



UNIVERSIDADE FEDERAL DE PERNAMBUCO
CENTRO DE TECNOLOGIA E GEOCIÊNCIAS
DEPARTAMENTO DE ENGENHARIA CIVIL E AMBIENTAL
PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA CIVIL



KEWIN PASSOS GRANADOS

**GERENCIAMENTO ÓTIMO DA INJEÇÃO DE ÁGUA USANDO COMPLETAÇÕES
INTELIGENTES**

Recife

2018

KEWIN PASSOS GRANADOS

**GERENCIAMENTO ÓTIMO DA INJEÇÃO DE ÁGUA USANDO COMPLETAÇÕES
INTELIGENTES**

Dissertação de mestrado submetida ao corpo docente do programa de Pós-Graduação em Engenharia Civil da Universidade Federal de Pernambuco como parte integrante dos requisitos necessários a obtenção do título de Mestre em Engenharia Civil.

Área de concentração: Simulação e Gerenciamento de Reservatórios de Petróleo.

Orientador: Prof. Dr. Bernardo Horowitz

Coorientador: Prof. Dr. Leonardo Correia de Oliveira

Recife

2018

Catálogo na fonte
Bibliotecária Valdicéa Alves, CRB-4 / 1260

G749g Granados, Kewin Passos.
Gerenciamento ótimo da injeção de água usando completações inteligentes / Kewin Passos Granados. - 2018.
164folhas, Il., Tab. e Sigl.

Orientador: Prof. Dr. Bernardo Horowitz.
Coorientador: Prof. Dr. Leonardo Correia de Oliveira.

Dissertação (Mestrado) – Universidade Federal de Pernambuco. CTG. Programa de Pós-Graduação em Engenharia Civil e Ambiental, 2018.
Inclui Referências e Apêndices.

1. Engenharia Civil. 2. Reservatório de petróleo. 3. Injeção de água.
4. Otimização da produção. 5. Completções inteligentes. 6. Dispositivos de controle de fluxo. I. Horowitz, Bernardo (Orientador). II. Oliveira, Leonardo Correia de(Coorientador). III. Título.

UFPE

624 CDD (22. ed.)

BCTG/2018-163



UNIVERSIDADE FEDERAL DE PERNAMBUCO
PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA CIVIL

A comissão examinadora da Defesa de Dissertação de Mestrado

**GERENCIAMENTO ÓTIMO DA INJEÇÃO DE ÁGUA USANDO
COMPLETAÇÕES INTELIGENTES**

defendida por

Kewin Passos Granados

Considera o candidato APROVADO

Recife, 12 de março de 2018

Orientador - Prof. Dr. Bernardo Horowitz – UFPE
Coorientador - Prof. Dr. Leonardo Correia de Oliveira - UFPE

Banca Examinadora:

Prof. Dr. Bernardo Horowitz - UFPE
(orientador)

Dr. Alexandre Anozé Emerick – Petrobras
(examinador externo)

Prof.^a Dr.^a Silvana Maria Bastos Afonso da Silva – UFPE
(examinadora interna)

Dedico este trabalho aos meus pais e meus irmãos, seu carinho e compreensão me ajudam a sobrelevar as dificuldades e apreciar os bons momentos da vida.

AGRADECIMENTOS

Agradeço profundamente a meus pais, Amalia e William, pela paciência, carinho e confiança que me tem, e pelos bons valores que me inculcaram.

A meus irmãos, que me suportaram e me ajudaram sempre na distância, embora suas piadas não fossem tão boas.

A minha grande amiga Aura, que sempre com suas ocorrências me encoraja nos bons e não tão bons momentos, me ajuda na resolução dos problemas e me motiva para seguir na busca de novos conhecimentos, além de contribuir altamente a meu bem-estar.

A meu amigo/irmão Mauro 8a, porque está sempre disposto a me ajudar em qualquer situação, e embora a distância nos separa, sempre posso contar com um bom conselho dele.

A meus amigos Ricardo, Carlitos, Lucho e Juan Manuel, pelos seus aportes a meu crescimento intelectual e pessoal.

Agradeço a meus companheiros de laboratório, Jefferson e Hygor, que me ajudaram na solução de dúvidas.

Ao professor Leonardo Oliveira por ser um grande suporte acadêmico no desenvolvimento desta pesquisa.

Ao professor Bernardo que, embora não me conhecesse, aceitou ser meu orientador e confiou-me o desenvolvimento deste trabalho, pela sua ajuda, conhecimento transmitido e paciência, e pela sua peculiar forma de motivar.

À CAPES e à Fundação CMG pelo suporte econômico para a realização desta pesquisa.

RESUMO

Nos últimos anos, a indústria do petróleo e gás concentrou seus esforços no desenvolvimento e concepção de novas ferramentas que lhe permitam ter maior controle sobre os poços sem realizar intervenções desnecessárias. Os dispositivos de controle de fluxo (*flow control devices* – FCD) são equipamentos instalados no fundo do poço, com a função de controlar o fluxo que entra no interior do tubo de produção, lidar com a irrupção prematura de água e/ou gás, restringir a alta produção de fluidos indesejados e gerar perdas de pressão adicionais no fluido que possam equalizar a distribuição de pressão ao interior do tubo produtor. Este estudo descreve o comportamento dos FCD instalados em modelos de poços produtores, fazendo uma análise comparativa entre os resultados obtidos com os FCD funcionando em modo passivo e os resultados trabalhando em modo ativo. Dois modelos foram projetados para melhorar o desempenho de poços com completações inteligentes, avaliar o retorno econômico do reservatório, otimizar as aberturas dos FCD instalados e criar modelos base de poços inteligentes que possam ser implementados em situações mais complexas e realistas. Neste trabalho, foram analisados dois modelos de reservatórios simples, cada um com configurações específicas para os poços, os FCD são instalados no poço produtor para criar completações inteligentes, simulações numéricas geraram várias iterações para alterar os controles e encontrar a abertura ótima dos FCD durante o tempo de modelagem. Foi utilizado um software de segmentação de poços para modelar as completações inteligentes e um programa numérico para realizar a otimização; o algoritmo de programação sequencial quadrática e a estratégia de otimização sequencial por aproximação foram escolhidos como métodos iterativos para realizar a otimização do problema não-linear. O primeiro modelo estudado é um reservatório simples com dois poços, um injetor e um produtor, representando um cenário de produção conjunta (*commingled production*), e o segundo modelo é um reservatório subdividido em três regiões de distintas permeabilidades com um poço injetor convencional e um poço produtor horizontal; nos dois casos, o reservatório é submetido a um processo de injeção de água. No modo passivo, a configuração para cada FCD não muda durante o período de concessão, avaliando assim as condições de produção e injeção. No modo ativo, o tamanho do orifício de cada FCD muda nos ciclos de controle onde um aumento significativo na produção de água é evidenciado, cada nova abertura é gerada por várias iterações de otimização, ajustando o orifício dos FCD para maximizar o valor presente líquido (VPL) do reservatório. Foi possível demonstrar que o uso de FCD em modo ativo e a otimização das aberturas dos FCD podem melhorar as condições de produção, aumentando o retorno econômico do reservatório evidenciado por um maior VPL.

Palavras-chave: Reservatório de petróleo. Injeção de água. Otimização da produção. Completções inteligentes. Dispositivos de controle de fluxo.

ABSTRACT

In recent years, the oil and gas industry focused its efforts on developing and designing new tools that allow it to have greater control over wells without making unnecessary interventions. Flow control devices (FCD) are downhole equipment, with the function of controlling the flow that enters the interior of the tubing, to handle early water and/or gas breakthrough, to restrict the high production of unwanted fluids, and generate additional pressure losses in the fluid that can equalize the pressure distribution into the tubing. This study describes the behavior of FCD installed in models of producer wells, making a comparative analysis between the results obtained with the FCD operating in passive mode and the results working in active mode. Two models are designed to improve the performance of wells with intelligent completions, to evaluate the economic return of reservoir, to optimize the openings of installed FCD, and to create intelligent well base models that can be implemented in more complex and realistic situations. In this work, two simple reservoir models are investigated, each with specific configurations for the wells, the FCD are installed in the producer well to create intelligent completions, numerical simulations generated several iterations to change the controls and to find the optimal opening of the FCD during the modeling time. Well segmentation software was used to model the intelligent completions and a numerical program to perform the optimization; the sequential quadratic programming (SQP) algorithm and the sequential approximate optimization (SAO) were chosen as iterative methods to perform the nonlinear problem optimization. The first model studied is a simple reservoir with two wells, an injector well and a producer, representing a scenario of commingled production, and the second model is a reservoir subdivided into three regions of different permeabilities with a conventional injector well and a well horizontal producer; In both cases, the reservoir is submitted to a waterflooding process. In the passive mode, the configuration for each FCD does not change during the concession period, thus evaluating the production and injection conditions. In active mode, the orifice size of each FCD changes in the control cycles where a significant increase in water production is evidenced, each new aperture is generated by several optimization iterations, adjusting the orifice of the FCD to maximize the net present value (VPL) of the reservoir. It was possible to demonstrate that the use of FCD in active mode and the optimization of FCD openings can improve the production conditions, increasing the economic return of the reservoir evidenced by higher NPV.

Keywords: Oil reservoir. Water injection. Production optimization. Intelligent completions. Flow control devices.

LISTA DE ILUSTRAÇÕES

Figura 1. Poço inteligente e seus principais componentes.	19
Figura 2. Fechamento parcial ou total de zonas produtoras com poços inteligentes.....	20
Figura 3. Esquema de produção conjunta de diferentes reservatórios.	21
Figura 4. Efeito calcanhar/ponta do poço em um poço horizontal.	22
Figura 5. Injeção de gás de alta pressão em um reservatório de petróleo esgotado.	22
Figura 6. Poço horizontal completado em uma coluna delgada de óleo.	23
Figura 7. Poço horizontal com vários cones ao longo do seu comprimento.	23
Figura 8. Esquema geral de um poço segmentado com FCD.....	33
Figura 9. Percurso do fluxo de fluidos através do sistema de produção.	34
Figura 10. Filtros (Telas) de areia.	34
Figura 11. FCD tipo orifício/bico.	36
Figura 12. FCD tipo orifício.	36
Figura 13. FCD do tipo canal helicoidal.	37
Figura 14. FCD híbrido ou do tipo labirinto.....	38
Figura 15. Perfis de fluxo da válvula ICV.....	40
Figura 16. Posições da válvula e tamanhos do diâmetro de uma ICV.	41
Figura 17. Válvula de controle de fluxo de multiposição.....	42
Figura 18. Válvula de controle de fluxo autônoma.	44
Figura 19. Esquema do funcionamento de uma AICV.....	45
Figura 20. Posições da válvula AICV.	45
Figura 21. Válvula de produção controlada por vazão, AICD RCP.....	46
Figura 22. Esquema de funcionamento de um AICD RCP.	46
Figura 23. AICD tipo diodo fluídico.	47
Figura 24. Produção de diferentes fluidos através de um AICD tipo diodo fluídico.	48
Figura 25. Estrutura hierárquica das categorias das palavras-chave de iSegWell.....	53
Figura 26. Exemplo ilustrativo do poço Ramo-1.	54
Figura 27. Exemplo ilustrativo de distintos tipos de packers.	55
Figura 28. Esquema ilustrativo de um poço com tubo de produção.	58
Figura 29. Exemplo ilustrativo de uma operação de canhoneio.....	60
Figura 30. Poço vertical completado com dispositivos de controle de fluxo.	62
Figura 31. Esquema ilustrativo do Exemplo 1.	63
Figura 32. Esquema ilustrativo do Exemplo 2.	65
Figura 33. Gráficas dos diferentes tipos de aproximação.....	71
Figura 34. Modelo do reservatório com suas dimensões.....	81
Figura 35. Configuração dos poços.	82
Figura 36. Definição dos ciclos de controle com tempos de duração fixos.	84
Figura 37. Condições de produção do caso base.	86
Figura 38. Condições de injeção do caso base.	87
Figura 39. Condições de produção do caso controlado.	88
Figura 40. Condições de injeção do caso controlado.	89
Figura 41. Condições de produção do caso controlado com suavização.....	92
Figura 42. Condições de injeção do caso controlado com suavização.....	93
Figura 43. Curvas de produção acumulada para os três casos estudados.....	94
Figura 44. Definição dos ciclos de controle com tempos de duração relativos.....	95
Figura 45. Condições de produção do caso CCTR.....	96

Figura 46. Condições de injeção do caso CCTR.	97
Figura 47. Definição dos ciclos de controle variáveis.	98
Figura 48. Condições de produção do caso CCTV.	99
Figura 49. Condições de injeção do caso CCTV.	100
Figura 50. Curvas de produção acumulada.	101
Figura 51. Modelo do reservatório com suas dimensões.	103
Figura 52. Trajetória do poço horizontal no interior do reservatório.	104
Figura 53. Modelo do poço horizontal.	105
Figura 54. Definição dos ciclos de controle com tempos de duração fixos.	106
Figura 55. Condições de produção do caso base.	108
Figura 56. Condições de injeção do caso base.	109
Figura 57. Condições de produção do caso controlado.	111
Figura 58. Condições de injeção do caso controlado.	112
Figura 59. Curvas de produção acumulada.	113
Figura 60. Trajetórias de controle do caso CCCS.	133
Figura 61. Trajetórias de controle do caso CCTV.	134
Figura 62. Trajetórias de controle do caso CCTR.	135

LISTA DE TABELAS

Tabela 1. Termo de aceitação no esquema da região de confiança.	79
Tabela 2. Propriedades e características do modelo.	81
Tabela 3. Parâmetros operacionais dos dispositivos para o caso base.	83
Tabela 4. Parâmetros operacionais dos dispositivos para o caso controlado.	83
Tabela 5. Valores utilizados no cálculo do VPL.	84
Tabela 6. Tamanho das aberturas em cada ciclo de controle do caso CCSS.	87
Tabela 7. Tamanho das aberturas em cada ciclo de controle do caso CCCS.	91
Tabela 8. Produção acumulada total e VPL final de cada caso.	93
Tabela 9. Variáveis otimizadas em cada ciclo de controle do caso CCTR.	97
Tabela 10. Valores otimizados das variáveis do caso CCTV	100
Tabela 11. Produção acumulada total e VPL final.	101
Tabela 12. Propriedades e características do modelo.	104
Tabela 13. Parâmetros operacionais dos dispositivos para o caso base.	106
Tabela 14. Parâmetros operacionais dos dispositivos para o caso controlado.	106
Tabela 15. Tamanho das aberturas otimizadas do caso controlado.	110
Tabela 16. Produção acumulada total e VPL final.	112
Tabela 17. VPL dos resultados do caso CCCS.	133
Tabela 18. VPL dos resultados do caso CCTV	134
Tabela 19. VPL dos resultados do caso CCTR	135

LISTA DE SIGLAS

Abreviações:

AICD	Dispositivos de controle de fluxo autônomos (<i>Autonomous Inflow Control Device</i>)
AICV	Válvula de controle de fluxo autônoma (<i>Autonomous Inflow Control Valve</i>)
BFGS	Broydon–Fletcher–Goldfarbo–Shanno
bopd	Barris de óleo por dia (<i>Barrels oil per day</i>)
BSV	Válvula de segurança contrapressão (<i>Back-pressure Safety Valve</i>)
CB	Caso Base
CC	Ciclo de Controle
CCCS	Caso Controlado Com Suavização
CCSS	Caso Controlado Sem Suavização
CCTR	Caso Controlado com Tempos Relativos
CCTV	Caso Controlado com Tempos Variáveis
CVT	Diagramação de Voronoi no centroide (<i>Centroidal Voronoi Tessellation</i>)
FCD	Dispositivos de controle de fluxo (<i>Flow Control Device</i>)
FCV	Válvulas de controle de fluxo (<i>Flow Control Valve</i>)
GOR	Relação gás/óleo (<i>Gas/Oil Ratio</i>)
ICD	Dispositivos de controle de fluxo (<i>Inflow Control Device</i>)
ICV	Válvulas de controle de intervalo zonal (<i>Interval Control Valve</i>) Válvulas de controle de fluxo (<i>Flow Control Valve</i>)
KKT	Karush, Kuhn e Tucker
LCVT	Diagramação de Voronoi no centroide latinizada (<i>“Latinized” Centroidal Voronoi Tessellation</i>)
LHS	Amostragem por hipercubo latino (<i>Latin Hypercube Sampling</i>)
MDD	Máximo Diâmetro do Dispositivo
PI	Índice de produtividade zonal (<i>Productivity Index</i>)
PQ	Programação Quadrática
PRESS	Soma dos quadrados dos erros preditos (<i>Predicted Error Sum of Squares</i>)
RCP	Produção controlada por vazão (<i>Rate Controlled Production</i>)
RMSE	Raiz quadrada do erro quadrático médio (<i>Root Mean Square Error</i>)
SAO	Otimização sequencial por aproximação (<i>Sequential Approximate Optimization</i>)
SQP	Programação quadrática sequencial (<i>Sequential Quadratic Programming</i>)
TIR	Taxa Interna de Retorno
VPL	Valor Presente Líquido
WC	Corte de água (<i>Water Cut</i>)
WOR	Relação água/óleo (<i>Water/Oil Ratio</i>)
Z1	Zona 1
Z2	Zona 2
Z3	Zona 3
Z4	Zona 4
ZA	Zona A
ZB	Zona B

LISTA DE SÍMBOLOS

Romanos:

Escalares

A_{orif}	Área do orifício do dispositivo
A_{up}	Área montante
C_D	Coefficiente de descarga do dispositivo
c_{vg}	Capacidade de calor do gás a volume constante
c_{vo}	Capacidade de calor do óleo a volume constante
c_{vw}	Capacidade de calor da água a volume constante
c_w	Custo da unidade de água produzida
c_{wi}	Custo da unidade de água injetada
d	Taxa de desconto aplicada ao capital
d_{down}	Diâmetro jusante
$DD_{z,t}$	Diâmetro do dispositivo da zona z no intervalo de tempo t
d_{orif}	Diâmetro do orifício
f	Função objetivo
f_g	Fração de massa de gás
f_o	Fração de massa de óleo
F_t	Fluxo de caixa no tempo t
f_w	Fração de massa de água
$\hat{f}_k$	Função objetivo substituta para a iteração k
g_j	Função de restrição de desigualdade
$\hat{g}_{j,k}$	Função de restrição de desigualdade substituta para a iteração k
h_i	Função de restrição de igualdade
$\hat{h}_{i,k}$	Função de restrição de igualdade substituta para a iteração k
k	Proporção das capacidades de calor da mistura a pressão constante e a volume constante (C_p/C_v)
	Iterando
K_H	Permeabilidade horizontal
$\mathcal{L}$	Função Lagrangeana
M	Massa molecular do gás
ncc	Número de ciclos de controle definidos
nd	Número de dispositivos instalados no poço
nI	Número total de poços injetores
N_j	Polinômios
nP	Número total de poços produtores
$nvar$	Número total de variáveis
P_{down}	Pressão jusante
P_R	Relação entre a pressão jusante e pressão montante
P_R^*	Relação de pressão crítica
P_{up}	Pressão montante
Q	Vazão de fluxo em condições atuais
	Peso de controle da técnica de suavização
Q^*	Fluxo crítico volumétrico
q_m	Vazão mássica
q_m^*	Fluxo mássico crítico
$q_{p,t}^o$	Vazão de óleo produzido do poço p no tempo t

$q_{I,t}^w$	Vazão de água injetada do poço I no tempo t
$q_{p,t}^w$	Vazão de água produzida do poço p no tempo t
R	Constante de gás
	Função de correlação entre cada dois amostrais
r_o	Preço da unidade de óleo
T	Tempo de concessão do projeto
t	Tempo
	Iterando
T_f	Tempo final de simulação
x_{max}	Limites máximos para as variáveis de projeto
x_{min}	Limites mínimos para as variáveis de projeto
x_t	Variável de projeto
$x_{t,max}$	Limite superior das variáveis de projeto
$x_{t,min}$	Limite inferior das variáveis de projeto
$x_{z,t}$	variável de projeto da zona z no intervalo de tempo t normalizada
Z	Fator de compressibilidade do gás
	Erro

Vetores e Matrizes

A	Matriz com os coeficientes das restrições lineares
b	Vetor com os termos independentes para as restrições lineares
f	Vetor com m elementos um
f_s	Vetor com os valores reais da função dos pontos amostrais
r	Vetor direção de busca
R	Matriz de correlação
x^*	Vetor solução
x_0	Vetor com os valores do ponto inicial
$x_{c,k}$	Vetor com o ponto central da região de confiança

Gregos:

Escalaes

α	Tamanho do passo na direção de busca
	Parâmetro variável de controle para o peso da técnica de suavização
β_i	Fatores variáveis de proporcionalidade relacionados com o tempo
θ_k	Parâmetros de correlação
μ	Constante arbitraria
ρ	Termo de aceitação para atualização da região de confiança
ρ_{mix}	Densidade de massa da mistura
ρ_o	Densidade do óleo
ρ_w	Densidade da água
σ^2	Variância
Δ_k	Tamanho da região de confiança

Vetores e Matrizes

λ	Vetor com multiplicadores de Lagrange
∇	Gradiente
∇^2	Matriz Hessiana

SÚMARIO

1	INTRODUÇÃO	17
1.1	Motivação	17
1.1.1	Poços inteligentes	18
1.1.2	Aplicações dos poços inteligentes	20
1.1.2.1	<i>Fechamento parcial ou total de zonas.....</i>	<i>20</i>
1.1.2.2	<i>Produção conjunta de diferentes reservatórios.....</i>	<i>20</i>
1.1.2.3	<i>Redução do efeito calcanhar/ponta do poço</i>	<i>21</i>
1.1.2.4	<i>Transferência de fluidos</i>	<i>22</i>
1.1.2.5	<i>Produção de reservatórios com colunas delgadas de óleo</i>	<i>23</i>
1.1.2.6	<i>Cone de gás.....</i>	<i>23</i>
1.2	Objetivos.....	24
1.3	Metodologias	24
1.4	Revisão da literatura	25
1.5	Organização do trabalho.....	31
2	EQUIPAMENTOS DE CONTROLE DE FLUXO	32
2.1	Dispositivos de controle de fluxo – FCD	32
2.1.1	Mecanismo dos FCD	33
2.1.1.1	<i>Filtro externo de areia.....</i>	<i>34</i>
2.1.1.2	<i>Conduto embaixo do filtro</i>	<i>34</i>
2.1.1.3	<i>Câmara</i>	<i>35</i>
2.1.1.4	<i>Restrição de fluxo</i>	<i>35</i>
2.1.1.5	<i>Orifícios do revestimento interno</i>	<i>35</i>
2.1.2	Tecnologia FCD.....	35
2.1.2.1	<i>FCD tipo orifício ou bico</i>	<i>35</i>
2.1.2.2	<i>FCD tipo canal helicoidal</i>	<i>36</i>
2.1.2.3	<i>FCD híbrido</i>	<i>37</i>
2.2	Válvulas de controle de fluxo – ICV	38
2.2.1	Mecanismo das ICV	40
2.2.2	Sistemas para operar válvulas ICV.....	42
2.2.2.1	<i>Sistema hidráulico</i>	<i>42</i>
2.2.2.2	<i>Sistema elétrico.....</i>	<i>42</i>
2.2.2.3	<i>Sistema eletro-hidráulico.....</i>	<i>43</i>

2.3	Dispositivos de controle de fluxo autônomos – AICD	43
2.3.1	Tecnologia AICD.....	43
2.3.1.1	<i>Válvula de controle de fluxo autônoma (AICV®)</i>	<i>44</i>
2.3.1.2	<i>AICD de produção controlada por vazão (RCP)</i>	<i>45</i>
2.3.1.3	<i>AICD tipo diodo fluídico</i>	<i>46</i>
2.4	Modelo de queda de pressão do dispositivo.....	48
3	FERRAMENTAS DE SIMULAÇÃO	51
3.1	IMEX	51
3.2	iSegWell™.....	52
3.3	Modelagem e controle dos dispositivos	62
3.3.1	Exemplo 1.....	63
3.3.2	Exemplo 2.....	65
4	O PROBLEMA DE OTIMIZAÇÃO	69
4.1	Definição do problema	69
4.2	Modelos substitutos	70
4.2.1	Plano de amostragem.....	71
4.2.2	Modelo de Krigagem	73
4.3	Estratégias de otimização.....	74
4.3.1	Programação matemática.....	75
4.3.1.1	<i>Programação quadrática sequencial – SQP</i>	<i>76</i>
4.3.1.2	<i>Otimização sequencial por aproximação – SAO.....</i>	<i>77</i>
5	APLICAÇÕES EM MODELOS DE RESERVATÓRIOS.....	80
5.1	Modelo sintético segmentado	80
5.1.1	Descrição do modelo	80
5.1.2	Configuração do modelo dos poços.....	81
5.1.3	Estratégias de controle de fluxo e configuração dos dispositivos	82
5.1.3.1	<i>Caso base.....</i>	<i>82</i>
5.1.3.2	<i>Caso controlado</i>	<i>82</i>
5.1.3.3	<i>Parâmetros dos dispositivos</i>	<i>83</i>
5.1.4	Variáveis do projeto e restrições de produção	83
5.1.5	Intervalos de tempo e ciclos de controle.....	84
5.1.6	Formulação do problema	84
5.1.7	Resultados numéricos da simulação	85

5.1.7.1	<i>Caso base (CB)</i>	85
5.1.7.2	<i>Caso controlado (CCSS)</i>	87
5.1.7.3	<i>Caso controlado com suavização (CCCS)</i>	90
5.1.7.4	<i>Ciclos de controle relativos ao tempo final</i>	94
5.1.7.5	<i>Caso controlado com tempos relativos (CCTR)</i>	95
5.1.7.6	<i>Ciclos de controle variáveis</i>	97
5.1.7.7	<i>Caso controlado com ciclos de controle variáveis (CCTV)</i>	98
5.1.8	Discussão	101
5.2	Poço horizontal	103
5.2.1	Descrição do modelo	103
5.2.2	Configuração do modelo dos poços	104
5.2.3	Estratégias de controle de fluxo e configuração dos dispositivos	105
5.2.3.1	<i>Caso base</i>	105
5.2.3.2	<i>Caso controlado</i>	105
5.2.3.3	<i>Parâmetros dos dispositivos</i>	105
5.2.4	Variáveis do projeto e restrições de produção	106
5.2.5	Intervalos de tempo e ciclos de controle	106
5.2.6	Formulação do problema	106
5.2.7	Resultados numéricos da simulação	107
5.2.7.1	<i>Caso base</i>	107
5.2.7.2	<i>Caso controlado</i>	109
5.2.8	Discussão	113
6	CONSIDERAÇÕES FINAIS	114
6.1	Conclusões	114
6.2	Trabalhos futuros	115
	REFERÊNCIAS	116
	APÊNDICE A – ARQUIVO DE ENTRADA DO CCCS	123
	APÊNDICE B – TRAJETÓRIAS DE CONTROLE DO CCCS	133
	APÊNDICE C – TRAJETÓRIAS DE CONTROLE DO CCTV	134
	APÊNDICE D – TRAJETÓRIAS DE CONTROLE DO CCTR	135

1 INTRODUÇÃO

Nos últimos anos, a indústria de petróleo e gás concentrou grande parte de seus esforços em desenvolver novas ferramentas tecnológicas que permitam ter um maior controle sobre as operações do campo, com um único fim que é o de reduzir o número de trabalhos de manutenção nos poços e evitar realizar intervenções prescindíveis, dado que esses processos paralisam a operação dos poços, gerando elevados custos não necessários e riscos operacionais.

Baseados nesse argumento, a ideia principal do presente trabalho é desenvolver modelos computacionais que possam simular poços inteligentes controlados desde a superfície, além de usar estratégias numéricas para otimizar a produção de óleo em reservatórios com completações inteligentes, tentando maximizar o retorno financeiro do campo e avaliar as condições de produção.

1.1 Motivação

Um campo inteligente é essencialmente um campo petrolífero parcialmente ou totalmente automatizado, o qual provê dados em tempo real dos poços no reservatório, que permitem o monitoramento e controle de necessidades operacionais imediatas e a atualização de requisitos de otimização a longo prazo. A otimização ocorre quando os mesmos dados coletados nos poços são processados e avaliados para um gerenciamento mais avançado do campo petrolífero, como a otimização da produção e da injeção de fluidos, em um sentido mais específico para o gerenciamento ótimo de reservatórios. Ao longo dos últimos anos, foram desenvolvidas grandes melhorias na automatização, monitoramento e controle de campos petrolíferos que são cada vez mais adotadas pelas empresas de petróleo e gás em todo o mundo (PANDE; MORRISON; BRISTOW, 2010).

Com a exploração e produção de campos petrolíferos em locais cada vez mais hostis e remotos, incluídos campos em águas profundas, o desenvolvimento de novos equipamentos que garantam uma recuperação apropriada de óleo, reduzam os custos de operação e aumentem a rentabilidade é uma prioridade fundamental na indústria de petróleo e gás (PANDE; MORRISON; BRISTOW, 2010). As novas tecnologias são projetadas para otimizar a produção de poços e os processos de gerenciamento de reservatórios, permitindo ter um maior controle sobre as condições de produção e todos os processos envolvidos na exploração do campo, diminuindo no máximo possível as intervenções físicas (EL SAYED et al., 2014).

Uma parte das dificuldades apresentadas hoje na exploração de campos de petróleo são causadas pelas complexidades nas estruturas geológicas do reservatório e pelas heterogeneidades presentes na rocha. Todo esse conjunto de situações reduzem a eficiência dos poços produtores, provocam uma irrupção prematura de fluidos não desejados na produção e diminuem a vida produtiva dos poços, as completações inteligentes fornecem uma solução efetiva para distintos problemas, melhorando as condições de produção e controlando eventos inesperados (PCHELA et al., 2013).

Existem muitos fatores que influenciam o planejamento de um sistema de completação inteligente, as condições de pressão do reservatório, as condições nas quais foi perfurado o

poço, a geologia e as propriedades petrofísicas das rochas, os equipamentos e ferramentas disponíveis, as propriedades dos fluidos de reservatório, os custos operacionais, etc., portanto uma equipe multidisciplinar é a responsável de estudar a viabilidade de cada projeto a se realizar no reservatório (PCHELA et al., 2013). Neste sentido há uma grande necessidade de realizar novas pesquisas para desenvolver metodologias mais eficientes e estratégias que possam integrar todas essas áreas de conhecimento, melhorando eficazmente as condições de exploração do reservatório. É claro que para lograr o desenvolvimento dessas estratégias, as ferramentas computacionais, os processos de simulação e otimização, e os resultados numéricos são de importância fundamental na tomada das decisões corretas no que se refere aos métodos da completação e a produção dos poços.

A produção excessiva de água é um risco inevitável na maioria dos campos de petróleo maduros, que reduz a vida produtiva do campo e o valor econômico. As completações inteligentes fornecem dados valiosos para o monitoramento do reservatório, além de auxiliar no controle do *drawdown* ao longo do poço para reduzir a elevada produção de água. Em campos *offshore*, a paralisação na produção dos poços, por exemplo, para dar lugar à aquisição de dados ou realizar alguma intervenção é indesejável devido a dificuldades logísticas e aos elevados custos de cada operação. Os poços inteligentes coletam dados (sistema de sensores e monitoramento) do reservatório em tempo real ao tempo que também fazem o trabalho de produzir óleo e/ou gás (CHUEN et al., 2017).

As complexidades geológicas e estruturais dos reservatórios de carbonato do pré-sal brasileiro requerem desenvolvimento e aplicação de novas tecnologias para suportar a construção e completação de poços, além da extração de óleo (SILVA et al., 2017). As simulações numéricas realizam as avaliações econômicas e de riscos de cada projeto a ser desenvolvido, estudando sua viabilidade, cada estratégia é apoiada nos resultados numéricos obtidos das simulações de cada cenário possível, sendo de auxílio na tomada de decisões para o gerenciamento ótimo do reservatório e das estratégias de produção.

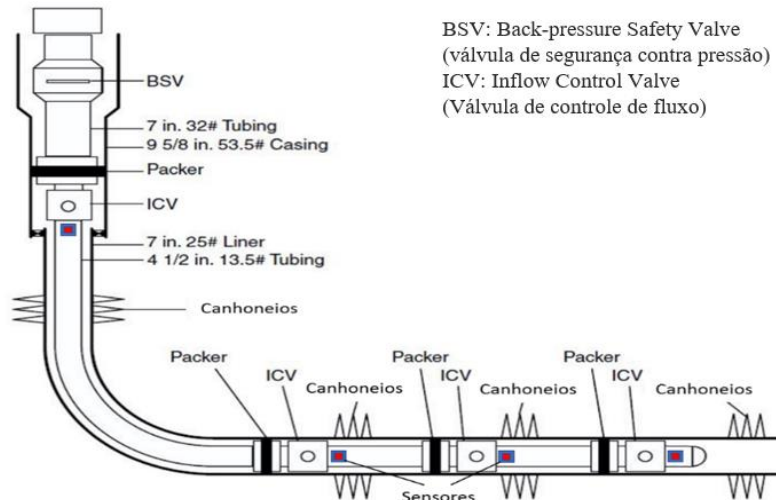
Devido ao elevado custo e complexidade nas construções de poços multilaterais inteligentes, a modelagem precisa do reservatório, a completação e o desempenho do poço são essenciais para a concepção de um poço economicamente viável; e componentes críticos, como os equipamentos de controle de fluxo e os sistemas de monitoramento, devem ser integrados ao processo de modelagem, avaliando o desempenho das completações inteligentes nos diferentes cenários de produção (ZAREA; ZHU, 2011).

1.1.1 Poços inteligentes

São poços não convencionais que têm incorporados sistemas de controle e monitoramento de dados em tempo real, sensores de fluxo, pressão e temperatura. Estes tipos de poços têm também sistemas de transmissão de dados, o que faz necessário a instalação de uma rede de cabos para suprir a energia dos equipamentos e comunicar os sensores, sistemas de controle de injeção e produção de fluidos e dispositivos de controle de fluxo (*flow control device*, FCD) instalados no tubo de produção e de injeção. Todos esses sistemas instalados fazem com que os poços inteligentes possam ser monitorados remotamente e controlados desde a superfície (AAKRE; HALVORSEN; WERSWICK, 2013; ALSYED; YATEEM, 2012; EL

SAYED et al., 2014; JASEN, 2001; MESHIOYE et al., 2010). Na Fig. 1 é apresentado um esquema de um poço inteligente.

Figura 1. Poço inteligente e seus principais componentes.



Adaptado de (WILLIAMSON; BOULDIN; PURKIS, 2000).

Os poços inteligentes têm a capacidade de isolar e controlar zonas individuais no reservatório (segmentação do poço) por meio de equipamentos chamados de *packers*. Os *packers* são usados para dividir o poço em várias zonas, segundo as condições e características do reservatório, e assim evitar a influência de uma zona com maior potencial de produção nas outras zonas menos favorecidas, impedindo o fluxo cruzado entre essas zonas adjacentes no espaço anular que envolve o tubo de produção (AAKRE; HALVORSEN; WERSWICK, 2013; ALSYED; YATEEM, 2012; KUDAYISI, 2016; LEAST et al., 2013; MESHIOYE et al., 2010).

Os poços inteligentes também podem permitir ou restringir, inclusive excluir totalmente, o fluxo de fluidos e a produção de um fluido não desejado em cada zona. Essa tarefa é feita com dispositivos ou válvulas de controle de fluxo instalados no poço. Esses equipamentos também permitem adicionar perdas de pressão controladas ao fluido que está entrando no tubo de produção por meio de orifícios de diâmetro variável (AAKRE; HALVORSEN; WERSWICK, 2013; ALSYED; YATEEM, 2012; KUDAYISI, 2016; LEAST et al., 2013; MESHIOYE et al., 2010).

Um poço inteligente é capaz de coletar, transmitir e analisar dados de produção, dados de reservatório e dados da integridade da completação com o sistema de monitoramento e transmissão de dados em conjunto com os sensores instalados em fundo de poço, permitindo assim ações remotas para melhorar o controle do reservatório e o desempenho do poço. Os poços inteligentes podem operar sem intervenção humana (AAKRE; HALVORSEN; WERSWICK, 2013; ALSYED; YATEEM, 2012; KUDAYISI, 2016; LEAST et al., 2013; MESHIOYE et al., 2010).

Os diferentes equipamentos e sistemas usados nos poços inteligentes permitem ter maior controle sobre eles sem realizar intervenções desnecessárias, reduzir o custo das operações de poço (*wireline* e operações de intervenção), monitorar em tempo real as condições de produção, resolver problemas inesperados, maximizar e acelerar a produção de óleo,

minimizar a injeção de água e a produção de fluidos indesejáveis, melhorar e otimizar o gerenciamento de reservatórios e aumentar a recuperação final de óleo (EL SAYED et al., 2014; SEFAT; MURADOV, 2013).

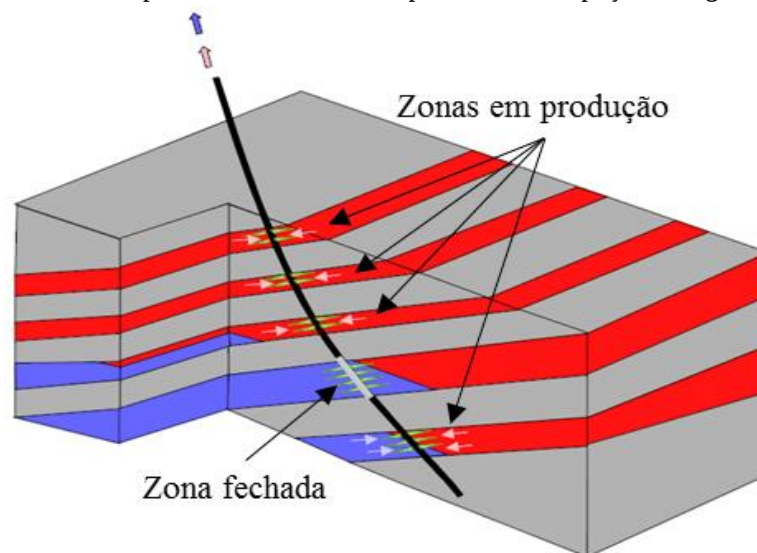
1.1.2 Aplicações dos poços inteligentes

Os poços inteligentes, devido a sua versatilidade e flexibilidade, podem trabalhar em diferentes cenários mais eficientemente que os poços convencionais, permitindo assim melhorar as condições de produção e de injeção de fluidos, além de que usar poços inteligentes pode reduzir o número de poços a serem perfurados no campo petrolífero. Alguns exemplos de aplicações dos poços inteligentes são fechamento parcial ou total de zonas, produção conjunta de diferentes reservatórios (*commingled production*), redução do efeito calcanhar/ponta do poço, transferência de fluidos, produção de fluidos de reservatórios com colunas delgadas de óleo, cone de gás no fundo do poço, entre outros.

1.1.2.1 Fechamento parcial ou total de zonas

A irrupção de água e/ou gás não ocorre simultaneamente em todas as zonas ou camadas que são atravessadas pelo poço devido às diferenças de permeabilidade e a geologia do reservatório; quando são utilizadas completações inteligentes em cada intervalo, é possível fechar cada segmento do poço com elevada produção de água ou gás, diminuindo a quantidade desse fluido indesejável na superfície e impedindo o fechamento antecipado do poço (JASEN, 2001).

Figura 2. Fechamento parcial ou total de zonas produtoras com poços inteligentes.



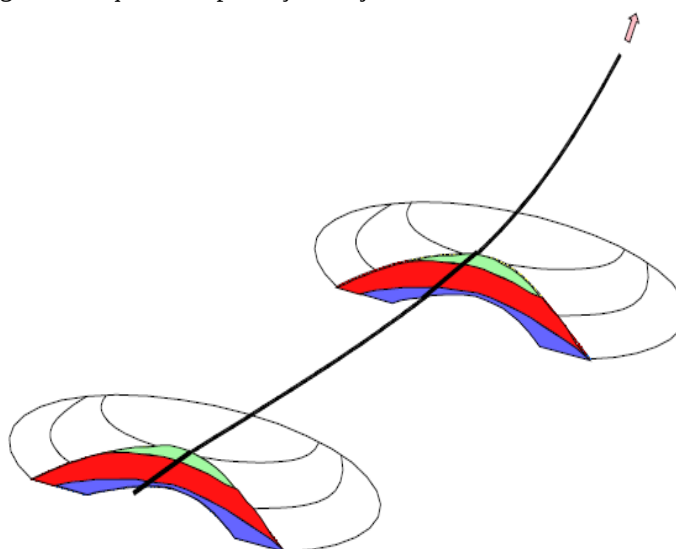
Adaptado de (JASEN, 2001).

1.1.2.2 Produção conjunta de diferentes reservatórios

Os dispositivos de controle de fluxo permitem uma produção combinada por um único poço de dois ou mais reservatórios hidráulicamente desconectados com diferentes pressões e propriedades petrofísicas; restringindo o fluxo da zona mais pressurizada com um dispositivo continuamente variável evita-se um fluxo cruzado em direção à zona com menor pressão. Os

benefícios do uso de terminações inteligentes variam desde a realização de menos intervenções de poço até a ausência de trabalhos de reabilitação do poço (*workover*), o que significa uma otimização da produção líquida de óleo em superfície, produção acelerada, produção de diferentes zonas ou reservatórios simultaneamente, ou manutenção de uma produção constante em superfície se houver restrições de reservatório (GLANDT, 2005; JASEN, 2001; KUDAYISI, 2016).

Figura 3. Esquema de produção conjunta de diferentes reservatórios.



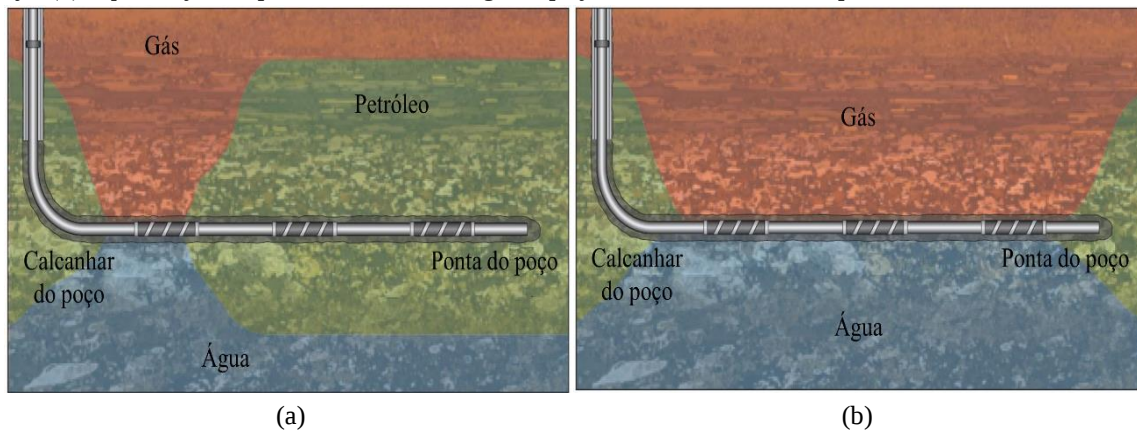
Fonte: (JASEN, 2001).

1.1.2.3 Redução do efeito calcanhar/ponta do poço

As perdas de pressão produzidas ao longo de um poço horizontal extenso fazem que a pressão de fluxo do tubo de produção seja menor no calcanhar do poço do que na ponta do mesmo. Ao longo do tempo, muito antes de que o óleo proveniente das seções perto da ponta chegue ao poço, a frente de água e/ou de gás atingirá o calcanhar do poço, causando uma irrupção prematura desses fluídos e deixando o óleo confinado na seção da ponta sem poder ser produzido. Isso pode levar ao fim antecipado da vida produtiva do poço. Os FCD equalizam as quedas de pressão produzidas ao longo do poço, equilibrando e estimulando o fluxo uniforme de óleo através da formação, retardando assim as frentes de água e gás, impedindo uma irrupção precoce desses fluidos e permitindo que tenham lugar de forma simultânea (AL-KHELAIWI et al., 2010; ELLIS et al., 2010).

Figura 4. Efeito calcanhar/ponta do poço em um poço horizontal.

(a) Poço horizontal sofrendo irrupção de água e gás na seção do calcanhar devido à perda de pressão ao longo do poço. (b) Equalização do perfil de fluxo ao longo do poço mediante o uso de dispositivos de controle de fluxo.

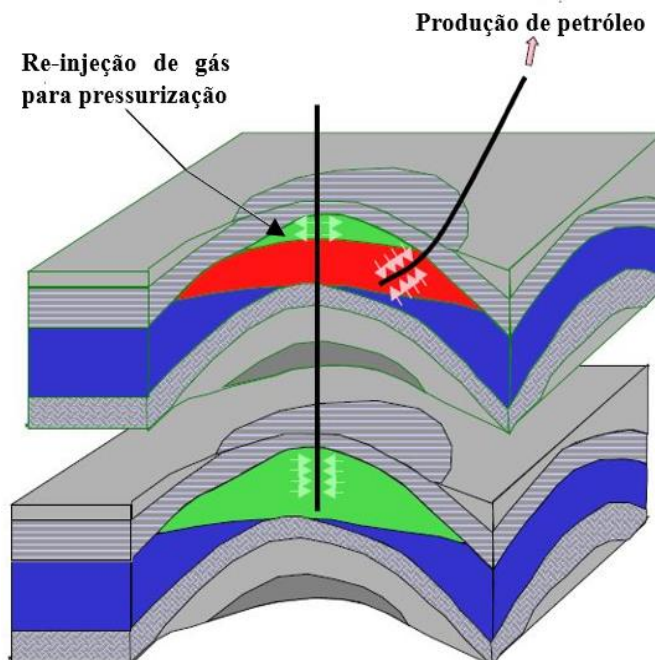


Adaptado de (ELLIS et al., 2010).

1.1.2.4 Transferência de fluidos

Os poços inteligentes podem conectar um reservatório de petróleo com uma área de gás ou água de alta pressão subjacente, onde os sensores de pressão e os dispositivos de controle de fluxo instalados no intervalo do injetor permitem a transferência dos fluidos da zona de alta pressão de forma controlada para pressurizar o reservatório de petróleo, fornecendo maior energia, aumentando a produção e melhorando a eficiência de varrido no reservatório (GLANDT, 2005; JASEN, 2001; YOUL; HARKOMOYO; FINLEY, 2010).

Figura 5. Injeção de gás de alta pressão em um reservatório de petróleo esgotado.

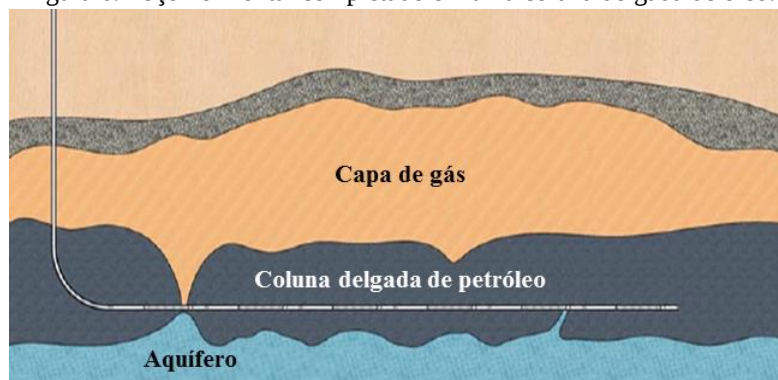


Adaptado de (JASEN, 2001).

1.1.2.5 Produção de reservatórios com colunas delgadas de óleo

Um poço completado em uma coluna delgada de óleo (espessura inferior a 10 m) entre o contato óleo-água e o contato gás-óleo pode sofrer uma irrupção antecipada de água e/ou gás no calcanhar do poço se as perdas de pressão em todo o comprimento do poço forem comparáveis ao *drawdown* na seção do calcanhar; a produção de óleo diminui abruptamente devido à quantidade excessiva de água e/ou gás, esse comportamento no fluxo de fluidos leva a um fechamento prematuro do poço. Uma implementação adequada de dispositivos de controle de fluxo no poço horizontal pode gerar perdas de pressão adicionais no fluido ao longo do poço com o objetivo de igualar a pressão dentro do tubo e melhorar o perfil de produção em todo o poço horizontal (DILIB et al., 2015; GLANDT, 2005).

Figura 6. Poço horizontal completado em uma coluna delgada de óleo.

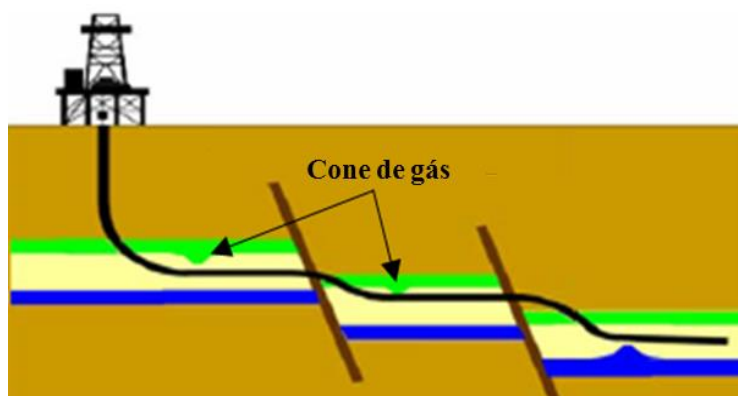


Adaptado de (AAKRE; HALVORSEN; WERSWICK, 2013).

1.1.2.6 Cone de gás

Ocorre quando o contato gás-óleo se move em direção ao poço como resultado da extração do óleo. Em um determinado momento na vida de produção, o contato gás-óleo atingirá o poço produtor e a irrupção do gás ocorrerá, fazendo a fase gasosa dominar a produção. A irrupção tem efeitos negativos, como danos a equipamentos que não suportam grandes quantidades de gás, o poço já não será economicamente viável, o reservatório se esgotará mais rápido perdendo instantaneamente sua energia. Os dispositivos de controle podem controlar a taxa de fluxo de produção em zonas onde há cone de gás, evitando assim a irrupção antecipada do gás e retardando a sua frente (LEEMHUIS et al., 2007).

Figura 7. Poço horizontal com vários cones ao longo do seu comprimento.



Adaptado de (LEEMHUIS et al., 2007).

1.2 Objetivos

O objetivo geral do trabalho é:

desenvolver modelos de poços inteligentes utilizando o módulo iSegWell (CMG, 2016a) do simulador comercial IMEX da CMG (CMG, 2016b) que possam ser utilizados em problemas de otimização de controle e implementados de forma eficaz em diversos cenários de produção obtendo resultados de acordo com situações realistas.

Os objetivos específicos são:

- Estudar estratégias e técnicas de processamento que permitam melhorar o desempenho de reservatórios com completações inteligentes.
- Otimizar o tamanho do orifício (trajetória dos controles) dos dispositivos instalados nos poços.
- Avaliar as condições de produção dos poços com dispositivos de controle de fluxo instalados em fundo.
- Avaliar o retorno econômico dos reservatórios com completações inteligentes.
- Criar uma base para o desenvolvimento de modelos de poços inteligentes que possam ser implementados em cenários mais complexos e situações mais realistas.

Esta pesquisa é feita com a intenção de estabelecer as bases para, em um futuro próximo, criar e otimizar políticas de controle para as aberturas dos dispositivos instalados em poços horizontais e verticais e que possam reagir no momento certo a condições inesperadas de produção, como a irrupção prematura de água ou gás, um aumento súbito desses fluidos indesejados, fluxo cruzado entre formações com diferentes características petrofísicas, etc., causadas por incertezas do reservatório perto do poço.

1.3 Metodologias

Esta pesquisa foi realizada com o propósito de modelar e simular completações inteligentes aplicadas a dois principais cenários, produção conjunta (misturada) de dois reservatórios separados por uma barreira de fluxo e um poço horizontal, usando o módulo iSegWell do simulador comercial IMEX da CMG. A primeira etapa do trabalho centrou-se em criar os modelos de simulação para representar os poços inteligentes e os dispositivos de controle de fluxo no simulador, bem como a forma de operá-los, definindo as propriedades determinísticas do reservatório, as características do poço, os parâmetros e os modelos de perda de pressão a usar nos dispositivos de fluxo para seu correto funcionamento. Dada a elevada dificuldade para encontrar nos trabalhos já realizados comandos específicos para definir e modelar completações inteligentes nos simuladores comerciais, esta etapa é de vital importância para o adequado desenvolvimento da presente pesquisa, isto porque na prática podem ser usados diferentes artifícios indiretos para representar completações inteligentes em poços de petróleo, como por exemplo, agrupar, dependendo das características petrofísicas, camadas ou células e realizar em cada grupo uma completação convencional independente, ou seja, vários poços completados em profundidades diferentes mas nas mesmas coordenadas espaciais assemelhando FCD. Esta dissertação emprega os comandos (palavras-chave)

desenvolvidos pela CMG para definir e representar FCD no módulo iSegWell e representar completações inteligentes no simulador IMEX.

A seguir, e depois de ter criado o modelo da completação inteligente para o simulador, é definido o problema que será otimizado, neste caso a função objetivo a maximizar é o valor presente líquido (VPL) do reservatório, que é uma função matemático-financeira usada para determinar o valor líquido de pagamentos futuros, e as variáveis do projeto a serem otimizadas são os diâmetros dos orifícios de cada FCD instalado no poço produtor, com intuito de representar a abertura característica do dispositivo por meio de modelos numéricos de queda de pressão, as variáveis são normalizadas para operar entre um valor mínimo e um valor máximo, que representam os valores limites de operação para o tamanho do orifício; as variáveis são normalizadas dividindo o diâmetro de cada dispositivo em determinado passo de tempo pelo valor do diâmetro máximo permitido para cada orifício. Na função objetivo do problema é implementado (adicionado) um novo termo correspondente a uma técnica de suavização, que tem como objetivo reduzir e controlar variações abruptas nas trajetórias de controle geradas por perturbações numéricas e condições de simulação quando o processo de otimização decide o valor da variável a ser usado em cada intervalo de tempo (ciclo de controle), basicamente a suavização funciona como uma penalidade aplicada às variáveis do projeto que controla a mudança no tamanho da variável, evitando que seja muito abrupta ao passar de um ciclo de controle para o outro (BIEGLER, 2010). Para otimizar o problema, o tempo final (tempo de concessão do projeto) é subdividido em ciclos de controle. Cada ciclo pode ter um tempo de duração fixo, relativo ou variável dependendo do caso e o cenário a ser estudado; em cada ciclo de controle uma avaliação das condições de produção do poço é feita pelo otimizador para decidir o tamanho de operação de cada orifício.

Nesta dissertação é adotada uma estratégia de otimização local, escolhendo o algoritmo de programação sequencial quadrática como algoritmo de programação matemática. Com o propósito de diminuir o elevado custo computacional devido às simulações numéricas e reduzir as perturbações numéricas (ruído numérico) é usada uma estratégia de aproximação no processo de otimização, neste sentido a função objetivo é avaliada por modelos substitutos. O modelo substituto é incorporado em um processo iterativo, que decompõe o problema original em vários subproblemas de otimização sequenciados, e cada subproblema é confinado em uma região pequena do espaço de projeto chamada de região de confiança. Este processo recebe o nome de otimização por aproximação sequencial (ALEXANDROV et al., 1998; ELDRED et al., 2004).

1.4 Revisão da literatura

Até o final da década de 1980, o monitoramento remoto geralmente era limitado aos transdutores de superfície ao redor da árvore de natal do poço e do estrangulador (*choke*), controle hidráulico remoto das válvulas de segurança subterrâneas e controle eletro-hidráulico das válvulas da árvore de natal. As primeiras operações assistidas por computador otimizaram a produção de óleo de um poço assistido por um sistema de elevação de gás, fazendo um controle remoto do estrangulador perto da árvore de natal, também ajudaram com o monitoramento do poço e o controle de poços com bombas (ROBINSON, 2003).

Vários estudos têm investigado o benefício de empregar completações inteligentes como uma solução a cenários de produção que podem ser complexos para os poços convencionais. Neste sentido, a seguir são apresentados trabalhos que foram feitos com o objetivo de demonstrar a eficiência dos poços inteligentes e com sua implementação melhorar tanto as condições de produção do reservatório como a recuperação final de óleo.

HOLMES; BARKVE & LUND (1998) simularam um dos primeiros modelos de um poço multisegmentado, onde o poço avançado é dividido em um número arbitrário de segmentos. E essa divisão depende do grau de precisão com que se modele o poço, neste sentido cada segmento tem uma união de saída que permite que possa ser conectado com um segmento vizinho na direção da cabeça do poço. O modelo foi implementado em um simulador de reservatórios *black-oil*. Se estudaram dois casos para avaliar o desempenho do modelo e para examinar os efeitos dos dispositivos de controle de fluxo nos dois tipos de poços. Os autores concluíram que os modelos de poços multisegmentados são adequados para modelar poços avançados inteligentes em simuladores de reservatórios, devido a que podem determinar as vazões e a variação da pressão ao longo do poço, além de proporcionar um tratamento mais preciso do fluxo cruzado e o fluxo multifásico. O modelo pode ser facilmente adaptado para lidar com poços multilaterais, e os segmentos podem ser configurados para representar uma gama de dispositivos de controle de fluxo.

RESTER et al., (1999) estudaram a aplicação dos poços inteligentes em um campo do Golfo do México. O campo compreende reservatórios isolados de areias com canais de turbidita, que são de tamanho insuficiente para manter uma quantidade de produção desejável quando produzir individualmente. Eles demonstraram que produzir os reservatórios simultaneamente com completações inteligentes aumentou a recuperação final de óleo do campo. No entanto, eles não descreveram as propriedades dos reservatórios explorados; nem descreveram as propriedades dos fluidos do reservatório, principalmente a mobilidade relativa. Estes podem ter um efeito significativo na aplicação da tecnologia.

LIE & WALLACE (2000) investigaram a aplicação de poços inteligentes no campo de Gullfaks, no mar da Noruega, onde os poços produzem a partir de vários reservatórios isolados. Eles demonstraram que os poços inteligentes permitiram a produção combinada de reservatórios com pressões e propriedades de fluxo muito diferentes, juntamente com o monitoramento da produção de cada um. Isso evitou a perfuração de poços separados voltados para diferentes reservatórios.

ARMSTRONG & JACKSON (2001) concentraram seus esforços em estudar o uso de completações inteligentes para monitorar e otimizar a produção de poços contendo um único tubo de produção, mas completados em várias zonas produtoras do reservatório, sob um programa de injeção de água. Inicialmente estudaram a aplicação das completações inteligentes em um modelo sintético simples: um único poço produzindo a partir de duas zonas isoladas homogêneas horizontais de igual volume e porosidade, mas diferente permeabilidade, separadas por uma camada impermeável, com um poço injetando água. Eles encontraram que o método ideal para produzir a partir de múltiplas zonas produtoras é empregar a completação inteligente para restringir a produção das zonas de alta permeabilidade, o que resulta em uma irrupção da água mais sincronizada ao longo do poço produtor. Isso serve para acelerar e/ou

aumentar a produção, para otimizar a eficiência de varrido (deslocamento do óleo) e para retardar a irrupção de água nas zonas mais permeáveis. Depois aplicaram esse conhecimento ao campo petrolífero Maureen, localizado no Mar do Norte, UKCS. O Campo Maureen foi depositado no ambiente marinho profundo e está composto de canais submarinos e areias de baixa qualidade, separadas por folhelhos de extensão lateral variável. Neste caso os resultados mostraram que a tecnologia usada não acelerou, nem aumentou a produção de qualquer um dos poços com completação inteligente, porque o óleo é simplesmente deslocado para a área de influência de outros poços produtores próximos. Isso sugere que as completações inteligentes têm melhor funcionamento quando são empregadas para controlar a produção de poços que estão isolados ou distantes de outros produtores. Por conseguinte, é necessário ter precaução ao identificar poços candidatos para a implementação dessa tecnologia, uma vez que a produção pode ser reduzida em vez de melhorada.

SUN; KONOPCZYNSKI & AJAYI (2006) estudaram e propuseram uma técnica que integra os dados de pressão e temperatura coletados em tempo real e serve para prever e alocar a produção multifásica de fluidos em um sistema de poços inteligentes de múltiplas zonas. A técnica combina o conhecimento da posição das válvulas de controle de intervalo zonal (*interval control valve*, ICV) instaladas no poço, os dados de pressão e temperatura medidos em tempo real, os dados de produção disponíveis e as propriedades dos fluidos do reservatório, para estimar a taxa de produção de cada zona usando modelos de desempenho de uma ICV tipo estrangulador. Para demonstrar o funcionamento de dita técnica foi avaliado um sistema de produção inteligente de duas zonas com produção de várias fases. Duas ICV são instaladas para controlar a distribuição de produção dos fluidos de duas zonas produtoras do reservatório; cada ICV instalado tem dez posições disponíveis para o controle do fluxo. Nesta completação, um sistema de medição (sensores) foi instalado acima do ICV da zona superior. O sistema de sensores mede em tempo real os dados de pressão e temperatura do espaço anular do poço e do tubo de produção. Os resultados mostram que ao usar os dados de produção coletados em superfície, por exemplo, a relação gás/óleo (GOR), a relação água/óleo (WOR), a gravidade API do óleo, a gravidade específica do gás, e dados de pressão e temperatura medidos em tempo real junto com a técnica do modelo multifásico desenvolvida pode-se efetivamente lidar e prever a produção de cada fase através da ICV, além de resolver o problema da alocação de fluxo do sistema de produção simultânea de várias zonas no reservatório.

EMERICK & PORTELLA (2007) implementaram um método para otimizar a produção em poços inteligentes variando as configurações das válvulas de controle de fluxo instaladas em poços usando um algoritmo de otimização acoplado a simuladores de fluxo comercial; a otimização é baseada em métodos de busca direta. O algoritmo de otimização foi aplicado em dois campos offshore brasileiros reais para quantificar o benefício dos poços inteligentes. O primeiro foi um campo de águas profundas localizado na bacia de Campos, o qual tem um bloco na seção sul do campo isolado hidraulicamente do resto do campo. Neste bloco foram desenvolvidos cinco poços, três poços produtores e dois injetores, completados em duas zonas produtoras com contrastes altos de permeabilidade. Dos cinco poços, três poços horizontais foram completados com sistemas inteligentes, dois produtores e um injetor. Neste caso, diferentes cenários de produção foram analisados variando o tipo de válvula instalada no poço, usando desde válvulas com apenas duas posições, aberto/fechado, até válvulas de

múltiplas posições (dez posições). Os resultados obtidos para esse caso mostraram que os poços inteligentes usados nos diversos cenários incrementaram o fator de recuperação final de óleo e reduziram a produção e a injeção de água em comparação com poços convencionais. O segundo campo pertence à bacia de Potiguar, o campo possui quinze poços dos quais nove poços produtores têm válvulas binárias instaladas e seis poços injetores de água possuem válvulas de seis posições. Os poços produzem e injetam em duas ou três zonas do reservatório. Os resultados obtidos mostram um incremento significativo na produção cumulativa esperada de óleo

CULLICK & SUKKESTAD (2010) usaram um simulador de fluxo numérico para realizar uma análise sistemática das condições de produção obtidas quando em diversos cenários são implementadas completações inteligentes. As estratégias de produção foram aplicadas a um poço horizontal longo, um poço multilateral e múltiplos poços verticais para avaliar a recuperação final de óleo, estudar o impacto da falha de uma ou mais válvulas de controle na produção e no desempenho do poço, estudar o impacto das incertezas do reservatório sobre o desempenho dos poços e da produção, criar práticas operacionais mais efetivas e comparar os esquemas de controle ótimo versus controle fixo. Duas estratégias de controle foram investigadas e comparadas: uma política fixa, operação reativa onde um valor limite para o corte de água é fixado. O procedimento verifica o corte de água em cada passo de tempo, se o limite for atingido ou excedido, a configuração da válvula será reduzida em uma unidade; e uma política flexível, estratégia otimizada onde um conjunto de limites e restrições para cada parâmetro são fornecidos para procurar a configuração ótima da válvula que melhore as condições de produção. O trabalho valida e implementa uma metodologia usando análises baseadas em simulações e procedimentos automatizados para otimizar as estratégias de controle das válvulas. Como resultado a produção de óleo foi maximizada, enquanto a produção de água foi reduzida e mais bem gerenciada. O trabalho mostra que a política operacional fixa foi menos efetiva que a política flexível com otimização. A política flexível obteve a maior produção de óleo e a menor produção de água comparado com os resultados da estratégia fixa de produção. O trabalho também demonstrou que as completações inteligentes podem mitigar as condições adversas de produção geradas pelas incertezas do reservatório. Qualquer falha em uma das válvulas pode ser parcialmente mitigada através da operação das outras válvulas no poço.

NAGIB; EZUKA & NASR (2011) apresentam os resultados de simular poços multilaterais inteligentes usados para produzir óleo e gás simultaneamente do mesmo poço em um reservatório com uma coluna delgada de óleo, e fornecem informações sobre a redução do excesso de fluidos indesejados durante a produção de óleo e gás usando a tecnologia de poços inteligentes, incluindo a relação custo/benefício. A estratégia desenvolvida está focada em mostrar o alto impacto sobre a produção e o patrimônio do campo que tem de usar um ou outro tipo de poço. Para este trabalho o modelo de simulação de reservatório foi usado para avaliar o desempenho de poços convencionais horizontais e o desempenho de poços inteligentes multilaterais. Neste caso foi estudado o reservatório IKU6, que é um reservatório com uma coluna delgada de óleo pertencente ao campo Ekeh localizado na bacia Niger Delta da Nigéria. Um desenvolvimento convencional para o reservatório foi realizado com um poço de petróleo horizontal e um poço de gás horizontal usando uma estratégia de produção sequencial. O desempenho do poço de petróleo foi muito pobre por causa de uma irrupção prematura de água,

sendo o fator de recuperação de 1,5%; a frente de água rapidamente invadiu o comprimento do poço horizontal de petróleo. O poço de gás retoma depois que o poço de petróleo foi fechado, mostrando que a estratégia de produção sequencial dá um fator de recuperação do gás de 40%. Na estratégia de poços inteligentes multilaterais, um duplo poço lateral foi utilizado para desenvolver o reservatório; um poço lateral horizontal foi completado na parte superior do reservatório para produzir a capa de gás e servir como uma instalação automática de elevação de gás. Uma válvula de controle de fluxo (*inflow control valve*, ICV) é usada para controlar a produção de gás e regular a quantidade de gás usado para o levantamento do óleo de baixa API proveniente da coluna delgada. Um outro poço lateral foi equipado com dispositivos de controle de fluxo (*inflow control device*, ICD) pré-configurados. Este lateral foi completado acima do contato óleo-água com o objetivo de produzir o óleo da coluna delgada. Os ICD otimizam a dinâmica da frente de água no poço horizontal, reduzindo a queda de pressão no calcanhar do poço e aumentando-a na ponta do poço, evitando uma irrupção prematura de água. Usando poços inteligentes o fator de recuperação de óleo foi de 44% e o fator de recuperação do gás foi de 79%. O projeto foi avaliado economicamente usando o modelo de regime fiscal de royalties para calcular o fluxo de caixa do reservatório. Como resultado, foi obtido um tempo de pagamento mais curto e um VPL maior para o caso de poços inteligentes multilaterais comparado com os poços horizontais convencionais. No momento de comparar a taxa interna de retorno (TIR), o projeto desenvolvido com poços horizontais convencionais não consegue reembolsar o custo do financiamento, enquanto que o cenário com poços multilaterais inteligentes foi o melhor caso para o desenvolvimento do reservatório porque fornece uma TIR de 75%.

DILIB & JACKSON (2013) investigaram se as estratégias simples de controle de ciclo-fechado (*closed-loop feedback*), com base na retroalimentação direta entre as configurações das ICV e as medidas de superfície ou de poço, podem melhorar o VPL do poço e mitigar a incerteza do reservatório. Eles desenvolveram uma estratégia de retroalimentação geral que contém uma série de parâmetros ajustáveis e que otimiza o valor desses parâmetros usando previsões do modelo de reservatório. Também testaram a robustez dos algoritmos de controle de retroalimentação direta desenvolvidos contra o comportamento inesperado do reservatório. Eles investigaram três estratégias de controle de retroalimentação direta; a primeira estratégia de controle que foi investigada corresponde a uma abordagem de ciclo-aberto usando FCD para equilibrar o perfil de fluxo ao longo do poço. Os dispositivos são dimensionados e configurados antes da instalação no poço. A segunda e a terceira estratégia são de ciclo-fechado e usam ICV que podem ser controladas desde a superfície; a segunda estratégia utiliza ICV tipo abre/fecha simples, que são abertas ou fechadas de acordo com as medições em cabeça de poço da vazão de líquido e o corte de água, e as taxas de velocidade e de vazão individuais obtidas usando testes de poços zonais; a terceira estratégia usa ICV variáveis que são abertas ou fechadas de acordo com o corte de água do poço, a taxa de fluxo, a vazão do poço e medições de fase obtidas *in-situ*. Todas as estratégias foram testadas em um reservatório de arenito que representa um reservatório de uma coluna de óleo delgada, e que contém folhelhos intercalados lateralmente descontínuos que reduzem a permeabilidade vertical efetiva. O reservatório tem um único poço horizontal de 2.900 ft (883,9 m) de comprimento. Os autores mostraram que a estratégia de controle de ciclo-fechado com base na

retroalimentação direta entre o monitoramento do reservatório e as configurações da válvula de fluxo pode produzir ganhos do VPL próximos ao ótimo em comparação com a produção não controlada, mesmo que o reservatório não se comporte como o previsto. A vantagem do controle de retroalimentação direta é que as configurações de entrada não dependem diretamente das previsões do modelo. Eles também demonstraram que o controle de ciclo-aberto gera menores ganhos do VPL em comparação com os métodos de ciclo-fechado, e é uma estratégia mais arriscada porque o comportamento imprevisto do reservatório pode levar a retornos negativos. Neste caso, o controle de retroalimentação de ciclo-fechado pode mitigar o comportamento incerto do reservatório, mesmo quando isso está fora do alcance das previsões do modelo.

CHUEN et al., (2017) construíram um otimizador para alocar parâmetros do reservatório, como o índice de produtividade zonal (PI) e o corte de água (WC) em poços inteligentes e determinar a configuração ótima para as áreas de fluxo das válvulas de controle de fluxo (*flow control valve*, FCV) que maximizarão a produção de óleo. Toda a estratégia de otimização foi construída usando dados de medidores de fundo de poço e simuladores comerciais de modelamento de poços e de fluxo. O algoritmo incorporado alocará o PI e o WC para combinar dados simulados por um modelo de poço com dados reais dos equipamentos de campo com o menor erro possível. Uma vez que o PI e o WC de cada camada são conhecidos, as configurações da área de fluxo das FCV podem ser configuradas para melhorar a produção de óleo. A partir de um teste piloto em um poço, o otimizador ajudou com sucesso aos engenheiros a aumentar a produção de óleo de 300 a 400 bopd em dois meses, mantendo um aumento contínuo, ainda que sustentável, do WC de 11%, sem custos de intervenção ou adiamentos. Conhecer o PI e o WC permite que os engenheiros elaborem estratégias de produção para um gerenciamento ótimo de reservatórios específicos e para cada camada produtora, melhorando assim o mecanismo de monitoramento e produção do reservatório.

A presente pesquisa faz uso do módulo iSegWell do simulador de reservatórios IMEX da CMG para modelar e simular poços segmentados com FCD, implementado ditos poços em dois modelos diferentes, a produção conjunta e simultânea de duas zonas separadas hidraulicamente por meio de um único poço, e a produção de um reservatório subdividido em três regiões de distintas permeabilidades mediante um poço horizontal segmentado. O controle dos dispositivos é feito através da variação do diâmetro do orifício, variando apropriadamente o modelo numérico de queda de pressão associado a cada dispositivo e em cada ciclo de controle. A variação está baseada em um processo de otimização local que determina os tamanhos de operação dos orifícios de acordo com as condições de produção no poço produtor; tudo isto para evitar usar múltiplos poços localizados nas mesmas coordenadas espaciais, assemelhando equipamentos de controle de fluxo. Como consequência dos inconvenientes que surgem naturalmente de implementar processos de simulação numérica, como perturbações e ruídos numéricos que geram variações não idôneas nas variáveis de projeto, são implementadas na metodologia de otimização uma técnica de suavização para controlar ditas mudanças bruscas, bem como várias estratégias relacionadas aos ciclos de controle para acelerar a produção do reservatório e melhorar as condições de produção.

1.5 Organização do trabalho

O presente trabalho, além do capítulo introdutório, está composto de mais cinco capítulos. A descrição e organização do conteúdo de cada capítulo é apresentada a seguir:

No capítulo 2 são apresentados os fundamentos teóricos e as definições dos dispositivos de controle de fluxo, seu funcionamento, componentes e tecnologia, e o modelo de perda de pressão usado nesta pesquisa.

No capítulo 3 estão descritos os simuladores usados para modelar os diferentes cenários onde são usados os poços inteligentes, IMEX e iSegWell, além do mecanismo usado para definir, modelar e controlar os dispositivos de fluxo no poço produtor.

No capítulo 4 é formulado o problema a ser otimizado e são descritas as metodologias usadas para criação de modelos substitutos e as estratégias de otimização empregadas para resolução dos problemas analisados na dissertação.

No capítulo 5 são apresentados os modelos de reservatório, configuração de poços, e os parâmetros usados para os dispositivos de controle de fluxo nos casos estudados, assim como os resultados obtidos das otimizações para os diferentes cenários de produção avaliados.

No capítulo 6 são expostas as conclusões obtidas a partir dos resultados conseguidos ao otimizar as trajetórias de controle dos dispositivos de fluxo, junto com as sugestões para trabalhos futuros que possam enriquecer e aportar avanço significativo a esta pesquisa.

2 EQUIPAMENTOS DE CONTROLE DE FLUXO

Atualmente existem diversos equipamentos destinados ao controle de fluxo no fundo do poço; as três principais tecnologias são os dispositivos de controle de fluxo (*flow control device*, FCD), as válvulas de controle de fluxo (*inflow control valve*, ICV) e os dispositivos de controle de fluxo autônomos (*autonomous inflow control device*, AICD). Enquanto os FCD são restrições de fluxo passivos dimensionados e configurados antes de ser instalados no poço, as ICV são equipamentos ativos que são operadas remotamente da superfície por meio de um sistema hidráulico, elétrico ou eletro-hidráulico para mudar sua área de fluxo. Já os AICD são equipamentos que têm a capacidade de distinguir entre fluidos, e baseados na viscosidade e densidade podem ajudar a controlar e diminuir a produção de água ou gás, depois de acontecida a irrupção desses fluidos. Neste capítulo da dissertação serão descritas as três principais tecnologias usadas para controlar o fluxo no fundo do poço, FCD, ICV e AICD, suas características e principais funções.

2.1 Dispositivos de controle de fluxo – FCD

Um FCD é uma restrição de fluxo passiva conectada a um filtro (tela) de areia (*sand screen*) usada para controlar e redistribuir o fluxo de fluidos (vazão por unidade de comprimento) na completação do poço, causando quedas de pressão adicionais no fluido entre a face da formação e o tubo de produção (AL-KHELAIWI et al., 2010; GIMRE, 2012; TODMAN; WOOD; JACKSON, 2017). O princípio do FCD é restringir a vazão dos fluidos criando uma queda de pressão adicional no fluido que vai ingressar no tubo de produção. São as diferenças na física do fluxo dos fluidos do reservatório e a restrição de fluxo do FCD que dá sua capacidade de igualar o fluxo ao longo de uma seção ou do comprimento total do poço (AADNOY; HARELAND, 2009; GIMRE, 2012; MARZOOQI et al., 2010; MOEN; ASHEIM, 2008).

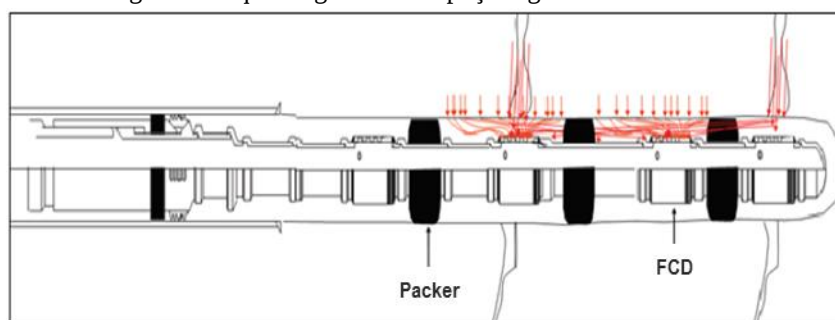
O dimensionamento e a configuração do dispositivo, assim como o tamanho da restrição de fluxo do FCD são definidos antes ou no momento de realizar a completação do poço. Atualmente, não é possível alterar os parâmetros nem a configuração da restrição de fluxo após a instalação sem realizar uma intervenção no poço. Apesar disso, os FCD foram instalados em centenas de poços nos últimos anos, e agora são considerados uma tecnologia madura de completação de poços.

A primeira instalação foi introduzida em 1998 no campo Troll operado pela Norsk Hydro. Os FCD foram instalados em poços horizontais para melhorar seu desempenho. A ideia inicial foi um FCD com canais em forma de labirinto projetado para alcançar quedas de pressão sucessivas. O FCD foi então melhorado, passando a um FCD tipo canal helicoidal com quedas de pressão contínuas evitando possíveis erosões ao ter uma menor velocidade do fluido e uma maior área de fluxo. O primeiro FCD helicoidal foi projetado para reduzir o efeito calcanhar/ponta do poço nos poços horizontais. Mais tarde, era evidente que o FCD com um isolamento anular apropriado através de *packers* não só lida com o efeito calcanhar/ponta do poço, mas também é capaz de mitigar problemas relacionados às heterogeneidades do reservatório, seja permeabilidade ou pressão. O FCD tipo canal helicoidal é um dispositivo

amplamente usado a nível mundial com mais de 770 poços fazendo uso deste equipamento em todo o mundo (AL-KHELAIWI et al., 2010; GIMRE, 2012; MARZOOQI et al., 2010).

Os dois principais objetivos dos FCD são reduzir o efeito calcanhar/ponta do poço e equalizar a produtividade ao longo de um poço horizontal. Os FCD reduzem o *drawdown* das secções de alta permeabilidade e/ou alta pressão enquanto aumentam o *drawdown* em zonas com baixa permeabilidade e/ou baixa pressão. Os FCD criam uma queda de pressão dependente da vazão na completação do poço para compensar a perda de pressão por fricção no tubo e as variações no *drawdown* através da formação ao longo do poço horizontal. Os FCD são comumente usados na injeção de água em poços horizontais, onde criam uma distribuição uniforme de fluxo no reservatório (AADNOY; HARELAND, 2009; GIMRE, 2012; LEAST et al., 2013; MARZOOQI et al., 2010; MOEN; ASHEIM, 2008). Os FCD também são usados para equalizar o fluxo de fluidos em poços laterais horizontais (ABDELFAHATTAH; FISHER; SNITKOFF, 2016). Na Fig. 8 é apresentado um esquema geral de uma completação de poço com FCD.

Figura 8. Esquema geral de um poço segmentado com FCD.

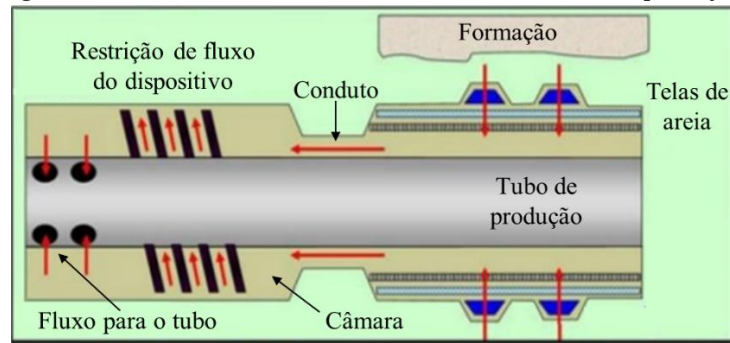


Fonte: (MARZOOQI et al., 2010).

2.1.1 Mecanismo dos FCD

O óleo vem do reservatório e entra no anular do poço, do anular continua seu caminho até entrar no dispositivo através dos filtros de areia, o óleo flui por meio do filtro para um conduto que se encontra ao longo do tubo base do equipamento. Depois de passar pelo conduto chega a uma câmara antes de atravessar a restrição de fluxo do equipamento, depois de passar pela restrição, o óleo ingressa no interior do tubo de produção por meio de uma série de grandes orifícios, dependendo da configuração e a tecnologia do FCD (AADNOY; HARELAND, 2009); a restrição é a que controla o perfil de fluxo e as principais quedas de pressão do fluido. Neste sentido, o caminho do fluxo é ligado a uma série de quedas de pressão como pode-se ver na Fig. 9, então pode ser dividido em cinco principais componentes diferentes: os filtros (telas) de areia externos, o conduto embaixo do filtro de areia, a câmara, a restrição de fluxo e os orifícios através do revestimento interno do dispositivo.

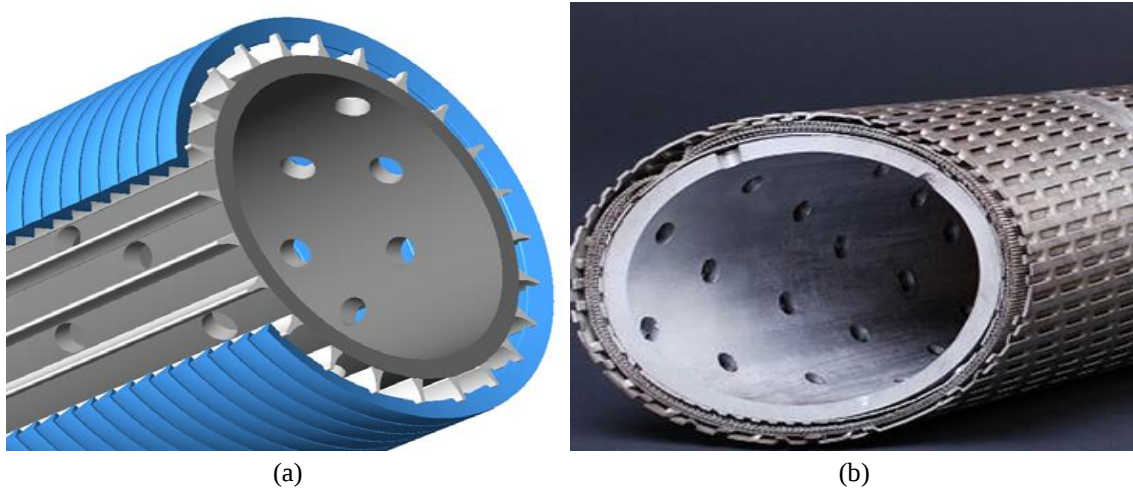
Figura 9. Percurso do fluxo de fluidos através do sistema de produção.



2.1.1.1 Filtro externo de areia

É o primeiro componente que o fluxo atravessa para chegar ao interior do FCD, se encontra quase em contato com a face da formação. É uma tela feita por fio de aço enrolado e soldado em um conjunto de pinos (hastes) axiais que circundam o tubo base formando entalhes que permitem o fluxo, como mostrado na Fig. 10. Pelo geral, cada ranhura é uma abertura retangular. A queda de pressão é modelada como um fluxo laminar entre duas placas (AADNOY; HARELAND, 2009).

Figura 10. Filtros (Telas) de areia.



(a) Fonte: (MOEN; ASHEIM, 2008). (b) Fonte: (JIXING, 2012).

2.1.1.2 Conduto embaixo do filtro

Há duas complexidades em relação com a queda de pressão no conduto; primeiramente, o fluxo axial através do conduto em direção à restrição do FCD, fazendo que em qualquer ponto, o fluxo seja um fluxo cumulativo montante das aberturas da tela, aumentando o fluxo de uma extremidade do conduto para a outra. A segunda complexidade é a forma do conduto, dado que é um retângulo, é necessário definir um raio hidráulico equivalente que permita usar o modelo de fluxo para condutos circulares (AADNOY; HARELAND, 2009; BOURGOYNE et al., 1986).

2.1.1.3 Câmara

Antes do fluido escoar através da restrição, deve atravessar uma câmara. A câmara é relativamente grande o que significa que a velocidade é pequena, permitindo desprezar a queda de pressão através dela (AADNOY; HARELAND, 2009; GIMRE, 2012).

2.1.1.4 Restrição de fluxo

É o principal componente dos FCD, dado que permite controlar o perfil de fluxo e fornece a maior queda de pressão ao fluido, sendo de vital importância a escolha e projeto da restrição dependendo das condições de produção e a queda de pressão desejadas. Na seguinte seção do capítulo serão discutidos os diferentes tipos de restrição desenvolvidas para os FCD.

2.1.1.5 Orifícios do revestimento interno

São o ultimo componente que tem que atravessar o fluido antes de entrar no tubo de produção. A queda de pressão pode ser desprezada nos orifícios (AADNOY; HARELAND, 2009; GIMRE, 2012).

2.1.2 Tecnologia FCD

Nesta seção do capítulo serão descritas, em termos gerais, as principais restrições desenvolvidas para equipamentos FCD. Existem na atualidade vários tipos de FCD que recebem o nome dependendo do tipo de restrição que possuem. Cada empresa fabricante pode ter uma configuração e até um projeto diferente para um mesmo tipo de FCD, mas o princípio físico envolvido é o mesmo para esses diferentes modelos. São três as principais tecnologias desenvolvidas para os FCD: FCD tipo orifício/bico que são dispositivos restritivos; FCD de canal helicoidal que geram a queda de pressão mediante fricção; e FCD híbrido que é a combinação de restrição, fricção e caminho tortuoso.

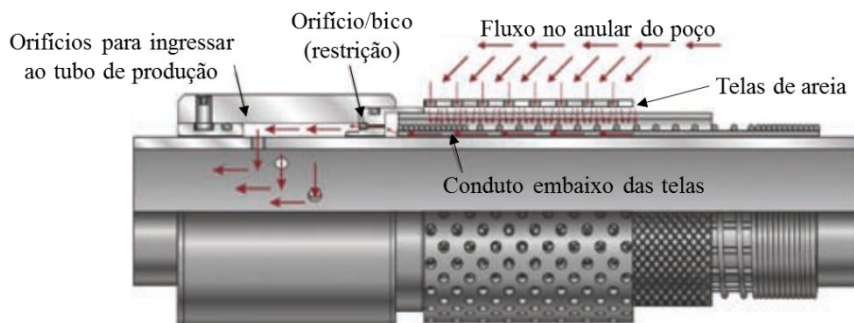
Os FCD são instalados junto com equipamentos de controle de areia, como telas de areia, *gravel pack* ou filtros de detritos, dependendo das características de compactação da rocha, equipamentos de isolamento anular de fluxo (*packers*), também podem ser instalados tubos sem perfurações usados para isolar zonas altamente fraturadas ou com alto conteúdo de folhelhos (AL-KHELAIWI et al., 2010; GIMRE, 2012; MOEN; ASHEIM, 2008).

2.1.2.1 FCD tipo orifício ou bico

Os orifícios no dispositivo criam resistência à pressão, fornecendo a principal queda de pressão ao fluido. O fluido que passa através do filtro de areia é coletado em uma câmara onde um conjunto de bicos pré-configurados controla o fluxo de fluido da câmara para o interior do tubo (MORADI; ZAREI; AKBARI, 2015). O número e o diâmetro de orifício são escolhidos em base na queda de pressão desejada em todo o dispositivo para uma vazão específica. A queda de pressão é altamente dependente da densidade e a velocidade do fluido, mas menos dependente da viscosidade quando é projetado o fluxo de fluidos para vários orifícios (AL-KHELAIWI; DAVIES, 2007). O dispositivo emprega múltiplos orifícios de diâmetro e características de fluxo conhecidas para produzir a pressão diferencial necessária para equalizar

o fluxo (AADNOY; HARELAND, 2009; MORADI; ZAREI; AKBARI, 2015; TORBERGSEN, 2010). Na Fig. 11 e na Fig. 12 são apresentados os esquemas de um FCD tipo orifício.

Figura 11. FCD tipo orifício/bico.

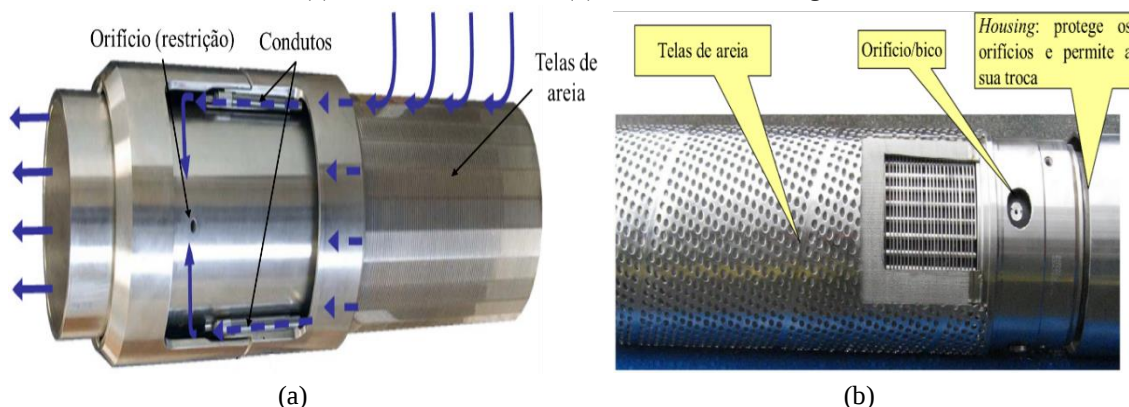


Adaptado de (AADNOY; HARELAND, 2009).

Este método força ao fluido passar de uma área maior através de orifícios de pequeno diâmetro, isso cria uma resistência ao fluxo. A mudança de pressão durante o fluxo é o que permite que o FCD funcione. Ao reduzir o número de orifícios abertos, os diferentes valores de resistência à pressão são alcançados (AADNOY; HARELAND, 2009; TORBERGSEN, 2010).

Figura 12. FCD tipo orifício.

(a) FCD de Halliburton. (b) FCD de Schlumberger.



(a)

(b)

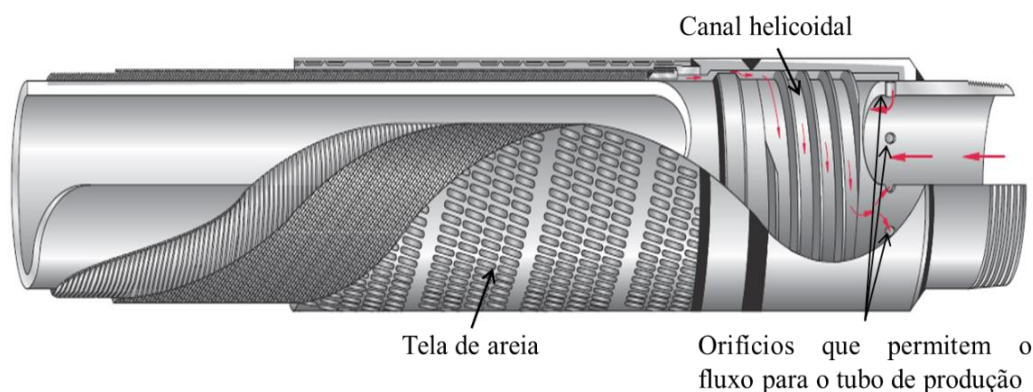
Adaptado de (TORBERGSEN, 2010).

2.1.2.2 FCD tipo canal helicoidal

O FCD de tipo canal usa fricção superficial para gerar uma queda de pressão. O desenvolvimento do FCD helicoidal foi feito como uma modificação no FCD tipo labirinto original. O FCD usa uma série de canais helicoidais com diâmetros e comprimentos predefinidos, Fig. 13, para impor uma pressão diferencial específica a uma vazão de fluxo determinada. Ao produzir, o fluido vem da formação e chega ao espaço anular do poço, entra na tela de areia (filtro de areia) montada sobre um revestimento interno do FCD, em seguida, flui ao longo do conduto embaixo das telas para a câmara do FCD onde o número escolhido de canais impõe a restrição desejada antes do fluido ingressar no interior do tubo de produção. Isso pode ser feito através de furos de diâmetro predefinido. O FCD tipo canal está disponível com várias classificações de resistência ao fluxo. Essas classificações são baseadas no diâmetro, comprimento e número de canais incorporados no dispositivo. Neste FCD, a queda de pressão

ocorre durante um intervalo mais longo em comparação com o FCD do tipo orifício. Essa vantagem contribuirá para reduzir a possibilidade de erosão das portas da restrição; mas, por outro lado, este dispositivo depende da fricção para criar uma pressão diferencial além do efeito da aceleração do fluido (AL-KHELAIWI; DAVIES, 2007; AUGUSTINE, 2002; BIRCHENKO; MURADOV; DAVIES, 2010; GARCIA; CORONADO; GAVIOLI, 2009; TORBERGSEN, 2010).

Figura 13. FCD do tipo canal helicoidal.



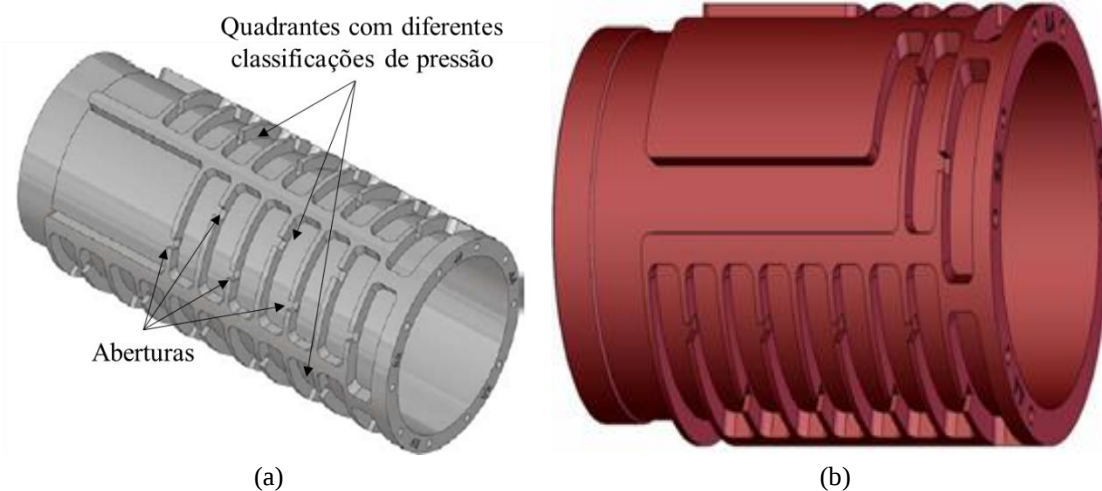
Adaptado de (BIRCHENKO; MURADOV; DAVIES, 2010).

2.1.2.3 FCD híbrido

O FCD híbrido possui uma série de passagens de fluxo é uma configuração de labirinto como pode ser visto na Fig. 14.

A geometria utilizada neste dispositivo é menos sensível à erosão e mantém a área de fluxo do FCD helicoidal. O mecanismo primário de queda de pressão é restritivo, mas em uma configuração distributiva. O FCD é uma combinação do FCD tipo canal helicoidal e do FCD tipo orifício. Os hidrocarbonetos fluem através de um conjunto de compartimentos que estão ligados com bicos pequenos como aberturas. As aberturas são configuradas em um projeto escalonado que faz com que o fluxo mude de direção ao passar pelas aberturas, reduzindo assim a velocidade através do FCD. Este projeto tem uma baixa velocidade e a queda de pressão controlada é ajustável em termos de quantos compartimentos estão abertos ao fluxo. O FCD híbrido é configurado com quatro possíveis caminhos de fluxo, quadrantes, e o quadrante mais adequado para a queda de pressão desejada é selecionado. Os quadrantes têm diferentes classificações de pressão, e a seleção é feita com base em simulações. Neste FCD, também é incorporado uma característica de ajuste simples capaz de alterar a resistência ao fluxo imediatamente antes de funcionar no poço; isto é, se houver descobertas nos dados coletados durante a perfuração que indiquem que há uma necessidade de alterar a resistência ao fluxo (ABDELFAH; FISHER; SNITKOFF, 2016; GARCIA; CORONADO; GAVIOLI, 2009; GARCIA et al., 2009; RATTERMAN; VOLL; AUGUSTINE, 2005; TORBERGSEN, 2010).

Figura 14. FCD híbrido ou do tipo labirinto.



(a) Adaptado de (GARCIA; CORONADO; GAVIOLI, 2009). (b) Fonte: (ABDELFATTAH; FISHER; SNITKOFF, 2016).

Os FCD antes referidos também possuem algumas limitações. O fluxo através do FCD depende da queda de pressão, e a queda de pressão é proporcional à densidade e ao quadrado da vazão de fluxo, fazendo que seja altamente dependente das propriedades do fluido. Todo o sistema de fluxo nos FCD pode ser resumido da seguinte forma: o fluxo do reservatório que chega ao sistema da completação é geralmente laminar; o fluxo através do FCD é turbulento; se é um poço horizontal, então será fluxo cumulativo desde a ponta do poço até o calcanhar; este fluxo é laminar na ponta, mas muitas vezes turbulento no calcanhar, o grau de turbulência diminuirá com a depleção do reservatório. O FCD não pode manter fluxo constante com o esgotamento do reservatório. Este fluxo de mudança é o resultado da natureza não linear do sistema de fluxo e porque a turbulência na seção horizontal diminui com a depleção (AADNOY; HARELAND, 2009).

2.2 Válvulas de controle de fluxo – ICV

No começo, as válvulas de controle de fluxo da completação inteligente estavam baseadas na tecnologia usada por válvulas mecânicas *sliding-sleeves* operadas por cabo e usadas para o fechamento seletivo de zonas com produção de água indesejada ou excessiva; estas válvulas foram configuradas para fornecer inicialmente duas posições, aberto/fechado, e demonstraram ser muito robustas, mas há limitações relacionadas a seu uso; é necessário fazer uma operação de intervenção para abrir ou fechar as *sliding-sleeves* (ERLANDSEN; OMDAL, 2008; ROBINSON, 2003). A primeira geração de ICV foi projetada como uma válvula de restrição com quatro posições que fazia uso de um sistema hidráulico, elétrico ou eletro-hidráulico para mudar de uma posição a outra. Isto permitiu ter só quatro possíveis configurações, totalmente aberta, fechada, e duas posições intermediárias. As válvulas controlavam a comunicação entre o tubo de produção e o anular do poço. As primeiras aplicações das ICV foram controlar a produção conjunta e simultânea de múltiplos reservatórios através de um único conduto de fluxo. O desenvolvimento adicional resultou em ICV com infinitas posições (variação contínua) resistentes à erosão e configuradas para trabalhar em cenários de alta pressão e alta temperatura (HP-HT) o que permite projetar ICV com o número

de posições necessárias em cada caso particular (BARRETO; BOTECHIA; SCHIOZER, 2014; ERLANDSEN; OMDAL, 2008; GIMRE, 2012; WILLIAMSON; BOULDIN; PURKIS, 2000).

Os principais objetivos para ser considerados na hora de projetar e trabalhar com ICV são (DAS; AL-ENEZI, 2014; RAHMAN; ALLEN; BHAT, 2012; ZAREA; ZHU, 2011):

- Regular a produção de cada zona do reservatório ou de cada lateral do poço multilateral inteligente.
- Manter um equilíbrio na pressão durante a operação para garantir a integridade dos componentes, do poço e da operação mesma.
- Quantificar as características de fluxo
- Gerenciar o perfil de fluxo no poço para alcançar uma eficiência de varrido mais uniforme e maximizar a recuperação do óleo.
- Atrasar a irrupção de água ou gás e eliminar o fluxo cruzado entre laterais do poço multilateral inteligente.
- Maximizar a produção de óleo e minimizar a produção de água.
- Manter a integridade da completação em relação a esforços de tensão e compressão.
- Gerenciamento de incertezas relacionadas à produção e condições do reservatório.
- Facilitar o gerenciamento de reservatório com estratégias de produção reativas e proativas.
- Prolongar a vida produtiva do poço e do reservatório.
- Monitorar as condições de produção em tempo real.

Na atualidade existem diversos tipos de ICV, que vão desde dispositivos com um sistema simples aberto-fechado (fluxo/não fluxo), passando por válvulas onde a abertura de fluxo pode ser ajustada em qualquer posição disponível (válvulas de 4 posições, 6 posições, 10 posições, 12 posições, etc.), Fig. 15, até ICV de infinitas posições. Do mesmo modo que os FCD, as ICV são instaladas em poços segmentados em diferentes zonas para obter um equilíbrio no perfil de produção ao longo do poço. As ICV são usadas em combinação com sistemas de monitoramento para detectar irrupções prematuras de água e/ou gás que possam reduzir a produção de óleo; as ICV podem restringir a produção destes fluidos indesejados reduzindo sua área de fluxo (diâmetro do orifício). A grande diferença entre os FCD e as ICV se encontra na restrição de fluxo que usa cada um para introduzir quedas de pressão adicionais ao fluido, enquanto os FCD a restrição é fixa e pré-configurada antes da instalação no fundo do poço, as ICV possuem uma área de fluxo dinâmica onde pode ser mudado seu tamanho dependendo das condições de produção, o que leva a ter, além da válvula, equipamentos de controle em superfície, linhas de controle, conectores, sensores para monitorar o fluxo, a pressão e a temperatura na completação (GARCIA; CORONADO; GAVIOLI, 2009; GARCIA et al., 2009; GIMRE, 2012; ZAREA; ZHU, 2011). As ICV podem ser obrigadas a trabalhar sob condições de pressões (carregamento/descarregamento) e temperaturas altas, pelo qual as ICV devem ser confiáveis e robustas, sem comprometer a operação de produção nem o funcionamento da válvula, mais especificamente permitir uma mudança fácil no tamanho da área de fluxo (RAHMAN; ALLEN; BHAT, 2012).

Figura 15. Perfis de fluxo da válvula ICV.



A produção simultânea de diferentes zonas, com pressões, propriedades e potenciais de produção diferentes podem causar sérios problemas nas condições de produção, tais como: zonas de alta pressão gerem uma restrição na produção de zonas de baixa permeabilidade, levando a possíveis perdas na produção de óleo, também podem causar fluxo de fluidos de uma zona para outra/outras, gerando-se uma irrupção prematura de gás e/ou água em uma zona de alta permeabilidade, além de parar a produção de outras zonas. As ICV podem evitar esses problemas quando se produz de diferentes zonas simultaneamente, restringindo a zona de maior potencial produtor. Com as ICV pode-se controlar a elevada produção de água fechando uma zona em particular, e abri-la de novo se é registrado um retrocesso da frente de água. Com a capacidade que têm as completações inteligentes para monitorar e obter dados em tempo real, é possível ter um maior controle sobre a vazão de diferentes zonas e evitar o fluxo cruzado entre elas. De forma geral, as ICV são instaladas em zonas que mostram sinais de irrupções prematuras de água e/ou gás (BARRETO; BOTECHIA; SCHIOZER, 2014; DAS; AL-ENEZI, 2014; RAHMAN; ALLEN; BHAT, 2012; STONE et al., 2014).

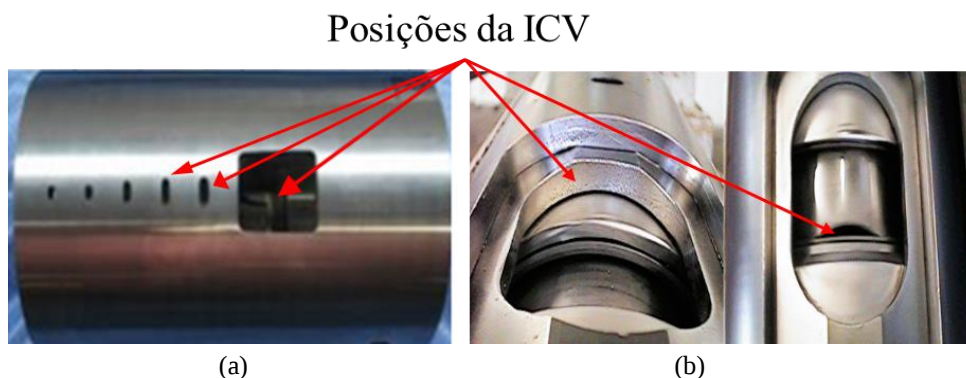
2.2.1 Mecanismo das ICV

As ICV são equipamentos instalados no fundo do poço, especificamente no tubo de produção ou de injeção, e são operadas remotamente da superfície por sistemas hidráulicos, elétricos ou a combinação de ambos, o que envia um pulso de energia para configurar a posição da válvula (área de fluxo) (AL-KHELAIWI et al., 2010; WILLIAMSON; BOULDIN; PURKIS, 2000; ZAREA; ZHU, 2011). Além da ICV, para o correto funcionamento do sistema de controle de fluxo são requeridos outros equipamentos e acessórios, tais como (AL-KHELAIWI et al., 2010): grampos para fixar as linhas de controle ao tubo; linhas de controle para transmitir energia hidráulica e/ou elétrica da superfície; *packers* para segmentar e isolar o poço; e uma unidade de leitura e controle da superfície.

O tamanho da área de fluxo da ICV pode ser ajustado remotamente para diminuir ou aumentar o fluxo de fluido dependendo das condições de produção (Fig. 16). Além disso, a produção de água ou gás pode ser completamente parada nas zonas do reservatório onde há uma irrupção desses fluidos indesejáveis (AAKRE; HALVORSEN; WERSWICK, 2013; RAHMAN; ALLEN; BHAT, 2012). Estas válvulas existem em uma ampla gama de projetos comerciais e funcionalidades para controlar mais regimes de fluxo (RAHMAN; ALLEN; BHAT, 2012). A posição totalmente aberta da válvula deve fornecer quedas de pressão mínimas

para não impor nenhuma restrição ao fluxo, e poder ser utilizada durante operações de limpeza de poço (DAS; AL-ENEZI, 2014; ZAREA; ZHU, 2011).

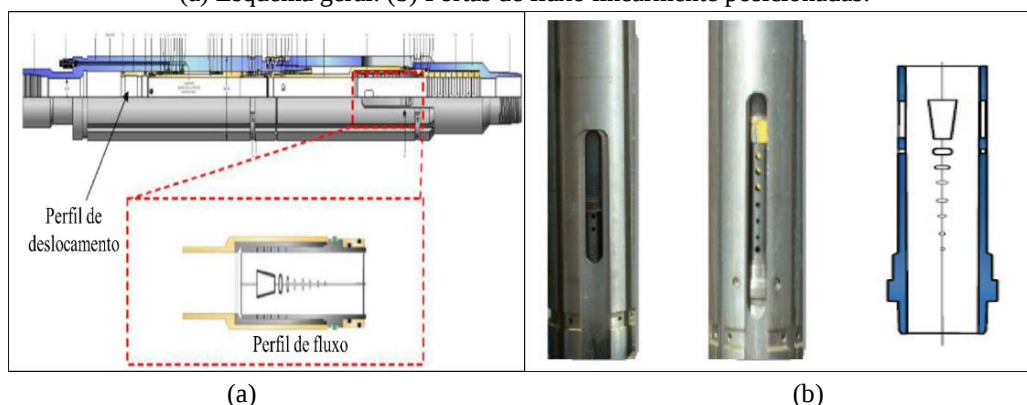
Figura 16. Posições da válvula e tamanhos do diâmetro de uma ICV.



(a) Adaptado de (CARVAJAL; BOISVERT; KNABE, 2014). (b) Adaptado de (WILLIAMSON; BOULDIN; PURKIS, 2000).

Em geral, as ICV compreendem um subconjunto superior (*top sub*), a montagem do assento superior, a montagem do assento inferior que inclui o aparador da válvula de fluxo (com ajuste do fluxo da válvula), o pistão hidráulico balanceado e o subconjunto inferior. O subconjunto superior fornece integridade estrutural e as câmaras do pistão hidráulico estão alojadas nele. A aplicação da pressão diferencial através do pistão hidráulico aciona o movimento do conjunto do assento superior; por esse movimento, o conjunto desengancha o assento superior do assento inferior permitindo a comunicação entre o anular do poço e o tubo de produção, possibilitando o fluxo de fluidos. O aparador da válvula tem um perfil de fluxo para fornecer as características de fluxo desejadas. A pressão hidráulica (ou sinal elétrica) é aplicada através de linhas de controle de cada lado do pistão hidráulico para mover a válvula em qualquer direção. A válvula pode então ser aberta ou retornada para a posição fechada aplicando a pressão indicada nas linhas de controle (RAHMAN; ALLEN; BHAT, 2012). Uma ICV de múltiplas posições consiste em portas posicionadas linearmente, como mostrado na Fig. 17, que permitem a entrada de fluxo no tubo de produção. A área de fluxo em qualquer posição da válvula é uma área de fluxo cumulativa de todas as posições abertas abaixo, incluindo a área de fluxo dessa posição particular (AL-MUBARAK et al., 2008; DAS; AL-ENEZI, 2014; ZAREA; ZHU, 2011). O projeto do perfil de corte do controle de fluxo é um processo complexo, e cada posição da válvula possui um tamanho de porta e geometria únicos que podem satisfazer a queda de pressão requerida, além disso, o processo de concepção pode considerar o fluxo multifásico, portanto, o projeto final da ICV é derivado de uma combinação de modelos analíticos, correlações empíricas e testes numéricos (ZAREA; ZHU, 2011).

Figura 17. Válvula de controle de fluxo de multiposição.
(a) Esquema geral. (b) Portas de fluxo linearmente posicionadas.



(a) Adaptada de (DAS; AL-ENEZI, 2014). (b) Fonte (AL-MUBARAK et al., 2008).

2.2.2 Sistemas para operar válvulas ICV

Como foi mencionado anteriormente, existem diferentes sistemas para operar as válvulas ICV desde a superfície. Mas como os sistemas não são o aspecto principal desta dissertação, só serão descritos em termos gerais, sem muitos detalhes.

2.2.2.1 Sistema hidráulico

É o sistema mais direto para fornecer a energia requerida para mudar a posição da válvula. O sistema usa $N+1$ linhas hidráulicas para controlar N válvulas. Há uma linha hidráulica individual que controla cada ICV. Quando é aplicada a pressão hidráulica nas linhas de controle, as ICV se deslocam para a próxima posição de fluxo. O sistema hidráulico direto não depende de componentes elétricos para atuar sobre as válvulas. O sistema é menos complexo e, portanto, pode ser mais rentável (barato) que os outros sistemas, mas apresenta limitações, como por exemplo, a produção de mais de duas zonas independentes exigirá linhas hidráulicas adicionais, já que cada válvula requer sua própria linha de controle (GIMRE, 2012; SHAW, 2011).

2.2.2.2 Sistema elétrico

Usa linhas elétricas desde a superfície até a ICV. Uma maior complexidade dos poços exigirá um maior número de linhas elétricas para controlar a válvula. A eletrônica dentro da ICV receberá e decodificará o sinal enviada desde a superfície e, por sua vez, ativará os circuitos do motor para colocar a válvula na posição desejada. Dado que o sistema é controlado por meios eletromecânicos significa que haverá pouca força para mover a ICV para a posição desejada, assim, o sistema é sensível aos detritos que podem bloquear o movimento da ICV (SHAW, 2011). A alta temperatura também é um problema para todos os sistemas elétricos; a alta temperatura do poço pode fazer com que os componentes elétricos falhem, levando a problemas de confiabilidade. O sistema também é bastante caro, tornando a rentabilidade um fator importante. Os componentes elétricos utilizados hoje são muito mais confiáveis do que os primeiros componentes elétricos utilizados e continuamente estão sendo aprimorados na tentativa de satisfazer a demanda da indústria (GIMRE, 2012).

2.2.2.3 Sistema eletro-hidráulico

O sistema usa um revestimento elétrico para multiplexação, e linhas hidráulicas para fornecer força motriz à ICV. O uso da pressão hidráulica para mover as válvulas dá uma grande força de mudança, resolvendo o problema que está no sistema elétrico. também dá ao sistema maior tolerância a detritos e minimiza as partes móveis (SHAW, 2011).

As principais limitações em relação às válvulas ICV e ao sistema integrado da completação inteligente são: (1) a confiabilidade do sistema, lembrando que os poços podem estar perfurados em zonas HP – HT, essas condições drásticas no poço podem gerar falhas nos sistemas de comunicação, nos sensores, nas linhas de controle e até nas mesmas válvulas, além das falhas, também podem provocar erros nos dados coletados e transmitidos do fundo do poço para a superfície (informação que não corresponde com os dados reais no poço, incoerências) e nos sinais que são enviados da superfície para mudar a área de fluxo da ICV; (2) alta complexidade na instalação das válvulas e da completação inteligente, devido ao elevado número de sistemas que devem ser instalados em conjunto com a ICV, a instalação pode-se tornar muito complexa e arriscada, por tal motivo, existem limitações no número de válvulas que podem ser instaladas no fundo do poço, assim como no número de sensores, de linhas de controle, conetores e fibras que podem trabalhar simultaneamente para evitar que a instalação seja muito complexa e arriscada; (3) espaço limitado, como consequência do reduzido espaço disponível no poço para instalar os equipamentos e sistemas da completação inteligente, existe também uma limitação para o número de válvulas que podem ser instaladas, e além disso, vários equipamentos, como os *packers*, usam todo esse espaço disponível, entrando em contato com a rocha, e como é sabido vários *packers* são instalados ao longo do poço, então tudo isso pode provocar que a coluna de tubos fique engastada no poço, dificultando sua remoção ou até impossibilitando a mesma, ocasionando uma perda total do poço (BARRETO; BOTECHIA; SCHIOZER, 2014; ERLANDSEN; OMDAL, 2008; GIMRE, 2012; SILVA Jr; MURADOV, DAVIES, 2012; WILLIAMSON; BOULDIN; PURKIS, 2000).

2.3 Dispositivos de controle de fluxo autônomos – AICD

Os AICD foram inventados para reduzir os fluidos não desejados (água e/ou gás) mais eficientemente e em maior quantidade do que as tecnologias passivas FCD. O AICD é uma “nova tecnologia” que tem a capacidade de distinguir entre fluidos, baseado na viscosidade e densidade pode retrazar a irrupção de água ou gás, restringindo o fluido de baixa viscosidade e favorecendo os fluidos de alta viscosidade. O dispositivo funciona sem qualquer intervenção humana, e não há necessidade de energia hidráulica ou elétrica. O projeto do AICD está adaptado às condições e requisitos do poço e as condições de produção (KAIS et al., 2016; MATHIESEN et al., 2011).

2.3.1 Tecnologia AICD

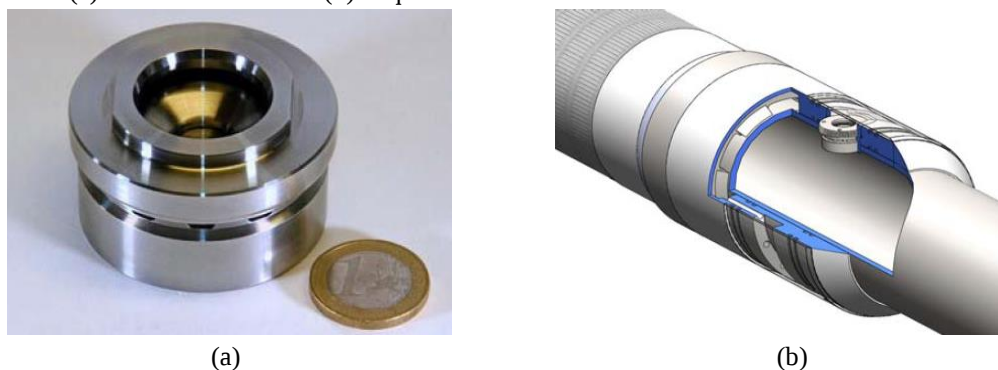
Foram desenvolvidos diferentes tipos de AICD. A seguir serão descritos alguns dos principais dispositivos autônomos.

2.3.1.1 Válvula de controle de fluxo autônoma (AICV[®])

A tecnologia AICV[®] é capaz de fechar de forma autônoma zonas que experimentam irrupção de água e gás, ao mesmo tempo em que produzem óleo das outras zonas. As localizações das zonas de fraturas são geralmente desconhecidas, por isso é benéfico ter dispositivos de controle de fluxo que se fechem de forma autônoma quando os fluidos indesejados começam a ser produzidos; a tecnologia AICV[®] é capaz de lidar com o problema da irrupção, também permite acrescentar o *drawdown*, aumentando assim as vazões de produção, além disso, a AICV[®] é reversível, ou seja, ela será reaberta quando houver novamente o óleo (KAIS et al., 2016). Na Fig. 18 são mostrados a foto de uma AICV e o esquema representativo de uma AICV montada em um filtro de areia.

Figura 18. Válvula de controle de fluxo autônoma.

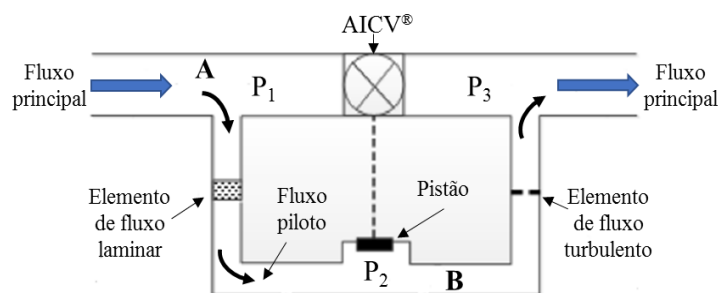
(a) Foto de uma AICV. (b) Esquema de uma AICV montada em uma tela de areia.



Fonte: (AAKRE; HALVORSEN; WERSWICK, 2013).

Como mostrado na Fig. 19, uma AICV[®] consiste em uma válvula que é atuada pela resposta da queda de pressão do fluido através de restrições de fluxo laminar e turbulento em série. O fluxo principal entra no conduto A, à pressão P_1 (pressão do poço). Um fluxo piloto menor, paralelo ao fluxo principal, está passando pelo elemento de fluxo laminar onde ocorre uma queda de pressão, essa mudança na pressão é proporcional à viscosidade e à velocidade do fluido, e a pressão na câmara é reduzida para P_2 . O fluxo é ainda conduzido através do elemento de fluxo turbulento, onde a queda de pressão no fluido é quase independente da viscosidade, mas proporcional à densidade e ao quadrado da velocidade do fluido, antes de sair ao conduto de fluxo à pressão P_3 . A pressão entre esses dois elementos é usada para atuar a válvula que se encontra paralela ao fluxo piloto, e o fluxo principal está fluindo através dessa válvula. As propriedades do fluido e a vazão do fluxo piloto determinam a pressão, P_2 , o que controla a funcionalidade da válvula. O fluxo piloto representa apenas uma pequena parte do fluxo principal, cerca de 1% (EL SAYED et al., 2014). Quando a válvula está fechada, o fluxo piloto menor representa a vazão total através da válvula (AAKRE et al., 2014; AAKRE; HALVORSEN; WERSWICK, 2013; KAIS et al., 2016).

Figura 19. Esquema do funcionamento de uma AICV.

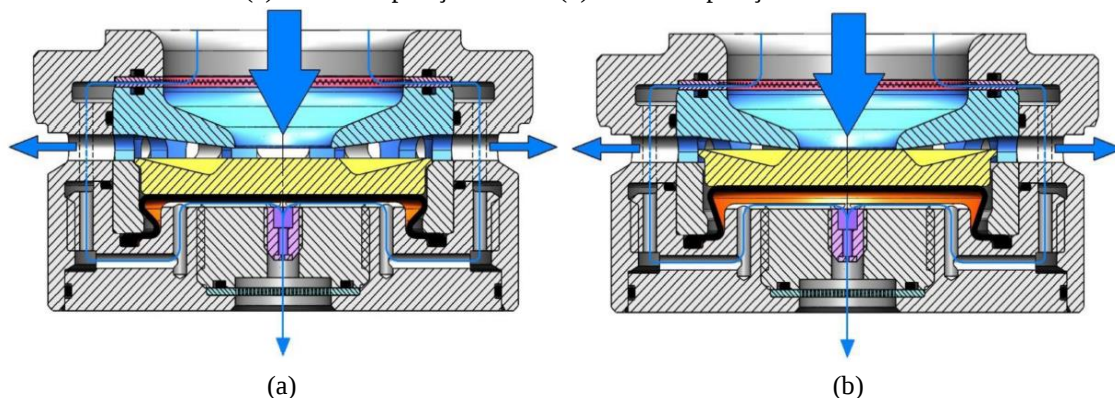


Adaptado de (KAIS et al., 2016).

Na Fig. 20, as linhas azuis delgadas mostram o caminho do fluxo piloto, a seta azul mais grossa apresenta a entrada do fluxo principal para a válvula e as duas setas horizontais mostram a saída do fluxo principal para o tubo base. A fina seta vertical azul apresenta a saída do fluxo piloto. O pistão, marcado com amarelo na figura, é atuado pela pressão P_2 . A força $F_1 = A_1 \cdot (P_1 - P_3)$ que trabalha na parte superior do pistão está agindo para baixo, e a força $F_2 = A_2 \cdot (P_2 - P_3)$ que trabalha na área inferior do pistão está agindo para cima. A_1 é a área da seção transversal da entrada da AICV[®] e A_2 é a área da seção transversal inferior do pistão. Quando a força líquida ($F_1 - F_2$) é positiva, a válvula está em posição aberta, e se a força líquida é negativa, a válvula se fecha. A pressão de entrada, P_1 , é sempre maior do que P_2 , e A_2 deve ser maior do que A_1 . A relação entre A_1 e A_2 é um parâmetro de projeto e a relação ideal depende das propriedades do óleo e da água (AAKRE et al., 2014; AAKRE; HALVORSEN; WERSWICK, 2013; KAIS et al., 2016).

Figura 20. Posições da válvula AICV.

(a) AICV em posição aberta. (b) AICV em posição fechada.



Fonte: (AAKRE et al., 2014).

2.3.1.2 AICD de produção controlada por vazão (RCP)

É muito parecido à AICV[®] em projeto e funcionamento. Sua função principal é atrasar a irrupção da água e/ou o gás e reduzir suas consequências. O AICD-RCP bloqueia o fluxo de fluidos de baixa viscosidade e permite o fluido viscoso. O caminho de fluxo do fluido é mostrado pelas setas na Fig. 21 e na Fig. 22. Existe apenas uma peça móvel na válvula, e esse é o disco flutuante livre. A posição do disco depende das condições de fluxo e propriedades do fluido. O princípio de Bernoulli fornece a base para o desempenho da válvula (MATHIESEN et al., 2011).

Figura 21. Válvula de produção controlada por vazão, AICD RCP.

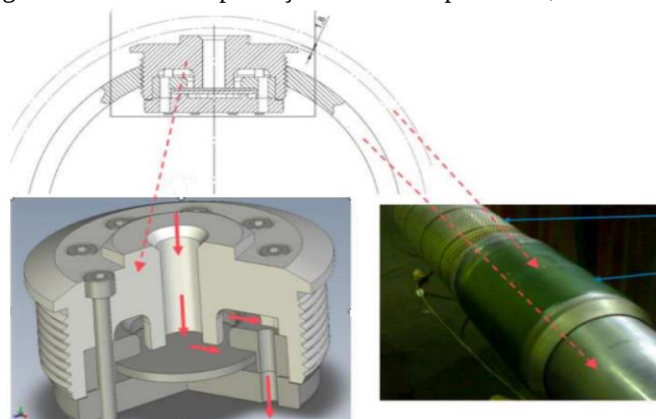
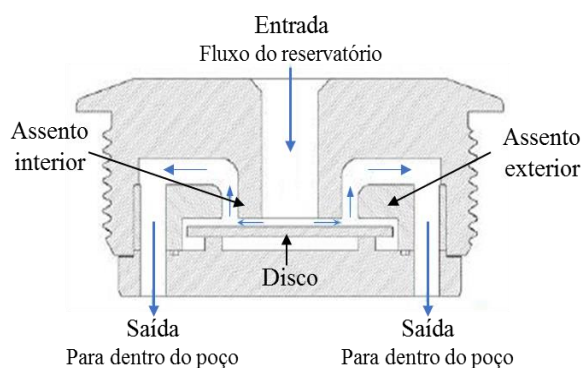


Figura 22. Esquema de funcionamento de um AICD RCP.



Adaptado de (MATHIESEN et al., 2011).

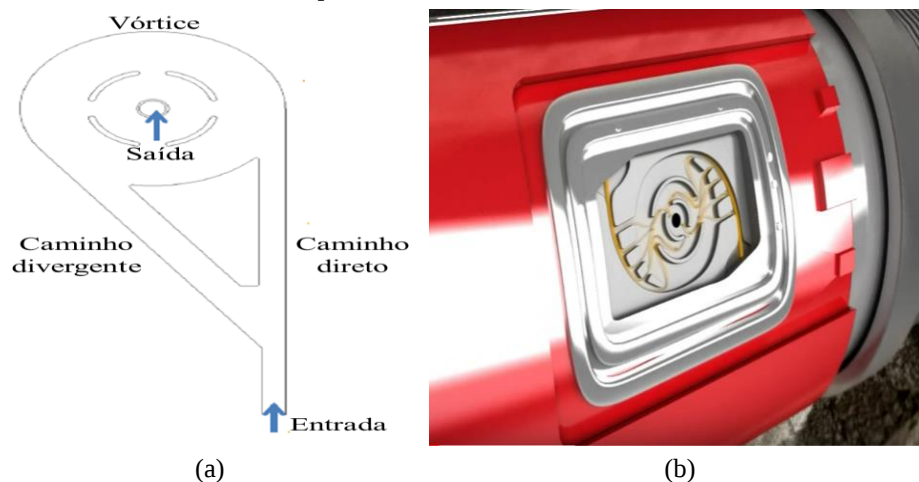
A vazão dos fluidos de baixa viscosidade é restringida pelo dispositivo RCP. Quando a força do fluido de baixa viscosidade atua sobre o disco, o disco irá se mover para a entrada (para cima) e reduzir a área de fluxo e o fluxo. O caso oposto acontecerá quando houver um fluido de alta viscosidade fluindo através do disco, este se deslocará para baixo, permitindo o fluxo do fluido com maior viscosidade (MATHIESEN et al., 2011; MOEN; ASHEIM, 2008).

2.3.1.3 AICD tipo diodo fluídico

É um dispositivo que permite o fluxo de fluidos desejáveis, como óleo, enquanto restringe o fluxo de fluidos indesejáveis, como água. O AICD tem duas funções principais; a primeira é identificar o fluido com base na sua viscosidade e a segunda é restringir o fluxo quando estão presentes fluidos indesejáveis. A identificação e a restrição de fluido são realizadas usando as propriedades dinâmicas do fluido e a geometria dos caminhos de fluxo. O dispositivo é projetado para funcionar sem partes móveis, sem intervenção, sem eletrônica e sem linhas de controle, como mostrado na Fig. 23. O resultado é um dispositivo de controle de fluxo automático que possui um projeto com maior confiabilidade, resistência à erosão, resistência à corrosão e resistência à obstrução, que também mantém alta integridade mecânica (FRIPP; ZHAO; LEAST, 2013; LEAST et al., 2013).

Figura 23. AICD tipo diodo fluídico.

(a) Modelo simplificado do funcionamento do AICD tipo diodo. (b) Caminho do fluxo do óleo através do dispositivo AICD diodo fluídico.

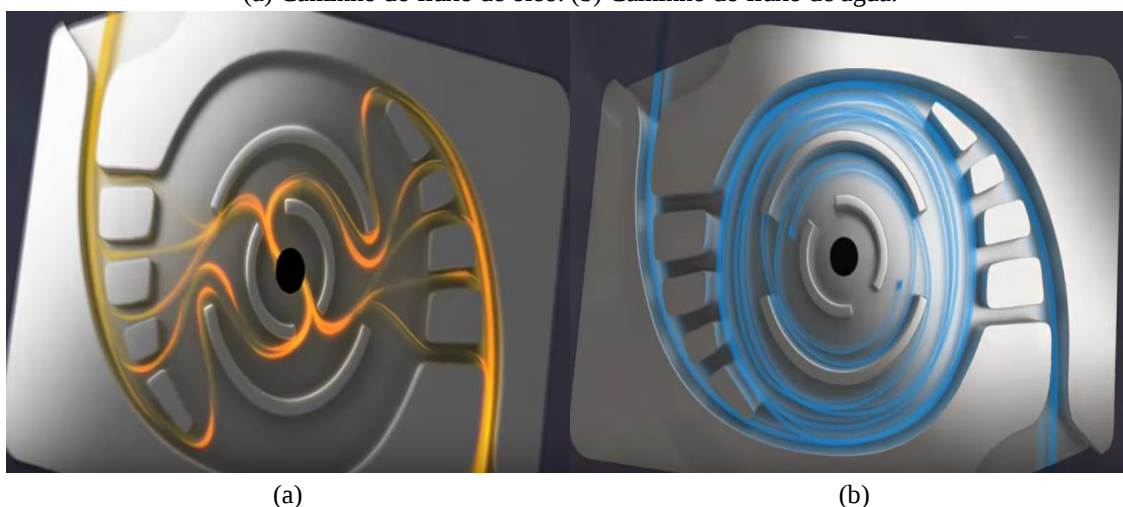


(a) Adaptado de (FRIPP; ZHAO; LEAST, 2013). (b) Fonte: (HALLIBURTON, 2017).

O AICD tipo diodo fluídico funciona dirigindo os fluidos através de diferentes passagens dentro do dispositivo. A escolha do caminho da passagem é determinada pela geometria do AICD e pelas propriedades dinâmicas do fluido; as propriedades de fluido mais importantes para o AICD são a densidade, viscosidade e a vazão do fluido, onde a densidade e a vazão são utilizadas para descrever as forças de inércia, enquanto a viscosidade e a vazão são usadas para descrever as forças viscosas. O AICD opera usando um equilíbrio entre as forças inerciais e as forças viscosas no fluido. Ao ajustar a geometria do percurso do fluxo, o AICD pode ser muito sensível às propriedades do fluido; a escolha do caminho de cada fluido é determinada pelo equilíbrio das forças. Quando as forças de inércia são dominantes, o fluxo tende a continuar fluindo na direção original e seguirá o caminho mais direto no dispositivo, mas quando são as forças viscosas as dominantes, o fluxo tende a se espalhar por todas as vias e o fluxo será dividido entre a via divergente e a via direta do dispositivo, assim, o fluxo é direcionado para os diferentes caminhos dependendo das propriedades do fluido. O óleo, que tem forças viscosas mais altas, tenderá a se dividir entre os caminhos divergentes e diretos com um menor diferencial de pressão (Fig. 24(a)), enquanto a água e o gás, que possuem maiores forças de inércia (menos viscosidade), tendem a seguir a via reta e ignorar a via divergente, e viram a altas velocidades antes de fluir dentro do tubo de produção criando um alto diferencial de pressão (Fig. 24(b)). A diferença entre as zonas de óleo que apresentam menores pressões diferenciais através do dispositivo e as zonas da água e o gás, reduzem a produção do fluido não desejado (FRIPP; ZHAO; LEAST, 2013; LEAST et al., 2013).

Figura 24. Produção de diferentes fluidos através de um AICD tipo diodo fluídico.

(a) Caminho do fluxo de óleo. (b) Caminho do fluxo de água.



Fonte: (HALLIBURTON, 2017).

2.4 Modelo de queda de pressão do dispositivo

Nesta dissertação serão modelados dispositivos com área de fluxo continuamente variável fazendo uso do método de equipamento de orifício de nome *FCD-ORIF* de iSegWell e de seu modelo de queda de pressão (assemelhando e aproximando o comportamento de uma ICV). Aqui será descrito o modelo que usa iSegWell para calcular a queda de pressão através do dispositivo.

Neste ponto é importante dizer que iSegWell não considera todos os componentes do FCD discutidos na seção 2.1.1 na hora de realizar a modelagem e simulação do dispositivo, senão que compreende o FCD como um mecanismo de mudança de área de fluxo, ou seja, um mecanismo com apenas um diâmetro de entrada (*inlet diameter*), um orifício e um diâmetro de saída (*outlet diameter*), deixando toda a queda de pressão à restrição, neste caso ao orifício, representado mediante um modelo de queda de pressão, sendo o diâmetro de entrada e de saída maiores ao diâmetro do orifício e fixos, e orifício um área de fluxo variável. Basicamente o FCD-ORIF é concebido como um modelo de queda de pressão, aproximando o comportamento de um dispositivo real.

A vazão através de um orifício aumenta quando a diferença de pressão entre as extremidades, montante e jusante, do orifício aumenta, de modo semelhante para qualquer dispositivo de controle de fluxo, onde esse aumento na vazão ocorrerá até que a diferença de pressão crítica seja alcançada; essa diferença de pressão crítica define a vazão máxima (ou crítica) para o orifício (dispositivo) (CMG, 2016a).

Se a pressão montante (P_{up}) permanece constante, então a vazão mássica é apenas uma função da pressão jusante (P_{down}) quando está na região de fluxo subcrítico e, quando a diferença de pressão atinge o valor crítico, a vazão mássica será independente da pressão jusante. Uma equação é formulada para calcular a vazão mássica máxima (crítica) através de um dispositivo, que é função das condições de fluxo, a geometria do dispositivo, a pressão montante e a relação entre pressão jusante e pressão montante (P_R). A vazão de fluxo crítica

ocorre quando P_R é menor do que a relação de pressão crítica, P_R^* (PERKINS, 1993). Como a relação de pressão crítica, P_R^* , define a vazão máxima, então podemos avaliá-la a partir de uma vazão mássica máxima possível da seguinte maneira:

$$\frac{d(q_m)}{d(P_R)} = 0 \quad (2.1)$$

onde q_m é a vazão mássica e P_R é a relação entre a pressão jusante e pressão montante.

A vazão mássica em fluxo subcrítico pode ser calculada da seguinte forma:

$$q_m = \left[\frac{2 \cdot P_{up} \cdot \rho_{mix} \cdot \left(\lambda \cdot \left(1 - P_R^{\frac{k-1}{k}} \right) + \alpha \cdot (1 - P_R) \right)}{\left(f_g \cdot P_R^{\frac{-1}{k}} + \alpha \right)^2 - \left(\frac{A_{orif}}{A_{up}} \right)^2 \cdot (f_g + \alpha)^2} \right]^{0.5} \quad (2.2)$$

onde P_{up} é a pressão montante, ρ_{mix} é a densidade de massa da mistura, k é a proporção das capacidades de calor da mistura a pressão constante e a volume constante (C_p/C_v), f_g é a fração de massa de gás, A_{orif} e A_{up} são a área do orifício e a área montante, respectivamente.

$$\alpha = \rho_{mix} \cdot \left(\frac{f_o}{\rho_o} + \frac{f_w}{\rho_w} \right) \quad (2.3)$$

$$\lambda = f_g + \frac{(f_g \cdot c_{vg} + f_o \cdot c_{vo} + f_w \cdot c_{vw}) \cdot M}{Z \cdot R} \quad (2.4)$$

onde f_o e f_w são respectivamente a fração de massa de óleo e água, ρ_o e ρ_w são a densidade do óleo e da água, c_{vg} , c_{vo} e c_{vw} são as capacidades de calor de gás, óleo e água a volume constante, M é a massa molecular do gás, Z é o fator de compressibilidade do gás, e R é a constante de gás.

Em seguida, o fluxo crítico volumétrico pode ser calculado como:

$$Q^* = \frac{A_{orif} \cdot C_D \cdot q_m^*}{\rho_{mix}} \quad (2.5)$$

onde C_D é o coeficiente de descarga do dispositivo, q_m^* é o fluxo mássico crítico.

No esquema iterativo que utiliza o simulador, a pressão montante e o fluxo mássico são tratados como valores conhecidos, e a pressão jusante é a principal incógnita do problema (CMG, 2016a). Quando o fluxo mássico é igual ou inferior ao valor crítico, o fluxo é tratado como subcrítico e correlações empíricas são usadas para calcular a pressão jusante; uma

aproximação elíptica é usada para correlacionar a relação de pressão versus a vazão em condições atuais e críticas (BOONE; YOUNG; SUN, 2001).

$$P_R = P_R^* + (1 - P_R^*) \cdot \left[1 - \left(\frac{Q}{Q^*} \right)^2 \right]^{0.5} \quad (2.6)$$

onde P_R^* é a relação de pressão crítica, e Q é a vazão de fluxo em condições atuais.

Usando a relação de Perry (PERRY; GREEN, 2007) para fluxo subcrítico, obtemos:

$$P_{down} = P_{up} \cdot \left[1 - (1 - P_R) \cdot \left[1 - \left(\frac{d_{orif}}{d_{down}} \right)^{1.85} \right] \right] \quad (2.7)$$

onde P_{down} é a pressão jusante, d_{orif} e d_{down} são o diâmetro do orifício e o diâmetro jusante.

Isso representa a correlação entre as pressões nos pontos antes e depois do orifício do dispositivo e sua geometria em função da relação das pressões.

3 FERRAMENTAS DE SIMULAÇÃO

As simulações dos diferentes cenários de produção foram realizadas no simulador comercial IMEX da CMG, e para modelar e simular os dispositivos de controle de fluxo nos poços produtores se usou o módulo iSegWell de IMEX. A seguir serão descritas cada uma destas ferramentas e a forma como foi feita a modelagem e controle dos dispositivos no simulador.

3.1 IMEX

O IMEX é um simulador “*black-oil*” implícito/explicito adaptativo da CMG, o qual prevê o comportamento do reservatório com ajuda de modelos matemáticos e considerando uma elevada quantidade de variáveis de origem geológica e de produção com faixas de incertezas associadas. É um simulador que calcula o fluxo dos diferentes fluidos do reservatório através das células da malha que são usadas para discretizar o modelo do reservatório. O simulador adota os princípios contidos na lei da conservação de massa, a lei de Darcy, as equações de estado, e o balanço de materiais, tendo em conta também as heterogeneidades, a direção de fluxo e a localização dos poços. O fluxo de fluidos é função da geometria, das propriedades da rocha (permeabilidade, porosidade, transmissibilidade), das propriedades dos fluidos presentes (mobilidade), e da diferença do potencial existente entre o reservatório e a superfície devida à existência dos poços (produtores e injetores) (CMG, 2016b; FANCHI, 2006).

O IMEX inclui características de simulação tais como o refinamento da malha local, a administração global de poços, a injeção de polímeros, poços horizontais, modelos de porosidade e permeabilidade dual, malhas flexíveis, etc. O IMEX foi desenvolvido com o fim de simular o esgotamento primário do reservatório, o cone de água e/ou gás no fundo do poço, a injeção de água, gás, solvente e polímeros em reservatórios de porosidade única e de porosidade dual (CMG, 2016b).

O IMEX precisa um arquivo de entrada de extensão “.DAT”, no qual são definidas todas as características e propriedades do reservatório (profundidades; propriedades petrofísicas da rocha; propriedades dos fluidos presentes; número, tipo e locais dos poços, tempo requerido de simulação, etc.) por meio de um conjunto de dados com um sistema de entrada de palavras-chave, e em cada execução cria e fornece um grupo de arquivos de saída de diferentes extensões com os resultados da simulação, os dados solicitados pelo usuário e as condições de produção obtidas em cada cenário simulado. Os principais arquivos criados pelo simulador são o arquivo de saída (*output-file*, “.OUT”), o arquivo índice de resultados (*index-results-file*, “.IRF”) e o arquivo principal de resultados (*main-results-file*, “.MRF”) (CMG, 2016b).

Para criar um modelo de reservatório em um arquivo “.DAT”, e que IMEX possa ler e simular com sucesso, devem ser considerados de maneira estrita sete grupos de dados diferentes e definidos na seguinte ordem (CMG, 2016b):

- Controle de entrada/saída, onde são definidos os títulos do projeto, as unidades dimensionais, os dados de saída que serão escritos nos diferentes arquivos de resultados e sua frequência.
- Descrição do reservatório. Aqui são definidas todas as características e propriedades petrofísicas da rocha.
- Propriedades dos componentes, onde é definida a temperatura do reservatório e as propriedades PVT dos diferentes fluidos presentes no reservatório, assim como densidades, viscosidades e fatores volumétricos de cada fluido.
- Dados rocha-fluidos da formação. Aqui são definidas as curvas de permeabilidade relativa em função da saturação dos fluidos.
- Condições iniciais. Neste grupo se definem as condições de pressão e profundidades de referência.
- Controle por métodos numéricos. Nesta seção são definidos o número máximo de iterações para solucionar a matriz Jacobiana do sistema, assim como o tamanho do intervalo de tempo e o número máximo de intervalos de tempo permitidos para cada execução, entre outros parâmetros de ordem numérica.
- Dados de poços e dados recorrentes, onde se definem o número de poços, tipo de cada poço (produtor ou injetor), condições de operação, locação e a completação do poço, assim como o período da simulação e as datas onde serão efetuados os diferentes controles para cada poço e imprimidos os resultados nos arquivos de saída.

É importante dizer que as palavras-chave que pertençam a cada um dos grupos anteriores não podem aparecer em algum outro grupo, salvo onde seja escrito o contrário especificamente. No **¡Error! No se encuentra el origen de la referencia.** será apresentado um dos arquivos “.DAT” usados nesta pesquisa.

3.2 iSegWell™

iSegWell, siglas para poços segmentados inteligentes (*Intelligent Segmented Wells*), é um módulo de IMEX usado para representar com precisão os poços no simulador, implementando métodos complexos para modelar o fluxo e o gradiente de pressão desde os canhoneios do poço através do interior, os tubos e os equipamentos do poço, até a superfície. A modelagem de iSegWell está baseada na profundidade medida do poço e é independente da malha discretizada do reservatório. Permite segmentar os poços em zonas independentemente controladas (CMG, 2016a).

Um modelo em iSegWell pode incluir vários locais de poço, e cada local de poço pode conter múltiplos poços segmentados; cada poço segmentado fornece um conduto desde o reservatório até a superfície. Uma vez modelado, a extremidade da superfície do conduto do poço segmentado é atribuída a um poço definido no simulador IMEX (CMG, 2016a).

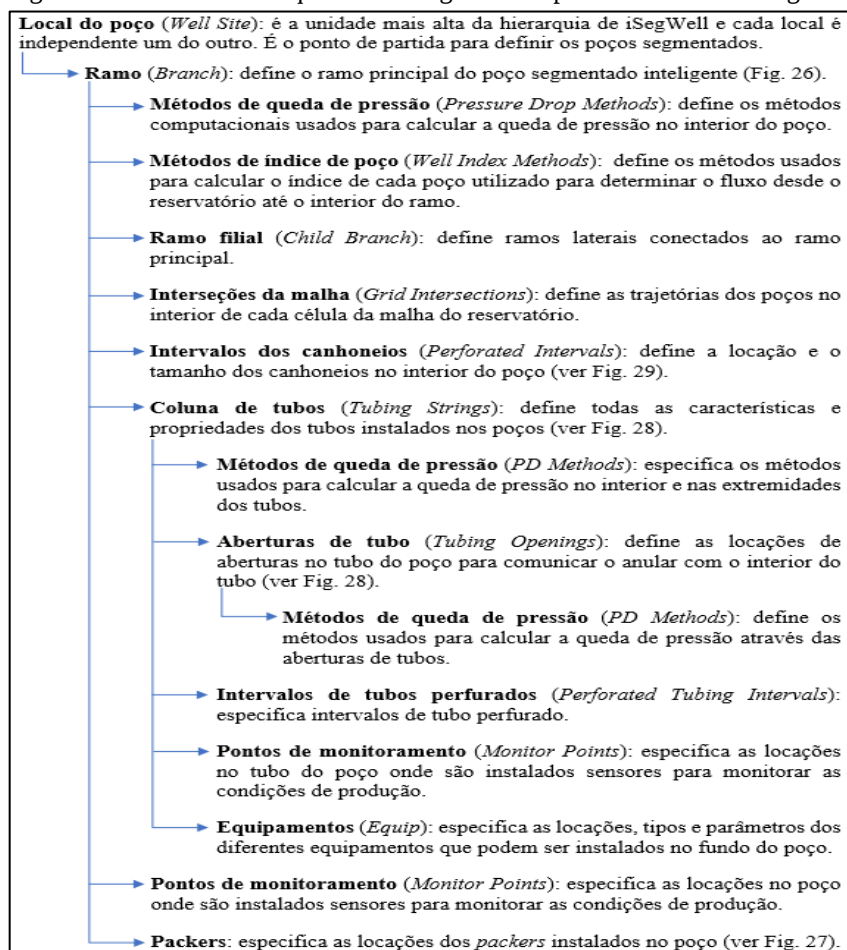
Os poços segmentados não são inseridos diretamente, em vez disso, o módulo cria os poços inteligentes com base na entrada de dados de perfis de poço, ramos principais e laterais, trajetórias, tubos, canhoneios, equipamentos de fundo como bombas, válvulas, estranguladores e dispositivos de controle de fluxo; todo definido no arquivo de entrada. Poços secundários

dentro de um local de poço podem ser também modelados para lidar com sistemas de elevação de gás e sistemas de reinjeção de água, assim como geometrias complexas com múltiplos ramos e tubos (CMG, 2016a).

Todos esses parâmetros para representar um poço segmentado inteligente são declarados no arquivo de entrada “.DAT” usado por IMEX, e são definidos no grupo de dados de poços e dados recorrentes.

Existe uma hierarquia nas categorias das palavras-chave usadas no iSegWell; essa discriminação hierárquica permite ter um maior entendimento da estrutura usada para definir os poços inteligentes e facilita a implementação e a simulação dos mesmos. Neste ponto é importante esclarecer que iSegWell é um meio para definir a estrutura, características e componentes de um poço segmentado independentemente do tipo, posteriormente a estrutura criada com iSegWell é associada a um poço previamente definido em IMEX, que lhe designa a etiqueta de poço produtor ou injetor. Na Fig. 25 se apresenta a estrutura hierárquica das palavras-chaves e uma breve descrição, e depois serão descritas as principais palavras-chaves de cada categoria e a ordem usada nos exemplos desta pesquisa, cabe ressaltar que não existe uma ordem correta no uso das palavras-chave, mas é importante ter uma ordem lógica no momento de definir e escrever cada característica e parâmetro do poço no arquivo de entrada “.DAT”.

Figura 25. Estrutura hierárquica das categorias das palavras-chave de iSegWell.



Adaptado de (CMG, 2016a).

Após definidas todas as características e propriedades do reservatório e dos fluidos nas anteriores seções do arquivo de entrada “DAT”, se procede à seção de dados de poços e dados recorrentes para especificar todos os parâmetros do poço segmentado a ser criado. A seguir serão descritas as palavras-chave mais importantes usadas no módulo de iSegWell e implementadas nos exemplos desta dissertação (CMG, 2016a).

***WELLSITE:** é a primeira palavra-chave que deve aparecer obrigatoriamente nesta seção no referido a poços segmentados. Define o ponto de partida e faz o simulador entender que um poço segmentado vai ser declarado nas seguintes linhas.

Exemplo:

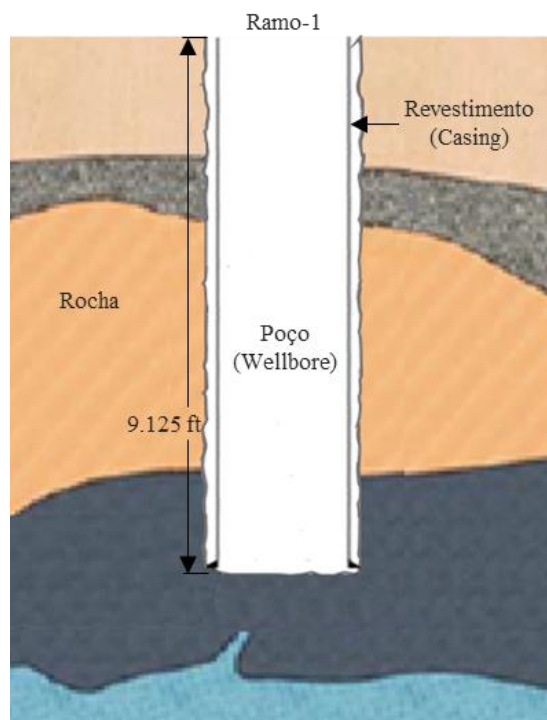
```
*WELLSITE 'Local-1'
```

***BRANCH:** neste trabalho usamos a palavra-chave para definir o poço principal e todos os poços laterais que serão segmentados. Precisamos inserir as coordenadas espaciais do ponto inicial (x, y, z do eixo coordenado), as coordenadas do ponto final, as coordenadas intermediárias dos pontos onde o poço sofre algum desvio na sua trajetória e a extensão de cada um dos pontos inseridos. Essa palavra-chave deve estar sempre ligada a **WELLSITE*.

Exemplo: poço vertical de nome ‘Ramo-1’ com uma extensão de 9.125 ft (2.781,3 m).

```
*BRANCH 'Ramo-1' *CONNECT-TO 'Local-1' *AT 0.0
  *BEGIN
    0.00      0.00      0.00      0.00
    0.00      0.00      9125.00     9125.00
  *END
```

Figura 26. Exemplo ilustrativo do poço Ramo-1.



Fonte: Autor (2018).

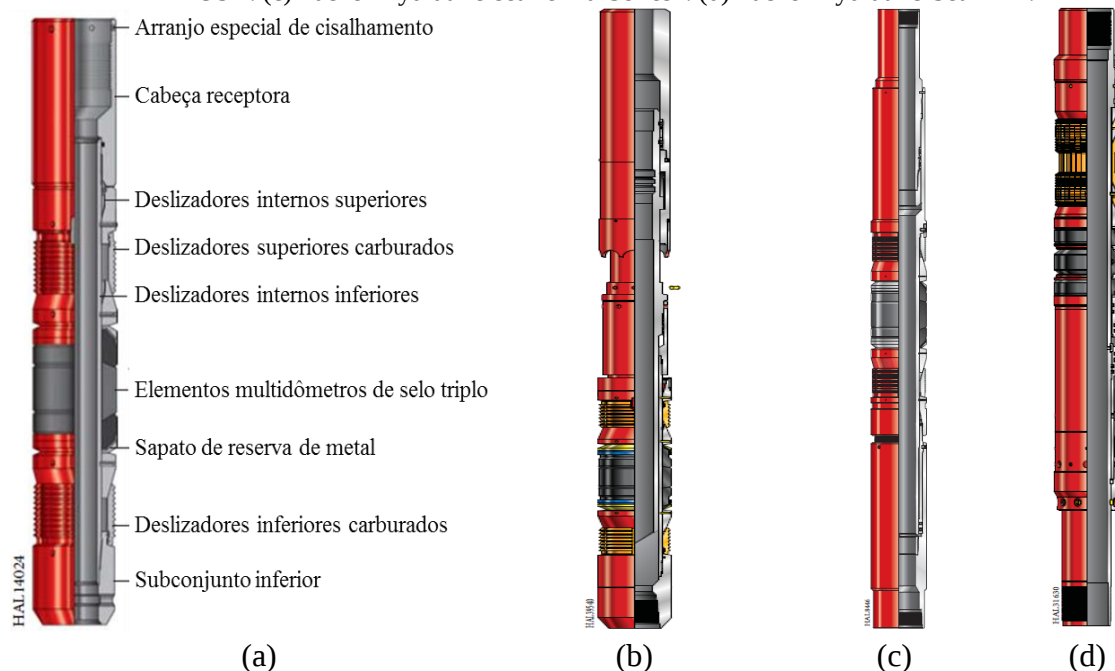
***PACKERS:** usamos esta palavra para especificar as locações (profundidades) e o número de *packers* que são instalados em um poço, seja ramo principal ou lateral. Deve estar sempre ligada a **BRANCH*.

Exemplo: dois *packers* instalados em ‘Ramo-1’ a profundidades de 8.975 ft (2.735,6 m) e 9.050 ft (2.758,4 m).

```
*PACKERS 'Ramo-1'
  *BEGIN
    8975.0
    9050.0
  *END
```

Figura 27. Exemplo ilustrativo de distintos tipos de *packers*.

(a) Packer Wireline-set Perma-Series® com os componentes. (b) Packer TWS Permanent com âncora de selo OSA. (c) Packer Hydraulic-set Perma-Series®. (d) Packer Hydraulic-Set AHR.



Fonte: (HALLIBURTON, [s.d.]).

***TE-PDMETHOD:** com esta palavra-chave definimos o método numérico usado para calcular a queda de pressão através de um dos extremos do tubo que será instalado no poço. É importante saber que é usada só quando algum dos extremos está aberto ao fluxo, como por exemplo o extremo do tubo que tem saída à superfície, embora o extremo final no fundo do poço também poder estar aberto, e sempre deve ser declarada antes de declarar em qual dos extremos do tubo vai ser usada. O iSegWell tem vários métodos incorporados para calcular dita queda de pressão, como **CONST* que considera a queda de pressão através da extremidade do tubo como fixa e constante, e esse valor fixo deve ser definido com o parâmetro *pdrop*; **PROPDP* considera a perda de pressão na extremidade proporcional à vazão volumétrica local total, usando o parâmetro *prop_factor* para dividir a vazão volumétrica e calcular essa queda de pressão; **POISEU* é um método de queda de pressão baseado no fluxo volumétrico radial incompressível desde o interior do poço até a extremidade da coluna de tubos, limitada pela

velocidade do fluxo laminar (Poiseuille) no tubo, usa o raio do tubo e um fator multiplicativo do coeficiente de fluxo para calcular a queda de pressão; **LABY* define o método de queda de pressão do dispositivo FCD híbrido ou tipo labirinto discutido anteriormente e que pode ser instalado em uma extremidade do tubo; e **TABLE* usa um conjunto de dados de pressões, profundidades e comprimentos para interpolar e calcular a queda de pressão na extremidade baseado nas características e dimensões da extremidade do tubo. Existem outros métodos que podem ser usados, e cada método exige que sejam inseridos certos parâmetros próprios de cada um. Para mais detalhes e conhecer mais métodos, visitar o manual de iSegWell. Aqui podem ser instalados dispositivos de controle de fluxo que são definidos como métodos para calcular quedas de pressão.

Exemplo:

```
*TE-PDMETHOD 'tbe-meth1'
CONST 1.0
```

****TO-PDMETHOD***: aqui usamos essa palavra para definir o método numérico usado para calcular a queda de pressão através de uma ou várias aberturas do tubo, a diferença do extremo, a abertura pode ser inserida em qualquer posição do tubo. **TO-PDMETHOD* sempre deve ser declarada antes de declarar as posições das aberturas. Existem vários métodos que podem ser usados, entre os quais há métodos que definem dispositivos de controle de fluxo, como **SPIRAL* que calcula a queda de pressão através da abertura do tubo representando o dispositivo AICD tipo diodo fluídico, usa parâmetros do fluido, como a viscosidade e densidade, e parâmetros geométricos do dispositivo, como a extensão e tamanho da espiral, para calcular dita queda de pressão; o **FCD-FRIC* representa ao dispositivo FCD tipo canal helicoidal, e usa parâmetros geométricos, como o diâmetro do canal, a área transversal do canal de fluxo, o comprimento do canal e a rugosidade relativo de dito canal para calcular a queda de pressão; **FCD-FRICG* é usado para modelar o dispositivo tipo canal helicoidal projetado pela empresa Baker Hughes, e todos os parâmetros que usa este método para calcular a queda de pressão, como o diâmetro hidráulico, diâmetro efetivo, área da seção transversal do canal de fluxo e o comprimento do canal de fluxo do dispositivo, devem ser fornecido pela própria empresa; **FCD-ORIF* modela o FCD tipo orifício/bico e usa todo seus parâmetros para calcular a queda de pressão através da abertura no tubo. Existem outros métodos que podem ser consultados no manual. Cada um tem seus parâmetros característicos.

Exemplo:

```
*TO-PDMETHOD 'to-meth1'
CONST 1.0
```

****WB-PDMETHOD***: é usada no presente trabalho para especificar o método numérico usado para calcular a queda de pressão através de um intervalo do poço. Há vários métodos que podem ser usados, como **TABLE* que usa um conjunto de dados de pressões, profundidades e comprimentos para interpolar e calcular a queda de pressão no poço, baseado nas características e dimensões da intervalo de poço a ser considerado; **PGRAD* usa as diferenças de profundidade vertical para modelar os gradientes de pressão gravitacional, somente deve ser inserido o

parâmetro *grad* que representa o valor do gradiente; **FLOW-GRAV* estima com precisão a cabeça (ou pressão) de gravidade, mas pressupõe que a queda de pressão por fricção é insignificante; o método **HOMOGENEOUS* é modelo de queda de pressão que supõe não há deslizamento entre as diferentes fases do fluxo de fluidos, a densidade média do fluido homogêneo pode ser calculada como a média ponderada local das densidades de fase líquida e gasosa, e a perda de pressão por fricção é calculada usando o fator de fricção de Fanning e o número de Reynolds; o **DRIFT-FLUX* é um modelo homogêneo que considera o deslizamento entre as fases, cada fase é considerada separadamente, permitindo calcular diferentes velocidades para cada fase. Cada modelo é escolhido de acordo com as necessidades do problema e os parâmetros disponíveis.

Exemplo: método para um poço de raio 0,333 ft (0,1015 m) com rugosidade relativa de 0,01, considerando tensão superficial gás-líquido (**SFCTENS*) de 30 dinas/cm e um fator multiplicador para as quedas de pressão por fricção e gravidade de 1 (**FMULT*).

```
*WB-PDMETHOD 'wbpmeth1'
  *BEGIN
    *TYPE DRIFT-FLUX
    *IRADIUS 0.333
    *RROUGH 0.01
    *SFCTENS 30.0
    *FMULT 1.
  *END
```

***TS-PDMETHOD:** com esta palavra podemos especificar o método que desejamos usar para calcular a queda de pressão através de um intervalo do tubo. Nesta seção podem ser usados os mesmos métodos que são implementados em **WB-PDMETHOD*, mas adequados com as características e parâmetros para um tubo.

Exemplo: método para um tubo de raio 0,2083 ft (0,0635 m) com rugosidade relativa de 0,0001, tensão superficial gás-líquido de 30 dinas/cm e fator multiplicador de 1.

```
*TS-PDMETHOD 'tspmeth1'
  *BEGIN
    *TYPE DRIFT-FLUX
    *IRADIUS 0.2083
    *RROUGH 0.00001
    *SFCTENS 30.0
    *FMULT 1.
  *END
```

***TSTRING:** neste trabalho é usada para definir uma coluna de tubos no interior de um poço, sua extensão e as condições de aberto ou fechado de seus extremos.

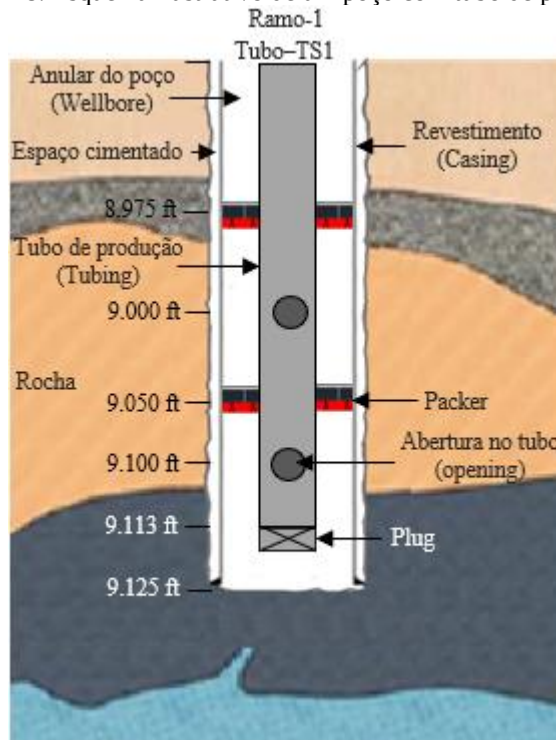
Exemplo: um tubo vertical de nome 'Tubo-TS1' com uma profundidade medida de 9.113 ft (2.777,6 m) localizado no interior do poço 'Ramo-1'.

```

* TSTRING      'Tubo-TS1 '
  * START-AT   'Ramo-1 '      0.00 * OPEN 'tbe-meth1 '
  * END-AT     'Ramo-1 '    9113.00 * CLOSED

```

Figura 28. Esquema ilustrativo de um poço com tubo de produção.



Fonte: Autor (2018).

***TOPENS:** esta palavra-chave é muito importante, porque com ela especificamos as locações das aberturas que vão ser adicionadas ao tubo, e que funcionam de comunicação entre o espaço anular do poço e o interior do tubo. Em tais aberturas podem ser instalados os dispositivos de fluxo definidos como métodos de queda de pressão.

Exemplo: dois aberturas adicionadas ao tubo 'Tubo-TS1' em 9.000 ft (2.743,2 m) e 9.100 ft (2.773,7 m).

```

* TOPENS      'Tubo-TS1 '
  * BEGIN
    9000.0 * FLOWPORT * OPEN 'to-meth1 '
    9100.0 * FLOWPORT * OPEN 'to-meth1 '
  * END

```

***WB-PDPOINTS:** com esta palavra associamos o método de queda de pressão antes definido ao intervalo do poço onde desejamos que seja implementado. A primeira coluna da matriz que se encontra entre as palavras **BEGIN* e **END* corresponde com as profundidades do intervalo do poço onde é aplicado o método de queda de pressão, a segunda coluna indica que o método especificado aí é usado para calcular a queda de pressão quando o fluxo é na direção de maior

profundidade a menor profundidade, ou seja, quando o fluxo está em direção decrescente da profundidade. Finalmente, a terceira coluna especifica qual é o método de queda de pressão usado quando o fluxo está em direção crescente da profundidade. **WB-PDPOINTS* deve estar sempre ligada a **BRANCH*.

Exemplo: todo o poço ‘Ramo-1’ vai ter associado o método de queda de pressão ‘wbpmeth1’ definido anteriormente.

```
*WB-PDPOINTS 'Ramo-1'

      *BEGIN
                0.00      'wbpmeth1'      'wbpmeth1'
                9125.00   'wbpmeth1'      'wbpmeth1'
      *END
```

****TS-PDPOINTS***: esta palavra-chave é usada para designar o método da queda de pressão antes definido ao intervalo do tubo onde se deseja implementar. Do mesmo modo que em **WB-PDPOINTS*, a convenção da matriz entre as palavras **BEGIN* e **END* é igual. Deve estar sempre ligada a **TSTRING*.

Exemplo: todo o tubo ‘Tubo-TS1’ vai ter associado o método de queda de pressão ‘tspmeth1’ definido anteriormente.

```
*TS-PDPOINTS 'Tubo-TS1'

      *BEGIN
                0.00      'tspmeth1'      'tspmeth1'
                9100.00   'tspmeth1'      'tspmeth1'
      *END
```

****WIMETHOD***: aqui usamos **WIMETHOD* para especificar o método que será empregado para determinar o índice do poço, o qual tem como objetivo calcular o fluxo do reservatório para o poço. Existem vários métodos para definir o índice do poço, como **SGWI* que indica que o valor do índice de poço deve ser inserido diretamente pelo usuário; **SGEOA* indica que os índices de poço dos intervalos canhoneados devem ser calculados a partir da informação geométrica e das dimensões e permeabilidade da célula da malha em que ocorre a completação do poço; e **SGKA* indica que os índices de poço devem ser calculados a partir de informações geométricas e da permeabilidade especificada pelo usuário. Cada um tem seus parâmetros de acordo com as características específicas.

Exemplo: método usado para calcular o índice de um poço com um raio de 0,333 ft (0,1015 m).

```
*WIMETHOD 'wimeth1'

      *BEGIN
                *TYPE *SGEOA 1.0
                *SGRADIUS 0.333
      *END
```

***WIPOINTS:** com esta palavra especificamos os intervalos do ramo onde vai ser aplicado o método do índice do poço anteriormente definido. Deve estar sempre ligada a **BRANCH*.

Exemplo: o método 'wimeth1' será implementado no poço 'Ramo-1' em toda sua extensão.

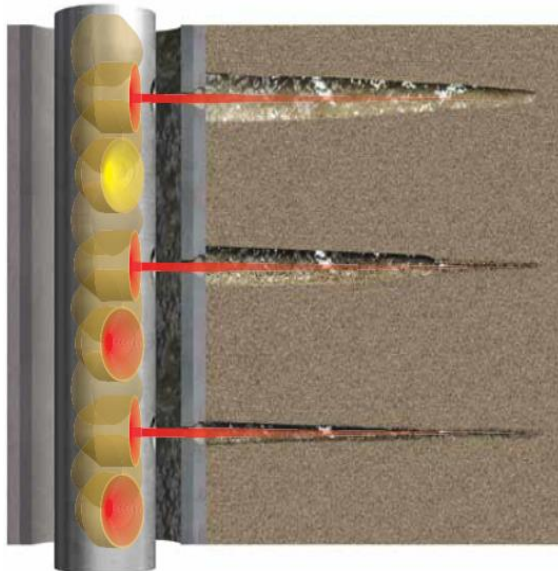
```
*WIPOINTS 'Ramo-1'
  *BEGIN
      0.00      'wimeth1'
      9125.00   'wimeth1'
  *END
```

***WB-PFINTVLS:** com esta palavra-chave adicionamos os intervalos dos canhoneios (locações em profundidades) no poço. Os canhoneios são perfurações de diâmetro e comprimento limitados feitos na rocha e cuja função é servir de caminho entre o reservatório e poço para o fluxo. Deve estar sempre ligada a **BRANCH*.

Exemplo: dois intervalos de canhoneios serão adicionados ao poço 'Ramo-1', o primeiro entre as profundidades de 8.975 ft a 9.025 ft (2.735, 6 m – 2.750,8 m), comprimento de 50 ft (15,2 m) e o segundo desde 9.075 ft até 9.125 ft (2.766,1 m – 2.781,3 m).

```
*WB-PFINTVLS 'Ramo-1'
  *BEGIN
      8975.0      9025.0
      9075.0      9125.0
  *END
```

Figura 29. Exemplo ilustrativo de uma operação de canhoneio.



Fonte: (BAXTER et al., 2009).

***SGRPFINRLUMP:** esta palavra-chave é usada para condensar em um grupo (agrupar) as informações de saída de produção (vazões, volumes acumulados produzidos de fluidos, etc.) de zonas com canhoneios no interior do poço. Se deve especificar o nome do ramo, o intervalo de profundidades que se deseja discriminar e a fração da produção/injeção total do intervalo que

contribuirá às vazões de fluxo total e cumulativo para o relatório (fator com valor 1.0 no próximo exemplo).

Exemplo: o intervalo de canhoneios compreendido entre as profundidades de 8.975 ft (2.735,6 m) a 9.025 ft (2.750,8 m) será associado à zona de produção ‘Zona-1’ para agrupar e conhecer todas suas condições e valores de produção individualmente.

```
*SGRPFINRLUMP 'Zona-1'
  *BEGIN
    'Ramo-1' 8975.0 9025.0 1.0
  *END
```

***WB-BLOCKBDYS:** no trabalho usamos esta palavra para especificar as trajetórias dos poços (principais ou laterais) em cada célula da malha discretizada do reservatório. Existem várias formas de especificar as trajetórias usando esta palavra-chave, mas a maneira exemplificada a seguir é a de melhor entendimento. É preciso ingressar o endereço espacial de cada célula (número em “i”, “j” e “k” de cada célula) que o poço atravessa, as coordenadas espaciais do ponto de entrada e do ponto de saída do poço na célula e as profundidades de cada ponto. Deve estar sempre ligada a **BRANCH*.

Exemplo: o poço ‘Ramo-1’ atravessa verticalmente 3 células do reservatório.

```
*WB-BLOCKBDYS 'Ramo-1'
*BEGIN
15 15 1 0.0 0.0 8975.0 8975.0 0.0 0.0 9025.0 9025.0
15 15 2 0.0 0.0 9025.0 9025.0 0.0 0.0 9075.0 9075.0
15 15 3 0.0 0.0 9075.0 9075.0 0.0 0.0 9125.0 9125.0
*END
```

***SGWASSIGN:** com esta palavra-chave associamos a estrutura de iSegWell criada anteriormente de um poço segmentado com um poço do simulador previamente definido, como se fosse um poço convencional, atribuindo o tipo de poço, as restrições, as condições de produção e operação, etc. Esta palavra-chave informa ao simulador que a estrutura criada está sendo tratada como um poço segmentado de iSegWell atribuído a um poço produtor ou injetor de IMEX.

Exemplo: o tubo de produção ‘Tubo-TS1’ do poço ‘Ramo-1’ é ligado ao poço de produção ‘Produtor’ previamente definido no simulador.

```
*SGWASSIGN 'SGW-Tubo-TS1' *TO 'Produtor'
```

***FCD-ORIF:** especifica os parâmetros dos dispositivos de controle de fluxo a serem instalados no tubo, mais especificamente, define o modelo da queda de pressão usado para modelar os dispositivos tipo orifício continuamente variável. Esta palavra-chave define numericamente o modelo de queda de pressão descrito matematicamente na seção 2.4 da dissertação. Devem ser inseridos o número de orifícios idênticos trabalhando em paralelo (primeiro valor apresentado

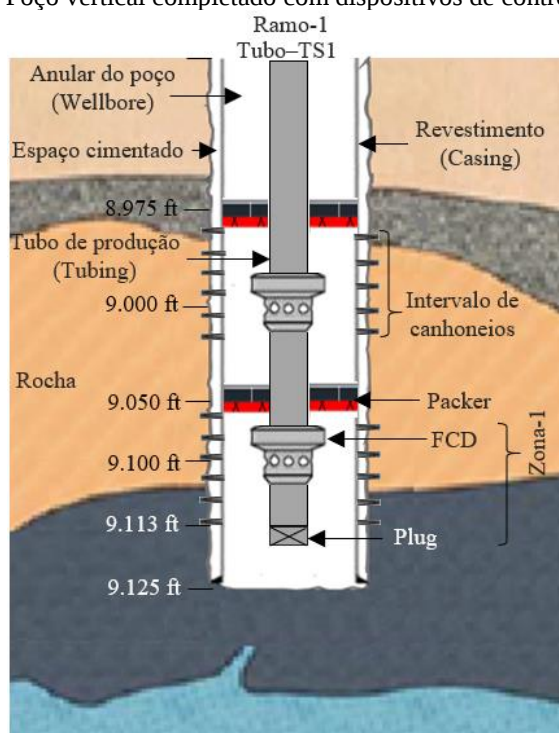
após a palavra-chave **FCD-ORIF* no próximo exemplo), o diâmetro de entrada do dispositivo (segundo valor), o diâmetro do orifício (terceiro valor), o diâmetro de saída do dispositivo (quarto), a temperatura de operação do dispositivo (quinto), a relação das capacidades de calor C_p/C_v para o gás fluido através do dispositivo, o coeficiente de descarga do dispositivo, e o fator que determina se uma modificação é aplicada ao coeficiente de descarga do dispositivo para levar em consideração as variações no teor de gás do fluido, entre outros fatores opcionais.

Exemplo:

**TO-PDMETHOD 'FCD-meth1'*

**FCD-ORIF 1.0 0.2083 0.0416 0.2083 80.0 1.4 0.85 1.0*

Figura 30. Poço vertical completado com dispositivos de controle de fluxo.



Fonte: Autor (2018).

No **APÊNDICE A** é mostrado um arquivo de entrada .DAT com os exemplos mais bem detalhados das palavras-chave antes referidas e as usadas nos diferentes casos que serão discutidos nos capítulos posteriores.

3.3 Modelagem e controle dos dispositivos

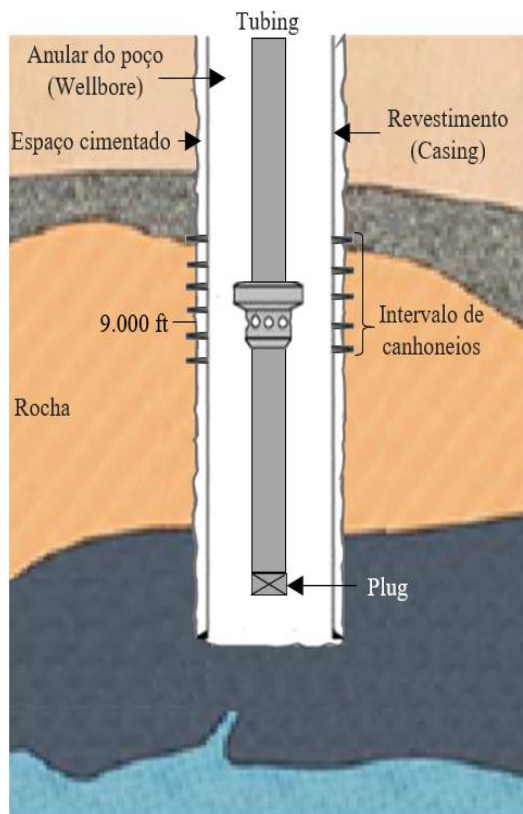
Como foi explicado na anterior seção, para simular os dispositivos com orifício continuamente variável é necessário especificar um método de queda de pressão com todos os parâmetros e a configuração do dispositivo. Nesta pesquisa é usado o comando **FCD-ORIF*, que é uma palavra-chave específica do simulador, para definir os dispositivos que serão simulados nesta dissertação. É importante dizer que, embora, essa palavra define dispositivos passivos, vamos usar sua capacidade de mudar o tamanho do diâmetro de seu orifício para modelar e representar ditos dispositivos de área de fluxo continuamente variável, assemelhando ICV (controle ativo). Essa palavra-chave é associada com um método de queda de pressão, e

esse método de queda de pressão é associado com uma abertura no tubo, como ficou mostrado anteriormente; então a maneira mais apropriada para realizar a variação do diâmetro do orifício (a área de fluxo) usando iSegWell é definindo em cada passo de tempo onde se deseja realizar a mudança um método de queda de pressão que especifique o tamanho do orifício com o qual o dispositivo vai operar, mas conservando os demais parâmetros com seus valores iniciais (o resto dos parâmetros permanecem constante ao longo do tempo), cada método de queda de pressão definido é associado com a abertura de tubo já existente. Para entender melhor a ideia desenvolvida, são apresentados dois exemplos ilustrativos de como modelar e controlar ao longo do tempo os dispositivos instalados no tubo de produção.

3.3.1 Exemplo 1

O primeiro exemplo consta de um tubo de produção com só uma abertura onde será instalado o dispositivo. Na Fig. 31 pode-se ver o esquema ilustrativo deste exemplo. Se realizarão duas mudanças no diâmetro do equipamento ao longo dos três anos da hipotética simulação. O tubo de produção e suas características foram definidas na seção anterior, nesta parte só será mostrada a definição e o controle do dispositivo nos passos de tempo especificados, o tempo é contado em dias. Como é um dispositivo do tipo orifício continuamente variável, só terá um orifício para ser controlado, o diâmetro de entrada do dispositivo é de 0,208 ft (0,0634 m), o diâmetro inicial do orifício é de 0,05 ft (0,0152 m), e diminuirá a 0,04 ft (0,0122 m) e a 0,03 ft (0,0091 m) nos posteriores passos de tempo, o diâmetro de saída do dispositivo é de 0,208 ft (0,0634 m), a temperatura de operação é de 180 °F (82,2 °C), a relação C_p/C_v é de 1,2 e o coeficiente de descarga do dispositivo é de 0,80.

Figura 31. Esquema ilustrativo do Exemplo 1.



Fonte: Autor (2018).

Definimos o método de perda de pressão do dispositivo como foi discutido na seção anterior, especificamos seu nome e seus parâmetros de operação, e posteriormente associamos esse método com a abertura de tubo. Inicializamos o tempo de simulação, e no passo de tempo onde desejemos realizar a mudança do tamanho do diâmetro se define mais um novo método de perda de pressão para o dispositivo com os mesmos parâmetros do método anterior, mas com o diâmetro do orifício diferente (desejado), assim:

```

**** Definir o método de queda de pressão com seu nome e parâmetros.
*TO-PDMETHOD 'FCD-meth1'
*FCD-ORIF 1.0 0.208 0.05 0.208 180.0 1.2 0.80 1.0

**** Associar o método definido com a abertura do tubo.
*TOPENS 'Tubo-TS'
  *BEGIN
    9000.0 *FLOWPORT *OPEN 'FCD-meth1'
  *END

**** Inicializar o tempo da simulação.
**** 2000-01-01
*TIME 1
*TIME 3
*TIME 30
:
*TIME 330
*TIME 365

**** 2001-01-01

**** Neste passo de tempo se deseja diminuir o diâmetro do
orifício. Definir o novo método com o diâmetro desejado (mudança
para 0.04 ft).
*TO-PDMETHOD 'FCD-meth2'
*FCD-ORIF 1.0 0.208 0.04 0.208 180.0 1.2 0.80 1.0

**** Associar o novo método com a abertura do tubo já existente.
*TOPENS 'Tubo-TS'
  *BEGIN
    9000.0 *FLOWPORT *OPEN 'FCD-meth2'
  *END

**** Continuar com o tempo da simulação.
*TIME 390
*TIME 420
:
*TIME 690
*TIME 730

**** 2002-01-01
**** Definir o novo método com o diâmetro desejado (mudança para
0.03 ft).

```

```

*TO-PDMETHOD      'FCD-meth3'
*FCD-ORIF  1.0   0.208   0.03  0.208  180.0  1.2  0.80  1.0

**** Associar o novo método com a abertura do tubo.
*TOPENS 'Tubo-TS'
  *BEGIN
    9000.0   *FLOWPORT   *OPEN   'FCD-meth3'
  *END

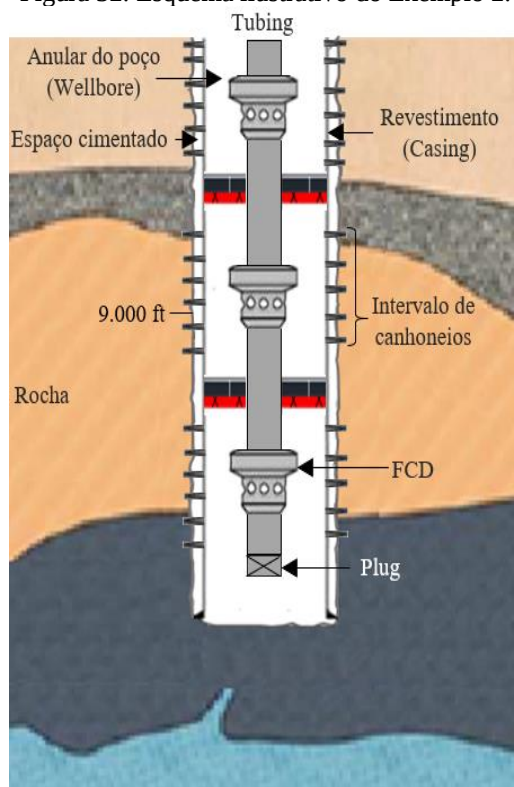
**** Continuar com o tempo da simulação.
*TIME      750
:
*TIME      1095
**** 2003-01-01
*STOP

```

3.3.2 Exemplo 2

Neste exemplo o tubo de produção tem três aberturas usadas para instalar três dispositivos (ver Fig. 32), é importante dizer que cada dispositivo pode ser controlado independentemente, ou seja, que a mudança no tamanho do diâmetro de cada um pode-se realizar em passos de tempo distintos e com valores de diâmetro também diferentes. Para este caso duas mudanças serão feitas no diâmetro de cada equipamento com valores diferentes e em passos de tempo diferentes. Os parâmetros iniciais serão iguais para os três dispositivos e correspondem aos parâmetros usados no exemplo anterior.

Figura 32. Esquema ilustrativo do Exemplo 2.



Fonte: Autor (2018).

**** Definir os métodos para cada dispositivo.

```
*TO-PDMETHOD    'FCD-meth1'
*FCD-ORIF  1.0    0.208    0.05    0.208    180.0    1.2    0.80    1.0
```

```
*TO-PDMETHOD    'FCD-meth2'
*FCD-ORIF  1.0    0.208    0.05    0.208    180.0    1.2    0.80    1.0
```

```
*TO-PDMETHOD    'FCD-meth3'
*FCD-ORIF  1.0    0.208    0.05    0.208    180.0    1.2    0.80    1.0
```

**** Associar os métodos com as aberturas do tubo.

```
*TOPENS 'Tubo-TS'
  *BEGIN
        9000.0    *FLOWPORT    *OPEN    'FCD-meth1'    ***FCD1
        9050.0    *FLOWPORT    *OPEN    'FCD-meth2'    ***FCD2
        9100.0    *FLOWPORT    *OPEN    'FCD-meth3'    ***FCD3
  *END
```

**** Inicializar o tempo da simulação.

**** 2000-01-01

```
*TIME      1
*TIME      3
*TIME      30
:
*TIME      330
*TIME      365
```

**** 2001-01-01

**** Definir o novo método com o diâmetro desejado (redução de **0.01** ft para o FCD2 e de **0.02** ft para o FCD3).

```
*TO-PDMETHOD    'FCD-meth4'
*FCD-ORIF  1.0    0.208    0.04    0.208    180.0    1.2    0.80    1.0
```

```
*TO-PDMETHOD    'FCD-meth5'
*FCD-ORIF  1.0    0.208    0.03    0.208    180.0    1.2    0.80    1.0
```

**** Associar o novo método com a abertura do tubo.

*TOPENS 'Tubo-TS'

*BEGIN

9050.0 *FLOWPORT *OPEN 'FCD-meth4' ***FCD2
9100.0 *FLOWPORT *OPEN 'FCD-meth5' ***FCD3

*END

**** Continuar com o tempo da simulação.

*TIME 390

*TIME 420

:

*TIME 540

**** Redução de **0.01** ft para o FCD1.

*TO-PDMETHOD 'FCD-meth6'

*FCD-ORIF 1.0 0.208 **0.04** 0.208 180.0 1.2 0.80 1.0

*TOPENS 'Tubo-TS'

*BEGIN

9000.0 *FLOWPORT *OPEN 'FCD- meth6' ***FCD1

*END

*TIME 690

:

*TIME 730

**** 2002-01-01

**** Redução de **0.02** ft para FCD3).

*TO-PDMETHOD 'FCD-meth7'

*FCD-ORIF 1.0 0.208 **0.01** 0.208 180.0 1.2 0.80 1.0

*TOPENS 'Tubo-TS'

*BEGIN

9100.0 *FLOWPORT *OPEN 'FCD-meth7' ***FCD3

*END

**** Continuar com o tempo da simulação.

*TIME 750

:

*TIME 960

**** Redução de **0.01** ft para o FCD1 e de **0.02** ft para o FCD2).

*TO-PDMETHOD 'FCD-meth8'

*FCD-ORIF 1.0 0.208 **0.03** 0.208 180.0 1.2 0.80 1.0

*TO-PDMETHOD 'FCD-meth9'

*FCD-ORIF 1.0 0.208 **0.02** 0.208 180.0 1.2 0.80 1.0

**** Associar o novo método com a abertura do tubo.

*TOPENS 'Tubo-TS'

*BEGIN

9000.0 *FLOWPORT *OPEN 'FCD-meth8' ***FCD1

9050.0 *FLOWPORT *OPEN 'FCD-meth9' ***FCD2

*END

:

*TIME 1095

**** 2003-01-01

*STOP

Desta forma são controlados os tamanhos dos orifícios de todos os dispositivos usados nos exemplos de modelamento de completações inteligentes. No **APÊNDICE A** é apresentado um arquivo de entrada (.DAT) usado em um caso desta dissertação.

Também existem opções no modulo iSegWell que permitem modelar dispositivos autônomos, como por exemplo o AICD tipo diodo fluídico, que pode ser simulado usando a palavra-chave **SPIRAL* como fizemos com o **FCD-ORIF*.

Além do **FCD-ORIF* também há outros FCD que podem ser instalados e simulados nesses modelos de poços inteligentes, como por exemplo o FCD híbrido ou labirinto, que é representado no modulo pela palavra-chave **LABY*. O FCD tipo canal helicoidal também está presente, e é modelado com a palavra **FCD-FRIC*. Infelizmente ainda não há opções incorporadas nesse modulo que possam modelar válvulas ICV no sentido estrito do comportamento e mecanismos dessas válvulas, e por isso, fazemos uso do **FCD-ORIF* para representar e modelar dispositivos com área de fluxo continuamente variável e poder usar esse modulo do IMEX.

4 O PROBLEMA DE OTIMIZAÇÃO

Até o momento, o problema de como representar, modelar e controlar dispositivos com orifício continuamente variável foi descrito, agora será apresentado o problema a ser otimizado, a maneira como se solucionará e as estratégias usadas para otimizar os diâmetros de cada orifício, com o único objetivo de maximizar o VPL do reservatório. Neste capítulo se descreverão as ferramentas de otimização usadas na pesquisa, o funcionamento e os benefícios. Para uma explicação mais detalhada sobre o proposto nesta seção da dissertação visitar, ler e estudar o trabalho de OLIVEIRA (2013).

4.1 Definição do problema

O índice econômico de interesse neste trabalho é o VPL do projeto, como função objetivo a maximizar, sendo este o fluxo de caixa do reservatório, e equivale ao cálculo de quanto os futuros pagamentos estariam valendo atualmente. O VPL é função do preço atual da unidade de óleo, o custo de tratamento da unidade de água produzida, o custo por cada unidade de água injetada. Também tem em conta as vazões de produção de líquido em função das variáveis do projeto e as vazões de injeção de água, além da taxa de desconto aplicada ao capital, entre outros parâmetros. As variáveis do projeto são os diâmetros dos orifícios de cada FCD instalado no poço produtor, ditas variáveis são normalizadas dividindo o diâmetro de cada dispositivo em determinado passo de tempo pelo valor do diâmetro máximo permitido e são restritas a um valor mínimo e um valor máximo de operação. A formulação geral do problema de otimização adotada neste trabalho é apresentada na equação a seguir:

$$\text{Maximizar: } VPL(x_{z,t}) = \sum_{t=0}^T \left[\frac{1}{(1+d)^t} \cdot F_t(q_t(x_{z,t})) \right] \quad (4.1)$$

$$\text{Sujeito a: } x_{min} \leq x_{z,t} \leq x_{max}$$

com

$$F_t(q_t(x_{z,t})) = \sum_{p=1}^{nP} (r_o q_{p,t}^o(x_{z,t}) - c_w q_{p,t}^w(x_{z,t})) - \sum_{l=1}^{nl} (c_{wl} q_{l,t}^w) \quad (4.2)$$

$$x_{z,t} = \frac{DD_{z,t}}{MDD} \quad (4.3)$$

Na Eq. (4.1), d é a taxa de desconto aplicada ao capital, T é o tempo de concessão do projeto, F_t é o fluxo de caixa no tempo t , $x_{z,t}$ é a variável de projeto da zona z no intervalo de tempo t normalizada, x_{min} e x_{max} são os valores limites mínimo e máximo, respectivamente, para as variáveis de projeto.

Na Eq. (4.2), nP é o número total de poços produtores, r_o é o preço da unidade de óleo, $q_{p,t}^o$ é a vazão de óleo produzido do poço p no tempo t , $q_{p,t}^w$ é a vazão de água produzida do

poço p no tempo t , c_w e c_{wi} são o custo da unidade de água produzida e de água injetada, respectivamente, nI é o número total de poços injetores, $q_{I,t}^w$ é a vazão de água injetada do poço I no tempo t .

Na Eq. (4.3), $DD_{z,t}$ é o valor do diâmetro do dispositivo da zona z no intervalo de tempo t , MDD é o valor máximo permitido para o diâmetro de cada dispositivo (valor fixo inicial que depende do modelo e da configuração do dispositivo).

O problema será resolvido usando uma estratégia de aproximação, que faz uso de modelos substitutos para avaliar a função objetivo original e as restrições.

4.2 Modelos substitutos

Basicamente são modelos simplificados usados para representar modelos mais complexos obtendo um resultado aproximado, mas que consegue definir de maneira satisfatória o que se pretende analisar, geralmente são expressas matematicamente (OLIVEIRA, 2013).

Em meados dos anos 1970, SCHMIT & FARSHI (1974) e SCHMIT & MIURA (1976) demonstraram que a utilização de modelos substitutos (com fidelidades variáveis) pode ser custo-eficiente quando se busca a otimização de alguns problemas complexos da engenharia.

As funções substitutas são utilizadas objetivando uma resposta computacional rápida, e para obter um comportamento mais suave e/ou simplificado das funções de custo computacional elevado (modelos de alta fidelidade), isto é, livre de ruídos numéricos, permitindo ainda a obtenção dos gradientes. O fator essencial na aproximação é substituir as funções de alta fidelidade por funções mais simples de serem calculadas (funções substitutas) e usá-las durante o processo de otimização (OLIVEIRA, 2013).

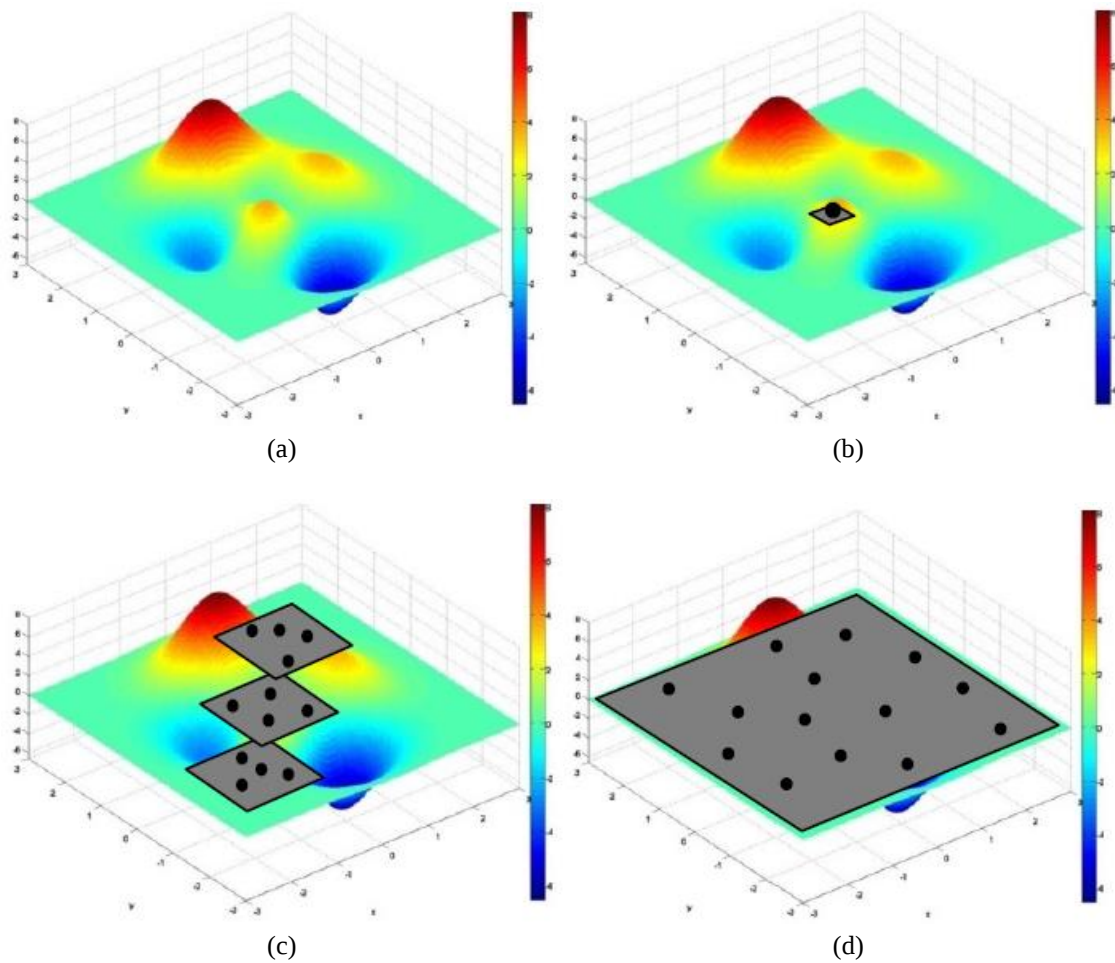
As aproximações podem ser classificadas segundo o intervalo de aplicabilidade no espaço de projeto, sendo definidos três grupos distintos (BARTHELEMY; HAFTKA, 1993):

1. Aproximações locais: são válidas apenas em uma vizinhança próxima ao local onde as funções foram criadas. Durante o processo de otimização, os resultados da função real são comparados a cada iteração com os da função aproximada, resultando em uma consistência entre os dois modelos.
2. Aproximações de médio alcance: tenta dar um aspecto global para as aproximações do tipo local (SILVA, 2010).
3. Aproximações globais: ocorre quando é necessário obter uma ideia geral da função investigada em todo o espaço de projeto.

Na Fig. 33 são mostradas graficamente as definições dos tipos de aproximação citadas anteriormente.

Figura 33. Gráficas dos diferentes tipos de aproximação.

(a) Espaço do projeto. (b) Aproximação local. (c) aproximação de médio-alcance. (d) aproximação global.



Fonte: (SILVA, 2010)

As aproximações podem assumir as seguintes formas (PIETROBOM, 2002):

1. Funcional: a aproximação da função real é obtida pela interpolação de valores conhecidos da função objetivo.
2. Física: os modelos são criados a partir de modelos físicos simplificados.
3. Híbrido: modelos resultantes da combinação entre os modelos físico e funcional (fidelidade variável).

As técnicas de construção de metamodelos por ajuste de pontos envolvem interpolação ou regressão numérica de um conjunto de resultados gerados a partir do modelo real. Para se construir tal modelo, o primeiro passo é gerar um conjunto de pontos (amostra) que sejam únicos e limitados pelas cotas do espaço de projeto. Esta técnica é conhecida como plano de amostragem (FORRESTER; SÓBESTER; KEANE, 2008; KEANE; NAIR, 2005; ROBINSON, 2003).

4.2.1 Plano de amostragem

A localização dos pontos gerados no plano de amostragem pode influenciar o modelo criado, dado que em cada ponto da amostra a função real é avaliada e o resultado da análise é

salvo para posterior criação do modelo substituto. A escolha dos pontos é um assunto bastante importante, especialmente quando o tempo da análise para um único experimento é longo. Deve-se procurar uma amostra adequada, com um número mínimo de pontos que assegure a precisão do metamodelo com relação ao modelo real (FORRESTER; SÓBESTER; KEANE, 2008).

Intuitivamente se pensa em distribuir as amostras de forma a cobrir uniformemente o domínio de projeto. Aspectos quantitativos de uniformidade envolvem: (1) a igualdade com a qual os pontos são espaçados entre si no espaço de projeto; (2) uniformidade de densidade de pontos sobre todo o domínio do espaço de projeto (i.e., cobertura uniforme de todo o domínio pelo conjunto de pontos, e não apenas uma uniformidade em uma determinada região do espaço); e (3) isotropia (sem direções preferenciais) no padrão da colocação de pontos (ROMERO et al., 2006). Cada um desses aspectos de uniformidade pode ser quantificado por diversas medidas matemáticas como descritas em SAKA; GUNZBURGER & BURKARDT (2007).

Diversas técnicas de amostragem estão disponíveis em vários ambientes computacionais, das quais são citadas neste texto a amostragem por hipercubo latino (Latin Hypercube Sampling, LHS), a diagramação de Voronoi no centroide (Centroidal Voronoi Tessellation, CVT) e a diagramação de Voronoi no centroide latinizada (“Latinized” Centroidal Voronoi Tessellation, LCVT) (ROMERO et al., 2006). Nas técnicas de amostragem, uma medida de uniformidade do conjunto de pontos projetados em todos os eixos coordenados é chamada de discrepância. A discrepância diminui à medida que a uniformidade de projeção aumenta.

O método LHS geralmente executa uma melhor distribuição uniforme de pontos. Isto é devido à maior regularidade na amostragem individual em cada dimensão dos parâmetros da função antes dos parâmetros serem combinados de forma aleatória para gerar o conjunto que definirá as coordenadas dos pontos da amostra (ROMERO et al., 2006).

O método CVT subdivide o domínio com diagramas de formatos arbitrários (células de Voronoi) em espaços que apresentam aproximadamente o mesmo volume. O ponto amostral a ser selecionado na divisão, é o centroide de cada volume da subdivisão (ROMERO et al., 2006).

O LHS é um método de amostragem com menor discrepância do que o CVT. Embora o CVT tenda a ter uma melhor uniformidade volumétrica, o que remedia seu desempenho relativo em algumas áreas, ele também tem uma discrepância bastante elevada, o que prejudica o desempenho relativo em mapear alguns tipos de espaços (ROMERO et al., 2006).

O método LCVT é uma versão alternativa, criada a partir da combinação das técnicas CVT e LHS, e aparenta ter uma discrepância menor do que o CVT, e uma maior uniformidade do que o LHS (ROMERO et al., 2006).

Depois de ter os pontos amostrais, expressões de predição são usadas para avaliar a função em pontos não avaliados do domínio. A função é baseada num modelo comum de krigagem.

4.2.2 Modelo de Krigagem

Para o mapeamento do domínio de projeto com funções substitutas é interessante que as mesmas forneçam valores de fidelidade aceitável, onde os valores mapeados devem ser ideais em algum sentido objetivo. Uma medida que pode ser utilizada é a “imparcialidade”, tomados em conjunto, o mapeamento deve ter a média correta. Verifica-se que a “imparcialidade” global é simples de atingir. Com os métodos de estimação simplificados globais a imparcialidade é obtida ao custo de uma superestimação de pontos onde os valores deveriam ser baixos e uma subestimação de pontos onde os valores deveriam ser altos. Quando isso ocorre se diz que há uma “tendência condicionada” (FORRESTER; SÓBESTER; KEANE, 2008; PIETROBOM, 2002).

No método de kriging a função é formulada da seguinte forma (FORRESTER; SÓBESTER; KEANE, 2008):

$$f(x) = \sum_{j=1}^k \beta_j N_j(x) + Z(x) \quad (4.4)$$

Na Eq. (4.4), a primeira parte representa uma regressão linear dos dados, e o erro, $Z(x)$, é uma função aleatória (em geral segue uma distribuição Gaussiana) com média zero, variância σ^2 , e covariância não nula. Geralmente são utilizados polinômios para definir $N_j(x)$. Uma abordagem tradicional é chamada de kriging ordinário, na qual a ordem das funções empregadas é zero. No kriging ordinário, a função assume a forma:

$$f(x) = \mu + Z(x) \quad (4.5)$$

onde μ é uma constante desconhecida.

A matriz de covariância é dada por:

$$\text{cov}[Z(x_i), Z(x_j)] = \sigma^2 \mathbf{R}[R(x_i, x_j)] \quad (4.6)$$

onde $\mathbf{R}$ é uma matriz de correlação e $R(x_i, x_j)$ é a função de correlação entre cada dois dos m pontos da amostra. A função de correlação considerada é uma função Gaussiana da forma:

$$R(x_i, x_j) = e^{-\sum_{k=1}^{nvar} \theta_k |x_k^{(i)} - x_k^{(j)}|^2} \quad (4.7)$$

onde $nvar$ é o número total de variáveis, e θ_k são os parâmetros de correlação desconhecidos utilizados para ajustar o modelo.

Minimizando o quadrado da média e usando uma estimativa de máxima probabilidade que leva a um valor ótimo de θ e ao melhor preditor imparcial (FORRESTER; SÓBESTER; KEANE, 2008), dado por:

$$\hat{f}(x) = \hat{\beta} + \mathbf{r}^T(x)\mathbf{R}^{-1}(\mathbf{f}_s - \hat{\beta}\mathbf{f}) \quad (4.8)$$

com

$$\mathbf{r}(x) = [R(x, x_1), \dots, R(x, x_m)] \quad (4.9)$$

$$\hat{\beta} = (\mathbf{f}^T\mathbf{R}^{-1}\mathbf{f})^{-1}\mathbf{f}^T\mathbf{R}^{-1}\mathbf{f}_s \quad (4.10)$$

Na Eq. (4.8), $\mathbf{f}_s$ é um vetor com os valores reais da função dos m pontos amostrais e $\mathbf{f}$ é um vetor com m elementos um.

Alguns parâmetros são necessários para verificar se o modelo criado é adequado, além de fornecer certas diretrizes para selecionar o melhor modelo quando diferentes modelos são construídos. Duas medidas são consideradas para a verificação do modelo; elas são a raiz quadrada do erro quadrático médio (Root Mean Square Error, RMSE) e a soma dos quadrados dos erros preditos (Predicted Error Sum of Squares, PRESS) (AFONSO; HOROWITZ; OLIVEIRA, 2010). As expressões para essas medidas são:

$$RMSE = \sqrt{\frac{\sum_{i=1}^{np} (f_i - \hat{f}_i)^2}{np}} \quad (4.11)$$

$$PRESS = \sqrt{\sum_{i=1}^{np} (f_i - \hat{f}_i)^2} \quad (4.12)$$

4.3 Estratégias de otimização

A otimização se refere ao estudo de um conjunto de técnicas que têm como objetivo a obtenção de parâmetros pré-especificados dentro de um conjunto (espaço) permitido que fornece o melhor resultado para uma função. Neste sentido, é aproveitar os recursos disponíveis de maneira a maximizar os ganhos (HAFTKA; GÜRDAL, 1992).

São diversos os algoritmos existentes para realizar o processo de otimização, o tipo de algoritmo a ser utilizado depende das características do problema. Os problemas de otimização de reservatórios de petróleo apresentam características que dificultam a obtenção de resultados com alguns tipos de algoritmos. Para superar os inconvenientes encontrados nestes tipos de problemas, uma alternativa sugerida é a combinação das metodologias existentes (OLIVEIRA, 2013).

A forma geral de um problema de otimização é:

$$\begin{aligned}
 & \text{Minimizar } f(x) \\
 & x \in \mathbb{R} \\
 & \text{Sujeito a: } h_i(x) = 0, \quad (i = 1, 2, \dots, m) \\
 & \quad \quad g_j(x) \leq 0, \quad (j = 1, 2, \dots, n) \\
 & \quad \quad x_{t,\min} \leq x_t \leq x_{t,\max}, \quad (t = 1, 2, \dots, nvar)
 \end{aligned} \tag{4.13}$$

onde $f(x)$ é a função objetivo, $h_i(x)$ são as m funções de restrição de igualdade, $g_j(x)$ são as n funções de restrição de desigualdade, e $x_{t,\min}$ e $x_{t,\max}$ são, respectivamente, os limites inferiores e superiores da variável x_t . Todas as funções envolvidas são funções do vetor:

$$x = (x_1, x_2, \dots, x_{nvar}) \tag{4.14}$$

Na Eq. (4.13), a componente x_t é chamada variável de decisão, e pode ser real, discreta ou uma mistura das duas. O espaço gerado pelas variáveis de decisão é chamado de espaço de busca, ou espaço de projeto, enquanto o espaço formado pela função objetivo é chamado de espaço de soluções.

As funções envolvidas podem ser lineares ou não-lineares e a formulação pode ser adaptada ao algoritmo utilizado. Em algumas situações, o algoritmo considera a maximização ao invés da minimização, ou aceita apenas otimização com restrições de desigualdade. Nesse caso, modificações podem ser feitas, de forma a tornar o problema equivalente ao apresentado na Eq. (4.13). Maximizar $f(x)$ é equivalente a minimizar $-f(x)$, uma restrição de desigualdade do tipo $g_j(x) \geq 0$ é equivalente a $-g_j(x) \leq 0$, e uma restrição de igualdade do tipo $h_i(x) = 0$ pode ser considerada como duas de desigualdade do tipo $g_j(x) \leq 0$ e $g_j(x) \geq 0$ consideradas simultaneamente. O caso mais simples de restrição para uma variável de decisão x_t é $x_{t,\min} \leq x_t \leq x_{t,\max}$, que é chamado de restrições de limite (OLIVEIRA, 2013).

4.3.1 Programação matemática

A programação matemática pode ser considerada como a primeira linha de métodos para resolução de problemas de otimização através do uso de algoritmos computacionais. Ela trata o problema de forma iterativa e determinística, através de gradientes, funcionais e operações matriciais, necessitando de informações iniciais (CASTRO, 2001).

Os algoritmos são classificados em algoritmos de ordem zero, primeira ordem e segunda ordem, dependendo se a solução do mesmo exige apenas o valor da função, da primeira ou da segunda derivada (TORRES, 2001).

Um passo fundamental para os algoritmos de programação matemática é a aproximação da função objetivo não-linear através do truncamento da expansão em série de Taylor (YANG, 2010), muitas vezes na forma quadrática. Para uma função continuamente diferenciável, $f(x)$, a expansão de Taylor, até 2ª ordem, em termos de $\Delta x = x - x_k$, em um ponto definido x_k , pode ser apresentada como:

$$f(x) \cong f(x_k) + (\nabla f(x_k))^T \Delta x + \frac{1}{2} \Delta x^T \nabla^2 f(x_k) \Delta x \quad (4.15)$$

onde $\nabla f(x_k)$ e $\nabla^2 f(x_k)$ são o gradiente e a matriz Hessiana da função $f(x)$, respectivamente.

Para resolver problemas de otimização, e lidar com problemas restritos de várias variáveis, é comum definir a função Lagrangeana do problema, como:

$$\mathcal{L}(x) = f(x) + \sum_{i=1}^m \lambda_i h_i(x) + \sum_{j=1}^n \lambda_{m+j} g_j(x) \quad (4.16)$$

onde λ é o vetor com os multiplicadores de Lagrange associadas às restrições h_i e g_j , no ponto x . Pode ser mostrado que a condição de mínimo local desta função, na solução x^* , satisfaz as condições de otimalidade de Karush, Kuhn e Tucker (KKT) (HAFTKA; GÜRDAL, 1992; VANDERPLAATS, 1984).

O processo de otimização parte de um ponto inicial, x_0 , fornecido como dado de entrada. O ponto é então atualizado modificando o vetor das variáveis de projeto x através da equação:

$$x_t = x_{t+1} + \alpha r_t \quad (4.17)$$

onde t é o iterando, o vetor r é a direção de busca, que indica a direção viável para qual o valor de $f(x)$ decresce, e o escalar α é o tamanho do passo na direção de r .

A classificação mais simples para o tipo de problema de programação matemática é:

- Programação linear: quando ambos, objetivos e restrições, são funções lineares ou são assumidas como funções lineares.
- Programação quadrática: quando o objetivo é quadrático, ou é assumido como função quadrática, e as restrições são lineares, ou assumidas assim.
- Programação não-linear: quando ambos, objetivos e restrições, são funções não-lineares.

Dos algoritmos de programação matemática, um dos métodos mais eficientes é o de programação quadrática sequencial (Sequential Quadratic Programming, SQP) (POWELL, 1978), devido a isso o SQP é o método empregado na etapa de busca local.

4.3.1.1 Programação quadrática sequencial – SQP

O SQP é um dos principais e mais robustos métodos para a solução numérica de problemas de otimização restritos e não-lineares. A ideia fundamental do SQP é aproximar a matriz Hessiana usando um método de atualização quase-Newton. SQP é uma metodologia iterativa que modela problemas não-lineares com base em uma dada solução $x^{(k)}$, por meio de um subproblema de programação quadrática (PQ), resolve o subproblema PQ e usa essa solução para determinar a direção de busca e construir uma nova e melhor aproximação $x^{(k+1)}$. A

metodologia é realizada de tal forma que cria uma sequência de soluções aproximadas de cada subproblema PQ em cada iteração e converge para um mínimo local do problema não-linear (VANDERPLAATS, 1984).

Usando a expansão de Taylor, o problema pode ser aproximado, a cada iteração, como um problema do tipo:

$$\begin{aligned} \text{Minimizar } & f(x_k) + (\nabla f(x_k))^T \Delta x + \frac{1}{2} \Delta x^T \nabla^2 \mathcal{L}(x_k) \Delta x \\ \text{Sujeito a: } & h_i(x_k) + \nabla h_i(x_k)^T \Delta x = 0, \quad (i = 1, 2, \dots, m) \\ & g_j(x_k) + \nabla g_j(x_k)^T \Delta x \leq 0, \quad (j = 1, 2, \dots, n) \end{aligned} \quad (4.18)$$

Para aproximar a matriz Hessiana por uma matriz simétrica positiva definida, é usada a aproximação padrão Broydon–Fletcher–Goldfarbo–Shanno (BFGS) (POWELL, 1978; VANDERPLAATS, 1984). Em forma geral, as principais etapas do algoritmo SQP convencional são:

1. Definir um ponto inicial, $x^{(0)}$.
2. Configurar a aproximação inicial para a matriz Hessiana de acordo com os termos quadráticos da função objetivo.
3. Resolver o subproblema PQ para encontrar a direção de busca.
4. Realizar a busca linear para definir o tamanho do passo na direção de busca.
5. Atualizar a matriz Hessiana, utilizando o esquema BFGS, e atualizar a solução.
6. Verificar a convergência.
7. Se o mínimo local for encontrado, então parar o processo, caso contrário, retornar para o passo 3.

Em um algoritmo de programação matemática, geralmente o cálculo dos gradientes é feito de forma numérica, a menos que as informações das derivadas das funções envolvidas sejam fornecidas. É característico de um problema que envolve a simulação de reservatório de petróleo, o alto custo computacional devido à simulação numérica exigida. A combinação do SQP com o uso de modelos substitutos pode apresentar uma saída para tal inconveniente (OLIVEIRA, 2013).

4.3.1.2 Otimização sequencial por aproximação – SAO

Esta metodologia é usada para decompor o problema de otimização original em uma sequência de subproblemas menores, que são pequenas sub-regiões do domínio do projeto inicial, cada sub-região é administrada de forma adaptativa pela estratégia SAO (ALEXANDROV et al., 1998; ELDRED et al., 2004; HOROWITZ; AFONSO; MENDONÇA, 2013). As funções substitutas são criadas a partir de avaliações da função real e são operadas pelo algoritmo de otimização nas pequenas regiões do espaço do projeto de otimização, ao invés de usar as respostas obtidas da simulação real; essas sub-regiões nas quais é aplicado o modelo substituto são chamadas regiões de confiança. As avaliações das funções reais também são usadas para a análise de consistência entre os modelos reais e aproximados. Matematicamente, podemos definir cada subproblema a ser resolvido pelo SAO como:

$$\begin{aligned}
& \text{Minimizar } \hat{f}_k(x) \\
& \text{Sujeito a: } \hat{h}_{i,k}(x) = 0, \quad (i = 1, 2, \dots, m) \\
& \quad \hat{g}_{j,k}(x) \leq 0, \quad (j = 1, 2, \dots, n) \\
& \quad \|x - x_{c,k}\| \leq \Delta_k \\
& \quad x_{\min} \leq x_{\min}^k \leq x \leq x_{\max}^k \leq x_{\max}
\end{aligned} \tag{4.19}$$

onde $\hat{f}_k(x)$, $\hat{h}_{i,k}(x)$ e $\hat{g}_{j,k}(x)$ são as funções substitutas da função objetivo, das m funções de restrição de igualdade e das n funções de restrição de desigualdade, respectivamente, para a iteração k , A e b representam a matriz e o vetor de termos independentes das restrições lineares, $x_{c,k}$ é o ponto central da região de confiança na iteração k , Δ_k é o tamanho da região de confiança na iteração atual, $x_{\min}$ e $x_{\max}$ são os limites mínimo e máximo, respectivamente, das variáveis de projeto.

Cada subproblema representa uma iteração SAO e, em cada iteração, os pontos candidatos a serem ótimos são validados com o modelo de alta fidelidade no centro da região de confiança, se houver uma diminuição considerável em algum desses pontos, então a região de confiança é reorientada nesse novo ponto. Dependendo do resultado obtido e da precisão do modelo substituto, a nova região de confiança pode ser ampliada, mantida ou diminuída. A estratégia SAO pode ser resumida esquematicamente (GIUNTA; ELDRED, 2000) como:

1. Determinar o tamanho e o ponto inicial da região de confiança.
2. Calcular a função objetivo e as restrições na região de confiança para a construção do modelo substituto.
3. Construir o modelo substituto para a função objetivo e as restrições não-lineares.
4. Otimizar a função objetivo substitutiva sujeita às restrições substitutas não-lineares e as restrições lineares originais dentro da região de confiança.
5. Com o ponto ótimo encontrado no passo anterior, calcular a função objetivo e as restrições originais.
6. Verifique a convergência. Se o ponto ótimo é obtido, então finalizar o processo; caso contrário, continuar no passo 7.
7. Mover, aumentar, manter, e/ou reduzir a região de confiança de acordo com a precisão aproximada do modelo, em comparação com os valores da função objetivo e as restrições originais.
8. Retornar para o passo 3.

Atualização da região de confiança: O esquema da região de confiança é baseado no modelo descrito por (ALEXANDROV et al., 1998), e depende do termo de aceitação parcial da função objetivo e da função de restrição de desigualdade. O termo é determinado para cada iteração do SAO em função do valor da avaliação no modelo real e do valor da avaliação no modelo substituto, no ponto central da região e no ponto dado como solução, de acordo com a equação

$$\rho_k = \min(\rho_k^f, \rho_k^g) \tag{4.20}$$

onde k é o índice da iteração da estratégia SAO, ρ_k^f é o termo de aceitação da função objetivo, que é definido através da equação:

$$\rho_k^f = \frac{f(x_{c,k}) - f(x_k^*)}{f(x_{c,k}) - \hat{f}_k(x_k^*)} \quad (4.21)$$

E ρ_k^g é o termo de aceitação em função da restrição de desigualdade, que é definido pela equação:

$$\rho_k^g = \frac{g(x_{c,k}) - g(x_k^*)}{g(x_{c,k}) - \hat{g}_k(x_k^*)} \quad (4.22)$$

Nas equações (4.21) e (4.22), $f(x_{c,k})$ e $g(x_{c,k})$ são os valores das funções objetivo e da restrição no modelo real, no ponto central da região de confiança, e $f(x_k^*)$, $g(x_k^*)$, $\hat{f}_k(x_k^*)$, e $\hat{g}_k(x_k^*)$ são, respectivamente, os valores das funções objetivo e restrição no modelo real e no modelo substituto, no ponto dado como solução na iteração k do SAO. O termo ρ_k^f também auxilia na definição do tamanho, Δ_{k+1} , e o novo ponto central, $x_{c,k+1}$. O Δ_{k+1} , da sub-região da próxima iteração do SAO, é definido de acordo com os critérios na seguinte tabela:

Tabela 1. Termo de aceitação no esquema da região de confiança.

ρ_k	Precisão de $\hat{f}(x)$	Modificação na região de confiança	Tipo de modificação
$\rho_k \leq 0$	Fraca	Rejeitar	Reduzir
$0 \leq \rho_k \leq 0,25$	Razoável	Aceitar	Reduzir
$0,25 \leq \rho_k \leq 0,75$ $\wedge$ $\rho_k \geq 1,25$	Moderada	Aceitar	Manter
$0,75 \leq \rho_k \leq 1,25$	Precisa	Aceitar	Aumentar

Fonte: (OLIVEIRA, 2013).

O $x_{c,k+1}$ é definido de acordo com os seguintes critérios:

$$x_{c,k+1} = x_k^* \quad \text{se } \rho \geq 0 \quad (4.23)$$

$$x_{c,k+1} = x_{c,k} \quad \text{se } \rho < 0 \quad (4.24)$$

5 APLICAÇÕES EM MODELOS DE RESERVATÓRIOS

Após ter descritos o problema de modelar os FCD e o problema da otimização, é hora de validar os modelos desenvolvidos para poços inteligentes em problemas de gerenciamento ótimo de reservatórios de petróleo. Dois casos são analisados em relação ao problema em estudo. O primeiro teste corresponde a um caso simples de produção conjunta de duas zonas, com processo de injeção de água; e o segundo caso é um poço horizontal completado com quatro FCD que atravessa duas regiões com contrastes de permeabilidade.

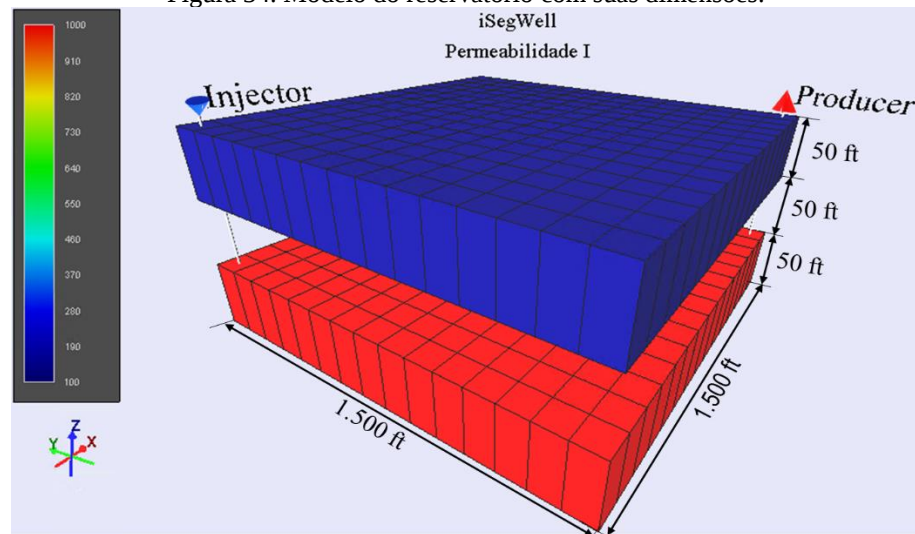
5.1 Modelo sintético segmentado

Neste modelo se estudará a produção conjunta (*commingled production*) de duas zonas, as quais são exploradas simultaneamente por meio de um único poço produtor que é completado nas ambas zonas, vários equipamentos de segmentação de poços, assim como FCD são instalados para controlar a produção de cada uma, e restringir a zona com maior potencial de produção.

5.1.1 Descrição do modelo

O modelo estudado neste caso está baseado no exemplo “mxsgw004.dat” do manual de iSegWell (CMG, 2016a), e é um reservatório sintético segmentado composto de duas camadas produtoras com diferentes permeabilidades e uma barreira de fluxo entre elas, possui um poço injetor de água e um poço produtor, ambos perfurados verticalmente em toda a espessura do reservatório. O modelo foi construído com 15 células na direção x , 15 células na direção y e 3 camadas, dando um total de 675 células. Cada célula tem um tamanho de $100 \times 100 \times 50$ ft ($30,5 \times 30,5 \times 15,2$ m), resultando em uma extensão total do reservatório de 1.500×1.500 ft ($457,2 \times 457,2$ m) e uma espessura de 150 ft (45,7 m). O tempo máximo de concessão são dez anos, nos quais o reservatório está sob um processo de injeção de água. O topo do reservatório situa-se a uma profundidade de 8.975 ft (2.735,6 m). A camada superior do reservatório tem uma permeabilidade horizontal de 100 mD ($9,87 \times 10^{-14}$ m²) com uma porosidade de 0,15 (15%); A camada inferior possui uma permeabilidade horizontal dez vezes maior à camada superior com a mesma porosidade. Ao contrário das camadas superior e inferior, a camada intermediária do reservatório não possui transmissibilidade, portanto essa camada pode ser considerada uma barreira de fluxo que separa hidraulicamente a camada mais permeável da menos permeável. A permeabilidade vertical do reservatório é constante e tem um valor de 10 mD ($9,87 \times 10^{-15}$ m²). Na Fig. 34 se apresenta um esquema representativo do modelo do reservatório e na Tabela 2 são especificadas algumas outras propriedades e características do mesmo.

Figura 34. Modelo do reservatório com suas dimensões.



Fonte: Autor (2018).

Tabela 2. Propriedades e características do modelo.

Parâmetro	Valor	Unidade
Pressão inicial média	6.021 (41.513,3)	psi (kPa)
Permeabilidade horizontal da zona A	100 (9,87e-14)	mD (m ²)
Permeabilidade horizontal da zona B	1.000 (9,87e-13)	mD (m ²)
Permeabilidade vertical do reservatório	10 (9,87e-15)	mD (m ²)
Porosidade do reservatório	15	%
Compressibilidade da rocha	1×10^{-6}	1/psi
Pressão de bolha	6.000 (41.368,5)	psi (kPa)
Malha de simulação	$15 \times 15 \times 3$	

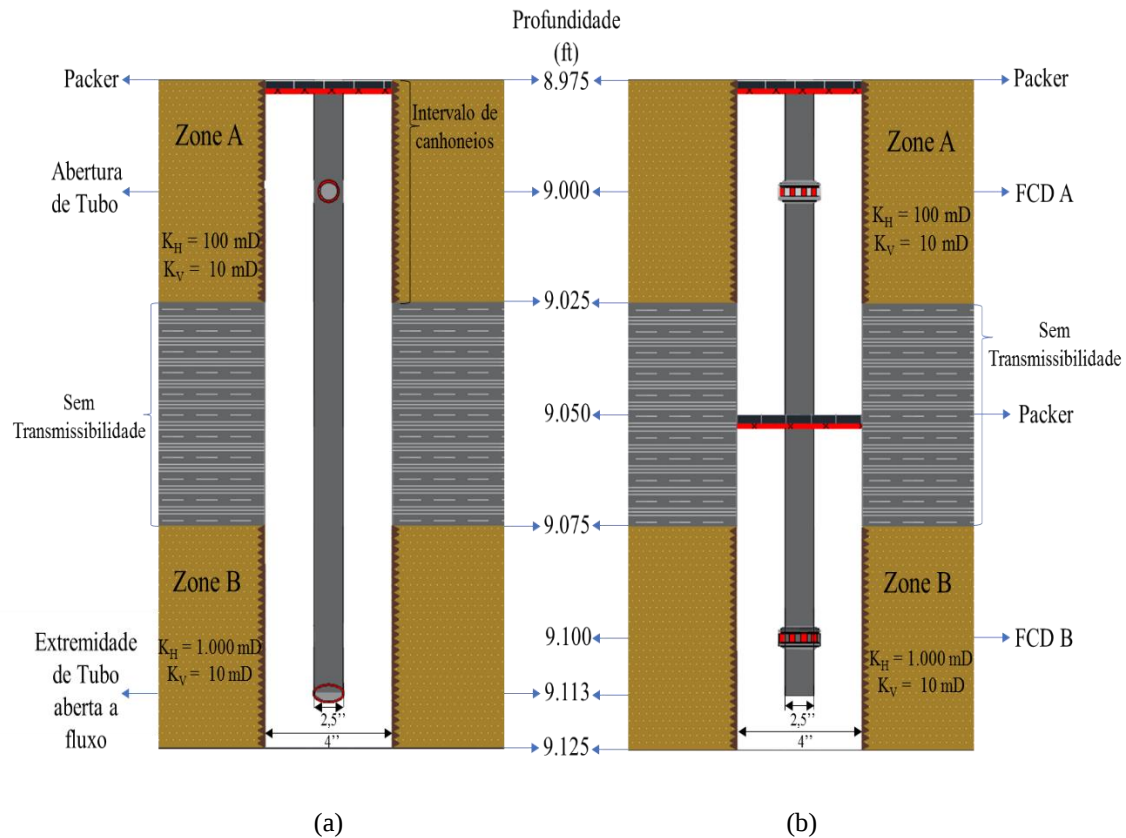
Fonte: Autor (2018).

5.1.2 Configuração do modelo dos poços

Dois poços são considerados, um poço injetor convencional, que fornece energia para ambas as camadas (superior e inferior) a uma vazão de injeção de água máxima de 2.000 bbl/dia (318 m³/dia) e uma pressão máxima de injeção de 10.000 psi (68.947,6 kPa) (limites máximos de operação do poço), sendo a vazão de injeção a restrição primária de operação e a pressão de injeção a restrição secundária de operação do poço injetor, o poço tem 9.125 ft (2.781,3 m) de profundidade vertical total. Na camada superior a água é injetada através de uma abertura no tubo de injeção, que está localizada aos 9.000 ft (2.743,2 m) de profundidade. Na camada inferior a água é injetada através da extremidade final do tubo, que se encontra aberta ao fluxo. Para isolar a zona de injeção, um *packer* é instalado no poço a uma profundidade de 8.975 ft (2.735,6 m). O poço produtor é um poço vertical segmentado com uma profundidade de 9.125 ft (2.781,3 m), completado nas duas zonas produtoras. Em cada zona um dispositivo é instalado para controlar o fluxo do reservatório que está entrando no tubo de produção; o dispositivo instalado na zona menos permeável (Zona A) está localizado a uma profundidade de 9.000 ft (2.743,2 m) e o dispositivo instalado na zona com maior permeabilidade (Zona B) está a uma profundidade de 9,100 ft (2.773,7 m). Foram instalados dois *packers* no poço produtor, o primeiro no topo da Zona A com uma profundidade de 8.975 ft (2.735,6 m), e o segundo a uma

profundidade de 9.050 ft (2.758,4 m), para isolar a zona de baixa permeabilidade da zona de alta permeabilidade e assim evitar influências ou interferências entre elas. A Fig. 35 é um esquema ilustrativo das características do modelo dos poços.

Figura 35. Configuração dos poços.
(a) Poço injetor localizado em (i, j, k) 1, 1, 1:3. (b) poço produtor localizado em (i, j, k) 15, 15, 1:3.



Fonte: Autor (2018).

5.1.3 Estratégias de controle de fluxo e configuração dos dispositivos

Nesta seção do trabalho é feita uma descrição das estratégias de produção utilizadas para simular o modelo e os FCD instalados no poço de produção, fazendo uma análise comparativa entre os resultados obtidos com os dispositivos trabalhando em modo passivo e funcionando em modo ativo.

5.1.3.1 Caso base

No caso passivo, os orifícios dos dois dispositivos instalados no poço produtor, assim como o resto dos parâmetros de cada FCD, permanecem constantes ao longo do tempo, sem modificação alguma em seus valores; os dois dispositivos permanecem com o orifício totalmente aberto ao longo do tempo de simulação, a fim de avaliar a produção conjunta das duas camadas e as condições de produção do poço.

5.1.3.2 Caso controlado

No caso ativo, contrário ao caso passivo, o tamanho do orifício de cada dispositivo pode mudar à medida que as condições de produção mudam, a abertura do dispositivo pode

aumentar ou diminuir em cada ciclo de controle quando a situação o justificar e cada dispositivo pode mudar seu diâmetro independentemente da configuração do outro dispositivo para melhorar a produção de óleo e restringir a produção de água; assim como no caso passivo, os outros parâmetros permanecerão constantes ao longo do tempo. Os orifícios (trajetória de controle) de cada dispositivo são otimizados de acordo com as condições de produção, a fim de aumentar a produção de óleo, diminuir a quantidade de água produzida e maximizar o VPL do reservatório.

5.1.3.3 Parâmetros dos dispositivos

Para o caso base, os dois FCD instalados no poço produtor têm iguais parâmetros, que trabalham de maneira constante ao longo do tempo e sem mudança alguma; para este caso os dispositivos apresentam um diâmetro de entrada de 2,5 polegadas (0,0635 m), o diâmetro do orifício é de 0,5 polegadas (0,0127 m), a temperatura de operação é de 180 °F (82,2 °C), com um coeficiente de descarga de 0,85, entre outros parâmetros. Na Tabela 3 são resumidos todos os valores dos parâmetros.

O caso controlado apresenta os mesmos parâmetros que o caso base, com a única diferença que o diâmetro do orifício pode mudar de tamanho, tendo assim um comportamento dinâmico. Na Tabela 4 são apresentados os parâmetros para este caso.

Tabela 3. Parâmetros operacionais dos dispositivos para o caso base.

Caso base						
Parâmetro	Diâmetro entrada	Diâmetro orifício	Diâmetro saída	Temperatura de operação	Relação C_p/C_v	Coeficiente descarga
Valor	2,5"	0,5"	2,5"	180 °F	1,4	0,85

Fonte: Autor (2018).

Tabela 4. Parâmetros operacionais dos dispositivos para o caso controlado.

Caso controlado						
Parâmetro	Diâmetro entrada	Diâmetro orifício	Diâmetro saída	Temperatura de operação	Relação C_p/C_v	Coeficiente descarga
Valor	2,5"	dinâmico	2,5"	180 °F	1,4	0,85

Fonte: Autor (2018).

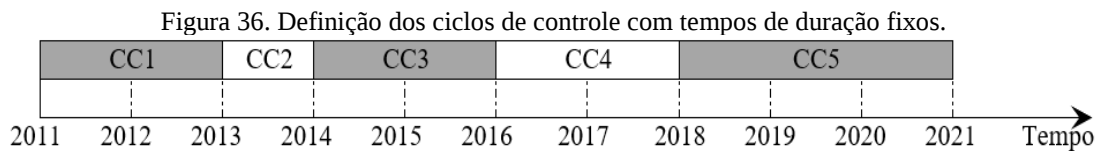
5.1.4 Variáveis do projeto e restrições de produção

Como já foi referido na seção 1.3, as variáveis do projeto em consideração são o tamanho do diâmetro dos orifícios de cada dispositivo, as variáveis são normalizadas para operar em um intervalo de 0,1 até 1, onde o valor de 1 representa que o orifício está totalmente aberto (abertura de 100%), ou seja, o orifício adotará o valor máximo permitido de 0,5" (0,0127 m), e o valor de 0,1 representa um tamanho do 10% no diâmetro do orifício, é dizer, um valor mínimo de 0,05" (0,00127 m). Devido a uma restrição do modulo iSegWell e do simulador IMEX não é permitido definir valores de 0,0 para o diâmetro do orifício usando **FCD-ORIF*, e

com valores muito perto de zero a simulação não consegue uma estabilização nos resultados de pressão e vazão, por ditas razões o valor mínimo normalizado permitido para o tamanho dos orifícios é de 0,1. As variáveis são normalizadas dividindo o diâmetro do dispositivo da zona z no tempo t pelo diâmetro máximo permitido para cada dispositivo. As únicas restrições neste problema são dadas pelos limites das variáveis e pelos potenciais produtores de cada zona.

5.1.5 Intervalos de tempo e ciclos de controle

Para otimizar o problema, inicialmente é subdividido o período de concessão do reservatório (10 anos) em cinco ciclos de controle, cada um com um tempo de duração fixo, conforme mostrado na Fig. 36, e baseado em resultados de testes prévios de simulação. Em cada ciclo de controle, uma avaliação das condições de produção do poço é feita para decidir o tamanho de operação do orifício.



Fonte: Autor (2018).

5.1.6 Formulação do problema

Depois de definir as variáveis do projeto, a função objetivo (definida na seção 4.1) e estabelecer os ciclos de controle, podemos formular matematicamente o problema a ser otimizado como:

$$\text{Maximizar: } VPL(x_{z,t}) = \sum_{t=0}^T \left[\frac{1}{(1+d)^t} \cdot F_t(q_t(x_{z,t})) \right] \quad (5.1)$$

$$\text{Sujeito a: } 0,1 \leq x_{z,t} \leq 1,0$$

Na Eq. (5.1), os valores de 0,1 e 1,0 são o limite mínimo e máximo, respectivamente, para as variáveis de projeto.

O poço produtor foi segmentado usando o módulo iSegWell da CMG (CMG, 2016a), a simulação de cada cenário de produção foi realizada com o software comercial IMEX (CMG, 2016b) e a otimização dos tamanhos dos orifícios foi feita com o procedimento SAO e algoritmo SQP. A Tabela 5 resume os valores econômicos utilizados para o cálculo do VPL.

Tabela 5. Valores utilizados no cálculo do VPL.

Preço da unidade de óleo	\$25
Custo da unidade de água produzida	\$5
Custo da unidade de água injetada	\$2
Taxa de desconto	0,093

Fonte: Autor (2018).

5.1.7 Resultados numéricos da simulação

5.1.7.1 Caso base (CB)

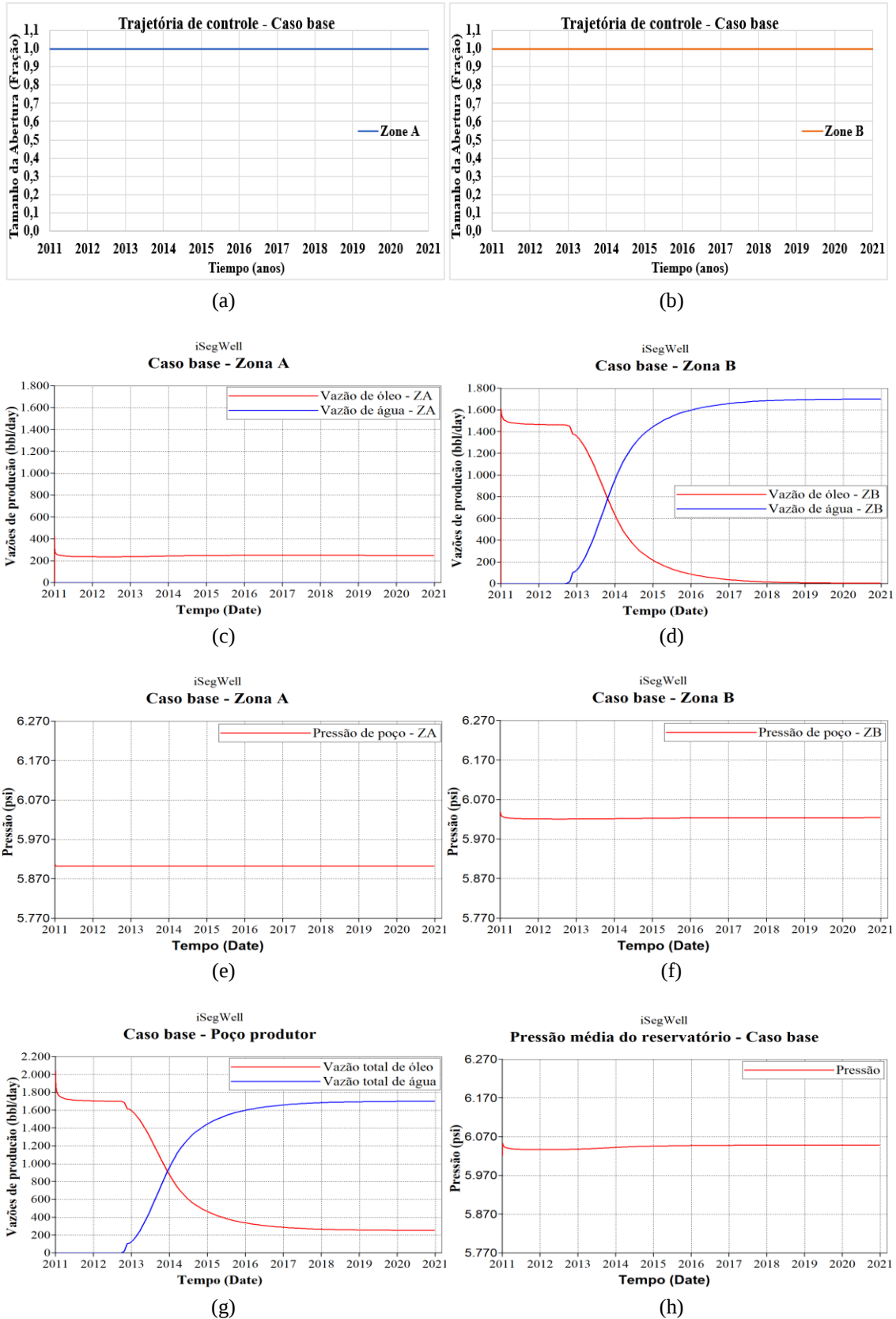
Começaremos por mostrar os resultados obtidos no caso base, pois é o ponto de partida para implementar as estratégias de otimização e melhorar o desempenho das completações inteligentes. Deve-se lembrar que os orifícios possuem uma área de fluxo (trajetória de controle) de 100%, isto para avaliar as condições de produção do poço. Na Fig. 37 são apresentados os resultados obtidos para este caso.

A Fig. 37(a) e a Fig. 37(b) mostram o tamanho do orifício do dispositivo de cada zona. As condições de produção, a vazão de produção de óleo e água, de cada zona em função do tempo são apresentadas na Fig. 37(c) e Fig. 37(d); pode-se observar que a zona mais permeável (Zona B) controla a produção no poço, limitando a Zona A, este é um claro exemplo de produção conjunta simultânea (*commingled production*), onde duas zonas com diferentes propriedades petrofísicas, como pressão e permeabilidade, são produzidas por um único poço. A Zona B com maior potencial de produção está restringindo a Zona A, impedindo que dita zona produza a seu máximo potencial, deixando uma grande quantidade de óleo remanente no reservatório, o que pode resultar no fim antecipado da vida produtiva do poço. A Zona B, sendo a mais permeável, pode produzir de forma mais fácil e rápida todos os fluidos presentes, consequentemente sofre uma irrupção prematura de água, um aumento súbito na produção da mesma e uma diminuição acelerada na produção de óleo, caso contrário acontece na Zona A, onde está sendo tão limitada que está produzindo óleo a uma vazão muito baixa, mas quase constante durante os 10 anos do período de concessão. A frente da água não atinge o poço produtor, resultando em uma produção nula de água na Zona A. Na Fig. 37(e) e na Fig. 37(f) são apresentadas as pressões de cada uma das completações, a pressão da Zona A se mantém quase constante ao longo do tempo como consequência das poucas variações sofridas nas condições de produção desta zona (produção de óleo quase constante e nula produção de água). A quantidade de água produzida no poço é fornecida na sua totalidade pela Zona B, e a produção de óleo nos últimos três anos provém unicamente da Zona A.

Com relação às condições de injeção, a Fig. 38 apresenta os resultados obtidos para a vazão de injeção e a pressão de fundo de poço. Como era esperado, a vazão de injeção de água é constante e atinge o valor máximo de 2.000 bbl/dia ($318 \text{ m}^3/\text{dia}$), pois as condições de pressão do reservatório permitem injetar a máxima quantidade de água sem restrições, sendo a vazão o parâmetro primário que domina as condições de injeção como ficou definido no arquivo da simulação. A pressão de injeção permanece quase constante ao longo do tempo; nos primeiros anos tem um período de pressurização leve devido a que o reservatório está-se saturando de água, mas nos últimos quatro anos as condições de pressão e de produção do reservatório se equilibram, fazendo que a pressão de injeção vire a ser constante nesse período.

Figura 37. Condições de produção do caso base.

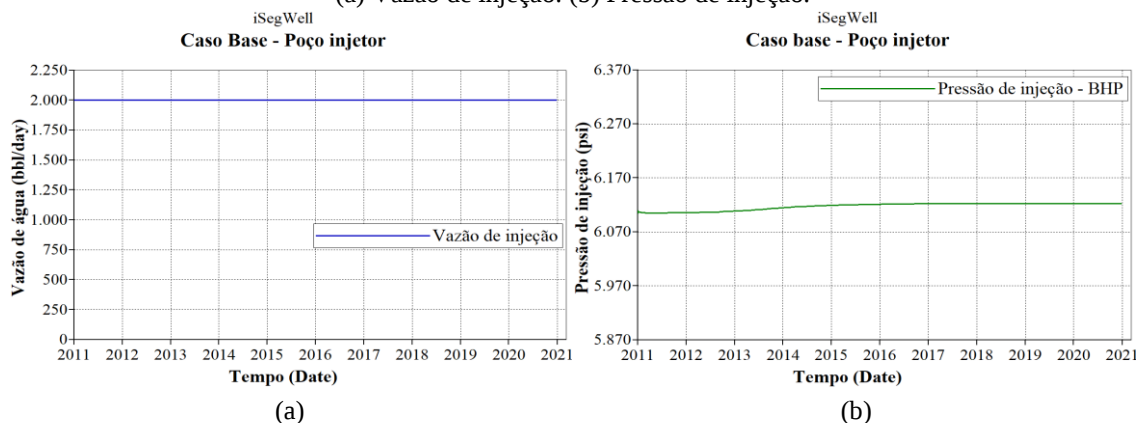
- (a) Trajetória de controle do dispositivo da Zona A. (b) Trajetória de controle do dispositivo da Zona B. (c) Produção de água e óleo da Zona A. (d) Produção de água e óleo da Zona B. (e) Pressão da completção da Zona A. (f) Pressão da completção da Zona B. (g) Produção total de água e óleo. (h) Pressão média do reservatório.
- Zona A (menor permeabilidade)** **Zona B (maior permeabilidade)**



Fonte: Autor (2018).

Figura 38. Condições de injeção do caso base.

(a) Vazão de injeção. (b) Pressão de injeção.



Fonte: Autor (2018).

5.1.7.2 Caso controlado (CCSS)

Devido à necessidade de resolver o problema descrito no caso base, foi realizada a otimização dos orifícios de cada FCD. Para realizar essa otimização foram utilizadas as estratégias descritas no capítulo 4, e os ciclos de controle previamente definidos. O objetivo da otimização é controlar as aberturas de cada dispositivo e que possam reagir às condições de produção atuais, diminuindo o tamanho da abertura quando ocorra a irrupção de água ou quando há uma alta produção da mesma e, no caso de um retrocesso da água ou da necessidade de produzir uma quantidade considerável de óleo, possam aumentar o tamanho da sua área de fluxo. Na Fig. 39 são apresentadas as condições de produção, incluindo as trajetórias de controle dos dispositivos, resultados obtidos ao otimizar as variáveis pela primeira vez, e na Tabela 6 são resumidos os tamanhos das aberturas dos dispositivos em cada ciclo de controle.

Tabela 6. Tamanho das aberturas em cada ciclo de controle do caso CCSS.

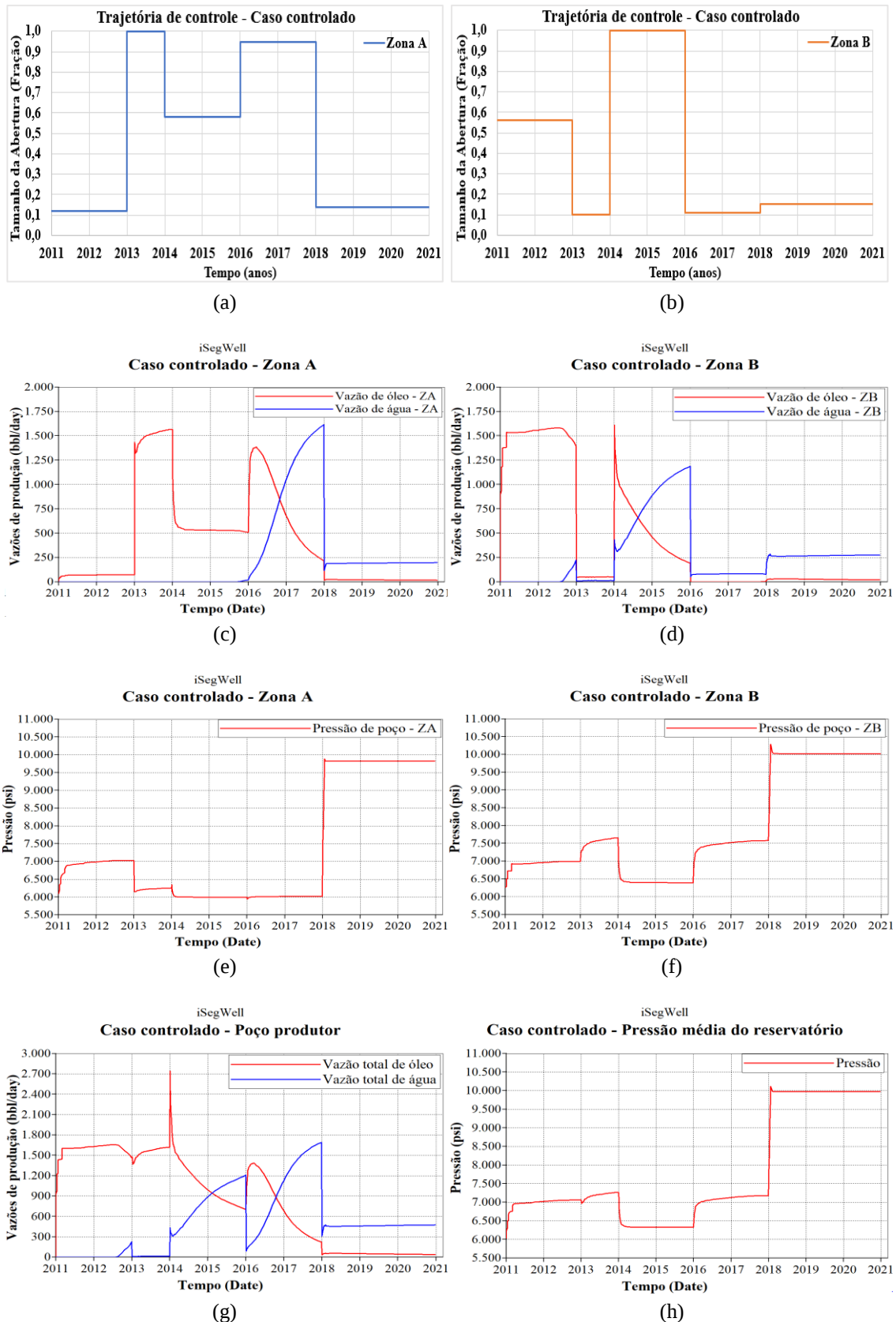
	CC1	CC2	CC3	CC4	CC5
Abertura FCD A (pol)	0,059	0,5	0,291	0,474	0,070
Abertura FCD B (pol)	0,280	0,050	0,5	0,054	0,077

Fonte: Autor (2018).

A Fig. 39(a) e a Fig. 39(b) mostram variações abruptas no tamanho do orifício de cada dispositivo, pode-se ver como o orifício do FCD A começa com um tamanho de aproximadamente 11% enquanto o FCD B começa com um maior valor, neste caso, o processo de otimização está priorizando a produção da zona com maior potencial, reduzindo para um valor mínimo a produção da zona menos permeável; já aos dois anos de iniciada a produção, o FCD B sofre uma diminuição abrupta no tamanho de seu orifício devido à irrupção de água dias atrás e ao aumento da produção da mesma, como pode ser visto na Fig. 39(d), então a Zona A é de repente reaberta, Fig. 39(a), para compensar a produção de óleo perdida ao restringir o FCD B, e de igual forma acontece nos outros ciclos de controle, quando o orifício de um dos dispositivos é fechado, o outro é reaberto para compensar a produção de óleo perdida no poço, isto acontece até o último ciclo de controle onde os dois dispositivos permanecem quase fechados para controlar a elevada quantidade de água produzida.

Figura 39. Condições de produção do caso controlado.

(a) Trajetória de controle do dispositivo da Zona A. (b) Trajetória de controle do dispositivo da Zona B. (c) Produção de água e óleo da Zona A. (d) Produção de água e óleo da Zona B. (e) Pressão da completção da Zona A. (f) Pressão da completção da Zona B. (g) Produção total de água e óleo. (h) Pressão média do reservatório.



Fonte: Autor (2018).

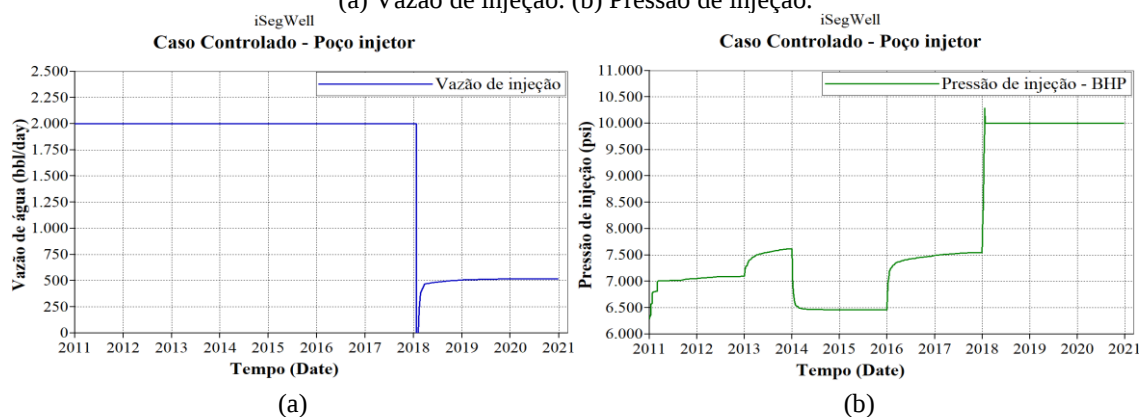
Na Fig. 39(b) pode-se destacar o fechamento abrupto do orifício do FCD B no ano 2016 devido ao aumento repentino e rápido da produção de água e à diminuição significativa da produção de óleo, Fig. 39(d); do mesmo modo acontece na Zona A, quando no ano 2018, o dispositivo é fechado abruptamente devido ao aumento súbito e significativo da produção de água e à rápida diminuição da produção de óleo, como mostrado na Fig. 39(c). Esses fechamentos abruptos nos orifícios para controlar a alta produção de água são os responsáveis dos elevados valores de pressão nas duas zonas de produção, o que aumenta significativamente a pressão média do reservatório, Fig. 39(e), Fig. 39(f) e Fig. 39(h), o reservatório começa a sofrer um processo de pressurização, pois não tem o suficiente alívio de pressão com a limitada produção das zonas nos últimos anos, gerando possíveis problemas na rocha.

Em termos gerais, a otimização aplicada às variáveis sempre tenta controlar e diminuir a alta produção de água reduzindo o tamanho do orifício, como pode ser visto na Fig. 39(g) nos anos 2013, 2016 e 2018.

Na Fig. 40 são apresentados os resultados das condições de injeção. Até o ano 2018, pelas condições de pressão presentes no reservatório, a vazão de injeção é a máxima permitida para o poço, além de ser constante nesse período, após o dispositivo da Zona A sofrer esse fechamento abrupto no ano 2018, começa a pressurização drástica do reservatório, a produção de fluidos é limitada pelos valores mínimos dos orifícios de cada dispositivo e a pressão de injeção aumenta paulatinamente para vencer a pressão média do reservatório, e assim continuar injetando água e fornecendo energia ao reservatório. É tão forçado o processo de injeção, que aos poucos dias desse fechamento abrupto do FCD A (21 dias após) a pressão de injeção viola a restrição imposta de 10.000 psi (68.947,6 kPa), alcançando um valor de 10.289 psi (70.940,1 kPa), fazendo que a pressão média do reservatório também supere a barreira dos 10.000 psi, isto resulta em um pequeno período de 14 dias onde a vazão de água injetada é nula, até ter um equilíbrio entre a pressão média do reservatório e a pressão de injeção, resultando em uma diferença de 30 psi (206,8 kPa) entre elas, retornando a injeção de água ao reservatório.

Figura 40. Condições de injeção do caso controlado.

(a) Vazão de injeção. (b) Pressão de injeção.



Fonte: Autor (2018).

Ao realizar a otimização detectamos vários problemas importantes, o primeiro são as variações abruptas nas trajetórias de controle, o segundo é a baixa produção de óleo nos últimos anos do tempo de concessão e o terceiro é o elevado aumento da pressão nos anos finais da

simulação, resultado já esperado devido ao nível de fechamento que sofrem os orifícios de cada dispositivo. Para solucionar o primeiro problema implementamos a técnica de suavização para reduzir essas variações, que como foi discutido na seção 1.3, consiste em aplicar uma penalidade às variáveis do projeto na função objetivo para controlar a trajetória em cada ciclo de controle. Para dar solução ao segundo dos problemas, se avaliaram duas novas estratégias relacionadas aos ciclos de controle, uma estratégia com ciclos de controle relativos ao tempo de concessão e outra com ciclos de controle variáveis, que serão explicadas posteriormente. É importante esclarecer que essas estratégias também são usadas para dar uma solução indireta ao problema da alta pressão, pois em nenhum momento se está realizando uma intervenção direta sobre as condições de pressão do modelo, mas é esperado que ao ter um controle mais rigoroso sobre os ciclos de controle se possam melhorar as condições de produção e de injeção do reservatório. Primeiramente daremos solução às variações abruptas das trajetórias de controle, e como agora um novo termo correspondente à técnica de suavização é aplicado na função objetivo, a formulação do problema muda um pouco; a nova formulação é apresentada na Eq. (5.2).

$$\text{Maximizar: } VPL(x_{z,t}) = \sum_{t=0}^T \left[\frac{1}{(1+d)^t} \cdot F_t(q_t(x_{z,t})) \right] + \sum_{i=2}^{ncc} Q \cdot (x_i - x_{i-1})^2 \quad (5.2)$$

$$\text{Sujeito a: } 0,1 \leq x_{z,t} \leq 1,0$$

Com

$$Q = \alpha \cdot \frac{1}{ncc \cdot nd}; \quad \alpha \geq 0 \quad (5.3)$$

Na Eq. (5.2), o segundo termo do lado direito corresponde à técnica de suavização, e o primeiro termo corresponde à equação convencional do VPL em função das variáveis do projeto, ncc é o número de ciclos de controle definidos e Q é o peso de controle da técnica de suavização.

Na Eq. (5.3), α é o parâmetro variável de controle para o peso da técnica de suavização e nd é o número de dispositivos instalados no poço. α é um parâmetro ajustável, o qual é usado para obter o nível de suavização desejado nas trajetórias de controle. Neste problema se usaram vários valores de α para encontrar a melhor trajetória das aberturas, mas não serão apresentados todos os resultados obtidos com os diversos valores, no APÊNDICE B se mostrarão vários gráficos das soluções obtidas para determinados valores de α .

5.1.7.3 Caso controlado com suavização (CCCS)

Agora serão apresentados os resultados obtidos após aplicada a técnica de suavização na otimização com um valor para o parâmetro α de 0,20. Neste caso, a técnica de suavização reduziu e controlou as variações abruptas no tamanho das trajetórias de controle (Fig. 41(a) e Fig. 41(b)), o que resultou em uma diminuição significativa da quantidade de água produzida e na manutenção da produção de óleo quase constante nos primeiros anos de produção, como pode ser na Fig. 41(g). É importante enfatizar as ações tomadas pela estratégia de otimização

para combater os aumentos repentinos e rápidos na produção de água depois da irrupção em cada zona, diminuindo o tamanho do orifício de cada dispositivo em cada ciclo de controle, o que pode ser visto nas Figs. 41(a), 41(b), 41(c) e 41(d), onde no terceiro ano de produção o dispositivo da Zona B é fechado e controlado pela alta produção de água; e na Fig. 41(c) pode-se observar a diminuição da produção de água da Zona A nos anos 2016 e 2018.

Semelhante ao caso anterior, os fechamentos dos dispositivos geram repentinos e elevados aumentos nas pressões de cada zona, Fig. 41(e) e Fig. 41(f), como consequência da restrição na produção de fluidos e o aumento da pressão de injeção. As mudanças nas condições de produção, mais especificamente no poço produtor, têm repercussões ao longo de todo o reservatório e no poço injetor também, causando que as condições de injeção mudem conforme mudam as condições de produção. Na Tabela 7 se apresentam os valores tomados pelas aberturas em cada ciclo de controle.

Tabela 7. Tamanho das aberturas em cada ciclo de controle do caso CCCS.

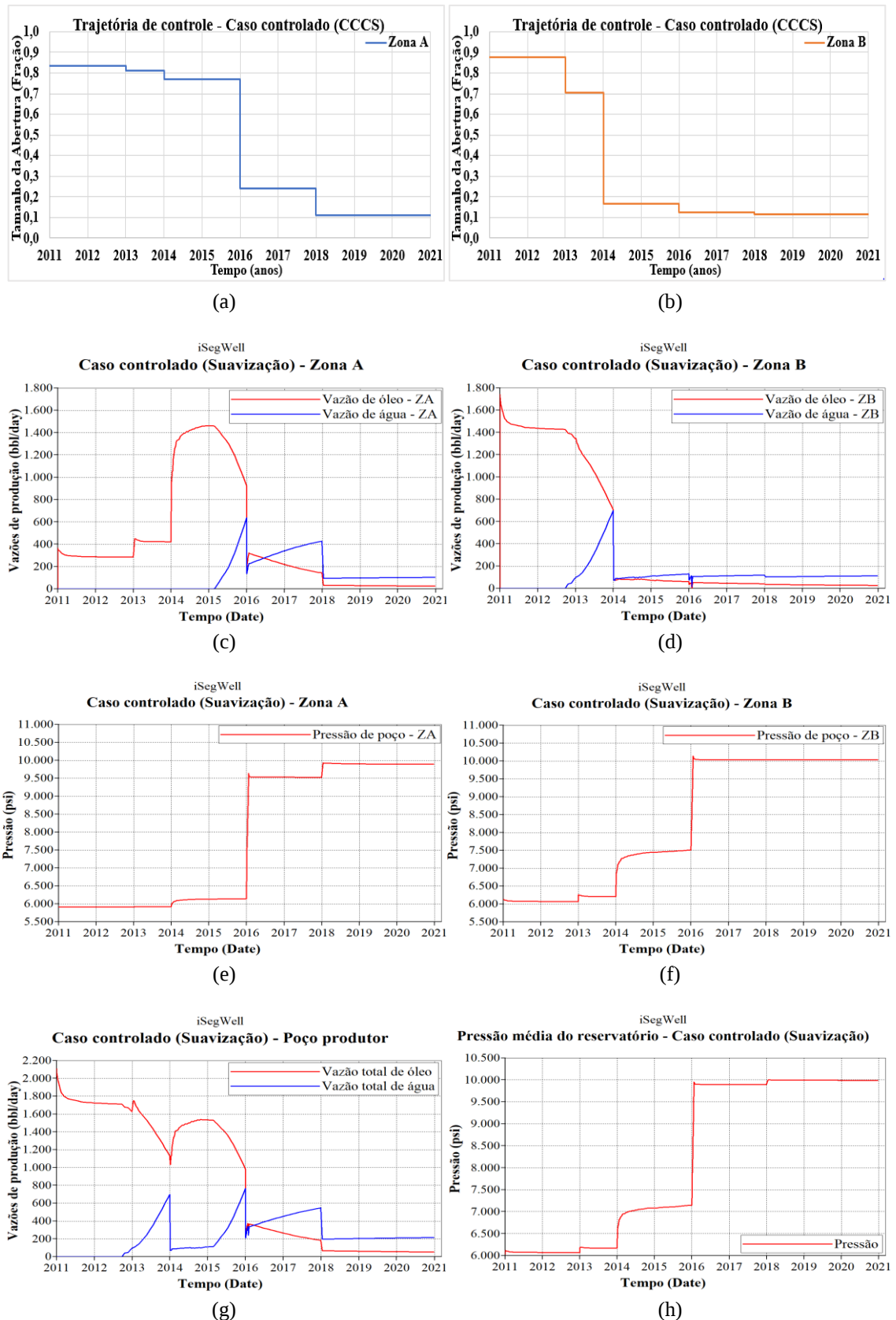
	CC1	CC2	CC3	CC4	CC5
Abertura FCD A (pol)	0,418	0,406	0,384	0,121	0,056
Abertura FCD B (pol)	0,439	0,353	0,084	0,062	0,058

Fonte: Autor (2018).

As condições de injeção para este caso são apresentadas na Fig. 42. Da mesma forma que no caso CCSS, a medida que os dispositivos são fechados a valores mínimos é necessário injetar uma menor quantidade de água, pois o reservatório não tem a capacidade nem as condições de receber elevadas quantidades deste fluido devido à limitada produção nos últimos anos, que gera esse processo de pressurização drástico. Ao longo do tempo de simulação, a vazão de injeção sofre duas reduções significativas, a primeira no ano 2016 por conta do fechamento brusco do FCD A, e a segunda no 2018 como causa de uma nova diminuição na área de fluxo do FCD A, mas a pressão de injeção sofreu mudanças em cada ciclo de controle, aumentando seu valor à medida que os dispositivos são fechados, os dois principais incrementos acontecem no ano 2014 e no ano 2016, quando as áreas de fluxo do FCD B e o FCD A, respectivamente, são reduzidas abruptamente.

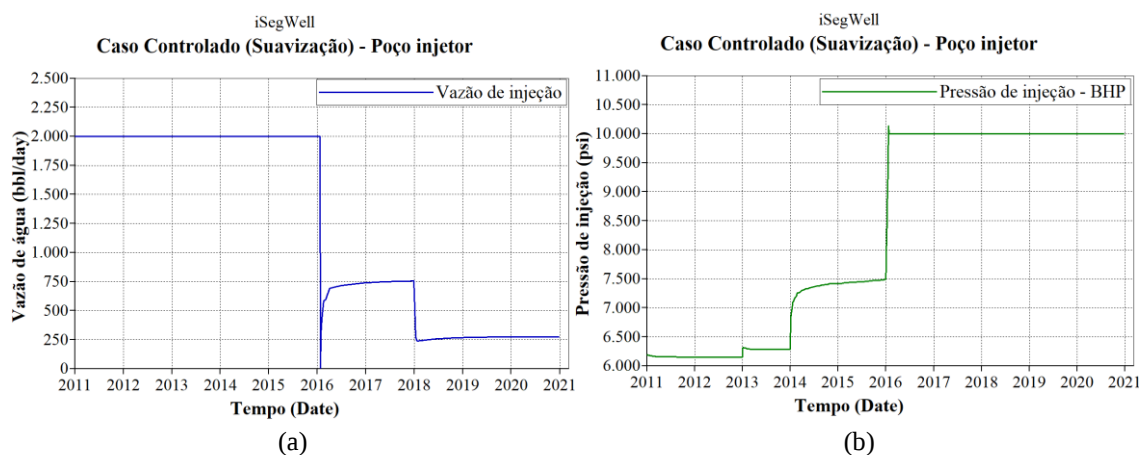
Figura 41. Condições de produção do caso controlado com suavização.

(a) Trajetória de controle do dispositivo da Zona A. (b) Trajetória de controle do dispositivo da Zona B. (c) Produção de água e óleo da Zona A. (d) Produção de água e óleo da Zona B. (e) Pressão da completção da Zona A. (f) Pressão da completção da Zona B. (g) Produção total de água e óleo. (h) Pressão média do reservatório.



Fonte: Autor (2018).

Figura 42. Condições de injeção do caso controlado com suavização.
(a) Vazão de injeção. (b) Pressão de injeção.



Fonte: Autor (2018).

Na Fig. 43 são apresentadas as curvas da produção acumulada de óleo e água e a quantidade de água injetada dos três casos anteriormente descritos, pode-se observar que o caso base possui a maior quantidade de água produzida, a maior quantidade de água injetada e a menor quantidade de óleo acumulado produzido, isto devido à alta produção de água da Zona B e à produção mínima (limitada) de óleo da Zona A, além disso, o CB é o único caso onde a água acumulada produzida é maior que a quantidade de óleo acumulado. A maior quantidade de óleo produzido pertence ao caso controlado sem suavização. A menor quantidade de água acumulada produzida é do caso controlado com suavização, assim como a menor quantidade de água injetada, fazendo que tenha o maior valor de VPL, dado que também conseguiu produzir quase a mesma quantidade de óleo que o caso CCSS, concluído que a técnica de suavização tem um impacto pequeno na produção de óleo e controla e reduz a quantidade de água produzida, melhorando as condições de produção (especificamente o valor do VPL). Essa melhoria no VPL do caso com suavização em comparação ao caso sem suavização, é devida também a que dita técnica regula o gradiente da função objetivo (função VPL), tornando ele mais suave no processo de otimização.

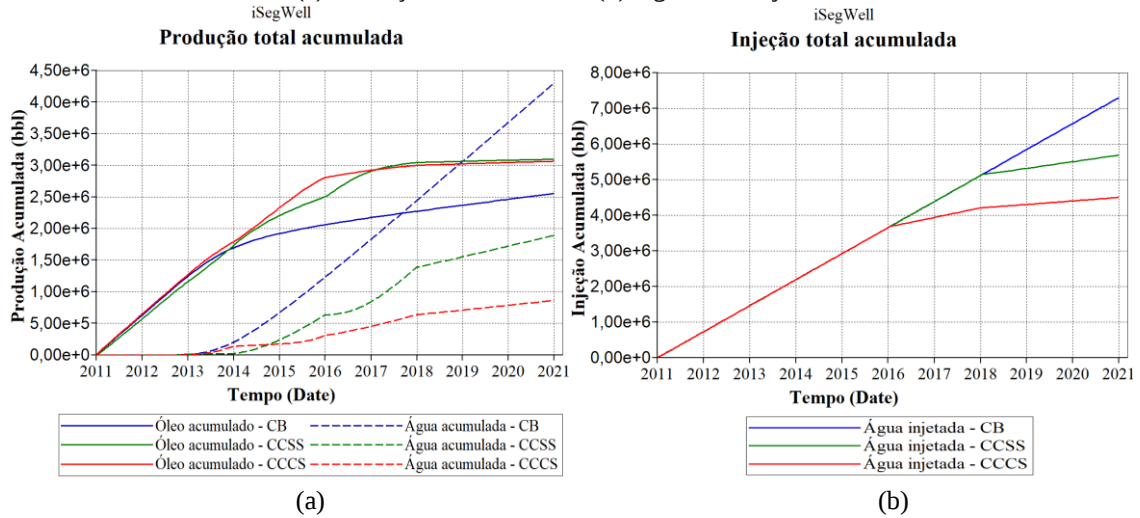
Com o controle feito nos dispositivos de fluxo, também é possível diminuir a quantidade de água injetada, como pode ser visto na Fig. 43(b), onde os casos CCSS e CCCS têm uma redução do 22,1% e o 38,3%, respectivamente, na quantidade total de água injetada em comparação com o caso CB, que tem crescimento constante ao longo do tempo. Na Tabela 8 são resumidos os valores das quantidades de óleo e água produzidas e a quantidade de água injetada de cada caso e seu respectivo VPL.

Tabela 8. Produção acumulada total e VPL final de cada caso.

Caso	Óleo produzido (10 ⁶ bbl)	Água produzida (10 ⁶ bbl)	Água injetada (10 ⁶ bbl)	VPL (10 ⁶ \$)	Δ%
CB	2,554	4,298	7,300	28,47	---
CCSS	3,095	1,893	5,689	46,94	64,9
CCCS	3,064	0,866	4,501	51,48	9,7

Fonte: Autor (2018).

Figura 43. Curvas de produção acumulada para os três casos estudados.
(a) Produção total acumula. (b) Água total injetada.



Fonte: Autor (2018).

Embora não se fez um controle direto sobre o poço injetor, é sabido que as condições de injeção são função das condições do reservatório em um sentido recíproco, pois as condições do reservatório são função das condições de produção e das condições de injeção, para este problema o controle direto é feito sobre o poço produtor, mas esse controle tem implicações no poço injetor, e como resultado temos um controle indireto sobre as condições de injeção baseado nas mudanças e situações implementadas no poço produtor. Como já foi discutido anteriormente, pode-se observar como nos quatro anos finais da simulação, a curva de óleo acumulado do CCSS e do CCCS se torna quase horizontal, o que nos leva a pensar que não é necessário ter um tempo de concessão de dez anos, pois a produção de óleo é muito baixa nesses últimos anos; por conseguinte o próximo passo a fazer é implementar as novas estratégias para os ciclos de controle.

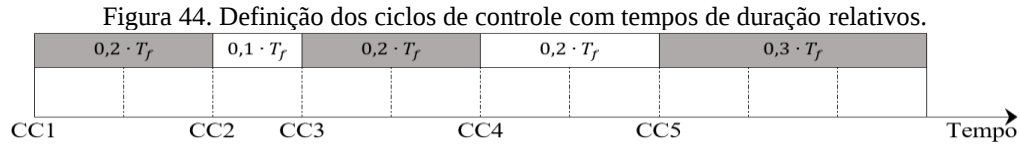
5.1.7.4 Ciclos de controle relativos ao tempo final

A estratégia usada nos casos anteriores, considera cinco ciclos de controle fixos, ou seja, que o tempo de duração de cada ciclo é pré-definido e não é otimizado. Nesta estratégia essa ideia muda um pouco, aqui cada ciclo de controle vai guardar a proporção em relação ao tempo final que tinha na estratégia fixa, mas o tempo de concessão (tempo de simulação) vai-se converter em uma variável de projeto a ser otimizada. Na Fig. 36 pode-se observar como o ciclo de controle um, CC1, tem uma proporção do 20% (2 anos de duração) em relação aos dez anos do período de concessão do problema, o CC2 possui uma proporção do 10% (0,1), e assim o resto dos ciclos de controle, essa proporção é a que será salva para os ciclos de controle desta estratégia relativa, mas com o tempo de concessão sendo uma variável de projeto. Neste sentido, T_f será a variável normalizada que represente o tempo final de simulação, e essa normalização é feita dividindo o tempo de parada da simulação pelo tempo de concessão do modelo, assim:

$$T_f = \frac{T_s}{T_c} = \frac{T_s}{10} \quad (5.4)$$

Onde T_s é o *Time Stop* da simulação (tempo de parada) e T_c é o tempo total de concessão do projeto (10 anos).

Ainda conservando a técnica de suavização, uma nova formulação para o problema é necessária. Matematicamente, a nova definição do problema de otimização é dada pela Eq. (5.5); a Fig. 44 ilustra a estratégia adotada para os ciclos de controle.



$$\begin{aligned} \text{Maximizar: } VPL(x_{z,t}) &= \sum_{t=0}^T \left[\frac{1}{(1+d)^t} \cdot F_t(q_t(x_{z,t})) \right] + \sum_{i=2}^{ncc} Q \cdot (x_i - x_{i-1})^2 \\ \text{Sujeito a: } 0,1 &\leq x_{z,t} \leq 1,0 \\ 0,0 &\leq T_f \leq 1,0 \end{aligned} \quad (5.5)$$

O tempo é normalizado para trabalhar entre 0 e 1, onde 1 representa o tempo original de concessão (10 anos). Esse novo problema ajuda também para entender o comportamento do tempo produtivo do reservatório, e não só o comportamento das condições de produção.

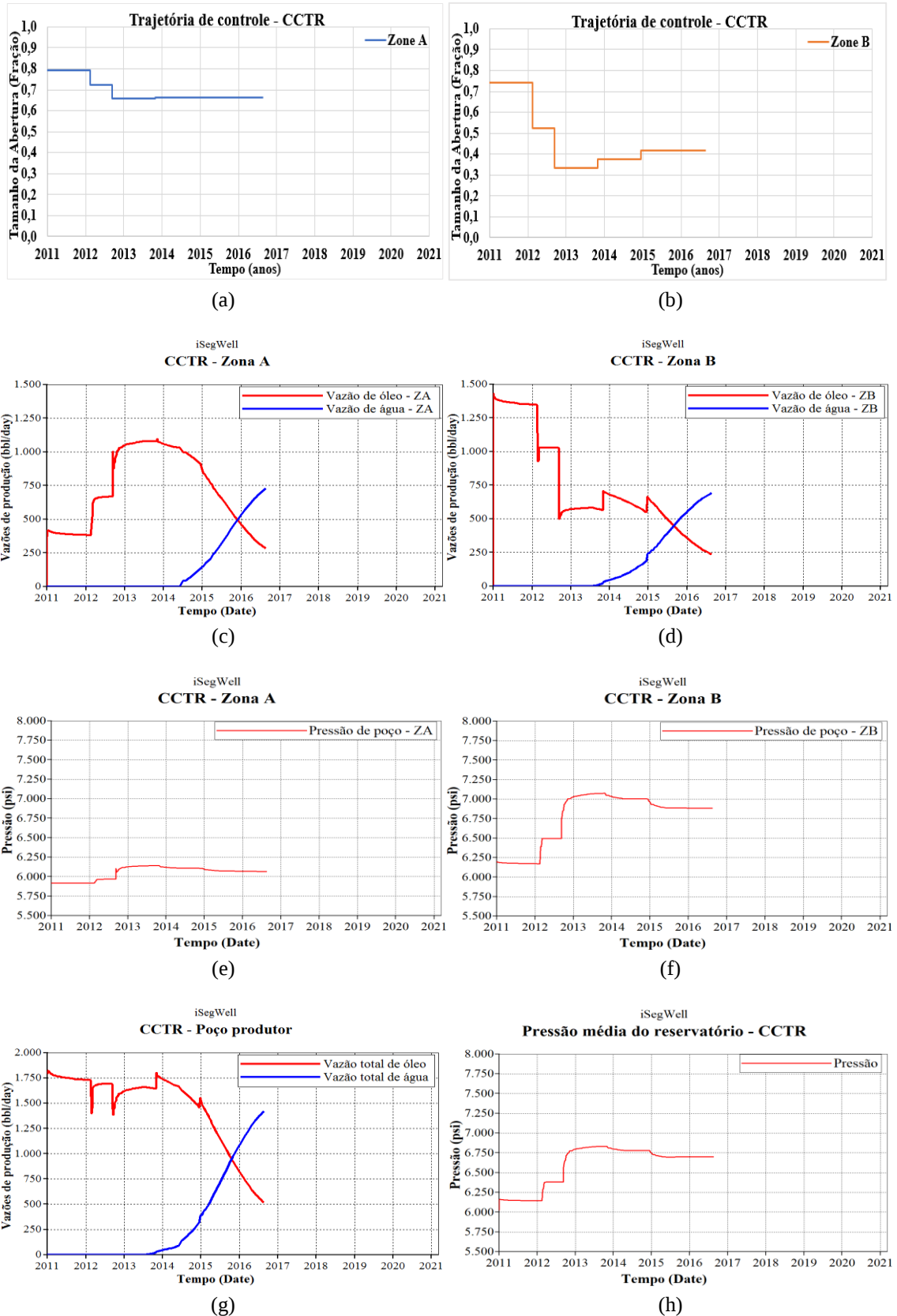
5.1.7.5 Caso controlado com tempos relativos (CCTR)

Aqui são apresentados os resultados obtidos após realizar a otimização com ciclos de controle relativos; para o parâmetro α da suavização também foram testados vários valores, mas só serão apresentados os resultados obtidos com a melhor trajetória, que para este caso foi obtida com $\alpha = 0,20$. No **APÊNDICE D** são apresentadas gráficas para outros valores testados. Na Fig. 45 são apresentadas as condições de produção para o caso CCTR e na Tabela 9 os valores resumidos das variáveis otimizadas, pode-se observar como o tempo de simulação teve uma redução considerável, passando de 10 anos a só 5,64 anos (valor otimizado, $T_f = 0,564$); de igual forma que nos casos anteriores, a otimização sempre levou à produção de uma maior quantidade de óleo e redução da produção de água. Na Zona B, nos primeiros anos, o processo de otimização foi fechando paulatinamente o orifício do dispositivo, Fig. 45(b), para atrasar a frente da água e impedir a irrupção no poço produtor, logo, devido a que o tempo de concessão é muito menor, reabriu o dispositivo nos dois últimos ciclos de controle para produzir uma maior quantidade de óleo antes do declínio da produção e a posterior finalização da simulação, Fig. 45(d). Algo similar acontece na Zona A, mas em um menor grau, Fig. 45(a), as mudanças no diâmetro são em menor proporção com a intenção de: (1) retrasar a irrupção de água no poço produtor e, (2) compensar a produção de óleo perdida pelas reduções no orifício do FCD B.

Figura 45. Condições de produção do caso CCTR.

(a) Trajetória de controle do dispositivo da Zona A. (b) Trajetória de controle do dispositivo da Zona B. (c) Produção de água e óleo da Zona A. (d) Produção de água e óleo da Zona B. (e) Pressão da completção da Zona A. (f) Pressão da completção da Zona B. (g) Produção total de água e óleo. (h) Pressão média do reservatório.

Zona A (menor permeabilidade) **Zona B (maior permeabilidade)**



Fonte: Autor (2018).

Tabela 9. Variáveis otimizadas em cada ciclo de controle do caso CCTR.

	CC1	CC2	CC3	CC4	CC5
Duração do CC (anos)	1,13	0,56	1,13	1,13	1,69
Abertura FCD A (pol)	0,396	0,361	0,329	0,333	0,331
Abertura FCD B (pol)	0,371	0,262	0,167	0,187	0,209

Fonte: Autor (2018).

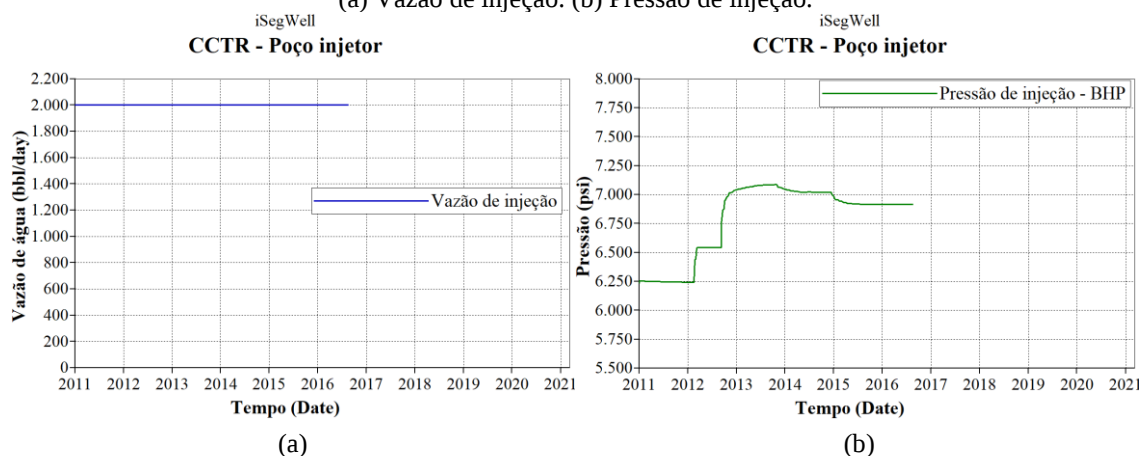
Na Fig. 45(g) pode-se ver como a produção de óleo nos primeiros três anos manteve-se quase constante, enquanto que a irrupção da água é adiada quase um ano a mais, em comparação com os anteriores casos otimizados, CCSS e CCCS.

Na Fig. 45(e) e na Fig. 45(f) é possível observar como a pressão de cada zona é controlada conforme as condições de operação dos dispositivos, que dependo se a área de fluxo aumenta ou diminui, a zona em questão vai ter uma pressurização ou uma depleção. Isto pode ser visto ao longo do tempo nas respectivas gráficas; é importante destacar que ainda há um aumento considerável no valor da pressão em determinados ciclos de controle devido aos fechamentos dos FCD, mas não é tão drástico como nos casos CCSS e CCCS e pode ser controlado (impedido), Fig. 45(h), sendo esta estratégia uma solução indireta ao problema da elevada pressão sofrida pelos anteriores casos.

As condições de injeção são apresentadas na Fig. 46, e como era esperado, durante todo o tempo de simulação a vazão de injeção é constante e alcança o valor máximo permitido, pois o reservatório não apresenta limitações nem restrições nas condições de pressão; a pressão de injeção aumenta nos primeiros três ciclos de controle devido à pressurização do reservatório nesse período, mas no momento de ter o processo de depleção a pressão de injeção diminui como mostrado na figura.

Figura 46. Condições de injeção do caso CCTR.

(a) Vazão de injeção. (b) Pressão de injeção.



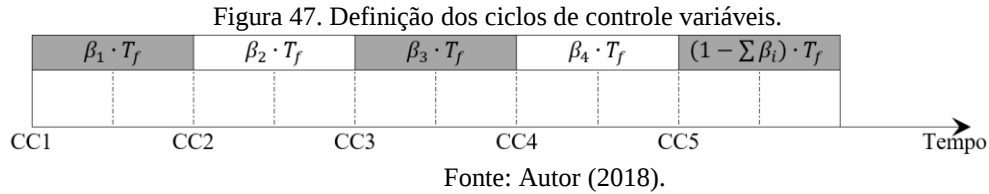
Fonte: Autor (2018).

Na Fig. 50 é apresentado o histórico da produção acumulada para este caso.

5.1.7.6 Ciclos de controle variáveis

Nesta estratégia variável, além do tempo de concessão, os fatores de proporcionalidade dos ciclos de controle também vão ser variáveis de projeto a serem otimizadas. O que para o

anterior caso (CCTR) era um fator de proporção fixo em relação ao período de concessão, para esta estratégia essa proporção será variável, ao igual que o tempo final (T_f) e os diâmetros dos orifícios de cada dispositivo. Da mesma forma que nos casos anteriores, uma nova formulação do problema deve ser definida, mas ainda conservando a técnica de suavização. A nova formulação é dada pela Eq. (5.6). A Fig. 47 ilustra a estratégia adotada para os ciclos de controle.



$$\begin{aligned} \text{Maximizar: } VPL(x_{z,t}) &= \sum_{t=0}^T \left[\frac{1}{(1+d)^t} \cdot F_t(q_t(x_{z,t})) \right] + \sum_{i=2}^{ncc} Q \cdot (x_i - x_{i-1})^2 \\ \text{Sujeito a: } & 0,1 \leq x_{z,t} \leq 1,0 \\ & 0,0 \leq T_f \leq 1,0 \\ & 0,05 \leq \beta_i \leq 0,25 \\ & 0,75 \leq \sum \beta_i \leq 0,95 \end{aligned} \tag{5.6}$$

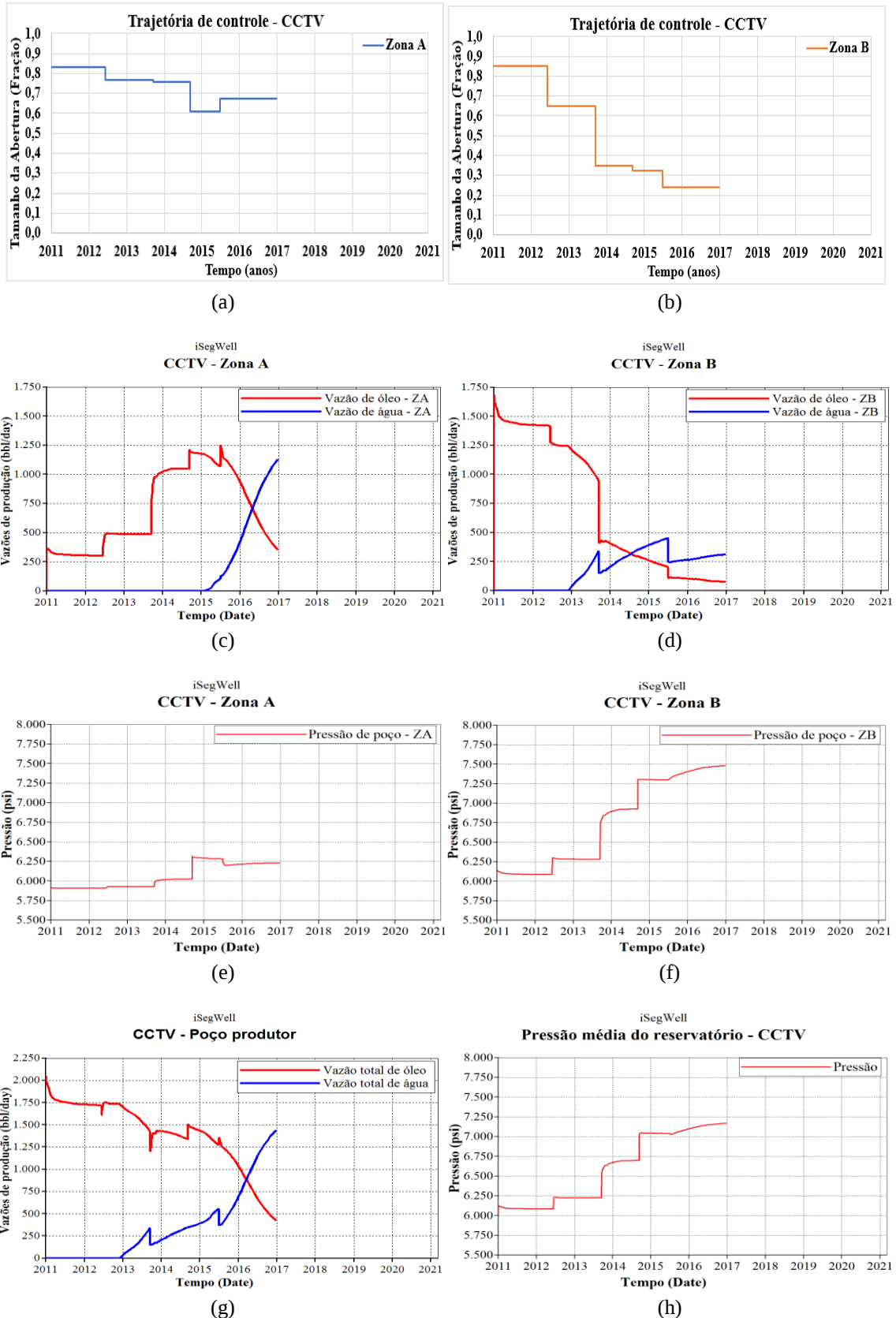
Neste novo problema, β_i são os fatores variáveis de proporcionalidade relacionados com o tempo final, e estão normalizados em função do tempo de concessão; a cada fator é atribuída uma duração mínima de 5% do tempo final da simulação e uma duração máxima de 25%, isto para garantir a existência dos cinco ciclos de controle, e por tal motivo também é considerada a última restrição na formulação, dado que para o último ciclo de controle não foi definido um fator próprio, visto que sua duração é função dos fatores anteriores; com essa quarta restrição garantimos que o último ciclo de controle também tenha uma duração mínima de 5% e uma duração máxima de 25% em relação ao tempo final de concessão.

5.1.7.7 Caso controlado com ciclos de controle variáveis (CCTV)

Para este caso, o melhor resultado é obtido com um valor α de 0,10. Na Fig. 48 são apresentadas as curvas de produção para o caso CCTV, incluindo as trajetórias de controle de cada dispositivo e a pressão média do reservatório; pode-se observar, que ao igual que no caso anterior, o tempo de concessão teve uma redução considerável, diminuindo até um valor de aproximadamente 6 anos (valor otimizado, $T_f = 0,599$) em comparação com o valor original de 10 anos. A Zona B sofre um processo sucessivo de redução no tamanho do orifício, Fig. 48(b), para limitar e controlar a produção de água, enquanto ao dispositivo posicionado na Zona A, nos quatro primeiros ciclos também tem um processo de fechamento, mas em um menor grau que o dispositivo B, e é reaberto no último ciclo de controle, que, semelhante ao acontecido no caso CCTR, tem como objetivo principal compensar a produção de óleo perdida pelas reduções no orifício do dispositivo da zona B.

Figura 48. Condições de produção do caso CCTV.

- (a) Trajetória de controle do dispositivo da Zona A. (b) Trajetória de controle do dispositivo da Zona B. (c) Produção de água e óleo da Zona A. (d) Produção de água e óleo da Zona B. (e) Pressão da completção da Zona A. (f) Pressão da completção da Zona B. (g) Produção total de água e óleo. (h) Pressão média do reservatório.
- Zona A (menor permeabilidade)** **Zona B (maior permeabilidade)**



Fonte: Autor (2018).

Os valores otimizados obtidos para as variáveis de projeto, incluídos os parâmetros de proporcionalidade são apresentados na Tabela 10, neste caso a proporção de cada fator muda significativamente em comparação com os anteriores casos fixos, o que permite ter um maior entendimento do comportamento das condições de produção; é importante dizer que a otimização desses fatores é feita com o principal objetivo de identificar numericamente os pontos mais críticos (tempos) onde se deve realizar uma avaliação das condições de produção e decidir se é necessário fazer algum tipo de mudança no tamanho do orifício, garantido o melhor desempenho dos dispositivos. No caso CCTV, a produção de óleo só permanece quase constante os primeiros dois anos, um ano menos que o caso CCTR, mas o declive na produção de óleo é muito mais pronunciado no caso CCTR se for comparado com o caso CCTV. Esta estratégia variável além de ser uma solução ao problema da baixa produção de óleo nos anos finais da simulação, também é uma solução indireta ao problema da alta pressão atingida nos casos CCSS e CCCS, Fig. 48(h). As condições de injeção são apresentadas na Fig. 49.

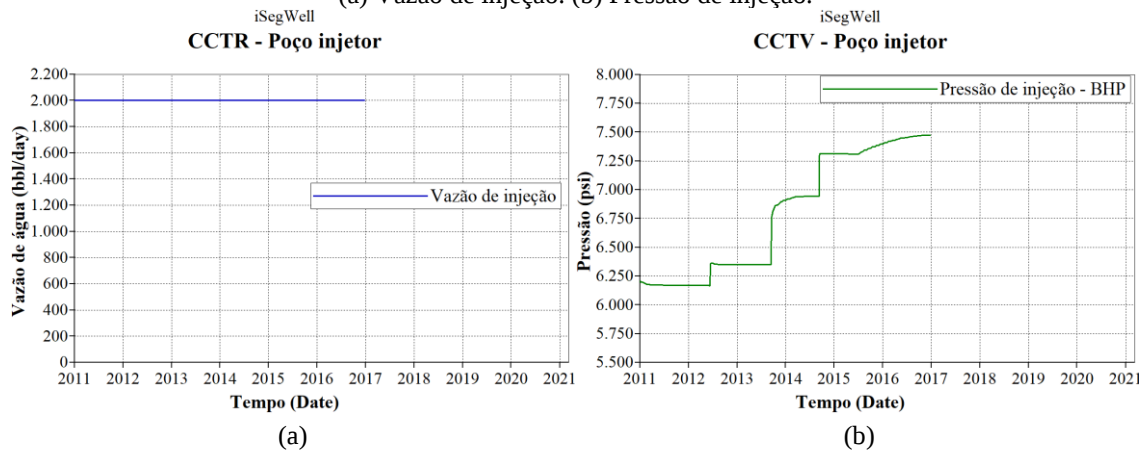
Tabela 10. Valores otimizados das variáveis do caso CCTV

	CC1	CC2	CC3	CC4	CC5
β_i do CC (Fração)	0,241	0,210	0,165	0,134	0,250
Duração do CC (anos)	1,44	1,26	0,99	0,80	1,50
Abertura FCD A (pol)	0,416	0,385	0,380	0,304	0,338
Abertura FCD B (pol)	0,424	0,324	0,174	0,162	0,119

Fonte: Autor (2018).

Figura 49. Condições de injeção do caso CCTV.

(a) Vazão de injeção. (b) Pressão de injeção.



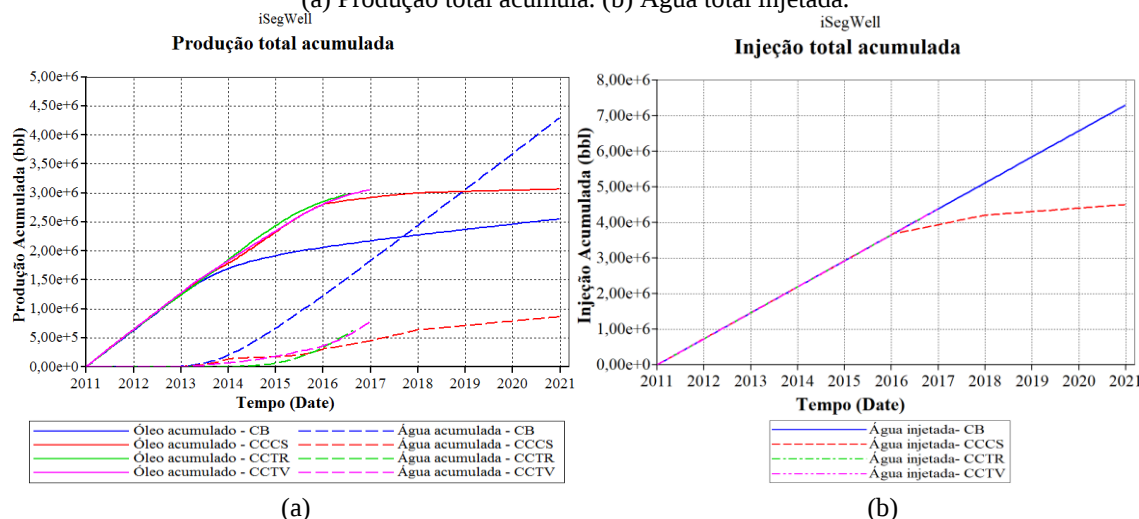
Fonte: Autor (2018).

Os aumentos na pressão de injeção são devidos aos fechamentos paulatinos dos dispositivos em cada ciclo de controle, fazendo que a pressão de injeção precise aumentar para vencer a pressão do reservatório, neste caso a vazão de injeção também permanece constante durante o tempo todo da simulação.

Na Fig. 50 são apresentadas as curvas de produção e de injeção total acumulada para os principais casos estudados até agora, CB, CCCS, CCTR e CCTV, e na Tabela 11 são resumidas as quantidades de fluido produzido e injetado de ditos casos. A maior quantidade de óleo produzido, comparando esses quatro casos, é apresentada pelo caso CCCS, mas o maior valor de VPL corresponde ao caso CCTR, devido a que foi capaz de reduzir ainda mais a quantidade

de água produzida em comparação com o caso CCCS, e a diferença na quantidade de óleo produzido entre eles dois apenas é de 2,19%; o segundo melhor VPL foi obtido pelo caso CCTV, dado que teve a capacidade de produzir quase a mesma quantidade de óleo que o caso CCCS e uma menor quantidade de água; embora que a maior diferença no VPL entre os três casos otimizados (sem considerar o Caso base nesta comparação) é apenas de 1,01% correspondente aos casos CCCS e CCTR, podemos concluir que, além de melhorar o problema da pressão, as estratégias implementadas nos ciclos de controle (CCTR e CCTV) conseguiram melhorar as condições de produção do reservatório, por causa de que esses dois casos produziram quase a mesma quantidade de óleo do caso CCCS em um menor tempo de produção, reduzindo consideravelmente o tempo de operação, como resultado de um dos benefícios das completações inteligentes (produção acelerada), e foram capazes de diminuir ainda mais a quantidade de água em superfície, como resultado de outro dos benefícios de implementar completações inteligentes. Essa redução no tempo de operação leva também à redução da água injetada, melhorando o VPL do reservatório.

Figura 50. Curvas de produção acumulada.
(a) Produção total acumulada. (b) Água total injetada.



Fonte: Autor (2018).

Tabela 11. Produção acumulada total e VPL final.

Caso	Óleo produzido (10 ⁶ bbl)	Água produzida (10 ⁶ bbl)	Água injetada (10 ⁶ bbl)	VPL (10 ⁶ \$)	Δ%
CB	2,554	4,298	7,300	28,47	---
CCCS	3,064	0,866	4,501	51,48	80,82
CCTV	3,051	0,774	4,373	51,86	0,74
CCTR	2,997	0,638	4,116	52,00	0,27

Fonte: Autor (2018).

5.1.8 Discussão

No caso de produção conjunta, a Zona B, por seu alto potencial de produção, gera uma restrição na Zona A, limitando sua capacidade produtora, por tal motivo é imperioso realizar a otimização dos orifícios de cada dispositivo e controlar a produção de cada zona. Neste sentido ao aplicar as estratégias de otimização consideradas foi possível aumentar a produção de óleo e reduzir consideravelmente a quantidade de água produzida, melhorando o VPL do

reservatório em aproximadamente 64,9% e resolvendo em grande medida o problema da restrição da zona, comparando o caso CCSS com o CB. No momento de realizar a otimização, mais três novos problemas foram observados, como as variações abruptas nas variáveis de projeto, baixa produção de óleo nos anos finais da simulação e um aumento drástico na pressão do reservatório nos últimos ciclos de controle. Para solucionar o problema das variações bruscas nas trajetórias foi implementada uma técnica de suavização na função objetivo, o que resultou em uma solução eficaz, dado que a técnica conseguiu controlar e reduzir ditas variações, e além disso, foi capaz de produzir quase a mesma quantidade de óleo que o caso CCSS, diminuindo significativamente a água acumulada, o que aumentou o VPL acerca de 9,7%, comparando o caso CCCS com o caso CCSS.

Isso nos leva a concluir que a técnica de suavização tem um pequeno impacto na produção de óleo, mas consegue reduzir tanto as variações abruptas dos controles como na produção de água. Embora que o problema das variações foi solucionado, os outros dois problemas ainda persistiram, e para dar solução se implementaram mais duas novas estratégias para os ciclos de controle, resultando em um alívio na pressão. As duas estratégias permitiram produzir quase a mesma quantidade de óleo que os dois anteriores casos otimizados (CCSS e CCCS) mas em um menor tempo, produção acelerada, reduzindo os tempos de operação, e tanto o caso CCTR como o caso CCTV controlaram a pressão, não permitindo um aumento tão drástico como nos anteriores casos, já que ao não ser necessária uma vida produtiva de dez anos, os dispositivos não teriam a obrigação de diminuir sua área de fluxo a valores mínimos para controlar a elevada quantidade de água produzidas nesses últimos anos, melhorando assim as condições de produção. Esses dois casos também diminuíram a quantidade de água em superfície, aumentando um pouco o VPL do reservatório, o CCTR acrescentou o VPL aproximadamente 1,01% e o caso CCTV o acrescentou cerca de 0,74% em comparação com o caso CCCS.

Todas as medidas anteriormente implementadas no problema de otimização em busca de melhorar as condições de produção do reservatório, e por conseguinte a maximização do VPL, cumpriram com os objetivos para os quais foram implementadas, levaram o VPL de $\$28,48 \times 10^6$ até $\$52,00 \times 10^6$, um aumento de 82,6%, além de controlar que as mudanças no tamanho do orifício de cada dispositivo não sejam muito abruptas ao passar de um passo de tempo para o outro, e por último, reduziram o tempo de concessão do reservatório, fator importante quando é desejado reduzir os tempos de operação dos campos de petróleo.

Como já foi mencionado anteriormente, nesta dissertação não é controlado de forma direta o poço injetor, mas um controle indireto é feito, pois no momento de aumentar ou diminuir as áreas de fluxo de cada dispositivo, tanto as condições de produção como as condições no reservatório mudam, fazendo que as condições de injeção se adaptem a ditas situações, como consequência da dependência recíproca entre as condições de produção, as condições de injeção e as condições do reservatório.

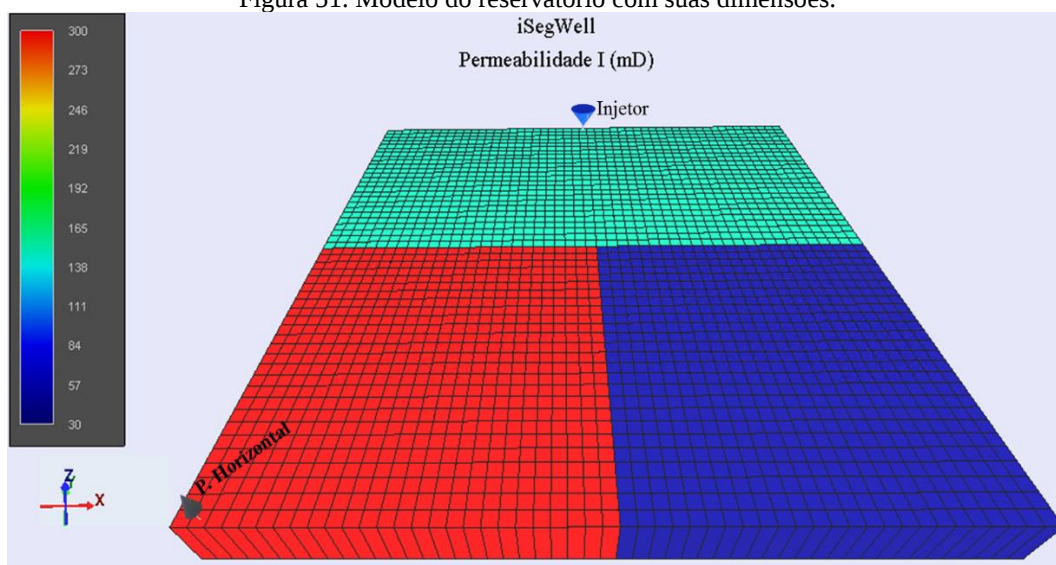
5.2 Poço horizontal

Nesta seção se estudará o comportamento da produção de um poço horizontal completado em um reservatório que apresenta um contraste na permeabilidade horizontal, subdividindo-o em três regiões. São instalados *packers* ao longo do poço para segmentá-lo e dividi-lo em zonas mecanicamente separadas, assim como quatro FCD são instalados para controlar a produção de cada uma das zonas, e restringir a produção de água. É um modelo semelhante ao analisado por OLIVEIRA (2006).

5.2.1 Descrição do modelo

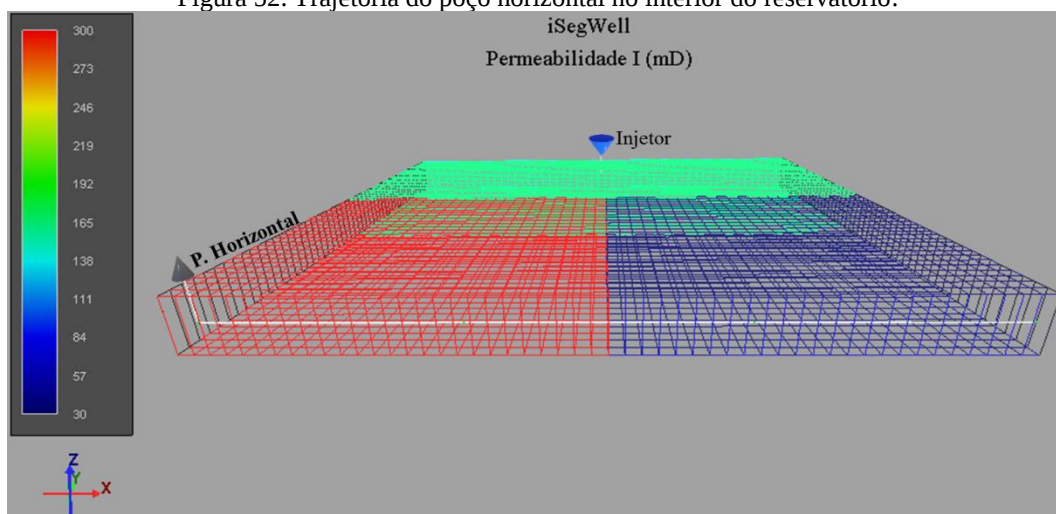
O modelo deste caso é um reservatório simples composto de três regiões horizontais com permeabilidades distintas, possui um poço injetor de água vertical e um poço produtor horizontal. O modelo foi construído com 51 células em direção x , 51 células em direção y e 1 célula em z , dando um total de 2.601 células. Cada célula tem um tamanho de $32,8 \times 32,8 \times 13,1$ ft ($10 \times 10 \times 4$ m), resultando em uma extensão total do reservatório de $1.673,23 \times 1.673,23$ ft (510×510 m) e uma espessura de 13,12 ft (4 m). O tempo máximo de concessão são dezesseis anos, nos quais o reservatório está sob um processo de injeção de água. O topo do reservatório situa-se a uma profundidade de 6.561,7 ft (2.000 m). O poço produtor está completado ao longo de duas das três regiões, atravessando a região de maior permeabilidade horizontal, 300 mD ($2,96 \times 10^{-13}$ m²), e a região de menor permeabilidade horizontal, 30 mD ($2,96 \times 10^{-14}$ m²), enquanto o poço injetor está completado na região de permeabilidade horizontal intermediária, 165 mD ($1,63 \times 10^{-13}$ m²). A permeabilidade vertical do reservatório é 10% a permeabilidade horizontal em cada região. Na Fig. 51 se apresenta um esquema representativo do modelo do reservatório, na Fig. 52 é mostrada a trajetória do poço horizontal no interior do reservatório e na Tabela 12 são especificadas algumas outras propriedades e características do modelo.

Figura 51. Modelo do reservatório com suas dimensões.



Fonte: Autor (2018).

Figura 52. Trajetória do poço horizontal no interior do reservatório.



Fonte: Autor (2018).

Tabela 12. Propriedades e características do modelo.

Parâmetro	Valor	Unidade
Pressão inicial média	2.845 (19.613,3)	psi (kPa)
Permeabilidade vertical do reservatório	10% de K_H	mD
Porosidade do reservatório	30	%
Compressibilidade da rocha	$3,5 \times 10^{-6}$	1/psi
Pressão de bolha	3.883 (26.772,2)	psi (kPa)
Malha de simulação	$51 \times 51 \times 1$	
Extensão	$1.673,2 \times 1.673,2 \times 13,1$	ft $\times$ ft $\times$ ft
	$510 \times 510 \times 4$	m $\times$ m $\times$ m

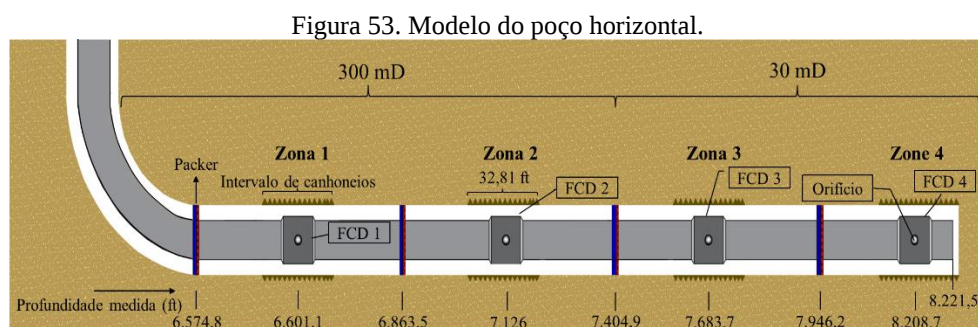
Fonte: Autor (2018).

5.2.2 Configuração do modelo dos poços

O modelo possui dois poços, um poço injetor convencional, que fornece energia para todo o reservatório a uma vazão máxima de injeção de água de 277 bbl/dia ($44 \text{ m}^3/\text{dia}$) e uma pressão máxima de injeção de 3.129 psi (21.574,6 kPa), sendo a vazão de injeção a restrição primária de operação do poço e a pressão de injeção a restrição secundária; tem uma profundidade vertical total de 6.568,2 ft (2.002 m), a água é injetada de forma convencional através de um tubo de injeção.

O poço produtor é um poço horizontal segmentado, com uma profundidade de 6.568,2 ft (2.002 m) e um comprimento de 1.653,6 ft (504 m), dando uma extensão total de 8.221,8 ft (2.506 m), completado em duas regiões de permeabilidades distintas. Ao longo de seu comprimento foram instalados quatro FCD no tubo de produção, para controlar o fluxo que provém do reservatório. Os dispositivos estão espacialmente divididos de tal forma que, dois deles fiquem na região mais permeável ($K_H = 300 \text{ mD}$) e os outros dois controlem a produção da região menos permeável ($K_H = 30 \text{ mD}$). Além dos FCD, foram instalados também quatro *packers* no poço produtor, o primeiro está no começo da seção horizontal do poço (seção do calcanhar do poço), o segundo *packer* foi instalado para separar os dois primeiros dispositivos, o terceiro está localizado na fronteira das duas regiões de permeabilidade diferentes para evitar interferência e/ou influencia entre elas, e o quarto *packer* encontra-se dividindo as duas zonas

da seção da ponta do poço, segmentando o poço em quatro zonas produtoras. A Fig. 53 apresenta o modelo do poço horizontal e as dimensões.



Fonte: Autor (2018).

5.2.3 Estratégias de controle de fluxo e configuração dos dispositivos

Duas estratégias de produção foram testadas para avaliar o desempenho dos dispositivos no poço horizontal, estratégia passiva e estratégia ativa, e uma análise comparativa entre os resultados obtidos das duas estratégias foi feita.

5.2.3.1 Caso base

No caso passivo, todos os parâmetros de cada FCD permanecem constantes ao longo do tempo, sem modificação alguma em seus valores, incluindo os diâmetros dos orifícios; os quatro dispositivos permanecem com o orifício totalmente aberto, a fim de avaliar as condições de produção do poço horizontal, assim como o desempenho de cada completação.

5.2.3.2 Caso controlado

No caso ativo, contrário ao caso passivo, a abertura do dispositivo pode aumentar ou diminuir em cada ciclo de controle quando a situação o justificar e cada dispositivo pode mudar seu diâmetro independentemente da configuração dos outros dispositivos para melhorar a produção de óleo e restringir a produção de água. Assim como no caso passivo, os outros parâmetros permanecem constantes ao longo do tempo. Os orifícios de cada dispositivo são otimizados para aumentar a recuperação de óleo, diminuir a produção de água e maximizar o VPL do reservatório.

5.2.3.3 Parâmetros dos dispositivos

Tanto para o caso base como para o caso controlado, os quatro FCD instalados no poço produtor possuem os mesmos parâmetros, a única diferença entre eles é que no caso controlado o diâmetro do FCD tem um comportamento dinâmico, enquanto no caso base permanece totalmente aberto e constante, o resto dos parâmetros trabalham de maneira constante ao longo do tempo. Os dispositivos apresentam um diâmetro de entrada de 1,0 polegada (0,0254 m), o diâmetro do orifício é de 0,4 polegadas (0,01016 m), a temperatura de operação é de 212 °F (100 °C), com um coeficiente de descarga de 0,85, entre outros parâmetros. Na Tabela 13 e na Tabela 14 são resumidos os valores dos parâmetros dos dois casos.

Tabela 13. Parâmetros operacionais dos dispositivos para o caso base.

Caso base						
Parâmetro	Diâmetro entrada	Diâmetro orifício	Diâmetro saída	Temperatura de operação	Relação C_p/C_v	Coeficiente descarga
Valor	1,0"	0,4"	1,0"	212 °F	1,4	0,85

Fonte: Autor (2018).

Tabela 14. Parâmetros operacionais dos dispositivos para o caso controlado.

Caso controlado						
Parâmetro	Diâmetro entrada	Diâmetro orifício	Diâmetro saída	Temperatura de operação	Relação C_p/C_v	Coeficiente descarga
Valor	1,0"	dinâmico	1,0"	212 °F	1,4	0,85

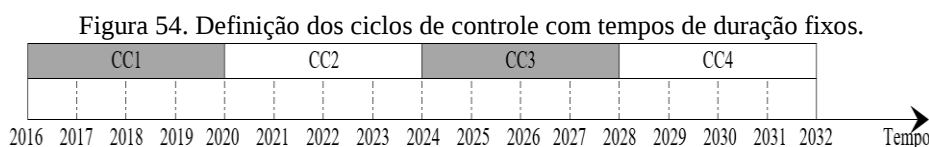
Fonte: Autor (2018).

5.2.4 Variáveis do projeto e restrições de produção

As variáveis do projeto são os diâmetros dos orifícios de cada FCD, as variáveis são normalizadas para operar em um range entre 0,1 e 1, onde 1 representa uma abertura de 100% no orifício (0,4") e 0,1 representa uma abertura do 10% (0,04"). As variáveis são normalizadas dividindo o diâmetro do dispositivo da zona z no tempo t pelo diâmetro máximo permitido para cada dispositivo. As únicas restrições neste problema são dadas pelos limites das variáveis e pelos potenciais produtores de cada zona.

5.2.5 Intervalos de tempo e ciclos de controle

Para otimizar o problema, o período de concessão (16 anos) foi subdividido em quatro ciclos de controle, distribuídos uniformemente ao longo do tempo de tal forma que cada ciclo tenha uma duração fixa do 25%, conforme mostrado na Fig. 54. Em cada ciclo de controle, uma avaliação das condições de produção é feita para decidir o tamanho de operação do orifício.



Fonte: Autor (2018).

5.2.6 Formulação do problema

O problema a ser otimizado é definido pela seguinte equação:

$$\text{Maximizar: } VPL(x_{z,t}) = \sum_{t=0}^T \left[\frac{1}{(1+d)^t} \cdot F_t(q_t(x_{z,t})) \right] \quad (5.7)$$

$$\text{Sujeito a: } 0,1 \leq x_{z,t} \leq 1,0$$

Se usou o módulo iSegWell do software comercial IMEX para simular o poço horizontal segmentado, e a otimização dos tamanhos dos orifícios foi feita utilizando o procedimento SAO, tendo como otimizador o SPQ. Na Tabela 5 estão resumidos os parâmetros econômicos utilizados para calcular o VPL.

5.2.7 Resultados numéricos da simulação

5.2.7.1 *Caso base*

Na Fig. 55 são apresentados os resultados obtidos da simulação da estratégia passiva de produção. As trajetórias de controle estão totalmente abertas para avaliar as condições de produção do poço e o desempenho que têm individualmente cada uma das zonas. Na Fig. 55(c) e Fig. 55(d) se mostram as vazões de produção de óleo e água das quatro zonas do poço, é possível observar que a Zona 1 e a Zona 2 possuem as maiores vazões de produção, devido a que estão localizadas na região de maior permeabilidade e mais perto da seção do calcanhar do poço, e a sua vez a Zona 2 possui a maior vazão de produção de óleo, isto dado a que tem uma influência mais direta e maior do poço injetor (ver Fig. 52) fazendo também que seja a primeira zona em ter a irrupção de água e a zona com a maior vazão de produção de água.

As zonas 3 e 4 têm as menores vazões de produção de óleo e não têm produção alguma de água, já que sua posição no poço não é muito favorável, estão na região de menor potencial produtor do reservatório, afastadas da saída do poço e sendo limitadas pela Zona 1 e a Zona 2.

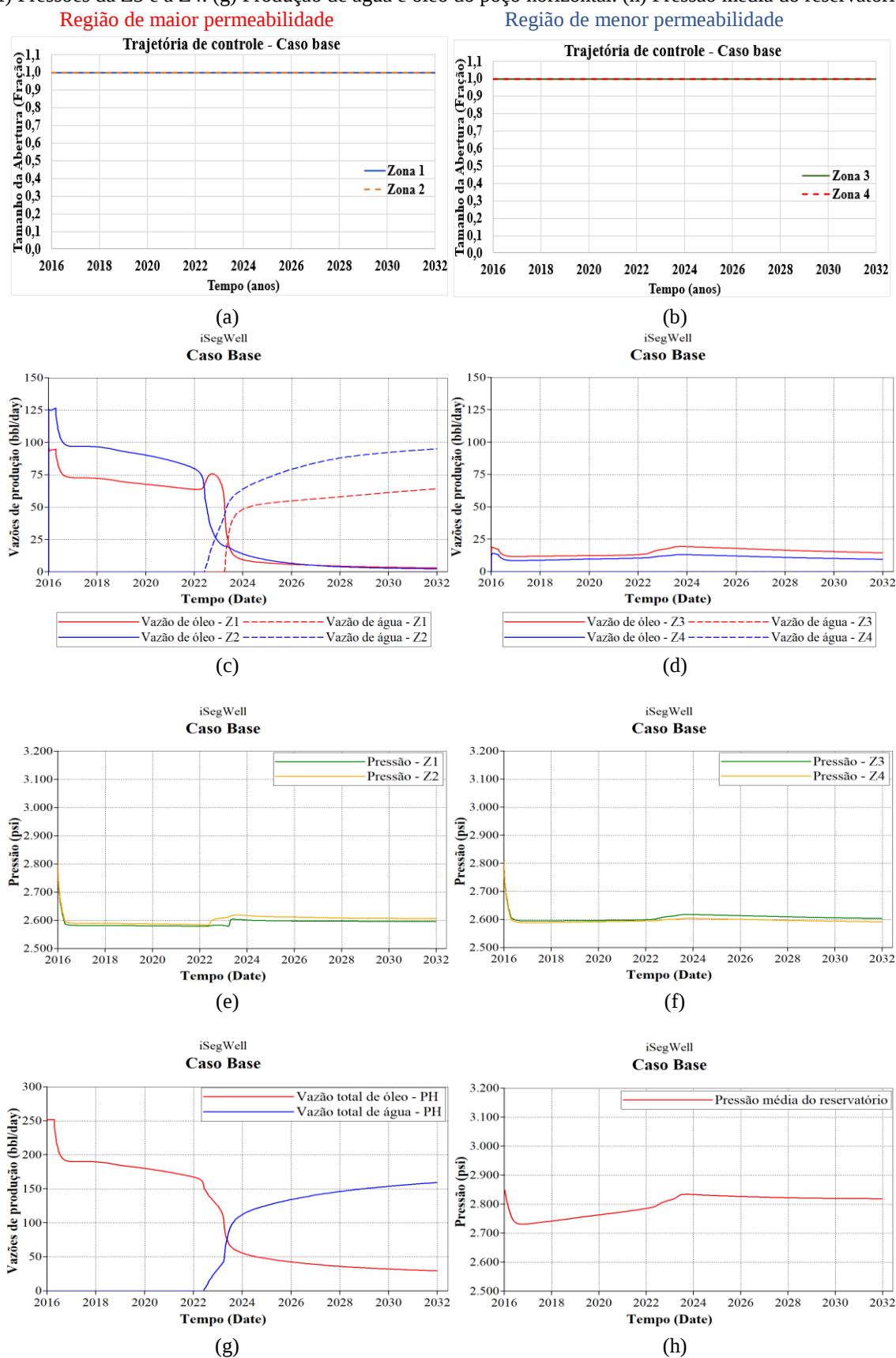
No momento da Zona 2 ter a irrupção de água, sua produção de óleo diminui rapidamente, o que permite à Zona 1 aumentar a produção de óleo até sofrer também a irrupção de água; a irrupção de água nas duas primeiras zonas do poço reduz a limitação de produção geradas nas zonas 3 e 4, permitindo-lhes aumentar um pouco a produção de óleo.

Na Fig. 55(e) e Fig. 55(f) se apresentam as pressões individuais das quatro zonas, pode-se observar que a pressão de cada zona tem um comportamento quase constante ao longo do tempo, só a Zona 1 e a Zona 2 têm um pequeno aumento aos 2.647 dias (ano 2023,3) e aos 2.343 dias (ano 2023,5), respetivamente, sendo resultado da irrupção de água em cada zona, gerando também perturbações de pressão nas zonas 3 e 4, como se pode ver na Fig. 55(f).

A pressão média do reservatório, Fig. 55(h), inicialmente tem um período de depleção devido à entrada em produção do poço, após transcorridos 274 dias de produção, tem um ponto de inflexão, começando um período de pressurização como consequência do processo de injeção de água, que chega a seu final quando acontece a irrupção de água na Zona 1, ano 2023,3, posteriormente tem um comportamento quase constante até o final da simulação, mas com uma pequena tendência à depleção, devido à perda de energia pela produção de óleo e água simultaneamente. Nos primeiros seis anos, a produção total de óleo do poço horizontal permanece quase constante (Fig. 55(g)), mas após a irrupção de água na Zona 2 sofre uma drástica diminuição, o que permite um aumento repentino na produção deste fluido indesejado.

Figura 55. Condições de produção do caso base.

- (a) Trajetória de controle dos dispositivos da Z1 e a Z2. (b) Trajetória de controle dos dispositivos da Z3 e a Z4.
 (c) Produção de água e óleo da Z1 e a Z2. (d) Produção de água e óleo da Z3 e a Z4. (e) Pressões da Z1 e a Z2.
 (f) Pressões da Z3 e a Z4. (g) Produção de água e óleo do poço horizontal. (h) Pressão média do reservatório.

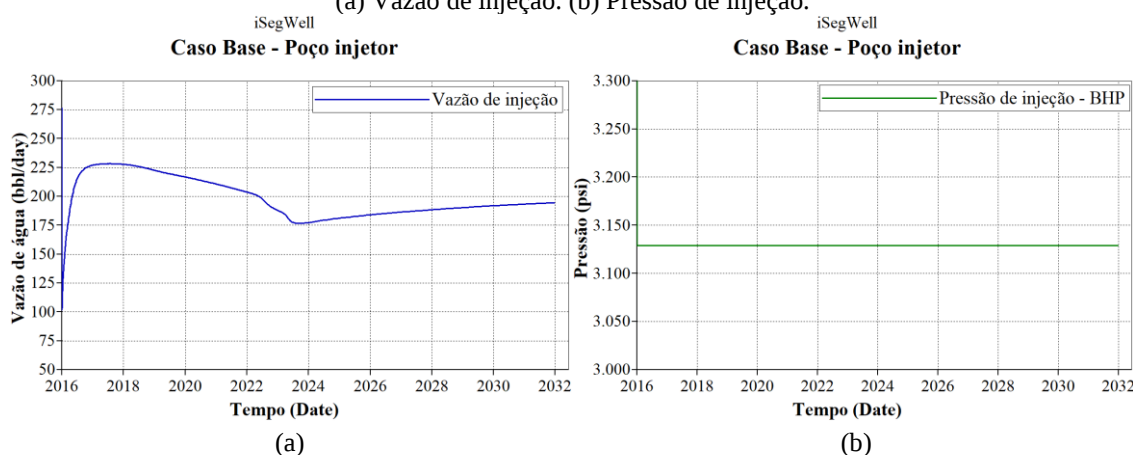


Fonte: Autor (2018).

Na Fig. 56 são mostrados os resultados obtidos para as condições do poço injetor, vazão de injeção e pressão de injeção. Nos primeiros dias de iniciada a produção, durante o processo de depleção do reservatório (Fig. 55(h)), a vazão de injeção vai aumentando como consequência desse alívio na pressão, após do ponto de inflexão antes mencionado, 274 dias, a vazão começa a diminuir devido ao processo de pressurização que sofre o reservatório, e terminado esse período de pressurização, nos últimos anos quando o reservatório de novo sofre outro processo de depleção pela irrupção de água na região mais permeável do reservatório, a vazão de injeção aumenta paulatinamente até o final da simulação. Para este caso, a pressão de injeção permanece constante ao longo do tempo, neste sentido é importante esclarecer que o processo de injeção tem como prioridade manter a pressão constante, enquanto varia a vazão de injeção em função das condições do reservatório, dado que as condições no reservatório não são apropriadas para satisfazer a restrição primária de operação do poço injetor.

Figura 56. Condições de injeção do caso base.

(a) Vazão de injeção. (b) Pressão de injeção.



Fonte: Autor (2018).

5.2.7.2 Caso controlado

Neste caso foi aplicado o processo de otimização descrito no capítulo 4, com o fim de controlar os diâmetros de operação dos FCD instalados no poço horizontal, e assim melhorar as condições de produção de cada uma das zonas.

Os valores das variáveis otimizadas são resumidos na Tabela 15 e os resultados das condições de produção são apresentados na Fig. 57. Nessa figura pode-se ver como os dispositivos da região com maior permeabilidade são fechados em cada ciclo de controle até atingir o valor mínimo permitido para a abertura. A primeira diminuição acontece no ano 2020, essa redução tem como objetivo atrasar a irrupção de água nas duas zonas (Z1 e Z2), mas teve um impacto pequeno na produção, pois a frente de água atinge o poço produtor para essas duas zonas nos mesmos tempos nos quais acontece no caso base, sendo infrutífero esse fechamento.

A segunda redução acontece no ano 2024, mas com uma intenção totalmente diferente, agora o objetivo é reduzir e controlar a elevada produção de água em cada zona, o objetivo é cumprido a cavaliade, dado que a produção de água é reduzida significativamente. Esse fechamento tem um impacto negativo na produção, pois as vazões de óleo também são reduzidas consideravelmente, deixando-as em valores quase nulos. Pode-se entender então, que

nesse tempo com as condições de produção, a melhor opção é fechar totalmente as duas primeiras zonas do poço (Z1 e Z2), Fig. 57(a) e Fig. 57(c).

Tabela 15. Tamanho das aberturas otimizadas do caso controlado.

	CC1	CC2	CC3	CC4
Abertura FCD 1 (pol)	0,375	0,241	0,040	0,040
Abertura FCD 2 (pol)	0,351	0,251	0,040	0,040
Abertura FCD 3 (pol)	0,308	0,259	0,382	0,274
Abertura FCD 4 (pol)	0,382	0,168	0,382	0,382

Fonte: Autor (2018).

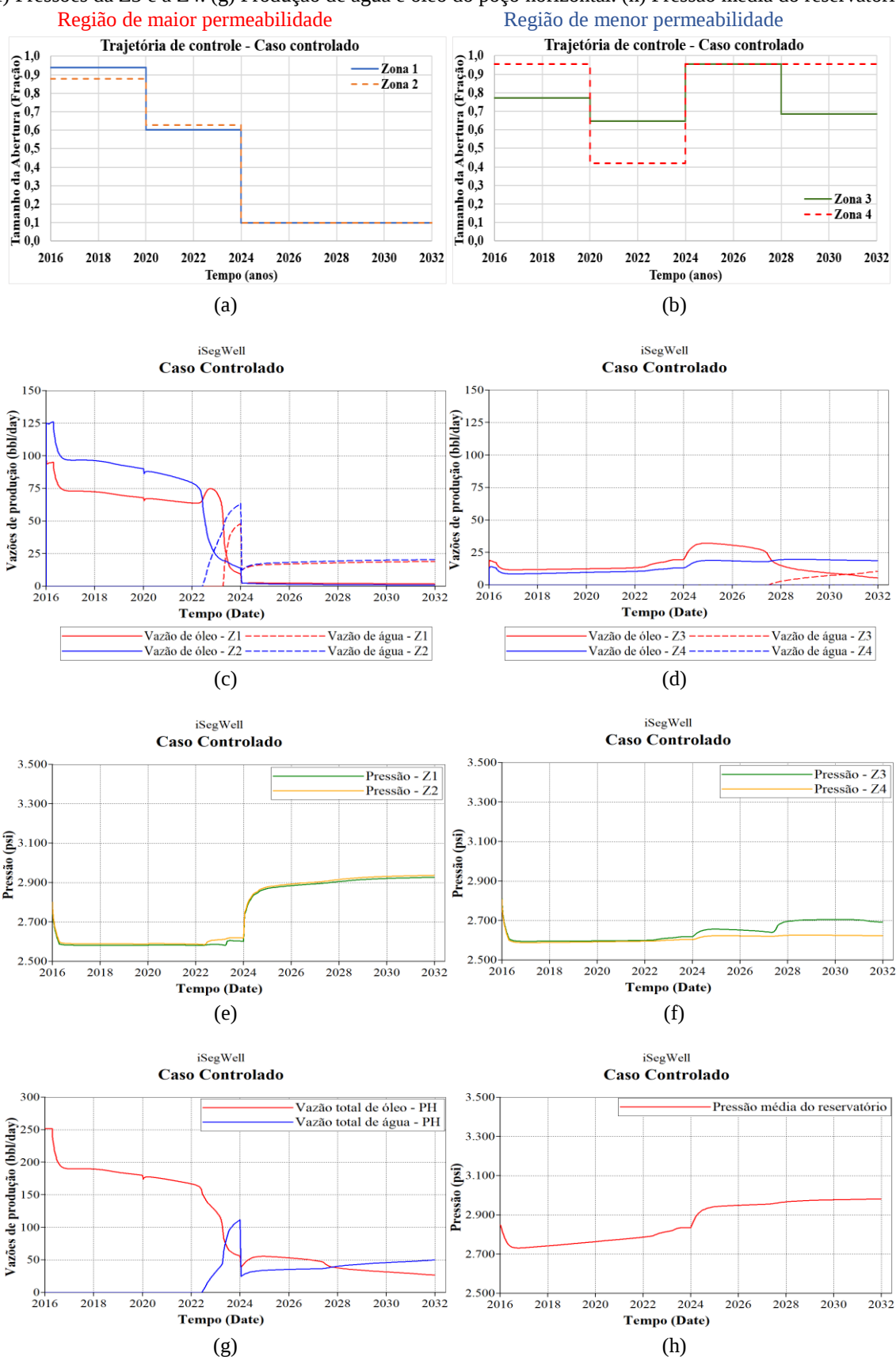
Os dois dispositivos da região de menor permeabilidade têm um comportamento diferente, também sofrem uma diminuição na sua área de fluxo no ano 2020, possivelmente como consequência do fechamento dos dispositivos da Z1 e a Z2 e com o objetivo de adiar a frente de água, mas no ano 2024, quando o FCD 1 e o FCD 2 são fechados totalmente, o FCD 3 e o FCD 4 são reabertos para compensar a produção de óleo perdida, Fig. 57(c) e Fig. 57(d). Além disso, as zonas 3 e 4 aumentam sua produção como resultado do fechamento das zonas 1 e 2, isto dado que as limitações e restrições impostas pelas zonas Z1 e Z2 diminuem, esse resultado pode ser corroborado com as gráficas das pressões em função do tempo de cada uma das zonas, Fig. 57(e) e Fig. 57(f). Com o fechamento dos dispositivos FCD 1 e FCD 2, a pressão das zonas 1 e 2 aumenta, esse aumento da pressão reduz o *drawdown* nessa região, o que resulta em um fluxo menor com uma menor pressão ingressando no poço horizontal, e a razão de que a pressão das zonas 3 e 4 não teve uma mudança significativa, então o *drawdown* de mencionadas zonas também não teve mudanças consideráveis, favorecendo o fluxo das zonas 3 e 4.

Outro fator que pode afiançar o anteriormente discutido e que deve ser destacado, é a irrupção e produção de água da Zona 3, embora seja um fluido indesejável e que um dos objetivos da otimização é tentar diminuir sua produção tanto como for possível. Isto nos indica que a limitação da região de maior permeabilidade diminuiu significativamente, porque comparando, nenhuma das duas zonas da ponta do poço (Z3 e Z4) no caso base teve irrupção de água, o que implica um grande passo para aplicar, controlar e otimizar completações inteligentes em poços e cenários mais realistas e complexos usando o módulo iSegWell. A produção total do poço horizontal é a somatória da produção de todas as zonas, mas é importante dizer que depois do ano 2024, quando os dispositivos da Z1 e a Z2 são fechados até os valores mínimos permitidos, o óleo produzido pelo poço horizontal provém quase em sua totalidade das zonas 3 e 4, devido a que a produção de óleo nas zonas Z1 e Z2 é muito baixa (quase zero), e a água produzida pelo poço vem quase na sua totalidade dessas duas primeiras zonas do poço, já que são as zonas de mais alta produção de água do reservatório.

A pressão do reservatório não sofre mudanças significativas nem drásticas, seu comportamento é acorde com as condições de operação tanto do poço injetor como do poço produtor, vai-se pressurizando na medida que os dispositivos vão-se fechando, como pode ser visto na Fig. 57(h), onde o maior aumento acontece no ano 2024, devido às situações anteriormente discutidas, depois desse tempo há um período de pressurização com tendência a estabilizar-se nos últimos anos da simulação.

Figura 57. Condições de produção do caso controlado.

- (a) Trajetória de controle dos dispositivos da Z1 e a Z2. (b) Trajetória de controle dos dispositivos da Z3 e a Z4. (c) Produção de água e óleo da Z1 e a Z2. (d) Produção de água e óleo da Z3 e a Z4. (e) Pressões da Z1 e a Z2. (f) Pressões da Z3 e a Z4. (g) Produção de água e óleo do poço horizontal. (h) Pressão média do reservatório.

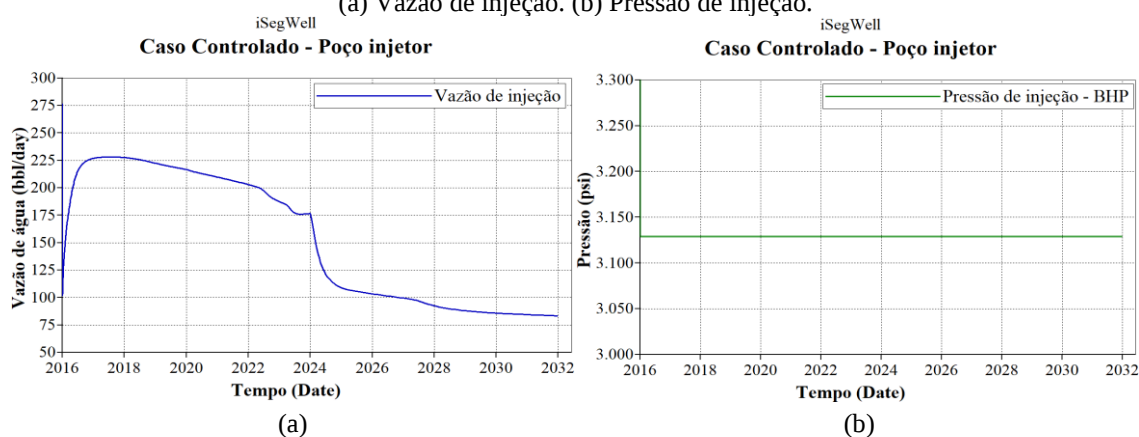


Fonte: Autor (2018).

Na Fig. 58 se apresentam as condições de injeção para este caso em questão. Semelhante ao caso base, a pressão de injeção permanece constante ao longo do tempo, já que as condições de pressão assim o permitem, enquanto que a vazão de injeção tem um comportamento variável, mas em concordância com as condições do reservatório e as condições de produção esta tem um período onde aumenta seu valor, nos primeiros dias da simulação, como consequência da depleção do reservatório até atingir um valor máximo, alcançando a capacidade máxima que tem o reservatório para receber o fluido, na medida que o reservatório vai-se saturando com a água injetada e a área de fluxo dos dispositivos vai diminuindo, a vazão de injeção também diminui, e como era esperado, após o fechamento quase total dos dispositivos da Zona 1 e a Zona 2, no ano 2024, a vazão de injeção teve uma declinação significativa, pois o volume poroso disponível no reservatório vai-se reduzindo e não é suficiente para armazenar toda a água que está sendo injetada.

Figura 58. Condições de injeção do caso controlado.

(a) Vazão de injeção. (b) Pressão de injeção.



Fonte: Autor (2018).

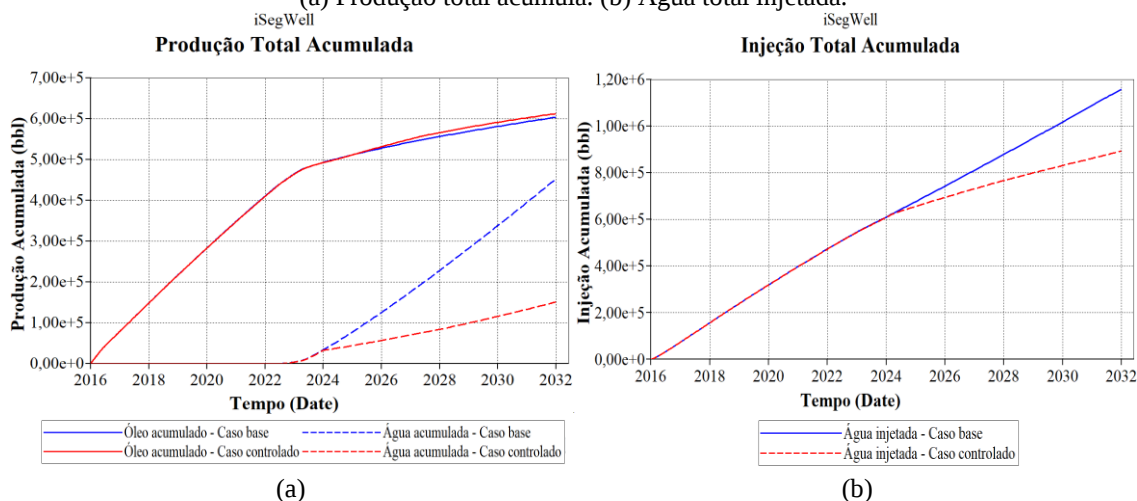
Na Fig. 59 são apresentadas as curvas da produção total acumulada para o caso base e o caso controlado, e na Tabela 16 são resumidas as quantidades de fluido produzido, fluido injetado e o VPL. A maior quantidade de óleo produzido pertence ao caso controlado, mas a diferença na produção de óleo entre os dois casos é apenas de 1,5%, correspondente aos 8.960 barris ($1.424,53 \text{ m}^3$) a mais que produz o caso controlado. A diferença significativa se encontra na água produzida de cada caso, o caso base produz três vezes a quantidade de água produzida pelo caso controlado. Em outras palavras, o caso otimizado consegue reduzir em um 66,7% a água em superfície em comparação com o caso base. Além disso, o caso controlado também tem uma redução do 23% na água injetada, tendo como resultado um incremento no VPL do 9,3%, logrando o objetivo principal da otimização.

Tabela 16. Produção acumulada total e VPL final.

Caso	Óleo produzido (bbl)	Água produzida (bbl)	Água injetada (bbl)	VPL (10^6 \$)	$\Delta\%$
Base	603.411	452.510	1.159.580	1,29	---
Controlado	612.371	150.902	892.988	1,41	9,3

Fonte: Autor (2018).

Figura 59. Curvas de produção acumulada.
(a) Produção total acumula. (b) Água total injetada.



Fonte: Autor (2018).

5.2.8 Discussão

O controle e a otimização dos orifícios de cada dispositivo permitiram melhorar as condições de produção do poço horizontal, vencer os problemas gerados pelas limitações que impõem as zonas com maior potencial de produção nas zonas menos favorecidas, diminuir a quantidade de água em superfície e a quantidade de água injetada, e realizar um controle indireto nas condições de injeção, fazendo que o objetivo principal do modelo seja cumprido, maximizar o VPL do reservatório usando dispositivos de controle de fluxo em um poço horizontal.

Neste problema também foi testada a técnica de suavização para as variáveis, embora não fosse necessário pois as trajetórias já têm um comportamento adequado, mas os resultados obtidos não tinham uma considerável diferença em relação aos resultados já obtidos com a otimização, sendo o ponto de solução nos dois processos (otimização e otimização com suavização) quase igual, tornando desnecessário apresentar a solução obtida com a segunda técnica.

O uso de poços horizontais leva um grande número de vantagens, como explorar reservatórios com espessuras mínimas que resultam pouco práticos para poços convencionais, aumentar o contato poço–reservatório, reduzir o número de poços a serem perfurados no reservatório, chegar a cantos que não seriam possíveis com um poço convencional, entre outras.

Os resultados obtidos neste modelo demonstram como os FCD melhoram ainda mais as condições de produção de um poço horizontal, sendo este um ponto de partida para criar políticas de controle que possam ser implementadas em situações mais gerais.

6 CONSIDERAÇÕES FINAIS

Baseados nos resultados obtidos ao utilizar FCD nos dois cenários de produção simples anteriormente explicados, várias observações finais são apresentadas em relação ao uso de completações inteligentes e ao controle e otimização dos orifícios dos dispositivos.

6.1 Conclusões

- Foi possível a criação e simulação de modelos de poços segmentados inteligentes usando a ferramenta iSegWell aplicados a dois cenários distintos: a produção conjunta de duas zonas separadas hidráulica e mediante um único poço e a produção de um poço horizontal, obtendo resultados coerentes com as condições modeladas.
- Modelamos e otimizamos as trajetórias de controle dos FCD instalados em cada uma das zonas o mais próximo possível de um poço real, o que permitiu melhorar o desempenho dos reservatórios avaliados, melhorar as condições de produção dos poços com completações inteligentes e maximizar o VPL do reservatório.
- Conseguimos atenuar e controlar as variações abruptas nas trajetórias de controle obtidas ao realizar a otimização pela primeira vez no problema de produção conjunta, aplicando uma técnica de suavização na função objetivo do problema para penalizar às variáveis de projeto.
- A técnica de suavização implementada na otimização teve um impacto muito pequeno na produção de óleo e diminuiu consideravelmente a quantidade de água produzida, desta forma melhorou o desempenho dos controles e incrementou o VPL do reservatório.
- As duas novas estratégias implementadas nos ciclos de controle do problema de produção conjunta, ciclos de controle relativo e ciclos de controle variáveis, conseguiram resolver indiretamente um dos grandes problemas presentes no desenvolvimento desta dissertação, o elevado e drástico aumento da pressão do reservatório. Além disso, essas duas estratégias permitiram acelerar a produção do reservatório, o que levou a produzir quase a mesma quantidade de óleo que foi produzida nos dez anos originais do período de concessão em menos de seis anos, reduzindo o tempo de operação do reservatório, garantindo que a pressão não aumentara tão drasticamente, além de reduzir a quantidade de água injetada.
- Os FCD reduzem as restrições que as zonas com maior potencial de produção impõem sobre as zonas com potenciais limitados, fazendo que as zonas menos favorecidas possam aumentar sua produção, garantido assim uma maior recuperação de óleo do reservatório.
- Como ficou demonstrado, quanto maior sofisticação do problema, ou seja, quando mais controle se tem sobre os fatores e as variáveis do modelo (maior número de variáveis), maior e melhor é o desempenho tanto do reservatório com das condições de produção, sendo possível aumentar o VPL do reservatório.

6.2 Trabalhos futuros

Com o objetivo de melhorar os modelos e os resultados aqui estudados, a seguir são apresentadas algumas sugestões para trabalhos futuros que possam enriquecer e avançar os resultados dessa pesquisa.

- Baseados nos resultados e os modelos discutidos neste trabalho, criar e otimizar políticas de controle para as aberturas dos dispositivos instalados em poços horizontais e verticais que possam reagir a condições inesperadas de produção, como a irrupção prematura de água ou gás, um aumento súbito nesses fluidos indesejados, fluxo cruzado entre formações com diferentes características petrofísicas, etc., causadas por incertezas no reservatório perto do poço.
- Controlar os poços injetores, instalando também dispositivos de controle de fluxo neles, e semelhantemente aos poços produtores, possam ser otimizados e adaptados às condições presentes no reservatório, verificando a viabilidade e a eficiência das completações inteligentes.
- Otimizar o número de ciclos de controle, que dependendo das necessidades e as condições de produção, o processo de otimização seja quem defina o número ótimo de ciclos de controle nos quais deve ser subdividido o tempo de concessão do reservatório.
- Como é sabido, a segmentação do reservatório ao longo de um poço inteligente é feita dependendo das propriedades e características petrofísicas de cada zona, sendo o fluxo de fluido altamente dependente dessas características. Então como sugestão é importante que cada zona possa ter um número de ciclos de controle independente das outras zonas, ou seja, que a mudança no tamanho do orifício de cada dispositivo seja feita nos tempos mais benéficos para cada zona e não que todos os dispositivos mudem no mesmo ciclo de controle, garantindo assim total independência entre as zonas e os dispositivos.
- Otimizar o parâmetro de controle para o peso da penalidade, α , realizar uma análise de sensibilidade mais completo e detalhado do parâmetro α que garanta a melhor trajetória para as variáveis do projeto.
- Implementar processos e estratégias de otimização mais sofisticados e eficientes que possam lidar com um número mais elevado de variáveis quando seja necessário e reduzir o tempo de computação.

REFERÊNCIAS

- AADNOY, Bernt Sigve; HARELAND, Geir. Analysis of Inflow Control Devices. **SPE Offshore Europe Oil & Gas Conference & Exhibition**, Aberdeen, UK, p. 1–9, 2009.
- AAKRE, Haavard et al. Autonomous Inflow Control Valve for Heavy and Extra-Heavy Oil. **SPE Heavy and Extra Heavy Oil Conference: Latin America**, Medellin, Colombia, 2014.
- AAKRE, Haavard; HALVORSEN, Britt; WERSWICK, Bjørnar. Smart Well With Autonomous Inflow Control Valve Technology. **SPE Middle East Oil and Gas Show and Exhibition**, Manama, Baharain, p. 1–8, 2013.
- ABDELFATTAH, Tarik; FISHER, Britain; SNITKOFF, Joshua. Design Process of Inflow Control Technologies - From Inception to Application. **SPE Thermal Well Integrity and Design Symposium**, Banff, Alberta, Canada, n. Icv, 2016.
- ADAMS, B. M. et al. **DAKOTA, A Multilevel Parallel Object-Oriented Framework for Design Optimization, Parameter Estimation, Uncertainty Quantification, and Sensitivity Analysis: Version 5.1 references manual. Technical Report SAND2010-2184**. Technical ed. Albuquerque, New Mexico: Sandia National Laboratories, 2010.
- AFONSO, Silvana Maria; HOROWITZ, Bernardo; OLIVEIRA, L. C. Waterflooding Management Through the Combination of Global and Local Optimization Strategies. **2nd International Conference on Engineering Optimization**, Lisbon, Portugal, 2010.
- AL-KHELAIWI, F. T. et al. Advanced Wells : A Comprehensive Approach to the Selection Between Passive and Active Inflow-Control Completions. **SPE Production & Operations**, Kuala Lumpur, p. 305–326, 2010.
- AL-KHELAIWI, Faisal T.; DAVIES, David R. Inflow Control Devices: Application and Value Quantification of a Developing Technology. **International Oil Conference and Exhibition**, Veracruz, Mexico, 2007.
- AL-MUBARAK, Saeed Mohammed et al. Improved Performance of Downhole Active Inflow Control Valves through Enhanced Design: Case Study. **Abu Dhabi International Petroleum Exhibition and Conference**, Abu Dhabi, UAE, 2008.
- ALEXANDROV, Natalia M. et al. A trust-region framework for managing the use of approximation models in optimization. **Structural and Multidisciplinary Optimization**, [s. l.], v. 15, n. 1, p. 16–23, 1998.
- ALSYED, Samih; YATEEM, Karam. Testing Methodology for Smart Wells Completion toward Attaining Optimal Production Rate Setting for Maximum Hydrocarbon Recovery. **SPE Intelligent Energy International**, Utrecht, The Netherlands, 2012.
- ARMSTRONG, Aleks C. C.; JACKSON, Matthew D. Management of Water Breakthrough Using Intelligent Well Technology. **Offshore Technology Conference**, Houston, Texas, 2001.
- AUGUSTINE, Jody R. An Investigation of the Economic Benefit of Inflow Control Devices on Horizontal Well Completions Using a Reservoir-Wellbore Coupled Model. **European Petroleum Conference**, Aberdeen, UK, 2002.
- BARRETO, Carlos E. A. G.; BOTECHIA, Vinícius E.; SCHIOZER, Denis J. Evaluation of Different Types of Operation for Inflow-Control-Valves based on Production and Reservoir Data. **SPE Latin American and Caribbean Petroleum Engineering Conference**, Maracaibo, Venezuela, p. 1–18, 2014.

BARTHELEMY, J. F. M.; HAFTKA, R. T. Approximation concepts for optimum structural design — a review. **Springer-Verlag**, [s. l.], v. 5, n. 3, p. 129–144, 1993.

BAXTER, Dennis et al. Operaciones de disparos: Cuando la falla es el objetivo. **Oilfield Review**, [s. l.], v. 21, n. 3, p. 4–17, 2009.

BIEGLER, L. T. **Nonlinear Programming: Concepts, Algorithms, and Applications to Chemical Processes**. Philadelphia: SIAM - Society for Industrial and Applied Mathematics, 2010.

BIRCHENKO, V. M.; MURADOV, K. M.; DAVIES, D. R. Reduction of the horizontal well's heel – toe effect with in fl ow control devices. **Journal of Petroleum Science and Engineering**, [s. l.], v. 75, n. 1–2, p. 244–250, 2010.

BOONE, T. J.; YOUCK, D. G.; SUN, S. Targeted Steam Injection Using Horizontal Wells With Limited Entry Perforations. **Journal of Canadian Petroleum Technology**, [s. l.], v. 40, n. 1, p. 25–30, 2001.

BOURGOYNE, A. T. et al. **Applied Drilling Engineering**. 2 ed. Richardson, TX: Society of Petroleum Engineers, 1986.

CARVAJAL, G. a.; BOISVERT, I.; KNABE, S. A Smart Flow for SmartWells: Reactive and Proactive Modes. **SPE Intelligent Energy Conference & Exhibition**, Utrecht, The Netherlands, n. April, p. 1–15, 2014. Disponível em: <<http://www.onepetro.org/doi/10.2118/167821-MS>>

CASTRO, R. E. *Otimização de estruturas com Multi-objetivo via Algoritmo Genético*. 2001. Tese de doutorado. COPPE/UFRJ, Rio de Janeiro, 2001.

CHUEN, C.Mabel Pei et al. Application of Allocation Algorithm for Surveillance and Optimization of Intelligent Wells. **SPE/ATMI Asia Pacific Oil & Gas Conference and Exhibition**, Jakarta, Indonesia, 2017.

CMG. **iSEG WELL USER GUIDE Intelligent Segmented Well**. Calgary, Alberta: Computer Modelling Group Ltd, 2016. a.

CMG. **IMEX User Guide Three-phase, Black-oil Reservoir Simulator**. Calgary, Alberta: Computer Modelling Group Ltd, 2016. b.

CULLICK, A. S.; SUKKESTAD, Tor. Smart Operations With Intelligent Well Systems. **SPE Intelligent Energy Conference & Exhibition**, Utrecht, The Netherlands, 2010.

DAS, Om Prakash; AL-ENEZI, Khalaf. A Novel Workflow for Intelligent Well Inflow Control Valve Design by Integrating Reservoir Dynamics to Facilitate Proactive Reservoir Management in Minagish Field , West Kuwait. **SPE Annual Technical Conference and Exhibition**, Amsterdam, The Netherlands, 2014.

DILIB, F. A. et al. Closed-Loop Feedback Control in Intelligent Wells : Application to a Heterogeneous , Thin Oil-Rim Reservoir in the North Sea. **SPE Reservoir Evaluation & Engineering**, [s. l.], p. 69–83, 2015.

DILIB, F. A.; JACKSON, M. D. Closed-Loop Feedback Control for Production Optimization of Intelligent Wells Under Uncertainty. **SPE Production & Operations**, [s. l.], p. 345–357, 2013.

EL SAYED, Mohamed et al. Three - Zone Commingled and Controlled Production Using Intelligent Well. **Abu Dhabi International Petroleum Exhibition and Conference**, Abu Dhabi, UAE, n. Icv, 2014.

ELDRED, Michael S. et al. Second-order corrections for surrogate-based optimization with model hierarchies. **10th AIAA/ISSMO Multidisciplinary Analysis and Optimization Conference**, [s. l.], p. 1–15, 2004.

ELLIS, Tor et al. Inflow Control Devices — Raising Profiles. **Oilfield Review**, [s. l.], v. 21, n. 4, p. 30–37, 2010.

EMERICK, Alexandre Anozé; CUNHA, Ricardo. Production Optimization With Intelligent Wells. **SPE Latin American and Caribbean Petroleum Engineering Conference**, Buenos Aires, Argentina, 2007.

ERLANDSEN, Sigurd M.; OMDAL, Svein. Trend Breaking Completions. **Offshore Technology Conference**, Houston, Texas, U.S.A, 2008.

FANCHI, John R. **Principles of Applied Reservoir Simulation**. Third ed. Burlington: Gulf Professional Publishing, 2006.

FORRESTER, A. I. J.; SÓBESTER, A.; KEANE, A. J. **Engineering Design Via Surrogate Modelling: A Practical Guide**. Chichester: Wiley, 2008.

FRIPP, Michael; ZHAO, Liang; LEAST, Brandon. The Theory of a Fluidic Diode Autonomous Inflow Control Device. **SPE Middle East Intelligent Energy Conference and Exhibition**, Dubai, UAE, 2013.

GARCIA, Gonzalo A.; CORONADO, Martin P.; GAVIOLI, Paolo. Identifying Well Completion Applications for Passive Inflow Control Devices. **SPE Annual Technical Conference and Exhibition**, New Orleans, Louisiana, U.S.A, p. 1–19, 2009.

GARCIA, Luis et al. The First Passive Inflow Control Device That Maximizes Productivity During Every Phase of a Well's Life. **International Petroleum Technology Conference**, Doha, Qatar, 2009.

GIMRE, Jeanette. **Efficiency of ICD/ICV systems**. 2012. Dissertação de Mestrado. University of Stavanger, Stavanger, 2012.

GIUNTA, Anthony A.; ELDRED, Michael S. IMPLEMENTATION OF A TRUST REGION MODEL MANAGEMENT STRATEGY IN THE DAKOTA OPTIMIZATION TOOLKIT. **American Institute of Aeronautics and Astronautics**, [s. l.], n. c, 2000.

GLANDT, Carlos A. Reservoir Management Employing Smart Wells: A Review. **SPE Drilling & Completion**, Port-of-Spain, Trinidad, p. 281–288, 2005.

HAFTKA, Raphael T.; GÜRDAL, Zafer. **Elements of Structural Optimization**. 3. ed. Netherlands: Springer Science & Business Media, B. V., 1992.

HALLIBURTON. Packers. In: **COMPLETION SOLUTIONS**. 1. ed. Houston, Texas, U.S.A: Halliburton,[s.d.]. p. 1–86, seis.

HALLIBURTON. **Equiflow Autonomous Inflow Control Device**. 2017. Disponível em: <<http://www.halliburton.com/en-US/ps/completions/sand-control/screens/inflow-control/equiflow-autonomous-inflow-control-device.page>>. Acesso em: 29 nov. 2017.

HOLMES, J. A.; BARKVE, T.; LUND. Application of a Multisegment Well Model to Simulate Flow in Advanced Wells. **SPE European Petroleum Conference**, The Hague, The Netherlands, 1998.

HOROWITZ, Bernardo; BASTOS, Maria Silvana Afonso; MENDONÇA, Victor. Surrogate based optimal waterflooding management. **Journal of Petroleum Science and Engineering**, [s. l.], 2013.

JASEN, J. D. Smart wells. **Shell E&P Technology Applications and Research**, [s. l.], p. 1–11, 2001.

JIXING. **Sand Control Screen Pipe**. 2012. Disponível em: <<http://www.bx-wiremesh.com/products/products/sand-control-screen-pipe.html>>. Acesso em: 21 nov. 2017.

KAIS, Ransis et al. First Autonomous Inflow Control Valve AICV Well Completion Deployed in a Field Under an EOR Water & CO₂ Injection Scheme. **SPE Annual Technical Conference and Exhibition**, Dubai, UAE, 2016.

KEANE, A.; NAIR, P. **Computational Approaches for Aerospace Design: The Pursuit of Excellence**. 1. ed. Chichester: Wiley, 2005.

KUDAYISI, Ayopo. Zonal Production Prediction in a Two Layered Intelligent Well System Using Downhole Real Time Data Intelligent Wells and Production Commingling. **SPE Nigeria Annual International Conference and Exhibition**, Lagos, Nigeria, n. 2–4 August, 2016.

LEAST, Brandon et al. Inflow Control Devices Improve Production in Heavy Oil Wells. **SPE Middle East Intelligent Energy Conference and Exhibition**, Dubai, UAE, 2013.

LEEMHUIS, A. P. et al. Gas Coning Control for Smart Wells. **SPE Annual Technical Conference and Exhibition**, Anaheim, California, U.S.A, p. 1–8, 2007.

LIE, Ole Henrik; WALLACE, Wayne. Intelligent Recompletion Eliminates the Need for Additional Well. **IADC/ESP Drilling Conference**, New Orleans, Louisiana, U.S.A, 2000.

MARZOOQI, Ayesha Al et al. Wellbore Segmentation using Inflow Control Devices : Design and Optimisation Process. **Abu Dhabi International Petroleum Exhibition & Conference**, Abu Dhabi, UAE, 2010.

MATHIESEN, Vidar et al. The Autonomous RCP Valve - New Technology for Inflow Control In Horizontal Wells. **SPE Offshore Europe Oil & Gas Conference & Exhibition**, Aberdeen, UK, 2011.

MESHIOYE, Oluwafisayo et al. Optimization of Waterflooding Using Smart Well Technology. **34th Annual SPE International Conference and Exhibition**, Tinapa – Calabar, Nigeria, 2010.

MOEN, T.; ASHEIM, H. Inflow Control Device and Near-Wellbore Interaction. **SPE International Symposium and Exhibition on Formation Damage Control**, Lafayette, Louisiana, U.S.A, 2008.

MORADI, Mojtaba; ZAREI, Faraj; AKBARI, Morteza. The Improvement of Production Profile While Managing Reservoir Uncertainties with Inflow Control Devices Completions. **SPE Bergen One Day Seminar**, Bergen, Norway, 2015.

NAGIB, Mohamed; EZUKA, Ifeanyi; NASR, Ghasem G. Economic Comparison of Intelligent Wells in Simultaneous Production of Oil and Gas Reserves From Single Wellbore. **SPE Production & Operations**, Tunis, Tunisia, p. 203–210, 2011.

OLIVEIRA, Diego Felipe Barbosa de. **Técnicas de Otimização da Produção para Reservatórios de Petróleo: Abordagens Sem Uso de Derivadas para Alocação Dinâmica das Vazões de Produção e Injeção**. 2006. Dissertação de Mestrado. UNIVERSIDADE FEDERAL DE PERNAMBUCO, Recife - PE, 2006

OLIVEIRA, Leonardo Correia de. **ESTRATÉGIA HÍBRIDA APLICADA AO GERENCIAMENTO ÓTIMO DE RESERVATÓRIOS**. 2013. Tese de Doutorado. UNIVERSIDADE FEDERAL DE PERNAMBUCO, Recife - PE, 2013.

PANDE, Anil; MORRISON, Mark; BRISTOW, Richard. Oilfield Automation Using Intelligent Well Technology. **SPE Production and Operations Conference and Exhibition**, Tunis, Tunisia, 2010.

PCHELA, Konstantin et al. The Potential to Increase Heavy Oil Production From Complicated Carbonates Applying the Intelligent Well Technology. **SPE Arctic and Extreme Environments Conference & Exhibition held**, Moscow, Russia, 2013.

PERKINS, T. K. Critical and Subcritical Flow of Multiphase Mixtures Through Chokes. **SPE Drilling & Completion**, [s. l.], 1993.

PERRY, Robert H.; GREEN, Don W. **Perry's Chemical Engineers' Handbook**. 7 ed. New York: McGraw-Hill, 2007.

PIETROBOM, H. C. **Otimização Utilizando Funções Substitutas e Extração de Regras Difusas**. 2002. Instituto Tecnológico de Aeronáutica, [s. l.], 2002.

POWELL, M. J. D. Algorithms for nonlinear constraints that use lagrangian functions. **The Mathematical Programming Society**, [s. l.], v. 14, n. 1, p. 224–248, 1978.

RAHMAN, Jameel; ALLEN, Clifford; BHAT, Gireesh. Second-Generation Interval Control Valve (ICV) Improves Operational Efficiency and Inflow Performance in Intelligent Completions. **North Africa Technical Conference and Exhibition**, Cairo, Egypt, 2012.

RATTERMAN, E. E.; VOLL, B. A.; AUGUSTINE, J. R. New Technology Applications to Extend Field Economic Life by Creating Uniform Flow Profiles in Horizontal Wells: Case Study and Technology Overview. **Offshore Technology Conference**, Houston, Texas, 2005. Disponível em: <<http://www.onepetro.org/doi/10.4043/17548-MS>>

RESTER, Stephen et al. Application of Intelligent Completion Technology to Optimize the Reservoir Management of a Deepwater Gulf of Mexico Field — A Reservoir Simulation Case Study. **Society of Petroleum Engineers**, Houston, Texas, U.S.A, 1999.

ROBINSON, Mike. Technology Today Series - Intelligent well completions. **Society of Petroleum Engineers**, [s. l.], p. 57–59, 2003.

ROMERO, Vicente J. et al. Comparison of pure and “Latinized” centroidal Voronoi tessellation against various other statistical sampling methods. **Reliability Engineering & System Safety**, [s. l.], v. 91, n. 10, p. 1266–1280, 2006. Disponível em: <<http://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S095183200500236X>>

SAKA, Yuki; GUNZBURGER, Max; BURKARDT, John. Latinized, improved LHS, and CVT point sets in hypercubes. **International Journal of Numerical Analysis and Modeling**, [s. l.], v. 4, n. 3–4, p. 729–743, 2007.

SCHMIT, L. A.; FARSHI, B. Some Approximation Concepts for Structural Synthesis. **AIAA Journal**, [s. l.], v. 12, n. 5, p. 692–699, 1974.

SCHMIT, L. A.; MIURA, H. Approximation concepts for efficient structural synthesis. **NASA contractor report - NASA CR-2552**, [s. l.], n. University of California. L. A, CA, United States, p. 289, 1976.

SEFAT, Morteza Haghighat; MURADOV, Khafiz. Field Management by Proactive Optimisation of Intelligent Wells - A Practical Approach. **SPE Middle East Intelligent Energy Conference and Exhibition**, Dubai, UAE, p. 1–15, 2013.

SHAW, Joel. Comparison of Downhole Control System Technologies for Intelligent Completions. **Society of Petroleum Engineers**, Calgary, Alberta, Canada, 2011.

SILVA, M. F. **Estratégias de Aproximação para a Otimização Estrutural**. 2010. Dissertação de Mestrado. Universidade Federal de Pernambuco, Recife - PE, 2010.

SILVA, M. F. Da et al. Cableless Intelligent Well Completion Development Based on Reliability. **Offshore Technology Conference Brasil**, Rio de Janeiro, Brazil, p. 1–10, 2017.

SILVA Jr, M. F.; MURADOV, K. M.; DAVIES, D. R. Review, Analysis and Comparison of Intelligent Well Monitoring Systems. **SPE Intelligent Energy International**, Utrecht, The Netherlands, p. 1–20, 2012.

STONE, Terry et al. Flow Control Valves and Inflow Control Devices Optimized for Wellbore Cleanup and Production. **International Petroleum Technology Conference**, Kuala Lumpur, Malaysia, p. 1–16, 2014.

SUN, K.; KONOPCZYNSKI, M. R.; AJAYI, A. Using Downhole Real-Time Data to Estimate Zonal Production in a Commingled-Multiple-Zones Intelligent System. **2006 SPE Annual Technical Conference and Exhibition**, San Antonio, Texas, U.S.A, p. 1–9, 2006.

TODMAN, S.; WOOD, G.; JACKSON, M. D. Modelling and Optimizing Inflow Control Devices. **SPE Kingdom of Saudi Arabia Annual Technical Symposium and Exhibition**, Dammam, Saudi Arabia, 2017.

TORBERGSEN, Hans-Emil Bensnes. **Application and Design of Passive Inflow Control Devices on the Eni Goliath Oil Producer Wells**. 2010. Dissertação de Mestrado. University of Stavanger, Stavanger, 2010.

TORRES, J. S. **Otimização de Pórticos de Concreto Armado Utilizando o Sistema Computacional ANSYS**. 2001. Dissertação de Mestrado. Universidade de Pernambuco, Recife -PE, 2001.

VANDERPLAATS, Garret N. **Numerical optimization techniques for engineering design: with applications**. New York (N. Y.): McGraw-Hill Ryerson, Limited, 1984.

WILLIAMSON, Jim R.; BOULDIN, Brett; PURKIS, Dan. An Infinitely Variable Choke for Multi-Zone Intelligent Well Completions. **SPE Asia Pacific Oil and Gas Conference and Exhibition**, Brisbane, Australia, 2000.

YANG, Xin-She. **Engineering Optimization: An Introduction with Metaheuristic Applications**. 1st. ed. [s.l.] : Wiley, 2010.

YOUL, Kim Sam; HARKOMOYO; FINLEY, Doug. Indonesian Operator's First Fieldwide Application of Intelligent-Well Technology — A Case History. **Offshore Technology Conference**, Houston, Texas, U.S.A, 2010.

ZAREA, Marwan; ZHU, Ding. An Integrated Performance Model for Multilateral Wells Equipped with Inflow Control Valves. **SPE EUROPEC/EAGE Annual Conference and Exhibition**, Vienna, Austria, 2011.

APÊNDICE A – ARQUIVO DE ENTRADA DO CCCS

Nesta seção se apresentará o arquivo “.DAT” usado para realizar a simulação do caso CCCS, estudado no modelo sintético segmentado, todas as palavras-chave usadas e uma breve explicação do funcionamento de cada uma.

```

*****
** CCCS.dat    iSegWell - Commingled Production
*****
** ARQUIVO: CCCS.DAT
*****
SIMULADOR IMEX
*****
** Controle de entrada/saída
*****
*TITLE1
'iSegWell'
*TITLE2
'Producao conjunta'

*INUNIT *FIELD    ** Unidades de entrada e saída (dia, ft, bbl, psi, °F)
*OUTUNIT *SI
*WPRN    *WELL 1    ** Controla a frequência com que se escrevem os **dados
                    no arquivo de saída (output-file). Escreve **os resultados
                    do poço no arquivo .OUT em cada **intervalo de tempo.
*OUTPRN WELL ALL    ** Identifica a informação que será escrita no
                    **output-file. Escreve todas as variáveis **possíveis
                    no output-file.
*WPRN    *GRID 0    ** freq. = 0, então não escreve nenhum resultado **do
                    GRID no arquivo .OUT
*OUTPRN *GRID *PRES *SO *SW *SG    ** Resultados da malha vão ser **escritos
                    no output-file. As **variáveis que serão
                    escritas.
*OUTPRN *TABLES *NONE    ** Não será escrita nenhuma variável das
                    **tabelas de propriedades de entrada.
*WSRF    *GRID    *TIME    ** Controla o processo de escrever a informação **do
                    poço e da malha no arquivo ".IRF" e no **".MRF"
                    (Sistema de arquivos SR2). Escreve os **resultados da
                    malha no sistema de arquivos **SR2 em cada tempo
                    especificado pelas **palavras-chaves *TIME ou *DATE
*WSRF    *WELL 1    ** Escreve os resultados do poço no sistema de
                    **arquivos SR2 em cada intervalo de tempo "freq".
*OUTSRF *GRID *SO *SW    *SG    *PRES *BPP FLUX

*OUTSRF *GRID *SW *SG *SO *PRES *DATUMPRES
*OUTSRF *WELL *LAYER *ALL

*OUTSRF *SPECIAL 'ZonaA-O'    *CRLLRATE *PROD *OIL
*OUTSRF *SPECIAL 'ZonaB-O'    *CRLLRATE *PROD *OIL

*OUTSRF *SPECIAL 'ZonaA-W'    *CRLLRATE *PROD *WATER
*OUTSRF *SPECIAL 'ZonaB-W'    *CRLLRATE *PROD *WATER

*OUTSRF *SPECIAL 'ZonaA-CO'    *CRLLCUM *PROD *OIL
*OUTSRF *SPECIAL 'ZonaB-CO'    *CRLLCUM *PROD *OIL

*OUTSRF *SPECIAL 'ZonaA-CW'    *CRLLCUM *PROD *WATER
*OUTSRF *SPECIAL 'ZonaB-CW'    *CRLLCUM *PROD *WATER
*****

```

** Seção de descrição do reservatório

*GRID *CART 15 15 3 ** Define a malha principal. Sistema **cartesiano, 15 blocos em direção x, 15 em **direção y, 3 em direção z

*KDIR *DOWN ** A direção k aumenta para baixo, índice k maior **indica células da malha mais profundas.

*DI *IVAR 15*100 ** Tamanho das células em direção x, cada bloco tem **um comprimento de 100 ft em x.

*DJ *JVAR 15*100 ** Tamanho dos blocos em direção y, cada bloco tem um ** comprimento de 100 ft em y.

*DK *KVAR 50.0 50.0 50.0 ** Tamanho dos blocos em direção z.

*DTOP 225*8975 ** Indica a profundidade até o centro da face superior **de cada uma das células da malha da primeira camada ** (superior).

*POR *KVAR 0.15 0 0.15 ** A porosidade de cada uma das camadas

*CPOR 1.0E-6 ** Compressibilidade da rocha.

*PRPOR 6000.0 ** Pressão de poro do reservatório.

*PERMI *KVAR 100 100 1000 ** Permeabilidade em direção i de cada camada.

*PERMJ *EQUALSI ** Permeabilidade em direção j de cada camada.

*PERMK *CON 10.0 ** Permeabilidade em direção k do reservatório.

*MODEL *BLACKOIL ** Modelo "blac-**oil**", simula fluxo de **petróleo, água e gás.

** Propriedades dos componentes

*TRES 100 ** Temperatura do reservatório. 100 °F

*PVT *ZG ** Início da tabela PVT de óleo e gás. Será utilizado o fator de ** compressibilidade do gás.

** p	rs	bo	zg	viso	visg
14.7	0	1.0000	.9999	1.20	.0125
400.0	165	1.0120	.8369	1.17	.0130
800.0	335	1.0255	.8370	1.14	.0135
1200.0	500	1.0380	.8341	1.11	.0140
1600.0	665	1.0510	.8341	1.08	.0145
2000.0	828	1.0630	.8370	1.06	.0150
2400.0	985	1.0750	.8341	1.03	.0155
2800.0	1130	1.0870	.8341	1.00	.0160
3200.0	1270	1.0985	.8398	.98	.0165
3600.0	1390	1.1100	.8398	.95	.0170
6000.0	2110	1.1790	.8398	.77	.0200

*DENSITY *OIL 44.986 ** lbm/ft^3

*GRAVITY *GAS 0.92 ** lbm/ft^3

*DENSITY *WATER 63.021 ** lbm/ft^3

*CO 1.0E-6 ** Compressibilidade da fase óleo. 1/psi.

*BWI 1.0034 ** Fator de volume de formação da água. rbbl/STB.

*CW 1.0E-6 ** Compressibilidade da água. 1/psi.

*REFPW 3600 ** Pressão de referência para o BWI

*VWI 0.96 ** Viscosidade da água. cp.

*CVW 0.0 ** Dependência da viscosidade da água com a pressão.
**Unidades de viscosidade/unidades de pressão.

*ROCKFLUID ** Indica o início dos dados de rocha-fluido.

** Seção do dados rocha-fluidos da formação

```

*RPT 1      ** O conjunto de curvas de permeabilidade de relativa será
            **definido pelas entradas de tabelas.
*SWT  ** Início da tabela de permeabilidade relativa água-óleo.
** sw      krw      krow
0.150      0.00      1.00
0.200      *int      *INT      **INT entradas calculadas por interpolação.
0.250      *int      *INT
0.300      *int      *INT
0.350      *int      *INT
0.400      *int      *INT
0.500      *int      *INT
0.600      *int      *INT
0.650      *int      *INT
0.700      *int      *INT
0.750      *int      *INT
0.800      1.00      0.00

*SLT                      ** Permeabilidade relativa líquido-gás
** sl      krg      krog
0.200      0.3      0.00
0.250      *INT      *INT
0.300      *INT      *INT
0.400      *INT      *INT
0.500      *INT      *INT
0.600      *INT      *INT
0.650      *INT      *INT
0.700      *INT      *INT
0.750      *INT      *INT
0.800      *INT      *INT
0.850      *INT      *INT
0.900      *INT      *INT
0.950      *INT      *INT
1.0        0.00      1.00

*INITIAL      ** Indica o começo dos valores das condições iniciais.
*****
** Condições iniciais
*****
*VERTICAL *DEPTH_AVE      ** Indica que as pressões são determinadas a
                        **partir da equação hidrostática, e as **saturações
                        das tabelas de pressão capilar
*PB *CON      6000.0      ** Pressão do ponto de bolha. psi. Constante
*REFDEPTH      9000.0      ** Profundidade de referência. ft.
*REFPRES      6000.0      ** Pressão de referência à profundidade de
                        **referência. É usada para fixar as pressões das
                        **células do reservatório.
*DGOC      5000.0      ** Profundidade do contato gás-óleo
*DWOC      10000.0      ** Profundidade do contato água-óleo

*NUMERICAL
*****
** Seção de controle por métodos numéricos
*****
*DTMAX      30.0      ** Tamanho máximo do intervalo de tempo permitido. dias.
*WATER_FIX 4      ** Manusear mudanças de pressão de ponto de bolha em
                        **blocos preenchidos de água.
*NORTH 80      ** Controla o número máximo de ortogonalizações a serem
                        **realizadas antes da reinicialização para o método de **solução
                        iterativa.

```

```

*ITERMAX 80      ** É utilizada para especificar o número máximo de
                  **iterações permitidas na rotina de solução da matriz
                  **jacobiana.
*SDEGREE 2       ** Controla o grau máximo de termos de **preenchimento
                  que se utiliza na fatoração.
*AIM OFF         ** Controla a opção de comutação adaptativa-implícita. A **opção
                  adaptativa-implícita não é usada. O problema será **resolvido
                  como implícito fixo.
*NORM *PBUB 1000 ** Identifica as mudanças típicas na pressão de
                  **ponto de bolha. valor controlado.
*MAXSTEPS 1000   ** É usada para especificar o número máximo de **intervalos
                  de tempo numa execução de simulação. **Número máximo de
                  intervalos de tempo permitidos

*NCUTS 15

*RUN
*****
** Dados de poços e dados recorrentes
*****
*DATE 2011 01 01
*DTWELL 1.00     ** Primeiro tamanho de intervalo de tempo de um poço.
*AIMSET CON 1    ** Inicializa os blocos da malha a formulações **implícitas
                  ou explícitas. 1 implícito.

*WELL 1          'Injector'
*INJECTOR        'Injector'
*IWELLBORE ISEGWELL ** Se utilizará o modulo ISEGWELL para o poço **de
                  injeção.
*INCOMP WATER    ** Especifica as composições das fases injetadas.
*OPERATE *MAX *STW 2000 **Limite máximo de operação do poço, só é
                  **permitido injetar 2000 bbl/dia de água.
*OPERATE *MAX *BHP 10000.0 ** Limite máximo de operação do poço, é
                  **permitida uma pressão máxima de fundo de poço de **10000
                  psi.

*WELL 2          'Producer'
*PRODUCER        'Producer'
*PWELLBORE ISEGWELL ** Se utilizará o modulo ISEGWELL para o poço.
*OPERATE *MAX *STO 2500
*OPERATE *MIN *BHP 5900.0
*HEADITER        '*' ITERATIVE ** Permite ao usuário indicar que o **cálculo
da pressão da terminação que se realiza ao começo de um **intervalo de tempo
se deve efetuar de forma iterativa para conseguir **consistência entre ** as
pressões das terminações e as diferenças da **pressão computadas entre ditas
terminações. Uma falta de **consistência pode causar oscilações não
controladas das **vazões/pressões entre um intervalo de tempo e outro.
ITERATIVE: as **pressões das terminações dos poços se computam de maneira
iterativa. **Este método pode resultar ** útil para remover as oscilações da
**vazão/pressão entre um intervalo de tempo e outro

*BHPHEADINIT '*' COMBINED ** Pressão de fundo de poço se fixara **para
obedecer com a vazão do poço, ou objetivo da pressão da cabeça **do poço.
Iteração simultânea que fixa a pressão de fundo para **obedecer com a vazão
de poço ou com o objetivo da pressão da cabeça **do poço. remover as oscilações
das vazões não controladas.

*WELLSITE 'Inj-Site'

*BRANCH 'Inj-Site-Wellbore' *CONNECT-TO 'Inj-Site' *AT 0.0
**define o poço principal (Wellbore) de injeção, o poço é vertical.

```

```

*BEGIN
  0.0 0.0      0.0      0.0      **coordenadas e prof. do ponto inicial
  0.0 0.0 9125.0 9125.0      **coordenadas e prof. do ponto final.
*END

*PACKERS 'Inj-Site-Wellbore' **especifica a locação dos packers.
*BEGIN
  8975.0      ** só tem um packer na profundidade de 8975 ft.
*END

TE-PDMETHOD 'tbe-meth2'      ** define o método para calcular a queda **de
                                pressão no extremo de um tubing.
CONST 1.0      ** o método definido neste caso foi CONST.

TO-PDMETHOD 'to-meth1'      ** define um método para calcular a queda de **pressão
                                através de uma abertura de tubing
CONST 1.0      ** o método definido neste caso foi CONST.

*TSTRING   'Inj-Tubing'      **especifica o tubing de injeção do poço.
*START-AT 'Inj-Site-Wellbore' 0.0 *OPEN 'ZERO'      **Ponto inicial.
*END-AT 'Inj-Site-Wellbore' 9100.0 *OPEN 'tbe-meth2' **Ponto final

*TOPENS 'Inj-Tubing'      **Especifica a locação das aberturas no tubing.
*BEGIN
  9000.0 *FLOWPORT *OPEN 'to-meth1'
  **Define a profundidade da abertura de tubing, o tipo de abertura, o **status
  da abertura e o método para calcular a queda de pressão.
*END

*TS-PDMETHOD 'tspmeth1'      ** Define o método para calcular a queda de
                                **pressão através de um intervalo de tubing.
*BEGIN
  *TYPE DRIFT-FLUX      ** método que vai ser usado para o cálculo da queda.
  *IRADIUS 0.2083      ** raio do tubing.
  *RROUGH 0.000001      ** rugosidade relativa do tubing.
  *SFCTENS 30.0      **tensão superficial líquido-gás (condições superfície).
  *FMULT 1.      ** fator multiplicador, neste caso é o padrão.
*END

*WB-PDMETHOD 'wbpmeth1'      ** Define o método para calcular a queda de **pressão
                                através de um intervalo do poço (wellbore).
*BEGIN
  *TYPE DRIFT-FLUX      **método usado para o cálculo da queda.
  *IRADIUS 0.333      ** raio do wellbore.
  *RROUGH 0.01      ** rugosidade relativa do wellbore.
  *SFCTENS 30.0      **tensão superficial líquido-gás (condições superfície).
  *FMULT 1.      ** fator multiplicador, neste caso é o padrão.
*END

*TS-PDPOINTS 'Inj-Tubing'      ** especifica os pontos onde vai mudar o
                                **método da queda de pressão no tubo.
*BEGIN
  0.0      'tspmeth1'      'tspmeth1'
*END

*WB-PDPOINTS 'Inj-Site-Wellbore' ** especifica os pontos onde vai **mudar
                                o método de cálculo da queda de **pressão no
                                wellbore.
*BEGIN
  0.0      'wbpmeth1'      'wbpmeth1'

```

```

*END

*WIMETHOD 'wimeth1'    **Especifica o método para calcular o índice de poço
*BEGIN
*TYPE *SGEOA 1.0        ** Indica que os índices de poços do intervalo
                        **perfurado devem ser calculados a partir de **informações
                        geométricas e das dimensões e **permeabilidade do bloco da
                        malha em que ocorre a **terminação. ff: fator de terminação
                        parcial **(adimensional) deve ser positivo (Padrão 1).
*SGRADIUS 0.333        ** raio do poço
*END

*WIPOINTS    'Inj-Site-Wellbore'    **aplica o método do índice de poço **aos
                                intervalos
*BEGIN
    0.0        'wimeth1'
*END

*WB-PFINTVLS 'Inj-Site-Wellbore'    **Adicionar os canhoneios ao poço.
*BEGIN
    8975.0        9125.0    ** profundidade inicial e final do canhoneio.
*END

*WB-BLOCKBDYS 'Inj-Site-Wellbore'    ** trajetória do poço.
*BEGIN
    1 1 1    0.0 0.0 8975.0 8975.0    0.0 0.0 9025.0 9025.0
    1 1 2    0.0 0.0 9025.0 9025.0    0.0 0.0 9075.0 9075.0
    1 1 3    0.0 0.0 9075.0 9075.0    0.0 0.0 9125.0 9125.0
*END
** endereço da célula, coordenadas especiais do ponto de entrada na **célula
e do ponto de saída, e profundidades de cada um dos pontos.

*WELLSITE 'Prd-Site'

*BRANCH 'Prd-Site-Wellbore' *CONNECT-TO 'Prd-Site' *AT 0.0
**define o pock principal (Wellbore) de produce, o poço é vertical.
*BEGIN
    0.0 0.0    0.0    0.0    **coordenadas e prof. do ponto inicial
    0.0 0.0 9125.0 9125.0    **coordenadas e prof. do ponto final
*END

*PACKERS 'Prd-Site-Wellbore'    **especifica a locação dos packers.
*BEGIN
    8975.0
    9050.0
*END

*TSTRING 'Prd-Tubing'    ** especifica o tubing de produção do poço.
*START-AT 'Prd-Site-Wellbore' 0.00 *OPEN 'ZERO' ** Extremo inicial
*END-AT   'Prd-Site-Wellbore' 9113.00 *CLOSED ** Extremo final

*TS-PDPOINTS 'Prd-Tubing'
*BEGIN
    0.0    'tspmeth1' 'tspmeth1'
*END

*WB-PDPOINTS 'Prd-Site-Wellbore'
*BEGIN
    0.0    'wbpmeth1'    'wbpmeth1'
*END

```

```

*WIPOINTS 'Prd-Site-Wellbore'
*BEGIN
    0.0      'wimeth1'
*END

*WB-PFINTVLS 'Prd-Site-Wellbore'    **Adiciona os canhoneios ao poço
*BEGIN
    8975.0   9025.0
    9075.0   9125.0
*END

*SGRPFINRLUMP      'ZonaA-O'
*BEGIN
    'Prd-Site-Wellbore'      8975.0      9025.0      1.0
*END
*SGRPFINRLUMP      'ZonaB-O'
*BEGIN
    'Prd-Site-Wellbore'      9075.0      9125.0      1.0
*END

*SGRPFINRLUMP      'ZonaA-W'
*BEGIN
    'Prd-Site-Wellbore'      8975.0      9025.0      1.0
*END
*SGRPFINRLUMP      'ZonaB-W'
*BEGIN
    'Prd-Site-Wellbore'      9075.0      9125.0      1.0
*END

*SGRPFINRLUMP      'ZonaA-CO'
*BEGIN
    'Prd-Site-Wellbore'      8975.0      9025.0      1.0
*END
*SGRPFINRLUMP      'ZonaB-CO'
*BEGIN
    'Prd-Site-Wellbore'      9075.0      9125.0      1.0
*END

*SGRPFINRLUMP      'ZonaA-CW'
*BEGIN
    'Prd-Site-Wellbore'      8975.0      9025.0      1.0
*END
*SGRPFINRLUMP      'ZonaB-CW'
*BEGIN
    'Prd-Site-Wellbore'      9075.0      9125.0      1.0
*END

*WB-BLOCKBDYS 'Prd-Site-Wellbore'    ** trajetória do poço.
*BEGIN
    15 15 1    0.0 0.0 8975.0 8975.0    0.0 0.0 9025.0 9025.0
    15 15 2    0.0 0.0 9025.0 9025.0    0.0 0.0 9075.0 9075.0
    15 15 3    0.0 0.0 9075.0 9075.0    0.0 0.0 9125.0 9125.0
*END
** endereço da célula, coordenadas especiais do ponto de entrada na **célula
e do ponto de saída, e profundidades de cada um dos pontos.

*SGWASSIGN      'SGW-Inj-Tubing'      *TO      'Injector'
*SGWASSIGN      'SGW-Prd-Tubing'      *TO      'Producer'

*SGINFO 1

```

**** 2011-01-01

*TO-PDMETHOD 'to-meth2'
 *FCD-ORIF 1.0 0.2083 0.03476928 0.2083 180.0 1.4 0.85 1.0

*TO-PDMETHOD 'to-meth3'
 *FCD-ORIF 1.0 0.2083 0.03649568 0.2083 180.0 1.4 0.85 1.0

*TOPENS 'Prd-Tubing'

*BEGIN
 9000.0 *FLOWPORT *OPEN 'to-meth2' **A
 9100.0 *FLOWPORT *OPEN 'to-meth3' **B
 *END

*TIME 1
 *TIME 3
 *TIME 10
 *TIME 30
 *TIME 60
 *TIME 90
 :
 :
 *TIME 330
 *TIME 365

**** 2012-01-01

*TIME 390
 *TIME 420
 :
 :
 *TIME 690
 *TIME 730

**** 2013-01-01

*TO-PDMETHOD 'to-meth4'
 *FCD-ORIF 1.0 0.2083 0.03377088 0.2083 180.0 1.4 0.85 1.0

*TO-PDMETHOD 'to-meth5'
 *FCD-ORIF 1.0 0.2083 0.02935712 0.2083 180.0 1.4 0.85 1.0

*TOPENS 'Prd-Tubing'

*BEGIN
 9000.0 *FLOWPORT *OPEN 'to-meth4' **A
 9100.0 *FLOWPORT *OPEN 'to-meth5' **B
 *END

*TIME 750
 *TIME 780
 :
 :
 *TIME 1050
 *TIME 1095

**** 2014-01-01

*TO-PDMETHOD 'to-meth6'
 *FCD-ORIF 1.0 0.2083 0.03195712 0.2083 180.0 1.4 0.85 1.0

```

*TO-PDMETHOD      'to-meth7'
*FCD-ORIF 1.0      0.2083      0.00699712      0.2083      180.0      1.4      0.85      1.0

*TOPENS 'Prd-Tubing'
*BEGIN
    9000.0      *FLOWPORT *OPEN      'to-meth6' **A
    9100.0      *FLOWPORT *OPEN      'to-meth7' **B
*END

*TIME 1110
*TIME 1140
:
:
*TIME 1440
*TIME 1460

**** 2015-01-01

*TIME 1500
*TIME 1530
:
:
*TIME 1800
*TIME 1825

**** 2016-01-01

*TO-PDMETHOD      'to-meth8'
*FCD-ORIF 1.0      0.2083      0.01007552      0.2083      180.0      1.4      0.85      1.0

*TO-PDMETHOD      'to-meth9'
*FCD-ORIF 1.0      0.2083      0.00519168      0.2083      180.0      1.4      0.85      1.0

*TOPENS 'Prd-Tubing'
*BEGIN
    9000.0      *FLOWPORT *OPEN      'to-meth8' **A
    9100.0      *FLOWPORT *OPEN      'to-meth9' **B
*END

*TIME 1860
*TIME 1890
:
:
*TIME 2160
*TIME 2190

**** 2017-01-01

*TIME 2220
*TIME 2250
:
:
*TIME 2520
*TIME 2555

**** 2018-01-01

*TO-PDMETHOD      'to-meth10'
*FCD-ORIF 1.0      0.2083      0.00465504      0.2083      180.0      1.4      0.85      1.0

*TO-PDMETHOD      'to-meth11'

```

*FCD-ORIF 1.0 0.2083 0.00481728 0.2083 180.0 1.4 0.85 1.0

*TOPENS 'Prd-Tubing'

*BEGIN

9000.0 *FLOWPORT *OPEN 'to-meth10' **A

9100.0 *FLOWPORT *OPEN 'to-meth11' **B

*END

*TIME 2580

*TIME 2610

:

:

*TIME 2880

*TIME 2920

**** 2019-01-01

*TIME 2940

*TIME 2970

:

:

*TIME 3240

*TIME 3285

**** 2020-01-01

*TIME 3300

*TIME 3330

:

:

*TIME 3630

*TIME 3650

**** 2021-01-01

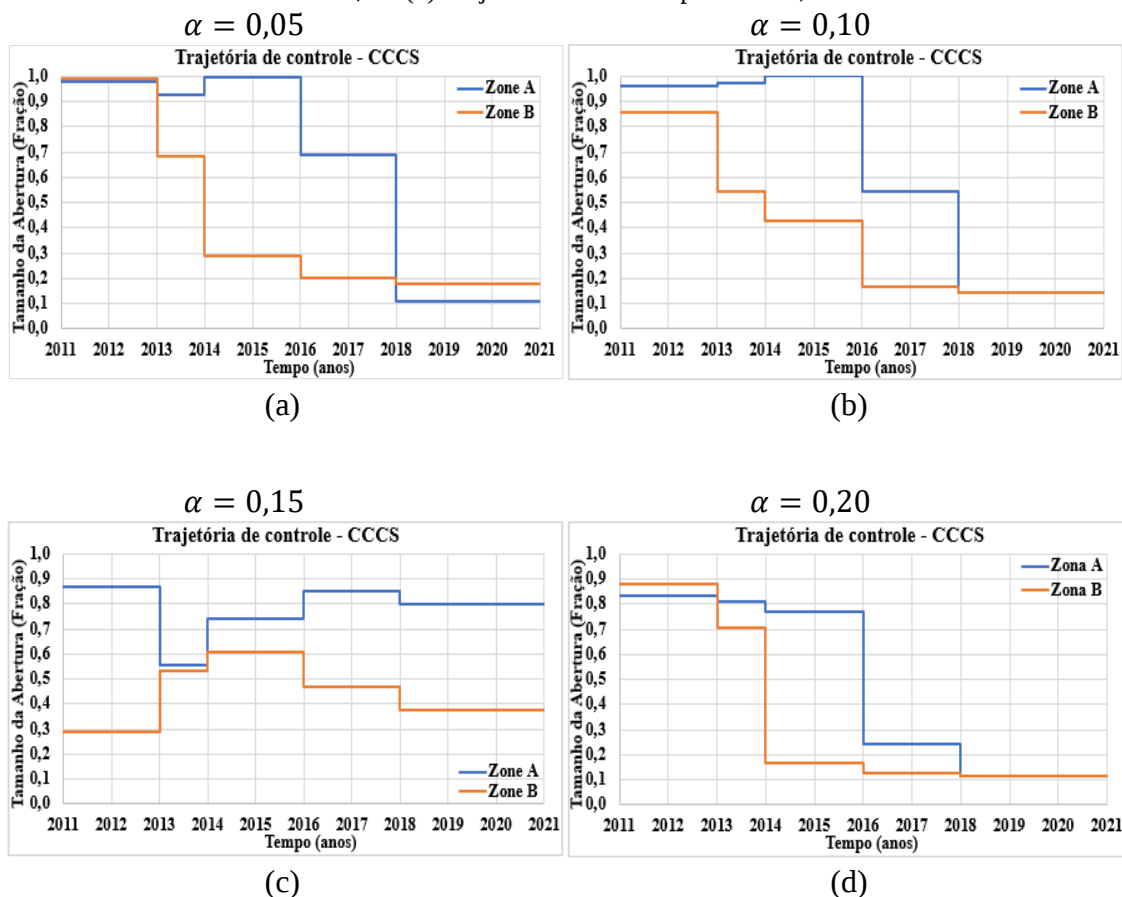
*STOP

APÊNDICE B – TRAJETÓRIAS DE CONTROLE DO CCCS

Aqui serão apresentadas algumas gráficas das trajetórias de controle do caso CCCS do modelo sintético segmentado usando distintos valores para o parâmetro α .

Figura 60. Trajetórias de controle do caso CCCS.

(a) Trajetória de controle para $\alpha = 0,05$. (b) Trajetória de controle para $\alpha = 0,10$. (c) Trajetória de controle para $\alpha = 0,15$. (d) Trajetória de controle para $\alpha = 0,20$.



Fonte: Autor (2018).

Tabela 17. VPL dos resultados do caso CCCS

α	VPL
0,05	48,80
0,10	48,78
0,15	44,69
0,20	51,48

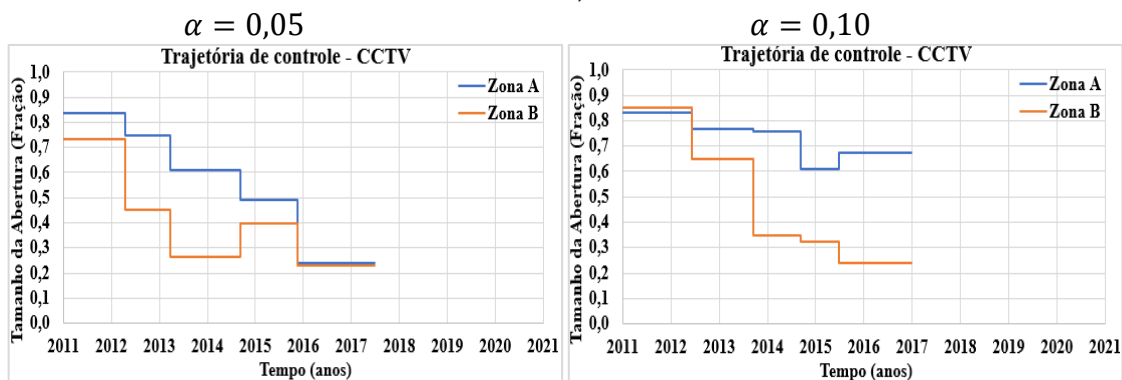
Fonte: Autor (2018).

APÊNDICE C – TRAJETÓRIAS DE CONTROLE DO CCTV

Aqui serão apresentadas algumas gráficas das trajetórias de controle do caso CCTV do modelo sintético segmentado usando distintos valores para o parâmetro α .

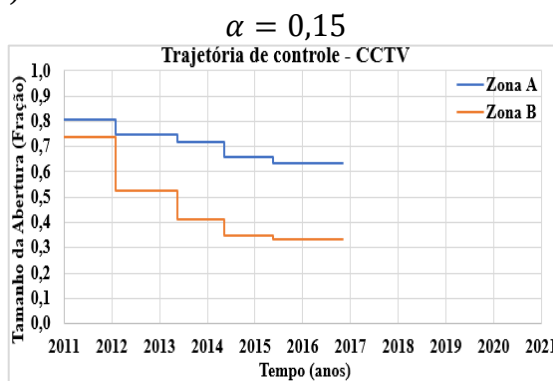
Figura 61. Trajetórias de controle do caso CCTV.

(a) Trajetória de controle para $\alpha = 0,05$. (b) Trajetória de controle para $\alpha = 0,10$. (c) Trajetória de controle para $\alpha = 0,15$.



(a)

(b)



(c)

Fonte: Autor (2018).

Tabela 18. VPL dos resultados do caso CCTV

α	VPL
0,05	51,37
0,10	51,86
0,15	51,07

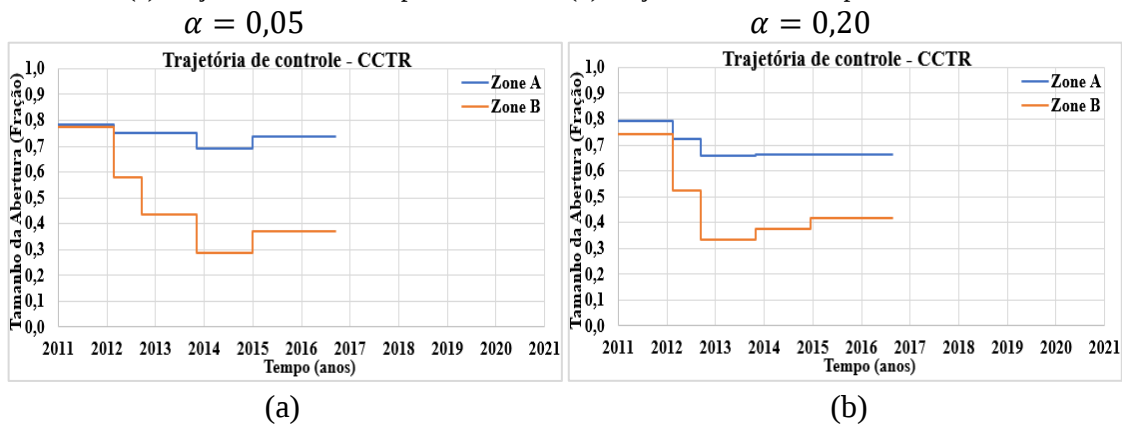
Fonte: Autor (2018).

APÊNDICE D – TRAJETÓRIAS DE CONTROLE DO CCTR

Aqui serão apresentadas algumas gráficas das trajetórias de controle do caso CCTR do modelo sintético segmentado usando distintos valores para o parâmetro α .

Figura 62. Trajetórias de controle do caso CCTR.

(a) Trajetória de controle para $\alpha = 0,05$. (b) Trajetória de controle para $\alpha = 0,20$.



Fonte: Autor (2018).

Tabela 19. VPL dos resultados do caso CCTR

α	VPL
0,05	51,23
0,20	52,00

Fonte: Autor (2018).