



**Universidade Federal da Paraíba**  
**Centro de Tecnologia**  
**Programa de Pós-Graduação em Engenharia Mecânica**  
*– Mestrado – Doutorado*

**TÉCNICAS CONJUNTAS PARA RECUPERAÇÃO AVANÇADA DE  
ÓLEO UTILIZANDO IRRADIAÇÃO ELETROMAGNÉTICA E  
UNIDADES DE FLUXO HIDRÁULICO**

por

Iasmim Cristina da Silva Freitas

*Dissertação de Mestrado apresentada à Universidade Federal da Paraíba  
para obtenção do grau de Mestre.*

**IASMIM CRISTINA DA SILVA FREITAS**

**TÉCNICAS CONJUNTAS PARA RECUPERAÇÃO AVANÇADA DE  
ÓLEO UTILIZANDO IRRADIAÇÃO ELETROMAGNÉTICA E  
UNIDADES DE FLUXO HIDRÁULICO**

Dissertação de Mestrado apresentada ao curso de Pós-Graduação em Engenharia Mecânica da Universidade Federal da Paraíba, em cumprimento às exigências para obtenção do grau de Mestre.

**Orientador: Prof. Dr. Moisés Dantas dos Santos**

**João Pessoa – Paraíba**

**Dezembro, 2019**

**Catálogo na publicação**  
**Seção de Catalogação e Classificação**

F866t Freitas, Iasmim Cristina da Silva.

Técnicas conjuntas para recuperação avançada de óleo utilizando irradiação eletromagnética e unidades de fluxo hidráulico / Iasmim Cristina da Silva Freitas. - João Pessoa, 2019.

86f. : il.

Orientação: Moisés Dantas Santos.

Dissertação (Mestrado) - UFPB/Tecnologia.

1. Aquecimento eletromagnético. 2. Posicionamento de poços. 3. Unidade de fluxo hidráulico. 4. Método avançado de recuperação. 5. Antena eletromagnética. I. Santos, Moisés Dantas. II. Título.

UFPB/BC

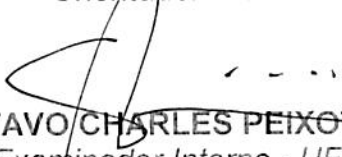
# TÉCNICAS CONJUNTAS PARA RECUPERAÇÃO AVANÇADA DE ÓLEO UTILIZANDO IRRADIAÇÃO ELETROMAGNÉTICA E UNIDADES DE FLUXO HIDRÁULICO

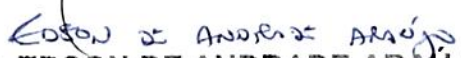
por

**IASMIM CRISTINA DA SILVA FREITAS**

*Dissertação aprovada em 19 de dezembro de 2019*

  
**Prof. Dr. MOISES DANTAS DOS SANTOS**  
*Orientador – UFPB*

  
**Prof. Dr. GUSTAVO CHARLES PEIXOTO DE OLIVEIRA**  
*Examinador Interno - UFPB*

  
**Prof. Dr. EDSON DE ANDRADE ARAÚJO**  
*Examinador Externo – UFPA*

  
**Prof. Dr. TATIANA ARAÚJO SIMÕES**  
*Examinadora Externa – IFPB*

## **DEDICATÓRIA**

À minha mãe, por sua perseverança e luta incansável no dia-a-dia. E também à minha avó, por toda a abnegação dispensada durante a sua vida, em prol da nossa família.

## **AGRADECIMENTOS**

A Deus, pois foi a vida Dele em mim que me deu novos olhos, me fez questionar realidades que tive e me propôs um novo mundo de possibilidades. A fé que Ele firmou em meu coração tem me guardado e fortalecido em cada passo da caminhada.

Às mulheres da minha vida, Francisca, Margarida e Isadora. Só nós sabemos os desafios já enfrentados para construir cada sonho. É belo ver que apesar de todas as adversidades Deus nos mantém firmes, íntegras e corajosas.

A Ruben Fonseca, a pessoa que sem dúvida mais me incentivou e acreditou em mim, que acompanhou minha empolgação com o conhecimento e a pesquisa, e também me animou nos momentos tristes. Seu amor e sua paciência foram indispensáveis para essa conquista.

Ao meu orientador, Moisés Dantas dos Santos, por sua dedicação e compromisso com esse trabalho, com minha formação profissional e pessoal. Agradeço por todo conhecimento, paciência, tempo e recursos investidos em mim.

Aos professores Gustavo Charles Peixoto de Oliveira e Waldir Leite Roque, que juntamente com Moisés apoiaram de muitas formas o desenvolvimento dessa pesquisa. Vocês têm minha profunda admiração por tanto capricho, atenção e empenho em desenvolver pesquisa com excelência.

Aos meus colegas do Laboratório de Modelagem em Engenharia de Petróleo – LaMEP, pelo convívio agradável e disposição de todos em ajudar e trabalhar em equipe.

À Cru João Pessoa, pelo acolhimento e companheirismo, pelos inúmeros momentos de alegria, descontração e fé compartilhada, e por serem minha família paraibana. A amizade de vocês foi fundamental para minha adaptação na cidade e conclusão desse mestrado.

À minha orientadora da graduação, Ana Catarina Fernandes Coriolano, pelos muitos anos de orientação e convívio. Ter uma orientadora tão competente, humana e de alta capacidade técnica me fez não temer enfrentar o mestrado, amar a pesquisa e fazer tudo com dedicação. Foi uma verdadeira mentora para mim.

A todos os demais, muitos amigos e pessoas queridas, que de alguma forma contribuíram para a conclusão deste trabalho.

# **TÉCNICAS CONJUNTAS PARA RECUPERAÇÃO AVANÇADA DE ÓLEO UTILIZANDO IRRADIAÇÃO ELETROMAGNÉTICA E UNIDADES DE FLUXO HIDRÁULICO**

## **RESUMO**

Este trabalho propõe um modelo para investigar o uso de uma antena cilíndrica como método térmico de recuperação por irradiação eletromagnética de petróleo de alta viscosidade, associada com a técnica da unidade de fluxo hidráulico (HFU) para determinar as melhores zonas produtoras no reservatório. A antena apresenta uma geometria simples, do tipo dipolo adaptada, a distribuição de energia e temperatura produzidas pelo campo elétrico é cuidadosamente calculada para análise da antena como aquecedor eletromagnético. A produção será analisada a partir de simulações termo fluidodinâmicas em escala de campo utilizando um modelo sintético heterogêneo construído a partir de conjuntos de dados do campo petrolífero do SE-AL para óleo ultrapesado, cujo modelo de viscosidade corresponde ao encontrado nas areias betuminosas do Canadá. O estudo paramétrico avalia melhor frequência de operação, configuração de poços, distância da antena em relação ao poço produtor, e análise econômica para produção líquida acumulada, com energia elétrica, fazendo uso de simulações numéricas, através da adaptação no software STARS® (CMG).

Palavras-Chave - Aquecimento eletromagnético, unidade de fluxo hidráulico, posicionamento de poços, método avançado de recuperação, antena eletromagnética.

# **JOINT TECHNIQUES FOR ADVANCED OIL RECOVERY USING ELECTROMAGNETIC IRRADIATION AND HYDRAULIC FLOW UNITS**

## **ABSTRACT**

This work proposes a model to investigate the use of a cylindrical antenna as a thermal recovery method by electromagnetic irradiation of high viscosity oil, associated with the hydraulic flow unit (HFU) technique to determine the best producing zones in the reservoir. The antenna has a simple geometry, of the adapted dipole type, the distribution of energy and temperature produced by the electric field is carefully calculated for analysis of the antenna as an electromagnetic heater. The production will be analyzed using thermo-fluid dynamics simulations on a field scale using a heterogeneous synthetic model built from data sets from the SE-AL oil field for heavy crude oil, whose viscosity model corresponds to that found in Canadian tar sands. The parametric study evaluates the best operating frequency, well configuration, antenna distance to the producing well, and economic analysis for accumulated net production, with electrical energy, using numerical simulations, through adaptation in the STARS® (CMG) software.

Keywords - Electromagnetic heating, hydraulic flow unit, well positioning, advanced recovery method, electromagnetic antenna.

## SUMÁRIO

|                                                                                 |           |
|---------------------------------------------------------------------------------|-----------|
| <b>CAPÍTULO I: INTRODUÇÃO .....</b>                                             | <b>1</b>  |
| <b>CAPÍTULO II: ESTADO DA ARTE .....</b>                                        | <b>4</b>  |
| <b>CAPÍTULO III: ASPECTOS TEÓRICOS.....</b>                                     | <b>8</b>  |
| <b>3.1 MÉTODOS TÉRMICOS DE RECUPERAÇÃO.....</b>                                 | <b>8</b>  |
| 3.1.1 Aquecimento eletromagnético.....                                          | 8         |
| <b>3.2 MÉTODOS DE AQUECIMENTO ELETRICO E ELETROMAGNÉTICO ....</b>               | <b>9</b>  |
| 3.2.1 Aquecimento elétrico resistivo .....                                      | 9         |
| 3.2.2 Aquecimento eletromagnético.....                                          | 10        |
| <b>3.3 CRITÉRIOS DE ESCOLHA DO MÉTODO DE RECUPERAÇÃO AVANÇADA .....</b>         | <b>13</b> |
| <b>3.4 VANTAGENS DO USO DE EA.....</b>                                          | <b>13</b> |
| <b>3.5 IMPACTOS AMBIENTAIS DO AQUECIMENTO EM.....</b>                           | <b>14</b> |
| <b>3.6 MODELAGEM DO PROCESSO DE AQUECIMENTO POR RÁDIO FREQUÊNCIA.....</b>       | <b>14</b> |
| 3.6.1 Distribuição de Temperatura e Potência .....                              | 15        |
| <b>3.7 UNIDADE DE FLUXO HIDRÁULICO (HFU).....</b>                               | <b>16</b> |
| 3.7.1 Modelo de Amaefule (AM) .....                                             | 17        |
| <b>CAPÍTULO IV: METODOLOGIA.....</b>                                            | <b>20</b> |
| <b>4.1 MODELO FÍSICO .....</b>                                                  | <b>20</b> |
| <b>4.2 IDENTIFICAÇÃO DAS UNIDADES DE FLUXO HIDRÁULICO (HFU).....</b>            | <b>22</b> |
| <b>4.3 AVALIAÇÃO PARAMÉTRICA DA ANTENA DE AQUECIMENTO ELETROMAGNÉTICA .....</b> | <b>23</b> |
| <b>4.4 ANÁLISE TÉCNICO-ECONÔMICA.....</b>                                       | <b>24</b> |
| 4.4.1 Produção líquida acumulada .....                                          | 24        |
| 4.4.2 Preço do barril de petróleo.....                                          | 25        |
| 4.4.3 Preço da energia elétrica .....                                           | 26        |
| 4.4.4 Fluxograma da Metodologia do Trabalho .....                               | 27        |
| <b>CAPÍTULO V: RESULTADOS E DISCUSSÕES .....</b>                                | <b>28</b> |

|                                                                                                                  |           |
|------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|-----------|
| <b>5.1 ANÁLISE DOS PARÂMETROS DA ANTENA DE AQUECIMENTO ELETROMAGNÉTICA .....</b>                                 | <b>28</b> |
| <b>5.2 UNIDADE DE FLUXO HIDRÁULICO (HFU).....</b>                                                                | <b>30</b> |
| <b>5.3 AQUECIMENTO ELETROMAGNÉTICO .....</b>                                                                     | <b>31</b> |
| 5.3.1 Perfis de temperatura e viscosidade .....                                                                  | 32        |
| 5.3.2 Temperatura média do reservatório .....                                                                    | 37        |
| 5.3.3 Fator de Recuperação .....                                                                                 | 38        |
| 5.3.4 Produção de Óleo .....                                                                                     | 40        |
| <b>5.4 AVALIAÇÃO PARA POÇOS HORIZONTAIS .....</b>                                                                | <b>41</b> |
| 5.4.1 Perfis de temperatura e viscosidade para diferentes distâncias da antena em relação ao poço produtor ..... | 42        |
| 5.4.2 Temperatura média do reservatório .....                                                                    | 46        |
| 5.4.3 Fator de recuperação .....                                                                                 | 47        |
| <b>5.5 COMPARATIVO PARA DIFERENTES TEMPERATURAS E TAMANHOS DE ANTENA DE AQUECIMENTO EM .....</b>                 | <b>48</b> |
| 5.5.1 Fator de Recuperação .....                                                                                 | 49        |
| 5.5.2 Influência da HFU .....                                                                                    | 50        |
| <b>5.6 COMPARATIVO ENTRE POÇO HORIZONTAL E VERTICAL.....</b>                                                     | <b>51</b> |
| 5.6.1 Fator de recuperação para diferentes configurações de poços .....                                          | 52        |
| <b>5.7 AVALIAÇÃO ECONÔMICA .....</b>                                                                             | <b>52</b> |
| 5.7.1 Análise técnico-econômica através da produção líquida acumulada .....                                      | 55        |
| <b>CAPÍTULO VI: CONCLUSÕES.....</b>                                                                              | <b>57</b> |
| <b>6.1 RECOMENDAÇÕES DE TRABALHOS FUTUROS .....</b>                                                              | <b>58</b> |
| <b>6.2 TRABALHOS DECORRENTES DESSA PESQUISA.....</b>                                                             | <b>58</b> |
| 6.2.1 Capítulo de livro .....                                                                                    | 59        |
| 6.2.2 Trabalhos apresentados em congressos .....                                                                 | 59        |
| <b>REFERÊNCIAS .....</b>                                                                                         | <b>60</b> |
| <b>APÊNDICE .....</b>                                                                                            | <b>64</b> |

## LISTA DE FIGURAS

|                                                                                                                                                                                                                                    |    |
|------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|----|
| Figura 1 - Diagrama esquemático do aquecimento ôhmico de baixa frequência em um reservatório .....                                                                                                                                 | 9  |
| Figura 2 - Ação do campo elétrico: (a) campo elétrico nulo – as partículas se encontram de forma aleatória; (b) campo elétrico aplicado – as partículas tendem a se alinhar/deslocar de acordo com o campo.....                    | 11 |
| Figura 3 - Processo de aquecimento eletromagnético: a) processo realizado em poço vertical; b) processo realizado em poço horizontal .....                                                                                         | 12 |
| Figura 4 - Instalação de projeto de aquecimento EM em campo .....                                                                                                                                                                  | 12 |
| Figura 5 - a) Esquema da antena cilíndrica isolada imersa em um meio dielétrico dissipativo, constituído de água salgada e petróleo pesado; b) Antena cilíndrica isolada imersa em um meio dielétrico dissipativo.....             | 15 |
| Figura 6 - Retas de uma HFU com um valor de FZI associado .....                                                                                                                                                                    | 18 |
| Figura 7 - Clusters conectados por faces .....                                                                                                                                                                                     | 18 |
| Figura 8 - Clusters de alta performance .....                                                                                                                                                                                      | 19 |
| Figura 9 - Modelo-base em 3 dimensões.....                                                                                                                                                                                         | 21 |
| Figura 10 - Janela principal do programa utilizado para avaliação paramétrica da antena de aquecimento eletromagnética .....                                                                                                       | 23 |
| Figura 11 - Preço do barril de petróleo de outubro de 2014 a outubro de 2019.....                                                                                                                                                  | 26 |
| Figura 12 - Fluxograma da Metodologia do Trabalho .....                                                                                                                                                                            | 27 |
| Figura 13 - Distribuição de potência e temperatura para avaliação paramétrica com diferentes valores de frequência .....                                                                                                           | 29 |
| Figura 14 - Melhor configuração de potência e temperatura aplicados na antena de aquecimento eletromagnética .....                                                                                                                 | 30 |
| Figura 15 - Curvas de Produção das dezoito HFU identificadas.....                                                                                                                                                                  | 31 |
| Figura 16 - Vista 2D para perfis de temperatura e viscosidade ao longo do tempo para dezoito poços – temperatura (à esquerda) e viscosidade (à direita): a) Perfis após 1 ano; b) Perfis após 5 anos; c) Perfis após 10 anos. .... | 33 |

|                                                                                                                                                                                                                                          |    |
|------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|----|
| Figura 17 - Vista superior para perfis de temperatura e viscosidade ao longo do tempo para dezoito poços – temperatura (à esquerda) e viscosidade (à direita): a) Perfis após 1 ano; b) Perfis após 5 anos; c) Perfis após 10 anos. .... | 34 |
| Figura 18 - Vista 2D para perfis de temperatura e viscosidade ao longo do tempo para quatro poços – temperatura (à esquerda) e viscosidade (à direita): a) Perfis após 1 ano; b) Perfis após 5 anos; c) Perfis após 10 anos .....        | 35 |
| Figura 19 - Vista superior para perfis de temperatura e viscosidade ao longo do tempo para quatro poços – temperatura (à esquerda) e viscosidade (à direita): a) Perfis após 1 ano; b) Perfis após 5 anos; c) Perfis após 10 anos .....  | 36 |
| Figura 20 - Temperatura média do reservatório para dezoito poços .....                                                                                                                                                                   | 38 |
| Figura 21 - Temperatura média do reservatório para quatro poços.....                                                                                                                                                                     | 38 |
| Figura 22 - Fator de recuperação de óleo para dezoito poços .....                                                                                                                                                                        | 39 |
| Figura 23 - Fator de recuperação de óleo para quatro poços.....                                                                                                                                                                          | 40 |
| Figura 24 - Produção acumulada de óleo para dezoito poços .....                                                                                                                                                                          | 41 |
| Figura 25 - Produção acumulada de óleo para quatro poços.....                                                                                                                                                                            | 41 |
| Figura 26 - Vista 2D para perfis de temperatura e viscosidade ao longo do tempo para cenário 3 – temperatura (à esquerda) e viscosidade (à direita): a) Perfis após 1 ano; b) Perfis após 5 anos; c) Perfis após 10 anos.....            | 43 |
| Figura 27 - Vista 2D para perfis de temperatura e viscosidade ao longo do tempo para cenário 4 – temperatura (à esquerda) e viscosidade (à direita): a) Perfis após 1 ano; b) Perfis após 5 anos; c) Perfis após 10 anos.....            | 44 |
| Figura 28 - Vista 2D para perfis de temperatura e viscosidade ao longo do tempo para cenário 5 – temperatura (à esquerda) e viscosidade (à direita): a) Perfis após 1 ano; b) Perfis após 5 anos; c) Perfis após 10 anos.....            | 45 |
| Figura 29 - Temperatura média do reservatório para três distâncias distintas da antena em relação ao poço produtor .....                                                                                                                 | 46 |
| Figura 30 - Fator de recuperação de óleo para as três distâncias distintas da antena em relação ao poço produtor .....                                                                                                                   | 48 |
| Figura 31 - Cenário 6: Poço horizontal e fonte de calor com 650°C .....                                                                                                                                                                  | 49 |
| Figura 32 - Cenário 7: Poço horizontal ampliado e fonte de calor com 900°C.....                                                                                                                                                          | 49 |
| Figura 33 - Fator de recuperação de óleo para comparativo entre diferentes temperaturas e tamanhos de antena de aquecimento EM .....                                                                                                     | 50 |
| Figura 34 - Vista 2D para perfis de temperatura ao longo do tempo para poços com diferentes configurações: poço horizontal (à esquerda) e poço vertical (à direita).....                                                                 | 51 |

|                                                                                     |    |
|-------------------------------------------------------------------------------------|----|
| Figura 35 - Fator de recuperação de óleo nas diferentes configurações de poços..... | 52 |
| Figura 36 - Fator de recuperação de óleo para diferentes temperaturas.....          | 53 |
| Figura 37 - Produção acumulada de para diferentes temperaturas.....                 | 53 |
| Figura 38 - Energia consumida no processo para diferentes temperaturas .....        | 54 |

## **LISTA DE TABELAS**

|                                                                                          |    |
|------------------------------------------------------------------------------------------|----|
| Tabela 1 - Tarifas de energia elétrica .....                                             | 27 |
| Tabela 2 - Sistematização de valores.....                                                | 54 |
| Tabela 3 - Produção líquida acumulada para preço do óleo equivalente a 57,62 (US\$)..... | 55 |
| Tabela 4 - Produção líquida acumulada para preço do óleo equivalente a 80,47 (US\$)..... | 55 |
| Tabela 5 - Produção líquida acumulada para preço do óleo equivalente a 59,37 (US\$)..... | 56 |

## LISTA DE SIGLAS

AM – Modelo de Amaefule.

*bbl* – Barril.

CMG – *Computer Modelling Group Ltd.*

DRT – Tipagem de Rocha Discreta.

EM – Eletromagnético.

FZI – Indicador de Zona de Fluxo.

HFU – Unidade de Fluxo Hidráulico.

PA – Potência aplicada.

PE – Preço da energia.

PO – Preço do óleo.

RQI – Índice de Qualidade do Reservatório.

## LISTA DE SÍMBOLOS

- $C_a$  – Calor específico da água a pressão constante [ $J/kg \cdot ^\circ K$ ].
- $c_o$  – Calor específico da água a pressão constante [ $J/kg \cdot ^\circ K$ ].
- $c_w$  – Calor específico da água a pressão constante [ $J/kg \cdot ^\circ K$ ].
- $c_{eq}$  – Calor específico equivalente do sistema óleo/água/rocha a pressão constante ( $J/kg \cdot ^\circ C$ ).
- $\vec{E}^*$  – Conjugado do fasor complexo associado ao vetor campo elétrico ( $V \cdot m^{-1}$ ).
- $K_z$  – Constante de Kozeny.
- $CE$  – Consumo de energia (MW h).
- $C$  – Custo de energia (R\$).
- $cP$  – Viscosidade
- $\rho$  – Densidade de carga volumétrica ( $C \cdot m^{-3}$ ).
- $E_{4r}$  – Distribuição radial do campo elétrico ( $V \cdot m^{-1}$ ).
- $\vec{E}$  – Fasor complexo associado ao vetor campo elétrico ( $V \cdot m^{-1}$ );
- $F_s$  – Fator de forma.
- $f$  – Frequência (Hz).
- $\sigma$  – Intensidade do campo elétrico (N/C)
- $\rho_m$  – Massa específica ( $kg \cdot m^{-3}$ ).
- $\rho_a$  – Massa volumétrica da água ( $kg \cdot m^{-3}$ ).
- $\rho_{eq}$  – Massa volumétrica do sistema petróleo-água-rocha ( $kg \cdot m^{-3}$ ).
- $P$  – Montante de óleo produzido (bbl) ou ( $m^3$ ).
- $k$  – Permeabilidade,  $mD$  (ou  $m^2$ ).
- $\varphi_e$  – Porosidade efetiva.
- $\varphi_z$  – Porosidade normalizada ou índice de vazios (%).
- $N_p$  – Produção líquida acumulada.
- $R_{oe}$  – Razão óleo-energia.
- $T$  – Temperatura ( $^\circ C$ ).
- $t$  – Tempo.

$\tau$  – Tortuosidade.

$E_{4z}$  – Valor de pico da componente radial do fasor complexo associado ao campo elétrico na Região 4 ( $V.m^{-1}$ ).

$\nu_w$  – Velocidade superficial da água ( $m.s^{-1}$ ).

$\nu_o$  – Velocidade superficial do óleo.

$S_{Vgs}$  – Área unidade de volume do grão ( $m^{-1}$ ).

# CAPÍTULO I

## INTRODUÇÃO

A maior parte das reservas de petróleo existentes e em produção são constituídas de óleo pesado. Para o incremento de óleo nesses locais, empresas do setor não medem esforços na busca de métodos eficientes e economicamente viáveis, a fim de aumentar a produção e otimizar suas receitas, já que o óleo mais viscoso apresenta um maior custo de produção e um menor preço no mercado em relação a óleos leves.

No Brasil, as áreas com maior incidência de óleo localizam-se nas camadas abaixo de águas profundas da Bacia de Campos – RJ, responsável por cerca de 74% da produção nacional de petróleo, embora esse óleo encontrado seja caracterizado como óleo leve, nas outras regiões do país a realidade é diferente. Na região Nordeste, em particular, o óleo produzido é altamente viscoso, parte desta fração é produzida por poços *onshore* localizados principalmente nas bacias do Recôncavo, Sergipe-Alagoas e Potiguar (ANP, 2019).

A alta viscosidade é um grande entrave para a recuperação em reservatórios de óleo pesado. Óleos de viscosidade muito alta tornam um projeto tecnicamente desafiador e provocam impacto no seu retorno financeiro (CARRIZALES *et al.*, 2010). Muitas reservas de hidrocarbonetos pesados estão à espera de novas tecnologias que as tornem projetos economicamente viáveis (CURTIS *et al.*, 2002).

Entre as várias técnicas de recuperação de óleo que são utilizadas pela indústria petrolífera, o método térmico por aquecimento eletromagnético (EM) destaca-se como promissor quando comparado aos métodos térmicos mais comuns, a exemplo da injeção de vapor e da combustão *in situ*.

O aquecimento eletromagnético (EM) é um método térmico cujo princípio de funcionamento consiste em aquecer o reservatório a fim de converter energia elétrica em térmica, por meio de uma antena alocada no poço produtor, de modo que a antena gere um campo eletromagnético através da interação com as partículas sensíveis do meio, aquecendo o reservatório. Esse calor é transferido para o óleo, reduzindo a sua viscosidade e

consequentemente, melhorando o deslocamento e aumentando a produção (SANTOS *et al.*, 2011).

Este trabalho propõe um modelo para investigar o uso de uma antena cilíndrica como método térmico de recuperação por irradiação eletromagnética de petróleo de alta viscosidade, associada à técnica da unidade de fluxo hidráulico (HFU) e às medidas de centralidade de máxima proximidade (uma métrica utilizada na teoria de grafos). Em outras palavras, a partir da técnica HFU determinam-se as melhores zonas produtoras no reservatório, posteriormente se posicionando a antena frente a essa zona de produção, considerando-se um reservatório heterogêneo do tipo *shoebox* (caixa de sapato).

Reservatórios com propriedades homogêneas apresentam as mesmas características em todos os pontos, o que não se aplica na prática e pode levar a previsões errôneas em virtude da representatividade incerta da realidade. Diante desse cenário, da urgente necessidade de se criar modelos mais realistas, propusemo-nos a desenvolver a modelos em sistemas heterogêneos, que expressem com maior precisão os comportamentos encontrados em campos de produção, assumindo diferentes valores para propriedades petrofísicas ao longo do reservatório. O modelo sintético heterogêneo estudado, apresenta dados reais, encontrados em bacias do Nordeste brasileiro, reconstruídos pela geoestatística de porosidade, permeabilidade e saturações.<sup>1</sup>

O objetivo principal deste trabalho é verificar se as zonas indicadas para aplicação do irradiador eletromagnético acarretam incrementos no fator de recuperação de óleo. Utilizamos o *software Steam Thermal and Advanced Processes Reservoir Simulator* (STARS) da empresa de *software Computer Modelling Group* (CMG).

Esta dissertação é composta por 5 capítulos, além da Introdução (Capítulo I) e das Referências Bibliográficas. No Capítulo II é abordado o estado da arte do aquecimento eletromagnético como método térmico de recuperação avançada de petróleo, e da utilização do método de unidade de fluxo hidráulico (HFU).

No Capítulo III são abordados os aspectos teóricos referentes aos métodos de recuperação avançada. Entre eles destacam-se o aquecimento eletromagnético, a modelagem matemática da antena, a unidade de fluxo hidráulico (HFU) e a análise técnico-econômica.

---

<sup>1</sup> Detalhes da construção do reservatório heterogêneo vide apêndice.

No Capítulo IV a metodologia do trabalho e os materiais utilizados. Nele são apresentados o modelo físico do reservatório heterogêneo a ser avaliado e suas características e condições de operação. Também são identificados as unidades de fluxo hidráulico (HFU), os parâmetros da antena de aquecimento eletromagnético, a aplicação do método térmico através de simulações realizadas no CMG e, por último, a análise dos parâmetros econômicos.

No Capítulo V são mostrados os resultados e as discussões para análise do estudo paramétrico realizado com aquecimento eletromagnético em vários cenários distintos. São avaliados os perfis de viscosidade e temperatura, o fator de recepção, a produção acumulada, a temperatura média do reservatório e o balanço econômico do método aplicado ao cenário de melhor desempenho.

No Capítulo VI são apresentadas as conclusões desta dissertação.

## CAPÍTULO II

### ESTADO DA ARTE

Embora as pesquisas sobre o uso do aquecimento eletromagnético como método térmico de recuperação de reservatórios de petróleo tenham começado na década de 1950, as publicações ainda são muito limitadas, restringindo-se praticamente a empresas interessadas em desenvolver essa tecnologia (MANICHAND, 2002).

Em 1957, E. Sarapu propôs usar alta densidade de corrente elétrica para “carbonizar” os hidrocarbonetos e dessa forma, aumentar a extração via poços. Seu objetivo era quebrar as moléculas de óleo pesado, reduzindo o peso dessas moléculas, para promover a redução da viscosidade e aumentar a mobilidade do petróleo.

No mundo ocidental, os trabalhos que utilizaram aquecimento eletromagnético começaram a ser desenvolvidos a partir da década de 1970, sendo eles divididos em aquecimento eletromagnético de alta e de baixa frequência.

O primeiro trabalho contendo resultados experimentais e de modelos numéricos foi realizado por El-Feky (1977). Nele, o autor desenvolveu um modelo numérico bidimensional, de malha retangular, que procurou quantificar os efeitos do método no reservatório. Também foi desenvolvido, em laboratório, um modelo que forneceu uma série de dados experimentais, os quais serviram para posterior comparação com os resultados do modelo numérico.

Em meados dos anos 1970, o *Illinois Technology Research Institute* (IITRI) iniciou estudos de aplicação de energia eletromagnética que resultaram num método de alta eficiência energética para aquecer uniformemente extensas áreas de reservatórios através de malha de eletrodos dispostos paralelamente e energizados eletromagneticamente, simulando um capacitor (COSTA, 1998).

A Petrobras iniciou, em 1987, no Nordeste brasileiro, o projeto de aquecimento eletromagnético nos primeiros reservatórios de alta viscosidade encontrados. O primeiro teste ocorreu no campo de Estreito no estado do Rio Grande do Norte, onde foram utilizados 13 poços organizados como em uma malha *Five-spot*, em um reservatório com ótimas características permo-porosas e viscosidade em torno de 2.500 a 3.000 cP (15° API) em

condições de reservatório. Durante a vigência do projeto, observou-se que o aquecimento eletromagnético proporcionou um volume adicional considerável de óleo produzido em torno de 18.000 m<sup>3</sup>.

Manichand (2002) analisou, a partir de simulações termofluidodinâmicas em escala de campo, o desempenho energético e econômico do aquecimento eletromagnético associado à injeção de água, nos campos do Canto do Amaro-RN e de Fazenda Belém-CE, verificando, assim, o desempenho dessa técnica para poços de produção terrestre característicos do nordeste brasileiro.

Em 2009, um teste realizado no campo de Fazenda Belém (Aracati – CE, Brasil) apresentou aumento de temperatura de 43°C (inicial) para 80°C, verificado na cabeça do poço produtor central, evidenciando-se que o processo de aquecimento eletromagnético foi efetivo. O processo apresentou respostas rápidas aos estímulos da corrente elétrica no reservatório. A focalização do fluxo elétrico entre os poços fase e de retorno ficou bastante evidenciada durante o acompanhamento do processo. Dados de simulação apresentaram um aumento na fração recuperada do reservatório de 13,1% (primária) para até 48,7%, dependendo do caso estudado. A injeção periférica de água no reservatório pode apresentar uma antecipação de produção do reservatório, em detrimento de uma redução na fração recuperada (OLIVEIRA, 2009).

Dantas (2010) apresentou um modelo matemático baseado em *wavelets* para análise do método térmico de recuperação de óleo pesado aplicando irradiação eletromagnética. O desempenho energético é analisado a partir de simulações termo-fluidodinâmicas em escala de campo, através do *Steam Thermal and Advanced Processes Reservoir Simulator* (STARS) da empresa de *software Computer Modelling Group* (CMG). Os resultados obtidos para poços constituídos por óleos viscosos foram estáveis e apresentaram boa concordância com resultados da literatura.

Em 2011, um teste bem-sucedido de um sistema por aquecimento de antena de rádio frequência (RF) em areias betuminosas foi concluído. Esse teste foi o precursor do piloto da ESEIEH, em andamento no campo *MacDay River Dover* da *Suncor Energy Inc.*

Um consórcio entre a *Harris Corporation* (Melbourne, Flórida, EUA), a *Nexen Energy ULC*, a *Suncor Energy Inc.*, a *Devon Canada Corporation* e a *Alberta Emissions and Climate Change Management Corporation* objetivou reduzir potencialmente o impacto ambiental e a recuperação do betume nos campos de petróleo pesado do Canadá (SHIRISH *et al.*, 2015).

Vaca *et al.* (2014) aplicaram a tecnologia de aquecimento por radiofrequência para produção de petróleo pesado e areias oleosas no Canadá, obtendo resultados que demonstraram que a tecnologia de aquecimento por radiofrequência parece ser particularmente adequada para a produção de reservas retidas, especialmente em casos onde a injeção de vapor seria difícil de ser aplicada, como em rochas finas, superficiais, sem cobertura, e reservatórios fraturados ou altamente heterogêneos. Os autores apontam, ainda, vantagens significativas da técnica quando comparada com outros processos de aquecimento convencionais, como a injeção de vapor. Sob o ponto de vista ambiental, o aquecimento por RF pode ser um processo totalmente elétrico (alimentado por fontes renováveis) que não usa água externa e é mais eficiente em termos energéticos que os métodos baseados em vapor.

Shirish *et al.* (2015) apresentam o trabalho desenvolvido no teste piloto em Devon, Canadá, aplicando técnicas para Instalação de Extração Solvente Efetiva Incorporando Completações de Aquecimento Eletromagnético (“ESEIEH”) e mostrando os resultados técnicos para aplicação do mecanismo e sua eficiência para redução da viscosidade em petróleo altamente viscoso.

Apesar de vários trabalhos sobre aquecimento eletromagnético já terem sido desenvolvidos ao longo das últimas décadas, eles não se propuseram a avaliar a localização exata da antena a fim de ter uma maior produção. Esse trabalho, por sua vez, tem essa finalidade.

A HFUs tem sido usadas para caracterizar com precisão os reservatórios e suas propriedades, principalmente porosidade e permeabilidade (AMAEFULE *et al.*, 1993; BABADAGLI; AL-SALMI, 2004; HARO, 2004). Mas, ao longo do tempo, com a finalidade de se aprimorar a técnica, outras variáveis foram implementadas, como saturação de água no meio poroso (GHOLINEZHAD; MASIHI, 2012), fator de forma dos grãos e tortuosidade do meio poroso (ALAVI, 2014), e raio hidráulico médio (MIRZAEI-PAIAMAN; SABOORIAN-JOOYBARI; POURAFSHARY, 2015).

Roque, Santos e Simões (2015) investigaram os modelos de Amaefule *et al.* (1993) – Modelo AM; Gholinezhad e Masihi (2012) – Modelo GM; e Izadi e Ghalambor (2013) – Modelo IG. Os autores fizeram uma análise comparativa entre eles e demonstraram que associar cada célula do poço a um valor de Tipagem de Rocha Discreta (DRT) é eficiente na localização de HFUs em um reservatório. Embora nenhum dos modelos seja, de fato, um modelo padrão, os resultados indicam que, entre eles, o modelo IG produz FZIs refinados, proporcionando as HFUs mais precisas e confiáveis.

Simões (2017) propõe uma metodologia que identifique zonas de produção através da técnica HFU/FZI/DRT em conjunto com as medidas de centralidade, e propõe a validação do modelo teórico com dados de produção.

A contribuição desse trabalho consiste na utilização de HFU como uma avaliação computacional, apresentando dados de produção associados ao aquecimento eletromagnético em reservatórios heterogêneos, visto que os modelos trabalhados de HFU trazem apenas uma abordagem teórica, e que a aplicação com aquecimento eletromagnético é realizada, em sua maioria, em reservatórios homogêneos. Uma interface gráfica também foi desenvolvida com a finalidade de realizar a avaliação paramétrica da antena de aquecimento, simulando com precisão os melhores valores adotados na realização do processo.

## **CAPÍTULO III**

### **ASPECTOS TEÓRICOS**

Neste capítulo são apresentadas algumas definições necessárias para o bom entendimento do trabalho e dos assuntos por este abordados.

#### **3.1 MÉTODOS TÉRMICOS DE RECUPERAÇÃO**

Os métodos especiais de recuperação surgiram da necessidade de se aumentar a vida útil de um reservatório de petróleo, assim, aumentando a quantidade de petróleo extraída da jazida. Onde métodos convencionais de recuperação trazem pouca vantagem econômica, métodos especiais de recuperação podem ser aplicados para contornar esta situação. Tais métodos envolvem agentes externos que podem ajudar a diminuir a viscosidade do petróleo, diminuir a tensão interfacial entre os fluidos e aumentar a mobilidade do óleo que se espera ser produzido, podendo abranger métodos térmicos (injeção de vapor, combustão *in situ*, entre outros), miscíveis (injeção de CO<sub>2</sub>) ou microbiológicos (BARILLAS, 2008).

Na indústria do petróleo, os principais métodos de recuperação de óleos pesados são os métodos térmicos. O aquecimento pode ocorrer por meio de ondas eletromagnéticas, aquecedores, ou pela injeção de um fluido quente (água ou ar), sendo realizado com o objetivo de reduzir a viscosidade dos fluidos e, conseqüentemente, aumentar a mobilidade da fase óleo através do aumento da temperatura média no reservatório.

##### **3.1.1 Aquecimento eletromagnético**

O aquecimento eletromagnético, transforma energia elétrica em térmica, provocando o aquecimento através de condução ou vibração molecular. Eles podem ser divididos em dois grupos, dependendo da frequência aplicada: (1) aquecimento elétrico

resistivo e (2) aquecimento eletromagnético propriamente dito. Os métodos de aquecimento eletromagnético serão discutidos a seguir.

## 3.2 MÉTODOS DE AQUECIMENTO ELETRICO E ELETROMAGNÉTICO

### 3.2.1 Aquecimento elétrico resistivo

O aquecimento elétrico resistivo é outra forma de aplicar energia elétrica a uma formação de óleo pesado, também conhecido como aquecimento ôhmico. Esse método usa ondas de baixa frequência, geradas por eletrodos elétricos com diferentes potenciais, onde uma atua como ânodo e outra como cátodo.

Normalmente, os eletrodos são inseridos nos poços a uma distância relativamente próxima entre eles. Os eletrodos são isolados do solo em todas as regiões, exceto no reservatório de óleo, que precisa ser aquecido. Eles são conectados a uma fonte localizada na superfície. Devido à presença de água na formação, sua condutividade elétrica é alta. Portanto, o fluxo de corrente é estabelecido através do reservatório entre os eletrodos, e a energia elétrica é convertida em calor por um processo ôhmico (VACA *et al.*, 2014). A Figura 1 ilustra o esquema do aquecimento elétrico de baixa frequência.

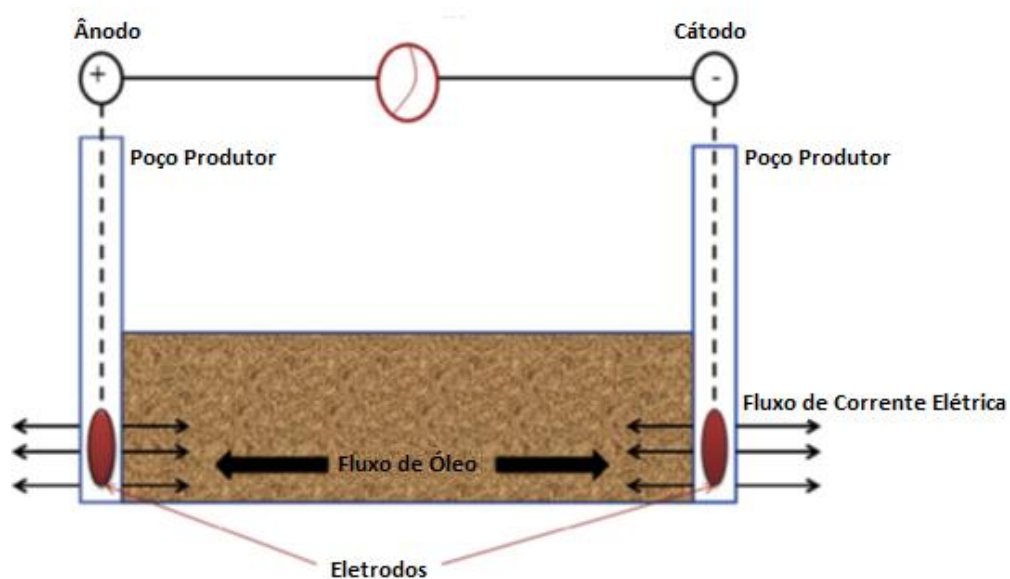


Figura 1 - Diagrama esquemático do aquecimento ôhmico de baixa frequência em um reservatório

Fonte: Adaptado de Bera (2015).

Como a água tem uma boa condutividade térmica, ela aquece e transfere o calor para a formação, apresentando um bom desempenho na recuperação do óleo. No entanto, uma das limitações na aplicação desse método diz respeito à grande quantidade de vapor associada ao processo, que faz a água ser produzida rapidamente, pois, quando diminui a quantidade de água no interior do reservatório, a dissipação do calor é prejudicada. Uma forma de solucionar esse problema é associando a injeção de água.

### **3.2.2 Aquecimento eletromagnético**

O aquecimento eletromagnético propriamente dito é aquele que acontece por alta frequência, também chamado de radiofrequência (RF) ou aquecimento por microondas. Essas ondas estimulam reações capazes de causar polarização atômica e geram um campo eletromagnético (EM).

Este fenômeno é extremamente complexo, mas pode ser resumido da seguinte maneira: as partículas eletricamente sensíveis encontram-se de forma desordenada no meio, quando o campo elétrico é nulo; mas, uma vez submetidas a um campo elétrico, as moléculas dipolares e os íons tendem a se orientar de acordo com a direção do campo (Figura 2). À proporção que a frequência do campo aplicado aumenta, cresce a agitação molecular e, conseqüentemente, maior é a transformação da energia eletromagnética em térmica por fricção intermolecular (MANICHAND, 2002).

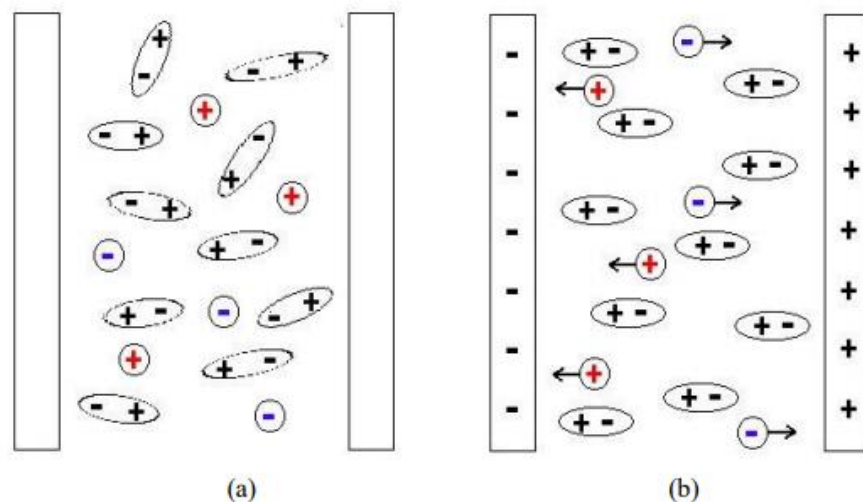


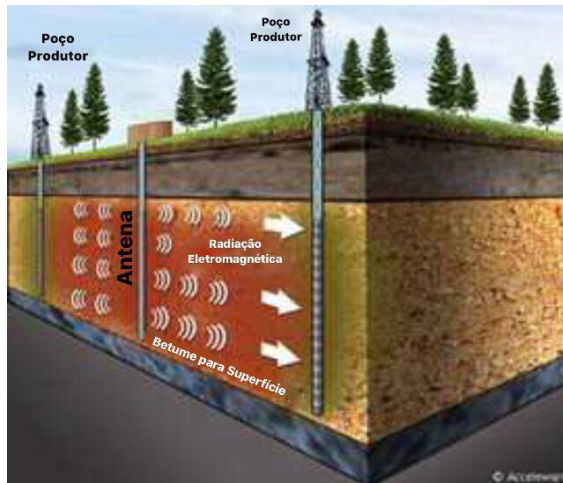
Figura 2 - Ação do campo elétrico: (a) campo elétrico nulo – as partículas se encontram de forma aleatória; (b) campo elétrico aplicado – as partículas tendem a se alinhar/deslocar de acordo com o campo

Fonte: Manichand (2002).

O campo EM é irradiado por meio de uma antena alocada no reservatório, que utiliza o próprio revestimento metálico do poço como suporte. Nela, a energia da onda é dissipada, produzindo calor.

A água é o fluido eletricamente sensível ao campo produzido pela antena, por isso, ela é aquecida, e seu calor é transmitido para o óleo pesado, reduzindo a viscosidade e promovendo deslocamento fluido de interesse até o poço produtor. A Figura 3 ilustra o processo do aquecimento eletromagnético, que pode ser realizado tanto em poços verticais (3a) quando em poços horizontais (3b):

a)



b)

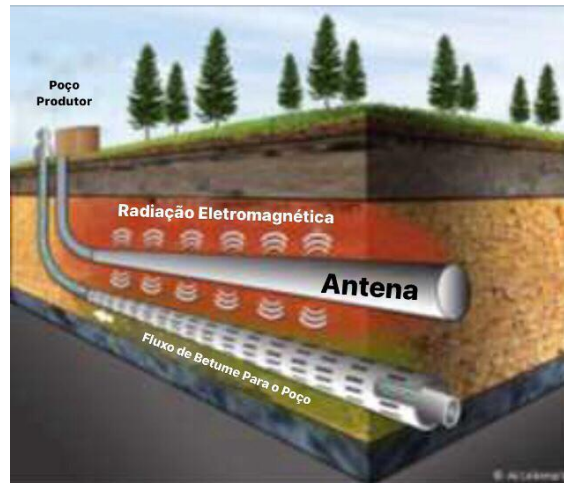


Figura 3 - Processo de aquecimento eletromagnético: a) processo realizado em poço vertical; b) processo realizado em poço horizontal

Fonte: Vaca *et al.* (2014).

A Figura 4 apresenta a instalação do método em campo, na região de Alberta, Canadá.



Figura 4 - Instalação de projeto de aquecimento EM em campo

Fonte: Shirish (2015).

### **3.3 CRITÉRIOS DE ESCOLHA DO MÉTODO DE RECUPERAÇÃO AVANÇADA**

Para escolher o método de recuperação avançada a ser utilizado é preciso avaliar alguns fatores, como propriedade petrofísicas (permeabilidade, viscosidade, saturação de água, saturação de óleo etc.), profundidade do reservatório, pressão, mecanismos de produção, aspectos econômicos, entre outros. Levando em conta esses parâmetros, o método escolhido para este trabalho foi o método térmico de aquecimento eletromagnético por radiofrequência, pois ele é adequado à formação a ser analisada, além de apresentar outras vantagens, que serão discutidas a seguir.

### **3.4 VANTAGENS DO USO DE EA**

Bera (2015) e Manichand (2002) discutiram aspectos do uso de aquecimento de alta frequência para a recuperação de petróleo. Abaixo, seguem alguns dos aspectos apontados por ele:

1. O método de aquecimento EM é energeticamente mais eficiente do que outros métodos de aquecimento térmico aquoso.
2. Este método não requer grande quantidade de abastecimento de água como método de estimulação à vapor.
3. Ele também pode trabalhar em reservatórios heterogêneos, mesmo em zonas de alta permeabilidade ou área fraturada.
4. É um processo que economiza tempo, se comparado a outros processos de aquecimento.
5. A perda de calor pode ser reduzida pelo uso controlado do processo de aquecimento EM.
6. Pode ser aplicado em reservatórios que apresentem problemas de inchamento de argilas em presença de água ou vapor.
7. Não há um limite de profundidade para o reservatório.
8. Pode ser aplicado em reservatórios que apresentem deposição de parafinas.
9. Pode ser aplicado em áreas extremamente frias, pois não tem problema de perda de calor para o ambiente, como no caso dos geradores de vapor.
10. Atua na região desejada e pode independender da condutividade térmica do meio.

### **3.5 IMPACTOS AMBIENTAIS DO AQUECIMENTO EM**

A procura por soluções que busquem atenuar os impactos ambientais gerados pelo homem vem se multiplicando (RIBEIRO; MORELLI, 2009). Por esse motivo, é importante se discutir os impactos ambientais associados ao uso do aquecimento EM.

É importante destacar que, entre os métodos de recuperação avançada, o aquecimento EM é um método amigável, não gera resíduos no seu processo – como nos métodos químicos e miscíveis, por exemplo –, e suas ondas de alta frequência não interferem na vibração natural das moléculas do ecossistema à sua volta – como acontece no aquecimento de baixa frequência, que, pelo fenômeno de ressonância, perturbam a frequência de vibração de plantas e microrganismos do solo.

Porém, pesquisas relatam que existem fatores associados às microondas no que diz respeito ao abate de bactérias, microrganismos, plantas, emissões tóxicas e desequilíbrio biológico na recuperação de óleo pesado de reservatórios (Gunal GO. *et al* 2000 e Kakita, 1999).

O aquecimento EM também torna os processos de remediação do solo mais práticos do que outras técnicas. Segundo McGee e Vermelen (2007), muitos contaminantes, como gasolina e outras substâncias voláteis e compostos orgânicos, podem ser removidos muito rapidamente do solo através do aquecimento de microondas.

### **3.6 MODELAGEM DO PROCESSO DE AQUECIMENTO POR RÁDIO FREQUÊNCIA**

O problema em estudo consiste na recuperação de óleo viscoso por aquecimento eletromagnético em reservatório heterogêneo. Para verificar o desempenho do método, o sistema físico analisado é um modelo *shoebox* contendo hidrocarbonetos pesados e água. Neste caso, a produção resultante do sistema é obtida considerando-se um poço vertical localizado no centro da estrutura, sobre a qual a fonte de radiação eletromagnética é implantada. O esquema proposto é ilustrado na Figura 5.

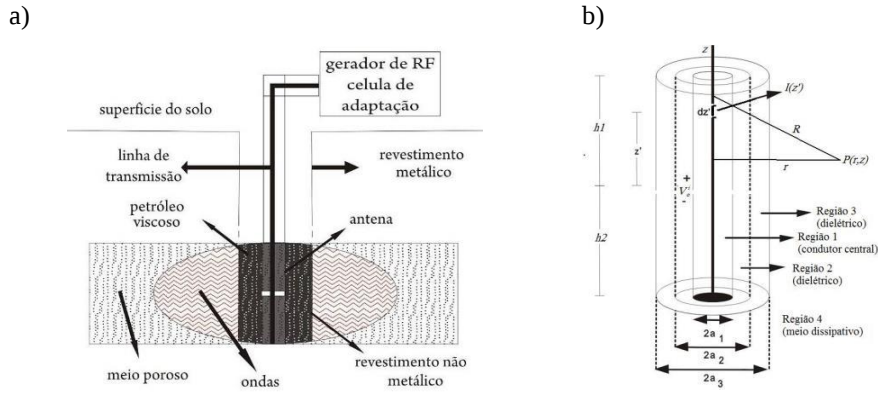


Figura 5 - a) Esquema da antena cilíndrica isolada imersa em um meio dielétrico dissipativo, constituído de água salgada e petróleo pesado; b) Antena cilíndrica isolada imersa em um meio dielétrico dissipativo

Fonte: Dantas (2010).

A geometria da antena utilizada nessa aplicação é apresentada na Figura 5b, e consiste em dois condutores centrais (Região 1), de comprimentos  $h1$  e  $h2$  e raio  $a_1$ , envolvidos por um cilindro dielétrico constituído por duas camadas (Regiões 2 e 3), com raios externos  $a_2$  e  $a_3$ , respectivamente. A região externa ao cilindro dielétrico é formada por petróleo, água e rocha, as quais constituem o meio heterogêneo a ser aquecido (Região 4). O termo  $z$  é a componente axial segundo a direção vertical em coordenadas cilíndricas e  $z'$  é o eixo tangente à superfície do condutor central da antena paralelo a  $z$ .

### 3.6.1 Distribuição de Temperatura e Potência

A transferência de calor da fonte de radiação para o meio dissipativo é obtida em função da equação de energia dada por:

$$\rho_{eq} c_{eq} \frac{\partial T}{\partial t} + \left( \rho_o c_o \vec{v}_o + \rho_w c_w \vec{v}_w \right) \frac{\partial T}{\partial t} = W(r) \quad (1),$$

onde,  $\rho_{eq}$  e  $c_{eq}$  representam, respectivamente, a massa volumétrica equivalente e o calor específico equivalente do sistema óleo-água-rocha,  $\rho_o$  representa a massa volumétrica do petróleo,  $c_o$  representa o calor específico do óleo e  $v_o$  representa o vetor velocidade superficial do óleo. Os termos  $\rho_w$ ,  $c_w$  e  $v_w$  são, respectivamente, a massa volumétrica da água,

o calor específico da água e o vetor velocidade superficial da água. O termo  $W$  representa a distribuição de potência ativa dissipada no meio, transmitido pela antena, e depende diretamente da condutividade elétrica efetiva do meio ( $\sigma$ ) e da intensidade do campo elétrico, podendo ser calculada pela seguinte expressão:

$$W(r) = \frac{\sigma}{2} \vec{E} \vec{E}^* = \frac{\sigma}{2} \left( |E_{4z}(r, z)|^2 + |E_{4r}(r, z)|^2 \right) \quad (2),$$

onde,  $\vec{E}$  é o campo elétrico, dado por:

$$|E_4(r, z)|^2 = |E_{4z}(r, z)|^2 + |E_{4r}(r, z)|^2 \quad (3).$$

$\vec{E}^*$  é o complexo conjugado do campo elétrico. Finalmente, para calcular a distribuição de temperatura no meio dielétrico dissipativo, considera-se o caso em que não existe fluxo de fluido na direção do poço produtor. Consequentemente, a equação reduz-se a:

$$T(r, t) = T_i + \frac{tW(r)}{\rho_{eq} c_{eq}} \quad (4).$$

### 3.7 UNIDADE DE FLUXO HIDRÁULICO (HFU)

O conhecimento das rochas e dos fluidos que compõem um reservatório é fundamental para compreender os mecanismos de produção e planejar as melhores estratégias para o desenvolvimento dos campos. Porém, um reservatório tem muitas variações, tanto na quantidade de poros (porosidade) quanto na capacidade de escoamento (permeabilidade), e este é um dos principais problemas enfrentados ao se localizar zonas produtivas ou alocar poços e canhoneios (SIMÕES, 2017).

Através de parâmetros petrofísicos, como permeabilidade e porosidade, é possível identificar zonas produtoras e, dessa maneira, aumentar o fator de recuperação de óleo. Este trabalho adotou o Modelo de Amaefule (AM) (AMAEFULE *et al.*, 1993) para determinar os alvos de produção do reservatório estudado.

### 3.7.1 Modelo de Amaefule (AM)

A partir da equação de Kozeny – Carman,

$$0,0314 \sqrt{\frac{K}{\varphi_e}} = \frac{1}{\sqrt{F_s} \tau S_{Vgs}} \frac{\varphi_e}{1 - \varphi_e} \quad (5),$$

onde,  $\varphi_e$  é a porosidade efetiva do meio,  $K$  é a permeabilidade absoluta da rocha em milidarcy (mD). O segundo termo do lado direito é conhecido como porosidade normalizada,  $\varphi_z$ . O termo do lado esquerdo e o primeiro termo do lado direito foram definidos, respectivamente, como Índice de Qualidade do Reservatório (RQI) e Indicador de Zona de Fluxo (FZI). Observe que FZI é uma função da tortuosidade dos poros ( $\tau$ ), do fator de forma ( $F_s$ ) e da área de superfície específica por unidade de volume de grãos ( $S_{Vgs}$ ), mas esses parâmetros são complicados para se obter tanto por testemunhos quanto por perfilagem.

Assim, na determinação das Unidades de Fluxo Hidráulico (HFU) foram aplicadas as duas relações abaixo determinadas pelo modelo de AM, o qual discrimina os diferentes tipos de rocha e os melhores FZI:

$$\varphi_z = \frac{\varphi_e}{1 - \varphi_e} \quad e \quad FZI = \frac{RQI}{\varphi_z} \quad (6).$$

Em um gráfico de log (RQI) *versus* log ( $\varphi_z$ ), todas as amostras com valores similares de FZI estarão localizadas próximo a uma única reta de inclinação unitária (s) e com o coeficiente de correlação linear ( $R^2$ ) próximo da unidade. Amostras com FZI diferentes ficarão sobre outras retas paralelas. Cada reta identificará uma HFU com um valor de FZI associado, como apresenta a Figura 6:

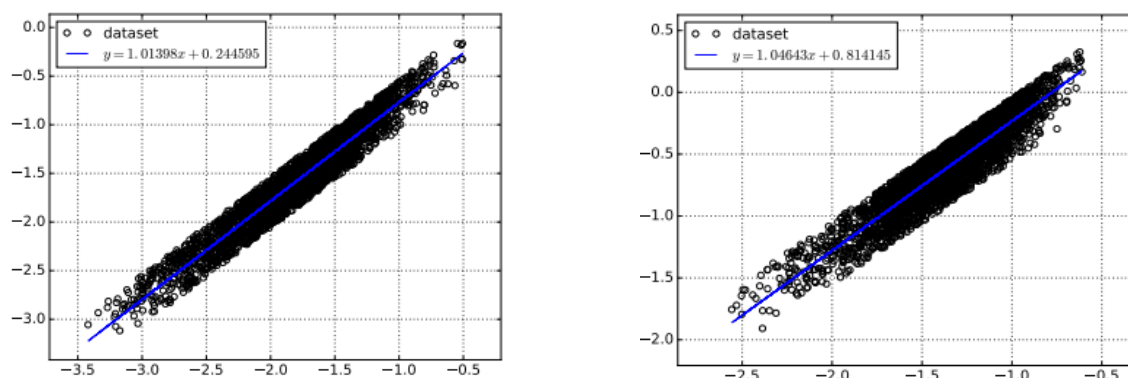


Figura 6 - Retas de uma HFU com um valor de FZI associado

Fonte: Simões (2017).

Para agrupamento dos FZI que satisfazem as condições indicadas foi adotado o método de Tipagem de Rocha Discreta (DRT), e para a indicação dos pontos para posicionamento dos poços foi utilizada a métrica de centralidade de máxima proximidade, proposta em Oliveira *et al.* (2016) e em Roque *et al.* (2017).

Um volume de rocha que apresente propriedades petrofísicas similares é agrupado em *clusters*, formados por um conjunto de blocos de células interligadas, como representados nas Figuras 7 e 8.

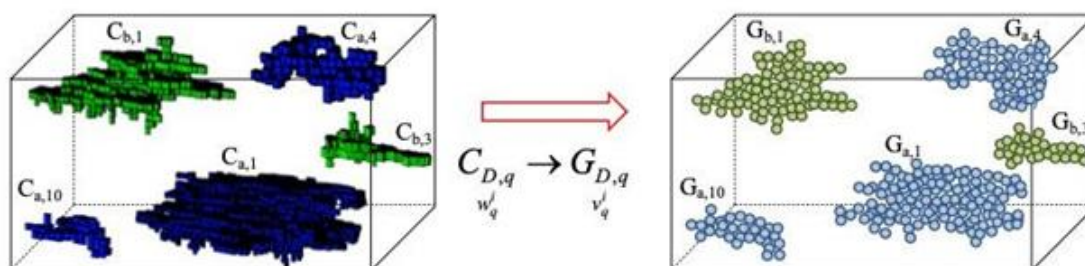


Figura 7 - *Clusters* conectados por faces

Fonte: Simões (2017).

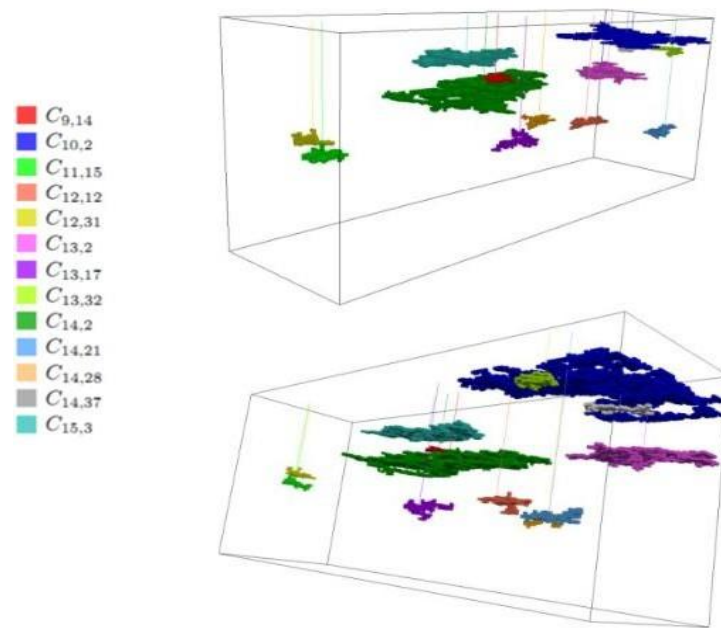


Figura 8 - *Clusters* de alta performance

Fonte: Simões (2017).

## **CAPÍTULO IV**

### **METODOLOGIA**

Para avaliar o desempenho das técnicas de recuperação avançada de óleo pesado por irradiação eletromagnética e o posicionamento otimizado de poços em unidades de fluxo hidráulico, foi utilizado um reservatório heterogêneo, com características petrofísicas da bacia SE-AL (porosidade, permeabilidade, saturação de óleo e saturação de água). Os casos foram simulados com o simulador comercial STARS do *Computer Modelling Group* (CMG), avaliando o tempo e a dinâmica dos processos envolvidos para aumentar a recuperação.

Segundo Fernandes (2016), os simuladores modelam o escoamento em meios porosos, auxilia na caracterização de reservatórios e identificação de barreiras e de propriedades próximas aos poços. Assim, pode-se obter um ajuste de histórico e uma previsão de produção para o campo.

A seguir são descritos o modelo físico do reservatório, as propriedades da rocha e as propriedades dos fluidos contidos nele, as condições de operação do modelo, a identificação das zonas de HFU, a avaliação paramétrica da antenna de aquecimento eletromagnética, o arranjo de poços, a escolha do poço produtor e a avaliação econômica do método. As características do reservatório estudado são semelhantes às encontradas na região do nordeste brasileiro.

#### **4.1 MODELO FÍSICO**

O modelo físico adotado neste trabalho trata-se de um modelo tridimensional, de malha cartesiana, representado na Figura 9.

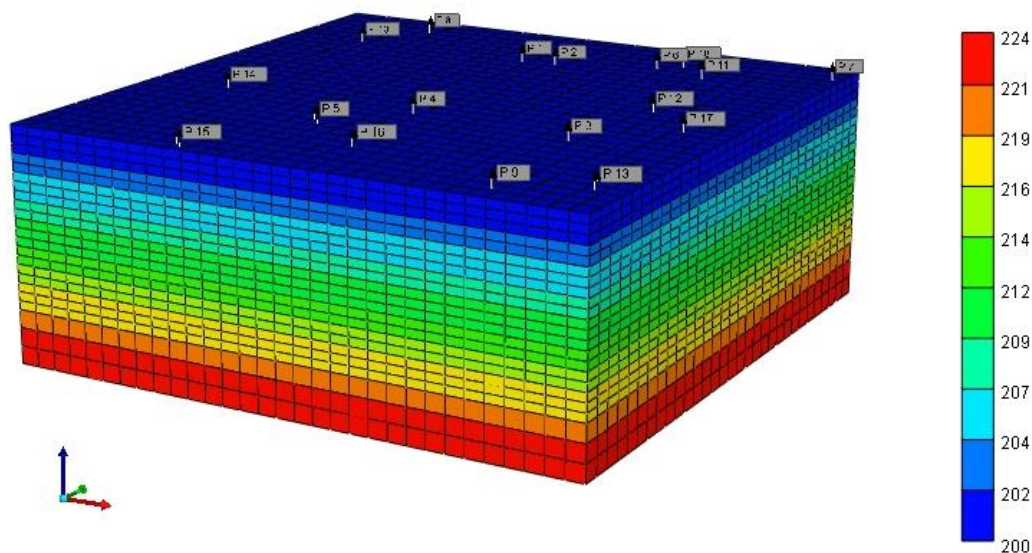


Figura 9 - Modelo-base em 3 dimensões

Fonte: Elaboração própria (2019).

O modelo é dividido em camadas, cujas as cores variam de acordo com a profundidade. As propriedades da malha, da rocha e dos fluidos utilizados no modelo computacional são apresentados da seguinte forma:

#### Características gerais do modelo:

- Tipo de Malha: Cartesiana;
- Espessura do reservatório: 8,5m (27,8871ft);
- Profundidade base do reservatório: 24m (78,7402ft);
- Número total de blocos:  $31 \times 31 \times 23 = 22.103$  blocos;
- Número de blocos na direção i = 31 blocos:  $6.45 \text{ m} * 31 = 200\text{m}$  (656,168ft);
- Número de blocos na direção j = 31 blocos:  $6.45 \text{ m} * 31 = 200\text{m}$  (656,168ft);
- Número de blocos na direção k (sentido descendente) = 23 blocos: 20 blocos de 1m, 3 blocos de 2m.  $20 * 1.0 + 3 * 2.0 = 26 \text{ m}$  (85,3018ft);
- Pressão inicial: 289psi;
- Temperatura inicial: 98°F (36,67°C);
- Condutividade elétrica da formação: 0.88S/m.

**Propriedades físicas da rocha:**

- Porosidade: 0-35 %;
- Permeabilidade, direção i: 0- 1250md;
- Permeabilidade, direção j: 0- 1250md;
- Permeabilidade, direção k: 0- 125md;
- Condutividade térmica: 24 (BTU/ft-day-F).

**Propriedades físicas do óleo:**

- Calor específico: 1235J/kgF;
- Viscosidade do óleo:  $864 \times 10^{10}$ - 0,739cp;
- Condutividade térmica: 1.8 (BTU/ft-day-F)
- Saturação de óleo inicial: 0-1%.

**Propriedades físicas da água:**

- Massa específica: 1000,0kg/m<sup>3</sup>;
- Compressibilidade:  $1,0 \times 10^{-6}(\text{kg/cm}^2)^{-1}$ ;
- Calor específico: 4182J/KgF;
- Saturação inicial de água: 0-1%;
- Condutividade térmica = 8.6 BTU/ft-day-F.

## **4.2 IDENTIFICAÇÃO DAS UNIDADES DE FLUXO HIDRÁULICO (HFU)**

No reservatório saturado com óleo de alta viscosidade e água, foi aplicado o método AM (Equação 6) em conjunto com a métrica de centralidade de máxima proximidade para identificar as HFUs de maior fluxo, maior escoamento e fluidez, foram realizadas perfurações nas células resultantes, e as colunas às quais estas pertenciam foram avaliadas individualmente, para verificar suas respectivas saturações, pois essas regiões de maior fluidez poderiam estar saturadas de óleo ou água. Em seguida, canhoneios estratégicos foram realizados nos pontos saturados em óleo. Tendo identificado as regiões com maior fluidez, a antena de aquecimento EM foi alocada, no *software* STARS® (CMG).

### 4.3 AVALIAÇÃO PARAMÉTRICA DA ANTENA DE AQUECIMENTO ELETROMAGNÉTICA

Para identificar a melhor frequência de operação da antena, foi realizada uma avaliação paramétrica, investigando potência, temperatura e tamanho do braço da antena, a partir da qual se obtiveram os valores mais adequados ao estudo do processo. Os testes foram realizados no MATLAB, em uma interface especialmente desenvolvida para esse estudo, onde se avaliaram várias configurações, pois cada parâmetro foi verificado individualmente e também associado aos demais, já que o melhor desempenho combina múltiplos fatores.

É importante destacar que o STARS apresenta limitações para aplicações em altas frequências. Para superar essas limitações, foram feitas algumas adaptações utilizando o módulo de expansão térmica, onde o principal parâmetro de entrada é a potência aplicada em cada célula da malha. Esta adaptação foi realizada utilizando valores da potência, calculados a partir da equação (2) e distribuídos para cada célula da malha considerando a direção e a distância radial. (DANTAS, 2010).

A Figura 10 ilustra o ambiente onde foram realizados os testes para obtenção da melhor frequência e, conseqüentemente, da temperatura a ser utilizada.

| Dados |        | Resultados |         |
|-------|--------|------------|---------|
| N:    | 2      | RD3:       | 0.8     |
| Freq: | 272    | PR2:       | 1       |
| BA:   | 100    | PR3:       | 1.78    |
| RC:   | 0.47   | PR4:       | 42.5    |
| RD2:  | 0.584  | CR4:       | 0.88    |
| TA:   | 1      | CE:        | 1235    |
| MV:   | 120000 | t:         | 1314000 |

Executar

Figura 10 - Janela principal do programa utilizado para avaliação paramétrica da antena de aquecimento eletromagnética

Fonte: Ambiente do MATLAB, onde foram realizadas as avaliações.

Para modelar o processo com precisão, foi realizado o aquecimento nos dezoito pontos apresentados, pois o aquecimento EM é um processo dinâmico e, durante sua atuação, as propriedades petrofísicas dos reservatórios, condições (pressão, temperatura etc.) e propriedades são alteradas constantemente, afetando o campo e o padrão de aquecimento, sendo necessário realizar a combinação dos pontos de HFU com Aquecimento EM para melhor precisão do processo.

#### **4.4 ANÁLISE TÉCNICO-ECONÔMICA**

A avaliação da viabilidade técnica e econômica de um projeto de recuperação avançada de petróleo é fundamental para a maximização de lucros e a minimização de riscos do projeto. De fato, após a realização de uma seleção de métodos de recuperação avançada candidatos para um reservatório específico, do ponto de vista da engenharia, deve-se proceder uma análise econômica para indicar o melhor método entre aqueles previamente escolhidos. A decisão por uma alternativa errada pode levar a lucros menores do que se outro método fosse escolhido e, em caso de uma má opção, pode conduzir a grandes prejuízos financeiros (RODRIGUES, 2012).

Para avaliar se a aplicação do método de AE é economicamente viável ou não, foi realizada uma análise de viabilidade técnico-econômica, com base na produção líquida acumulada de óleo, que leva em consideração o preço do petróleo produzido e da energia elétrica necessária para a realização do processo.

##### **4.4.1 Produção líquida acumulada**

De acordo com Dantas (2010), a produção líquida acumulada pode ser definida de forma simplificada, como sendo o resultado da receita do projeto descontando-se os custos ou despesas para a realização do processo. Isto pode ser representado pelas seguintes equações:

$$N_{pLiq} = P - C \quad (7),$$

$$C = R_{oe} \cdot CE \quad (8),$$

onde, P é o montante de óleo produzido em um determinado instante, C é o custo montante de óleo necessário para pagar a despesa com a energia elétrica no mesmo instante, CE indica o consumo de energia, e  $R_{oe}$  (razão óleo-energia) é definido como sendo a relação econômica existente entre um volume de óleo e uma quantidade de energia elétrica, ou seja, é o volume necessário para pagar certo montante de energia elétrica consumida e pode ser expresso pela Equação 9:

$$R_{oe} = \frac{Volume}{Energia} [m^3 \text{ de óleo STD/MWh}] \quad (9).$$

Portanto, de forma prática e admitindo algumas considerações, podemos obter o  $R_{oe}$  da seguinte forma:

$$\begin{aligned} & \text{Preço do petroleo} \left[ \frac{US\$}{bbl} \right] \cdot \text{Preço da energia} \left[ \frac{R\$}{MWh} \right] \cdot \text{Taxa de cambio} \left[ \frac{US\$}{R\$} \right] \\ & \text{Conversão de unidades} \left[ \frac{0,59 m^3}{bbl} \right] = R_{oe} \left[ \frac{m^3}{MWh} \right] \end{aligned} \quad (10).$$

#### 4.4.2 Preço do barril de petróleo

Para a análise econômica através da produção líquida acumulada ( $N_p$ ) foram definidos diferentes cenários, os quais levam em consideração o preço do barril do petróleo nos últimos três anos, a fim de verificar a viabilidade econômica do processo de aquecimento EM.

Os dados selecionados foram os correspondentes ao preço do barril de petróleo para o mês de outubro nos anos de 2017, 2018 e 2019. Os valores extraídos do portal de informações *Independent Statistics & Analysis* são apresentados na Figura 11.



Figura 11 - Preço do barril de petróleo de outubro de 2014 a outubro de 2019

Fonte: *US Energy Information Administration* (2019).

A receita é calculada para os seguintes valores: 57,62 U\$/bbl; 80,47 U\$/bbl; e 59,37 U\$/bbl de óleo.

#### 4.4.3 Preço da energia elétrica

Os preços da energia elétrica (PE (R\$/MWh)) foram escolhidos a partir da potência aplicada (PA (kW)) obtida por meio da análise dos parâmetros da antena de aquecimento eletromagnética. Diferentes cenários foram criados, variando-se a potência.

O custo de energia foi obtido por meio da tabela de tarifas de energia elétrica, regida pela Lei nº 10.637, de 30 de dezembro de 2002, pela Lei nº 10.833, de 29 de dezembro 2003, e por Res. Hom. ANEEL 112/2005, de 09 de maio de 2005 (COSERN, 2019), onde são estabelecidos valores de tarifa para instalações industriais. O projeto enquadra-se no grupo Horo Sazonal Verde – A4, e o valor de KW/h é dado pelo consumo ativo na ponta, apresentado na Tabela 1.

Tabela 1 - Tarifas de energia elétrica

| Horo Sazonal VERDE        |             |
|---------------------------|-------------|
| <b>A4</b>                 |             |
| Consumo Ativo na Ponta    | 1,69119000  |
| Consumo Ativo Fora Ponta  | 0,28149000  |
| Consumo Reativo Excedente | 0,25087000  |
| Demanda Ativa             | 17,83000000 |
| Demanda Reativa Excedente | 17,83000000 |
| Ultrapassagem             | 35,66000000 |

Fonte: COSERN (2019).

#### 4.4.4 Fluxograma da Metodologia do Trabalho

A metodologia do trabalho é apresentada no diagrama de fluxo da Figura 12:

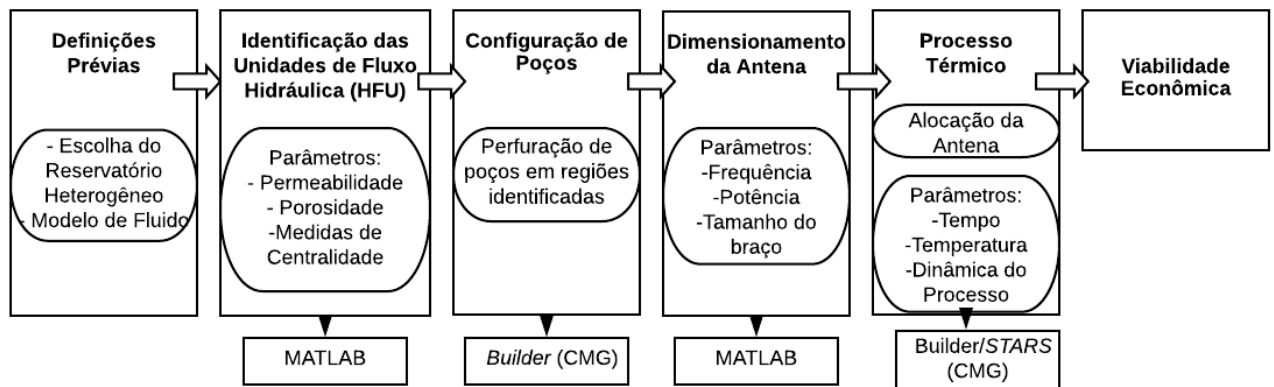


Figura 12 - Fluxograma da Metodologia do Trabalho

Fonte: Elaboração própria (2019).

## **CAPÍTULO V**

### **RESULTADOS E DISCUSSÕES**

Neste capítulo, são mostrados os resultados referentes às simulações realizadas no *matlab* para melhor configuração da antena de aquecimento eletromagnético. Os parâmetros avaliados foram o tamanho do braço da antena e a frequência, resultando em diferentes cenários para temperatura e raio de alcance.

Na sequência, são apresentados os resultados do processo de aquecimento EM em reservatórios heterogêneos com características semelhantes aos reservatórios do nordeste brasileiro, onde as antenas foram alocadas frente à zona de produção em locais identificados pelo método HFU. São apresentados os resultados em dois cenários distintos: o primeiro, avaliando-se o procedimento em todas as regiões de alta fluidez; o segundo, considerando-se apenas os quatro poços de maior produção.

Também são mostrados os resultados obtidos para avaliações realizadas com um dos poços horizontais, submetido a uma fonte de calor localizada em diferentes distâncias em relação ao poço produtor. Além da distância da fonte de calor, o tamanho da antena foi outro parâmetro observado, e, ainda, um comparativo de produção entre o poço vertical e o horizontal. Finalmente, foi realizada uma análise técnico-econômica para uma das configurações analisadas em função do preço do barril de petróleo e do custo energético.

#### **5.1 ANÁLISE DOS PARÂMETROS DA ANTENA DE AQUECIMENTO ELETROMAGNÉTICA**

No estudo paramétrico para obtenção da melhor configuração para a antena de aquecimento EM, o arranjo dos parâmetros que forneça a melhor produção, diversos valores de frequência e braço da antena foram atribuídos. Alguns valores avaliados e seus resultados podem ser observados na Figura 13.

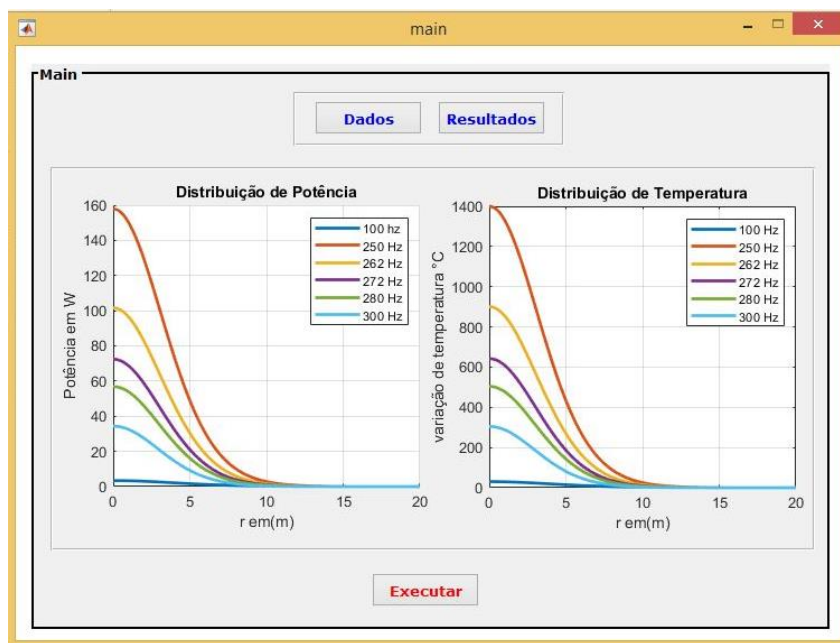


Figura 13 - Distribuição de potência e temperatura para avaliação paramétrica com diferentes valores de frequência

Fonte: Elaboração própria (2019).

O cenário que apresentou o melhor resultado, levando-se em consideração dimensões do objeto estudado, pode ser observado na Figura 14. A frequência escolhida para aplicação do método foi a de 70 Hz, que proporciona uma temperatura de 650°C associada a um braço de antena de 1 metro.

Embora a frequência de 160 Hz proporcione uma temperatura mais elevada (1400°C) em relação à frequência de 70 Hz (650°C), é importante destacar que maiores frequência e temperatura não necessariamente são os melhores valores a serem aplicados no projeto, pois, o incremento da temperatura pode não necessariamente trazer um incremento tão significativo na produção, podendo, assim, resultar apenas em um maior gasto energético, provocando perda de receita.

Diante desse cenário, a fonte de calor atuará com o valor que proporciona um bom incremento na temperatura, sem perdas energéticas e econômicas. A Figura 14 mostra isoladamente os parâmetros escolhidos para a aplicação da antena de aquecimento EM.

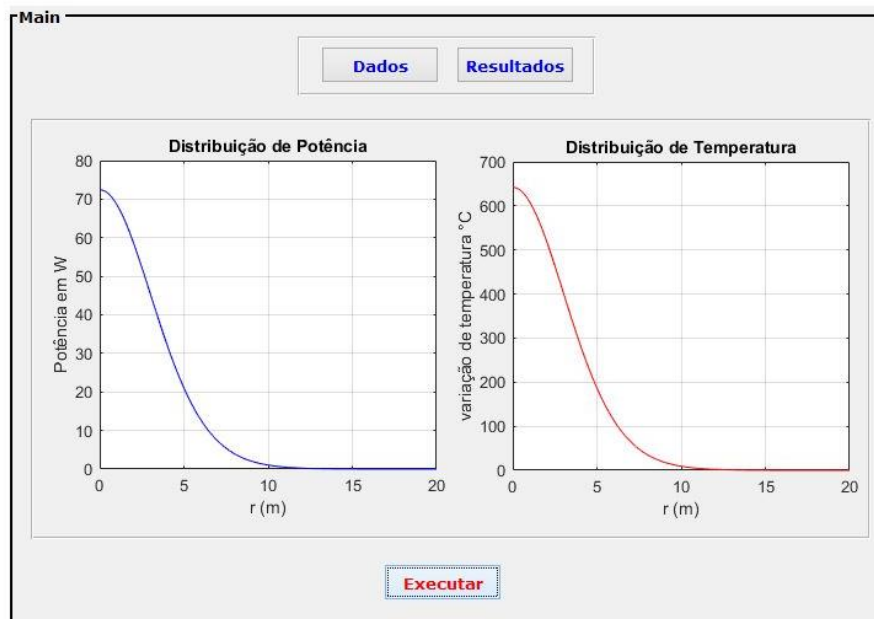


Figura 14 - Melhor configuração de potência e temperatura aplicados na antena de aquecimento eletromagnética

Fonte: Elaboração própria (2019).

## 5.2 UNIDADE DE FLUXO HIDRÁULICO (HFU)

Neste modelo, dezoito HFUs de alta performance foram identificadas. Os resultados a seguir apresentados, na Figura 15, correspondem à produção de óleo nessas regiões ao longo de vinte anos de produção com o reservatório submetido ao aquecimento eletromagnético.

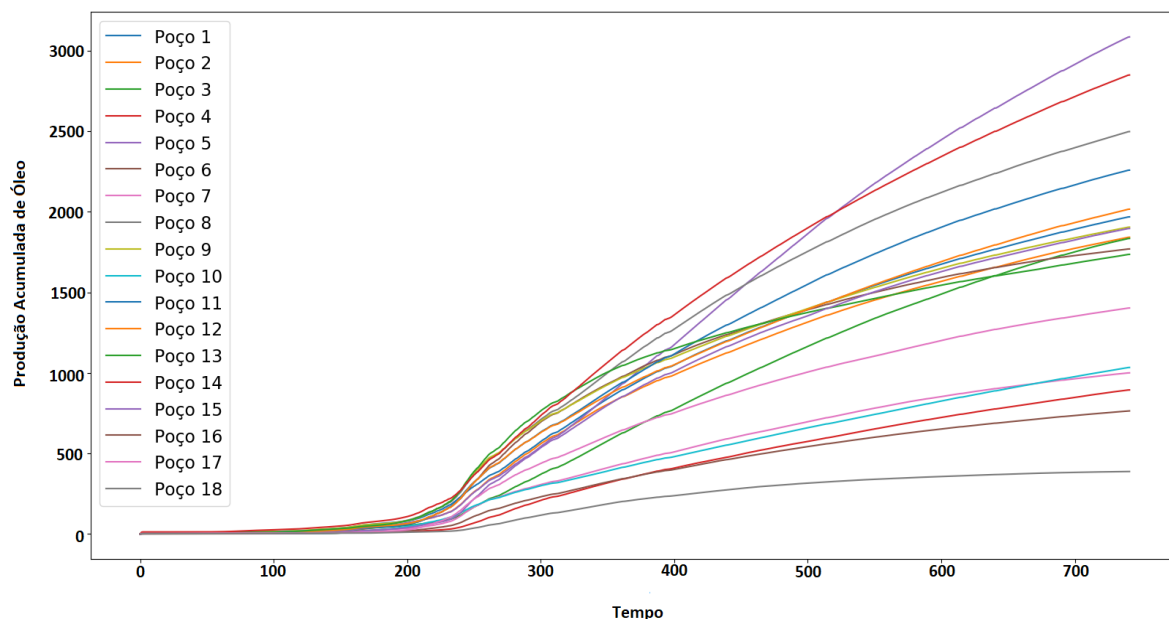


Figura 15 - Curvas de Produção das dezoito HFU identificadas<sup>2</sup>

Fonte: Elaboração própria (2019).

Entre as zonas de alta fluidez é possível verificar que os poços que apresentaram maiores produções foram os poços 5, 8, 11 e 14, sendo, portanto, os melhores locais para a perfuração no reservatório. Por esse motivo, muitas análises foram realizadas levando-se em consideração as localidades associadas àqueles poços.

### 5.3 AQUECIMENTO ELETROMAGNÉTICO

Nesta seção, são apresentados os resultados referentes à avaliação do processo térmico realizado no módulo do STRAS do *software* CMG. A análise de parâmetros de produção, comportamento da temperatura e viscosidade foi feita com base nas dezoito regiões de HFU, para se verificar o comportamento de cada poço ao longo dos anos de produção, uma vez que o processo térmico é um processo dinâmico e sofre variação ao longo do tempo. Com o comportamento das dezoito regiões observadas, os quatro melhores poços foram ensaiados e definidos como configuração a ser adotada em um projeto de perfuração

<sup>2</sup> O gráfico (Figura 17) foi gerado no *Python*, com dados extraídos do CMG. Ao todo foram gerados 7305 dados de produção (7305/365 dias = 20 anos). O valor, 743 apresentado na coordenada X do gráfico, corresponde ao número de pontos do vetor. Significa que essa simulação foi executada nesse número de passos.

para esse reservatório, sendo realizada a avaliação dos mesmos parâmetros adotados para configuração com dezoito poços e também o balanço econômico.

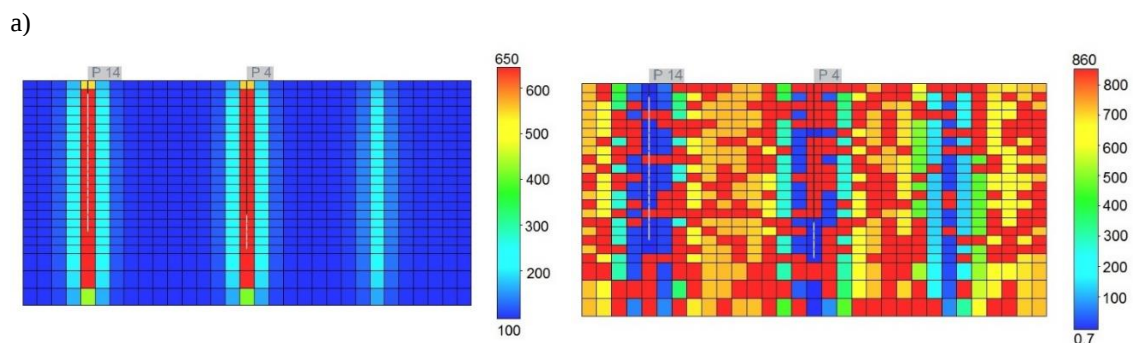
Os resultados são mostrados e discutidos da seguinte forma:

- Análise de parâmetros operacionais investigados, perfis de temperatura e viscosidade, temperatura média do reservatório, fator de recuperação e produção acumulada de óleo para dois cenários distintos:
  - I) Cenário 1: Análise dos parâmetros nas dezoito regiões identificadas pelo método de HFU;
  - II) Cenário 2: Análise realizada considerando apenas os quatro poços de maior produção.

### 5.3.1 Perfis de temperatura e viscosidade

Para o projeto de aquecimento eletromagnético no cenário 1, foram obtidos os perfis de temperatura e viscosidade durante os dez primeiros anos após o início do projeto. As Figuras 18 e 19 mostram os perfis de temperatura e viscosidade após um ano, cinco e dez anos do início do projeto, em diferentes modos de exibição, sendo a Figura 18 a visão 2D, e a Figura 19, a vista superior do reservatório, tendo à esquerda os perfis de temperatura e à direita os perfis viscosidade.

A Figura 16 mostra o aquecimento no plano 20, o ponto de maior produção observada no reservatório ao longo de dez anos de produção (Poço 14).



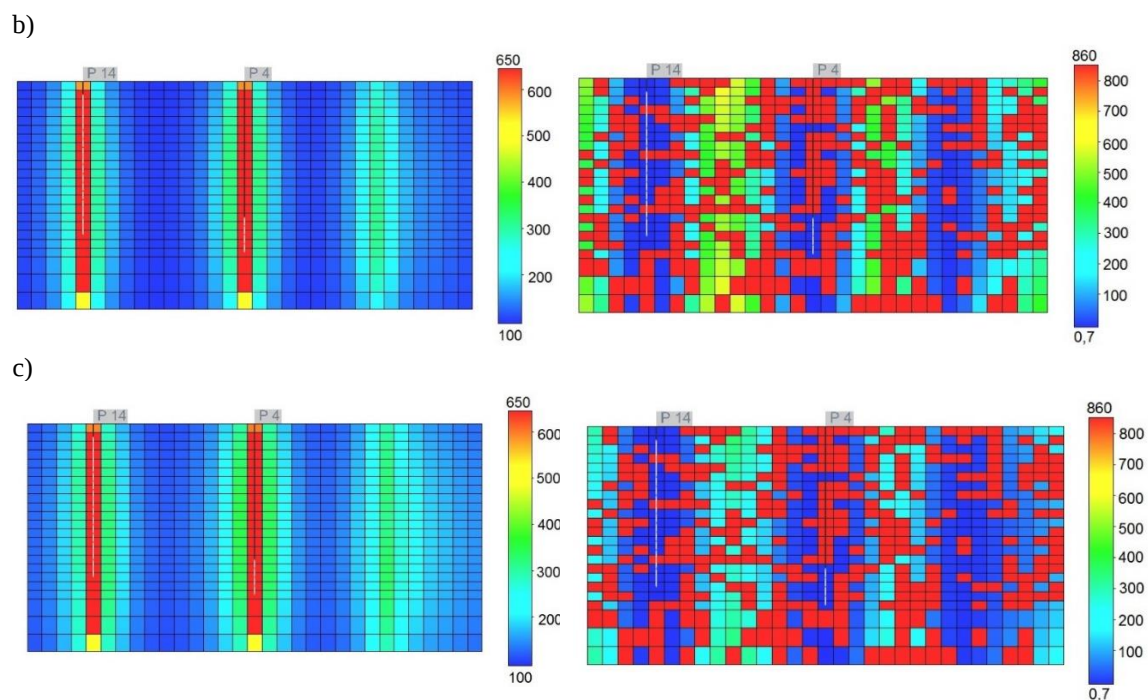
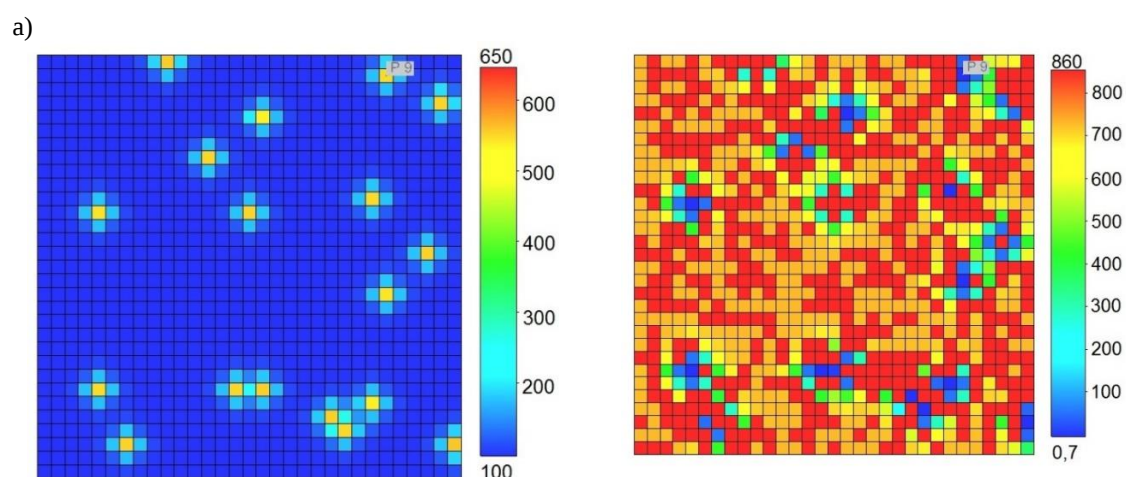


Figura 16 - Vista 2D para perfis de temperatura e viscosidade ao longo do tempo para dezoito poços – temperatura (à esquerda) e viscosidade (à direita): a) Perfis após 1 ano; b) Perfis após 5 anos; c) Perfis após 10 anos.

Fonte: Elaboração própria (2019).

A Figura 17 mostra o aquecimento na vista superior para o aquecimento nos dezoito pontos de unidade de fluxo hidráulico.



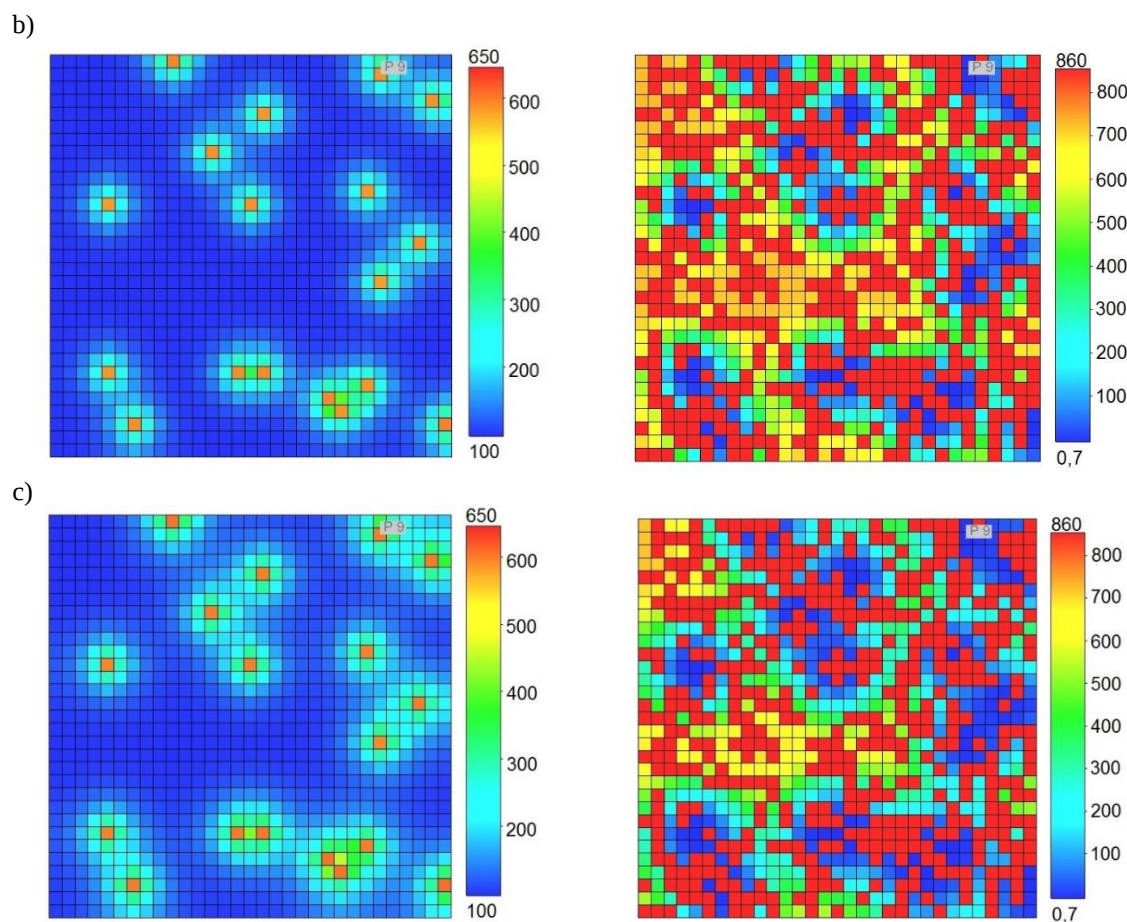


Figura 17 - Vista superior para perfis de temperatura e viscosidade ao longo do tempo para dezoito poços – temperatura (à esquerda) e viscosidade (à direita): a) Perfis após 1 ano; b) Perfis após 5 anos; c) Perfis após 10 anos.

Fonte: Elaboração própria (2019).

De modo análogo ao cenário 1, foram obtidos os perfis de temperatura e viscosidade durante os dez primeiros anos de produção para o cenário 2.

As Figuras 18 e 19 mostram os perfis de temperatura e viscosidade, após um ano, cinco e dez anos do início do projeto, em diferentes modos de exibição, sendo a Figura 18 a visão 2D, e a Figura 19, a vista superior do reservatório, tendo à esquerda os perfis de temperatura e à direita os perfis viscosidade.

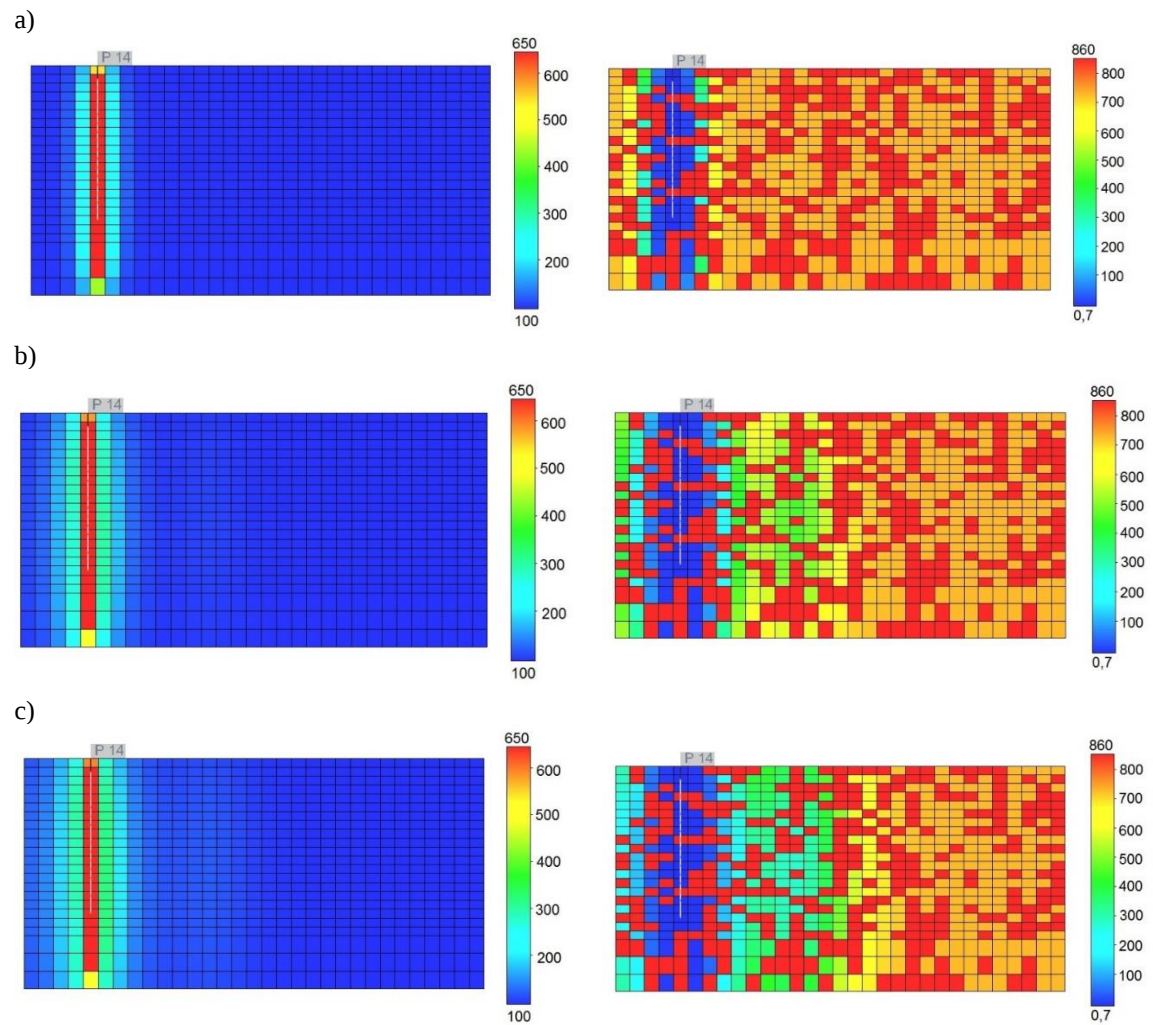


Figura 18 - Vista 2D para perfis de temperatura e viscosidade ao longo do tempo para quatro poços – temperatura (à esquerda) e viscosidade (à direita): a) Perfis após 1 ano; b) Perfis após 5 anos; c) Perfis após 10 anos

Fonte: Elaboração própria (2019).

A Figura 19 mostra os perfis na vista superior para o aquecimento nos quatro poços de maior produção.

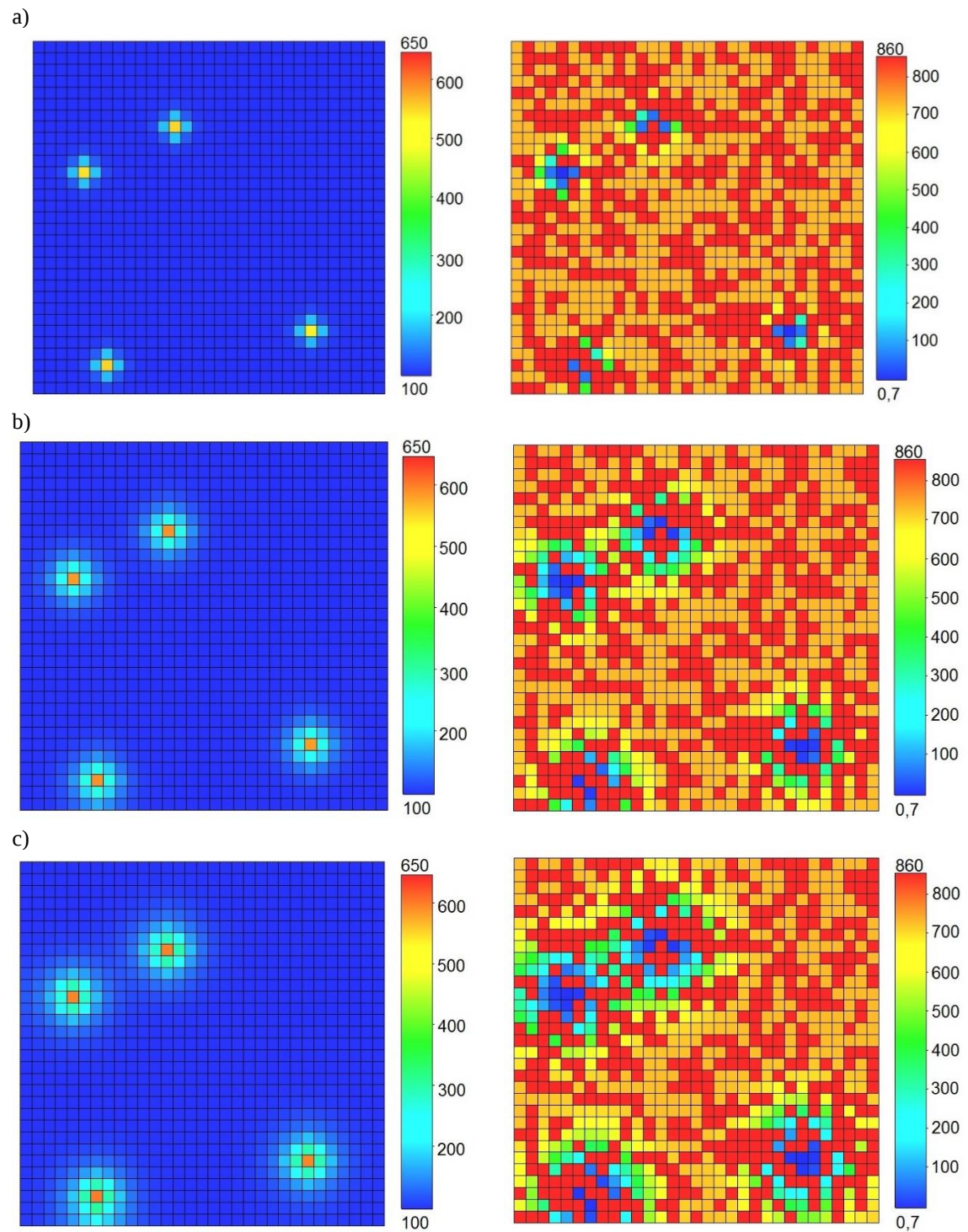


Figura 19 - Vista superior para perfis de temperatura e viscosidade ao longo do tempo para quatro poços – temperatura (à esquerda) e viscosidade (à direita): a) Perfis após 1 ano; b) Perfis após 5 anos; c) Perfis após 10 anos

Fonte: Elaboração própria (2019).

Observa-se que após um ano o fenômeno de aquecimento eletromagnético já é relevante, ou seja, há o aumento da temperatura e a redução da viscosidade nas proximidades dos poços onde a antena foi alocada. O fenômeno é visível em todos os cenários apresentados, havendo no cenário 1 os efeitos mais significativos, devido ao maior número de fontes de calor.

Assim, podemos evidenciar, pela evolução dos seus efeitos nos perfis de temperatura e de viscosidade do óleo ao longo do tempo estudado, que o fenômeno do aquecimento eletromagnético como método térmico de recuperação é eficiente.

A fim de analisar os resultados técnicos e econômicos do método, são apresentados os gráficos de aumento da temperatura média do reservatório, fator de recuperação e produção de óleo para os dois cenários.

### **5.3.2 Temperatura média do reservatório**

É possível observar pelos perfis apresentados (Figuras 16 a 19) que a temperatura é mais elevada nas regiões próximas às antenas. Mas também é possível observar o aumento da temperatura média em todo o reservatório, como mostram a Figura 20, para o cenário 1, e a Figura 21, para o cenário 2.

A Figura 20 traz um comparativo entre a curva da temperatura média do reservatório para o processo com aquecimento eletromagnético e o processo realizado sem a fonte de calor.

Na curva com aquecimento há um aumento significativo da temperatura ao longo do tempo, mostrando a competência da fonte térmica inserida. O mesmo não ocorre no processo realizado sem aplicação de calor, cuja curva de temperatura mantém-se praticamente constante, apresentando apenas uma variação decimal em sua temperatura, sendo esta pequena variação atribuída ao processo de produção de óleo. Isto porque, quando o poço é colocado em produção, seus valores de pressão e temperatura são termodinamicamente afetados, havendo declínio em ambas propriedades, causado por diversas alterações em decorrência da produção.

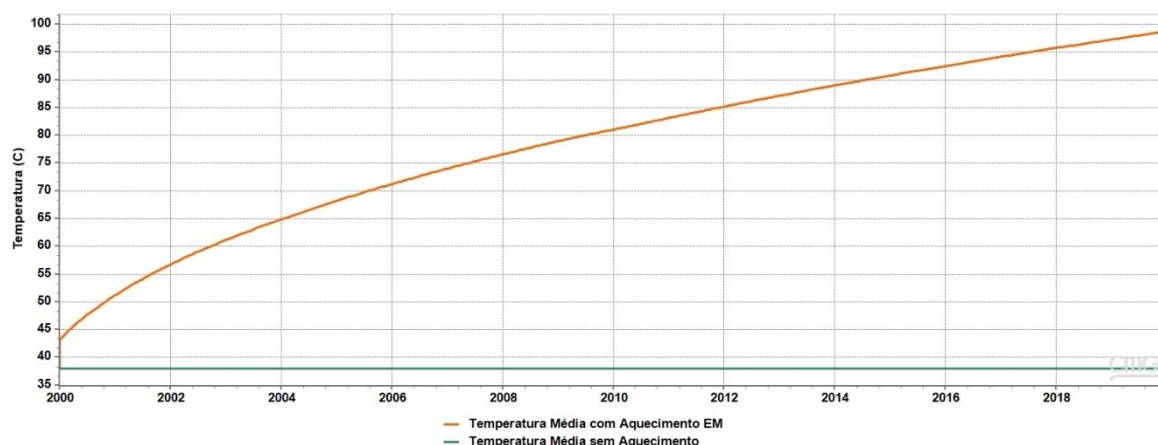


Figura 20 - Temperatura média do reservatório para dezoito poços

Fonte: Elaboração própria (2019).

Assim como no cenário 1, o cenário 2 também apresentou incremento na temperatura média do reservatório para o processo utilizando aquecimento EM, quando comparado ao processo realizado sem fonte de calor. A Figura 21 traz o comparativo desses dois processos, mostrando o aumento da temperatura média provocado pelas quatro fontes de calor inseridas no reservatório.

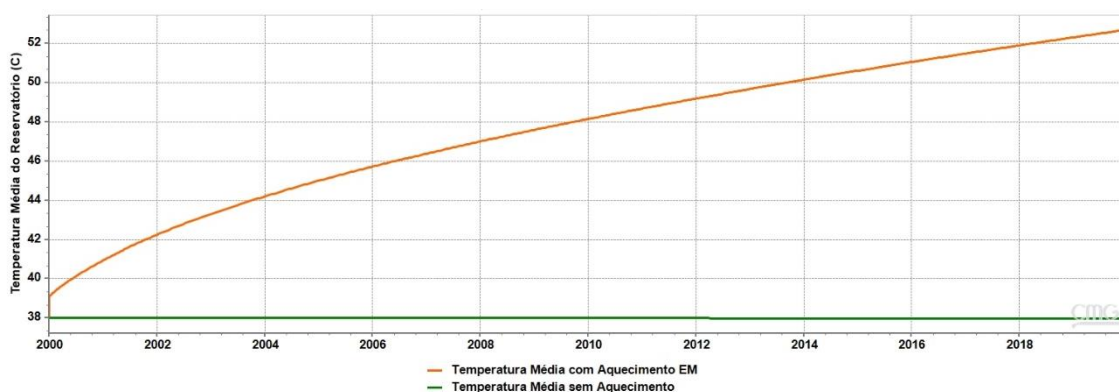


Figura 21 - Temperatura média do reservatório para quatro poços

Fonte: Elaboração própria (2019).

### 5.3.3 Fator de Recuperação

Como esperado, a associação das técnicas de recuperação avançada de óleo pesado por irradiação eletromagnética e posicionamento otimizado de poços em unidades de fluxo

hidráulico apresentou um excelente resultado, podendo ser observado pelo gráfico de fator de recuperação (Figura 22).

O gráfico traz o comparativo entre o fator de recuperação para produção com e sem aquecimento EM, ao longo de 20 anos de produção, para o cenário 1 e o cenário 2.

No cenário 1, observou-se que, na curva sem aquecimento, o fator de recuperação equivale a 12% (curva verde). O mesmo procedimento foi realizado no poço com a antena de aquecimento EM posicionada frente à zona produtora, que proporcionou um incremento de aproximadamente 40%, chegando a um fator de recuperação próximo a 52%, que corresponde a um alto fator volume de recuperação dos fluidos na jazida.

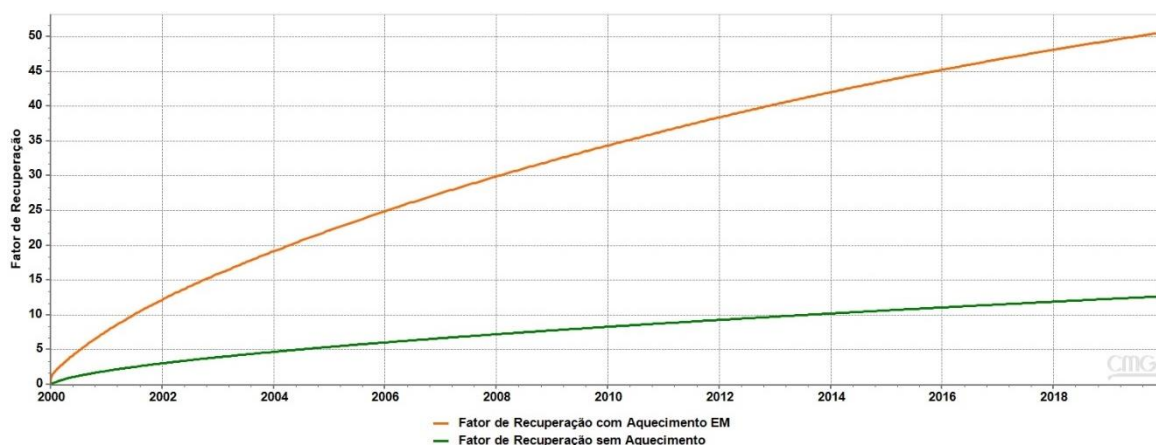


Figura 22 - Fator de recuperação de óleo para dezoito poços

Fonte: Elaboração própria (2019).

No cenário 2, observou-se que, na curva sem aquecimento, o fator de recuperação equivale aproximadamente a 4,2% (curva verde). O mesmo procedimento foi realizado no poço com a antena de aquecimento EM, chegando a um fator de recuperação próximo a 18% (curva laranja).

Mesmo o valor de recuperação de 18% não sendo tão expressivo quanto no cenário 1 (52%), é importante destacar que o perfil de óleo inserido no reservatório corresponde a um hidrocarboneto ultrapesado, altamente viscoso, semelhante às areias betuminosas do Canadá. Assim, em tais condições, esse volume recuperado corresponde a um valor satisfatório, cuja viabilidade econômica será discutida mais adiante.

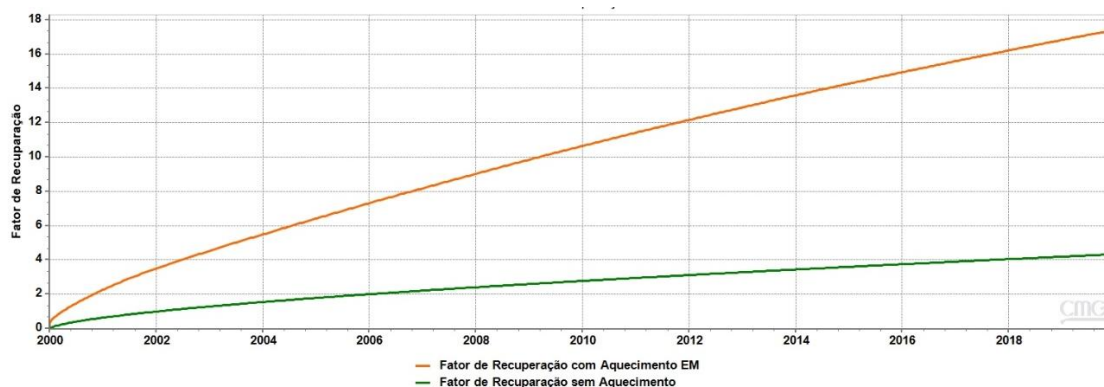


Figura 23 - Fator de recuperação de óleo para quatro poços

Fonte: Elaboração própria (2019).

Embora o fator de recuperação seja bem mais significativo para o cenário 1, contendo 14 poços com aquecimento EM a mais, em relação ao cenário 2, perfurar dezoito poços em um reservatório pequeno tornaria o projeto economicamente inviável. Esse fator econômico foi decisivo na opção de se trabalhar com os quatro poços de melhor performance.

### 5.3.4 Produção de Óleo

A produção de óleo é um parâmetro muito relevante para se prever o sucesso de um processo de recuperação avançada. As Figuras 24 e 25 mostram a produção de óleo ao longo do tempo.

Para o cenário 1, as curvas apresentadas na Figura 24 mostram os valores da produção acumulada dos poços ao longo de 20 anos, uma curva correspondendo ao processo com aquecimento, e a outra, sem aquecimento, sendo a curva com aquecimento aquela que apresentou os valores mais elevados para a produção de óleo.

A influência do aquecimento eletromagnético fica evidenciada pelo deslocamento das curvas de produção de óleo em relação ao caso de produção primária (processo sem aquecimento).

Apesar desse cenário apresentar um alto valor para o fator de recuperação (52%), o volume de óleo produzido não é tão elevado. Isso se explica pelo fato de que o reservatório avaliado é raso, contendo apenas 24 metros de profundidade, o que acarreta em um volume de óleo produzido não tão acentuado, por se tratar de uma zona produtora pequena.

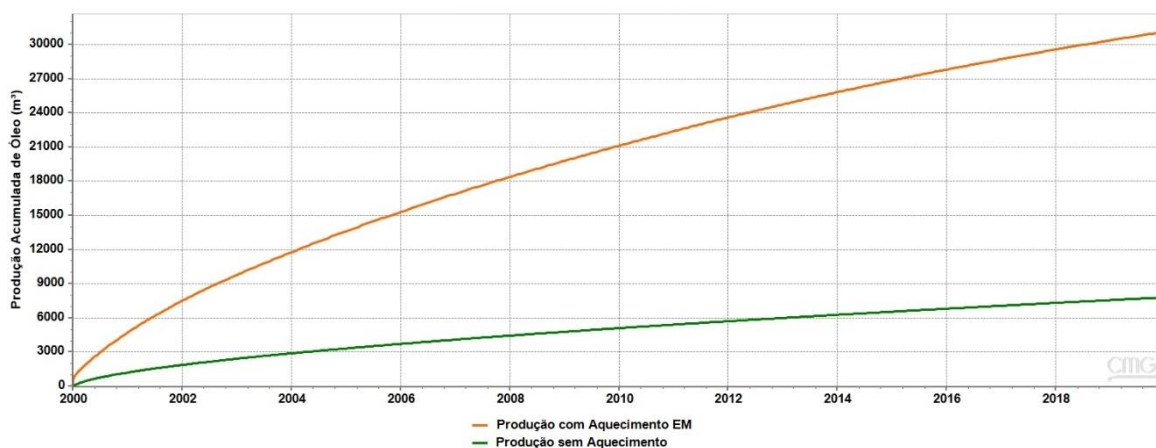


Figura 24 - Produção acumulada de óleo para dezoito poços

Fonte: Elaboração própria (2019).

No cenário 2, também foi realizado o teste para curva de produção acumulada com e sem aquecimento eletromagnético, sendo observado um aumento expressivo na produção de óleo provocado pelo aumento da temperatura e redução da viscosidade, consequente do aquecimento eletromagnético. Na produção primária, por sua vez, não submetida a recuperação avançada, a curva de produção apresenta valores inferiores, pois o óleo apresenta dificuldades em deslocar-se aos poços produtores, ficando retido no interior do reservatório por forças viscosas.

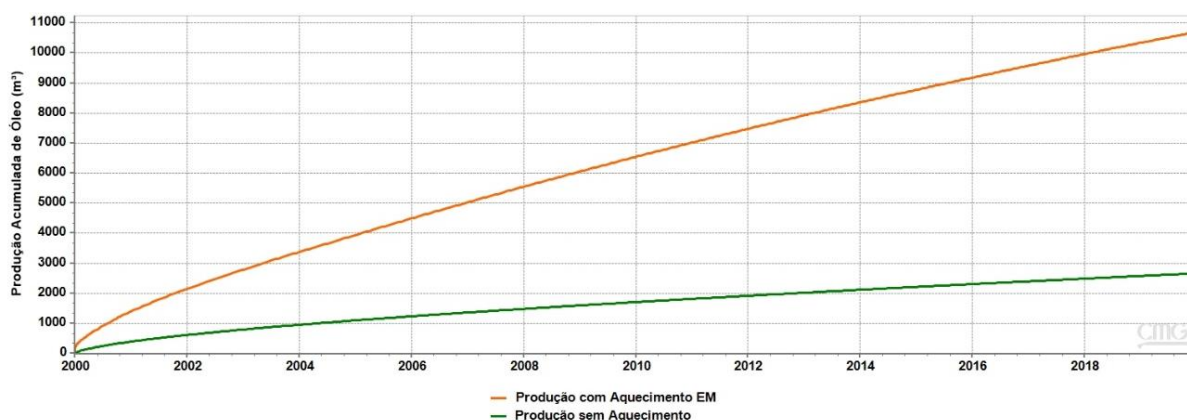


Figura 25 - Produção acumulada de óleo para quatro poços

Fonte: Elaboração própria (2019).

## 5.4 AVALIAÇÃO PARA POÇOS HORIZONTAIS

Com o objetivo de aumentar a recuperação final do óleo por meio do aquecimento

eletromagnético foi realizado um estudo para poços horizontais, onde avaliam-se diferentes configurações para localização da antena de aquecimento dentro do reservatório.

Foram analisadas três configurações com as fontes de calor deslocadas em relação ao poço produtor. Para este estudo, a região do reservatório escolhido foi o plano 20, mostrado nos perfis de viscosidade e temperatura dos dezoito poços (Figuras 24 e 26), que possui duas unidades de fluxo hidráulico (HFU), estando uma delas entre as que apresentam a maior produção em todo o reservatório. O ponto de centralidade máxima do Poço 14 encontra-se na camada 5, enquanto no poço 4 encontra-se na camada 16.

O poço produtor foi posto nas camadas 16 (sendo o reservatório dividido em 23 camadas) e permanece na mesma disposição para os três testes. A fonte de calor trabalha com 650°C, valor definido pelo estudo paramétrico realizado no *matlab* e obtido pela Equação 4. Os modelos de distribuição da antena se deram da seguinte forma:

- i) Cenário 3: Antena alocada na camada 3, próximo à região de HFU de alta fluidez, ficando 13 camadas acima do poço produtor.
- ii) Cenário 4: Antena alocada na camada 7, um ponto duas camadas abaixo da HFU de alta performance e se aproximando mais do poço produtor, ficando a apenas 11 camadas deste.
- iii) Cenário 5: Antena alocada na camada 14, configuração mais próxima do poço produtor e da HFU do Poço 4, porém, distante da HFU de alta fluidez.

Os resultados são mostrados e discutidos do seguinte modo:

- Perfis de temperatura e viscosidade para diferentes cenários da antena em relação ao poço produtor;
- Temperatura média do reservatório para os três cenários;
- Fator de recuperação para os três cenários;
- Produção acumulada para os três cenários.

#### **5.4.1 Perfis de temperatura e viscosidade para diferentes distâncias da antena em relação ao poço produtor**

A seguir são apresentados os mapas comparativos para as três distâncias adotadas no estudo, com objetivo de avaliar o comportamento da temperatura e viscosidade quando a

fonte é posicionada próximo a uma região de HFU (cenário 3), em uma região intermediária entre duas HFUs e o poço produtor (cenário 4), e uma região mais próxima do poço produtor e também de uma HFU.

#### 5.4.1.1 Perfis de temperatura e viscosidade para o Cenário 3

Para o projeto de aquecimento eletromagnético no cenário 3, foram obtidos os perfis de temperatura e viscosidade durante os dez primeiros anos após o início do projeto. A Figura 26 mostra os perfis de temperatura e viscosidade, após um ano, cinco e dez anos do início do projeto, na visão 2D, tendo à esquerda os perfis de temperatura e à direita os perfis viscosidade.

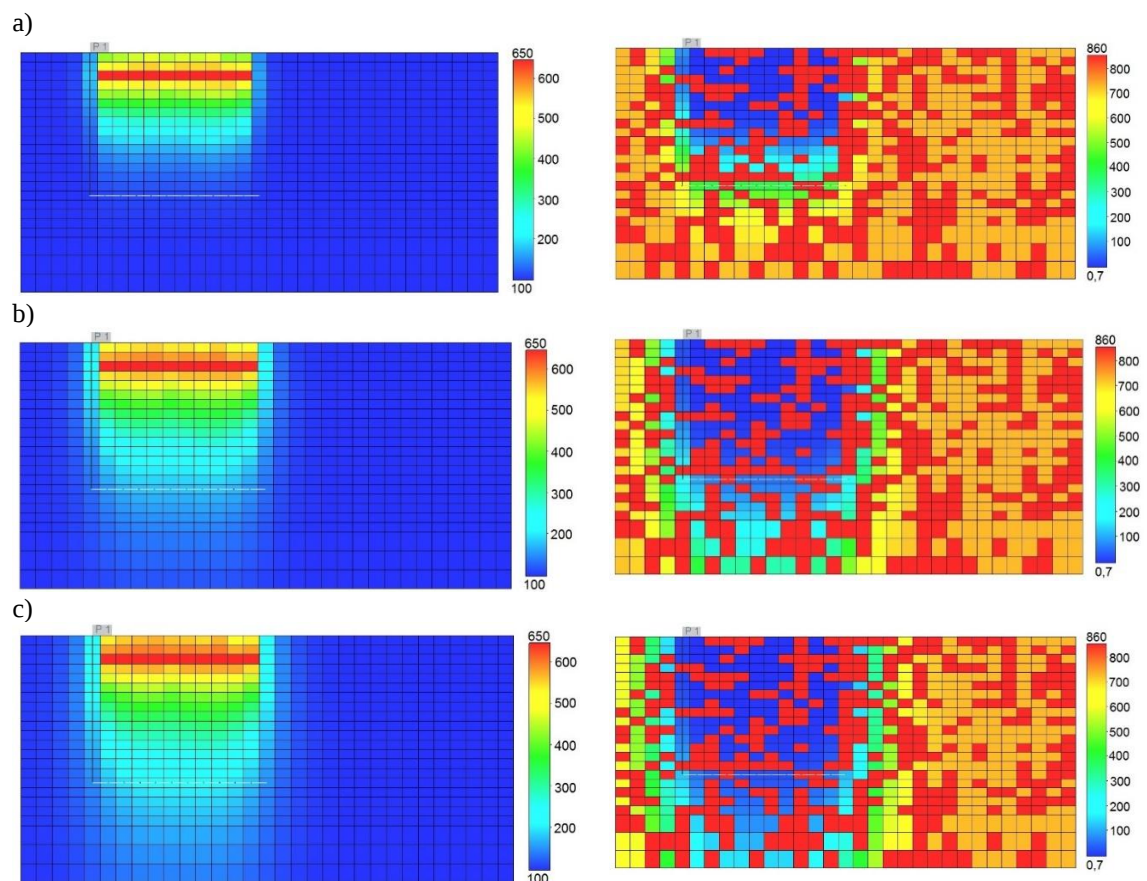


Figura 26 - Vista 2D para perfis de temperatura e viscosidade ao longo do tempo para cenário 3 – temperatura (à esquerda) e viscosidade (à direita): a) Perfis após 1 ano; b) Perfis após 5 anos; c) Perfis após 10 anos

Fonte: Elaboração própria (2019).

#### 5.4.1.2 Perfis de temperatura e viscosidade para o Cenário 4

Em relação aos perfis de temperatura e viscosidade para o cenário 4, obtidos durante os dez primeiros anos após o início do projeto de aquecimento EM, a Figura 27 mostra os perfis de temperatura e viscosidade, após um ano, cinco e dez anos do início do projeto, na visão 2D, tendo à esquerda os perfis de temperatura e à direita os perfis viscosidade.

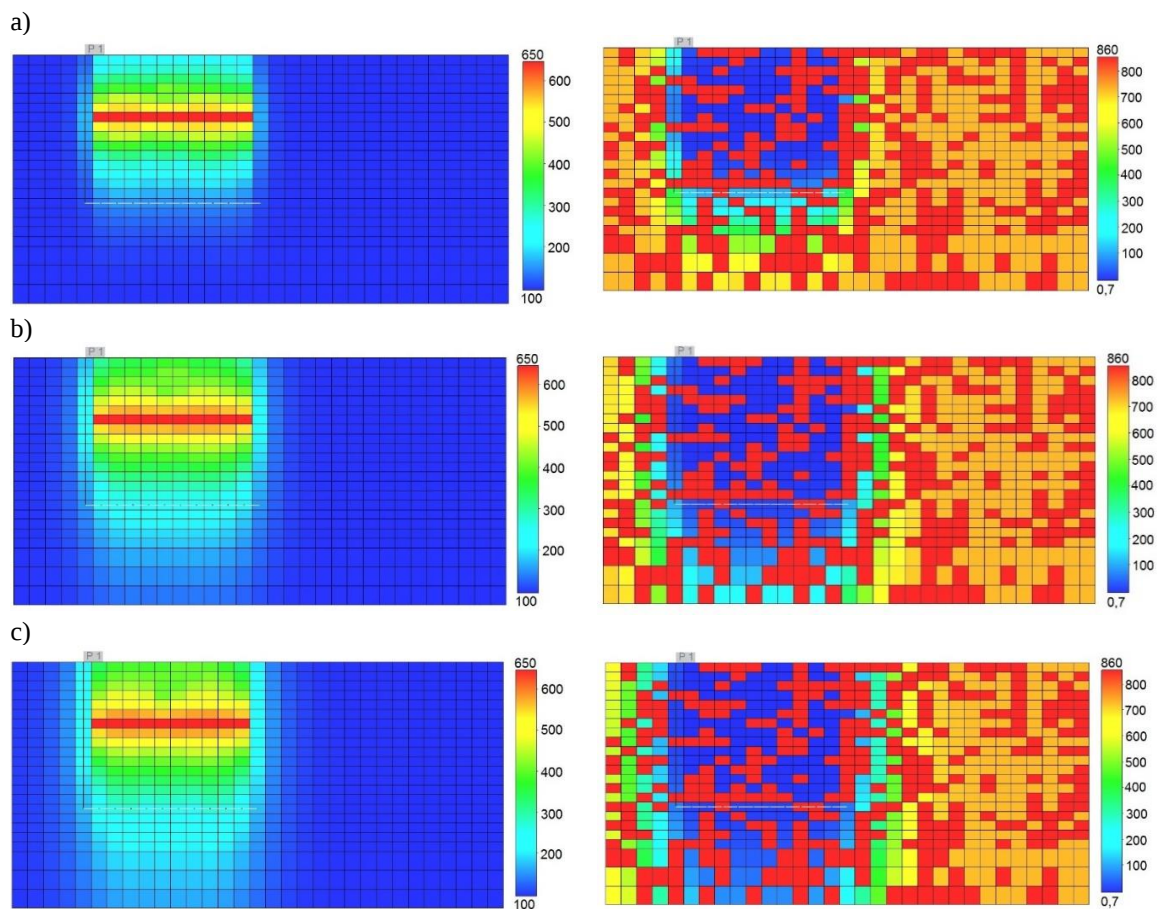


Figura 27 - Vista 2D para perfis de temperatura e viscosidade ao longo do tempo para cenário 4 – temperatura (à esquerda) e viscosidade (à direita): a) Perfis após 1 ano; b) Perfis após 5 anos; c) Perfis após 10 anos

Fonte: Elaboração própria (2019).

#### 5.4.1.3 Perfis de temperatura e viscosidade para o Cenário 5

A Figura 28 mostra os perfis de temperatura e viscosidade, após um ano, cinco e dez anos do início do projeto, na visão 2D, tendo à esquerda os perfis de temperatura e à

direita os perfis viscosidade. Tais resultados foram obtidos durante os dez primeiros anos após o início do projeto de aquecimento EM.

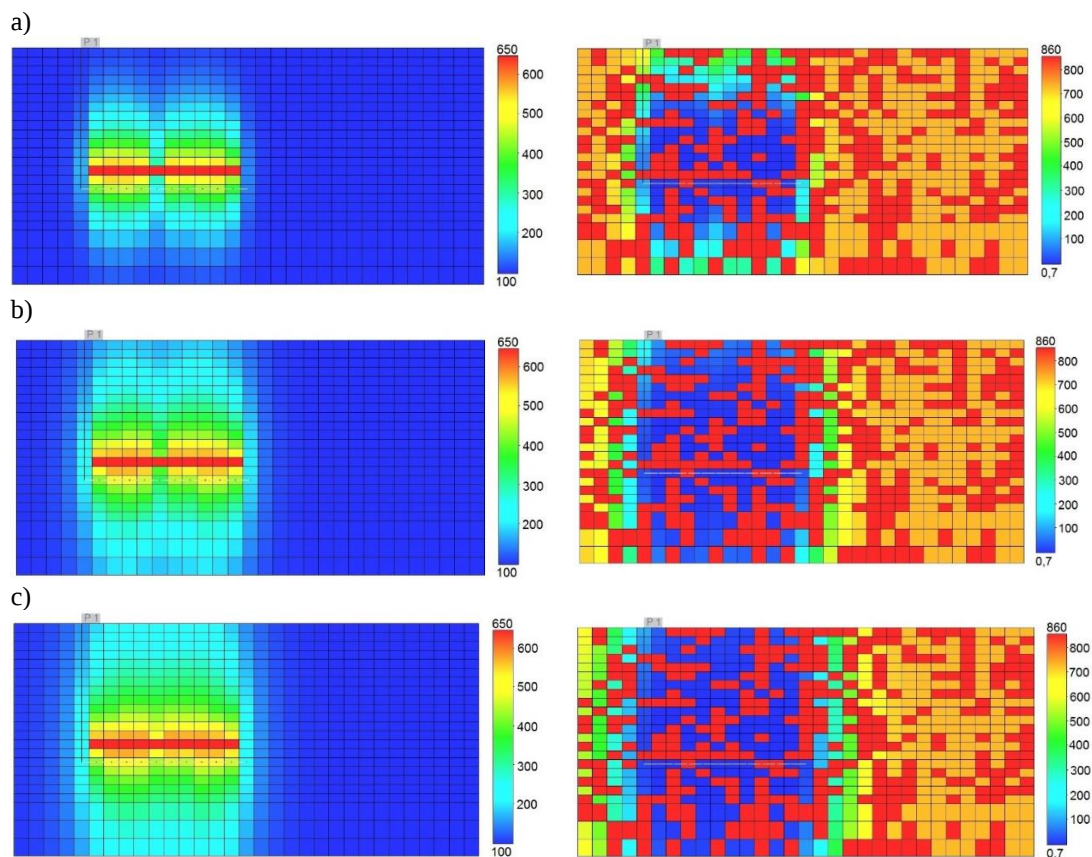


Figura 28 - Vista 2D para perfis de temperatura e viscosidade ao longo do tempo para cenário 5 – temperatura (à esquerda) e viscosidade (à direita): a) Perfis após 1 ano; b) Perfis após 5 anos; c) Perfis após 10 anos

Fonte: Elaboração própria (2019).

#### 5.4.1.4 Análise dos perfis de temperatura e viscosidade para as três distâncias propostas

Nos perfis temperatura e viscosidade apresentados pelas Figuras 26, 27 e 28, é possível ver a atuação da temperatura ao longo dos 10 anos observados e uma consequente redução na viscosidade do óleo.

A variação da viscosidade foi mais intensa nos primeiros anos de aquecimento, entre 1 e 5 anos, quando comparada aos perfis entre 5 e 10 anos. Isso se deve ao fato de que o óleo, assim como as demais substâncias, possui um ponto de saturação. Após atingido esse valor, as partículas que sofrem influência desse grau de temperatura já foram fracionadas,

sendo necessário fornecer mais energia ao fluido para potencializar seu efeito e fracionar moléculas mais pesadas, já que após um certo tempo de atuação a tendência é que a região próxima à fonte apresente uma temperatura constante, sendo seu valor máximo de 650°F, valor aplicado à fonte de calor.

Na distribuição de temperatura percebe-se que, no cenário 3, as temperaturas mais elevadas ficam concentradas nas camadas superiores, não aquecendo o reservatório até o fluido chegar ao poço produtor. No cenário 4, o calor já está mais bem distribuído, e no cenário 5, bem próximo ao poço produtor, vemos a região do poço com temperaturas mais elevadas. Essa variação de temperatura se reflete diretamente no volume de óleo produzido, que será discutido nos próximos tópicos.

#### 5.4.2 Temperatura média do reservatório

É possível notar o aumento da temperatura média do reservatório observando a Figura 29, que apresenta as curvas de temperatura para os três cenários submetidos ao aquecimento eletromagnético e também a curva para o método realizado sem a fonte de calor, onde a variação de calor é praticamente nula.

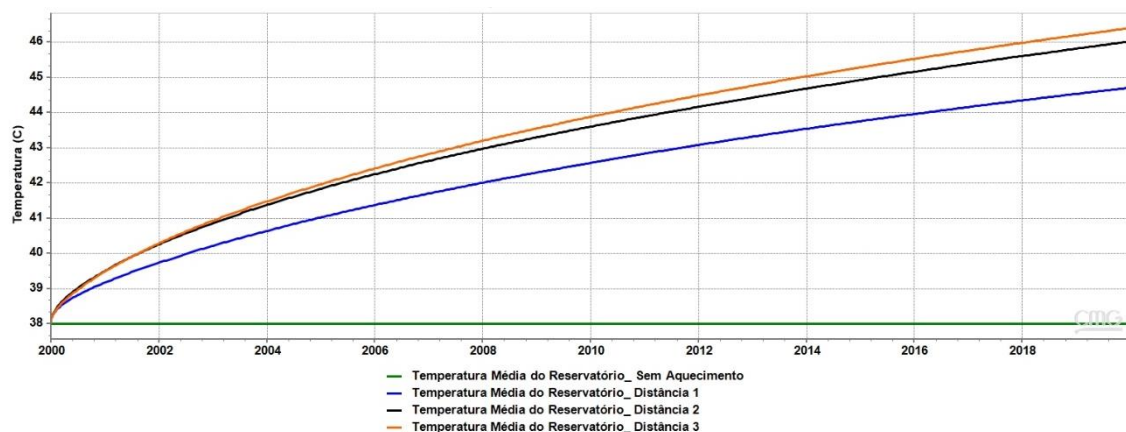


Figura 29 - Temperatura média do reservatório para três distâncias distintas da antena em relação ao poço produtor<sup>3</sup>

Fonte: Elaboração própria (2019).

<sup>3</sup> Onde lê-se na legenda “Distância 1” equivale ao cenário 3; “Distância 2”, ao cenário 4; e “Distância 3”, ao cenário 5.

A curva que apresentou melhor distribuição de temperatura foi a do cenário 5 (curva laranja, representando a Distância 3), onde a fonte de calor ficou posicionada em uma região mais central do reservatório, possibilitando que o calor irradiado pelo campo eletromagnético ficasse retido dentro do reservatório, atingindo outras camadas da zona de interesse. Isso não acontece no cenário 3 (curva de linha azul, representando a Distância 1), por exemplo, onde é possível observar, através da Figura 28, uma perda de calor para outras regiões fora da zona de estudo, perdendo-se parte da energia fornecida pelo método térmico de recuperação.

#### **5.4.3 Fator de recuperação**

Como foi possível observar nos perfis apresentados pelas Figuras 26, 27 e 28, houve redução na viscosidade do óleo, o que resultou em um melhor o fluxo do mesmo no interior do reservatório, resultando em uma maior produção de óleo. A Figura 30 traz as curvas para o processo de aquecimento eletromagnético nos três cenários investigados e também a curva do processo na ausência da fonte de calor, a fim de investigar a influência da distância da antena em relação ao poço produtor.

O fator de recuperação inicial do poço apresenta valor inferior a 1% (curva verde), uma produção extremamente baixa, por se tratar de um óleo altamente viscoso, cuja produção impõe uma série de desafios e limitações. Esse estudo tem por finalidade trabalhar parâmetros que auxiliem o estímulo dessa produção e apresentem um mecanismo eficiente e economicamente viável para a operação.

Através do posicionamento da antena de aquecimento EM já é possível observar um incremento, nesse fator de recuperação, de 3,2 %, 4,5%, chegando até 6,5% para o cenário 5, o que apresentou melhor resultado (curva laranja). Outras variáveis serão investigadas a fim de se obter um acréscimo na produção desse óleo de alto peso molecular.

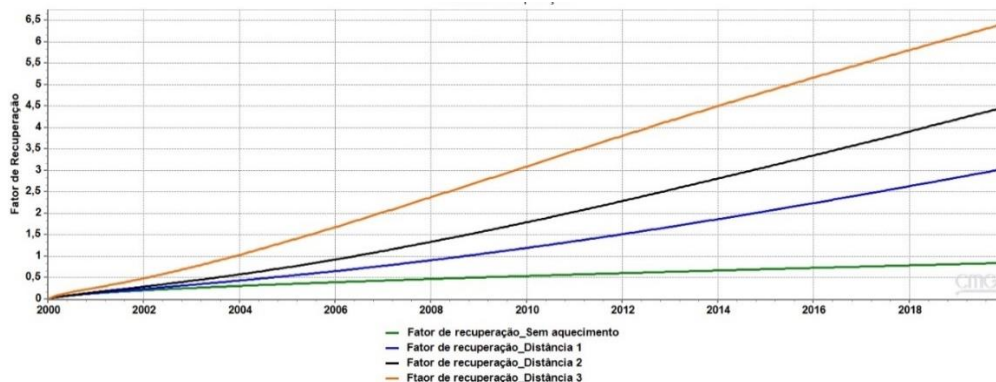


Figura 30 - Fator de recuperação de óleo para as três distâncias distintas da antena em relação ao poço produtor<sup>4</sup>

Fonte: Elaboração própria (2019).

## 5.5 COMPARATIVO PARA DIFERENTES TEMPERATURAS E TAMANHOS DE ANTENA DE AQUECIMENTO EM

A fim de se verificar o desempenho da antena em poços horizontais, foi realizado outro teste comparativo, que avalia a influência do tamanho da antena e do aumento da temperatura. O comparativo foi realizado no mesmo reservatório, em dois cenários distintos.

- i) Cenário 6: apresenta a antena anteriormente avaliada, com 64,5 metros de extensão, o poço produtor com 77,4 metros e a temperatura de 650°C na fonte de calor;
- ii) Cenário 7: A antena foi estendida por mais 77,4 metros, passando a apresentar 141,9 metros, o poço produtor passou a ter 167,7 metros de extensão, e a temperatura foi elevada para 900°C.

A Figura 31 ilustra o cenário 6, enquanto a Figura 32 apresenta o cenário 7.

<sup>4</sup> Onde lê-se na legenda “Distância 1” equivale ao cenário 3; “Distância 2”, ao cenário 4; e “Distância 3”, ao cenário 5.

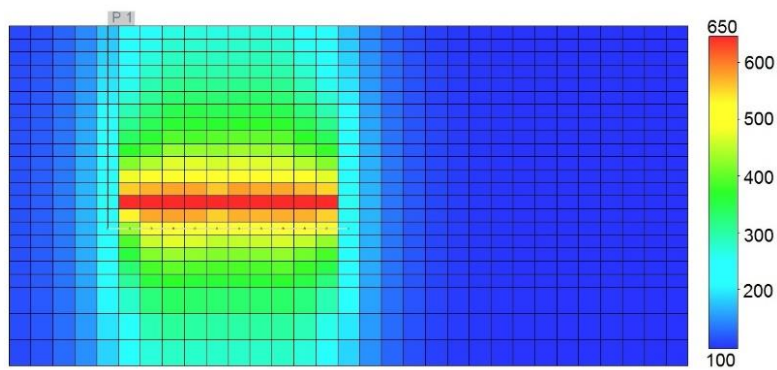


Figura 31 - Cenário 6: Poço horizontal e fonte de calor com 650°C

Fonte: Elaboração própria (2019).

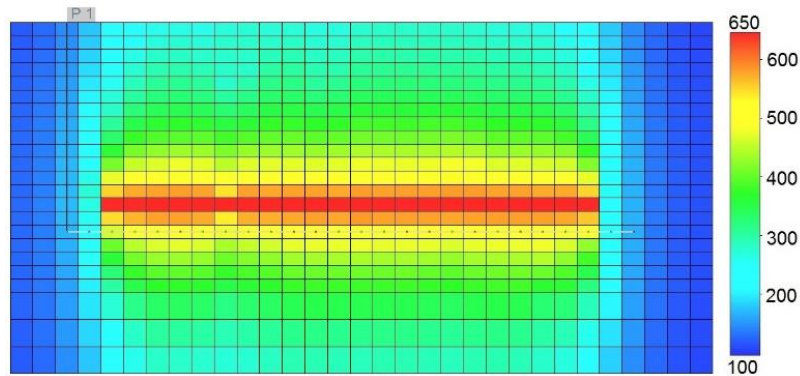


Figura 32 - Cenário 7: Poço horizontal ampliado e fonte de calor com 900°C

Fonte: Elaboração própria (2019).

Dados os perfis de temperaturas ilustrados nas Figuras 31 e 32, é possível observar no cenário 7 uma temperatura mais elevada no reservatório e uma melhor distribuição de calor, uma vez que a antena estendida permite ao campo que se propague por uma área maior.

Esse estudo paramétrico visa avaliar a influência que o tamanho do braço da antena e o aumento da temperatura exercem no método de recuperação. Para isso, dados de fator de recuperação e produção acumulada de óleo são apresentados a seguir.

### 5.5.1 Fator de Recuperação

Ao longo de 20 anos, o fator de recuperação final do reservatório foi observado. Os resultados são expressos na Figura 33. As curvas representam o processo com aquecimento EM em dois cenários diferentes e o processo não submetido a recuperação térmica.

A recuperação para o processo sem aquecimento, que apresentava valor de aproximadamente 2%, sobe para 6,3% quando submetido ao método de aquecimento EM, com uma antena de tamanho médio, dadas as proporções do reservatório. Esse valor eleva-se ainda mais quando a antena cobre uma área maior do reservatório, chegando a 15%, pois uma maior quantidade de zonas produtoras é afetada pelo efeito do calor, isso demonstra que, para esse caso, maior braço da antena e maior temperatura trazem melhores resultados.

Além disso, o aumento da temperatura em 150°C, aplicado na antena do cenário 7, faz com que moléculas mais densas que não sofreram efeito de craqueamento à temperatura de 650°C sejam termicamente modificadas, promovendo uma redução mais acentuada nas partículas pesadas, diminuindo a viscosidade, melhorando a mobilidade e o aumento do fluxo de óleo que chega aos poços produtores.

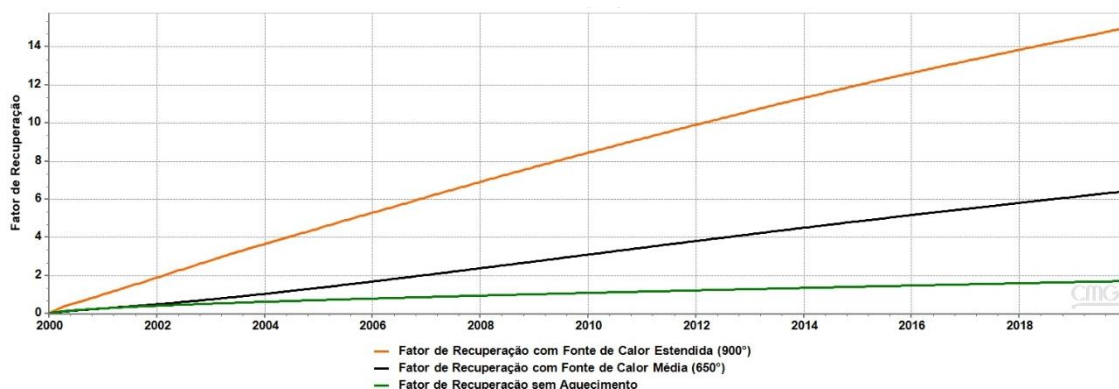


Figura 33 - Fator de recuperação de óleo para comparativo entre diferentes temperaturas e tamanhos de antena de aquecimento EM

Fonte: Elaboração própria (2019).

### 5.5.2 Influência da HFU

A influência da HFU também teve um papel fundamental nesse processo. Apenas aumentar o braço da antena ou a temperatura, indistintamente, pode não acarretar em uma maior recuperação, pois os resultados variam de acordo com a zona que será afetada pela temperatura. Se há uma zona de aquífero por exemplo, zonas fraturadas ou onde há baixa permeabilidade, e os poros não são interconectados, esse processo pode não necessariamente despontar em uma maior produção, pois parte do calor será perdido para uma zona que não é de interesse, ou o fluido permanecerá retido no interior da rocha, a menos que sejam criados caminhos preferenciais para seu escoamento.

Isso mostra a necessidade de se conhecer previamente as regiões de maior fluidez do reservatório para haver de fato um melhor aproveitamento do processo e maior produção.

Foi o que aconteceu neste estudo. O plano onde as antenas foram inseridas, em ambos cenários, equivale de fato a zonas de boa produção, e o poço horizontal foi traçado entre duas colunas de HFU. A melhor distância da antena em relação ao poço produtor também foi previamente averiguada, tendo em vista que para se obter altas produções e maiores receitas a soma de vários fatores e o estudo paramétrico é indispensável. Sendo assim, aplicar o método sem o conhecimento prévio dos parâmetros envolvidos não garante um bom retorno.

## 5.6 COMPARATIVO ENTRE POÇO HORIZONTAL E VERTICAL

Seguindo com o estudo dos parâmetros que podem interferir diretamente na aplicação do aquecimento EM, foi feita uma comparação entre a produção com poços horizontal e vertical, ambos atuando no mesmo reservatório, em pontos de alta fluidez identificados pelo método do AM, e com a antena atuando a mesma temperatura, 650°F.

A Figura 34 ilustra o comparativo realizado para as diferentes configurações de poços, poço horizontal, à esquerda, e poço vertical, à direita.

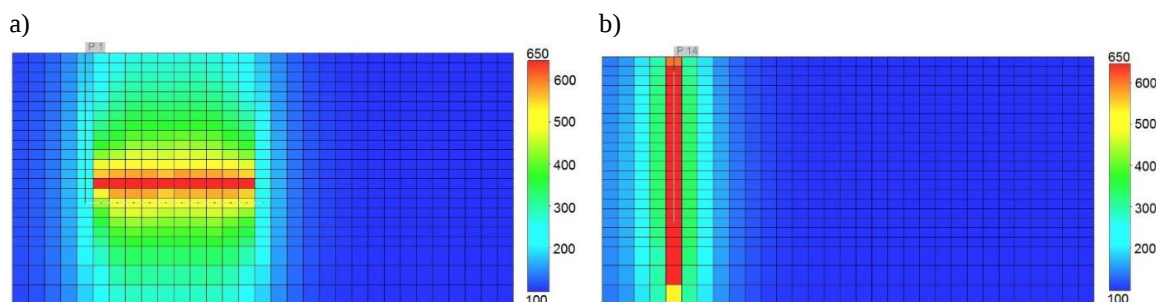


Figura 34 - Vista 2D para perfis de temperatura ao longo do tempo para poços com diferentes configurações: poço horizontal (à esquerda) e poço vertical (à direita)

Fonte: Elaboração própria (2019).

A fim de avaliar qual das duas configurações apresenta melhores resultados, foram verificados dados de produção por meio de fator de recuperação e produção de óleo.

### 5.6.1 Fator de recuperação para diferentes configurações de poços

No estudo das diferentes configurações de poços, foi observado que o poço horizontal obteve o melhor fator de recuperação (curva laranja). A Figura 35 mostra que o fator de recuperação passa de 5% (poço vertical) para 15% (poço horizontal), ou seja, a recuperação do poço horizontal é três vezes maior do que a do poço traçado verticalmente.

Isso se explica pelo fato de o poço horizontal abranger uma maior área de boa capacidade de fluxo, já que ele foi alocado entre duas colunas de HFU.

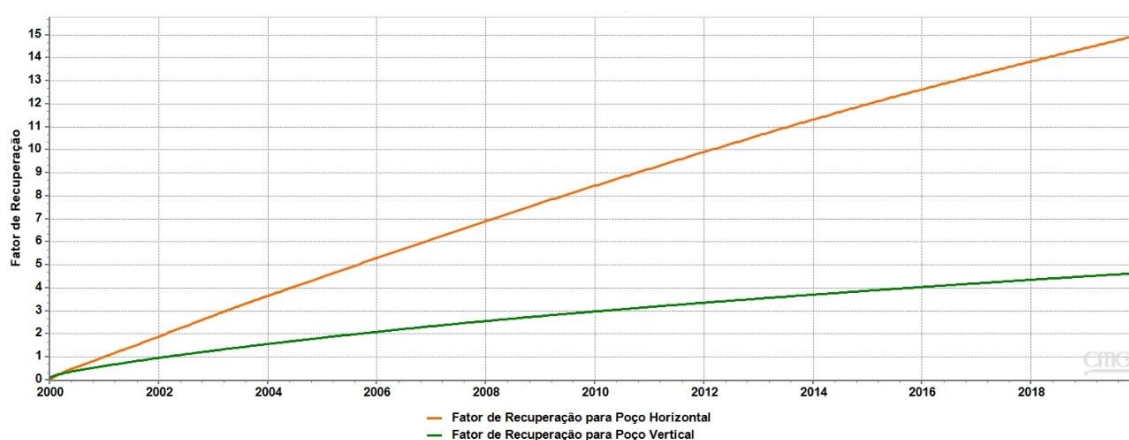


Figura 35 - Fator de recuperação de óleo nas diferentes configurações de poços

Fonte: Elaboração própria (2019).

## 5.7 AVALIAÇÃO ECONÔMICA

Diante dos cenários estudados até então, a configuração contendo quatro poços perfurados no reservatório (cenário 2), foi submetida a avaliação econômica, com o objetivo de avaliar a viabilidade do processo de aquecimento EM.

Os valores aplicados no estudo paramétrico da antena de aquecimento mostrado na Figura 13 foram investigados para verificar que influência esses fatores exercem sobre o custo de produção.

Seis frequências foram avaliadas (300, 280, 272, 262, 250 e 100 Hz), e suas temperaturas correspondentes foram cuidadosamente analisadas no módulo dos STARS, CMG, para verificar o comportamento de diferentes valores de potência e temperatura. Gráficos de fator de recuperação de óleo (Figura 36), produção acumulada (Figura 37) e consumo de energia associado ao processo (Figura 38) mostram os resultados obtidos.

É importante destacar que, para frequência de 100 Hz, a temperatura corresponde a 35°C, e que, nas condições iniciais estabelecidas para o reservatório, a temperatura inicial corresponde a 37°C. Desse modo, não houve efeito de recuperação associado à temperatura de 35°C, que, por ser inferior à temperatura do poço, estaria causando efeito de resfriamento, não sendo possível gerar curvas do processo de aquecimento, uma vez que estaríamos aplicando menor temperatura ao reservatório.

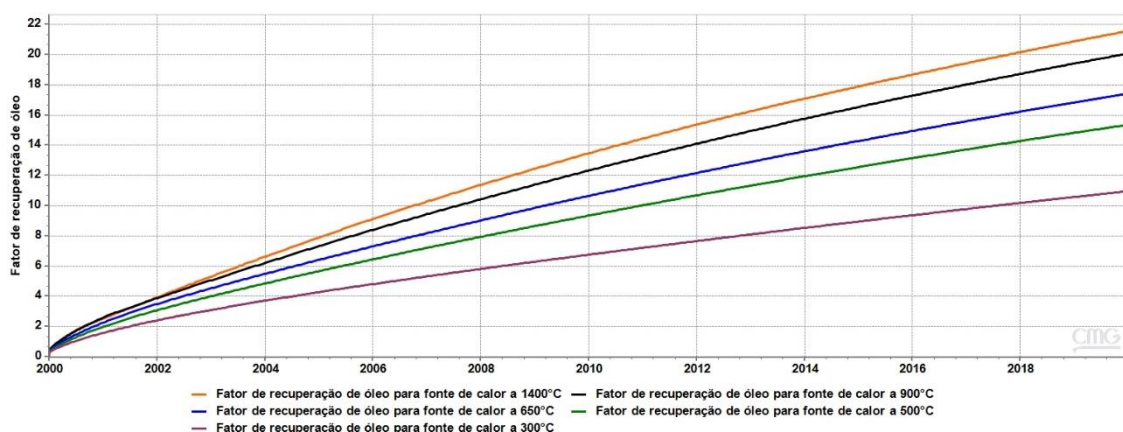


Figura 36 - Fator de recuperação de óleo para diferentes temperaturas

Fonte: Elaboração própria (2019).

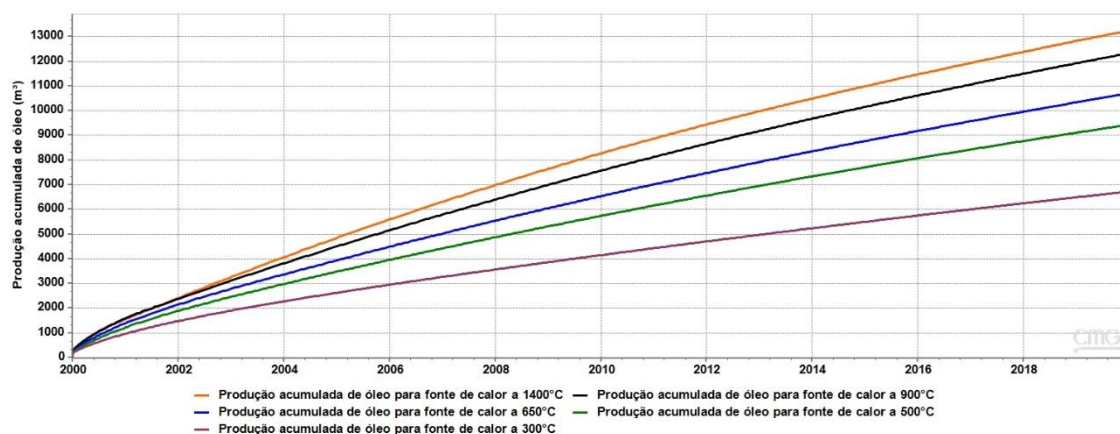


Figura 37 - Produção acumulada de para diferentes temperaturas

Fonte: Elaboração própria (2019).

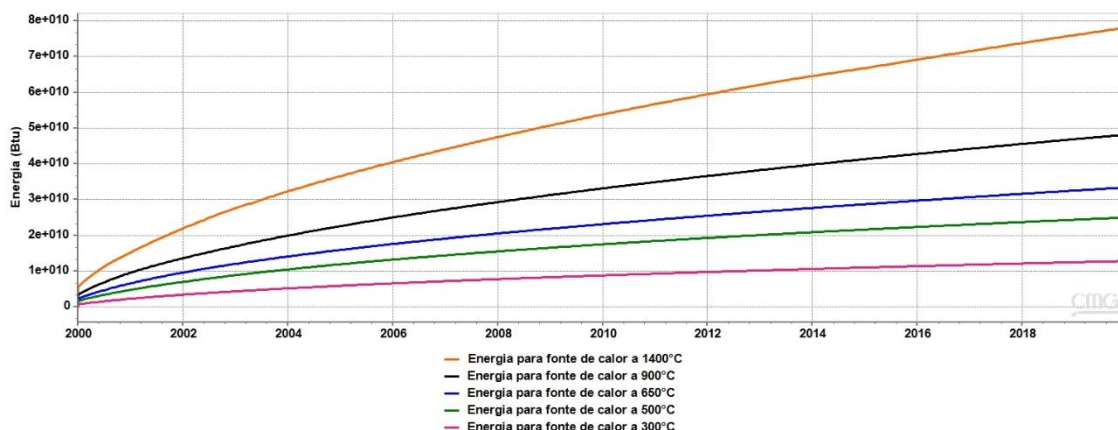


Figura 38 - Energia consumida no processo para diferentes temperaturas

Fonte: Elaboração própria (2019).

Pela observação dos gráficos apresentados, infere-se que maior temperatura resulta em maior fator de recuperação e produção de óleo, além de maior consumo energético.

Os valores observados nas Figuras 36, 37 e 38 foram organizados na Tabela 2, a fim de resumir as informações e facilitar a discussão dos parâmetros estudados.

Tabela 2 - Sistematização de valores

| Frequência (Hz) | Temperatura (°C) | Potência (W) | Consumo de energia (J) | Fator de recuperação (%) | Produção acumulada (m <sup>3</sup> ) |
|-----------------|------------------|--------------|------------------------|--------------------------|--------------------------------------|
| 300             | 300              | 35           | $1,2 \times 10^{13}$   | 11                       | 7000                                 |
| 280             | 500              | 58           | $2,7 \times 10^{13}$   | 16                       | 9200                                 |
| 272             | 650              | 72           | $3,5 \times 10^{13}$   | 18                       | 11000                                |
| 262             | 900              | 100          | $5 \times 10^{13}$     | 20                       | 12300                                |
| 250             | 1400             | 160          | $8 \times 10^{13}$     | 22                       | 13000                                |
| 100             | 35               | 3,5          | -                      | -                        | -                                    |

Fonte: Elaboração própria (2019).

O campo eletromagnético gerado pela antena no interior do reservatório propaga-se de forma oscilatória. Por esse campo não ser linear, a maior frequência aplicada não resulta necessariamente em maior temperatura e potência. Como visto na Tabela 2, a frequência de 300 Hz, quando comparada às frequências de 280, 272, 262 e 250 (Hz) gerou menor potência e menor temperatura, e resultou em fator de recuperação (11%) e produção (7000 m<sup>3</sup>) inferiores.

Observando os valores apresentados na Tabela 2 para redução da frequência entre 300-250 Hz, tem-se a impressão de que, à medida que a frequência decresce, aumenta o

valor da temperatura e todos os resultados de produção associados ao processo de aquecimento. Porém, o último valor de frequência avaliado, 100 Hz, mostra que essa redução não é proporcional, pois, para esse valor, a temperatura resultante foi menor (35°C).

### 5.7.1 Análise técnico-econômica através da produção líquida acumulada

A seguir é discutida a análise econômica através da produção líquida acumulada ( $N_p$ ), dos preços da energia elétrica ( $PE = R\$/MWh$ ) e do preço do petróleo ( $PO = US\$$ ). O cálculo da relação ( $R_{oe}$ ), do custo ( $C$ ) e da produção líquida acumulada foi realizado de acordo com o estudo realizado na seção (4.4) e os valores da potência aplicada ( $PA = kW$ ) são demonstrados na Tabela 3.

Os resultados são apresentados nas Tabelas 3, 4 e 5, onde cada tabela apresenta o resultado para um preço de óleo analisado, variando a razão óleo-energia e observando o impacto que esse parâmetro tem no interesse econômico do projeto.<sup>5</sup>

Os cenários numerados de 01 até 05 são valores atribuídos às diferentes potências aplicadas.

Tabela 3 - Produção líquida acumulada para preço do óleo equivalente a 57,62 (US\$)

| Cenários | PA (KW) | PO (US\$) | PE (R\$ MW h) | $R_{oe}$                | C (/hora)             | $N_p$   |
|----------|---------|-----------|---------------|-------------------------|-----------------------|---------|
| 01       | 160     | 57,62     | 1,69119       | $1,1032 \times 10^{-6}$ | 0,0245                | 8707,6  |
| 02       | 100     | 57,62     | 1,69119       | $1,1032 \times 10^{-6}$ | 0,0152                | 9632,8  |
| 03       | 72      | 57,62     | 1,69119       | $1,1032 \times 10^{-6}$ | 0,0107                | 9121,8  |
| 04       | 58      | 57,62     | 1,69119       | $1,1032 \times 10^{-6}$ | $8,27 \times 10^{-3}$ | 7751,1  |
| 05       | 35      | 57,62     | 1,69119       | $1,1032 \times 10^{-6}$ | $3,64 \times 10^{-3}$ | 6362,28 |

Fonte: Elaboração própria (2019).

Tabela 4 - Produção líquida acumulada para preço do óleo equivalente a 80,47 (US\$)

| Cenários | PA (KW) | PO (US\$) | PE (R\$ MW h) | $R_{oe}$              | C (/hora)             | $N_p$    |
|----------|---------|-----------|---------------|-----------------------|-----------------------|----------|
| 01       | 160     | 80,47     | 1,69119       | $7,89 \times 10^{-7}$ | 0,0175                | 9934     |
| 02       | 100     | 80,47     | 1,69119       | $7,89 \times 10^{-7}$ | 0,0108                | 10407,84 |
| 03       | 72      | 80,47     | 1,69119       | $7,89 \times 10^{-7}$ | $7,67 \times 10^{-3}$ | 9656,39  |
| 04       | 58      | 80,47     | 1,69119       | $7,89 \times 10^{-7}$ | $5,98 \times 10^{-3}$ | 8163,25  |
| 05       | 35      | 80,47     | 1,69119       | $7,89 \times 10^{-7}$ | $2,60 \times 10^{-3}$ | 6617,2   |

Fonte: Elaboração própria (2019).

<sup>5</sup> Para se calcular a produção acumulada, o valor do custo por hora é multiplicado pelo número de horas de processo, que corresponde a 175.200 horas (24x365x20).

Tabela 5 - Produção líquida acumulada para preço do óleo equivalente a 59,37 (US\$)

| Cenários | PA<br>(KW) | PO<br>(US\$) | PE (R\$<br>MW h) | R <sub>oe</sub>        | C<br>(/hora)          | Np      |
|----------|------------|--------------|------------------|------------------------|-----------------------|---------|
| 01       | 160        | 59,37        | 1,69119          | $1,078 \times 10^{-6}$ | 0,0239                | 8812,72 |
| 02       | 100        | 59,37        | 1,69119          | $1,078 \times 10^{-6}$ | 0,0148                | 9694,76 |
| 03       | 72         | 59,37        | 1,69119          | $1,078 \times 10^{-6}$ | 0,0104                | 9164,26 |
| 04       | 58         | 59,37        | 1,69119          | $1,078 \times 10^{-6}$ | $8,08 \times 10^{-3}$ | 7783,21 |
| 05       | 35         | 59,37        | 1,69119          | $1,078 \times 10^{-6}$ | $3,55 \times 10^{-3}$ | 6376,75 |

Fonte: Elaboração própria (2019).

Em todas as análises, o custo de produção (C) foi menor para o cenário 5, que apresenta menor valor de potência aplicada (35kw); porém, apenas esse parâmetro não define a melhor escolha. Se, por um lado, a menor potência apresenta menor custo, por outro, ela também resulta em fator de recuperação (11%) e produção no reservatório (7000 m<sup>3</sup>), inferiores, como observado na Figura 41 e na Tabela 2.

A maior produção líquida acumulada foi observada no cenário 2, para potência de 100 KW, que resultou em um fator de recuperação de 20% e uma produção acumulada de óleo de 12300m<sup>3</sup>. Ainda que o cenário 1 apresente maiores fatores de recuperação (22%) e produção acumulada (13000 m<sup>3</sup>), seu custo energético é mais elevado, resultando em menor produção líquida e menor interesse econômico para aplicação do projeto com a potência de 160 KW.

## **CAPÍTULO VI**

### **CONCLUSÕES**

Os estudos realizados nesse trabalho levam-nos às seguintes conclusões:

- Quanto à avaliação da HFU, pode-se concluir que identificou zonas com boa capacidade do fluxo e que essas informações são capazes de indicar com acurácia onde devem ser alocados os poços produtores para se obter uma maior produção. Mostrou-se, também, que é importante avaliar a região indicada pela HFU, pois ela pode estar saturada por outros fluidos presentes no reservatório, que não apresentam valor agregado e trarão apenas custos operacionais desnecessários, como água ou gás.
- Para aplicação do método de aquecimento EM a frequência aplicada na antena é um dos principais parâmetros de interferência no desempenho do modelo, pois interfere diretamente na potência aplicada e no resultado da temperatura.
- A escolha do método de aquecimento EM foi bem sucedida e mostrou-se adequada à aplicação em poços rasos e de alta viscosidade, pois, além de apresentar uma redução significativa na viscosidade e antecipar a produção, não apresentou limitações técnicas à sua aplicação nem rejeitos no seu processo, o que o torna ambientalmente amigável.
- A distância da antena em relação ao poço produtor influencia no volume de óleo produzido, sendo o método mais eficiente com a fonte de calor alocada próximo ao poço de produção, pois o efeito do aquecimento EM é local, não se propaga por grandes distâncias, visto que a própria rocha-reservatório funciona com uma blindagem e impede o calor de se dissipar para outras regiões.
- O tamanho do braço da antena afeta significativamente o fator de recuperação do óleo, podendo ser dimensionado de maneira a atingir um maior banco de

óleo ou evitar atingir zonas indesejáveis para não perder a energia associada ao método.

- O campo eletromagnético gerado no reservatório não é linear; por esse motivo, maiores frequências não necessariamente geram maior temperatura, maior receita e melhor retorno financeiro ao método.
- O processo de aquecimento eletromagnético é viável economicamente e pode ser aplicado mesmo em reservatórios com baixa produção de óleo, pois o valor energético para o aquecimento do óleo é baixo, não causando prejuízo à receita.

## **6.1 RECOMENDAÇÕES DE TRABALHOS FUTUROS**

A partir desse estudo, pode-se recomendar como propostas para trabalhos futuros:

- Avaliar a associação ao aquecimento EM com injeção de água, pois a água da formação é a zona eletricamente sensível ao campo elétrico, sendo ela quem primeiro aquece e transfere calor para o fluido. Dessa forma, a água, se não produzida em excedente, beneficia o método.
- Estudar a trajetória para a construção de poços direcionais, já que, na prática, poços horizontais são mecanicamente aceitáveis, devido às grandes perdas de carga proporcionadas pelo ângulo de 90°.
- Investigar a influência do aquecimento EM na produção acumulada de óleo em diferentes perfis de viscosidades.
- Substituir a fonte de energia elétrica por fonte de energia solar, afim de reduzir os custos na implementação do projeto e utilizar recurso mais sustentável.

## **6.2 TRABALHOS DECORRENTES DESSA PESQUISA**

A seguir serão listados os trabalhos decorrentes dessa pesquisa até o presente momento.

### 6.2.1 Capítulo de livro

- FREITAS, I. C. S.; ARAÚJO, C. P.; OLIVEIRA, G. C. P.; SANTOS, M. D. . Análise de incerteza em distribuições petrofísicas heterogêneas em cenários simplificados de campos petrolíferos do nordeste brasileiro. **In: Editora Poisson.**

### 6.2.2 Trabalhos apresentados em congressos

- FREITAS, I. C. S.; ARAÚJO, C. P.; OLIVEIRA, G. C. P.; SANTOS, M. D. . Análise de incerteza em distribuições petrofísicas heterogêneas em cenários simplificados de campos petrolíferos do nordeste brasileiro. In: III Simpósio do Programa de Pós-graduação em Engenharia Mecânica- SiPGEM, 2019, Universidade Federal de Campina Grande- UFPB. Campina Grande-PB.
- FREITAS, I. C. S.; SANTOS, M. D.; ARAÚJO, E. A.; ROQUE, W.L.; OLIVEIRA, G. C. P. . Técnicas conjuntas para recuperação avançada de óleo pesado por irradiação eletromagnética e posicionamento otimizado de poços em unidades de fluxo hidráulico. In: 10º Congresso Brasileiro De Pesquisa E Desenvolvimento Em Petróleo e Gás – PDPETRO, 2019, Natal-RN.

## REFERÊNCIAS

- ALAVI, M. F. “Determination of Reservoir Permeability Based on Irreducible Water Saturation and Porosity from Log Data and Flow Zone Indicator (FZI) from Core Data”, *International Petroleum Technology Conference*, Doha, Qatar, 20 – 22 Jan, 2014.
- AMAEFULE, J.O.; ALTUNBAY, M.; TIAB, D.; *et al.* “Enhanced Reservoir Description: Using Core and Log Data to Identify Hydraulic (Flow) Units and Predict Permeability in Uncored Intervals/Wells, SPE 26436”. In: *SPE Annual Technical Conference and Exhibition*, Houston, Texas, 3 – 6, August, 1993.
- ANP – Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis. “Boletim da produção de petróleo e gás natural”. *Boletim da Produção de Petróleo e Gás Natural – Circulação Externa*, n. 101, janeiro, 2019.
- BABADAGLI, T.; AL-SALMI, S. “A Review of Permeability-Prediction Methods for Carbonate Reservoirs Using Well-Log Data”. *SPE Reservoir Evaluation & Engineering*, Apr., p. 75 – 88, 2004.
- BERA, A.; BABADAGLI, T. “Status of electromagnetic heating for enhanced heavy oil/bitumen recovery and future prospects: A review”. *Elsevier Ltd. Applied Energy*, v. 151, p. 206-226, 2015.
- CARRIZALES, M.; LAKE, L.W.; JOHNS, R. “Two-Dimensional COMSOL Simulation of Heavy-Oil Recovery by Electromagnetic Heating”. *Excerpt from the Proceedings of the COMSOL Conference*, Boston, 2010.
- CASTANIER, L. M.; BRIGHAM, W. E. “Upgrading of crude oil via in situ combustion”. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, v. 39, p. 125-136, 2002.
- COSERN – Companhia Energética do Rio Grande do Norte. *Reajuste COSERN tarifas de energia*. Resolução homologatória nº 2.532, de 16 de abril de 2019.
- COSTA, A. P. A. *Desenvolvimento de Um Simulador Térmico Para Recuperação de Petróleos Viscosos Via Aquecimento Eletromagnético*. Dissertação de M. Sc. apresentada ao Programa de Pós-Graduação em Engenharia Química – PPGEQ/DEQ/UFRN, Natal, RN, Brasil, 1998.

- CURTIS, C.; KOPPER, R.; DECOSTER, E.; *et al.* “Heavy-oil reservoirs”. In: SCHLUMBERGER. *Oilfield review*, v. 14, n. 2, p. 30-51, 2002.
- DANTAS, M. D. *Um Modelo Matemático Baseado em Wavelets Para Análise do Método Térmico de Recuperação de Óleo Pesado Aplicando Irradiação Eletromagnética*. Tese de D. Sc. apresentada ao Programa de Pós-Graduação em Ciências e Engenharia do Petróleo – PPGCEP/UFRN, Natal, RN, Brasil, 2010.
- EL-FEKY, S. A. *Theoretical and Experimental Investigation of Oil Recovery by the Electro-Thermic*. PhD Dissertation – University of Missouri, Rolla, 1977.
- FERNANDES, G.M.D. *Estudo da configuração de poços no processo drenagem gravitacional assistida por vapor (sagd) em reservatórios do nordeste brasileiro*. Tese de D. Sc. apresentada ao Programa de Pós-Graduação em Ciências e Engenharia do Petróleo – PPGCEP/UFRN, Natal, RN, Brasil, 2016.
- GHOLINEZHAD, S., MASIHI, M. A. “Physical-based Model of Permeability/Porosity Relationship for a Rock Data of Iran Southern Carbonate Reservoir”. *Iranian Journal of oil & Gas Science and Technology*, v. 1, p. 25 – 33, 2012.
- Gunal GO, Islam M. Alteration of asphaltic crude rheology with electromagnetic and ultrasonic irradiation. *J Petrol Sci Eng* 2000;26(1):263–72.
- GUSHIKEN, M. T.; SIQUEIRA, B. J. “Características gerais dos projetos de injeção de vapor nos reservatórios produtores de petróleo da formação AÇU na bacia potiguar”. *XV Congresso Brasileiro de Águas Subterrâneas*, 2008.
- HARO, C. F. “The Perfect Permeability Transform using logs and cores”. In: *SPE Annual Technical Conference and Exhibition*, Houston, Texas, 26-29 Sep., 2004.
- IZADI, M.; GHALAMBOR, A. A. “New Approach in Permeability and Hydraulic-Flow-Unit Determination”. In: *Reservoir Evaluation & Engineering*, v. 16, n. 3, Aug., p. 257-264, 2013.
- Kakita Y, Funatsu M, Miake F, Watanabe K. Effects of microwave irradiation on bacteria attached to the hospital white coats. *Int J Occup Med Environ Health* 1999;12:123–6.
- MANICHAND, R. N. *Análise do Desempenho do Aquecimento Eletromagnético na Recuperação de Reservatórios de Petróleo*. Dissertação de M. Sc. apresentada ao Programa de Pós-Graduação em Engenharia Química –PPGEQ/DEQ/UFRN, Natal, RN, Brasil, 2002.

- MCGEE, B. C. W.; VERMEULEN, F. E. “The mechanisms of electrical heating for the recovery of bitumen from oil sands”. *J Can Petrol Technol*, v. 46, n. 1, p. 28-34, 2007.
- MIRZAEI-PAIAMAN, A.; SABOORIAN-JOOYBARI, H.; POURAFSHARY, P. “Improved Method to Identify Hydraulic Flow Units for Reservoir Characterization”. In: *Energy Technology*, v. 3, n. 7, p. 726-733, 2015.
- OLIVEIRA, G. C. P.; ROQUE, W. L.; ARAÚJO, E. A.; *et al.* “Competitive placement of oil perforation zones in hydraulic flow units from centrality measures”. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, v. 147, p. 282-291, 2016.
- OLIVEIRA, M. J. H. *Estudo Paramétrico da Recuperação de Petróleo Pesado Por Aquecimento Eletromagnético Resistivo*. Dissertação de M. Sc. apresentada ao Programa de Pós-Graduação em Engenharia de Produção – PPGCEP/UFRN, Natal, RN, Brasil, 2009.
- OSCAR, R. M. C. *Combustão In-Situ: Considerações sobre Projeto e Simulações Numéricas em Escala de Laboratório e de Campo*. Dissertação de M. Sc. apresentada ao Programa de Pós-Graduação Interdisciplinar de Ciências e Engenharia de Petróleo – FEM/IG/UNICAMP, Campinas, SP, Brasil, 2010.
- PETROBRAS/SEREC/CEN-NOR. Curso de Engenharia Econômica – Matemática Financeira e Análise de Investimentos. *Módulo 1*. Centro de Desenvolvimento de Recursos Humanos Norte-Nordeste, Cap. 8, p. 113-132, 2000.
- RIBEIRO, D. V.; MORELLI, M. R. *Resíduos Sólidos: Problemas ou Oportunidades?*. Rio de Janeiro, Interciência, 2009.
- RODRIGUES, M. A. F. *Análise de viabilidade de injeção de fluidos alternativos ao vapor em reservatórios de óleo pesado*. Tese de D. Sc. apresentada ao Programa de Pós-Graduação em Ciência e Engenharia de Petróleo da Universidade Federal do Rio grande do Norte – PPGCEP/ UFRN, Natal, RN, Brasil, 2012.
- ROQUE, W. L., SANTOS, M. D., SIMÕES, T. A. “Hydraulic Flow Units Obtained from Distinct Permeability Models Based on Core Data of Carbonate Reservoir”. In: *8º PDPETRO*, Curitiba, 20-22 Out., 2015.
- ROQUE, W. L.; OLIVEIRA, G. C. P.; SANTOS, M. D.; *et al.* “Production zone placements based on maximum closeness centrality as strategy for oil recovery”. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, v. 156, p. 430–441, 2017.
- ROSA, A. J.; CARVALHO, R. de S.; XAVIER, J. A. D. *Engenharia de reservatórios de petróleo*. Rio de Janeiro, Interciência, 2006. p. 808.

- SADIKU, M. N. *Elementos de eletromagnetismo*. 5. ed. Porto Alegre, RS, Brasil, Bookman, 2012.
- SANTOS, M. D.; NETO, A. D.; MATA, W.; *et al.* “New antenna modelling using wavelets for heavy oil thermal recovering methods”. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, v. 76, p. 63–75, 2011.
- SARAPUU, E. Underground Eletrocarbonization of oil Shale. Colo. School Mines Quart. v. 60, Nº 3, July 1965, p. 193-200.
- SHALLCROSS, D. C. “Devices and methods for in-situ combustion ignition”. DOE/BC/14126-12, Out., 1989.
- SHIRISH R.; DESPANDE, B. N.; WRIGHT, A. W. “Techniques for Installing Effective Solvent Extraction Incorporating Electromagnetic Heating (‘ESEIEH’) Completions”. *World Heavy Oil Congress*, Edmonton, Alberta, Canadá, 2015.
- SIMÕES, T. A. *Identificação De Zonas De Produção E Recuperação De Óleo Baseadas Em Unidades De Fluxo Hidráulico E Simulações Computacionais*. Tese de D. Sc. apresentada ao Programa de Pós-Graduação em Engenharia Mecânica – PPGEM/UFPB, João Pessoa, PB, Brasil, 2017.
- U.S. *Energy Information Administration*. Disponível em: <https://www.indexmundi.com/pt/pre%C3%A7os-de-mercado/?mercadoria=petr%C3%B3leo-bruto-brent&meses=60>. Acesso: 21 nov. 2019.
- VACA, P.; PASALIC, D.; OKONIEWSKI, M. “The Application of Radio Frequency Heating Technology for Heavy Oil and Oil Sands Production”. *Acceleware Whitepaper*, Versão 1.0, Junho, 2014.

## **APÊNDICE**

## 1. METODOLOGIA PARA CONSTRUÇÃO DO MODELO DE RESERVATÓRIO HETEROGÊNEO

Neste estudo de caso, investigou-se o comportamento das variáveis porosidade, permeabilidade, saturação de óleo e água, obtidas a partir de dados reais de poços de petróleo localizados em um campo maduro da região Nordeste do Brasil, que serão utilizados para construir modelos sintéticos heterogêneos.

Para se obter os modelos dos reservatórios foi utilizada simulação estocástica, que tem como objetivo avaliar a incerteza local e espacial de uma variável regionalizada no local não amostrado e produzir cenários equiprováveis (JOURNEL, 1974; JOURNEL; HUIJBREGTS, 1978). Os modelos obtidos por simulação reproduzem as estatísticas das amostras (histograma e modelo de continuidade espacial), validando os dados em seus locais originais. Para isto, foi utilizado o algoritmo simulação Gaussiana sequencial (SGS) (ISAAKS, 1990), disponível no *software CMG Builder*®.

Para avaliar a incerteza dos cenários, calculou-se a variância condicional para cada conjunto de realizações da propriedade distribuída. A Figura 1 mostra o fluxograma da metodologia proposta definida em quatro etapas distintas:

- i) Etapa 01: Coleta de dados, a partir de perfilagem a cabo.
- ii) Etapa 02: Processamento de dados e subida de escala por interpolação das propriedades petrofísicas, porosidade, permeabilidade e saturações de óleo e água, por meio de computação algébrica via *software Matlab*®.
- iii) Etapa 03: Construção dos modelos de reservatórios  $n$ -cenários equiprováveis, a partir de simulação estocástica.
- iv) Etapa 04: Análise da redução da incerteza a partir dos cenários gerados e cálculo da variância condicional dos experimentos para cada variável simulada.

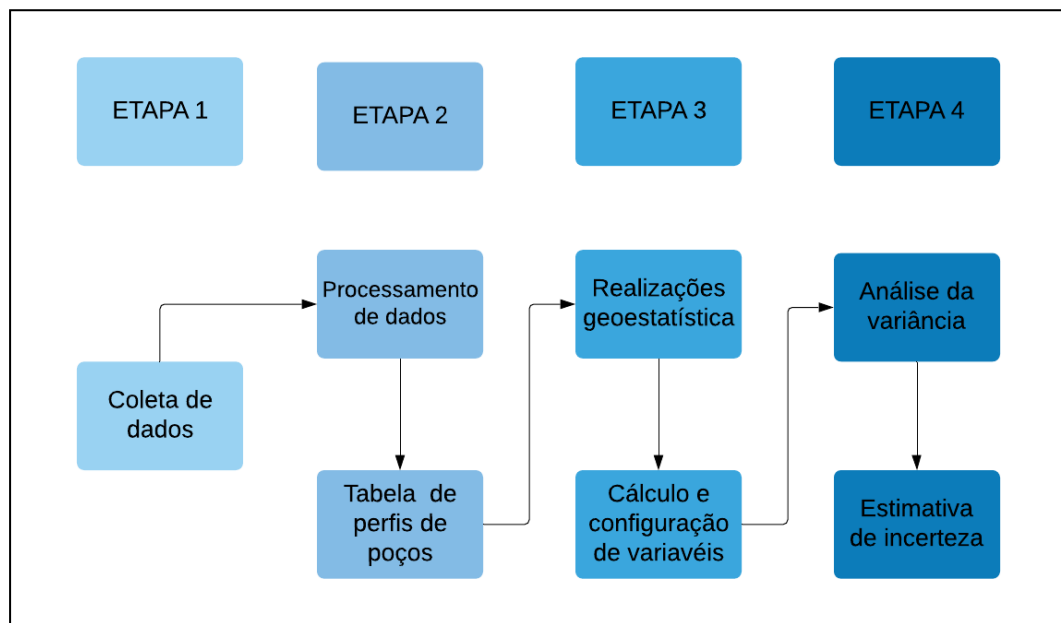


Figura 1 - Fluxograma da metodologia proposta

### Arranjos de poços

Neste estudo, investigou-se 02 cenários distintos com arranjos usuais identificados como *4-spot* e *5-spot*. Essas configurações foram tratadas como as mais naturais para fins de distribuição das propriedades no modelo apenas, e não devem ser confundidas com a nomenclatura utilizada no posicionamento de poços de injeção em processos de recuperação avançada de petróleo. A Figura 2 mostra o mapa de localização em 3D dos poços de petróleo dos arranjos *4-spot* e *5-spot* investigados.

O arranjo espacial *4-spot* possui 4 poços perfurados em locais distintos localizados na extremidade do volume de interesse, com 23 amostras, que correspondem a cada camada (*layers*) de profundidade. Este cenário possui 92 amostras. Já no *5-spot*, semelhante ao arranjo *4-spot*, adicionamos 1 poço similar no centro do volume de interesse. Assim, as amostras aumentaram em 25 % e este arranjo possui 115 amostras.

Para avaliar a incerteza do modelo, foram construídos 10 cenários equiprováveis para cada arranjo espacial investigado, a partir do algoritmo de simulação Gaussiana sequencial (SGS). Empregou-se a mesma estratégia de busca, número de amostras e número de células vizinhas para cada cenário.

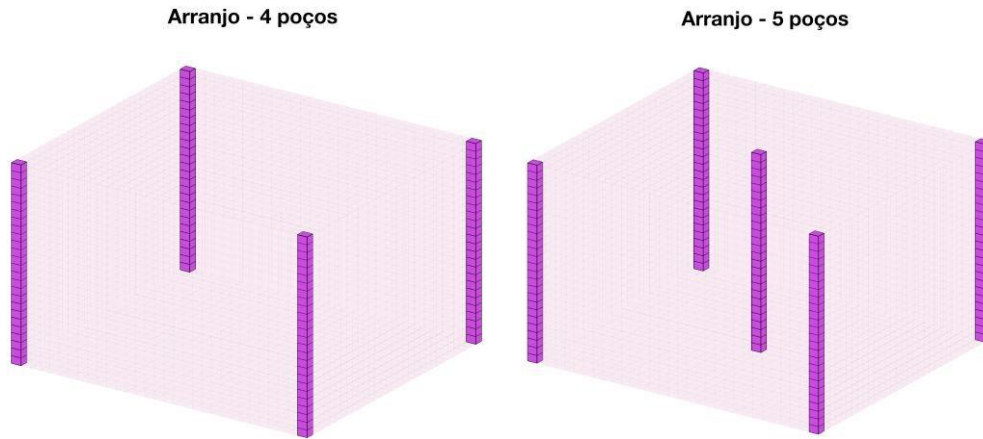


Figura 2 - Arranjos 4-spot e 5-spot utilizados para a modelagem geoestatística.

## 2. RESULTADOS E DISCUSSÕES

Para verificar a redução da incerteza nos cenários avaliados calculamos a variância condicional ( $S^2$ ) do conjunto de realizações, para as propriedades investigadas usando a equação 1:

$$S^2 = \frac{1}{n-1} \sum_{i=1}^n (x_i - \bar{x})^2 \quad (1)$$

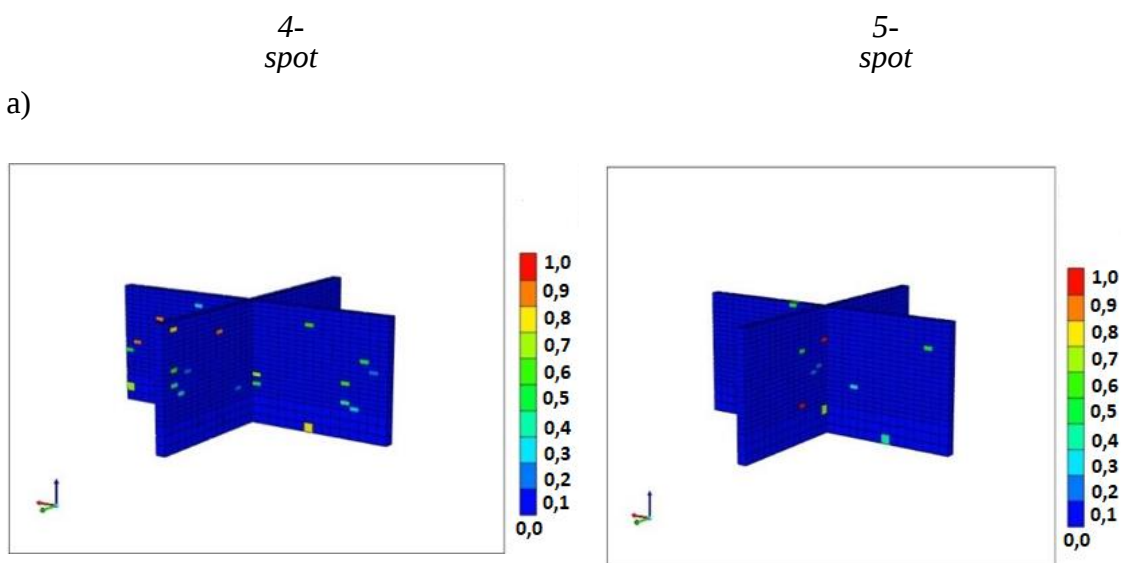
onde,  $n$  corresponde a números de cenários obtidos por SGS,  $x_i$  ( $i = 1, \dots, n$ ) representa todos os valores do campo (por célula) para cada cenário obtido, e  $\bar{x}$  corresponde ao cenário médio das realizações.

A Figura 3 mostra os mapas de localização da variância condicional normalizada para cada variável avaliada, na mesma escala de cor, que varia entre zero e um (azul a vermelho). Blocos com coloração azul representam regiões com menor incerteza, ao passo que aqueles com cor vermelha correspondem a locais com maior incerteza. A Figura 3a, mostra a variável de estudo saturação de água, no cenário 4-spot. Pode-se verificar o número de blocos com maior incerteza, os quais são representados, nas cores laranja e

a)

4-spot

5-spot



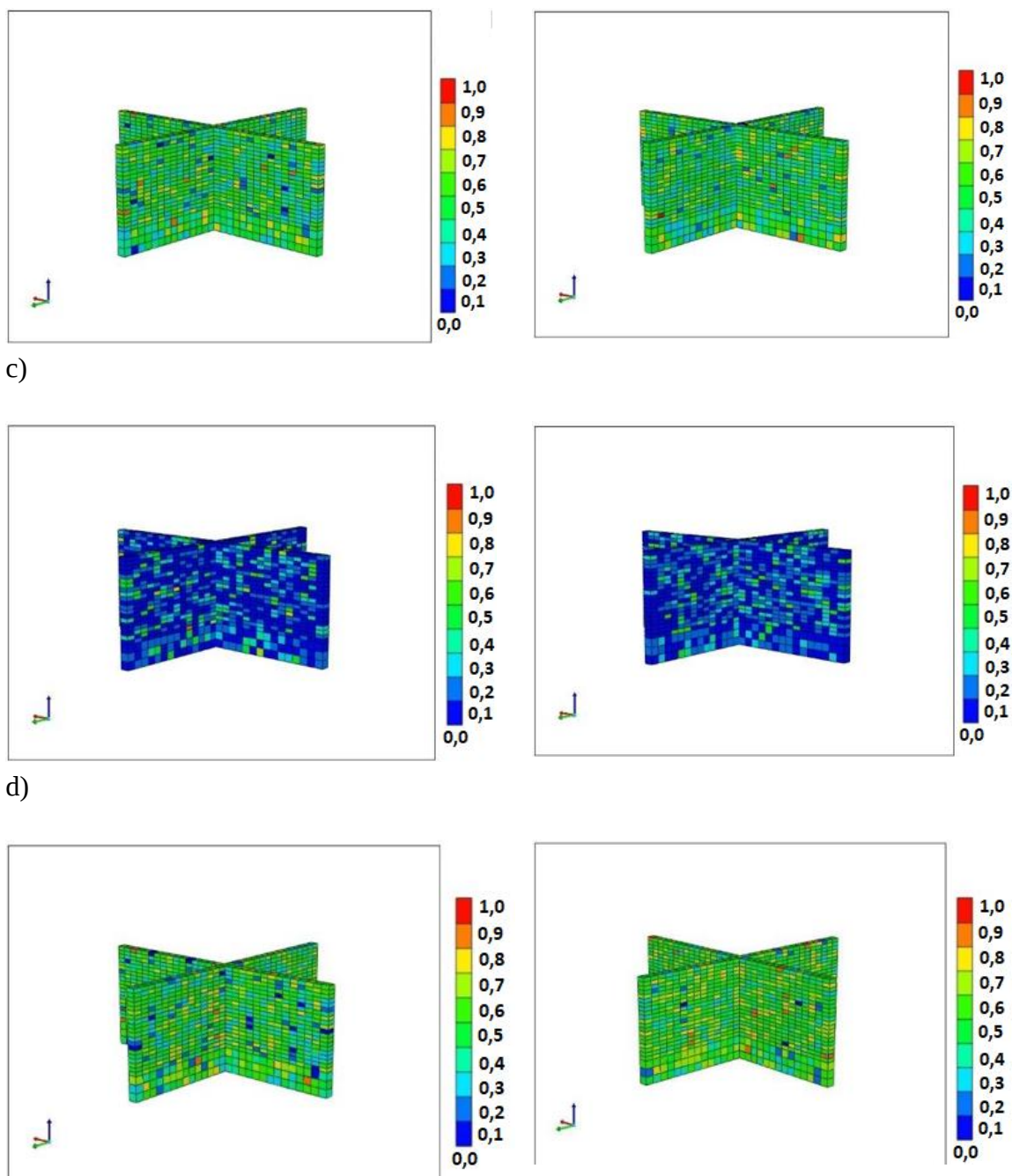


Figura 3 - Mapa da variância condicional normalizada para o arranjo *4-spot* (à esquerda) e o cenário *5-spot* (à direita) para as propriedades: a) saturação de água; b) porosidade; c) permeabilidade; e d) saturação de óleo

### 3. CONSIDERAÇÕES FINAIS

Neste artigo, investigou-se 02 cenários distintos voltados à modelagem

geoestatística de campos de petróleo heterogêneos. Buscamos avaliar a incerteza de propriedades essenciais para a construção de modelos de fluido, a saber, porosidade, permeabilidade e saturações. Entre elas, a redução da incerteza foi maior para as variáveis porosidade, permeabilidade e saturação de água.

Mostrou-se que o uso de ferramentas geoestatísticas – no caso, a simulação Gaussiana sequencial (SGS), utilizada para caracterizar e realizar a modelagem do reservatório – permite acessar as incertezas do modelo investigado.

Adicionalmente, verificou-se que a inclusão de informação adicional ao volume de interesse mediada por dados de perfilagem de poços contribui para o aumento da acurácia da modelagem geoestatística, conforme esperado. Posteriormente, o modelo geológico atual será reformulado para considerar a variação estratigráfica real do campo estudado e análises mais robustas serão executadas.