamente ligados de modo que alterações a formação aquosa provoque alterações no reservatório e vice versa.

Segundo Silva (2016) é o mecanismo onde a água natural do reservatório empurra o óleo ao poço produtor. Em outras palavras, o aquífero que se encontra abaixo da zona de óleo, empurra o óleo até as completações, devido a expansão da água nele contido e a redução do volume poroso., como pode ser visto na Figura 6.

É necessário prestar atenção na taxa de produção de fluido nesse caso, pois caso o óleo seja produzido muito rapidamente a água pode formar caminhos preferenciais, os *fingers*, e causar problemas operacionais, como a produção de água em vez de hidrocarboneto. Em alguns reservatórios de influxo de água, é possível obter de 70 a 80% de fator de recuperação do óleo originalmente existente na formação.

Figura 6 – Mecanismo de influxo de água.

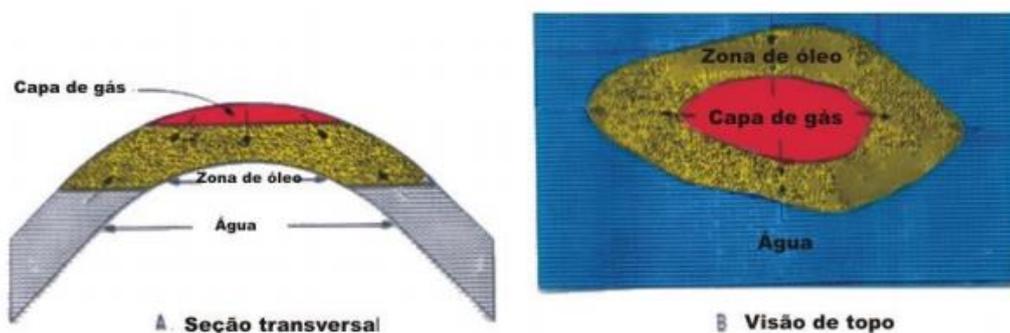


Fonte: Allen e Roberts(1997).

3.1.4.4. Mecanismo combinado

Esse mecanismo, como o próprio nome já diz, ocorre quando há a presença de dois mecanismos distintos em um mesmo reservatório, como um aquífero e uma capa de gás como mostra a Figura 7.

Figura 7 – Mecanismo combinado.



Fonte: Allen e Roberts(1997).

3.1.4.5. Segregação gravitacional

Segundo Naveira (2007) existe ainda o mecanismo de segregação gravitacional, quando a força da gravidade beneficia a separação dos fluidos de acordo com a suas massas específicas, propiciando a formação de mecanismos de capa de gás e influxo de água.

A segregação gravitacional atua mais como um agente otimizador dos outros mecanismos citados (influxo de água ou mecanismos de gás), onde a gravidade é o agente de melhoria e produção (OLIVIEIRA, 2015).

3.2. Métodos de recuperação

Segundo Deus (2015) os métodos de recuperação são quase tão antigos quanto a indústria do petróleo e tem como principal objetivo interferir as características do reservatório de maneira que aumente a recuperação de petróleo, já que o reservatório favorece a retenção do mesmo.

De acordo com Parafita (2014), quando os reservatórios de petróleo são descobertos eles apresentam uma energia natural que ao longo do tempo, com a produção de óleo vai diminuindo, a Figura 8 exibe as fases de vida de um campo. Quando essa energia natural não é mais suficiente para a produção de óleo, ou seja, quando ocorre uma queda natural de pressão dentro do poço, podem ser aplicados métodos que visam aumentar essa pressão e incrementar a produção.

Não necessariamente esses métodos devem ser aplicados após essa queda de pressão, atualmente existem casos e cenários que os métodos de recuperação são aplicados logo no início da produção de um poço, visando retardar a queda de pressão e aumentar a produtividade nos primeiros anos de operação.

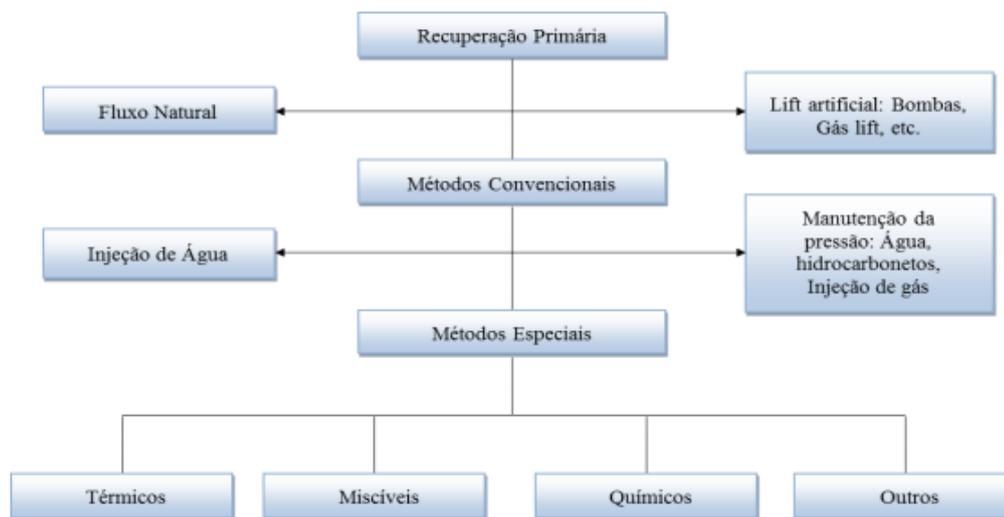
Figura 8 – Fases da vida de um campo de petróleo.



Fonte: Naveira (2007).

Os métodos de recuperação são classificados conforme esquema mostrado na Figura 9.

Figura 9 – Métodos de recuperação.



Fonte: Nascimento (2012).

Os métodos convencionais de recuperação (recuperação secundária) consistem basicamente em injetar fluidos no reservatório, que vão atuar mecanicamente no mesmo, empurrando o óleo contido neste. Nesses métodos não há interação química ou termodinâmica entre os fluidos dentro do reservatório. Normalmente são utilizados como fluidos injetados, a água e o gás natural por sua facilidade de acesso (PARAFITA, 2014).

Já os métodos especiais de recuperação (recuperação terciárias) são usados em casos onde a recuperação secundária não obteria bons resultados. Segundo Fernandes (2016) nesses métodos os fluidos injetados interagem com o fluido do reservatório provocando efeitos que maximizam a produção e podem ser de natureza térmica, química ou miscível. Esses métodos também são chamados de *Enhanced Oil Recovery* (EOR).

3.2.1. Recuperação convencional

A injeção de água ou gás no reservatório, a partir de um poço injetor, é classificada como recuperação secundária e pode ser definida como processo convencional de recuperação, no qual tais fluidos apresentam a finalidade exclusiva de deslocamento do óleo para fora dos poros da rocha. Nestes casos, não se espera a mistura entre fluido

injetado e o petróleo, ou que a água ou gás injetado interajam com a rocha reservatório, assumindo tão somente um comportamento mecânico (DA ROSA et al., 2016).

Nos métodos convencionais de recuperação, a injeção de fluidos em um reservatório é fundada em mecanismos puramente mecânicos. Tem como finalidade fornecer pressões suficientes para desalojar o óleo para fora dos poros da rocha-reservatório e ao mesmo tempo ir ocupando o espaço deixado pelo fluido produzido (NASCIMENTO, 2012). Conforme Saldanha (2014) relatou esses métodos podem atingir fatores de recuperação da ordem de 30% a 50%

Segundo Fernandes (2016) na porção do reservatório invadido pelo fluido injetado, também chamado de fluido deslocante, nem todo óleo lá contido é deslocado, esse óleo que continua contido nos poros da rocha invadida pelo fluido deslocante chama-se óleo residual, isso ocorre como consequência do efeito de capilaridade.

De acordo com Nascimento (2012) o principal objetivo é aumentar a recuperação e/ou acelerar a produção em relação a produção primária e/ou secundária. Deve-se, portanto, tentar produzir um volume adicional por meios de métodos que contribuam para que os volumes de fluidos injetados sejam os menores possíveis. A maior quantidade de fluido deslocante deve permanecer no reservatório, isto é, a produção de fluido injetado deve ser a mínima possível.

3.2.1.1. Projetos de injeção

Durante a execução de um projeto de recuperação, são cogitadas as melhores maneiras de distribuir poços injetores e produtores de modo que variam com a estrutura do reservatório e com o objetivo da recuperação (OLIVEIRA, 2015).

Conforme Curbelo (2006) a definição do esquema de injeção é uma etapa de grande importância no projeto de injeção. Além de levar em conta as características físicas do meio poroso e dos fluidos envolvidos, o modelo escolhido deve:

- Proporcionar a maior produção possível de óleo durante um intervalo de tempo econômico e com o menor volume de fluido injetado possível;
- Oferecer boas condições de injetividade para se obter boa produtividade, resultando em vazões de produção economicamente atrativas; e,

- Ainda visando o aspecto econômico, fazer a escolha recair sobre um esquema em que a quantidade de poços novos a serem perfurados seja a menor possível, principalmente, no caso da aplicação do processo em um campo já desenvolvido.

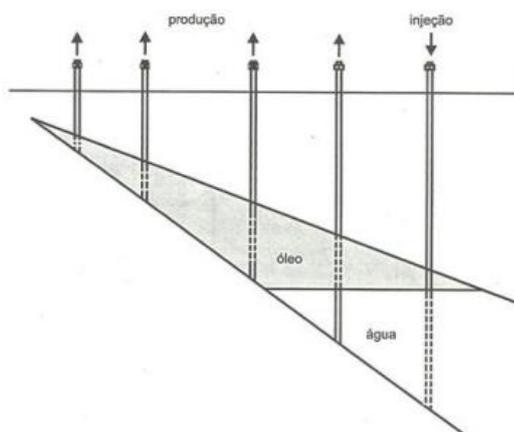
De acordo com Queiroz (2006) cada projeto é exclusivo para cada reservatório. Entretanto, existem aspectos que são comuns a todos os projetos, independente do reservatório ou até mesmo do fluido injetado, como é o caso da existência de poços de injeção e de produção.

Os projetos devem especificar aspectos como quantidade e distribuição dos poços de injeção e de produção, pressões e vazões de injeção, estimativas das vazões de produção e volumes de fluidos a serem injetados e produzidos. Esses dados, além de serem necessários para o dimensionamento dos equipamentos, são fundamentais para a viabilidade econômica do projeto (CURBELO, 2006).

De acordo com Nascimento (2012) os esquemas de injeção empregados dividem-se em três tipos: injeção na base, injeção no topo e injeção em malhas.

Ainda segundo Nascimento (2012) se o reservatório apresentar uma inclinação, a injeção de água pode ser feita através de poços completados na parte baixa da estrutura, como um aquífero artificial, e os poços de produção são completados na parte alta da formação (Figura 10).

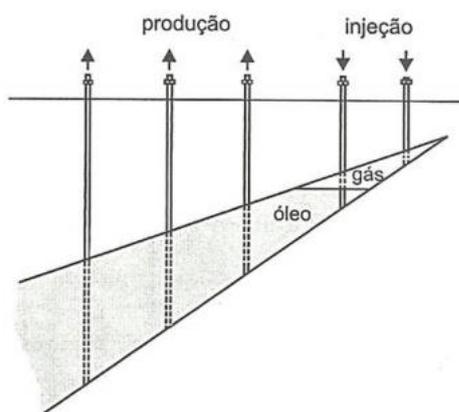
Figura 10 – Injeção na base.



Fonte: Rosa (2011).

Já se o fluido injetado for gás, a injeção pode ser feita no topo da estrutura, enquanto a produção de óleo acontece por meio de poços situados na parte mais baixa devido a diferença de densidade (Figura 11).

Figura 11 – Injeção no topo.

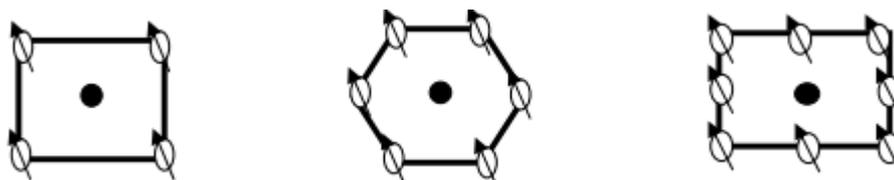


Fonte: Rosa (2011).

Segundo Oliveira (2015) na injeção em malhas a área superficial do reservatório é dividida em malhas iguais com esquema não aleatório de distribuição de poços. Essas malhas podem se apresentar em linha direta, onde os poços injetores e produtores estão alinhados paralelamente uns aos outros ou linhas esconsas, quando não existe esse alinhamento e há uma defasagem de meia distância entre poços de mesmo tipo.

Ainda de acordo com Oliveira (2015) o caso mais comum para este modelo de malhas é o poligonal, que como exemplo se tem a malha *five-spot* (cinco pontos), *seven-spot* (sete pontos) e *nine-spot* (nove pontos). Conforme mostrado na Figura 12 abaixo.

Figura 12 – Configurações de malha cinco poços, sete poços e nove poços.



Fonte: Naveira (2007).

3.2.1.2. Fluidos utilizados

Como já dito anteriormente, empregam-se na recuperação secundária a água e o gás como fluidos de injeção. Conforme Nascimento (2012) mostrou, a água injetada pode ser originada da seguinte maneira:

- Água subterrânea, coletada através de poços com essa finalidade;
- Água de superfície, coletada de fontes de água doce como rios e lagos;
- Água do mar;
- Água produzida, isto é, a água que vem associada à produção do petróleo.

É necessário tratar essa água antes de utilizá-la como fluido injetor, para que ela se torne mais adequada ao reservatório e aos fluidos nele existentes. O tratamento da água produzida também é imprescindível antes do descarte desse fluido, se for o caso.

Outro fluido bastante empregado também é o gás, que por natureza é leve, de baixa densidade, é compressível, mais leve que o ar, viscosidade baixa, é volátil e um pouco difícil de manuseá-lo, pois se trata de um combustível gasoso (SILVA, 2016).

Segundo Silva (2016) na injeção imiscível do gás, como indica o próprio nome, os fluidos não se misturam, ou seja, o óleo do reservatório e o gás injetado permanecem durante o processo como duas fases distintas. Esse gás é injetado na zona de gás para aumentar a saturação de gás do reservatório, e por sua vez, aumentar a pressão do reservatório para então empurrar o óleo situado abaixo até os poços produtores.

3.2.2. Recuperação terciária

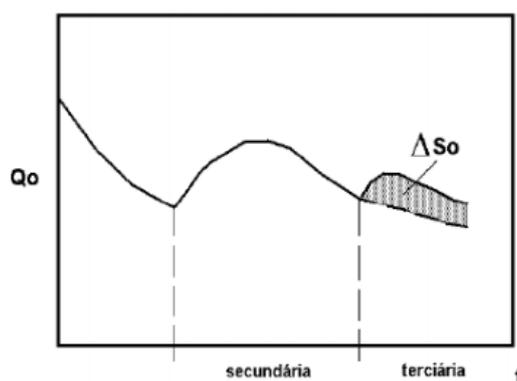
Os métodos de recuperação terciária (*Enhanced oil Recovery*) são usados quando os processos convencionais não são eficientes para extrair mais óleo do reservatório, ou para a extração de óleo pesado, ou seja, quando a injeção adicional de água ou de gás não resulta em acréscimo do fator de recuperação (BASILE, 2015).

Segundo Parafita (2014) as causas principais das menores recuperações obtidas nos métodos convencionais de recuperação, se dão principalmente devido: a alta viscosidade dos fluidos do reservatório, a geologia da formação e as elevadas tensões interfaciais entre o fluido injetado e o fluido do reservatório.

De acordo com Basile (2015) quando a viscosidade do fluido injetado é muito menor que a do fluido a ser deslocado, o primeiro se move facilmente no meio poroso, encontrando caminhos preferenciais e se dirigindo rapidamente para os poços de produção. O óleo fica retido porque o fluido injetado não se propaga adequadamente no reservatório, deixando de atingir grandes volumes de rocha contendo óleo, nos quais o deslocamento não se processou.

Assim os métodos avançados de recuperação surgiram para aumentar a recuperação por meio da injeção de fluidos que interagem com o fluido do reservatório provocando efeitos que maximizam a produção, tornando os projetos possíveis de serem implementados devido a boa razão econômica (FERNANDES, 2016). Os métodos terciários são divididos em métodos: térmicos, miscíveis, químicos e outros, a Figura 13 abaixo mostra o ganho de saturação de óleo em métodos avançados de recuperação

Figura 13 – Representação do ganho de óleo utilizando os métodos de recuperação a avançados.



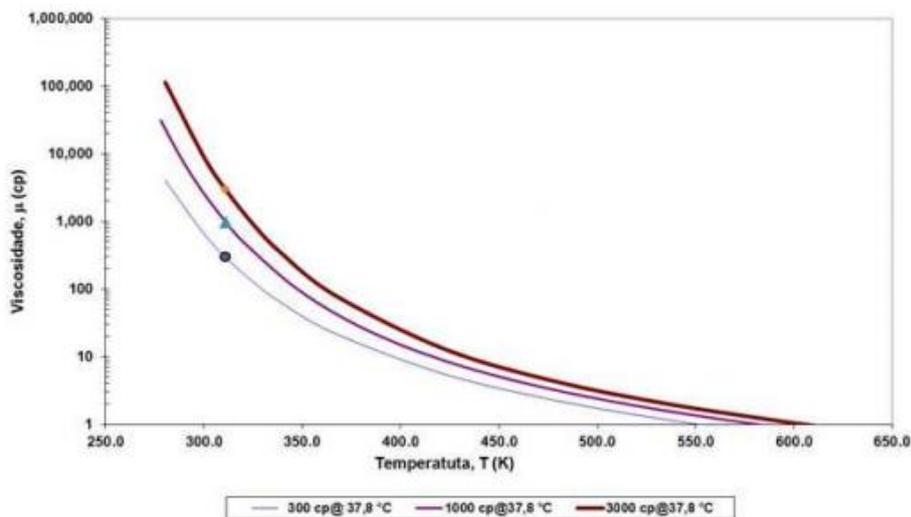
Fonte: Aquino (2004).

3.2.2.1. Métodos térmicos

Segundo Souza (2017) a elevada viscosidade do petróleo retido no reservatório torna difícil o deslocamento do óleo ao longo do meio poroso. Essa característica é encontrada em reservatórios de óleos pesados, assim, em reservatórios desse tipo é indicado que o método de recuperação terciária seja iniciado o mais cedo possível, ou até mesmo descartar a utilização de métodos convencionais, visto que a injeção de fluidos como água e gás, que possui maior mobilidade que o óleo pesado não irá obter um bom percentual de recuperação.

Os métodos térmicos têm como ponto de partida o fato de que o óleo ao ser aquecido tem a sua viscosidade substancialmente reduzida (Figura 14). Há dois tipos de métodos térmicos que diferem na maneira como é feito o aquecimento no fluido do reservatório: Injeção de Fluidos Aquecidos e Combustão *in-situ* (COSTA, 2016).

Figura 14 – Viscosidade do óleo em função da temperatura.



Fonte: Barrilas (2005).

A principal finalidade dos métodos térmicos de recuperação é o aquecimento do reservatório e dos fluidos nele contidos, alterando as propriedades físicas do óleo e facilitando o escoamento. O calor pode ser gerado na superfície ou no próprio reservatório. No reservatório, esse processo recebe o nome de combustão *in-situ* e quando gerado a partir da superfície podem ser denominados de injeção de água quente, injeção cíclica de vapor, injeção contínua de vapor, SAGD, entre outros (FERNANDES, 2016).

a) Injeção de água quente

De acordo com Nascimento (2012) a estimulação cíclica do reservatório, por meio da injeção de água quente, é muito similar a injeção cíclica de vapor e consiste em injetar água, no poço, a uma temperatura elevada por um determinado período de tempo. Após isso o poço é fechado para permitir que ocorra uma maior transferência de calor da água para o reservatório e finaliza com o retorno do poço a operação tendo um aumento na capacidade produtiva.

Segundo Oliveira (2015) esse é o método mais básico de recuperação térmica, mas não o mais comum, pode ser usado em muitos reservatórios onde o vapor não pode, tais como formações sensíveis a água doce e aquelas com alta pressão, onde a temperatura do vapor seria excessiva e poderia provocar fraturas.

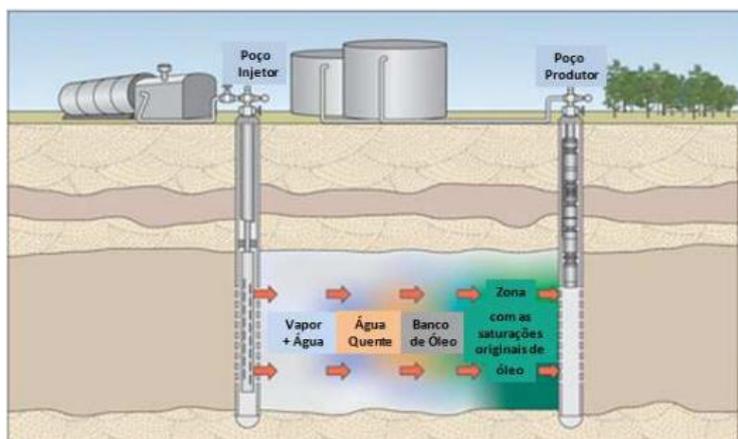
b) Injeção de vapor

Esse é um método que pode ser utilizado de forma contínua ou cíclica. Conforme Fernandes (2016) explicou na injeção contínua o vapor é injetado através dos poços de injeção e os fluidos são deslocados em direção aos poços de produção. Os mecanismos de recuperação desse método são baseados na redução da viscosidade do óleo, dilatação do óleo e deslocamento do vapor. Esse método pode obter uma recuperação na ordem de 50% do óleo original do reservatório.

À medida que é aquecido, o óleo do reservatório deve ser capaz de fluir, pois quando esse apresenta alta viscosidade, o vapor injetado mobiliza o óleo ao redor do poço injetor, mas não tem condição de deslocar o óleo frio no reservatório (FERNANDES, 2016). A Figura 15 mostra um esquema de injeção contínua de vapor.

A injeção cíclica de vapor é usada como complementar a recuperação primária, principalmente em reservatórios de óleos pesados. Tanto a injeção quanto a produção ocorrem, geralmente o processo é um benefício devido à redução viscosa do óleo e pelo seus efeitos de limpeza ao redor do poço produtor, viabilizando a pressão interna do reservatório a elevar o óleo naturalmente de forma mais eficaz (OLIVEIRA, 2015).

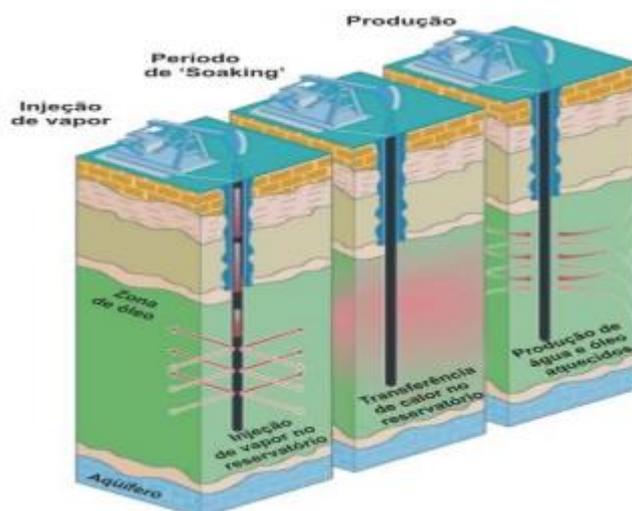
Figura 15 – Injeção contínua de vapor.



Fonte: Fernandes (2016).

A injeção cíclica é nomeada assim, pois, pode se repetir diversas vezes e cada ciclo apresenta três etapas: a fase de injeção onde uma quantidade de vapor é injetada, fase de *soaking* onde o poço permanece fechado para permitir a condensação e a transferência de calor das rochas para o óleo e a fase de produção onde o poço é reaberto e colocado em produção (FERNANDES, 2016). Na Figura 16 é possível ver o mecanismo de injeção cíclica de vapor.

Figura 16 – Injeção cíclica de vapor.



Fonte: Fernandes (2016) e Sefton Resources, Inc (2010).

c) Combustão *in-situ*

No processo de combustão *in-situ* uma pequena quantidade de óleo do reservatório entra em ignição através da injeção de ar promovendo a combinação de oxigênio e combustível e liberando calor. Em muitos reservatórios a ignição ocorre de forma espontânea e em outros é necessário o aquecimento (SOUZA, 2017).

Como nos outros métodos esse aquecimento torna o óleo mais móvel fazendo com que o mesmo seja conduzido a produção de maneira mais fácil.

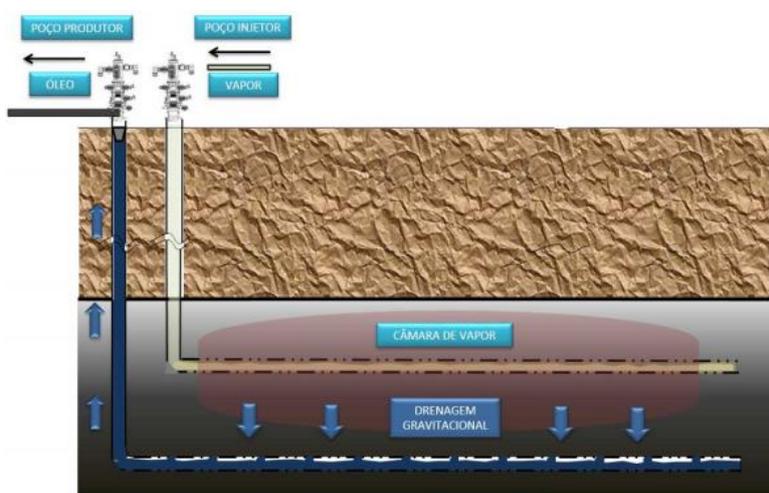
d) Drenagem gravitacional de óleo assistida por vapor (SAGD)

De acordo com Nascimento (2012) o SAGD é similar a injeção de vapor convencional, porém utiliza poços horizontais tanto para injetar como para produzir. Este

método envolve dois poços horizontais paralelos, um acima do outro e distante alguns metros entre si, um produtor na base do reservatório e um injetor de vapor no topo do reservatório.

Segundo Fernandes (2016) o SAGD tem início com a injeção de vapor contínua no reservatório, uma câmara de vapor é formada em torno de poços horizontais que cresce pra cima e lateralmente à medida que mais vapor vai sendo injetado. Ao entrar em contato com óleo frio, o vapor faz com que este aqueça, tenha sua viscosidade reduzida e pela ação das forças gravitacionais, desça em direção ao poço produtor. A Figura 17 mostra o processo do SAGD.

Figura 17 – Processo do SAGD.



Fonte: Fernandes (2016).

3.2.2.2. Métodos miscíveis

Na injeção miscível, o gás injetado se mistura completamente com os hidrocarbonetos do reservatório. Nesse caso, a tensão interfacial entre eles é nula, e a ausência de forças capilares aumenta significativamente a recuperação de óleo. As condições para a miscibilidade dependem da composição do óleo e do gás injetado, assim como da temperatura e da pressão a que estão submetidos (FERREIRA, 2016).

Segundo Costa (2016) estes métodos são indicados nos casos em que as altas tensões interfaciais presente entre os fluidos diminuem a eficiência de deslocamento do óleo pois os mesmos visam a redução dessa tensão na interface entre os fluidos, aumentando a mobilidade do óleo no meio poroso.

De acordo com Parafita (2014) os fluidos deslocantes mais utilizados são hidrocarbonetos solventes, CO₂, gases de combustão e nitrogênio.

a) Injeção de hidrocarbonetos

Pode ser dividido em injeção de banco de GLP, injeção de gás enriquecido e injeção de gás seco a alta pressão, onde cada um desses métodos tem suas especificações, mas seguem a característica geral de produção por métodos miscíveis. Existe também um método onde a água é usada alternada com gás, se denomina WAG (*Water Alternating Gas*).

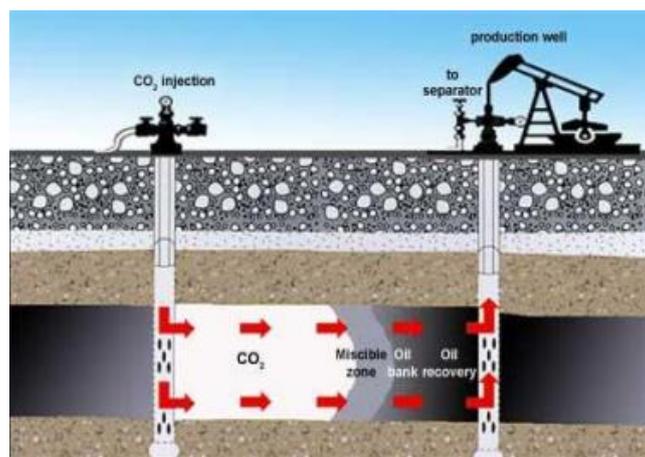
b) Injeção de CO₂

Na injeção de dióxido de carbono, a miscibilidade não acontece de imediato, porém em condições favoráveis de temperatura, pressão e composição de óleo, é gerada uma frente miscível aumentando o deslocamento do óleo (SOUZA, 2017).

De acordo com Basile (2015) o dióxido de carbono apresenta forte atração e se dissolve no óleo do reservatório causando inchamento, vaporização e consequente deslocamento do mesmo, ou seja, uma frente miscível se forma.

Assim como no método de deslocamento com gás seco a alta pressão, na injeção miscível de CO₂ uma zona miscível é formada pela transferência de componentes do óleo para o dióxido de carbono, que só é possível devido à frente entre CO₂ e o óleo do reservatório ser MMC (miscível a múltiplos contatos) (BASILE, 2015).

Essa característica faz com que o processo de injeção de CO₂ possa ser estendido para vários tipos de reservatórios, incluindo aqueles que eram ricos em frações leves e, após uma exploração primária, perderam a maior parte desses componentes, restando frações mais pesadas para se recuperar (OLIVEIRA, 2015). A Figura 18 mostra esse procedimento de recuperação.

Figura 18 – Injeção miscível de CO₂.

Fonte: Basile (2015).

3.2.2.3. Métodos químicos

Segundo Nascimento (2012) são procedimentos cujo objetivo é ocasionar uma determinada interação química entre o fluido injetado e o fluido do reservatório. Alguns destes métodos são: injeção de polímeros, injeção de solução micelar e a injeção de solução ASP.

Nesses métodos são realizadas modificações no fluido injetado para melhorar a eficiência do processo de injeção, através da adição de produtos químicos, como polímeros, surfactantes, álcalis ou uma combinação desses (SHENG, 2011).

a) Injeção de polímeros

A injeção de polímeros tem o objetivo principal de aumentar a viscosidade da água injetada, o que ajuda a aumentar o volume do reservatório varrido pelo processo de injeção (FERREIRA, 2016). Os dois grupos que são extensivamente usados para aumentar a recuperação de petróleo são: polímeros sintéticos e biopolímeros (COSTA, 2016).

Quando o óleo do reservatório possui viscosidade um pouco elevada pode-se adicionar polímeros à água de injeção com finalidade de transformá-la em um fluido que se desloca dentro do meio poroso com a mesma mobilidade que o óleo. Devido a essa semelhança, o fluido injetado em vez de escolher caminhos preferenciais e se dirigir rapidamente para os poços de produção, se difunde mais no meio poroso, aumentando a eficiência de varrido (SOUZA, 2013).

De acordo com Maghzi et al. (2014) a eficácia dos polímeros pode ser afetada pela existência de condições adversas em um reservatório de petróleo, como presença de sais na água de formação, alta temperatura, alta pressão, substâncias químicas e bactérias presentes nos reservatórios.

b) Injeção de solução micelar

Segundo Oliveira (2015) uma solução micelar é definida como uma microemulsão formada por uma solução de surfactantes a altas concentrações e água, nessa mistura as moléculas de surfactantes unem-se em grupos chamados micelas, que possuem propriedades de solubilizar e dissolver o óleo que entra em contato.

Ainda conforme Oliveira (2015) a recuperação se dá com a injeção de um volume de solução micelar de modo a se formar um banco micelar no reservatório que se moverá através das rochas deslocando todo óleo e água em direção ao poço produtor.

A injeção de solução micelar é um processo de recuperação que proporciona uma boa eficiência de varrido, além do deslocamento de todo óleo contactado do reservatório (NASCIMENTO, 2012). A sua grande desvantagem é o alto custo envolvido nesse processo devido às grandes quantidades necessárias de produtos químicos.

c) Injeção de solução ASP

De acordo com Nascimento (2012) a injeção de solução ASP consiste na injeção de uma solução aquosa contendo uma substância alcalina, um surfactante e um polímero. Esse método possui algumas características dos métodos miscíveis com características da injeção de polímeros.

Os surfactantes e as substâncias alcalinas visam reduzir as tensões interfaciais entre os fluidos deslocante e deslocado, aumentando a eficiência de deslocado com a redução da saturação de óleo. O polímero, por sua vez, reduz a razão de mobilidade entre os fluidos deslocante e deslocado aumentando a eficiência de varrido.

Esse método apresenta a mesma grande desvantagem em relação a solução micelar, é necessário um alto investimento para a realização do mesmo.

d) Outros métodos

Os métodos microbiológicos envolvem a injeção de micro-organismos no reservatório. Eles podem ser usados para quebrar as moléculas de óleos pesados em componentes mais leves, reduzindo a viscosidade, ou para produzir biopolímeros ou biosurfactantes *in situ*. Já houve diversos testes piloto nos últimos 30 anos, no entanto, até o momento não houve nenhuma aplicação comercial (IEA, 2013).

3.3. Simulação de reservatórios

A Simulação Numérica de Reservatórios consiste em realizar uma possível aproximação da realidade da execução de um projeto de um campo de petróleo a partir da solução de equações matemáticas calculadas por computador. São equações características que descrevem o modelo e o comportamento do fluido a ser utilizado, servindo-se de base para o estudo do desenvolvimento da produção de um campo de petróleo (SILVA, 2016).

Segundo Cotia (2012) é uma técnica capaz de prever o comportamento de um reservatório de petróleo sob vários cenários de operação diferentes, sendo assim, muito útil na perspectiva do gerenciamento de reservatórios. Através da simulação de reservatórios é possível prever a produção de água, gás e óleo, determinar o impacto da perfuração de novos poços na produção do campo, prever a recuperação de óleo adicional decorrente da aplicação de um método de recuperação secundária ou especial, entre outras coisas.

A simulação computacional tem grande aplicação na área de engenharia de reservatórios, pois pode auxiliar o entendimento da geologia de reservatório e do fluxo de fluidos, permitindo realizar previsões de comportamento dos fluidos no meio poroso, estimativa de volumes originais, volumes recuperáveis e reservas (FERNANDES, 2016).

Neste trabalho será utilizada a fluidodinâmica computacional, ou CFD (*Computational Fluid Dynamics*), com o *software* Ansys CFX 16.0, que segundo Oliveira (2015) é definida como um conjunto de ferramentas matemáticas baseadas na discretização de um problema físico de caráter fluidodinâmico, em equações diferenciais

parciais (EDP's) e resolvê-las simultaneamente por um dado sistema com o objetivo de se obter um estudo detalhado e preditivo sobre os fenômenos de escoamento.

3.3.1. Ferramentas computacionais aplicadas

Com os avanços tecnológicos da indústria petrolífera e o aumento da importância da simulação de reservatórios para diminuir as incertezas das operações de produção, surgem vários programas e *softwares* computacionais voltados a essa área, os mais utilizados atualmente são WinProp, Builder, IMEX, STARS e GEM, que correspondem ao pacote do *software* CMG.

O WinProp é a ferramenta utilizada para a construção do modelo de fluidos presentes no reservatório, utilizando equações de estado para caracterizar os fluidos, construir diagrama de fases dentre outros (PARAFITA, 2014).

O Builder, como o nome remete, é o programa que permite a construção do reservatório para ser analisado nos simuladores, ele utiliza as propriedades da rocha, condições iniciais de operação e descrição dos poços para começar a operar. Conforme Fernandes (2016) mostrou, nele cria-se o arquivo de entrada para os módulos IMEX (*Implicit-Explicit Black Oil Simulator*), STARS (*Steam, Thermal, and Advanced Processes Rervoir Simulator*) e GEM (*Generalized Equation-of-State Model Compositional Reservoir Simulator*).

De acordo com Nascimento (2012) o STARS foi desenvolvido com a finalidade de simular recuperações térmicas e terciárias de óleo no reservatório, como as citadas anteriormente. O IMEX é um simulador black oil de três fases que considera os efeitos da gravidade e da capilaridade (BASILE, 2015) e segundo Parafita (2014) o GEM é uma ferramenta essencial de engenharia para modelar reservatórios muito complexos com interações no comportamento de fases que impactam diretamente sobre os mecanismos dos métodos de recuperação.

Além desses aplicativos comerciais de simulação citados, existem também aplicativos de fluidodinâmica computacional como o CFD. Conforme Segantine et al. (2014) a resolução de problemas através da fluidodinâmica computacional segue três passos: pré-processamento, resolução do problema através do *solver* e pós-processamento, o pré-processamento consiste na entrada de dados do problema de fluxo no programa

através da definição da geometria ou domínio, geração da malha, ou seja, discretização do domínio em pequenos subdomínios ou elementos, seleção do fenômeno físico ou químico a ser modelado, definição das propriedades físicas e especificação das condições de contorno.

Na resolução do problema utiliza-se o Método dos Volume Finitos (MVF) para resolver as equações diferenciais parciais (EDP's) e por fim o pós processamento, segundo Oliveira (2015), é quando se decide a forma de demonstrar os resultados e quais resultados serão visados, pois, os pacotes mais atuais de CFD's apresentam opções gráficas avançadas, animações e manipulações no volume de controle.

3.3.2. Métodos numéricos aplicados

a) Método dos Volumes Finitos

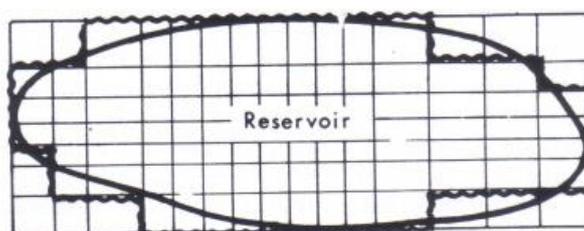
A base desse método consiste na divisão (ou discretização) de um domínio contínuo em pequenos volumes finitos que são, em geral, não estruturados na forma de triângulos e quadriláteros em 2D e tetraedros e hexaedros em 3D, apesar dessa divisão as propriedades dos elementos em suas posições continuam idênticas em cada ponto correspondente àquelas encontradas na geometria não-particionada (OLIVEIRA, 2015).

Ainda conforme Oliveira (2015) o MVF utiliza a forma integral das equações de conservação como ponto de partida e, após a divisão dos volumes finitos do domínio, são inseridas neles tais equações e então cada variável é calculada no centroide de cada volume de controle, os valores que se encontram nas faces desses volumes são determinados por interpolação.

b) Discretização

As discretizações podem ser no espaço ou no tempo, de acordo com Cotia (2012) as discretizações no espaço são feitas de forma que o reservatório seja composto por inúmeros pequenos blocos, que devem estar contidos dentro de suas fronteiras e ser contíguos com os adjacentes como mostra a Figura 19.

Figura 19 – Discretização do reservatório no espaço.



Fonte: Adaptado de Cotia (2012).

A segunda discretização do tempo também é feita através do uso de *timesteps*, que são incrementos de tempo no instante que as equações numéricas são realizadas.

3.4. Parâmetros de avaliação de reservatório

Um reservatório contém sempre dois ou mais fluidos que estão associados a um escoamento multifásico. Isso ocorre, em geral, porque existe uma saturação de água, em virtude do próprio mecanismo de formação das rochas sedimentares (BASILE, 2015).

Então quando se trata de um ambiente particulado na presença de fluidos, existem propriedades muito importantes que governam as interações envolvidas que caracterizam esses sistemas (OLIVEIRA, 2015).

Portanto, quando se realiza um estudo de reservatório é necessário o conhecimento de alguns parâmetros e propriedades das rochas e dos fluidos para poder avaliar e entender as respostas do reservatório aos métodos aplicados. Alguns parâmetros que serão discutidos a seguir são: porosidade, permeabilidade, saturação, viscosidade, mobilidade, razão de mobilidade, eficiência de varrido e o fator de recuperação.

3.4.1. Porosidade

De acordo com Zampieri (2012) a porosidade é classificada em dois tipos, porosidade absoluta e porosidade efetiva, a absoluta (total), simbolizada por Φ_t , é a relação entre o volume de vazios de uma rocha (poros, canais, fissuras) e o volume total da mesma. Já a porosidade efetiva, representada por Φ_e , é a mais importante quando se

trata de Engenharia de Reservatórios visto que ela relaciona o espaço ocupado por fluidos que podem ser deslocados através do meio poroso, visto que relaciona os espaços vazios interconectados de uma rocha com o seu volume total.

3.4.2. Permeabilidade

O fato de uma rocha possuir uma quantidade considerável de poros preenchidos por hidrocarbonetos, não necessariamente quer dizer que exista a possibilidade de extraí-los. Para que ocorra a extração, é necessário que os poros das rochas possuam conexões, permitindo o fluxo de fluidos por ela (LAUER, 2017).

A permeabilidade de um meio poroso está relacionada com a facilidade de fluxo de um determinado fluido através de seus canais porosos. Quanto maior o número de estrangulamentos, mais estreitos e mais tortuosos forem esses canais, maior a dificuldade para os fluidos se moverem no interior da rocha, portanto, menor sua permeabilidade (FERREIRA, 2016).

Conforme Cotia (2012) a permeabilidade absoluta da rocha é definida pela Lei de Darcy e representa uma propriedade da rocha quando saturada por um único fluido submetida a um escoamento multifásico, porém em sistemas reais de reservatórios de petróleo não há o escoamento de apenas uma substância. Com isso aparecem para o escoamento multifásico a permeabilidade relativa, que define a permeabilidade considerando duas ou mais substâncias em solução.

3.4.3. Saturação

Os poros de uma rocha reservatório contém água e hidrocarbonetos, portanto o valor do volume poroso não é suficiente para estabelecer as quantidades de hidrocarbonetos presentes na formação. Para determinar essa quantidade é necessário estabelecer que fração de volume poroso é ocupada por cada fluido, isso é denominado de saturação (DEUS, 2015).

3.4.4. Viscosidade

A viscosidade de um fluido é a propriedade que indica o grau de resistência ao movimento quando este é submetido a uma tensão, portanto, quanto maior viscosidade mais difícil será o escoamento desse fluido. Sabendo disso os métodos de recuperação térmicos têm como principal objetivo o aumento da temperatura para propiciar a diminuição da viscosidade do óleo, tornando assim mais fácil a movimentação do mesmo até o poço produtor.

Os fluidos são divididos primordialmente em newtonianos e não-newtonianos, os newtonianos são aqueles que seguem a Lei de Newton da Viscosidade. Na qual é dito que a relação entre a tensão e o gradiente local de velocidade é linear e a constante de proporcionalidade é a viscosidade do fluido.

Já os não-newtonianos são cujas propriedades reológicas independem do tempo de aplicação da tensão, podem ser divididos em diversos subtipos onde são representados por modelos diferentes, os principais são: Modelo de Bingham, Modelo de Herschel-Bulkley, Modelo de Maxwell, entre outros.

3.4.5. Mobilidade e razão de mobilidade

Em sistemas multifásicos é comum atribuir propriedades que regem seu escoamento e a mobilidade é uma característica que expressa o quanto se move o fluido no interior dos poros em detrimento o quão viscoso ele é (OLIVEIRA, 2015).

Segundo Zampieri (2012) a mobilidade de um fluido é definida como a relação entre a sua permeabilidade efetiva no meio poroso (k) e a sua viscosidade (μ). Desta maneira, a mobilidade do óleo (fluido deslocado) é dada por:

$$\lambda_o = \frac{k_o}{\mu_o} \quad (1)$$

E a da água (fluido injetado) por:

$$\lambda_w = \frac{k_w}{\mu_w} \quad (2)$$

Onde k_o é a permeabilidade efetiva ao óleo e k_w é a permeabilidade efetiva da água.

A razão de mobilidade M , é a razão das mobilidades entre o fluido deslocante e o fluido deslocado. De acordo com Cotia (2012) ela pode ter valor maior ou menor que 1 e de maneira geral considera-se uma razão de mobilidade menor que 1 como desfavorável, pois o fluido deslocante tem maior mobilidade que o deslocado e tende a “ultrapassar” o fluido deslocado durante o escoamento e ser produzido antes do que se espera.

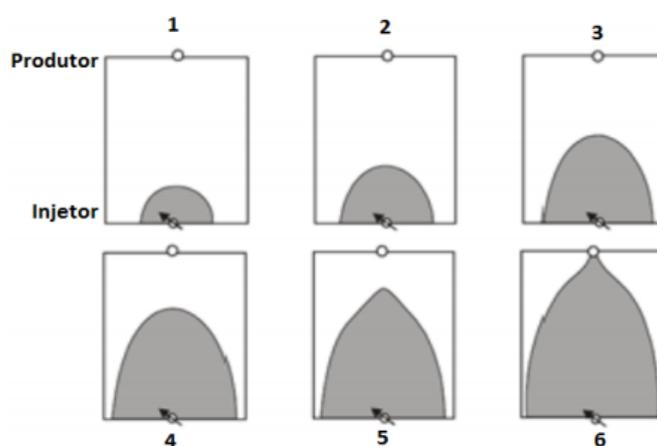
3.4.6. Eficiência de varrido

Ao se avaliar os processos de extração de óleo, é importante analisar quão eficazes são os métodos utilizados para remoção desse óleo. Alguns parâmetros utilizados para medir essa eficácia são a eficiência de deslocamento, eficiência de varrido vertical e horizontal e a eficiência volumétrica.

A eficiência de deslocamento trata a mobilização do óleo em escala microscópica; é referente ao deslocamento dentro do poro, ou seja, quão eficaz está sendo o contato entre o fluido deslocante e o óleo no interior dos poros (LAUER, 2017).

A eficiência de varrido horizontal é dada pela relação entre a área invadida pelo fluido injetado, e a área total do meio poroso, onde essa área pode ser medida em planta. Segundo Rosa et al. (2011) a quantidade da área que será invadida, bem como a eficiência do varrido horizontal, depende de 3 fatores principais: a razão de mobilidade entre os fluidos injetados e deslocado, volume do fluido injetado e geometria da injeção, a Figura 20 demonstra esse processo.

Figura 20 – Evolução da área invadida sujeito a injeção de água.



Fonte: Adaptado de Quintella (2012).

Quintella (2012) afirma que a eficiência vertical pode ser calculada pela relação existente entre a área vertical invadida pelo fluido e a área vertical total da seção transversal. A eficiência vertical depende também de fatores como: inclinação das camadas, da densidade dos fluidos, da razão de permeabilidade vertical e horizontal, do volume injetado, dentre outros. A eficiência volumétrica é definida como o produto entre a eficiência de varrido horizontal e a eficiência de varrido vertical (LAUER, 2017).

3.4.7. Fator de recuperação

Conforme Oliveira (2015) quando um poço está produzindo, é interessante e necessário mensurar sua capacidade máxima de aproveitamento. Para tanto, calcula-se o Fator de Recuperação, porcentagem que relaciona a produção acumulada com o volume original total antes de se produzir.

Lauer (2017) reforça que a nível microscópico, uma forma de quantificar a eficiência em uma estrutura porosa, é relacionar o volume de óleo recuperado com o volume de óleo inicial. Assim, o fator de recuperação (FR) é dado por:

$$FR = \frac{\text{volume de óleo acumulado}}{\text{volume de óleo original}} \quad (3)$$

3.5. Valor Presente Líquido

O Valor Presente Líquido (VPL) é o método de análise econômica mais utilizado na indústria do petróleo. Motta e Calôba (2012) definem o VPL como a soma algébrica de todos os fluxos de caixa descontados para instante presente, ou seja, o instante inicial onde será tomada a decisão e será necessário realizar os investimentos iniciais do projeto.

Segundo Cavalcante (2019) a importância de efetuar este cálculo é porque através dele, pode-se ter uma tomada de decisão, ainda no presente, se é viável investir em determinado projeto ou investimento, sendo também possível identificar se o projeto irá render bons lucros ao longo de todo o tempo previsto, ou se após um determinado período, o lucro começa a cair e até mesmo gerar prejuízo para a empresa. Sendo assim, com os

resultados do VPL em mãos, é possível mandar executar o projeto até o período que ele é rentável na visão da empresa.

O VPL de um fluxo de caixa de um determinado investimento se refere a soma algébrica dos valores atuais de um fluxo de caixa. A Equação 4 demonstra como calcular o VPL.

$$VPL = \frac{FC_1}{(1+i)^1} + \frac{FC_2}{(1+i)^2} + \dots + \frac{FC_n}{(1+i)^n} - C_{inicial} \quad (4)$$

Onde:

- VPL – Valor presente líquido (US\$)
- FC_n – Fluxo de caixa do período anual (US\$)
- i – taxa de desconto anual
- n – tempo (anos)
- C_{inicial} – investimento inicial do projeto

Portanto, de acordo com Moraes Filho (2017), qualquer projeto que apresentar:

- VPL > 0: o projeto é viável, deve-se aceitar o projeto de investimento, uma vez que os retornos oferecidos cobrem o capital investido;
- VPL = 0: o projeto de investimento é indiferente, pois o retorno do investimento apenas cobrirá o capital investido e o retorno mínimo cobrado pelo investidor (não oferece qualquer vantagem ou ganho);
- VPL < 0: o projeto é rejeitado, pois os retornos oferecidos não cobrirão o capital investido acrescido do retorno mínimo exigido pelo investidor.

a) CAPEX (*Capital Expenditures*)

Conforme Fernandes (2016) mostrou o CAPEX representa os investimentos realizados durante a fase de desenvolvimento do campo incluindo os custos de perfuração dos poços, instalações de superfície e vias de escoamento de produção.

b) OPEX (*Operational Expenditures*)

Ainda segundo Fernandes (2016) o OPEX mostra os custos operacionais de manutenção da produção como: custo da elevação de fluidos, tratamento e separação dos fluidos entre outros. Através de um fluxo de caixa onde os custos citados são subtraídos do lucro total obtido.

4. ESTADODA ARTE

Diversos trabalhos na literatura indicam pesquisas com foco na utilização da fluidodinâmica computacional para simular e verificar novos métodos recuperação e até mesmo verificar a eficácia de métodos já conhecidos em cenários diversificados, alguns serão citados nessa seção. A utilização da simulação na Bacia Sergipe-Alagoas e no nordeste brasileiro também serão comentados.

Estudando a respeito de simulações na Bacia Sergipe-Alagoas, Silva (2019), analisou a influência do fraturamento hidráulico aplicado em um reservatório arenítico de acordo com dados extraídos de um poço de petróleo que sofreu declínio de produção ao longo do tempo. O fraturamento é uma técnica estimulante de poços de petróleo que sofreram declínio de produção ou apresentam baixa permeabilidade, por meio da criação de uma rede de canais na rocha promovendo a conexão entre poros. Ele observou que os resultados gerados mostraram que a fratura toma uma proporção satisfatória na rocha-reservatório com boa acomodação do material granular no interior da fratura.

Nesse mesmo ano, Assis (2019) realizou estudos sobre a simulação hidromecânica 3D em análogos de reservatório naturalmente fraturado, esses reservatórios possuem características distintas e podem armazenar grandes volumes de óleo. A coleta de informações geológicas em subsuperfície é um desafio para a representação realista destes reservatórios e, para suprir esta lacuna, o estudo de análogos surge como uma ferramenta para complementar as informações e ajudar na realização de simulações complexas devido a presença de fraturas na matriz rochosa. Os resultados mostraram que diferentes esquemas de fraturas produzem impacto na permeabilidade global do reservatório, assim, a presença de fraturas horizontais, mesmo que possuam baixa permeabilidade, promoverão um aumento na permeabilidade global do reservatório.

Ainda observando a importância dos análogos de reservatório, Hernández (2019) mostrou algumas vantagens do uso de análogos de reservatório de águas profundas na Bacia de Sergipe-Alagoas. No Brasil, a maioria do óleo produzido é proveniente de depósitos marinhos de água profunda, com isso os análogos têm se tornado mais importantes para o entendimento de reservatórios, podendo auxiliar na construção de modelos geológicos com representações mais precisas. Ele observou em seus resultados que os análogos de reservatórios procuram reduzir as incertezas, mas o sucesso no uso depende de fazer uma avaliação fundamentada e crítica dos problemas de escala e dos principais objetivos envolvidos como a modelagem de reservatórios em subsuperfície.

Uma das áreas que mais recebe foco para novos trabalhos é a recuperação terciária de petróleo, ou EOR em inglês, Câmara (2019) produziu um biossurfactante, o ramnolipídeo que teve alto rendimento e boa aplicabilidade na recuperação melhorada por microorganismo (MEOR). Os testes de recuperação terciária demonstraram que o ramnolipídeo pode recuperar óleo de forma eficiente, obtendo o melhor resultado para uma concentração de biossurfactante de 100% acima da c.m.c. (concentração micelar crítica) e petróleo com grau API de 21,90, o qual foi possível atingir uma recuperação total de $50,45 \pm 0,79\%$, do qual $11,91 \pm 0,39\%$ corresponde ao MEOR. Além disso, foi evidenciado que a biodegradabilidade do ramnolipídeo não representou uma desvantagem e que maiores investimentos em processos de purificação para o biossurfactante podem não ser necessários, uma vez que este manteve sua capacidade em aumentar o fator de óleo recuperado, mesmo após dois meses de sua produção.

Seguindo com estudos na recuperação terciária de petróleo Wang et al. (2020) realizaram um artigo sobre a recuperação terciária de óleo por métodos ultrassônicos com objetivo de fornecer referências para o desenvolvimento de equipamentos ultrassônicos de alta potência para extração de óleo e sua usabilidade na recuperação terciária. Eles mostraram que essa técnica era um método eficaz, com baixo custo, boa aplicabilidade e sem poluição ambiental, que consiste em ser utilizada para alterar as estruturas dos poros e as propriedades físicas do fluido, melhorando assim a permeabilidade e as condições de fluxo do reservatório.

Druetta et al. (2019) propuseram um novo método de recuperação terciária combinando os efeitos de uma inundação de polímero tradicional e explorando as vantagens da nanotecnologia presente na indústria petrolífera, a presença das nanopartículas afeta principalmente o comportamento reológico e a molhabilidade da

rocha, aumentando a mobilidade da fase oleosa. Eles obtiveram que a ação combinada de polímeros e nanopartículas permitiu aumentar o fator de recuperação além dos métodos tradicionais de EOR e que se mostrou uma alternativa adequada para substituir métodos tradicionais combinados como o ASP, além disso, os fatores econômicos também são uma vantagem dessa técnica, uma vez que os custos associados a nanopartículas são substancialmente menores do que aqueles de inundação de surfactante.

Continuando estudos de nanotecnologia voltada para EOR, Rostami et al. (2019) realizaram estudos experimentos e simulação em CFD sobre os efeitos das nanopartículas na alteração da molhabilidade. A abordagem experimental foi feita utilizando nanopartículas de óxido de silício em micromodelos de vidro úmido com água e com óleo e depois os resultados foram comparados, esses mesmos cenários também foram simulados no CFD. Eles conseguiram uma boa concordância entre os resultados dos experimentos, foi observado um aumento de 9% e 13% na recuperação de óleo nos testes experimentais e na simulação, respectivamente.

Jafari et al. (2019) realizaram uma revisão sobre a aplicação e vantagens da utilização do CFD para se analisar métodos de recuperação terciária, além disso também mencionaram potenciais estudos futuros nessa área. Eles listaram vantagens no uso do CFD, algumas delas foram o baixo custo da utilização dele em comparação a um teste experimental, a necessidade de se testar novos métodos primeiro em simulações antes de levar para escala de reservatório, a possibilidade de calcular os parâmetros e obter detalhes importantes em qualquer ponto da simulação e outras. Diversos estudos foram publicados nos últimos anos e é possível a utilização do CFD em diversos métodos de EOR sejam eles químicos, biológicos, térmicos ou algum outro.

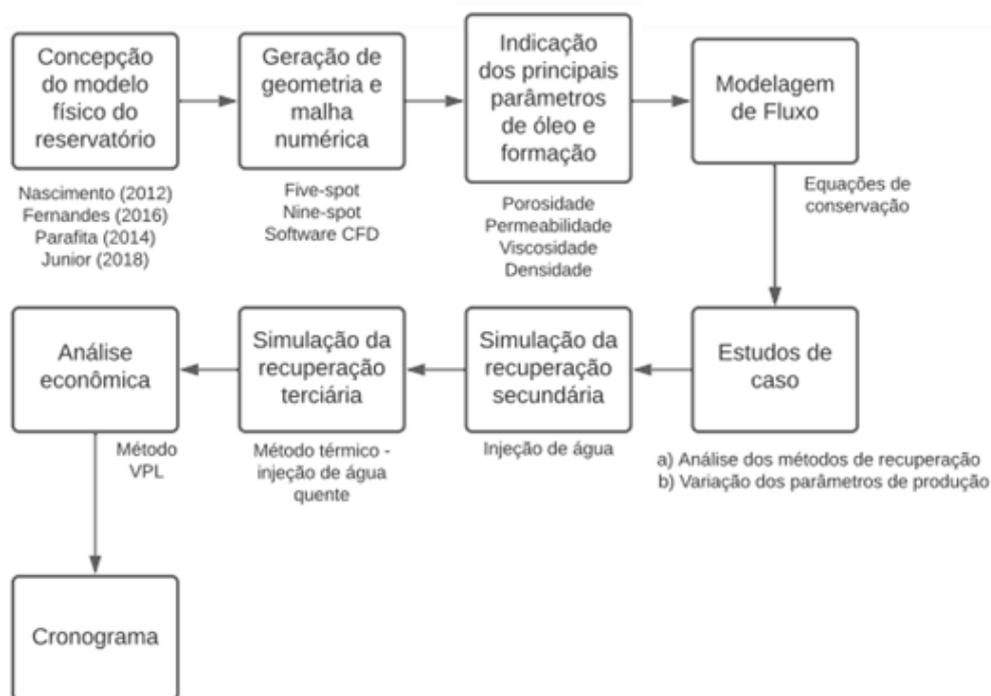
Com foco na recuperação terciária de petróleo, Fang et al. (2019) estudaram a injeção em bloco de CO_2 e N_2 em reservatórios de baixa permeabilidade e provaram que essa era uma técnica promissora para aprimorar a recuperação nesses tipos de reservatórios. Através de simulações eles verificaram que o CO_2 e o N_2 desempenham papéis variados, o CO_2 se solubiliza facilmente e o N_2 fornece um efeito propulsor na produção de óleo, além disso, notaram que essa técnica obtém melhores resultados que a injeção de fase única de algum desses componentes e também é mais eficiente no deslocamento quando o CO_2 é utilizado como linha de frente.

O presente trabalho está relacionado com os supracitados por buscar a simulação em CFD de métodos de recuperação avançados em análogos de reservatórios. A principal diferença e peculiaridade é o fato do objeto de estudo ser reservatórios maduros de óleos pesados da Bacia Sergipe-Alagoas.

5. METODOLOGIA

O presente trabalho foi dividido conforme o fluxograma apresentado na Figura 21.

Figura 21 – Fluxograma de metodologia do trabalho.



Fonte: Autor (2020).

Este trabalho almeja a comparação dos métodos de recuperação secundária e terciária a partir da simulação de fluxo. Desse modo, foram obtidos modelos simplificados do reservatório na literatura, elaborada uma malha e, após implementação da modelagem do fluxo e das propriedades da formação e fluidos, captadas respostas acerca dos métodos de recuperação empregados. Buscou-se também variar diversos parâmetros em diferentes estudos de caso visando observar como cada um influencia no

fator de recuperação de óleo e logo após realizou-se uma análise econômica, através do método VPL, dos métodos de recuperação utilizados, afim de reconhecer qual teve o melhor custo-benefício.

5.1. Concepção do modelo físico do reservatório

Alguns possíveis modelos de reservatório foram encontrados na literatura, esses análogos foram baseados em reservatórios do nordeste brasileiro e os dados utilizados pelos seus autores condizem, de forma aproximada, com os dados fornecidos da ANP sobre campos produtores da Bacia Sergipe-Alagoas, como o campo de Tabuleiro dos Martins.

Os modelos levados em conta para chegar nos dados do trabalho foram de Nascimento (2012), Fernandes (2016), Parafita (2014) e Martin Junior (2018), além de dados fornecidos pela ANP sobre o campo. A Tabela 1 abaixo mostra os valores utilizados.

Tabela 1 – Modelo físico utilizado no trabalho.

Profundidade (m)	200
Espessura (m)	30
Permeabilidade (K, mD)	41,339
Porosidade (%)	16

A permeabilidade utilizada foi calculada com base em uma correlação mostrada por Ma (2019) entre a porosidade e a permeabilidade (Equação 5).

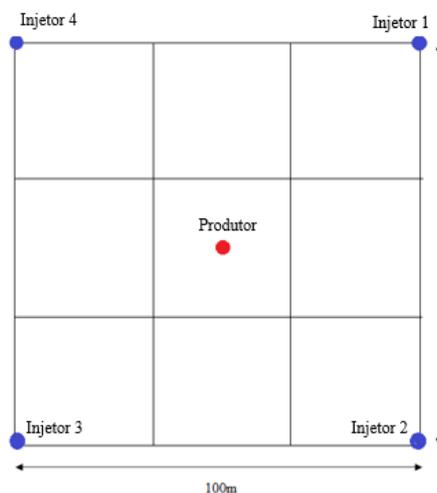
$$\log(\textit{permeabilidade}) = 28,71 * \textit{porosidade} - 3,019 \quad (5)$$

5.2. Geração de geometria e malha numérica

A geometria quadrática foi selecionada para representar um reservatório da Bacia Sergipe-Alagoas candidato à aplicação das técnicas de recuperação. A escolha dessa geometria se dá pela grande presença na literatura desse tipo de domínio e no fato de que sua simetria facilita a criação de uma malha não-estruturada com menos riscos de falha (OLIVEIRA, 2015).

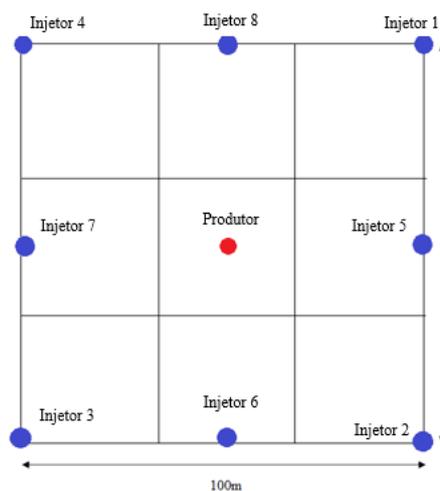
O domínio do trabalho é baseado nos sistemas de injeção *five-spot* (cinco poços) e *nine-spot* (nove poços), como pode ser visto nas Figuras 22 e 23, com poços injetores verticais periféricos e um poço produtor vertical no centro da geometria, para cada poço o comprimento foi de 1,5 metro e diâmetro de 0,2 metro. As dimensões escolhidas foram 100 metros em cada lado e uma profundidade de 200 metros, baseando-se nos trabalhos de Parafita (2014), Martin Junior (2018) e Oliveira (2015). O sistema de injeção *seven-spot* (sete poços) não foi escolhido pelo fato de não ser simétrico em uma geometria quadrática, ou seja, precisaria ocorrer uma mudança de geometria para utilizá-lo.

Figura 22 – Geometria quadrática com injeção *five-spot*.



Fonte: Autor (2020).

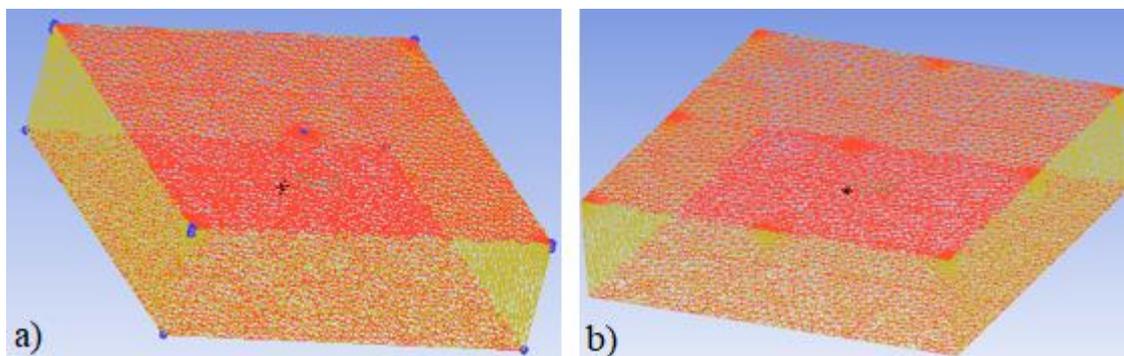
Figura 23 – Geometria quadrática com injeção *nine-spot*.



Fonte: Autor (2020).

As malhas foram geradas no *software* CFX, que segundo Oliveira (2015) é um aplicativo com vasta opção de criação e gerenciamento de geometrias estruturadas e não estruturadas a partir de comandos de gênese de pontos, linhas e superfícies. A Figura 24 mostra as malhas utilizadas no trabalho.

Figura 24 – a) Malha five-spot e b) Malha nine-spot



Fonte: Autor (2021).

Ambas malhas *five-spot* e *nine-spot* são formadas por 253 mil elementos e 44 mil nós, com uma qualidade média de 83%.

5.3. Indicações dos principais parâmetros de óleo e formação

A Tabela 2 a seguir mostra os principais parâmetros de óleo e formação que foram utilizados no presente trabalho, o óleo é pesado e viscoso e a formação é caracterizada como um reservatório nordestino da Bacia Sergipe-Alagoas. Os dados foram coletados na literatura acerca deste assunto, sendo as principais referências ANP (2016), Martin Junior (2018), Fernandes (2016), Parafita (2014) e Nascimento (2012).

Tabela 2 – Principais parâmetros de óleo e formação.

Espessura (m)	Profundidade (m)
Permeabilidade (mD)	Saturação (%)
Porosidade (%)	Temperatura (°C)
Pressão (kPa)	Densidade do óleo (°API)
Viscosidade do óleo (Cp)	Volume de óleo in place (m ³ std)

5.4. Modelagem de fluxo

O modelo de fluxo que foi utilizado no trabalho é baseado nas equações de conservação para escoamento em meios porosos, são elas: Equação da continuidade, Equação de quantidade de movimento e Equação de energia (MANUAL CFX 16.0, 2016).

Buscando consolidar as equações e modelagens utilizadas, foram consideradas as seguintes simplificações:

- Fluidos newtonianos e incompressíveis – visa eliminar comportamentos viscosos dependentes do tempo e a necessidade de uma tensão inicial.
- Reservatório homogêneo e isotrópico – mantendo assim as propriedades do reservatório constantes.

- Escoamento em regime transiente – as equações diferenciais que regem o problema são todas em função do tempo (OLIVEIRA, 2015).
- Transferência de massa entre as fases desprezível – coeficiente de difusividade nulo, portanto o termo difusivo das equações de conservação também se torna nulo
- Paredes do reservatório impermeáveis e estáticas – não ocorre compressão ou dilatação nas paredes.
- Escoamento bifásico (óleo e água) – aplicou-se uma variação do modelo Água-Óleo, onde a fração de gás pode ser desprezada por ser muito menor que a de óleo (OLIVEIRA, 2015).
- Forças interfaciais nulas – apenas força de arraste considerada.

5.5. Estudos de caso

Buscando obter os melhores resultados e uma base de comparação, foram realizados alguns estudos de caso específicos.

a) Análise dos métodos de recuperação

Como o trabalho propõe a tratar com reservatórios maduros e conseqüentemente óleos de alta viscosidade, os métodos térmicos são os mais indicados para buscar a redução da viscosidade. Foram estudados os métodos de injeção de água e injeção de água quente, mantendo-se fixos o número de poços, o esquema de injeção e o tempo de simulação e fazendo a vazão de injeção variar entre 39,45, 55,23 e 157,8 m³/dia afim de compará-los em termos de %FR.

b) Variação nos parâmetros de operação

Nesse caso, buscou-se variar o número de poços injetores e produtores bem como o esquema de injeção, utilizando os esquemas de *five-spot*, *nine-spot*, *five-spot* invertido e *nine-spot* invertido e observar como isso influencia no %FR dos métodos escolhidos.

5.6. Simulação das recuperações secundárias e terciárias

Os métodos térmicos foram os mais observados na literatura quando se tratava de reservatórios como os campos maduros da Bacia Sergipe-Alagoas, esses métodos se baseiam na diminuição da viscosidade que é essencial para ocorrer o escoamento de petróleo no meio poroso até o poço produtor, e é notável a alta viscosidade dos óleos observados em campos desse tipo.

Por isso, esses métodos, mais especificamente a injeção de água quente, foram escolhidos para serem simulados e observados nesse trabalho, juntamente com a injeção de água na forma de recuperação secundária.

A simulação foi realizada no software CFD buscando obter respostas para os diferentes casos a serem estudados com a variação de diversos parâmetros de operação e da formação, como a vazão de injeção, método utilizado, número de poços produtores e injetores, esquemas de injeção e espessura da formação, afim de descobrir em qual cenário a recuperação de óleo se torna mais eficiente com melhor custo-benefício.

5.6.1. Condições iniciais e de contorno

A depender do estudo de caso, as características iniciais da modelagem variam. A seguir é mostrado as condições iniciais para cada abordagem, entretanto as características da formação rochosa não são alteradas. Baseando-se em Oliveira (2015) e Cunha (2010) as condições são mostradas na Tabela 3 abaixo.

Tabela 3 – Propriedades da formação rochosa.

Permeabilidade (m ²)	4,07984e-14
Porosidade	0,16
Pressão inicial (atm)	120
Temperatura inicial (K)	370

1) Campo maduro com escoamento isotérmico e injeção de água

A Tabela 4 traz os dados referentes a um óleo proveniente de um campo maduro de Tabuleiro dos Martins da Bacia Sergipe-Alagoas e do fluido injetado para a realização da recuperação secundária.

Tabela 4 – Propriedades físicas dos fluidos

Propriedades	Petróleo	Água
Massa específica (kg/m ³)	921,8241	942,5
Massa molar estimada (kg/kmol)	377,882	18,02
Viscosidade (Pa.s)	0,02	0,00088
Saturação inicial	0,8	0,2

2) Análise de Injeção de água quente

De modo a se entender o comportamento dos métodos térmicos na recuperação de óleos pesados, foi proposto a injeção de água quente que apresenta uma diferença de temperatura com o óleo retido no reservatório. Levando em conta os trabalhos de Oliveira (2015) e Cunha (2010) foram inseridos os dados na Tabela 5.

Tabela 5 – Propriedades dos fluidos sob análise térmica

Propriedades	Petróleo	Água
Densidade (kg/m ³)	921,8241	942,5
Massa molar estimada (kg/kmol)	377,882	18,02
Viscosidade (Pa.s)	Eq. 6	Eq. 7
Capacidade calorífica (J/kg.K)	2092	4181,7

Condutividade térmica (W/m.K)	0,143	0,6069
Saturação inicial	0,8	0,2
Temperatura inicial (K)	323	370

Sabendo-se que a viscosidade é uma propriedade fortemente dependente da temperatura e pretendendo-se discutir esse comportamento qualitativamente, foram utilizadas correlações tanto para água (Equação 7) quanto para o óleo (Equação 6) que demonstram essa interação (OLIVEIRA, 2015).

$$\mu_{\text{óleo}} = 10^{-3} \exp \{ \exp[11,7613 - 2,099 \ln(Tf)] - 1,05 \} \quad (6)$$

$$\mu_{\text{água}} = \frac{2,185}{(40,12 + 0,0051547Tf)Tf - 1000} \quad (7)$$

$$Tf = 1,8Tk - 459,67 \quad (8)$$

Onde Tf é a temperatura dada em graus Fahrenheit e Tk é a temperatura na escala Kelvin.

5.6.2. Natureza da Modelagem

A natureza da modelagem é composta pelos parâmetros e considerações que são invariáveis em todas as simulações. Com isso visto, foram adotadas as seguintes considerações:

- Escoamento simulado no estado transiente com tempo total de 8760 h e passo de tempo de 87,6 h;
- Fluidos considerados contínuos e com fração volumétrica mínima de 10^{-6} ;
- Presença e influência do empuxo na direção cartesiana -z;
- Sem grandes variações na pressão no decorrer do processo.

No que concerne à injeção de fluidos, a vazão é a variável de maior interesse, pois é um dos fatores responsáveis pela viabilidade operacional do processo (OLIVEIRA, 2015). Com isso, baseando em estudos e cálculos realizados, as vazões testadas foram de 0,456621 kg/s, 0,639269 kg/s e 1,826484 kg/s.

Na Tabela 6 têm-se os parâmetros iniciais da simulação e na Tabela 7 as características gerais da mesma.

Tabela 6 – Considerações iniciais da simulação.

Parâmetros	Atribuições
Vazão de injeção (kg/s)	0,456621, 0,639269 e 1,826484
Velocidades cartesianas iniciais (m/s)	0
Coeficiente de arrasto	10

Tabela 7 – Considerações gerais da simulação.

Componentes da modelagem	Atribuições
Modelo de transferência de interface	Modelo de Mistura
Acoplamento pressão/velocidade	Rhie Chow Option (Second Order)
Esquema de interpolação para pressão	Trilinear

Esquema de interpolação para a velocidade	Trilinear
Esquema de adveccção	High Resolution
Critérios de convergência	1×10^{-6}
Número de loops por interação	5

Segundo Oliveira (2015), Rhie Chow é uma função de interpolação para a velocidade nas faces dos elementos a partir dos valores de centro dos volumes de controle, o esquema de interpolação trilinear é caracterizado por considerar as propriedades nas três dimensões cartesianas durante o processo de interpolação e o esquema High Resolution é o responsável por reduzir a incidência de erros de discretização e oscilações não-físicas em regiões de gradientes elevados.

5.7. Análise econômica

O método de análise econômica escolhido para esse trabalho foi o VPL que consiste em determinar nos dias atuais se um projeto será rentável (se $VPL > 0$) ou não (se $VPL < 0$) através do somatório dos fluxos de caixa anuais ao longo de todo tempo de operação.

Diversos custos são considerados no projeto, como:

- Custo médio de perfuração e completação de um poço vertical *onshore*;
- Custo de elevação e produção do óleo;
- Custo do tratamento e descarte da água produzida;
- Custo da injeção de água;
- Custo da injeção de água quente;
- Taxa mínima de atratividade (TMA) anual.

Todos esses custos são levados em conta no cálculo do VPL, bem como o valor que entra no projeto da produção acumulada de óleo quando vendida pelo preço do barril de petróleo atual.

6. RESULTADOS E DISCUSSÕES

Nessa seção são apresentados os resultados obtidos referentes ao modelo proposto, utilizando-se das condições iniciais discutidas anteriormente. De maneira preliminar, a primeira etapa realizada foi a avaliação qualitativa das malhas e em seguida os estudos de caso e a análise econômica.

6.1. Qualidade das malhas

Em simulações é extremamente necessário garantir que os resultados apresentados sejam confiáveis. Na fluidodinâmica computacional essa confiabilidade pode ser assinalada pela qualidade do domínio, onde as malhas apresentam diferentes números e configurações de elementos que podem alterar os resultados.

É esperado que um maior número de elementos forneça resultados mais precisos, entretanto, atrelado a isso, é necessário levar em conta o tempo de simulação e o tamanho do domínio geométrico quando trabalha-se com estudos de reservatórios. Por isso é de grande valia encontrar um domínio que seja confiável e que não acarrete em grandes custos computacionais. A Tabela 8 exibe os dados de qualidade para as malhas trabalhadas.

Com os resultados obtidos, nota-se que todas as malhas apresentam boa confiabilidade devido a sua alta qualidade. Buscando o melhor caminho que alinhe qualidade com menor custo computacional as malhas escolhidas para a injeção *five-spot* e *nine-spot* foram as com 253 mil elementos.

O critério de qualidade *aspect ratio* mede o quanto uma das dimensões do elemento é diferente das outras, quanto maior seu valor maior a qualidade da malha, os elementos são mais uniformes. Já o critério de *orthotnal quality* é geralmente usado para avaliar a qualidade do formato da malha, bem como distorções na estrutura da mesma. Quanto maior seu valor, mais qualidade a malha apresenta.

Tabela 8 – Análise da qualidade das malhas.

Malhas	Critérios de Qualidade		
	<i>Aspect ratio</i>	<i>Orthogonal quality</i>	Qualidade média
5 spot – 116 mil elementos	77,32%	87,15%	82,23%
5 spot – 253 mil elementos	77,65%	88,15%	82,9%
5 spot – 507 mil elementos	77,48%	88,56%	83,02%
9 spot – 153 mil elementos	75,53%	87,19%	81,36%
9 spot – 253 mil elementos	77,49%	88,08%	82,78%
9 spot – 522 mil elementos	71,91%	88,21%	80,06%

6.2. Caso isotérmico – injeção de água

Foram simulados doze casos referentes a injeção de água em condições isotérmicas, três para cada sistema de injeção onde variava-se a vazão de injeção. Os sistemas de injeção utilizados, como mencionado anteriormente, foram: *five-spot*, *five-spot* invertido, *nine-spot* e *nine-spot* invertido.

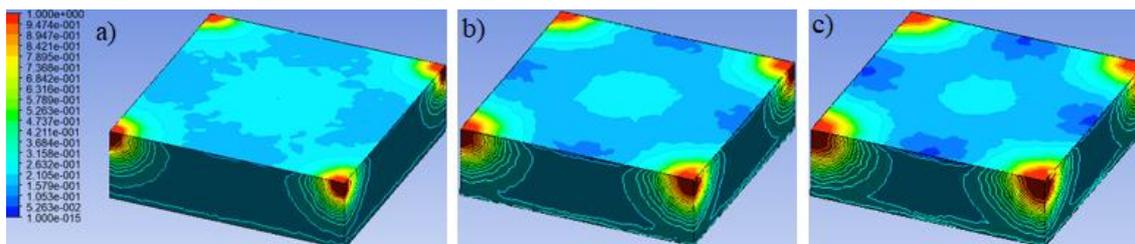
As vazões utilizadas para todo sistema foram de 39,45 m³/d, 55,23 m³/d e 157,8 m³/d, ou seja, a depender do cenário e sistema de injeção utilizado a vazão de cada poço injetor sofria alterações.

Considerou-se que o reservatório inicialmente apresentava uma saturação de 80% de óleo e 20% de água conata. Para todas simulações foi adotado um passo de tempo 87,6 h e um tempo final de injeção de água de 8760 h, o que corresponde a um ano.

1) *Five-spot* com vazão de 39,45 m³/d

A Figura 25 representa o contorno geral do sistema que é mostrado para a visualização da formação de gradientes do escoamento de água coletados em três tempos distintos.

Figura 25 – Escoamento de água nos intervalos de 2920h, 5840h e 8760h.



Fonte: Autor (2021).

Com o constante avanço das zonas de água ao longo do tempo de injeção e adicionalmente a imiscibilidade total entre o óleo do reservatório e o fluido injetado, a água é capaz expulsar o petróleo presente nos poros das rochas e ocupar seu lugar, enquanto o hidrocarboneto se desloca rumo ao poço produtor, ocorrendo assim, a produção de óleo.

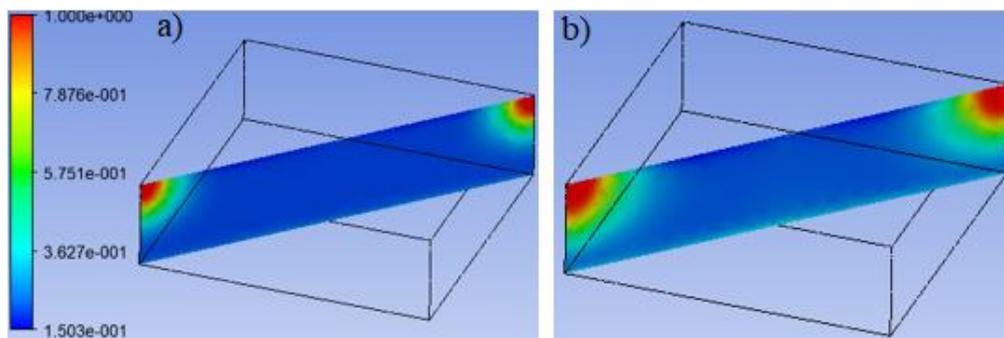
Conforme o tempo passa e a água vai sendo injetada no reservatório é possível observar o perfil simétrico e radial em todos os quatros poços injetores, que ocorre pela diferença de pressão entre os poços injetores e o poço produtor central e também pela homogeneidade das propriedades de porosidade e permeabilidade.

Esse perfil de escoamento é condizente com o encontrado na literatura afirmado por Hurst (1951) e Higgins et al. (1961) para o sistema *five-spot* em recuperação

secundária com injeção de água, logo a modelagem apresentou um resultado condizente com a teoria.

A Figura 26 apresenta uma nova forma de visualização do influxo de água ao longo do tempo em um plano vertical diagonal que abrange dois poços injetores e o produtor.

Figura 26 – Escoamento de água nos intervalos de 2920h e 8760h no plano vertical.



Fonte: Autor (2021).

Seguindo o esperado, de acordo com a Figura 26, a fração volumétrica da água escoou a partir dos poços injetores de maneira radial. Ao longo do tempo, o óleo é produzido e a saturação de água no sistema aumenta.

Na realização de uma análise quantitativa, um dos principais fatores que corroboram com a eficiência da recuperação de óleo é o fator de recuperação (%FR), que representa o volume de óleo que foi extraído do reservatório. Utilizando a função calculadora do próprio *software* de simulação é possível obter o fator de recuperação do cenário em questão, que foi de 40,57%. Esse valor é um resultado considerável quando se trata de um método de recuperação secundário aplicado a óleos pesados e está de acordo com a literatura (SHENG e CHEN, 2014).

Entretanto, observando a Figura 27 abaixo onde é exibido o fator de recuperação de todo cenário, nota-se que ao final do tempo de simulação o %FR obtido é de 52,45%. A discrepância dos valores ocorre por que além de óleo, com o passar do tempo, a água injetada como método de recuperação também é produzida. Ainda de acordo com a Figura 26 é notável como a curva do gráfico cresce bastante no começo e depois é estabilizada, isso ocorre devido principalmente a pressão inicial do reservatório ser elevada e a ocorrência do *breakthrough*, que é o momento em que a água atinge o poço produtor.

Figura 27 – Fator de recuperação do primeiro cenário avaliado

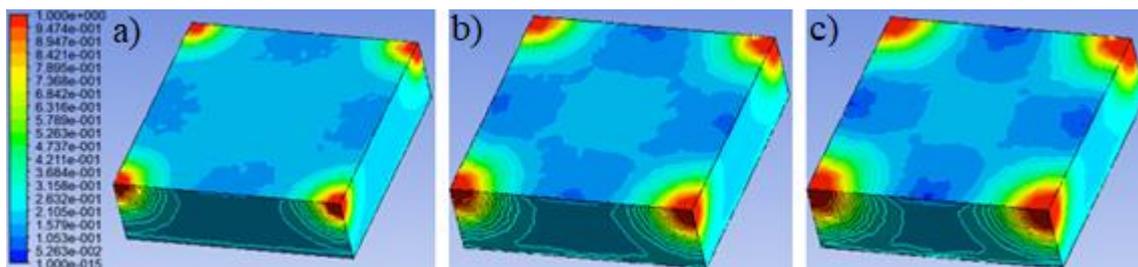


Fonte: Autor (2021).

2) *Five-spot* com vazão de 55,23 m³/d

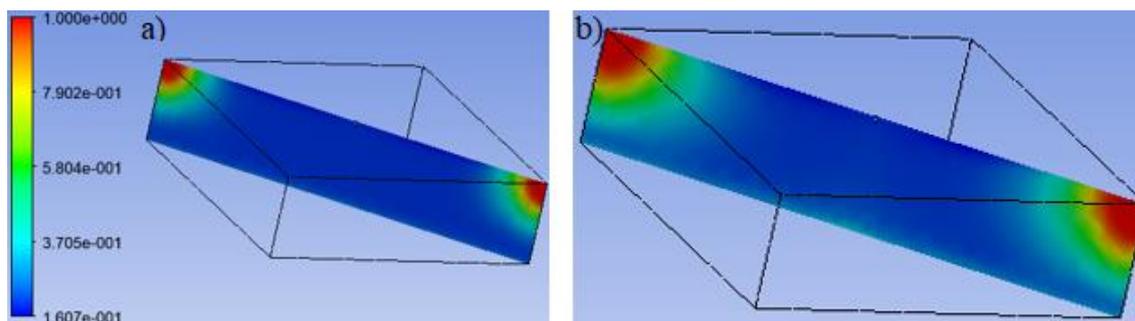
Como pode ser observado na Figura 28 abaixo, o escoamento de água ao longo do sistema continua com o mesmo comportamento anterior, todavia, visto que a vazão de injeção aumentou a quantidade de água no processo também é maior. O corte diagonal horizontal (Figura 29) também segue semelhante ao caso estudado anterior.

Figura 28 – Escoamento de água nos intervalos de 2920h, 5840h e 8760h.



Fonte: Autor (2021).

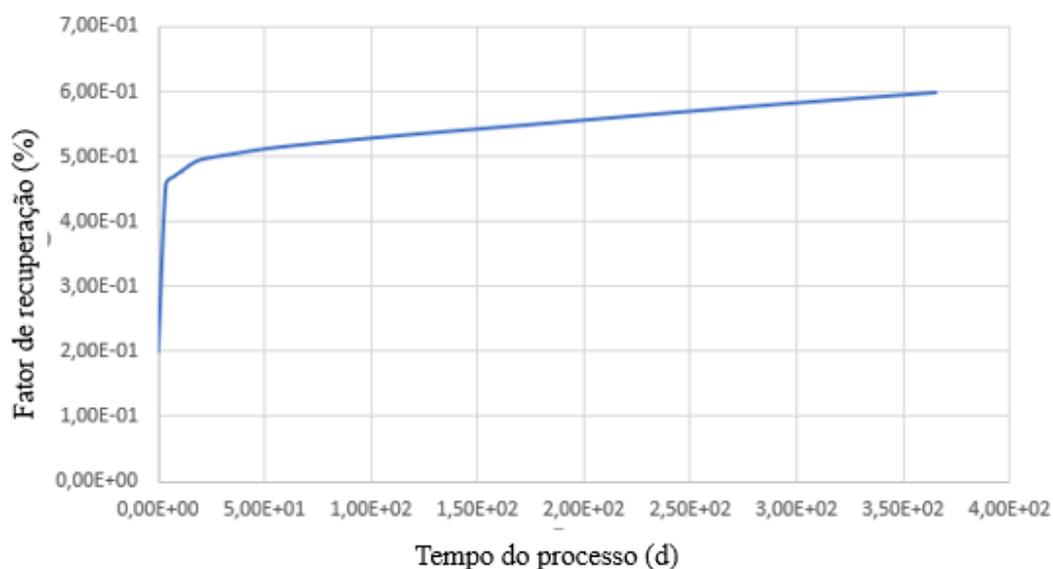
Figura 29 – Escoamento de água nos intervalos de 2920h e 8760h no plano vertical diagonal.



Fonte: Autor (2021).

De maneira esperada o gráfico do fator de recuperação para essa vazão (Figura 30) exhibe o mesmo comportamento que o cenário anterior. O %FR de óleo para a vazão de injeção de 55,23 m³/d foi de 41,93% o que configura um aumento de 1,36% do primeiro caso e o fator de recuperação total do sistema é de 53,35%, uma porção de água também foi produzida.

Figura 30 – Fator de recuperação do segundo cenário a validado.



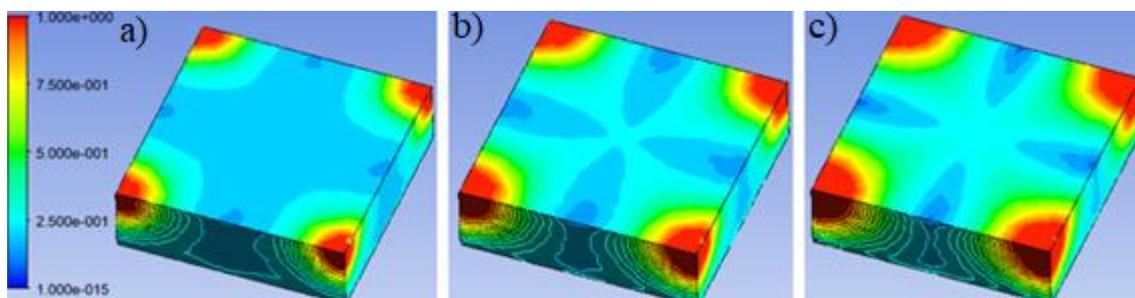
Fonte: Autor (2021).

3) *Five-spot* com vazão de 157,8 m³/d

Semelhante aos cenários anteriores o comportamento do escoamento de água para a última vazão escolhida se perpetua, seguindo com maior volume de água, como pode

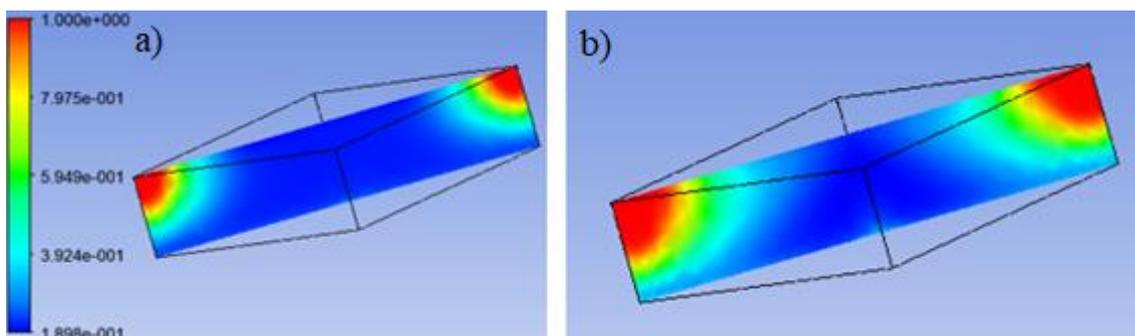
ser visto na Figura 31 para o contorno geral do sistema e na Figura 31 para o corte horizontal diagonal.

Figura 31 – Escoamento de água nos intervalos de 2920h, 5840h e 8760h.



Fonte: Autor (2021).

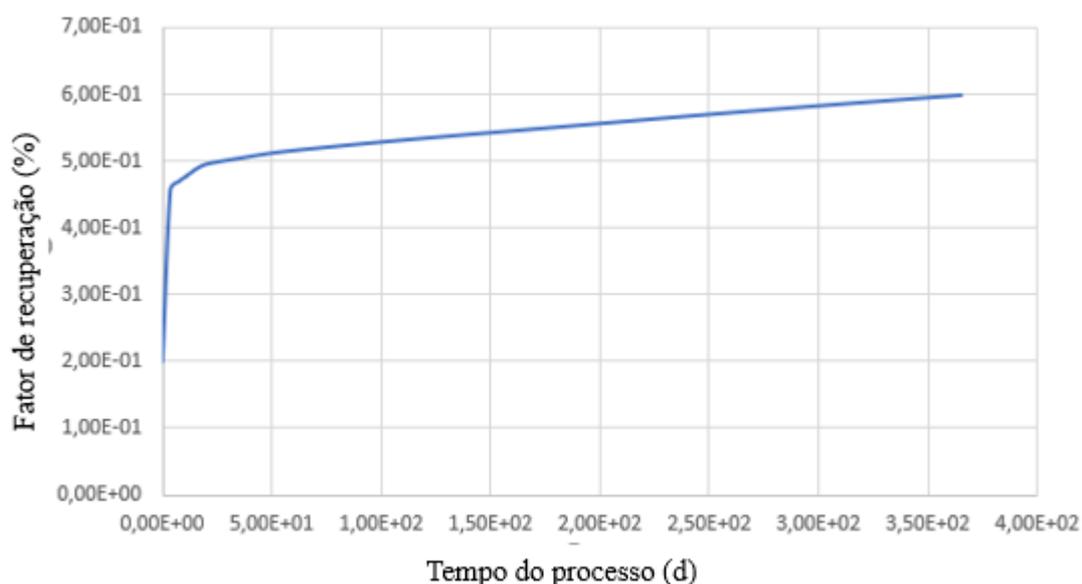
Figura 32 – Escoamento de água nos intervalos de 2920h e 8760h no plano vertical diagonal.



Fonte: Autor (2021).

O %FR de óleo para a última e maior vazão de injeção foi 49,35%, uma resposta muito acima da média dado as circunstancias do processo e o melhor até o momento, pois com o aumento da fração volumétrica de água entrando no sistema mais óleo é deslocado e produzido. Observando o gráfico abaixo (Figura 33) o %FR total do cenário é de 59,8% e o comportamento segue similar aos casos anteriores, com uma taxa bem elevada no começo que depois se estabiliza devido a produção de água.

Figura 33 – Fator de recuperação do terceiro cenário avaliado.

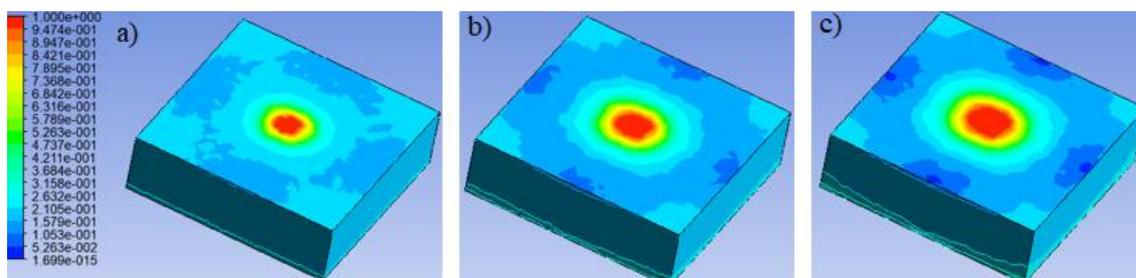


Fonte: Autor (2021).

4) *Five-spot* invertido com vazão de 39,45 m³/d

Nesse cenário ocorre a mudança no sistema de injeção, passando do *five-spot* para o *five-spot* invertido, ou seja, os poços injetores passam a ser produtores e vice-versa. A Figura 34 abaixo mostra o escoamento de água para essa configuração, é de fácil visualização a diferença para os casos tratados anteriormente, agora a água esco do único poço injetor central em forma radial.

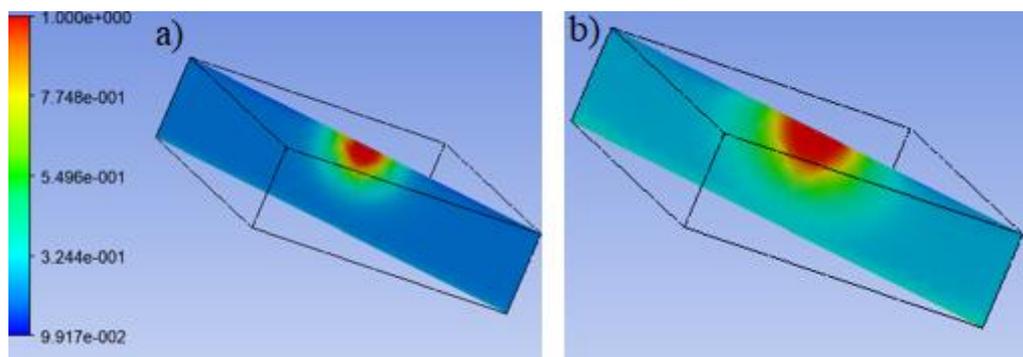
Figura 34 – Escoamento de água nos intervalos de 2920h, 5840h e 8760h.



Fonte: Autor (2021).

O comportamento do influxo horizontal segue o mesmo esquema, radiando do centro do plano para as extremidades em direção aos poços produtores (Figura 35).

Figura 35 – Escoamento de água nos intervalos de 2920h e 8760h no plano vertical diagonal.

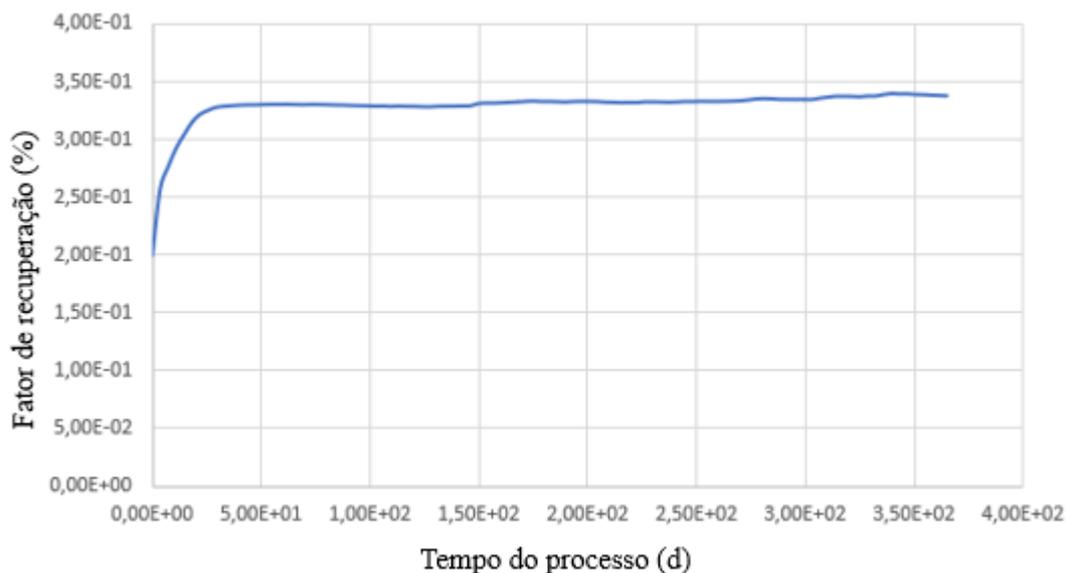


Fonte: Autor (2021).

O %FR de óleo para essa conjuntura apresentou resultado de 17,29%, bem abaixo dos anteriores, mostrando que para as características adotadas o modelo de injeção invertido não é animador. Isso ocorre por conta da influência dos demais poços produtores para a queda de pressão geral no sistema, além de que, um único poço injetor não é capaz de sustentar essa pressão que diminui pelos produtores.

A Figura 36 a seguir mostra o comportamento do fator de recuperação ao longo do tempo, observa-se que o fator de recuperação geral do sistema foi de 33,8%.

Figura 36 – Fator de recuperação do quarto cenário avaliado.

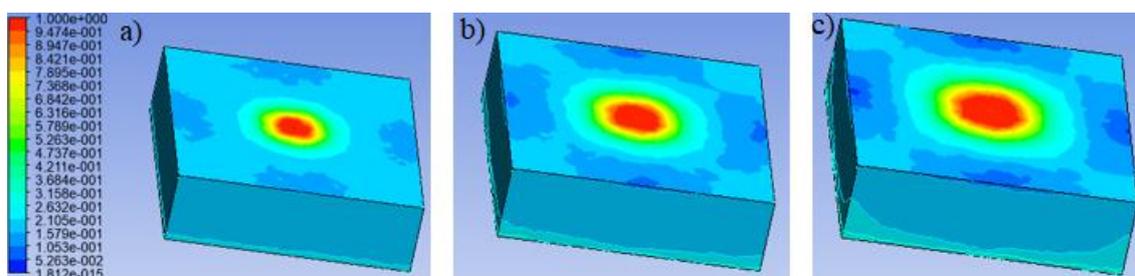


Fonte: Autor (2021).

5) *Five-spot* invertido com vazão de 55,23 m³/d

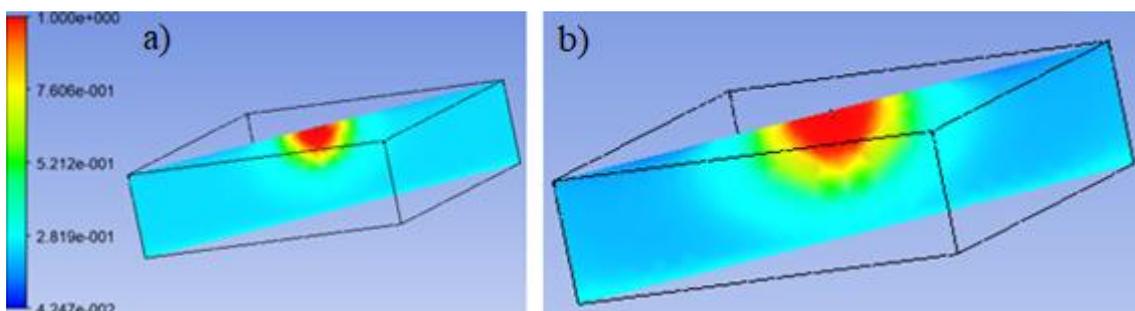
Igualmente como já explanado anteriormente, o comportamento para o escoamento de água continua seguindo da mesma forma. As Figuras 37 e 38 abaixo atestam isso.

Figura 37 – Escoamento de água nos intervalos de 2920h, 5840h e 8760h.



Fonte: Autor (2021).

Figura 38 – Escoamento de água nos intervalos de 2920h e 8760h no plano vertical diagonal.

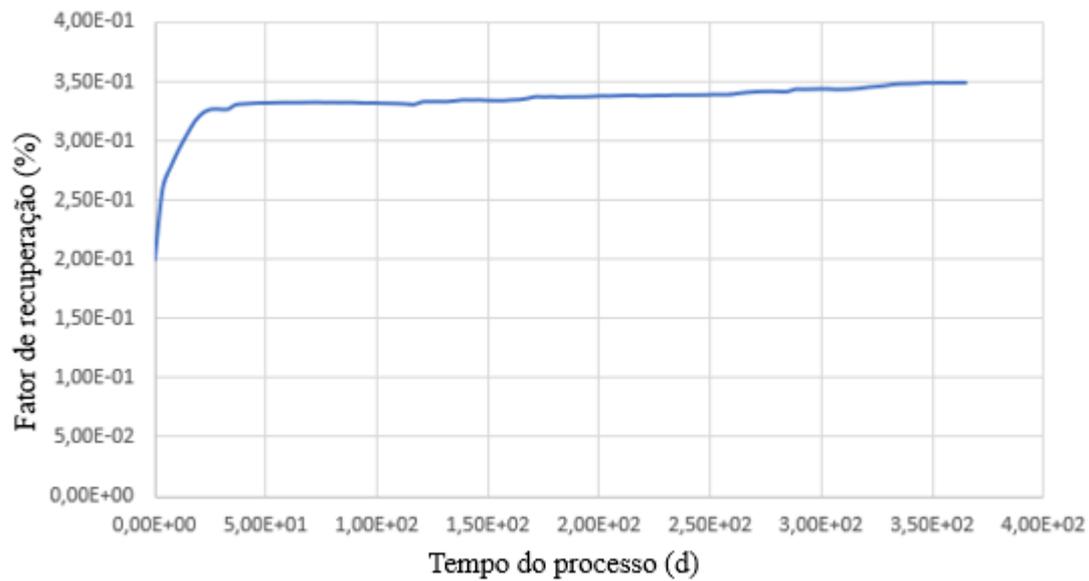


Fonte: Autor (2021).

Nesse contexto, o fator de recuperação de óleo obtido foi de 18,7%, um leve aumento trazido junto ao aumento da vazão. A Figura 39 explica o comportamento do %FR ao longo do tempo.

O aumento na vazão consegue fornecer também, um aumento na sustentação de pressão do sistema, mas como comentado anteriormente, não é suficiente para conseguir bons resultados de recuperação de óleo.

Figura 39 – Fator de recuperação do quinto cenário avaliado.

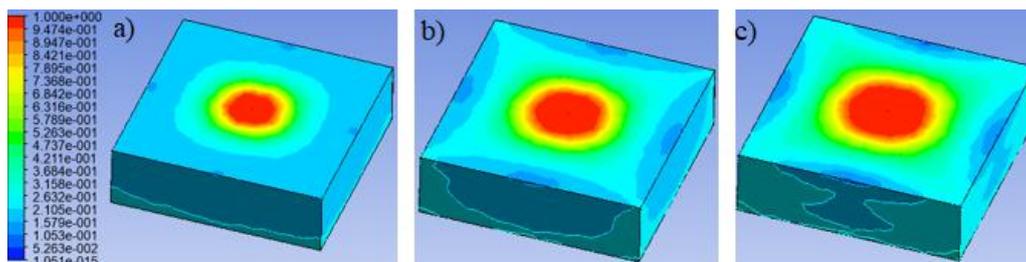


Fonte: Autor (2021).

6) *Five-spot* invertido com vazão de 157,8 m³/d

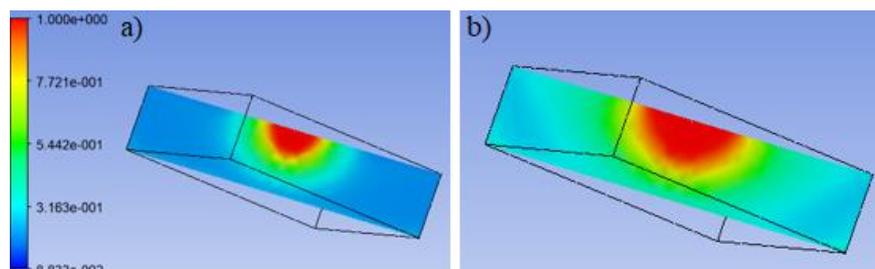
O aumento da quantidade de fluido injetado traz consigo uma maior área atingida pelo mesmo, seguindo o comportamento radial iniciando do centro do domínio. As Figuras 40 e 41 apontam esse fato.

Figura 40 – Escoamento de água nos intervalos de 2920h, 5840h e 8760h.



Fonte: Autor (2021).

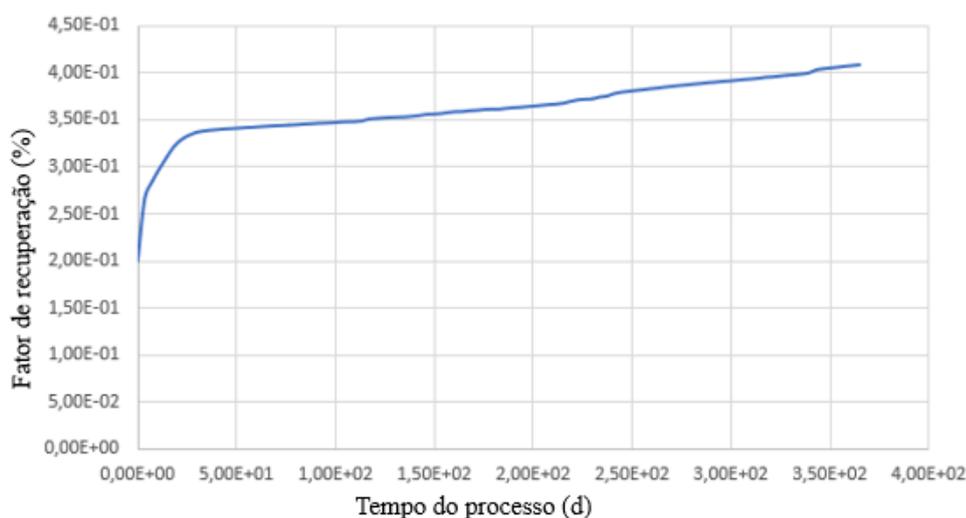
Figura 41 – Escoamento de água nos intervalos de 2920h e 8760h no plano vertical diagonal.



Fonte: Autor (2021).

Com as configurações apresentadas nessa hipótese o %FR de óleo obtido foi 26,1%, novamente a maior vazão apresenta um aumento considerável quando comparado as outras, contudo, esse sistema de injeção invertido não conseguiu resultados tão bons quanto o *five-spot* tradicional. A Figura 42 a seguir expõe o gráfico do %FR pelo tempo.

Figura 42 – Fator de recuperação do sexto cenário avaliado.



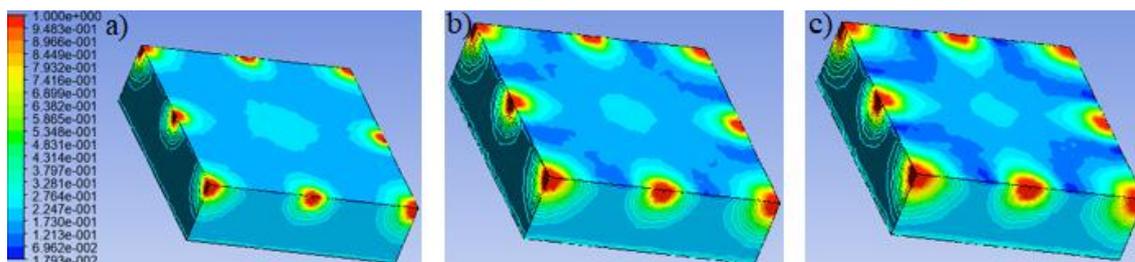
Fonte: Autor (2021).

7) *Nine-spot* com vazão de 39,45 m³/d

No presente cenário o sistema de injeção é alterado novamente, modifica-se de uma injeção com cinco pontos para uma de nove pontos, sendo oito poços injetores na periferia do domínio e um produtor no centro. As vazões testadas continuaram as mesmas divididas igualmente para os oito poços.

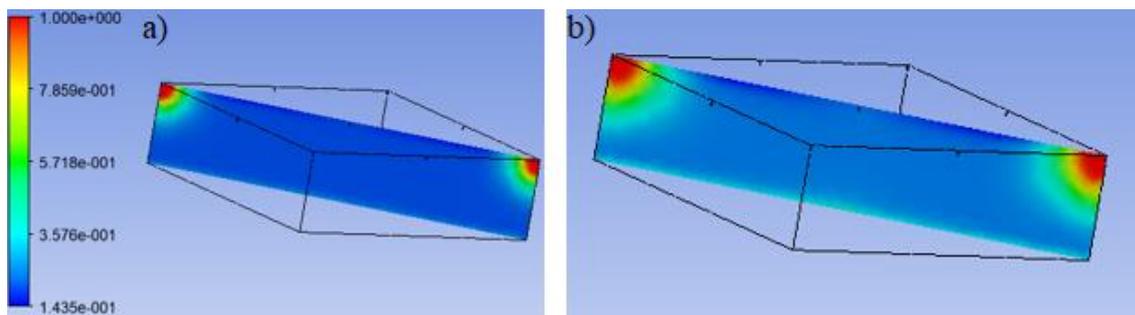
A Figura 43 a seguir exibe o escoamento de água nas condições descritas. Apesar da mudança do esquema de injeção o processo ocorre da mesma forma como explicado para o primeiro caso analisado e apresenta comportamento similar, a diferença agora é que há mais pontos de entrada de água no sistema, entretanto a quantidade é mantida igual. O corte diagonal (Figura 44) mostra o influxo de água também tendo seu comportamento mantido.

Figura 43 – Escoamento de água nos intervalos de 2920h, 5840h e 8760h.



Fonte: Autor (2021).

Figura 44 – Escoamento de água nos intervalos de 2920h e 8760h no plano vertical diagonal.

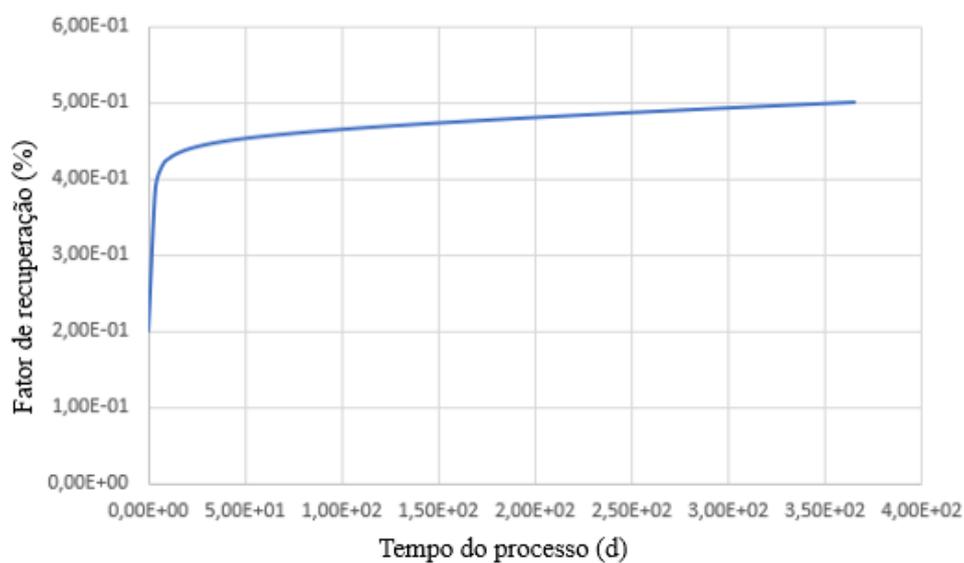


Fonte: Autor (2021).

O %FR de óleo é de 37,57%, abaixo do constatado para o cenário *five-spot* com a mesma vazão, essa diminuição ocorre principalmente pelo fato do sistema atingir o *breakthrough* mais cedo, pois, apesar do mesmo volume de água estar sendo injetado, existem mais pontos de injeção o que permite que o fluido injetado escoe mais rápido. A Figura 45 mostra o gráfico do fator de recuperação pelo tempo.

Além disso, a imiscibilidade do fluido dificulta o deslocamento de óleo pela água e como, nesse cenário, o fluido é injetado em diversos pontos diferentes do sistema ocorre a facilitação de formação de caminhos preferenciais para que a água chegue mais rápido ao poço produtor central.

Figura 45 – Fator de recuperação do sétimo cenário avaliado.

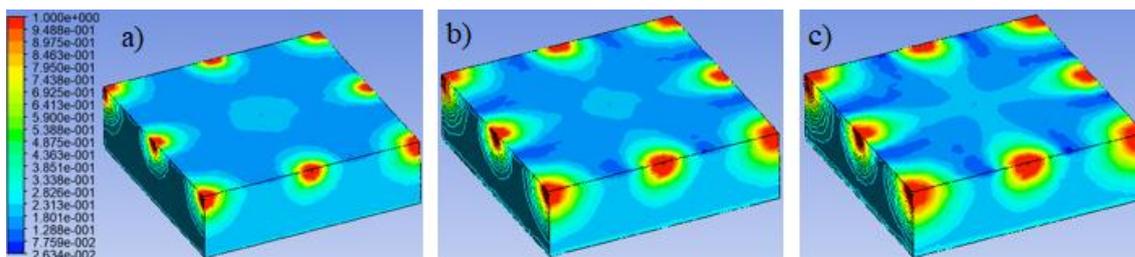


Fonte: Autor (2021).

8) *Nine-spot* com vazão de 55,23 m³/d

Seguindo a lógica apresentada, o escoamento do fluido injetado segue a mesma conduta da hipótese anterior, com um aumento do volume de água no sistema. As Figuras 46 e 47 ilustram isso.

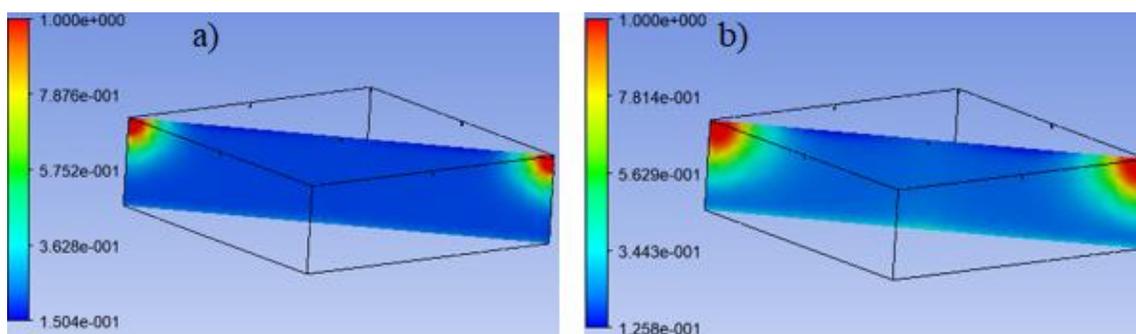
Figura 46 – Escoamento de água nos intervalos de 2920h, 5840h e 8760h.



Fonte: Autor (2021).

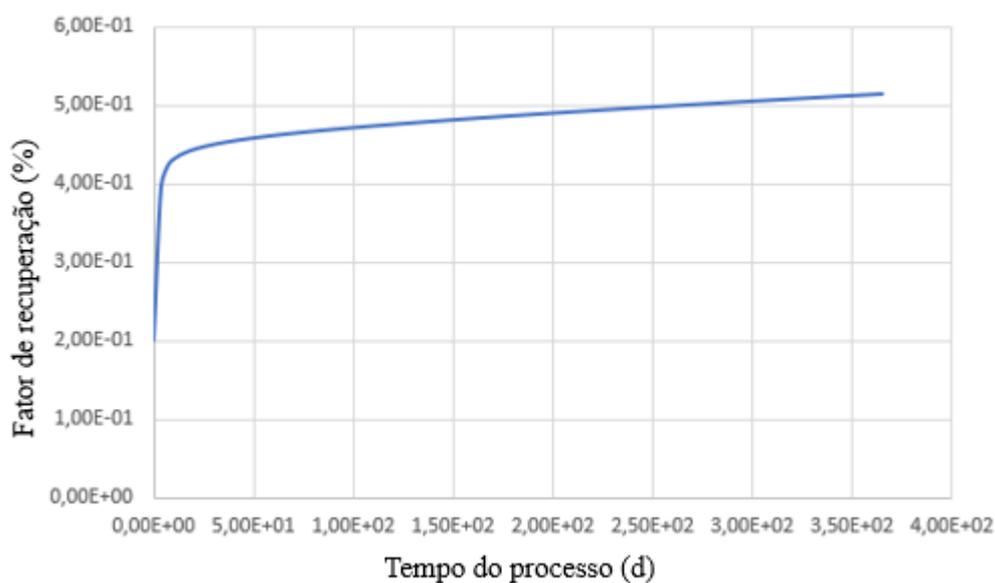
O fator de recuperação de óleo para o caso apresentado foi de 39,39%, novamente um valor menor do que no esquema *five-spot* e a explicação é a mesma discutida anteriormente. A Figura 48 mostra o gráfico de desempenho do %FR pelo tempo.

Figura 47 – Escoamento de água nos intervalos de 2920h e 8760h no plano vertical diagonal.



Fonte: Autor (2021).

Figura 48 – Fator de recuperação do oita vo cenário avaliado.



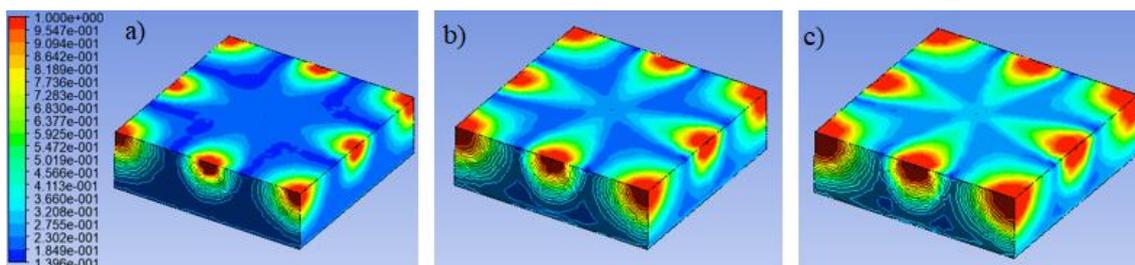
Fonte: Autor (2021).

9) *Nine-spot* com vazão de 157,8 m³/d

As Figuras 49 e 50 apontam que o influxo da água que entra no sistema se porta da mesma forma radial como os anteriores.

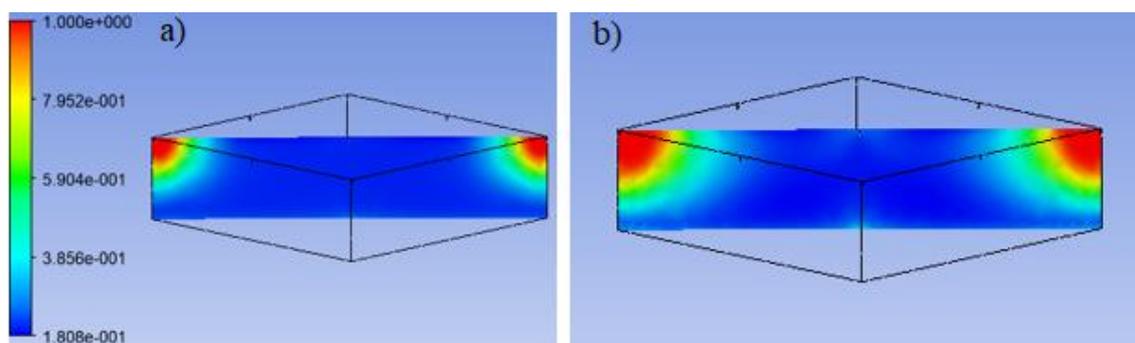
A porcentagem de óleo retirado para esse cenário foi de 48%, a melhor seguindo essas configurações, reforçando mais uma vez que a maior vazão analisada está fornecendo o maior fator de recuperação. A Figura 51 mostra o gráfico de fator de recuperação do sistema durante o tempo de simulação, que apresenta uma curva de mesmo comportamento das anteriores para o sistema *nine-spot*.

Figura 49 – Escoamento de água nos intervalos de 2920h, 5840h e 8760h.



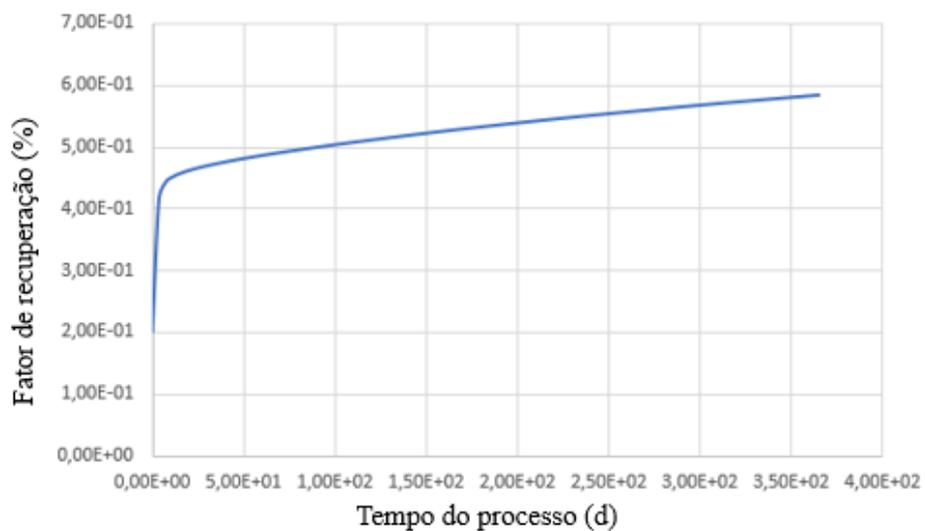
Fonte: Autor (2021).

Figura 50 – Escoamento de água nos intervalos de 2920h e 8760h no plano vertical diagonal.



Fonte: Autor (2021).

Figura 51 – Fator de recuperação do nono cenário avaliado.



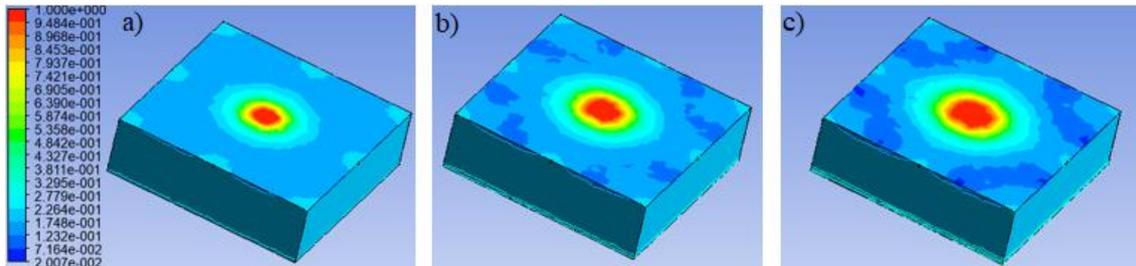
Fonte: Autor (2021).

10) *Nine-spot* invertido com vazão de 39,45 m³/d

Nos próximos casos o esquema de injeção será alterado, usando-se agora o sistema com nove pontos invertido, ou seja, têm-se oito poços produtores na periferia do domínio

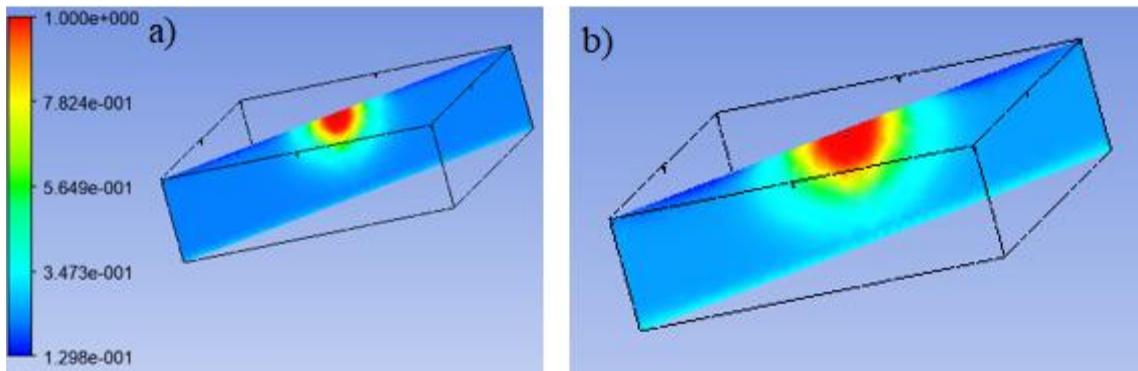
e apenas um poço injetor no centro. As Figuras 52 e 53 abaixo exibem a maneira que a água escoar ao longo tempo, de maneira similar ao esquema *five-spot* invertido tratado anteriormente.

Figura 52 – Escoamento de água nos intervalos de 2920h, 5840h e 8760h.



Fonte: Autor (2021).

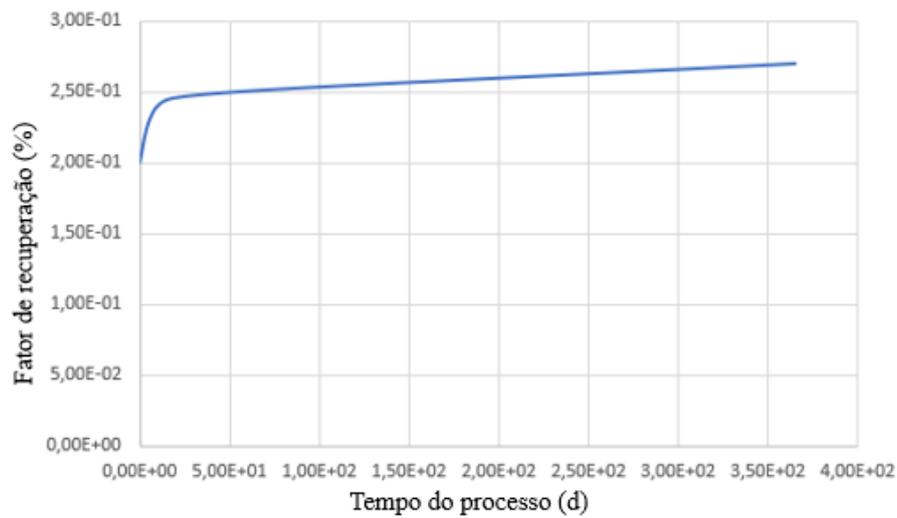
Figura 53 – Escoamento de água nos intervalos de 2920h e 8760h no plano vertical diagonal.



Fonte: Autor (2021).

A condição invertida fornece, novamente, um baixo fator de recuperação de óleo (8,7%) e uma alta produção de água, como pode ser visto na Figura 54 a seguir, devido a ocorrência do *breakthrough* cedo.

Figura 54 – Fator de recuperação do décimo cenário avaliado.

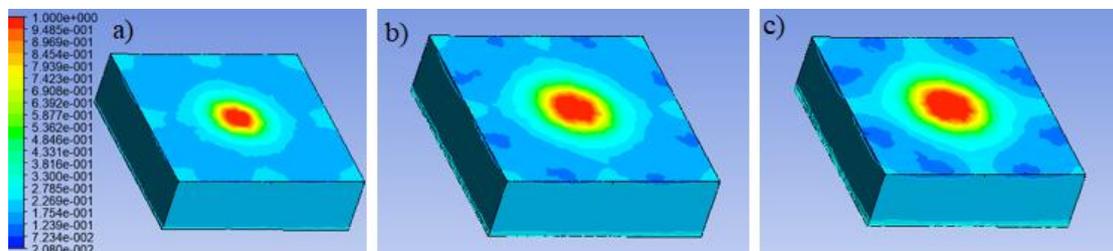


Fonte: Autor (2021).

11) *Nine-spot* invertido com vazão de 55,23 m³/d

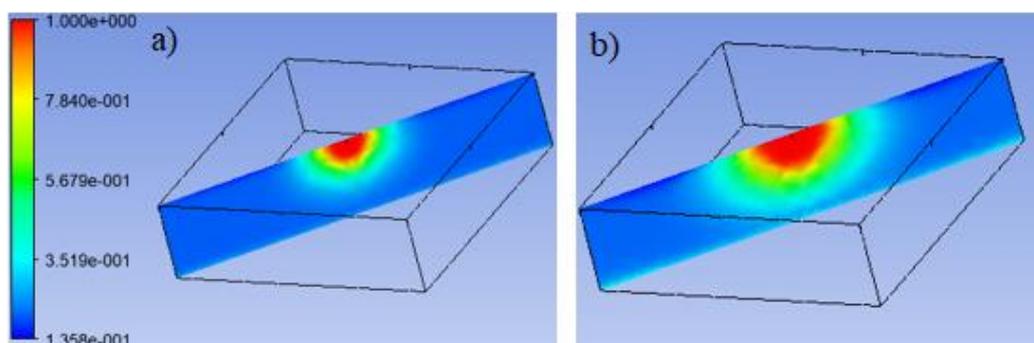
O escoamento da água para a segunda vazão testada com esse esquema é mostrado pelas Figuras 55 e 56. Observa-se o mesmo hábito, como esperado.

Figura 55 – Escoamento de água nos intervalos de 2920h, 5840h e 8760h.



Fonte: Autor (2021).

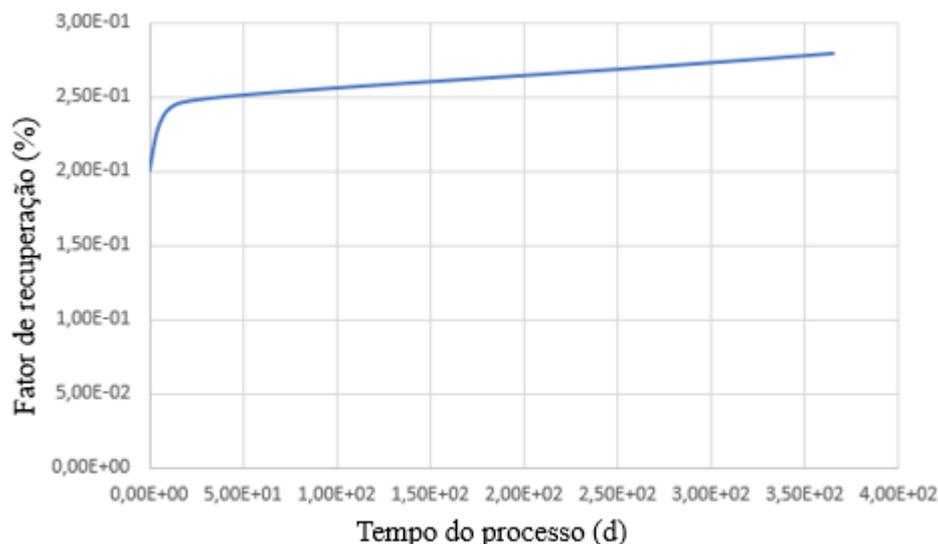
Figura 56 – Escoamento de água nos intervalos de 2920h e 8760h no plano vertical diagonal.



Fonte: Autor (2021).

Da mesma forma que ocorreu para *five-spot* invertido, o aumento de vazão provou um leve aumento no fator de recuperação de óleo (10%), entretanto, ainda continua valores baixos e inviáveis para um projeto. A recuperação total do sistema, incluindo água e óleo, pode ser visualizada na Figura 57 abaixo.

Figura 57 – Fator de recuperação do décimo primeiro cenário avaliado.



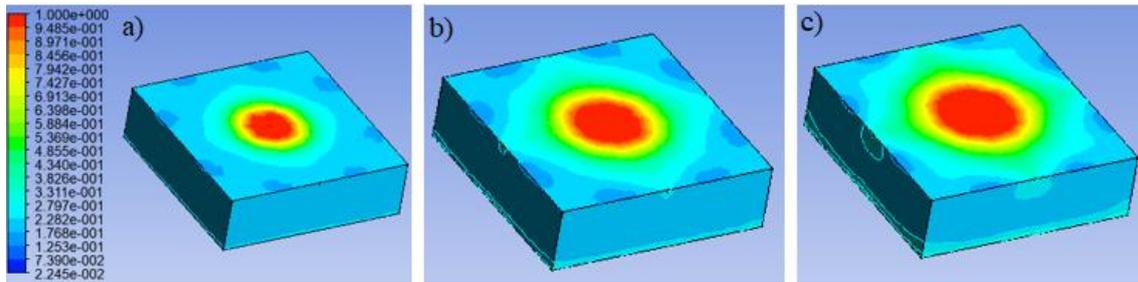
Fonte: Autor (2021).

12) *Nine-spot* invertido com vazão de 157,8 m³/d

As Figuras 58 e 59 apresentam o influxo da água que adentra o sistema e seu comportamento da mesma forma radial como os anteriores.

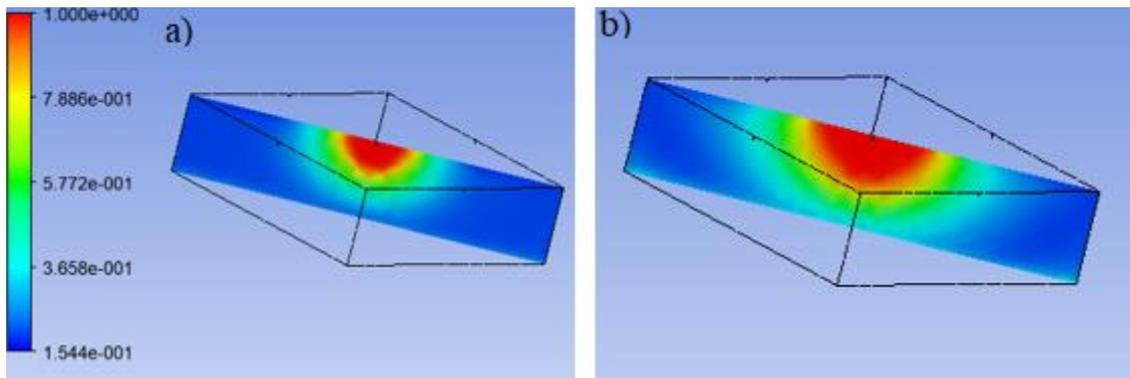
A porcentagem de óleo retirado para esse cenário foi de 18,5%, a melhor seguindo essa configuração com nove pontos invertidos, reforçando mais uma vez que a maior vazão analisada está fornecendo o maior fator de recuperação, contudo, o esquema de poços invertidos não é viável para as condições adotadas no trabalho. A Figura 60 exhibe o gráfico de fator de recuperação do processo durante o tempo de simulação, explanando uma curva de mesmo comportamento das anteriores para o sistema *nine-spot* invertido.

Figura 58 – Escoamento de água nos intervalos de 2920h, 5840h e 8760h.



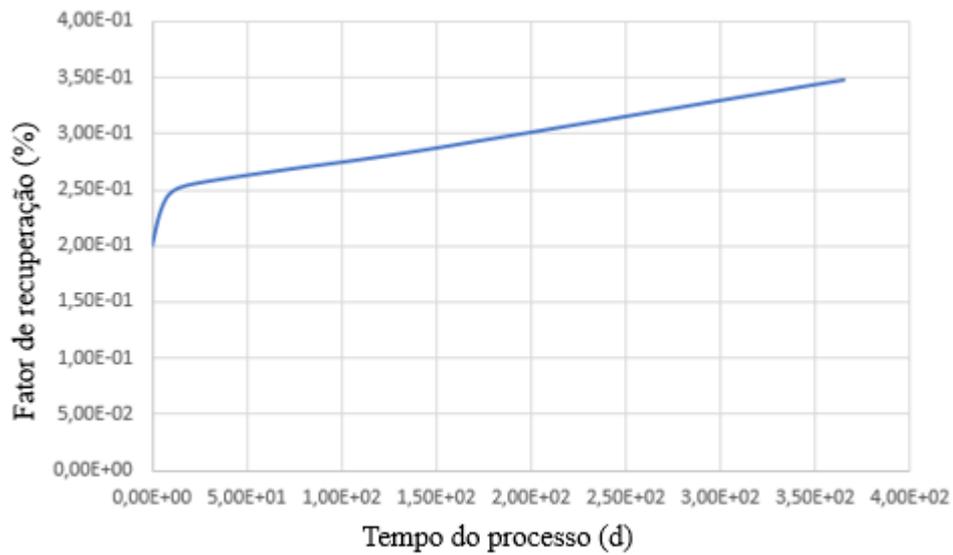
Fonte: Autor (2021).

Figura 59 – Escoamento de água nos intervalos de 2920h e 8760h no plano vertical diagonal.



Fonte: Autor (2021).

Figura 60 – Fator de recuperação do décimo segundo cenário avaliado.



Fonte: Autor (2021).

6.3. Caso não isotérmico – injeção de água quente

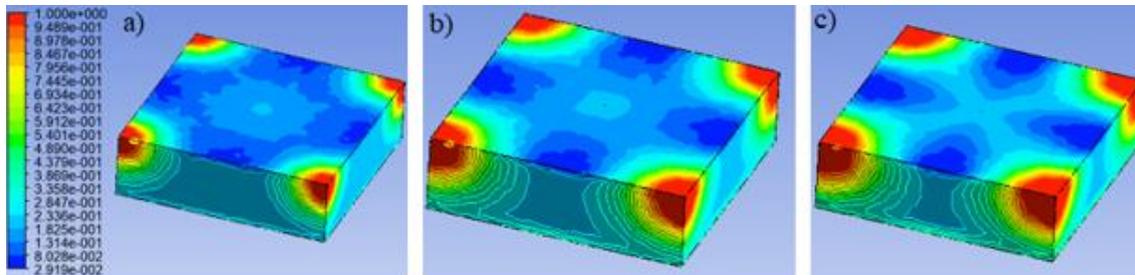
Assim como o caso isotérmico foram simulados os mesmos doze cenários, três para cada sistema de injeção onde variava-se a vazão de injeção da água quente. Os sistemas de injeção utilizados, como mencionado anteriormente, foram: *five-spot*, *five-spot* invertido, *nine-spot* e *nine-spot* invertido. As mesmas vazões de 39,45 m³/d, 55,23 m³/d e 157,8 m³/d, foram utilizadas para a hipótese não isotérmica

Novamente foi considerado a saturação inicial do reservatório sendo 80% óleo e 20% água. Para todas simulações foi adotado um passo de tempo 87,6 h e um tempo final de injeção de água de 8760 h, o que corresponde a um ano.

1) *Five-spot* com vazão de 39,45 m³/d

A Figura 61 exibe o comportamento da água ao longo de três intervalos de tempo selecionados. De acordo com a Figura 61, percebe-se que o avanço da frente de água para o caso térmico ocorreu a uma taxa maior que no caso isotérmico, bem como a fração volumétrica de água na trajetória dos poços injetores para o produtor.

Figura 61 – Escoamento de água nos intervalos de 2920h, 5840h e 8760h.



Fonte: Autor (2021).

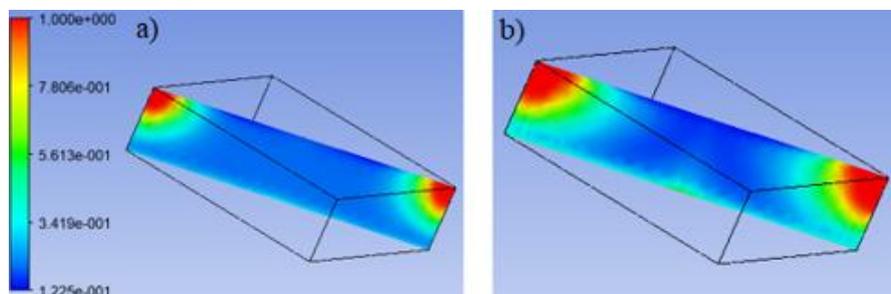
Esse fenômeno de aumento ocorre majoritariamente devido à redução da viscosidade do óleo, de acordo com a equação 6, pelo aumento da temperatura da formação causado pela injeção de um fluido mais quente.

Reiterando os conceitos apresentados para o caso isotérmico, o óleo é produzido pela imiscibilidade dos fluidos presentes que permite a água quente injetada interagir mecanicamente com o mesmo e expulsa-lo dos poros da rocha, rumo ao poço produtor.

A Figura 62 abaixo apresenta uma visualização horizontal do cenário, onde é possível perceber novamente o perfil simétrico e radial do escoamento da água. Esse feito

ocorre por dois principais motivos a homogeneidade das propriedades de porosidade e permeabilidade da formação e também pela diferença de pressão entre os poços injetores e o produtor.

Figura 62 – Escoamento de água nos intervalos de 2920h e 8760h no plano vertical.

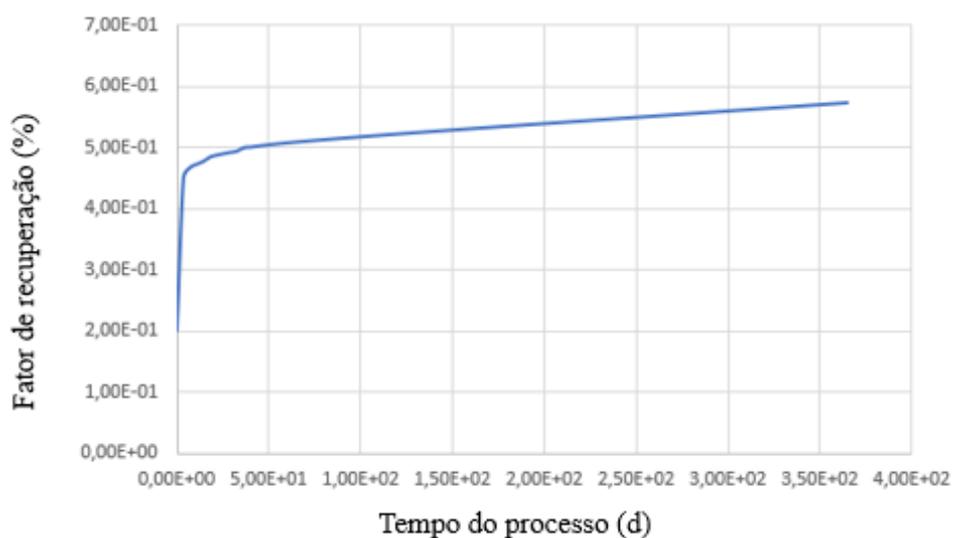


Fonte: Autor (2021).

Tratando do fator de recuperação de óleo, é possível calculá-lo através da função calculadora do próprio ANSYS CFX 16.0, o resultado obtido foi de 46,68% que representa um leve aumento quando comparado ao mesmo %FR obtido para esse cenário no caso isotérmico, todavia, o acréscimo nesse fator não aconteceu na intensidade esperada, possivelmente, a quantidade de fluido injetado não foi suficiente para atingir boa parte da formação e esquentar o óleo, diminuindo assim sua viscosidade e facilitando a produção.

Contudo, analisando a Figura 63 abaixo onde é exibido o fator de recuperação de todo cenário, observa-se que ao final do tempo de simulação o %FR obtido é de 57,3%. A discordância desses resultados ocorre porque além de óleo, com o passar do tempo, o fluido injetado como método de recuperação terciária é produzido em conjunto ao petróleo. Nota-se também que a curva do gráfico ascende intensamente no início e depois é estabilizada, isso ocorre devido a pressão inicial do reservatório ser elevada e a ocorrência do *breakthrough*.

Figura 63 – Fator de recuperação do primeiro cenário avaliado

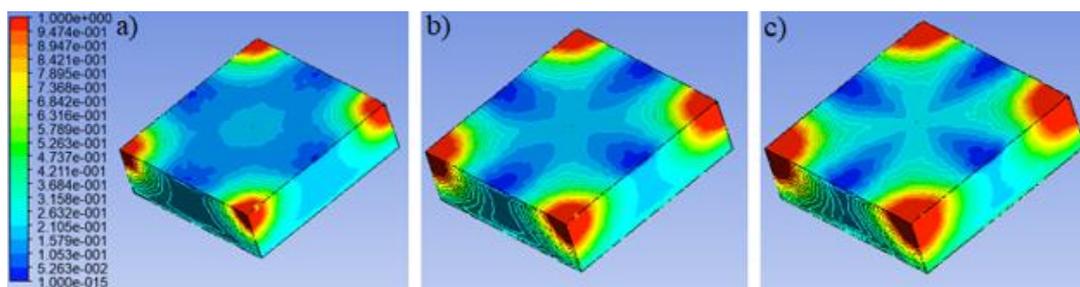


Fonte: Autor (2021).

2) *Five-spot* com vazão de 55,23 m³/d

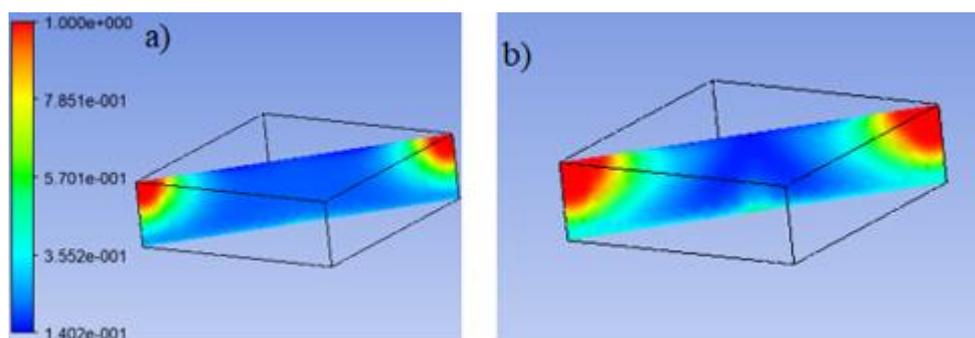
Conforme esperado, o avanço da frente de água é mais eficaz que o caso isotérmico, e o escoamento de água ao longo do sistema segue com o mesmo comportamento anterior (Figura 64). A vazão de injeção aumentou logo a quantidade de água no processo também é maior, o que possibilita uma maior sustentação de pressão. O corte diagonal horizontal (Figura 65) também segue semelhante ao caso estudado anteriormente.

Figura 64 – Escoamento de água nos intervalos de 2920h, 5840h e 8760h.



Fonte: Autor (2021).

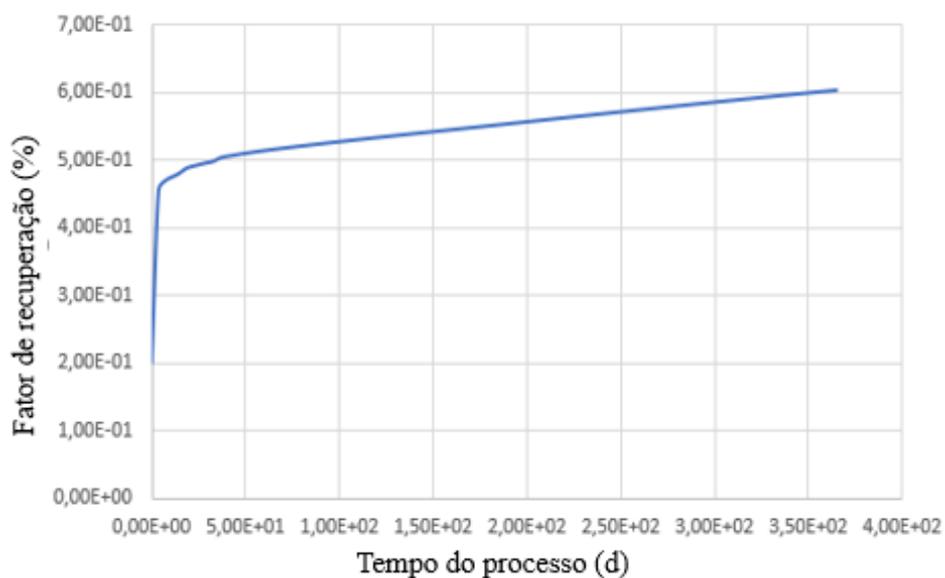
Figura 65 – Escoamento de água nos intervalos de 2920h e 8760h no plano vertical diagonal.



Fonte: Autor (2021).

O %FR de óleo para a vazão de injeção de 55,23 m³/d foi de 50,45% o que configura um aumento na casa de 9% do primeiro caso e o fator de recuperação total do sistema é de 60,4% (Figura 66), ou seja, uma porção de água também foi produzida.

Figura 66 – Fator de recuperação do segundo cenário avaliado.



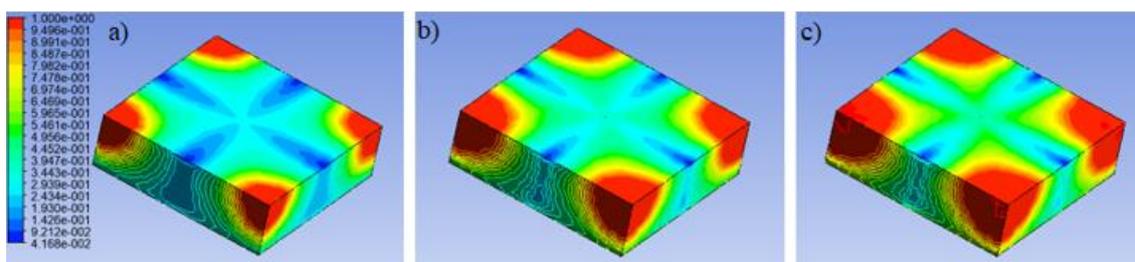
Fonte: Autor (2021).

3) *Five-spot* com vazão de 157,8 m³/d

Semelhante aos cenários anteriores o desempenho do escoamento de água para a última vazão escolhida se perpetua, apresentando a maior área atingida, como pode ser

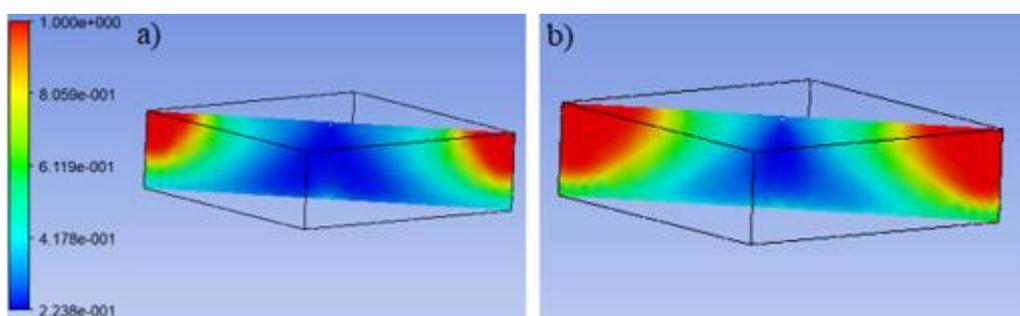
visto na Figura 67 para o contorno geral do sistema e na Figura 68 para o corte horizontal diagonal.

Figura 67 – Escoamento de água nos intervalos de 2920h, 5840h e 8760h.



Fonte: Autor (2021).

Figura 68 – Escoamento de água nos intervalos de 2920h e 8760h no plano vertical diagonal.

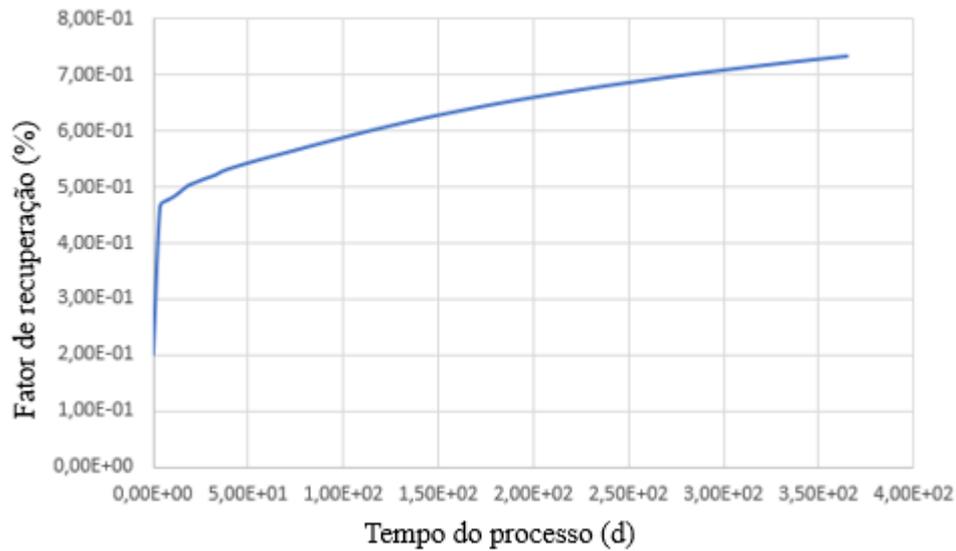


Fonte: Autor (2021).

O %FR de óleo para maior vazão de injeção foi 66,83%, uma resposta muito superior ao caso isotérmico do processo e o melhor resultado obtido, pois ao contrário da menor vazão estudada, o fluido injetado referente ao método térmico de recuperação consegue atingir grande parte do óleo, diminuindo sua viscosidade e fornecendo um grande aumento na produção do mesmo.

Observando o gráfico abaixo (Figura 69) o %FR total do cenário é de 73,5% e o comportamento segue similar aos casos anteriores, com uma taxa bem elevada no começo que depois se estabiliza devido a produção de água. Nota-se que apesar do aumento no volume de água injetado, a produção de água não foi menor, em porcentagem, do que os cenários anteriores.

Figura 69 – Fator de recuperação do terceiro cenário avaliado.

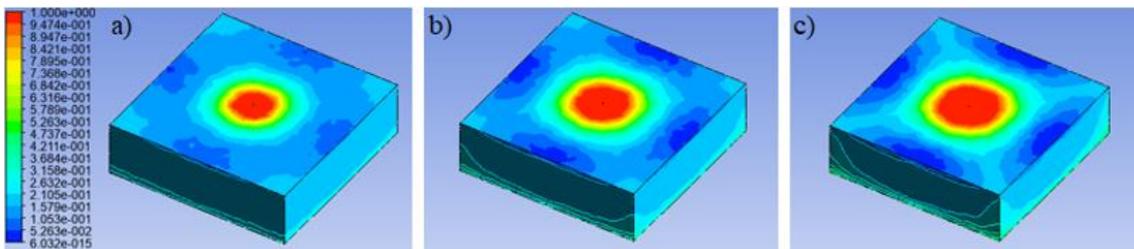


Fonte: Autor (2021).

4) *Five-spot* invertido com vazão de 39,45 m³/d

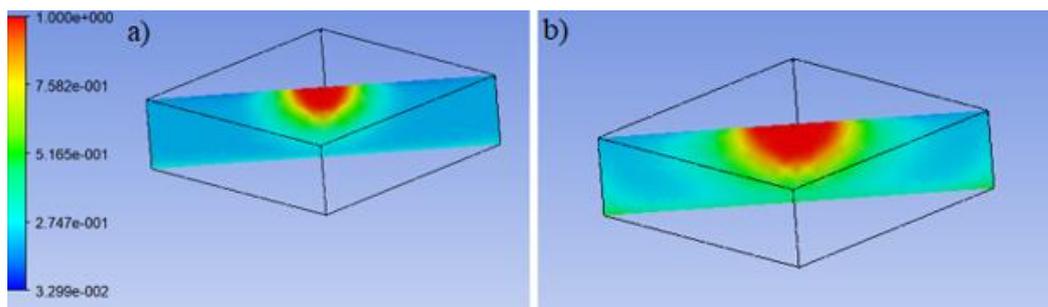
No presente cenário ocorre a mudança no sistema de injeção, passando do *five-spot* para o *five-spot* invertido, com isso, os poços injetores passam a ser produtores e vice-versa. A Figura 70 abaixo mostra o escoamento de água para essa configuração, o único poço injetor agora é o central e o escoamento da água é dado de maneira radial do centro para a periferia em trajetória aos poços produtores, também pode ser visualizado de forma horizontal na Figura 71, devido a homogeneidade do sistema.

Figura 70 – Escoamento de água nos intervalos de 2920h, 5840h e 8760h.



Fonte: Autor (2021).

Figura 71 – Escoamento de água nos intervalos de 2920h e 8760h no plano vertical diagonal.



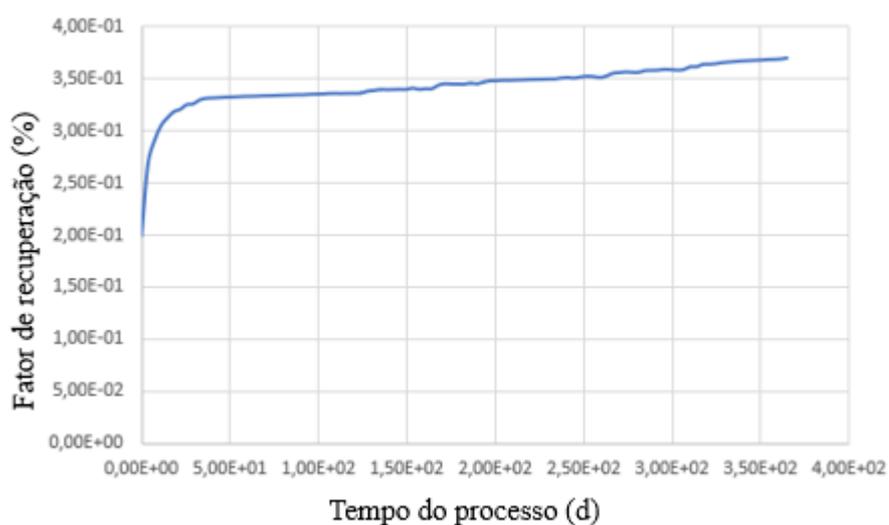
Fonte: Autor (2021).

O %FR de óleo para essa conjuntura apresentou resultado de 21,32%, bem abaixo dos anteriores e um pouco maior que o caso isotérmico, mostrando que para as características adotadas o modelo de injeção invertido não é animador e que referente ao tratamento térmico a vazão de 39,45 m³/d não apresenta bons resultados.

Esse grande decréscimo no fator de recuperação de óleo ocorre por conta da influência dos demais poços produtores para a queda de pressão geral no sistema, além de que, um único poço injetor não é capaz de sustentar essa pressão que diminui pelos produtores.

A Figura 72 a seguir mostra o comportamento do fator de recuperação ao longo do tempo, observa-se que o fator de recuperação geral do sistema foi de 37,1%.

Figura 72 – Fator de recuperação do quarto cenário avaliado.

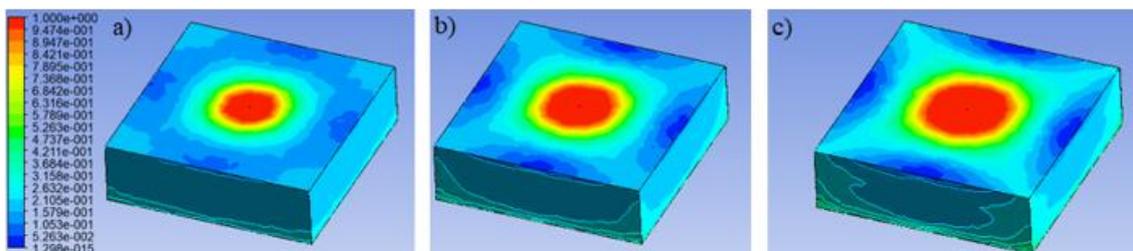


Fonte: Autor (2021).

5) *Five-spot* invertido com vazão de 55,23 m³/d

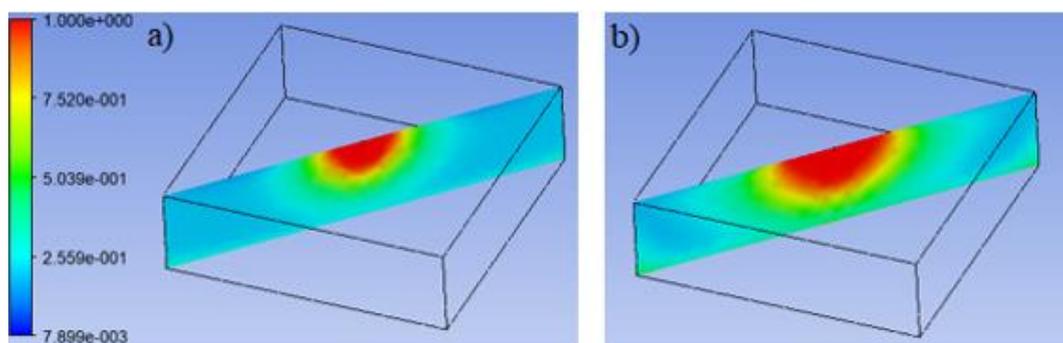
Igualmente como já citado anteriormente, o comportamento da fração volumétrica de água ao longo do tempo persiste da mesma forma. As Figuras 73 e 74 abaixo apontam isso.

Figura 73 – Escoamento de água nos intervalos de 2920h, 5840h e 8760h.



Fonte: Autor (2021).

Figura 74 – Escoamento de água nos intervalos de 2920h e 8760h no plano vertical diagonal.

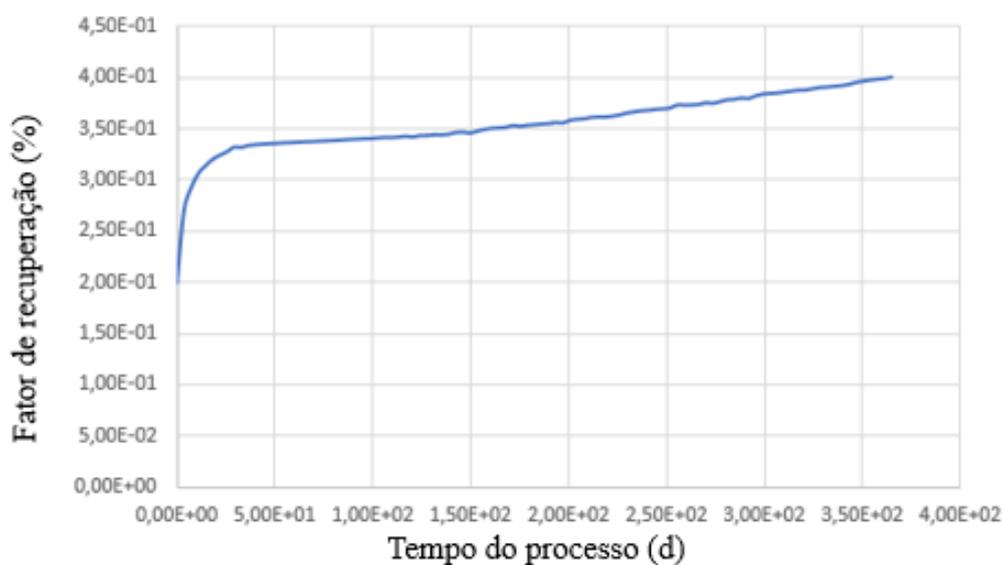


Fonte: Autor (2021).

Nesse contexto, o fator de recuperação de óleo obtido foi de 25,16%, um leve aumento trazido junto ao aumento da vazão, que fornece uma capacidade maior ao sistema para manter a pressão, além de aquecer uma maior área. A Figura 75 explana o comportamento do %FR ao longo do tempo.

O aumento na vazão consegue fornecer também, como mencionado, um aumento na sustentação de pressão do sistema, mas como comentado anteriormente, não é suficiente para conseguir bons resultados de recuperação de óleo, entretanto, são valores melhores que o caso isotérmico.

Figura 75 – Fator de recuperação do quinto cenário avaliado.

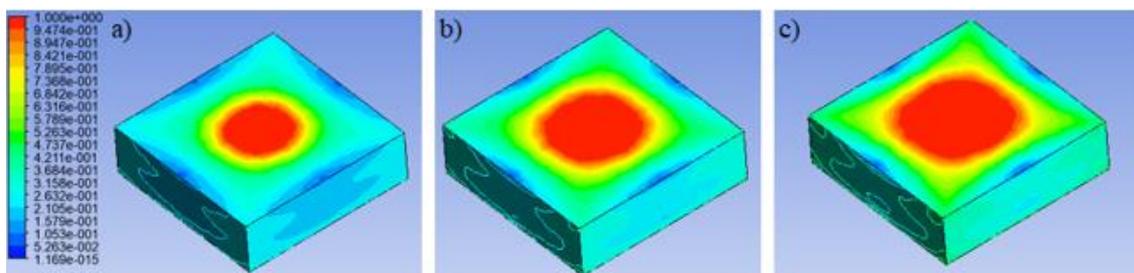


Fonte: Autor (2021).

6) *Five-spot* invertido com vazão de 157,8 m³/d

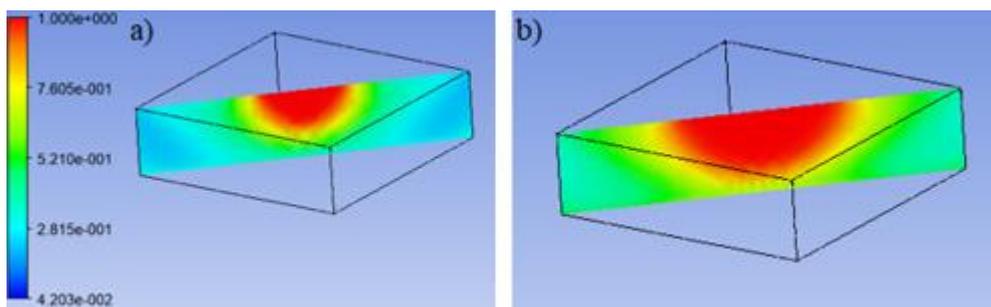
O acréscimo no volume de água injetada traz consigo uma maior área atingida e aquecida, seguindo o comportamento radial, como já explicado, iniciando do centro do domínio em direção aos poços produtores nas extremidades. As Figuras 76 e 77 atestam esse fato.

Figura 76 – Escoamento de água nos intervalos de 2920h, 5840h e 8760h.



Fonte: Autor (2021).

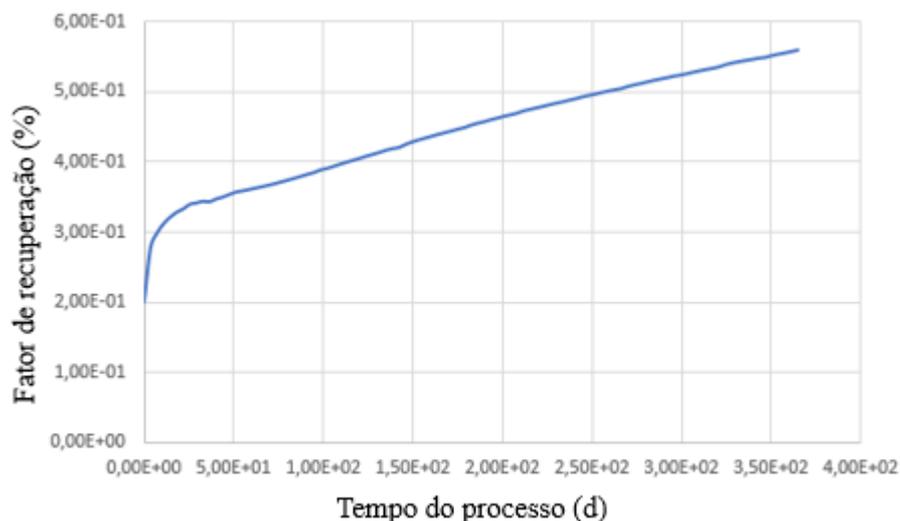
Figura 77 – Escoamento de água nos intervalos de 2920h e 8760h no plano vertical diagonal.



Fonte: Autor (2021).

Com as configurações apresentadas nessa hipótese o %FR de óleo obtido foi 44,86%, novamente a maior vazão apresenta um aumento considerável quando comparado as outras, contudo, apesar desse último cenário fornecer um fator de recuperação aceitável, o sistema de injeção invertido não conseguiu resultados tão bons quanto o *five-spot* tradicional com métodos térmicos. A Figura 78 a seguir expõe o gráfico do %FR pelo tempo.

Figura 78 – Fator de recuperação do sexto cenário avaliado.



Fonte: Autor (2021).

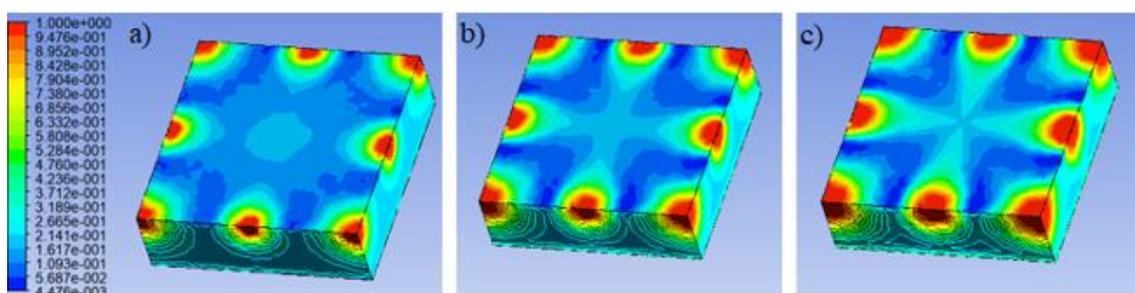
7) *Nine-spot* com vazão de 39,45 m³/d

No presente cenário o número de poços é alterado, modifica-se de uma injeção com cinco pontos para uma de nove pontos, sendo oito poços injetores na periferia do

domínio e um produtor no centro. As vazões testadas continuaram as mesmas divididas igualmente para os oito poços.

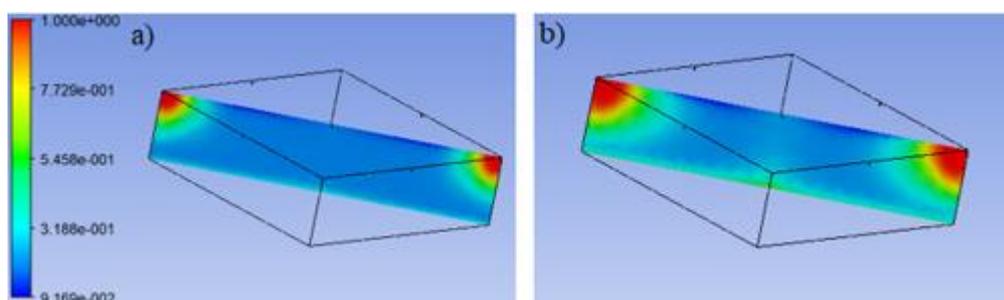
A Figura 79 a seguir expõe o escoamento de água nas condições descritas. Como explicado para o caso isotérmico, apesar da mudança do esquema de injeção o processo ocorre da mesma forma conforme mostrado para o primeiro caso analisado e apresenta comportamento similar, diferindo que há mais pontos de entrada de água no sistema, entretanto a quantidade é mantida igual. O corte diagonal (Figura 80) mostra o influxo de água também tendo seu comportamento mantido.

Figura 79 – Escoamento de água nos intervalos de 2920h, 5840h e 8760h.



Fonte: Autor (2021).

Figura 80 – Escoamento de água nos intervalos de 2920h e 8760h no plano vertical diagonal.

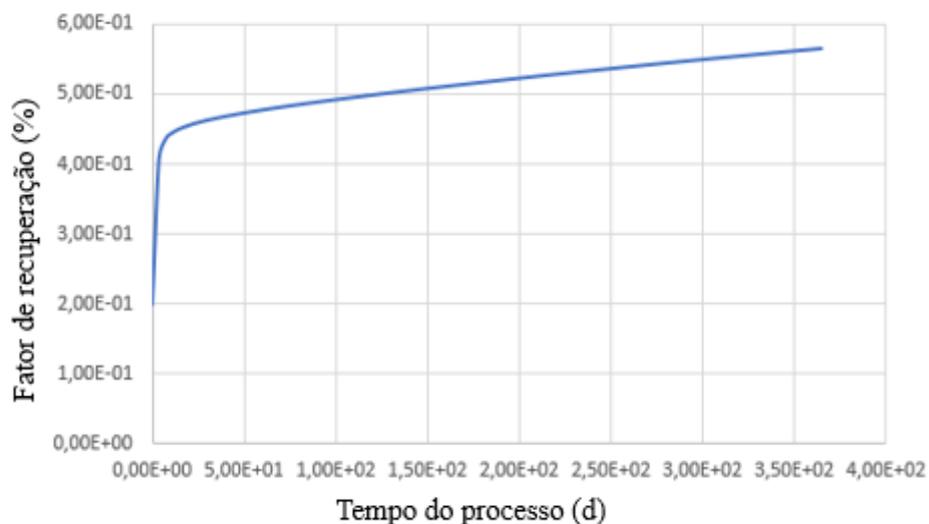


Fonte: Autor (2021).

O %FR de óleo é de 45,52%, assim como para o caso isotérmico, abaixo do constatado para o cenário *five-spot* com a mesma vazão. Da mesma forma, essa diminuição acontece devido ao fenômeno do *breakthrough* ocorrer de maneira rápida, pois, apesar do mesmo volume de água estar sendo injetado, existem mais pontos de injeção o que permite que o fluido injetado escoe mais rápido. A Figura 81 mostra o gráfico do fator de recuperação pelo tempo.

Apesar do fator de recuperação para o caso térmico ser maior que o caso isotérmico, a imiscibilidade dos fluidos continua dificultando o deslocamento de óleo pela água e como, nesse cenário, o fluido é injetado em diversos pontos diferentes do sistema ocorre a facilitação de formação de caminhos preferenciais para que a água chegue mais rápido ao poço produtor central.

Figura 81 – Fator de recuperação do sétimo cenário avaliado.

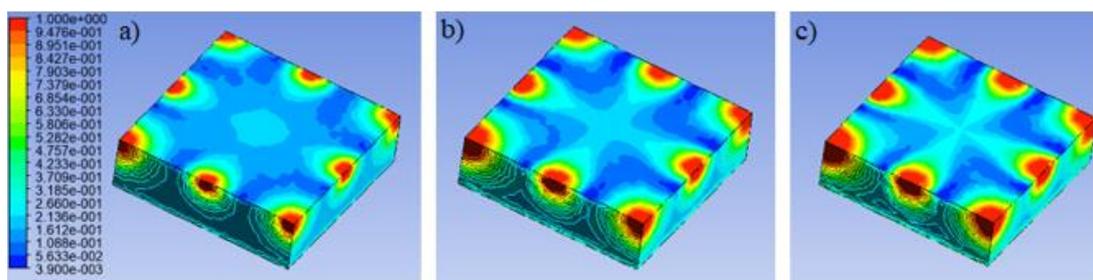


Fonte: Autor (2021).

8) *Nine-spot* com vazão de 55,23 m³/d

Conforme a lógica apresentada, o escoamento da água quente segue a mesma conduta da hipótese anterior, com um aumento do volume de água no sistema que possibilita um aumento no fator de recuperação de óleo. As Figuras 82 e 83 ilustram isso.

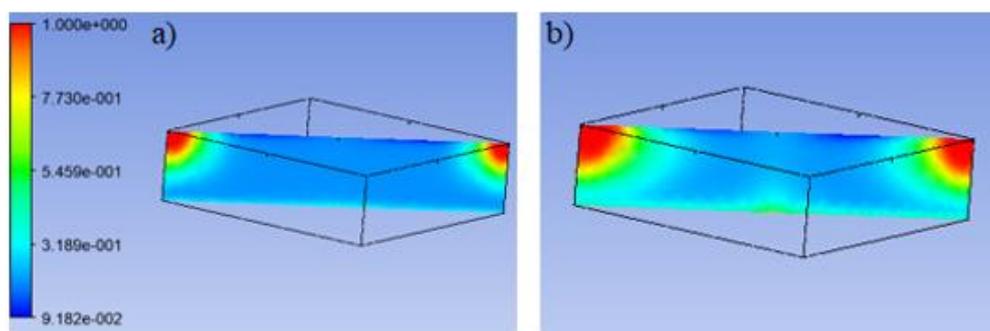
Figura 82 – Escoamento de água nos intervalos de 2920h, 5840h e 8760h.



Fonte: Autor (2021).

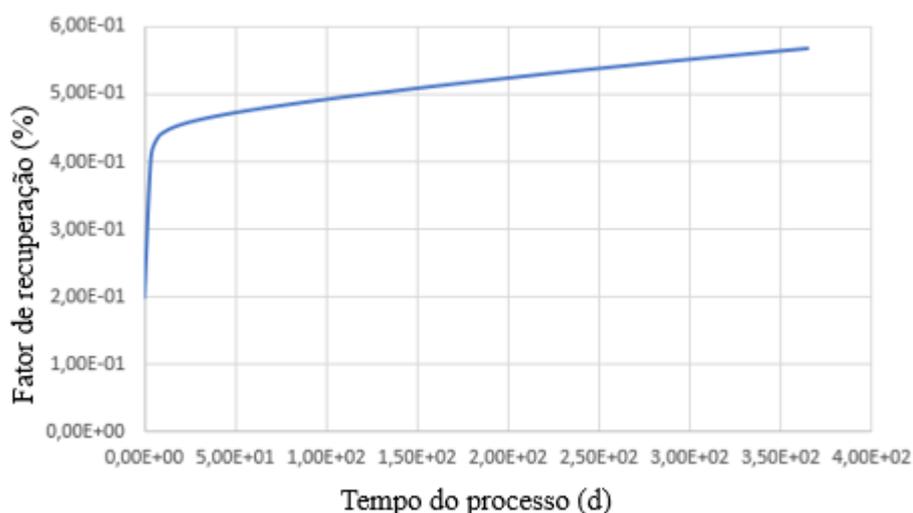
O fator de recuperação de óleo para a hipótese apresentada foi de 46,07%, novamente um valor um pouco menor do que no esquema *five-spot* tradicional e a explicação é a mesma discutida anteriormente, a chegada e produção de água pelo poço produtor que acarreta em um decréscimo de pressão. A Figura 84 mostra o gráfico de desempenho do %FR pelo tempo.

Figura 83 – Escoamento de água nos intervalos de 2920h e 8760h no plano vertical diagonal.



Fonte: Autor (2021).

Figura 84 – Fator de recuperação do oita vo cenário avaliado.



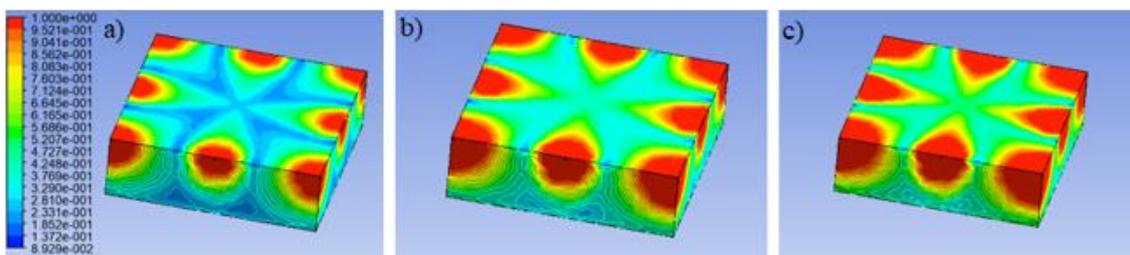
Fonte: Autor (2021).

9) *Nine-spot* com vazão de 157,8 m³/d

As Figuras 85 e 86 apontam que o influxo da água que entra no sistema se porta da mesma forma radial como os anteriores, entretanto, é de fácil percepção a diferença na área atingida pela água, ou seja, a área aquecida.

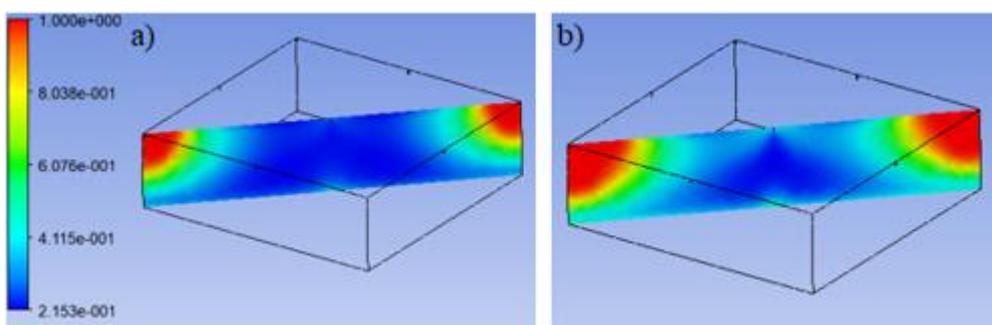
A porcentagem de óleo retirado para esse cenário foi de 65,82%, a melhor seguindo a configuração de nove pontos, reforçando mais uma vez que a maior vazão analisada está fornecendo o maior fator de recuperação, como citado anteriormente, pela grande área atingida e aquecida pelo fluido injetado. A Figura 87 mostra o gráfico de fator de recuperação do sistema durante o tempo de simulação, que apresenta uma curva de mesmo comportamento das anteriores para o sistema *nine-spot*.

Figura 85 – Escoamento de água nos intervalos de 2920h, 5840h e 8760h.



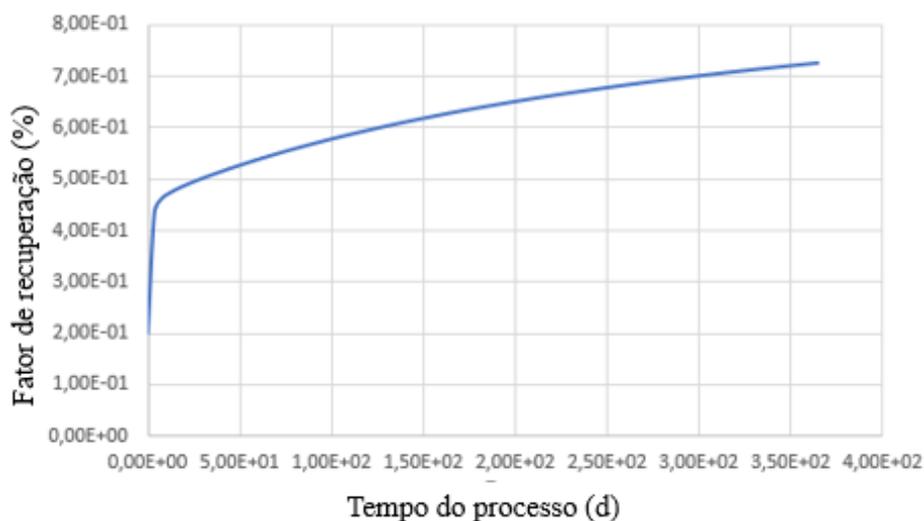
Fonte: Autor (2021).

Figura 86 – Escoamento de água nos intervalos de 2920h e 8760h no plano vertical diagonal.



Fonte: Autor (2021).

Figura 87 – Fator de recuperação do nono cenário avaliado.

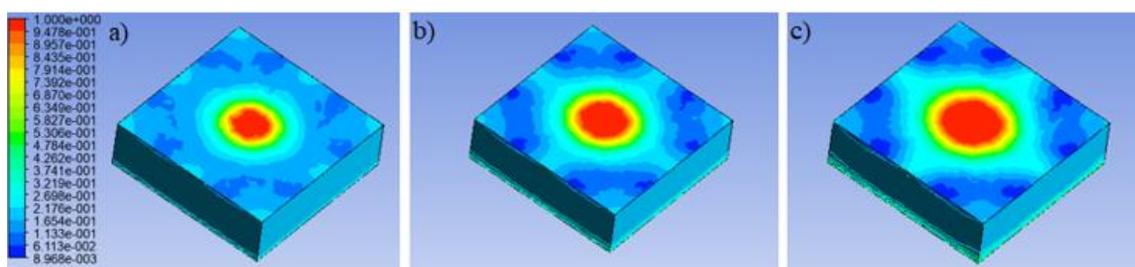


Fonte: Autor (2021).

10) *Nine-spot* invertido com vazão de 39,45 m³/d

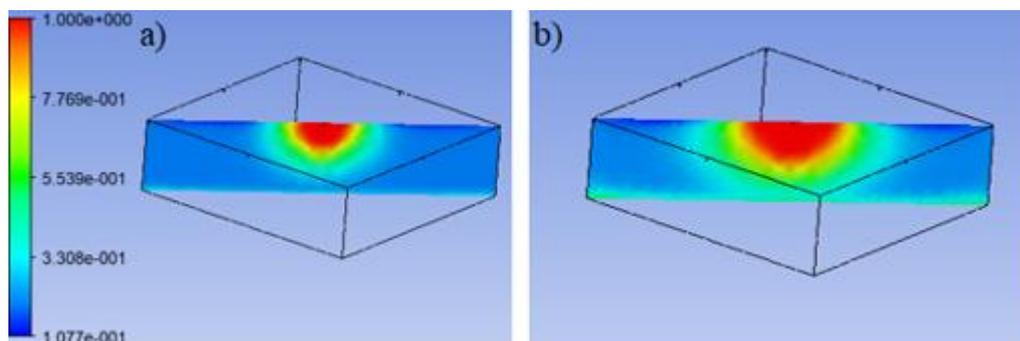
Nos próximos casos o esquema de injeção será alterado novamente, porém, será mantido o número de poços, usando-se agora o sistema com nove pontos invertido, ou seja, têm-se oito poços produtores na periferia do domínio e apenas um poço injetor no centro. As Figuras 88 e 89 abaixo exibem a maneira que a água escoa ao longo tempo, de maneira similar ao esquema *five-spot* invertido tratado anteriormente.

Figura 88 – Escoamento de água nos intervalos de 2920h, 5840h e 8760h.



Fonte: Autor (2021).

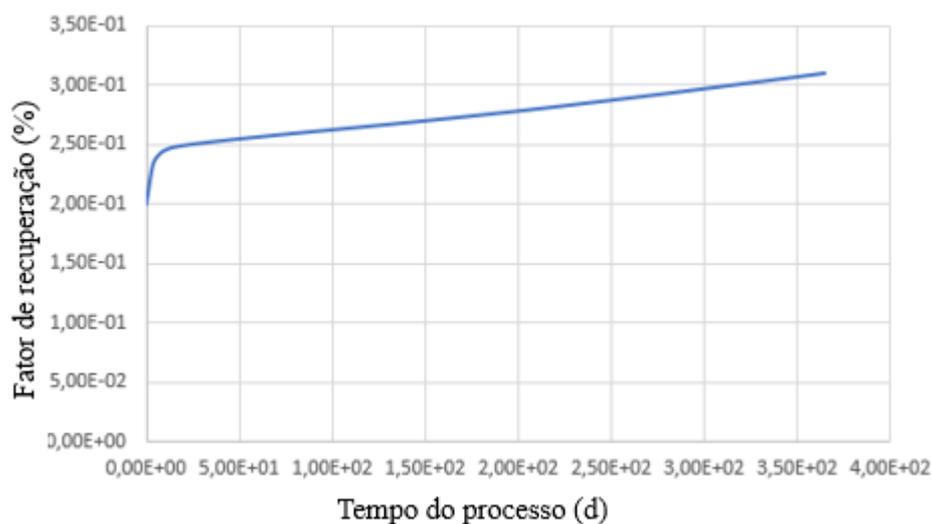
Figura 89 – Escoamento de água nos intervalos de 2920h e 8760h no plano vertical diagonal.



Fonte: Autor (2021).

A condição invertida fornece, novamente, um baixo fator de recuperação de óleo (13,79%) como pode ser visto na Figura 90, agravado ainda mais pela grande quantidade de poços produtores que causam a diminuição da pressão no sistema e a ocorrência do *breakthrough* cedo.

Figura 90 – Fator de recuperação do décimo cenário avaliado.

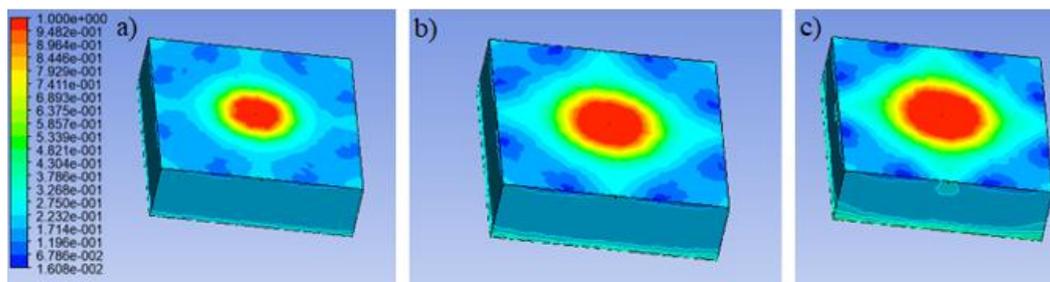


Fonte: Autor (2021).

11) *Nine-spot* invertido com vazão de 55,23 m³/d

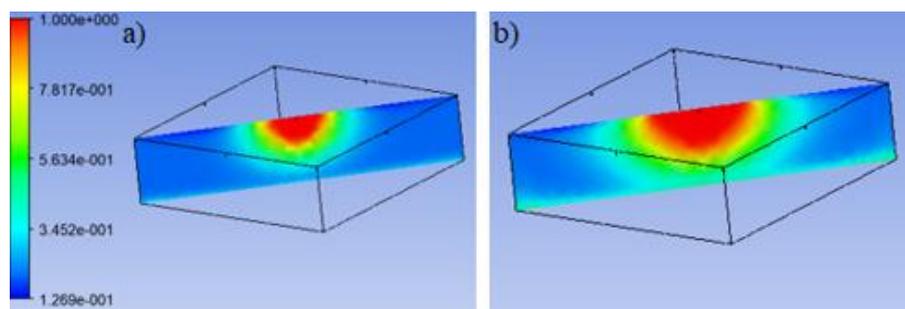
O escoamento da água para a segunda vazão analisada com esse esquema é mostrado pelas Figuras 91 e 92. Observa-se o mesmo hábito radial e uniforme, possibilitado pela homogeneidade da formação.

Figura 91 – Escoamento de água nos intervalos de 2920h, 5840h e 8760h.



Fonte: Autor (2021).

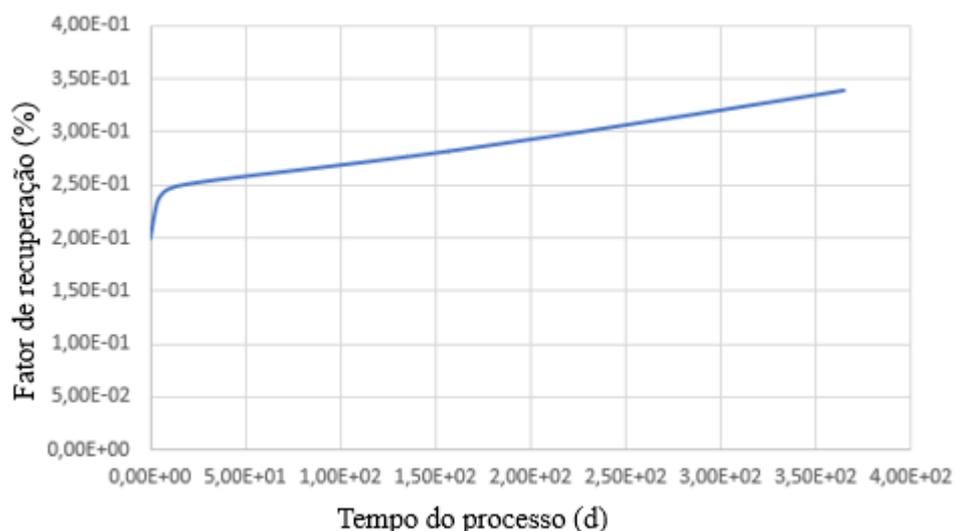
Figura 92 – Escoamento de água nos intervalos de 2920h e 8760h no plano vertical diagonal.



Fonte: Autor (2021).

De maneira similar como ocorreu para o *five-spot* invertido, o aumento de vazão provocou um leve aumento no fator de recuperação de óleo (17,47%), seguindo a mesma explicação dos cenários anteriores, entretanto, ainda continua valores baixos e inviáveis para um projeto. A recuperação total do sistema, incluindo água e óleo, pode ser visualizada na Figura 93 abaixo.

Figura 93 – Fator de recuperação do décimo primeiro cenário avaliado.



Fonte: Autor (2021).

12) *Nine-spot* invertido com vazão de 157,8 m³/d

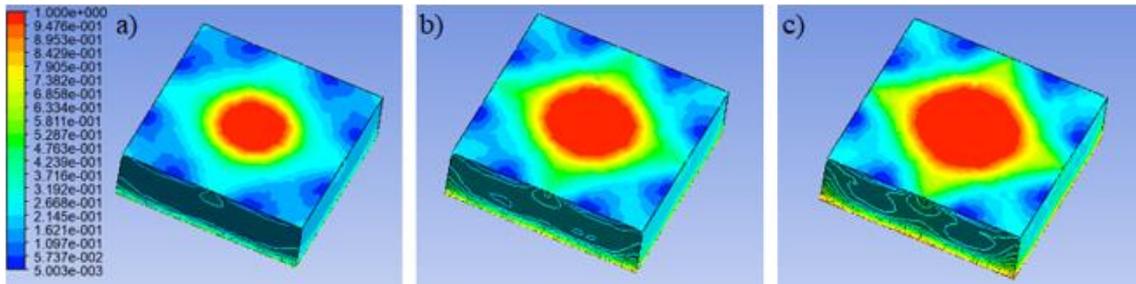
As Figuras 94 e 95 apresentam o influxo da água que adentra o sistema e seu comportamento da mesma forma radial como os anteriores, todavia, ao fim do tempo de simulação a água quente mostra-se capaz de fornecer temperatura a uma grande área do reservatório.

A porcentagem de óleo retirado para esse cenário foi de 38,64%, a melhor seguindo essa configuração com nove pontos invertidos, reforçando mais uma vez que a maior vazão analisada está fornecendo o maior fator de recuperação, principalmente pela capacidade de diminuir a viscosidade de grande parte do óleo através do aumento da temperatura do sistema.

Contudo, o esquema de poços invertidos não é viável para as condições adotadas no trabalho. A Figura 96 exhibe o gráfico de fator de recuperação do processo durante o

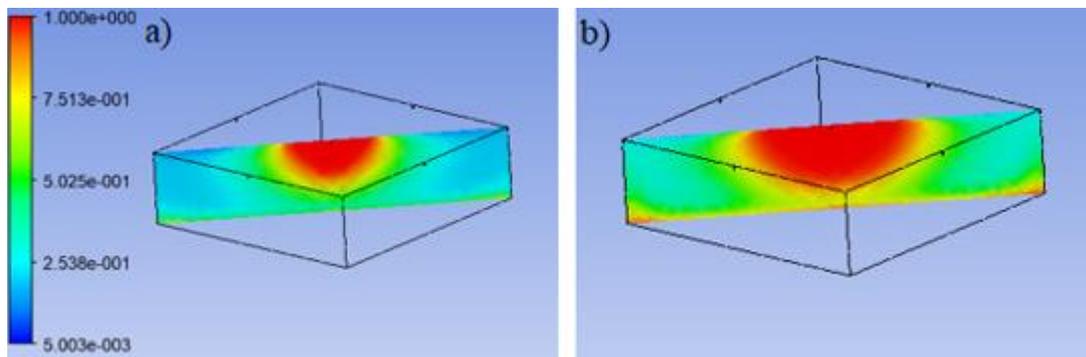
tempo de simulação, explanando uma curva de mesmo comportamento das anteriores para o sistema *nine-spot* invertido.

Figura 94 – Escoamento de água nos intervalos de 2920h, 5840h e 8760h.



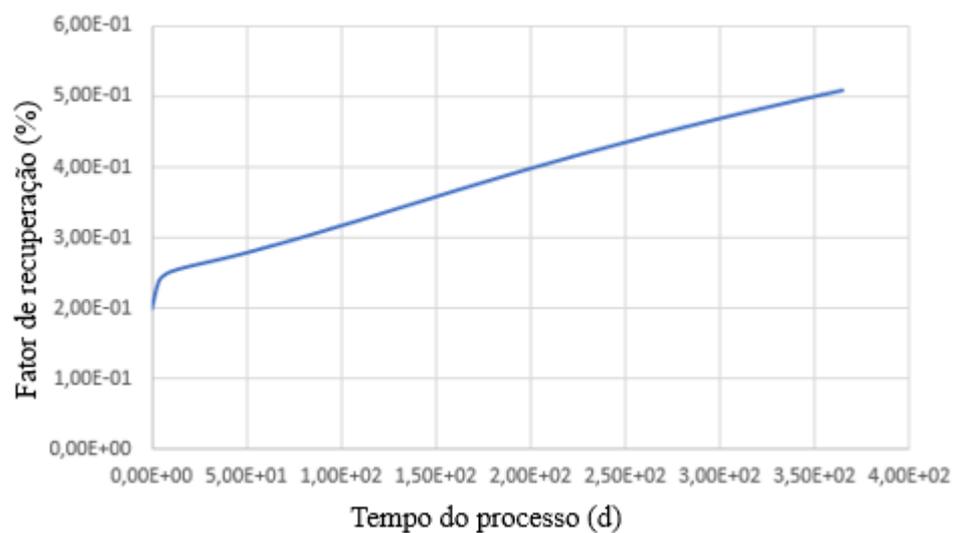
Fonte: Autor (2021).

Figura 95 – Escoamento de água nos intervalos de 2920h e 8760h no plano vertical diagonal.



Fonte: Autor (2021).

Figura 96 – Fator de recuperação do décimo segundo cenário avaliado.



Fonte: Autor (2021).

A Tabela 9 a seguir tenciona exaltar a diferença no fator de recuperação de óleo para os dois casos analisados, isotérmico e não isotérmico. Observa-se que para todo cenário, independente da vazão, número de poços ou sistema de injeção, o caso térmico apresentou melhores resultados, com embasamento na literatura e nos conceitos expostos durante o trabalho acerca dos métodos térmicos para recuperação de óleo e a influência da temperatura na viscosidade do mesmo, facilitando seu escoamento e produção.

Tabela 9 – Comparação entre os casos analisados.

Cenários	Fator de recuperação (%)		
	Caso isotérmico	Caso térmico	Δ
Five-spot vazão 1	40,57	46,68	6,08
Five-spot vazão 2	41,93	50,45	8,52
Five-spot vazão 3	49,35	66,83	17,48
Five-spot invertido vazão 1	17,29	21,32	4,03
Five-spot invertido vazão 2	18,71	25,16	6,45
Five-spot invertido vazão 3	26,1	44,86	18,76
Nine-spot vazão 1	37,57	45,52	7,95
Nine-spot vazão 2	39,39	46,07	6,68
Nine-spot vazão 3	48,06	65,82	17,76
Nine-spot invertido vazão 1	8,7	13,79	5,08
Nine-spot invertido vazão 2	10	17,47	7,47
Nine-spot invertido vazão 3	18,5	38,64	20,14

6.4. Análise econômica

Inicialmente foi realizado um estudo econômico preliminar da simulação dos vinte e quatro casos expostos anteriormente, doze isotérmicos e doze não isotérmicos, seguindo as premissas econômicas e dados da Figura 97.

Figura 97 – Dados e premissas econômicas utilizados na avaliação econômica.

Premissas Econômicas e Dados utilizados	Valor
Custo de Perfuração e Completação dos Poços Horizontais onshore (US\$/Poço)	400000,00
Custo do Tratamento e Descarte da Água Produzida (US\$/m ³)	6,00
Custo de Óleo Produzido e Elevação (US\$/m ³)	31,45
Custo da Injeção de Água (US\$/m ³) [ou água quente]	3,00 [6,00]
TMA Anual (%)	15,00
Preço do barril (US\$) - Abril 2021	60,18
Valor do Óleo (US\$/m ³)	378,52
CAPEX	2000000,00
Vazão de injeção (m ³ /d)	39,45
Tempo	1 ano

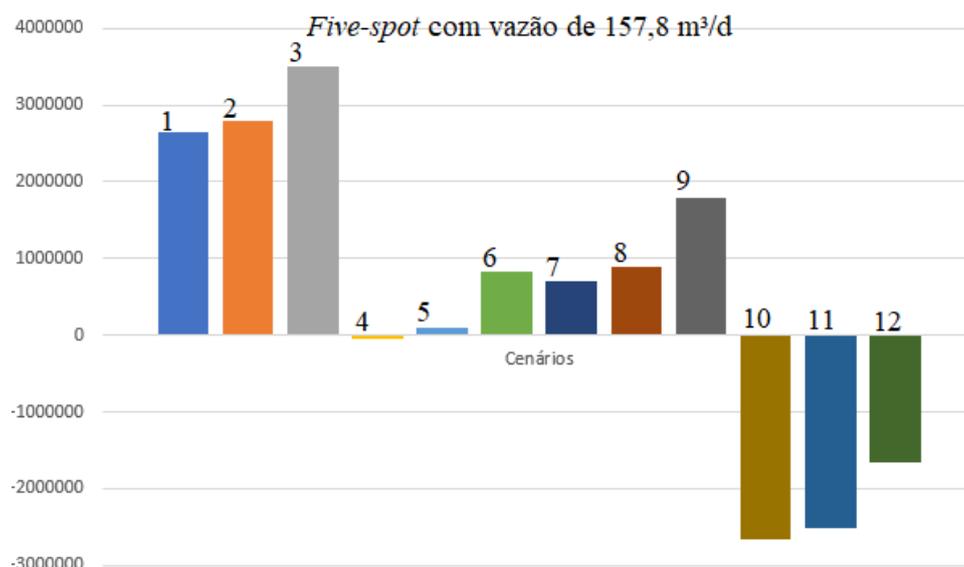
Fonte: Adaptado de Spniola (2014), Silva (2012) e Fernandes (2019).

Esse estudo preliminar se pauta em um fluxo de caixa do primeiro ano de cada cenário, o CAPEX do projeto é relacionado com o custo de perfuração dos poços e o OPEX a todos custos referentes aos dados de produção, como o tratamento e descarte da água produzida, da elevação e produção do óleo e da injeção de água como método de recuperação. O lucro obtido é o produto entre a quantidade de óleo retirada pelo preço do barril e subtraído todos os custos de produção e operação.

Os resultados podem ser vistos nas Figuras 98 e 99 para o caso isotérmico e não isotérmico, respectivamente. Observa-se que tanto para a recuperação secundária como para a terciária o comportamento dos gráficos é semelhante, com o cenário onde foi aplicada a maior vazão de injeção e o sistema de injeção *five-spot* tradicional fornecendo o maior lucro. Todavia, como esperado pelo aumento no fator de recuperação, o método de injeção de água quente é mais lucrativo para o modelo proposto.

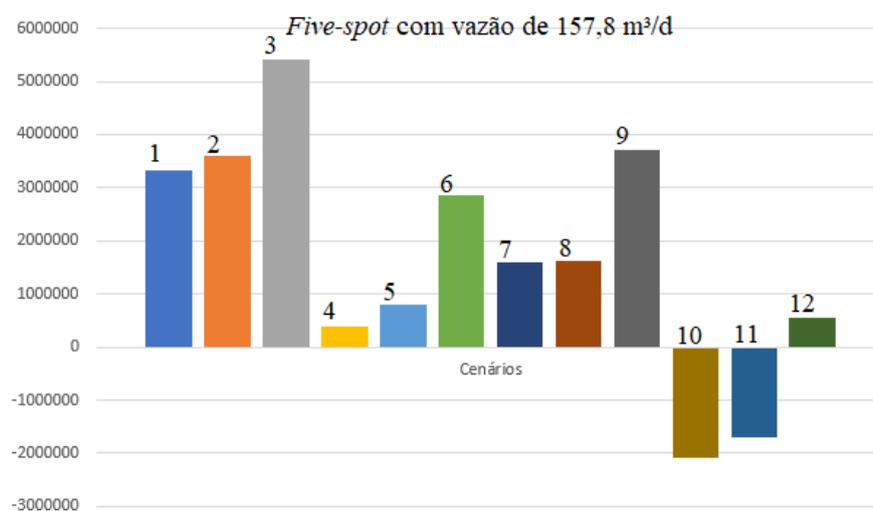
É interessante notar também que, como os resultados do fator de recuperação mostraram, as hipóteses onde foi utilizado o sistema de injeção invertido tiveram resultados econômicos abaixo do esperado. Já o sistema de injeção *nine-spot* também é prejudicado, economicamente falando, pela necessidade de perfuração de um número maior de poços o que gera um alto custo no CAPEX do projeto.

Figura 98 – Resultados da avaliação econômica inicial para o caso isotérmico.



Fonte: Autor (2021).

Figura 99 – Resultados da avaliação econômica inicial para o caso não isotérmico.



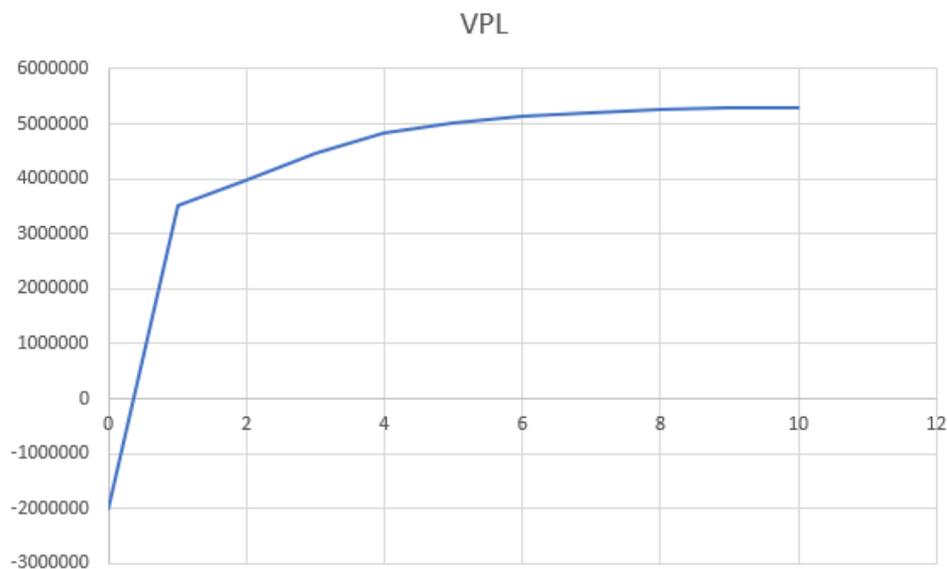
Fonte: Autor (2021).

Levando em conta os resultados da análise econômica inicial, foi realizado um estudo mais complexo, utilizando o método VPL e estendendo o tempo de simulação, das hipóteses que se mostraram mais lucrativas, que para as duas recuperações, foi o terceiro cenário.

O tempo de simulação foi de 10 anos para a recuperação secundária, o estudo do VPL é realizado por meio do somatório dos fluxos de caixa a cada ano. A Figura 100 mostra o desempenho da curva VPL ao longo desse tempo, observa-se que a curva

começa em um valor negativo, pois são os custos antes de começar a produção. Quando a produção inicia, a partir do primeiro ano, é notável o grande salto pelo alto lucro obtido que se estabiliza de maneira crescente até o fim do intervalo de tempo estipulado.

Figura 100 – Curva VPL para o a recuperação secundária.

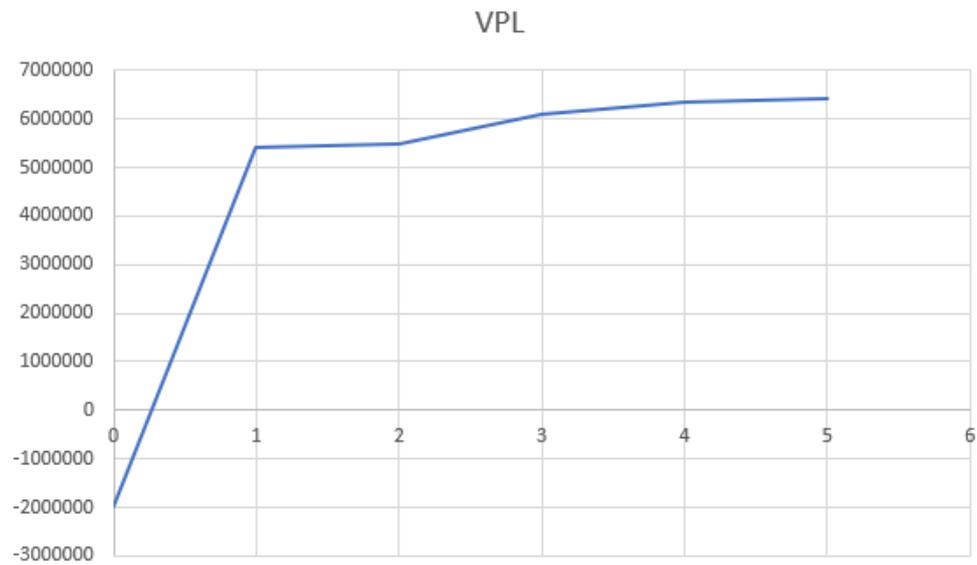


Fonte: Autor (2021).

A curva VPL para a recuperação terciária apresenta um comportamento similar a curva anterior, com o grande salto inicial e a estabilização crescente posterior (Figura 101). Entretanto, para a injeção de água quente o intervalo de tempo de estudo foi de apenas cinco anos, porque a partir do sexto ano esse método começa a não ser mais viável economicamente devido a baixa produção de óleo e alta produção de água, o que acaba gerando prejuízo.

Apesar do tempo de produção ser menor, a injeção de água quente apresentou um lucro maior que a recuperação secundária, devido ao maior fator de recuperação de óleo desse método.

Figura 101 – Curva VPL para o a recuperação terciária.



Fonte: Autor (2021).

Conforme os resultados mostraram em conjunto a análise econômica o método de recuperação terciário se mostrou mais eficaz e viável que a recuperação secundária. Entretanto, a recuperação secundária obteve resultados animadores no sistema *five-spot* nas condições adotadas de um óleo pesado e viscoso.

7. CONCLUSÕES

Logo, de acordo com os resultados exibidos e discutidos sobre a recuperação de óleos pesados, é possível afirmar que:

- a) Os métodos de recuperação secundária e terciária mostraram boa capacidade para gerar um aumento na produção de um reservatório de óleo pesado.
- b) O fator de recuperação de óleo apresentou um comportamento diretamente proporcional ao aumento da vazão de injeção de água no reservatório, dentro do mesmo sistema de injeção.
- c) O sistema de injeção que demonstrou maior eficiência para as condições aplicadas foi o *five-spot* tradicional.
- d) Os sistemas de injeção invertidos, tanto *five-spot* quanto *nine-spot*, se mostraram ineficazes para as características do modelo, obtendo resultados fracos na produção e na economia.
- e) Para a recuperação secundária, no melhor cenário simulado, o %FR de óleo obtido foi de 49,35%, o que é considerado um bom resultado para óleos pesados e se mostrou, também, economicamente viável.
- f) Para a recuperação terciária, no melhor cenário simulado, o %FR de óleo obtido foi de 66,83%, apresentando um aumento de 35% comparado ao método anterior. Na parte econômica, a recuperação terciária também obteve melhores resultados.
- g) As simulações realizadas e os resultados expostos revelaram à obrigatoriedade de se considerar a influência da temperatura no processo de fluxo, principalmente para óleos pesados de alta viscosidade, à medida que a viscosidade diminui com o aumento da temperatura, fornecendo assim, um fator de recuperação elevado.
- h) A viabilidade do processo diminui ao longo do tempo devido ao aumento na saturação de água no sistema e a diminuição da recuperação de óleo.
- i) A análise econômica, através do método VPL, mostrou que tanto para o caso isotérmico e não isotérmico, o projeto é viável quando considerado o melhor cenário analisado.

8. REFERÊNCIAS

AHMED, T. **Reservoir Engineering Handbook**. Gulf Professional Publish. 2nd ed. USA, 2001.

ALLEN, T.O.; ROBERTS, A.P. **Production operations Well Completions Workover and Stimulation. Fourth Edition. Oil and Gas consultant International**. Tulsa. Oklahoma. 1, 1-45., 4 ed, 1997.

ALMEIDA, L. L. **Estudo comparativo da injeção de solução polimérica e ASP em reservatórios maduros de óleo médio**. UFRN, Programa de Pós-Graduação em Ciência e Engenharia de Petróleo. Área de Concentração: Pesquisa e Desenvolvimento em Ciência e Engenharia de Petróleo. Natal – RN, Brasil. 2015.

AMORIM, N. P., ASSIS, D. C. A., DA SILVA, N. S. **Estudo de predicao de projetos de recuperação de petróleo por injeção contínua de água e gas: Campo de East Unity, Bacia de Muglad**. Universidade Federal de Alagoas. Revista HOLOS – IFRN, 2017.

ANP. **Anuário estatístico brasileiro do petróleo, gás natural e biocombustíveis 2020**. Brasil, 2020.

ANP. **Bacia de Sergipe-Alagoas – Mar**. Sumário geológico e setores em oferta. 2017.

ANP. **Bacia de Sergipe-Alagoas – Terra**. Sumário geológico e setores em oferta. 2012.

ANP. **Estudo Ambiental de Área Sedimentar (EAAS)**. Bacia Sedimentar Marítima de Sergipe-Alagoas/Jacuípe. Brasil, julho de 2020.

ANP. **Campo de Tabuleiro dos Martins**. Plano de desenvolvimento aprovado. 2016.

AQUINO, O. **A Universalização do Acesso à Energia Mesa: Energia, Meio Ambiente e Recursos Hídricos**. X Congresso Brasileiro de Energia, Projetos de Injeção de Água. Hotel Glória - Rio de Janeiro, outubro de 2004.

ARAÚJO, A. P. **Diferentes tipos de reservatórios e as melhores características de exploração em Alagoas**. periodicos.set.edu.br. Ciências exatas e tecnológicas. Maceió, v.2. n.3. p.31-45. Maio de 2015.

ASSIS, D. C. A. **Simulacao hidromecânica 3D em análogos de reservatório carbonático naturalmente fraturado**. Tese de Doutorado, Programa de Pós-Graduação em Engenharia Civil, UFPE, 2019.

BARILLAS, J. L. M. **Estudo do processo de drenagem gravitacional de óleo com injeção contínua de vapor**. Dissertação de Mestrado, Universidade Federal do Rio Grande do Norte, Natal, 2005.

BASILE, F. R. **Avaliação da Injeção de WAG-CO₂ para a Recuperação de Petróleo e Armazenamento Geológico de Dióxido de Carbono**. Dissertação de Mestrado, Programa de Pós-Graduação em Engenharia Mecânica, PUC-Rio, 2015.

CÂMARA, J. M. D. A. **Estudo cinético da produção de ramnolipídeo pela *Pseudomas aeruginosa* e sua aplicação na recuperação avançada de petróleo**. Tese de Doutorado, Programa de Pós-Graduação em Engenharia Química, UFRN, 2019.

CAVALCANTE, R. A. **Análise econômica da injeção de vapor e solvente aplicado a um reservatório de óleo pesado**. Trabalho de Conclusão de Curso. Universidade Federal do Rio Grande do Norte. 2019. Natal – RN.

CHEN, J. **Heavy oils**, SIAM News, Vol. 39, n°3, 2006.

COSTA, S. E. D. **Preparo de arenitos sintéticos e estudo de suas propriedades para uso na recuperação avançada de petróleo**. Dissertação de Mestrado, Programa de Pós-Graduação em Engenharia Química, UFRN, 2016.

COTIA, D. M. R. **Análise da recuperação avançada de óleo através da injeção de CO₂ alternado com água sob incerteza geológica**. Trabalho de Conclusão de Curso, UFRJ, Rio de Janeiro, 2012.

CUNHA, A. L. **Recuperação Avançada Não-Isotérmica de Óleos Pesados em Reservatórios de Petróleo via Simulação Numérica**. Campina Grande: Pós-Graduação em Engenharia Química, Universidade Federal de Campina Grande, 2010. 88 p. Dissertação (Mestrado).

CURBELO, F. D. S. **Recuperação Avançada de petróleo utilizando tensoativos**. Tese de Doutorado, UFRN, Programa de Pós-Graduação em Engenharia Química. Áreas de concentração: Processos de separação e Tecnologia de tensoativos. 2006.

DA ROSA, K. R. S. A.; BEZERRA, M. C. M.; PONZIO, E. A.; ROCHA, A. A. **Recuperação Avançada de Petróleo: Potencialidades da Injeção WAG (*Water Alternating Gas*)**. Revista Virtual de Química, 2016.

DEUS, M. S. **Estudo de sistemas microemulsionados utilizando água produzida na recuperação avançada de petróleo**. Dissertação de Mestrado, UFRN, Programa de Pós-Graduação em Engenharia Química. 2015.

DRUETTA, P.; PICCHIONI, F. **Polymer and nanoparticles flooding as a new method for Enhanced Oil Recovery**. Journal of Petroleum Science and Engineering (177), p. 479-495. 2019.

FANG, T.; WANG, M.; GAO, Y.; ZHANG, Y.; YAN, Y.; ZHANG, J. **Enhanced oil recovery with CO₂/N₂ slug in low permeability reservoir: Molecular dynamics simulation**. Chemical Engineering Science 197, p. 204-211. 2019.

FERNANDES, G. M. D. **Estudo da configuração de poços no processo de drenagem gravitacional assistida por vapor (SAGD) em reservatórios do nordeste brasileiro**.

Tese de Doutorado. UFRN, Programa de Pós-Graduação em Ciência e Engenharia de Petróleo. Natal – RN, Brasil. 2016.

FERREIRA, V. M. Avaliação de Métodos de Recuperação Melhorada de Petróleo para Campos Marítimos no Brasil: O caso da Bacia de Campos. Dissertação de Mestrado, UFRJ/COPPE. Rio de Janeiro, RJ, 2016.

HERNANDÉZ, G. M. Panorama e vantagens do uso de análogos de reservatório de águas profundas, exemplo da FM. Calumbi, Campo Cidade de Aracaju, Bacia de Sergipe-Alagoas (SE). Dissertação de Mestrado, Programa de Pós-Graduação em Geociências e Análise de Bacias, UFSE, 2019.

HIGGINS, R.V.; LEIGHTON, A.J. Performance Of Five-Spot Water Floods In Stratified Reservoir Using Streamlines. Farmington, New Mexico, Usa. OnePetro. 1961

HURST, W. The Determination of Performance Curve in Five-Spot Water Flood. Oklahoma City, Oklahoma, USA. OnePetro. 1951

IEA - International Energy Agency. **World Energy Outlook 2013.** Organization for Economic Cooperation and Development, Paris, France, 2013.

JAFARI, A.; HASANI, M.; HOSSEINI, M.; GHARIBSHAHI, R. Application of CFD technique to simulate enhanced oil recovery processes: current status and future opportunities. Petroleum Science (2020) 17, p. 434-456. 2019

LAUER, J. Efeito do controle da mobilidade e a redução da tensão interfacial no fator de recuperação do óleo: uma abordagem experimental. Dissertação de Mestrado, Universidade Federal do Espírito Santo, Programa de Pós-Graduação em Energia, 2017.

MA, Y. Z. Quantitative Geosciences: Data Analytics, Geostatistics, Reservoir Characterization and Modeling. Springer, Denver, USA, 2019.

MAGHZI, A.; KHARRAT, R.; MOHEBBI, A.; GHAZANFARI, M. H. The impact of silica nanoparticles on the performance of polymer solution in presence of salts in polymer flooding for heavy oil recovery. Fuel, v. 123, p.123-132, 2014.

MANUAL CFX 16.0, Ansys, Harwell, UK, 2016.

MARTIN JUNIOR, G. O.– Estudo do Processo SAGDOX aplicado a um Reservatório de Óleo Pesado. Dissertação de Mestrado, UFRN, Programa de Pós-Graduação em Ciência e Engenharia de Petróleo. 2018. Natal-RN, Brasil.

MORAES FILHO, J. R. S. Análise de viabilidade econômica do mercado de microgeração fotovoltaica on grid no estado do Maranhão. 2017. 121 f. Dissertação (Mestrado em Energia e Ambiente), Programa de Pós-Graduação em Energia e Ambiente, Universidade Federal do Maranhão, São Luís/MA, Brasil. 2017.

MOTA, R. R.; CALÔBA, G. M. **Análise de Investimentos**: tomada de decisão em projetos industriais. São Paulo: Atlas, 2012.

NASCIMENTO, R. A. **Estudo do Processo de Drenagem Gravitacional Assistido com Injeção de Vapor e Solvente**. Dissertação de Mestrado, UFRN, Programa de Pós-graduação em Ciência e Engenharia de Petróleo. Natal, 2012.

NAVEIRA, L. P. **Simulação de reservatórios de petróleo utilizando o método de elementos finitos para a recuperação de campos maduros e marginais**. Dissertação de Mestrado. Universidade Federal do Rio de Janeiro. Programa de Pós-Graduação de Engenharia. Rio de Janeiro, 2007.

OLIVEIRA, L. M. T. M. **Modelagem e simulação da recuperação secundária em reservatórios de petróleo utilizando configuração Five-Spots**. 2015. 117 f. Dissertação (Mestrado em Engenharia Química) – Centro de Tecnologia, Programa da Pós Graduação em Engenharia Química, Universidade Federal de Alagoas, Maceió, 2015.

PARAFITA, J. W. A. **Análise Paramétrica do Método de Injeção Alternada de Água e CO₂ em Reservatórios de Petróleo**, UFRN. Dissertação de Mestrado, UFRN, Programa de Pós-graduação em Ciência e Engenharia de Petróleo. Natal, 2014.

QUEIROZ, G. O. **Otimização da injeção ciclica de vapor em reservatório de óleo pesado**. Dissertação de Mestrado, UFRN, Programa de Pós-graduação em Engenharia Química. Natal, 2006.

QUINTELLA, J. R. F. **Simulação da injeção alternada água-emulsão como processo de recuperação avançada de petróleo**. 2012. 65 f. Dissertação (Mestrado em Engenharia Mecânica) - Programa de Pós-Graduação em Engenharia Mecânica, Pontifícia Universidade Católica do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro, 2012.

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

ROSTAMI, P.; SHARIFI, M.; AMINSHAHIDY, B.; FAHIMPOUR, J. **The effect of nanoparticles on wettability alteration for enhanced oil recovery: micromodel experimental studies and CFD simulation**. Petroleum Science 16, p.859-873. 2019.

SALDANHA, A. H. S. **Análise da produção de um reservatório de óleo leve com injeção de água**. Trabalho de Conclusão de Curso, Departamento de Engenharia de Petróleo, Universidade Federal do Rio Grande do Norte. Natal – RN, Brasil, 2014.

SATTER, A; IQBAL, G.M.; BUCHWALTER, J. L. **Practical Enhanced Reservoir Engineering**. 1. ed. Tulsa, Oklaoma: PennWell Corporation, 2008.

Sefton Resources Inc. 2010.

SEGANTINE, E. J.; PEREIRA, F. A. R.; JUNIOR, J. M. **Estudo do escoamento em um separador tubo-ciclônico de instalação no fundo do um poço de petróleo através da fluidodinâmica computacional.** Latin America Journal of Energy Research, 2014.

SHENG, J.; CHEN, K. **Evaluation of the EOR potential of gás and water injection in shale oil reservoirs.** Journal of Unconventional Oil and Gas Resources. 5, pp. 1-9. 2014.

SHENG, J. **Modern chemical enhanced oil recovery: theory and practice.** Gulf Professional Publishing, 2011.

SILVA, C. R. S. **Estudo comparativo entre a injeção de água e de gás em um reservatório com óleo leve.** Trabalho de Conclusão de Curso, Departamento de Engenharia de Petróleo, Universidade Federal do Rio Grande do Norte. Natal – RN, Brasil, 2012.

SILVA, G. B. **Simulação numérica de fraturamento hidráulico em um reservatório arenítico da Bacia Sergipe-Alagoas.** Dissertação de Mestrado, Programa de Pós-Graduação em Engenharia Química, UFPB, 2019.

SILVA, M. V. A. **Desenvolvimento de um campo de petróleo utilizando a injeção de água como método de recuperação suplementar.** Trabalho de Conclusão de Curso, Universidade Federal do Rio Grande do Norte, Centro de Tecnologia, 2016.

SOUZA, T. T. C. **Análise técnico-econômica de métodos de injeção de microemulsão na recuperação avançada de petróleo.** Tese de Doutorado, Programa de Pós-Graduação em Engenharia Química, UFRN, 2017.

SOUZA, T. T. C. **Nanoemulsões aplicadas à recuperação avançada de petróleo.** 98f. Dissertação (Mestrado em Engenharia Química) - Centro de Tecnologia, Departamento de Engenharia Química, Programa de Pós-Graduação em Engenharia Química, UFRN, Natal, RN. 2013.

SPÍNOLA, D. C. S. **Análise da Injeção de Água Quente após o Vapor na Recuperação de Óleos Pesados do Nordeste Brasileiro.** Trabalho de Conclusão de Curso, Departamento de Engenharia de Petróleo, Universidade Federal do Rio Grande do Norte. Natal – RN, Brasil, 2014.

WANG, Z.; FANG, R.; GUO, H. **Advances in ultrasonic production units for enhanced oil recovery in China.** Ultrasonics – Sonochemistry 60, 2020.

ZAMPIERI, M. F. **Injeção Contínua e Alternada de Água e de Polímeros para a Recuperação de Petróleo.** Dissertação de Mestrado. Campinas: Faculdade de Engenharia Mecânica, Universidade Estadual de Campinas, 2012.

ZAINUL, A.J. et al, 1997. **An Integrated Approach to Petroleum Resources Definitions, Classification and Reporting.** Reprint from 1997 SPE Asia Pacific Oil and Gas Conference, Kuala Lumpur. Society of Petroleum Engineers, Inc. SPE 38044

