



DISSERTAÇÃO DE MESTRADO

**Controle do Fenômeno de Cone de Água
em Poço Horizontal via Planicidade Diferencial**

Marco Emílio Rodrigues Miranda

Brasília, Setembro de 2019

UNIVERSIDADE DE BRASÍLIA

FACULDADE DE TECNOLOGIA

UNIVERSIDADE DE BRASÍLIA
Faculdade de Tecnologia

DISSERTAÇÃO DE MESTRADO

**Controle do Fenômeno de Cone de Água
em Poço Horizontal via Planicidade Diferencial**

Marco Emílio Rodrigues Miranda

*Dissertação submetida ao Departamento de Engenharia Mecânica
da Faculdade de Tecnologia da Universidade de Brasília como requisito parcial
para obtenção do grau de Mestre Engenheiro em Sistemas Mecatrônicos.*

Banca Examinadora

Prof. Dr. Eugênio L. F. Fortaleza, ENM/UnB

Orientador

Prof. Dr. Jones Yudi M. A. da Silva, ENM/UnB

Examinador interno

Prof. Dr. Bráulio Gutierrez Pimenta, ENM/UnB

Examinador externo

FICHA CATALOGRÁFICA

MIRANDA, MARCO EMÍLIO RODRIGUES

Controle do Fenômeno de Cone de Água em Poço Horizontal via Planicidade Diferencial

[Distrito Federal] 2019.

x, 63, 210 x 297 mm (ENM/FT/UnB, Mestre, Sistemas Mecatrônicos, 2019).

Dissertação de Mestrado - Universidade de Brasília. Faculdade de Tecnologia.

Departamento de Engenharia Mecânica.

1. Cone de Água

2. Reservatório de Petróleo

3. Controle

4. Simulação

I. ENM/FT/UnB

II. Sistemas Mecatrônicos,,,

REFERÊNCIA BIBLIOGRÁFICA

MIRANDA, M. E. R. (2019). Controle do Fenômeno de Cone de Água em Poço Horizontal via Planicidade Diferencial, Dissertação de Mestrado em Sistemas Mecatrônicos, Publicação 00/2019, Departamento de Engenharia Mecânica, Faculdade de Tecnologia, Universidade de Brasília, Brasília, DF, 63.

CESSÃO DE DIREITOS

AUTOR: Marco Emílio Rodrigues Miranda

TÍTULO: Controle do Fenômeno de Cone de Água em Poço Horizontal via Planicidade Diferencial.

GRAU: Mestre ANO: 2019

É concedida à Universidade de Brasília permissão para reproduzir cópias desta dissertação e para emprestar ou vender tais cópias somente para propósitos acadêmicos e científicos. O autor reserva outros direitos de publicação e nenhuma parte desse trabalho de conclusão de curso pode ser reproduzida sem autorização por escrito do autor.

Marco Emílio Rodrigues Miranda

QS 07, Rua 800, Lote 14, Apartamento 202

Águas Claras (Areal)

71971-540 - Brasília - DF - Brasil

Dedicatória

Dedico esse trabalho às Educação e Ciência, que por mais que tenham evoluído com a Humanidade, estão passando por alguns problemas, pelo menos na data em que essa dedicatória é escrita.

Marco Emílio Rodrigues Miranda

Agradecimentos

Agradeço, primeiramente aos meus pais, Enio e Ilma, que sempre me apoiaram nessa minha jornada, desde meu nascimento, e principalmente desde 2010. E ao orgulho da família, minha irmã, Ana, por sempre me cobrar sobre o andamento deste trabalho.

Agradeço também à UnB por me permitir não apenas concluir a graduação com também uma pós-graduação. Quero agradecer ao meu orientando, o Prof. Fortaleza, que me deu esse desafio e acreditou em mim. Agradeço ao Zé Oniram, que deu aquela força no final. Agradecer também aos outros membros do grupo: Gontijo (que me ajudou na geometria) e o Bulba (que me auxiliou revisando meu texto).

Agradeço ao apoio e ombro dos meus amigos, principalmente do Mestre Jèss (outrora Mano Jèss, mas este defendeu 3 dias e 2 horas antes de mim), que esteve durante todo o processo árduo do mestrado sofrendo e rindo ao mesmo tempo comigo, muita dessas vezes no LAO depois das 22; ao Carioca, que me tentou tirar dessa vida acadêmica, mas não contava com minha capacidade de voltar, outro amigo, o Daniel também tentou o mesmo; ao Rodrigo, que mesmo odiando algumas atitudes minhas, tem uma palavra amiga e bons conselhos; à Cris, a Mestra, que compartilhou angustias e alegrias, e umas caronas para aulas às 8 da manhã. Um abraço e um beijo a todos os outros amigos que me ajudaram nessa jornada, porém eu não consigo me lembrar e colocar nominalmente de cada feito, pois são muitos.

Por última, gostaria de agradecer à Desiree, que me ouviu e aguentou as chatices dessa reta final, me apoiando e mostrando que eu fiz algo maior do que me parece.

Marco Emílio Rodrigues Miranda

RESUMO

Esse trabalho apresenta um estudo sobre os fenômenos de cones de gás e, principalmente, de água em reservatórios de petróleo explorados por poços horizontais. O escopo é a simulação numérica, identificação e controle do fenômeno de cone de água. Também se encontra nesse texto uma revisão sobre engenharia de reservatórios e informações sobre AICDs, que são uma das principais razões para a execução desse trabalho.

Com os resultados válidos da simulação do reservatório, identifica-se o modelo do sistema não linear que descreve todo o comportamento do cone através da análise do comportamento dinâmico do ponto central, sendo este o principal responsável por influenciar na vazão de produção devido à menor distância para o poço. Depois de identificado é proposto lei de controle, utilizando planicidade diferencial para a relação entre a altura e a vazão de produção.

Os resultados obtidos são apresetandos de forma a mostrar uma maior produção de óleo e menor produção de água quando comparados com o sistema simulado em malha aberta. Além disso, apresentam-se algumas contribuições relacionadas a análise do cone de gás

Palavras Chave: Cone de Água, Reservatório de Petróleo, Controle, Simulação, AICD, Identificação, Poço Horizontal.

ABSTRACT

This work presents a study on the phenomena gas coning and especially water coning in oil reservoirs explored by horizontal wells. The scope is the numerical simulation, identification and control of the water cone phenomenon. Also included in this text is a review of reservoir engineering and information about AICDs, which are one of the main reasons for carrying out this work.

With the valid results of the reservoir simulation, we identify the nonlinear system model that describes all the behavior of the cone through the analysis of the dynamic behavior of the central point, which is mainly responsible for influencing the production flow due to the shorter distance. to the well. Once identified, a control law is proposed, using differential flatness for the relationship between height and production flow.

The results obtained are presented in order to show a higher oil production and lower water production when compared to the simulated open loop system. In addition, some contributions related to gas cone analysis are presented.

Keywords: Water coning, Oil Reservoir, Control, Simulation, AICD, Identification, Horizontal well:

SUMÁRIO

1	Introdução	1
1.1	CONTEXTUALIZAÇÃO	1
1.2	REVISÃO BIBLIOGRÁFICA	1
1.3	OBJETIVOS	2
1.3.1	OBJETIVO GERAL	2
1.3.2	OBJETIVO ESPECÍFICO	3
1.4	DESCRIÇÃO DO MANUSCRITO	3
2	Fundamentação	4
2.1	INTRODUÇÃO	4
2.2	PROPRIEDADES DOS FLUIDOS	4
2.2.1	MASSA ESPECÍFICA	5
2.2.2	VISCOSIDADE	5
2.2.3	VAZÃO	5
2.3	PROPRIEDADES DAS ROCHAS	5
2.3.1	POROSIDADE	5
2.3.2	SATURAÇÃO	5
2.3.3	PERMEABILIDADE	6
2.4	RESERVATÓRIOS DE PETRÓLEO	7
2.5	POÇOS DE PRODUÇÃO	8
2.6	FENÔMENO DO CONE	10
2.6.1	VAZÃO CRÍTICA	11
3	Modelagem Numérica	13
3.1	SIMULAÇÃO NUMÉRICA DE RESERVATÓRIOS	13
3.1.1	CONDIÇÕES INICIAIS E DE CONTORNO	14
3.2	FERRAMENTA UTILIZADA	14
3.2.1	MODELO DE RESERVATÓRIO	15
3.2.2	DISCRETIZAÇÃO DO MODELO	16
3.2.3	<i>Solver</i>	18
4	Desenvolvimento da Simulação	19
4.1	INTRODUÇÃO	19

4.2	SIMULAÇÃO NUMÉRICA ESCOLHIDA	21
4.2.1	GEOMETRIA	21
4.2.2	POSIÇÃO DO POÇO.....	21
4.2.3	CARACTERÍSTICAS DA ROCHA.....	22
4.2.4	CARACTERÍSTICAS DOS FLUIDOS.....	22
4.2.5	CONDIÇÕES INICIAIS	22
4.2.6	CONDIÇÕES DE CONTORNO	23
4.3	RESULTADOS DA SIMULAÇÃO	23
4.3.1	VAZÃO CRÍTICA.....	23
4.3.2	CONE ROMPIDO	24
5	Identificação do Modelo.....	26
5.1	INTRODUÇÃO.....	26
5.2	IDENTIFICAÇÃO DO MODELO DE CONE DE ÁGUA.....	26
5.2.1	DETERMINAÇÃO DA VAZÃO CRÍTICA.....	26
5.2.2	DESCRIÇÃO DO SISTEMA	27
5.3	RESULTADOS	27
5.3.1	OBTENÇÃO DOS PARÂMETROS	30
6	Controle do Sistema	33
6.1	INTRODUÇÃO À PLANICIDADE DIFERENCIAL.....	33
6.2	MODELO DO CONE DE ÁGUA	34
6.3	RESPOSTAS DO SISTEMA	35
6.3.1	ZONA ESTÁVEL.....	36
6.3.2	ZONA INSTÁVEL	44
7	Contribuições para o Artigo sobre o Cone de Gás	51
7.1	INTRODUÇÃO.....	51
7.2	MODELAGEM	51
7.3	RESULTADOS	52
7.4	CONCLUSÃO	55
8	Conclusões.....	56
8.1	TRABALHOS FUTUROS.....	56
8.2	PUBLICAÇÕES.....	57
	REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS	58
	Anexos.....	61

LISTA DE FIGURAS

1.1	Contato água-óleo de em poço horizontal	1
2.1	Ilustração das permeabilidades relativas entre fluidos em um sistema bifásico, com o eixo x sendo a porcentagem de fluido e o y , o valor da permeabilidade.....	6
2.2	Reservatório de óleo com capa de gás.	7
2.3	Reservatório de gás.....	8
2.4	Poço vertical e horizontal.....	9
2.5	Completação simples (direita), seletiva (centro) e dupla (esquerda).....	9
2.6	Fenômeno do cone de água e gás em um reservatório com poço vertical.	10
2.7	Cone em poço vertical e horizontal.....	11
3.1	Representação de uma malha para simulação de fluxo unidimensional.	13
3.2	Representação de uma malha para simulação de fluxo bidimensional.....	13
3.3	Representação de uma malha para simulação de fluxo tridimensional.	14
3.4	Representação da célula cartesiana (esquerda), seus vértices e arestas (centro) e suas faces (direita).....	16
3.5	Reservatório unitário, de apenas uma célula. O eixo z é positivo na direção sul (para baixo).	17
4.1	Geometria do reservatório completo.	19
4.2	Saturação do reservatório completo.	20
4.3	Geometria da camada de óleo explorada pelo poço.	20
4.4	Geometria do reservatório.	21
4.5	Posição do poço de produção no modelo.....	21
4.6	Distribuição da saturação inicial do reservatório.	22
4.7	Distribuição de pressão inicial do reservatório.	22
4.8	Contornos que possuem permeabilidade.	23
4.9	Distribuição de pressão das condições de contorno.....	23
4.10	Pressão de reservatório para Q_{cr}	24
4.11	Saturação do reservatório para Q_{cr}	24
4.12	Linhas de fluxo dentro do reservatório.	24
4.13	Cone Rompido.....	25
5.1	Amostras de vazões usadas na identificação do cone de água.	28
5.2	Comportamento de K_e em função da altura w_C	29

5.3	Comportamento de τ_s em função da altura w_C	29
5.4	Comportamento de $Q(t)$ em função da altura w_C	30
5.5	Regressão polinomial para K_A	31
5.6	Regressão polinomial para K_B	31
6.1	Parábola que relaciona a altura do cone com a vazão.....	35
6.2	Saturação do cone estabilizado.	36
6.3	w_C ao longo do tempo, com $w_C^* = 18,75$	37
6.4	Evolução temporal do erro do sistema de controle.	37
6.5	Vazão aplicada ao poço de produção.	38
6.6	w_C ao longo do tempo, com $w_C^* = 18,75$	38
6.7	Evolução temporal do erro do sistema de controle.	39
6.8	Vazão aplicada ao poço de produção.	39
6.9	w_C ao longo do tempo, com $w_C^* = 18,75$	40
6.10	Evolução temporal do erro do sistema de controle.	40
6.11	Vazão aplicada ao poço de produção.	41
6.12	w_C ao longo do tempo, com $w_C^* = 18,75$	41
6.13	Evolução temporal do erro do sistema de controle.	42
6.14	Vazão aplicada ao poço de produção.	42
6.15	w_C ao longo do tempo, com $w_C^* = 18,75$	43
6.16	Evolução temporal do erro do sistema de controle.	43
6.17	Vazão aplicada ao poço de produção.	44
6.18	w_C ao longo do tempo, com $w_C^* = 10,75$ (zona instável), com $\Delta t = 1$ dia.....	44
6.19	Evolução temporal do erro do sistema de controle.	45
6.20	Vazão aplicada na zona instável do cone de água.	45
6.21	Saturação da evolução temporal do cone de água.	46
6.22	Evolução da formação do cone.	47
6.23	Saturação do cone estabilizado.	47
6.24	Vazão de água para altura de 10,75 m.	47
6.25	Óleo produzido ao longo do tempo.....	48
6.26	Água produzida ao longo do tempo.....	48
6.27	Água produzida em malha aberta com a mesma vazão do identificada do sistema....	49
6.28	Óleo produzido em malha aberta com a mesma vazão do identificada do sistema....	49
6.29	Vazão de óleo em malha aberta com a mesma vazão do identificada do sistema.....	50
7.1	Saturação.	52
7.2	Parábola para a configuração 1 do cone de gás.	53
7.3	Saturação.	54
7.4	Parábola para a configuração 2 do cone de gás.	55

LISTA DE TABELAS

4.1	Valores das propriedades dos fluidos.....	22
5.1	Coefficientes dos polinômios identificados de K_A e K_B	32
7.1	Propriedades das rochas e dos fluidos.	52
7.2	Valores da identificação da parábola para o caso 1.	53
7.3	Valores da identificação da parábola para o caso 2.	54
1	Valores das amostras geradas para a identificação do sistema do cone de água	62
2	Valores das amostras escolhidas para a regressão de K_A e K_B	63

LISTA DE SÍMBOLOS

Símbolos Gregos

Δ	Variação
μ	Viscosidade dinâmica
ν	Forma Canônica de Brunovsky
ρ	Massa específica
τ	Constante de tempo
ϕ	Porosidade
∇	Operador Diferencial

Símbolos Latinos

A	Área
D	Coeficiente dos sistema identificado
B	Fator volume de formação
H	Altura
k	Permeabilidade
K	Ganho
L	Comprimento
n	Fator de permeabilidade relativa entre fluidos
P	Pressão
Q	Vazão
R	Razão de volume dissolvido
S	Saturação do fluido
u	Velocidade do fluido
w	Nó do coné de água

Sobrescritos

\cdot	Variação Temporal
\rightarrow	Grandeza Vetorial
$*$	Valor Desejado

Subscritos

<i>A</i>	Identificação do numerador
<i>B</i>	Identificação do denominador
<i>C</i>	Central
<i>cr</i>	Crítico
<i>e</i>	Estático
<i>i</i>	Integrativo
<i>r</i>	Relativo
<i>g</i>	Gás
<i>max</i>	Máximo
<i>o</i>	Óleo
<i>p</i>	Proporcional
<i>t</i>	Total
<i>w</i>	Água
<i>x</i>	Direção do eixo x
<i>y</i>	Direção do eixo y
<i>z</i>	Direção do eixo z

Siglas

AICD	<i>Autonomous Inflow Control Devices</i>
BHP	<i>Bottom Hole Pressure</i>
ICD	<i>Inflow Control Devices</i>
ICT	<i>Information and Comunitation Tecnology</i>
MATLAB	<i>Matrix Laboratory</i>
MRST	<i>MATLAB Reservoir Simulation Toolbox</i>
SI	<i>Système international d'unités</i>
SINTEF	<i>Stiftelsen for industriell og teknisk forskning</i>

Capítulo 1

Introdução

1.1 Contextualização

A produção de água em reservatórios de petróleo é um problema antigo com o qual a indústria vem lidando ao longo dos anos. Em 2002, por exemplo, foram produzidos 14,16 bilhões de barris de água contra apenas 1,49 bilhões de barris de petróleo no mesmo ano [1]. Uma das causas dessa produção excessiva de água é a formação e rompimento do cone de água. De acordo com [2], a cada ano mais de 40 bilhões de dólares americanos são investidos no custeio do tratamento da água produzida, pois com o esgotamento do reservatório, a quantidade de água produzida tende a comprometer a extração de óleo, chegando na maioria dos casos a encerrar a produção deste poço devido a sua inviabilidade econômica. A Figura 1.1 ilustra um caso aonde o cone invade a zona de produção.

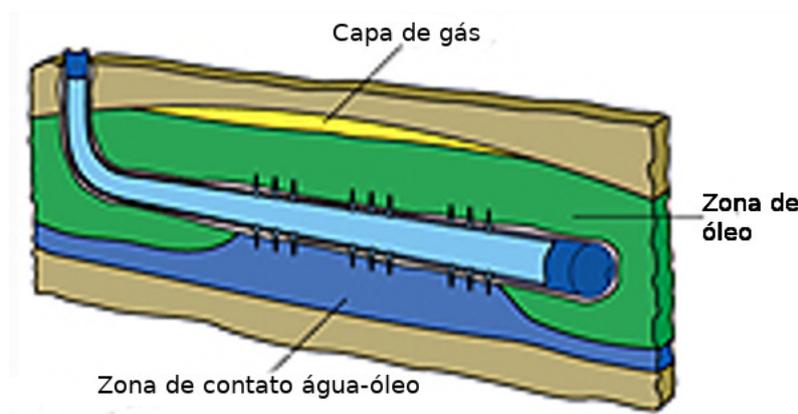


Figura 1.1: Contato água-óleo de em poço horizontal. Adaptado de [3].

1.2 Revisão Bibliográfica

O fenômeno do cone de água (do inglês *water coning*) é um tópico em engenharia de reservatório que vem sendo estudado há bastante tempo, com trabalhos datando de 1935 [4]. Considerado como

uma forma rudimentar de controle, a criação de barreiras de concreto dentro do reservatório [5], representa uma solução mecânica para conter o cone de água utilizada no começo, antes mesmo da disponibilidade de técnicas de controle e equipamentos especializados.

De forma alternativa a combater o fenômeno de cone de água, o controle por injeção de outros fluidos é proposto por [6], onde um fluido com maior viscosidade do que a viscosidade do óleo contidos no reservatório conseguem suprimir a zona afetada pelo cone. Ademais, os autores sugerem também a injeção de óleo, com menor massa específica que a da água interna do reservatório, aproveitando essa propriedade para uma posterior recuperação desse óleo.

Vários modelos para simulação numéricas de cones de água e gás começam a surgir no final dos anos 60, sendo um apresentado por [7]. Esses modelos iniciais consistiam em apenas um poço de produção vertical, para escoamento bidimensional, ilustrado por [8]. Alguns trabalhos mais recentes utilizam métodos de discretização mais simples, que proporcionam uma maior velocidade no cálculo, sendo um deles o Método de Elementos de Contorno, conforme aplicado por [9] para a simulação de cones de água e de gás. Identificações dos modelos experimentais também foram apresentadas, como visto em [10], onde a identificação e controle de um cone bidimensional são propostos.

Técnicas de predição também começaram a ser aplicadas, como visto em [11], onde uma correlação parcialmente empírica, construída através de grupos adimensionais ligados a propriedades do reservatório, como a interface de contato água-óleo e a caracterização das condições de ruptura do cone.

Com a popularização de poços horizontais, estes também se tornam objetos nos estudos para a mitigação do fenômeno. Em [12], a localização da zona estável do cone de água é encontrada utilizando o Método de Projeção Conforme, assim também como as vazões críticas para cada seção do poço horizontal. Já em [13], soluções analíticas, numéricas e experimentais são fornecidas para o controle de cone de gás, também em poços horizontais, aplicando técnicas de controle possibilitadas pelo uso de AICDs (do inglês *Autonomous Inflow Control Devices*).

Outras técnicas também são observadas em [14], que utiliza a tecnologia de DWS (do inglês *downhole water sink*, que significa sumidouro de água inferior), incorporando em uma nova instalação, criando um realimentação no reservatório.

Análises levando em consideração a otimização do retorno financeiro da elevação de óleo e o custo da parcela da água, utilizando o MRST, são endereçadas em [15].

1.3 Objetivos

1.3.1 Objetivo Geral

Aplicar técnica de planicidade diferencial para o controle do processo de produção de petróleo sob efeito do fenômeno do cone de água.

1.3.2 Objetivo Específico

- Simular o fenômeno do cone de água no ambiente de simulação MRST;
- Modelar o comportamento dinâmico através de um modelo não linear simplificado associado ao ponto central da interface do cone;
- Projetar o controle utilizando elementos provenientes da Teoria de Planicidade Diferencial;
- Aplicar o sistema de controle no modelo numérico simulado no MRST e analisar a produção de água e óleo associada às diferentes alturas do cone.

1.4 Descrição do Manuscrito

O trabalho está dividido em 8 Capítulos principais:

No Capítulo 2, descreve-se a fundamentação teórica referente à engenharia de reservatório, tais como as propriedades utilizadas para a representação de um reservatório de petróleo, assim como uma breve descrição dos elementos que o compõem.

No Capítulo 3, mostra-se a modelagem utilizada para a simulação numérica do fenômeno do cone de água e as ferramentas utilizadas.

No Capítulo 4, desenvolve-se o modelo utilizado para a identificação e controle, apresentando os valores utilizados das propriedades de reservatório.

No Capítulo 5, propõe-se uma ideia para identificação do modelo matemático do cone.

No Capítulo 6, apresenta-se os resultados obtidos com a aplicação do controle ao fenômeno do cone de água.

No Capítulo 7, explora-se as contribuições a artigos feitas durante a elaboração desse trabalho.

As conclusões desse trabalho são apresentadas no Capítulo 8, assim como propostas para trabalhos futuros e artigos publicados.

Capítulo 2

Fundamentação

2.1 Introdução

A fundamentação teórica capítulo teve sua escrita baseada, em quase sua totalidade, no livro [16], o qual é referência desse assunto em português. As propriedades de reservatórios de petróleo abordadas nesse capítulo são aquelas que tem maior relação com as simulações utilizadas nessa dissertação.

2.2 Propriedades dos Fluidos

Fluidos são substâncias que se deformam continuamente quando submetidas a uma tensão de cisalhamento, não importando o quão pequena possa ser essa tensão. Dentro de um reservatório podem existir até 3 fases de fluidos: gás, óleo e água.

O nome petróleo (origem do latim *petra* = rocha, *oleum* = óleo) é dado às misturas de hidrocarbonetos (moléculas químicas compostas basicamente de hidrogênio e carbono) que podem ser encontradas nos estados sólido, líquido ou gasoso, dependendo dos valores de temperatura e pressão ao qual estejam submetidas. Petróleo pode aparecer de uma a mais fases em regime de equilíbrio. Existem uma grande variedade de compostos de hidrogênio e carbono sob o nome de hidrocarbonetos. Eles podem ser agrupados em séries, de acordo com suas características, em que mais de 15 já foram identificadas, em que algumas ocorrem com uma maior frequência que as outras.

Segundo [16], “óleo é a parte que permanece no estado líquido quando uma mistura líquida de hidrocarbonetos é levada das condições de reservatório para as condições de superfície”, enquanto “gás natural é o nome dado às misturas de hidrocarbonetos que, quando estão em condições de superfície, se apresentam na forma gasosa”.

2.2.1 Massa Específica

O petróleo é um fluido, assim como a água, e eles possuem propriedades que serão visitadas durante essa dissertação. A primeira característica é a massa específica ρ , que é a relação entre sua massa e seu volume, como visto na forma diferencial na Equação 2.1, onde dm é dado em Kg e dV é em m^3 .

$$\rho = \frac{dm}{dV}. \quad (2.1)$$

2.2.2 Viscosidade

A segunda propriedade abordada é a viscosidade dinâmica do fluido (μ), ela é uma medida de sua resistência à taxa de deformação, que em SI tem por unidade $Pa \cdot s$ (pascal-segundo). O valor da viscosidade pode ser descrito com uma função da pressão, temperatura e composição do fluido.

2.2.3 Vazão

A vazão é o volume e/ou massa de determinado fluido que passa por uma determinada seção (poros ou poços de produção ou injeção), livre ou forçado, por unidade de tempo. A unidade em para a vazão volumétrica é m^3/s e de vazão mássica é o Kg/s .

2.3 Propriedades das Rochas

As rochas que contêm os petróleo são chamadas de rochas-reservatórios, e em sua maioria são formadas por rochas sedimentares clásticas e não clásticas, principalmente arenitos e calcários.

2.3.1 Porosidade

A porosidade é definida como a razão entre o volume de vazios da rocha e o volume total dela, como visto na Equação 2.2. É uma grandeza adimensional que varia entre 0 e 1, também chamada de volume de poros.

$$\phi = \frac{V_v}{V_t}. \quad (2.2)$$

A porosidade varia com os tipos rocha e dentro do próprio reservatório. Existem fatores que modificam os valores de porosidade como, por exemplo, a compressibilidade da rocha.

2.3.2 Saturação

A saturação de um fluido em meio poroso é determinada pela porcentagem do volume de poros ocupada pelo fluido. É dado por:

$$S_f = \frac{V_f}{\phi}. \quad (2.3)$$

A saturação também pode ser vista a nível do poço, sendo a fração de cada fluido na vazão total de produção.

2.3.3 Permeabilidade

A medida da capacidade de um meio poroso de permitir se atravessar por fluidos é denominada permeabilidade k . É comumente dada em unidades de darcy, em homenagem a Henry Darcy que em 1885, formulou uma equação para escoamentos em meios porosos durante um estudo de tratamento de água através de filtros com areia. Em unidades do SI é dada em m^2 (1 darcy = $9.869233 \times 10^{-13} m^2$).

Em reservatórios reais, a permeabilidade varia dentro da rocha, não apenas de forma homogênea, mas também com diferentes valores em direções distintas. Por exemplo, é comum, devido a formação da rocha sedimentar, que em um dado ponto do reservatório a permeabilidade na direção z seja menor que nas direções x e y . Nesse caso, pode ser chamado de permeabilidade ortotrópica.

Existem fatores que alteram a permeabilidade de fluidos em meios porosos; um desses é a permeabilidade relativa entre fluidos que engloba vários fenômenos que acontecem a nível de poro em reservatórios em um fator. Esse fator mostra a capacidade de dois ou mais fluidos misturados de terem o mesmo escoamento quando separados. E o fator varia tipicamente entre 1 (linear) e 2 (quadrático), como pode-se observar na Figura 2.1.

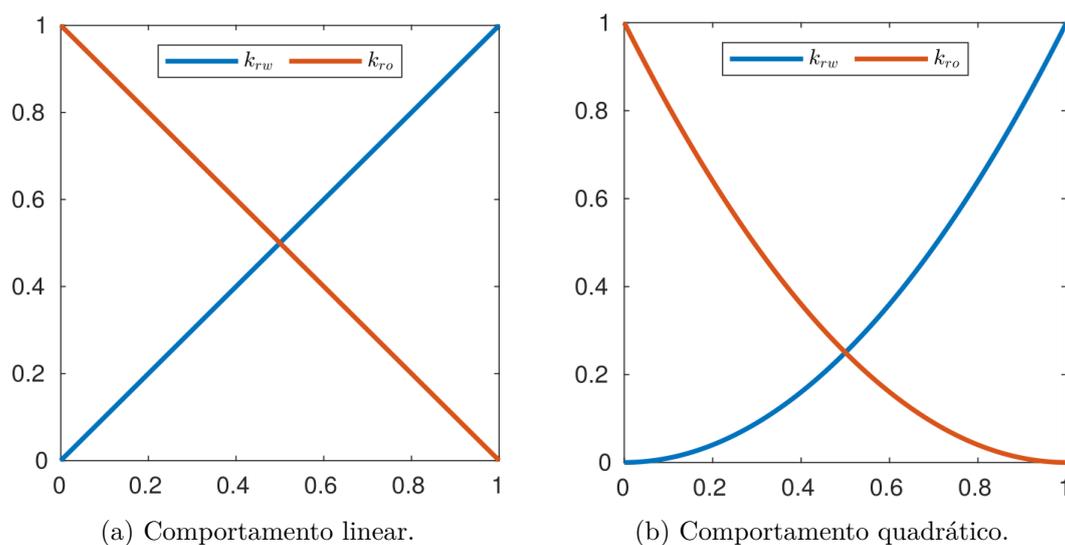


Figura 2.1: Ilustração das permeabilidades relativas entre fluidos em um sistema bifásico, com o eixo x sendo a porcentagem de fluido e o y , o valor da permeabilidade.

No caso linear o escoamento de cada uma das fases é independente, não havendo redução de fluxo devido à presença do outro fluido. Quanto maior o coeficiente, mais significativo a redução de fluxo devido a esta interação.

2.4 Reservatórios de Petróleo

Um reservatório de petróleo é, em resumo, um meio poroso, permeável, que normalmente está aprisionado entre uma rocha impermeável acima e uma rocha semipermeável abaixo [16]. Isso se dá devido ao processo de geração do petróleo, que está relacionado ao processo geológico sofrido pelo local que encontra o reservatório.

Existem várias configurações possíveis dentro de reservatórios: o reservatório conter apenas petróleo; pode conter uma massa de água, além do petróleo, que é comumente se referido como aquífero; pode haver a ocorrência de petróleo na presença de uma massa de gás natural, a que se convencionou chamar de capa de gás; e ainda pode haver a presença dos três fluidos, petróleo, água e gás. As proporções das fases líquida e gasosa dependem das condições de pressão e temperatura a que o reservatório esteve (e está) submetido e das condições geológicas do ponto onde ele se encontra.

Se dá o nome de reservatório de óleo com capa de gás (que nesses caso é chamado de gás livre), quando o interesse econômico maior estiver orientado para o óleo, como apresentado na Figura 2.2. Nos casos em que a maior quantidade dentro do reservatório for de gás, e por consequência o interesse econômico principal for o de gás, esse tipo de reservatório é denominado como reservatório de gás, ilustrado na Figura 2.3.

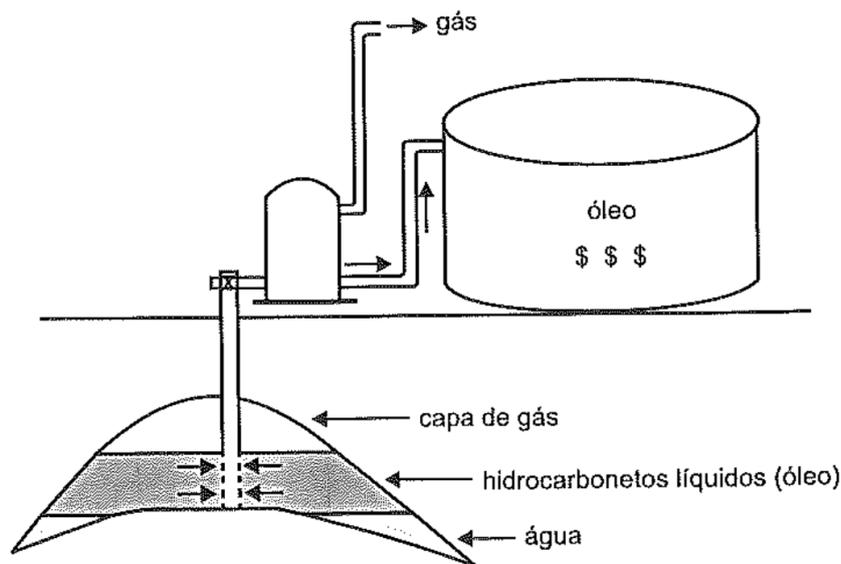


Figura 2.2: Reservatório de óleo com capa de gás. Adaptado de [16].

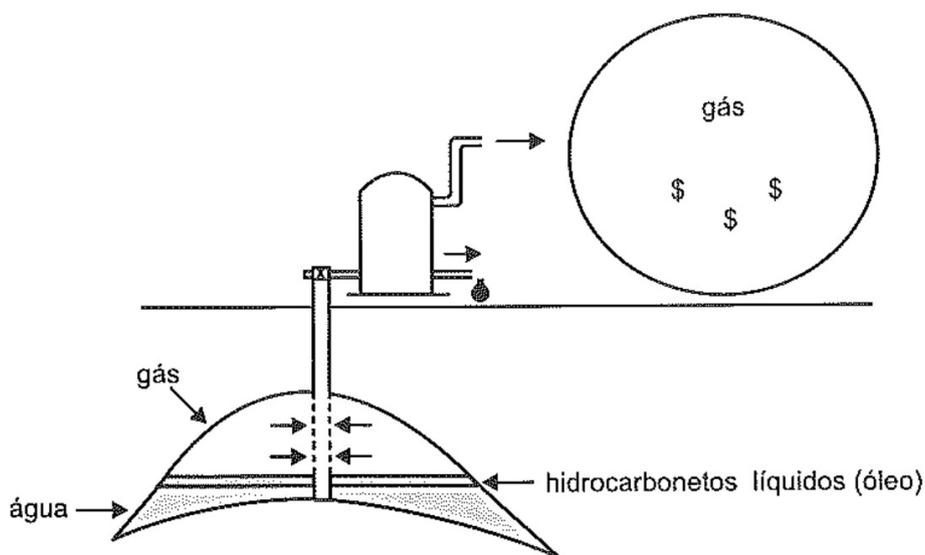


Figura 2.3: Reservatório de gás. Adaptado de [16].

2.5 Poços de produção

Segundo [17], o primeiro poço perfurado especificamente com o objetivo de produzir petróleo para comercialização foi o poço chamado de Drake, nos arredores da cidade de Titusville, no estado da Pennsylvania, nos Estados Unidos. Este poço foi perfurado em 1859, tinha uma profundidade de 21 m e produzia cerca de 4 metros cúbicos por dia.

A perfuração rotativa de um poço de petróleo é realizada através de sondas; nesse processo as rochas são perfuradas pela ação de forças e rotações aplicadas a uma broca na extremidade da coluna de perfuração [18]. A coluna consiste em dois tipos de tubos: paredes espessas (comandos) e paredes finas (tubos de perfuração). As perfurações de poços são geralmente verticais; porém, não existe poço estritamente vertical. O poço é dito vertical se este estiver dentro de limites de inclinação, aproximadamente 5° com relação à vertical [18]. Com a técnica de perfuração direcional é possível desviar a trajetória do poço para atingir objetivos que não se encontram abaixo da localização na superfície. Os poços horizontais proporcionam um aumento da produtividade e da recuperação final de hidrocarbonetos, e eles se caracterizam por possuir um trecho reto que é perfurado horizontalmente dentro da formação produtora, criando uma maior zona de drenagem no reservatório [18], como mostra a Figura 2.4b.

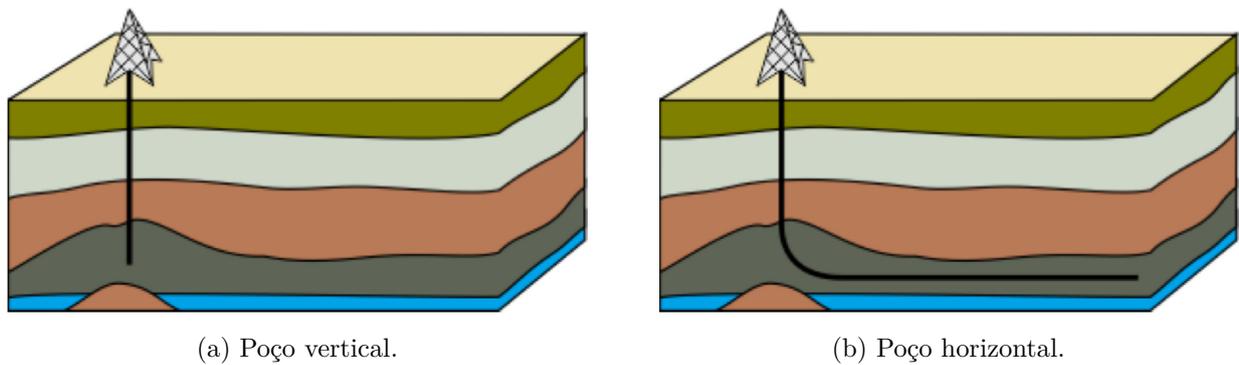


Figura 2.4: Poço vertical e horizontal. Adaptado de [9].

Quando a perfuração é finalizada, é preciso que o poço esteja em condições de operação durante toda sua vida produtiva, de forma econômica e, principalmente, segura. Ao conjunto de operações destinada a equipar o poço pra produzir ou injetar denomina-se completação. A classificação dos tipos de completação se dá com relação a: posicionamento da cabeça do poço; tipos de revestimentos de produção, por exemplo poço aberto, com *liner* rasgado ou canhoneado e com revestimento canhoneado; e número de zonas explotadas, sendo elas simples ou múltiplas [18], como ilustra a Figura 2.5.

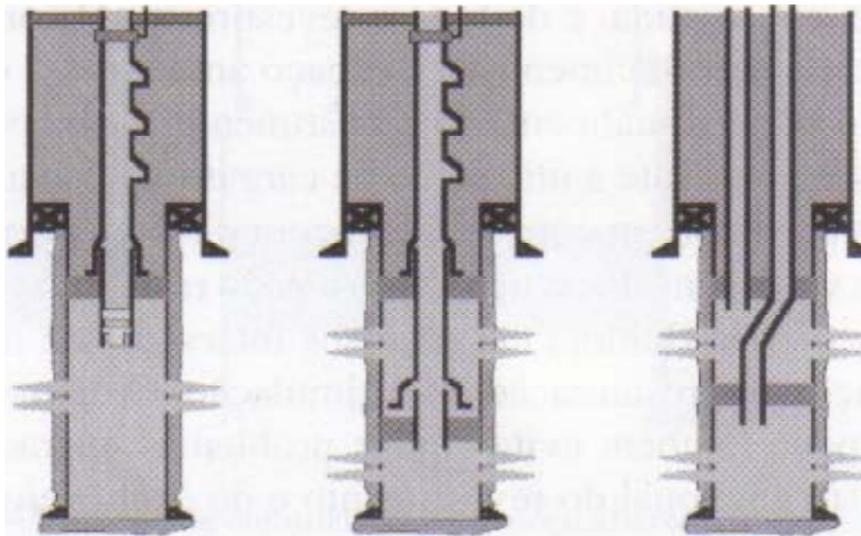


Figura 2.5: Completção simples (direita), seletiva (centro) e dupla (esquerda). Adaptado de [18].

A completação múltipla evoluiu com o passar dos anos, possibilitando a adição de *Inflow Control Devices* (ICDs), como visto em [19]. Isso possibilitou ainda mais a utilização de poços horizontais, sendo possível atuar sobre regiões distintas do reservatório pelo mesmo poço. O próximo passo na evolução dessa tecnologia foram os *Autonomous Inflow Control Devices* (AICDs) [20], que são capazes de detectar a incursão na produção de fluidos não desejados economicamente dentro do poço, e diminuir a vazão nas regiões próximas.

2.6 Fenômeno do Cone

Segundo [21], o termo usado para descrever o mecanismo de subida da água ou da descida do gás na completação dos poços de produção é chamado de fenômeno do cone, como visto na Figura 2.6. Cones podem ter um grande impacto na produtividade e influenciam na depleção da eficiência de recuperação de reservatórios, sendo alguns dos problemas listados abaixo:

- Custo adicional do tratamento da água e do gás;
- A água é geralmente corrosiva e tem custo de descarte;
- Produção de gás de capas de gás primárias ou secundárias reduzem a pressão sem a obtenção dos efeitos de deslocamento associados ao acionamento do gás;
- Eficiência reduzida do mecanismo de esgotamento;
- O poços atingidos talvez tenham de ser abandonados prematuramente;
- Perda de eficiência da recuperação.

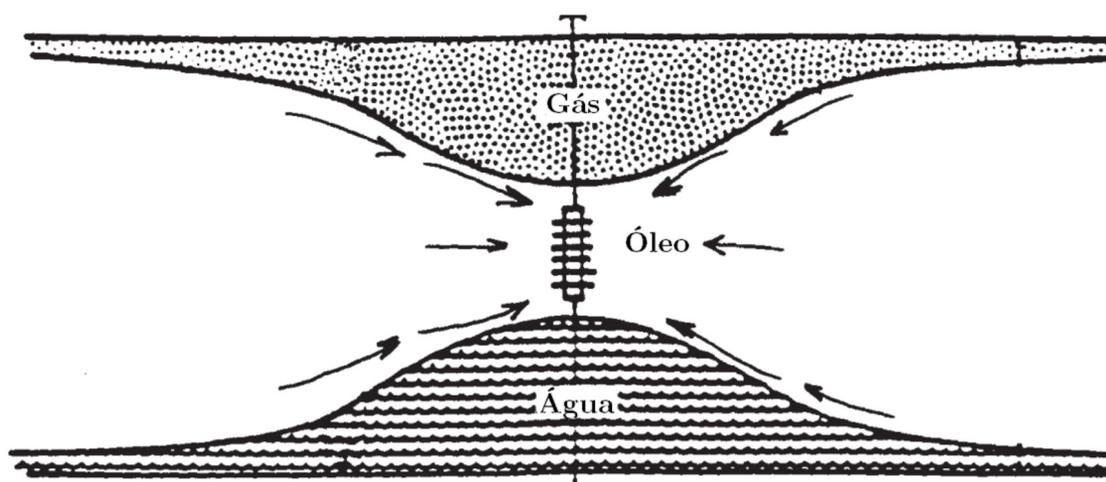


Figura 2.6: Fenômeno do cone de água e gás em um reservatório com poço vertical. Adaptado de [21].

Atrasar a invasão e a produção de gás e/ou água são fatores essenciais para maximizar a recuperação final do petróleo no campo. O cone pode ter uma influência importante nas operações, na recuperação e no financeiro do reservatório. O cone é o resultado dos movimentos de fluidos dentro do reservatório, na direção de maior gradiente de pressão, balanceados pela tendência da segregação gravitacional ser mantida [21]. O poços de produção geram um gradiente de pressão que tende a diminuir o contato óleo-gás e elevar o de água-óleo na vizinhança da completação, enquanto a tendência do gás de se manter acima do óleo (e da água abaixo) contrapõe esse gradiente de fluxo devido à diferenças das massas específicas entre os três fluidos ($\rho_w > \rho_o > \rho_g$).

Esse contrabalanço acarreta na deformação das interfaces de contato óleo-gás e água-óleo na forma de um sino, como mostrado na Figura 2.6.

As forças que mais afetam a distribuição de vazão em volta dos poços são as forças viscosas e pressões gravitacionais. As forças gravitacionais atuam diretamente na direção vertical e têm origem na segregação devido à diferença entre massas específicas. Já as forças viscosas se referem ao gradiente de pressão associado à vazão do fluido através do reservatório descrito pela lei de Darcy:

$$\vec{u} = -\frac{k[\nabla P + \rho g \nabla z]}{\mu}; \quad (2.4)$$

$$\nabla \cdot \vec{u} = Q, \quad (2.5)$$

onde \vec{u} é a velocidade do fluido, Q é a vazão volumétrica, k a permeabilidade do meio poroso, P pressão, g a aceleração da gravidade, z a altura, ρ a massa específica e μ a viscosidade do fluido. Portanto, existe um balanço entre as duas forças em qualquer instante de tempo [21].

Quando as forças dinâmicas ultrapassam as forças gravitacionais na proximidade do poço, há o rompimento do cone. Se houver uma taxa constante de produção e os gradientes de pressão no sistema de drenagem do poço se tornarem constantes, então se tem uma condição de regime permanente. Se nesta condição as forças dinâmicas (viscosas) no poço forem menores que as forças de gravidade, então o cone de água ou gás que se formou não se estenderá até o poço. Além disso, o cone não avançará nem retrocederá, estabelecendo assim o que é conhecido como cone estável. Por outro lado, se a pressão no sistema for uma condição de estado instável, um cone instável continuará avançando até que as condições de estado estacionário prevaleçam [21].

A Figura 2.7 mostra o comportamento do cone em poços verticais, completados no final, e em poços horizontais, completados ao longo de sua extensão.

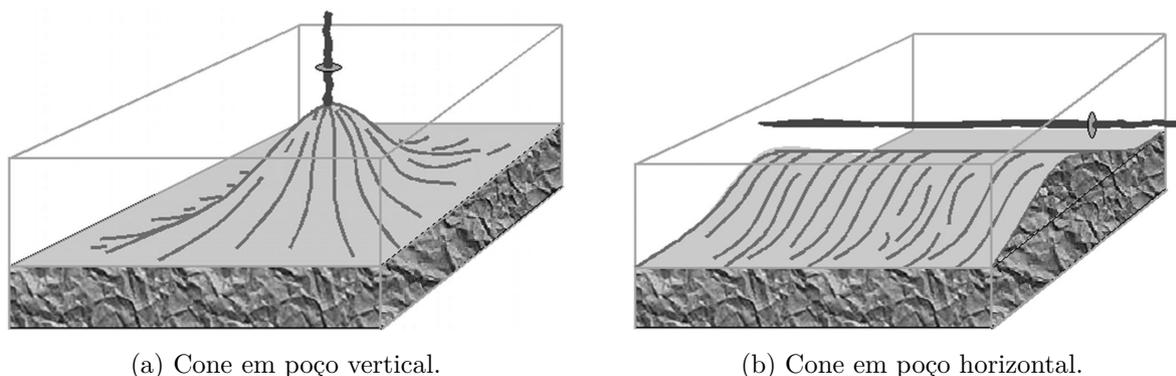


Figura 2.7: Cone em poço vertical e horizontal. Adaptado de [22].

2.6.1 Vazão Crítica

A vazão crítica (Q_{cr}) é definida como sendo a máxima vazão de óleo possível sem que haja produção de água devido à ruptura do cone formado [21]. Em muitos casos, as vazões críticas obtidas são muito baixas e, por razões econômicas, um poço é geralmente produzido a vazões

acima da vazão crítica. Contudo, essa produção acima da vazão crítica (chamada de supercrítica) dará como resultado uma ruptura do cone no poço após um determinado período de tempo.

Capítulo 3

Modelagem Numérica

3.1 Simulação Numérica de Reservatórios

A simulação de reservatório é o meio pelo qual se usa um modelo numérico que descreve as características petrofísicas de um reservatório de hidrocarbonetos a fim de se analisar e prever o comportamento do fluido no reservatório ao longo do tempo.

Segundo [23], a simulação de reservatórios já era praticada antes de 1950, com início provável nos anos 1930, e tornou-se uma ferramenta importante para a previsão qualitativa e quantitativa do fluxo de fases fluidas. Geralmente esses simuladores são conhecidos como simuladores numéricos de fluxo. Os simuladores numéricos podem ser classificados em função de três características básicas: tratamento matemático, número de dimensões consideradas, quantidade de fases admitidas.

O modelo dos reservatórios são em sua grande maioria tridimensionais, mas a classificação do modelo é pelo comportamento do fluxo interno. As Figuras 3.1, 3.2 e 3.3 apresentam as formas de discretização para fluxo: uni, bi e tridimensional.

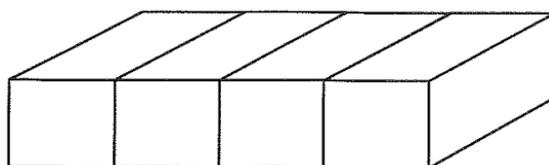


Figura 3.1: Representação de uma malha para simulação de fluxo unidimensional. Adaptado de [16].

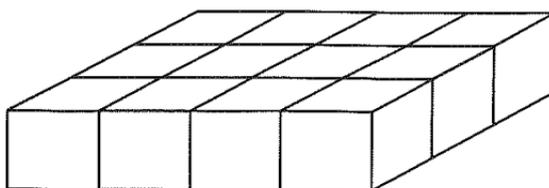


Figura 3.2: Representação de uma malha para simulação de fluxo bidimensional. Adaptado de [16].

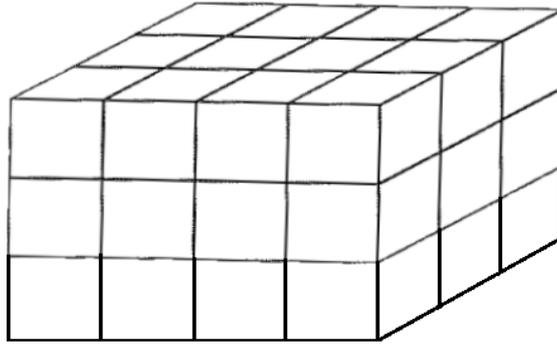


Figura 3.3: Representação de uma malha para simulação de fluxo tridimensional. Adaptado de [16].

3.1.1 Condições Iniciais e de Contorno

As simulações numéricas consistem em resoluções de equações diferenciais, que no caso de reservatórios de petróleo são equações diferenciais parciais. Para que seja possível encontrar a solução correta, é necessário que sejam impostas até dois tipos de condições: iniciais e de contorno.

É necessário ter a informação de um estado do sistema em um dado instante de tempo para que se possa resolver as equações. As condições iniciais de um reservatório para uma simulação se resumem na pressão interna e na composição da saturação do reservatório. A saturação define parte do comportamento do fluido dentro do reservatório.

As condições de contorno, para simulação de reservatório, correspondem às condições de pressão e vazão constantes ou ainda de contorno impermeável que são aplicadas às superfícies laterais. Essas condições facilitam na descrição do experimento, permitindo simular partes desejadas do reservatório ao invés de modelos maiores que acarretariam em um maior custo computacional, sem aumentar a qualidade final dos resultados. Nos casos de pressão constante, que foram empregados neste trabalho, gera-se uma forma interface (respeitando os limites de vazão) entre os dois fluidos.

3.2 Ferramenta Utilizada

O ambiente de simulação escolhido para os experimentos com cone de água foi o MRST (*MATLAB Reservoir Simulation Toolbox*). O MRST foi criado e é mantido pelo grupo de Geociências Computacionais do Departamento de Matemática Aplicada do SINTEF ICT (do norueguês *Stiftelsen for industriell og teknisk forskning*, que significa Fundação para Pesquisas Científicas e Industriais, Divisão de Tecnologias de Informação e Comunicação) com o intuito de reunir uma forma simplificada de descrever modelos matemáticos de escoamento em meios porosos com métodos numéricos usados na discretização e resolução dos sistemas de equações diferenciais parciais em uma ferramenta *open-source* liberada sob a licença *GNU General Public License* desde 2009 [24].

O MRST possui muitas aplicações distintas em reservatórios de petróleo, como por exemplo:

diagnósticos de vazão; particionamento de reservatórios para diferentes propriedades; *datasets* de *benchmarks* de reservatórios tanto reais quanto artificiais; simplificações de geometrias complexas; captura e injeção de dióxido de carbono (CO₂) em reservatórios profundos; métodos para resolução numérica de equações relacionadas à dinâmica do reservatório [24]. Em [13], ele se mostrou uma ferramenta eficaz para a simulação no caso do cone de gás.

3.2.1 Modelo de Reservatório

As equações de diferenciais parciais de *black-oil* descrevem o fluxo de fluido dentro de reservatórios de petróleo, constituindo a estrutura matemática do modelo para o ambiente de simulação de reservatório, como visto em [25].

$$\frac{\partial}{\partial t} \left[\phi \left(\frac{S_w}{B_w} \right) \right] + \nabla \cdot \left(- \frac{k_r [\nabla P + \rho_w g \nabla z]}{B_w \mu_w} \right) = Q_w, \quad (3.1)$$

$$\frac{\partial}{\partial t} \left[\phi \left(\frac{S_o}{B_o} + \frac{R_V S_g}{B_g} \right) \right] + \nabla \cdot \left(- \frac{k_r [\nabla P + \rho_o g \nabla z]}{B_o \mu_o} - \frac{R_V k_r [\nabla P + \rho_g g \nabla z]}{B_g \mu_g} \right) = Q_o, \quad (3.2)$$

$$\frac{\partial}{\partial t} \left[\phi \left(\frac{R_S S_o}{B_o} + \frac{S_g}{B_g} \right) \right] + \nabla \cdot \left(- \frac{R_S k_r [\nabla P + \rho_o g \nabla z]}{B_o \mu_o} - \frac{k_r [\nabla P + \rho_g g \nabla z]}{B_g \mu_g} \right) = Q_g, \quad (3.3)$$

onde ϕ é a porosidade do meio poroso, S_w é uma saturação de água, S_o, S_g são saturações de fases líquidas (óleo) e vapor (gás) no reservatório de petróleo. E $\vec{u}_o, \vec{u}_w, \vec{u}_g$ são respectivamente, as velocidades de Darcy da fase líquida, aquosa, de vapor no interior do reservatório. Os óleo e gás na superfície (condições padrão para temperatura e pressão) podem ser produzidos a partir de ambas as fases, líquida e vapor, existentes a alta pressão e temperatura das condições a nível de reservatório.

Isso é caracterizado pelas seguintes quantidades: B_o é o fator de volume de óleo (razão de algum volume de líquido do reservatório para o volume de óleo em condições padrão obtidas do mesmo volume do líquido do reservatório); B_w é o fator de volume de formação de água (razão entre volume de água nas condições do reservatório e volume de água em condições padrão); B_g é o fator de volume de formação de gás (o volume de gás nas condições padrão obtidas a partir do mesmo volume de vapor do reservatório); R_S é o gás dissolvido na fase oleosa (razão do volume de gás com o volume de óleo em condições padrão obtidas de alguma quantidade de fase líquida condições de reservatório); R_V é o óleo vaporizado em fase gasosa (razão do volume de óleo para o volume de gás em condições padrão obtidas a partir de alguma quantidade de fase de vapor nas condições do reservatório).

Para as simulações conduzidas nesse trabalho, o modelo utilizado foi o bifásico incompressível de óleo-água, que não possui a componente de gás, tanto livre ou dissolvido no óleo. Como também não possui óleo vaporizado em fases gasosas, esse modelo é geralmente denominado de *dead oil*.

$$\frac{\partial}{\partial t} (\phi S_w \rho_w) + \nabla \cdot (\rho_w \vec{u}_w) = \rho_w Q_w, \quad (3.4)$$

$$\frac{\partial}{\partial t} (\phi S_o \rho_o) + \nabla \cdot (\rho_o \vec{u}_o) = \rho_o Q_o, \quad (3.5)$$

3.2.2 Discretização do Modelo

O MRST é um simulador que utiliza volumes finitos para a discretização da geometria e também das Equações 3.1, 3.2 e 3.3, do modelo de *black-oil*. Ele fornece várias formas de se construir a malha discreta tridimensional do reservatório: retangulares (cartesianos e tensores), triangulares, tetraédricos, hexaédricos (colmeia), tesselação, entre outros [24]. Isso se dá em consequência aos vários tipos existentes de reservatórios reais que ocorrem devido aos diferentes processos de formação das rochas contidas nos mesmos.

O modelo escolhido para essa dissertação foi o de malha cartesiana. Esse modelo é constituído de unidades discretas base denominadas células. A maneira como são criadas se dá definindo a quantidade de células que vão existir em cada eixo e depois o tamanho de cada dimensão (largura, comprimento e altura). Portanto, é criada uma malha com a quantidade de células $nx \times ny \times nz$, que tem como dimensões físicas largura \times comprimento \times altura metros cúbicos.

A célula possui um volume, 6 faces, 8 vértices e 12 arestas, como visto na Figura 3.4. O MRST calcula todos esses valores, além do centroide de cada face e da própria célula para cada célula. Esses números são os valores de referência utilizados para a inclusão de poços de produção e injeção, condições de contorno e iniciais, entre outras utilizações no ambiente de simulação. A pressão em cada célula, por exemplo, é calculada com os valores das pressões das faces. Entretanto é aplicada no centroide da célula, de forma que um valor discreto seja visto em todo o volume da célula.

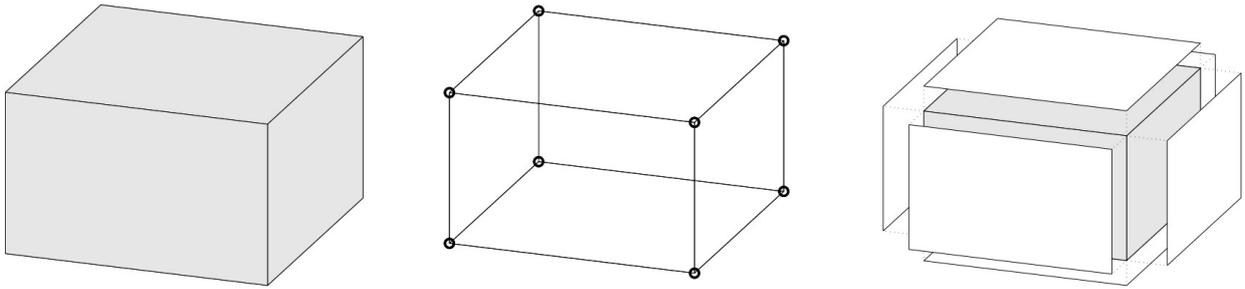


Figura 3.4: Representação da célula cartesiana (esquerda), seus vértices e arestas (centro) e suas faces (direita). Adaptado de [24].

Cada célula também possui seu respectivo valor de saturação. O cálculo do fluxo se dá pelo balanço entre a diferença de pressão entre as faces da células. A medição de avanço do cone se dá utilizando o valor do centroide da célula da interface água-óleo que possui a saturação próxima da tolerância aplicada à simulação. Devido a essa característica discreta dos valores de altura,

a identificação e o controle do cone de água que valores pouco distintos de vazão no poço de produção tenham a possibilidade de gerar as mesmas alturas discretas.

Uma peculiaridade do MRST é que o eixo Oz tem o sentido invertido, ou seja, tem o crescimento positivo para baixo, como pode ser visto na Figura 3.5, que representa um reservatório unitário, possuindo uma única célula de volume igual a $1 m^3$. Isso se dá de maneira a facilitar a modelagem de reservatórios reais, pois se tem mais informações sobre o topo do reservatório, onde se encontra o petróleo, do que ao fundo deste. Se fossem aplicadas condições iniciais, elas seriam a pressão e saturação interna da célula. No caso de condições de contorno, serão pressões ou vazões na faces do reservatório. Para o MRST, caso nenhuma condição de contorno seja explicitamente aplicada, todas as faces externas do reservatório são tidas como impermeáveis.

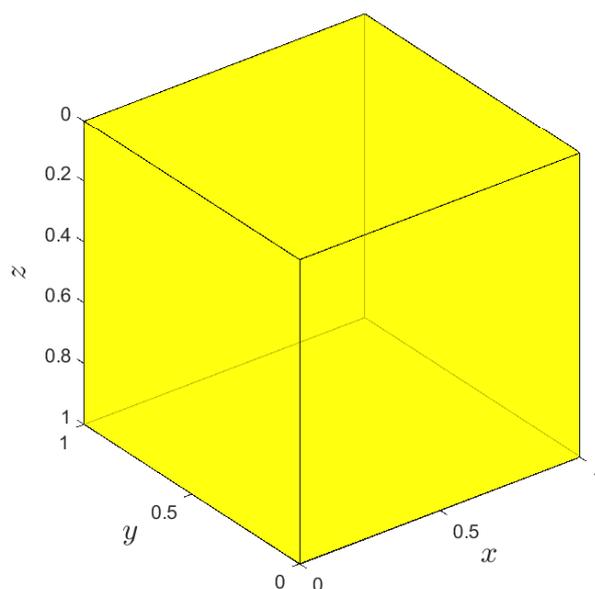


Figura 3.5: Reservatório unitário, de apenas uma célula. O eixo z é positivo na direção sul (para baixo).

3.2.2.1 Poços

Os poços são tratados no MRST como componentes internos das células. Eles podem ser classificados como produtores ou injetores, de acordo com o sinal do fluxo no reservatório — positivo em casos de injeção e negativo para produção. Eles possuem duas formas de controle numérico: por vazão ou BHP (*Bottom Hole Pressure*), pressão no fundo do poço. Eles possuem a direção pela qual o poço é colocado na célula, além do raio do poço, que define o tamanho do poço. A completação vem na forma explícita, indicando quais células serão exploradas por ele, ou seja, poço pode explorar mais de uma célula. No MRST, o diâmetro do poço deve ser menor que o tamanho da célula que ele se encontra completado, caso contrário a simulação não pode ser feita devido aos erros causados. Por último, deve-se definir a saturação interna do fluido do poço, tanto para produção quanto injeção.

Em alguns casos, principalmente nos que possuem instabilidade numérica inerente, é possível

que a saturação da célula completada pelo poço tem divergência de saturação interna com relação à do poço. Isso ocorre de forma que volumes de um outro fluido se desprendem de células próximas e fluem diretamente para o poço, não permanecendo na célula do poço de forma a alterar sua saturação ao final do passo de tempo. Contudo, esses valores são capturados por outros cálculos do MRST, na etapa relacionada ao poço a nível de superfície.

3.2.3 *Solver*

Para as simulações abordados nesse trabalho, o *solver* utilizado é da classe ADI (do inglês *Alternate Direction Implicit*), que é uma classe de *solvers* totalmente implícitos, o que gera uma menor possibilidade de divergência do resultado da simulação. A solução final é dada pelo método numérico que consiste em uma implementação do CPR (do inglês *Constrained Pressure Residual*), que se resume em resolver a equação diferencial parcial com componente de pressão usando CPR.

Este método soluciona um problema linearizado com uma componente significativa de pressão via um pré-condicionamento de estágio para um método generalizado de resíduos mínimos (GM-RES, do inglês *Generalized Minimal Residual Method*), que consiste em um método numérico iterativo para solução de sistemas lineares de equações não simétricas [24]. Expondo o componente elíptico como um sistema separado, um *solver* elíptico é usado para finalizar os cálculos.

Esse método numérico possibilita a utilização de intervalos de tempo (que são em segundos, porém o MRST possui constantes que equivalem a minutos, horas, dias, meses e anos) heterogêneos para o cálculo da simulação. Isso permite iniciar a resolução com intervalos de tempo menores e posteriormente aumentar esses valores, resultando em um tempo de processamento computacional menor.

Foi utilizado como recurso computacional: Dell Precision T7600, CPU: Intel® Xeon® CPU E5-2650 2.00GHz, 32122 MiB de memória RAM DDR3, Nvidia Quadro 600. Sistema Operacional Ubuntu 18.04 (bionic). MATLAB 2018b, e MRST2019a.

A análise da do comportamento da malha foi feita no trabalho anterior [26], onde foram feitos testes para a mesma vazão em malhas diferentes e posteriormente comparadas as distâncias finais para o poço de produção.

Capítulo 4

Desenvolvimento da Simulação

4.1 Introdução

O reservatório simulado se baseou nos dados do Exemplo 2 de [27]; ele possuiu $600 \times 300 \times 230$ metros, e possui dois poços: um injetor no meio do reservatório e um produtor, completado em metade do eixo x por 300 m, começando em 150 m e encerrando em 450 m, como visto na Figura 4.1. As coordenadas y e z do centro do poço são respectivamente 150 m e 10 m (com a posição $z = 0$ no topo da geometria). Os dois poços são controlados por vazão e têm o mesmo valor em módulo. A zona de óleo possui 35 m de extensão no topo do reservatório, com os outros 195 m sendo saturados de água, apresentado na Figura 4.2.

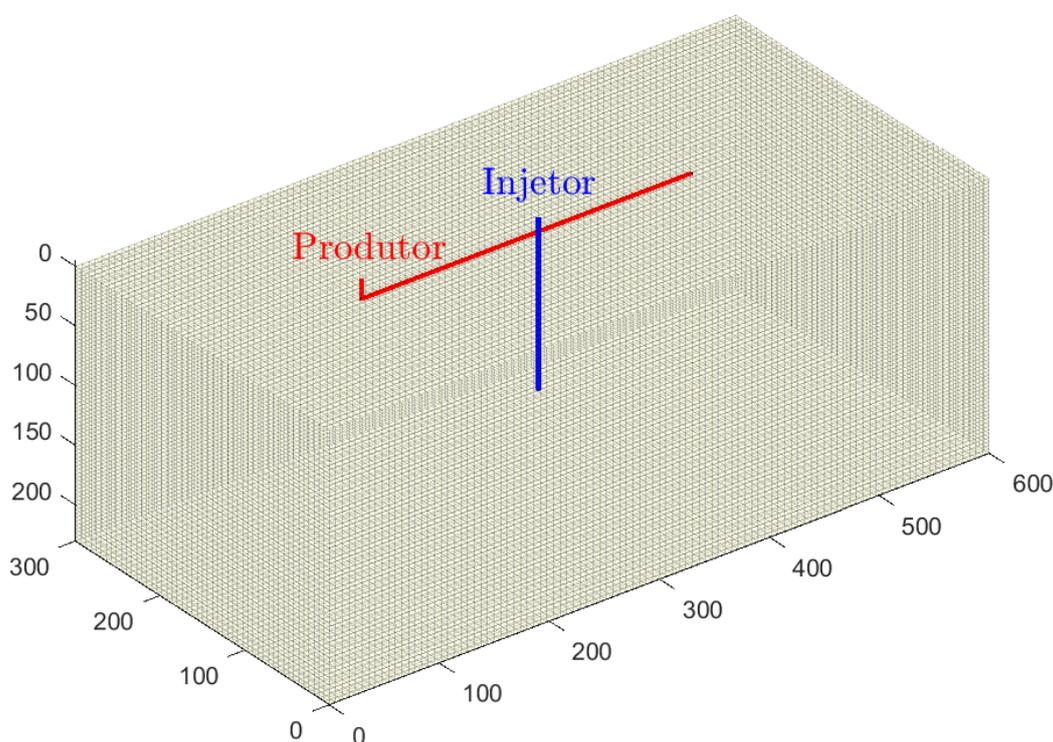


Figura 4.1: Geometria do reservatório completo.

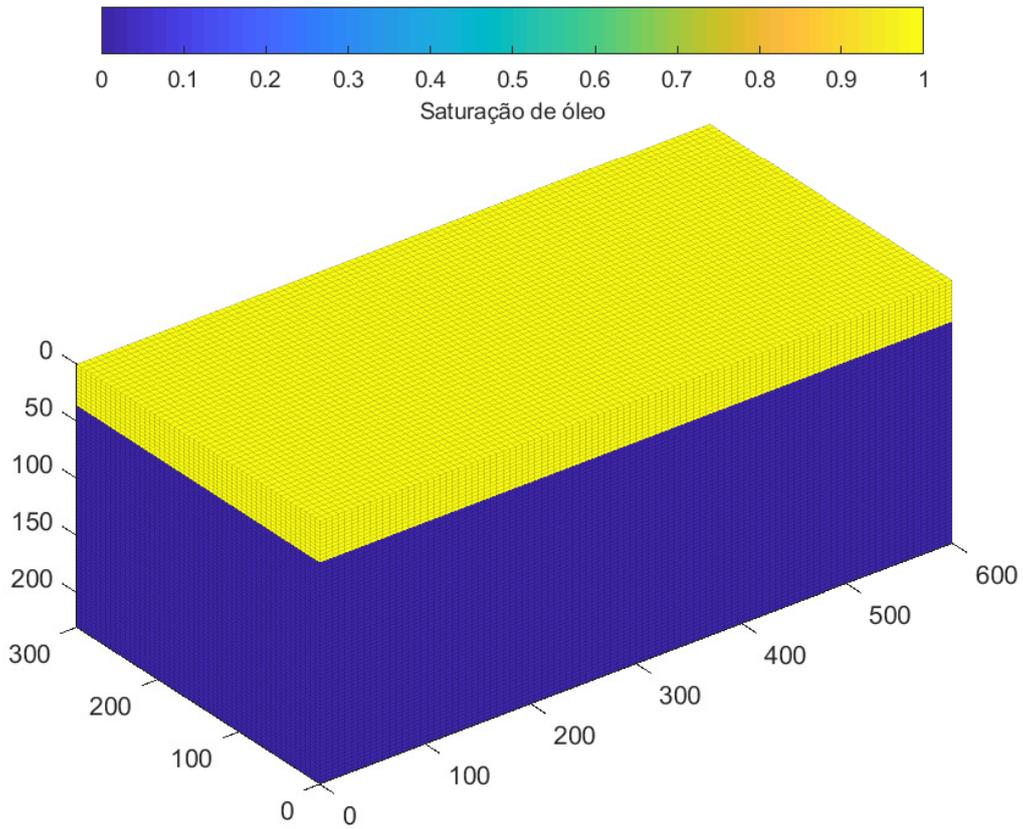


Figura 4.2: Saturação do reservatório completo.

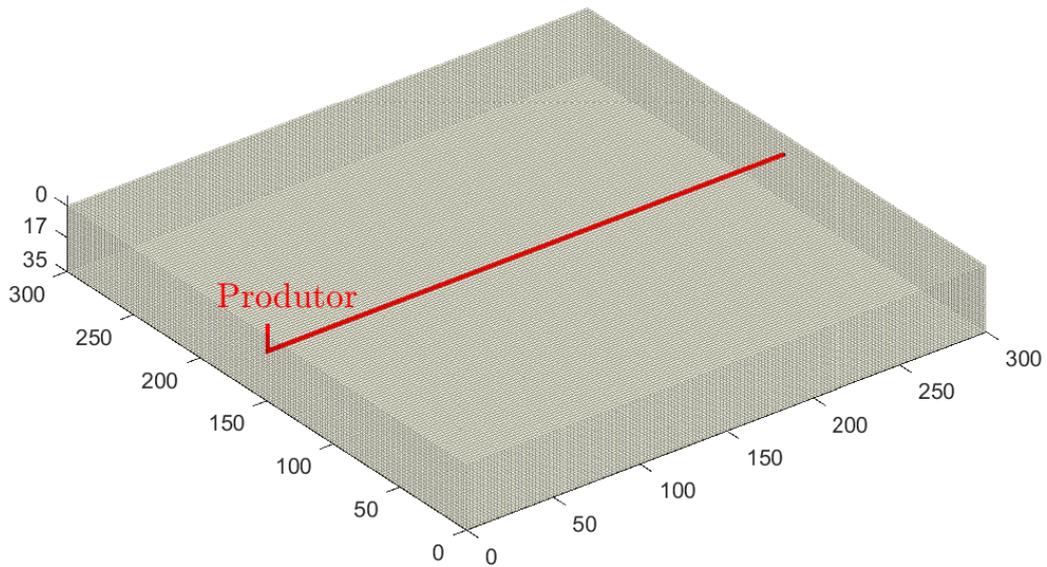


Figura 4.3: Geometria da camada de óleo explorada pelo poço.

O interesse desta dissertação é na zona produtora até a interface, e como a estratégia de controle não envolve o comportamento de injetores e as zonas adjacentes, apenas a parte que contém petróleo será simulada, pois a simulação de todo o reservatório apenas consumiria tempo

e aumentaria o custo computacional. Com isso somente a capa de óleo precisa ser descrita, como visto na Figura 4.3.

Devido ao poço ser horizontal e se estender por 300 m, o cone possui simetria, como visto na Figura 2.7b. Portanto, o comportamento dele está intimamente ligado à vazão mais próxima, por isso é possível simular apenas uma seção do reservatório. O que caracteriza como uma simulação de escoamento bidimensional.

4.2 Simulação Numérica Escolhida

4.2.1 Geometria

Tendo em vista as observações expostas nas seções anteriores, a porção do reservatório simulado tem como tamanho $300 \times 1 \times 35$ m, ou seja, 10500 m^3 , em uma malha tridimensional de $600 \times 1 \times 70$, como pode-se observar na Figura 4.4, em um total de 42000 células. Cada célula tem $0,5 \times 1 \times 0,5$ m, e um volume de $0,25 \text{ m}^3$.

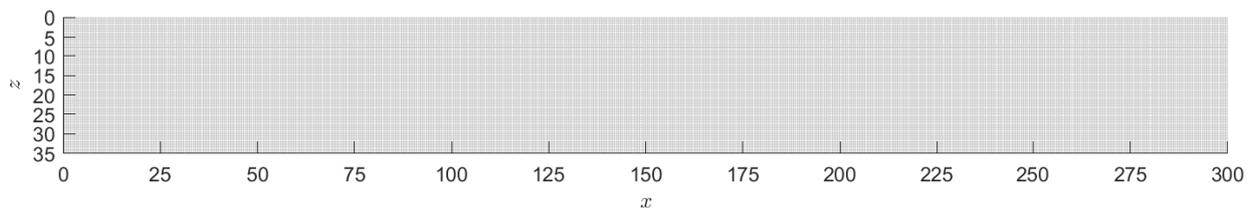


Figura 4.4: Geometria do reservatório.

4.2.2 Posição do Poço

O poço de produção se encontra na célula 11700, que tem como posição de seu centroide $x = 149,75 \text{ m}$, $y = 0,5 \text{ m}$ e $z = 9,75 \text{ m}$, como apresentado na Figura 4.5. Ele possui um diâmetro de $d = 0,2 \text{ m}$. Entretanto a face mais próxima do cone, por onde ocorre o fluxo, está em $z = 10 \text{ m}$.

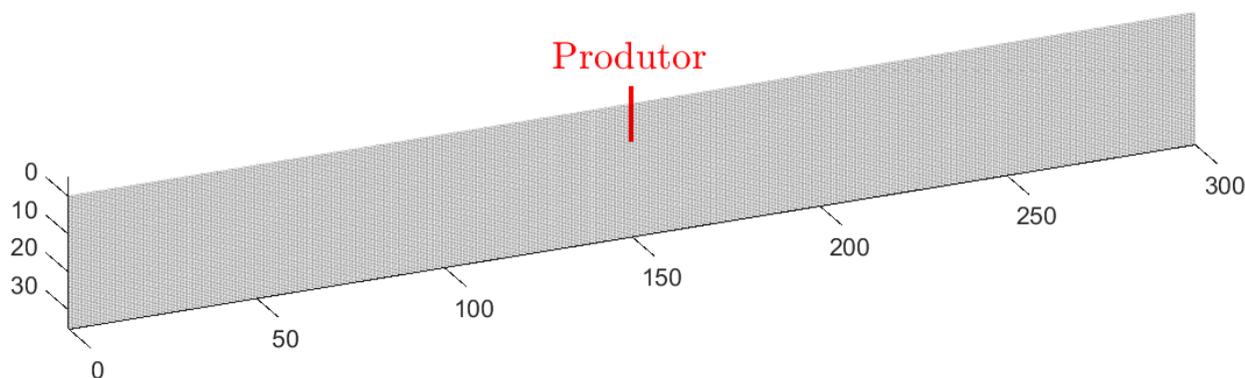


Figura 4.5: Posição do poço de produção no modelo.

4.2.3 Características da Rocha

A porosidade é de $\phi = 0,21$, homogênea em todo o reservatório, o que gera um respectivo volume de poros de $0,0525 \text{ m}^3$. A permeabilidade é anisotrópica, sendo que $k_x = k_y = 360 \text{ mD}$ e $k_z = 60 \text{ mD}$.

4.2.4 Características dos Fluidos

Os valores de massa específica, viscosidade e permeabilidade relativa do fluidos contidos no reservatório são apresentadas na Tabela 4.1.

Tabela 4.1: Valores das propriedades dos fluidos. Retirado de [27].

Fluidos	Massa específica ρ [Kg/m^3]	Viscosidade μ [$Pa \cdot s$]	Permeabilidade relativa n
Água	1029,51	0,00052	2
Óleo	849,62	0,0012	2

4.2.5 Condições Iniciais

A saturação do reservatório é de 100% de óleo, com uma pressão inicial de zero pascal aplicada ao reservatório, além da própria pressão exercida pela coluna do fluido interno, como visto na Figura 4.7. O valor do módulo da aceleração da gravidade nos cálculos é de $9,80665 \text{ m/s}^2$. Também existe o gradiente de pressão devido à vazão inicial do poço de produção.

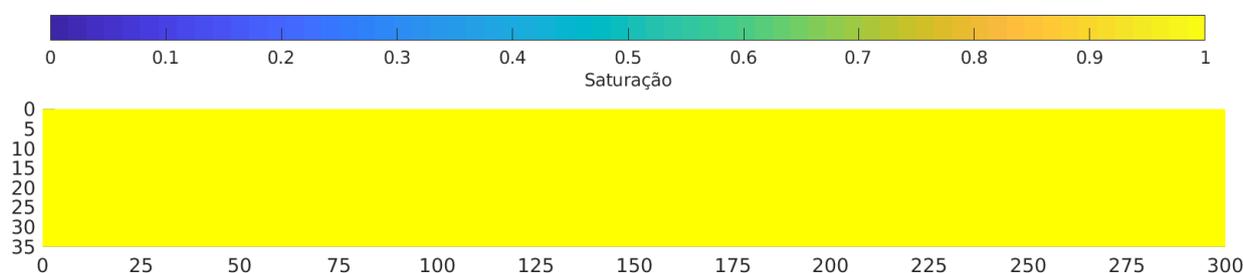


Figura 4.6: Distribuição da saturação inicial do reservatório.

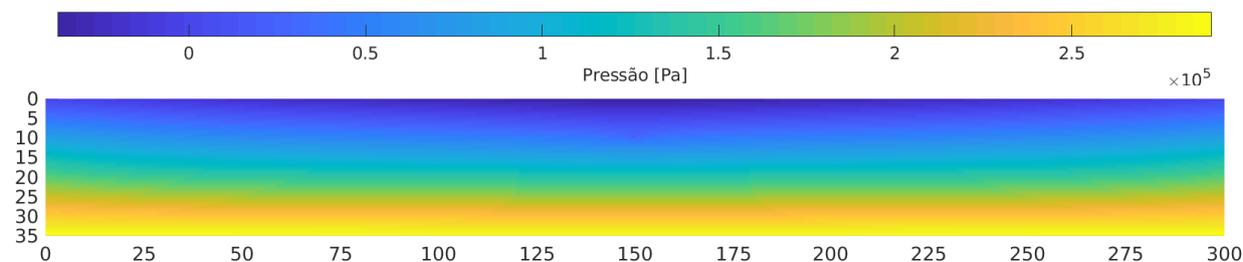


Figura 4.7: Distribuição de pressão inicial do reservatório.

4.2.6 Condições de Contorno

Como condições de contorno, aplicadas nos contornos laterais, Figura 4.8, se tem o equivalente da pressão causada pela força peso do líquido em cada célula. A saturação aplicada às duas paredes (contornos $S1$ e $S3$) é igual à do reservatório, como visto na Figura 4.9. A pressão no fundo do poço (contorno $S2$) também tem o mesmo valor do peso da coluna de óleo, contudo, a saturação nessa face é de 100% de água.



Figura 4.8: Contornos que possuem permeabilidade.

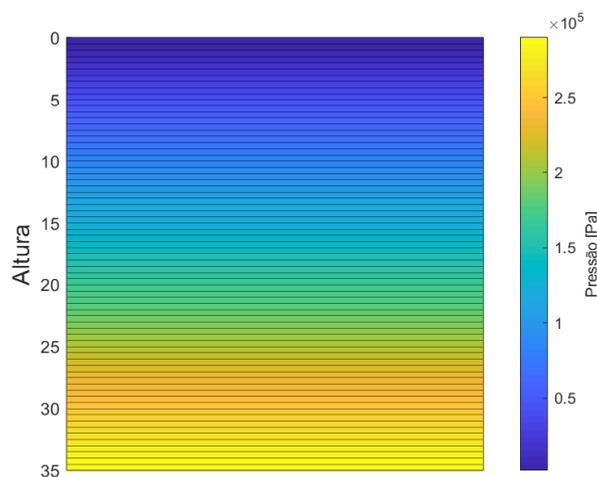


Figura 4.9: Distribuição de pressão das condições de contorno.

A permeabilidade desses contornos também tem os mesmos valores da permeabilidade anisotrópica do reservatório. A parte superior e as duas faces de maior área (frontal e traseira) do reservatório são impermeáveis, isso é, não há passagem de fluxo entre elas.

4.3 Resultados da Simulação

4.3.1 Vazão crítica

Devido à natureza instável do cone nas proximidades do poço, em alguns casos se observava a produção de água mesmo com o nó central a distâncias consideráveis da célula do poço. Graças à possibilidade de que, no MRST, possa-se analisar separadamente as saturações tanto no reser-

vatório quanto no interior do poço, esse valor pode ser obtido com uma precisão de 1% do valor nominal, que é $Q_{cr} = 3,63640074 \times 10^{-6}$.

A vazão crítica proporciona com que a interface entre os fluidos seja abrupta, isso é, tenha uma mínima difusão entre as saturações dos fluidos. Para se recriar um cenário mais próximo do real, o valor de vazão máximo imposto no saturador, Equação 6.8, foi de 3 vezes Q_{cr} , que retorna um valor de $Q_{max} = 1,090920222 \times 10^{-5}$.

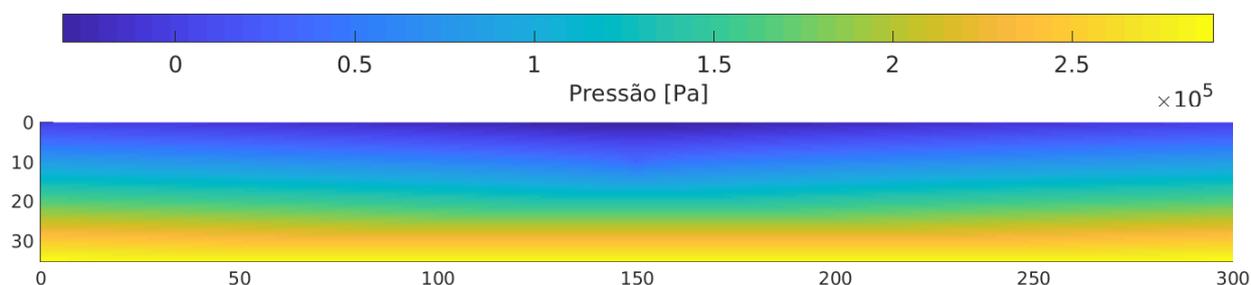


Figura 4.10: Pressão de reservatório para Q_{cr} .

As Figuras 4.10, 4.11 e 4.12, ilustram a pressão atingida na vazão crítica, a saturação no regime estacionário e as linhas de fluxo do reservatório para a Q_{cr} .

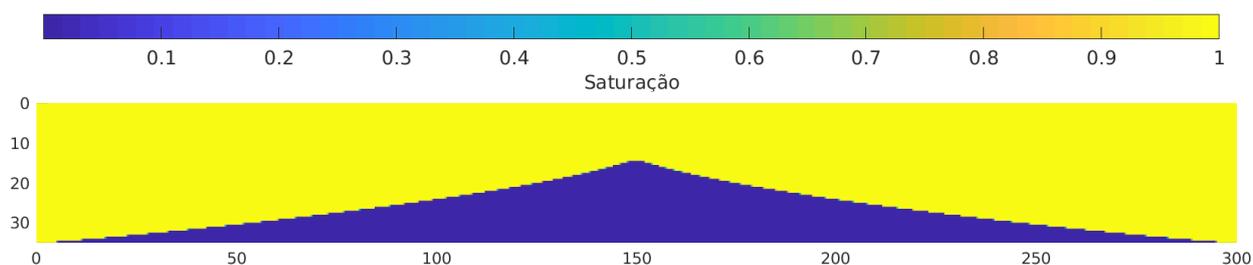


Figura 4.11: Saturação do reservatório para Q_{cr} .

As linhas de fluxo, Figura 4.12, mostram o caminho percorrido do fluido em cada célula, da célula até o poço de produção. Para uma melhor visualização a discretização foi reduzida para uma malha de 30×7 .

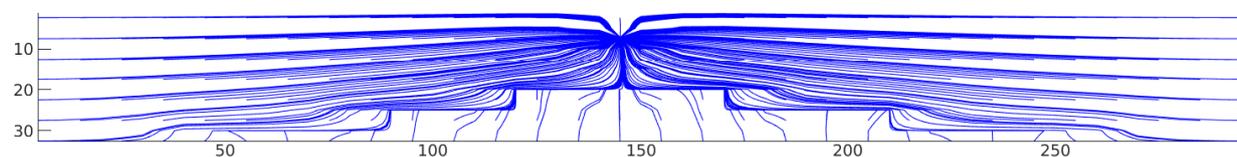


Figura 4.12: Linhas de fluxo dentro do reservatório.

4.3.2 Cone Rompido

A Figura 4.13 apresenta o resultado de uma simulação onde existe o rompimento do cone, acarretando a entrada de água na zona de produção do poço, o que leva a uma menor produção

de óleo.

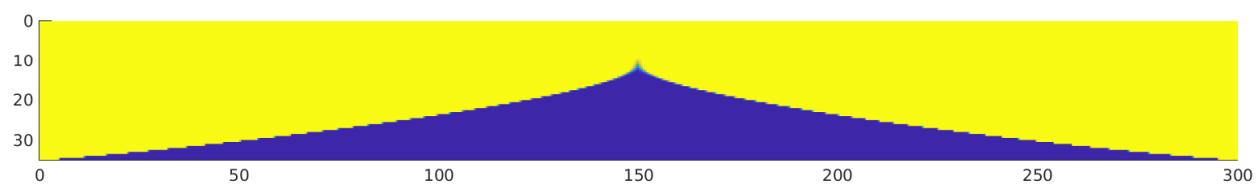


Figura 4.13: Cone Rompido

Capítulo 5

Identificação do Modelo

5.1 Introdução

Neste capítulo serão apresentadas as estratégias de identificação e controle do sistema composto pelo reservatório e elementos relacionados nos capítulos anteriores.

Um sistema pode ser considerado dinâmico quando a resposta (saída) a algum tipo de excitação na entrada não é dada de forma instantânea, mas segue um comportamento que pode ser modelado por meio de equações diferenciais, como é descrito por [28, 29]. No caso estudado, o sistema é o reservatório de petróleo, a entrada será a vazão do poço de produção, $Q(t)$ em m^3/s , e a saída é a posição do ponto do cone mais próximo do poço. Esse ponto, por estar no meio do cone de água (tanto para cones em poços verticais quanto para poços horizontais), será chamado de nó central, $w_C(t)$ e sua posição é dada em metros.

5.2 Identificação do Modelo de Cone de Água

A identificação do modelo dinâmico de sistemas é o primeiro passo para o projeto do controlador que possa satisfazer demandas e restrições, com o menor erro associado aos valores desejados. A identificação de um sistema se dá pela excitação (aplicação) de um sinal nas entradas e análise do comportamento das saídas [30]. Existem diversos formatos de sinais que podem ser aplicados no sistema [30], e como visto em [31], o sinal escolhido foi o degrau, que consiste em mudar o valor de $Q(t)$ de um valor mínimo até o valor máximo Q_{cr} . Inicialmente, aplicam-se sinais do tipo degrau com amplitudes diferentes, enquanto é observado o valor de $w_C(t)$.

5.2.1 Determinação da Vazão Crítica

Como dito antes, o primeiro valor que precisa ser encontrado para a identificação é a vazão crítica (Q_{cr}). Os valores fornecidos em [22] dão um ponto de partida para a sua obtenção. Porém, devido a particularidades do modelo de simulação, como o grau de discretização e o tamanho do reservatório analisado, esse valor foi obtido através de testes sistemáticos, nos quais se ia

aumentando gradativamente o valor da vazão aplicada ao poço até que houvesse produção de água no poço.

5.2.2 Descrição do Sistema

Com as informações da vazões e alturas críticas, é possível analisar o gráfico gerado com todas as respostas e, como verificado por [13], o cone se comporta como um sistema de primeira ordem na forma da Equação 5.1, abaixo.

$$\tau_s \dot{w}_C(t) + w_C(t) = K_e Q(t), \quad (5.1)$$

onde K_e é o ganho estático relacionado à razão entre a vazão, na entrada do sistema e o valor de $w_C(t)$ no regime permanente, enquanto que τ_s é a constante de tempo do sistema, ou seja, a velocidade à qual o sistema responde à uma perturbação na entrada, definida como aproximadamente 63,2% do valor final em regime estacionário [28, 29].

Manipulando a Equação 5.1, obtém-se:

$$w_C(t) + K_B \dot{w}_C(t) = K_A Q(t), \quad (5.2)$$

onde

$$K_A = \frac{K_e}{\tau_s} \quad \text{e} \quad K_B = \frac{1}{\tau_s};$$

dessa forma se torna simples a identificação de cada parâmetro isoladamente, uma vez que com a regressão para a curva de K_B é possível encontrar K_A pela relação $K_A = K_e \cdot K_B$.

5.3 Resultados

Como visto na Seção 5.2, a identificação do modelo se deu aplicando-se degraus nos valores de vazão, como sugerido por [31], recuperando a informação da posição de w_C ao longo do tempo. Esse valores correspondem a porcentagens da vazão crítica. Após a computação desses resultados foi feita a regressão numérica de cada curva, Figura 5.1, de forma que dois parâmetros da Equação 5.1, τ_s e K_e , fossem estimados, como visualizado na Tabela 1.

Nota-se que, devido à natureza discreta dos valores de altura no MRST, alguns erros na estimação de parâmetros podem ocorrer, como por exemplo, duas vazões distintas gerarem o mesmo valor de posição de w_C . Com isso se faz necessário um ajuste na identificação, levando à exclusão de alguns valores das amostras, conforme a na Tabela 2, vista logo a baixo. As Figuras 5.2, 5.3 e 5.4 mostram o comportamento de K_e , τ_s e $Q(t)$, respectivamente, em função da distância para o poço de produção.

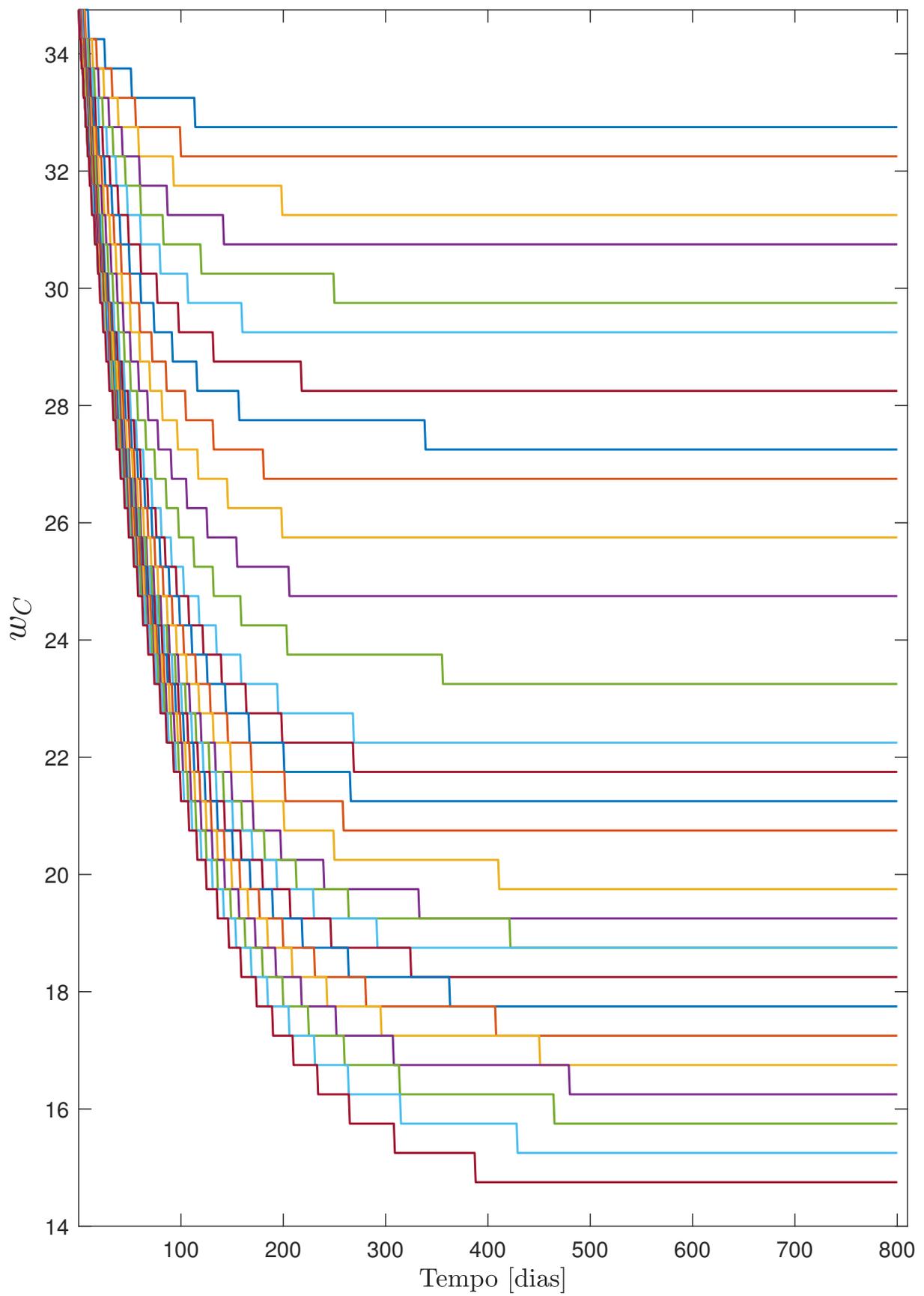


Figura 5.1: Amostras de vazões usadas na identificação do cone de água.

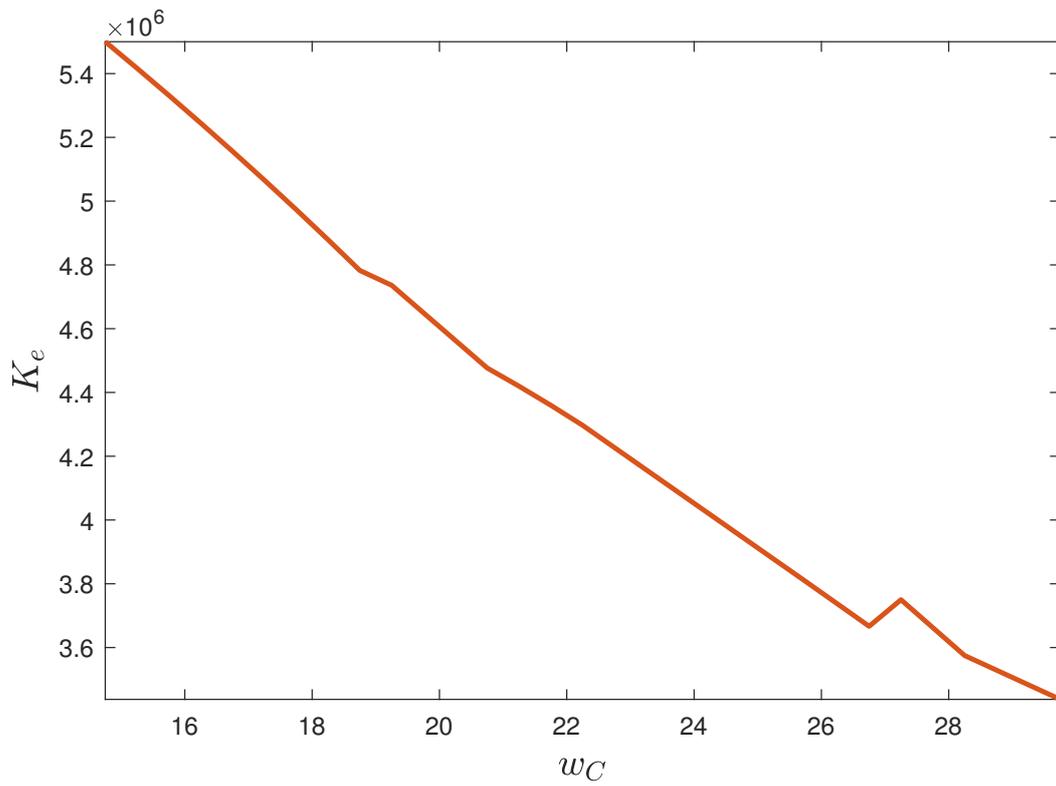


Figura 5.2: Comportamento de K_e em função da altura w_C .

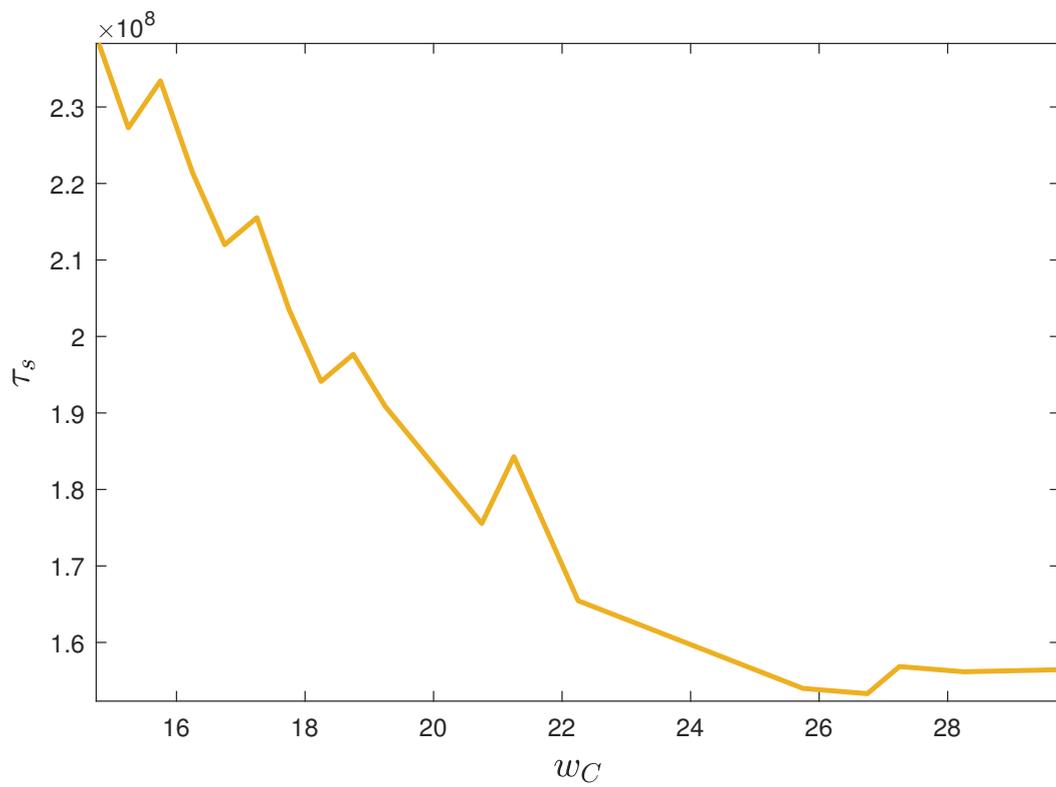


Figura 5.3: Comportamento de τ_s em função da altura w_C .

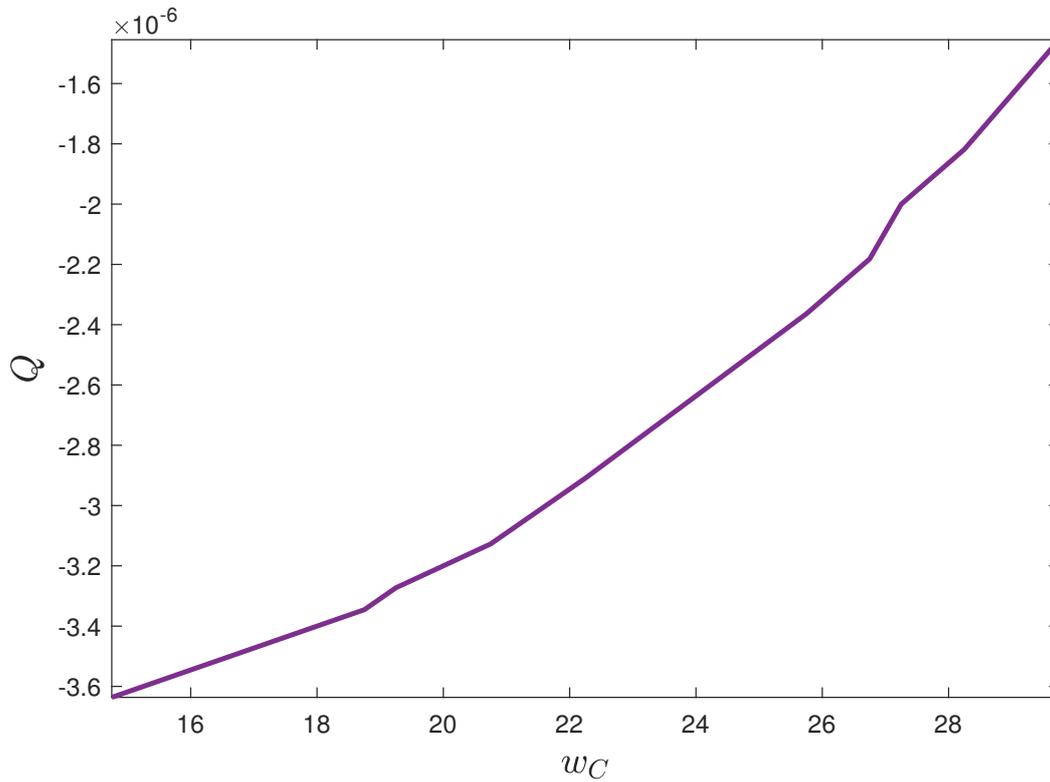


Figura 5.4: Comportamento de $Q(t)$ em função da altura w_C .

5.3.1 Obtenção dos Parâmetros

Como visto no Capítulo 5, a Equação 5.2 nos permite separar os valores de K_A e K_B . Com os valores obtidos da Tabela 2 foi possível gerar os seguintes resultados de regressão.

5.3.1.1 Regressão de K_A

A análise da Figura 5.5 mostra que o comportamento de K_A é melhor descrito por um polinômio de terceira ordem, como apresentado na Equação 5.3. Os respectivos valores para D_0, D_1, D_3 , e D_5 encontram-se na Tabela 5.1. Esse comportamento se difere de [31], [32], e [10], que analisaram somente o cone de gás, o qual tinha um comportamento próximo do linear.

$$K_A = D_0 + D_1 w_C(t) + D_3 w_C^2(t) + D_5 w_C^3(t) \quad (5.3)$$

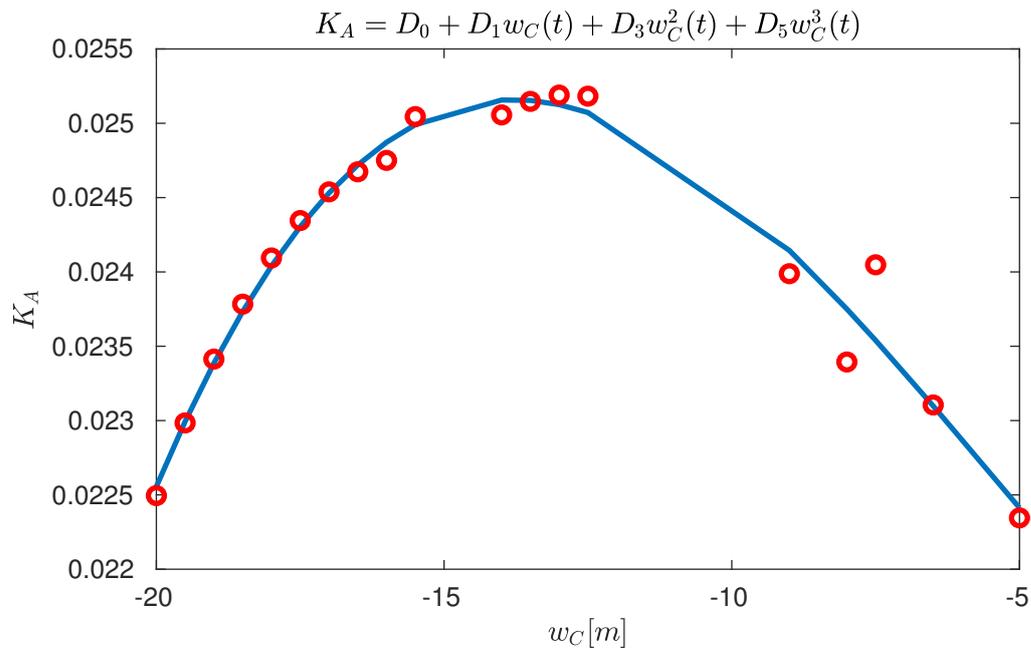


Figura 5.5: Regressão polinomial para K_A .

5.3.1.2 Regressão de K_B

Observando-se a Figura 5.6, K_B apresenta um comportamento descrito por um polinômio de ordem quadrática, como apresentado na Equação 5.4. Os valores de $D_2, D_4,$ e D_6 encontram-se na Tabela 5.1. Em [31] e [32], os valores encontrados descreviam uma função constante.

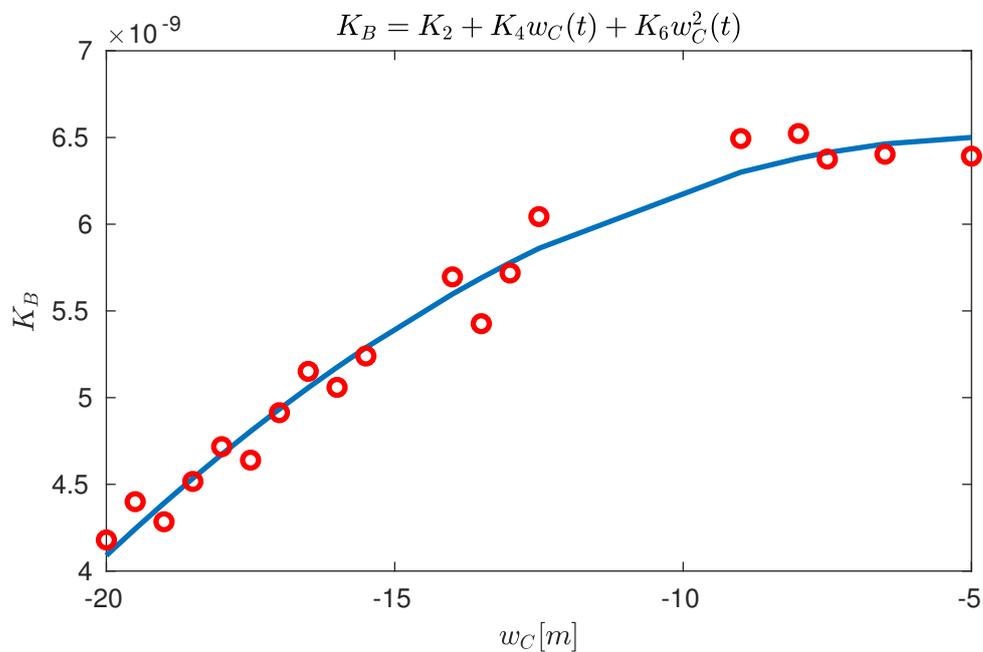


Figura 5.6: Regressão polinomial para K_B .

$$K_B = D_2 + D_4 w_C(t) + D_6 w_C^2(t). \quad (5.4)$$

Tabela 5.1: Coeficientes dos polinômios identificados de K_A e K_B

Coeficiente	Valor
D_0	0,020443699489771
D_1	$-2,755617667154110 \times 10^{-4}$
D_2	$6,298869803734991 \times 10^{-9}$
D_3	$3,436618344263956 \times 10^{-5}$
D_4	$-9,058630414001607 \times 10^{-11}$
D_5	$2,143159818694457 \times 10^{-6}$
D_6	$-1,005127006272638 \times 10^{-11}$

Capítulo 6

Controle do Sistema

6.1 Introdução à Planicidade Diferencial

De acordo com [33] e detalhado em [34], sistemas dinâmicos que possam ser definidos pela equação

$$\dot{\mathbf{x}} = f(\mathbf{x}, \mathbf{u}), \quad \mathbf{x} \in \mathbb{R}^n, \quad \mathbf{u} \in \mathbb{R}^m, \quad (6.1)$$

sendo \mathbf{x} os seus estados, e \mathbf{u} suas respectivas entradas, esses sistemas são ditos diferencialmente planos, se e somente se, for possível encontrar saídas do tipo

$$\mathbf{z} = \zeta_z(z, u, \dot{u}, \ddot{u}), u^{(3)}, u^{(4)}, \dots, u^{(r)},$$

com \mathbf{z} sendo as saídas planas do sistema e r um número finito [34]. Com isso é possível encontrar expressões para os estados e entradas:

$$\mathbf{x} = \zeta_x(z, z, \dot{z}, \ddot{z}, z^{(3)}, z^{(4)}, \dots, z^{(r)}) \quad \text{e} \quad \mathbf{u} = \zeta_u(z, z, \dot{z}, \ddot{z}, z^{(3)}, z^{(4)}, \dots, z^{(r)}),$$

onde ζ_z , ζ_x e ζ_u são funções contínuas, em que todas as componentes são independentemente diferenciáveis.

Em outras palavras, um sistema diferencialmente plano (do inglês *Differentially Flat Systems*) apresenta a propriedade de ser possível determinar um conjunto finito de variáveis “endógenas” ao sistema, denominadas saídas planas, de dimensão igual à de entrada do sistema, de forma que o estado e a entrada deste possam ser determinados como função dessas saídas planas e de um número finito de suas derivadas sem usar a operação de integração.

A planicidade diferencial tem relação com problemas bem explorados em teoria de controle moderno, sendo um deles linearização exata. Essa técnica trabalha via mudança de coordenadas e realimentação de estados, portanto, buscando a realimentação de estado que possibilita o cancelamento exato das não-linearidades do sistema estudado. Enquanto a outra técnica usa o desacoplamento consistindo na construção de uma realimentação de estado cujo novo vetor de entrada do sistema promove o controle independente das saídas.

Segundo [35], sistemas não-lineares SISO (do inglês *Single Input, Single Output*, uma entrada uma saída), pertencem à última classe de sistemas em que o conceito de planicidade diferencial ainda está claramente relacionado com a noção de controlabilidade.

6.2 Modelo do Cone de Água

Como mostrado em [32] e posteriormente em [10], o sistema do cone, dado pela Equação 5.2, é diferencialmente plano, e sua saída plana pode ser representada pela posição do nó central do cone w_C . Desse modo, $Q(t)$ pode ser parametrizado em uma função das saídas planas e suas derivadas.

Além disso, ressalta-se que a propriedade plana do sistema permite a obtenção do controle nominal $Q^*(t)$ se as trajetórias de $w_C^*(t)$ (o valor desejado colocado como saída) e $\dot{w}_C(t)$ são previamente conhecidas [32]. Por ser diferencialmente plano, o sistema não-linear da Equação 5.2, pode ser representado, de forma equivalente, pelo seguinte sistema linear na forma canônica de Brunovsky:

$$\dot{w}_C(t) = \nu. \quad (6.2)$$

Onde

$$\nu = Q(t)K_A - w_C(t)K_B. \quad (6.3)$$

Com as informações das Equações 5.3 e 5.4, pode-se reescrever a Equação 6.3 em sua forma estendida:

$$\dot{w}_C(t) = Q(t) \left[D_0 + D_1 w_C(t) + D_3 w_C^2(t) + D_5 w_C^3(t) \right] - w_C(t) \left[D_2 + D_4 w_C(t) + D_6 w_C^2(t) \right]. \quad (6.4)$$

Tendo como cálculo do erro entre a referência e o valor da saída a Equação 6.5, se consegue propor uma lei de controle proporcional e integrativa na forma da Equação 6.6, que se refere à trajetória da qual o cone deve acompanhar.

$$e(t) = w_C(t) - w_C^*(t). \quad (6.5)$$

$$\dot{w}_C(t) - \dot{w}_C^*(t) - K_p e(t) - K_i \int_0^t e(\xi) d\xi = 0. \quad (6.6)$$

As trajetórias impostas ao sistemas, neste trabalho, serão do tipo degrau, em que suas amplitudes são a distância entre o poço de produção e w_C . Com isso, a expressão do controlador pode ser representada por:

$$Q(t) = \frac{\dot{w}_C^*(t) - K_p e(t) - K_i \int_0^t e(\xi) d\xi + w_C(t) \left[D_2 + D_4 w_C(t) + D_6 w_C^2(t) \right]}{D_0 + D_1 w_C(t) + D_3 w_C^2(t) + D_5 w_C^3(t)}. \quad (6.7)$$

Posteriormente, $Q(t)$ passa por um saturador para a aplicação final na simulação. O sinal gerado passa por um filtro de saturação de forma que as vazões máximas de produção (negativas) não ultrapassem um valor definido como limite de bombeamento e que também não sejam aplicadas

vazões positivas aos poços de produção, o que categorizaria em injeção, o que não acontece tanto em ambientes de simulação quanto em casos reais de exploração, como visto na Equação 6.8.

$$\begin{cases} Q_{max}, & \text{se } Q(t) \leq Q_{max}; \\ Q(t), & \text{se } Q_{max} < Q(t) \leq 0; \\ 0, & \text{se } Q(t) > 0. \end{cases} \quad (6.8)$$

A Figura 6.1 apresenta as todas as vazões aplicadas na identificação do modelo como também projeções de vazões próximas à zona do poço. Como visto em [13], a vazão de produção no cone de gás possui comportamento quadrático em função da distância do sumidouro. O comportamento se repete, com a ressalva de que o ponto máximo da parábola não se encontra na altura do no poço de produção. O valor tido como supercrítico (vazão na altura do poço) é de $-3,72876468121441 \times 10^{-6} \text{ m}^3/\text{s}$, segundo o modelo.

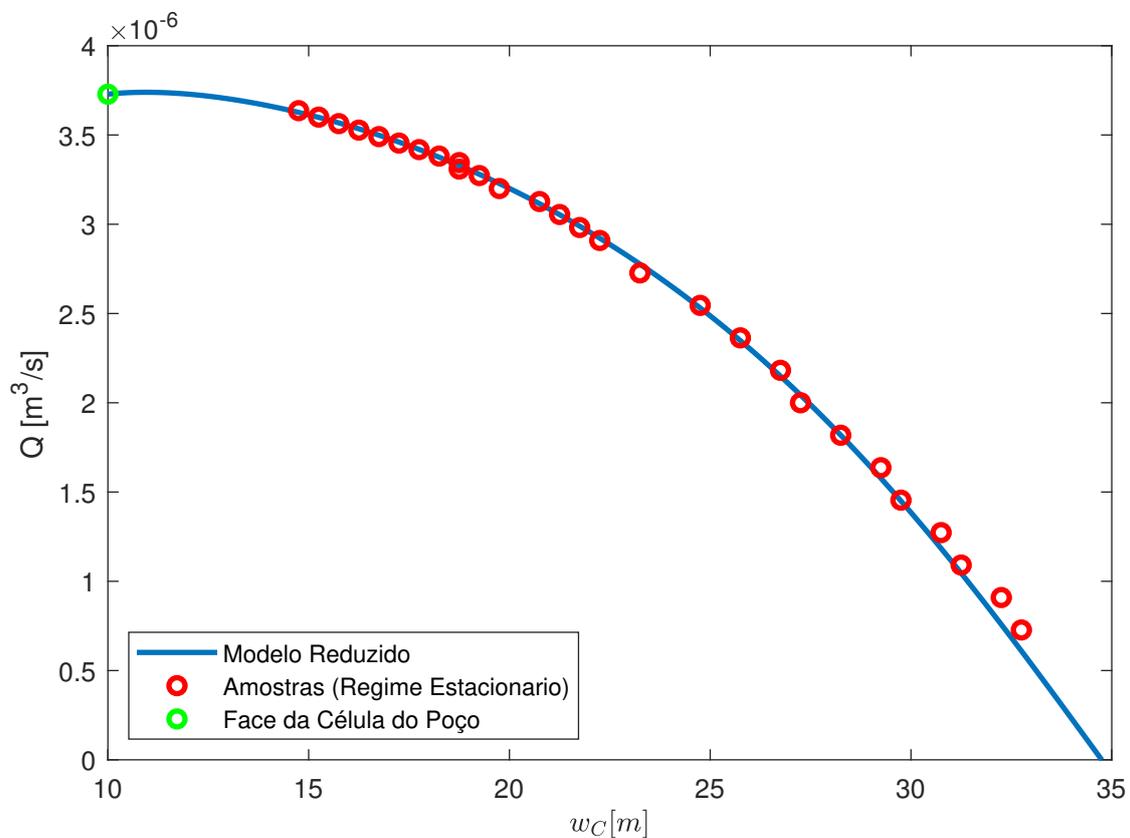


Figura 6.1: Parábola que relaciona a altura do cone com a vazão.

6.3 Respostas do Sistema

Durante o processo de identificação do sistema, foi utilizado um passo de tempo de 30 dias, isto é, ao final de cada iteração da simulação, o MRST retornava o resultado do estado o reservatório após 30 dias corridos. Nessas etapas, não se tinham vazões muito baixas ou próximas de zero.

Durante a avaliação da rotina de controle, pode-se observar a influência do passo de tempo nas oscilações dos sinais do compensador, já que esse valor interfere diretamente no valor final do Integrador. Os valores para os ganhos encontrados foram: $K_p = 0,0000005$ e $K_i = 0,0000003$.

Primeiramente foram feitos experimentos na zona estável do cone (alturas entre 34,75 a 14,75 m), para posteriormente se aplicar na zona instável (14,75 à 10 m). A altura escolhida na zona estável foi de 18,75 metros, que gera um cone estabilizado ilustrado na Figura 6.2.

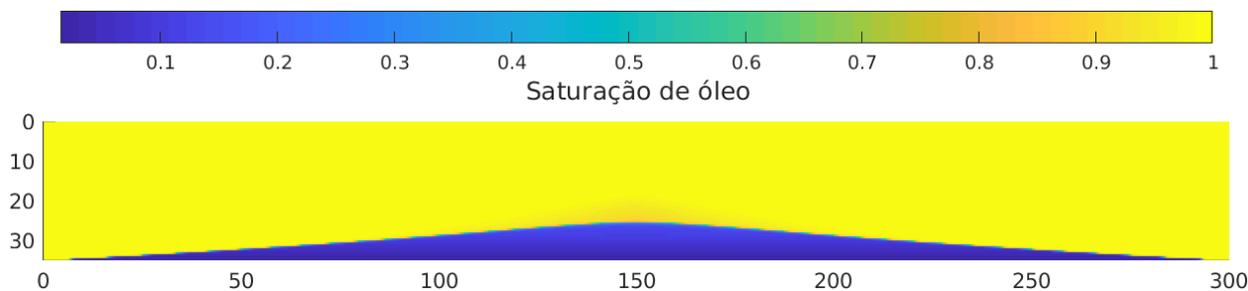


Figura 6.2: Saturação do cone estabilizado.

6.3.1 Zona Estável

6.3.1.1 $\Delta t = 30$ dias

O primeiro teste foi com o próprio passo de tempo da identificação, visto na Figura 6.3 e o respectivo erro de controle associado na Figura 6.4. É notável que em momentos que o atuador vai para zero, Figura 6.5, o comando logo em seguida faz com que $w_C(t)$ ultrapasse a altura desejada em direção ao poço, que deve ser evitado. A atuação ficava em zero de intensidade por 30 dias, e em sequência o atuador colocava a máxima vazão. Para combater essa forma de oscilação devido a longos períodos sem atuação, o passo de tempo foi cortado pela metade.

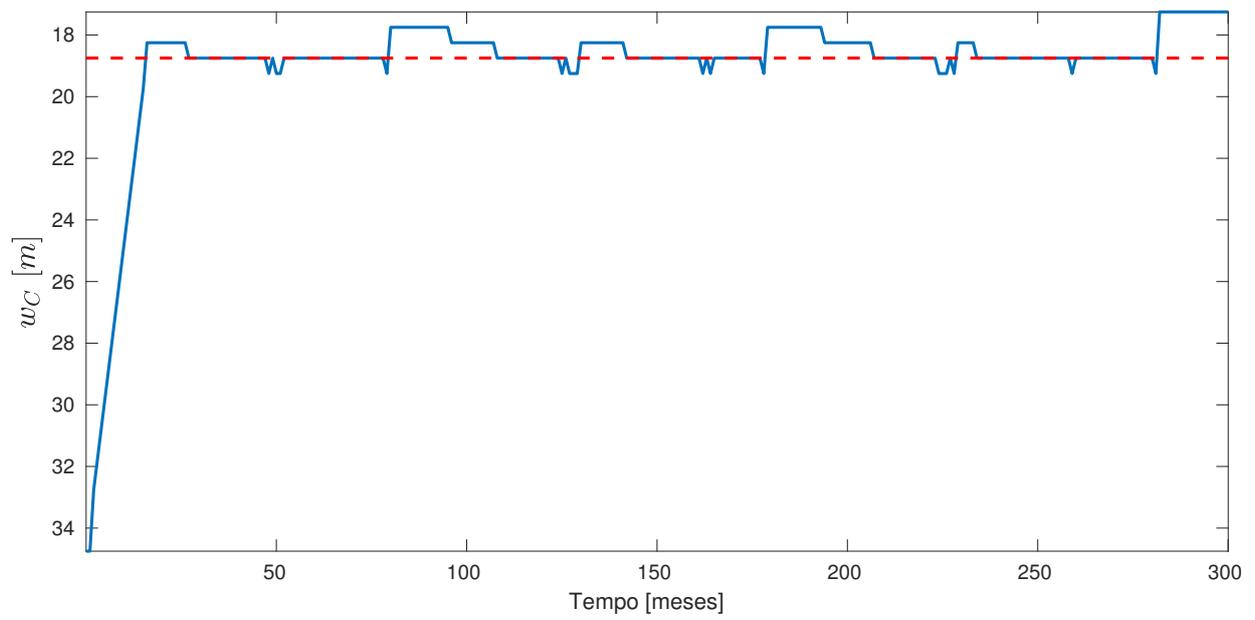


Figura 6.3: w_C ao longo do tempo, com $w_C^* = 18,75$.

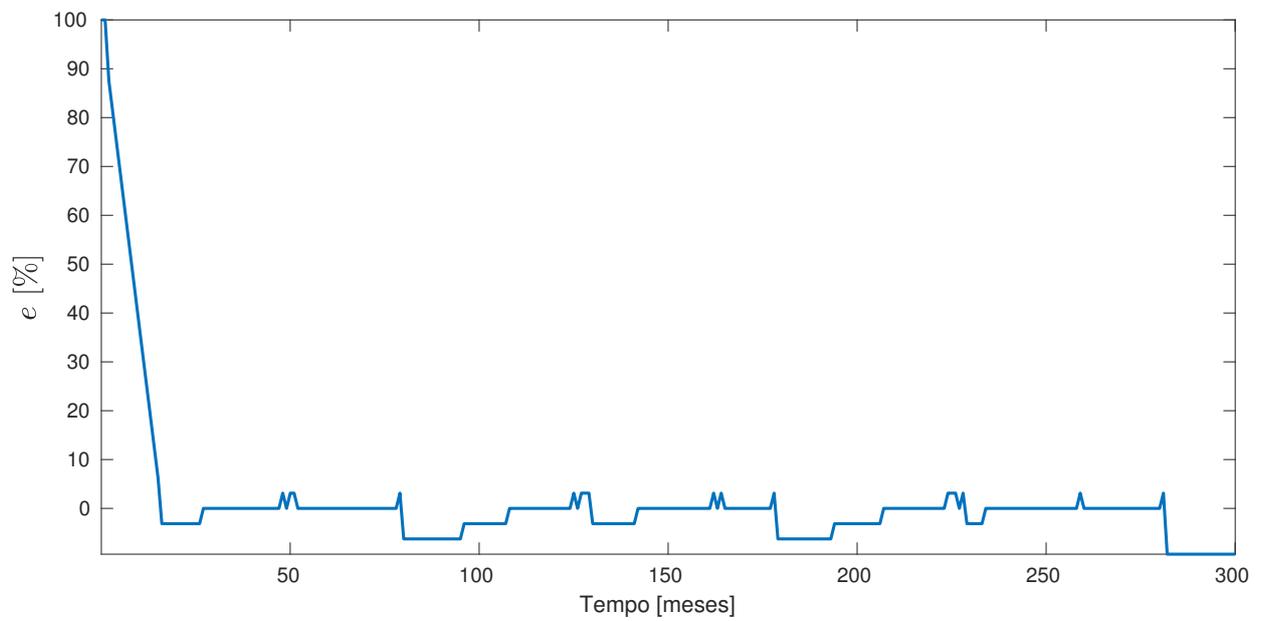


Figura 6.4: Evolução temporal do erro do sistema de controle.

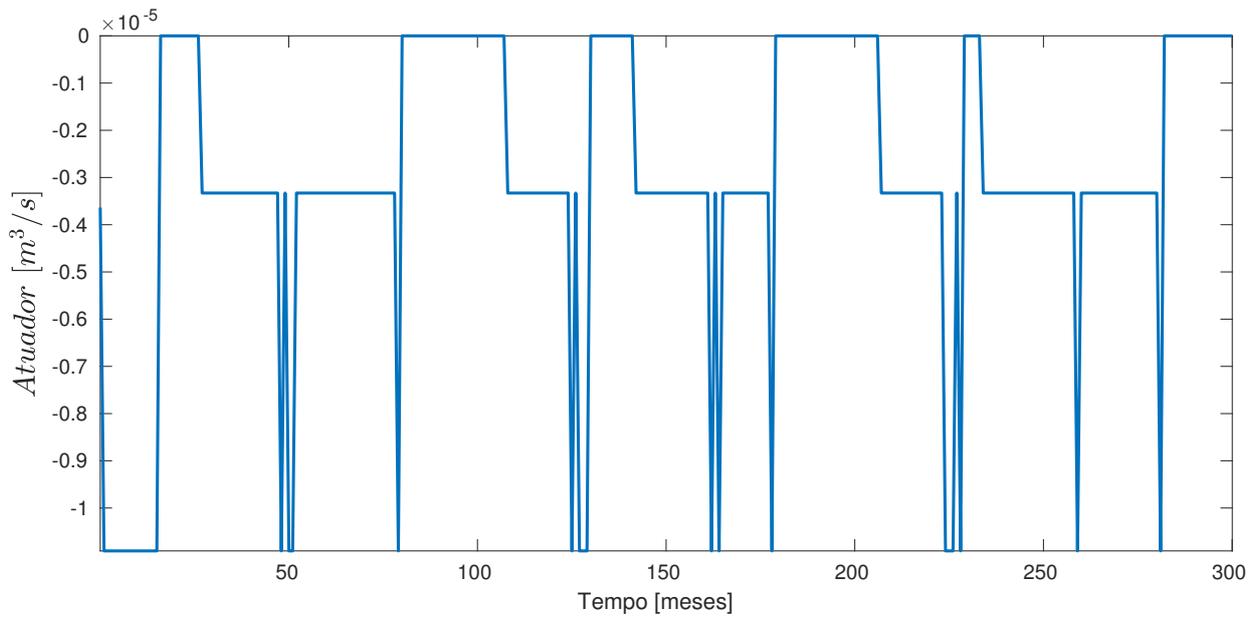


Figura 6.5: Vazão aplicada ao poço de produção.

6.3.1.2 $\Delta t = 15$ dias

Como apresentada na Figura 6.6, a amplitude da perturbação, assim como a duração diminuíram com a redução de Δt . Entretanto ainda persiste um sobressinal indesejado para a aplicação na zona instável.

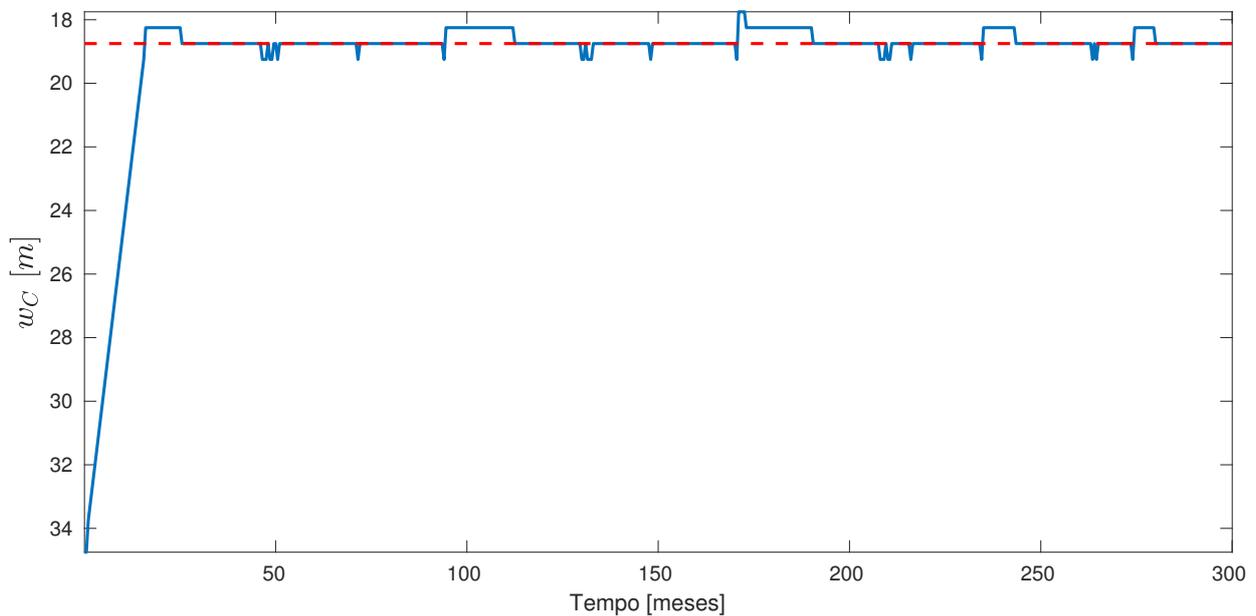


Figura 6.6: w_C ao longo do tempo, com $w_C^* = 18,75$.

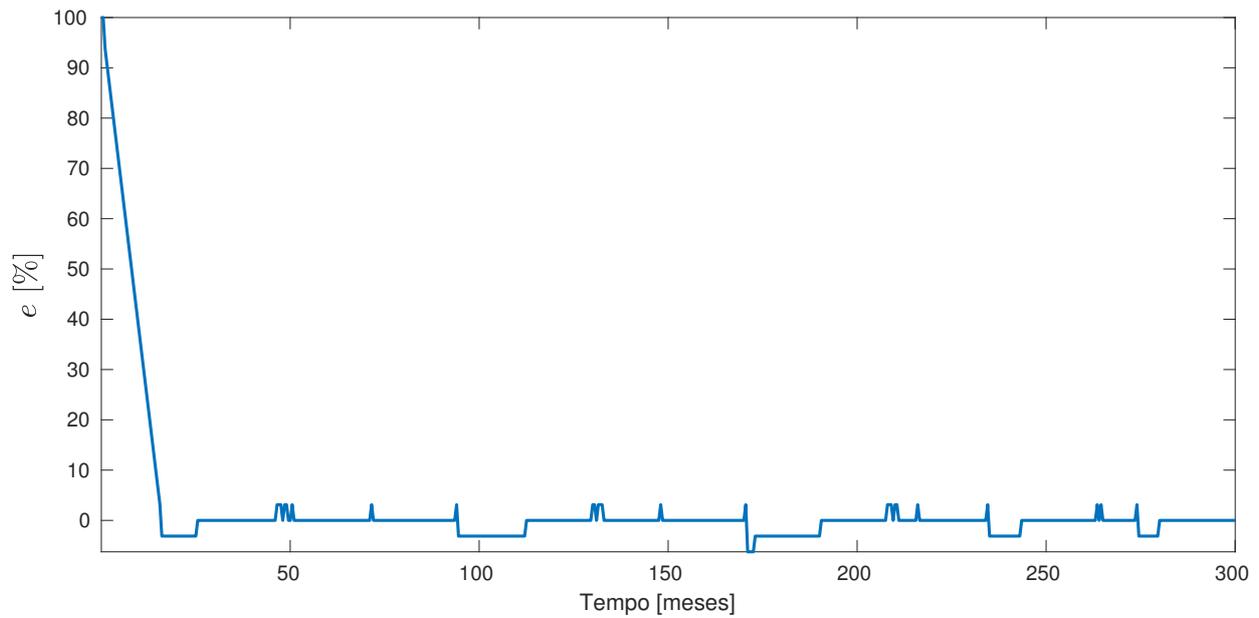


Figura 6.7: Evolução temporal do erro do sistema de controle.

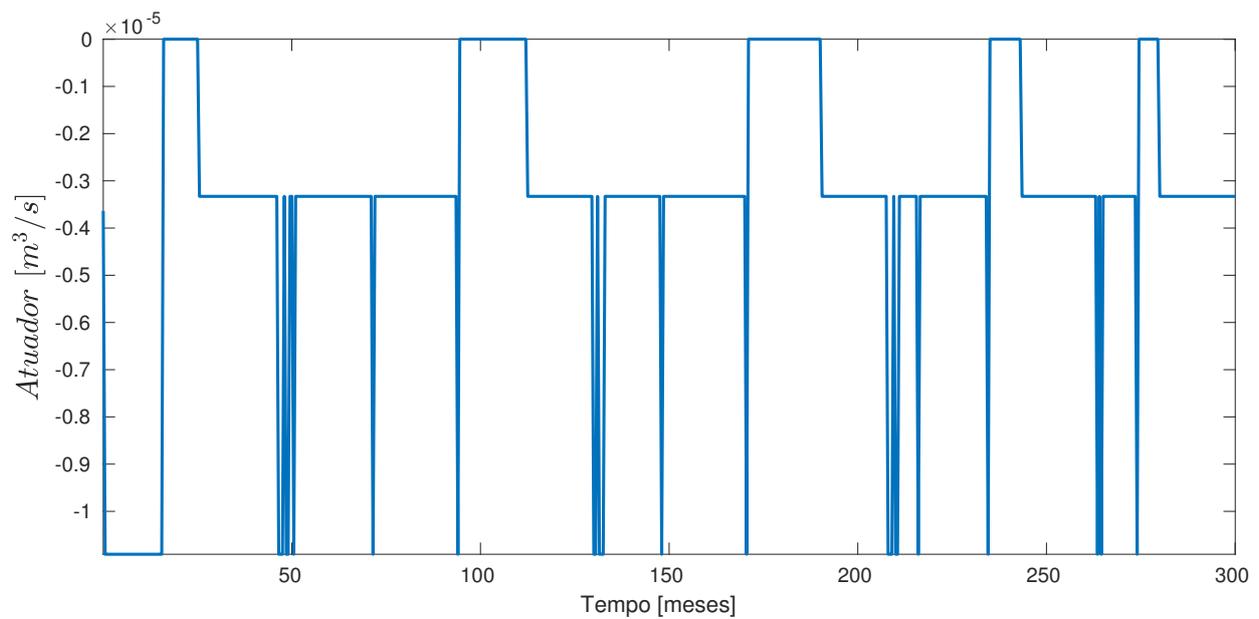


Figura 6.8: Vazão aplicada ao poço de produção.

6.3.1.3 $\Delta t = 10$ dias

Mesmo com a redução para 10 dias, ainda se tem o sobressinal, Figura 6.9; entretanto o tempo de conclusão de simulação no MRST aumenta com a redução do passo de tempo, para um mesmo tempo de reservatório. Outra grandeza computacional que também tem aumento é o armazenamento em memória, devido à necessidade do MRST de guardar os valores individuais dos estados que antes estavam implícitos na solução para 30 dias.

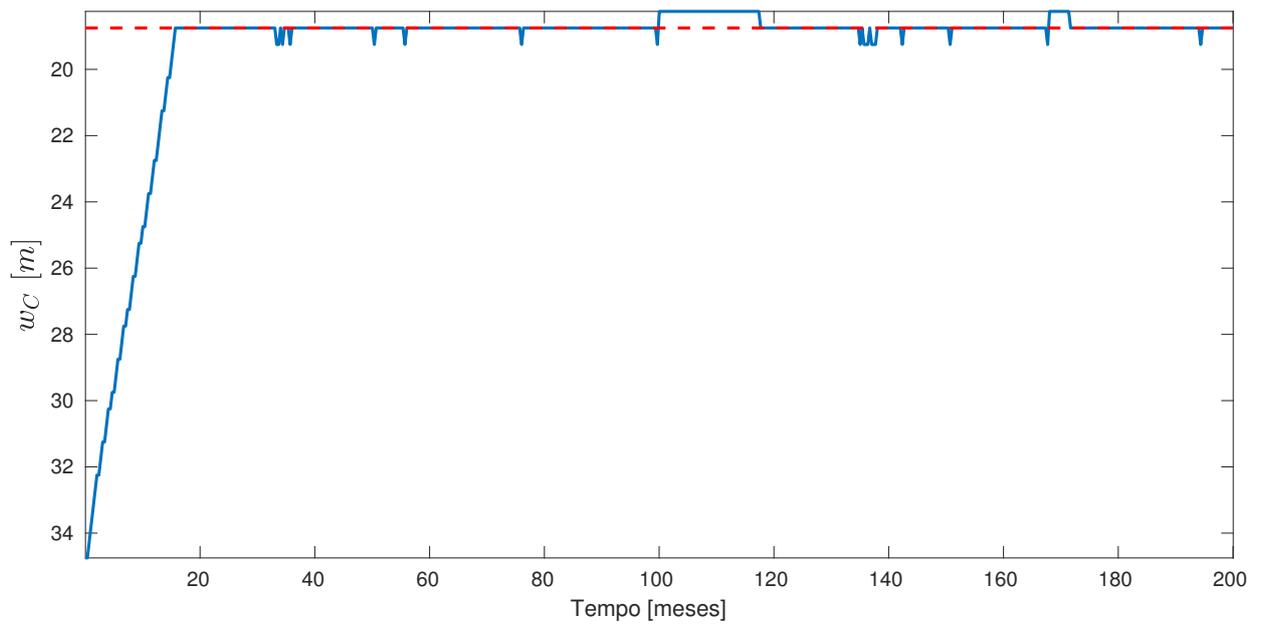


Figura 6.9: w_C ao longo do tempo, com $w_C^* = 18,75$.

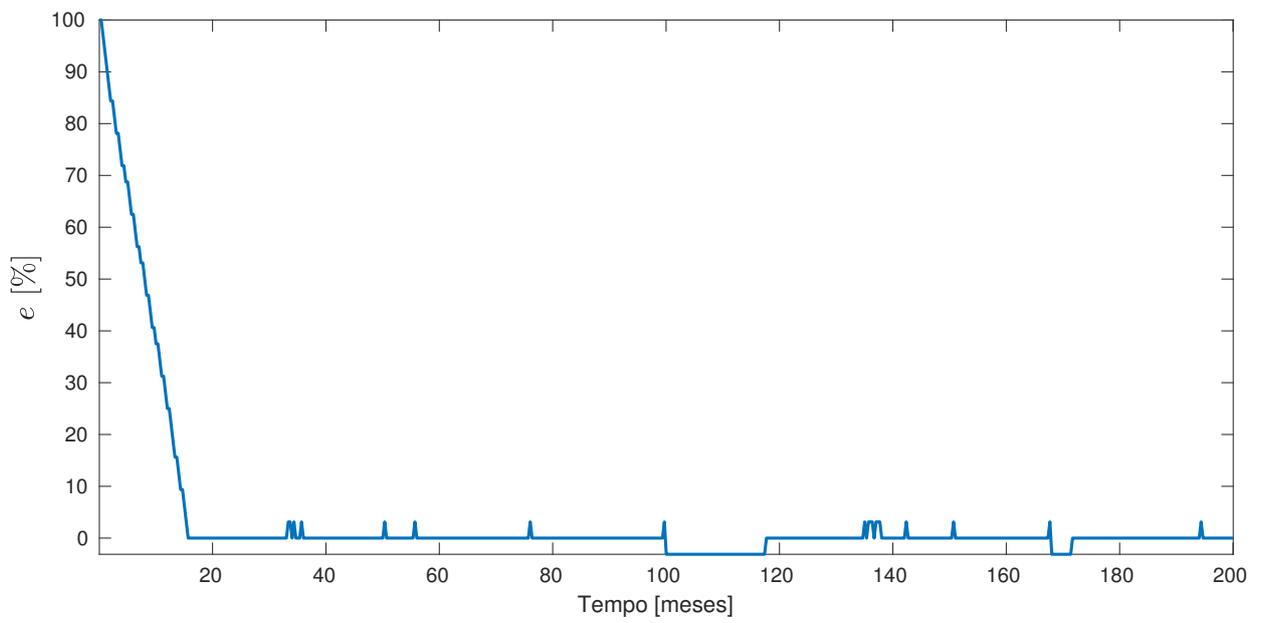


Figura 6.10: Evolução temporal do erro do sistema de controle.

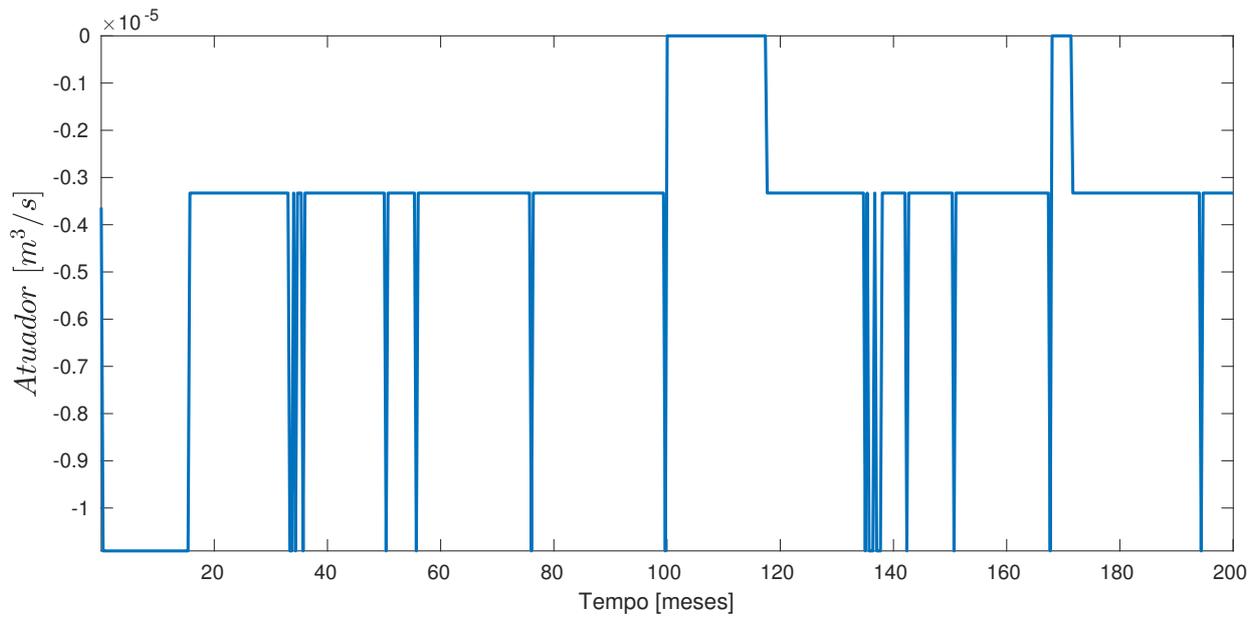


Figura 6.11: Vazão aplicada ao poço de produção.

6.3.1.4 $\Delta t = 5$ dias

A Figura 6.12 se tem o comportamento do sistema de controle para o passo de tempo de cinco dias. Ainda se tem o sobressinal, entretanto, sua amplitude e duração são menos. Também se tem uma aumento de retrocessos do cone de água, mas esse comportamento não é indesejado do ponto de vista de controle, pois a ação do atuador consegue corrigir com maior rapidez.

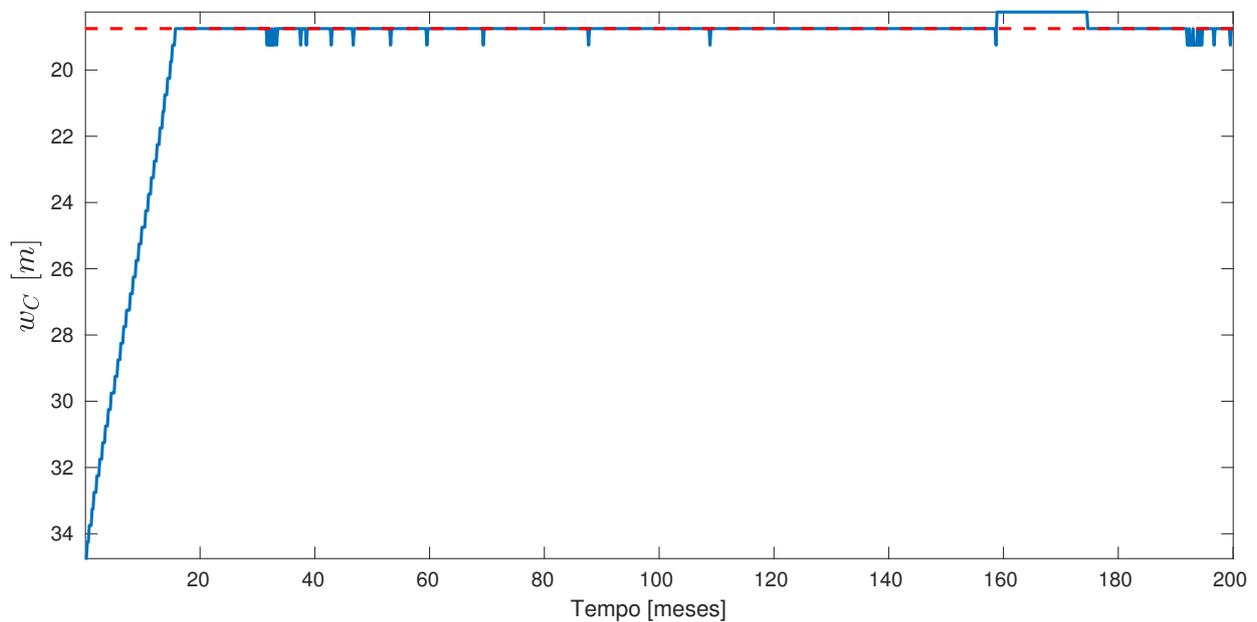


Figura 6.12: w_C ao longo do tempo, com $w_C^* = 18,75$.

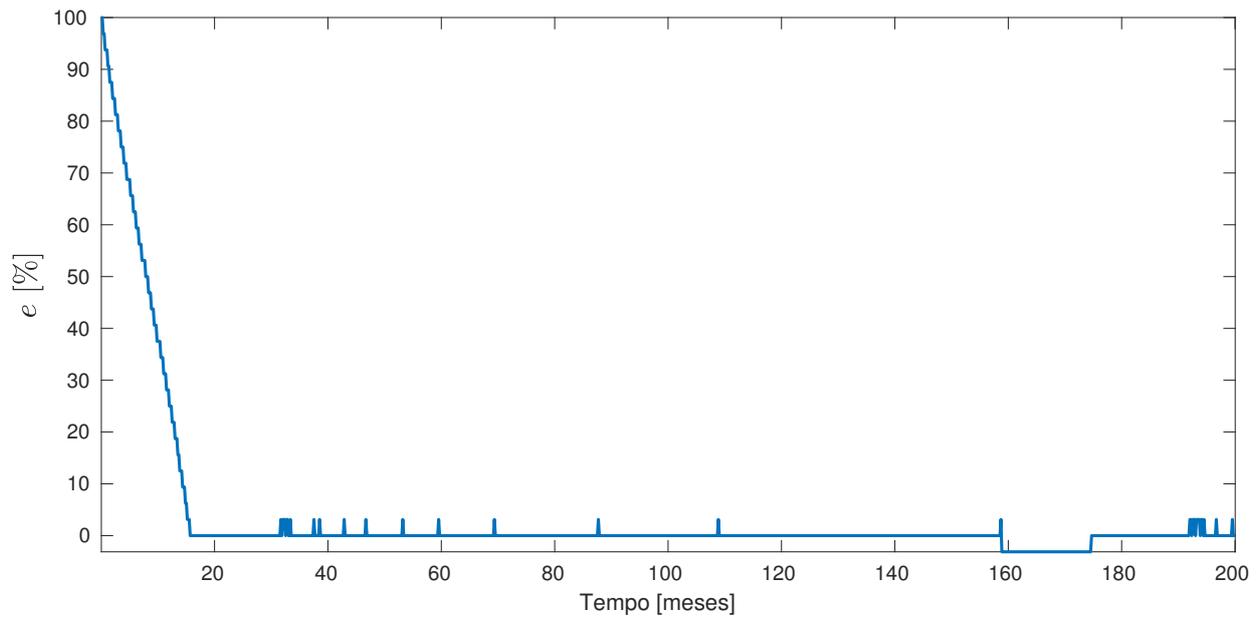


Figura 6.13: Evolução temporal do erro do sistema de controle.

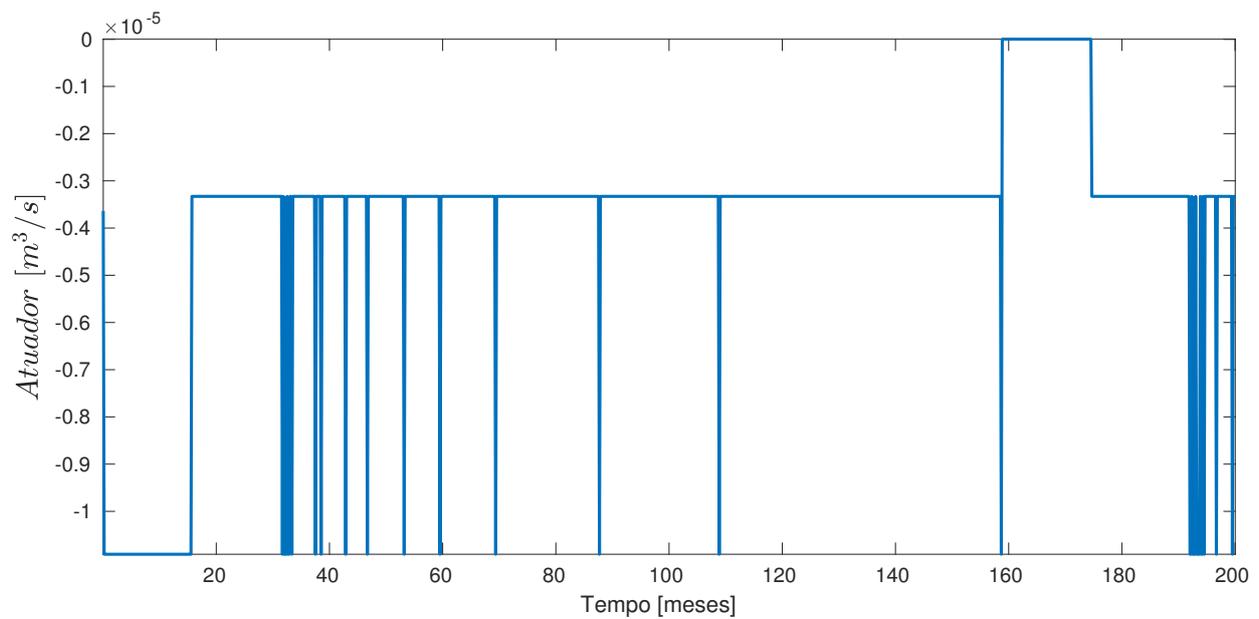


Figura 6.14: Vazão aplicada ao poço de produção.

6.3.1.5 $\Delta t = 1$ dia

Com a redução para $1/30$ do valor inicial de Δt , a Figura 6.15 mostra que não se tem mais sobressinal durante o período de simulação. A natureza discreta do sistema é mais perceptível, tanto em $w_C(t)$ quando no erro, como mostra a Figura 6.16.

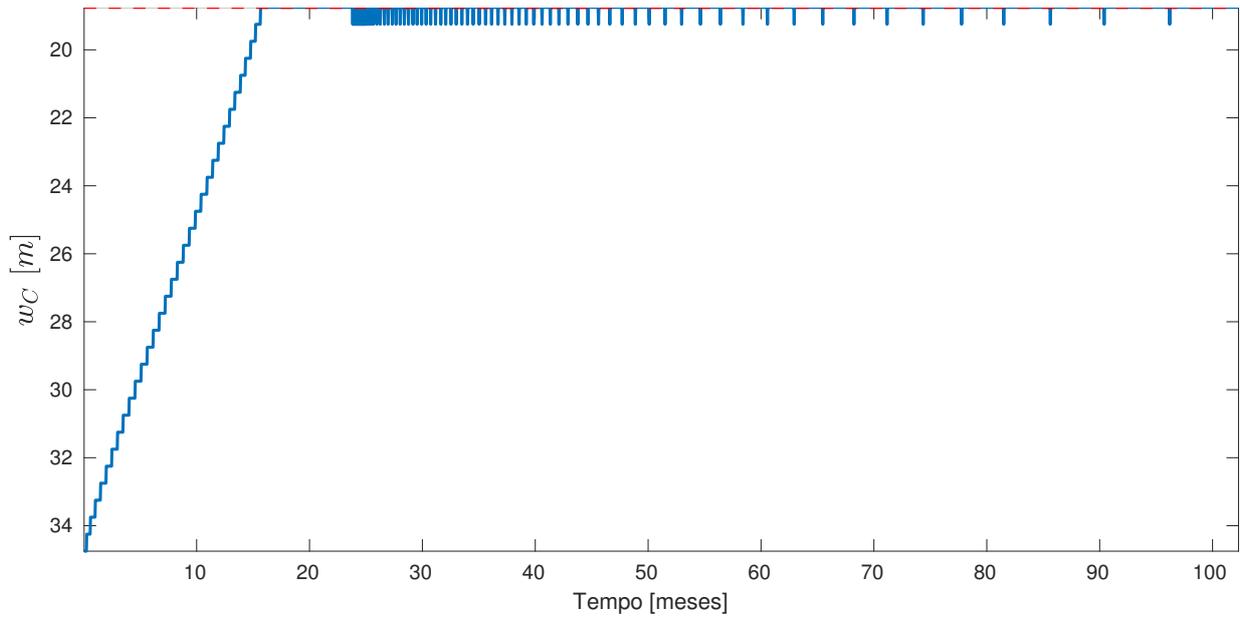


Figura 6.15: w_C ao longo do tempo, com $w_C^* = 18,75$.

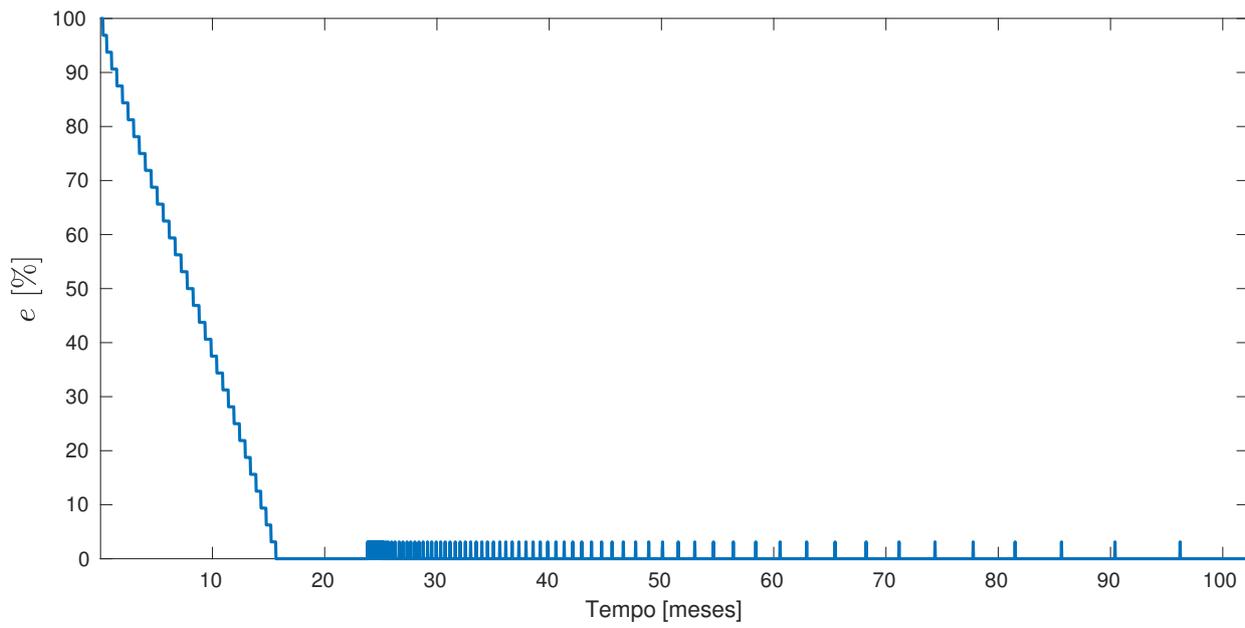


Figura 6.16: Evolução temporal do erro do sistema de controle.

Houve uma maior variação da bombeamento o poço, sem que houvesse uma vazão característica ligada à altura, apresentado na Figura 6.18.

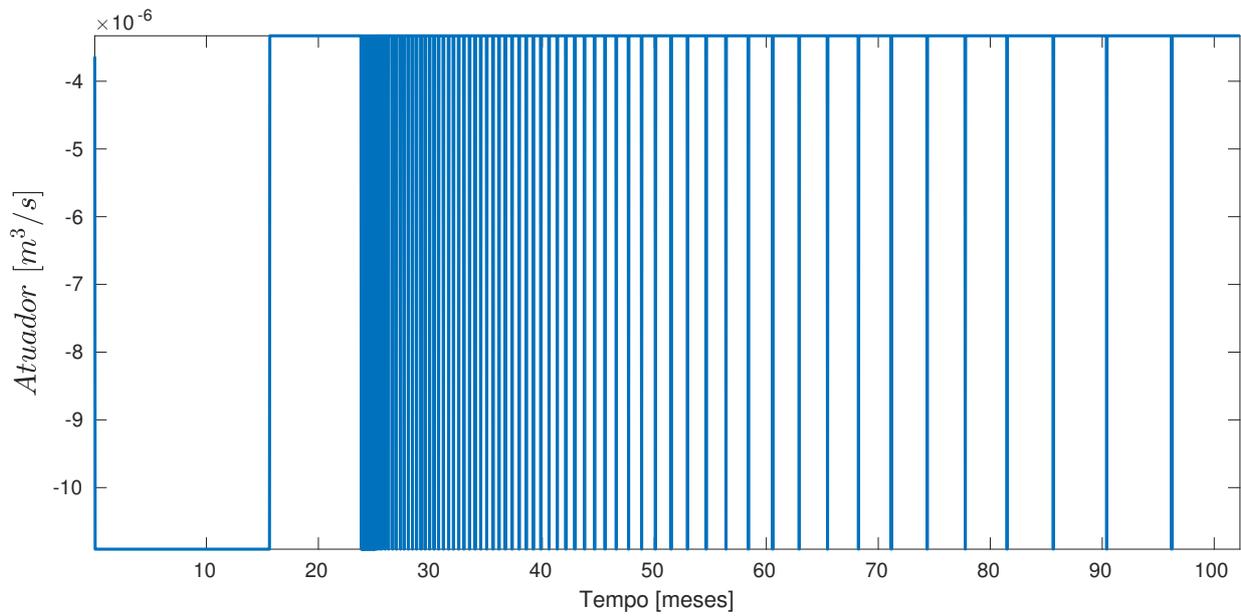


Figura 6.17: Vazão aplicada ao poço de produção.

6.3.2 Zona Instável

Com as informações de passo de tempo dos resultados anteriores, é possível agora aplicar a regra de controle para alturas do cone mais próximas do poço de produção, que acarretam vazões de produção maiores e conseqüentemente, uma maior extração de óleo.

O limite inferior da célula do poço está em 10 m, portanto foi escolhida uma altura desejada, $w_C^*(t) = 10.75 \text{ m}$, com o passo de tempo (Δt) de 1 dia. A Figura 6.18 ilustra o comportamento de $w_C(t)$, enquanto a Figura 6.19, o erro do controlador.

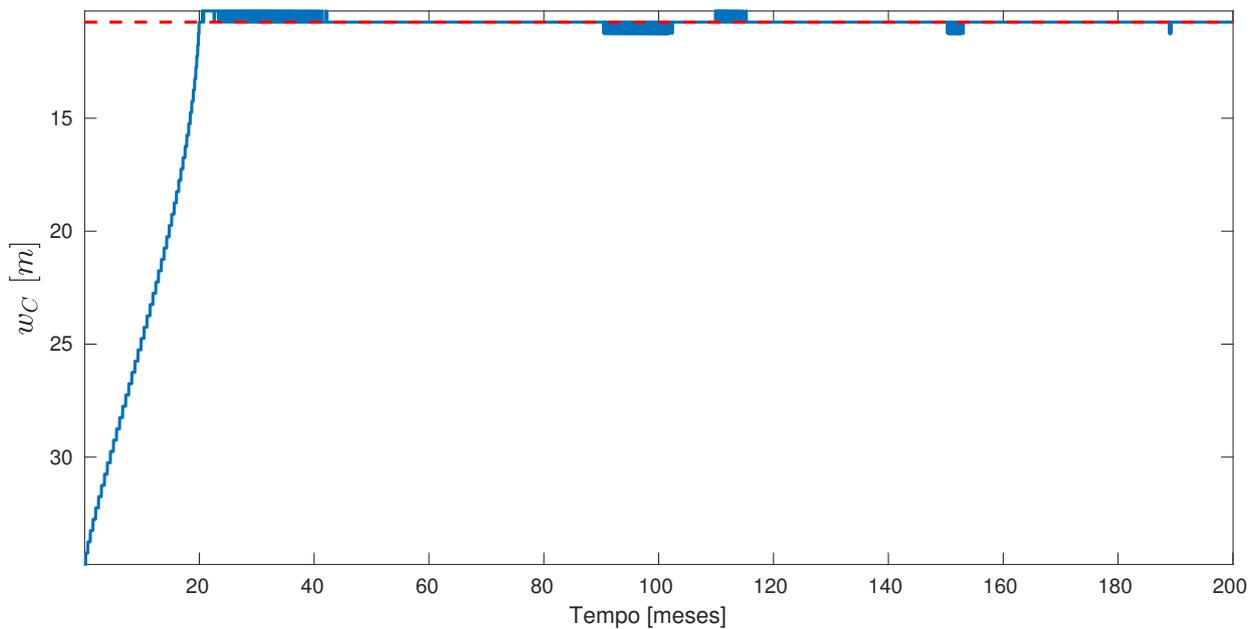


Figura 6.18: w_C ao longo do tempo, com $w_C^* = 10,75$ (zona instável), com $\Delta t = 1$ dia.

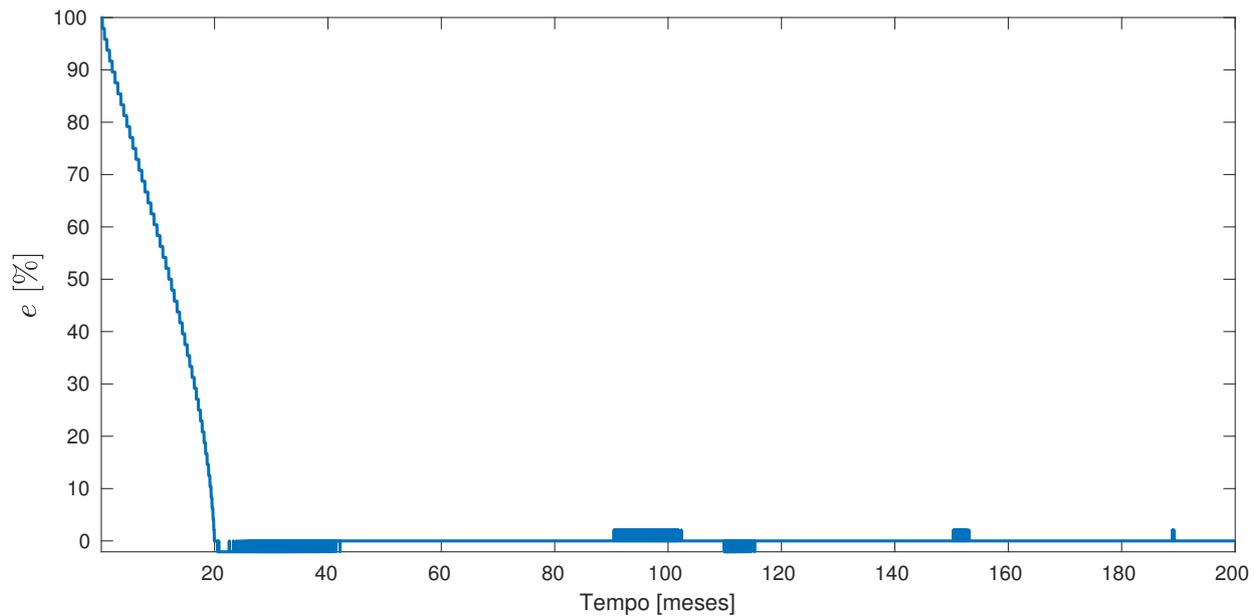


Figura 6.19: Evolução temporal do erro do sistema de controle.

É possível ver que existe um pequeno sobressinal, pois $w_C(t)$ ultrapassa $w_C^*(t)$. Isso se dá devido à forma de detecção da interface água-óleo, que se baseia na localização de células que possuam mais de 1% de saturação de água. Isso se dá pelo fato de que a interface se torna difusa para vazões maiores que Q_{cr} . A Figura 6.20 mostra que a vazão aplicada até instantes anteriores a 20 meses era maior. A Figura 6.21 ilustra essa difusão até o vigésimo mês.

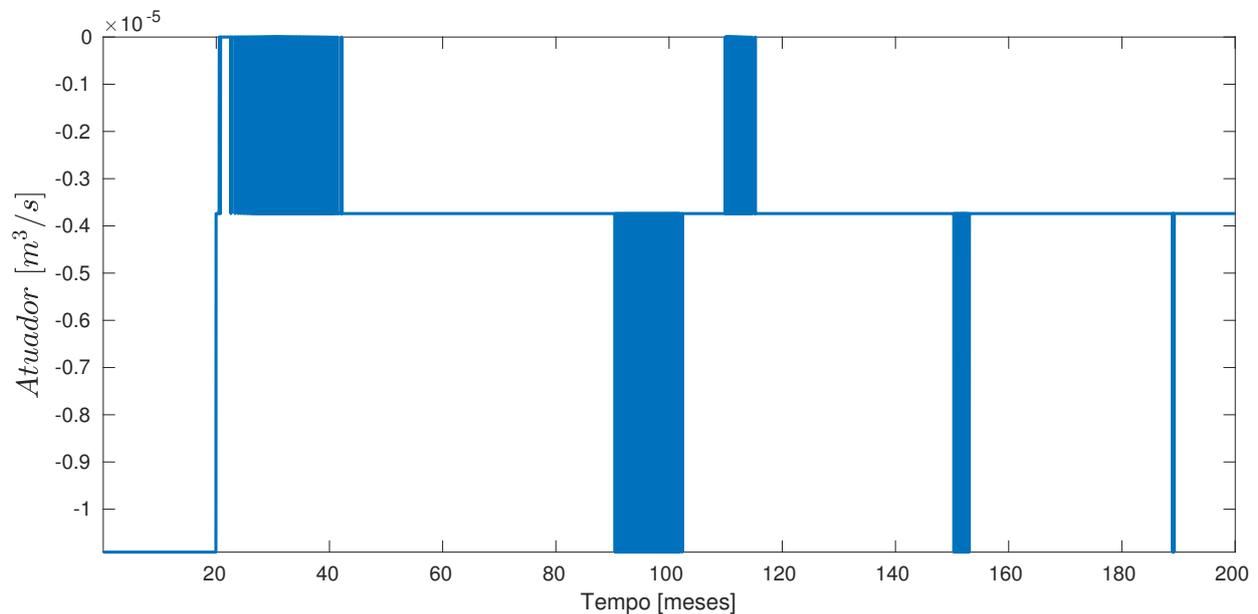
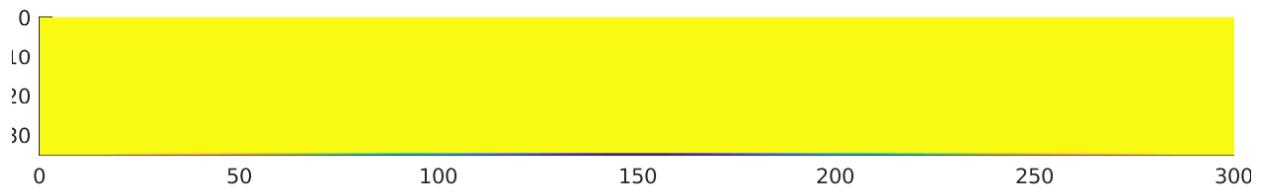
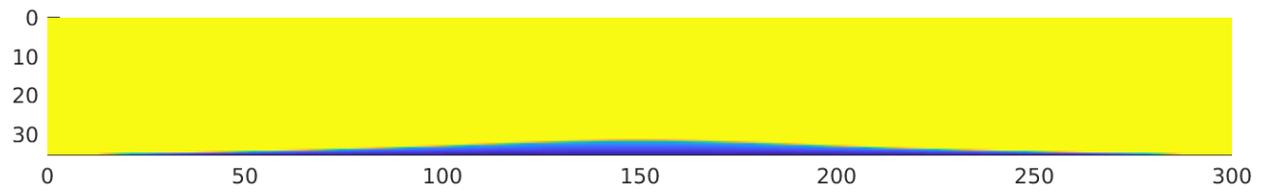


Figura 6.20: Vazão aplicada na zona instável do cone de água.

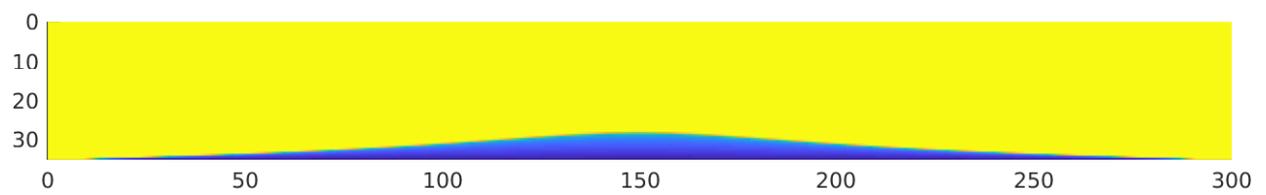
Depois de estabilizada a altura, Figura 6.23, a difusão tende a diminuir com o passar do tempo. A Figura 6.22 coloca em perspectiva a evolução temporal da interface até a estabilização do cone.



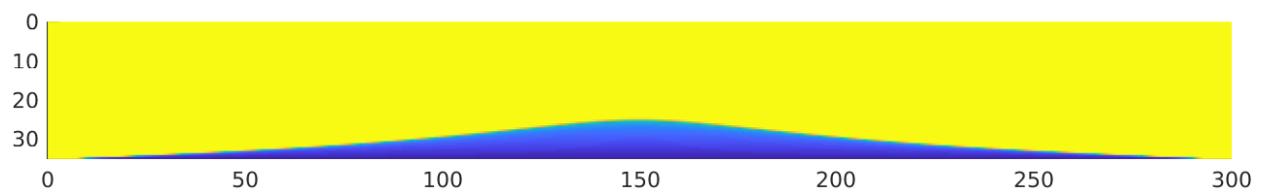
(a) 1 dia.



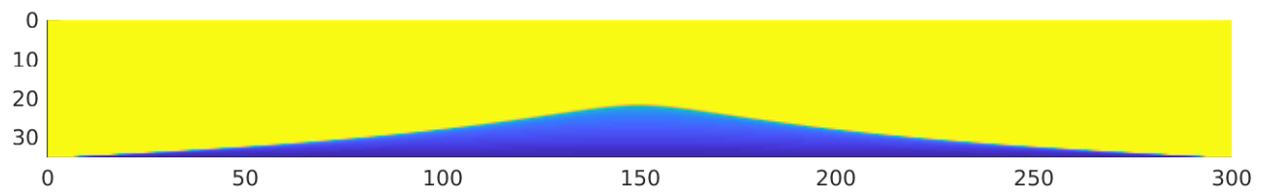
(b) 100 dias.



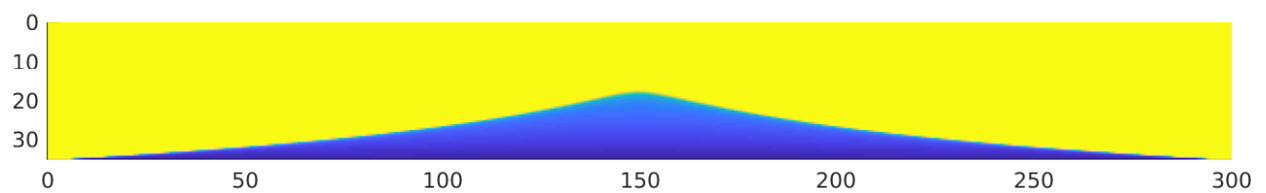
(c) 200 dias.



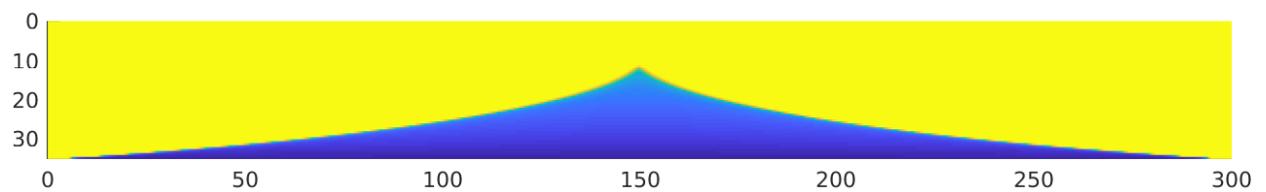
(d) 300 dias.



(e) 400 dias.



(f) 500 dias.



(g) 600 dias.

Figura 6.21: Saturação da evolução temporal do cone de água.

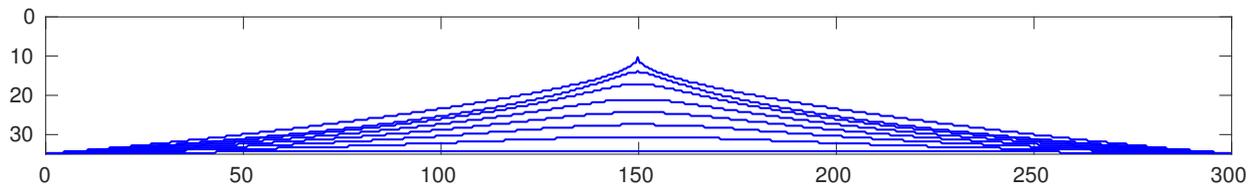


Figura 6.22: Evolução da formação do cone.

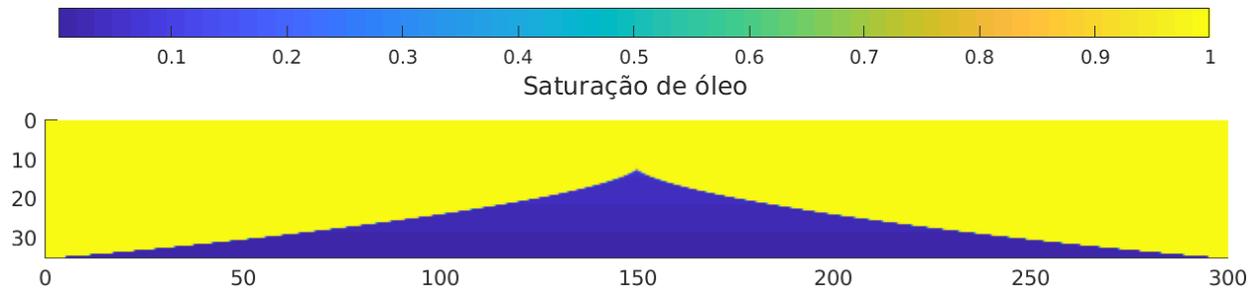


Figura 6.23: Saturação do cone estabilizado.

Foi analisado também os valores de produção de água e óleo na zona instável e, devido à difusão causada pelas vazões acima de Q_{cr} , houve uma produção de água, Figura 6.24. É possível inferir, visualizando a imagem, que a produção de água tende a diminuir durante os períodos de vazão estável. A vazão de óleo relativa à altura foi de $-3,73879995491522 \times 10^{-6} m^3/s$, que confirma a modelagem do sistema vista nas seções anteriores.

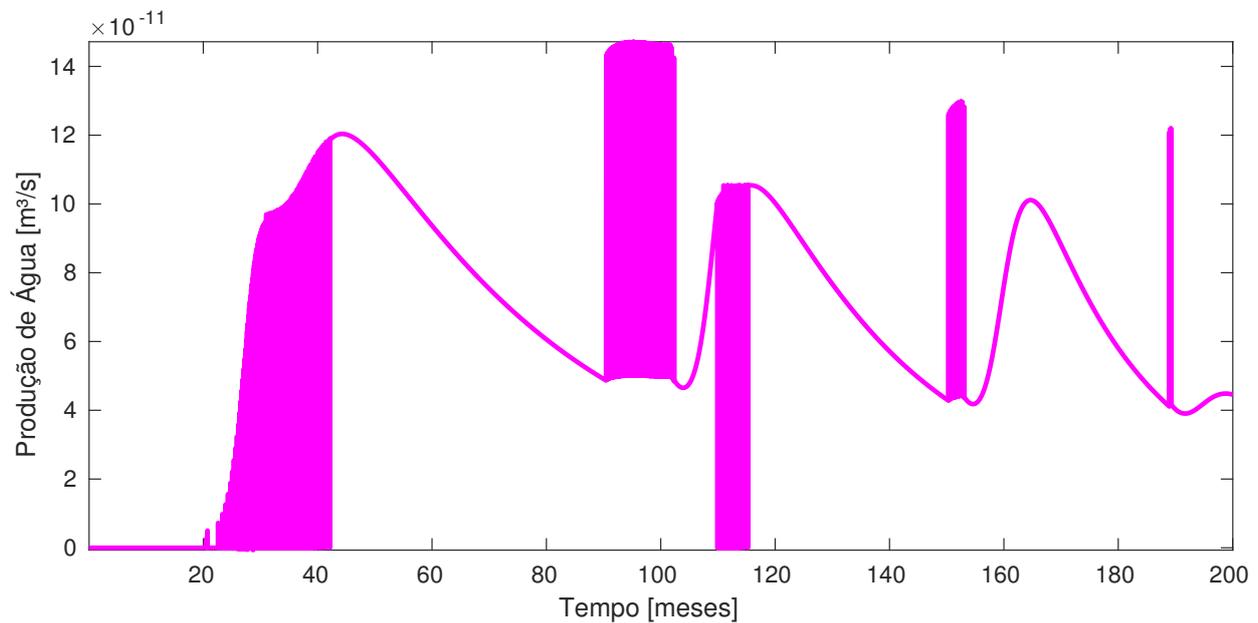


Figura 6.24: Vazão de água para altura de 10,75 m.

No entanto, essa produção é mínima se comparada à soma da produção de óleo, Figura 6.25, durante todo o tempo de simulação. A soma cumulativa da produção de água, Figura 6.26, mesmo que crescente, é 5 ordens de grandeza menor. Do ponto de vista econômico, mesmo não se

fazendo uma análise profunda como em [15], pode se dizer que a aplicação de controle aumenta a rentabilidade do reservatório mais do que o custo de exploração.

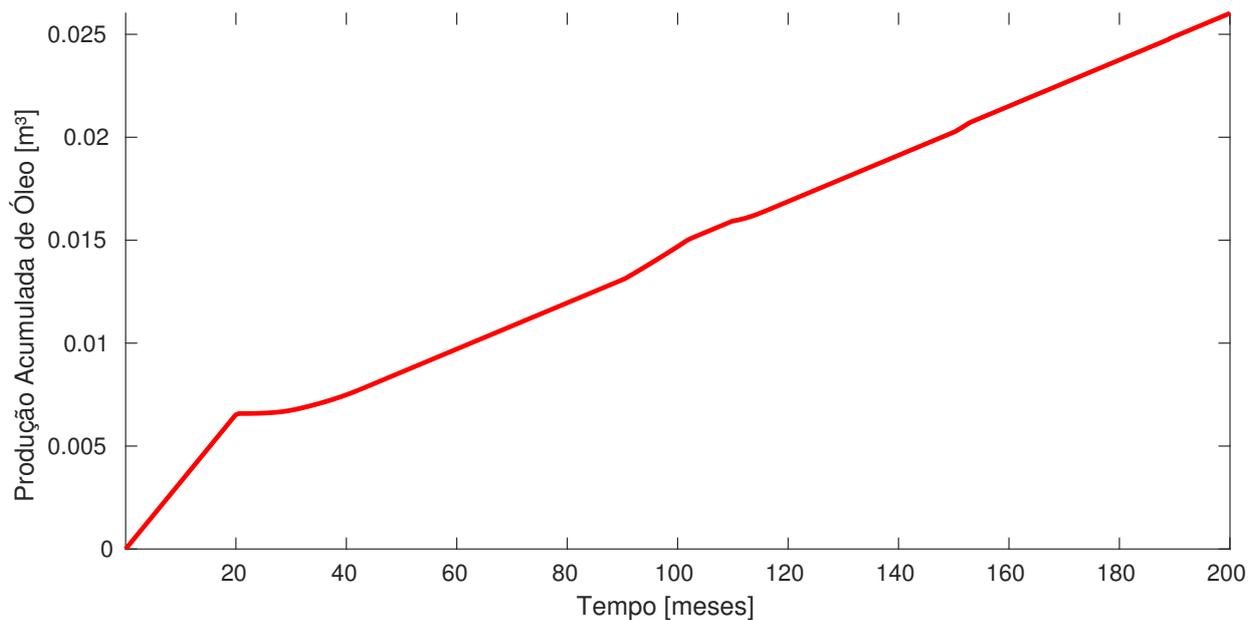


Figura 6.25: Óleo produzido ao longo do tempo

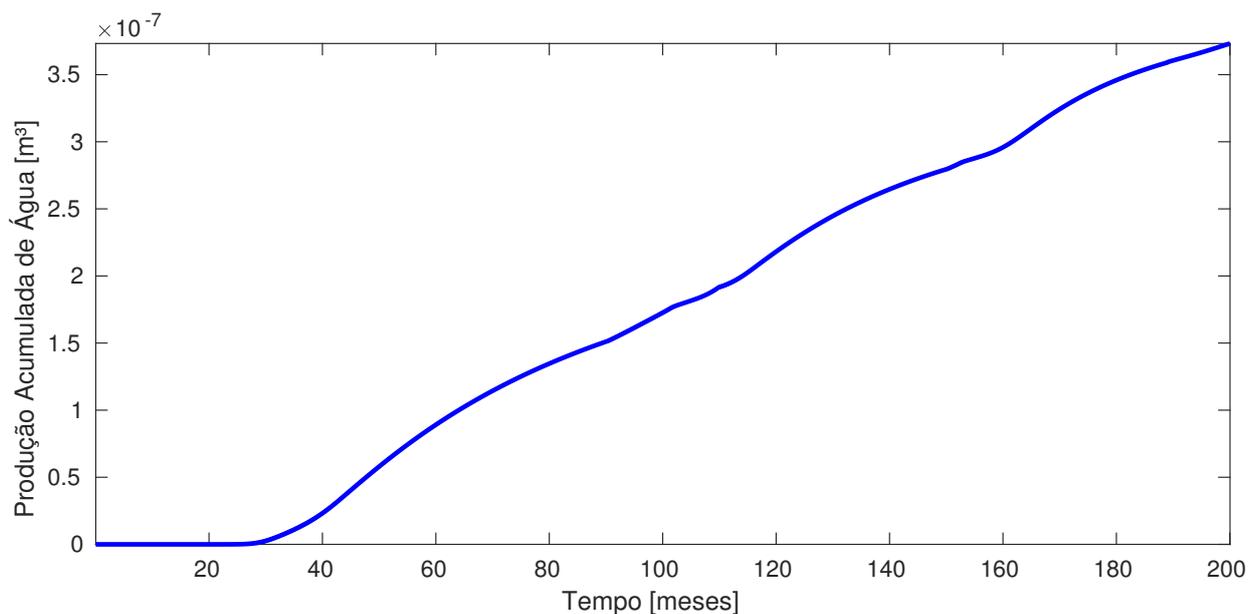


Figura 6.26: Água produzida ao longo do tempo.

Um ultimo experimento é realizado, para se ter uma melhor comparação, entre o sistema de malha aberta e fechada. A vazão identificado do sistema, $-3,73879995491522 \times 10^{-6} m^3/s$ é aplicada sem a rotina de controle, pelo mesmo período de tempo.

Quando comparados os valores de produção de óleo em malha aberta, para a mesma vazão, Figura 6.28, é possível notar que, para o mesmo intervalo de tempo, um ganho de 312,5% na

produção acumulada de óleo, enquanto a produção total de água em malha aberta é 142,85% maior, mesmo se iniciando mais tarde, Figura 6.27. Isso se reflete na diminuição da vazão de óleo no poço de produção, ilustrado pela Figura 6.29.

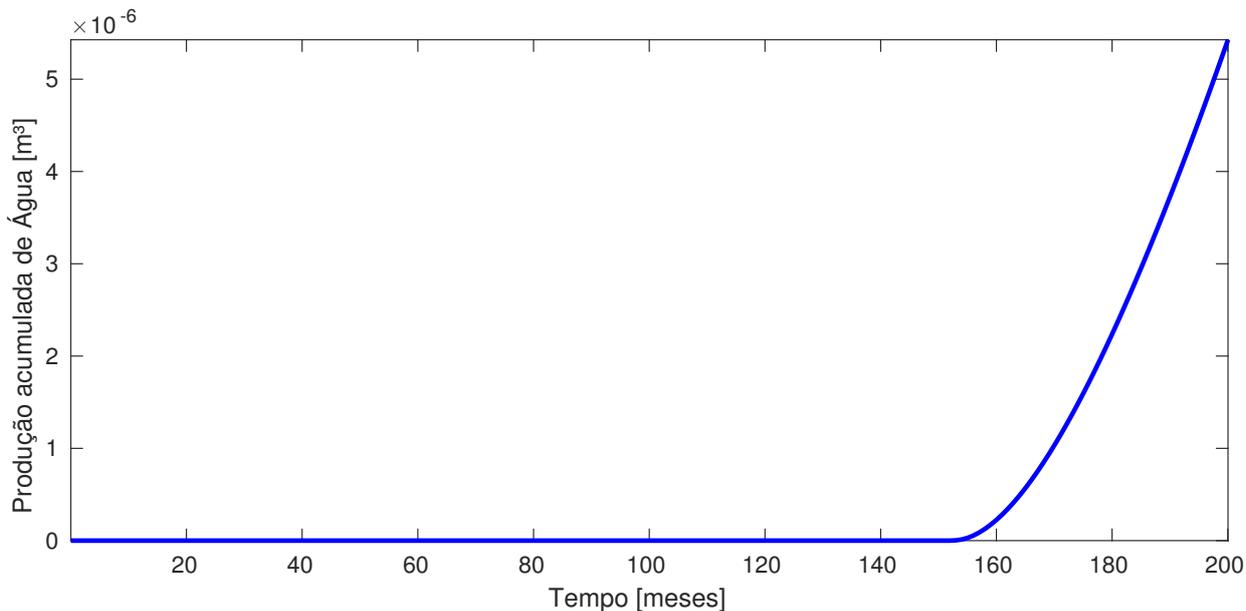


Figura 6.27: Água produzida em malha aberta com a mesma vazão do identificada do sistema.

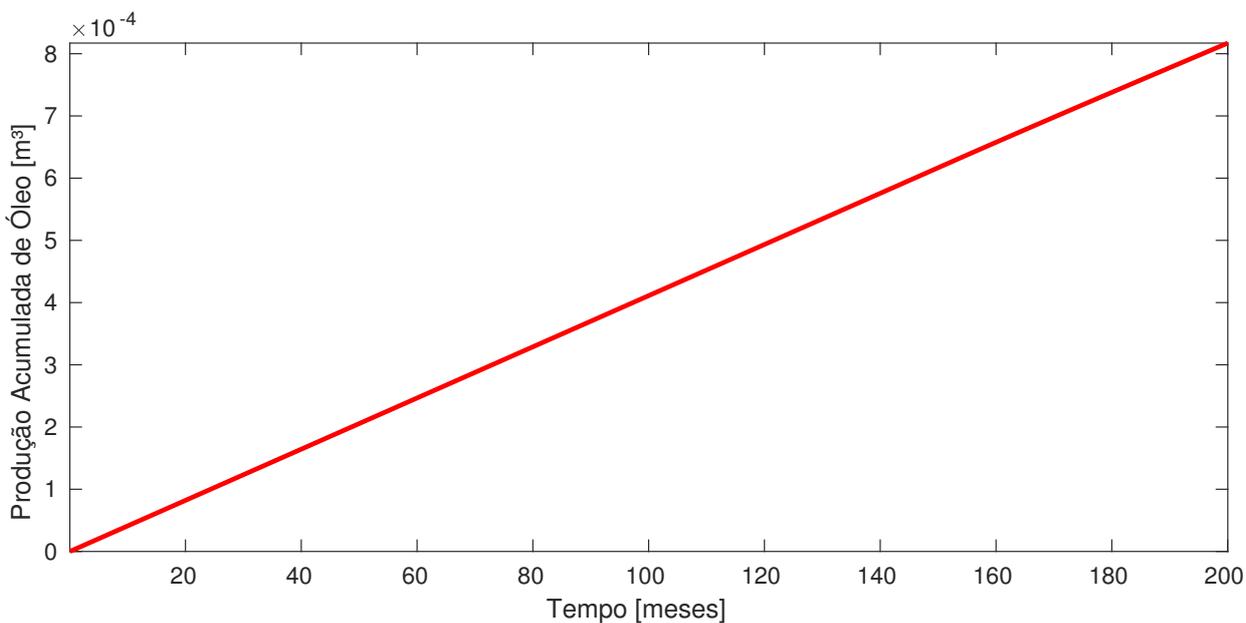


Figura 6.28: Óleo produzido em malha aberta com a mesma vazão do identificada do sistema.

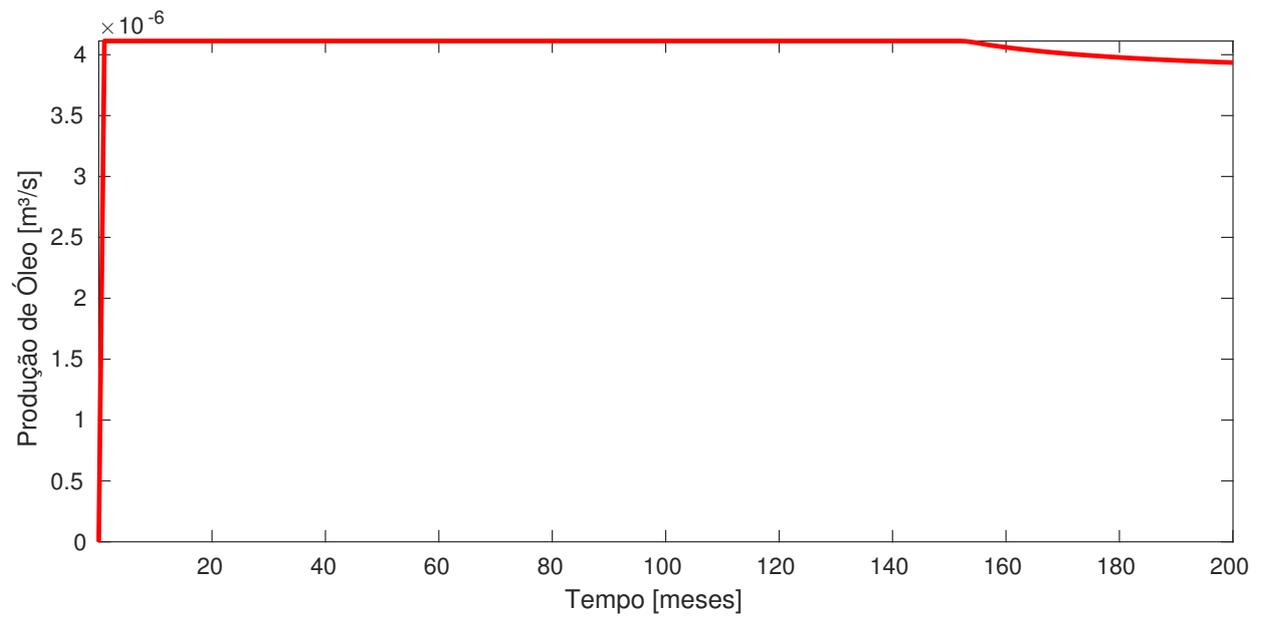


Figura 6.29: Vazão de óleo em malha aberta com a mesma vazão do identificada do sistema.

Capítulo 7

Contribuições para o Artigo sobre o Cone de Gás

7.1 Introdução

Devido a analogia e semelhança dos problemas de cone de gás e de água, o conhecimento desenvolvido nesse trabalho foi usado para contribuição de artigo científico dedicado ao controle do cone de gás. A produção indesejada de gás durante a extração de óleo produz impactos econômicos e ambientais, uma vez que a maior parte desse gás é queimada na própria plataforma, como forma de reduzir gastos com o armazenamento e por fatores de segurança.

As similaridades do problemas se relacionam com a modelagem, sendo que o cone de gás possui um interface abrupta, ao contrário da interface difusa do cone de água. Portanto é possível modelar o sistema de forma a se encontrar uma parábola relacionando a vazão de produção com a altura do cone de gás, de tal maneira que o ponto máximo seja a vazão crítica.

Nesse projeto, mais precisamente no Trabalho de Graduação [26], o MRST foi utilizado para a validação de um método numérico de simulação de cone de gás e de um aparato experimental, também para cone de gás. Foram utilizadas duas configurações para a validação dos modelos. Tais validações foram inserida no artigo “*Analytical, numerical and experimental study of gas coning on horizontal wells*”, publicado no *Journal of the Brazilian Society of Mechanical Sciences and Engineering*.

7.2 Modelagem

- A primeira sendo de $2 \times 0,0015 \times 1$ metros, resultado em $0,003 \text{ m}^3$, com a discretização da malha por $400 \times 1 \times 200$ células, gerando 80000 células. O poço estava a 25 cm de distância da base, e era completado em apenas uma célula.
- A segunda era de $2 \times 0,0015 \times 0,5$ metros, tendo um volume de reservatório de $0,0015 \text{ m}^3$, com a malha de $400 \times 1 \times 100$ células, tendo 40000 células no total. Nesse caso, o poço

também estava a 25 cm da altura.

- O raio do poço era de 0,0009 metros. As condições de contorno eram de pressão constante nas laterais, topo permeável para a movimentação da interface entre o glicerol e o ar atmosférico, com a condição inicial do reservatório estar todo saturado de glicerol.
- As porosidade e permeabilidade isotrópicas, assim como as propriedades dos fluidos eram as mesmas para os dois casos e podem ser vista na Tabela 7.1.

Tabela 7.1: Propriedades das rochas e dos fluidos.

	ρ [Kg/m^3]	μ [$Pa \cdot s$]	n	ϕ	k [<i>darcy</i>]
Ar	1,084	$18,2 \times 10^{-6}$	1,5	0,1	189375
Glicerol	1245	0,4	1,5		

7.3 Resultados

A Figura 7.1 apresenta a saturação final para a vazão crítica do sistema. Os valores das parcelas da vazão crítica são vistas na Tabela 7.2, Com essas informações de vazão e altura do cone, foi identificado um modelo similar ao da Equação 6.7, que por consequência gera a parábola do comportamento da vazão do sistema, vista na Figura 7.2.

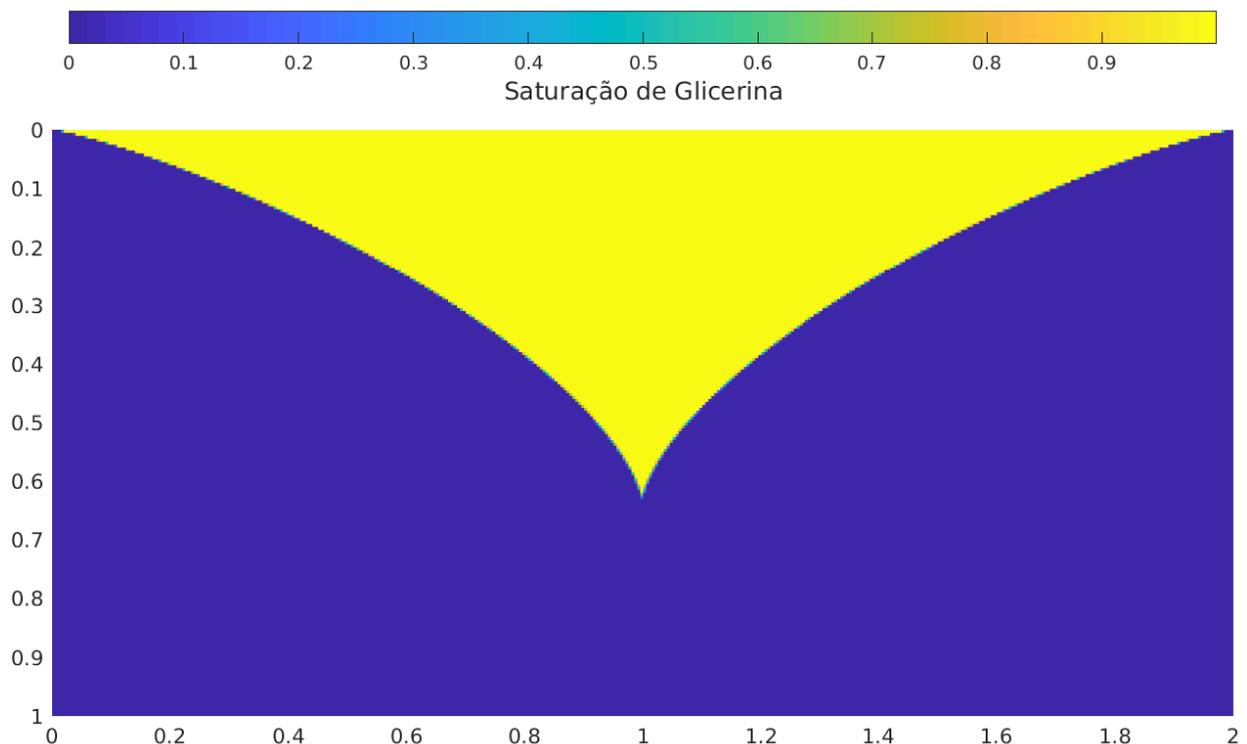


Figura 7.1: Saturação.

Tabela 7.2: Valores da identificação da parábola para o caso 1.

%	Altura [m]	Q [m^3/s]
10	0,0275	-0,0000007995
20	0,0575	-0,000001599
30	0,0925	-0,0000023985
40	0,1325	-0,000003198
50	0,1725	-0,0000039975
60	0,2175	-0,000004797
70	0,2725	-0,0000055965
80	0,3375	-0,000006396
90	0,4225	-0,0000071955
100	0,6275	-0,000007995

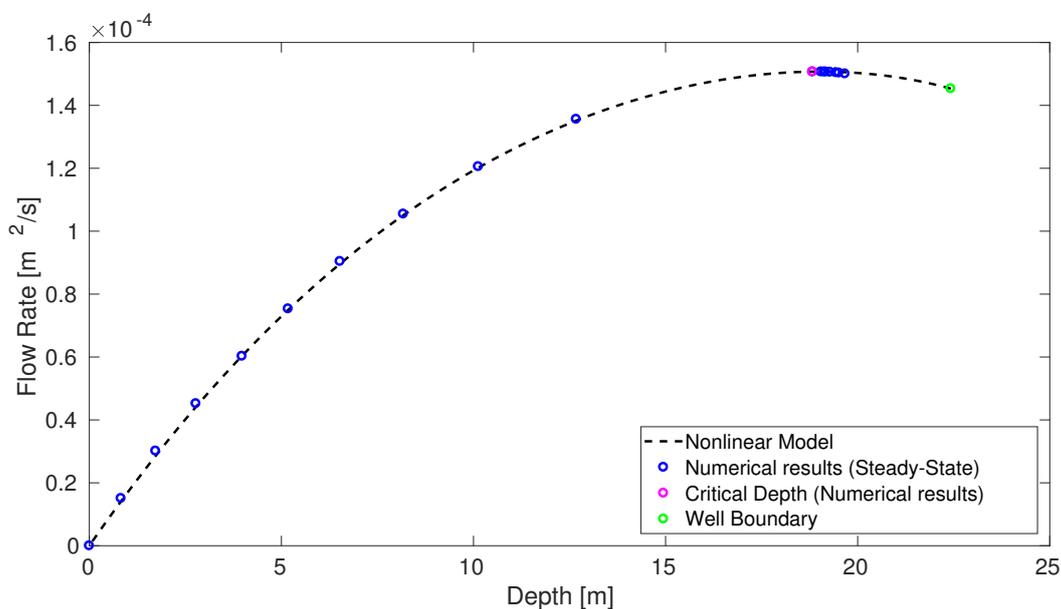


Figura 7.2: Parábola para a configuração 1 do cone de gás. Retirado de [13].

De forma análoga, as Figuras 7.3 e 7.4 representam a saturação da vazão crítica e a parábola de identificação do modelo, respectivamente, assim como a Tabela 7.3 apresenta os valores utilizados.

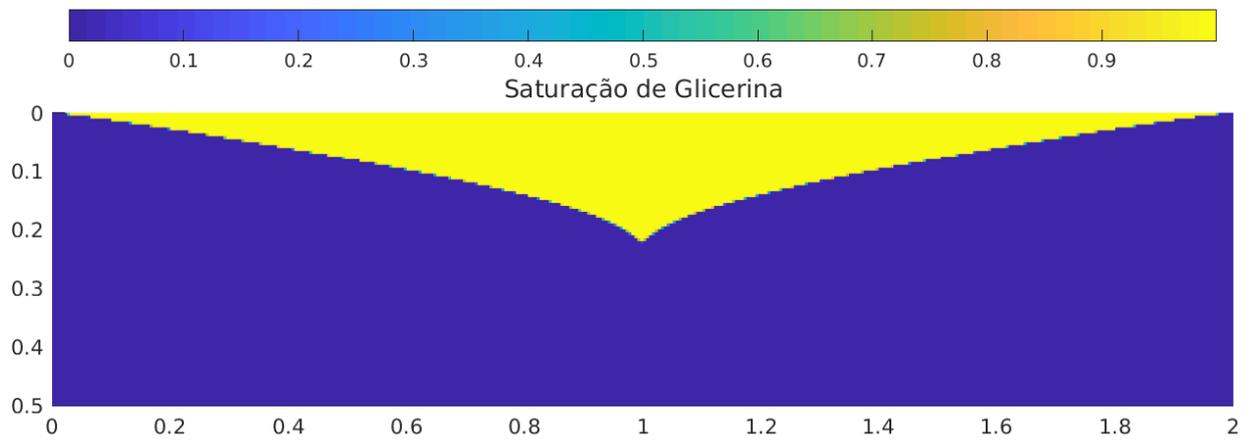


Figura 7.3: Saturação.

Tabela 7.3: Valores da identificação da parábola para o caso 2.

%	Altura [m]	Q [m^3/s]
10	0,0125	-0,000000131295
20	0,0275	-0,00000026259
30	0,0425	-0,000000393885
40	0,0575	-0,00000052518
50	0,0775	-0,000000656475
60	0,0975	-0,00000078777
70	0,1175	-0,000000919065
80	0,1425	-0,00000105036
90	0,1725	-0,000001181655
100	0,2225	-0,00000131295

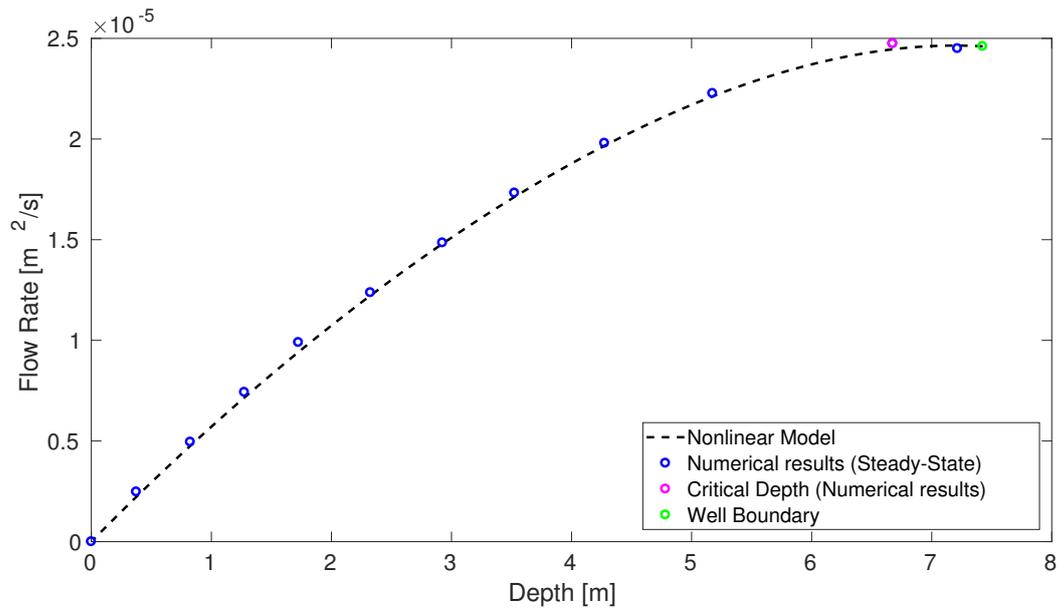


Figura 7.4: Parábola para a configuração 2 do cone de gás. Retirado de [13].

7.4 Conclusão

Os resultados acima, provam o comportamento da parábola para o cone de gás, no qual a vazão crítica possibilita a máxima produção de óleo no poço, enquanto vazões supercríticas tende a diminuir esse valor. Os resultados de simulação validados pelo MRST corroboram com os valores analíticos, experimentais e numéricos da teoria.

Capítulo 8

Conclusões

Nesse trabalho, realizou-se, com o auxílio do MRST, a simulação, identificação e controle do cone de água em um reservatório de petróleo com permeabilidade anisotrópica. Os resultados da simulação em malha aberta do sistema foram satisfatórios e não mostram um grau de complexidade maior do que os de cone de gás de trabalhos passados.

Com relação à identificação, a ordem dos polinômios foi aumentada, o que aumenta também as oscilações no sinal do atuador, porém os resultados corroboraram para a teoria proposta, validando para casos onde se possuiu uma interface com um nível de difusão. O experimento na zona instável, houve uma produção de água, devido à difusão, no entanto, o valor da produção de óleo é maior que a produção máxima vazão em malha aberta. Essa produção acumulada de água se mostrou menor em regime de controle do que em malha aberta.

Essas informações fortalecem as propostas de investimento na aplicação de AICDs em poços horizontais, pois esses dispositivos já são capazes de detectar as frações do volume de produção, de forma a identificar quando há a intrusão de água na zona de produção do poço. Isso torna possível a aplicação de controle, associado aos AICDs de forma a diminuir a vazão total da completção, evitando assim a produção de fluidos indesejados economicamente, e por consequência, uma economia na cadeia de tratamento desses fluidos. Outra vantagem ligada aos AICDs é o desacoplamento entre áreas de produção, de forma que áreas já atingidas pelo cone não impeçam o resto das completções de trabalharem com outras vazões, ao invés de uma mesma vazão para todo o prolongamento do poço.

8.1 Trabalhos Futuros

Algumas possíveis sugestões para trabalhos futuros são resumidas a seguir:

- Propor uma extensão do modelo não-linear de tal forma que inclua a variação do nível de óleo, de maneira a simular um reservatório confinado, sem a manutenção da pressão por aquíferos.

- Estudo do caso de duplo cone e a interferência de ambos na produção.
- Propor uma forma de controle atuando sobre a vazão da injeção, ao invés da vazão de produção, modelando um dos métodos de recuperação mais utilizados.
- Simulação em modelos de teste mais similares a reservatórios reais, com porosidades e permeabilidades da rocha variando ao longo do reservatório.
- Analisar o compromisso financeiro entre o custo de aumentar o número de zonas produtoras e o aumento da produção.
- Estudar relação entre o função de fechamento ótima do AICD e a espesura da fronteira difusa do cone de água.

8.2 Publicações

O trabalho realizado nesse manuscrito permitiu o desenvolvimento, de forma direta ou indireta, do seguinte artigo:

- *FORTALEZA, E. L. F.; LIMAVERDE FILHO, J. O. A.; GONTIJO, G. S. V.; ALBUQUERQUE, É. L.; SIMÕES, R. D. P.; SOARES, M. M.; MIRANDA, M. E. R.; ABADE, G. C. Analytical, numerical and experimental study of gas coning on horizontal wells. Journal of the Brazilian Society of Mechanical Sciences and Engineering 41, no. 3 (2019): 141.*

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- [1] VEIL, J. A. et al. A white paper describing produced water from production of crude oil, natural gas, and coal bed methane. 2 2004.
- [2] BAILEY, B. et al. Water control. *Oilfield review*, v. 12, n. 1, p. 30–51, 2000.
- [3] SCHLUMBERGER. *cresting*. Schlumberger. Acessado em 2019-08-01. Disponível em: <<https://www.glossary.oilfield.slb.com/en/Terms/c/cresting.aspx>>.
- [4] MUSKAT, M.; WYCOKOFF, R. et al. An approximate theory of water-coning in oil production. *Transactions of the AIME*, Society of Petroleum Engineers, v. 114, n. 01, p. 144–163, 1935.
- [5] KARP, J. et al. Horizontal barriers for controlling water coning. *Journal of Petroleum Technology*, Society of Petroleum Engineers, v. 14, n. 07, p. 783–790, 1962.
- [6] SMITH, C. R.; PIRSON, S. J. et al. Water coning control in oil wells by fluid injection. *Society of Petroleum Engineers Journal*, Society of Petroleum Engineers, v. 3, n. 04, p. 314–326, 1963.
- [7] MACDONALD, R. et al. Methods for numerical simulation of water and gas coning. *Society of Petroleum Engineers Journal*, Society of Petroleum Engineers, v. 10, n. 04, p. 425–436, 1970.
- [8] CHAPPELEAR, J.; HIRASAKI, G. et al. A model of oil-water coning for two-dimensional, areal reservoir simulation. *Society of Petroleum Engineers Journal*, Society of Petroleum Engineers, v. 16, n. 02, p. 65–72, 1976.
- [9] GONTIJO, G. S. V. *Aplicação do Método dos Elementos de Contorno na simulação dos fenômenos dos cones de água de gás em poços de petróleo horizontais*. Dissertação (Mestrado) — Universidade de Brasília, Brasília, 2015.
- [10] FILHO, J. O. de A. L.; CORDOBA, L. M. I.; FORTALEZA, E. Identification and nonlinear control strategy for two-dimensional gas coning problem. *IFAC-PapersOnLine*, Elsevier, v. 49, n. 18, p. 909–914, 2016.
- [11] SOBOCINSKI, D.; CORNELIUS, A. et al. A correlation for predicting water coning time. *Journal of Petroleum Technology*, Society of Petroleum Engineers, v. 17, n. 05, p. 594–600, 1965.

- [12] GUO, B. et al. A general solution of gas/water coning problem for horizontal wells. In: SOCIETY OF PETROLEUM ENGINEERS. *European Petroleum Conference*. [S.l.], 1992.
- [13] FORTALEZA, E. L. et al. Analytical, numerical and experimental study of gas coning on horizontal wells. *Journal of the Brazilian Society of Mechanical Sciences and Engineering*, Springer, v. 41, n. 3, p. 141, 2019.
- [14] JIN, L. et al. An analytical model for water coning control installation in reservoir with bottomwater. *Journal of Canadian Petroleum Technology*, Society of Petroleum Engineers, v. 49, n. 05, p. 65–70, 2010.
- [15] NETO, E. P. B. *Smart Reservoir: Uma proposta para otimização de tempo de exploração em reservatórios de petróleo*. Dissertação (Mestrado) — Universidade de Brasília, Brasília, 2019.
- [16] ROSA, A. J.; CARVALHO, R. de S.; XAVIER, J. A. D. *Engenharia de Reservatórios de Petróleo*. Rio de Janeiro, Brasil: Interciência, 2006.
- [17] SATTER, A.; IQBAL, G. M.; BUCHWALTER, J. L. *Practical enhanced reservoir engineering: assisted with simulation software*. Tulsa, USA: Pennwell Books, 2008.
- [18] THOMAS, J. E. *Fundamentos de engenharia de petróleo*. Rio de Janeiro, Brasil: Interciência, 2001.
- [19] AL-KHELAIWI, F. T.; DAVIES, D. R. et al. Inflow control devices: application and value quantification of a developing technology. In: SOCIETY OF PETROLEUM ENGINEERS. *International Oil Conference and Exhibition in Mexico*. [S.l.], 2007.
- [20] ELTAHER, E. K. et al. Autonomous inflow control valves-their modelling and "added value". In: SOCIETY OF PETROLEUM ENGINEERS. *SPE Annual Technical Conference and Exhibition*. [S.l.], 2014.
- [21] AHMED, T. *Reservoir engineering handbook*. Cambridge, United States of America: Gulf Professional Publishing, 2016.
- [22] PETROWIKI. *Water and gas coning*. Society of Petroleum Engineers. Acessado em 2019-06-31. Disponível em: <https://www.petrowiki.org/Water_and_gas_coning>.
- [23] BREITENBACH, E. et al. Reservoir simulation: state of the art. *Journal of Petroleum Technology*, Society of Petroleum Engineers, v. 43, n. 09, p. 1–033, 1991.
- [24] LIE, K.-A. *An introduction to reservoir simulation using MATLAB/GNU Octave*. Cambridge, United Kingdom: Cambridge University Press, 2019.
- [25] TRANGENSTEIN, J. A.; BELL, J. B. Mathematical structure of the black-oil model for petroleum reservoir simulation. *SIAM Journal on Applied Mathematics*, SIAM, v. 49, n. 3, p. 749–783, 1989.

- [26] MIRANDA, M. E. R. *Simulação do fenômeno do cone de gás em reservatório de petróleo utilizando o MRST e controle por planicidade diferencial*. 27/2016, vi, 42 f., il. Trabalho de Conclusão de Curso (Bacharelado em Engenharia Mecatrônica) — Universidade de Brasília, Brasília, 2016.
- [27] PETROWIKI. *Reservoir simulation*. Society of Petroleum Engineers. Acessado em 2019-05-30. Disponível em: <https://www.petrowiki.org/Reservoir_simulation>.
- [28] OGATA, K.; YANG, Y. *Modern control engineering*. London, United Kingdom: Pearson, 2011. v. 5.
- [29] NISE, N. S. *CONTROL SYSTEMS ENGINEERING*. Hoboken, United States of America: John Wiley & Sons, 2015. v. 7.
- [30] AGUIRRE, L. A. *Introdução à identificação de sistemas*. Belo Horizonte, Brasil: Editora UFMG, 2007. v. 3.
- [31] CÓRDOBA, L. M. I. *Simulação 2D e Controle de Cone de Água*. Dissertação (Mestrado) — Universidade de Brasília, Brasília, 2013.
- [32] FILHO, J. O. A. L. *Aplicação de Controle Não-Linear para Veículos Marítimos e Produção de Petróleo*. Dissertação (Mestrado) — Universidade de Brasília, Brasília, 2014.
- [33] FLIESS, M. et al. Sur lessystèmesnon linéaires différentiellement plats. *CR Acad. Sci. Paris*, p. 619, 1992.
- [34] LEVINE, J. *Analysis and control of nonlinear systems: A flatness-based approach*. New York City, United States of America: Springer Science & Business Media, 2009.
- [35] SIRA-RAMIREZ, H.; AGRAWAL, S. K. *Differentially flat systems*. Boca Raton, United States of America: Crc Press, 2004.

ANEXOS

Tabela 1: Valores das amostras geradas para a identificação do sistema do cone de água

n ^o	w_C [m]	q [m ³ /s]	% de Q_{cr}	K_e	τ_s
1	32,75	$-7,2728014800 \times 10^{-7}$	20	2749971,94066130	133646976
2	32,25	$-9,0910018500 \times 10^{-7}$	25	2749971,94066130	143061120
3	31,25	$-1,0909202220 \times 10^{-6}$	30	3208300,59743819	151521408
4	30,75	$-1,2727402590 \times 10^{-6}$	35	3142825,07504149	153159552
5	29,75	$-1,4545602960 \times 10^{-6}$	40	3437464,92582663	156435840
6	29,25	$-1,6363803330 \times 10^{-6}$	45	3361076,81636382	124377984
7	28,25	$-1,8182003700 \times 10^{-6}$	50	3574963,52285969	156166272
8	27,25	$-2,0000204070 \times 10^{-6}$	55	3749961,73726541	156850560
9	26,75	$-2,1818404440 \times 10^{-6}$	60	3666629,25421507	153304704
10	25,75	$-2,3636604810 \times 10^{-6}$	65	3807653,45630027	153988992
11	24,75	$-2,5454805180 \times 10^{-6}$	70	3928531,34380186	152081280
12	23,25	$-2,7273005550 \times 10^{-6}$	75	4216623,64234733	169955712
13	22,25	$-2,9091205920 \times 10^{-6}$	80	4296831,15728329	165456000
14	21,75	$-2,9818486068 \times 10^{-6}$	82	4359711,61324353	174870144
15	21,25	$-3,0545766216 \times 10^{-6}$	84	4419597,76177710	184284288
16	20,75	$-3,1273046364 \times 10^{-6}$	86	4476698,50805328	175554432
17	19,75	$-3,2000326512 \times 10^{-6}$	88	4687452,17158177	184014720
18	19,25	$-3,2727606660 \times 10^{-6}$	90	4736062,78669447	190836864
19	18,75	$-3,3091246734 \times 10^{-6}$	91	4835115,50006383	202843008
20	18,25	$-3,3454886808 \times 10^{-6}$	92	4782559,89680227	197659008
21	18,25	$-3,3818526882 \times 10^{-6}$	93	4878982,47536683	194113152
22	17,75	$-3,4182166956 \times 10^{-6}$	94	4973353,50970661	203527296
23	17,25	$-3,4545807030 \times 10^{-6}$	95	5065737,78542872	215533440
24	16,75	$-3,4909447104 \times 10^{-6}$	96	5156197,38873994	211987584
25	16,25	$-3,5273087178 \times 10^{-6}$	97	5244791,84559115	221401728
26	15,75	$-3,5636727252 \times 10^{-6}$	98	5331578,25230253	233407872
27	15,25	$-3,6000367326 \times 10^{-6}$	99	5416611,39827226	227270016
28	14,75	$-3,6364007400 \times 10^{-6}$	100	5499943,88132261	239276160

Tabela 2: Valores das amostras escolhidas para a regressão de K_A e K_B .

n°	w_C [m]	q [m^3/s]	% de Q_{cr}	K_e	τ_s
5	29,75	$-1,4545602960 \times 10^{-6}$	40	3437464,92582663	156435840
7	28,25	$-1,8182003700 \times 10^{-6}$	50	3574963,52285969	156166272
8	27,25	$-2,0000204070 \times 10^{-6}$	55	3749961,73726541	156850560
9	26,75	$-2,1818404440 \times 10^{-6}$	60	3666629,25421507	153304704
10	25,75	$-2,3636604810 \times 10^{-6}$	65	3807653,45630027	153988992
13	22,25	$-2,9091205920 \times 10^{-6}$	80	4296831,15728329	165456000
14	21,75	$-2,9818486068 \times 10^{-6}$	82	4359711,61324353	174870144
15	21,25	$-3,0545766216 \times 10^{-6}$	84	4419597,76177710	184284288
16	20,75	$-3,1273046364 \times 10^{-6}$	86	4476698,50805328	175554432
18	19,25	$-3,2727606660 \times 10^{-6}$	90	4736062,78669447	190836864
20	18,75	$-3,3454886808 \times 10^{-6}$	92	4782559,89680227	197659008
21	18,25	$-3,3818526882 \times 10^{-6}$	93	4878982,47536683	194113152
22	17,75	$-3,4182166956 \times 10^{-6}$	94	4973353,50970661	203527296
23	17,25	$-3,4545807030 \times 10^{-6}$	95	5065737,78542872	215533440
24	16,75	$-3,4909447104 \times 10^{-6}$	96	5156197,38873994	211987584
25	16,25	$-3,5273087178 \times 10^{-6}$	97	5244791,84559115	221401728
26	15,75	$-3,5636727252 \times 10^{-6}$	98	5331578,25230253	233407872
27	15,25	$-3,6000367326 \times 10^{-6}$	99	5416611,39827226	227270016
28	14,75	$-3,6364007400 \times 10^{-6}$	100	5499943,88132261	239276160