

MODELAGEM DIRETA E INVERSA DA ASSINATURA DE AQUECIMENTO EM POÇOS INJETORES DE ÁGUA EM REGIME DE ESTÁTICA

Victor Costa da Silva

Dissertação apresentada ao Programa de Pósgraduação em Engenharia Civil, COPPE, da Universidade Federal do Rio de Janeiro, como parte dos requisitos necessários à obtenção do título de Mestre em Engenharia Civil.

Orientadores: Paulo Couto

Franciane Conceição Peters

Rio de Janeiro Outubro de 2019

MODELAGEM DIRETA E INVERSA DA ASSINATURA DE AQUECIMENTO EM POÇOS INJETORES DE ÁGUA EM REGIME DE ESTÁTICA

Victor Costa da Silva

DISSERTAÇÃO SUBMETIDA AO CORPO DOCENTE DO INSTITUTO ALBERTO LUIZ COIMBRA DE PÓS-GRADUAÇÃO E PESQUISA DE ENGENHARIA (COPPE) DA UNIVERSIDADE FEDERAL DO RIO DE JANEIRO COMO PARTE DOS REQUISITOS NECESSÁRIOS PARA A OBTENÇÃO DO GRAU DE MESTRE EM CIÊNCIAS EM ENGENHARIA CIVIL.

Examinada por:	
	Prof. Paulo Couto, Dr. Eng.
	Prof. José Luis Drummond Alves, D.Sc.
	Prof. Virgilio Iosá Mortins Forrairo Filho, D.So.
	Prof. Virgílio José Martins Ferreira Filho, D.Sc.

RIO DE JANEIRO, RJ - BRASIL OUTUBRO DE 2019

Prof. José Sérgio de Araújo Cavalcante Filho, PhD.

Silva, Victor Costa da

Modelagem Direta e Inversa Da Assinatura De Aquecimento Em Poços Injetores de Água em Regime De Estática/Victor Costa da Silva. – Rio de Janeiro: UFRJ/COPPE, 2019.

XXVII, 158 p.: il.; 29,7 cm.

Orientadores: Paulo Couto

Franciane Conceição Peters

Dissertação (mestrado) – UFRJ/ COPPE/ Programa de Engenharia Civil, 2019.

Referências Bibliográficas: p. 151 - 153.

1. Modelagem Inversa. 2. Modelagem Térmica em Meio Poroso. 3. Gerenciamento de Reservatórios. 4. Tratamento de Dados de Temperatura. 5. PDGs. I. Couto, Paulo *et al.* II. Universidade Federal do Rio de Janeiro, COPPE, Programa de Engenharia Civil. III. Titulo.

À Natalie, meu melhor trabalho ao meu maior tesouro

AGRADECIMENTOS

Em primeiro lugar agradeço a Deus pela saúde e a força que me deu em todo o caminho, sem a qual não teria conseguido chegar nem perto daqui.

Agradeço aos meus pais por todo o apoio no caminho, desde o início de tudo até aqui. Nada teria sido possível sem seu apoio e toda a estrutura que me permitiram gozar e por me mostrarem que não há caminho melhor que a educação. Muito obrigado por tudo!

Agradeço aos meus avós, Déa e Wilson, pela referência que foram para mim em cada momento da minha vida. Muito obrigado por tudo!

A minha irmã, Luciana, pelo apoio irrestrito em todos os momentos.

A minha esposa Natalie, não só pela parceria e pela compreensão ao longo de todas as fases desse mestrado, mas também por me motivar a cada dia a dar um passo a mais na direção certa, sem me deixar esmorecer nunca, apesar das dificuldades impostas pela vida. A você dedico esse trabalho, assim como todos os outros.

Aos amigos, parceiros de todos os momentos, fundamentais para vencer cada etapa desse desafio.

A todos os professores que tanto me ensinaram e me ajudaram a vencer os desafios impostos pelo mestrado, em especial os professores Paulo Couto e Franciane Peters, orientadores no sentido mais amplo da palavra, por me ajudar a conduzir esse trabalho pelos melhores caminhos e vencer as maiores dificuldades que surgiram. O fim só foi possível por vocês.

A banca, composta pelos professores José Alves, Virgílio Ferreira e José Sérgio, pelas excelentes recomendações dadas durante a defesa e que tanto engrandeceram esse trabalho.

A COPPE, pela oportunidade de cursar um dos melhores cursos de mestrado em engenharia do país.

A Petrobras, por investir na minha formação, e aos diversos gestores que passaram pelo meu caminho ao longo dessa etapa, em particular Thiago Pessoa, Tiago Homem, Roberta Alves e Maria Assunção. As duas últimas dedico um especial obrigado pelos puxões de orelha para que o mestrado ganhasse maior prioridade na minha vida profissional atribulada.

Resumo da Dissertação apresentada à COPPE/UFRJ como parte dos requisitos

necessários para a obtenção do grau de Mestre em Ciências (M.Sc.)

MODELAGEM DIRETA E INVERSA DA ASSINATURA DE AQUECIMENTO EM POÇOS INJETORES DE ÁGUA EM REGIME DE ESTÁTICA

Victor Costa da Silva

Outubro/2019

Orientadores: Paulo Couto

Franciane Conceção Peters

Programa: Engenharia Civil

O processo de gerenciamento de reservatórios tem como objetivo, entre outros, agir de forma reativa ou, preferencialmente, proativa a eventos indesejados que impactem a produção de petróleo. Uma das maiores dificuldades nessa ação é a rastreabilidade dos caminhos percolados pelos fluidos injetados, tanto nas proximidades dos poços produtores quanto dos poços injetores. Em poços equipados com Completação Seletiva os Permanent Downhole Gauges (PDGs), através de seus dados de temperatura, representam uma importante ferramenta para rastrear a modificação de saturações em cada trecho avaliado. Esse trabalho tem por objetivo estudar o fenômeno de aquecimento das proximidades dos poços injetores de água a partir de dados sintéticos e reais de poços do Pré-Sal brasileiro. Através de modelos numéricos e ferramentas de otimização e solução de problemas inversos objetivamos identificar como algumas assinaturas de aquecimento podem indicar quanto de fluido foi efetivamente injetado em cada zona, tanto alterando a saturação dos entornos do poço quanto resfriando a mesma. As simulações para estimativa da região perturbada pelo fluido injetado a partir dos dados de temperatura nos poços são realizadas em regime de estática e se dão através de modelagem numérica acoplada entre a Equação da Difusividade Hidráulica e da Equação do Balanço de Energia. Os resultados desse trabalho podem fornecer uma importante ferramenta para auxiliar no gerenciamento de reservatórios de petróleo, além de ajudar

vi

no entendimento do fenômeno observado em campo.

Abstract of Dissertation presented to COPPE/UFRJ as a partial fulfillment of the requirements for the degree of Master of Science (M.Sc.)

DIRECT AND INVERSE MODELING OF HEAT SIGNATURE IN WATER INJECTOR WELLS IN STATIC REGIME

Victor Costa da Silva

October/2019

Advisors: Paulo Couto

Franciane Conceição Peters

Department: Civil Engineering

The reservoir management process aims, among others, to act reactively or, preferably, proactively to unwanted events that impact oil production. One of the biggest difficulties in this action is the traceability of the paths percolated by the injected fluids, both near the producing wells and the injector wells. In wells equipped with Selective Completion the Permanent Downhole Gauges, through their temperature data, represent an important tool for tracking saturation modification in each evaluated section. This work aims to study the phenomenon of the heating signature in the injector wells neighborhood through synthetic and real data from Brazilian pre-salt wells. Using numerical models and optimization-inverse problem solving tools, the objective is to identify how some heating signatures may indicate the amount of fluid that is effectively injected in each zone, both changing the saturation of the well surroundings and cooling it. The simulations for estimating the region disturbed by the injected fluid from the temperature data in the wells are assessed in a static regime and are performed through numerical modeling coupled between the Hydraulic Diffusivity Equation and the Energy Balance Equation. The results of this work can provide an important tool to assist in the management of oil reservoirs, as well as helping to understand the observed phenomenon.

vii

SUMÁRIO

Lis	STA DE FIGURAS	XIV
Lis	TA DE TABELAS	XII
No	MENCLATURA	.XXVI
1.	INTRODUÇÃO	1
	1.1. COMO AS MEDIDAS DE TEMPERATURA NO POÇO SÃO OBTIDAS	1
	1.2. INTRODUÇÃO	2
	1.3. OBSERVAÇÃO DO FENÔMENO	6
RE	1.3.1. Como Esses Dados Podem Ajudar no Gerenciamento de servatórios?	6
	1.4. OBJETIVOS	10
	1.5. ESTRUTURA DA DISSERTAÇÃO	11
2.	REVISÃO BIBLIOGÁFICA	14
3.	MODELAGEM MATEMÁTICA DO BALANÇO DE ENERGIA	16
	3.1.MODELAGEM MATEMÁTICA ANALÍTICA	16
	3.1.1.Termo de Efeito Transiente	16
	3.1.2. TERMO DE CONDUTIVIDADE TÉRMICA	17
	3.1.3.Termo Advectivo	17
	3.1.4.Termo Compressivo	17
	3.1.5. TERMO DE DISSIPAÇÃO VISCOSA	18
	3.1.6.Desenvolvimento da Equação do Balanço de Energia	18
	3.1.7. TERMO DE ACOPLAMENTO TÉRMICO ENTRE INTERVALOS	18
EN	3.2.DISCRETIZAÇÃO NUMÉRICA DA EQUAÇÃO DO BALANÇO DE IERGIA	21
4.	MODELAGEM DIRETA DO PROBLEMA PROPOSTO	23
	4.1.CAMPO DE PRESSÃO – DIFUSIVIDADE HIDRÁULICA	23
	4.2.CAMPO DE VELOCIDADES	28
	4.3.CAMPO DE TEMPERATURA – BALANÇO DE ENERGIA	31

4.3.1.Propriedades Térmicas do Reservatório	31
4.3.2.COEFICIENTE DE EXPANSÃO TÉRMICA	34
4.3.3.CAMPO DE PRESSÃO	35
4.3.4.CAMPO DE VELOCIDADES	36
4.3.5.Campo de Temperatura – Solução da EBE	36
5. RESULTADOS E SENSIBILIDADES DA IMPLENTAÇÃO DO MODELO DIRETO	40
5.1.DETALHAMENTO DO GRID	40
5.2.DETALHAMENTO DOS PARÂMETROS	42
5.2.1.Propriedades Térmicas e Hidráulicas dos Fluidos e da Rocha Reservatório	
5.2.2.Condutividade Térmica da Camada Isolante Hidráulica	49
5.2.3.Coeficiente de Expansão Térmica	51
5.2.4.Coeficiente de Porosidade	51
5.2.5.Coeficiente de Permeabilidade	52
5.2.6.Campo Inicial de Pressão	53
5.2.7.CAMPO INICIAL DE TEMPERATURA	54
5.2.8.Campo Inicial de Saturação	56
5.3.WORKFLOW PARA SOLUÇÃO DO PROBLEMA PROPOSTO	62
5.4.SOLUÇÃO DO PROBLEMA DIRETO	64
5.5.SENSIBILIDADE SOBRE OS PARÂMETROS E TERMOS DA SOLUÇA NUMÉRICA	ÃO 66
5.5.1.Características Permo-porosas dos Intervalos Reservatório	o 66
5.5.2.CONDUTIVIDADE TÉRMICA, CAPACIDADE TÉRMICA E DENSIDADE DO RESERVATÓRIO	
5.5.3.Condutividade Térmica do Intervalo Isolante Hidráulico	74
5.5.4.Condutividade Inicial de Saturação	77
5.5.5.CONDUTIVIDADE INICIAL DE TEMPERATURA	77
5.5.6.Resumo dos Resultados	80

	PROPLEMA INVERSO: AJUSTE DOS DADOS SINTETICOS E REAIS A RTIR DO MODELO NUMÉRICO PROPOSTO	82
	6.1.OBTENÇÃO DOS DADOS SINTÉTICOS	82
	6.2.OBTENÇÃO DOS DADOS SINTÉTICOS	85
	6.2.1.Dados Reais Cenário 1 (Poço Injetor 1)	86
	6.2.2.Dados Reais Cenário 2 (Poço Injetor 2)	87
	6.2.3.Dados Reais Cenário 3 (Poço Injetor 3)	88
	6.3.DETALHAMENTO DO PROBLEMA INVERSO	90
	6.3.1.Introdução aos Problemas Inversos	90
	6.3.2.Processo de Solução	94
	6.4.SOLUÇÃO DOS PROBLEMAS INVERSOS – DADOS SINTÉTICOS	98
	6.4.1.Cenário Sintético 1	99
	6.4.2.Cenário Sintético 2	105
	6.4.3.CENÁRIO SINTÉTICO 3	111
	6.4.4.Cenário Sintético 4	117
	6.4.5.Cenário Sintético 5	123
	6.4.6.RESUMO DOS RESULTADOS	128
	6.5.SOLUÇÃO DOS PROBLEMAS INVERSOS – DADOS REAIS	129
	6.5.1.Cenário Real 1	129
	6.5.2.Cenário Real 2	135
	6.5.3.CENÁRIO REAL 3	140
	6.5.4.Resumo dos Resultados	146
7.	CONCLUSÃO	148
	7.1.CONCLUSÕES	148
	7.2.RECOMENDAÇÕES PARA TRABALHOS FUTUROS	149
RE	FERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS	151
ΑP	ÊNDICE	154

LIS	STA DE FIGURAS	XIV
Lis	STA DE TABELAS	XIII
No	OMENCLATURA	XXVI
1.	INTRODUÇÃO	1
	1.1. COMO AS MEDIDAS DE TEMPERATURA NO POÇO SÃO OBTIDAS	S 1
	1.2. INTRODUÇÃO	2
	1.3. OBSERVAÇÃO DO FENÔMENO	6
RE	1.3.1. Como Esses Dados Podem Ajudar no Gerenciamento de servatórios?	6
	1.4. OBJETIVOS	10
	1.5. ESTRUTURA DA DISSERTAÇÃO	11
2.	REVISÃO BIBLIOGRÁFICA 1Erro! Indicador não def	INIDO.
3.	MODELAGEM MATEMÁTICA DO BALANÇO DE ENERGIA	16
	3.1.MODELAGEM MATEMÁTICA ANALÍTICA	16
	3.1.1.TERMO DE EFEITO TRANSIENTE	16
	3.1.2.TERMO DE CONDUTIVIDADE TÉRMICA	17
	3.1.3.TERMO ADVECTIVO	17
	3.1.4.TERMO COMPRESSIVO	17
	3.1.5.TERMO DE DISSIPAÇÃO VISCOSA	18
	3.1.6.Desenvolvimento da Equação do Balanço de Energia	18
	3.1.7.TERMO DE ACOPLAMENTO TÉRMICO ENTRE INTERVALOS	18
EN	3.2.DISCRETIZAÇÃO NUMÉRICA DA EQUAÇÃO DO BALANÇO DE JERGIA	21
4.	MODELAGEM DIRETA DO PROBLEMA PROPOSTO	23
	4.1.CAMPO DE PRESSÃO – DIFUSIVIDADE HIDRÁULICA	23
	4.2.CAMPO DE VELOCIDADES	28
	4.3.CAMPO DE TEMPERATURA – BALANCO DE ENERGIA	31

4.3.1.Propriedades Térmicas do Reservatório	31
4.3.2.COEFICIENTE DE EXPANSÃO TÉRMICA	34
4.3.3.CAMPO DE PRESSÃO	35
4.3.4.CAMPO DE VELOCIDADES	36
4.3.5.Campo de Temperatura – Solução da EBE	36
5. RESULTADOS E SENSIBILIDADES DA IMPLENTAÇÃO DO MODELO DIRETO	40
5.1.DETALHAMENTO DO GRID	40
5.2.DETALHAMENTO DOS PARÂMETROS	42
5.2.1.Propriedades Térmicas e Hidráulicas dos Fluidos e da Rocha Reservatório	
5.2.2.Condutividade Térmica da Camada Isolante Hidráulica	49
5.2.3.Coeficiente de Expansão Térmica	51
5.2.4.Coeficiente de Porosidade	51
5.2.5.Coeficiente de Permeabilidade	52
5.2.6.Campo Inicial de Pressão	53
5.2.7.CAMPO INICIAL DE TEMPERATURA	54
5.2.8.Campo Inicial de Saturação	56
5.3.WORKFLOW PARA SOLUÇÃO DO PROBLEMA PROPOSTO	62
5.4.SOLUÇÃO DO PROBLEMA DIRETO	64
5.5.SENSIBILIDADE SOBRE OS PARÂMETROS E TERMOS DA SOLUÇA NUMÉRICA	ÃO 66
5.5.1.Características Permo-porosas dos Intervalos Reservatório	o 66
5.5.2.CONDUTIVIDADE TÉRMICA, CAPACIDADE TÉRMICA E DENSIDADE DO RESERVATÓRIO	
5.5.3.Condutividade Térmica do Intervalo Isolante Hidráulico	74
5.5.4.Condutividade Inicial de Saturação	77
5.5.5.CONDUTIVIDADE INICIAL DE TEMPERATURA	77
5.5.6.Resumo dos Resultados	80

6. PA	PROPLEMA INVERSO: AJUSTE DOS DADOS SINTÉTICOS E REAIS A RTIR DO MODELO NUMÉRICO PROPOSTO	81
	6.1.OBTENÇÃO DOS DADOS SINTÉTICOS	81
	6.2.OBTENÇÃO DOS DADOS SINTÉTICOS	85
	6.2.1.Dados Reais Cenário 1 (Poço Injetor 1)	85
	6.2.2.Dados Reais Cenário 2 (Poço Injetor 2)	86
	6.2.3.Dados Reais Cenário 3 (Poço Injetor 3)	87
	6.3.DETALHAMENTO DO PROBLEMA INVERSO	89
	6.3.1.Introdução aos Problemas Inversos	89
	6.3.2.Processo de Solução	93
	6.4.SOLUÇÃO DOS PROBLEMAS INVERSOS – DADOS SINTÉTICOS	97
	6.4.1.Cenário Sintético 1	98
	6.4.2.Cenário Sintético 2	104
	6.4.3.Cenário Sintético 3	110
	6.4.4.Cenário Sintético 4	116
	6.4.5.Cenário Sintético 5	121
	6.4.6.Resumo dos Resultados	127
	6.5.SOLUÇÃO DOS PROBLEMAS INVERSOS – DADOS REAIS	127
	6.5.1.Cenário Real 1	127
	6.5.2.Cenário Real 2	133
	6.5.3.CENÁRIO REAL 3	139
	6.5.4.Resumo dos Resultados	145
7.	CONCLUSÃO	147
	7.1.CONCLUSÕES	147
	7.2.RECOMENDAÇÕES PARA TRABALHOS FUTUROS	148
RE	FERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS	151
ΛD	ÊNDICE	153

LISTA DE FIGURAS

Figura 1.1 - Visão macro esquemática de um sistema PDG (Frota et al, 2006) 1
Figura 1.2 - Configuração típica de um poço de completação seletiva 2 zonas do PPSBS
Figura 1.3 - Representação esquemática da propagação de uma onda de saturação e de temperatura em meio poroso
Figura 1.4 - Representação do processo de reaquecimento do reservatório em regime de estática
Figura 1.5 - Leitura dos PDG do regime de aquecimento do poço para o cenário da Figura 1.4
Figura 1.6 - Dados reais de aquecimento de um poço injetor com medições de temperatura individualizadas em 2 pontos do reservatório
Figura 1.7 - Configuração esquemática de um par de poços do PPSBS onde foi identificado o fenômeno
Figura 1.8 - Representação esquemática da expectativa de RGO no produtor e a realidade observada
Figura 1.9 - Representação esquemática do perfil de aquecimento dos intervalos do poço injetor, indicando que ambos teriam tido percolação de fluido frio
Figura 1.10 - Redefinição do modelo conceitual a partir das informações obtidas pelo dado de temperatura
Figura 1.11 - Representação esquemática do perfil de RGO do poço produtor após a atuação da válcula de completação inteligente do intervalo intermediário
Figura 3.1 – Diagrama do modelo conceitual aplicado para definir a interação térmica entre os 2 intervalos

Figura 3.2 - Diagramas esquemáticos do acoplamento térmico entre os 2 intervalos
avaliados sendo tratados como equivalente de circuito térmico
Figura 3.3 – Diagramas esquemáticos do modelo de acoplamento poço-reservatório em
coordenadas radiais, aplicado para a solução do problema proposto
Figura 4.1 – Diagramas esquemáticos do acoplamento de 2 vias entre a Equação de
Balanço de Energia (EBE) e a Equação de Difusividade Hidráulica (EDH)
Figura 4.2 – Curvas de variação da viscosidade do C5 contra temperatura (superior) e
pressão (inferior) – Fonte (Reid et al, 1987)
Figura 4.3 – Perfil de fall-off de pressão vs tempo para diferentes posições no
reservatório, conforme legenda, durante período de estática
Figura 4.4 – Perfil de fall-off de pressão vs distância a partir da posição do poço (r → rw)
durante período de estática para diferentes tempos, conforme legenda
Figura 4.5 – Visão esquemática para avaliação da velocidade em um ponto i, que depende
das condições de pressão da vizinhança
Figura 4.6 – Perfil da velocidade dos fluidos no meio poroso em diferentes posições do
reservatório ao longo do tempo, em m/s
Figura 4.7 – Perfil da velocidade dos fluidos no meio poroso ao longo do reservatório
para diferentes tempos após o início da estática, em m/s
Figura 4.8 – Curvas de variação da capacidade térmica a pressão constante do C5 contra
temperatura (superior) e pressão (inferior). (Reid et al, 1987)
Figura 4.9 – Curvas de variação da densidade do C5 contra temperatura (superior) e
pressão (inferior). (Reid et al, 1987)
Figura 4.10 – Campo de pressão no tempo inicial ao longo do reservatório radial 35
Figura 4.11 – Campo de pressão no tempo final de análise ao longo do reservatório radial

Figura 5.1 – Espessura de cada anel do grid cilíndrico utilizado
Figura 5.2 – Vista de topo do grid cilíndrico utilizada nos estudos
Figura 5.3 – Secção transversal do grid cilíndrico utilizado nos estudos
Figura 5.4 – Vista de topo do grid cilíndrico com destaque para discretização muito próxima ao poço
Figura 5.5 – Seção transversal do grid cilíndrico com destaque para discretização muito próxima ao poço
Figura 5.6 – Perfil de viscosidade do petróleo considerado na análise vs. temperatura e pressão (Reid et al, 1987)
Figura 5.7 – Perfil de viscosidade da água injetada considerada na análise vs. temperatura e pressão. (Reid et al, 1987)
Figura 5.8 – Perfil da capacidade térmica a pressão constante (Cp) do petróleo considerado na análise vs. temperatura e pressão. (Reid et al, 1987)
Figura 5.9 – Perfil da capacidade térmica a pressão constante (Cp) da água injetada considerada na análise vs. temperatura e pressão. (Reid et al, 1987)
Figura 5.10 – Perfil de densidade do petróleo considerado na análise vs. temperatura e pressão. (Reid et al, 1987)
Figura 5.11 – Perfil de densidade da água injetada considerada na análise vs. temperatura e pressão. (Reid et al, 1987)
Figura 5.12 – Perfil de condutividade térmica do petróleo considerado na análise vs. temperatura e pressão. (Reid et al, 1987)
Figura 5.13 – Perfil de condutividade térmica da água injetada considerada na análise vs. temperatura e pressão. (Reid <i>et al</i> , 1987)

Figura 5.14 – Nível de ajuste entre a regressão múltipla polinomial e os dados de entrada
para viscosidade, cp, densidade e condutividade do óleo
Figura 5.15 – Nível de ajuste entre a regressão múltipla polinomial e os dados de entrada
para viscosidade, cp, densidade e condutividade da água injetada
Figura 5.16 – Secção transversal esquemática do grid cilíndrico com valores de porosidade fornecidos do modelo geológico original
Figura 5.17 – Secção transversal esquemática do grid cilíndrico com valores de permeabilidades fornecidos do modelo geológico original
F
Figura 5.18 – Campo inicial de pressão em cada um dos intervalos de interesse 53
Figura 5.19 – Secção transversal do grid cilíndrico com valores do campo inicial de
pressão
Figura 5.20 – Grid cilíndrico gerado no software comercial STARS (CMG) 55
Figura 5.21 – Campo de temperatura inicial do problema proposto gerado por 5 níveis
distintos de injeção de água
Figura 5.22 – Campo inicial de temperatura em cada um dos intervalos de interesse 56
Figura 5.23 – Relação entre saturação de água injetada e temperatura no reservatório –
diferentes volumes de água injetados
Figura 5.24 – Relação esquemática entre as frentes de avanço da saturação e da
temperatura mais fria no reservatório para diferentes níveis de vazão
Figura 5.25 – Relação entre saturação de água injetada e temperatura no reservatório –
diferentes valores de $R\infty$
Figura 5.26 – Workflow do processo de definição do campo de saturação a partir do
campo de temperatura inicial

Figura 5.27 – Visão esquemática do workflow do modelo direto para solução do problema
proposto
Figura 5.28 – Evolução do campo de temperatura em cada um dos intervalos de interesse ao longo do tempo estipulado na análise
Figura 5.29 – Evolução da temperatura lida no poço (r = 0) em cada um dos intervalos de interesse
Figura 5.30 – Sensibilidade da solução do problema direto frente ao aumento da permeabilidade
Figura 5.31 – Sensibilidade da solução do problema direto frente a redução da permeabilidade
Figura 5.32 – Sensibilidade da solução do problema direto frente ao aumento da porosidade
Figura 5.33 – Sensibilidade da solução do problema direto frente a redução da porosidade
Figura 5.34 – Sensibilidade da solução do problema direto frente ao aumento da condutividade térmica
Figura 5.35 – Sensibilidade da solução do problema direto frente a redução da condutividade térmica
Figura 5.36 – Sensibilidade da solução do problema direto frente ao aumento do produto cp e densidade
Figura 5.37 – Sensibilidade da solução do problema direto frente a redução do produto cp e densidade – campo de temperatura
Figura 5.38 – Sensibilidade da solução do problema direto frente ao aumento na mesma proporção do produto cp e densidade e da condutividade térmica

Figura 5.39 - Sensibilidade da solução do problema direto frente a redução na mesma
proporção do produto cp e densidade e da condutividade térmica
Figura 5.40 – Sensibilidade da solução do problema direto frente a redução em 10x da
condutividade térmica proporcionada pela camada "não-reservatório"
Figura 5.41 – Sensibilidade da solução do problema direto frente a aumento em 10x da
condutividade térmica proporcionada pela camada "não-reservatório"
Figura 5.42 – Sensibilidade da solução do problema direto frente a aumento em 30%x da
condutividade térmica proporcionada pela camada "não-reservatório"
Figura 5.43 – Sensibilidade da solução do problema direto frente a redução em 30% da
condutividade térmica proporcionada pela camada "não-reservatório"
Figura 5.44 – Campos de temperatura inicial para sensibilizar o impacto da saturação do
fluido injetado sobre o perfil de aquecimento do reservatório – Intervalo 1 (Superior) 78
Figura 5.45 – Campos de temperatura inicial para sensibilizar o impacto da saturação do
fluido injetado sobre o perfil de aquecimento do reservatório – Intervalo 2 (Inferior) 78
Figura 5.46 – Solução do problema direto para o cenário de frente fria avançando em todo
o intervalo reservatório
Figura 5.47 – Solução do problema direto para o cenário de frente fria praticamente não
avançando no intervalo reservatório
Figura 6.1 – Dado simulado para os intervalos superior e inferior – Cenário sintético 1
Figura 6.2 – Dado simulado para os intervalos superior e inferior – Cenário sintético 2
Figura 6.3 – Dado simulado para os intervalos superior e inferior – Cenário sintético 3
85

Figura 6.4 – Dado simulado para os intervalos superior e inferior – Cenário sintético 4
85
Figura 6.5 - Dado simulado para os intervalos superior e inferior – Cenário sintético 5
Figura 6.6 – Dado reais observados para o poço injetor 1
Figura 6.7 – Dado reais observados para o poço injetor 2
Figura 6.8 – Dado reais observados para o poço injetor 3
Figura 6.9 – Evolução da convergência dos métodos escolhidos para solução do problema inverso
Figura 6.10 – Evolução do resíduo observado na solução do problema inverso do cenário sintético 1
Figura 6.11 – Evolução do coeficiente A observado na solução do problema inverso do cenário sintético 1
Figura 6.12 – Evolução do coeficiente B observado na solução do problema inverso do cenário sintético 1
Figura 6.13 – Evolução do coeficiente <i>R</i> ∞ observado na solução do problema inverso do cenário sintético 1
Figura 6.14 – Comparação da solução do problema inverso com os dados simulados para o cenário sintético 1
Figura 6.15 – Dispersão da solução do problema inverso no intervalo superior comparado com os dados simulados para o cenário sintético 1
Figura 6.16 – Dispersão da solução do problema inverso no intervalo inferior comparado com os dados simulados para o cenário sintético 1

Figura 6.17 - Campo de saturação de água injetada nos 2 intervalos, obtida a partir da
solução do problema inverso – cenário 1
Figura 6.18 – Evolução do resíduo observado na solução do problema inverso do cenário sintético 2
Figura 6.19 – Evolução do coeficiente A observado na solução do problema inverso do cenário sintético 2
Figura 6.20 – Evolução do coeficiente B observado na solução do problema inverso do cenário sintético 2
Figura 6.21 – Evolução do coeficiente $R\infty$ observado na solução do problema inverso do cenário sintético 2
Figura 6.22 – Comparação da solução do problema inverso com os dados simulados para o cenário sintético 2
Figura 6.23 – Dispersão da solução do problema inverso no intervalo superior comparado com os dados simulados para o cenário sintético 2
Figura 6.24 – Dispersão da solução do problema inverso no intervalo inferior comparado com os dados simulados para o cenário sintético 2
Figura 6.25 – Campo de saturação de água injetada nos 2 intervalos, obtida a partir da solução do problema inverso – cenário 2
Figura 6.26 – Evolução do resíduo observado na solução do problema inverso do cenário sintético 3
Figura 6.27 – Evolução do coeficiente A observado na solução do problema inverso do cenário sintético 3
Figura 6.28 – Evolução do coeficiente B observado na solução do problema inverso do cenário sintético 3

Figura 6.29 – Evolução do coeficiente <i>R</i> ∞ observado na solução do problema inverso do
cenário sintético 3
Figura 6.30 – Comparação da solução do problema inverso com os dados simulados para o cenário sintético 3
Figura 6.31 – Dispersão da solução do problema inverso no intervalo superior comparado
com os dados simulados para o cenário sintético 3
Figura 6.32 – Dispersão da solução do problema inverso no intervalo inferior comparado com os dados simulados para o cenário sintético 2
Figura 6.33 – Campo de saturação de água injetada nos 2 intervalos, obtida a partir da solução do problema inverso – cenário 3
Figura 6.34 – Evolução do resíduo observado na solução do problema inverso do cenário sintético 4
Figura 6.35 – Evolução do coeficiente A observado na solução do problema inverso do cenário sintético 4
Figura 6.36 – Evolução do coeficiente B observado na solução do problema inverso do cenário sintético 4
Figura 6.37 – Evolução do coeficiente <i>R</i> ∞ observado na solução do problema inverso do cenário sintético 4
Figura 6.38 – Comparação da solução do problema inverso com os dados simulados para o cenário sintético 4
Figura 6.39 – Dispersão da solução do problema inverso no intervalo superior comparado com os dados simulados para o cenário sintético 4
Figura 6.40 – Dispersão da solução do problema inverso no intervalo inferior comparado
com os dados simulados para o cenário sintético 4

Figura 6.41 – Campo de saturação de água injetada nos 2 intervalos, obtida a partir da
solução do problema inverso – cenário 4
Figura 6.42 – Evolução do resíduo observado na solução do problema inverso do cenário sintético 5
Figura 6.43 – Evolução do coeficiente A observado na solução do problema inverso do cenário sintético 5
Figura 6.44 – Evolução do coeficiente B observado na solução do problema inverso do cenário sintético 5
Figura 6.45 – Evolução do coeficiente $R\infty$ observado na solução do problema inverso do cenário sintético 5
Figura 6.46 – Comparação da solução do problema inverso com os dados simulados para o cenário sintético 5
Figura 6.47 – Dispersão da solução do problema inverso no intervalo superior comparado com os dados simulados para o cenário sintético 5
Figura 6.48 – Dispersão da solução do problema inverso no intervalo inferior comparado com os dados simulados para o cenário sintético 5
Figura 6.49 – Campo de saturação de água injetada nos 2 intervalos, obtida a partir da solução do problema inverso – cenário 5
Figura 6.50 – Evolução do resíduo observado na solução do problema inverso do cenário real 1
Figura 6.51 – Evolução do coeficiente A observado na solução do problema inverso do cenário real 1
Figura 6.52 – Evolução do coeficiente A observado na solução do problema inverso do cenário real 1

Figura 6.53 – Evolução do coeficiente $R\infty$ observado na solução do problema inverso do
cenário real 1
Figura 6.54 – Comparação da solução do problema inverso com os dados simulados para
o cenário real 1
Figura 6.55 – Dispersão da solução do problema inverso no intervalo superior comparado
com os dados simulados para o cenário real 1
Figura 6.56 – Dispersão da solução do problema inverso no intervalo inferior comparado
com os dados simulados para o cenário real 1
Figura 6.57 – Campo de saturação de água injetada nos 2 intervalos, obtida a partir da
solução do problema inverso – cenário real 1
Figura 6.58 – Evolução dos valores de fração injetada por intervalo estimado para o poço
do cenário real 1
Figura 6.59 – Evolução do resíduo observado na solução do problema inverso do cenário
real 2
Figura 6.60 – Evolução do coeficiente A observado na solução do problema inverso do
cenário real 2
Figura 6.61 – Evolução do coeficiente B observado na solução do problema inverso do
cenário real 2
Figura 6.62 – Evolução do coeficiente <i>R</i> ∞ observado na solução do problema inverso do
cenário real 2
Figura 6.63 – Comparação da solução do problema inverso com os dados simulados para
o cenário real 2
Figura 6.64 – Dispersão da solução do problema inverso no intervalo superior comparado
com os dados simulados para o cenário real 2

Figura 6.65 – Dispersão da solução do problema inverso no intervalo inferior comparado
com os dados simulados para o cenário real 2
Figura 6.66 – Campo de saturação de água injetada nos 2 intervalos, obtida a partir da
solução do problema inverso – cenário real 2
Figura 6.67 – Evolução dos valores de fração injetada por intervalo estimado para o poço
do cenário real 2
Figura 6.68 – Evolução do resíduo observado na solução do problema inverso do cenário
real 3
Figura 6.69 – Evolução do coeficiente A observado na solução do problema inverso do
cenário real 3
Figura 6.70 – Evolução do coeficiente B observado na solução do problema inverso do
cenário real 3
Figura 6.71 – Evolução do coeficiente R^{∞} observado na solução do problema inverso do
cenário real 4
Figura 6.72 – Comparação da solução do problema inverso com os dados simulados para
o cenário real 3
Figura 6.73 – Dispersão da solução do problema inverso no intervalo superior comparado
com os dados simulados para o cenário real 3
Figura 6.74 – Dispersão da solução do problema inverso no intervalo inferior comparado
com os dados simulados para o cenário real 3
Figura 6.75 – Campo de saturação de água injetada nos 2 intervalos, obtida a partir da
solução do problema inverso – cenário real 3
Figura 6.76 – Evolução dos valores de fração injetada por intervalo estimado para o poço
do cenário real 3

LISTA DE TABELAS

Tabela 4.1 - Valores típicos médios das propriedades térmicas para petróleo, água e
rochas carbonáticas 1 (Reid et al, 1987) 2 (Incropera et al, 2015)
Tabela 4.2 - Valores típicos do coeficiente de expansão térmica para faixa de relevância
de pressão e temperatura ¹ (Reid et al) ² (Incropera et al, 2015)
Tabela 5.1 – Coeficientes de ajuste para os parâmetros térmicos relevantes para ÓLEO
Tabela 5.2 – Coeficientes de ajuste para os parâmetros térmicos relevantes para ÁGUA
Tabela 5.3 - Valores dos parâmetros térmicos da rocha dos reservatótios do pré-sal
aplicados no modelo direto (Incropera et al, 2015)
Tabela 5.4 - Valores do coeficiente de expansão térmica utilizados no modelo direto
¹ (Reid et al, 1987) ² (Incropera et al, 2015)
Tabela 5.5 - Parâmetros de entrada da função sigmóide que representaria a solução da
EBE ao fim do regime de fluxo
Tabela 5.6 - Relação da influência das variáveis do problema direto sobre os campos de
temperatura e pressão
Tabela 6.1 – Cenários de Vazão Simulados Numericamente
Tabela 6.2 – Cenários de Fração Injetada Simuladas Numericamente
Tabela 6.3 - Valores médios de permeabilidade, porosidade e compressibilidade
representativos do poço injetor 1
Tabela 6.4 – Valores médios de permeabilidade, porosidade e compressibilidade
representativos do poço injetor 2

Tabela 6.5 - Valores médios de permeabilidade, porosidade e compressibilidade
representativos do poço injetor 3
Tabela 6.6 – Valores dos parâmetros que compõe a solução do problema inverso para o
cenário 1
Tabela 6.7 – Previsão do rateio de injeção por intervalo da solução do problema inverso
frente a referência (valor conhecido da simulação) – cenário 1
Tabela 6.8 – Valores dos parâmetros que compõe a solução do problema inverso para o
cenário 2
Tabela 6.9 – Previsão do rateio de injeção por intervalo da solução do problema inverso
frente a referência (valor conhecido da simulação) – cenário 2
Tabela 6.10 – Valores dos parâmetros que compõe a solução do problema inverso para o
cenário 2
Tabela 6.11 – Previsão do rateio de injeção por intervalo da solução do problema inverso
frente a referência (valor conhecido da simulação) – cenário 3
Tabela 6.12 – Valores dos parâmetros que compõe a solução do problema inverso para o
cenário 2
Tabela 6.13 – Previsão do rateio de injeção por intervalo da solução do problema inverso
frente a referência (valor conhecido da simulação) – cenário 4
Tabela 6.14 – Valores dos parâmetros que compõe a solução do problema inverso para o
cenário 5
Tabela 6.15 – Previsão do rateio de injeção por intervalo da solução do problema inverso
frente a referência (valor conhecido da simulação) – cenário 5
Tabela 6.16 – Resumo dos resultados do problema inverso para os 5 cenários sintéticos
avaliados

Tabela 6.17 – Valores dos parâmetros que compõe a solução do problema inverso para o
cenário real 1
Tabela 6.18 – Estimativa da distribuição de vazão entre os intervalos para o poço 1 . 134
Tabela 6.19 – Valores dos parâmetros que compõe a solução do problema inverso para
cenário real 2
Tabela 6.20 – Estimativa da distribuição de vazão entre os intervalos para o poço 2 . 140
Tabela 6.21 – Valores dos parâmetros que compõe a solução do problema inverso para o
cenário real 2
Tabela 6.22 – Estimativa da distribuição de vazão entre os intervalos para o poço 3 . 145
Tabela 6.23 – Resumo dos resultados do problema inverso para os 5 cenários sintéticos
3 cenários reais avaliados

NOMECLATURA

Letras Romanas Maiúsculas

\boldsymbol{A}	Coeficiente da função de temperatura parametrizada	
В	Coeficiente da função de temperatura parametrizada	
S	Saturação do fluido avaliado	
K	Permeabilidade da matriz	
P	Pressão do reservatório	
C	Coeficientes da regressão multivariada realizada nos parâmetros dos fluidos	
R_{∞}	Coeficiente da função de temperatura parametrizada	
V	Volume	
Letras Romanas Minúsculas		
r	Raio	
z	Espessura	
t	Тетро	
k	Condutividade térmica	
ср	Capacidade térmica a pressão constante	
X	Fração injetada em cada intervalo de interesse	
v	Velocidade do fluido no reservatório	

c Compressibilidade

Letras Gregas

- θ Temperatura
- ρ Densidade
- β Coeficiente de expansão térmica
- λ Difusividade térmica
- ϕ Porosidade
- μ Viscosidade

Siglas

- RGO Razão Gás-Óleo
- BSW Basic Sediment & Water
- PDG Permanent Downhole Gauge
- PPSBS Pólo Pré-Sal da Bacia de Santos
- RMSE Erro Quadrático Médio

1. INTRODUÇÃO E OBSERVAÇÃO DO FENÔMENO

1.1. COMO AS MEDIDAS DE TEMPERATURA NO POÇO SÃO OBTIDAS

Os *Permanent Downhole Gauges* (PDG) são equipamentos que compõe o *Bottomhole Assembly* (BHA) de um poço de petróleo. Tais equipamentos são compostos de materiais capazes de medir e transmitir dados de pressão e temperatura através de cabos elétricos e/ou hidráulicos até a superfície. Essas medições são feitas, usualmente, por meio de cristais de quartzo que conferem a tais equipamentos níveis de precisão de aproximadamente 0,01 psi e 0,005°C. De acordo com Frota *et al* (2006) esses sistemas estão desempenhando um papel cada vez mais importante na melhoria do gerenciamento de reservatórios e poços, se tornando uma questão de suma importância para prever o desempenho futuro do poço e do reservatório.

Tais equipamentos podem ser alocados tanto internamente quanto externamente a coluna de produção ou injeção. Os PDGs posicionados internamente a coluna de produção ou injeção são usualmente denominados de PDG coluna e leem as propriedades do fluido interno a coluna, enquanto que os PDGs posicionados externamente a coluna são denominados PDG anular, lendo as propriedades do fluido entre a formação e a parede externa da coluna.

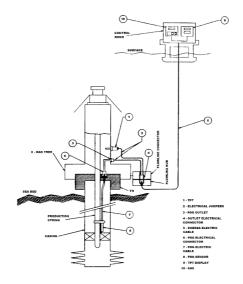


Figura 1.1 - Visão macro esquemática de um sistema PDG. (Frota et al, 2006)

1.2. INTRODUÇÃO

A atividade de gerenciamento de reservatórios consiste em reagir, reativa ou proativamente, a eventos indesejados para atividade de produção de petróleo, como aumento do *Basic Sediment and Water* (BSW¹) ou Razão Gás-Óleo (RGO²) nos poços produtores devido a injeção de fluidos nos respectivos pares injetores. Uma das maiores dificuldades nesse processo é a rastreabilidade dos caminhos percolados pelos fluidos injetados, tanto nas proximidades dos poços produtores quanto dos poços injetores.

Em poços de completação simples (ou seja, aqueles com um único intervalo produtor ou injetor) é possível avaliar o perfil de produção ou injeção do poço via ferramentas de aferição direta, como o *Production Log Test* (PLT), em qualquer momento da operação do poço. Já para poços de completação seletiva (inteligente ou mecânica) a aferição via PLT não é aplicável tecnicamente.

No entanto, nesses mesmos poços os PDGs anulares são ferramentas importantes na avaliação do reservatório, através de seus dados de temperatura e pressão. Usualmente as áreas de avaliação de reservatórios tem utilizado dados de pressão como fonte de informações para estimar o quanto de fluido injetado tenderia a percolar cada um dos intervalos de interesse. Entretanto, essas aplicações apresentam dificuldades, uma vez que quando tem-se 2 intervalos abertos a fluxo, ou seja, com as *Inflow Control Valves* (ICV) abertas, os PDGs deverão ler a pressão de equilíbrio por dentro da coluna de produção (Dake, 2001).

Dessa forma a pergunta a ser respondida é: dispondo de dados dinâmicos de temperatura medidos em pelo menos 2 pontos de um poço, é possível inferir qual região foi mais e menos resfriada pelo fluido frio em contato com a formação e,

¹ Representa a proporção de água e sedimentos produzida em relação a produção bruta do poço. Em reservatórios carbonáticos é dado basicamente pela razão entre vazão de água produzida (Qw) e vazão líquida produzida (Qo+Qw).

_

² Representa a razão entre a vazão produzida de gás e de óleo condições de superfície. O valor usual o início da produção de um reservatório é denominado de Rs (razão de solubilidade) e tende a crescer conforme se injeta gás no campo

consequentemente, qual o intervalo fora mais saturado com fluido injetado e qual foi menos saturado?

Um poço injetor munido de completação seletiva característicos do Pólo Pré-Sal da Bacia de Santos (PPSBS) está representado pela figura 1.2. Observa-se nesta figura uma visão esquemática e simplificada de um poço com completação seletiva em 2 intervalos, injetando vazão conhecida Q, distribuída de forma ainda desconhecida.

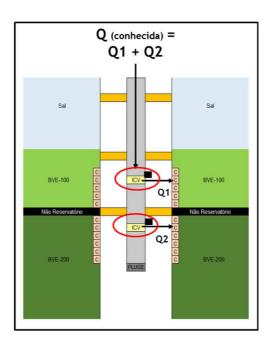


Figure 1.2 - Configuração típica de um poço de completação seletiva 2 zonas do PPSBS

Observam-se três fenômenos de propagação distintas no meio poroso a partir da injeção de fluidos frios: (i) propagação de pressão; (ii) propagação da saturação do fluido injetado e (iii) propagação de temperatura. Devido as condições de fluxo e equações que regem cada uma delas pode-se esperar que, para cada tempo: $L_{lim}(P) > L_{lim}(S) > L_{lim}(\theta)$, uma vez que a propagação de temperatura se dá ante um reservatório de capacidade térmica global infinita (Dake, 2001).

A partir desse enunciado é esperado que a propagação de temperatura ocorra de forma dependente a propagação de saturações ou, ao menos, seja respeitada a premissa de que o intervalo com maior saturação relativa tenha, proporcionalmente, a maior zona de perturbação de temperatura. Esse ponto será mais explorado no decorrer desse trabalho.

As figuras 1.3 e 1.4 apresentam, de forma esquemática, o que significa a assinatura de reaquecimento de poços injetores de água. Na figura 1.3 observa-se qual seria a expectativa da frente de avanço de água injetado em cada um dos intervalos de interesse a partir de uma vazão única definida. Nota-se que, conforme citado anteriormente, a frente de avanço da saturação estaria sempre mais distante do poço do que a frente de fluido resfriado.

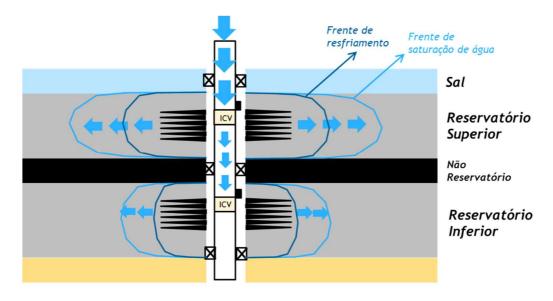


Figura 1.3 - Representação esquemática da propagação de uma onda de saturação e de temperatura no reservatório em fluxo

Já a figura 1.4 indica uma visão esquemática do fenômeno de reaquecimento que ocorreria em um poço injetor no momento da parada de injeção. Observa-se que conforme a frente de fluido frio regride motivada pelos processos de troca térmica com o reservatório mais quente, os PDGs tendem a ler progressivamente um aumento da temperatura, que poderá se dar de forma mais rápida ou mais lente, a depender da posição de frente resfriada.

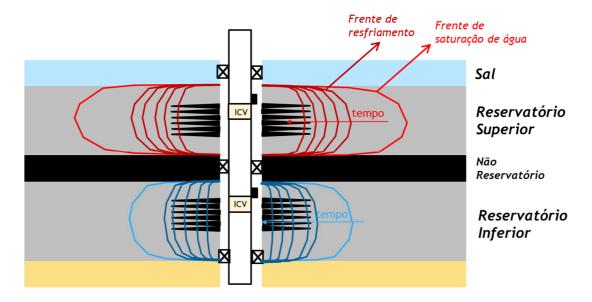


Figura 1.4 – Representação do processo de reaquecimento do reservatório em regime de estática

A figura 1.5 apresenta o que seria a evolução das leituras de temperatura realizada pelos PDGs de cada um dos intervalos de interesse para a representação esquemática da Figura 1.4. Cada ponto desse gráfico seria o equivalente da leitura do PDG em cada posição da frente de fluido resfriado da figura 1.4. Nota-se que, como a injeção no intervalo superior foi maior que no inferior, o processo de aquecimento é mais lento, o que deve ser capturado pelas leituras dos PDGs.

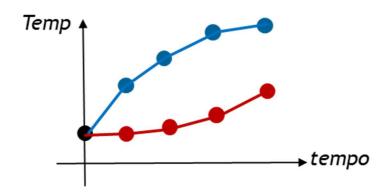


Figura 1.5 – Leitura dos PDG do regime de aquecimento do poço para o cenário da Figura 1.4

1.3. OBSERVAÇÃO DO FENÔMENO

A figura 1.6 mostra alguns resultados reais dos efeitos anunciados acima, que representam o fenômeno que fora apresentado de forma esquemática na figura 1.5.

Caso não houvesse aquecimento do meio poroso a temperatura deveria retornar a original de forma rápida. No entanto, isso não ocorre com a medição no intervalo inferior recuperando cerca de 8°C (26% do resfriamento observado) em mais de 30 dias, enquanto o intervalo superior aqueceu pouco mais de 1°C (3% do resfriamento observado) no mesmo período.

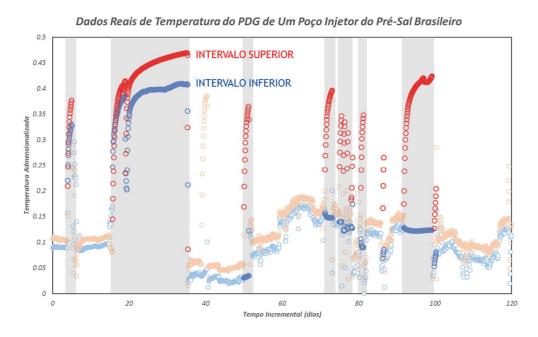


Figura 1.6 - Dados reais de aquecimento de um poço injetor com medições de temperatura individualizadas em 2 pontos do reservatório.

1.3.1. Como Esse Dados Ajudam no Gerenciamento de Reservatórios?

Nessa seção será apresentado um exemplo prático da utilização do estudo destes dados e seus benefícios ao gerenciamento de reservatórios a partir de um par de poços injetor e produtor do PPSBS. Ambos os poços tinham completação inteligente e, por conseguinte, tinham medição de pressão e temperatura em cada um dos intervalos em questão. O injetor em questão é um poço completação inteligente 2 intervalos, e o produtor 3 intervalos, conforme figura 1.7.

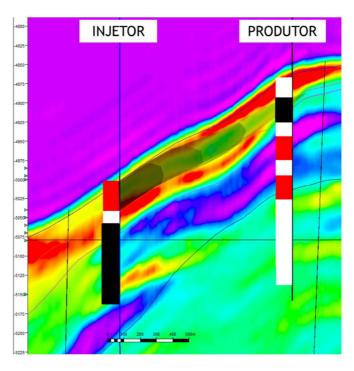


Figura 1.7 - Configuração esquemática de um par de poços do PPSBS onde foi identificado o fenômeno. Vermelho representa intervalo aberto e preto intervalo fechado

O poço injetor iniciou sua operação através de injeção de gás em out/2015 pelo intervalo superior apenas (a ICV inferior foi totalmente fechada) enquanto que o produtor iniciaria sua operação 6 meses após o injetor, produzindo pelo intervalo intermediário e inferior, enquanto o intervalo superior, que estaria alinhado estratigraficamente com o injetor, permaneceria fechado.

Com a configuração da figura 1.7 respeitada, o poço produtor deveria iniciar sua operação sem que houvesse chegada de fluido injetado. Entretanto, o mesmo iniciou sua operação com RGO cerca de 25% superior a razão de solubilidade, indicando que houve chegada prematura de gás injetado no par injetor. Uma visão esquemática está mostrada na figura 1.8.

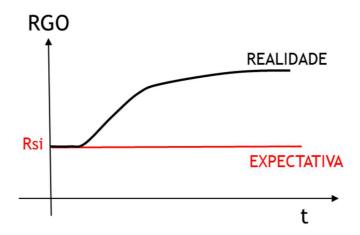


Figura 1.8 - Representação esquemática da expectativa de RGO no produtor e a realidade observada

Durante as avaliações de gerenciamento para identificação das causas desse evento inesperado observou-se um perfil incomum no dado de temperatura dos PDGs do injetor, conforme abaixo. Tais assinaturas (Figura 1.9) estariam indicando, de forma empírica, que ambos os intervalos teriam sidos resfriados, ou seja, teriam tido contato direto com o fluido frio injetado no poço. Isso só deveria ocorrer caso ambas as ICVs estivessem abertas ao fluxo, porém a ICV inferior estaria fechada.

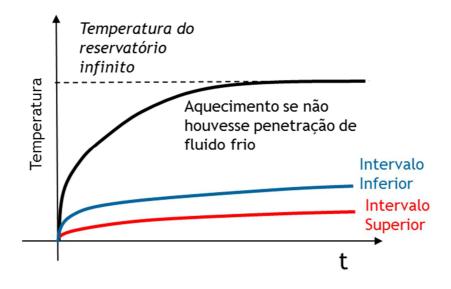


Figura 1.9 - Representação esquemática do perfil de aquecimento dos intervalos do poço injetor, indicando que ambos teriam tido percolação de fluido frio

A partir disso detectou-se que houve um cenário de perda de seletividade no poço injetor, e ambos os intervalos estariam submetidos a fluxo de gás injetado. Assim o intervalo inferior, que está estratigraficamente alinhado ao intermediário do produtor, canalizou gás no produtor, conforme indicado na figura 1.10.

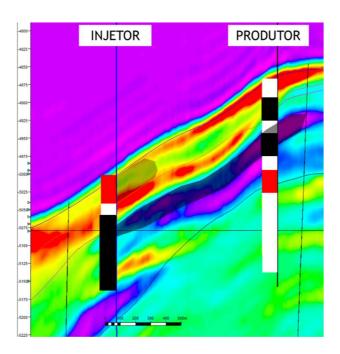


Figura 1.10 - Redefinição do modelo conceitual a partir das informações obtidas pelo dado de temperatura

Finalmente ajustou-se as ICVs do poço produtor de forma a reduzir a RGO, maximizando a produção. Isso só foi possível pois os dados de temperatura, tão pouco explorados historicamente, acusaram que havia alguma inconformidade com o poço injetor. Tal fato não tinha sido observado com nenhum outro tipo de dado, mas apenas com o perfil de aquecimento dos intervalos do poço injetor. Como houve perda de seletividade hidráulica os dados de pressão não ajudariam nesse tipo de avaliação.

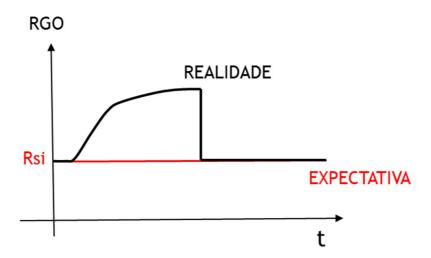


Figura 1.11 - Representação esquemática do perfil de RGO do poço produtor após o fechamento da ICV do intervalo intermediário

Esse caso real, descrito nessa seção, tem por objetivo apresentar como esse dado pode ser rico para o gerenciamento de reservatórios. Todavia é importante destacar que a condição de regime de estática não é condição usual de operação de um poço. Os períodos de tempo como utilizado nesse estudo de caso não costumam superar 10 dias e, em sua maioria, não tem mais de 48h.

A metodologia que se propõe estudar nesse trabalho tem por objetivo maximizar o valor dessas informações, extraindo o máximo que se pode obter a partir do tempo não produtivo de um poço, e de um dado que se obtém sem custo e em alta frequência, uma vez que o equipamento já esteja instalado.

Também é importante ressaltar que, embora o estudo de caso que fora apresentado nessa seção motive o trabalho a partir da injeção de gás o trabalho foi desenvolvido para casos de injeção de água, uma vez que a metodologia é menos complexa (não demandando desenvolvimento de Equações de Estado, Leis de Transferência de Massa, etc), porém permite avaliar o fenômeno de maneira completa. Avaliações que permitam estudar o comportamento para injeção de gás serão recomendações para trabalhos futuros.

1.4. OBJETIVOS

Dessa forma pode-se resumir os objetivos deste trabalho em 2 principais. São eles:

- Estudar cientificamente o fenômeno empírico observado, que não tem sido focado pela indústria, e explicar o que o causa e o que pode-se extrair dele;
- Responder a pergunta: é possível estimar qual a fração efetivamente injetada em cada intervalo apenas através do estudo da sua assinatura de reaquecimento no regime de estática?

Além destes outros objetivos secundários surgiram ao longo do processo de pesquisa, dentre os quais cito:

- Avaliar e propor relações entre os perfis da frente de avanço de temperatura e de saturação, de forma a ser possível obter a frente de saturação de fluido de maneira direta a partir apenas do perfil de aquecimento de poços injetores;
- Avaliar quais os parâmetros que tem maior impacto sobre o perfil de aquecimento dos poços. É possível extrair alguma informação geológica a partir desses dados?

1.5. ESTRUTURA DA DISSERTAÇÃO

Essa dissertação está estruturada em 7 capítulos, divididos conforme abaixo:

1. INTRODUÇÃO E OBSERVAÇÃO DO FENÔMENO

Na seção será apresentada de forma direta a motivação de trabalho, bem como apresentar características associadas a um poço injetor típico do Pré-Sal brasileiro. Será apresentado a descrição do problema físico que será objeto de estudo ao longo desta dissertação. Ademais serão apresentados exemplos práticos em que fora observado o fenômeno e apresentados os objetivos desse trabalho.

2. REVISÃO BIBLIOGRÁFICA

Nessa seção será apresentada uma rápida revisão de trabalhos encontrados na literatura que abordem assuntos correlatos aqueles estudados nessa dissertação, bem como os mesmos contribuíram para o seu desenvolvimento.

3. MODELAGEM MATEMÁTICA DA EQUAÇÃO DE BALANÇO DE ENERGIA

Nessa seção será descrita toda a forma de modelagem matemática do problema físico, bem como a apresentação das equações relevantes para o modelo proposto. Será também discutida a necessidade de avalição de diversos termos dos equacionamentos em

questão (Equação da Difusividade Hidráulica e Equação de Balanço de Energia), bem como a aplicação dos mesmos ao longo do trabalho.

4. MODELAGEM DIRETA DO PROBLEMA PROPOSTO

Essa seção se dedica a discorrer sobre a implementação numérica do modelo apresentado na seção anterior, destacando os acoplamentos envolvidos, as equações relevantes discretizadas em coordenadas cilíndricas, bem como a metodologia de solução numérica do problema proposto. Serão apresentadas as formas de solução para os campos de pressão, velocidades e temperatura.

5. RESULTADOS E SENSIBILIDADES DA IMPLEMENTAÇÃO NUMÉRICA DO PROBLEMA PROPOSTO

Nessa seção serão apresentadas todas as premissas que foram aplicadas para viabilizar a solução numérica proposta, suas abordagens, valores assumidos e considerações sobre os mesmos. Também serão apresentados os resultados da implementação e testes de sensibilidade dos parâmetros relevantes e testes de robustez de algumas das premissas que foram assumidas ao longo do trabalho.

6. PROBLEMA INVERSO: AJUSTE DOS DADOS SINTÉTICOS E REAIS A PARTIR DO MODELO NUMÉRICO PROPOSTO

Nessa seção apresentaremos resultados sintéticos obtidos a partir de condições controladas de injeção de água em modelos radiais de reservatório e simuladas no software comercial STARS 2017, da suíte CMG e serão apresentados 3 conjuntos de dados reais obtidos junto a Petrobras, de poços do PPSBS. Os dados simulados servirão como base para calibração do modelo proposto, de forma a avaliar se o mesmo é preciso o suficiente para ser replicado em dados de campo. Finalmente, apresentaremos os resultados do problema inverso quando aplicado a dados de campo.

7. CONCLUSÕES E RECOMENDAÇÕES DE TRABALHOS FUTUROS

Por fim essa seção se dedicará a discutir as conclusões do trabalho desenvolvido, o que foi aprendido, e em que o modelo proposto é limitado. Além disso, serão sugeridas ações de continuidade do trabalho, com recomendações para trabalhos futuros.

2. REVISÃO BIBLIOGRÁFICA

Nesse capítulo serão apresentados e discutidos alguns trabalhos que foram realizados e publicados sobre temas correlatos aqueles abordados nesse trabalho, como modelagem térmica em poços injetores, análise de dados em PDGs, estudos de comportamento de dados de temperatura em poços, entre outros.

O objetivo desse capítulo é cobrir o que tem sido pesquisado na indústria e na academia sobre o tema e assim reforçar a ideia defendida neste trabalho de que o mesmo apresenta um caráter inovativo nas abordagens e nas informações que se deseja obter dos dados disponíveis.

Um dos autores que tem sido mais produtivo nessa área de pesquisa, Roland Horne, em seu paper clássico publicado em 2007 na Journal of Petroleum Technology (JPT) Horne (2007) apresenta todo o histórico da implementação dos PDGs na indústria. É citado que o primeiro equipamento que se tem notícia data de 1963, e na época de publicação do paper era esperado que mais de 10,000 PDGs estivessem instalados e em utilização pela indústria. Nesse artigo o autor busca demostrar o qual rica é a informação dos PDGs para o monitoramento do reservatório, bem como a complexidade de ser analisar seus dados obtidos de forma contínua. Ademais são apresentadas diversas funções dos PDGs que são usualmente aplicadas na indústria, mas nenhuma delas é referente a dados de temperatura. Por fim o autor afirma que caso a indústria deseje maximizar o valor que pode ser obtido a partir desses equipamentos é fundamental que novos algoritmos e metodologias continuem a ser desenvolvidas. E é nesse contexto que a metodologia apresentada nesse trabalho se insere.

Buscando todas as bases de publicações sobre tratamento de dados obtidos em PDGs nota-se que a sensível maioria deles foca em dados de pressão para melhor caracterização do reservatório. Os poucos artigos que abordam o tratamento e estudos dos dados de temperatura tem um foco usual em dados de regime de fluxo de poços produtores e injetores (que representa o maior período ada vida útil de um poço) e também para caracterização e avaliação do processo de acificação e faturamento hidráulico.

O trabalho que mais se aproxima dos assuntos abordados nessa dissertação é Platenkamp (1985). Nesse artigo o autor tem como seu objeto de estudo poços injetores de água fria em reservatórios com temperatura original, um problema muito semelhante ao proposto nessa dissertação. Entretanto, existem diferenças evidentes, sendo a principal delas o objetivo e o período de análise. O artigo em questão objetiva avaliar se e como a injeção de fluido frio impacta na evolução da injetividade de um poço. Na época questões completação seletiva sequer estavam disponíveis para implementação.

Outro assunto pouco explorado na literatura analisada são os métodos analíticos de transferência de calor em poços de petróleo. O trabalho seminal é de Ramey (1962), que fora o primeiro artigo a abordar métodos de estimativa de temperatura da formação em poços produtores e injetores. Seu trabalho tinha viés analítico e se baseou apenas em equações de balanço de massa e energia simplificadas. Uma revisão do supracitado trabalho foi publicada por Hagoort (2004), onde é proposta uma análise crítica do modelo de Ramey e definidos critérios para sua aplicabilidade. Finalmente novos modelos para estimativa analítica da transferência de calor entre poço e formação foram propostos por Duru *et al.* (2010), que também tem o propósito de apresentar como os dados de temperatura podem ser aplicados para obtenção de parâmetros geológicos, embora sejam pouco utilizados para tal.

Mais recentemente um maior número de trabalhos tem sido publicados sobre o tratamento de dados de temperatura obtidos em PDGs, a maioria aplicando métodos de aprendizado de máquina. Dentre eles destacam-se Wu *et al.* (2013), Tian *et al.* (2015) e Tian *et al.* (2017). Todavia todos eles focam nos métodos de aprendizado de máquina e nas leituras obtidas por PDGs em regime de fluxo de poços, com objetivo de fornecer alternativas mais precisas para estimativa da temperatura de fundo.

Dessa forma a dissertação em questão tem como objeto de estudo dados pouco estudados pela indústria ou pela academia, bem como traz objetivos inovadores pouco usuais para a utilização dos dados de leitura contínua de temperatura pelos PDGs.

3. MODELAGEM MATEMÁTICA DO DE BALANÇO DE ENERGIA

3.1. MODELAGEM MATEMÁTICA ANALÍTICA

É adequado que qualquer avaliação sobre o comportamento da temperatura no reservatório seja em regime de estática, devido ao menor ruído dos dados. Além disso, em regime de fluxo as leituras são governadas pela transferência de calor ao longo das linhas de injeção do poço, e menos da resposta do reservatório. Embora esta abordagem, subentenda um regime sem fluxo no meio poroso propõe-se uma modelagem da EBE (Equação de Balanço de Energia) com todos os termos relevantes, incluindo aqueles dependem de deslocamento, como advecção e dissipação viscosa. Segundo Incropera *et al* (2015) estes são:

- 1. Efeito transiente
- 2. Condutividade térmica
- 3. Advecção
- 4. Compressão
- 5. Dissipação viscosa

Como o modelo apresentado acima não considera diferença de cota, o efeito gravitacional foi descartado. A escolha do modelo mais completo da EBE se deu para facilitar trabalhos futuros, embora seja sabido que os termos de advecção, compressão e dissipação viscosa tenham efeito pequeno para injeção de água em regime de estática. Desenvolvendo cada um dos termos citado acima tem-se:

3.1.1 Termos de Efeito Transiente

Também conhecido como termo de acúmulo, representa a componente que correlaciona a evolução da temperatura (θ) de um sistema com o tempo (t), sendo dependente da capacidade térmica a pressão constante do sistema (cp) e da densidade do mesmo (ρ) (Incropera et~al, 2015).

$$c_p \rho \frac{\partial \theta(r, t)}{\partial t} \tag{3.1}$$

3.1.2 Termos de Condutividade Térmica

Representa a parcela da transferência de calor através do efeito condutivo, sem que haja movimentação fluida, como ocorre no caso da advecção e da dissipação viscosa. A condutividade depende da constante de condutividade térmica do material (no nosso caso seria o reservatório saturado de óleo e fluido injetado), e da distância entre 2 pontos (Incropera *et al*, 2015).

$$-k\frac{\partial\theta^2(r,t)}{\partial^2r}\tag{3.2}$$

3.1.3 Termo Advectivo

Ao contrário dos 2 termos anteriores o termo advectivo é dependente e totalmente associado a movimentação fluida dentro do sistema considerado, ou seja, da velocidade dos fluidos no reservatório. Apesar de estarmos considerando um período de estática de produção ainda é observado um período curto de acomodação dos fluidos no reservatório, que costumam durar dentre o momento de parada de injeção até a completa estagnação de pressão. Como a região onde tem-se a maior velocidade no momento de parada são as proximidades do poço opta-se por manter esse termo no equacionamento, embora sua relevância não seja grande na solução final (Incropera *et al*, 2015).

$$c_p \rho v_r(r, t) \frac{\partial \theta(r, t)}{\partial r} \tag{3.3}$$

3.1.4 Termo Compressivo

O termo compressivo é função, naturalmente, da compressibilidade do sistema estudado, no caso do reservatório de petróleo. Em sistemas incompressíveis, como rochas maciças por exemplo, esse termo pode ser desconsiderado. Entretanto, como estamos avaliando um sistema composto em parte por uma rocha porosa saturada por óleo a compressibilidade, embora pequena, existe e não será descartada a priori. Assim esse trabalho se propõe a considerar o termo compressivo abaixo, que depende do coeficiente de expansão térmica do sistema (β), da porosidade do reservatório e também da variação de pressão a qual os fluidos do reservatório são submetidos (Incropera *et al*, 2015).

$$\beta \phi \theta(r,t) \frac{\partial P(r,t)}{\partial t} \tag{3.4}$$

3.1.5 Termo de Dissipação Viscosa

A dissipação viscosa corresponde a transformação da energia mecânica (que no nosso caso seria basicamente cinética) em calor. Essa componente tradicionalmente é pronunciada em regimes turbulentos, onde as elevadas velocidades aceleram a perda de calor por fricção. No nosso caso, a exemplo do descrito no termo advectivo, as velocidades envolvidas são baixas e atuam por um curto tempo. Entretanto, consideraremos a dissipação viscosa na solução global, tornando-a mais geral possível (Incropera *et al*, 2015).

$$\Delta z v_r(r,t) \left[\beta \theta(r,t) \frac{\partial P(r,t)}{\partial t} - \frac{\partial P(r,t)}{\partial t} \right]$$

$$= \Delta z v_r(r,t) \frac{\partial P(r,t)}{\partial t} [\beta \theta(r,t) - 1]$$
(3.5)

3.1.6 Desenvolvimento da Equação do Balanço de Energia

Como resultad a equação de balanço de energia que descreve o perfil de aquecimento de um poço injetor em regime de estática (período de *build-up*) é dada por:

$$cp \rho \frac{\partial \theta(r,t)}{\partial t} = -k \frac{\partial \theta^{2}(r,t)}{\partial^{2}r} + cp\rho v_{r}(r,t) \frac{\partial \theta(r,t)}{\partial r} + \beta \phi \theta(r,t) \frac{\partial P(r,t)}{\partial t} + \Delta z v_{r}(r,t) \frac{\partial P(r,t)}{\partial t} [\beta \theta(r,t) - 1]$$
(3.6)

3.1.7 Termo de Acoplamento Térmico entre Intervalos

Entretanto, como vimos acima, será necessário acoplar a solução da equação de balanço de energia dos 2 intervalos reservatório. Tal procedimento é necessário pois resfria-se ambos os intervalos simultaneamente e, como o intervalo dito "não reservatório", embora seja considerado um selo hidráulico, não deve apresentar

propriedades isolantes térmicas, ele permite a condução térmica entre os 2 intervalos reservatório(Ozisik, 2002). A figura 3.1 indica a modelagem do termo de acoplamento térmico entre os 2 intervalos avaliados.

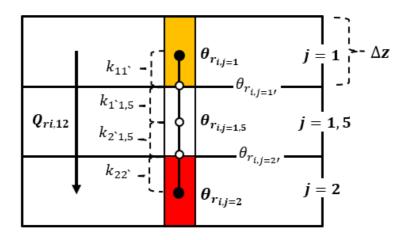


Figura 3.1 – Diagrama do modelo conceitual aplicado para definir a interação térmica entre os 2 intervalos

Como a figura acima indica deve haver um fluxo térmico entre os 2 intervalos devido ao gradiente térmico entre a camada j=1 e a camada j=2 através do intervalo não reservatório, que nessa modelagem foi tratado como camada j=1,5. Nesse caso seria adequado introduzir o conceito de resistência térmica, fruto de analogia direta entre a condução térmica e a condução elétrica. Por definição:

$$R_{j_1 j_2} = \frac{\theta_{j2} - \theta_{j1}}{Q_{j1j2}} = \frac{L}{kA}$$
 (3.7)

Por conseguinte, é possível assumir que o esquema explícito na figura 5 pode ser definido como um circuito em série, onde, também por definição:

$$R_{1,2} = R_{1,1} + R_{1,1,5} + R_{2,1,5} + R_{2,2}$$
(3.8)

Portanto:

$$\frac{2}{k_{12}} = \frac{1/2}{k_{11}} + \frac{1/2}{k_{115}} + \frac{1/2}{k_{215}} + \frac{1/2}{k_{22}} \tag{3.9}$$

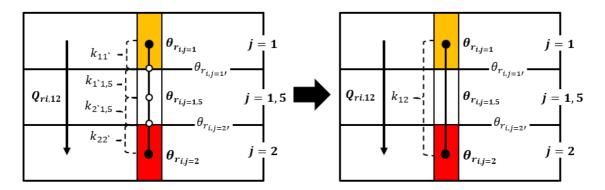


Figura 3.2 – Diagramas esquemáticos do acoplamento térmico entre os 2 intervalos avaliados sendo tratados como equivalente de circuito térmico

Admite-se que na modelagem pode-se assumir que $k_{1`1,5}=k_{2`1,5}=k_{1,5},\,k_{11`}=k_1$ e $k_{22`}=k_2$. Portanto:

$$\frac{4}{k_{12}} = \frac{1}{k_1} + \frac{2}{k_{1.5}} + \frac{1}{k_2} \tag{3.10}$$

Assim:

$$k_{12} = \frac{4k_1k_{1,5}k_2}{k_1k_{1,5} + 2k_1k_2 + k_{1,5}k_2}$$
 (3.11)

Por fim o termo de acoplamento seria dado por:

$$k_{12}A\frac{\left(\theta_{j=2}-\theta_{j=1}\right)}{2\Delta z} \to \pi(r_i^2-r_{i-1}^2)k_{12}\frac{\left(\theta_{j=2}-\theta_{j=1}\right)}{2\Delta z}$$
 (3.12)

Desta forma, além de surgir mais uma componente na equação de balanço de energia descrita acima a solução se torna interativa devido ao acoplamento entre as 2 equações. Portanto escreve-se a equação de balanço de energia como:

$$cp_{j}\rho_{j}\frac{\partial\theta_{j}(r_{j},t)}{\partial t}$$

$$=-k_{j}\frac{\partial\theta_{j}^{2}(r_{j},t)}{\partial^{2}r_{j}}+cp_{j}\rho_{j}v_{r_{j}}(r_{j},t)\frac{\partial\theta_{j}(r_{j},t)}{\partial r_{j}}$$

$$+\beta_{j}\phi_{j}\theta_{j}(r_{j},t)\frac{\partial P_{j}(r_{j},t)}{\partial t}$$

$$+\Delta z_{j}v_{r_{j}}(r_{j},t)\frac{\partial P_{j}(r_{j},t)}{\partial t}[\beta_{j}\theta_{j}(r,t)-1]$$

$$+\pi(r_{i}^{2}-r_{i-1}^{2})k_{12}\frac{(\theta_{j-2}-\theta_{j-1})}{2\Delta z}$$

$$(3.13)$$

Na equação (3.13) o sobescrito j representa o intervalo de interesse, podendo ser 1 (superior) ou 2 (inferior). Já o termo k_{12} representa a condutividade térmica do intervalo dito "não reservatório".

3.2. DISCRETIZAÇÃO NUMÉRICA DA EQUAÇÃO DO BALANÇO DE ENERGA

De forma a melhor avaliar o acoplamento poço-reservatório será utilizado um grid radial, com as propriedades relevantes para solução do problema distribuídas ao longo dos anéis. Como forma de simplificação os intervalos de interesse não foram discretizados na vertical, de modo que a modelagem numérica que será desenvolvida e apresentada no próximo capítulo será baseada em 2 grids unidimensionais acoplados através da equação (3.13).

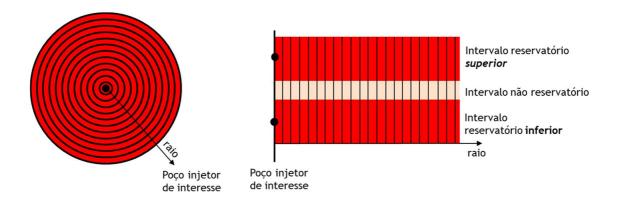


Figura 3.2 – Diagramas esquemáticos do modelo de acoplamento poço-reservatório em coordenadas radiais, aplicado para a solução do problema proposto

Finalmente é possível discretizarmos a equação (3.13) em coordenadas cilíndricas, para melhor representar a geometria próxima do poço injetor de interesse. Assim tem-se:

$$\left[\frac{cp_{j}\,\rho_{j}}{2\Delta r}v_{r_{i},j}^{tn} - \left(1 - \frac{1}{2i}\right)\frac{k_{j}}{\Delta r^{2}}\right]\theta_{r_{i-1},j}^{tn}
+ \left[\frac{cp_{j}\rho_{j}}{\Delta t} - 2\frac{k_{j}}{\Delta r^{2}} - \frac{\beta_{j}\phi_{j}}{2\Delta t}\left(P_{r_{i+1},j}^{tn} - P_{r_{i-1},j}^{tn}\right) - \frac{\Delta z_{j}\beta_{j}v_{r_{i},j}^{tn}}{2\Delta r}\left(P_{r_{i+1},j}^{tn} - P_{r_{i-1},j}^{tn}\right) + k_{12}\right]\theta_{r_{i},j}^{tn}
+ \left[-\frac{cp_{j}\,\rho_{j}}{2\Delta r}v_{r_{i},j}^{tn} + \left(1 + \frac{1}{2i}\right)\frac{\lambda}{\Delta r^{2}}\right]\theta_{r_{i+1},j}^{tn} =
= \left[-\frac{cp_{j}\,\rho_{j}}{\Delta t}\theta_{r_{i},j}^{tn-1} + \frac{\Delta z\beta_{j}v_{r_{i-1},j}^{tn}}{2\Delta r}\left(P_{r_{i-1},j}^{tn} - P_{r_{i-1},j}^{tn}\right) + k_{r_{i}12}\theta_{r_{i},j}^{tn}\right]$$

$$(3.14)$$

4. MODELAGEM DIRETA DO PROBLEMA PROPOSTO

4.1. CAMPO DE PRESSÃO – EQUAÇÃO DA DIFUSIVIDADE HIDRÁULICA

O acoplamento entre a Equação do Balanço de Energia (EBE) e Equação da Difusividade Hidráulica (EDH) se dá nas 2 direções, porém em termos distintos. Vejam que a EBE impacta a solução da EDH apenas através das estimativas dos parâmetros de fluido, como viscosidade e compressibilidade. Entretanto, na direção oposta, da EDH para EBE, o acoplamento se dá em várias frentes, como nos termos advectivo, compressivo e de dissipação viscosa. A figura 4.1 apresenta a representação esquemática do acoplamento.

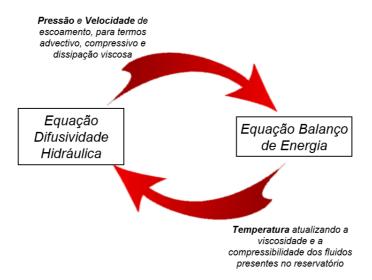


Figura 4.1 – Diagramas esquemáticos do acoplamento de 2 vias entre a Equação de Balanço de Energia (EBE) e a Equação de Difusividade Hidráulica (EDH)

Para o período de estática a Equação da Difusividade Hidráulica pode ser escrita conforme abaixo (Rosa *et al*, 2006).

$$\frac{\partial^2 P(r,t)}{\partial r^2} = \frac{\phi \mu(\theta) c_t(\theta)}{k} \frac{\partial P(r,t)}{\partial t}$$
(4.1)

Em coordenadas cilíndricas a equação acima será discretizada como:

$$\left(1 + \frac{1}{2i}\right)P_{r_{i+1}}^{tn} - 2P_r^{tn} + \left(1 - \frac{1}{2i}\right)P_{r_{i-1}}^{tn} = a\frac{\Delta r^2}{\Delta t}(P_{ri}^{tn+1} - P_{ri}^{tn}) \tag{4.2}$$

Onde $a = \phi \mu c_t/k$.

Como mostra a equação (4.2), bem como o diagrama da Figura 4.1, o acoplamento da EBE em direção a EDH se dá através das propriedades de fluido do reservatório (viscosidade e compressibilidade). A figura 4.2 reflete como pressão e temperatura influenciam em tais propriedades, gerando a necessidade do acoplamento.

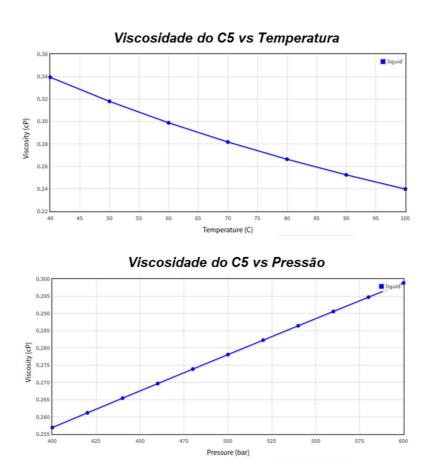


Figura 4.2 – Curvas de variação da viscosidade do C5 contra temperatura (superior) e pressão (inferior) (Reid *et al*, 1987).

Para as condições de contorno do problema em questão tem-se que:

i. Condição de contorno externa da EDH (CCE)

$$\lim_{r \to \infty} P(r, t) = P_{\infty} \tag{4.3}$$

Ao discretizar-se em coordenadas cilíndricas a equação acima tem-se com a expressão no contorno externo:

$$P_{r_m}^t = P_{\infty} \tag{4.4}$$

Sendo o sobescrito r_m o elemento mais afastado do poço no grid de trabalho.

ii. Condição de contorno interna da EDH

A condição de contorno interna seria dada pela Equação de Darcy definida no ponto do poço. Porém, como o mesmo está em regime de estática, a vazão associada ao delta de pressão é nula. Neste sentido:

$$q_w = -\frac{k}{\mu} \frac{\partial P}{\partial r} = 0 \tag{4.5}$$

Discretizando a equação acima em coordenadas cilíndricas tem-se que:

$$\frac{\partial P}{\partial r} = \frac{P_{r_{i+1}} - P_{r_i}}{\Delta r} = 0 \tag{4.6}$$

$$P_{r_0} = P_{r_1} (4.7)$$

Portanto, nos contornos, tem-se na EDH discretizada que:

i.
$$r \to \infty$$
 $P_{r_m}^t = P_{\infty}$
ii. $r \to 0$ $P_{r_0}^t = P_{r_1}$

ii.
$$r \rightarrow 0$$
 $P_{r_0} = P_{r_1}$

Já a condição inicial de pressão ao longo do grid será fornecida como entrada do problema. Importante lembrar só é conhecida a pressão ao longo do tempo no ponto $r \rightarrow$ rw. Assim o campo de pressão inicial em cada intervalo e ao longo do grid é admitido como entrada pelo usuário, dada a imposição de vazão durante a operação do poço, ou seja, em tempos imediatamente anteriores ao fechamento.

Por fim o tratamento da EDH conforme apresentada será dada na forma matricial $\mathbf{A}_{P}^{tn}\mathbf{P}^{tn}=\mathbf{B}_{P}^{tn}$, onde A e B compõe as matrizes de coeficientes tri-diagonal abaixo:

$$\mathbf{A_P^{tn}} = \begin{bmatrix} 1 & 0 & 0 & 0 & \dots & 0 \\ a_{12} & a_{22} & a_{32} & 0 & \dots & 0 \\ 0 & a_{23} & a_{33} & a_{43} & \dots & 0 \\ \vdots & \ddots & \ddots & \ddots & \dots & \vdots \\ 0 & 0 & \cdots & a_{m-2.m-1} & a_{m-1.m-1} & a_{m,m-1} \\ 0 & 0 & 0 & 0 & \dots & 1 \end{bmatrix}^{tn}$$
(4.8)

Os termos a_{ii} são calculados a partir de:

i.
$$i < j \rightarrow a_{ji} = 1 - \frac{1}{2i}$$

ii.
$$i > j \rightarrow a_{ji} = 1 + \frac{1}{2i}$$

i.
$$i < j \rightarrow a_{ji} = 1 - \frac{1}{2i}$$

ii. $i > j \rightarrow a_{ji} = 1 + \frac{1}{2i}$
iii. $i = j \rightarrow a_{ji} = -\left(2 + a\frac{\Delta r^2}{\Delta t}\right)$

$$\mathbf{B_{P}^{tn}} = \begin{bmatrix} b_{11}^{P} \\ b_{22}^{P} \\ b_{33}^{P} \\ \vdots \\ b_{mm}^{P} \end{bmatrix}^{tn}$$
(4.9)

Os termos b_{ii} são calculados por $b_{ii} = -a \frac{\Delta r^2}{\Delta t} P_i^{tn-1}$.

Como foi comentado, o coeficiente a é função da viscosidade dos fluidos do reservatório e da compressibilidade total do sistema. Portanto, o mesmo passa ser função da temperatura, que será calculada através da Equação de Balanço de Energia. Como foi observado na figura 4.2 a viscosidade varia em aproximadamente 1% para cada 1°C. Assim adota-se como premissa que o valor de $\mu^{tn} = \mu(\theta^{tn}, P^{tn}) = \mu(\theta^{tn-1}, P^{tn-1})$. Para que isso seja verdade, todavia, é necessário que o tamanho dos passos de tempos sejam pequenos o suficiente para não causar variações muito grosseiras na temperatura de um passo de tempo para o outro.

$$\mu_{fri}^{tn} = So_{ri}.\,\mu_o(\theta^{tn-1}, P^{tn-1}) + (1 - So_{ri}).\,\mu_{inj}(\theta^{tn-1}, P^{tn-1})$$
(4.10)

Vale ressaltar também que como o reservatório está em regime estático não é esperado que se observem variação significativas de saturação ao longo do tempo. Portanto, considera-se que $So_{ri}^{tn} = So_{ri}^{t=0}$.

Dessa forma a solução da matriz de pressão do grid trabalho, no tempo t^n será dada pela solução da equação matricial $\mathbf{A^{tn}P^{tn}} = \mathbf{B^{tn}}$, que, por sua vez, seria:

$$\mathbf{P^{tn}} = (\mathbf{A_P^{tn}})^{-1} \mathbf{B_P^{tn}} \tag{4.10}$$

A Figura 4.3 apresenta a solução da difusividade hidráulica ao longo do reservatório modelado conforme grid cilíndrico utilizado ao longo do tempo para diferentes posições afastando-se do reservatório. Já a Figura 4.4 apresenta a solução da EDH ao longo do raio para diferentes tempos.

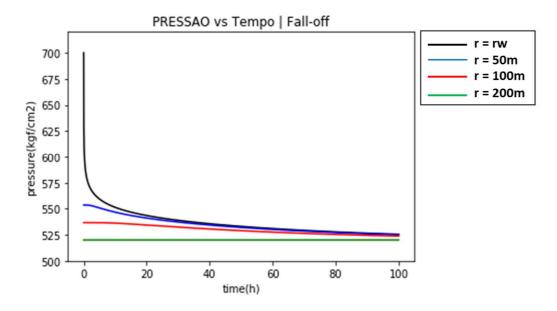


Figura 4.3 – Perfil de fall-off de pressão vs tempo para diferentes posições no reservatório, conforme legenda, durante período de estática

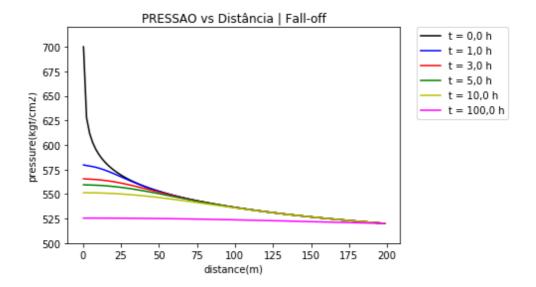


Figura 4.4 – Perfil de fall-off de pressão vs distância a partir da posição do poço (r → rw) durante período de estática para diferentes tempos, conforme legenda

4.2. CAMPO DE VELOCIDADES

De posse do campo de pressão ao longo do reservatório é possível avaliar também o perfil de velocidades no reservatório ao longo do período de regime estático. Tais velocidades são importantes para as componentes de advecção e dissipação viscosa.

A velocidade em cada célula do grid cilíndrico será obtida a partir da soma vetorial das vazões nas 2 fáceis da célula em contato com a vizinhança. As vazões que atravessam cada face serão calculadas a partir da Equação de Darcy, conforme abaixo (Dake, 2001).

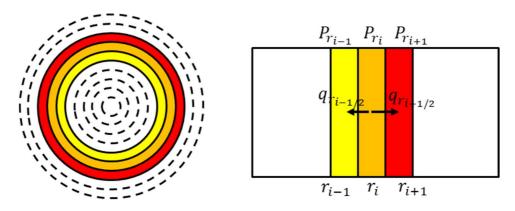


Figura 4.5 – Visão esquemática para avaliação da velocidade em um ponto i, que depende das condições de pressão da vizinhança. A esquerda tem-se a vista de topo e a direita a vista em corte

$$q_{ri}^{tn} = At_{ri}v_{ri}^{tn} = (2\pi r_i \Delta z)v_{ri}^{tn} = q_{r_{i+\frac{1}{2}}}^{tn} - q_{r_{i-\frac{1}{2}}}^{tn}$$
(4.12)

$$v_{ri}^{tn} = \frac{k/\mu}{2\pi r_i \Delta z} \left[\left(\frac{\partial P}{\partial r} \right)_{r_{i-\frac{1}{2}}}^{tn} - \left(\frac{\partial P}{\partial r} \right)_{r_{i+\frac{1}{2}}}^{tn} \right]$$
(4.13)

Discretizando a equação (4.13) em coordenadas cilíndricas tem-se a seguinte solução:

$$v_{ri}^{tn} = -\frac{k/\mu}{2\pi r_i \Delta z \Delta r} \left[P_{r_i+1}^{tn} - 2P_{r_i}^{tn} + P_{r_i-1}^{tn} \right]$$
(4.14)

As figuras 4.6 e 4.7 apresentam o perfil de velocidade ao longo do reservatório em diferentes tempos a partir do início do período de estática, bem como a mudança de velocidade ao longo do tempo na posição de maior velocidade, que é a posição do poço $(r \rightarrow rw)$.

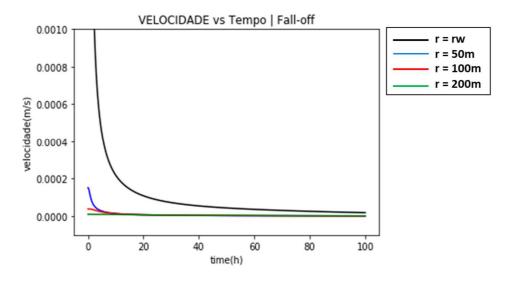


Figura 4.6 – Perfil da velocidade dos fluidos no meio poroso em diferentes posições do reservatório ao longo do tempo, em m/s

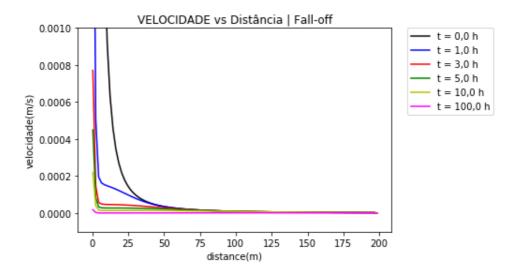


Figura 4.7 – Perfil da velocidade dos fluidos no meio poroso ao longo do reservatório para diferentes tempos após o início da estática, em m/s

Conforme discutido anteriormente, evidencia-se pelas figuras 4.6 e 4.7 que a velocidade dentro do reservatório cai de forma muito rápida, principalmente em reservatórios de maior transmissibilidade. Assim vemos que na posição do poço a mesma tende a zero mas não atinge necessariamente esse nível no tempo avaliado. Isso se dá pelo fato de a janela de tempo considerada ser insuficiente para o atingimento do regime estático pleno, como mostrado na figura 4.6.

Todavia vemos que a 25m de distância do poço a velocidade chega a zero em menos de 10h. Isso nos permitiria afirmar que os efeitos advectivos e de dissipação viscosa só atuarão muito próximo ao poço, mas, como há uma acomodação fluida ao longo do tempo mesmo em regime de estática não se entende ser razoável desconsiderar tais efeitos por premissa.

Finalmente, após as definições de como modelar e solucionar numericamente o problema da pressão, através da EDH, e da velocidade, através das Equações de Darcy, pode-se enfim seguir para a solução numérica da Equação de Balanço de Energia na sua forma quase completa, tal como apresentada neste trabalho. Com o acoplamento dela com as soluções supracitadas pode-se ter a correta modelagem do perfil de aquecimento observado em um poço injetor após a parada de injeção, sendo este perfil um forte indicativo dos campos de saturação e de resfriamento ao longo do reservatório, ambos associados diretamente a fração injetada em cada intervalo interesse.

4.3. CAMPO DE TEMPERATURA – EQUAÇÃO DO BALANÇO DE ENERGIA

A Equação de Balanço de Energia discretizada em coordenadas cilíndricas, conforme descrito na seção anterior, foi dada pela equação (3.14). Para solução dessa equação é necessário definirmos todas as propriedades térmicas e hidráulicas do reservatório.

4.3.1. Propriedades Térmicas do Reservatório - cp, ρ , k

No desenvolvimento da EBE as propriedades térmicas do sistema desenvolvem papel chave na resposta final. São elas: (i) capacidade térmica a pressão constante – cp, (ii) densidade - ρ e (iii) condutividade térmica - k. Ao termo $(k/cp \rho)$ dá-se o nome de difusividade térmica e mede a taxa de transferência de calor da maior para a menor temperatura em um dado material (Incropera $et\ al$, 2015).

Para o problema específico as propriedades térmicas se referem aos valores médios observados em cada célula de um reservatório de petróleo. A exemplo do apresentado na seção 4.1, tais propriedades, em particular cp e ρ , são função da temperatura e pressão no tempo avaliado, conforme indicam as figuras 4.8 e 4.9. Porém, admitindo-se que os time-steps são pequenos o suficiente para que não ocorram mudanças apreciáveis nestas grandezas de um momento no tempo para o outro, assume-se que:

$$cp^{tn} = cp(\theta^{tn}, P^{tn}) = cp(\theta^{tn-1}, P^{tn-1})$$
 (4.15)

$$\rho^{tn} = \rho(\theta^{tn}, P^{tn}) = \rho(\theta^{tn-1}, P^{tn-1})$$
(4.16)

Todas as propriedades em questão exercem relevante papel nos termos transiente, de condução e de advecção, sendo críticos para a solução final do campo de temperatura.

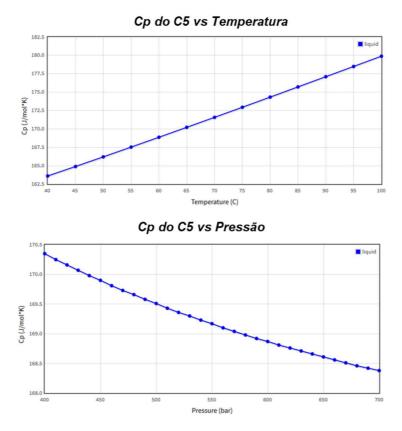
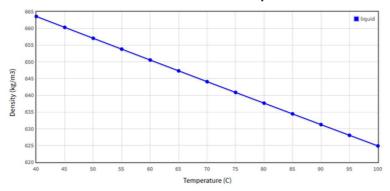


Figura 4.8 – Curvas de variação da capacidade térmica a pressão constante do C5 contra temperatura (superior) e pressão (inferior) (Reid *et al*, 1987).

Densidade do C5 vs Temperatura



Densidade do C5 vs Pressão

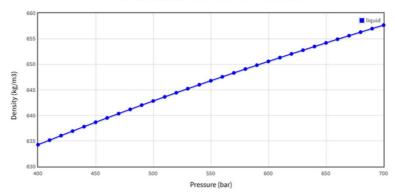


Figura 4.9 – Curvas de variação da densidade do C5 contra temperatura (superior) e pressão (inferior) (Reid *et al*, 1987).

Como estamos falando em propriedades térmicas médias do sistema todas devem ser calculadas conforme abaixo.

$$cp_{fri}^{tn} = So_{ri}.cp_{o}(\theta^{tn-1}, P^{tn-1}) + (1 - So_{ri}).cp_{inj}(\theta^{tn-1}, P^{tn-1})$$
(4.17)

$$\rho_{f_{ri}}^{tn} = So_{ri}. \rho_o(\theta^{tn-1}, P^{tn-1}) + (1 - So_{ri}). \rho_{inj}(\theta^{tn-1}, P^{tn-1})$$
(4.18)

$$k_{fri}^{tn} = So_{ri}.k_o(\theta^{tn-1}, P^{tn-1}) + (1 - So_{ri}).k_{inj}(\theta^{tn-1}, P^{tn-1})$$
 (4.19)

$$cp_{tri}^{tn} = \phi_{r_i} cp_{fri}^{tn} + (1 - \phi_{r_i}) cp_{rocha}$$
 (4.20)

$$\rho_{tri}^{tn} = \phi_{r_i} \rho_{fri}^{tn} + (1 - \phi_{r_i}) \rho_{rocha}$$
(4.21)

$$k_{tri}^{tn} = \phi_{r_i} k_{fri}^{tn} + (1 - \phi_{r_i}) k_{rocha}$$
(4.22)

A tabela 4.1 resume alguns valores médios das propriedades térmicas acima em pressão e temperatura compatíveis com o range de trabalho para petróleo, água e carbonatos típicos do Pré-Sal brasileiro.

Tabela 4.1 - Valores típicos médios das propriedades térmicas para petróleo, água e rochas carbonáticas ¹ (Reid *et al*, 1987) ² (Incropera *et al*, 2015)

	cp J/kg. K	ρ kg/m ³	k W/m. K
Petróleo a 1 bar e 25oC (std) ¹	167,04	620,83	0,1114
Petróleo a 600 bar e 60oC (cond. res) ¹	168,87	650,58	0,1277
Água a 1 bar e 25oC (std) ¹	75,34	997,04	0,6072
Água a 600 bar e 60oC (cond. res) ¹	73,36	1007,71	0,6827
Rocha Carbonática a 600 bar e 60oC²	909,20	2752,12	1,2893

4.3.2. Coeficiente de expansão térmica – β

O coeficiente de expansão térmica mede a compressibilidade de um dado sistema face a variações de temperatura, ou, em outras palavras, quanto seu volume varia em função de variações positivas ou negativas na temperatura. O termo compressivo que também compõe a EBE depende de forma direta do coeficiente em questão, ou seja: fluidos incompressíveis tem $\beta \to 0$, que anulam o peso do termo na solução final do campo de temperatura. Além do termo compressivo, o efeito de dissipação viscosa também tem influência da compressibilidade térmica.

$$\beta = \frac{1}{\rho} \left(\frac{\partial \rho}{\partial \theta} \right)_{Pote} \tag{4.23}$$

A tabela 4.2 apresenta diversos valores do coeficiente de expansão térmica para petróleo, água e carbonatos típicos do Pré-Sal brasileiro.

Tabela 4.2 - Valores típicos do coeficiente de expansão térmica para faixa de relevância de pressão e temperatura ¹ (Reid *et al*, 1987) ² (Incropera *et al*, 2015)

	β 1/K	
Petróleo a 600 bar e 60oC ¹	1,0 e-3	
Água a 600 bar e 60oC ¹	2,1 e-4	
Rocha Carbonática a 600 bar e 60oC ²	2,4 e-5	

4.3.3. Campo de Pressão

O campo de pressão, que exerce relevante papel tanto para o efeito compressivo quanto para dissipação viscosa, é calculado conforme apresentado na seção 4.1. O cálculo é realizado sempre no mesmo passo de tempo, uma vez que o acoplamento da EBE em direção a EDH é relativamente fraco e pode ser tratado a partir do passo de tempo anterior.

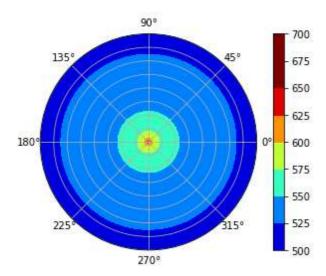


Figura 4.10 - Campo de pressão no tempo inicial ao longo do reservatório radial

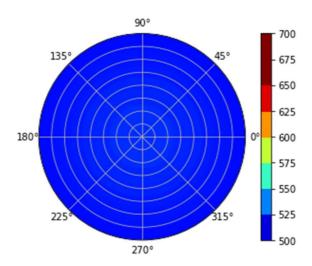


Figura 4.11 – Campo de pressão no tempo final de análise ao longo do reservatório radial

4.3.4. Campo de Velocidades

A forma de cálculo do campo de velocidades foi apresentado na seção 4.2. O mesmo também deve ser obtido no mesmo passo de tempo da EBE, alimentando a mesma em seus termos advectivo e de dissipação viscosa.

4.3.5. Campo de Temperatura – Solução da EBE

Uma vez apresentados o conjunto de parâmetros que servirá de insumo para a solução numérica da EBE pode-se dar continuidade a mesma, dada pela equação 4.14, onde todos os parâmetros, a exceção do campo de temperaturas $(\theta_{r_j}^{tn})$ serão insumos, que foram descritos acima. Escrevendo na forma matricial tem-se que:

$$\mathbf{A}_{1}\boldsymbol{\theta}_{r_{i-1}}^{t_{n}} + \mathbf{A}_{2}\boldsymbol{\theta}_{r_{i}}^{t_{n}} + \mathbf{A}_{3}\boldsymbol{\theta}_{r_{i+1}}^{t_{n}} = \mathbf{B}$$
 (4.24)

Como condições de contorno da EBE pode-se definir que:

i. Condição de contorno externa (CCE) de EBE

Da mesma forma que na EDH assume-se que o grid considerado é grande o suficiente para que o limite externo não tenha sido alterado pelo poço. Portanto:

$$\lim_{r \to \infty} \theta(r, t) = \theta_{\infty} \tag{4.25}$$

Ao discretizar-se em coordenadas cilíndricas a equação (4.25) obtém-se a expressão no contorno externo:

$$\theta_{r_m}^t = \theta_{\infty} \tag{4.26}$$

ii. Condição de contorno interna (CCI) da EBE

Como o grid cilíndrico é simétrico, pode-se afirmar que no contorno interno $(r \rightarrow rw)$ o fluxo térmico é nulo. Em outras palavras, pela Lei de Fourirer, tem-se:

$$k\frac{\partial\theta}{\partial r} = 0\tag{4.27}$$

Discretizando a equação acima em coordenadas cilíndricas tem-se que:

$$\frac{\partial \theta}{\partial r} = \frac{\theta_{r_{i+1}} - \theta_{r_i}}{\Lambda r} = 0 \tag{4.28}$$

$$\theta_{r_0} = \theta_{r_1} \tag{4.29}$$

Portanto, nos contornos, tem-se que:

iii.
$$r \to \infty$$
 $\theta_{r_m}^t = \theta_{\infty}$
iv. $r \to 0$ $\theta_{r_0} = \theta_{r_1}$

É importante ressaltar, todavia, que a condição de contorno interna do problema não é aplicada no ponto de medição da temperatura no poço injetor. Esse, como será mostrado na próxima seção, fica cerca de 9 cm do eixo de simetria, que é onde é aplicada a CCI.

A condição inicial, tanto de temperatura quanto de saturação, devem ser condições iniciais do problema, que é exatamente onde a maior incerteza do problema reside.

Assumindo um campo inicial de saturação do fluido injetado e de temperatura pode-se resolver a equação numérica apresentada também através da equação matricial $A^{tn}\theta^{tn}=B^{tn}$, onde A e B são as matrizes de coeficientes conforme abaixo. Note-se que,

assim como na solução da EDH a matriz de coeficiente A é tri-diagonal, como representação da equação vetorial $A_1\theta_{r-1}+A_2\theta_r+A_2\theta_{r+1}=A\theta$.

$$\mathbf{A}_{\theta}^{\text{tn}} = \begin{bmatrix} a_{11}^{\theta} & a_{21}^{\theta} & 0 & 0 & \dots & 0 \\ a_{12}^{\theta} & a_{22}^{\theta} & a_{32}^{\theta} & 0 & \dots & 0 \\ 0 & a_{23}^{\theta} & a_{33}^{\theta} & a_{43}^{\theta} & \dots & 0 \\ \vdots & \ddots & \ddots & \ddots & \dots & \vdots \\ 0 & 0 & \cdots & a_{m-2.m-1}^{\theta} & a_{m-1.m-1}^{\theta} & a_{m,m-1}^{\theta} \\ 0 & 0 & 0 & \cdots & \dots & 1 \end{bmatrix}^{tn}$$
(4.30)

Os termos a_{ii} são calculados a partir de:

iv.
$$i < j \rightarrow a_{ji}^{\theta} = -\frac{cp_j\rho_j}{2\Delta r}v_{r-1}^{tn} + \left(1 - \frac{1}{2i}\right)\frac{k_j}{\Delta r^2}$$

v.
$$i > j \rightarrow a_{ji}^{\theta} = \frac{cp_j\rho_j}{2\Delta r} v_{r+1}^{tn} - \left(1 + \frac{1}{2i}\right) \frac{k_j}{\Delta r^2}$$

vi.
$$i = j \rightarrow a_{ji}^{\theta} = \frac{cp_{j}\rho_{j}}{\Delta t} - 2\frac{k_{j}}{\Delta r^{2}} - \frac{\beta_{j}\phi_{j}}{2\Delta t} \left(P_{r_{i+1,j}}^{tn} - P_{r_{i-1,j}}^{tn}\right) - \frac{\Delta z_{j}\beta_{j}v_{ri_{1}}^{tn}}{2\Delta r} \left(P_{r_{i+1,j}}^{tn} - P_{r_{i-1,j}}^{tn}\right) + k_{12}$$

Destaca-se que ao longo da diagonal principal tem-se representados os termos de compressibilidade, advecção, condução e dissipação térmica, enquanto que nos termos da vizinhança observa-se apenas a condução e a advecção. Já o termo fonte $B_{\theta}^{t_n}$ é dado conforme abaixo:

$$\mathbf{B}_{\boldsymbol{\theta}}^{\mathsf{tn}} = \begin{bmatrix} b_{11}^{\theta} \\ b_{22}^{\theta} \\ b_{33}^{\theta} \\ \vdots \\ b_{mm}^{\theta} \end{bmatrix}^{\mathsf{tn}} \tag{4.31}$$

Os termos b_{ii}^{θ} são calculados por $b_{ii}^{\theta} = -\frac{cp_{j}\rho_{j}}{\Delta t}\theta_{r_{i},j}^{tn-1} + \frac{\Delta z\beta_{j}v_{r_{i-1},j}^{tn}}{2\Delta r}\left(P_{r_{i-1},j}^{tn} - P_{r_{i-1},j}^{tn}\right) + k_{12}\theta_{r_{i},j*}^{tn}.$

Observa-se também que o termo de acoplamento entre camadas k_{12} aparece tanto na diagonal principal da matriz de coeficientes A^{tn}_{θ} quando em B^{tn}_{θ} . De forma a simplificar a implementação numérica assume-se que $\theta^{tn}_{ri,j*} = \theta^{tn-1}_{ri,j*}$, tornando o

acoplamento explícito. Essa simplificação é razoável sempre que os passo de tempos forem suficientemente pequenos para que $\frac{\partial \theta}{\partial t} \rightarrow 0$.

Por fim concluí-se que a solução da matriz de pressão do grid trabalho, no tempo t^n será dada pela solução da equação matricial $A^{tn}_{\theta}\theta^{tn}=B^{tn}_{\theta}$, que, por sua vez, seria:

$$\theta^{\text{tn}} = (\mathbf{A}_{\theta}^{\text{tn}})^{-1} \mathbf{B}_{\theta}^{\text{tn}} \tag{4.32}$$

5. RESULTADOS E SENSIBILIDADES DA IMPLEMENTAÇÃO DO MODELO DIRETO

Essa seção se destina a apresentar os resultados da solução numérica proposta nas seções anteriores para estabelecer o perfil de aquecimento de um reservatório de petróleo nas intermediações de um poço injetor com completação seletiva em 2 intervalos.

5.1. DETALHAMENTO DO GRID

Para avaliação da solução foi definido um grid cilíndrico unidimensional ao longo do raio com 100 anéis de raio variável, seguindo expressão exponencial conforme nos afastamos da vizinhança do poço, ou seja, muito próximo ao poço o anel teria espessura de 1 a 2 centímetros e o último anel teria espessura de aproximadamente 25 metros.

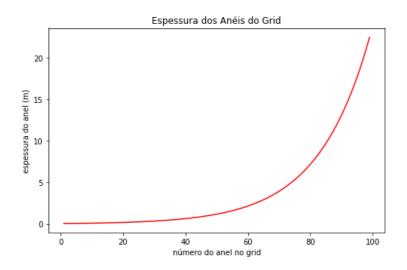


Figura 5.1 – Espessura de cada anel do grid cilíndrico utilizado

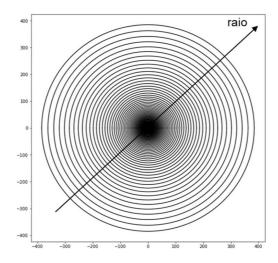


Figura 5.2 – Vista de topo do grid cilíndrico utilizada nos estudos

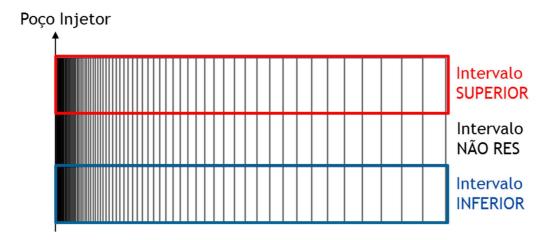


Figura 5.3 – Secção transversal do grid cilíndrico utilizado nos estudos

De forma a atender plenamente a condição de contorno interna definida na seção 4.3.5 o poço também deve ser discretizado, uma vez que o elemento de medição da pressão e temperatura ficam em posição $r \rightarrow r_w$, e a CCI é em $r \rightarrow 0$. Portanto, os primeiros elementos da discretização do grid de simulação que representam o poço será dado conforme abaixo, uma vez que nesse trabalho $r_{PDG} = 9 \ cm$.

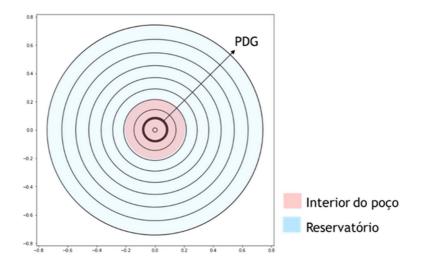


Figura 5.4 – Vista de topo do grid cilíndrico com destaque para discretização muito próxima ao poço

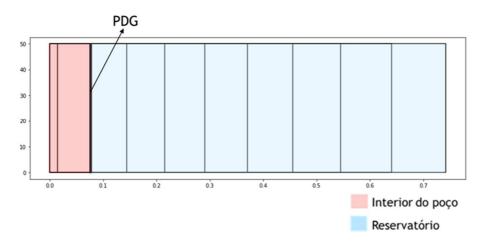


Figura 5.5 – Seção transversal do grid cilíndrico com destaque para discretização muito próxima ao poço

5.2. DETALHAMENTO DOS PARÂMETROS

A seguir são descritas todas as abordagens e valores considerados no trabalho para todos os parâmetros de interesse para a solução numérica do modelo proposto.

5.2.1. Propriedades Térmicas e Hidráulicas dos Fluidos e da Rocha Reservatório

Propriedades tanto do óleo presente no reservatório quanto do fluido injetado, no caso água, são fornecidas por tabelas correlacionando tais propriedades com pressão e

temperatura. Para obtenção do valor de interesse é proposta uma interpolação linear nas tabelas.

$$\mu_f = \mu_f(\theta, P), \qquad f = o, w \tag{5.1}$$

$$cp_f = cp_f(\theta, P), \qquad f = o, w$$
 (5.2)

$$\rho_f = \rho_f(\theta, P), \qquad f = o, w \tag{5.3}$$

$$k_f = k_f(\theta, P), \qquad f = o, w \tag{5.4}$$

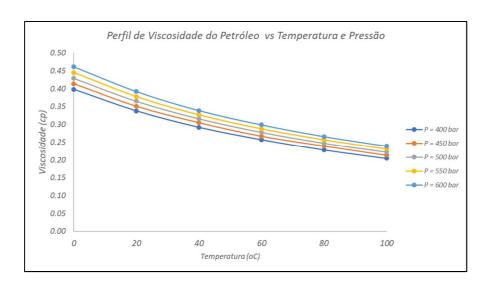


Figura 5.6 – Perfil de viscosidade do petróleo considerado na análise vs. temperatura e pressão (Reid *et al*, 1987)

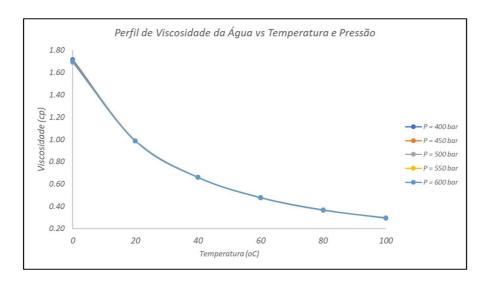


Figura 5.7 – Perfil de viscosidade da água injetada considerada na análise vs. temperatura e pressão (Reid *et al*, 1987)

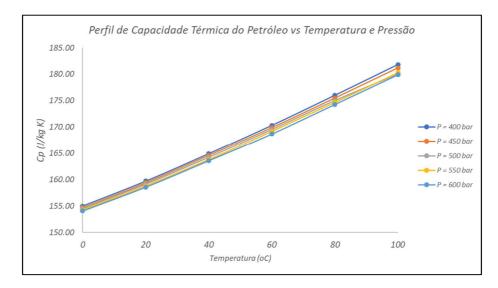


Figura 5.8 – Perfil da capacidade térmica a pressão constante (Cp) do petróleo considerado na análise vs. temperatura e pressão (Reid *et al*, 1987)

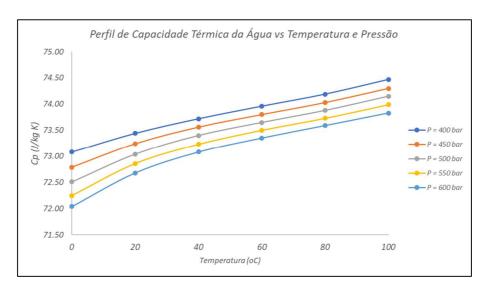


Figura 5.9 – Perfil da capacidade térmica a pressão constante (Cp) da água injetada considerada na análise vs. temperatura e pressão (Reid *et al*, 1987)

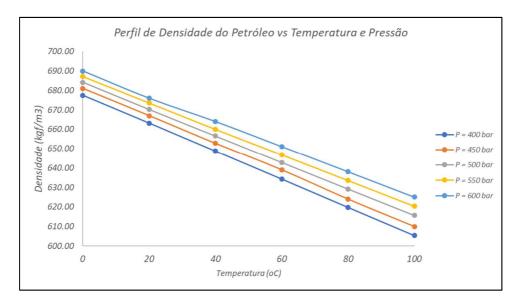


Figura 5.10 – Perfil de densidade do petróleo considerado na análise vs. temperatura e pressão (Reid *et al*, 1987)

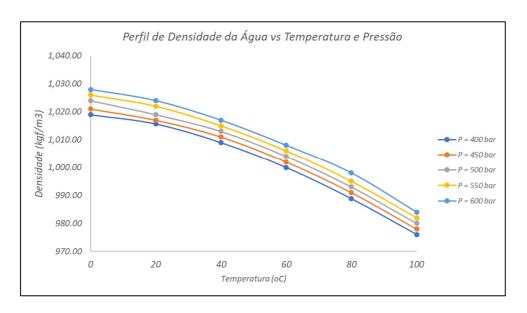


Figura 5.11 – Perfil de densidade da água injetada considerada na análise vs. temperatura e pressão (Reid *et al*, 1987)

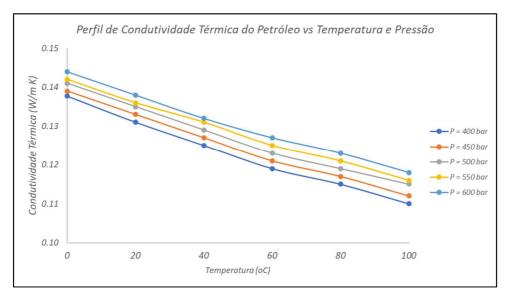


Figura 5.12 – Perfil de condutividade térmica do petróleo considerado na análise vs. temperatura e pressão (Reid *et al*, 1987)

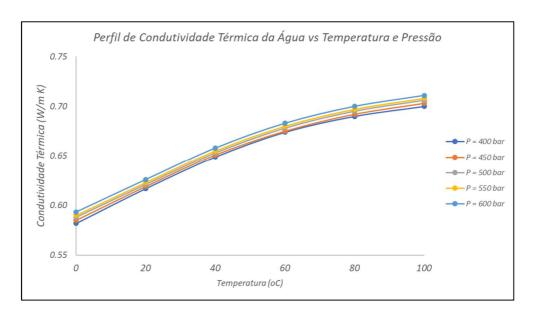


Figura 5.13 – Perfil de condutividade térmica da água injetada considerada na análise vs. temperatura e pressão (Reid *et al*, 1987)

Com base nas curvas dadas pelas figuras acima foi desenvolvido um algoritmo de regressão multivariada, onde obtém-se tais parâmetros como função polinomial de pressão e temperatura. A Figura 5.14 apresenta os ajustes decorrentes dos polinômios ajustados para o conjunto de dados em questão. Já os coeficientes que calibraram os polinômios (C_1 e C_2) representados nas equações (5.5) e (5.6) estão presentes nas tabela (5.1) e (5.2).

$$X_o = C^o + C_P^o P + C_\theta^o \theta \tag{5.5}$$

$$X_w = C^w + C_P^w P + C_\theta^w \theta \tag{5.6}$$

Onde *X* representam os parâmetros térmicos dos fluidos: viscosidade, capacidade térmica, densidade e condutividade térmica.

Tabela 5.1 – Coeficientes de ajuste para os parâmetros térmicos relevantes para ÓLEO

	С	C_{P}	С
Viscosidade (μ_f)	0,29490	0,0002	-0,0025
Capacidade Térmica $\left(cp_{f} ight)$	157,5884	-0,0071	0,26263

$\boxed{ \textbf{Densidade} \left(\rho_f \right) }$	644,1795	0,0794	-0,6861
Condutividade Térmica $\binom{k_f}{}$	0,12152	3,6866	-0,0003

Tabela 5.2 – Coeficientes de ajuste para os parâmetros térmicos relevantes para ÁGUA

	С	C_P	C_T
Viscosidade (μ_f)	1,4021	0,0000	-0,0129
Capacidade Térmica (cp_f)	74,4618	-0,0036	0,01545
Densidade $\left(ho_f ight)$	1006,2504	0,0423	-0,4373
Condutividade Térmica $\binom{k_f}{}$	0,5726	0,0000	0,0012

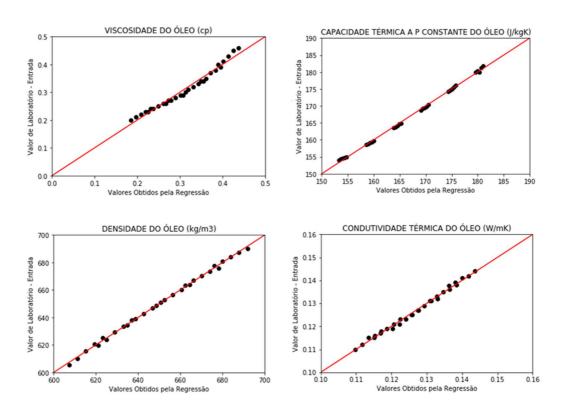


Figura 5.14 – Nível de ajuste entre a regressão múltipla polinomial e os dados de entrada para viscosidade, cp, densidade e condutividade do óleo.

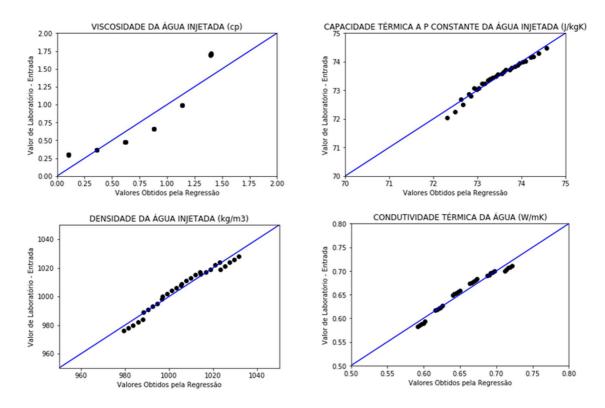


Figura 5.15 – Nível de ajuste entre a regressão múltipla polinomial e os dados de entrada para viscosidade, cp, densidade e condutividade da água injetada.

Para a rocha em questão – carbonados do PPSBS – admite-se que as propriedades térmicas serão constantes face a temperatura e pressão. Além disso, será assumido, por simplificação, que a composição mineralógica das rochas em questão não deve variar substancialmente ao longo do reservatório. Dessa forma pode-se afirmar que tais propriedades térmicas (cp, ρ, k) serão constantes ao longo do modelo. Os valores utilizados estão na tabela 5.3.

Tabela 5.3 - Valores dos parâmetros térmicos da rocha carbonáticas aplicadas no modelo direto (Incropera *et al*, 2015)

	<i>ср</i>	ρ	k
	J/kgK	kg/m3	W/mK
Rocha Carbonática a 600 bar e 60oC	909,20	2752,12	1,2893

5.2.2. Condutividade Térmica da Camada Isolante Hidráulica

Conforme apresentado na seção 3.1.7 a condutividade térmica equivalente do intervalo dito "não reservatório", que funciona como elemento de acoplamento térmico entre os 2 intervalos analisados, é definida conforme equação (3.11).

Como afirmado acima a condutividade térmica da rocha será assumida como constante para os 3 intervalos (j = 1, 1,5 e 2). Entretanto, a condutividade térmica nos intervalos ditos reservatório (j = 1 e 2) serão a média ponderada pela porosidade e pelas saturações entre o parâmetro para a rocha, o óleo e a água injetada. Portanto, será necessário recalcular k_{12} através de:

$$k_1 = (1 - \phi_1)k_{rocha} + \phi_1[S_{w_1}k_w(\theta, P) + (1 - S_{w_1})k_o(\theta, P)]$$
(5.7)

$$k_2 = (1 - \phi_2)k_{rocha} + \phi_2[S_{w_2}k_w(\theta, P) + (1 - S_{w_2})k_o(\theta, P)]$$
(5.8)

$$k_{1.5} = k_{rocha} \tag{5.9}$$

Por fim, tem-se que:

$$k_{12} = \frac{4k_{rocha}k_1k_2}{k_{rocha}(k_1 + k_2) + 2k_1k_2}$$
(5.10)

Outra informação importante é que na posição do poço (i=0) surge também um novo termo de condutividade térmica entre os intervalos, que seria o próprio metal do revestimento de produção. Além disso dentro do poço, ou seja, para r < rw, a condutividade térmica é equivalente apenas a condutividade do aço. Portanto, tem-se que o coeficiente de condutividade térmica equivalente ao longo do modelo será dado por:

$$r > r_w \to k_{12} = \frac{4k_1k_{1,5}k_2}{k_1k_{1,5} + 2k_1k_2 + k_{1,5}k_2}$$
 (5.11)

$$r = r_w \to k_{12} = k_{aço} + \frac{4k_1k_{1,5}k_2}{k_1k_{1,5} + 2k_1k_2 + k_{1,5}k_2}$$
(5.12)

$$r < r_w \to k_{12} = k_{aco} \tag{5.13}$$

5.2.3. Coeficiente de Expansão Térmica

O coeficiente de expansão térmica, de forma a simplificar o problema proposto, também foi considerado como sendo constante na temperatura e pressão para cada fluido (petróleo e água injetada) e também para a rocha reservatório. Os valores considerados foram os mesmos da Tabela 5.4:

Tabela 5.4 - Valores do coeficiente de expansão térmica utilizados no modelo direto

¹ (Reid, Prausnitz, & Poling, 1987) ² (Incropera *et al*, 2015)

	β 1/K
Petróleo a 600 bar e 60oC ¹	1,0 e-3
Água a 600 bar e 600C ¹	2,1 e-4
Rocha Carbonática a 600 bar e 60oC ²	2,4 e-5

5.2.4. Campo de Porosidade

A porosidade média de cada elemento do grid de simulação foi considerado como entrada do problema, uma vez que existem metodologias e ferramentas amplamente aplicadas na indústria que deveriam ser utilizadas para tal. Dentre elas pode-se citar:

- a. Análise de petrofísica básica,
- b. Perfis como densidade, neutrão, ressonância magnética, etc
- c. Inversão sísmica;
- d. Modelagem geoestatística;

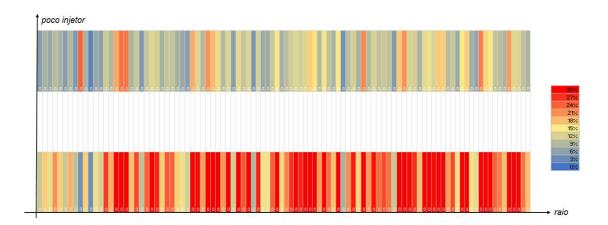


Figura 5.16 – Secção transversal esquemática do grid cilíndrico com valores de porosidade fornecidos do modelo geológico original.

5.2.5. Campo de Permeabilidade

A permeabilidade média de cada elemento do grid de simulação também foi considerada como input do problema, uma vez que existem metodologias e ferramentas amplamente aplicadas na indústria que deveriam ser utilizadas para tal. As mesmas citadas acima também se aplicam para a avaliação de permeabilidade, somada também aos testes de formação (TFRs).

Como o grid que estamos trabalhando é unidimensional não faz sentido falar em permeabilidade como um tensor em 3 direções. Assim resume-se:

$$\mathbf{K} = \begin{pmatrix} K_{rr} & K_{r\theta} & K_{rz} \\ K_{\theta r} & K_{\theta \theta} & K_{\theta z} \\ K_{zr} & K_{z\theta} & K_{zz} \end{pmatrix} = \begin{pmatrix} K_{rr} & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 \end{pmatrix} = K_{rr}$$
 (5.14)

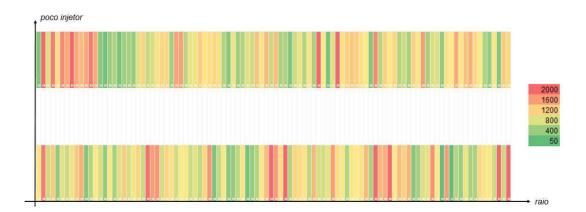


Figura 5.17 – Secção transversal esquemática do grid cilíndrico com valores de permeabilidades fornecidos do modelo geológico original

5.2.6. Campo Inicial de Pressão

A condição inicial de pressão foi obtida a partir da solução analítica da EDH para um reservatório radial em regime permanente, que é o reservatório onde todo o volume adicional injetado é produzido pelas fronteiras. A solução, para um poço injetor no centro do reservatório avaliado, é dada por Rosa *et al* (2006) como:

$$P(r) = P_w - \frac{q_w \mu}{2\pi kh} \ln\left(\frac{r}{r_w}\right)$$
 (5.15)

Para as propriedades do grid definidos acima tem-se que a condição inicial de pressão do problema proposta seria dada pela figura 5.18. Foi considerado como pressão no poço no momento de fechamento Pwf = 700 kgf/cm2 para ambos os intervalos.

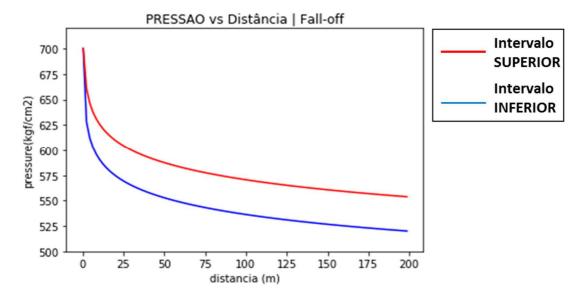


Figura 5.18 - Campo inicial de pressão em cada um dos intervalos de interesse

O campo de pressão da figura 5.18 na visão de corte lateral do grid de simulação é apresentado pela figura 5.19. Vejam que no intervalo dito "não-reservatório" a pressão se mantém constante e igual a pressão original (Pe = 520 kgf/cm2).

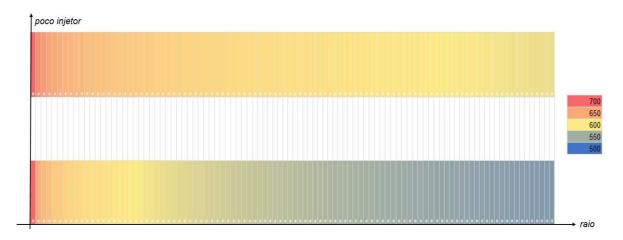


Figura 5.19 – Secção transversal do grid cilíndrico com valores do campo inicial de pressão

5.2.7. Campo Inicial de Temperatura

O campo inicial de temperatura deverá ser função essencialmente da solução da Equação de Balanço de Energia (EBE) durante o regime de injeção. Neste momento, ao contrário do cenário que tem-se durante o período de estática, as velocidades associadas ao escoamento são muito elevadas, de forma que os termos de advectivo e de dissipação viscosa tendem a governar os processos de transferência de calor.

Como não é objetivo desse trabalho a solução da EBE em regime de fluxo, iremos lançar mão do software comercial CMG STARS® de forma a emular qual seria a solução numérica da EBE para o regime de fluxo que, consequentemente, será utilizada como condição inicial de temperatura.

Para tal foi criado um grid cilíndrico representativo daquele criado para aplicação do modelo direto, conforme figura 5.20. Na mesma as áreas azuis representam os intervalos reservatório e a parte vermelha representa a seção não reservatório.

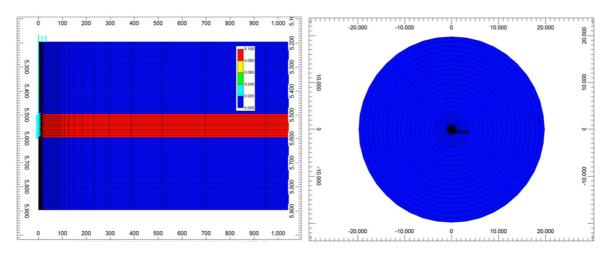


Figura 5.20 - Grid cilíndrico gerado no software comercial CMG STARS®

Para que se possa avaliar corretamente o perfil do campo de temperatura gerado ao longo do regime de fluxo foram simulados 5 níveis de vazão de injeção de água durante 30 dias – 100, 500, 1.000, 2.500 e 5.000 m³/d (vazão acumulada de 3.000, 15.000, 30.000, 75.000 e 150.000 m³). A figura 5.21 representa o campo de temperatura do reservatório no instante da interrupção de injeção, que representa a nossa condição inicial.

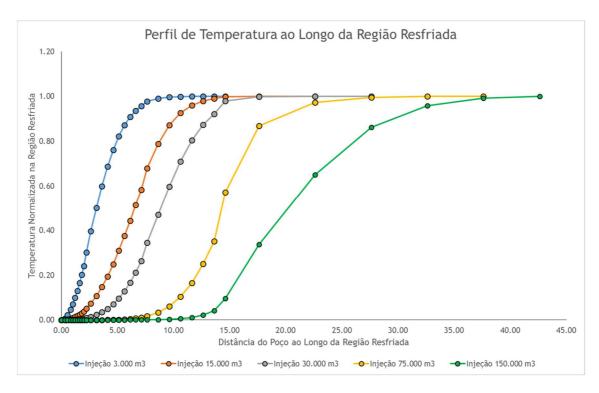


Figura 5.21 – Campo de temperatura inicial do problema proposto gerado por 3 níveis distintos de injeção de água

Observa-se que em todos os casos o campo de temperatura se aproxima de uma função sigmóide, dada pela equação 5.16.

$$\frac{\theta(x) - \theta_{wf}}{\theta_{\infty} - \theta_{wf}} = \frac{\left(\frac{r}{R_{\infty}}\right)^{A}}{\left(\frac{r}{R_{\infty}}\right)^{A} + B\left[1 - \left(\frac{r}{R_{\infty}}\right)\right]^{A}} = f(x, A, B, R_{\infty})$$
(5.16)

Por fim adotou-se como condição inicial de temperatura do problema proposto a solução dada pela equação (5.16) com os parâmetros da tabela 5.4. A figura 5.22 apresenta os campos iniciais de temperatura em questão.

Tabela 5.5 - Parâmetros de entrada da função sigmóide que representaria a solução da EBE ao fim do regime de fluxo

	Intervalo 1	Intervalo 2
A	1,5	1,5
В	5,0	2,0
R_{∞}	10,0	50,0

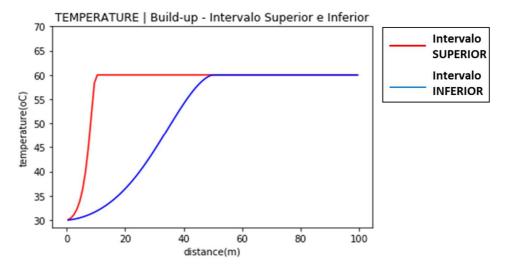


Figura 5.22 – Campo inicial de temperatura em cada um dos intervalos de interesse

5.2.8. Campo Inicial de Saturação

A saturação no meio poroso com deslocamento bifásico e imiscível usualmente respeita o modelo de Buckley-Leverett. A modelagem de Bucley-Leverett, também conhecida como "pistão-vazado", foi definida por Buckley & Leverett (1946). Em domínio unidimensional, como o que estamos desenvolvendo nessa dissertação, o modelo de Buckley-Leverett é dado por:

$$\frac{\partial Sw}{\partial t} + \frac{q}{A\phi} \frac{\partial fw}{\partial x} = \phi \frac{\partial Sw}{\partial x} \tag{5.17}$$

Onde Sw = Sw(x, t) representa a saturação da fase molhante (no caso água), q representa a vazão injetada, fw = fw(Sw) representa a função fluxo fracionário da água, que, por sua vez, depende das características microscópicas da rocha reservatório (dita permeabilidade relativa) e da razão entre as viscosidades do fluido injetado (água) e deslocado (óleo).

Por definição o modelo de Buckley-Leverett apresenta algumas premissas importantes, tais como:

- Fluxo linear e horizontal
- Fases incompressíveis e imiscíveis
- Efeitos de gravitacionais e de pressão capilar e desprezíveis

Para o desenvolvimento desta dissertação o campo de saturação é muito importante pois (i) ele servirá como base para a estimativa dos parâmetros médios que serão utilizados no Equação de Balanço de Energia e (ii) será o parâmetro fundamental para estimar a fração da vazão total que fora injetada em cada um dos intervalos de interesse.

- (i) Pode-se observar nas seções seguintes como o campo de saturação influencia os parâmetros termo-mecânicos envolvidos na abordagem acoplada entre EDH e EBH para assim obter o produto final que corresponde a evolução do campo de temperatura no reservatório com o tempo.
- (ii) Sabe-se que todo o volume injetado no reservatório provoca o deslocamento do óleo, originalmente presente na formação, sendo substituído pelo fluido injetado, nesse caso, água. Portanto, há uma óbvia correlação entre a o campo de saturação de água no reservatório e o volume que fora originalmente injetado em cada intervalo. Assim:

$$Vw_{inj} = 2\pi\Delta z \int \phi \, Sw(r) \, r \, dr \tag{5.18}$$

Discretizando para o grid em análise tem-se que:

$$Vw_{inj} = \pi \Delta z \sum Sw_i \, \phi_{r_i} \Delta r_i^2 \tag{5.19}$$

Portanto, a partir do campo de saturação, obtém-se as frações da vazão injetada em cada intervalo através de:

$$x_1 = \frac{Vw_{inj_1}}{Vw_{inj_1} + Vw_{inj_2}} \tag{5.20}$$

$$x_2 = \frac{Vw_{inj_2}}{Vw_{inj_1} + Vw_{inj_2}} \tag{5.21}$$

Todavia é intuitivo pensar que o campo de saturação de fluido injetado seja linearmente dependente do campo de temperatura inicial por ele gerado no reservatório. Isto se dá porque o que gera o resfriamento no sistema durante a injeção é exatamente a percolação do fluido frio no reservatório. Logo, quanto maior o volume de fluido injetado maior será o resfriamento do sistema, bem como maior será a saturação de água no reservatório. Portanto deve haver uma relação entre essas 2 grandezas. Esta, no entanto, não é conhecida a priori.

Tal correlação não foi encontrada na literatura pesquisa sobre o tema e apresentada no capítulo 2. Dessa forma 2 opções surgem como alternativas:

- a. Fazer o desenvolvimento analítico dessa relação através do acoplamento da EBE
 e EDH para o regime de fluxo, bem como o modelo de Buckley-Leverett;
- b. Gerar, através de software comercial CMG STARTS®, representação do grid proposto e simular diversos níveis de vazão de injeção, para um mesmo período de tempo, e obter diretamente os campos de saturação e temperatura gerados. E, a partir desses resultados, gerar a relação constitutiva desejada.

Para não aumentar sensivelmente o escopo dessa dissertação optou-se pela alternativa (b). Com essa alternativa garantimos que o modelo de Buckley-Leveret será respeitado, além de apresentar menos dificuldades em sua implamentação. A figura 5.23 apresenta a relação entre a temperatura normalizada e a saturação normalizada, fruto de 2 das simulações supracitadas.

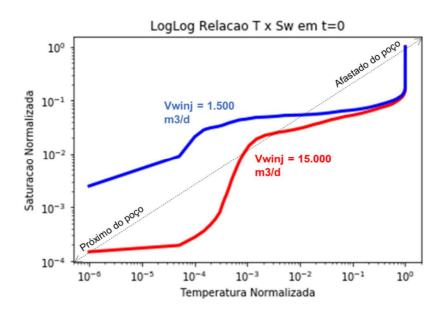


Figura 5.23 – Relação entre saturação de água injetada e temperatura no reservatório – diferentes volumes de água injetados

Utilizou-se o conceito de temperatura e saturação normalizadas. Isso se deve ao desejo de representar adequadamente ambas as variáveis na mesma escala e com coerência representativa. Tais normalizações foram aplicadas conforme as equações 5.22 e 5.23.

$$\theta_{norm} = \frac{\theta - \theta_{inj}}{\theta_{\infty} - \theta_{inj}} \tag{5.22}$$

$$Sw_{norm} = \frac{(1 - Sor) - Sw}{1 - Swi - Sor} \tag{5.23}$$

Da forma apresentada ambas as varáveis tendem a zero enquanto $r \to 0$ e tendem a 1,0 enquanto $r \to r_{\infty}$.

Destaca-se na figura 5.23 que a relação entre temperatura e saturação não é única, como poderia se pensar a princípio, mas varia conforme o nível de vazão imposta. Isso se dá porque no fluxo altas vazões implicam em maior proeminência dos regimes advectivo e de difusão térmica. Isso faz com que o haja menor tempo disponível para que a massa fria injetada ganhe calor do reservatório, e, assim, a frente fria avança mais rapidamente no meio. Já para vazões baixas o inverso se apresenta, com a troca térmica ocorrendo de forma rápida, restringindo assim o avanço da frente resfriada no reservatório.

A figura 5.24 apresenta esquematicamente como ocorre o processo de troca térmica no regime de fluxo para um mesmo volume injetado, porém a diferentes vazões (q1 < q2 < q3) honrando-se o mesmo volume total injetado.

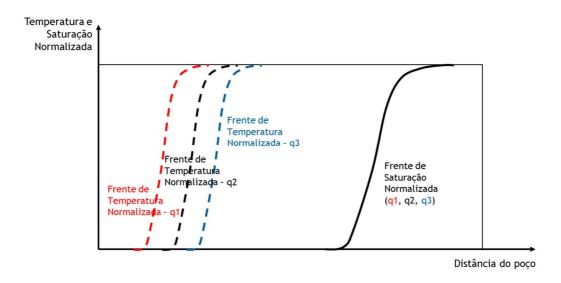


Figura 5.24 – Relação esquemática entre as frentes de avanço da saturação e da temperatura mais fria no reservatório para diferentes níveis de vazão

Pelo diagrama esquemático acima pode-se observar que o perfil de temperatura de reservatório é função da vazão, bem como do volume total injetado. Em contrapartida o perfil de saturação, pelo modelo de Buckley-Leverett, é função principalmente do volume injetado, sendo o perfil de temperatura mais fortemente relacionado com vazão.

Assume-se como premissa que a relação entre saturação normalizada e a temperatura normalizada será função do próprio campo de temperatura, o que será especialmente útil quando formos resolver o problema inverso na próxima seção. Como o volume injetado em cada intervalo é exatamente o que se deseja conhecer é necessário que a escolha de relação Saturação Normalizada e Temperatura Normalizada se dê através

de parâmetros do próprio campo de temperatura. Para tal foi escolhido o parâmetro R_{∞} , que representa o raio limite de resfriamento do reservatório a partir do fluido frio injetado. Assim pode-se redefinir o gráfico presenta na figura 5.23 em função do parâmetro R_{∞} conforme figura 5.25:

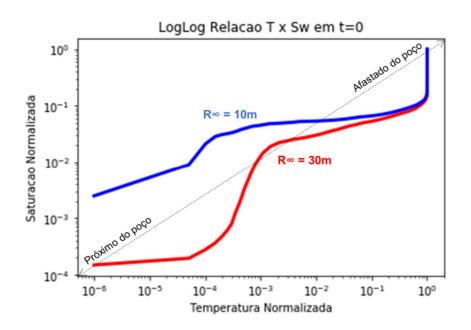


Figura 5.25 – Relação entre saturação de água injetada e temperatura no reservatório – diferentes valores de R_{∞}

O workflow aplicado para determinação do campo de saturação, a partir do campo de temperatura previamente definido.

- 1. Definir os parâmetros a partir dos quais será definido o campo de temperatura (segundo equação 5.15)
- 2. Escolher a relação entre Saturação de Água normalizada e Temperatura normalizada a partir do parâmetro R_{∞} .
- 3. Normalizar o campo de Temperatura a partir da equação 5.21
- 4. Obter o campo de Saturação de Água normalizada a partir da relação definida em (2) e do campo de Temperatura normalizado definido em (3)
- Obter o campo de Saturação de Água desnormalizado a partir da equação
 (5.22)

A figura 5.26 representa esquematicamente o workflow apresentado.

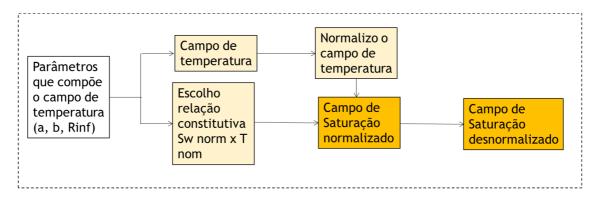


Figura 5.26 – Workflow do processo de definição do campo de saturação a partir do campo de temperatura inicial

No anexo 1 dessa dissertação apresenta-se um ábaco com conjunto de 8 relações constitutivas para diferentes parâmetros R_{∞} que será utilizado para resolver o problema proposto, através do workflow para determinação do campo de saturação a partir do campo de temperatura.

5.3. WORKFLOW PARA SOLUÇÃO DO PROBLEMA PROPOSTO

Após apresentação e detalhamento de cada passo do modelo numérico desenvolvido essa seção se destina a detalhar o workflow através do qual tudo que foi previamente detalhado se integra no algoritmo. Antes, no entanto é importante definir duas classes de propriedades que integrarão esse workflow mais cujo tratamento será distinto: (i) propriedades constantes e (ii) propriedades $f(P, \theta)$.

A diferenciação entre elas se dá por como cada parâmetro é suscetível a mudanças de pressão e temperatura. Isso é fundamental pois, como já foi apresentado anteriormente, todo o workflow do modelo direto se baseia em solucionar numericamente o campo de temperatura do reservatório de forma implícita e, a cada *timestep*, alterar todos os parâmetros envolvidos que são influenciados pelos campos de temperatura e pressão. A tabela 5.3 resume quais os parâmetros envolvidos na solução do problema proposto se enquadram na categoria de propriedades constantes ou variáveis conforme pressão e temperatura, além de avaliar como cada uma impacta na solução da EDH (campo de pressão) e da EBE (campo de temperatura).

Tabela 5.6 - Relação da influência das variáveis do problema direto sobre os campos de temperatura e pressão

	Varia Conforme Pressão e/ou Temperatura?	Afetam a Solução da EDH (Campo de Pressão)	Afetam a Solução da EBE (Campo de Temperatura)
Porosidade	Não	Sim	Sim
Permeabilidade	Não	Sim	Sim
Viscosidade	Sim	Sim	Sim
Compressibilidade	Não	Sim	Sim
Condutividade Térmica	Sim	Não	Sim
Capacidade Térmica	Sim	Não	Sim
Densidade	Sim	Não	Sim
Coeficiente de Expansão Térmica	Não	Não	Sim

Abaixo detalha-se cada um dos passos que, por sua vez, estão esquematizados na figura 5.27. Destaca-se, todavia, que se trata do workflow do problema direto. O workflow do problema inverso será detalhado na próxima seção.

- 1 Definir as propriedades constantes ao longo do grid de simulação para ambos os intervalos;
- 2 Definir a condição inicial de pressão para ambos os intervalos;
- 3 Definir a condição inicial de temperatura para ambos os intervalos;
- 4 A partir de (2) definir a condição inicial de saturação para ambos os intervalos (conforme workflow apresentado na seção 5.1);
- 5 Estimar as propriedades variáveis em pressão e temperatura;
- 6 A partir de (1), (2) e (5) obter solução numérica implícita da EDH para obtenção do campo de pressão em ambos os intervalos;
- 7 A partir de (1), (5) e (6) obter o campo de velocidade em ambos os intervalos;
- 8 A partir de (1), (3), (5), (6) e (7) obter a solução numérica implícita da EBE para obtenção do campo de temperatura para cada intervalo. Neste passo é importante detalhar que, tal como proposto, há um acoplamento térmico entre os intervalos 1 e 2 e, portanto, a solução da EBE demandará também (3) da camada acoplada;

9 – Realimentar (2) com (8) e seguir o fluxo para o próximo timestep;

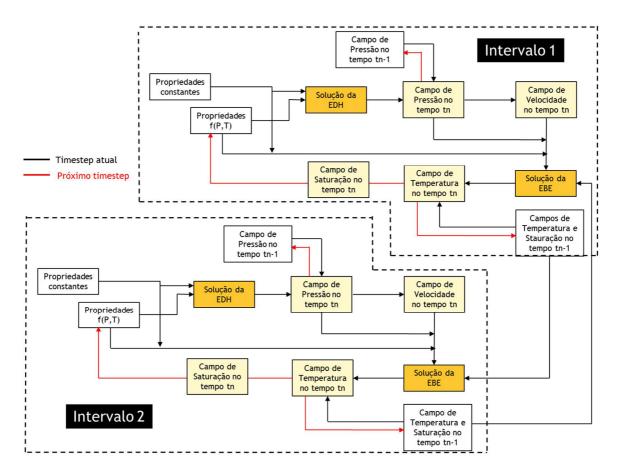


Figura 5.27 – Visão esquemática do workflow do modelo direto para solução do problema proposto

5.4. SOLUÇÃO DO PROBLEMA DIRETO PROPOSTO

Por fim, de posse de toda a modelagem necessária para a solução da EBE acoplada a EDH, pode-se avaliar os resultados da implementação numérica apresentada ao longo dos capítulos 4 e 5. Simulou-se um período de aquecimento equivalente a 10 dias, ou 240h.

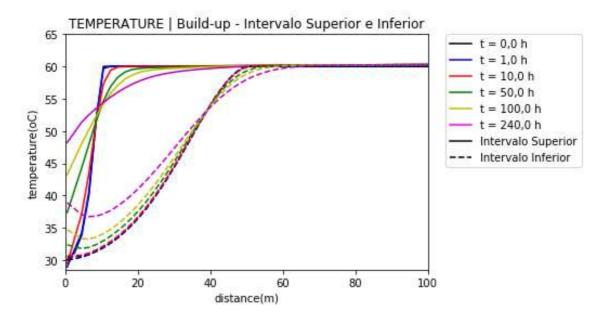


Figura 5.28 – Evolução do campo de temperatura em cada um dos intervalos de interesse ao longo do tempo estipulado na análise

Observa-se o comportamento do campo de temperatura ao longo do tempo, principalmente na relação de temperatura entre os 2 intervalos de reservatório de interesse. É notório que no longo tempo regiões mais distantes do poço no intervalo 1 (ou superior) estão sendo resfriadas e não aquecidas como poder-se-ia esperar. Isso se dá pela elevada condutividade térmica entre os intervalos, e o fato do o intervalo 2 (inferior) estar sempre mais frio que o superior.

Também chama atenção o perfil da temperatura no intervalo originalmente mais frio (inferior) muito próximo poço. Há uma clara inflexão no perfil da temperatura entre o ponto r = 5 metros e o ponto r = rw. Isso se dá pelo fato de a condutividade por dentro do poço ser muito maior que a condutividade pela rocha, o que acelera ainda mais a tendência ao equilíbrio térmico entre os 2 intervalos nesse ponto.

A figura 5.29 apresenta os resultados esperados da temperatura na posição do poço para os 2 intervalos ao longo do horizonte de tempo estudado.

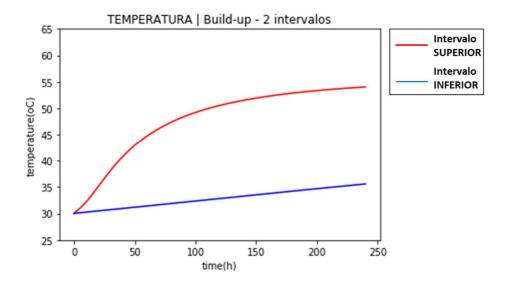


Figura 5.29 – Evolução da temperatura lida no poço (r = 0) em cada um dos intervalos de interesse

5.5. SENSIBILIDADES SOBRE OS PARÂMETROS E TERMOS DA SOLUÇÃO NUMÉRICA

Esse trabalho se propõe a realizar um total de 5 análises de sensibilidade sobre os parâmetros relevantes ao problema. Serão elas:

- a. Características permo-porosas (permeabilidade e porosidade);
- b. Condutividade térmica, capacidade térmica e densidade;
- c. Condutividade térmica do intervalo isolante hidráulico;
- d. Condição inicial de saturação;
- e. Condição inicial de temperature.

5.5.1. Características Permo-porosas dos Intervalos Reservatório

Para avaliação da sensibilidade sobre a porosidade e permeabilidade dos intervalos reservatórios avaliados serão feitos 3 cenários de variação individual sobre a permeabilidade e outros 2 cenários sobre a porosidade. Nos cenários de 1 e 2 a porosidade é mantida igual ao caso de referência. Nos cenários 3 e 4 a permeabilidade é mantida igual ao cenário de referência.

- Cenário 1: Permeabilidade 10x maior que a matriz utilizada no caso referência;
- Cenário 2: Permeabilidade 10x menor que a matriz utilizada no caso referência;
- Cenário 3: Porosidade 50% maior que a matriz utilizada no caso referência;
- Cenário 4: Porosidade 50% menor que a matriz utilizada no caso referência;

Tais cenários serão avaliados a partir das curvas de temperatura e da derivada da temperatura contra o tempo na posição do poço.

5.5.1.1. Cenário 1: Permeabilidade 10x maior que a matriz utilizada no caso referência

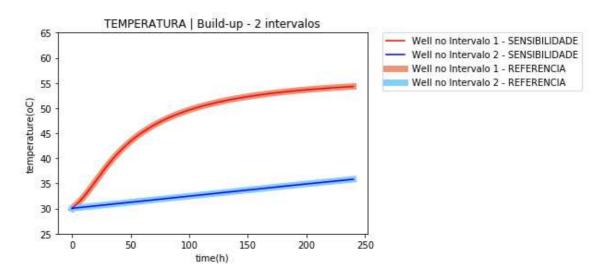


Figura 5.30 – Sensibilidade da solução do problema direto frente a redução da permeabilidade

5.5.1.2. Cenário 2: Permeabilidade 10x menor que a matriz utilizada no caso referência.

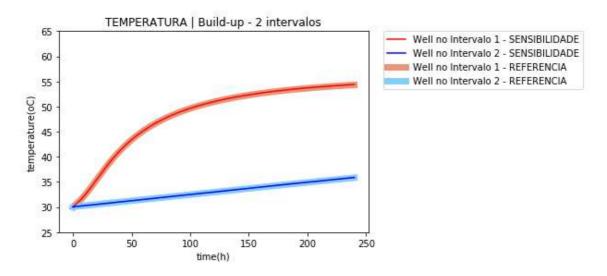


Figura 5.31 – Sensibilidade da solução do problema direto frente ao aumento da permeabilidade

De forma crítica pode-se observar que a permeabilidade afeta muito pouco o perfil de aquecimento do poço durante o período de estática.

5.5.1.3. Cenário 3: Porosidade 50% maior que a matriz utilizada no caso referência

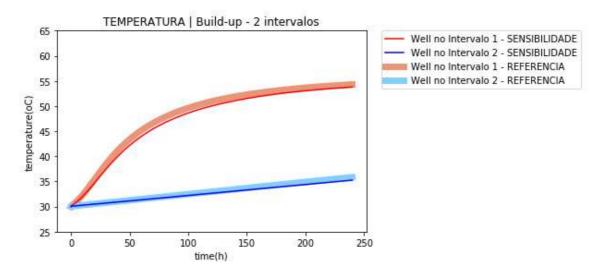


Figura 5.32 – Sensibilidade da solução do problema direto frente ao aumento da porosidade

5.5.1.4. Cenário 4: Porosidade 50% menor que a matriz utilizada no caso referência

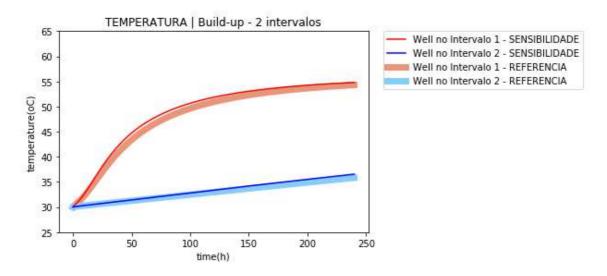


Figura 5.33 – Sensibilidade da solução do problema direto frente a redução da porosidade

Ao contrário do efeito da permeabilidade a sensibilidade sobre a porosidade do reservatório tem um efeito mais franco sobre o perfil de aquecimento observado no poço. Observa-se que variações da ordem de 50% na porosidade podem alterar sensivelmente as derivadas de temperatura, e não só no curtíssimo prazo. Observa-se variação nas derivadas após 30-50h do início da estática, o que acarretam, inclusive, em diferenças também no próprio gráfico cartesiano da temperatura pelo tempo. Tal diferença, todavia, é bem menos sensível como vemos na figura 5.34.

A porosidade, além de afetar os campos de pressão e, consequentemente, de velocidades, também exerce papel fundamental da definição dos valores médios das propriedades térmicas, que, por sua vez, tem papel central nos termos condutivo, transiente e de acoplamento entre intervalos.

5.5.2. Condutividade Térmica, Capacidade Térmica e Densidade do Reservatório

Sabendo que os termos de capacidade térmica e densidade da rocha estão sempre associados na EBE poderemos avaliar a sensibilidade em questão através 4 cenários distintos. Em cada um deles todos os demais parâmetros serão considerados iguais aqueles do cenário de referência, apresentado ao longo da seção 5.

Já nos cenários 5 e 6 serão avaliadas variação conjuntas da condutividade térmica e do termo $(cp \ \rho)$ na mesma direção e na mesma proporção. Dessa forma será possível avaliar se o perfil de aquecimento no poço varia conforme a difusividade térmica, definida pela equação 5.24.

$$\alpha = \frac{k}{c_p \rho} \tag{5.24}$$

- Cenário 1: Condutividade térmica 30% maior que a utilizada no caso referência;
- Cenário 2: Condutividade térmica 30% menor que a utilizada no caso referência;
- Cenário 3: $(cp \rho)$ 30% maior que a matriz utilizada no caso referência;
- Cenário 4: $(cp \rho)$ 30% menor que a matriz utilizada no caso referência;
- Cenário 5: Condutividade térmica e $(cp \rho)$ 30% maiores que no caso referência
- Cenário 6: Condutividade térmica e $(cp \rho)$ 30% menores que no caso referência

Importante destacar que a variação imposta, de 30% para cada parâmetro, é uma proposta de variação mais estreita e coerente a depender da geologia e mineralogia local.

Não há, entretanto, uma orientação técnica de que se trata do range mais adequado a ser aplicado em rochas do Pré-Sal brasileiro.

5.5.2.1. Cenário 1: Condutividade térmica 30% maior que a utilizada no caso referência

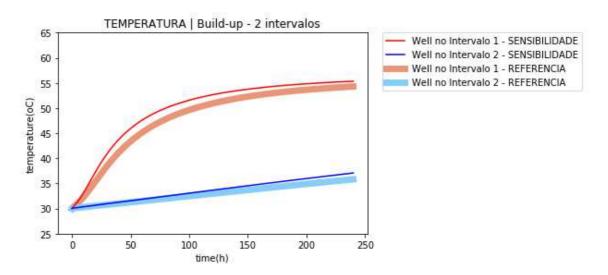


Figura 5.34 – Sensibilidade da solução do problema direto frente ao aumento da condutividade térmica

5.5.2.2. Cenário 2: Condutividade térmica 30% menor que a utilizada no caso referência

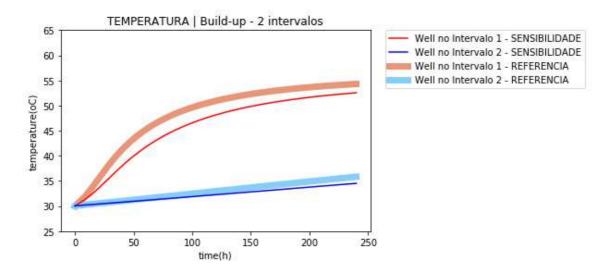


Figura 5.35 – Sensibilidade da solução do problema direto frente a redução da condutividade térmica

Pelos resultados acima pode-se concluir que a variação da condutividade térmica em 30% para mais e para menos provoca variações não muito sensíveis sobre os resultados do perfil de aquecimento do reservatório, embora seja um pouco mais impactante que os termos de permeabilidade e porosidade.

Observa-se que uma redução na condutividade provoca o desaceleramento do aquecimento. Estes resultados confirmam o que seria esperado, com a maior condutividade levando a uma comunicação mais acelerada entre a temperatura no contorno e no poço.

5.5.2.3. Cenário 3: $Cp \rho 30\%$ maior que a matriz utilizada no caso referência;

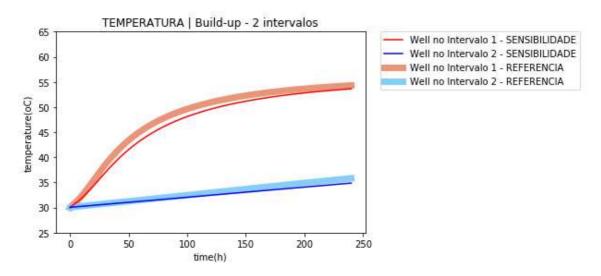


Figura 5.36 – Sensibilidade da solução do problema direto frente ao aumento do produto *cp* e densidade

5.5.2.4. Cenário 4: $Cp \rho 30\%$ menor que a matriz utilizada no caso referência;

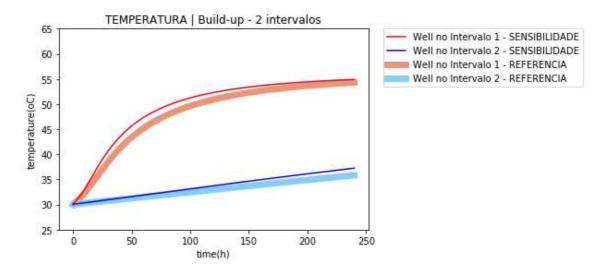


Figura 5.37 – Sensibilidade da solução do problema direto frente a redução do produto cp e densidade

A variação do produto capacidade térmica a pressão constante e densidade gera efeitos pouco expressivos na assinatura de aquecimento do reservatório. O efeito, entretanto, é inverso em relação ao impacto da condutividade térmica. O aumento no termo avaliado provoca uma maior resistência a comunicação da temperatura no contorno externo no poço. Assim teríamos um aquecimento mais lento, refletido também pelos valores mais baixos das derivadas. A redução do termo em questão gera exatamente o efeito oposto, ou seja, uma aceleração no aquecimento do poço.

Entretanto, os resultados parecem indicar que o efeito de aumentar a conduvidade térmica em 30% é diferente do observado ao se reduzir a capacidade térmica a pressão constante em 30%, por exemplo. Tais valores seriam suficientes para não alterar a difusividade térmica, o que significa que, se o problema físico de condução térmica pura, não deveríamos esperar variações nos resultados. Nos cenários 5 e 6 a seguir pode-se responde melhor essa pergunta.

5.5.2.5. Cenário 5: Condutividade térmica e $Cp \, \rho \, 30\%$ maior que a matriz utilizada no caso referência, de forma a manter a difusividade térmica sem alterações.

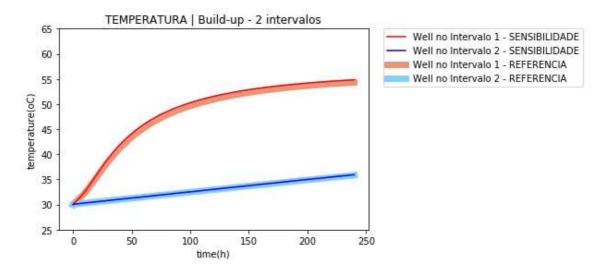


Figura 5.38 – Sensibilidade da solução do problema direto frente ao aumento na mesma proporção do produto cp e densidade e da condutividade térmica

5.5.2.6. Cenário 6: Condutividade térmica e $Cp \rho$ 30% menor que a matriz utilizada no caso referência, de forma a manter a difusividade térmica sem alterações.

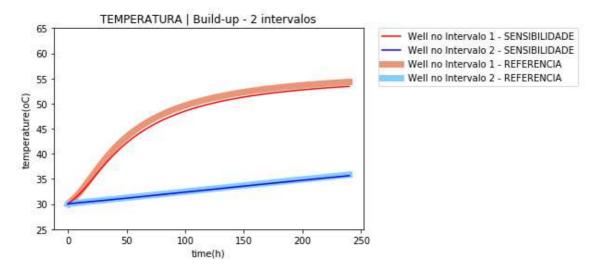


Figura 5.39 – Sensibilidade da solução do problema direto frente a redução na mesma proporção do produto cp e densidade e da condutividade térmica

Os resultados dos cenários 5 e 6, através das figuras 5.38 e 5.39, confirmam que o fato de a difusividade hidráulica não ser alterada não significa que o perfil de aquecimento no poço também não o será. Isto é devido ao fato de que não se trata de um problema de condutividade térmica simples, mas sim um caso com vários outros termos relevantes envolvidos.

Observa-se um perfil curioso nessas sensibilidades, todavia. Ao contrário dos cenários 1, 2, 3 e 4, em que o mesmo perfil identificado no reservatório mais resfriado (Intervalo 2) se repetia para o reservatório menos resfriado (Intervalo 1) agora ocorre exatamente o oposto. O aumento tanto da condutividade térmica quanto da capacidade térmica gera uma aceleração do aquecimento no intervalo 1 e redução do mesmo no intervalo 2. Já quando há a redução dos 2 termos em questão ocorre o efeito oposto: intervalo 1 tem seu aquecimento desacelerado, enquanto que o intervalo 2 aquece mais rapidamente.

Isso se deve essencialmente a relação entre a conduvidade térmica entre os intervalos e a conduvidade térmica dos intervalos em si, conforme apresentado na seção 5.a. Ao não alterarmos a difusividade hidráulica o aumento da conduvidade perde peso na solução. Entretanto, ainda haja sensíveis modificações devido a condutividade entre zonas, dada pela equação (5.10). A sensibilidade a seguir (5.5.3) explorará esse conceito.

5.5.3. Condutividade Térmica do Intervalo Isolante Hidráulico

Para avaliarmos o efeito da condutividade térmica entre os intervalos reservatório de interesse serão propostos 4 cenários distintos. São eles:

- **Cenário 1**: Condutividade térmica da camada isolante hidráulica 10x menor que o cenário referência equivalente a definir a camada como isolante térmica;
- **Cenário 2**: Condutividade térmica da camada isolante hidráulica 10x maior que o cenário referência:
- **Cenário 3**: Condutividade térmica da camada isolante hidráulica 30% maior que o cenário referência;
- **Cenário 4**: Condutividade térmica da camada isolante hidráulica 30% menor que o cenário referência:

Os cenários 1 e 2 foram propostos de forma a avaliar casos mais extremos, provando o valor de definirmos esse termo no equacionamento. Já os cenários 3 e 4 são definidos para avaliar qual o impacto dessa variável dentro da faixa de incerteza proposta

5.5.3.1. Cenário 1: Condutividade térmica da camada isolante hidráulica 10x menor que o cenário referência – equivalente a definir a camada como isolante térmica;

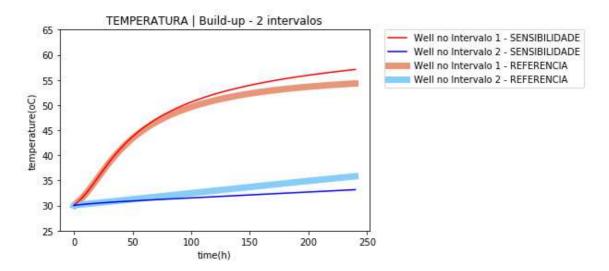


Figura 5.40 – Sensibilidade da solução do problema direto frente a redução em 10x da condutividade térmica da camada "não-reservatório"

5.5.3.2. Cenário 2: Condutividade térmica da camada isolante hidráulica 10x maior que o cenário referência;

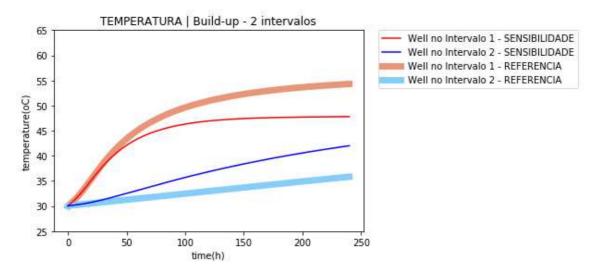


Figura 5.41 – Sensibilidade da solução do problema direto frente ao aumento de 10x da condutividade térmica da camada "não-reservatório"

Com os resultados acima fica muito claro que a comunicação entre os intervalos reservatório tem um peso significativo na solução. A redução da comunicação térmica, equivalente ao isolamento térmico quase total, provoca uma aceleração no aquecimento do intervalo menos resfriado e uma desaceleração do intervalo mais resfriado. Efeito similar, porém, com menor magnitude, ocorreu no cenário 5 da seção 5.3.3, onde teríamos uma maior condutividade térmica dos intervalos reservatórios. Já o aumento da

condutividade térmicas entre os intervalos provoca uma aproximação as curvas de aquecimento, com a aceleração da curva de aquecimento do intervalo mais frio, devido a influência do intervalo mais quente.

5.5.5.3. Cenário 3: Condutividade térmica da camada isolante hidráulica 30% maior que o cenário referência;

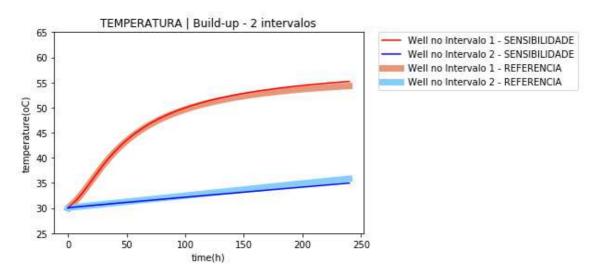


Figura 5.42 – Sensibilidade da solução do problema direto frente a aumento em 30% x da condutividade térmica da camada "não-reservatório"

5.5.3.4. Cenário 4: Condutividade térmica da camada isolante hidráulica 30% menor que o cenário referência;

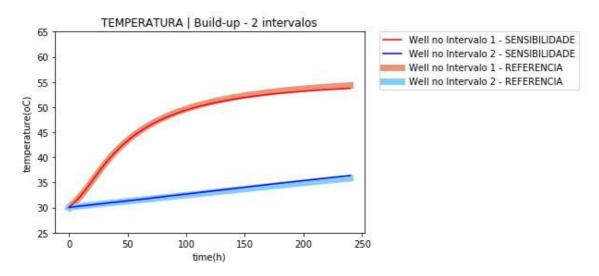


Figura 5.43 – Sensibilidade da solução do problema direto frente a redução em 30% da condutividade térmica da camada "não-reservatório"

Observa-se a variação na magnitude da condutividade térmica da camada isolante hidráulica dentro da faixa admitida como incerteza praticamente não provoca variações na assinatura de aquecimento dos intervalos. Todavia, como vimos, é fundamental que esse parâmetro seja considerado no equacionamento do problema em questão.

5.5.4. Condição Inicial de Saturação;

É esperado que perturbações no campo de saturação provoquem mudanças na assinatura de aquecimento, uma vez que altera as propriedades térmicas médias em torno do poço pelas equações (4.17), (4.18), (4.19), (4.20), (4.21) e (4.22).

Todavia, conforme descrito na seção 5.2, esse trabalho assume como premissa que há uma relação constitutiva entre saturação e o campo de temperatura. Portanto não faz sentido avaliarmos independentemente como a variável saturação influencia a solução numérica proposta. A mesma, entretanto, será avaliada em conjunto com a variação da condição inicial de temperatura, no próximo item.

5.5.5. Condição Inicial de Temperatura

Do próprio equacionamento do problema apresentado já há indicação que a condição inicial exerce papel muito relevante sobre o perfil de aquecimento observado no reservatório no período estático. A depender do grau do resfriamento do reservatório o aquecimento pode ser extremamente lento até atingir novamente o poço injetor.

Como foi discutido anteriormente o modelo conceitual de fluxo acoplado com as equações de transferência de calor supõe que que a frente de saturação do fluido injetado deva andar sempre mais a avançada que a frente fria no reservatório. Isso, naturalmente, pressupõe uma causalidade entre tais parâmetros, ou seja, quanto mais fluido é injetado no reservatório maior espera-se que seja a frente resfriada e, consequentemente, teríamos um resultado diferente no perfil de aquecimento.

Para uma avaliação do impacto do perfil da frente resfriada no momento inicial da estática (doravante citada como condição inicial de temperatura) serão propostos 2 cenários extremos:

• **Cenário 1**: frente fria tomando praticamente todo o intervalo reservatório de interesse, supondo uma injeção muito efetiva;

• **Cenário 2**: frente fria praticamente não adentrando no reservatório, supondo uma injeção muito pouco efetiva;

Como forma de facilitar as análises serão aplicados os mesmos cenários de temperatura para os 2 intervalos, de forma que tanto o intervalo 1 quanto o 2 serão submetidos aos seguintes campos de temperatura:

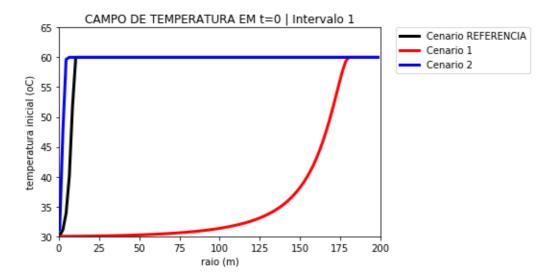


Figura 5.44 – Campos de temperatura inicial para sensibilizar o impacto da saturação do fluido injetado sobre o perfil de aquecimento do reservatório – Intervalo 1 (Superior)

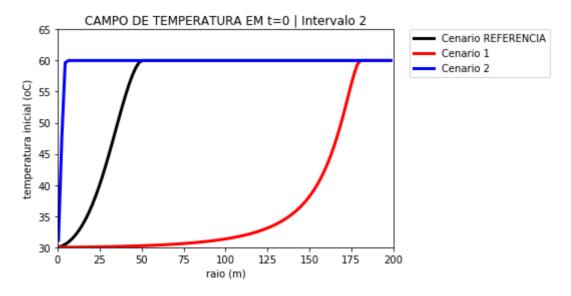


Figura 5.45 – Campos de temperatura inicial para sensibilizar o impacto da saturação do fluido injetado sobre o perfil de aquecimento do reservatório – Intervalo 2 (Inferior)

5.5.5.1. Cenário 1: frente fria avançando até praticamente todo o intervalo reservatório. Supõem-se uma injeção muito efetiva;

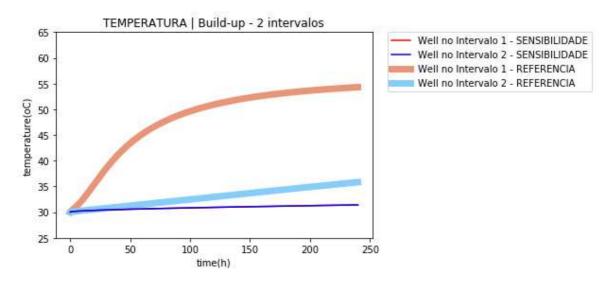


Figura 5.46 – Solução do problema direto para o cenário de frente fria avançando em todo o intervalo reservatório

5.5.5.2. Cenário 2: frente fria praticamente não adentrando no reservatório. Supõem-se uma injeção muito pouco efetiva;

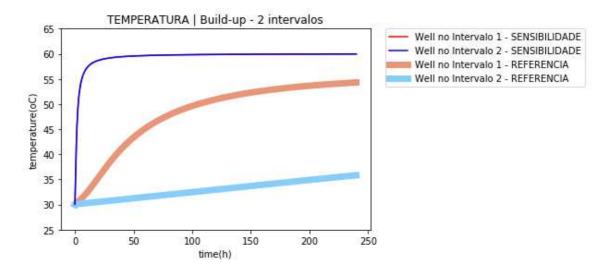


Figura 5.47 – Solução do problema direto para o cenário de frente fria praticamente não avançando no intervalo reservatório

Com análises gráficas simples observa-se que o perfil do campo de temperatura exerce papel chave para a identificação das assinaturas de aquecimento durante o regime de estática. Em cenários em que praticamente todo o intervalo avaliado está resfriado o perfil de aquecimento é muito lento, praticamente imperceptível dentro do intervalo temporal considerado (240 horas). Como foi visto nos outros cenários de sensibilidade, nenhum outro parâmetro seria capaz, dentro das faixas de incerteza, variarem dessa maneira tanto o perfil de temperatura quanto da derivada em si, onde os valores tentem a zero já a partir de 3 a 4 horas de estática.

O cenário 2 também confirma tal conceitual, onde, devido ao curto avanço da frente fria, o aquecimento se dá muito rapidamente, até atingir a temperatura do reservatório infinito.

5.5.6. Resumo dos Resultados

A partir dos resultados apresentados nas seções anteriores pode-se afirmar que a variável que confere o maior impacto sobre a solução do modelo desenvolvido é o campo de temperatura inicial. Outros parâmetros também se destacam, como a condutividade equivalente entre os intervalos e a condutividade térmica das rochas reservatório. Todavia, admitindo-se que tais parâmetros são conhecidos ou que sua variação ocorre dentro de uma faixa de incerteza que pode ser estimada por ensaios de laboratório, o

parâmetro que governará a solução do modelo é o campo inicial de temperatura e, como foi proposto na seção 5.2.8, o campo de saturação inicial.

Tais resultados reforçam a percepção apresentada já o capítulo 1 desse trabalho, de que a partir da assinatura de temperatura é possível estimar o volume que fora injetado em cada intervalo, e, inclusive, estimar o campo de saturação decorrente. Assim o problema inverso começa a se desenhar, sendo melhor desenvolvido no capítulo 6.

6. PROBLEMA INVERSO: AJUSTE DOS DADOS SINTÉTICOS E REAIS A PARTIR DO MODELO NUMÉRICO PROPOSTO

Uma vez apresentado e discutido o modelo numérico proposto para solução do problema direto passaremos nesse capítulo para discussão de resultados do campo de temperatura fruto de simulação de fluxo e obtidos diretamente de dados reais de poços injetores de campos do Pré-Sal brasileiro.

O objetivo do mesmo será apresentar como os dados que serão utilizados como insumo para resolução do problema inverso, bem como apresentar como esse problema inverso será formulado a partir do modelo proposto nos capítulos anteriores. Por fim, apresenta-se como o modelo numérico proposto funciona adequadamente para responder a principal pergunta que motivou esse trabalho: qual a fração de fluido injetado efetivamente percolou cada um dos intervalos avaliados em um poço de completação seletiva.

6.1. OBTENÇÃO DOS DADOS SINTÉTICOS

Os dados sintéticos foram obtidos a partir de um modelo de fluxo representativo simulado no software STARS 2017.1, da suíte da CMG. Este simulador de fluxo térmico permite avaliar o comportamento térmico de um reservatório de petróleo quando submetido a injeção de fluido frio para, assim, identificar como se daria o perfil de aquecimento do reservatório em regime de estática.

Tais dados servirão como testes cegos ao modelo direto, onde será conhecida a vazão injetada e a assinatura de reaquecimento de reservatório na posição do poço, que é o dado real medido e aquele que objetiva-se ajustar.

Foram simulados 5 cenários de combinação de vazão entre os 2 intervalos, detalhados nas tabelas 6.1 e 6.2.

Tabela 6.1 – Cenários de Vazão Simulados Numericamente

Cenário	Vazão Intervalo Superior	Vazão Intervalo Inferior
1	500 m3/d	2500 m3/d
2	2500 m3/d	1000 m3/d
3	100 m3/d	5000 m3/d
4	5000 m3/d	2500 m3/d
5	500 m3/d	5000 m3/d

Tabela 6.2 - Cenários de Fração Injetada Simuladas Numericamente

Cenário	Vazão Intervalo Superior	Vazão Intervalo Inferior
1	16,7%	83,3%
2	72,5%	28,5%
3	2,0%	98,0%
4	66,7%	33,3%
5	9,1%	90,9%

Os cenários em questão foram simulados em regime de fluxo por 30 dias e em regime de estática por 100 dias (2400 horas). Os mesmos foram escolhidos para que fosse possível cobrir um conjunto grande de cenários possíveis de serem observados na vida real, como cenários em que ambos os intervalos são tem volumes elevados injetados e pequenas diferenças entre si (cenário 4), cenários onde a injeção é concentrada em um intervalo único (cenário 3), cenários em que há uma distribuição majoritária pelo intervalo inferior e outras pelo superior (cenários, 1 e 2, respectivamente), entre outros. Outros cenários poderiam ser simulados e avaliados, mas entende-se que 5 cenários para testes de robustez já representam um volume significativo de testes e cobertura de cenários para avaliação.

Nas figuras 6.1 a 6.5 apresenta-se os dados da assinatura do aquecimento de poços injetores nos intervalos superior e inferior para cada um dos 5 cenários simulados no simulador térmico CMG STARTS®.

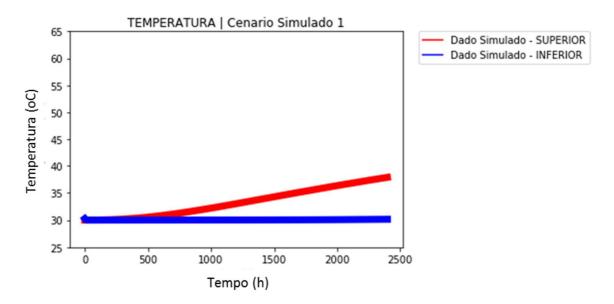


Figura 6.1 – Dado simulado para os intervalos superior e inferior – Cenário sintético 1

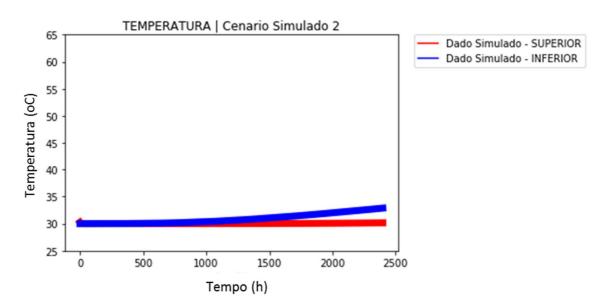


Figura 6.2 – Dado simulado para os intervalos superior e inferior – Cenário sintético 2

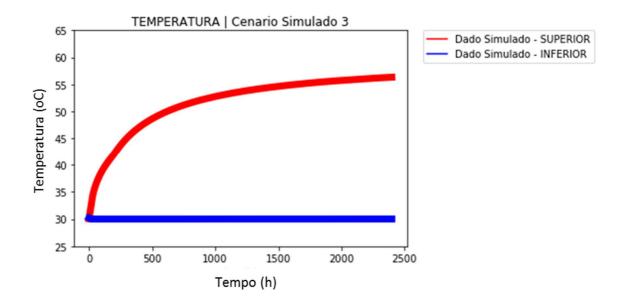


Figura 6.3 – Dado simulado para os intervalos superior e inferior – Cenário sintético 3

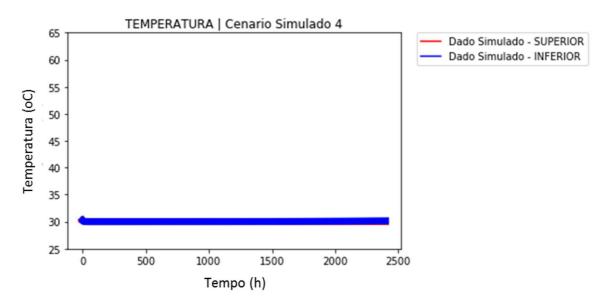


Figura 6.4 – Dado simulado para os intervalos superior e inferior – Cenário sintético 4

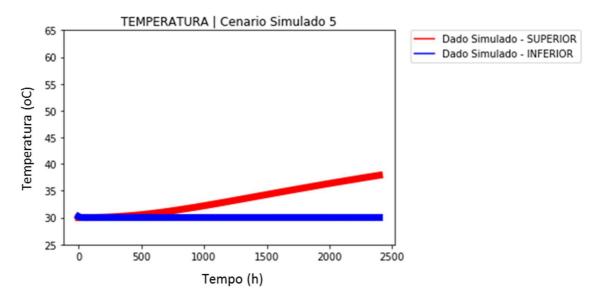


Figura 6.5 - Dado simulado para os intervalos superior e inferior — Cenário sintético 5

6.2. OBTENÇÃO DOS DADOS REAIS

Ao contrário dos dados sintéticos apresentados acima os dados reais são, por definição, dados obtidos a partir de medições reais de poços injetores operando no Pré-Sal brasileiro. Tais medidas são obtidas através de PDGs posicionados na parte externa da coluna de injeção (vide capítulo 1), sendo capaz de medir e armazenar dados em alta frequência de pressão e temperatura da formação de frente ao reservatório.

Neste trabalho serão utilizados dados de temperatura extraídos de 3 poços injetores do PPSBS, com períodos de estática que variam entre 96 a 360 horas.

6.2.1. Dados Reais Cenário 1 (Poço Injetor 1)

Trata-se de um poço injetor de flanco, com 2 zonas estratigráficas bem definidas, e propriedades constantes médias conforme tabela abaixo.

Tabela 6.3 – Valores médios de permeabilidade, porosidade e compressibilidade representativos do poço injetor 1

	Intervalo SUPERIOR	Intervalo INFERIOR
Permeabilidade Média (mD)	1200	600
Porosidade	0,15	0,12
Compressibilidade da rocha (kgf/cm2) ⁻¹	1,0E-5	1,2E-5

Na figura 6.6 apresentam-se as medidas extraídas dos PDGs de ambos os intervalos desse poço injetor 1. A exemplo dos dados sintéticos apresentados na seção anterior, esses dados serão utilizados ao longo desse capítulo como insumo para solução do problema inverso, ou seja, estimar o volume injetado em cada intervalo a partir do perfil de reaquecimento observados nos 2 intervalos.

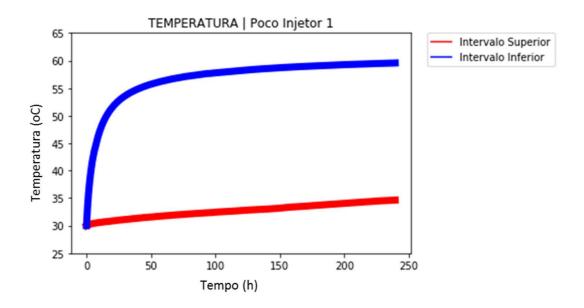


Figura 6.6 – Dado reais observados para o poço injetor 1

6.2.2. Dados Reais Cenário 2 (Poço Injetor 2)

A exemplo do poço injetor 1 este também é um poço de um campo do PPSBS, com 2 zonas estratigráficas bem definidas e propriedades constantes médias conforme tabela 6.4.

Tabela 6.4 – Valores médios de permeabilidade, porosidade e compressibilidade representativos do poço injetor 2

	Intervalo SUPERIOR	Intervalo INFERIOR
Permeabilidade Média (mD)	1400	1000
Porosidade	0,16	0,14
Compressibilidade da rocha (kgf/cm2) ⁻¹	1,0E-5	1,2E-5

Na figura 6.7 apresentam-se as medidas extraídas dos PDGs de ambos os intervalos desse poço injetor 2.

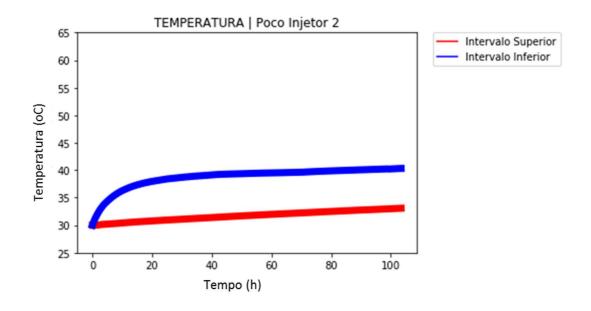


Figura 6.7 – Dado reais observados para o poço injetor 2

6.2.3. Dados Reais Cenário 3 (Poço Injetor 3)

A exemplo do poço injetor 1 e 2 este também é um poço de um campo do PPSBS, com 2 zonas estratigráficas bem definidas e propriedades constantes médias conforme tabela 6.5.

Tabela 6.5 – Valores médios de permeabilidade, porosidade e compressibilidade representativos do poço injetor 2

	Intervalo SUPERIOR	Intervalo INFERIOR
Permeabilidade Média (mD)	800	1000
Porosidade	0,10	0,14
Compressibilidade da rocha (kgf/cm2) ⁻¹	1,0E-5	1,2E-5

Na figura 6.8 apresentam-se as medidas extraídas dos PDGs de ambos os intervalos desse poço injetor 3.

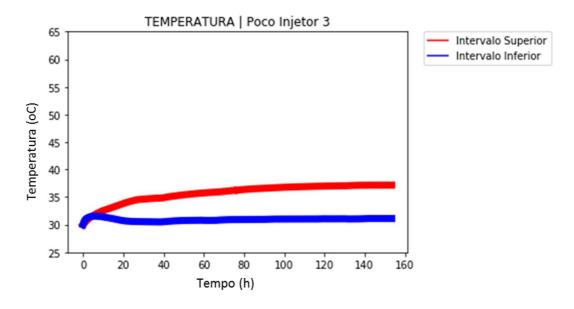


Figura 6.8 – Dado reais observados para o poço injetor 3

6.3. DETALHAMENTO DO PROBLEMA INVERSO

6.3.1. Introdução aos Problemas Inversos

Segundo Aster *et al* (2018) um problema direto é aquele onde se deseja obter resultados quaisquer (**d**) a partir de um conjunto de dados de entrada disponíveis (**m**) e algum modelo a priori (**G**), onde se verifique a relação:

$$\mathbf{d} = \mathbf{G}(\mathbf{m}) \tag{6.1}$$

O modelo **G** pode ser um conjunto de equações simples, diferenciais ordinárias, diferenciais parciais, algum algoritmo complexo, etc. Não há diferenciação do modelo para com a classificação do problema em si.

Já um problema inverso subverte essa lógica, uma vez que se tratam de problemas onde se dispõe do resultado final (d) – seja a partir de medições físicas ou simulações em pacotes fechados – mas não se conhece os dados originais que alimentam o modelo a priori (m). Ou seja:

$$\mathbf{m} = \mathbf{G}^{-1}(\mathbf{d}) \tag{6.2}$$

Em resumo:

- a) Problema Direto: conhecem-se (m) e (G) e deseja-se obter (d)
- b) Problema Inverso: conhecem-se (d) e (G) e deseja-se obter (m)
- c) Problema de Identificação de Sistema: se conhecem (m) e (d) e se deseja obter
 (G)

Para o problema que foi apresentado nesta dissertação tem-se que:

• Quais são os dados disponíveis?

Os dados disponíveis, conforme capítulo 1 e 2, são dados de temperatura em período de estática obtidos através de medições físicas realizadas em intervalos injetores de poços de petróleo. Logo os dados disponíveis são os dados do final da cadeia de interesse, ou seja, a resposta do reservatório a um estímulo externo.

$$\mathbf{d} = \begin{bmatrix} \theta^1 \\ \theta^2 \end{bmatrix}_t^{r_w} = \begin{bmatrix} \theta_1^1 & \theta_2^1 & \dots & \theta_n^1 \\ \theta_1^2 & \theta_2^2 & \dots & \theta_n^2 \end{bmatrix}_t^{r_w}$$

$$(6.3)$$

Qual o modelo físico envolvido?

O modelo envolvido foi descrito detalhadamente ao longo das seções 3, 4 e 5, findando no workflow apresentado na seção 5.2. Em resumo trata-se da aplicação da EBE acoplada a EDH e resolvida de forma numérica através de um algoritmo já determinado.

Quais os dados objetiva-se obter?

O principal resultado desejado é a vazão injetada em cada um dos intervalos de interesse, uma vez que esta é a variável desconhecida do problema. Todavia o insumo do modelo direto em questão é o campo inicial de temperatura e de saturação do reservatório no regime de estática.

$$\mathbf{m} = \begin{bmatrix} \theta^{1} \\ \theta^{2} \\ S_{w}^{1} \\ S_{w}^{2} \end{bmatrix}_{t=0}^{r} = \begin{bmatrix} \theta_{1}^{1} & \theta_{2}^{1} & \dots & \theta_{n}^{1} \\ \theta_{1}^{2} & \theta_{2}^{2} & \dots & \theta_{n}^{2} \\ S_{w_{1}}^{1} & S_{w_{2}}^{1} & \dots & S_{w_{n}}^{1} \\ S_{w_{1}}^{2} & S_{w_{2}}^{2} & \dots & S_{w_{n}}^{2} \end{bmatrix}_{t=0}^{r}$$

$$(6.4)$$

Como apresentado no capítulo 5 a relação entre saturação e temperatura será dada através do ábaco de relações constitutivas entre saturação normalizada e da temperatura normalizada. Pelo algoritmo apresentado na seção 5.2.8 tem-se que:

$$S_w = f(\theta) \tag{6.5}$$

Portanto, pode-se resumir a matriz que explicita o modelo **m** apenas conforme abaixo:

$$\mathbf{m} = \begin{bmatrix} \theta^1 \\ \theta^2 \end{bmatrix}_{t=0}^r = \begin{bmatrix} \theta_1^1 & \theta_2^1 & \dots & \theta_n^1 \\ \theta_1^2 & \theta_2^2 & \dots & \theta_n^2 \end{bmatrix}_{t=0}^r$$
 (6.6)

Evidencia-se, que, para o problema abordado nesta dissertação, conhecemos tanto o modelo físico envolvido (**G**) e conhecemos qual a resposta desse modelo a um estímulo (**d**) mas não conhecemos qual foi esse estímulo (**m**). Assim pode-se afirmar que o problema de interesse é um **problema inverso**, e deve ser resolvido como tal.

Ainda de acordo com Aster *et al* (2018) problemas inversos são casos especiais da ciência e da engenharia uma vez que a simples resposta matemática ao problema não é suficiente para representa-lo. Uma razão para tal é que existem diversos conjuntos de dados de entrada que geram a mesma resposta final – dados medidos. Surge então a necessidade de avaliação quanto a razoabilidade daqueles resultados.

Por esse tipo de característica os problemas inversos trazem contigo conceitos poucos familiares aos problemas diretos, como: existência, unicidade e estabilidade da solução. Segundo Hadamard (apud Aster *et al*, 2018) um problema inverso bem-posto é tal que:

- Exista solução;
- A solução tenha unicidade;
- O processo de obtenção da solução seja estável.

Discutindo rapidamente os conceitos abaixo e como eles aplicam-se para o nosso problema proposto tem-se:

a) Existência de solução

Pode-se resumir que o conceito de existência de solução está associado ao nível de ruído de medição dos dados disponíveis. Para alguns problemas inversos o nível de ruído pode ser da mesma magnitude da grandeza medida, o que significaria que o modelo estaria ajustando tanto o ruído quanto o dado. Isto levaria a inexistência da solução.

Embora os PDGs tenham nível de precisão elevada, os ruídos do mesmo não são desprezíveis. Porém, como a frequência de leitura é muito alta (1 dado a cada 5 segundos) pode-se afirmar que o ruído é pequeno e não atrapalharia a análise quanto a existência de solução.

b) Unicidade da solução

Ainda de acordo com Aster *et al* (2018) se uma solução de um problema inverso existe ela pode não ser único, mesmo que seu conjunto de dados medidos tenda a infinito. A tal propriedade dá-se o nome de não-unicidade, que é uma característica de um problema inverso linear com posto matricial, onde \mathbf{G} apresenta um espaço nulo não-trivial. Para problemas inversos lineares isso significa que $\mathbf{Gm_0} = 0$ o que, consequentemente, significa dizer que qualquer combinação linear desses dados m_0 podem ser somados a uma solução $\mathbf{m_{EXT}}$ que satisfaz o problema inverso sem modificar

o ajuste previamente posto. Há, portanto, um número significativamente grande de modelos que ajustam os dados medidos, e isso é uma característica inerente do problema inverso.

$$Gm_{EXT} = G(m_{EXT} + m_0) = d ag{6.7}$$

O grau de não unicidade do problema é proporcional ao número de variáveis que compõem o modelo, uma vez que há aumento proporcional da dimensão de G e, consequentemente, o aumento o espaço vetorial nulo. Em outras palavras quanto menos variáveis linearmente independentes compuserem o modelo (**m**) menor o número de soluções que o problema inverso admitirá.

Para o problema proposto nesse trabalho o modelo que objetiva-se estimar apresentaria cerca de 200 variáveis, ou seja, um valor de temperatura para cada célula do grid proposto. Esse conjunto de 200 variáveis, por sua vez, permitiria um número sensivelmente grande de soluções que ajustariam os dados medidos, tornando o problema inverso mal posto, com grande não-unicidade. Uma forma de minimizar esse problema, seria parametrizar o campo de temperatura inicial nos intervalos 1 e 2, conforme já fora proposto no capítulo 5 através da equação (5.12). Isto permite reduzir o número total de variáveis de 200 para 6, consequentemente, reduz o grau de não unicidade do problema.

Dessa forma o modelo estimado para o problema inverso será dado conforme abaixo.

$$\mathbf{m} = \begin{bmatrix} \theta^1 \\ \theta^2 \end{bmatrix}_{t=0}^r = \begin{bmatrix} a^1 & b^1 & R_{\infty}^1 \\ a^2 & b^2 & R_{\infty}^2 \end{bmatrix}$$
(6.8)

Assim, a definição do campo de temperatura de forma parametrizada, conforme acima permite diversas vantagem para a solução do problema proposto, tais como:

- Reduzir a não-unidade da solução
- Reduzir o risco de implausibilidade física da solução obtida
- Facilitar a coerência da solução para determinação do campo de saturação, via relações constitutivas
- Facilitar a convergência de métodos de otimização para obtenção da solução

c) Estabilidade do processo de solução

Já o conceito de instabilidade de solução (ou instabilidade do processo de solução) ocorre quanto pequenas variações nos dados medidos provocam grandes variações no modelo estimado. Isso tende a não ocorrer no nosso tipo de problema, uma vez que tanto os dados medidos quanto os dados estimados têm a mesma ordem de grandeza. Assim pode-se afirmar que o processo de solução do problema proposto é estável, podendo-se evitar a utilização de métodos de regularização.

Portanto pode-se concluir que, com o modelo de parâmetros estimados dado acima o problema inverso, embora ainda não seja totalmente bem-posto pelo conceito de Hadamard (apud Aster *et al*, 2018) tende a se aproximar dessa classificação.

6.3.2 Processo de Solução

Em linhas gerais o processo de solução de um problema inverso consiste em obter um modelo de parâmetros que, ao aplicarmos no modelo a priori **G**, fornecerá resultados (**d**) que se aproximam dos dados medidos (**d***). A diferença entre os dados estimados e os dados medidos dá-se o nome de resíduo e a solução desejada será aquela que minimiza esse resíduo.

$$\mathbf{Gm} = \mathbf{d} \approx \mathbf{d}^* \tag{6.9}$$

Tal resíduo pode ser estimado de diferentes formas, sendo as mais tradicionais o resíduo pela norma 1 e pela norma 2. As mesmas estão dadas pelas equações (6.10) e (6.11).

$$f_{res}^{1} = \|\mathbf{d} - \mathbf{d}^{*}\|_{1}^{1} = \|\mathbf{Gm} - \mathbf{d}^{*}\|_{1}^{1} = \sum_{i=1}^{n} |(G_{i}m_{i} - d_{i})|$$
(6.10)

$$f_{res}^2 = \|\mathbf{d} - \mathbf{d}^*\|_2^2 = \|\mathbf{Gm} - \mathbf{d}^*\|_2^2 = \sum_{i=1}^{n} (G_i m_i - d_i)^2$$
(6.11)

Como trata-se de um problema de minimização da função resíduo pode-se obter, para cada uma das definições da norma acima, uma solução do problema inverso, que, segundo Aster *et al* (2018) seria dada por:

$$\mathbf{m}^{1} = \left[\mathbf{G}^{\mathsf{T}} \left(\frac{1}{\mathsf{f}} \right) \mathbf{G} \right]^{-1} \mathbf{G}^{\mathsf{T}} \left(\frac{1}{\mathsf{f}} \right) \mathbf{d} \tag{6.12}$$

$$\mathbf{m}^2 = [\mathbf{G}^{\mathsf{T}}\mathbf{G}]^{-1}\mathbf{G}^{\mathsf{T}}\mathbf{d} \tag{6.13}$$

Nota-se que na expressão da solução extada m estimada pela na norma 1 surge termo f, que representa o ponto estacionário em que se está calculando o resíduo, ou seja, $f = f(\mathbf{m})$. Assim o problema de minimização pela norma 1 se torna iterativo, tendo que ser calculado de forma numérica. Já para a norma 2 a solução é direta.

Entretanto só é possível obter a solução do problema inverso através da aplicação das expressões abaixo quando (**G**) pode ser expresso de forma linear e analítica com (**m**), como em um sistema de equações por exemplo. Do contrário se faz necessário implementar a minimização do resíduo através de algum método de otimização que, para esse trabalho, escolheu-se método simplex de Nelder-Mead.

A função resíduo, que será alvo da minimização, foi definida como:

$$f_{res} = \sum_{i=1}^{2} \frac{1}{2} \left[\sum_{i=1}^{n} \frac{\left(\theta_{i} - \theta_{i}^{d}\right)^{2}}{i} \right]^{j}$$
 (6.14)

Onde i representa cada um dos anéis do grid de trabalho e j representa cada um dos intervalos.

6.3.2.1 Método de Nelder-Mead

O método de Nelder-Mead foi publicado originalmente por John Nelder e Roger Mead em 1965, como sendo uma evolução ao método *simplex*, proposto originalmente por Spendley, Hext e Himsoworth (1930).

Segundo Nelder & Mead (1965), esse método tem sido aplicado amplamente para problemas que envolvem minimização sem restrição de funções de *n* variáveis, e tem sua popularidade devida, entre outros, aos seguintes fatores:

 Não necessidade do cálculo explícito ou implícito de quaisquer derivadas da função objetivo;

- Em cada iteração poucas avaliações da função objetivo são feitas;
- Acentuado decréscimo do valor da função objetivo nas primeiras avaliações da função;

Dentre os pontos destacados acima o que torna o método mais interessante para o problema é a sua não necessidade do cálculo explícito ou implícito de quaisquer derivadas da função objetivo para convergir. A grande complexidade de se calcular as derivadas para nossa função **G**, dada pelo algoritmo numérico apresentado nas seções anteriores tende a degradar sensivelmente a performance do método de minimização.

Para testar a eficiência desse método em relação a outros clássicos da programação linear e foi realizado um teste com um conjunto de dados sintéticos do cenário 2, apresentado na seção anterior. São eles:

i. Nelder-Mead (referência)

- ii. BFGS³
- iii. L-BFGS⁴
- iv. Powell⁵

_

³ BFGS (Broyden-Fletcher-Goldfarb-Shanoo): Método de otimização irrestrita quasenewtonio baseada em busca linear, onde não depende de estimativas de matriz Hessiana para garantir convergência, embora depende de cálculos das derivadas de primeira ordem. Usualmente fornecem bons resultados quando função envolve muitas variáveis; (Broyden, 1970), (Fletcher, 1970), (Goldfarb, 1970), (Shanno, 1970)

⁴ L-BFGS-B (Limited BFGS): Método de otimização irrestria quasenewtoniano, baseado no BFGS (BFGS de memória limitada). Foi desenvolvido para lidar melhor com problemas com elevado número de variáveis, onde a matriz Hessiana é usualmente muito esparsa. Também depende das avaliações das derivadas de primeira ordem. (Nocedal, 1980)

⁵ Powell: Método de otimização baseado em busca bi-linear, que não demanda avaliações de derivadas de qualquer ordem e, consequentemente, a função que se deseja minimizar não precisa ser diferenciável. Esse método é especialmente útil para encontrar mínimos locais ou globais de função complexas, principalmente aquelas sem uma explicitação matemática, já que não preconiza o cálculo das derivadas. (Powell, 1964)

Estes foram escolhidos pois estão previamente implementados no pacote SCIPY⁶ do Python e não demandam cálculos prévios de gradientes ou hessianas para operarem.

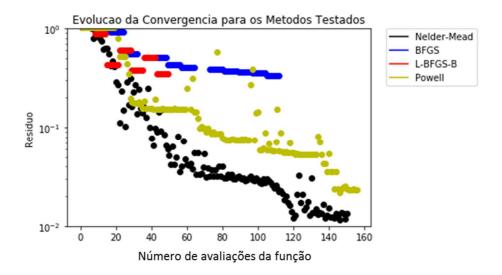


Figura 6.9 – Evolução da convergência dos métodos escolhidos para solução do problema inverso

Pelos resultados acima fica claro que método de Nelder-Mead apresenta os melhores resultados em termos de convergência, chegando a reduzir o resíduo em 50 vezes após apenas 50 avaliações, e a uma redução de quase 100 vezes após as 150 avaliações máximas definidas. O método Powell, que se assemelha do Nelder-Mead por também não demandar cálculos de derivadas, também apresentou bons resultados, reduzindo o resíduo em cerca de 70 vezes após 150 avaliações. Já o método BFGS, que demanda estimativas das derivadas de primeira ordem (que no SCIPY são feitas através de diferenças finitas), apresentaram performance pior, sequer avançando além de uma redução do resíduo da ordem de 2 vezes.

6.3.2.1 Workflow do Processo de Obtenção da Solução

Uma vez definidos os conceitos relevantes ao problema inverso, bem como do método de otimização que será aplicado, a última etapa a ser detalhada antes da efetiva

⁶ SCIPY: é um ambiente baseado em python aberto para comunidade científica e focado em métodos matemáticos, de ciência e engenharia (Scipy .org, 2019)

aplicação do método proposto para resolver o problema inverso para os 5 cenários de dados sintéticos e para os 3 conjuntos de dados reais, apresentados nas seções 6.1 e 6.2, é a concatenação desses passos no workflow a seguir.

- 1 Definir a estimativa inicial para os 6 parâmetros que compõe a solução do problema inverso $(a^1, b^1, R^1 \infty, a^2, b^2 e R^2 \infty)$ da equação 5.12
- 2 A partir dos parâmetros de (1) determinar o campo inicial de temperatura através da equação 5.12
- 3 A partir de (1) e (2) determinar o campo inicial de saturação (vide workflow apresentado na seção 5.1)
- 4 A partir de (2) e (3) determinar a variação do campo de temperatura ao longo do tempo através do workflow apresentado na seção 5.2
- 5 A partir de (4) calcular a função resíduo através da equação 6.14;
- 6 Avaliar o valor de resíduo e comparar com a tolerância imposta. Caso seja menor interromper o loop;
- 7 Atualizar os parâmetros que compõe a solução do problema inverso através do método de Nelder-Mead e retornar a (2)

6.4. SOLUÇÃO DOS PROBLEMAS INVERSOS – DADOS SINTÉTICOS

Essa seção tem por objetivo testar o workflow apresentado anteriormente para obtenção da solução do problema inverso para os 5 cenários simulados, conforme seção 6.1, e também para os 3 cenários de dados reais extraídos de poços injetores em reservatórios do Pré-Sal brasileiro.

A partir da solução do problema encontrado para cada cenário pode-se obter qual a fração injetada em cada intervalo, e confrontar com o rateio que deu origem a cada um dos resultados sintéticos utilizados. Através de "teste cego" será possível calibrar o modelo proposto e verificar se o mesmo é ou não capaz de representar adequadamente o rateio de vazão a partir do dado de temperatura dos intervalos.

6.4.1. Cenário Sintético 1

Aplicando-se o workflow acima sobre os dados simulados do cenário 1 observase uma significativa redução do erro observado ao longo do processo de convergência. Note que o método de Nelder-Mead permite uma redução do resíduo em mais de 100 vezes em apenas 100 avaliações de função, sendo muito efetivo para a convergência.

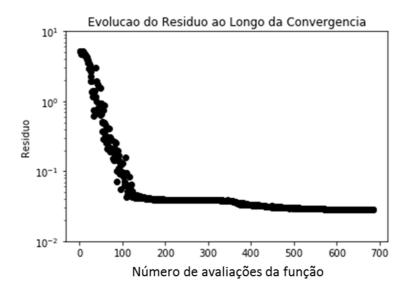


Figura 6.10 – Evolução do resíduo observado na solução do problema inverso do cenário sintético 1

Na sequência dessa seção apresenta-se a evolução da obtenção da solução problema inverso desde a estimativa inicial até a solução definitiva. Interessante observar que há uma clara correlação entre o resíduo e a estimativa do coeficiente R_{∞} do intervalo superior, que se apresenta como principal parâmetro para o atingimento do ajuste aos dados, embora não seja o único.

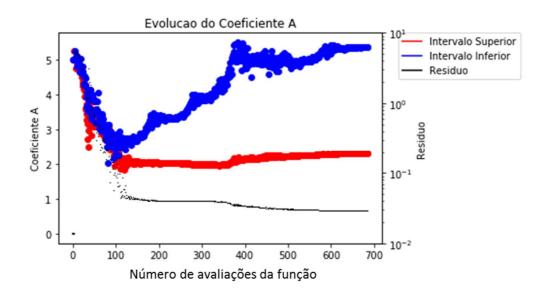


Figura 6.11 – Evolução do coeficiente A observado na solução do problema inverso do cenário sintético 1

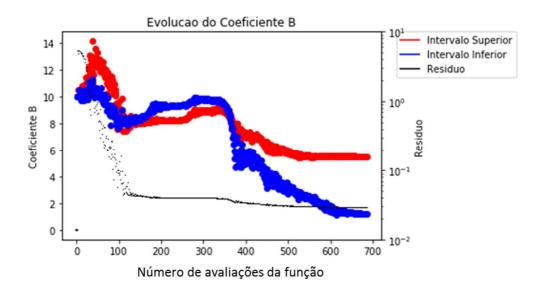


Figura 6.12 – Evolução do coeficiente B observado na solução do problema inverso do cenário sintético 1

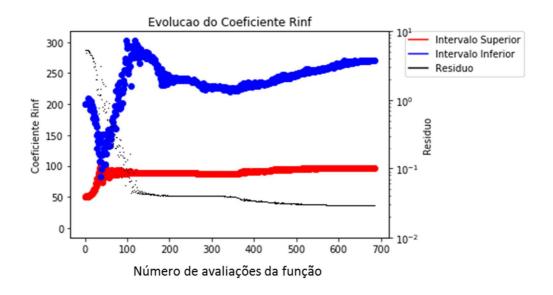


Figura 6.13 – Evolução do coeficiente C observado na solução do problema inverso do cenário sintético 1

A solução do problema inverso obtido pelo método proposto forneceu, como modelo, os seguintes parâmetros:

Tabela 6.6 – Valores dos parâmetros que compõe a solução do problema inverso para o cenário 1

	Intervalo SUPERIOR	Intervalo INFERIOR
Coeficiente A	2,31	5,36
Coeficiente B	5,55	1,22
Coeficiente R_{∞}	95,93	270,31

Aplicando-se os parâmetros acima no workflow do problema direto tem-se a solução do campo de temperatura ao longo do tempo que melhor ajusta o histórico de produção, bem como a fração injetada em cada intervalo. Na sequência apresenta-se o ajuste da solução do problema inverso em relação aos dados medidos.

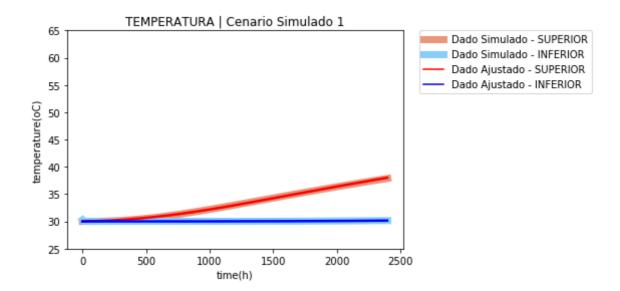


Figura 6.14 – Comparação da solução do problema inverso com os dados simulados para o cenário sintético 1

Complementarmente a figura 6.15 apresenta-se o diagrama de desvio da solução simulada frente aos dados medidos. Veja que a solução simulada se aproxima muito dos dados medidos, o que também poderia ser observado pela figura acima. Isso confirma que, ao menos para esse cenário de vazões impostas, o modelo proposto é adequado para representar o fenômeno observado.

Ademais, observa-se também as medidas de RMSE⁷ e Bias⁸, que, em conjunto, representam o quão bem os dados ajustados se aproximam dos dados medidos. Quanto mais próximos de zero mais exata é a solução do problema proposto.

$$RMSE = \sqrt{\frac{\sum_{i=0}^{N} (y_i - y_i^d)^2}{N}}$$
 (6.15)

⁷ Root-Mean-Square-Deviation representa medida estatística da diferença entre os valores de uma determinada população e dos valores estimados. Os valores são necessariamente positivos e quanto melhor forem as estimativas do modelo proposto mais próximo de zero será o RMSE.

⁸ Bias representa a medida estatística do viés de um determinado conjunto de valores estimados frente a população. Os valores podem ser positivos ou negativos, e quanto melhor forem as estimativas do modelo proposto mais próximo de zero será o Bias.

$$Bias = \frac{\sum_{i=0}^{N} (y_i - y_i^d)}{N}$$
 (6.16)

As figuras 6.15 e 6.16 abaixo apresentam a dispersão do resultado obtido através da modelagem inversa apresentada nesta dissertação e os resultados sintéticos, além de apresentarem os resultados do RMSE e do Bias. Tal formato de resultado será repetido para todos os cenários estudados.

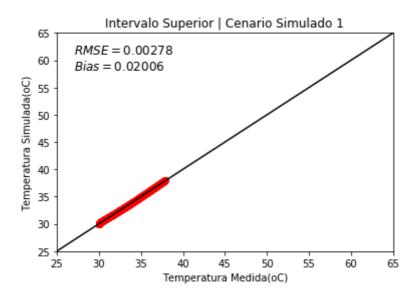


Figura 6.15 – Dispersão da solução do problema inverso no intervalo superior comparado com os dados simulados para o cenário sintético 1

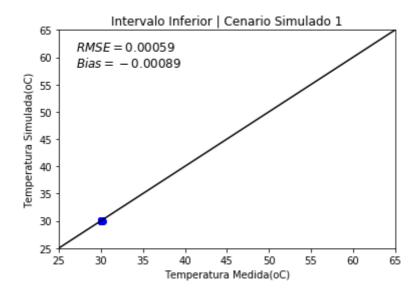


Figura 6.16 – Dispersão da solução do problema inverso no intervalo inferior comparado com os dados simulados para o cenário sintético 1

Por fim, uma vez que já está provado que o processo de inversão é adequado para resolver o problema, falta avaliar se a resposta que o mesmo fornecera para a fração injetada em cada intervalo é equivalente aquela que fora imposta para simulação do problema direto, através do CMG STARS 2017.1®. Na figura 6.17 apresenta-se qual o campo de saturação de água injetada corresponde ao campo de temperatura da solução do problema inverso. A partir da definição deste campo é possível determinar as frações de fluido injetado em cada intervalo.

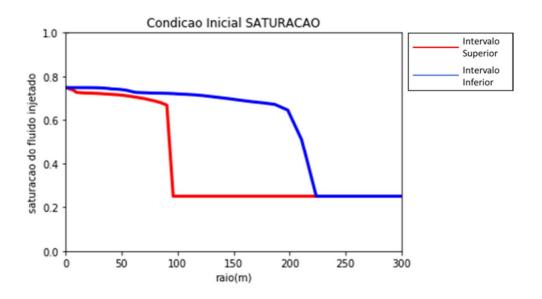


Figura 6.17 – Campo de saturação de água injetada nos 2 intervalos, obtida a partir da solução do problema inverso – cenário 1

As frações injetadas em cada intervalo, obtidas a partir da solução do problema inverso, e sua comparação com a relação das vazões impostas ao simulador e apresentadas na seção 6.1 estão explicitadas na tabela 6.7.

Tabela 6.7 – Previsão do rateio de injeção por intervalo da solução do problema inverso frente a referência (valor conhecido da simulação) – cenário 1

	Intervalo SUPERIOR	Intervalo INFERIOR
Imposto ao STARS (referência)	16,7%	83,3%
Solução do Problema Inverso	16,3%	83,7%
Erro Absoluto	-0,4%	+0,4%

Evidencia-se, portanto que, além de o modelo proposto ser adequado para representação do fenômeno ele também é capaz de estimar adequadamente qual a fração de vazão que efetivamente percolou cada intervalo aberto ao fluxo. Esse fato será novamente testado nos demais 4 cenários simulados pelo CMG STARS®.

6.4.2. Cenário Sintético 2

Aplicando-se o workflow acima sobre os dados simulados do cenário 1 observase uma significativa redução do erro observado ao longo do processo de convergência. Note que o método de Nelder-Mead permite uma redução do resíduo em mais de 100 vezes em pouco mais de 100 avaliações. Além disso, ao contrário do cenário 1, o método foi capaz de atingir o critério de parada com apenas 177 avaliações da função.

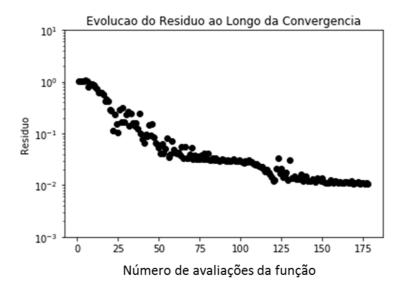


Figura 6.18 – Evolução do resíduo observado na solução do problema inverso do cenário sintético 2

Na sequência dessa seção apresenta-se a evolução da obtenção da solução problema inverso desde a estimativa inicial até a solução definitiva.

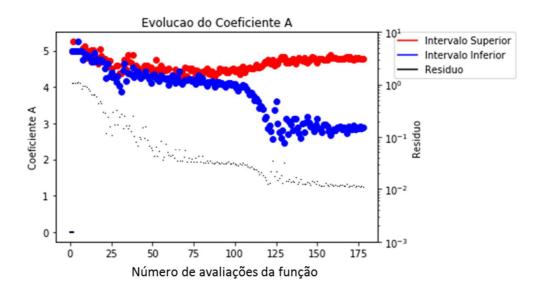


Figura 6.19 – Evolução do coeficiente A observado na solução do problema inverso do cenário sintético 2

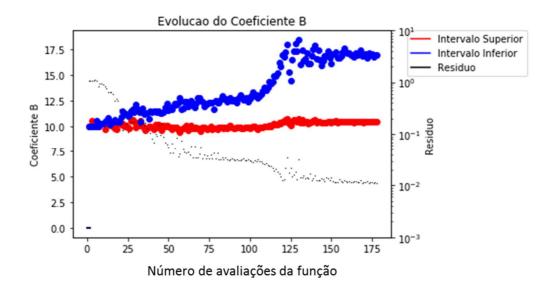


Figura 6.20 – Evolução do coeficiente B observado na solução do problema inverso do cenário sintético 2

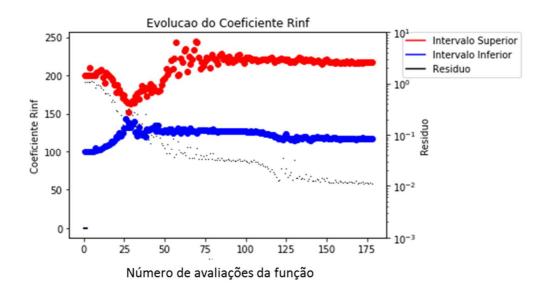


Figura 6.21 — Evolução do coeficiente R_{∞} observado na solução do problema inverso do cenário sintético 2

A solução do problema inverso obtido pelo método proposto forneceu, como modelo, os seguintes parâmetros:

Tabela 6.8 – Valores dos parâmetros que compõe a solução do problema inverso para o cenário 2

	Intervalo SUPERIOR	Intervalo INFERIOR
Coeficiente A	4,78	2,88
Coeficiente B	10,41	16,94
Coeficiente R_{∞}	217,12	117,73

Aplicando-se os parâmetros acima no workflow do problema direto tem-se a solução do campo de temperatura ao longo do tempo que melhor ajusta o histórico de produção, bem como a fração injetada em cada intervalo. Na figura 6.22 o ajuste da solução do problema inverso em relação aos dados medidos.

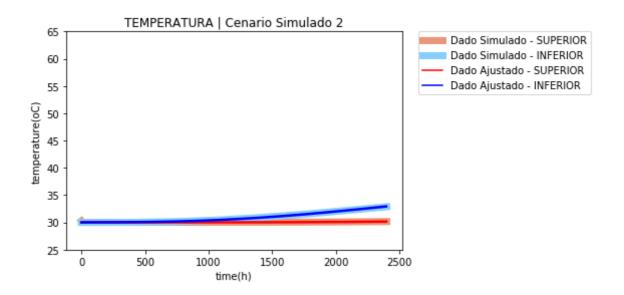


Figura 6.22 – Comparação da solução do problema inverso com os dados simulados para o cenário sintético 2

Para complementar a figura 6.22 acima apresenta-se o diagrama de desvio da solução simulada frente aos dados medidos. Veja que a solução simulada se aproxima muito dos dados medidos, o que também poderia ser observado pela figura acima. Isso confirma que, ao menos para esse cenário de vazões impostas, o modelo proposto é adequado para representar o fenômeno observado.

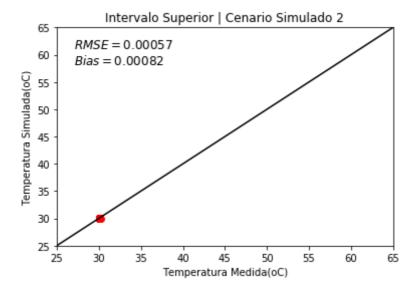


Figura 6.23 – Dispersão da solução do problema inverso no intervalo superior comparado com os dados simulados para o cenário sintético 2

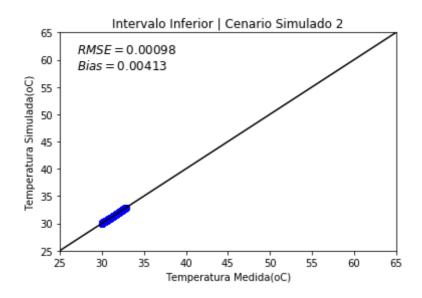


Figura 6.24 – Dispersão da solução do problema inverso no intervalo inferior comparado com os dados simulados para o cenário sintético 2

Por fim, uma vez que está demonstrado que o modelo proposto é adequado para representar o fenômeno, falta avaliar se a resposta que o mesmo fornecera para a fração injetada em cada intervalo é equivalente aquela que fora imposta para simulação do problema direto, através do STARS. Na figura 6.25 apresenta-se qual o campo de saturação de água injetada que corresponde ao campo de temperatura da solução do problema inverso. A partir da definição deste campo é possível determinar as frações de fluido injetado em cada intervalo.

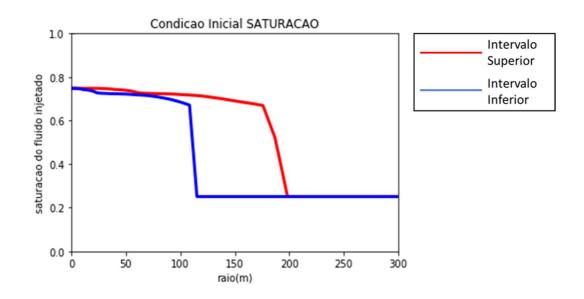


Figura 6.25 – Campo de saturação de água injetada nos 2 intervalos, obtida a partir da solução do problema inverso – cenário 2

Por fim, resumo as frações injetadas em cada intervalo, obtidas a partir da solução do problema inverso, e comparo com a relação das vazões impostas ao simulador e apresentadas na seção 6.1.

Tabela 6.9 – Previsão do rateio de injeção por intervalo da solução do problema inverso frente a referência (valor conhecido da simulação) – cenário 2

	Intervalo SUPERIOR	Intervalo INFERIOR
Imposto ao STARS (referência)	72,5%	27,5%
Solução do Problema Inverso	73,9%	26,1%
Erro Absoluto	+1,4%	-1,4%

Embora o erro da solução obtida em relação a solução exata tenha sido um pouco maior ainda fica claro que o modelo proposto é adequado para representação do fenômeno e também é capaz de estimar adequadamente qual a fração de vazão que efetivamente percolou cada intervalo aberto ao fluxo.

6.4.3. Cenário Sintético 3

Aplicando-se o workflow proposto sobre os dados simulados do cenário 1 observa-se uma significativa redução do erro observado ao longo do processo de convergência. Note que o método de Nelder-Mead permite uma redução do resíduo em mais de 50 vezes em pouco mais de 100 avaliações da função, convergindo para o critério de parada em pouco mais de 430 avaliações da função.

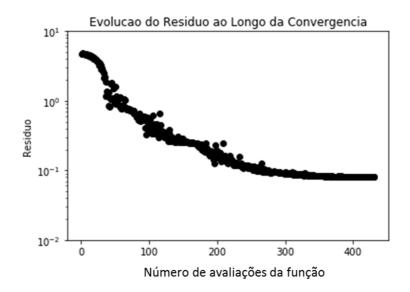


Figura 6.26 – Evolução do resíduo observado na solução do problema inverso do cenário sintético 3

Na sequência dessa seção apresenta-se a evolução da obtenção da solução do problema inverso desde a estimativa inicial até a solução definitiva.

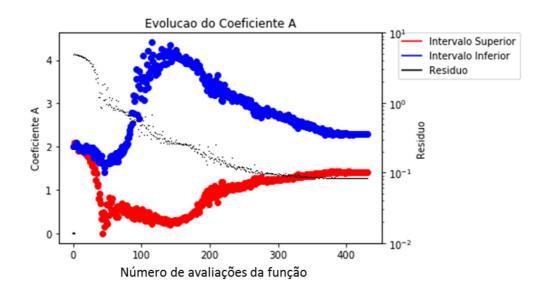


Figura 6.27 – Evolução do coeficiente A observado na solução do problema inverso do cenário sintético 3

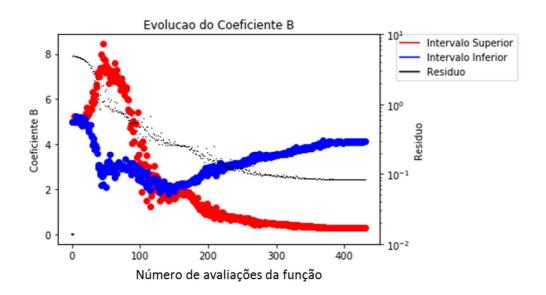


Figura 6.28 – Evolução do coeficiente B observado na solução do problema inverso do cenário sintético 3

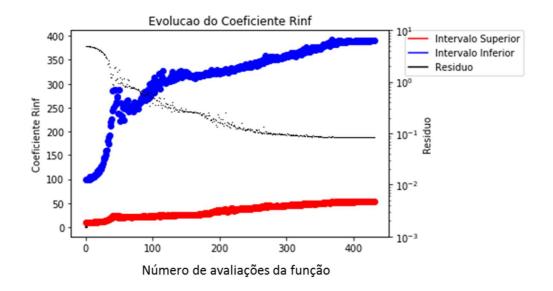


Figura 6.29 – Evolução do coeficiente R_{∞} observado na solução do problema inverso do cenário sintético 3

A solução do problema inverso obtido pelo método proposto forneceu, como modelo, os seguintes parâmetros:

Tabela 6.10 – Valores dos parâmetros que compõe a solução do problema inverso para o cenário 2

	Intervalo SUPERIOR	Intervalo INFERIOR
Coeficiente A	1,42	2,29
Coeficiente B	0,28	4,11
Coeficiente R_{∞}	52,69	389,77

Aplicando-se os parâmetros da tabela 6.10 no workflow do problema direto temse a solução do campo de temperatura ao longo do tempo que melhor ajusta o histórico de produção, bem como a fração injetada em cada intervalo. A figura 6.30 apresenta o ajuste da solução do problema inverso em relação aos dados medidos.

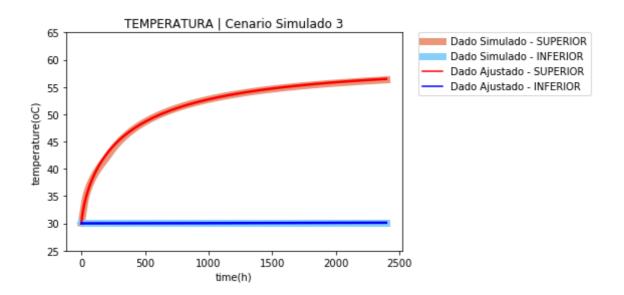


Figura 6.30 – Comparação da solução do problema inverso com os dados simulados para o cenário sintético 3

Para complementar a figura 6.30 apresento abaixo o diagrama de desvio da solução simulada frente aos dados medidos. Veja que a solução simulada se aproxima muito dos dados medidos, o que também poderia ser observado pela figura acima. Isso confirma que, ao menos para esse cenário de vazões impostas, o modelo proposto é adequado para representar o fenômeno observado.

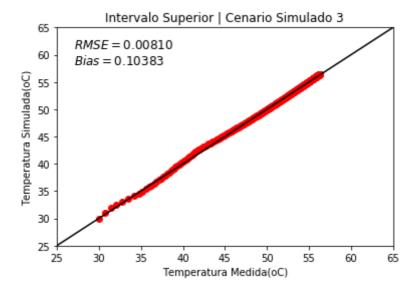


Figura 6.31 – Dispersão da solução do problema inverso no intervalo superior comparado com os dados simulados para o cenário sintético 3

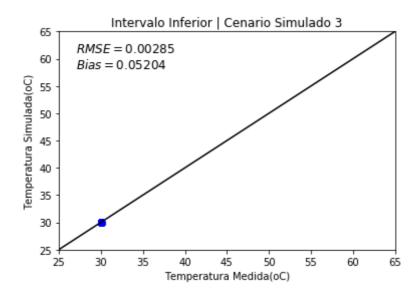


Figura 6.32 – Dispersão da solução do problema inverso no intervalo inferior comparado com os dados simulados para o cenário sintético 2

Por fim, uma vez que demonstrou-se que o modelo proposto é adequado para representar o fenômeno, falta avaliar se a resposta que o mesmo fornecera para a fração injetada em cada intervalo é equivalente aquela que fora imposta para simulação do problema direto, através do CMG STARS®. A figura 6.33 apresenta qual o campo de saturação de água injetada que corresponde ao campo de temperatura da solução do problema inverso. A partir da definição deste campo é possível determinar as frações de fluido injetado em cada intervalo.

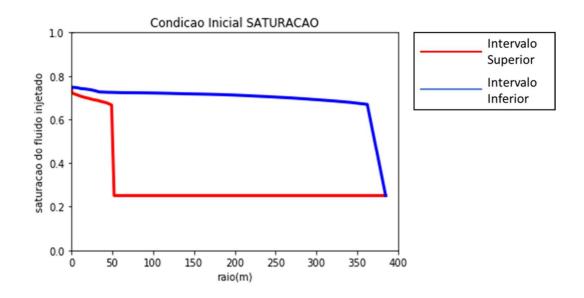


Figura 6.33 – Campo de saturação de água injetada nos 2 intervalos, obtida a partir da solução do problema inverso – cenário 3

Por fim, resume-se as frações injetadas em cada intervalo, obtidas a partir da solução do problema inverso, e compara-se com a relação das vazões impostas ao simulador e apresentadas na seção 6.1.

Tabela 6.11 – Previsão do rateio de injeção por intervalo da solução do problema inverso frente a referência (valor conhecido da simulação) – cenário 3

	Intervalo SUPERIOR	Intervalo INFERIOR
Imposto ao STARS (referência)	2,0%	98,0%
Solução do Problema Inverso	1,9%	98,1%
Erro Absoluto	-0,1%	+0,1%

Mais uma vez é possível, a partir dos resultados acima, afirmar que modelo proposto é ser adequado para representação do fenômeno e também é capaz de estimar adequadamente qual a fração de vazão que efetivamente percolou cada intervalo aberto ao fluxo. Nesses cenários os níveis dos erros foram ainda menores que nos demais.

6.4.4. Cenário Sintético 4

Aplicando-se o workflow acima sobre os dados simulados do cenário 4 observase uma significativa redução do erro observado ao longo do processo de convergência. O perfil de redução do resíduo é muito similar aos demais casos, com uma redução do resíduo em mais de 50 vezes em pouco mais de 100 avaliações da função. O critério de parada foi atingido com pouco mais de 220 avaliações da função.

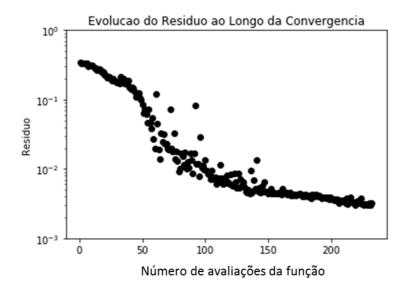


Figura 6.34 – Evolução do resíduo observado na solução do problema inverso do cenário sintético 4

Na sequência dessa seção apresenta-se a evolução da obtenção da solução problema inverso desde a estimativa inicial até a solução definitiva.

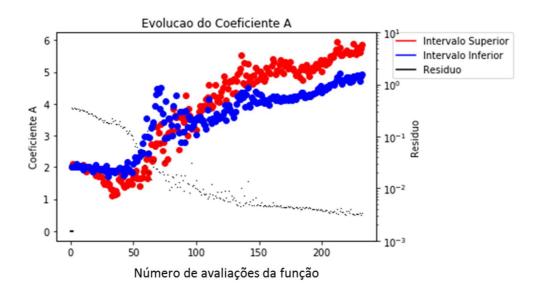


Figura 6.35 – Evolução do coeficiente A observado na solução do problema inverso do cenário sintético 4

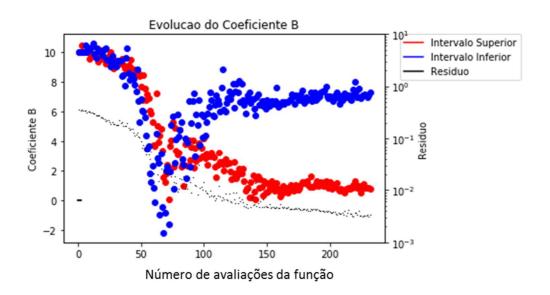


Figura 6.36 – Evolução do coeficiente B observado na solução do problema inverso do cenário sintético 4

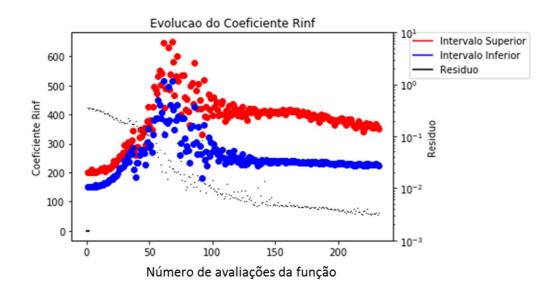


Figura 6.37 – Evolução do coeficiente R_{∞} observado na solução do problema inverso do cenário sintético 4

Como, ao contrário dos casos anteriores, os dados medidos neste cenário são muito similares, há claramente uma tendência de que os parâmetros aplicados para o intervalo superior não sejam muito distintos em relação ao intervalo inferior.

A solução do problema inverso obtido pelo método proposto forneceu, como modelo, os seguintes parâmetros:

Tabela 6.12 – Valores dos parâmetros que compõe a solução do problema inverso para o cenário 2

	Intervalo SUPERIOR	Intervalo INFERIOR
Coeficiente A	5,85	4,93
Coeficiente B	0,83	7,31
Coeficiente R_{∞}	352,54	224,23

Aplicando-se os parâmetros da tabela 6.12 no workflow do problema direto temse a solução do campo de temperatura ao longo do tempo que melhor ajusta o histórico de produção, bem como a fração injetada em cada intervalo. Na sequência observa-se o ajuste da solução do problema inverso em relação aos dados medidos.

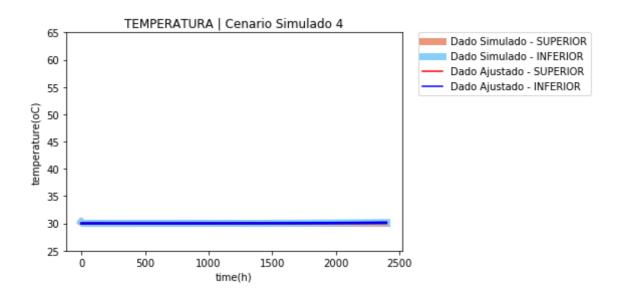


Figura 6.38 – Comparação da solução do problema inverso com os dados simulados para o cenário sintético 4

Complementarmente a figura 6.38 apresento abaixo o diagrama de desvio da solução simulada frente aos dados medidos. Veja que a solução simulada se aproxima muito dos dados medidos, o que também poderia ser observado pela figura acima. Isso confirma que, ao menos para esse cenário de vazões impostas, o modelo proposto é adequado para representar o fenômeno observado.

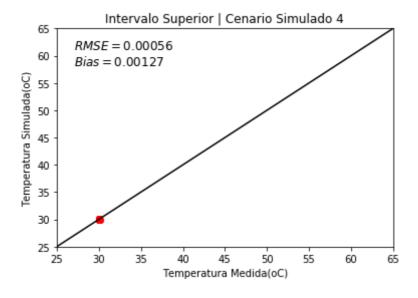


Figura 6.39 – Dispersão da solução do problema inverso no intervalo superior comparado com os dados simulados para o cenário sintético 4

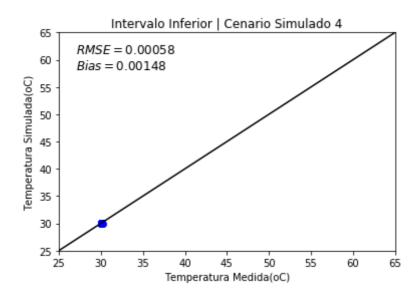


Figura 6.40 – Dispersão da solução do problema inverso no intervalo inferior comparado com os dados simulados para o cenário sintético 4

Por fim, uma vez que já está provado que o modelo proposto é adequado para representar o fenômeno, falta avaliar se a resposta que o mesmo fornecera para a fração injetada em cada intervalo é equivalente aquela que fora imposta para simulação do problema direto, através do CMG STARS®. A figura 6.41 apresenta qual o campo de saturação de água injetada que corresponde ao campo de temperatura da solução do problema inverso. A partir da definição deste campo é possível determinar as frações de fluido injetado em cada intervalo.

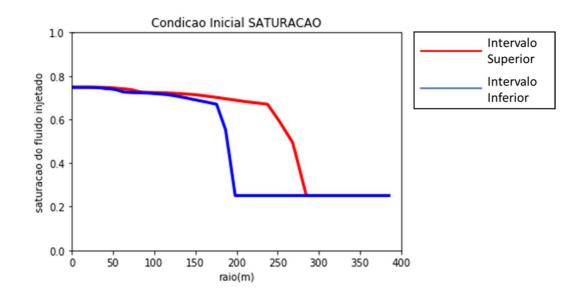


Figura 6.41 – Campo de saturação de água injetada nos 2 intervalos, obtida a partir da solução do problema inverso – cenário 4

Por fim, resumo as frações injetadas em cada intervalo, obtidas a partir da solução do problema inverso, e comparo com a relação das vazões impostas ao simulador e apresentadas na seção 6.1.

Tabela 6.13 – Previsão do rateio de injeção por intervalo da solução do problema inverso frente a referência (valor conhecido da simulação) – cenário 4

	Intervalo SUPERIOR	Intervalo INFERIOR
Imposto ao STARS (referência)	66,7%	33,3%
Solução do Problema Inverso	66,3%	33,7%
Erro Absoluto	-0,4%	+0,4%

Mais uma vez é possível, a partir dos resultados acima, afirmar que modelo proposto é ser adequado para representação do fenômeno e também é capaz de estimar adequadamente qual a fração de vazão que efetivamente percolou cada intervalo aberto ao fluxo, mesmo quando a assinatura de aquecimento é muito pouco evidente. Nesse caso os bancos frios já teriam avançado no reservatório, de forma que o reaquecimento fora muito atenuado. E mesmo assim o método proposto é funcional para determinar as frações injetadas em cada intervalo.

6.4.5. Cenário Sintético 5

Aplicando-se o workflow acima sobre os dados simulados do cenário 5 observase uma significativa redução do erro observado ao longo do processo de convergência. O perfil de redução do resíduo é muito similar aos demais casos, com uma redução do resíduo em mais de 50 vezes em pouco mais de 100 avaliações da função. Todavia nesse caso foram necessárias quase 800 avaliações da função para atingir o critério de parada.

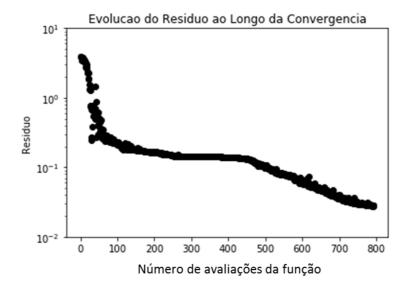


Figura 6.42 – Evolução do resíduo observado na solução do problema inverso do cenário sintético 5

Na sequência desta seção apresenta-se a evolução da obtenção da solução problema inverso desde a estimativa inicial até a solução definitiva.

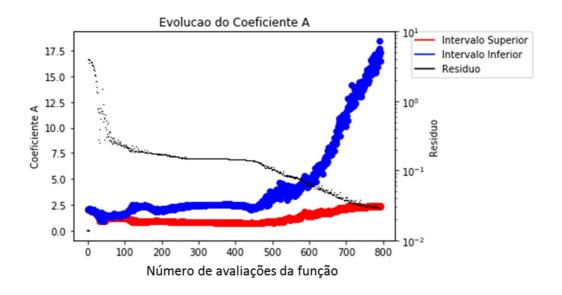


Figura 6.43 – Evolução do coeficiente A observado na solução do problema inverso do cenário sintético 5

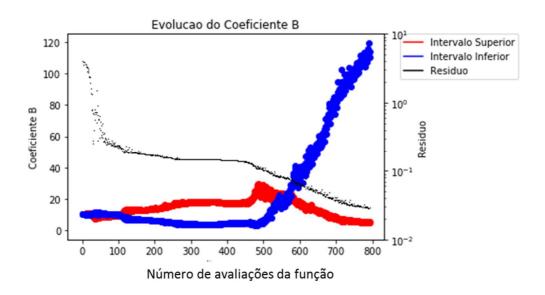


Figura 6.44 – Evolução do coeficiente B observado na solução do problema inverso do cenário sintético 5

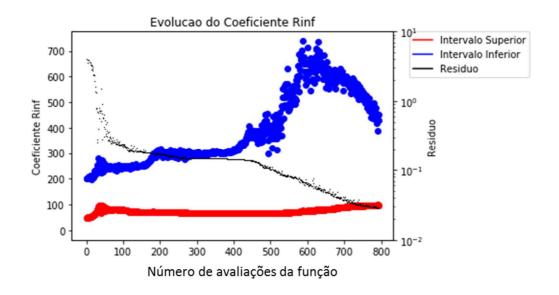


Figura 6.45 – Evolução do coeficiente R_{∞} observado na solução do problema inverso do cenário sintético 5

A solução do problema inverso obtido pelo método proposto forneceu, como modelo, os seguintes parâmetros:

Tabela 6.14 – Valores dos parâmetros que compõe a solução do problema inverso para o cenário 5

	Intervalo SUPERIOR	Intervalo INFERIOR
Coeficiente A	2,40	17,28
Coeficiente B	4,85	114,13
Coeficiente R_{∞}	98,28	430,65

Aplicando-se os parâmetros acima no workflow do problema direto tem-se a solução do campo de temperatura ao longo do tempo que melhor ajusta o histórico de produção, bem como a fração injetada em cada intervalo. Na figura 6.46 apresento o ajuste da solução do problema inverso em relação aos dados medidos.

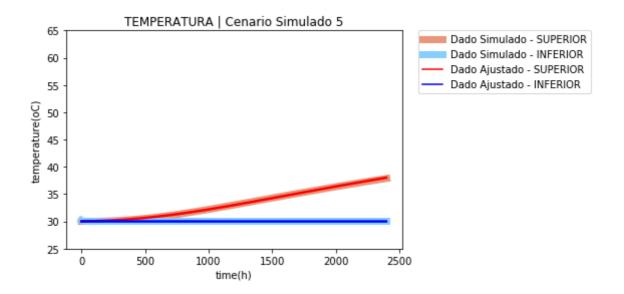


Figura 6.46 – Comparação da solução do problema inverso com os dados simulados para o cenário sintético 5

Para complementar a figura 6.46 apresenta-se o diagrama de desvio da solução simulada frente aos dados medidos. Veja que a solução simulada se aproxima muito dos dados medidos, o que também poderia ser observado pela figura acima. Isso confirma que, ao menos para esse cenário de vazões impostas, o modelo proposto é adequado para representar o fenômeno observado.

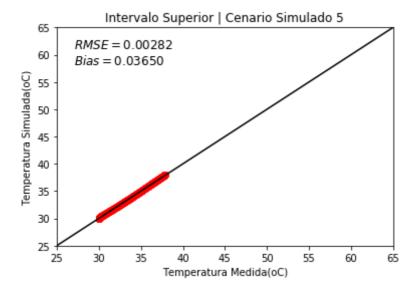


Figura 6.47 – Dispersão da solução do problema inverso no intervalo superior comparado com os dados simulados para o cenário sintético 5

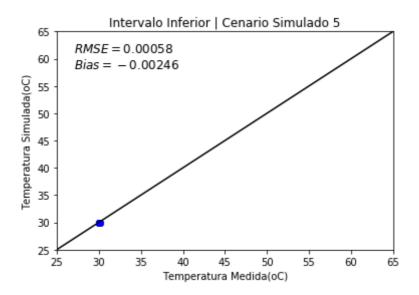


Figura 6.48 – Dispersão da solução do problema inverso no intervalo inferior comparado com os dados simulados para o cenário sintético 5

A figura 6.49 apresenta qual o campo de saturação de água injetada que corresponde ao campo de temperatura da solução do problema inverso. A partir da definição deste campo é possível determinar as frações de fluido injetado em cada intervalo.

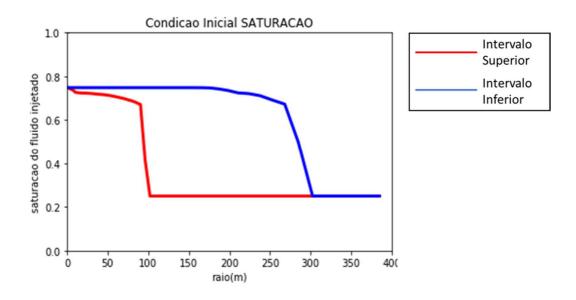


Figura 6.49 – Campo de saturação de água injetada nos 2 intervalos, obtida a partir da solução do problema inverso – cenário 5

Por fim, resumo as frações injetadas em cada intervalo, obtidas a partir da solução do problema inverso, e comparo com a relação das vazões impostas ao simulador e apresentadas na seção 6.1.

Tabela 6.15 – Previsão do rateio de injeção por intervalo da solução do problema inverso frente a referência (valor conhecido da simulação) – cenário 5

	Intervalo SUPERIOR	Intervalo INFERIOR
Imposto ao STARS (referência)	9,1%	90,9%
Solução do Problema Inverso	9,6%	90,4%%
Erro Absoluto	+0,5%	-0,5%

A partir dos resultados dos 5 cenários sintéticos obtidos a partir do software comercial CMG STARS® conclui-se que o modelo proposto é robusto tanto para definição do rateio de vazão injetada quanto para o estudo do fenômeno em questão. Todos os cenários apresentaram resíduos inferiores a 0,01 e, ao estimar o rateio de injeção em cada intervalo os desvios não foram superiores a 1,5%. Assim, entende-se que o modelo está calibrado para ser aplicado a dados reais de campo, que comporá a próxima seção.

6.4.6. Resumo dos Resultados

A tabela abaixo resume todos os resultados obtidos a partir dos problemas inversos resolvidos para cada um dos 5 cenários simulados no software comercial CMG STARS®. Importante observar os baixos valores do *RMSE* e do *Bias* das soluções obtidas, bem como os baixos desvios dos rateios previstos frentes aos dados exatos.

Tabela 6.16 – Resumo dos resultados do problema inverso para os 5 cenários sintéticos avaliados

	Resíduo	Resíduo Relativo	RMSE	Bias	Desvio % Rateio Qw
Cenário 1	2,8E-2	0,51%	1,7E-3	1,0E-2	0,4%
Cenário 2	1,0E-2	0,31%	7,8E-4	2,5E-4	1,4%
Cenário 3	8,0E-2	0,79%	5,5E-3	7,6E-2	0,1%
Cenário 4	3,2E-3	0,19%	5,7E-4	1,4E-3	0,4%
Cenário 5	2,8E-2	0,48%	4,3E-3	1,9E-2	0,5%

6.5. SOLUÇÃO DOS PROBLEMAS INVERSOS – DADOS REAIS

Uma vez validado o modelo proposto para obtenção da solução dos problemas inversos pode-se aplica-los para resolver o problema inverso a partir de dados medidos em poços do Pré-Sal Brasileiro. Ao contrário dos cenários sintéticos apresentados anteriormente para os casos reais não é conhecido o rateio de vazão entre os intervalos injetores e, portanto, a proposta é que a mesma seja estimada a partir dos dados medidos de aquecimento do reservatório na posição do poço.

6.5.1. Cenário Real 1

A exemplo da forma como apresentamos os resultados dos problemas inversos para os cenários simulados acima nessa seção apresentaremos os resultados obtidos frente os dados medidos seguimos a mesma forma: evolução do resíduo e dos coeficientes relevantes ao problema inverso (a, b e R_{∞}) ao longo do processo de obtenção da solução do problema inverso via método de Nelder-Mead, bem como os gráficos de ajuste da solução do problema inverso frente aos dados medidos, e as estimativas do RMSE e do Bias dos gráficos de dispersão.

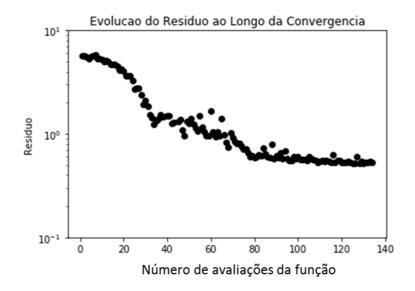


Figura 6.50 – Evolução do resíduo observado na solução do problema inverso do cenário real 1

Assim como nos cenários simulados pode-se observar que o método escolhido converge com razoável rapidez, reduzindo sensivelmente o resíduo com poucas avaliações da função.

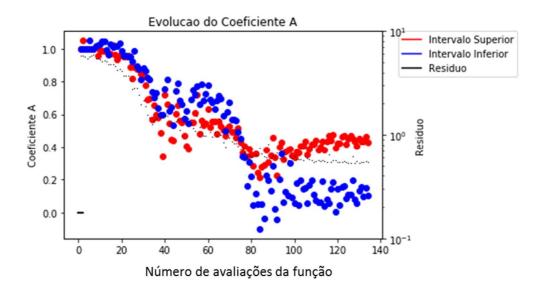


Figura 6.51 – Evolução do coeficiente A observado na solução do problema inverso do cenário real 1

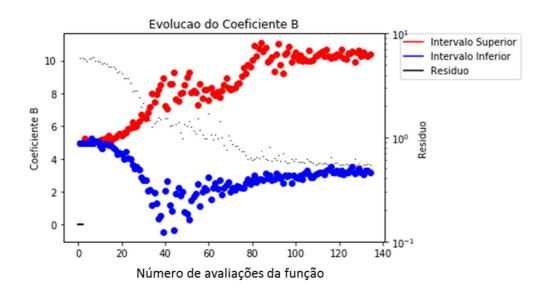


Figura 6.52 – Evolução do coeficiente B observado na solução do problema inverso do cenário real 1

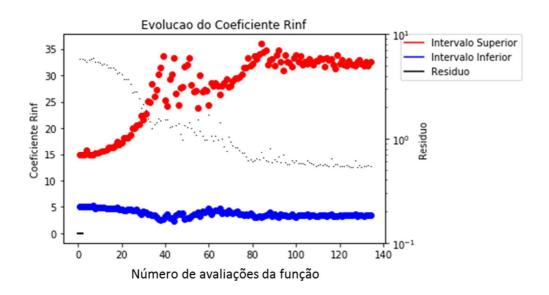


Figura 6.53 – Evolução do coeficiente R_{∞} observado na solução do problema inverso do cenário real 1

A solução do problema inverso obtido pelo método proposto forneceu, como modelo, os seguintes parâmetros:

Tabela 6.17 – Valores dos parâmetros que compõe a solução do problema inverso para o cenário real 1

	Intervalo SUPERIOR	Intervalo INFERIOR
Coeficiente A	0,63	0,43
Coeficiente B	10,39	3,19
Coeficiente R_{∞}	28,53	3,40

Aplicando-se os parâmetros acima no workflow do problema direto obtem-se a solução do campo de temperatura ao longo do tempo que melhor ajusta o histórico de produção, bem como a fração injetada em cada intervalo. Na figura 6.54 apresenta-se o ajuste da solução do problema inverso em relação aos dados medidos.

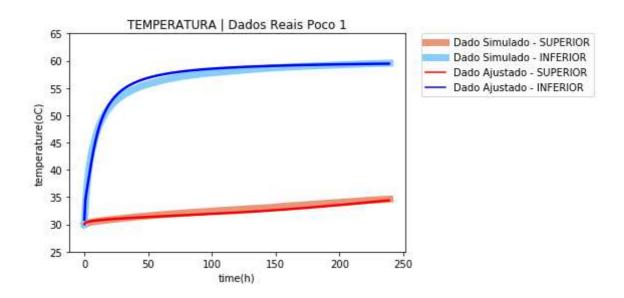


Figura 6.54 – Comparação da solução do problema inverso com os dados simulados para o cenário real 1

Para complementar a figura 6.54 apresenta-se o diagrama de desvio da solução simulada frente aos dados medidos. Veja que a solução simulada se aproxima muito dos dados medidos, o que também poderia ser observado pela figura acima. Isso confirma que, ao menos para esse cenário de vazões impostas, o modelo proposto é adequado para representar o fenômeno observado.

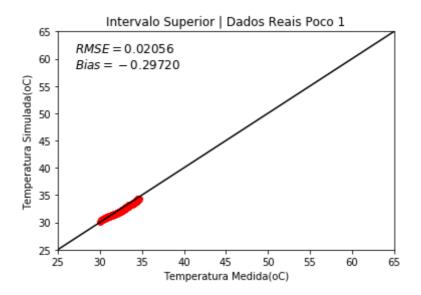


Figura 6.55 – Dispersão da solução do problema inverso no intervalo superior comparado com os dados simulados para o cenário real 1

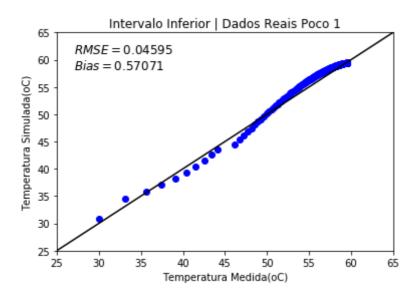


Figura 6.56 – Dispersão da solução do problema inverso no intervalo inferior comparado com os dados simulados para o cenário real 1

Assim como observado na seção acima pode-se afirmar, a partir dos resultados acima, que o modelo proposto é adequado para ajustar os dados medidos em campo, assim como para ajustar os dados simulados em pacote comercial. Abaixo apresento qual o campo de saturação de água injetada que corresponde ao campo de temperatura da

solução do problema inverso. A partir da definição deste campo é possível determinar as frações de fluido injetado em cada intervalo.

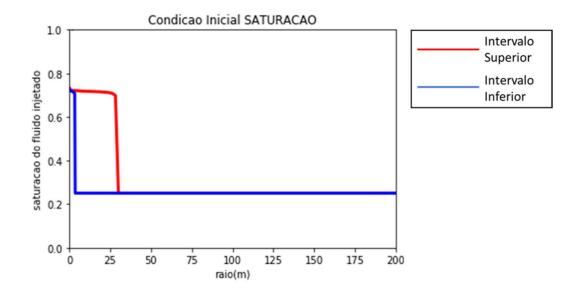


Figura 6.57 – Campo de saturação de água injetada nos 2 intervalos, obtida a partir da solução do problema inverso – cenário real 1

Ao contrário da seção anterior não tem-se a medida exata do rateio de vazão entre intervalos, sendo precisamente o que queremos obter a partir dos dados medidos de temperatura. Sendo assim a estimativa do modelo para tal é:

Tabela 6.18 – Estimativa da distribuição de vazão entre os intervalos para o poço 1

	Intervalo SUPERIOR	Intervalo INFERIOR
Solução do Problema Inverso	98,2%	1,8%

O gráfico da figura 6.58 apresenta a evolução da estimativa da contribuição de cada intervalo ao longo do processo de obtenção da solução do problema inverso.

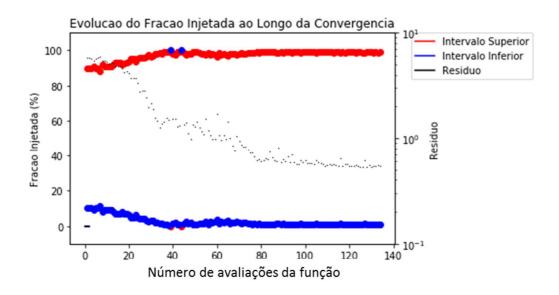


Figura 6.58 – Evolução dos valores de fração injetada por intervalo estimado para o poço do cenário real 1

6.5.2. Cenário Real 2

Nessa seção será aplicado o workflow para obtenção da solução dos problemas inversos para o conjunto de dados medidos do poço real 2, com os resultados apresentados da mesma forma que na seção 6.5.1.

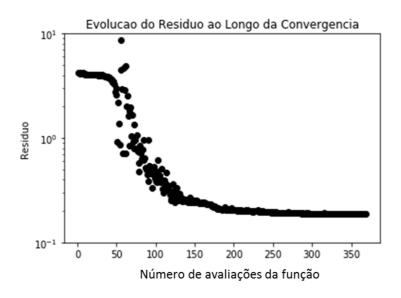


Figura 6.59 – Evolução do resíduo observado na solução do problema inverso do cenário real 2

Assim como nos cenários simulados pode-se observar que o método escolhido converge com razoável rapidez, reduzindo sensivelmente o resíduo com poucas avaliações da função.

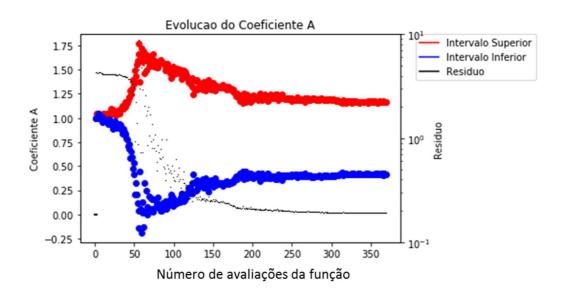


Figura 6.60 – Evolução do coeficiente A observado na solução do problema inverso do cenário real 2

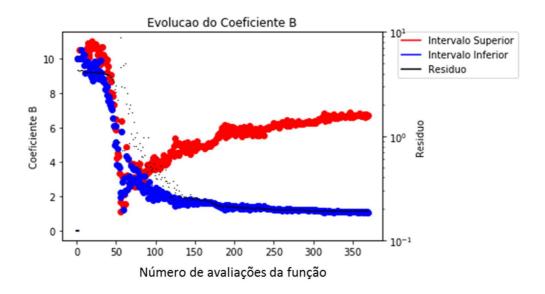


Figura 6.61 – Evolução do coeficiente B observado na solução do problema inverso do cenário real 2

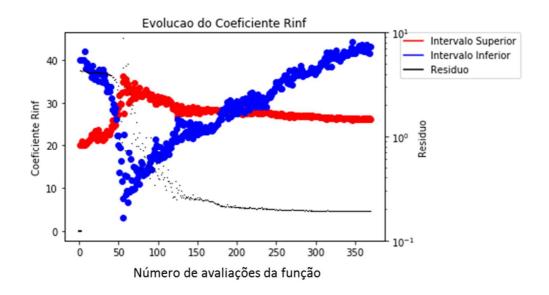


Figura 6.62 – Evolução do coeficiente R_{∞} observado na solução do problema inverso do cenário real 2

A solução do problema inverso obtido pelo método proposto forneceu, como modelo, os seguintes parâmetros:

Tabela 6.19 – Valores dos parâmetros que compõe a solução do problema inverso para o cenário real 2

	Intervalo SUPERIOR	Intervalo INFERIOR
Coeficiente A	1,25	0,55
Coeficiente B	6,23	1,42
Coeficiente R_{∞}	28,21	43,40

Aplicando-se os parâmetros da tabela 6.19 no workflow do problema direto temse a solução do campo de temperatura ao longo do tempo que melhor ajusta o histórico de produção, bem como a fração injetada em cada intervalo. Abaixo apresento o ajuste da solução do problema inverso em relação aos dados medidos.

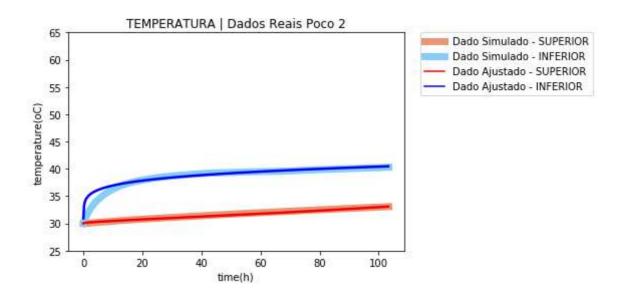


Figura 6.63 – Comparação da solução do problema inverso com os dados simulados para o cenário real 2

Para complementar a figura 6.63 acima apresento abaixo o diagrama de desvio da solução simulada frente aos dados medidos. Veja que a solução simulada se aproxima muito dos dados medidos, o que também poderia ser observado pela figura acima. Isto confirma que, também para esse cenário de vazões impostas, o modelo proposto é adequado para representar o fenômeno observado.

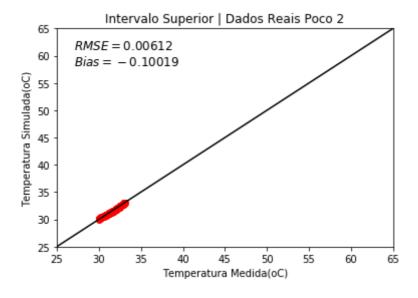


Figura 6.64 – Dispersão da solução do problema inverso no intervalo superior comparado com os dados simulados para o cenário real 2

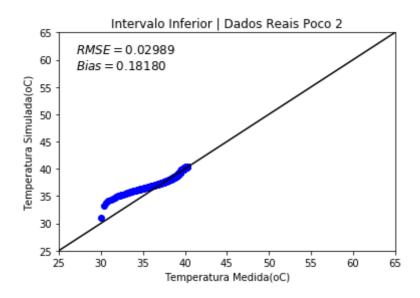


Figura 6.65 – Dispersão da solução do problema inverso no intervalo inferior comparado com os dados simulados para o cenário real 2

Na figura 6.66 apresento qual o campo de saturação de água injetada que corresponde ao campo de temperatura da solução do problema inverso. A partir da definição deste campo é possível determinar as frações de fluido injetado em cada intervalo.

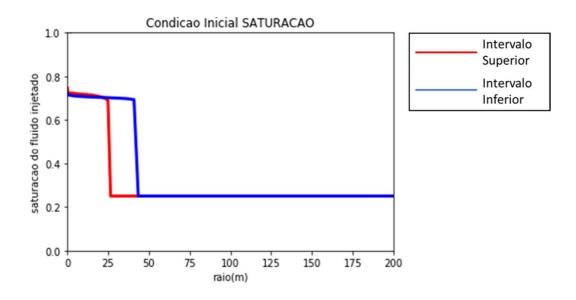


Figura 6.66 – Campo de saturação de água injetada nos 2 intervalos, obtida a partir da solução do problema inverso – cenário real 2

Tabela 6.20 – Estimativa da distribuição de vazão entre os intervalos para o poço 2

	Intervalo SUPERIOR	Intervalo INFERIOR
Solução do Problema Inverso	27,4%	72,6%

O gráfico abaixo apresenta a evolução da estimativa da contribuição de cada intervalo ao longo do processo de obtenção da solução do problema inverso.

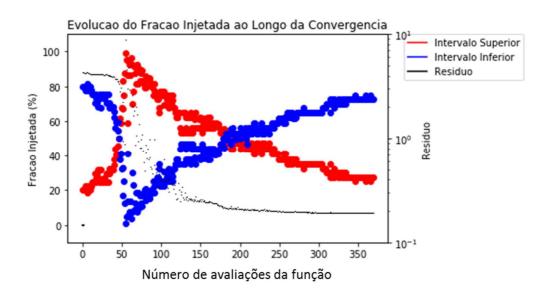


Figura 6.67 – Evolução dos valores de fração injetada por intervalo estimado para o poço do cenário real 2

6.5.3. Cenário Real 3

Nessa seção será aplicado o workflow para obtenção da solução dos problemas inversos para o conjunto de dados medidos do poço real 2, com os resultados apresentados da mesma forma que na seção 6.5.1.

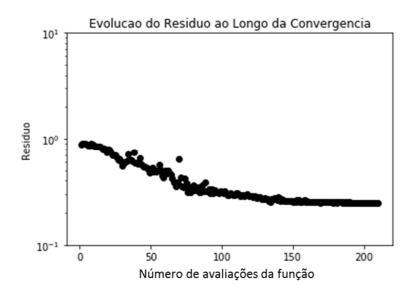


Figura 6.68 – Evolução do resíduo observado na solução do problema inverso do cenário real 3

Assim como nos cenários simulados pode-se observar que o método escolhido converge com razoável rapidez, reduzindo sensivelmente o resíduo com poucas avaliações da função.

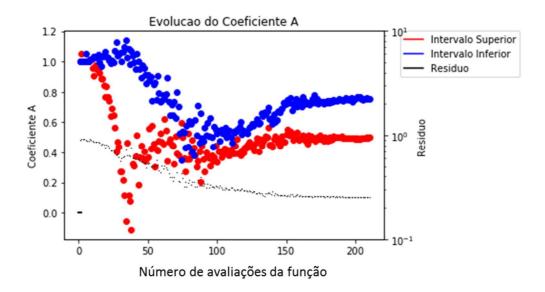


Figura 6.69 – Evolução do coeficiente A observado na solução do problema inverso do cenário real 3

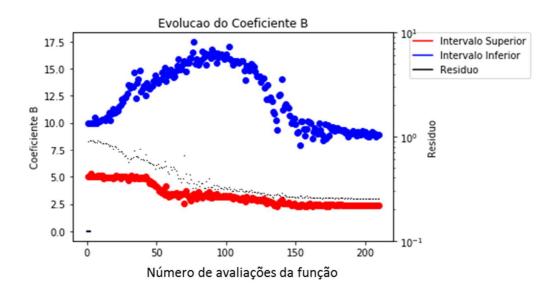


Figura 6.70 – Evolução do coeficiente B observado na solução do problema inverso do cenário real 3

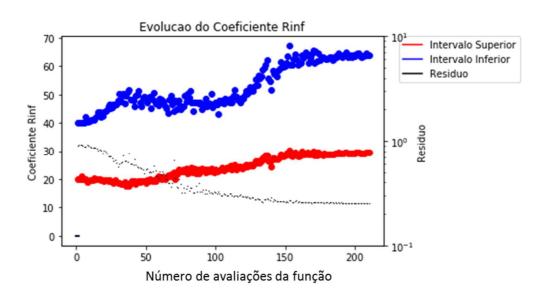


Figura 6.71 – Evolução do coeficiente R_{∞} observado na solução do problema inverso do cenário real 3

A solução do problema inverso obtido pelo método proposto forneceu, como modelo, os seguintes parâmetros:

Tabela 6.21 – Valores dos parâmetros que compõe a solução do problema inverso para o cenário real 3

	Intervalo SUPERIOR	Intervalo INFERIOR
Coeficiente A	0,50	0,75
Coeficiente B	2,90	8,92
Coeficiente R_{∞}	27,41	63,80

Aplicando-se os parâmetros acima no workflow do problema direto tem-se a solução do campo de temperatura ao longo do tempo que melhor ajusta o histórico de produção, bem como a fração injetada em cada intervalo. Na sequência observa-se o ajuste da solução do problema inverso em relação aos dados medidos.

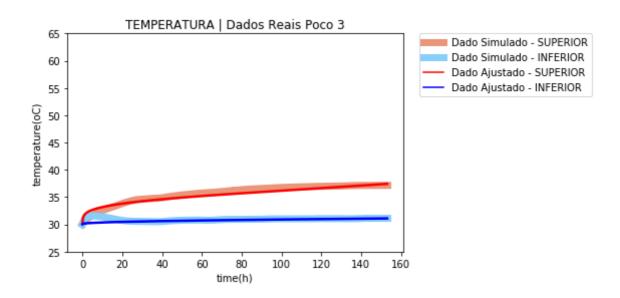


Figura 6.72 – Comparação da solução do problema inverso com os dados simulados para o cenário real 3

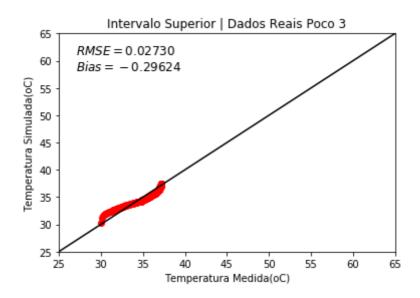


Figura 6.73 – Dispersão da solução do problema inverso no intervalo superior comparado com os dados simulados para o cenário real 3

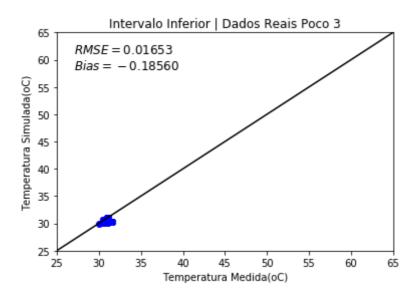


Figura 6.74 – Dispersão da solução do problema inverso no intervalo inferior comparado com os dados simulados para o cenário real 3

Assim como observado na seção acima pode-se afirmar, a partir dos resultados acima, que o modelo proposto é adequado para ajustar os dados medidos em campo, assim como para ajustar os dados simulados em pacote comercial. Na sequência apresenta-se qual o campo de saturação de água injetada que corresponde ao campo de temperatura da

solução do problema inverso. A partir da definição deste campo é possível determinar as frações de fluido injetado em cada intervalo.

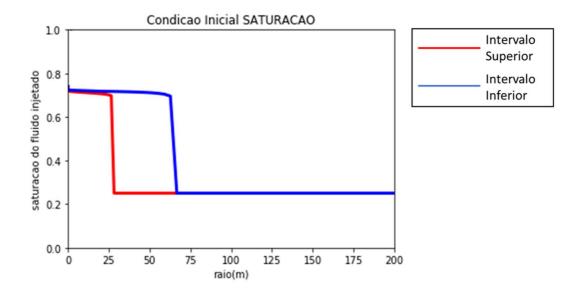


Figura 6.75 – Campo de saturação de água injetada nos 2 intervalos, obtida a partir da solução do problema inverso – cenário real 3

Tabela 6.22 – Estimativa da distribuição de vazão entre os intervalos para o poço 3

	Intervalo SUPERIOR	Intervalo INFERIOR
Solução do Problema Inverso	15,0%	85,0%

O gráfico abaixo apresenta a evolução da estimativa da contribuição de cada intervalo ao longo do processo de obtenção da solução do problema inverso.

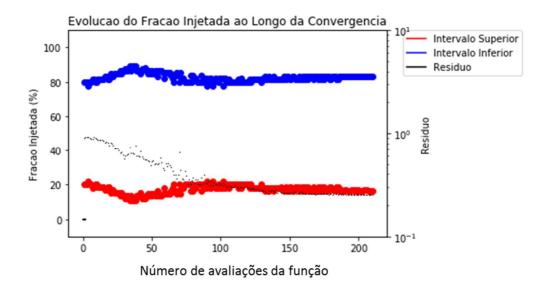


Figura 6.76 – Evolução dos valores de fração injetada por intervalo estimado para o poço do cenário real 3

6.5.4. Resumo dos Resultados

A tabela abaixo resume todos os resultados obtidos a partir dos problemas inversos resolvidos para cada um dos 5 cenários simulados no software comercial CMG STARS® (já apresentado anteriormente) e os 3 cenários para os dados reais, apresentados acima. Note que há uma clara diferença em termo de ordem de grandeza do resíduo, RMSE e *Bias* da solução obtida para os cenários de dados simulados e dados reais. Isso é natural, uma vez que o modelo proposto, embora contemple diversos efeitos que ocorre na vizinhança do poço, não contempla, por exemplo, efeitos de perda térmica para as rochas sobrejacentes. Além disso, o modelo proposto trabalha com reservatório homogêneo e isotrópico, de propriedades constantes, diferentemente do que é o reservatório em si, tipicamente heterogêneo e anisotrópico.

Tabela 6.23 – Resumo dos resultados do problema inverso para os 5 cenários sintéticos e 3 cenários reais avaliados

	Resíduo	Resíduo Relativo	RMSE	Bias	Desvio % Rateio Qw
Cenário Sintético 1	2,8E-2	0,51%	1,7E-3	1,0E-2	0,4%
Cenário Sintético 2	1,0E-2	0,31%	7,8E-4	2,5E-4	1,4%
Cenário Sintético 3	8,0E-2	0,79%	5,5E-3	7,6E-2	0,1%
Cenário Sintético 4	3,2E-3	0,19%	5,7E-4	1,4E-3	0,4%
Cenário Sintético 5	2,8E-2	0,48%	4,3E-3	1,9E-2	0,5%
Cenário Real 1	5,3E-1	1,82%	3,4E-2	4,4E-1	-
Cenário Real 2	1,9E-1	1,25%	1,8E-2	1,4E-1	-
Cenário Real 3	2,5E-1	1,52%	2,2E-2	2,4E-1	-

7. CONCLUSÃO

7.1. CONCLUSÕES

As principais conclusões obtidas nesse estudo foram:

- O dado de temperatura disponibilizado pelos PDGs anulares de poços injetores é uma fonte muito rica de informação, que pode ajudar muito o gerenciamento de reservatórios principalmente em casos de perda de seletividade do poço injetor em questão. Todavia o mesmo não é utilizado de forma extensiva;
- O dado de aquecimento de um poço injetor de água com completação seletiva é diretamente relacionado ao volume de fluido frio que percolou o reservatório no intervalo avaliado;
- A modelagem da Equação do Balanço de Energia em sua forma mais completa se fez fundamental para os resultados observados no modelo direto. Termos como o de advecção, embora tenham sua relevância minorada em regime de estática ainda exercem ação no transiente de curto tempo;
- A modelagem do intervalo não reservatório como elemento de comunicação térmica também se fez fundamental para a modelagem do problema direto. A analogia do problema de resistências em série de circuito elétrico funciona satisfatoriamente para emular o efeito de troca térmica entre os intervalos de interesse;
- Os parâmetros geológicos, como porosidade e permeabilidade, exercem papel secundário na solução do problema direto, com sua variação sendo pouco sentida pelo perfil de aquecimento do poço. Logo os dados de temperatura não são eficientes para estimar tais parâmetros, como é o caso do dado de pressão;
- Os campos de saturação e temperatura inicial são as variáveis de maior relevância para a solução do problema inverso;
- Há uma relação entre os campos de saturação e temperatura inicial advindo do processo de injeção de fluido frio. Tal relação, todavia, não é única, variando conforme o volume e a vazão de fluido injetado;
- O modelo proposto é capaz de solucionar satisfatoriamente o problema direto e o problema inverso. Tal propriedade é verificada comprovado na seção 6.3, onde

vemos que o modelo proposto é capaz de ajustar tanto os dados de temperatura quanto as estimativas de rateio de fluxo, com baixo erro em todos os 5 cenários simulados apresentados como teste de robustez;

- O modelo apresentado se provou muito útil para determinação dos intervalos que foram alterados pela injeção de fluido frio. Em caso de poços que há suspeita de perda de seletividade hidráulica entre os intervalos esse dado se prova ainda mais eficiente como indício dessa perda de seletividade.
- O modelo apresentado também é muito útil para determinar o rateio efetivo de injeção entre intervalos em condições mais robustas;
- Aplicando o modelo proposto nos dados reais medidos em poços do Pré-Sal brasileiro continuamos observando um ajuste muito satisfatório dos dados de temperatura, o que comprova que o modelo proposto é eficiente para resolver o problema apresentado também para dados reais.

7.2. RECOMENDAÇÕES PARA TRABALHOS FUTUROS

Algumas recomendações para trabalhos futuros baseados nesta dissertação estão listadas abaixo.

- Evoluir a metodologia apresentada para avaliar o comportamento do aquecimento em poços injetores de gás, ao invés de água. Esse trabalho demandaria, entre outros:
 - O Representação mais detalhada do termo compressivo na EBE;
 - Incorporação do efeito de miscibilidade do gás no óleo, modificando as propriedades dos fluidos do reservatório;
 - O Permeabilidade relativa trifásica.
- Evoluir a metodologia apresentada para representar efeitos de cross-flow entre os intervalos avaliados, o que alteraria o perfil de aquecimento devido a:
 - O Regime de fluxo entre intervalos mesmo com poço fechado;
 - Intervalo de fluido mais frio injetando o intervalo de fluido mais quente, ou vice-versa;
- Evoluir a metodologia apresentada para resolver problemas com mais de 2 intervalos avaliados simultaneamente:

- Aplicar soluções numéricas que envolvam grid bidimensionais, sem a necessidade de utilizar o termo de acoplamento entre intervalos para resolver o problema com grids unidimensionais;
- Acrescentar ao modelo proposto termos que representam o efeito de perda térmica para as rochas sobrejacentes e para as subjacentes ao reservatório.

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- [1] Aster, R. C., Borchers, B., & Thurber, C. H. (2018). *Parameter Estimation and Inverse Problems 3rd Edition*. Elsevier.
- [2] Broyden, C. (1970). The convergence of a class of double-rank minimization algorithms. *Journal of the Institute of Mathematics and Its Applications*, pp. 76-90.
- [3] Buckley, S., & Leverett. (1946). Mechanisms of Fluid Displacement in Sands. *Transactions of AIME*, pp. 107-116.
- [4] Dake, L. P. (2001). *The Practice od Reservoir Engineering*. Developments in Petroleum Science.
- [5] Duru, O. O., & Horne, R. N. (2010). Modeling Reservoir Temperture Transient and Reservoir-Parameter Estimation Constrained to the Mode. *SPE Annual Technical Conference and Exhibition*. Denver.
- [6] Fletcher, R. (1970). A New Approach to Variable Metric Algorithms. *Computer Journal*, pp. 317-322.
- [7] Frank P. Incropera, D. P. (2015). *Fundamentos de Transferência de Calor e de Massa*. Chicago: LTC.
- [8] Frota, H. M., & Destro, W. (2006). Reliability Evolution of Permanent Downhole Gauges for Campos Basin Subsea Wells: A 10-Year Case Study . *SPE Annual Technical Conference and Exibithion*. San Antonio, TX.
- [9] Goldfarb, D. (1970). A Family of Variable Metric Updates Derived by Variational Means. *Mathematics of Computation*, pp. 23-26.
- [10] Hagoort, J. (2004). Ramey's Wellbore Heat Transmission Revised. SPE Journal.
- [11] Horne, R. N. (2007). Listening to the Reservoir Interpreting Data From Permanent Downhole Gauges. *Journal of Petroleum Technology*, 78-86.

- [12] IAPWS. (1985). Revised Release on IAPS Formulation 1985 for the Thermal Conductivity of Ordinary Water Substance. London: IAPWS.
- [13] Nelder, J., & Mead, R. (1965). A simplex method for function minimization. *Computer Journal*, 308-313.
- [14] Nocedal, J. (1980). Updating Quasi-Newton Matrices with Limited Storage. *Mathematics of Computation*, pp. 773–782.
- [15] Ozisik, M. N. (2002). *Boundary Value Problems of Heat Conduction*. Dover Phoenix Editions.
- [16] Platenkamp, R. J. (1985). Temperatura Distribution Around Water Injectors: Effects on Injection Performance. *Middle East Oil Technical Conference*.
- [17] Powell, M. J. (1964). An efficient method for finding the minimum of a function of several variables without calculating derivatives. *Computer Journal*, 155-162.
- [18] Ramey, H. J. (1962). Wellbore Heat Transmission. JPT, 427.
- [19] Reid, R., Prausnitz, J., & Poling, B. (1987). *The Properties of Gases and Liquids*. New York: McGraw-Hill Book.
- [20] Rosa, A. J., Carvalho, R. d., & Xavier, J. A. (2006). *Engenharia de Reservatórios de Petróleo*. Rio de Janeiro: Interciência.
- [21] Scipy .org. (18 de 10 de 2019). Fonte: https://www.scipy.org/
- [22] Shanno, D. F. (1970). Conditioning of quasi-Newton methods for function minimization. *Mathematics of Computation*, pp. 647-656.
- [23] Tian, C., & Horne, R. (2017). Recurrent Neural Networks for Permanent Downhole Gauge Data Analysis. *SPE Western Regional Meeting*.
- [24] Tian, C., & Horne, R. N. (2015). Applying Machine Learning Tchniques to Interpret Flow Rate, Pressure and Temperature Data From Permanent Downhole Gauges. SPE Western Regional Meeting.

[25] Wu, X., Sui, W., & Jiang, Y. (2013). Innovative Applications of Downhole Temperature Data. *Middle East Inteligent Energy Conference*.

APÊNDICE

Conforme explicitado ao longo da dissertação, em particular no capítulo 5, há uma correlação entre os campos de saturação do fluido injetado, no caso água, e da temperatura do reservatório, modificada devido injeção do fluido frio.

Também foi apresentado com tal relação não é única, e varia conforme o volume total injetado, bem como a vazão realizada. No capítulo 5 são apresentados 2 cenários distintos da relação entre saturação e temperatura: $R_{\infty} = 10$ e $R_{\infty} = 50$ metros. Esse apêndice visa ampliar os cenários, tabelando as curvas de relação entre saturação e temperatura para diferentes níveis de R_{∞} . Para tal foram avaliados 8 cenários de volume injetado, com seus respectivos parâmetros R_{∞} .

Os resultados abaixo estão apresentados em formato normalizado, conforme equações 5.21 e 5.22.

$R_{\infty} = 2.5$ m		$R_{\infty} = 5.0$ m		$R_{\infty} = 10.0$ m	
TempNorm	SatNorm	TempNorm	SatNorm	TempNorm	SatNorm
2,39E-04	1,17E-04	6,67E-05	3,04E-04	2,50E-06	5,96E-04
8,98E-04	2,83E-03	1,68E-04	5,58E-04	1,13E-05	1,19E-03
1,95E-03	7,66E-03	2,39E-04	6,25E-04	1,88E-05	1,35E-03
3,57E-03	1,44E-02	3,03E-04	9,75E-04	2,88E-05	1,50E-03
6,27E-03	2,04E-02	3,66E-04	2,15E-03	4,00E-05	1,63E-03
1,07E-02	2,40E-02	4,30E-04	4,70E-03	5,25E-05	1,74E-03
1,77E-02	2,55E-02	5,03E-04	8,64E-03	6,63E-05	1,84E-03
2,83E-02	2,72E-02	5,92E-04	1,33E-02	8,25E-05	1,96E-03
4,39E-02	3,02E-02	7,19E-04	1,78E-02	1,01E-04	2,32E-03
7,62E-02	3,94E-02	1,03E-03	2,33E-02	1,40E-04	5,33E-03
1,40E-01	4,99E-02	1,79E-03	2,64E-02	1,98E-04	1,20E-02
2,32E-01	5,88E-02	3,64E-03	2,99E-02	2,69E-04	1,89E-02
3,45E-01	6,93E-02	7,94E-03	3,57E-02	3,53E-04	2,38E-02
4,68E-01	7,87E-02	1,72E-02	4,25E-02	4,53E-04	2,63E-02
5,89E-01	8,85E-02	3,49E-02	4,87E-02	5,76E-04	2,74E-02
6,99E-01	9,85E-02	6,54E-02	5,30E-02	7,44E-04	2,93E-02
7,90E-01	1,08E-01	1,13E-01	5,81E-02	1,02E-03	3,23E-02
8,60E-01	1,18E-01	1,79E-01	6,41E-02	1,58E-03	3,64E-02
9,11E-01	1,27E-01	2,64E-01	7,02E-02	2,95E-03	4,10E-02
9,45E-01	1,36E-01	3,66E-01	7,57E-02	6,61E-03	4,55E-02
9,78E-01	1,55E-01	5,47E-01	8,69E-02	2,18E-02	5,21E-02
9,93E-01	1,73E-01	7,20E-01	9,91E-02	6,03E-02	5,78E-02
9,98E-01	1,91E-01	8,46E-01	1,10E-01	1,33E-01	6,50E-02

9,99E-01	2,09E-01	9,24E-01	1,22E-01	2,43E-01	7,25E-02
1,00E+00	2,27E-01	9,66E-01	1,33E-01	3,82E-01	7,90E-02
1,00E+00	2,45E-01	9,86E-01	1,44E-01	5,32E-01	8,59E-02
1,00E+00	2,65E-01	9,95E-01	1,55E-01	6,71E-01	9,36E-02
1,00E+00	3,55E-01	9,99E-01	1,89E-01	8,86E-01	1,16E-01
1,00E+00	6,64E-01	1,00E+00	2,51E-01	9,82E-01	1,54E-01
1,00E+00	9,84E-01	1,00E+00	3,20E-01	9,98E-01	1,89E-01
1,00E+00	1,00E+00	1,00E+00	4,22E-01	1,00E+00	2,23E-01
1,00E+00	1,00E+00	1,00E+00	6,54E-01	1,00E+00	2,59E-01
1,00E+00	1,00E+00	1,00E+00	9,71E-01	1,00E+00	2,99E-01
1,00E+00	1,00E+00	1,00E+00	1,00E+00	1,00E+00	3,49E-01
1,00E+00	1,00E+00	1,00E+00	1,00E+00	1,00E+00	4,30E-01
1,00E+00	1,00E+00	1,00E+00	1,00E+00	1,00E+00	6,18E-01
1,00E+00	1,00E+00	1,00E+00	1,00E+00	1,00E+00	9,62E-01
1,00E+00	1,00E+00	1,00E+00	1,00E+00	1,00E+00	1,00E+00
1,00E+00	1,00E+00	1,00E+00	1,00E+00	1,00E+00	1,00E+00
1,00E+00	1,00E+00	1,00E+00	1,00E+00	1,00E+00	1,00E+00
1,00E+00	1,00E+00	1,00E+00	1,00E+00	1,00E+00	1,00E+00
1,00E+00	1,00E+00	1,00E+00	1,00E+00	1,00E+00	1,00E+00
1,00E+00	1,00E+00	1,00E+00	1,00E+00	9,99E-01	1,00E+00
1,00E+00	1,00E+00	1,00E+00	1,00E+00	9,99E-01	1,00E+00
1,00E+00	1,00E+00	1,00E+00	1,00E+00	9,99E-01	1,00E+00
1,00E+00	1,00E+00	1,00E+00	1,00E+00	9,99E-01	9,99E-01
1,00E+00	1,00E+00	1,00E+00	1,00E+00	9,99E-01	9,99E-01
1,00E+00	1,00E+00	1,00E+00	1,00E+00	9,99E-01	9,99E-01
1,00E+00	1,00E+00	1,00E+00	1,00E+00	9,99E-01	9,99E-01

$R_{\infty} = 20.0$ m		$R_{\infty} = 25.0$ m		$R_{\infty} = 30.0$ m	
TempNorm	SatNorm	TempNorm	SatNorm	TempNorm	SatNorm
2,48E-06	8,81E-04	1,23E-06	1,16E-03	1,00E-07	1,34E-03
6,20E-06	1,80E-03	2,47E-06	2,36E-03	1,23E-06	2,85E-03
9,91E-06	2,06E-03	3,70E-06	2,72E-03	2,46E-06	3,32E-03
1,36E-05	2,32E-03	6,17E-06	3,06E-03	2,46E-06	3,76E-03
1,86E-05	2,53E-03	7,40E-06	3,36E-03	3,69E-06	4,13E-03
2,48E-05	2,71E-03	9,87E-06	3,62E-03	4,92E-06	4,46E-03
3,10E-05	2,87E-03	1,23E-05	3,84E-03	6,15E-06	4,74E-03
3,72E-05	3,05E-03	1,60E-05	4,07E-03	8,61E-06	5,02E-03
4,59E-05	3,19E-03	1,97E-05	4,27E-03	9,84E-06	5,29E-03
6,20E-05	3,59E-03	2,71E-05	4,82E-03	1,48E-05	5,97E-03
8,67E-05	5,18E-03	3,95E-05	5,27E-03	2,09E-05	6,56E-03
1,15E-04	9,10E-03	5,55E-05	6,16E-03	2,95E-05	6,98E-03
1,49E-04	1,46E-02	7,28E-05	8,66E-03	3,94E-05	7,57E-03
1,86E-04	2,01E-02	9,37E-05	1,28E-02	5,16E-05	9,39E-03
2,28E-04	2,42E-02	1,17E-04	1,77E-02	6,52E-05	1,26E-02

2,76E-04	2,68E-02	1,43E-04	2,22E-02	8,12E-05	1,68E-02
3,31E-04	2,81E-02	1,73E-04	2,57E-02	9,84E-05	2,11E-02
3,94E-04	2,88E-02	2,05E-04	2,79E-02	1,18E-04	2,49E-02
4,76E-04	2,99E-02	2,41E-04	2,92E-02	1,39E-04	2,77E-02
6,16E-04	3,19E-02	2,82E-04	3,00E-02	1,64E-04	2,95E-02
1,20E-03	3,82E-02	3,80E-04	3,17E-02	2,18E-04	3,14E-02
3,22E-03	4,52E-02	5,45E-04	3,56E-02	2,84E-04	3,27E-02
9,31E-03	5,12E-02	9,40E-04	4,11E-02	3,74E-04	3,54E-02
2,46E-02	5,54E-02	2,08E-03	4,69E-02	5,23E-04	3,96E-02
5,65E-02	6,02E-02	5,32E-03	5,20E-02	8,77E-04	4,46E-02
1,13E-01	6,59E-02	1,38E-02	5,55E-02	2,03E-03	4,96E-02
2,03E-01	7,17E-02	3,69E-02	5,89E-02	7,24E-03	5,39E-02
5,18E-01	8,88E-02	2,06E-01	7,36E-02	7,30E-02	6,43E-02
8,49E-01	1,19E-01	6,01E-01	9,84E-02	3,74E-01	8,57E-02
9,68E-01	1,47E-01	8,63E-01	1,23E-01	6,99E-01	1,07E-01
9,95E-01	1,74E-01	9,66E-01	1,46E-01	8,95E-01	1,27E-01
1,00E+00	2,00E-01	9,94E-01	1,68E-01	9,73E-01	1,47E-01
1,00E+00	2,27E-01	9,99E-01	1,89E-01	9,95E-01	1,66E-01
1,00E+00	2,53E-01	1,00E+00	2,11E-01	9,99E-01	1,85E-01
1,00E+00	2,82E-01	1,00E+00	2,32E-01	1,00E+00	2,03E-01
1,00E+00	3,17E-01	1,00E+00	2,54E-01	1,00E+00	2,21E-01
1,00E+00	4,01E-01	1,00E+00	2,94E-01	1,00E+00	2,51E-01
1,00E+00	6,57E-01	1,00E+00	3,74E-01	1,00E+00	3,00E-01
9,99E-01	9,73E-01	9,99E-01	5,25E-01	9,99E-01	3,65E-01
9,99E-01	1,00E+00	9,99E-01	8,72E-01	9,99E-01	4,83E-01
9,99E-01	1,00E+00	9,99E-01	1,00E+00	9,99E-01	7,82E-01
9,99E-01	1,00E+00	9,99E-01	1,00E+00	9,99E-01	9,95E-01
9,99E-01	1,00E+00	9,99E-01	1,00E+00	9,99E-01	1,00E+00
9,99E-01	1,00E+00	9,99E-01	1,00E+00	9,99E-01	1,00E+00
9,99E-01	9,99E-01	9,99E-01	1,00E+00	9,99E-01	1,00E+00
9,99E-01	9,99E-01	9,99E-01	9,99E-01	9,99E-01	9,99E-01
9,99E-01	9,99E-01	9,99E-01	9,99E-01	9,98E-01	9,99E-01
9,99E-01	9,99E-01	9,99E-01	9,99E-01	9,98E-01	9,99E-01
9,99E-01	9,99E-01	9,99E-01	9,99E-01	9,98E-01	9,99E-01

$R_{\infty} = 40.0$ m		$R_{\infty} = 50.0$ m		
TempNorm	SatNorm	TempNorm	SatNorm	
1,23E-06	1,59E-03	1,23E-06	1,75E-03	
2,45E-06	3,36E-03	3,67E-06	3,83E-03	
3,68E-06	3,93E-03	6,12E-06	4,50E-03	
6,13E-06	4,47E-03	8,57E-06	5,12E-03	
7,36E-06	4,93E-03	1,10E-05	5,68E-03	
9,82E-06	5,30E-03	1,47E-05	6,14E-03	
1,23E-05	5,67E-03	1,72E-05	6,53E-03	

1,47E-05	5,98E-03	2,08E-05	6,91E-03
1,84E-05	6,31E-03	2,45E-05	7,29E-03
2,45E-05	7,12E-03	3,06E-05	8,20E-03
3,19E-05	7,82E-03	3,80E-05	9,05E-03
4,17E-05	8,35E-03	4,53E-05	9,67E-03
5,15E-05	8,79E-03	5,27E-05	1,02E-02
6,26E-05	9,30E-03	6,00E-05	1,06E-02
7,36E-05	1,08E-02	6,86E-05	1,11E-02
8,71E-05	1,36E-02	7,72E-05	1,24E-02
1,01E-04	1,73E-02	8,70E-05	1,49E-02
1,15E-04	2,13E-02	9,68E-05	1,82E-02
1,31E-04	2,49E-02	1,09E-04	2,19E-02
1,49E-04	2,79E-02	1,21E-04	2,54E-02
1,87E-04	3,13E-02	1,51E-04	3,02E-02
2,32E-04	3,31E-02	1,86E-04	3,32E-02
2,85E-04	3,42E-02	2,27E-04	3,49E-02
3,50E-04	3,63E-02	2,74E-04	3,59E-02
4,48E-04	3,98E-02	3,32E-04	3,76E-02
7,04E-04	4,42E-02	4,30E-04	4,05E-02
2,19E-03	4,88E-02	9,33E-04	4,44E-02
2,79E-02	5,96E-02	1,12E-02	5,62E-02
2,26E-01	7,80E-02	1,32E-01	7,23E-02
5,36E-01	9,65E-02	3,91E-01	8,92E-02
7,93E-01	1,15E-01	6,72E-01	1,06E-01
9,30E-01	1,33E-01	8,64E-01	1,23E-01
9,82E-01	1,51E-01	9,56E-01	1,39E-01
9,96E-01	1,68E-01	9,89E-01	1,55E-01
1,00E+00	1,84E-01	9,98E-01	1,70E-01
1,00E+00	2,01E-01	1,00E+00	1,85E-01
1,00E+00	2,26E-01	1,00E+00	2,09E-01
1,00E+00	2,65E-01	1,00E+00	2,41E-01
1,00E+00	3,10E-01	1,00E+00	2,77E-01
9,99E-01	3,71E-01	9,99E-01	3,20E-01
9,99E-01	4,80E-01	9,99E-01	3,80E-01
9,99E-01	7,60E-01	9,99E-01	4,90E-01
9,99E-01	9,95E-01	9,99E-01	8,47E-01
9,98E-01	1,00E+00	9,98E-01	1,00E+00
9,98E-01	1,00E+00	9,98E-01	1,00E+00
9,98E-01	1,00E+00	9,98E-01	1,00E+00
9,98E-01	9,99E-01	9,98E-01	9,99E-01
9,98E-01	9,99E-01	9,98E-01	9,99E-01
9,98E-01	9,99E-01	9,98E-01	9,99E-01

Observe que conforme o parâmetro R_{∞} aumenta a relação entre temperatura normalizada e saturação normalizada tende a uma relação única, de forma que optou-se por não exercitar valores de injeção superiores àqueles que forcem um campo de temperatura perturbada até 50 metros afastado do poço.

A tabela em questão foi utilizada pelo algoritmo do modelo direto apresentado para determinar o campo de temperatura no reservatório ao longo do tempo, conforme expresso no workflow da seção 5.2.8.