



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

BRUNA ARAUJO DE QUEIROZ

**COMPARAÇÃO DE TÉCNICAS DE MODELAÇÃO DE  
COMPLETAÇÕES INTELIGENTE E SUA APLICAÇÃO NA  
OTIMIZAÇÃO**

Recife

2020

BRUNA ARAUJO DE QUEIROZ

**COMPARAÇÃO DE TÉCNICAS DE MODELAÇÃO DE  
COMPLETAÇÕES INTELIGENTE E SUA APLICAÇÃO NA  
OTIMIZAÇÃO**

Dissertação apresentada ao Programa de Pós-Graduação em Engenharia Civil da Universidade Federal de Pernambuco como requisito parcial para obtenção do título de Mestre em Engenharia Civil.

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

**Orientador:** Prof. Dr. Bernardo Horowitz

Recife

2020

Catálogo na fonte  
Bibliotecário Gabriel Luz, CRB-4 / 2222

Q3c Queiroz, Bruna Araujo de.  
Comparação de técnicas de modelação de completções inteligente e sua aplicação na otimização / Bruna Araujo de Queiroz – Recife, 2020.  
124 f.: figs., tabs.

Orientador: Prof. Dr. Bernardo Horowitz.  
Dissertação (Mestrado) – Universidade Federal de Pernambuco. CTG.  
Programa de Pós-graduação em Engenharia Civil, 2020.  
Inclui referências e apêndices.

1. Engenharia Civil. 2. Otimização. 3. Modelagem. 4. Simulação. 5. Válvula. 6. Poços inteligentes. I. Horowitz, Bernardo (Orientador). II. Título.

UFPE

624 CDD (22. ed.)

BCTG / 2020-83

BRUNA ARAUJO DE QUEIROZ

**COMPARAÇÃO DE TÉCNICAS DE MODELAÇÃO DE  
COMPLETAÇÕES INTELIGENTE E SUA APLICAÇÃO NA  
OTIMIZAÇÃO**

Dissertação apresentada ao Programa de Pós-Graduação em Engenharia Civil da Universidade Federal de Pernambuco, como requisito parcial para a obtenção do título de Mestre em Engenharia Civil.

Aprovada em: 20 / 02 / 2020.

**BANCA EXAMINADORA**

---

Prof.<sup>ª</sup>. Dr.<sup>ª</sup>. Silvana Maria Bastos Afonso da Silva (Examinadora Interna)  
Universidade Federal de Pernambuco

---

Prof. Dr. Leonardo Correia de Oliveira (Examinador Externo)  
Universidade Federal de Pernambuco

---

Dr. Juan Alberto Rojas Tueros (Examinador Externo)  
Universidade Federal de Pernambuco

Dedico este trabalho aos meus pais e grandes amigos, pelo apoio.

## AGRADECIMENTOS

Agradeço, primeiramente, a Deus por ter me dado saúde, força e vontade de continuar meu caminho. Aos meus pais, pela paciência, carinho e total apoio. Obrigada por serem sempre meu ponto de apoio e me auxiliarem a ir em busca dos meus sonhos.

Aos amigos que o mestrado me trouxe, os quais me auxiliaram muito nessa minha caminhada. Obrigada por todos os ensinamentos, conhecimentos compartilhados, incentivos e momentos de alegria.

Ao Doutor Juan Alberto Rojas Tueros e Mestre Matheus Alves Garrido, por estarem sempre disponíveis a me ajudar, me ensinando com total paciência e corrigindo meus erros.

Aos meus professores, orientador e coorientador e por fim, à CAPES e Fundação CMG pelo suporte econômico para a realização desta pesquisa.

A *Energy Simulation*, pelo apoio financeiro a extensão do desenvolvimento da pesquisa. A Universidade Federal de Pernambuco (UFPE), pelo apoio institucional. Obrigada pela oportunidade de participar da *Energy School Simulation* em Calgary no Canadá.

## RESUMO

O uso de válvulas de controle de fluxo (*Inflow Control Device* - ICV) em poços inteligentes, vem se tornando cada vez mais necessário. Estes equipamentos são instalados no fundo dos poços produtores ou injetores com a função de regular, de acordo com as condições de produção, a passagem de fluxo. O presente trabalho verificou três diferentes metodologias existentes para representar estes equipamentos em um simulador de fluxo comercial, o IMEX. Sendo, o uso de múltiplos poços, condensação de camadas na zona de produção do poço no reservatório e o uso do módulo para poços segmentados disponível no simulador. Para tanto, utilizou-se, junto ao simulador de fluxo, um software para realização da otimização, a qual fez uso da estratégia de otimização sequencial por aproximação, com modelos substitutos, e o algoritmo de programação quadrática sequencial. Para análise das técnicas em questão, dois modelos de reservatório foram estudados, sendo o primeiro, um modelo sintético simples, composto de duas camadas produtoras homogêneas e com diferentes permeabilidades e uma barreira de fluxo entre elas. Nesse caso também foi testada a influência na produção devido a presença de aquífero. O segundo reservatório, foi o modelo do campo Namorado, totalmente heterogêneo e com geometria e geologia mais complexa. Nesse campo, foram consideradas alterações na quantidade de poços, e os poços produtores convencionais foram substituídos por poços inteligentes. Os modelos foram utilizados com o intuito de estudar o desempenho das estratégias de modelação em cenários variados. Para o primeiro modelo, a otimização ocorreu nos dez anos de concessão do campo, com cinco ciclos de controle. O segundo modelo apresentou dez anos de histórico seguidos por mais dez anos de otimização com quatro ciclos de controle. Para determinar o valor das variáveis de controle para cada técnica, diâmetro de abertura da válvula para poços segmentados e o multiplicador do índice de produtividade para as demais, os parâmetros de decisão foram o volume de óleo produzido, água produzida e água injetada. Esses parâmetros foram utilizados para o cálculo da função objetivo do problema, o Valor Presente Líquido (VPL). O problema contou apenas com restrições de limites, referente aos valores mínimos e máximos das variáveis. Os resultados demonstram que a aplicação de poços para simulação de segmentos de poços não é adequada para a consideração da produção conjunta e não consegue modelar o comportamento da pressão de fundo do poço. Já a utilização do agrupamento de camadas e do módulo para poços segmentados apresentam resultados satisfatórios e de aplicação eficiente pois é possível considerar os fenômenos devido a produção conjunta de múltiplos reservatórios.

Palavras-chave: Otimização. Modelagem. Simulação. Válvulas. Poços inteligentes.

## ABSTRACT

The use of flow control valves (Inflow Control Device - ICV) in intelligent wells is becoming increasingly necessary. This equipment is installed at the bottom of the producing or injector wells with the function of regulating, according to the production conditions, the flow passage. The present work verified three different existing methodologies to represent this equipment in a commercial flow simulator, the IMEX. Therefore, the use of multiple wells, condensation of layers in the production area of the well in the reservoir and the use of the module for segmented wells available in the simulator. For that, it was used, together with the flow simulator, a software to perform the optimization, which used the sequential optimization approximation strategy, with substitute models, and the sequential quadratic programming algorithm. To analyze the techniques in question, two reservoir models were studied, the first being a simple synthetic model, composed of two homogeneous production layers with different permeabilities and a flow barrier between them. In this case, the influence on production due to the presence of an aquifer was also tested. The second reservoir was the model of the Namorado field, totally heterogeneous and with more complex geometry and geology. In this field, changes in the number of wells were considered, and conventional producer wells were replaced by intelligent wells. The models were used in order to study the performance of modeling strategies in different scenarios. For the first model, the optimization took place in the field's ten-year concession, with five control cycles. The second model presented ten years of history followed by another ten years of optimization with four control cycles. To determine the value of the control variables for each technique, valve opening diameter for segmented wells and the productivity index multiplier for the others, the decision parameters were the volume of oil produced, water produced and water injected. These parameters were used to calculate the objective function of the problem, the Net Present Value (NPV). The problem had only limit constraints, referring to the minimum and maximum values of the variables. The results demonstrate that the use of inner wells to simulate of well segments is not suitable for considering commingled production and cannot model the behavior of the well bottom pressure. The use of layer grouping and the module for segmented wells, on the other hand, show satisfactory results and are efficient to apply because it is possible to consider the phenomena due to the commingled production of multiple reservoirs.

Keywords: Optimization. Modeling. Simulation. Valves. Smart wells.

## LISTA DE FIGURAS

Figura 1 - Demonstração do uso de poços inteligentes em produção conjunta.....	14
Figura 2 - Poço injetor convencional a esquerda e inteligentes a direita. ....	15
Figura 3 - Esquema de produção conjunta de diferentes reservatórios. ....	15
Figura 4 - Efeito calcanhar/ponta do poço em um poço horizontal.....	16
Figura 5 - Comparação de um poço comum e um poço inteligente no processo SAGD. ....	17
Figura 6 - Processo Huff and Puff com o uso de poços inteligentes.....	18
Figura 7 - Poço horizontal com vários cones ao longo do seu comprimento.....	18
Figura 8 - Esquema de uma completação convencional.....	28
Figura 9 - Esquema comparativo entre CoC e CI.....	30
Figura 10 - Packer utilizado para CI.....	32
Figura 11 - Exemplos de geometrias de válvulas de completação inteligente. ....	33
Figura 12 - Percurso do fluxo de fluidos através do sistema de produção. ....	34
Figura 13 - Tamanhos do diâmetro de uma ICV. ....	36
Figura 14 - Resumo dos tipos de ICD e ICVs. ....	37
Figura 15 - Válvula de controle de fluxo autônoma. ....	38
Figura 16 - Válvula de produção controlada por vazão, AICD RCP. ....	39
Figura 17 - Produção de diferentes fluidos através de um AICD tipo díodo fluídico. ....	40
Figura 18 - AICD tipo ciclônico.....	40
Figura 19 - Acoplamento poço-reservatório em simuladores numéricos de fluxo.....	41
Figura 20 - Representação dos poços inteligentes por múltiplos poços.....	45
Figura 21 - Representação de PI por agrupamento de camadas. ....	47
Figura 22 - Estrutura hierárquica das categorias das palavras-chave de iSegWell. ....	48
Figura 23 - Ilustração do modelo de poços inteligentes por multissegmentos.....	49
Figura 24 - Representação dos aquífero de acordo com sua localização em um simulador. ...	53
Figura 25 - Evolução do esquema SAO no problema de otimização.....	69
Figura 26 - Modelo do reservatório cartesiano.....	70
Figura 27 - Definição dos ciclos de controle com tempos de duração fixos. ....	74
Figura 28 - Modelo sintético cartesiano sem restrição de fluxo e otimização. ....	76
Figura 29 - Vazões líquida, de óleo e água do poço para produtor sem otimização. ....	77
Figura 30 - Produção das zonas segmentadas do poço produtor sem otimização.....	78
Figura 31 - Produção das zonas segmentadas do poço produtor para a técnica 1.....	79
Figura 32 - Produção acumulada após otimização .....	79

Figura 33 - BHP para o caso 1 otimizado.....	80
Figura 34 - Caso 1 – Mudança das variáveis na otimização. ....	81
Figura 35 - Caso 2 sem otimização. ....	82
Figura 36 - Vazões líquida, óleo e água do poço produtor para as técnicas sem otimização...	82
Figura 37 - Produção das zonas segmentadas produtor-caso 2 sem otimização. ....	83
Figura 38 - Caso 2 com RP STL- sintético cartesiano. ....	84
Figura 39 - Vazões líquida, óleo e água do produtor com otimização. ....	84
Figura 40 - Simulação do modelo sintético cartesiano sem restrição de fluxo e otimização...	85
Figura 41 - Vazões líquida, de óleo e água do poço após otimização com BHP como RP. ....	86
Figura 42 - Caso 2 para RP BHP - Modelo sintético cartesiano. ....	87
Figura 43 - Caso 2 – Mudança das variáveis na otimização. ....	88
Figura 44 - Modelo sintético cartesiano - caso 3 sem restrição de fluxo e otimização. ....	88
Figura 45 - Produção das zonas segmentadas do poço produtor– caso 3 base.....	89
Figura 46 - Otimização do caso 3 com vazão como restrição primária. ....	90
Figura 47 - Vazão líquida, de óleo e água do poço produtor – caso 3 otimizado com STL. ...	90
Figura 48 - Produção do produtor – caso 3 otimizado STL. ....	91
Figura 49 - Modelo sintético cartesiano – otimizado usando BHP como RP no simulador. ...	91
Figura 50 - Vazões do poço produtor com BHP - otimizado. ....	92
Figura 51 - Vazões das zonas do produtor – Caso 3 com BHP otimizado.....	93
Figura 52 - Caso 3 – Mudança das variáveis na otimização. ....	94
Figura 53 - Vista tridimensional do reservatório Namorado.....	95
Figura 54 - Campo namorado com 46 produtores e 15 injetores. ....	97
Figura 55 - Campo namorado modificado – com 5 poços produtores e 5 poços injetores. ....	98
Figura 56 - Definição dos ciclos de controle para o modelo namorado modificado.....	98
Figura 57 - Vista tridimensional do reservatório Namorado.....	99
Figura 58 - Resultados para o caso base do modelo namorado modificado.....	101
Figura 59 - Pressões para o campo Namorado. ....	102
Figura 60 - Produção acumulada do campo namorado otimizada para o modelo namorado.	103
Figura 61 - Vazão Líquida para o campo Namorado. ....	104
Figura 62 - Corte de água do campo namorado otimizada.....	105
Figura 63 - Campo Namorado Otimizado. ....	106
Figura 64 - Tamanho das ICVs.....	107

## LISTA DE TABELAS

Tabela 1 - Resumo dos comandos para aquíferos disponível no simulador utilizado.....	55
Tabela 2 - Termo de aceitação no esquema da região de confiança.....	68
Tabela 3 - Propriedades e características do modelo. ....	71
Tabela 4 - Dados de operação dos poços.....	71
Tabela 5 - Dados de operação dos poços.....	72
Tabela 6 - Casos do modelo sintético cartesiano e estratégias desenvolvidas em cada. ....	72
Tabela 7 - Parâmetros operacionais dos dispositivos para o caso base. ....	73
Tabela 8 - Parâmetros operacionais dos dispositivos para o caso controlado. ....	74
Tabela 9 - Parâmetros e valores para geração do modelo substituto e otimização. ....	75
Tabela 10 - VPL para o caso 1. ....	80
Tabela 11 - VPL para o caso 2. ....	87
Tabela 12 - VPL para o caso 3 ....	93
Tabela 13 - Propriedades e características do modelo. ....	95
Tabela 14 - Dados de operação dos poços.....	96
Tabela 15 - Dados de operação dos poços.....	96
Tabela 16 - ICV nos produtores - modelo namorado modificado. ....	99
Tabela 17 - Parâmetros operacionais dos FCD - caso base Namorado modificado.....	100
Tabela 18 - Parâmetros operacionais dos FCD para o caso controlado. ....	101
Tabela 19 - VPL campo Namorado modificado otimizado.....	104

## SÚMARIO

<b>1</b>	<b>INTRODUÇÃO</b> .....	13
1.1	CAMPOS INTELIGENTES.....	13
<b>1.1.1</b>	<b>Aplicações de poços inteligentes</b> .....	14
1.2	REVISÃO DA LITERATURA .....	18
1.3	MOTIVAÇÃO.....	23
1.4	OBJETIVOS.....	24
1.5	METODOLOGIA.....	25
1.6	ORGANIZAÇÃO DO TRABALHO .....	25
<b>2</b>	<b>FUNDAMENTAÇÃO TEÓRICA</b> .....	27
2.1	COMPLETAÇÕES DE POÇOS .....	27
<b>2.1.1</b>	<b>Completação Convencional (CoC)</b> .....	27
<b>2.1.2</b>	<b>Completação Inteligente (CI)</b> .....	29
2.1.2.1	Elementos de um poço inteligente.....	31
<b>2.1.3</b>	<b>Tipos de válvulas de controle de fluxo</b> .....	33
2.1.3.1	Dispositivo de Controle de Fluxo – ICD .....	34
2.1.3.2	Válvulas de Controle de Fluxo – ICV .....	35
2.1.3.3	Dispositivo de Controle de Fluxo Autônomo – AICD .....	37
2.2	ACOPLAMENTO POÇO – RESERVATÓRIO .....	41
<b>3</b>	<b>ESTRATÉGIAS E MODELAGENS NO SIMULADOR</b> .....	44
3.1	POÇOS INTELIGENTES NO SIMULADOR – MODELAGEM.....	44
<b>3.1.1</b>	<b>Múltiplos Poços (<i>Multiple Wells</i> - MW) – Técnica 1</b> .....	44
<b>3.1.2</b>	<b>Condensação de camadas (CLUMP) – Técnica 2</b> .....	45
<b>3.1.3</b>	<b>Poços segmentados inteligentes (<i>iSegWell</i><sup>TM</sup>) – Técnica 3</b> .....	48
3.1.3.1	Modelagem da válvula de controle de fluxo.....	49
3.1.3.2	Modelo de perda de carga do dispositivo: FCD-ORIF.....	51
3.2	MODOS DE OPERAÇÕES DAS VÁLVULAS NO SIMULADOR .....	53
3.3	MODELAGEM DE AQUÍFERO NO SIMULADOR.....	53
<b>3.3.1</b>	<b>Aquífero</b> .....	53
<b>3.3.2</b>	<b>Representação do aquífero no simulador</b> .....	55
<b>4</b>	<b>O PROBLEMA DE OTIMIZAÇÃO</b> .....	56
4.1	FORMULAÇÃO GERAL DE UM PROBLEMA DE OTIMIZAÇÃO.....	56
4.2	DEFINIÇÃO DO PROBLEMA DE INJEÇÃO DE ÁGUA .....	57
<b>4.2.1</b>	<b>Programação Matemática</b> .....	59
4.2.1.1	Programação quadrática sequencial – SQP .....	60

4.2.2	<b>Modelo substituto</b> .....	61
4.2.3	<b>Plano de amostragem</b> .....	62
4.2.4	<b>Técnicas utilizadas para construção de modelos substitutos</b> .....	63
4.2.4.1	Funções de Base Radial (Radial Based Function – RBF) .....	63
4.2.5	<b>Otimização Sequencial Aproximada – SAO</b> .....	65
5	<b>CASOS ESTUDADOS E RESULTADOS</b> .....	70
5.1	MODELO SINTÉTICO CARTESIANO .....	70
5.1.1	<b>Estratégias aplicadas</b> .....	72
5.1.1.1	Parâmetros dos dispositivos para a técnica 3 – iSegwell.....	73
5.1.2	<b>Variáveis do projeto e restrições de produção</b> .....	73
5.1.3	<b>Tempo de concessão e ciclos de controle</b> .....	74
5.1.4	<b>Formulação do problema</b> .....	74
5.1.5	<b>Parâmetros para geração do metamodelo e processo de otimização</b> ....	75
5.1.6	<b>Resultados numéricos da simulação</b> .....	76
5.1.6.1	Casos do modelo sintético cartesiano .....	76
5.2	MODELO SINTÉTICO 2 – NAMORADO MODIFICADO .....	94
5.2.1	<b>Redução do número de poços</b> .....	97
5.2.2	<b>Tempo de concessão e ciclos de controle</b> .....	98
5.2.3	<b>Parâmetros para determinação do posicionamento das válvulas</b> .....	99
5.2.4	<b>Estratégias aplicadas</b> .....	100
5.2.4.1	Parâmetros dos dispositivos para a técnica 2 – iSegwell.....	100
5.2.5	<b>Variáveis do projeto e restrições de produção</b> .....	100
5.2.6	<b>Resultados numéricos da simulação</b> .....	101
5.2.6.1	Caso base .....	101
5.2.6.2	Caso otimizado .....	103
5.2.7	<b>Discussões</b> .....	108
6	<b>CONSIDERAÇÕES FINAIS</b> .....	110
6.1	CONCLUSÕES .....	110
6.2	TRABALHOS FUTUROS .....	111
	<b>REFERÊNCIAS</b> .....	112
	<b>APÊNDICE A – TABELAS COM VALORES DAS ABERTURAS</b> ..	122

## 1 INTRODUÇÃO

Completação de poço refere-se ao conjunto de operações necessárias para que este, após perfurado, possa entrar em produção. Esta etapa tem reflexos em toda a vida produtiva do poço e, segundo Peak Well Management Ltd (2000), envolve altos custos, em torno de 50 a 60% do investimento total, logo, um planejamento criterioso das operações desta fase e uma análise econômica cuidadosa são essenciais.

A completação realizada do modo convencional não permite monitoramento do poço, controle de zonas produtivas de maneira separada e nem alterações nas condições de produção deste sem que a produção seja interrompida, tornando inviável a produção de campos mais desafiadores, como o do pré-sal. Uma alternativa para melhorar o cenário produtivo é o uso de completações inteligentes, a qual conta com equipamentos que permitem o monitoramento e controle remoto do poço a partir de um sistema de controle de superfície.

Porém, o uso desta tecnologia ainda é algo consideravelmente recente, sem muitos dados relativos à sua confiabilidade e melhor forma de aplicação. O seu uso envolve a definição do número de válvulas em cada poço, locais de instalação, tamanho dos intervalos e controle das aberturas destas, agregando complexidade na definição da melhor forma de ser aplicada.

### 1.1 CAMPOS INTELIGENTES

Um campo inteligente é essencialmente um campo petrolífero parcialmente ou totalmente automatizado, 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 (PANDE; MORRISON; BRISTOW, 2010). Segundo Pinto (2013), os poços nestes campos contam com completações inteligente, que podem ser definidas como completações com instrumentação (sensores e válvulas especiais) instalada na tubulação de produção, a qual permitem o monitoramento contínuo e o ajuste das vazões dos fluidos e das pressões. Essa tecnologia fornece a flexibilidade de controlar cada filial ou seção de um poço de maneira segmentada.

### 1.1.1 Aplicações de poços inteligentes

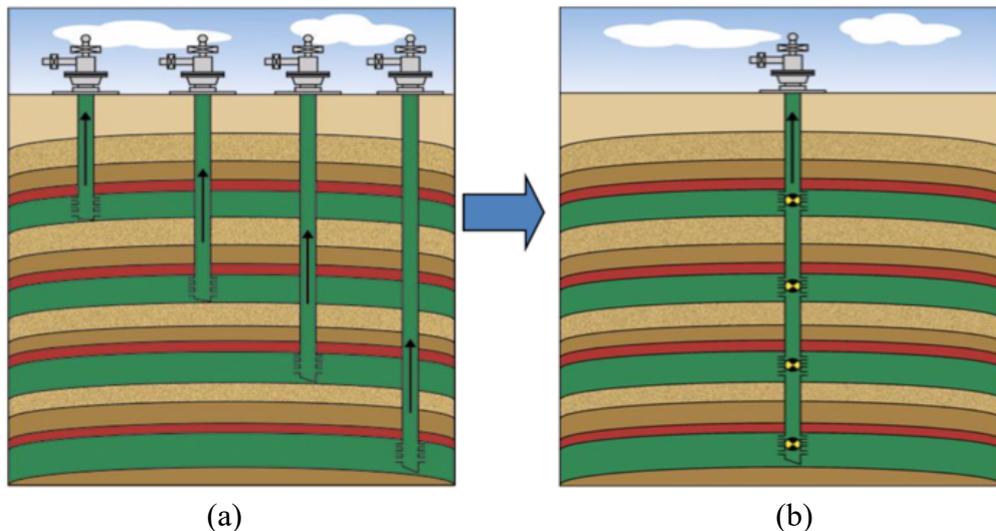
Nesta seção será descrito alguns dos casos onde o uso de completação inteligente se destaca quando comparado a poços com completação convencional.

- **Produção conjunta**

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. Ao restringir o fluxo da zona mais pressurizada evita-se um fluxo cruzado em direção à zona com menor pressão. (GLANDT, 2005; JASEN, 2001; KUDAYISI, 2016). A Figura 1(a) representa a produção da zona conjunta com completação convencional e a Figura 1(b) traz essa produção conjunta através de um único poço com completação inteligente.

Figura 1 - Demonstração do uso de poços inteligentes em produção conjunta.

(a) Vários poços verticais para realizar a completação em diferentes zonas. (b) Um poço com completação inteligente para produção conjunta.



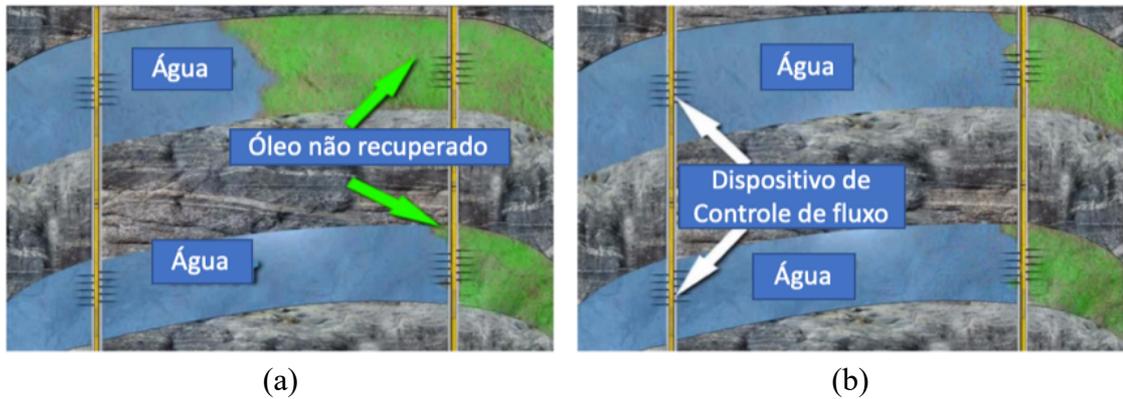
Fonte: (MATHIAS, 2013).

- **Poços injetores com mais de uma zona de injeção**

O uso de poços injetores com completação inteligente permite a injeção de fluido em diferentes zonas e controle da varredura em cada uma delas, separadamente. Dessa forma, a quantidade de óleo não recuperado de cada uma das regiões é minimizada (MATHIAS, 2013). As Figura 2(a) e (b) trazem, respectivamente, como seria a injeção ao utilizar completação convencional e completação inteligente.

Figura 2 - Poço injetor convencional a esquerda e inteligentes a direita.

(a) Processo de injeção com completação convencional. (b) Processo de injeção com completação inteligente.

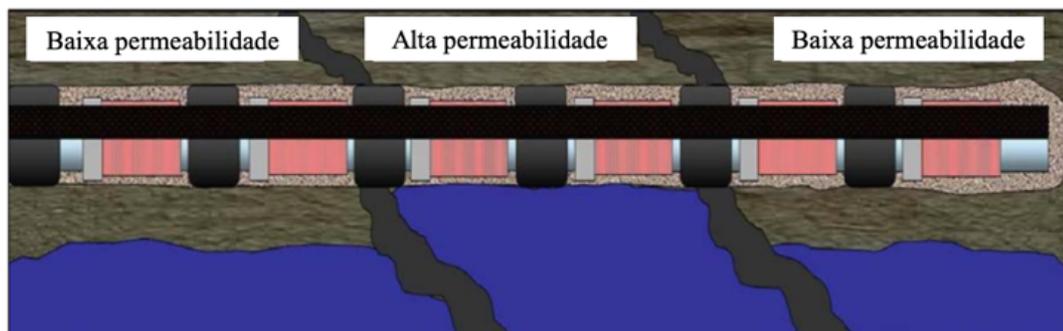


Fonte: Adaptado de (Mathias, 2013).

- **Produção conjunta de diferentes reservatórios**

Segundo Al-khelaiwi (2013), reservatórios com diferentes permeabilidades possuem seções de alta e baixa produtividade, o que pode conduzir a chegada precoce de fluxo de água na zona mais permeável, podendo esta, restringir a produção da zona menos permeável. Ao usar completação inteligente para produzir nestes cenários, os *packers* são utilizados para isolar os reservatórios e as válvulas de controle de fluxo são aplicadas para restringir o fluxo na camada mais permeável, sincronizando a produção de fluidos nas camadas, como representado na Figura 3.

Figura 3 - Esquema de produção conjunta de diferentes reservatórios.



Fonte: (AL-KHELAIWI, 2013).

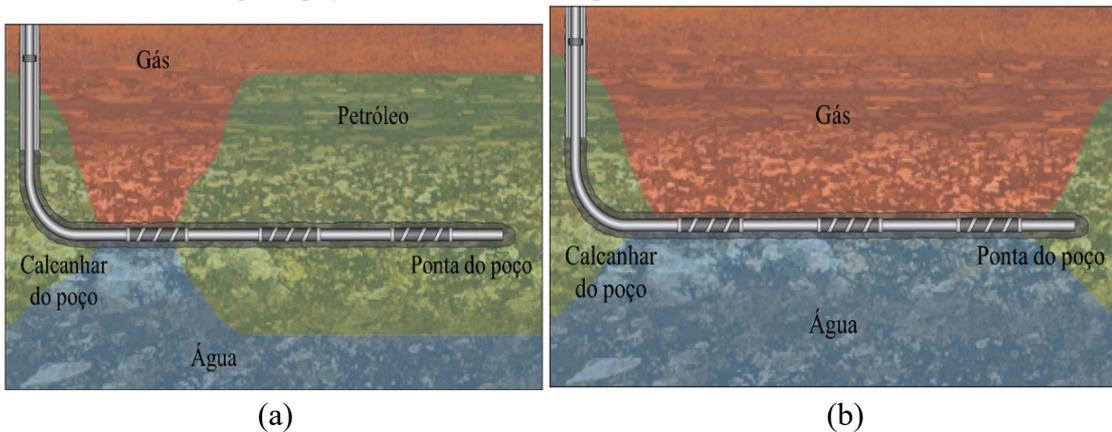
- **Redução do efeito calcanhar/ponta do poço.**

As perdas de pressão, produzidas ao longo de um poço horizontal extenso, fazem com 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 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 fluidos, deixando o óleo confinado na seção da ponta sem poder ser

produzido. Isto pode levar ao fim antecipado da vida produtiva do poço. Os equipamentos de controle de fluxo 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 (AL-KHELAIWI et al., 2010; ELLIS et al., 2010). As Figura 4 (a) e (b) exibem, respectivamente, as situações de produção com completação convencional e com completação inteligente.

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

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



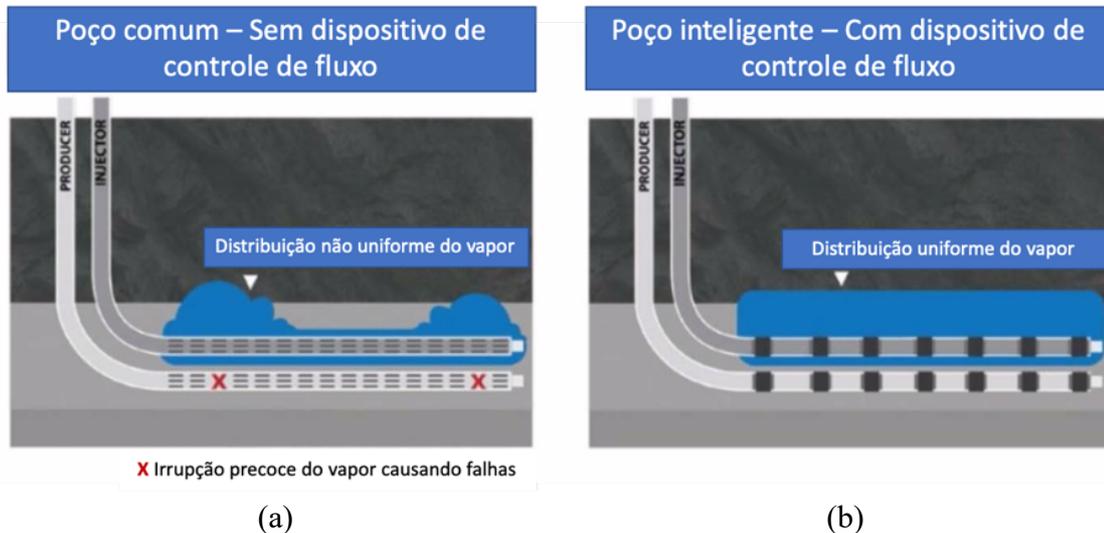
Fonte: Adaptado de (ELLIS et al., 2010).

- **Poços inteligentes - drenagem por gravidade assistida a vapor**

Segundo Burke e Ghazar (2018) a drenagem por gravidade assistida a vapor (*Steam – Assisted Gravity Drainage – SAGD*) é uma forma avançada de estimulação a vapor, onde um par de poços horizontais é perfurado no reservatório de óleo, um a alguns metros acima do outro.

Se o vapor for injetado muito rapidamente ou uma barreira geológica obstruir a sua câmara em desenvolvimento, este criará um “ponto quente” localizado, que pode invadir o poço produtor e passar pelo revestimento de produção (Figura 5(a)). Além disso, problemas de erosão do revestimento de produção podem ocorrer. A Figura 5(a) ilustra, hipoteticamente, como o processo de SAGD pode variar lateralmente ao longo do poço, horizontal devido a heterogeneidades do reservatório e a Figura 5(b) mostra como os dispositivos de controle de fluxo podem melhorar a distribuição lateral do vapor e a entrada de produção (BURKE; GHAZAR, 2018).

Figura 5 - Comparação de um poço comum e um poço inteligente no processo SAGD.  
 (a) SAGD com poço com completação convencional. (b) SAGD com poço com completação inteligente utilizando válvulas de controle de fluxo.



Fonte: Adaptado (BURKE; GHAZAR, 2018).

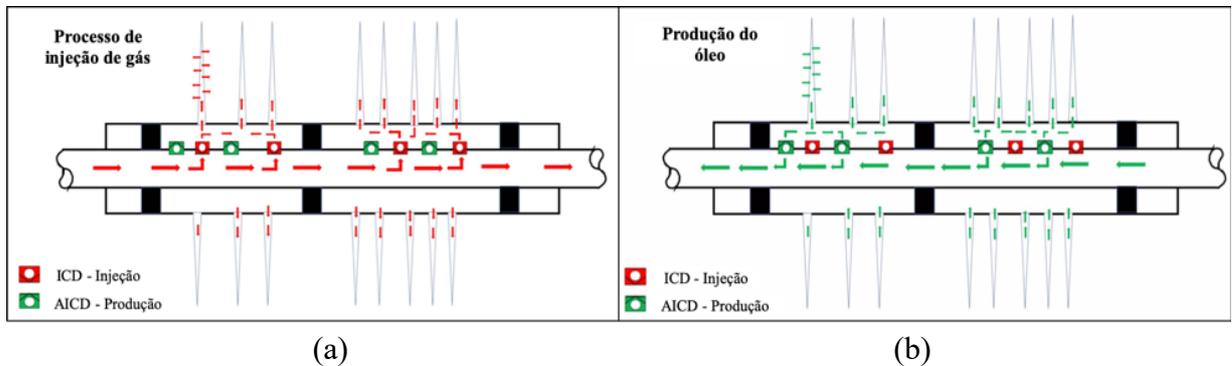
- **Poços inteligentes - injeção cíclica de vapor (*Huff and Puff*)**

Segundo Konopczynski e Dowlatabad (2018), *Huff and Puff* é um método de recuperação térmica com injeção cíclica de vapor, onde a produção do poço, ao apresentar declínio, é cessada para que vapor seja injetado. Após a injeção, o poço é fechado para que ocorra a distribuição do calor e diluição do óleo. Passado um determinado tempo, o mesmo é recolocado em produção.

A utilização de poços inteligentes nesse processo ajuda na distribuição mais uniforme do gás e no controle da produção deste junto ao óleo. Konopczynski e Dowlatabad (2018) mostram que as válvulas podem ser usadas para equilibrar a distribuição da injeção de gás ao longo do poço, onde para injeção de fluxo utiliza-se uma válvula de fluxo contínuo (*Inflow Control Valve - ICV*), e para a produção aplica-se uma AICD (*Autonomous Inflow Control Device*), um dispositivo de controle autônomo, que permite a produção do óleo e não permite a passagem do gás injetado. A Figura 6 (a) traz este processo de injeção de gás através das ICV e a Figura 6 (b) tem o mesmo processo, porém com o uso das AICD para evitar a produção do gás que foi injetado.

Figura 6 - Processo *Huff and Puff* com o uso de poços inteligentes

(a) Processo SAGD onde utiliza-se as ICD para injeção do gás. (b) Processo SAGD, onde após injeção utiliza-se as AICD para produção do óleo e anular a produção do gás injetado durante o processo.

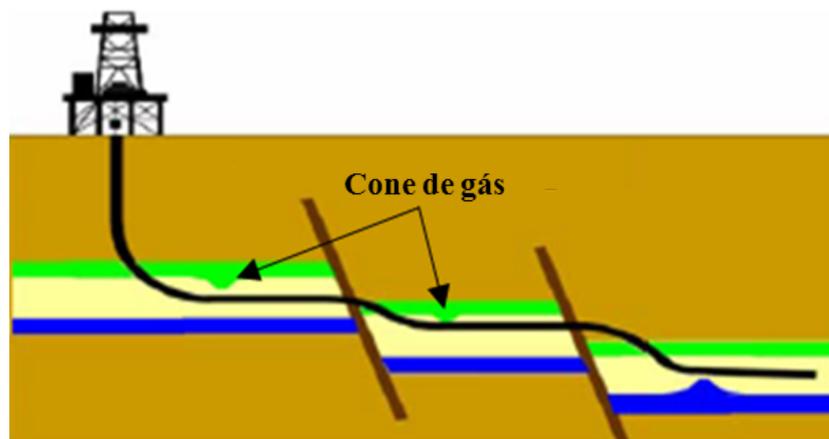


Fonte: Adaptado de (KONOPCZYNSKI e DOWLATABAD, 2018).

- **Cone de gás**

Segundo Leemhuis et al. (2007), cone de gás ocorre quando o contato gás/óleo, em um determinado momento da produção, se move em direção ao poço como resultado da extração do óleo, fazendo a fase gasosa dominar a produção. Conduzindo danos aos equipamentos e declínio precoce da produção devido a perda de pressão (Figura 7). Os dispositivos de controle podem controlar a vazão de fluxo de produção em zonas onde há este problema, evitando assim a irrupção antecipada do gás e retardando a sua frente.

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



Fonte: Adaptado de (LEEMHUIS et al., 2007).

## 1.2 REVISÃO DA LITERATURA

O uso de poços inteligentes permitem a exploração e produção de campos petrolíferos em locais cada vez mais hostis e remotos, minimiza a necessidade de intervenções, melhora a produção de óleo do campo, permite a obtenção de mais informações sobre o poço e sua

produção, reduz a necessidade de tratamento de água e gás para descarte ou reinjeção devido a restrição na produção e na mudança do perfil de injeção, auxilia na detecção antecipada de falhas dos equipamentos ou processos.

O poço equipado com equipamento permanente de medição de fundo de poço ou válvulas de controle fluxo, e especialmente aquele com ambos, são hoje conhecidos como poço inteligente ou completação inteligente. Desde que o primeiro poço utilizando esta tecnologia foi instalado, em agosto de 1997, na Plataforma Snorre Tension Leg da Saga no Mar do Norte, mais de 300 desses sistemas foram instalados globalmente (GAO et al., 2007). A completação inteligente de poços começou a ser usada no Brasil no início do século XXI e, no ano de 2012, foi instalado o primeiro sistema no pré-sal, em um poço injetor de gás no campo de Lula. Até março de 2015, foram instalados 22 sistemas de completação inteligente no pré-sal brasileiro (LOUREIRO e FURTADO ,2018). Hoje a Bacia de Santos já alcançou o número de 100 poços com este tipo de tecnologia (PETROBRAS, 2019). No entanto, assim como outras novas tecnologias, a sua adoção não tem sido fácil

As completações inteligentes com dispositivos de controle de fluxo de entrada e saída estão sendo largamente usados no mercado de óleo e gás para maximizar a produção e melhorar o fator de recuperação do campo. Estes equipamentos de controle de fluxo podem ter configurações que variam continuamente ou discretamente entre totalmente aberto ou totalmente fechado ou podem ser restritas a configurações aberto ou fechado. Muitos autores usaram simulação para investigar as configurações de válvulas de controle de fluxo para otimizar o desempenho do poço com base nas condições de fluxo de fundo de poço ou em dados atualizados de produção, utilizando técnicas de otimização em combinação com um simulador numérico (CHEN, 2017).

BROUWER et al. (2001) trabalharam com poços horizontais do tipo injetor e com completação inteligente. Adotaram válvulas de controle de fluxo (*Inflow Control Valve - ICV*) de intervalo continuamente variáveis para os 19 segmentos do poço. Para isto, cada segmento foi representado como um poço horizontal separado com pressão constante. As vazões totais de injeção e produção foram mantidas constantes e o corte de água máximo permitido foi de 95% para cada poço, sendo que, ao se fechar um segmento, uma nova vazão de injeção de água era adotada para manter o equilíbrio no campo. Todas as simulações foram feitas no simulador IMEX, onde primeiramente otimizou-se intuitivamente as vazões de injeção e produção para heterogeneidades de reservatório muito simples. Os resultados encontrados foram utilizados para criar algoritmos simples e assim, fazer a otimização automática. Diferentes modelos com diferentes heterogeneidades foram testados. No caso base, todos os segmentos foram simulados

a vazão constante e idêntica, o que difere da realidade, onde os poços geralmente são operados com BHP constante. O processo melhorou o deslocamento de óleo e retardou a frente de água.

YETEN et al. (2002), no processo de otimização de poços inteligentes com dispositivos de controle de fluxo (Inflow Control Devices - ICD), realizaram a otimização usando gradientes conjugados e o simulador foi utilizado para calcular as respostas da função objetivo. O simulador de reservatório trabalha com poços multissegmentados, o ECLIPSE. O processo de otimização aplicado foi dividido em passos de tempo para otimização, onde os diâmetros de cada válvula foram obtidos através da otimização de cada intervalo. As simulações foram feitas para diferentes cenários, obtendo melhora na performance do campo com o uso dos ICDs para todos os casos. No entanto, as melhoras foram variadas de acordo com o nível de complexidade e incertezas do reservatório em análise.

NAUS et al. (2006) desenvolveram uma estratégia de produção conjunta com válvulas de controle contínuo de fluxo usando programação sequencial linear (*Sequential Linear Programming* - SLP). Os autores propuseram o uso na mudança dos valores das vazões como representação da mudança da abertura dos dispositivos. A performance do algoritmo foi testada em dois reservatórios. Nos dois modelos trabalhados, a otimização proporcionou uma produção mais rápida, porém o fator de recuperação alcançado se manteve o mesmo.

EMERICK et al. (2007) implementaram um algoritmo de busca direta para otimizar a produção em poços inteligentes ao variar os parâmetros que controlam o fluxo das válvulas utilizando o controle proativo. Dividiram o período de simulação em passos de tempo, otimizando as aberturas das válvulas em cada um deles, para em seguida reiniciar a simulação partindo do final do passo anterior até completar o período total de simulação. O algoritmo e o simulador comercial foram utilizados para estudar dois campos brasileiros reais offshore para buscar quantificar os benefícios desta tecnologia em relação à completação convencional. Foram estudados casos com válvulas dos tipos abre-fecha e multiposição, e também, poços com diferentes números de válvulas, tanto em produtores quanto injetores. Para o controle das válvulas utilizaram o comando WSEGVVALV do Eclipse e, no IMEX, definiram cada completação como um poço e a operação controlada pela vazão. Os resultados mostraram que a completação inteligente foi capaz de aumentar a produção de óleo e reduzir a água injetada e produzida.

VAN ESSEN et al. (2009) utilizaram a teoria do controle ótimo para otimizar a produção restante do reservatório ao selecionar o número ótimo dos ICV e a configuração ótima para as zonas de perfuração de maneira a determinar a estratégia ótima para a operação das válvulas, baseando-se no cálculo de gradientes. Os autores fizeram uso de um campo real. O

parâmetro empregado para simular o controle das válvulas foi um fator múltiplo da permeabilidade (palavra-chave KDH do simulador IMEX).

PINTO (2013) realizou um estudo comparativo entre poços com completção convencional e poços com completção inteligente. Em seu trabalho, um método de otimização assistido foi proposto para estabelecer a comparação entre os tipos de completção, considerando incertezas geológicas e econômicas. Para isto, o autor dividiu o seu trabalho em quatro etapas: representação e operação dos poços no simulador; otimização das camadas/ou blocos completados nos poços convencionais e do número e posicionamento das válvulas nos poços inteligentes; otimização da operação dos poços convencionais e das válvulas nos poços inteligentes, através de um método híbrido de otimização, composto pelo algoritmo genético para otimização global e algoritmo de gradiente conjugado para busca local; por fim, uma análise de decisão considerando os resultados de todos os cenários geológicos e econômicos. Esta metodologia foi avaliada em modelos de reservatórios mais simples e com configuração de poços verticais, para em seguida ser aplicada em modelos mais complexos. Neste trabalho foi utilizado o simulador Eclipse e para representação dos poços inteligentes com válvulas de controle de fluxo neste utilizou-se o comando COMPLUMP para agrupar as camadas, e para a operação das válvulas a palavra-chave CECON foi a escolhida, efetuando a variação através dos valores de corte de água estabelecidos.

FONSECA et al. (2015) consideraram um problema de otimização de injeção de água, onde foram estimadas as configurações de ICV de poços de injeção e produção para maximização do Valor Presente Líquido (VPL) ao longo da vida útil do reservatório. O multiplicador do índice de produtividade de cada poço foi utilizado para modelar as configurações de ICV no simulador com valores variando entre 0.0001 e 1. Depois, Fonseca, Reynolds e Jansen (2016) propuseram uma nova abordagem que altera um problema de controle discreto para um problema de controle contínuo para estimar o comportamento das ICVs que maximizam o VPL. No entanto, em ambos os trabalhos, os autores otimizaram apenas as configurações de ICV com controles fixos de poço (vazão ou pressão no fundo do poço).

CHEN e REYNOLDS (2016) investigaram o processo de otimização simultânea de poços injetores e produtores com completção inteligente em um problema de injeção alternada de água e gás (WAG). O VPL foi a função objetivo adotada no processo de maximização. Na otimização simultânea, as variáveis de projeto foram a pressão de fundo de poço (BHP) para os poços injetores, a vazão líquida para os poços produtores e o tamanho das aberturas das válvulas de controle de fluxo (ICVs) presentes nos poços. Assim como FONSECA et al., (2015), o multiplicador do índice de produtividade foi utilizado para representação das ICVs, onde os

valores zero e 1 correspondem, respectivamente, a uma válvula totalmente fechada e aberta, e os demais valores entre esse intervalo correspondem a uma válvula parcialmente aberta. Eles ressaltaram que o relacionamento ativo entre as configurações de ICV e os multiplicadores de IP é desconhecido. Com o intuito de investigar o desempenho relativo da otimização simultânea de controles de poço e ICV, eles propuseram duas abordagens de referência para comparação. Na primeira, as ICVs foram mantidas totalmente abertas e apenas os controles dos poços foram otimizados (BHP e vazão), caso contrário aconteceu na segunda, os controles dos poços foram mantidos fixos e as aberturas das ICVs foram otimizadas. No primeiro cenário, dois casos foram investigados, no caso 1, cada controle de poço recebeu o valor da média entre seus limites superiores e inferiores, e para o cenário 2, os controles de poços nos injetores foram iguais a seus limites superiores e para os produtores foram iguais aos seus limites inferiores. Este último foi desenvolvido com o intuito de averiguar a afirmação de Leeuwenburgh (2016), de que este cenário pode alcançar, a depender da função objetivo, um mesmo valor encontrado para o caso com otimização simultânea (controles e ICVs). A otimização foi feita através do algoritmo de otimização baseado em conjunto (EnOpt). Os resultados demonstram que a otimização baseada na afirmação de Leeuwenburgh (2016) apresenta valores similares a da otimização simultânea. O cenário onde somente as ICVs foram otimizadas demonstrou-se o pior caso.

MORAIS (2017) desenvolveu um trabalho para auxiliar no processo de decisão sobre o número, posição de instalação e previsão da operação das ICVs, onde foi analisado o emprego de ICV em campos de petróleo com incertezas geológicas, objetivando melhorar o valor monetário esperado. O algoritmo aplicado divide o período de produção em seções de tempo e otimiza cada uma delas, em uma sequência de tempo crescente. Para cada período, indicadores de desempenho avaliam o potencial dos poços e regiões para instalação de ICV. O método cria diferentes combinações para os testes, contendo somente as regiões com potencial, o que restringe o espaço de busca e resulta em menos simulações. Esse procedimento respeita a influência de parâmetros cruzados, visto que também considera a operação simultânea de várias ICV em cada período. O autor utilizou o caso de referência UNISIM-I-D, que é baseado no campo Namorado. A função objetivo foi otimizada para uma estratégia de exploração de longo prazo. Para avaliação dos resultados, comparou-se o controle proativo com um controle reativo otimizado.

GRANADOS (2018) fez uso do módulo iSegWell do simulador de reservatórios IMEX da CMG para modelar e simular poços segmentados com válvulas de controle contínuo de fluxo, variando apropriadamente o modelo numérico de queda de pressão associado a cada dispositivo e em cada ciclo de controle. Para a análise, dois modelos de reservatórios foram

utilizados, o primeiro, com a produção conjunta e simultânea de duas zonas separadas hidráulicamente por meio de um único poço; e o segundo com produção de um reservatório subdividido em três regiões de distintas permeabilidades mediante um poço horizontal segmentado. A variação dos controles foi feita através de otimização local que determinou os tamanhos de operação dos orifícios de acordo com as condições de produção no poço produtor. A otimização resultou em cenários com melhores condições de produção.

AFUEKWE e BELLO (2019) utilizaram o simulador de reservatório da Schlumberger (ECLIPSE-100) para analisar diferentes cenários de produção com poços horizontais e multilaterais com completação inteligente e comparar com a produção ao utilizar poços convencionais nos mesmos cenários. Para configuração dos poços inteligentes, o modelo para poços multissegmentados existente no simulador foi utilizado. Os resultados da simulação obtidos mostraram claramente que a utilização de completação inteligente em poços de produção pode aumentar significativamente a produção cumulativa de óleo e reduzir a produção de água, mitigando a irrupção de água em comparação aos casos sem o uso da tecnologia.

CHEN e XU (2019) abordaram um problema de otimização de injeção de água com poços inteligentes modelados no IMEX, onde os multiplicadores do índice de produtividade de cada segmento foram utilizados para representar o comportamento das válvulas de controle de fluxo (ICVs), confrontando a ideia de utilizar poços na representação de um poço multissegmentado (BROUWER et al., 2001; YETEN et al., 2002; EMERICK et al, 2007; CHEN e OLIVER, 2010; TUEROS, 2019). O problema consistiu em otimizar simultaneamente os controles dos poços. Vazões para poços injetores de água e pressões de fundo de poço (BHPs) para os produtores e configurar as ICVs com o objetivo de maximizar a expectativa de VPL. Eles constaram que a utilização de poços controlados pela vazão para representação de um poço multissegmentado pode imitar aproximadamente o efeito das configurações de ICV, porém esse processo pode produzir resultados não confiáveis, uma vez que os BHP em função do tempo podem variar radicalmente de um poço para outro, o que não representam o comportamento de um poço real.

### 1.3 MOTIVAÇÃO

A solução que vem sendo desenvolvida e aplicada para fazer frente aos complexos cenários exploratórios, como águas ultras profundas, rochas carbonáticas, produção com poços multilaterais e horizontais, produção de óleo pesado, dentre outros complexos cenários, é a de poços inteligentes. Porém, a maximização da produção pelo uso desta tecnologia é subjetiva e

é inviável projetar uma combinação universal, devido a complexidade em modelar os equipamentos de controle de fluxo para cada situação, além de que, ainda existe uma ambiguidade, não apenas nos benefícios incrementais, mas também nos critérios e condições de aplicabilidade técnica e econômica. A variedade de aplicativos utilizados para simulação da produção do campo e gerenciamento, cada um com seu próprio modelo de referência e dados exclusivos, acabam por dificultar o uso destes equipamentos.

O desafio em questão é a determinação de uma metodologia padronizada, onde haja uma combinação ideal das ICVs para recuperação máxima de hidrocarbonetos e produção mínima de água. Logo, faz-se necessário a criação de uma metodologia bem aceita, que seja capaz de otimizar as operações das ICVs, representando de maneira correta o seu comportamento e mensurando seus benefícios na otimização de um campo petrolífero.

As três técnicas estudadas aqui foram escolhidas em virtude de comparar uma técnica simples presente no simulador e usada pela Petrobras (CLUMP) com uma técnica que faz uso de um simulador de poços segmentados, muito mais complexa e completa (iSegWell). Comparando estes dois com uma técnica que vem sendo usada a anos e muito questionada quanto a sua eficiência (Múltiplos poços).

#### 1.4 OBJETIVOS

Este trabalho traz como objetivo geral desenvolver e comparar, em diferentes cenários de produção, três técnicas existentes na literatura para modelagem de poços inteligentes com ICVs no simulador comercial *black oil* IMEX da CMG e assim, poder verificar a eficiência de cada uma e contribuir com o desenvolvimento de uma metodologia padronizada para a representação desta tecnologia na indústria.

E como objetivos específicos destacam-se:

- Estudar estratégias e técnicas de modelagem de ICVs que permitam melhorar o desempenho de reservatórios com compleтаções inteligente.
- Analisar o impacto do aquífero na produção com poços inteligentes.
- Aplicar técnicas de otimização para melhorar a produção de um campo através de poços inteligentes.
- Avaliar o impacto e controle do fluxo cruzado na produção ao utilizar as diferentes estratégias de modelagens para poços inteligentes com válvulas de controle de fluxo no simulador.

## 1.5 METODOLOGIA

A primeira etapa da pesquisa consiste em desenvolver, no simulador, as três estratégias adotadas para representar as ICVs e suas formas de controle. Uma das estratégias baseia-se no uso de múltiplos poços para representar os segmentos de um poço, e utiliza o multiplicador do índice de produtividade (MIP) para representar o comportamento das ICVs durante a produção. Utilizando a mesma variável de controle para modelar o comportamento das ICVs, MIP, a outra técnica aplica o conceito de agrupamento das camadas do poço. E por fim, a terceira técnica faz uso do módulo para poços segmentados disponível no simulador, o *iSegWell*, onde 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.

Após realizar as modelagens, é definido a função objetivo (VPL) a ser otimizada, onde as variáveis do projeto a serem otimizadas são os diâmetros dos orifícios de cada válvula instalada e os MIP. A função objetivo e as variáveis de controle são normalizadas. Como a formulação matemática aplicada a problemas de simulação de reservatórios apresenta um alto nível de complexidade, elevando o custo computacional das simulações numéricas, será usado modelos substitutos.

Sendo assim, para criação do metamodelo, um processo de ajuste de dados com planos de amostragem faz-se necessário (*Design of Experiments – DOE*) (SILVA, 2010). Para o ajuste de dados, com base em Pinto (2014), será utilizado a função de base radial cúbica. O metamodelo é atualizado através de uma metodologia adaptativa, a partir da inserção de pontos estimados na função real, ou seja, calculado no simulador. O processo de otimização será executado utilizando o método de otimização por aproximação sequencial (GIUNTA e ELDRED, 2000), juntamente com modelos substitutos locais (GUTMANN, 2001; GIUNTA, 2002; AFONSO et al., 2008; FORRESTER et al., 2008) e o algoritmo de otimização não linear de busca local, o algoritmo de programação quadrática sequencial (HOROWITZ, 2013).

## 1.6 ORGANIZAÇÃO DO TRABALHO

Este trabalho, além deste capítulo introdutório, apresenta mais cinco capítulos. A descrição e organização do conteúdo de cada capítulo é apresentada a seguir:

No capítulo 2 são apresentados os fundamentos teóricos necessários para entendimento dos demais capítulos, apresentando conceitos sobre completação comum e inteligente, componentes de um poço inteligente com descrição dos tipos de equipamentos de

controle de fluxo utilizados pela indústria, bem como uma noção de acoplamento poço-reservatório para entendimento de uma das variáveis das estratégias utilizadas.

O capítulo 3 apresenta as três técnicas de modelagem das válvulas de controle de fluxo de poços inteligentes estudadas nessa dissertação, e bem como sua representação no simulador IMEX. Além da modelagem dos equipamentos, este capítulo traz, também, a modelagem de aquíferos, o qual é utilizado para criar diferentes cenários para simulação.

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 variáveis de controle, junto com as sugestões para trabalhos futuros que possam acrescentar a pesquisa.

## 2 FUNDAMENTAÇÃO TEÓRICA

Neste capítulo será fornecido uma base conceitual para entendimento do trabalho desenvolvido nesta dissertação. Serão definidos conceitos básicos a respeito de completação convencional, completação inteligente e seus equipamentos, os tipos de válvulas de controle de fluxo, e modelo de poço em uma malha de simulação utilizado no simulador IMEX.

### 2.1 COMPLETAÇÕES DE POÇOS

Conforme Thomas (2004), a completação de poços inclui todas as etapas necessárias para preparar um poço recém-perfurado para operar de maneira segura, eficiente e econômica, com o mínimo de intervenções (*workover*) possíveis ao longo da sua vida produtiva. Esta fase, de maneira geral, engloba as atividades de instalação dos equipamentos de superfície, condicionamento do poço, avaliação da cimentação, descida e assentamento da coluna de produção e o canhoneio, para que possa ocorrer, em condições adequadas e controladas, a produção dos fluidos do reservatório até a superfície.

A etapa de projeto e panejamento da completação de um poço, e sua análise econômica, devem ser bastante criteriosas, pois terão repercussão em toda sua vida produtiva do poço (SILVA, 2004). Desde os anos 90, uma nova e mais robusta forma de completar o poço vem crescendo no mercado, a completação inteligente, que se difere da completação convencional, basicamente, por permitir que o gerenciamento da produção ocorra diretamente no poço, evitando parada da produção e custos adicionais.

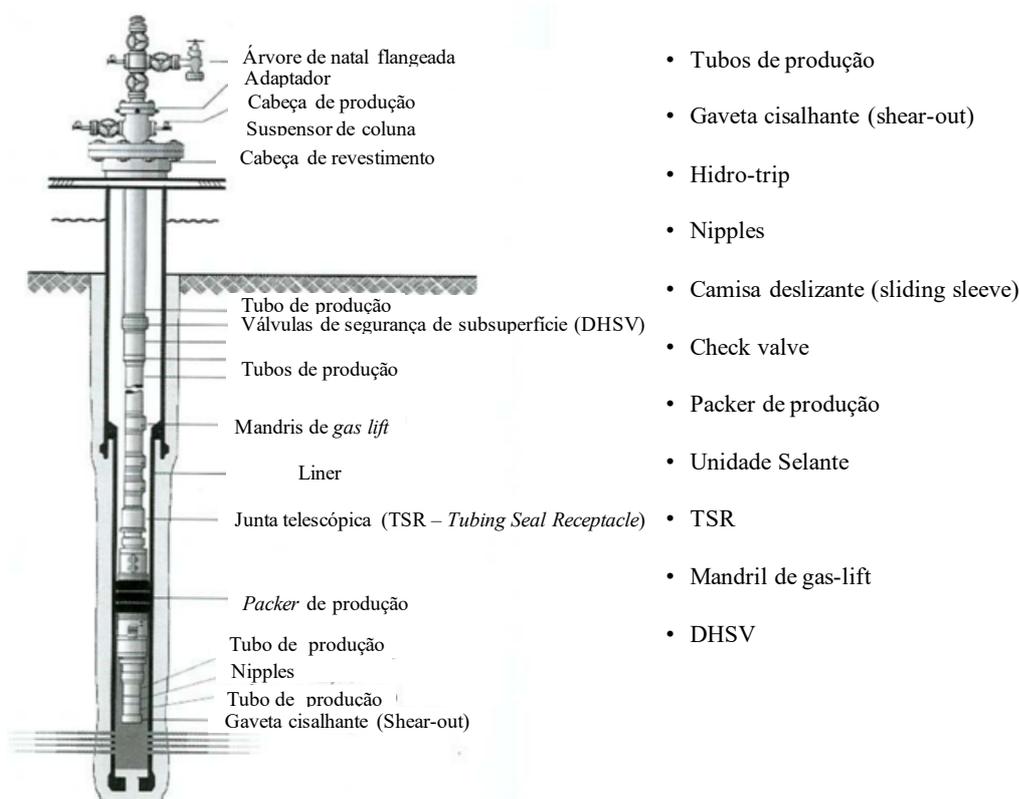
#### 2.1.1 Completção Convencional (CoC)

A CoC permite a produção de poços que não oferecem nenhum tipo de informação sobre o reservatório, e muito menos permitem algum controle sem que haja uma intervenção. Essa, até recentemente, utilizava procedimentos simples, essencialmente inserindo o tubo de produção dentro do poço. Por exemplo, o controle de fluxo é feito por um equipamento de superfície (árvore de natal), que opera abrindo ou fechando válvulas, e não altera em nada os fluxos que estão sendo gerados nas zonas de produção (SILVA, 2004). Nesses poços, segundo George (2001), a produção é mantida até que a pressão do reservatório decline ou algo que impossibilite a produção aconteça e, então, uma intervenção é realizada, descendo equipamentos pela tubulação para medir a pressão e o fluxo nas zonas produtoras e na superfície, para tentar detectar a causa da queda na produção. Após esta intervenção, analisa-se

a necessidade de aplicação de uma atividade de correção ou o abandono de poço. A representação de uma CoC é mostrada na Figura 8.

A coluna de produção, apresentada na Figura 8, é constituída de um tubo metálico, onde são conectados equipamentos para conduzir fluidos produzidos até a superfície, proteger o revestimento contra fluidos agressivos e pressões elevadas, possibilitar a instalação de equipamentos para elevação superficial e a circulação de fluidos para o amortecimento do poço, em intervenções futuras. Para o poço produzir e fazer o fluido emergir até a superfície (surgência), faz-se a indução através de válvulas de *gas lift*, e por meio de flexitubo, substitui-se o fluido da coluna por outro mais leve ou por pistoneio, aliviando assim a pressão hidrostática do fluido existente na coluna de produção (THOMAS, 2004).

Figura 8 - Esquema de uma completação convencional.



Fonte: Adaptado de (ALIMONTI et al., 2010).

A *shear-out*, capaz de desprender a coluna de produção, possui três sedes: duas superiores, vedadas com o lançamento de esferas de diâmetros diferentes, e a inferior tamponada, utilizada no assentamento do *packer*, que é um obturador que faz a vedação do espaço anular entre a coluna e o revestimento. O *Hydro-trip* assemelha-se com o *shear-out*, diferenciando pelo fato de que ao atuar, a coluna não é completamente desprendida. Os *nipples* de assentamento são instalados no final da coluna de produção para alojar os tampões mecânicos, válvulas de retenção ou registradores de pressão. A **camisa deslizante** (*sliding*

*sleeve*), tem a função de fazer a comunicação entre a coluna e o anular. Possui uma camisa interna que pode ser aberta ou fechada, através de operações com arame (*wireline*). As **check valve** são válvulas de retenção, cuja função é impedir o retorno do fluxo contrário ao sentido funcional do mesmo. A **unidade selante** promove a vedação na área polida do *packer*.

As contrações ou expansões sofridas pela coluna de produção, devido às variações de temperatura, segundo Silva (2004), são suportadas pela **Junta Telescópica**, que possibilita a retirada da coluna sem a retirada do *packer* e da cauda. Outro equipamento da coluna de produção é o **mandril de gas lift**, cuja função é alojar as válvulas que possibilitarão a circulação de gás entre o espaço anular e a coluna de produção, onde as operações com *wireline* são necessárias para ativá-las. E por fim, as **válvulas de segurança de subsuperfície** (*Down Hole Safety Valve - DHSV*) tem a função de fechar o poço em caso de emergência.

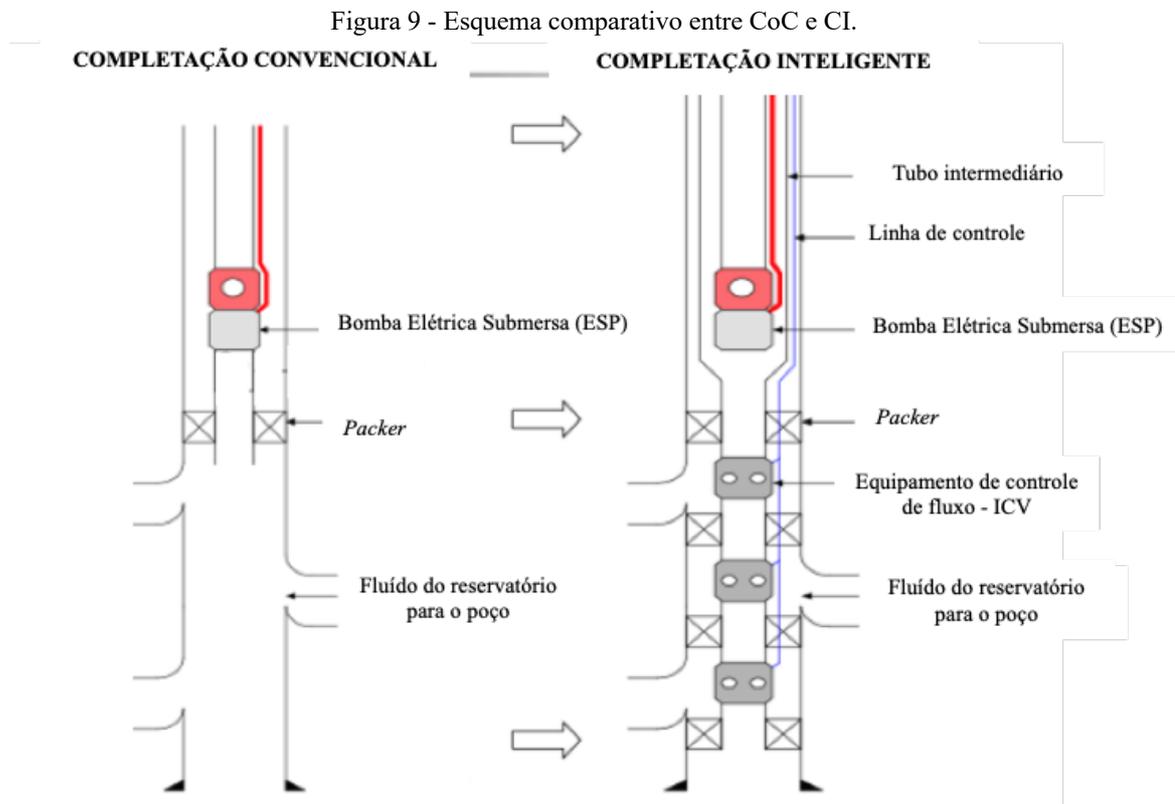
Na superfície, tem-se a **cabeça de produção**, responsável pela ancoragem da coluna de produção, vedação do anular e pelo controle dos fluxos de fluidos para fora do poço. Ficando situada entre a árvore de natal e a cabeça do revestimento, é um carretel entre flanges com duas saídas laterais, onde são conectadas a linha de injeção, em poços equipados com *gas lift*, e a linha de matar (*kill line*). A **árvore de natal** é um conjunto de válvulas tipo gaveta que controlam o fluxo do fluido do poço através de acionamento hidráulico, pneumático ou manual, podendo ser seca (na superfície) ou molhada (no fundo do mar). É composta por duas válvulas mestras, com acionamentos diferentes, cuja função principal é fechar o poço através de duas válvulas laterais que controlam o fluxo deste, direcionando-o para linha de urgência, e uma válvula de pistoneio, instalada para permitir a descida de ferramentas na coluna de produção (SILVA 2004; THOMAS, 2004).

### 2.1.2 Completação Inteligente (CI)

Um poço inteligente é construído sob duas premissas: monitoramento e controle em tempo real a partir da superfície, sem a necessidade de atividades de intervenções. Para isto, este modelo de poço não convencional conta com instrumentação de fundo de poço (sensores, *packers*, válvulas e dispositivos de controle de fluxo) instalada na tubulação de produção. Para os sistemas de transmissão de dados, faz-se necessário a instalação de uma rede de cabos para suprir a energia dos equipamentos e comunicar os sensores, válvulas e dispositivos de controle de fluxo instalados no tubo de produção e de injeção. (DURLIFSKY & AZIZ, 2002; DELPIZZO NETO, 2003; MESHIOYE et al., 2010; ALSYED & YATEEM, 2012; AAKRE; HALVORSEN; WERSWICK, 2013; EL SAYED et al., 2014).

Este modelo de completção têm a capacidade de isolar e controlar zonas individuais no reservatório, por meio do uso de *packers*, permitindo que o poço seja segregado em várias zonas, de acordo com as condições e características do reservatório, evitando a influência de uma zona com maior potencial de produção nas zonas menos favorecidas. Isto impede o fluxo cruzado entre as zonas adjacentes no espaço anular que envolve o tubo de produção. As CI também podem permitir ou restringir, inclusive excluir totalmente, o fluxo de fluidos e a produção de um fluido não desejado em cada zona, através do uso de dispositivos ou válvulas de controle de fluxo instalados no poço (JASEN, 2001; AL-KHELAIWI et al., 2010; GLANDT, 2005; ALKHELAIWI, 2013; KUDAYISI, 2016).

Um poço com CI é capaz de coletar, transmitir e analisar dados de produção, do reservatório e de integridade da completção, através do sistema de monitoramento e transmissão de dados em conjunto com os sensores instalados no fundo de poço. Esta comunicação permite ações remotas para melhorar o controle do reservatório e o desempenho do poço. Os poços inteligentes podem, desta forma, operar sem intervenção humana (AAKRE; HALVORSEN; WERSWICK, 2013; ALSYED; YATEEM, 2012; KUDAYISI, 2016). Na Figura 9 é apresentado um esquema comparativo entre um poço convencional e um poço inteligente, demonstrando a maior complexidade da CI, devido a necessidade de instalação de cabos, sensores, válvulas e maior número de *packers* para isolar as zonas.



Fonte: Adaptado de (GIMRE, 2010).

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. Sendo principalmente recomendados em casos com reservatórios fraturados ou com grande incerteza geológica, reservatórios marginais e campos remotos.

#### 2.1.2.1 Elementos de um poço inteligente

Todos os equipamentos utilizados na CI são conectados através de tubos de pequenos diâmetros de espessura, conhecidos como linhas de controle (*control lines*). Esses tubos transmitem pulsos hidráulicos, ou acomodam cabos elétricos ou de fibra ótica que são responsáveis por interligarem o sistema de superfície aos instrumentos na extremidade da coluna, garantindo o controle da produção através da rápida transmissão, tanto dos dados de poço, quanto da resposta a partir da superfície (RODRIGUEZ e FIGUEROA, 2010). A seguir são descritos, brevemente, as principais ferramentas e dispositivos que compõem esse modelo de completação.

- **Sensores permanentes**

Baseado em Silva Junior et al. (2005) os sensores, considerados os dispositivos principais da CI, têm a função de fornecer em tempo real, a percepção do processo de produção. Sendo estes acoplados em um segmento de tubulação, projetado para fixa-los, denominado mandril. Podendo ser eletrônicos ou ópticos, de monitoramento pontual (leitura da variável em um único ponto), quase distribuídos (monitoramento em diversos pontos no intervalo de interesse) ou distribuído (monitoramento ao longo da zona de interesse).

Os sensores eletrônico, segundo Mathias (2013), possuem limitações operacionais dependendo da temperatura à qual está submetido (temperaturas próximas a 200 °C causam danos à medição) e só realizam medidas pontuais; já os de fibra ótica, apesar de mais caros e de serem sensíveis a moléculas de hidrogênio, oferecem grandes vantagens em relação à confiabilidade, desempenho e facilidade de instalação, sendo capazes de capturar e transmitir perfis de temperatura tanto pontualmente quanto distribuídos ao longo da coluna em temperaturas maiores que as permitidas para os sensores eletrônicos.

- **Parckers**

A principal função deste tipo de equipamento é isolar hidraulicamente cada zona do poço produtor ou injetor, permitindo o controle seletivo das zonas do poço. O que diferencia,

segundo Silva Junior et al. (2005) o *packer* utilizado em uma CoC com o utilizado em uma CI, apresentado na Figura 10, é a presença de orifícios de passagem para as linhas de controle, os quais contam com conectores, para vedação entre cada linha de controle e o *packer*.

Figura 10 - Packer utilizado para CI.



Fonte: (SILVA JUNIOR et al., 2005).

- **Sistema de controle de superfície (SCS)**

A utilização do SCS é essencial na realização da completção inteligente. Um *software* é utilizado para receber os dados das ferramentas conectadas a ele e traduzi-los, viabilizando o monitoramento, controle e otimização da operação.

- **Cabos, conectores, penetradores e *clamps***

Os cabos utilizados para os sistemas de monitoração são peças fundamentais na instalação. Além de serem protegidos contra o ambiente quimicamente hostil (altas salinidades e acidez), os cabos devem ser fixados em *clamps*, dispositivos que se prendem à coluna, fixando o cabo a esta, sendo uma proteção mecânica para evitar danos, choques e possível intervenção no sinal transmitidos pelos cabos.

Para conexão do sensor ao cabo, em geral são utilizados conectores, os quais são, normalmente, montados na extremidade do cabo e ligados ao sensor no momento de prendê-lo ao mandril. Um penetrador é necessário para que o sinal possa atravessar o suspensor de coluna, impedindo a passagem de pressão. Trata-se basicamente de um componente onde há conectores em ambos os lados, com um condutor passando através dele.

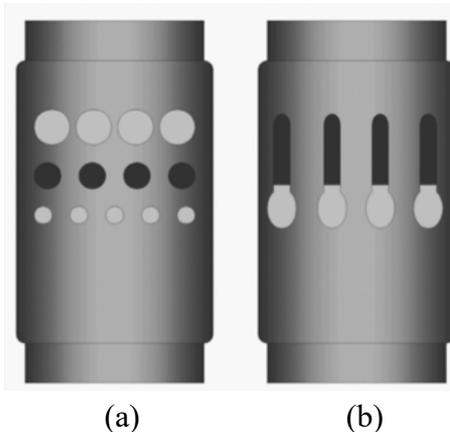
- **Válvulas de controle de fluxo de fundo de poço**

Válvula de controle de fluxo é o primeiro componente que o fluido atravessa, sendo instalados junto com equipamentos de areia, como telas de areia, *gravel pack* ou filtros de

detritos (AL-KHELAIWI et al., 2010; GIMRE, 2012; MOEN; ASHEIM, 2008). São responsáveis por controlar o fluxo de fluidos por cada uma das zonas produtoras ou injetoras, possuindo um sistema de controle capaz de responder inúmeras vezes às mudanças nas condições de produção.

Os orifícios das válvulas (Figura 11) podem apresentar diferentes geometrias, desenhadas de acordo com parâmetros como: tipo da válvula, vazão esperada, regime de escoamento, etc. O diâmetro dos furos é calculado a partir dos parâmetros de produção ou injeção, sendo feito sob medida para o poço (SILVA JUNIOR et al., 2005).

Figura 11 - Exemplos de geometrias de válvulas de completação inteligente.  
(a) Orifícios circulares. (b) Orifícios em forma de rasgos elípticos.



Fonte: (SILVA JUNIOR et al., 2005).

Além do perfil de vazão da válvula, é necessário especificar, durante a sua seleção, a pressão máxima de operação e a pressão máxima diferencial. A pressão máxima de operação especifica a maior pressão à qual a válvula totalmente fechada pode ser submetida sem sofrer perda de estanqueidade ou dano ao selo, situação existente durante intervenções, por exemplo, no assentamento de *packers* e testes de estanqueidade do equipamento de produção. A pressão máxima diferencial especifica a maior pressão entre coluna e anular à qual a válvula pode ser submetida para operar normalmente sua abertura, condição encontrada durante a operação normal do poço (SILVA JUNIOR et al., 2005).

### 2.1.3 Tipos de válvulas de controle de fluxo

O uso dessas tecnologias já provou seu valor na melhoria das condições de produção do campo, conforme relatado em vários estudos de caso de instalação em poços (GLANDT, 2005; MUBARAK et al., 2009; HUANG et al., 2011; AL-DOSSARY et al., 2012; AL-KHELAWI et al., 2014; CHAN et al., 2014, LE-ROCH et al., 2016), como na simulação de

reservatórios em ativos reais no Mar do Norte, onde o uso de válvulas de controle de fluxo melhorou o VPL e reduziu os riscos devido as incertezas do reservatório (GREBENKIN ;DAVIES, 2012; ILAMAH;WATERHOUSE, 2018).

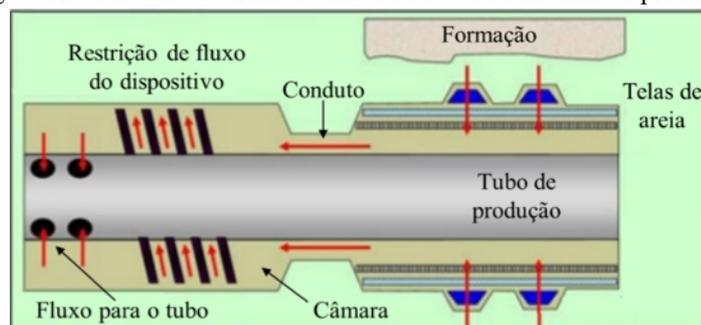
Segundo CHEN (2017) esses equipamentos podem ser divididos em Dispositivo de Controle de Fluxo (*Influx Control Device – ICD*), Válvula de Controle de Fluxo (*Inflow Control Valve – ICV*) e Dispositivo de Controle de Fluxo autônomo (*Autonomous Inflow Control Devices – AICD*). Sendo os ICDs, equipamentos de controle passivo, ou seja, após instalação não podem ter seu diâmetro de abertura modificado, e os ICVs e AICDs de comando ativo, podendo ter suas aberturas modificadas durante a produção do poço.

Como o objetivo desta dissertação é modelar e controlar equipamentos de controle de fluxo que atuem de modo ativo durante a produção, as ICVs, uma descrição extensa sobre as ICDs e AICD não se faz relevante para o escopo do trabalho. Para uma explicação mais detalhada sobre estes dispositivos, consultar o trabalho de GRANADOS (2018).

### 2.1.3.1 Dispositivo de Controle de Fluxo – ICD

Os ICDs, conectados a um filtro de areia, tem como objetivo retardar o avanço inicial de fluxo indesejado (água ou gás), restringindo-o para proporcionar uma produção de petróleo óleo mais uniforme ao longo do poço, causando perdas de cargas adicionais no fluido entre a face da formação e o tubo de produção (AL-KHELAIWI et al., 2010; GIMRE, 2012; TODMAN; WOOD; JACKSON, 2017). Também são bastante usados para equalizar o fluxo de fluidos em poços laterais, horizontais (ABDELFATTAH; FISHER; SNITKOFF, 2016). Em Javid et al., (2018), os ICD são dispositivos de controle de fluxo sem partes móveis, que não podem ser ajustados após a instalação, ou seja, não reduzem e nem fecham a sua abertura com as condições de produção, sendo um dispositivo passivo. A Figura 12 exhibe o caminho feito pelo fluído do espaço anular do poço até o interior do tubo de produção.

Figura 12 - Percurso do fluxo de fluidos através do sistema de produção.



Fonte: (MARZOOQI et al., 2010).

Os ICDs passivos, de acordo com sua estrutura na região de restrição de fluxo, a qual pode ser vista na Figura 12, podem ser agrupados em quatro tipos diferentes:

- Dispositivos restritivos – Orifício (bico)
- Dispositivo de fricção – Tipo Canal helicoidal
- Dispositivo com restrição, fricção e caminho tortuoso – Tipo híbrido

O uso adequado de uma ICD ajuda a atrasar a produção de fluidos indesejados, mas ao longo da produção, quando fluidos de baixa viscosidade e densidade rompem devido as mudanças no reservatório, estes dispositivos perdem sua eficiência, pois, como dito anteriormente, estes equipamentos não permitem ajustes após a instalação. Rahmanto et al. (2019), aborda a questão que um ICD pode ser combinado com um dispositivo de luva deslizante (*sliding sleeve*) para permitir que o dispositivo seja alterado no fundo do poço, mas isso requer uma intervenção dispendiosa. Em ordem de suprir esse deficit, foram desenvolvidas, desde o início dos anos 90, as válvulas de controle de fluxo, que permitem variações no diâmetro do orifício depois de instaladas.

#### 2.1.3.2 Válvulas de Controle de Fluxo – ICV

ICV é um componente ativo instalado como parte de uma completação de poço no tubo de produção para bloquear parcial ou completamente o fluxo nesse. Podendo ser instalado ao longo das zonas do reservatório, com cada ICV separada uma da outra por meio do uso de *packers*. Cada válvula pode ser controlada a partir da superfície para manter a conformidade do fluxo e, à medida que o reservatório é depletado, para impedir a entrada de fluidos indesejados no poço. Para o ajuste das aberturas dessas válvulas, além das ICVs, um sistema completo de funcionamento é requerido (descrito na subseção 2.1.2.1) para assim, poder ajustar a ICV (ALKHELAIWI et al.; 2010; CHEN e XU, 2019). De acordo com a variação de aberturas permitidas, os modelos de ICVs podem variar entre:

- Abertura contínua: o diâmetro de abertura do orifício pode assumir infinitas posições.
- Abertura discreta (múltiplas posições): o diâmetro pode variar, entre algumas posições.
- Abertura do tipo abre e fecha: o diâmetro de abertura só pode variar entre duas posições, totalmente aberta ou totalmente fechada.

Uma ICV de múltiplas posições consiste em portas posicionadas linearmente, como mostrado na Figura 13, 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 perda de carga requerida (ZAREA; ZHU, 2011).

Figura 13 - Tamanhos do diâmetro de uma ICV.

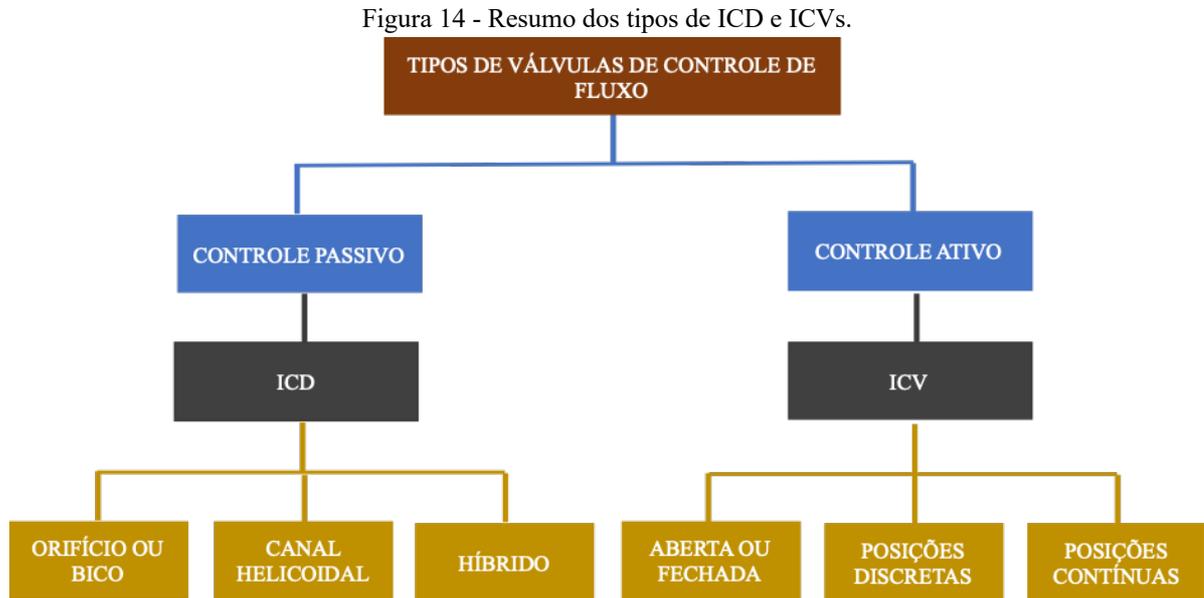


Fonte: (AL-KHELAIWI, 2013).

Atualmente, a tecnologia de controle hidráulico é relativamente madura e um sistema hidráulico pode controlar até 8 ICV (CHEN e XU, 2019). Os principais objetivos a serem considerados na hora de projetar e trabalhar com ICV são (DAS; AL-ENEZI, 2014; RAHMAN; ALLEN; BHAT, 2012; ZAREA; ZHU, 2011):

- Regular a produção ou injeção de cada zona.
- Manter um equilíbrio na pressão durante a operação para garantir a integridade dos componentes, do poço e da produção.
- Quantificar as características de fluxo no poço e gerenciar o seu perfil para alcançar uma eficiência de varrido mais uniforme e maximizar a produção.
- Atrasar a irrupção de água ou gás e eliminar o fluxo cruzado.
- Gerenciamento de incertezas relacionadas à produção e condições do reservatório. Permitindo melhora no desenvolvimento de estratégias de produção reativas e proativas.
- Prolongar a vida produtiva do poço e do reservatório.
- Monitorar as condições de produção em tempo real.

A Figura 14 resume os tipos de ICD e ICVs.



Fonte: A autora (2020).

### 2.1.3.3 Dispositivo de Controle de Fluxo Autônomo – AICD

Os AICDs são uma classe separada de equipamentos de controle de fluxo, podendo ser definido como um dispositivo ICD, porém autônomo, sendo ativado por alterações nas características do fluido quando uma nova fase (água ou gás) influi, sem requerer intervenção humana, conforme exigido pelos ICVs. Esta tecnologia surgiu com a necessidade de resolver o problema de influxo de água localizados nos campos de Grane e Brage no Mar do Norte e controlar o influxo de gás ocasionado pela capa de gás no campo Troll, provando ser uma solução eficaz nesses reservatórios (AL-KHELAIWI, 2013; KONOPCZYNSKI e DOWLATABAD, 2018). A seguir serão descritos, brevemente, alguns dos principais dispositivos autônomos.

- **Válvula de controle de fluxo autônomo (*Autonomous Inflow Control Valve - AICV*)**

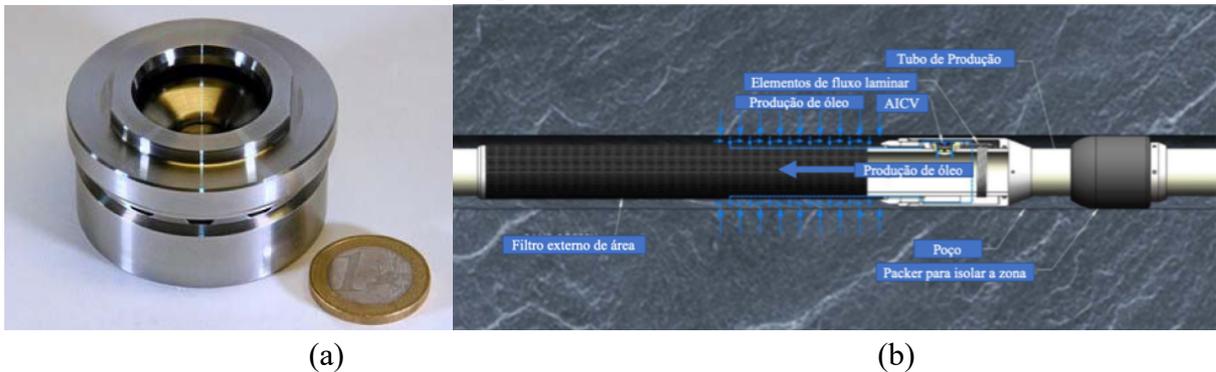
Como mostrado em Halliburton (2017), a AICV é um modelo de dispositivo de controle de fluxo que funciona de maneira autônoma, reversível, sem componentes eletrônicos ou conexão com a superfície. Seu funcionamento está baseado no uso de fluidos dinâmicos para diferenciar os fluidos indesejados. Esta tecnologia é capaz de lidar com o problema de irrupção e, também, de acrescentar um diferencial de pressão, aumentando as vazões de produção. O AICV funciona inicialmente como um ICD passivo, mas restringe a produção de água e gás no

momento da irrupção para minimizar drasticamente os cortes desses fluidos. Cada dispositivo instalado no poço funciona de forma independente.

O sistema AICV proposto difere do sistema de poço inteligente padrão (isto é, um poço que emprega sensores de pressão e temperatura juntamente com um ICV controlado por superfície através de várias linhas de controle). A completação proposta inclui um sistema de identificação e monitoramento de fase que consiste em sensores de resistividade à matriz de eletrodos (ERA). Os sensores ERA detectam e monitoram a frente da água que se aproxima. O emprego de apenas uma linha de controle por poço para transmitir a energia necessária a todos os AICVs e sistemas de monitoramento instalados aumenta o número de AICVs que podem ser instalados em um poço com várias ramificações. Sua integração com um sistema livre de linha de controle ao longo das laterais supera a limitação de que sistemas sem linha de controle requerem uma curta distância para o deslocamento do sinal e a transmissão de energia (AL-KHELAIWI, 2013). A Figura 15 mostra uma AICV e o esquema representativo de uma AICV montada em um filtro de areia.

Figura 15 - Válvula de controle de fluxo autônoma.

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



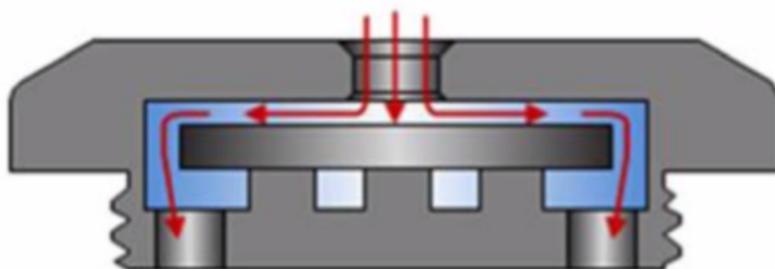
(a) Fonte: (AAKRE; HALVORSEN; WERSWICK, 2013) (b) Fonte: Adaptado de (ELVERHØY; AAKRE; MATHIESEN, 2018).

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. A funcionalidade do AICV é abrir para fluidos com alta viscosidade e fechar para fluidos com baixa viscosidade, baseado em um fluxo piloto. Quando a válvula é fechada, o fluxo piloto representa o fluxo total através do AICV.

- **AICD de produção controlada por vazão (*Rate Control Production - RCP*)**

O AICD-RCP bloqueia o fluxo de fluidos de baixa viscosidade e permite a produção do fluido mais viscoso. O caminho do fluxo do fluido é mostrado pelas setas na Figura 16. 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 (MATHIESEN et al., 2011).

Figura 16 - Válvula de produção controlada por vazão, AICD RCP.



Fonte: (GUILMAIN; FIPKE; KONOPCZYNSKI, 2019)

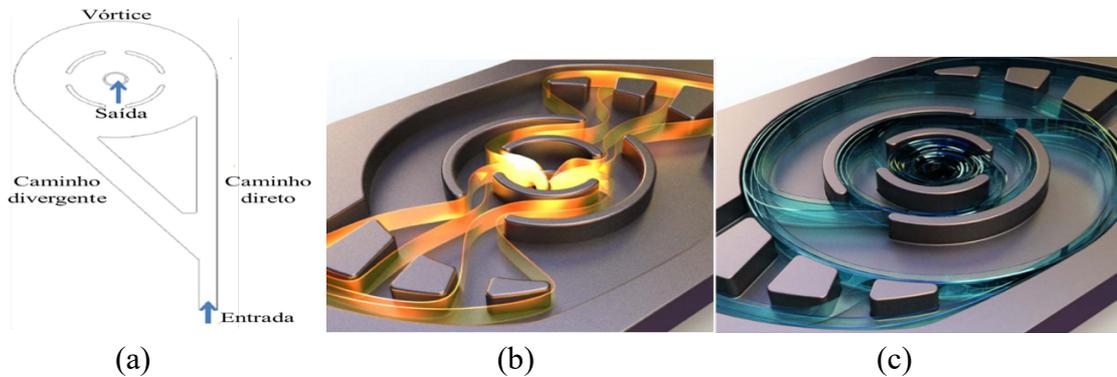
Segundo Al-khelaiwi (2013), a vazão do fluido de baixa viscosidade é restringido pelo dispositivo RCP, com auxílio de uma mola. Quando a força do fluido de baixa viscosidade atua sobre o disco, ele irá se mover para cima, reduzindo a passagem e o fluxo. O caso oposto acontecerá na presença de fluido de alta viscosidade fluindo através do disco.

- **AICD tipo díodo fluídico**

Esta emprega um sistema de dutos e canais para regular o fluxo de fluido, onde são incorporados três componentes dinâmicos individuais: um seletor de viscosidade, um guia de fluxo e um redutor de fluxo, com todos trabalhando simultaneamente para permitir ou restringir o fluxo de fluido (HALLIBURTON, 2017). 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 e sem linhas de controle, como mostrado na Figura 17. O resultado é um dispositivo de controle de fluxo automático que possui um projeto com maior confiabilidade, alta integridade mecânica e resistência à erosão, corrosão e obstrução (FRIPP; ZHAO; LEAST, 2013).

Figura 17 - Produção de diferentes fluidos através de um AICD tipo díodo fluídico.

(a) Modelo simplificado do funcionamento do AICD. (b) Caminho do fluxo de óleo. (c) Caminho do fluxo de água.



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

- **AICD tipo ciclônico**

O AICD ciclônico, mostrado na Figura 18, possui, conforme Gurses et al. (2019), duas portas de entrada idênticas e opostas, levando a uma câmara em forma de cone que converge para uma única porta de saída. Esse modelo de AICD não possui partes moveis (CHOCHUA et al., 2018).

Figura 18 - AICD tipo ciclônico.



Fonte: (a) Adaptado de (CHOCHUA et al., 2018). (b) Adaptado de (GURSES et al., 2019).

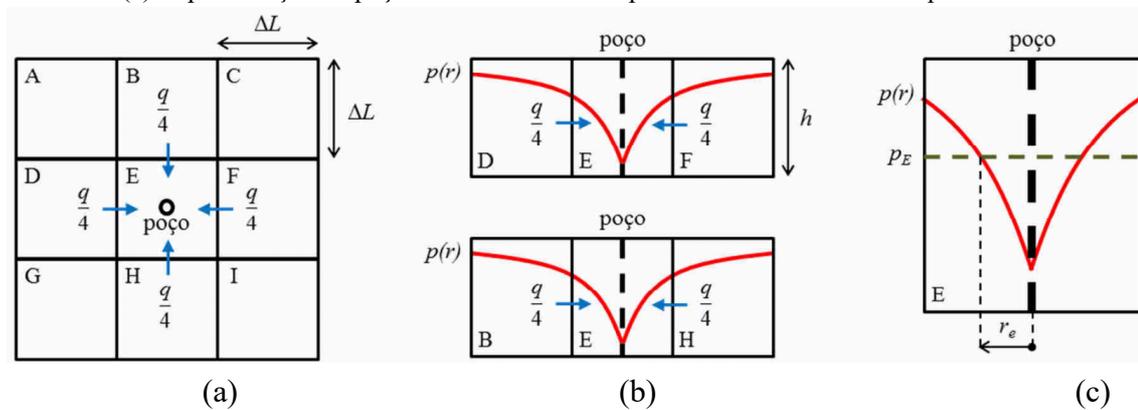
Neste tipo de AICD, fluidos mais viscosos giram mais rapidamente nas paredes do dispositivo e causam maior queda de pressão. Sendo o oposto para fluidos menos viscosos. A queda de pressão pode atingir valores abaixo da pressão ambiente, restringindo a vazão de saída. Quando ocorre a ruptura de gás ou água, o dispositivo começa a operar como um separador multifásico, redirecionando o fluido mais pesado de volta aos orifícios de entrada, que bloqueiam a mistura, aumentando assim a resistência ao fluxo nas entradas (CHOCHUA et al., 2018; GURSES et al., 2019).

## 2.2 ACOPLAMENTO POÇO – RESERVATÓRIO

Em um simulador de fluxo, um poço é representado pelo termo de vazão, o qual é computado pelo balanço de massa das células atravessadas por ele e que estejam abertas ao fluxo. As Figura 19 (a) e (b) exibe um esquema de blocos de tamanhos uniformes, com um meio homogêneo, isotrópico e sobre regime permanente, tendo em seu bloco central um produtor com vazão  $q$ . Sendo a Figura 19 (c) a representação mais detalhada desse poço, trazendo o raio equivalente que será explicado mais adiante.

Figura 19 - Acoplamento poço-reservatório em simuladores numéricos de fluxo.

- (a) Representação do poço numa malha quadrática. (b) Corte de cada bloco vizinho ao bloco que contém o poço. (c) Representação do poço cilíndrico com suas pressões atuantes e o raio equivalente.



Fonte: (WANDERLEY, 2014).

Como observado na Figura 19(a), em função da simetria dos blocos, as células vizinhas (B, D, F, H) contribuem com uma igual proporção de vazão, ou seja, cada célula contribui com um quarto da vazão produzida pelo poço na célula central e um mesmo diferencial de pressão. Aplicando a solução da equação da difusividade para fluxo linear em regime permanente, juntamente com os conceitos anteriores, chega-se a relação entre a vazão do poço e o gradiente de pressão das células vizinhas em relação a célula central (E), onde o poço está localizado, descrita na Eq. (2.1) (ROSA, 2006).

$$\frac{q}{4} = \frac{K \cdot A}{\mu} \cdot \frac{\Delta p}{\Delta L}; \quad A = \Delta L \cdot h \quad \rightarrow \quad \Delta p = \frac{q \cdot \mu}{4K \cdot h} \quad (2.1)$$

Onde  $\Delta p$  é o diferencial de pressão,  $q$  é a vazão do reservatório ao poço,  $K$  é a permeabilidade do meio;  $A$  é a área da seção transversal ao fluxo, calculada em função da dimensão horizontal da célula,  $\Delta L$  e da sua altura  $h$ , e  $\mu$  é a viscosidade do fluido.

Admitindo-se fluxo radial em torno do eixo do poço, a partir da solução da equação da difusividade para um sistema cilíndrico com fluxo permanente, conforme Eq. (2.2) a seguir, também é possível calcular as pressões nas células vizinhas. A Variação da pressão estática em função da distância medida a partir do poço,  $p(r)$ , é representada na Figura 19(b) (WANDERLEY, 2014).

$$p = p_{BHP} + \frac{q \cdot \mu}{2\pi \cdot K \cdot h} \cdot \ln\left(\frac{\Delta L}{r_w}\right) \quad (2.2)$$

onde  $p_{BHP}$  é a pressão no fundo do poço (*Bottom Hole Pressure – BHP*);  $p$  é a pressão na célula vizinha;  $\Delta L$  é a distância entre a origem (poço) e o centro das células vizinhas; e  $r_w$  é o raio do poço.

Manipulando as Eq. (2.1) e (2.2), chega-se a identidade da Eq. (2.3), oriunda do acoplamento entre o fluxo linear entre células e o fluxo radial no poço.

$$p_E = p_{BHP} + \frac{q \cdot \mu}{2\pi \cdot K \cdot h} \cdot \left[ -\frac{\pi}{2} + \ln\left(\frac{\Delta L}{r_w}\right) \right] \quad (2.3)$$

Desenvolvendo a equação anterior, chega-se a uma relação entre a pressão na célula do poço,  $p_E$ , e a pressão de fluxo no fundo do poço,  $p_{wf}$ .

$$p_E = p_{BHP} + \frac{q \cdot \mu}{2\pi \cdot K \cdot h} \cdot \ln\left(\frac{e^{-\frac{\pi}{2}} \cdot \Delta L}{r_w}\right) \quad (2.4)$$

O raio equivalente é estabelecido a partir da Eq. (2.5), a qual descreve uma circunferência equipotencial em torno do poço onde a pressão média da célula central intercepta o perfil de pressão obtido pela solução da equação da difusividade para um problema sistema cilíndrico, representado na Figura 19(c) (ERTEKINI, 2001).

$$r_e = e^{-\frac{\pi}{2}} \cdot \Delta L \quad (2.5)$$

Sendo este definido para outras geometrias de malha conforme a Eq. (2.6).

$$r_e = geofac \sqrt{\frac{\Delta x \cdot \Delta y}{\pi \cdot wfrac}} \quad (2.6)$$

onde  $geofac$  é o fator geométrico, que depende das dimensões do bloco de simulação e da posição do mesmo dentro da malha (PEACEMAN, 1978);  $\Delta x$  e  $\Delta y$  são as dimensões do bloco no plano horizontal;  $wfrac$  é a fração do poço (1 para o poço dentro do bloco; 0,5 para o poço

tangente a uma face do bloco e 0,25 para poço tangente a uma aresta do bloco). Reorganizando a Eq. (2.4) e considerando:

- Poço atravessando vários blocos de simulação;
- Fluxo multifásico;
- Fator de película, conhecido como *skin*;
- Vazão em condições de superfície.

Chega-se a fórmula de Índice de Produtividade (IP) do poço em cada bloco de simulação para cada tipo de fluido, conforme descrito na Eq. (2.7). O IP é o parâmetro utilizado pelos engenheiros para medir a capacidade produtiva de determinado poço.

$$IP_{b,f} = \frac{q_{bf}}{p_b - p_{BHP}} \rightarrow IP_{b,f} = ff_b \cdot 2\pi \frac{k_{rf} \cdot K \cdot h_b}{B_f \cdot \mu_f \cdot \left[ \ln \left( \frac{r_e}{r_w} \right) + s \right]} \quad (2.7)$$

onde  $IP_{b,f}$  é o índice de produtividade do bloco de simulação  $b$  relativo ao fluido  $f$  (óleo, água, gás);  $q_{bf}$  é a vazão do fluido  $f$  no bloco  $b$  em condições de superfície;  $p_b$  é a pressão estática no bloco  $b$ ;  $p_b$  é a o BHP;  $ff_b$  é um fator que multiplica o IP do bloco  $b$ ;  $k_{r,f}$  é a permeabilidade relativa ao fluido  $f$ ;  $h_b$  é a espessura do bloco  $b$ ;  $B_f$  é o fator volume de formação do fluido  $f$ ;  $\mu_f$  é a viscosidade do fluido  $f$ ; e  $s$  é o fator de película (*skin*), parâmetro único por poço (WANDERLEY, 2014).

### 3 ESTRATÉGIAS E MODELAGENS NO SIMULADOR

A avaliação da operação de válvulas de controle de fluxo presentes em poços inteligentes, por meio da simulação, envolve um elevado número de variáveis necessárias para representar as operações futuras, gerando um problema de complexa resolução. A complexidade do problema está diretamente associada ao número de válvulas e poços inteligentes existentes no campo, e uma falta de metodologia padronizada de como representá-las nos simuladores. Muitos trabalhos avaliaram diferentes métodos de representar, no simulador, as operações dessas válvulas, na tentativa de estabelecer uma metodologia coerente para a modelagem dessa tecnologia. Neste capítulo, iremos abordar a construção das técnicas de múltiplos poços, CLUMP e iSegWell aplicadas no desenvolvimento deste trabalho.

#### 3.1 POÇOS INTELIGENTES NO SIMULADOR – MODELAGEM

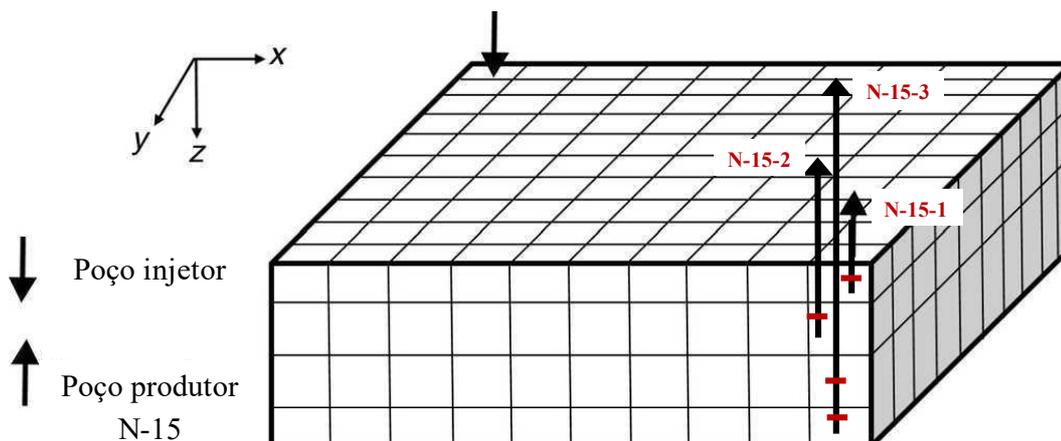
Existem muitas maneiras de representar esses poços nos simuladores. Nesta seção será descrita as três diferentes estratégias para representar e operar as válvulas no simulador IMEX, trabalhadas nesta dissertação.

##### 3.1.1 Múltiplos Poços (*Multiple Wells - MW*) – Técnica 1

Dentre as técnicas trabalhadas aqui, o uso de MW é a mais antiga. Sendo utilizada por muitos autores em trabalhos passados (BROWER et al., 2001; YETEN et al., 2002; EMERICK et al., 2007; CHEN e OLIVER, 2010; CHEN et al., 2010; TUEROS, 2019). A sua representação, no simulador IMEX, parte da ideia de alocar poços independentes com completção convencional nas mesmas coordenadas horizontais (x, y), variando apenas as coordenadas verticais (z, profundidade), para representar um poço segmentado.

Sendo assim, cada segmento de um poço inteligente é representado por um novo poço. Por exemplo, para representar um poço produtor N-15 nas coordenadas x e y com 4 camadas segmentadas da seguinte maneira: camada 1, camada 2 e camada 3 e 4. Seriam necessários a utilização de 3 poços produtores, como demonstrado na Figura 20.

Figura 20 - Representação dos poços inteligentes por múltiplos poços.



Fonte: A autora (2020).

Após definir os 3 poços, cria-se um grupo “N-15” incluindo todos os poços (N-15-1, N-15-2 e N-15-3), para representar somente um poço. Em seguida, uma restrição de plataforma é dada para o grupo, fazendo com que os poços declarados respeitem a produção máxima permitida para o poço N-15, simulando um poço segmentado. Por fim, para simular o comportamento do poço, gerado pelo uso das ICVs, escolhe-se um parâmetro de cada poço para controlar. Como feito por Emerick (2007), onde a vazão de cada poço foi utilizada como variável de controle para representar as ICVs.

Neste trabalho, para cada zona segmentada dos poços inteligentes, ou seja, para cada poço, escolheu-se o MIP destes como variável de controle para representar o comportamento das ICVs. Com o objetivo de trabalhar com variáveis de controle que representem a mesma coisa o MIP foi escolhido em virtude da segunda técnica.

### 3.1.2 Condensação de camadas (CLUMP) – Técnica 2

Este comando funciona como um artifício indireto para representar ICVs de fluxo contínuo de um poço segmentado e vem sendo utilizada em diversos trabalhos (FONSECA et al., 2015; CHEN, 2017; MORAIS, 2017; CHEN e XU, 2019).

Através do conceito de CLUMP, as camadas de um poço podem ser condensadas de acordo com a necessidade, para representar as zonas segmentadas de um poço inteligente. Para isto, após definir os poços no .DAT, emprega-se a palavra-chave *LAYERCLUMP*, permitindo ao usuário condensar as camadas desejadas em grupos, como exibido a seguir:

```
*LAYERCLUMP 'nome do grupo'
Nome do poço definido anteriormente coordenadas
```

Definido os grupos ou blocos de controle, aplica-se a palavra-chave *CLUMPSETTING*, que por definição existente no IMEX (2018), trata-se de um comando para atribuir uma configuração de controle ou um parâmetro de restrição de fluxo aos blocos nomeados. O parâmetro de restrição de fluxo é usado como um fator de multiplicação no ajuste do valor do índice do poço, o qual pode ser visto na Eq. (2.7), para todas as camadas pertencentes a um determinado bloco de controle. Sua representação no .DAT tem o seguinte formato:

```
*CLUMPSETTING
'nome do grupo' valor do parâmetro de restrição de fluxo
```

Cada novo grupo possuirá seu próprio multiplicador do IP do poço (variável de controle), o qual poderá variar entre 0 e 1. Se o parâmetro adotar um valor 0, todas as camadas pertencentes ao determinado bloco de controle serão efetivamente fechadas. Caso o *CLUMPSETTING* não seja definido para algum bloco de controle, não haverá alteração no índice do poço das camadas condensadas no bloco (IMEX, 2018). O exemplo abaixo retrata a maneira como o *CLUMP* é utilizado no .DAT:

**Exemplo 1** – Deseja-se declarar no .DAT um poço produtor inteligente com 10 camadas, o qual possuirá quatro zonas segmentadas da seguinte maneira: camada 1, 2 e 3; camada 4 e 5; camada 6, 7 e 8 e camada 9 e 10. Um ICV será alocado para cada zona.

```
***** APÓS DEFINIR O POÇO PRODUTOR E SUA GEOMETRIA *****
***** defini-se a perfuração do poço nas coordenadas x, y e z E
OS MIP de cada camada ****
*PERF *GEO 1 *Perfuração e Geometria
14 13 1 1.0
14 13 2 1.0
14 13 3 1.0
14 13 4 1.0
14 13 5 1.0
14 13 6 1.0
14 13 7 1.0
14 13 8 1.0
14 13 9 1.0
14 13 10 1.0
***** DEFINIDA AS PERFURAÇÕES - CLUMP *****
* LAYERCLUMP 'ICV 1' **Grupos criados para agrupar as camadas
'PROD' 14 13 1
'PROD' 14 13 2
'PROD' 14 13 3
* LAYERCLUMP 'ICV 2'
'PROD' 14 13 4
'PROD' 14 13 5
```

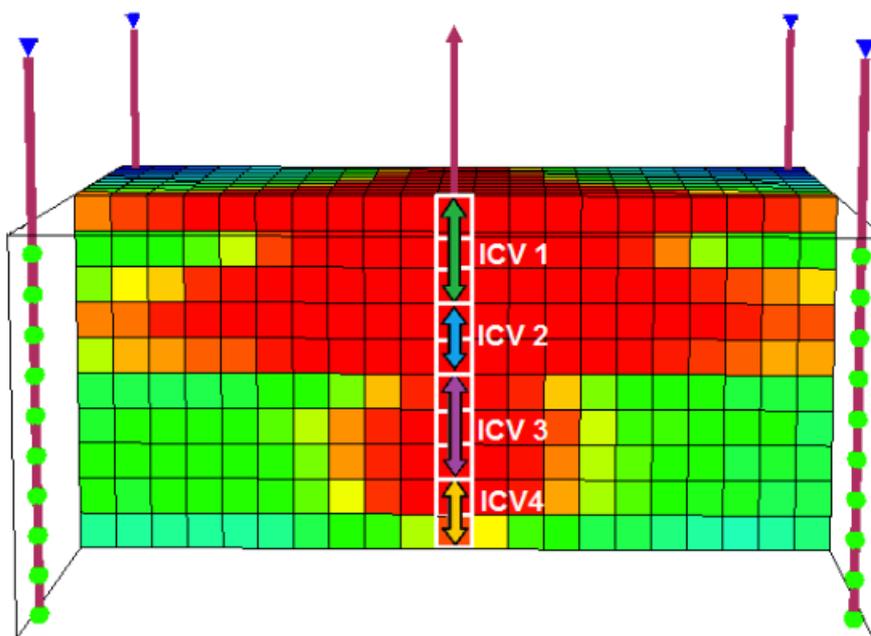
```

* LAYERCLUMP 'ICV 3'
'PROD' 14 13 6
'PROD' 14 13 7
'PROD' 14 13 8
* LAYERCLUMP 'ICV 4'
'PROD' 14 13 9
'PROD' 14 13 10
***** INICIALIZAÇÃO - PARÂMETRO PARA ALTERAÇÕES *****
*CLUMPSETTING **Comando utilizado para poder alterar os MIP
'ICV 1' 1.0
'ICV 2' 0.8
'ICV 3' 1.0
'ICV 4' 0.7
*TIME 1 **Inicialização da simulação
*TIME 30
*TIME 330
*CLUMPSETTING
'ICV 1' 0.5
'ICV 2' 0.0
'ICV 3' 1.0
'ICV 4' 0.9
*TIME 540
*STOP **Fim da simulação

```

Cada agrupamento representa uma zona segmentada para trabalhar em função de uma válvula de controle, representada pelo multiplicador do IP. A Figura 21 ilustra o exemplo 1.

Figura 21 - Representação de PI por agrupamento de camadas.



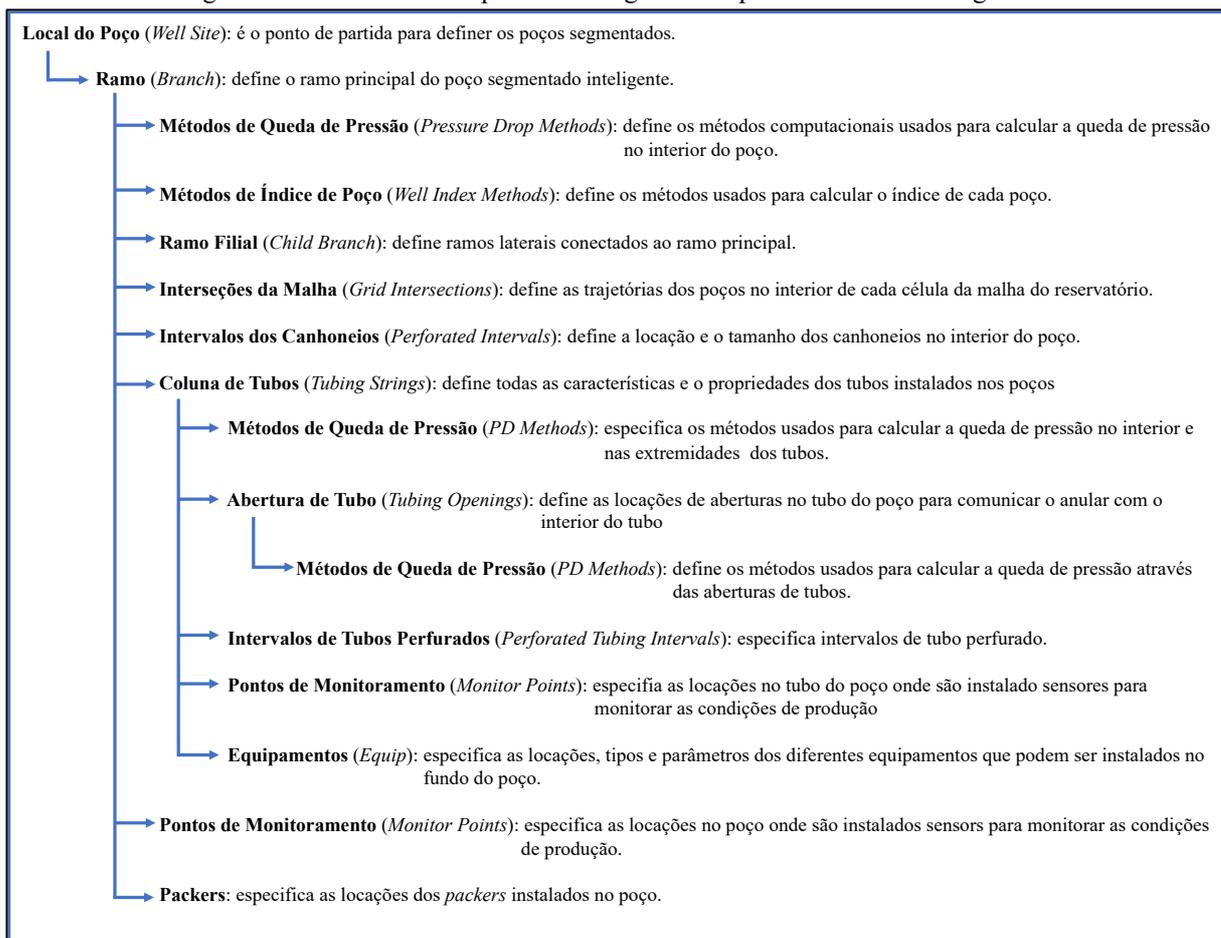
Fonte: Adaptado de (PINTO, 2013).

### 3.1.3 Poços segmentados inteligentes (*iSegWell*<sup>TM</sup>) – Técnica 3

*iSegWell* é um módulo do IMEX usado para representar com maior 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 seus equipamentos, até a superfície. A modelagem através do *iSegWell* está baseada na profundidade do poço e é independente da malha discretizada do reservatório. Permite segmentar os poços em zonas controladas independentemente (CMG, 2018).

Para facilitar o entendimento da estrutura usada para definir poços inteligentes, existe uma hierarquia nas categorias das palavra-chave disponíveis no módulo *iSegWell*. A Figura 22 apresenta a estrutura hierárquica das palavras-chaves e uma breve descrição de cada uma. A explicação mais detalhada dessa estrutura, com os comandos palavras-chave e exemplos são apresentadas em Granados (2018) e no manual do *iSegWell* em CMG (2018).

Figura 22 - Estrutura hierárquica das categorias das palavras-chave de *iSegWell*.



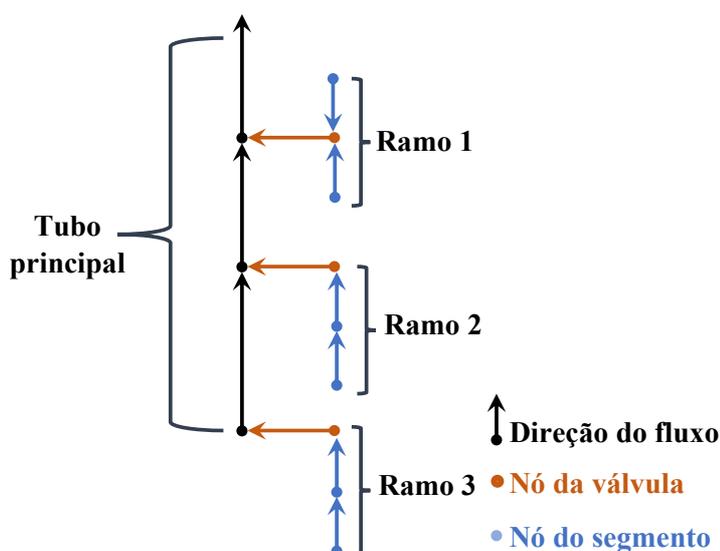
Fonte: Adaptado de (CMG, 2018).

Com base em CMG (2018), os poços segmentados não são inseridos diretamente no .DAT, em vez disso, é necessário construí-los, fornecendo ao arquivo dados de perfis do poço,

modelos de queda de pressão, trajetórias, ramos principais e laterais, tubos, canhoneios, equipamentos como bombas e de controle de fluxo, *packers*, dentre outros que sejam necessários e estejam disponível no módulo do iSegWell. Feito isto, a extremidade da superfície do conduto do poço segmentado construído é atribuída a um poço definido (sem declarar as suas perfurações no simulador), designando assim, o tipo de poço (injetor ou produtor).

Por exemplo, pode-se representar um único poço com múltiplos segmentos ou um poço multilateral com ramos horizontais. Neste tipo de representação, o poço é segmentado em ramos independentes, constituídos por segmentos. Cada ramo possui segmentos conectados em um segmento que contém a válvula. Estes ramos independentes são conectados ao tubo principal, como mostra a Figura 23. Desta forma, o fluxo vindo do reservatório entra pela válvula e em seguida no tubo de produção. Fechando-se uma válvula, elimina-se toda a produção proveniente daquele ramo, que pode estar associado a uma ou várias camadas da malha de simulação (PINTO, 2013).

Figura 23 - Ilustração do modelo de poços inteligentes por multissegmentos.



Fonte: Adaptado de (PINTO, 2013).

### 3.1.3.1 Modelagem da válvula de controle de fluxo

Após fornecer todas as informações das etapas na Figura 22, entra-se com os dados referentes ao tipo de equipamento de controle de fluxo que será utilizado. Neste trabalho, adotou-se a mesma metodologia empregada por Granados (2018), onde a palavra-chave *FCD-ORIF*, a qual corresponde a uma ICD do tipo orifício, foi escolhida para representar, devido a falta de comandos específicos, uma ICV com abertura contínua. A alteração na abertura da

válvula foi possível devido ao comando utilizado ter a capacidade de variar o tamanho do diâmetro de seu orifício. Esta palavra-chave é relacionada com um método de perda de carga, o qual é associado com uma abertura no tubo.

Ao utilizar a palavra-chave *\*FCD-ORIF*, é preciso definir, na mesma linha, os valores das seguintes entradas:

- *xnum*: número de dispositivos iguais operando em paralelo.
- *dinlet*: diâmetro interno do equipamento (m, ft ou cm).
- *dorif*: diâmetro do orifício (m, ft ou cm).
- *doutlet*: diâmetro externo do equipamento (m, ft ou cm).
- *temper*: temperatura de operação do equipamento (°C ou °F).
- *cpvrat*: proporção das capacidades de calor da mistura a pressão constante e a volume constante ( $C_p/C_v$ ).
- *xdcoef*: Coeficiente de descarga (adimensional).

Durante o processo de otimização, todos os parâmetros definidos pelo dispositivo permanecem constantes, com o valor inicial adotado, exceto pelo diâmetro do orifício (*dorif*), que representa a variável de controle do problema, podendo ser mantido ou modificado a cada ciclo de controle. Granados (2018), também variou, a cada ciclo de controle, o método de perda de carga associado a válvula já declarada em determinada posição do tubo. Esta mesma metodologia é a adotada neste trabalho. Segue abaixo um modelo de como este comando é utilizado no .DAT.

```

**** Método de queda de pressão e válvula
*TO-PDMETHOD 'FCD-meth1'
**** Cada valor corresponde a um parâmetro da FCD descrito
****anteriormente
*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' ** Associar o método de queda (TO-PD-METHOD)
** ** com a profundidade no tubo de produção
    *BEGIN
        9000.0 *FLOWPORT *OPEN 'FCD-meth1'
    *END

*TIME 1
*TIME 30
*TIME 365
**** 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 existente.
```

```
*TOPENS 'Tubo-TS'
```

```
*BEGIN
```

```
9000.0 *FLOWPORT *OPEN 'FCD-meth2'
```

```
*END
```

### 3.1.3.2 Modelo de perda de carga do dispositivo: FCD-ORIF

Para todo dispositivo de controle de fluxo, a vazão através de um orifício aumenta quando a diferença de pressão entre as extremidades, montante e jusante, do orifício aumenta. O que diferencia um dispositivo do outro é o diferencial de pressão necessário para alcançar a vazão máxima, ou seja, o diferencial de pressão crítico para se atingir uma vazão crítica. (CMG, 2018).

Se a pressão a montante ( $P_{up}$ ) permanece constante, então a vazão mássica é apenas uma função da pressão a 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 a jusante. A vazão de fluxo crítica ocorre quando  $P_R$  (razão entre pressão a jusante e pressão a montante) 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:

$$\frac{d(q_m)}{d(P_R)} = 0 \quad (3.1)$$

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

A equação para calcular a vazão mássica máxima (crítica) através de um dispositivo, que é função das condições de fluxo, da geometria do dispositivo, da pressão a montante, e a razão entre pressão a jusante e pressão a montante ( $P_R$ ). Sendo ela, para fluxo subcrítico, calculada da seguinte forma:

$$q_m = \left[ \frac{2 \cdot P_{up} \cdot \rho_{mix} \cdot \left( \lambda \cdot \left( 1 - P_R^{\frac{k-1}{k}} \right) + \alpha \cdot (1 - P_R) \right)}{\left( f_g \cdot P_R^{\frac{-1}{k}} + \alpha \right)^2 - \left( \frac{A_{orif}}{A_{up}} \right)^2 \cdot (f_g + \alpha)^2} \right]^{0.5} \quad (3.2)$$

onde  $P_{up}$  é a pressão montante,  $\rho_{mix}$  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. E os fatores  $\alpha$  e  $\lambda$  podem ser calculados, respectivamente, pelas Eq. (3.3) e (3.4)

$$\alpha = \rho_{mix} \cdot \left( \frac{f_o}{\rho_o} + \frac{f_w}{\rho_w} \right) \quad (3.3)$$

$$\lambda = f_g + \frac{(f_g \cdot c_{vg} + f_o \cdot c_{vo} + f_w \cdot c_{vw}) \cdot M}{Z \cdot R} \quad (3.4)$$

onde  $f_o$  e  $f_w$  são, respectivamente, a fração de massa de óleo e água,  $\rho_o$  e  $\rho_w$  são a densidade do óleo e da água, respectivamente,  $c_{vg}$ ,  $c_{vo}$  e  $c_{vw}$  são as capacidades de calor do gás, óleo e água a volume constante, respectivamente,  $M$  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:

$$Q^* = \frac{A_{orif} \cdot C_D \cdot q_m^*}{\rho_{mix}} \quad (3.5)$$

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 a montante e o fluxo mássico são tratados como valores conhecidos, e a pressão a jusante é a principal incógnita do problema (CMG, 2018). 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 a jusante; uma aproximação elíptica é utilizada para correlacionar a pressão e a vazão em condições atuais e críticas (BOONE; YOUNG; SUN, 2001):

$$P_R = P_R^* + (1 - P_R^*) \cdot \left[ 1 - \left( \frac{Q}{Q^*} \right)^2 \right]^{0.5} \quad (3.6)$$

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:

$$P_{down} = P_{up} \cdot \left[ 1 - (1 - P_R) \cdot \left[ 1 - \left( \frac{d_{orif}}{d_{down}} \right)^{1.851} \right] \right] \quad (3.7)$$

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

Isso representa a correlação entre as pressões nos pontos anteriores e posteriores do orifício do dispositivo e sua geometria em função da relação das pressões. Desta forma, são controlados os tamanhos dos orifícios de todos os dispositivos usados nos exemplos de CI.

### 3.2 MODOS DE OPERAÇÕES DAS VÁLVULAS NO SIMULADOR

Como já apresentado no Capítulo 2, a depender do modelo de válvula escolhida, a sua operação, quanto ao tamanho do seu diâmetro pode ocorrer de três formas: modo binário (abre-fecha); posicionamento discreto, em que a válvula pode apresentar um número fixo de posições, e variação contínua, onde a válvula pode assumir qualquer valor de abertura entre seus limites (diâmetro máximo e mínimo permitido). Neste trabalho, adotou-se o modelo de ICV com abertura contínua. Neste tipo de representação, também é possível que a válvula após fechada, a depender das condições de produção, seja reaberta.

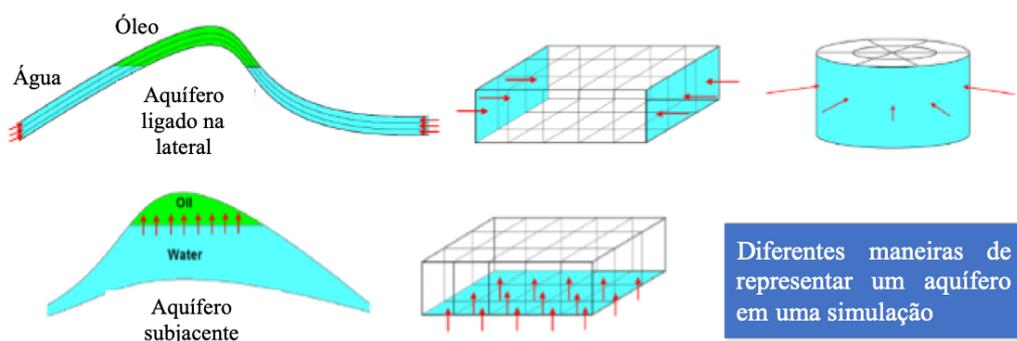
### 3.3 MODELAGEM DE AQUÍFERO NO SIMULADOR

Com o intuito de verificar como cada técnica aplicada atua em diferentes situações, utilizou-se aquífero para implementação dos casos simulados. Assim, será apresentado, de maneira resumida, o conceito de aquífero e como sua modelagem é feita no simulador.

#### 3.3.1 Aquífero

O aquífero é definido pela SCHLUMBERGER (2019) como um corpo de rochas cuja saturação, porosidade e permeabilidade do fluido permitem a produção de água subterrânea. Podendo ser adjacente ou subjacente ao reservatório (Figura 24).

Figura 24 - Representação dos aquífero de acordo com sua localização em um simulador.



Fonte: Adaptado de (LUNDE, 2017).

Para ROSA (2006), quando um reservatório de óleo ou gás apresenta um aquífero adjacente, a queda de pressão do reservatório, decorrente da produção dos fluidos, pode provocar a expansão da água do aquífero e o conseqüente influxo desta para o reservatório, sendo capaz de mover hidrocarbonetos para fora do reservatório até a superfície.

Em estudos de simulação de reservatório, os aquíferos podem ser representados como aquíferos numéricos e analíticos (IMEX, 2018). O primeiro é representado através de células ativas portadoras de água, fornecendo maior flexibilidade, visto que permitem modelar algumas heterogeneidades. Porém, a sua grande desvantagem está na elevação do custo computacional, devido ao aumento no número de blocos na simulação. Os métodos analíticos podem fornecer os mesmos resultados que os apresentados pelo aquífero numérico, sem precisar adicionar blocos na malha.

Com um modelo de aquífero analítico, as vazões de influxo são computadas analiticamente como soluções para a equação de densidade, e adicionadas ao balanço de massa de algumas células de malha pré-definidas, o que requer algumas simplificações com relação à geometria do fluxo e propriedades petrofísicas, resultando em equações que retratam bem aquíferos homogêneos, mas não os aquíferos heterogêneos. No entanto, eles podem fornecer corretamente uma previsão precisa do total de água no fluxo e no suporte de pressão, que, na maioria das vezes, são as únicas preocupações do engenheiro do reservatório.

Existem dois métodos analíticos bem conhecidos, amplamente utilizados nos simuladores comerciais. O primeiro método é conhecido como o método Carter-Tracy, que é uma versão modificada do método original de Van-Everdingen e Hurst. O segundo e mais recente é o método de Fetkovich. O primeiro método é uma solução matemática rigorosa baseada na solução da equação de fluxo radial, enquanto o segundo é uma equação de balanço de material simples (IMEX, 2018).

Para o IMEX, a aplicação do método de Fetkovich é mais simples, já que são necessários poucos parâmetros para definir o aquífero (espessura, porosidade, permeabilidade, ângulo de contato e raio externo). Já para o método de Carter-Tracy, além dos parâmetros mencionados, também é necessário fornecer ao IMEX a tabela de queda de pressão adimensional,  $pd$ , versus tempo adimensional,  $td$ , utilizada no cálculo do influxo (IMEX, 2019). Sendo assim, este trabalho empregou o uso de aquíferos analíticos, com o método Fetkovich, para auxiliar na verificação da eficiência das técnicas comparadas.

### 3.3.2 Representação do aquífero no simulador

Ao escrever o ‘DAT’, as definições necessárias para modelar um aquífero são feitas na seção de descrição do reservatório. Primeiramente utiliza-se da palavra-chave *\*AQUIFER*, depois pode-se definir o limite do aquífero na malha e/ou o local e direção do aquífero e, por último, define-se qual modelo será utilizado e as características deste aquífero. A Tabela 1 resume os comandos para modelar aquíferos no simulador utilizado.

Tabela 1 - Resumo dos comandos para aquíferos disponível no simulador utilizado.

Função	Palavra-chave	Função	Palavra-chave	Significado
Iniciar	<i>*AQUIFER</i>	Especifica o tipo de contorno (opcional)	<i>*RES_EDGE</i>	Conecta o aquífero à borda do reservatório
			<i>*GRID_EDGE</i>	Conecta o aquífero à borda da malha
			<i>*BOTTOM</i>	Aquífero subjacente
		Especifica a localização do aquífero	<i>*RESBND</i>	<i>RES_EDGE</i> e <i>BOUNDARY</i>
			<i>*BOUNDARY</i>	Aquífero no contorno
			<i>*REGION</i>	Aquífero em uma lista arbitrária de blocos.
Método analítico	<i>*AQMETHOD</i>	Defini o método	<i>*CARTER – TRACY</i>	-
			<i>*FETKOVITCH</i>	-
			<i>*OLD</i>	-
Propriedades do aquífero	<i>*AQPROP</i>	Usado com <b>Carter – Tracy e Fetkovich</b>	<i>AQPINIT</i>	Pressão inicial e profundidade de referência (opcional)
			<i>AQVISC</i>	Viscosidade da água
Propriedade do aquífero	<i>*AQPROP – FET</i>	Usado com <b>Fetkovich</b>	-	Espessura, porosidade, permeabilidade, raio efetivo do reservatório, ângulo de influência, razão raio externo do aquífero e raio efetivo do reservatório
Permitir fluxo para o aquífero	<i>*AQLEAK</i>	-	<i>*ON</i>	Permite vazão
			<i>*OFF</i>	Não permite
			<i>*OLD</i>	Versões antigas

Fonte: A autora (2020).

## 4 O PROBLEMA DE OTIMIZAÇÃO

A otimização objetiva definir um conjunto de parâmetros que levam a melhoria da solução, respeitando um conjunto de restrições. Para formular o problema a ser otimizado, faz-se necessário o conhecimento de alguns conceitos e terminologias que serão apresentados neste capítulo. Após definir estes conceitos, será definido o problema de otimização deste trabalho e as estratégias que serão utilizadas para encontrar a melhor solução.

### 4.1 FORMULAÇÃO GERAL DE UM PROBLEMA DE OTIMIZAÇÃO

A forma geral do problema de otimização é descrita matematicamente pela seguinte expressão:

$$\begin{aligned}
 & \text{Minimizar } f(\mathbf{x}) \\
 & \mathbf{x} \in \mathbb{R}^n \\
 \text{Sujeito a: } & h_i(\mathbf{x}) = 0, \quad i = 1, 2, \dots, m \\
 & g_j(\mathbf{x}) \leq 0, \quad j = 1, 2, \dots, n \\
 & \mathbf{x}_{t,\min} \leq x_t \leq \mathbf{x}_{t,\max}, \quad t = 1, 2, \dots, n
 \end{aligned} \tag{4.1}$$

onde  $f(\mathbf{x})$  é a função objetivo,  $h_i(\mathbf{x})$  são as  $m$  funções de restrição de igualdade,  $g_j(\mathbf{x})$  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  $x_t$ , e o vetor  $\mathbf{x}$  representa o conjunto das variáveis de projeto, cujos valores deseja-se especificar através do processo de otimização.

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. (4.1). Maximizar  $f(\mathbf{x})$  é equivalente a minimizar  $-f(\mathbf{x})$ , uma restrição de desigualdade do tipo  $g_j(\mathbf{x}) \geq 0$  é equivalente a  $-g_j(\mathbf{x}) \leq 0$ , e uma restrição de igualdade do tipo  $h_i(\mathbf{x}) = 0$  pode ser considerada como duas de desigualdade do tipo  $g_j(\mathbf{x}) \leq 0$  e  $g_j(\mathbf{x}) \geq 0$  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).

Segundo CARMO (2010), o termo restrição se refere ao conjunto de condições que existem para se chegar a uma solução admissível, sendo classificadas, como mostrado na Eq. (4.1) e em Silva (2010), em três tipos: igualdade, desigualdade e laterias.

Outro ponto importante é a normalização das restrições e da função objetivo. É muito comum termos restrições cujas ordens de grandeza dos valores são diferentes. A presença de valores tão distantes num algoritmo de otimização pode gerar problemas de estabilidade numérica prejudicando o resultado final da otimização. Assim, devemos normalizar as restrições e função objetivo como mostrado abaixo (PINTO, 2014):

$$g(\mathbf{x}) \leq g_{max} \rightarrow \frac{g(\mathbf{x})}{g_{max}} \leq 1 \quad (4.2)$$

onde  $g(\mathbf{x})$  representa a função de desigualdade e  $g_{max}$  o seu limite máximo.

As seguintes nomenclaturas para um problema de otimização com restrições são utilizadas:

- Região Viável: Conjunto de pontos que satisfaçam, simultaneamente, a todas as restrições (tanto de desigualdade quanto de igualdade).
- Região Inviável: Conjunto dos pontos que violam pelo menos uma das restrições do problema.
- Ponto Viável: Ponto pertencente à região viável.
- Ponto Inviável: Ponto pertencente à região inviável.
- Restrição Violada: Cada uma das componentes do vetor  $g(\mathbf{x})$  que apresentar valor positivo, ou cada uma das componentes do vetor  $h(\mathbf{x})$  que apresentar valor não-nulo será chamada de restrição violada no ponto  $x$ .

#### 4.2 DEFINIÇÃO DO PROBLEMA DE INJEÇÃO DE ÁGUA

A eficiência quanto ao tamanho das aberturas dos orifícios das válvulas de controle de fluxo ao longo dos anos da simulação é avaliada de acordo com o resultado obtido pela função objetivo a ser maximizada. Sendo ela, nesse caso, o VPL do reservatório, a qual segundo Horowitz et al, (2013), representa uma função financeira com a finalidade de determinar o valor presente de pagamento futuros, levando em consideração os valores adotados para o preço atual da unidade de óleo, o custo de tratamento da unidade de água produzida, o custo por unidade de água injetada, além de uma taxa de desconto aplicada ao capital, entre outros parâmetros.

Com base nas estratégias apresentadas no Capítulo 3, as variáveis do projeto são os diâmetros dos orifícios de cada FCD instalado no poço produtor para a técnica 3, e os multiplicadores do índice de produtividade para as demais técnicas. O problema de otimização

em questão conta apenas com restrições de limite, as quais representam os valores máximos e mínimos das variáveis de projeto e é formulado da seguinte maneira:

$$\text{Maximizar: } VPL(\mathbf{x}_{z,c}) = \sum_{t=1}^T \left[ \frac{1}{(1+d)^t} \cdot F_t(q_t(\mathbf{x}_{z,c})) \right] \quad (4.3)$$

$$\text{Sujeito a: } x_{c,min} \leq \mathbf{x}_{z,c} \leq x_{c,max} \quad c = 1, \dots, C_t$$

onde  $d$  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  $t$ ,  $\mathbf{x}_{z,c}$  é o vetor das variáveis de projeto da zona  $z$  no ciclo de controle  $c$ , variando em  $C_t$  números de ciclos de controle no tempo  $T$ ,  $x_{c,min}$  e  $x_{c,max}$  são os valores limites mínimo e máximo, respectivamente, para as variáveis de projeto.

com

$$F_t(q_t(\mathbf{x}_{z,c})) = \sum_{p=1}^{nP} (r_o q_{p,t}^o(\mathbf{x}_{z,c}) - c_w q_{p,t}^w(\mathbf{x}_{z,c})) - \sum_{I=1}^{nI} (c_{wi} q_{I,t}^w) \quad (4.4)$$

onde  $nP$  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  $t$ .

Além das Eq.(4.3) e (4.4), para a técnica 3, é necessário normalizar as variáveis de projeto, para isto, utiliza-se a seguinte equação:

$$\mathbf{x}_{z,c} = \frac{DD_{z,c}}{MDD} \quad (4.5)$$

onde  $DD_{z,c}$  é o valor do diâmetro do dispositivo da zona  $z$  no ciclo de controle  $c$ ,  $MDD$  é o valor máximo permitido para o diâmetro de cada dispositivo (valor fixo inicial que depende do modelo e da configuração do dispositivo). Para as demais técnicas, a normalização não se faz necessário, pois os valores máximos e mínimos das variáveis já são dados no intervalo aceitável pelo próprio simulador.

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

### 4.2.1 Programação Matemática

A programação matemática 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,  $f(\mathbf{x})$ , a expansão de Taylor, até 2ª ordem, em termos de  $\Delta\mathbf{x} = \mathbf{x} - \mathbf{x}_k$ , em um ponto definido  $\mathbf{x}_k$ , pode ser apresentada como:

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

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

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

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

onde  $\lambda$  é o vetor com os multiplicadores de Lagrange associadas às restrições  $h_i$  e  $g_j$ , no ponto  $\mathbf{x}$ . Pode ser mostrado que a condição de mínimo local desta função, na solução  $\mathbf{x}^*$ , 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,  $\mathbf{x}_0$ , fornecido como dado de entrada. O ponto é então atualizado modificando o vetor das variáveis de projeto  $\mathbf{x}$  através da equação:

$$\mathbf{x}_t = \mathbf{x}_{t+1} + \alpha \mathbf{r}_t \quad (4.17)$$

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

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.

#### 4.2.1.1 Programação quadrática sequencial – SQP

O SQP é um dos principais e mais robustos métodos para a solução numérica de problemas de otimização com restrições lineares 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  $\mathbf{x}^{(k)}$ , 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  $\mathbf{x}^{(k+1)}$ . 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 quadrática da série 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,  $\mathbf{x}^{(0)}$ .

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).

#### 4.2.2 Modelo substituto

O processo de otimização, muitas vezes, torna-se inviável, devido ao elevado custo computacional exigido e um longo tempo de simulação necessário por causa da complexidade do problema, grande quantidade de variáveis que envolve a função objetivo e, principalmente da grande quantidade de simulações numéricas, as quais requerem sucessivas avaliações das funções e derivadas, até um ponto ótimo ser alcançado. Uma forma de contornar estes inconvenientes é a aplicação de estratégias de otimização baseadas em Modelos Substitutos, que, faz uso de modelos aproximados para representar as funções de alta fidelidade e alto custo.

Várias técnicas podem ser utilizadas para a construção de modelos substitutos. Com base em Pietrobon (2002), os modelos podem ser divididos em:

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

Neste trabalho será utilizado um modelo da categoria funcional que utiliza as funções de base radial. Os modelos ainda podem ser classificados de acordo com o intervalo de aplicabilidade no espaço do projeto, que segundo Barthelemy e Haftka (1993) podem ser:

- **Aproximações locais:** 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. Sendo mais apropriado quando se faz o uso do processo iterativo. Esta estratégia de otimização é comumente referida na literatura como Sequential Approximation Optimization (SAO), sendo aqui traduzida como Otimização Sequencial Aproximada (CARMO, 2010).
- **Aproximações globais:** ocorre quando é necessário obter uma ideia geral da função investigada em todo o espaço de projeto.
- **Aproximações de médio alcance:** tenta dar um aspecto global para as aproximações do tipo local, ou seja, é a combinação entre os dois tipos descritos acima.

Neste trabalho empregou-se as técnicas de construção de metamodelos por ajuste de pontos, o qual 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).

#### 4.2.3 Plano de amostragem

O primeiro passo para a construção de um modelo substituto baseado no ajuste de dados é a geração de uma amostra de pontos. Estes são locais no espaço de projeto em que os valores da resposta dos modelos de alta fidelidade serão calculados para construir o modelo aproximado. A seleção da amostra é uma etapa muito importante, uma vez que para casos onde a avaliação da função envolve um alto custo computacional deve-se procurar um plano de amostragem eficaz, o que significa o número mínimo de pontos que garantirão um modelo substituto com boa precisão (PINTO, 2014). As técnicas de Projeto de Experimentos (DOE – *Design of Experiments*) baseiam-se neste conceito e entre as várias técnicas de plano de

amostragem disponíveis na literatura tem-se: Monte Carlo, Quase Monte Carlo (QMC), Hipercubo Latino (*Latin Hypercube Sampling - LHS*) (Keane e Nair, 2005), vetor ortogonal (OA) (Forrester, et al., 2008)

Neste trabalho, empregou-se a técnica de LHS, a qual, segundo Romero et al. (2006) geralmente executa uma melhor distribuição uniforme de pontos, 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.

#### 4.2.4 Técnicas utilizadas para construção de modelos substitutos

Após escolha das variáveis de projeto, definição da estratégia para obtenção dos pontos amostrais, segue-se para a escolha da técnica de interpolação de dados para montagem do modelo substituto, sendo, com base em Pinto (2014), a função de base radial a escolhida para este trabalho.

##### 4.2.4.1 Funções de Base Radial (*Radial Based Function – RBF*)

O método das RBF é um meio de aproximar funções multivariáveis em termos de funções mais básicas, de propriedades conhecidas e de mais fácil análise (FORRESTER et al., 2008). Sendo uma ferramenta eficiente para resolver problemas de interpolação de dados de múltiplas variáveis.

O problema de interpolação de dados é feito pela aproximação de uma função real  $f(\mathbf{x})$  por uma função substituta  $\hat{y}(\mathbf{x})$ , através de  $m$  diferentes dados  $Y = (y_1, \dots, y_m)$  avaliados em pontos distintos  $S = (x_1, \dots, x_n) \in \mathbb{R}^n$ , onde  $m$  e  $n$  são quaisquer inteiros positivos responsáveis por dimensionar o problema (PINTO, 2014).

Definindo um conjunto de funções, usualmente não-lineares,  $\phi(\cdot)$ , associadas as distâncias euclidianas, em relação ao ponto de análise, dadas por  $r = \|(x - x_i)\|$ . Pode-se apresentar o valor aproximado como um soma ponderada destas funções, assim como mostrado na Na Eq. (4.6), (GUTMANN, 2001)):

$$\hat{y}(\mathbf{x}) = p(\mathbf{x}) + \sum_{i=1}^m \lambda_i \phi(\|x - x_i\|), \quad \mathbf{x} \in \mathbb{R}^n \quad (4.6)$$

onde  $\hat{y}(\mathbf{x})$  é o valor aproximado no ponto  $\mathbf{x}$ ,  $p$  é um polinômio de grau máximo  $g$ , pertencente ao espaço  $\Pi^g$ , tipicamente linear ou quadrático e  $\lambda$  são os coeficientes de ponderação da RBF.

Uma RBF pode ser definida como uma soma ponderada de translações de uma função básica radialmente simétrica  $\phi$  aumentada por um termo polinomial de baixo grau,  $p$ . O termo polinomial é representado por  $p(x) = \sum_{i=1}^{\hat{g}} c_i \pi_i(x)$  para  $\hat{g} = \dim \Pi_g^n$  e  $\{\pi_1(x), \dots, \pi_{\hat{g}}(x)\}$  uma base para  $\Pi_g^n$  (WILD et al., 2008).

A função básica  $\phi$ , nesse contexto, é uma função de um número  $r$  real positivo, onde  $r = \|\mathbf{x} - \mathbf{x}_i\|$ . Entre as possíveis escolhas de  $\phi$  são consideradas com  $r \geq 0$ :

$\phi(r) = r$	Linear	
$\phi(r) = r^3$	Cúbica	
$\phi(r) = r^2 \log r$	Thin Plate Spline (TPS)	
$\phi(r) = r^2 e^{-r^2/\sigma^2}$	Gaussiana	(4.7)
$\phi(r) = r^2 (r^2 + \sigma^2)^{1/2}$	Multi – quadrática	
$\phi(r) = r^2 (r^2 + \sigma^2)^{-1/2}$	Multi – quadrática inversa	

A matriz  $\Phi \in \mathbb{R}^{m \times m}$ , definida por

$$(\Phi)_{ij} := \phi(\|\mathbf{x} - \mathbf{x}_i\|); \quad i, j = 1, \dots, m \quad (4.8)$$

deve ser singular

O interpolador da RBF,  $\hat{y}(\mathbf{x})$ , é definido pelos coeficientes,  $c_i$ , do polinômio  $p$ , e pelos coeficientes de ponderação,  $\lambda$ . Considerando os valores da interpolação  $y_1, \dots, y_m$ , o objetivo é encontrar os coeficientes de ponderação,  $\lambda_i$ , tais que a RBF satisfaça (PINTO, 2014):

$$\hat{y}(\mathbf{x}_i) = y_i, \quad i = 1, \dots, m \quad (4.9)$$

Visto que essa equação dá um sistema subdeterminado, ou seja, há mais parâmetros do que os dados, as condições de ortogonalidade ou condições laterais, dadas pela Eq. (4.10), são adicionalmente impostas aos coeficientes  $\lambda = (\lambda_1, \dots, \lambda_m)^T$ .

$$\sum_{i=1}^m \lambda_i \pi_j(\mathbf{x}_i) = 0, \quad j = 1, \dots, \hat{g} \quad (4.10)$$

Seja  $\{\pi_1(\mathbf{x}), \dots, \pi_{\hat{g}}(\mathbf{x})\}$  a base para polinômios de grau no máximo  $\hat{g}$  e seja  $\mathbf{c} = (c_1, \dots, c_{\hat{g}})$  os coeficientes que dão  $p$  em termos dessas bases. Então, as Eq. (4.9) e (4.10) podem ser escritas em forma de matriz, como (WILD et al., 2008):

$$\begin{pmatrix} A & P \\ P^T & 0 \end{pmatrix} \begin{pmatrix} \lambda \\ C \end{pmatrix} = \begin{pmatrix} F \\ 0 \end{pmatrix} \quad (4.11)$$

onde

$$A_{i,j} = \phi(|x_i - x_j|), i, j = 1, \dots, m, \quad (4.12)$$

$$P_{i,j} = \pi_i(\mathbf{x}_i), i = 1, \dots, m, \quad j = 1, \dots, \hat{g}. \quad (4.13)$$

Resolvendo o sistema linear Na Eq. (4.11) são determinados  $\mathbf{c}$  e  $\lambda$ , conseqüentemente  $\hat{y}(\mathbf{x})$  é determinado, sendo representado no sistema da matriz por  $F$ .

Neste trabalho, foi empregado um polinômio de ordem 1 (linear),  $\hat{g} = n + 1$ :

$$\pi_1(\mathbf{x}) = 1; \pi_2(\mathbf{x}) = x_1; \dots; \pi_{n+1}(\mathbf{x}) = x_n \quad (4.14)$$

Isto quer dizer que para um polinômio linear,  $P$  pode ser escrito da seguinte forma:

$$P = \begin{bmatrix} x_1^T & 1 \\ x_2^T & 1 \\ \vdots & \vdots \\ x_n^T & 1 \end{bmatrix} \quad (4.15)$$

Após a criação do modelo substituto do problema, é necessário definir como será feito o processo de otimização da função objetivo. O tipo de algoritmo a ser utilizado depende das características do problema (OLIVEIRA, 2013). Neste trabalho, com base em HOROWITZ (2013) e GRANADOS (2018), adotou-se a estratégia de otimização sequencial aproximada (*Sequential Strategy Approximation* – SAO), a qual é usada para resolver problemas como uma sequência de problemas locais, empregando uma estrutura baseada em região de confiança para atualizar a variável de projeto para cada otimização local. O SQP é o algoritmo escolhido para trabalhar com os problemas locais gerados com o SAO.

#### 4.2.5 Otimização Sequencial Aproximada – 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; BASTOS; MENDONÇA, 2013). Na otimização por aproximação sequencial, o algoritmo de otimização vai operar sobre um modelo substituto, de baixo custo computacional, ao invés de se fazer uso das respostas obtidas da simulação real, necessárias em diversas chamadas no processo de otimização. A construção deste modelo substituto implica em uma menor quantidade de chamada do simulador.

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. Essas sub-regiões nas quais é aplicado o modelo substituto são chamadas regiões de confiança, que é uma estratégia utilizada para controlar o processo de otimização a manter a exatidão aceitável entre o modelo substituto e o real, onde as variáveis do projeto são atualizadas em cada subproblema. Matematicamente, podemos definir cada subproblema a ser resolvido pelo SAO como (GRANADOS, 2018):

$$\begin{aligned}
 & \text{Minimizar } \hat{f}_k(\mathbf{x}) \\
 & \text{Sujeito a: } \hat{h}_{i,k}(\mathbf{x}) = 0, \quad i = 1, 2, \dots, m \\
 & \quad \hat{g}_{j,k}(\mathbf{x}) \leq 0, \quad j = 1, 2, \dots, n \\
 & \quad \mathbf{x}_{min} \leq \mathbf{x}_{min}^k \leq \mathbf{x} \leq \mathbf{x}_{max}^k \leq \mathbf{x}_{max} \\
 & \quad \mathbf{x}_{min}^k = \mathbf{x}_c^k - \frac{\Delta_k}{2} \\
 & \quad \mathbf{x}_{max}^k = \mathbf{x}_c^k + \frac{\Delta_k}{2}
 \end{aligned} \tag{4.16}$$

onde  $\hat{f}_k(\mathbf{x})$ ,  $\hat{h}_{i,k}(\mathbf{x})$  e  $\hat{g}_{j,k}(\mathbf{x})$  são respectivamente as funções substitutas da função objetivo, de restrição de igualdade e restrição de desigualdade, respectivamente, para a iteração  $k$ ,  $\mathbf{x}_c^k$  é o ponto central da região de confiança na iteração  $k$ ,  $\Delta_k$  é o tamanho da região de confiança na iteração atual,  $\mathbf{x}_{min}$  e  $\mathbf{x}_{max}$  são os limites mínimo e máximo, respectivamente, das variáveis de projeto e  $\mathbf{x}_{min}^k$  e  $\mathbf{x}_{max}^k$  são os limites inferiores e superiores da região de confiança.

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 da função 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 objetiva 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 utilizando o SQP.
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.

As amostras são obtidas usando a técnica DOE escolhida. Utilizando modelos substitutos, a cada iteração do SÃO, a função objetiva e restrições mudam. Os critérios de convergência são baseados no número de iterações consecutivas com melhora na função objetivo de alta fidelidade menos a tolerância de convergência. E por fim, tem-se um limite no número total de iterações e no tamanho mínimo da região de confiança (HOROWITZ et al., 2013).

- **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

$$\rho_k = \min (\rho_k^f, \rho_k^g) \quad (4.17)$$

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

$$\rho_k^f = \frac{f(\mathbf{x}_{c,k}) - f(\mathbf{x}_k^*)}{f(\mathbf{x}_{c,k}) - \hat{f}_k(\mathbf{x}_k^*)} \quad (4.18)$$

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

$$\rho_k^g = \frac{g(\mathbf{x}_{c,k}) - g(\mathbf{x}_k^*)}{g(\mathbf{x}_{c,k}) - \hat{g}_k(\mathbf{x}_k^*)} \quad (4.19)$$

Onde as equações (4.18) e (4.19),  $f(\mathbf{x}_{c,k})$  e  $g(\mathbf{x}_{c,k})$  são os valores das funções objetivo e da restrição no modelo real, no ponto central da região de confiança, e  $f(\mathbf{x}_k^*)$ ,  $g(\mathbf{x}_k^*)$ ,  $\hat{f}_k(\mathbf{x}_k^*)$ , e  $\hat{g}_k(\mathbf{x}_k^*)$  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  $\rho_k^f$  também auxilia na definição do tamanho,  $\Delta_{k+1}$ , e o novo ponto central,  $\mathbf{x}_{c,k+1}$ . O  $\Delta_{k+1}$ , da sub-região da próxima iteração do SAO, é definido de acordo com os critérios na seguinte tabela:

Tabela 2 - Termo de aceitação no esquema da região de confiança.

$\rho_k$	Precisão de $\hat{f}(\mathbf{x})$	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
$0,25 \leq \rho_k \leq 0,75$ e $\rho_k \geq 1,25$	Moderada	Aceitar	Manter
$0,75 \leq \rho_k \leq 1,25$	Precisa	Aceitar	Aumentar

Fonte: (OLIVEIRA, 2013).

O  $\mathbf{x}_{c,k+1}$  é definido de acordo com os seguintes critérios:

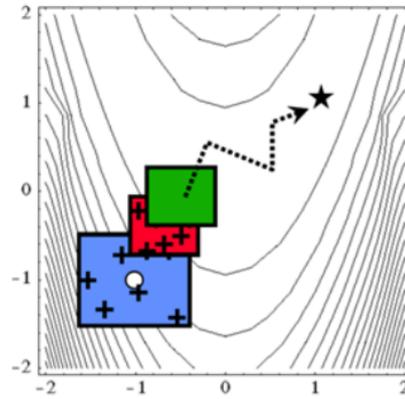
$$\mathbf{x}_{c,k+1} = \mathbf{x}_k^* \quad \text{se } \rho \geq 0 \quad (4.20)$$

$$\mathbf{x}_{c,k+1} = \mathbf{x}_{c,k} \quad \text{se } \rho < 0 \quad (4.21)$$

A Figura 25 ilustra o esquema da estratégia SAO. Os quadrados denotam a região de confiança de cada subproblema resolvido durante a iteração SAO. Os pontos dentro de cada região são caracterizados pelas amostras de dados obtidas para geração do modelo substituto,

no qual o algoritmo de otimização vai operar, ao invés do problema original e o círculo representa o ponto central da região de confiança.

Figura 25 - Evolução do esquema SAO no problema de otimização.



Fonte: (GIUNTA; ELDRED, 2000)

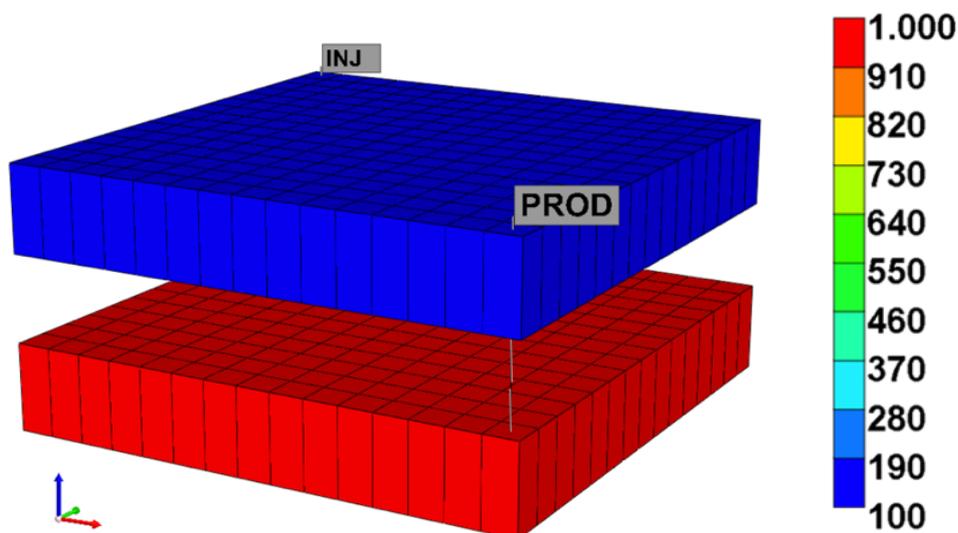
## 5 CASOS ESTUDADOS E RESULTADOS

Após descrever as técnicas para modelar ICVs e as estratégias para resolver o problema de otimização, dois modelos desenvolvidos para poços inteligentes em problemas de gerenciamento de reservatório de petróleo serão apresentados para comparar as técnicas trabalhadas. O primeiro modelo trata-se de um reservatório simples, com duas zonas produtoras, com apenas um poço produtor e um injetor de água. O segundo modelo conta com um campo de permeabilidade e porosidade heterogêneas, um maior número de zonas produtoras, cinco poços produtores e cinco poços injetores. Além dos modelos, nesta seção serão descritos os casos estudados, os resultados observados e as discussões.

### 5.1 MODELO SINTÉTICO CARTESIANO

O primeiro modelo foi o mesmo utilizado por Granados (2018), o qual está baseado no exemplo “*mxsgw004.dat*” do manual do iSegWell (CMG, 2018). Trata-se de um reservatório sintético, composto por duas camadas produtoras com diferentes permeabilidades entre si e uma barreira de fluxo entre elas (Figura 26). O campo em análise apresenta dois poços perfurados verticalmente ao longo de todo o reservatório, sendo um injetor de água com completção convencional e um produtor segmentado com completção inteligente.

Figura 26 - Modelo do reservatório cartesiano.



Fonte: A autora (2020).

O modelo possui uma malha de  $15 \times 15 \times 3$  células com o 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  $1.500 \times 1.500$  ft ( $457,2 \times 457,2$  m) e uma espessura de 150 ft (45,7 m). As características e propriedades do reservatório são apresentados na Tabela 3.

Tabela 3 - Propriedades e características do modelo.

<b>Parâmetros geofísicos</b>	<b>Valor</b>	<b>Unidade</b>
Pressão inicial média	6.021 (41.513,3)	psi (kPa)
Permeabilidade horizontal superior	100 (9,87e-14)	mD (m <sup>2</sup> )
Permeabilidade horizontal inferior	1.000 (9,87e-13)	mD (m <sup>2</sup> )
Permeabilidade vertical constante	10 (9,87e-15)	mD (m <sup>2</sup> )
Porosidade das camadas	15	%
Compressibilidade da rocha	$1 \times 10^{-6}$	1/psi
Pressão de bolha	6.000 (41.368,5)	psi (kPa)
Topo do reservatório	8.975 (2.735,6)	Ft (m)
Profundidade vertical do reservatório	9.125 (2.781,3)	Ft (m)

Fonte: A autora (2020).

O processo de injeção de água ocorreu ao longo de toda simulação, com o poço injetor atuando em ambas as camadas produtoras com uma vazão máxima de injeção de 2.000 bbl/dia (318 m<sup>3</sup>/dia) e uma pressão máxima de injeção de 10.000 psi (68.947,6 kPa). Para o poço produtor, a vazão líquida máxima permitida foi de 1.600 bbl/dia (255 m<sup>3</sup>/dia) e BHP mínimo de 5.900 psi. Para ambos os poços, a vazão foi considerada como restrição primária de operação, sendo a pressão, a restrição secundária de operação de poço. A Tabela 4 resume as informações dos poços adotadas.

Tabela 4 - Dados de operação dos poços.

<b>Parâmetro</b>	<b>Produtor</b>	<b>Injetor</b>
Vazão máxima de injeção (bbl/dia)	-	2.000
Vazão máxima de líquidos no poço (bbl/dia)	1.600	-
BHP (psi)	5.900	-
Pressão de injeção (psi)	-	10.000
Geofrac	1	1
Wfrac	1	1
Skin	1	1
Raio	0,333	0,333

Fonte: A autora (2020).

Os parâmetros econômicos adotados para cálculo do desempenho do campo, através da função objetivo, VPL, são apresentados na Tabela 5.

Tabela 5 - Dados de operação dos poços.

Parâmetro econômico	Valor
Preço do óleo bruto (\$/m <sup>3</sup> )	25
Custo da água produzida (\$/m <sup>3</sup> )	5
Custo da água injetada (\$/m <sup>3</sup> )	2
Taxa de desconto (%/dia)	0,093
Tempo de concessão (anos)	10

Fonte: (GRANADOS, 2018).

### 5.1.1 Estratégias aplicadas

Com o intuito de avaliar e comparar as técnicas descritas no capítulo 3, a Tabela 6 traz os casos estudados a partir do modelo sintético cartesiano e as técnicas testadas em cada um.

Tabela 6 - Casos do modelo sintético cartesiano e estratégias desenvolvidas em cada.

	Técnicas avaliada	Casos
<b>MODELO SINTÉTICO CARTESIANO</b>	Técnica 1, 2 e 3 – MW, CLUMP e iSegWell	<b>Caso 1</b> - modelo base.
	Técnica 2 e 3 – CLUMP e iSegWell	<b>Caso 2</b> - modelo com camada superior pressurizada e com presença de aquífero.
	Técnica 2 e 3 – CLUMP e iSegWell	<b>Caso 3</b> - modelo com camada inferior pressurizada e com presença de aquífero.

Fonte: A autora (2020).

E em todos os casos, as seguintes verificações foram feitas:

#### a) Modo passivo

Para uma análise comparativa entre as técnicas adotadas, é de suma importância que quando as válvulas estejam atuando sem nenhuma restrição ao fluxo, ou seja, totalmente aberta, as três técnicas adotadas apresentem o mesmo perfil de produção que o apresentado pelo poço com CoC, o qual será aqui chamado de poço comum. Visto que, ao atuar com as válvulas completamente abertas a produção não será modificada, como acontece com a CoC.

#### b) Modo otimizado

Durante a otimização, o diâmetro e o multiplicador do índice de produtividade (MIP), poderão mudar à cada ciclo de controle, de acordo com as condições de produção ao longo da simulação. Neste processo, serão verificados, para o caso 2 e 3, os seguintes critérios:

- 1) Otimização das aberturas e MIP utilizando BHP mínimo como Restrição Primária (RP) do produtor no simulador;
- 2) Otimização das aberturas e MIP utilizando Vazão Líquida (STL) máxima como Restrição Primária (RP) do produtor no simulador.

#### 5.1.1.1 Parâmetros dos dispositivos para a técnica 3 – iSegwell

Os dois FCD instalados apresentam um diâmetro de entrada de 2,5 polegadas (0,0635 m), diâmetro do orifício de 0,5 polegadas (0,0127 m), entre outros parâmetros descritos na Tabela 7.

Tabela 7 - Parâmetros operacionais dos dispositivos para o caso base.

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

Fonte: (GRANADOS, 2018).

Durante a otimização, somente o diâmetro do orifício, que pode variar em cada ciclo.

#### 5.1.2 Variáveis do projeto e restrições de produção

Cada variável de projeto deve trabalhar entre seus limites, onde o limite mínimo indica restrição total do fluxo do reservatório até o poço, e o limite máximo, nenhuma restrição ao fluxo para o mesmo na zona correspondente. A Tabela 8 descreve as informações necessárias sobre as variáveis e restrições para o processo de otimização.

Tabela 8 - Parâmetros operacionais dos dispositivos para o caso controlado.

Técnica	Variável de Controle	Limites	Normalização
MW (1)	MIP	0 - 1	Disponível normalizado no próprio simulador
CLUMP (2)	MIP	0 - 1	Disponível normalizado no próprio simulador
iSegwell (3)	Diâmetro do orifício	0,1 – 1	Razão entre o diâmetro adotado e o diâmetro máximo

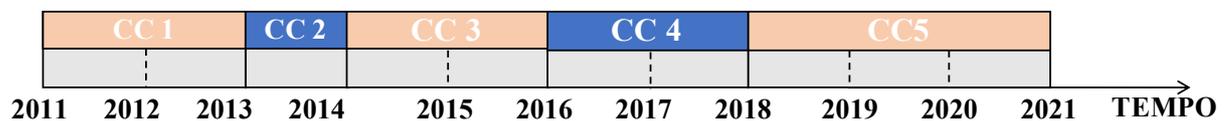
Fonte: A autora (2020).

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 o comando *\*FCD-ORIF*, com valores próximos a este, 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 e máximo de 1, como mostrado na Tabela 8. O orifício poderá variar entre um diâmetro de 0,05” (0,00127 m) a 0,5” (0,0127 m).

### 5.1.3 Tempo de concessão e ciclos de controle

Para o processo de simulação e otimização do reservatório, adotou-se um período de 10 anos de produção com cinco ciclos de controle ao longo deles, os quais foram divididos como mostrado na Figura 27. Em cada ciclo de controle (CC), uma avaliação das condições de produção do poço foi realizada para decidir o diâmetro de operação do orifício. O problema de otimização conta com 10 variáveis de controle.

Figura 27 - Definição dos ciclos de controle com tempos de duração fixos.



Fonte: A autora (2020).

### 5.1.4 Formulação do problema

Após definir as variáveis do projeto, a função objetivo (definida na seção 4.2) e estabelecer os ciclos de controle, podemos formular matematicamente o problema a ser otimizado como:

$$\text{Maximizar: } f = VPL \quad (5.1)$$

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

onde  $x_{z,c}$  representa as variáveis de projeto na zona  $z$  no ciclo de controle  $c$ ,  $x_{c,min}$  e  $x_{c,max}$  os limites inferiores e superiores respectivamente. Sendo que ao utilizar as técnicas 1 e 2, a variável de projeto é o MIP, com  $x_{c,min}$  igual a 1 e  $x_{c,max}$  igual a 0. Trabalhando com a técnica 3, a variável de projeto é o diâmetro do orifício de cada FCD na zona  $z$  no ciclo de controle  $c$  com  $x_{c,max}$  igual a 1 e  $x_{c,min}$  igual a 0,1, devido a problemas de convergências encontrados no simulador (explicado na seção 5.1.2). A função objetivo também foi normalizada. A cada análise o VPL foi dividido pelo VPL encontrado com o vetor dado como ponto inicial da otimização.

Para resolução do problema apresentado utilizando o algoritmo SQP junto com o SAO, é necessário entrar com pontos iniciais dentro da região viável para o processo de busca, sendo estes pontos correspondente as variáveis de controle. Inicialmente assumiu-se 0 para todas as variáveis, 1 e 0,5 a partir do VPL encontrado com estes pontos, os pontos ótimos responsável pelo melhor VPL foi utilizando como ponto inicial para uma nova busca do otimizador.

### 5.1.5 Parâmetros para geração do metamodelo e processo de otimização

Para geração do modelo substituto e utilização SQP/SAO, os parâmetros e critérios aplicados foram baseados em Horowitz (2013) e estão apresentados na Tabela 9.

Tabela 9 - Parâmetros e valores para geração do modelo substituto e otimização.

<b>Parâmetros para o modelo substituto e processo de otimização</b>	<b>Valores</b>
Número de amostras geradas pelo LHS	$2n + 1$
Modelo utilizado para a RBF	RBF cúbica
Tamanho inicial da região de confiança	20%
Tolerância para tamanho da região de confiança	$10^{-4}$
Tolerância para diferença entre função real e substituta	$10^{-5}$
Critério de parada para iterações	5
Número máximo de iterações	50

Fonte: A autora (2020).

Onde  $n$  representa o número de variáveis de projeto, que para este modelo são 10. O algoritmo de otimização de busca local utilizado (SQP) está disponível na Caixa de Ferramentas de Otimização Local do MATLAB®.

### 5.1.6 Resultados numéricos da simulação

A seguir serão descritos os resultados encontrados para o estudo de técnicas de modelagem de CI realizados no modelo sintético cartesiano.

#### 5.1.6.1 Casos do modelo sintético cartesiano

##### *Caso 1 – Modelo Base*

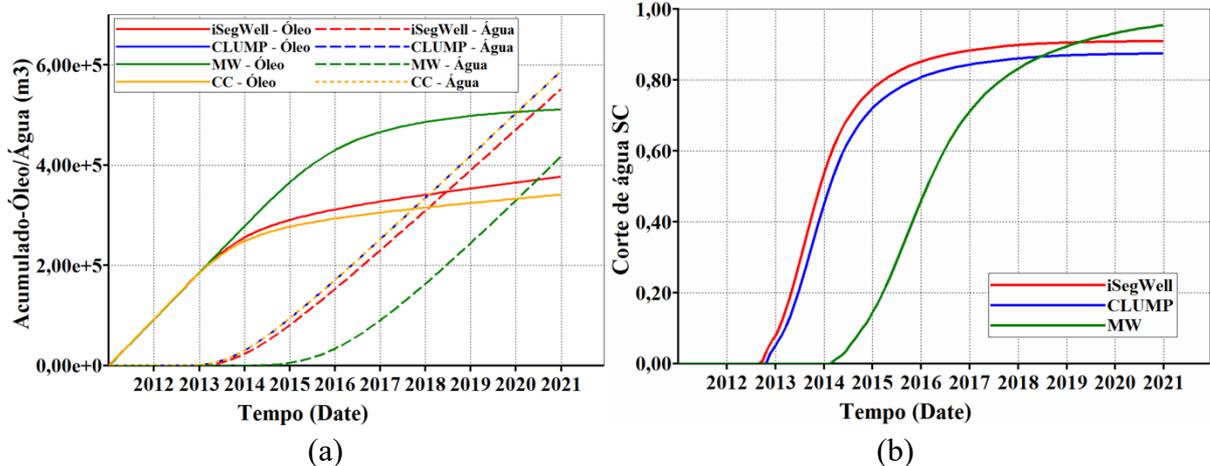
Este primeiro caso foi desenvolvido como ponto de partida para validação das técnicas trabalhadas, visto que, Granados (2018) desenvolveu este modelo utilizando o iSegWell.

##### a) Modo Passivo

A Figura 28(a) mostra a produção acumulada de óleo e água para o modelo sintético cartesiano sem restrição de fluxo, onde as três técnicas e o poço comum são comparados. O iSegWell e o CLUMP apresentam resultados bem próximos ao poço comum, diferente do MW, que exibe grandes diferenças na produção de ambos os líquidos. Pela Figura 28(b), a irrupção de água no produtor ocorre de maneira precoce, e mais uma vez, o MW se diferencia, com o corte de água acontecendo de maneira tardia em relação as demais técnicas.

Figura 28 - Modelo sintético cartesiano sem restrição de fluxo e otimização.

(a) Produção acumulada (b) Corte de água

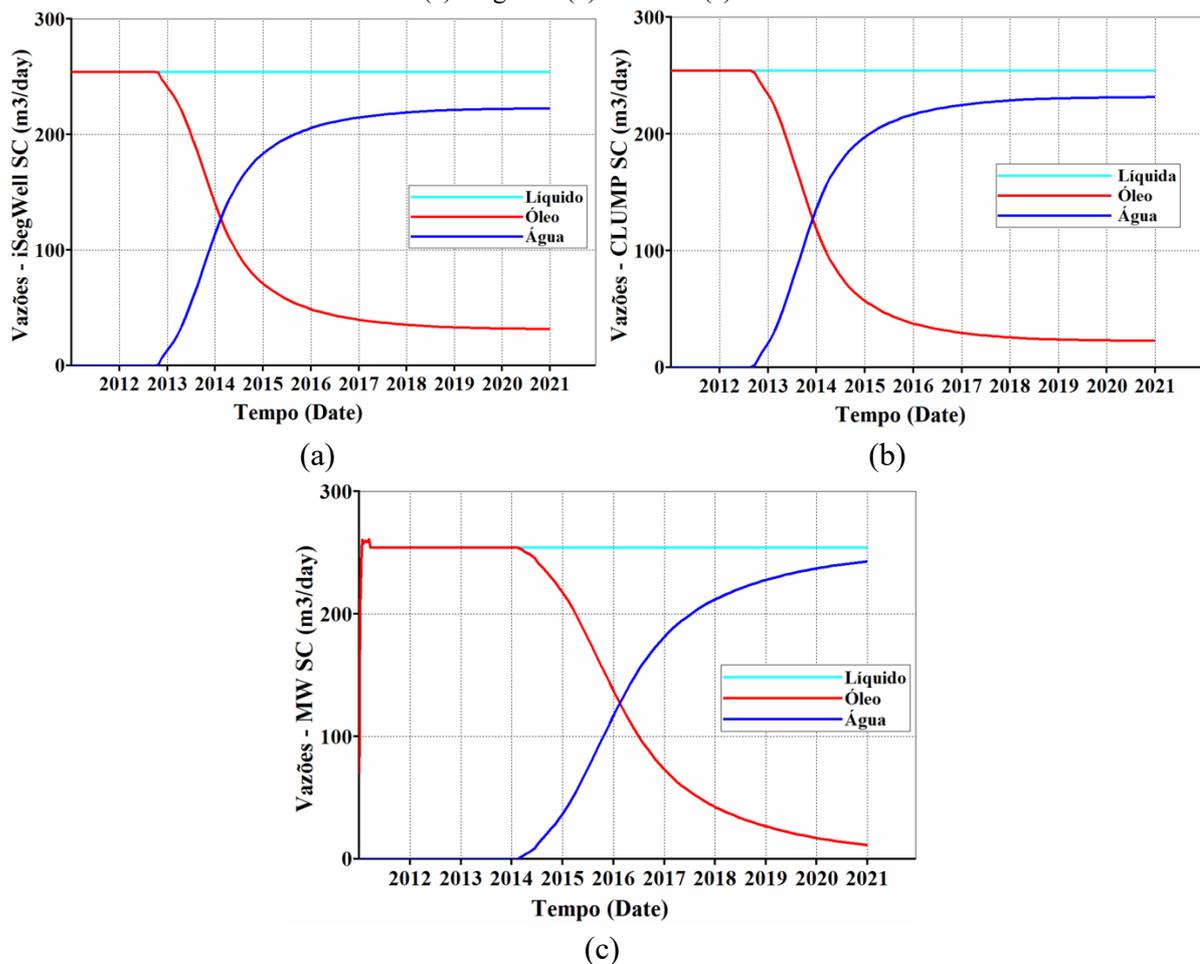


Fonte: A autora (2020).

O desempenho da estratégia de MW pode ser justificado pelo fato de que, ao se declarar dois poços separados para representar apenas um, uma situação de produção conjunta não é bem representada, pois a produção do poço declarado para representar a zona superior não afeta o poço da zona inferior, evitando a influência da produção de uma zona na outra.

Analisando as Figura 29(a) e (b), a produção de óleo começa a declinar nos primeiros anos de concessão, o que permite que a frente de água avance neste mesmo período. O iSegWell e CLUMP apresentam um comportamento muito semelhante, com uma diferença de poucos dias em relação ao momento da queda da produção e irrupção da água. Porém, com o MW, Figura 29(c), estes comportamentos acontecem de maneira tardia em relação as outras técnicas, visto que, a produção ocorre de maneira independente entre as zonas, sendo apenas limitado, por uma restrição de plataforma para produção máxima de líquido do poço produtor.

Figura 29 - Vazões líquida, de óleo e água do poço para produtor sem otimização.  
(a) iSegWell (b) CLUMP (c) MW



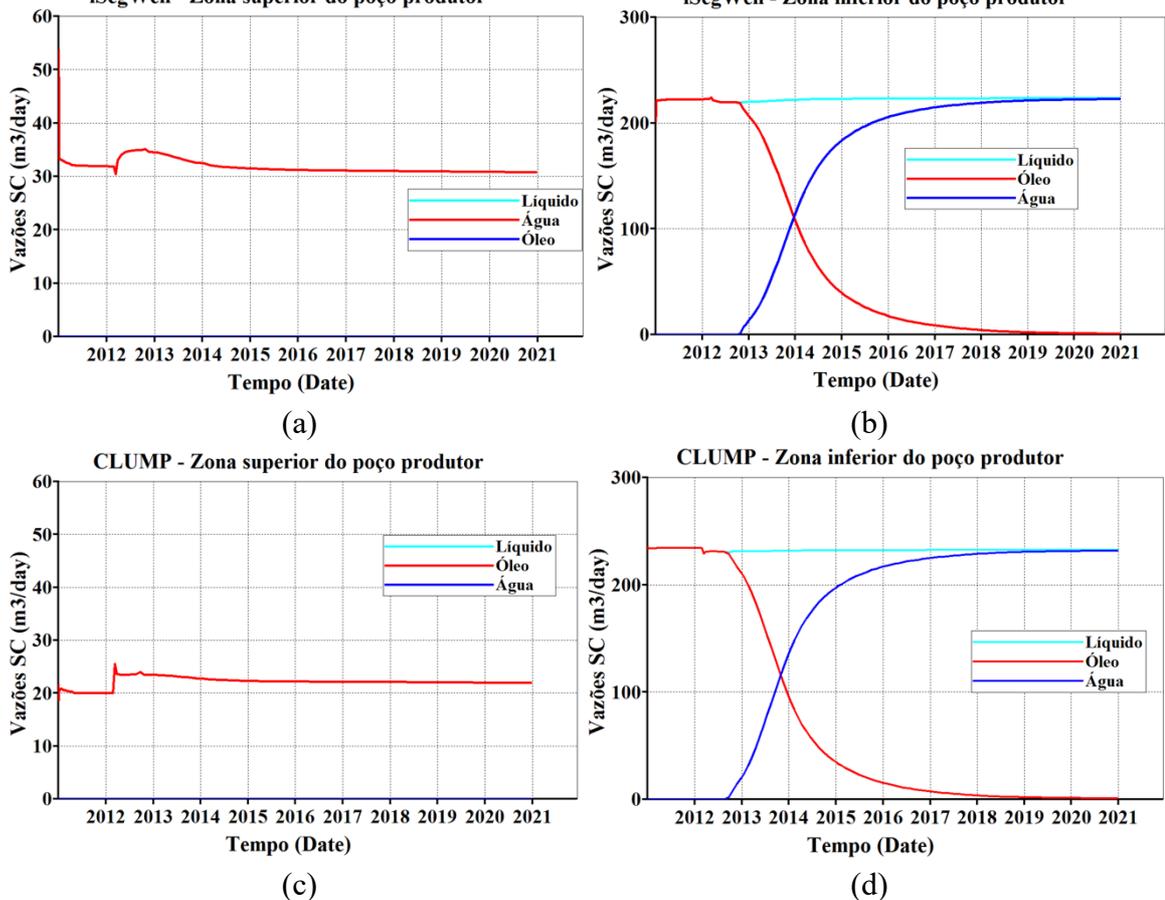
Fonte: A autora (2020).

Nota-se pelas Figura 30(a), (b), (c) e (d), que a zona inferior, sendo a mais permeável, pode produzir de forma mais rápida todos os fluidos presentes, consequentemente, sofre uma

irrupção prematura de água, e uma diminuição acelerada na produção de óleo. O contrário disto acontece na zona superior, que devido a limitação imposta pela zona inferior, produz óleo a uma vazão muito baixa, mas quase constante durante todo o período de concessão. A frente da água não atinge o poço produtor nesta zona. Esse comportamento de produção conjunta acaba antecipando o fim da vida produtiva do poço.

Figura 30 - Produção das zonas segmentadas do poço produtor sem otimização.

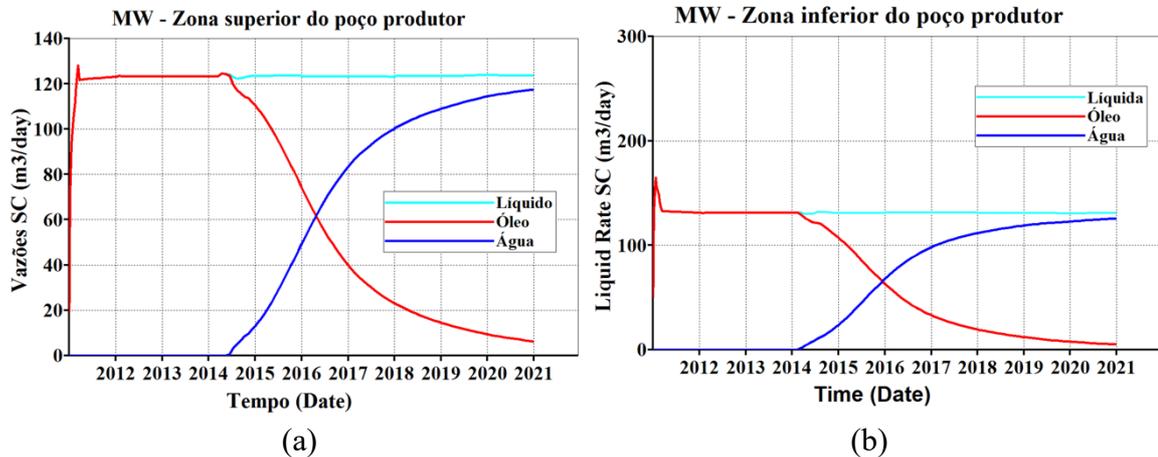
(a) iSegWell - zona menos permeável (b) iSegWell - zona mais permeável (c) CLUMP - zona menos permeável (d) CLUMP - zona mais permeável (e) MW - zona menos permeável (f) MW - zona mais permeável.



Fonte: A autora (2020).

As Figura 31(a) e (b) mostram a produção das zonas ao utilizar a estratégia de MW. Verificando que esta apresenta um comportamento diferente das demais por não sofrer influência de uma produção conjunta.

Figura 31 - Produção das zonas segmentadas do poço produtor para a técnica 1.  
 (a) MW – zona menos permeável (b) MW – zona mais permeável.

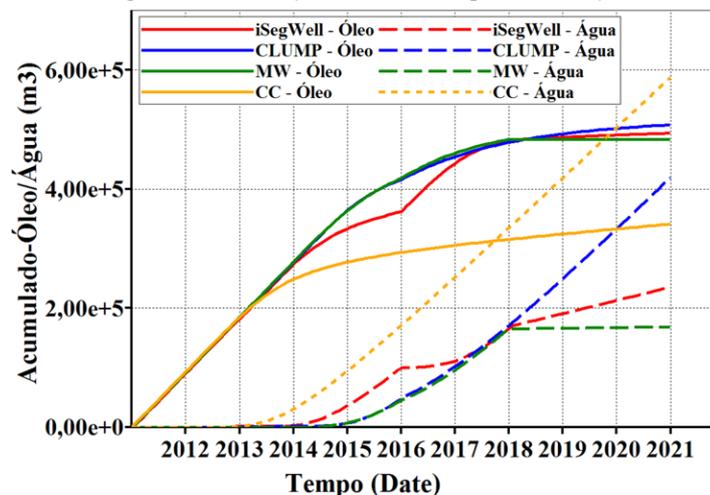


Fonte: A autora (2020).

### b) Modo Otimizado

A otimização da abertura das FCD e dos MPI melhorou, como apresentado na Figura 32, as condições de produção do campo, com aumento do óleo acumulado e atraso da chegada da frente de água no poço e consequente diminuição desta. Observa-se que, apesar da técnica CLUMP ter produzido mais óleo, ela também produziu mais água.

Figura 32 - Produção acumulada após otimização



A Tabela 10 apresenta os VPL encontrado para o modo passivo e o modo otimizado com cada técnica.

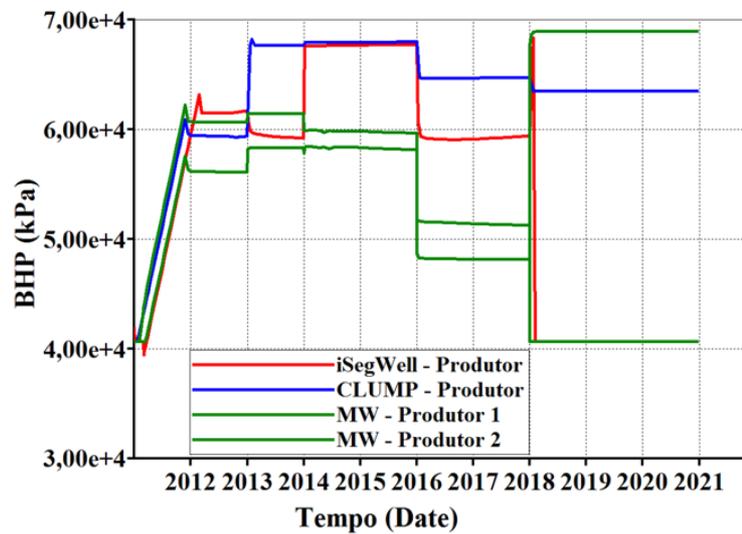
Tabela 10 - VPL para o caso 1.

VPL – CASO 1		
Técnica utilizada	Modo Passivo	Modo Otimizado
iSegWell	U\$ 2,8x10 <sup>7</sup>	U\$ 4,8x10 <sup>7</sup>
CLUMP	U\$ 2,5x10 <sup>7</sup>	U\$ 4,6x10 <sup>7</sup>
MW	U\$ 4,6x10 <sup>7</sup>	U\$ 4,9x10 <sup>7</sup>

Fonte: A autora (2020).

Apesar de valores semelhantes para a produção acumulada e, conseqüentemente, para o VPL, ao investigar o BHP do poço produtor, variável de grande importância para produção e sua segurança, as técnicas CLUMP e iSegWell conseguem representar de maneira adequada esta variável de produção. Porém ao utilizar MW, o comportamento do BHP não pode ser representado como um todo, sendo possível gerar apenas BHP de cada poço utilizado para representar as zonas segmentadas do produtor, não sendo possível gerar o BHP do conjunto, do grupo, como apresentado na Figura 33.

Figura 33 - BHP para o caso 1 otimizado.



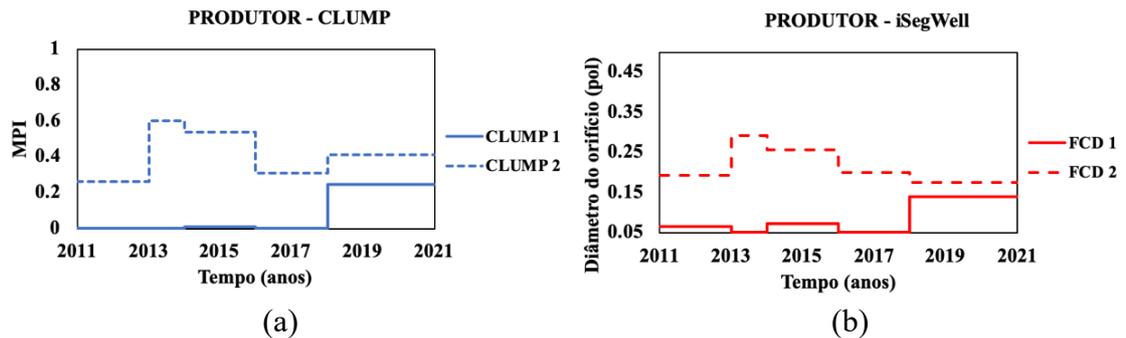
Fonte: A autora (2020).

O BHP é uma variável de produção que deve ser monitorada ao longo de todo o tempo de concessão do campo, podendo apresentar grandes variações. Um resultado errado pode resultar em problemas de produção e segurança. Sendo assim, constata-se que a técnica 1 (MW) oferece resultados não confiáveis, sendo descartado para as demais análises, utilizando apenas iSegWell e CLUMP.

A Figura 34 traz a variação das variáveis de projeto ao longo dos ciclos de controle. Percebe-se que ambas as técnicas CLUMP e iSegWell, reagem de maneira semelhante ao controlar as zonas (CLUMP 1 e FCD 1 - zona superior e CLUMP 2 e FCD 2 - zona inferior). Os valores apresentados para nesta figura para o iSegWell não estão normalizados, variando entre 0.052” e 0.5”.

Figura 34 - Caso 1 – Mudança das variáveis na otimização.

(a) CLUMP (b) iSegWell



Fonte: A autora (2020).

Com o intuito de verificar como as duas técnicas se comportam em casos onde o fluxo cruzado (*crossflow*) pode acontecer, os demais casos foram desenvolvidos e verificados.

### ***Caso 2 – Pressurização e Presença de Aquífero na Camada Menos Permeável***

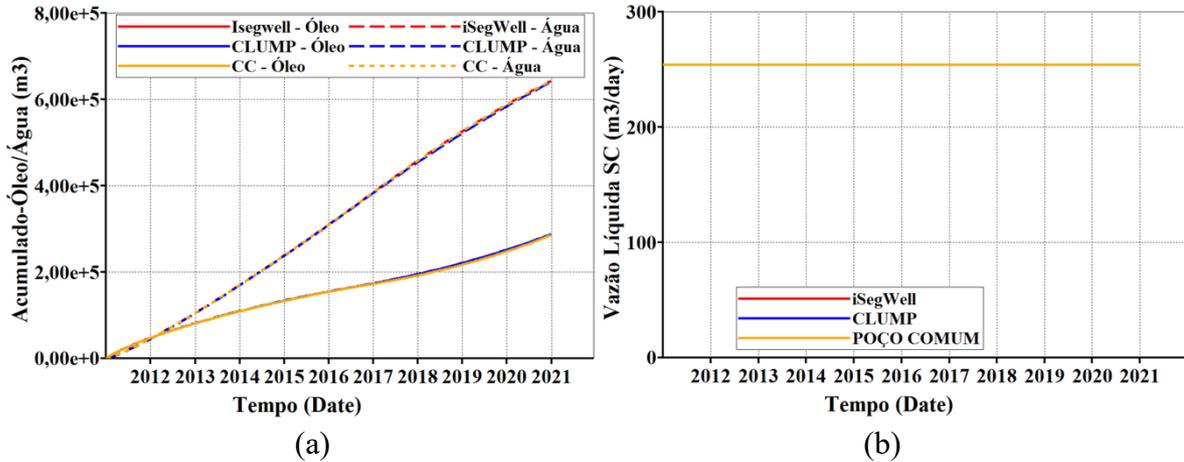
Para pressurização da camada superior adicionou-se um aquífero nas fronteiras (*boundary*) desta zona, aplicando o modelo de Fetkovich. Além disso, a pressão inicial dos blocos que representam esta região foi aumentada de 6.000 Kpa para 9.000 Kpa.

#### **a) Modo Passivo**

A Figura 35, demonstra que as técnicas aplicadas, com suas variáveis operando no limite máximo, modelam corretamente a produção sem restrição de fluxo apresentada pelo poço comum, com CoC. Observa-se que este cenário obteve uma elevada produção de água.

Figura 35 - Caso 2 sem otimização.

(a) Produção acumulada (b) Vazão líquida do poço produtor.

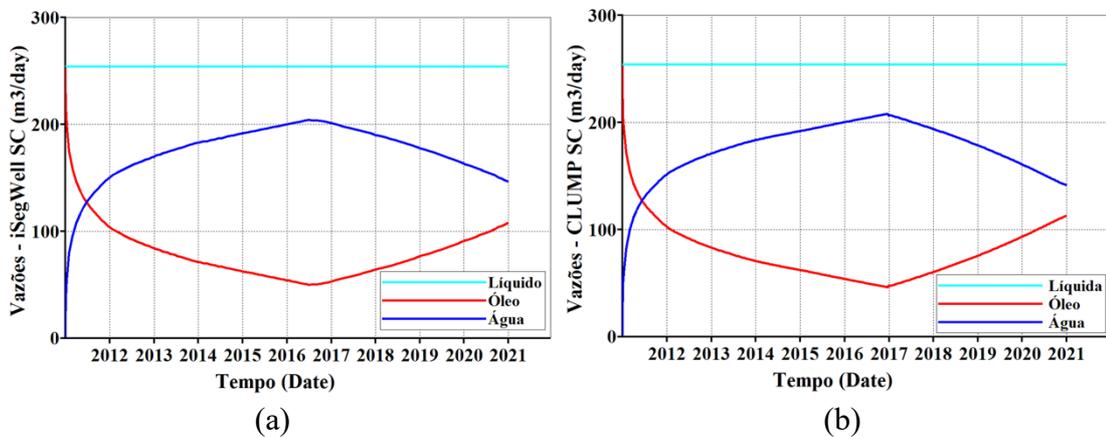


Fonte: A autora (2020).

Observando as Figura 36(a) e (b), tanto o iSegWell como o CLUMP apresentam irrupção de água e declínio na produção de óleo já no primeiro ano de produção. Este comportamento é consequência das novas condições impostas a esse caso.

Figura 36 - Vazões líquida, óleo e água do poço produtor para as técnicas sem otimização.

(a) iSegWell (b) CLUMP.

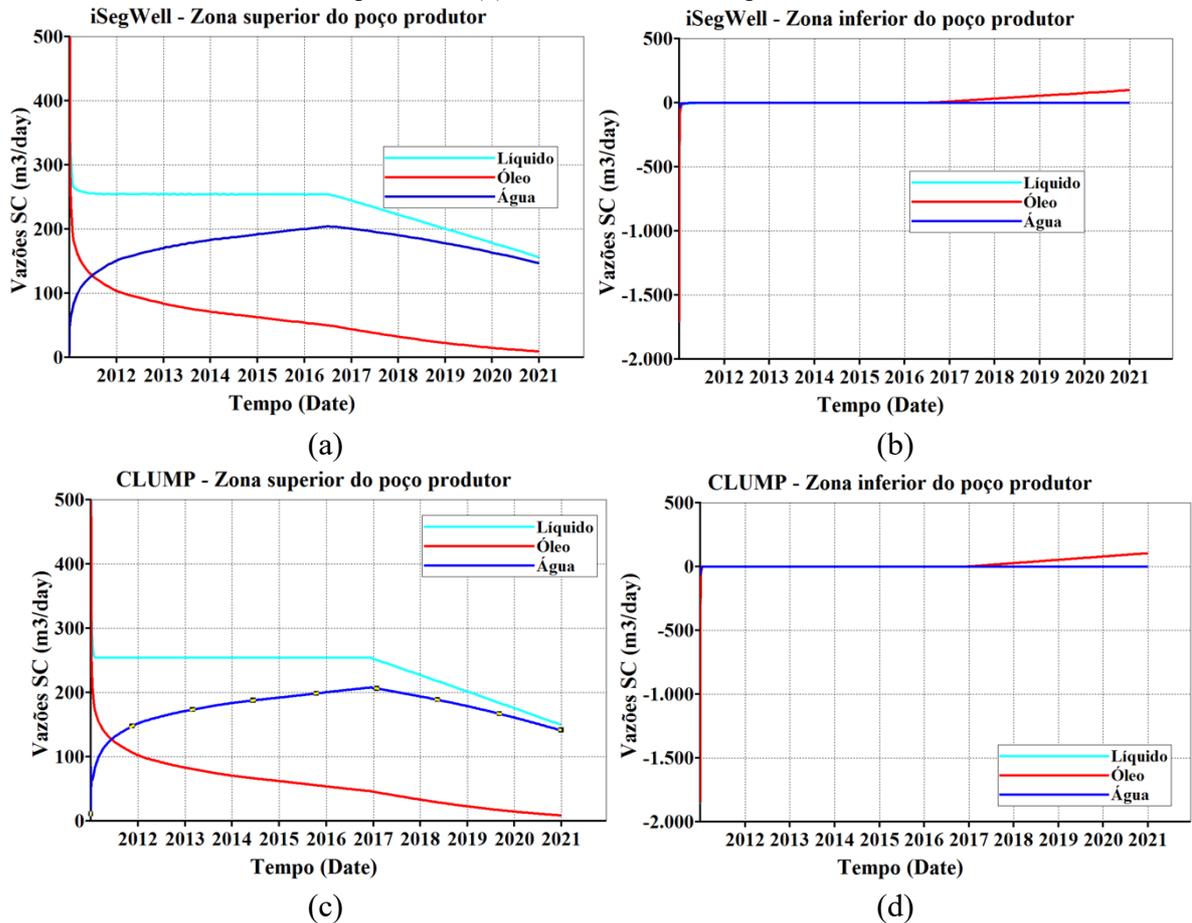


Fonte: A autora (2020).

Analisando o comportamento de cada segmento, através das Figura 37 (a), (b), (c) e (d), observa que a camada superior, mais pressurizada, anula a produção da camada inferior. Esse diferencial de pressão apresentado pelas camadas, que tende a diminuir ao longo do tempo de produção, conduz a um processo de injeção da produção da zona mais pressurizada na menos pressurizada. Somente em 2017, quando o diferencial de pressão é amenizado, a zona inferior começa a produzir. Ambas as técnicas conseguem modelar corretamente a situação.

Figura 37 - Produção das zonas segmentadas produtor-caso 2 sem otimização.

(a) iSegWell – zona menos permeável (b) iSegWell – zona mais permeável (c) CLUMP – zona menos permeável (d) CLUMP – zona mais permeável.



Fonte: A autora (2020).

Com o intuito de verificar o desempenho das técnicas na melhoria da produção do campo, controlando o influxo de óleo da camada superior para a inferior e equilibrando a produção, realizou-se a otimização das variáveis de controle.

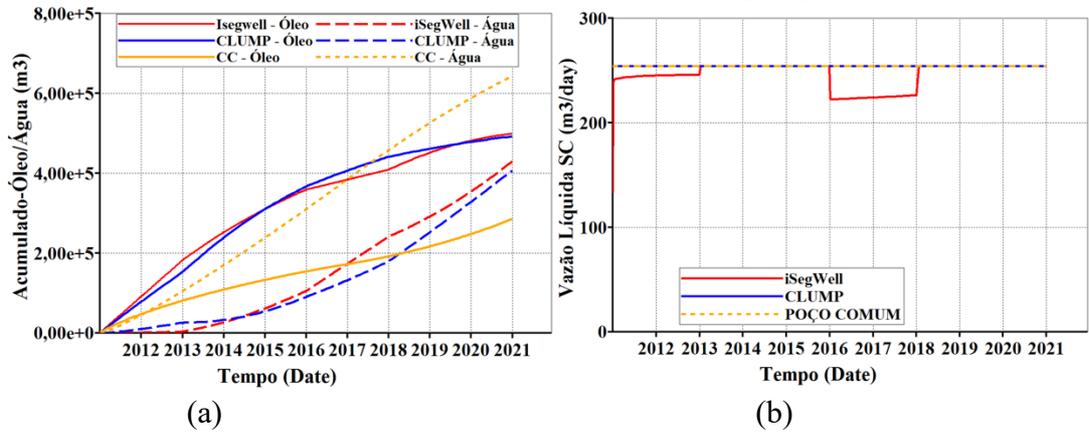
## b) Modo Otimizado

### 1) Otimização do campo com vazão líquida máxima como RP no produtor

O processo de otimização das aberturas das FCD e dos MPI melhorou, drasticamente, a produção do campo, aumentando a produção de óleo e reduzindo a de água (Figura 38(a)). Para este caso, a técnica de iSegWell não foi capaz de manter a vazão líquida constante todo tempo, havendo uma queda nos ciclos 1 e 4 (Figura 38(b)).

Figura 38 - Caso 2 com RP STL- sintético cartesiano.

(a) Produção acumulada (b) Vazão líquida do poço produtor.

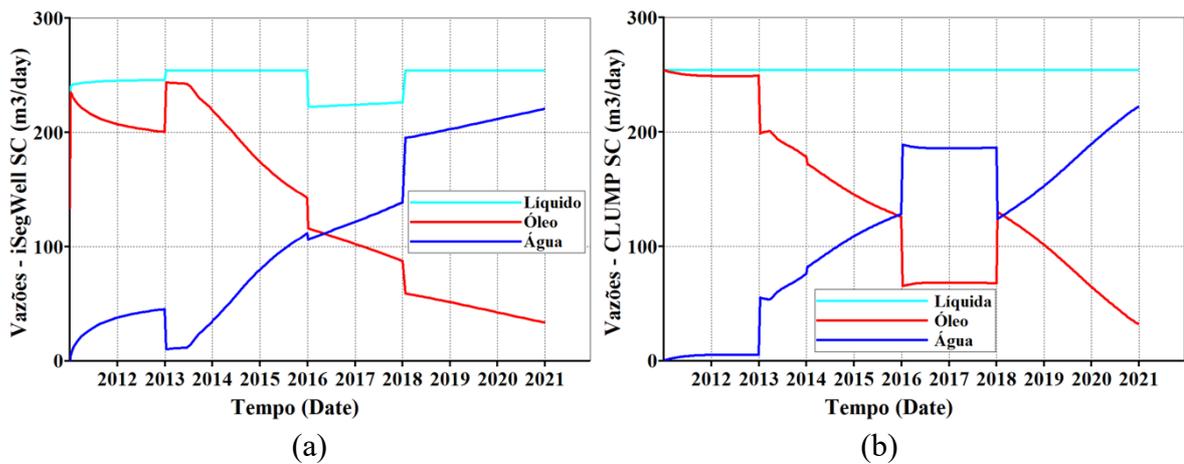


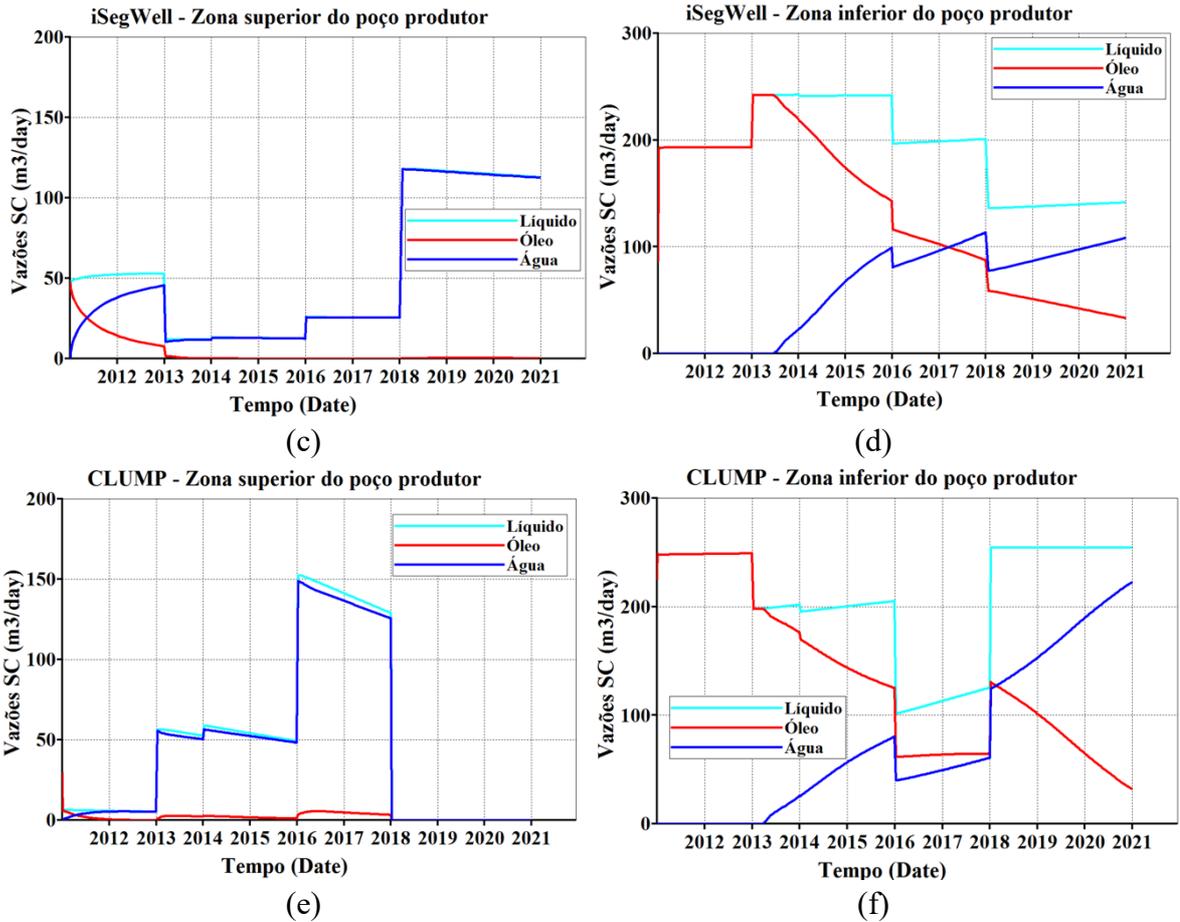
Fonte: A autora (2020).

Investigando esse diferencial de comportamento, obtido entre o iSegWell e CLUMP, para a vazão líquida e pequena variação na produção acumulada, nota-se através da Figura 39 (a),(c) e (d), que o iSegWell, em alguns pontos, restringe a produção líquida abaixo da mínima estabelecida no simulador, com o intuito de melhorar a produção de óleo do poço. Já o CLUMP, para manter a vazão líquida constante todo tempo, mantém uma proporção entre óleo e água entre as duas zonas (Figura 39 (b), (e) e (f)).

Figura 39 - Vazões líquida, óleo e água do produtor com otimização.

(a) Poço – iSegWell (b) Poço – CLUMP (c) iSegWell – produção superior (d) iSegWell – produção inferior (e) CLUMP – produção superior (f) CLUMP – produção inferior.



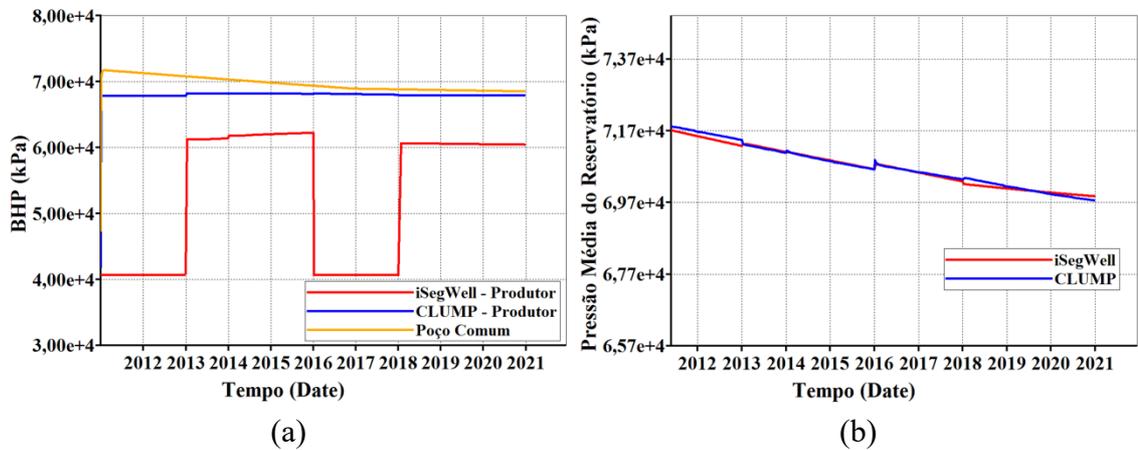


Fonte: A autora (2020).

Na Figura 40, as duas técnicas diferem no comportamento do BHP, visto que o iSegWell não consegue atender a RP de vazão líquida, a segunda restrição de BHP mínimo de 5900 psi (40679 Kpa) é respeitada. A variação da pressão do reservatório apresenta comportamento similar para as duas técnicas.

Figura 40 - Simulação do modelo sintético cartesiano sem restrição de fluxo e otimização.

(a) Produção acumulada (b) Corte de água



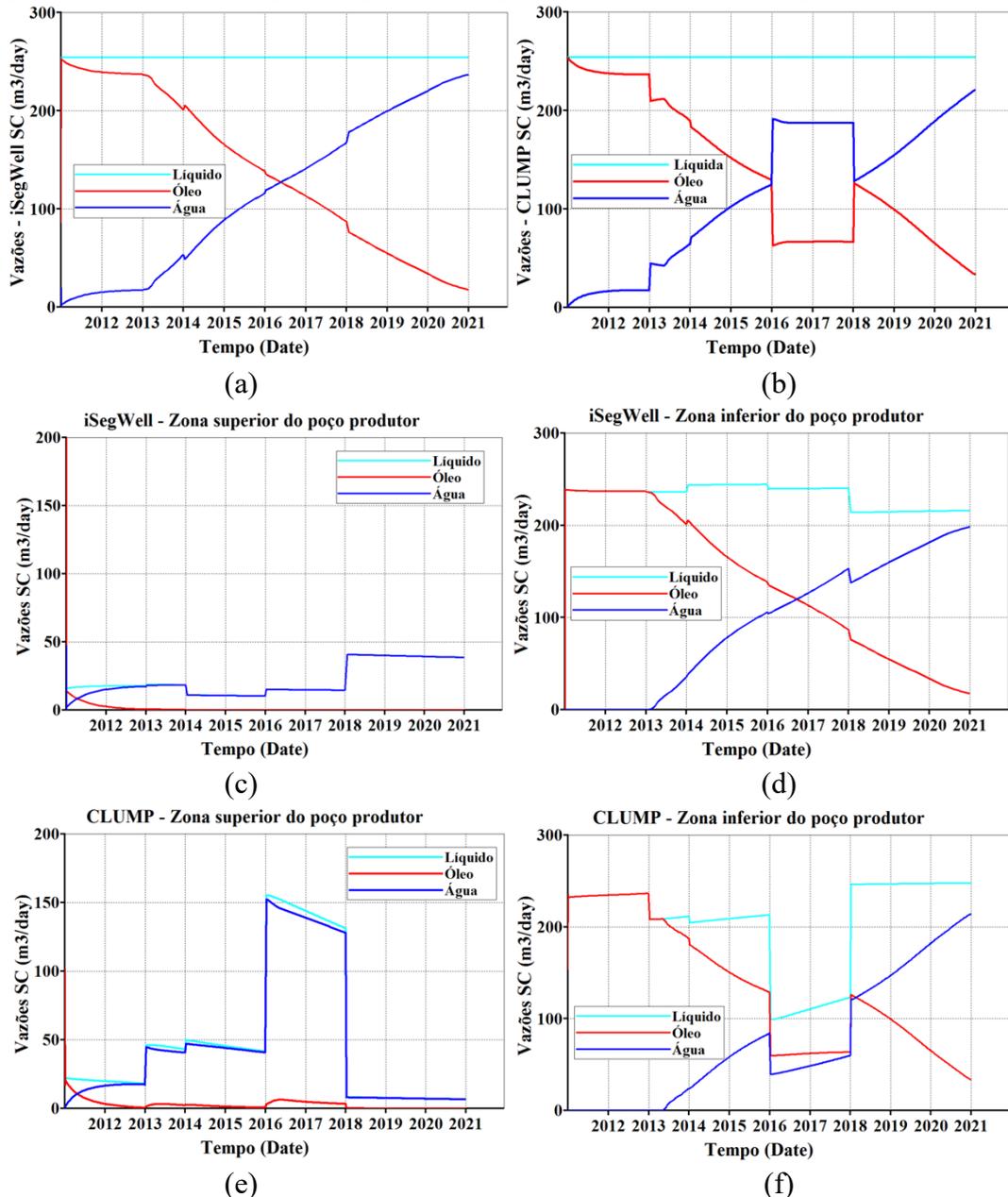
Fonte: A autora (2020).

## 2) Otimização do campo com BHP mínimo como RP no produtor

Pela Figura 41(a), (c) e (d), a vazão de óleo e água possuem variações menos abruptas com o iSegWell, mantendo a vazão líquida constante em todos ciclos. O CLUMP, Figura 41(b), (e) e (f), manteve o mesmo cenário de produção.

Figura 41 - Vazões líquida, de óleo e água do poço após otimização com BHP como RP.

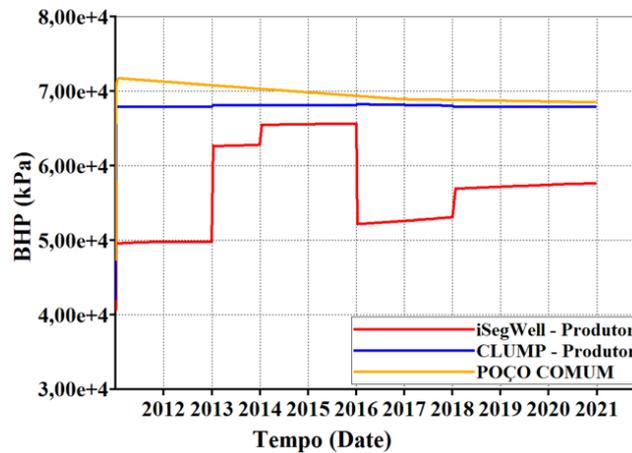
(a) iSegWell (b) CLUMP (c) iSegWell-superior (d) iSegWell-inferior (e) CLUMP-superior (f) CLUMP-inferior.



Fonte: A autora (2020).

Ao manter o BHP como restrição primária do poço produtor, esta não atinge em nenhum momento o seu valor mínimo permitido (Figura 42). A pressão de reservatório se mantém em declínio, sem grandes diferenças com relação a situação anterior.

Figura 42 - Caso 2 para RP BHP - Modelo sintético cartesiano.



Fonte: A autora (2020).

O iSegWell utiliza diferenciais de pressão para causar as restrições de fluxo ao mudar os diâmetros das aberturas das FCDs, tendo uma maior influência no BHP do poço. Em ambas as situações apresentadas na otimização do caso 2, o iSegWell, para a camada superior com aquífero, teve um melhor desempenho ao conter o influxo de água. Porém, a produção do poço, tanto para o iSegWell quanto para o CLUMP obteve resultados muitos similares, como pode ser visto na Tabela 11.

Tabela 11 - VPL para o caso 2.

<b>VPL – CASO 2</b>			
<b>Técnica utilizada</b>	Modo passivo	Modo otimizado RP BHP	Modo otimizado RP STL
iSegWell	2,98x10 <sup>7</sup>	US\$ 5,10x10 <sup>7</sup>	US\$ 5,11x10 <sup>7</sup>
CLUMP	US\$ 1,74x10 <sup>7</sup>	US\$ 4,99x10 <sup>7</sup>	US\$ 5,0x10 <sup>7</sup>

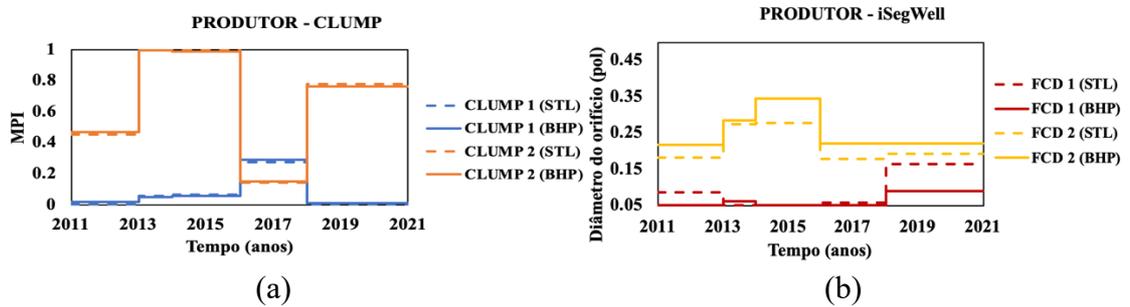
Fonte: A autora (2020).

O CLUMP não possui equações propícias para poços segmentados, sendo este uma aproximação simples e até então eficiente utilizada no IMEX. A mudança na variável de controle, MPI, não afeta a pressão diretamente, como visto na seção 2.2, na equação (2.7).

Por fim, analisando o comportamento do BHP apresentado na Figura 40(a) e os tamanhos das aberturas dos orifícios das FCD, Figura 43, nota-se um comportamento similar entre eles. Os valores apresentados para nesta figura para o iSegWell não estão normalizados, variando entre 0.052” e 0.5”.

Figura 43 - Caso 2 – Mudança das variáveis na otimização.

(a) CLUMP, linha cheia RP BHP, linha descontinua RP vazão (b) iSegWell, linha cheia RP BHP, linha descontinua RP vazão



Fonte: A autora (2020).

### Caso 3 – Pressurização e Presença de Aquífero na Camada Mais Permeável

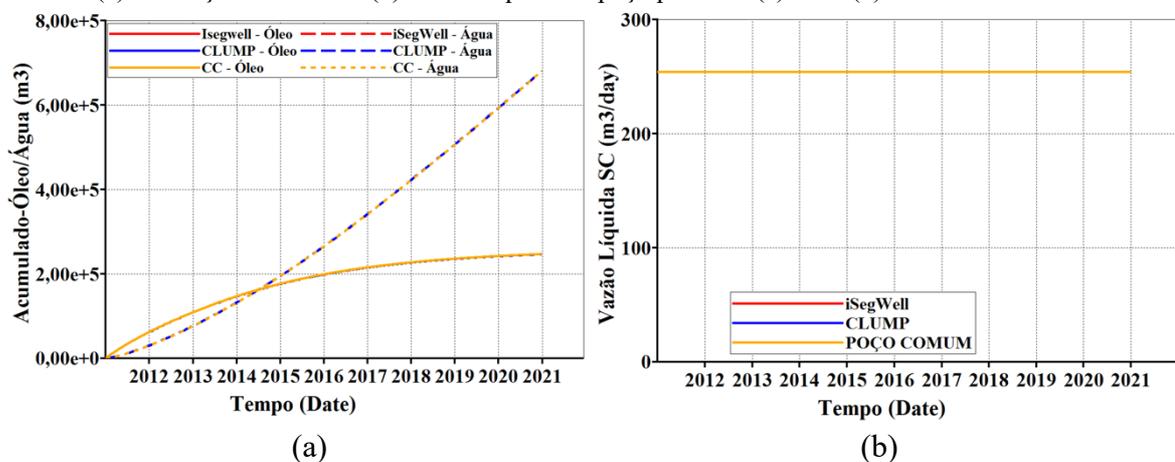
Para pressurização da camada menos permeável (inferior) adicionou-se um aquífero subjacente (*bottom*) nesta zona, aplicando o modelo de Fetkovicth. Além disso, a pressão inicial dos blocos que representam esta região foram aumentadas, de 6.000 Kpa para 9.000 Kpa.

#### a) Modo Passivo

As Figura 44(a) e (b) mostram que o iSegWell e o CLUMP conseguem representar adequadamente o comportamento de um poço comum neste cenário. A presença do aquífero e aumento da pressão na zona mais permeável conduziu a uma situação mais drástica do a apresentada pelo caso 2, com uma produção de água ainda maior e uma baixíssima produção de óleo (Figura 44).

Figura 44 - Modelo sintético cartesiano - caso 3 sem restrição de fluxo e otimização.

(a) Produção acumulada (b) Vazão líquida do poço produtor (c) BHP (d) Pressão do reservatório.

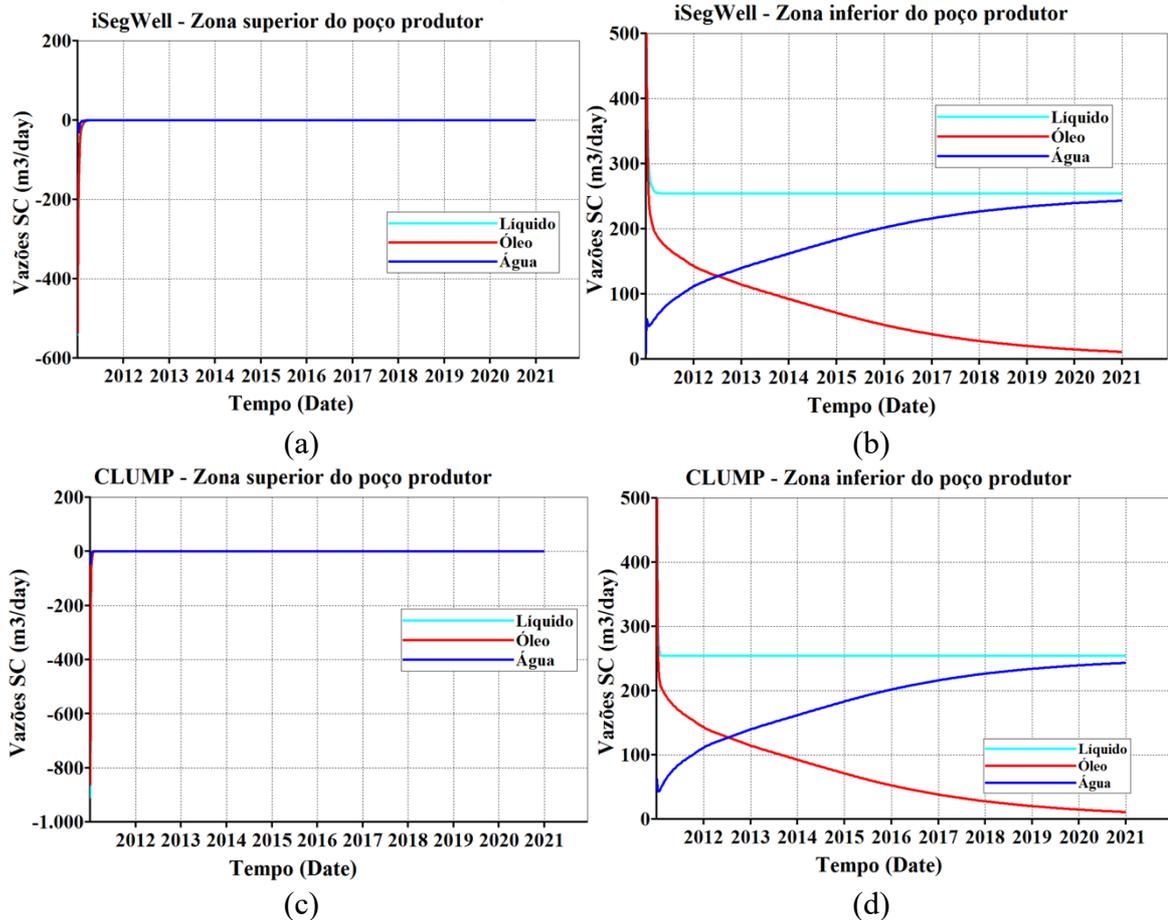


Fonte: A autora (2020).

A produção da camada mais permeável com aquífero, acaba por anular a produção da zona superior por todo o tempo de concessão do campo. As Figura 45(a), (b), (c) e (d) retratam este cenário de produção. Ambas as técnicas apresentam resultados similares.

Figura 45 - Produção das zonas segmentadas do poço produtor– caso 3 base.

(a) iSegWell – produção superior (b) iSegWell – produção inferior (c) CLUMP – produção superior (d) CLUMP – produção inferior.

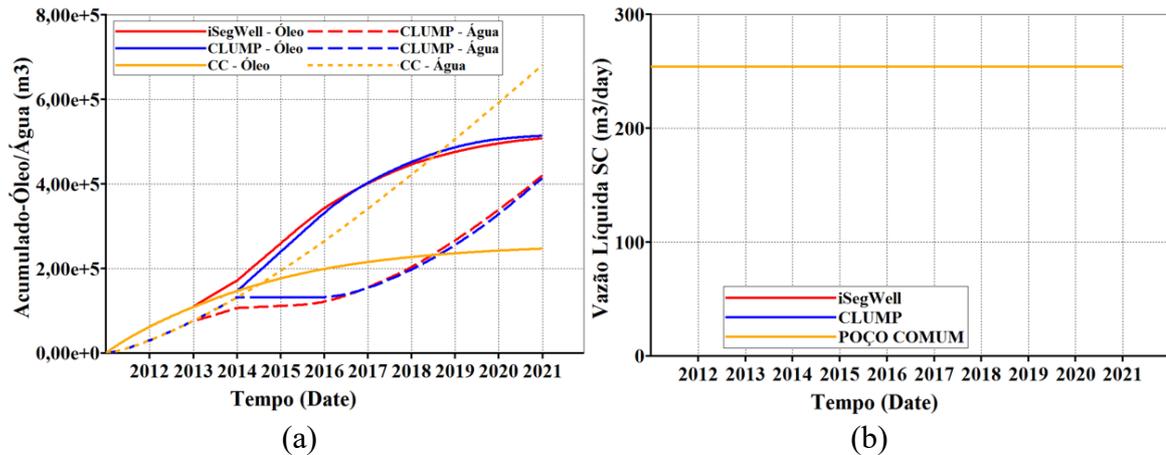


Fonte: A autora (2020).

### 1) Otimização do campo com vazão líquida máxima como RP no produtor

A otimização das variáveis de controle conduziu a melhoria das condições de produção, como pode ser visto na Figura 46(a), respeitando a RP do poço nas duas técnicas apresentadas (Figura 46(b)). Nota-se que nos primeiros anos, a produção otimizada se mantém similar ao caso sem otimização, devido ao grande influxo gerado na zona menos permeável, que ainda demora alguns anos até ser controlado e permitir a produção desta.

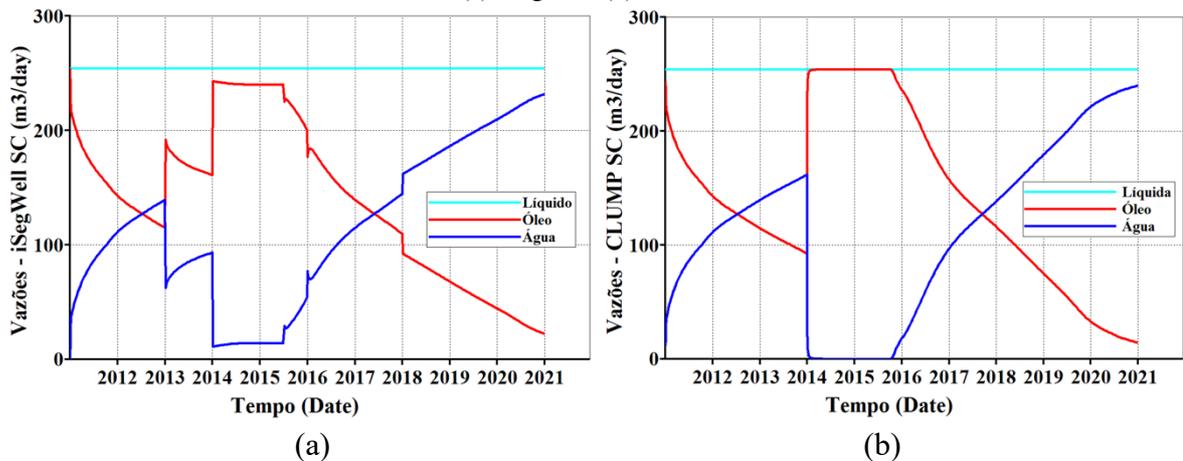
Figura 46 - Otimização do caso 3 com vazão como restrição primária.  
(a) Produções acumulada (b) Vazão líquida do poço produtor.



Fonte: A autora (2020).

Pelas Figura 47(a) e (b), de maneira geral, o comportamento das vazões de óleo e água encontrados pelas duas técnicas apresentam um perfil semelhante.

Figura 47 - Vazão líquida, de óleo e água do poço produtor – caso 3 otimizado com STL.  
(a) iSegWell (b) CLUMP.



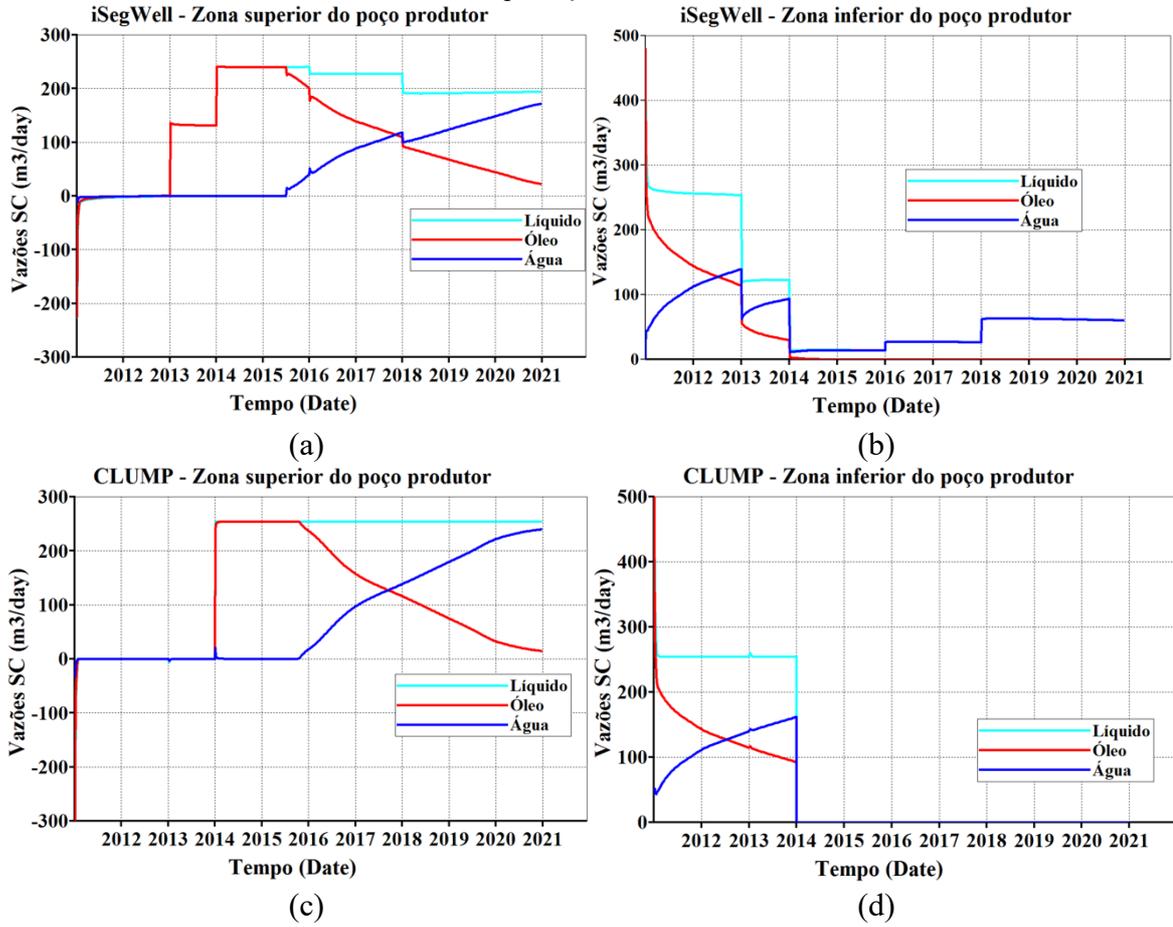
Fonte: A autora (2020).

Observa-se pelas Figura 48 (a) e (c) que, mesmo após otimização, a produção da zona superior se mantém nula durante os primeiros anos. A zona inferior tem sua produção de água reduzida (Figura 48 (b) e (d)).

Utilizando CLUMP, a zona superior só começa a produzir óleo a partir de 2014 e água no final de 2015, já ao utilizar iSegWell, a produção de óleo começa em 2013 e a de água acontece em meados de 2015, pouco antes que o observado ao utilizar CLUMP. Para a zona pressurizada, o comportamento da produção ocorre em tempos similares para as duas técnicas. Para este caso, o iSegWell apresenta melhores resultados para conter o influxo na zona superior.

Figura 48 - Produção do produtor – caso 3 otimizado STL.

(a) iSegWell – produção superior (b) iSegWell – produção inferior (c) CLUMP – produção superior (d) CLUMP – produção inferior.

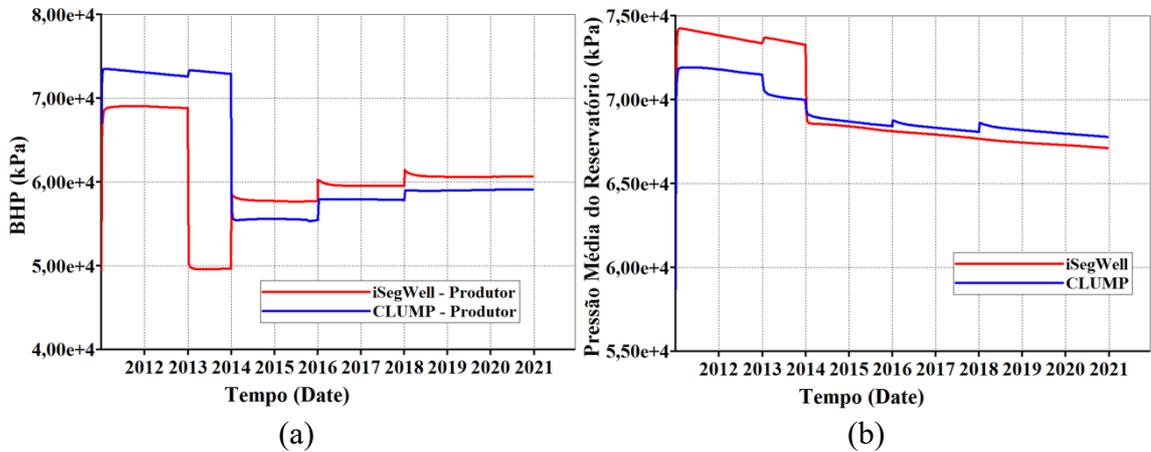


Fonte: A autora (2020).

Observando os gráficos de BHP e pressão do reservatório, representados nas Figura 49(a) e (b), nota-se que as duas técnicas apresentam uma mesma tendência nas variações.

Figura 49 - Modelo sintético cartesiano – otimizado usando BHP como RP no simulador.

(a) BHP (b) Pressão Média do Reservatório.

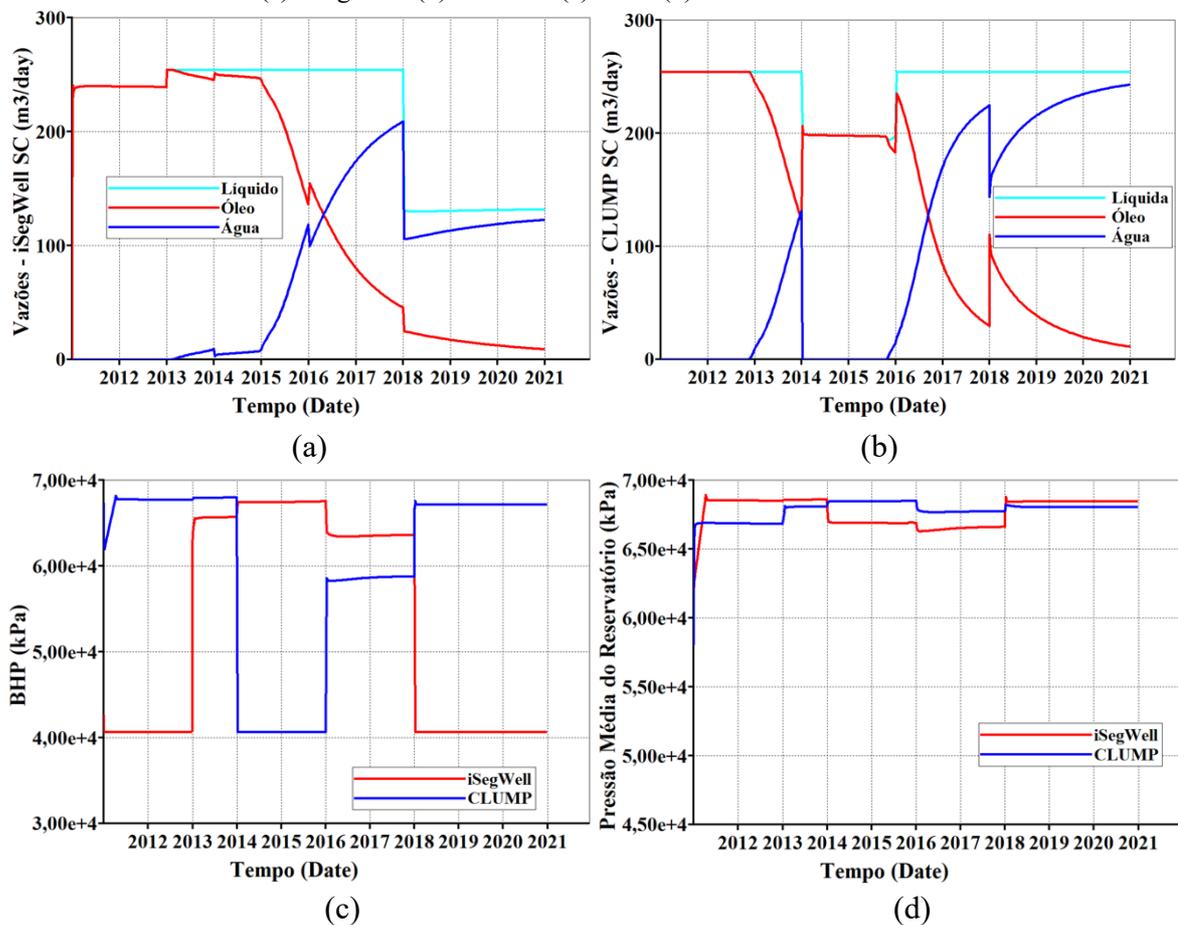


Fonte: A autora (2020).

## 2) Otimização do campo com BHP como restrição primária no produtor

Ao utilizar BHP como RP, nota-se que o iSegWell apresenta o mesmo comportamento encontrado no caso 2, com variações menos abruptas das vazões. Porém, o CLUMP também sofre variações (Figura 50(a) e (b)). Ambas as técnicas não conseguiram manter em todos os anos a vazão líquida estabelecida para o poço produtor, o que pode ser confirmado pelas Figura 50(c), onde o BHP mínimo é alcançado. O reservatório se manteve mais pressurizado (Figura 50(d)). Para este cenário de produção, os perfis de pressão das técnicas são opostos.

Figura 50 - Vazões do poço produtor com BHP - otimizado.  
(a) iSegWell. (b) CLUMP. (c) BHP. (d) Pressão Média do Reservatório.

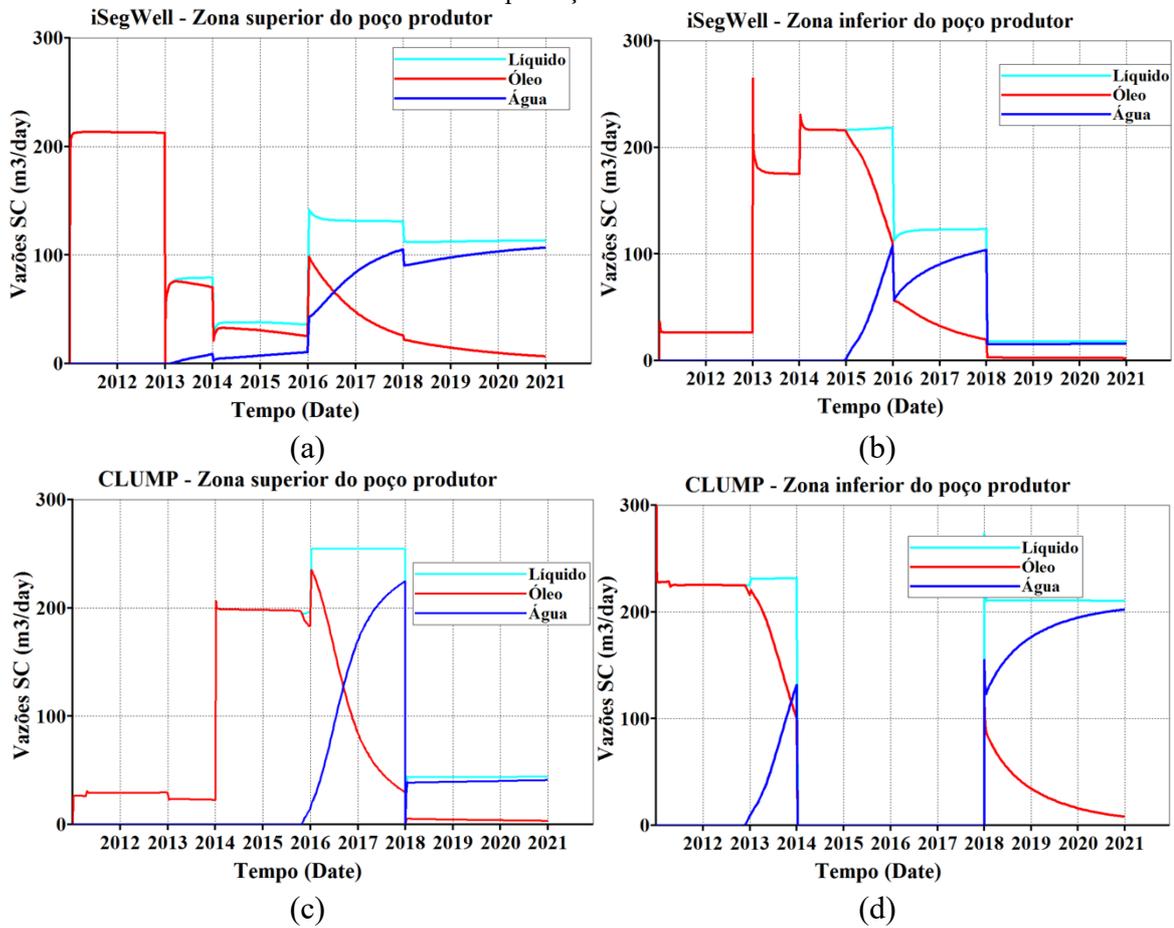


Fonte: A autora (2020).

Através das Figura 51 (a), (b), (c) e (d) observa-se um comportamento de produção diferente para ambas as técnicas ao trabalhar com BHP como RP. Para ambas as técnicas o processo de otimização resultou em um melhor controle da influência da camada mais permeável sobre a menos permeável, ou seja, em um melhor controle da situação de influxo criada. A zona superior foi capaz de produzir logo nos primeiros anos e postergou o influxo de água nesta. E a zona inferior também obteve melhores resultados.

Figura 51 - Vazões das zonas do produtor – Caso 3 com BHP otimizado.

(a) iSegWell – produção superior (b) iSegWell – produção inferior (c) CLUMP – produção superior (d) CLUMP – produção inferior.



Fonte: A autora (2020).

Diante dos dois cenários desenvolvidos para o caso 3, a Tabela 12 apresenta os VPLs encontrados para cada situação simulada, demonstrando que, apesar da mudança no perfil da produção com a variação da RP e com as técnicas apresentadas, seus valores foram próximos.

Tabela 12 - VPL para o caso 3

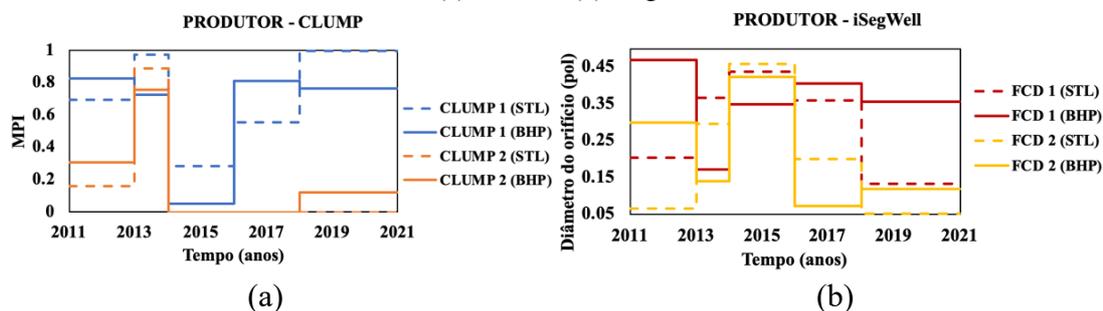
<b>VPL – CASO 3</b>			
<b>Técnica utilizada</b>	Modo passivo	Modo otimizado RP BHP	Modo otimizado RP STL
iSegWell	US\$ 1,73x10 <sup>7</sup>	US\$ 4,96x10 <sup>7</sup>	US\$ 4,90x10 <sup>7</sup>
CLUMP	US\$ 1,73x10 <sup>7</sup>	US\$ 4,95x10 <sup>7</sup>	US\$ 4,91x10 <sup>7</sup>

Fonte: A autora (2020).

A Figura 52 apresenta o comportamento das variáveis MPI e abertura do orifício da FCD a cada ciclo de controle, durante o processo de otimização. Os valores apresentados para nesta figura para o iSegWell não estão normalizados, variando entre 0.052” e 0.5”.

Figura 52 - Caso 3 – Mudança das variáveis na otimização.

(a) CLUMP (b) iSegWell.



Fonte: A autora (2020).

Com base nos resultados encontrados utilizando este primeiro modelo, tanto o CLUMP quanto o iSegWell apresentam resultados coerentes. O uso do BHP mínimo como RP oferece uma variação menos extremas das vazões para o iSegWell e em alguns cenários não afeta o CLUMP. Além de melhorar o perfil de produção nas zonas afetadas pela produção conjunta, permitindo que ambas as zonas tenham produção desde o início da simulação.

Como afirma Brouwer et al. (2001), operar a vazão constante se difere da realidade, onde os poços geralmente são operados com BHP constantes. Um dos objetivos dessa dissertação é trabalhar com cenários que retratem a realidade de campo de óleo e gás, logo, para o próximo modelo, adotou-se a metodologia onde os poços produtores atuam sobre RP de BHP.

## 5.2 MODELO SINTÉTICO 2 – NAMORADO MODIFICADO

O Campo Namorado ocupa a porção central da Bacia de Campos, perfaz uma área de 49,5km<sup>2</sup>, distante 80km a sudeste do Cabo de São Tomé e com lâminas d'água de aproximadamente 120 a 270m (ANP, 2016). Segundo Barbosa (2005), o reservatório está localizado em profundidades que variam de 2940 m a 3300 m, com uma coluna de óleo em torno de 160 m, e *net-pay* médio de 60 m por poço. A porosidade e permeabilidade média variam em torno de 26% e 40 mD, respectivamente, e a saturação de óleo é de 75%. Com um volume de óleo estimado de 106 × 106 m<sup>3</sup> e fator de recuperação estimado em cerca de 40%. As características e propriedades do reservatório seguem descritas na Tabela 13.

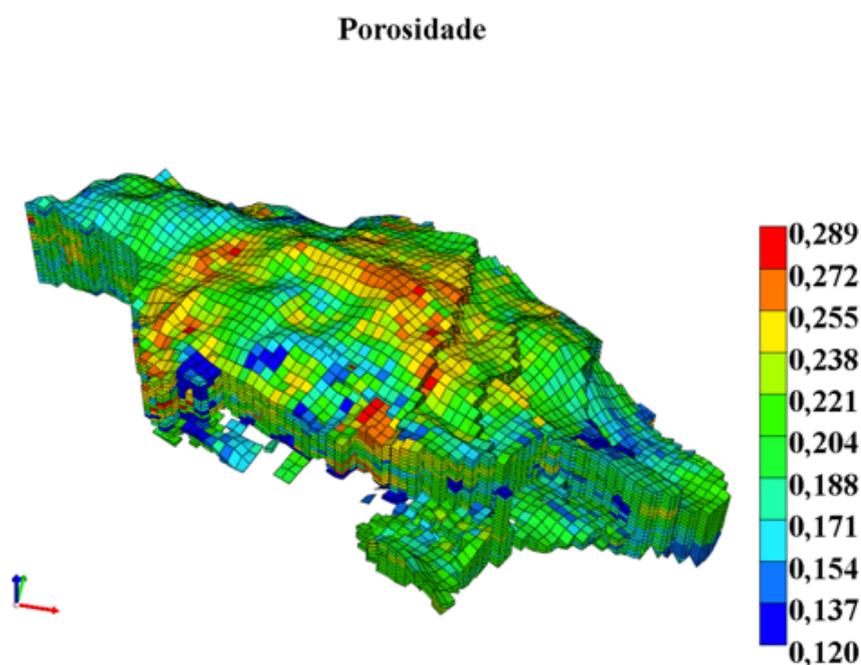
Tabela 13 - Propriedades e características do modelo.

<b>Parâmetros geofísicos e geológicos</b>	<b>Valor</b>	<b>Unidade</b>
Densidade do óleo (Grau API)	27,5	-
Saturação de óleo	75	%
Permeabilidade média nas células ativas na horizontal	323.29	mD
Permeabilidade média nas células ativas na vertical	28.49	mD
Porosidade média	26	%
Porosidade das camadas	15	%
Porosidade mínima - máxima	12-29	%
Pressão de bolha	35,97 (248,03)	psi (kPa)
Topo do reservatório	9.358,3 (2.852,4)	Ft (m)
Profundidade vertical do reservatório	11.244,1 (3.427,2)	Ft (m)
Contato óleo-água	10.170,6 (3.100)	Ft (m)
<i>Net-pay</i>	196,85 (60)	Ft (m)

Fonte: A autora (2020).

A extensão total do reservatório foi dividida em quatro blocos devido aos diferentes níveis estruturais, delimitados por falhas normais, conforme regime tectônico da região (Figura 53).

Figura 53 - Vista tridimensional do reservatório Namorado.



Fonte: A autora (2020).

O modelo utilizado possui uma malha de  $80 \times 45 \times 23$  células. Os poços injetores atuam a uma vazão máxima líquida de  $2000 \text{ m}^3/\text{dia}$  e uma pressão de injeção mínima de 750 kPa. Os produtores operam sobre restrição mínima de BHP de 100 kPa e vazão máxima líquida e  $2.000 \text{ m}^3/\text{dia}$ . A Tabela 14 resume as informações dos poços adotados.

Tabela 14 - Dados de operação dos poços.

<b>Parâmetros do poço</b>	<b>Produtor</b>	<b>Injetor</b>
Vazão máxima de injeção ( $\text{m}^3/\text{dia}$ )	-	2.000
Vazão máxima de líquidos no poço ( $\text{m}^3/\text{dia}$ )	1.600	-
BHP (psi)	100	-
Pressão de injeção (psi)	-	750
Geofrac	1	1
Wfrac	1	1
Skin	1	1
Raio	0,333	0,333

Fonte: A autora (2020).

Os parâmetros econômicos adotados para cálculo do desempenho do campo, através da função objetivo VPL, estão apresentados na Tabela 15.

Tabela 15 - Dados de operação dos poços.

<b>Parâmetro econômico</b>	<b>Valor</b>
Preço do óleo bruto (\$/bbl)	80
Custo da água produzida (\$/bbl)	5
Custo da água injetada (\$/bbl)	5
Taxa de desconto (%/dia)	0,010
Tempo do processo de otimização (anos)	10

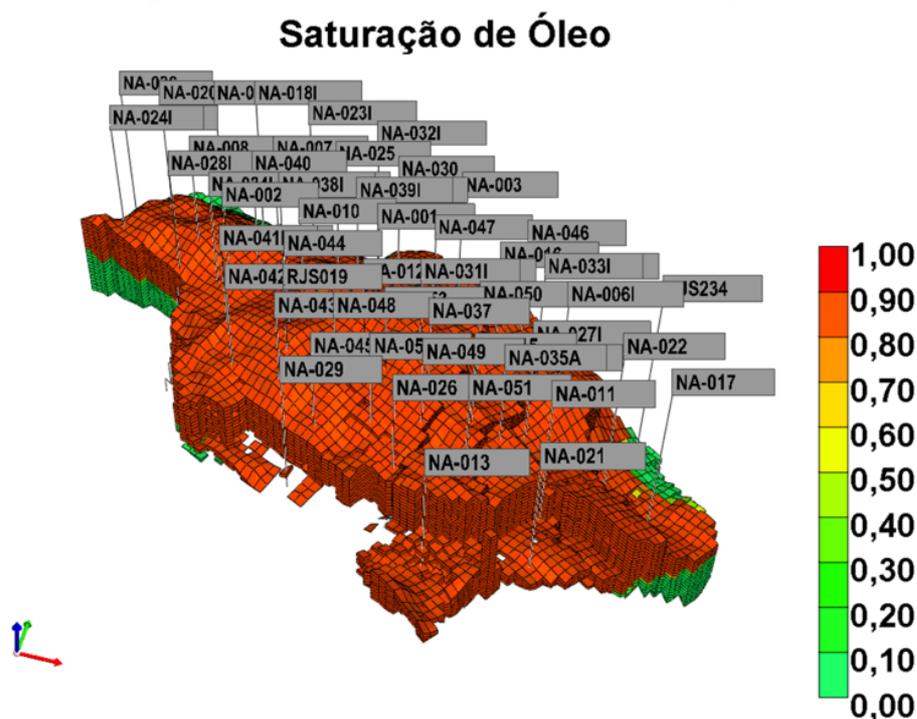
Fonte: A autora (2020).

Estes valores para o cálculo do VPL foram adotados com base em trabalhos que utilizaram campos mais realistas (CHEN, 2017; TUEROS, 2019).

### 5.2.1 Redução do número de poços

O modelo original, disponível para simulação do campo namorado, conta com 46 poços produtores e 15 poços injetores e um tempo de concessão de 13 anos, como pode ser visto na Figura 54.

Figura 54 - Campo namorado com 46 produtores e 15 injetores.



Fonte: A autora (2020).

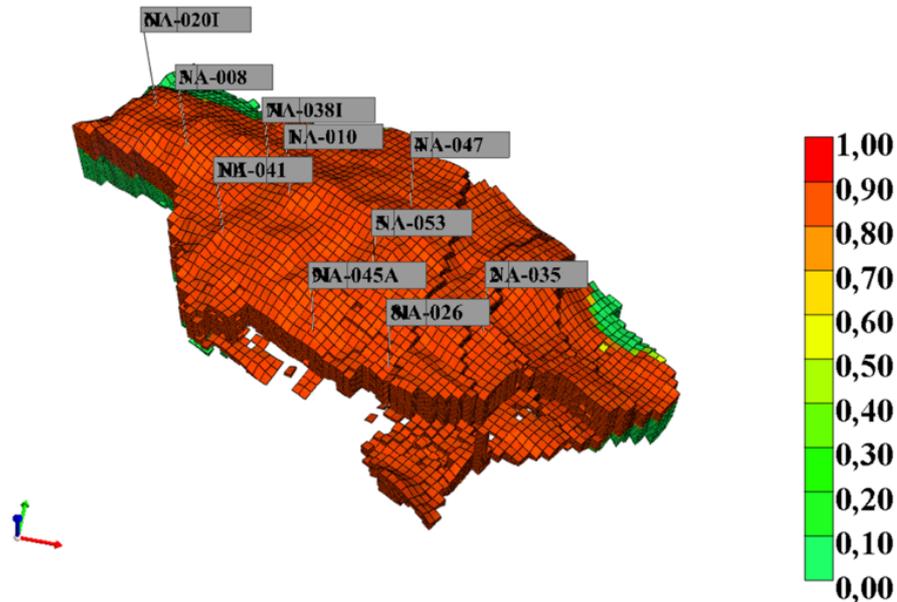
Como o foco dessa dissertação é avaliar a modelagem de técnicas de completação inteligente utilizando ICVs para compará-las entre si, reduziu-se o número de poços existentes no campo para 5 produtores e 5 injetores. Diminuindo o número de poços podemos diminuir o esforço computacional e ainda assim comparar a eficiência das técnicas aplicadas em ambientes mais complexo e heterogêneo e, também, obter a influência de parâmetros cruzados (interação com outros poços e outras ICV).

Para a redução do número de poços e escolha dos poços que a manter no campo utilizou-se a técnica *K-means* (clusterização) disponível no MATLAB®, a qual recebe um conjunto de pontos, no caso deste trabalho esses pontos são as coordenadas (x,y) dos poços produtores e injetores, para criar grupos menores com coordenadas próximas. O procedimento procura estabelecer partições ótimas, de forma que os pontos dentro de cada grupo, sejam tão próximos um dos outros, e tão longe dos demais, quanto possível. Com o resultado obtido com esta técnica, escolheu-se os poços localizados no centroides ou o mais próximo possível.

A Figura 55 traz o modelo do campo namorado após redução do número de poços com uso da técnica de clusterização descrita.

Figura 55 - Campo namorado modificado – com 5 poços produtores e 5 poços injetores.

### Saturação de Óleo - Namorado Modificado

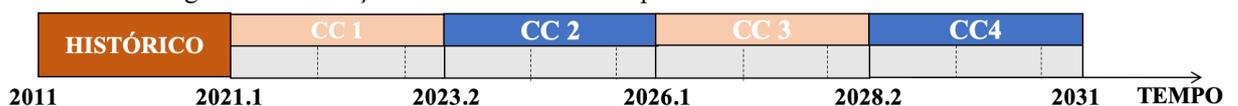


Fonte: A autora (2020).

## 5.2.2 Tempo de concessão e ciclos de controle

Com o objetivo de depletar mais o reservatório, o tempo de simulação foi aumentado para 20 anos, dividido em duas etapas. Os 10 primeiros anos foi considerado como um histórico de produção, onde nenhuma restrição de fluxo foi imposta, e nos 10 anos restante, a otimização com uso de ICVs foi realizada. Para o processo de otimização, quatro ciclos de controle foram adotados, com período de duração igualmente espaçados, como representado na Figura 56. Em cada ciclo de controle, uma avaliação das condições de produção de cada poço foi realizada para decidir o diâmetro de operação do orifício.

Figura 56 - Definição dos ciclos de controle para o modelo namorado modificado.

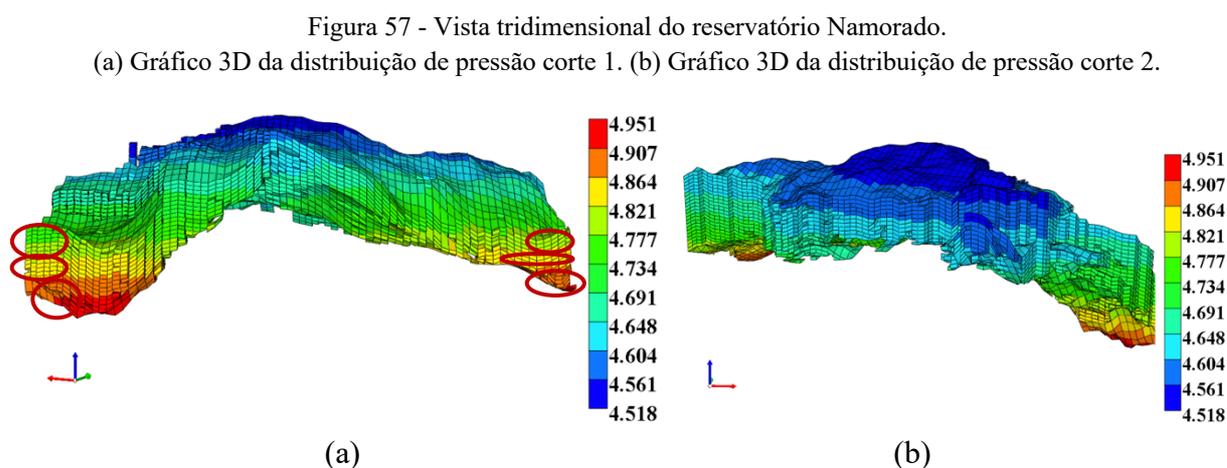


Fonte: A autora (2020).

### 5.2.3 Parâmetros para determinação do posicionamento das válvulas

Para o namorado modificado com 5 poços produtores completados em toda a sua extensão, foi determinado um número de 3 válvulas de controle de fluxo por poço, distribuídas de maneira padronizada neles. Porém, como o campo namorado possui uma grande extensão e heterogeneidade geológica entre seus blocos na malha, o processo não pode ser feito baseado em propriedades como porosidade e permeabilidade devido a ausência de um comportamento repetitivo entre camadas vizinhas. Outros parâmetros foram analisados em busca de um comportamento mais padronizado, encontrando um certo padrão na distribuição de pressão ao longo do reservatório. Além disso a produção de cada poço foi analisada por zona, avaliando o momento de corte de água e declínio da produção de cada uma, condizendo com o comportamento baseado nos gráficos 3D de pressão do modelo.

Pelas Figura 57(a) e (b), observa-se o comportamento repetitivo ao longo das camadas e blocos do reservatório para a distribuição de pressão.



Fonte: A autora (2020).

Baseado no gráfico de pressão e nas análises das camadas de cada poço, definiu-se o agrupamento por ICV de cada poço produtor completado até a última camada, sendo o modelo composto por 21 camadas com presença de blocos nulos, causando uma variação no número de camadas agrupadas para a válvula 3 nos poços. A Tabela 16 apresenta este agrupamento.

Tabela 16 - ICV nos produtores - modelo namorado modificado.

Válvulas - Zonas	Poço 1 NA 010	Poço 2 NA035	Poço 3 NA008	Poço 4 NA047	Poço 5 NA053
VÁLVULA 1	1 a 8	1 a 8	1 a 8	1 a 8	1 a 8
VÁLVULA 2	9 a 15	9 a 15	9 a 15	9 a 15	9 a 15
VÁLVULA 3	16 a 19	16 a 21	16 a 18	16 a 21	16 a 21

Fonte: A autora (2020).

## 5.2.4 Estratégias aplicadas

Duas estratégias foram estabelecidas:

### a) Caso Base

Para validação do problema, o modelo foi simulado com a poços produtores inteligentes sem nenhuma restrição de fluxo, e os mesmos com completação convencional.

### b) Caso Otimizado

As simulações com poços inteligentes, baseadas nas duas estratégias, são otimizadas com suas variáveis de controle podendo mudar de valor, de maneira independente uma da outra, à medida que as condições de produção mudam, com o intuito de melhorar a produção de óleo, restringir a produção de água e, assim, maximizar o VPL do campo.

#### 5.2.4.1 Parâmetros dos dispositivos para a técnica 2 – iSegwell

Os FCD instalados apresentam um diâmetro de entrada de 2,45 polegadas (0,0623 m), diâmetro do orifício de 1,18 polegadas (0,03 m). Na Tabela 17 são apresentados os demais parâmetros.

Tabela 17 - Parâmetros operacionais dos FCD - caso base Namorado modificado.

<b>Caso base</b>						
<b>Parâmetro</b>	Diâmetro entrada	Diâmetro orifício	Diâmetro saída	Temperatura de operação	Relação $C_p/C_v$	Coefficiente descarga
<b>Valor</b>	2,45"	1,18"	2,45"	180 °F	1,4	0,85

Fonte: A autora (2020).

## 5.2.5 Variáveis do projeto e restrições de produção

A Tabela 18 resume as informações necessárias sobre as variáveis e restrições utilizadas no problema de otimização.

Tabela 18 - Parâmetros operacionais dos FCD para o caso controlado.

Técnica	Variável de Controle	Limites	Normalização
CLUMP (1)	Multiplicador do IP (MIP)	0 - 1	Disponível normalizado no próprio simulador
iSegwell (2)	Diâmetro do orifício	0,1 – 1	Razão entre o diâmetro adotado e o diâmetro máximo

Fonte: A autora (2020).

As variáveis de controle para o iSegWell, para este modelo, podem variar entre um diâmetro de 0,118” (0,003 m) a 1,18” (0,03 m). As únicas restrições neste problema são dadas pelos limites máximo e mínimo das variáveis.

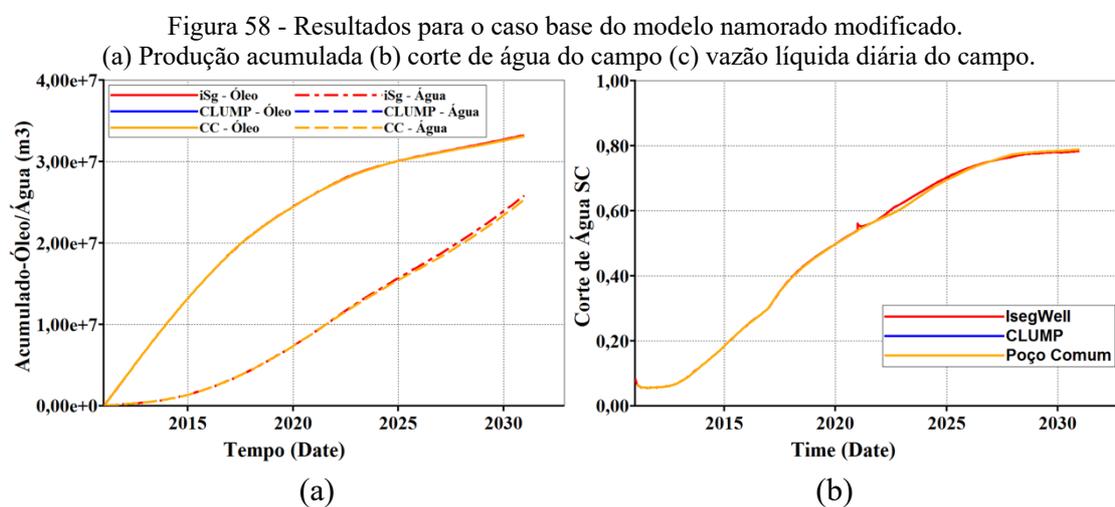
A formulação do problema a ser otimizado, as normalizações, os parâmetros para geração do metamodelo e o processo de otimização, escolha dos pontos iniciais para uso do SQP foram os mesmos aplicados ao modelo sintético cartesiano.

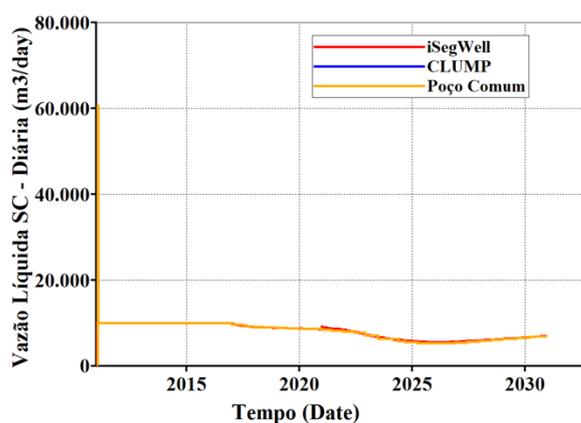
## 5.2.6 Resultados numéricos da simulação

A seguir serão descritos os resultados encontrados para o estudo de técnicas de modelagem de CI realizados no modelo do Campo Namorado.

### 5.2.6.1 Caso base

As Figura 58(a), (b) e (c) mostram que o iSegWell e o CLUMP conseguem representar a produção gerada por poços produtores com completação convencional para o modelo em questão.





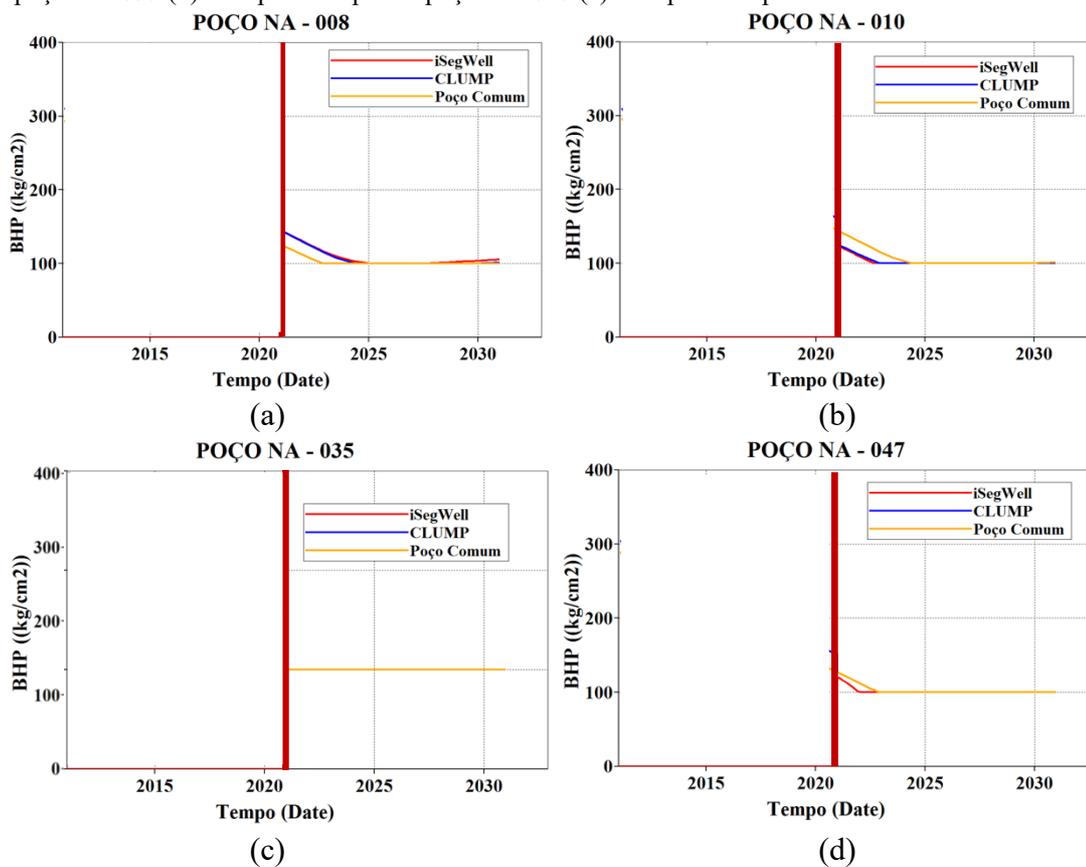
(c)

Fonte: A autora (2020).

Nota-se, pelas Figura 59(a) até (f), que as estratégias adotadas conseguem modelar bem o BHP dos poços produtores.

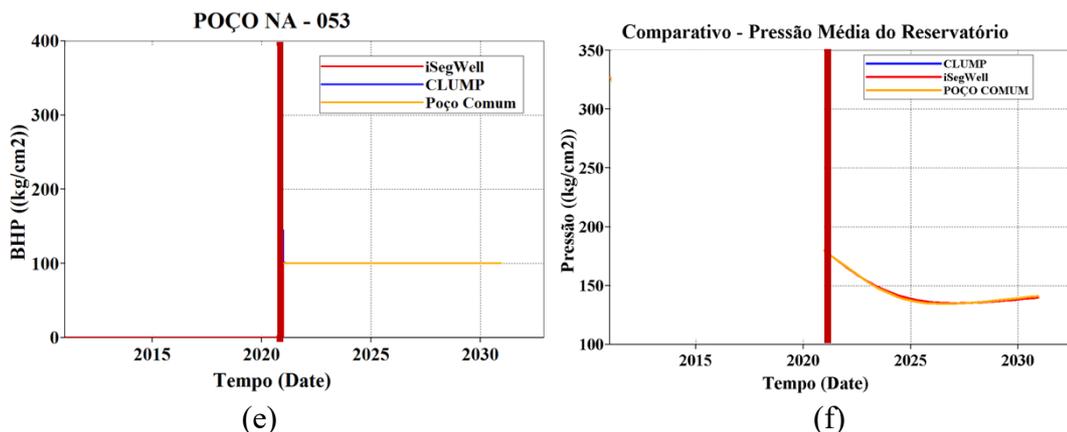
Figura 59 - Pressões para o campo Namorado.

(a) Comparativo para o poço NA-008 (b) Comparativo para o poço NA-010 (c) Comparativo para o poço NA-035 (d) Comparativo para o poço NA-047 (e) Comparativo pressão média do reservatório.



(c)

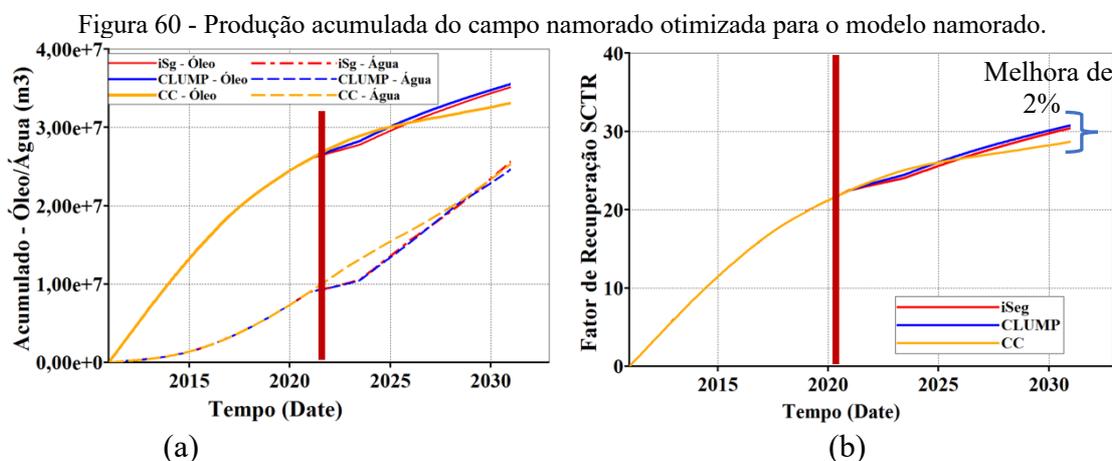
(d)



Fonte: A autora (2020).

### 5.2.6.2 Caso otimizado

O processo de otimização das aberturas das FCD e dos MPI dos poços produtores presentes no campo namorado modificado, realizado após os dez anos de histórico (2011 a 2021) gerou uma melhora nas condições de produção, como visto na Figura 60(a), elevando o Fator de Recuperação (FR) do campo em 2% (Figura 60(b)).



Fonte: A autora (2020).

A melhora no FR do campo levou a um aumento no VPL de 39% para o CLUMP e 30% para o iSegWell. A Tabela 19 traz esses valores. Essa diferença pode ser justificada pelo fato de que os parâmetros adotados para modelar o iSegWell foram baseados em modelos já prontos, conduzindo a erros de aproximações.

Tabela 19 - VPL campo Namorado modificado otimizado.

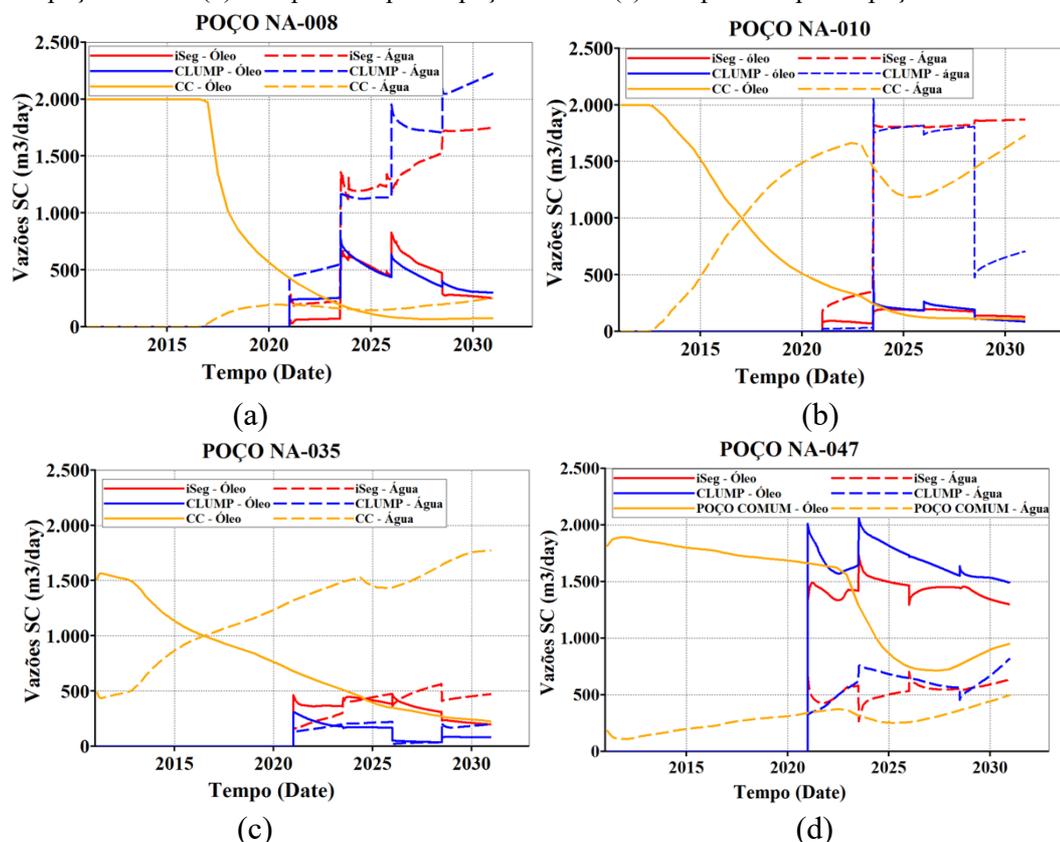
VPL US\$ 10x9	iSegWell	CLUMP	Poço Comum
Caso base	1.5128	1.4869	1.4869
Caso Otimização	1.9608	2.0625	-

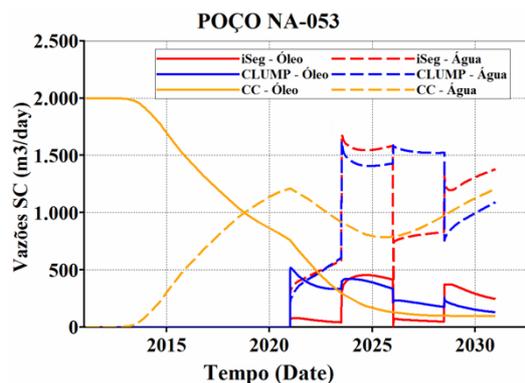
Fonte: A autora (2020).

O processo de otimização dos poços produtores inteligentes representados através da técnica iSegWell e CLUMP apresentam semelhanças nas variações das vazões ao longo dos ciclos de controle. Pelas Figura 61(a), (b), (c), (d), (e), nota-se que ambas as estratégias conseguiram resultados melhores e semelhantes quando comparados a produção para poços comuns. Em virtude do baixo preço da água produzida ou injetada e elevado preço do barril de óleo, alguns poços tiveram sua produção de água elevada para proporcionar um aumento na produção do óleo, como por exemplo, o poço NA-008.

Figura 61 - Vazão Líquida para o campo Namorado.

(a) Comparativo para o poço NA-008 (b) Comparativo para o poço NA-010 (c) Comparativo para o poço NA-035 (d) Comparativo para o poço NA-047 (e) Comparativo para o poço NA-053.

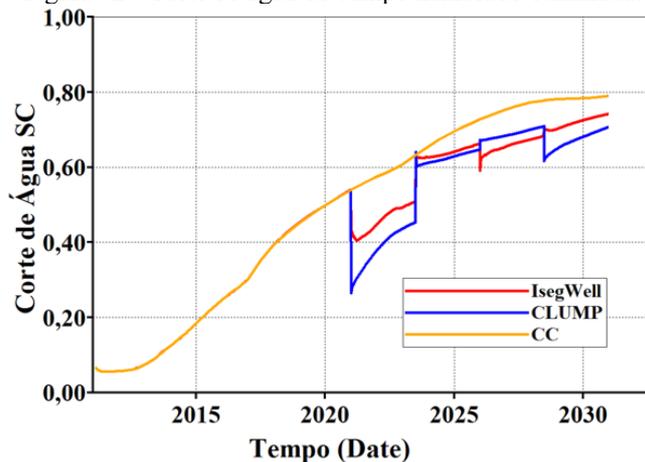




Fonte: A autora (2020).

A Figura 62 mostra como as duas técnicas reagiram ao controle da água do campo namorado durante a otimização. Uma redução no corte de água ocorreu, mesmo com a decisão do otimizador aumentar a vazão da água em alguns poços.

Figura 62 - Corte de água do campo namorado otimizada.

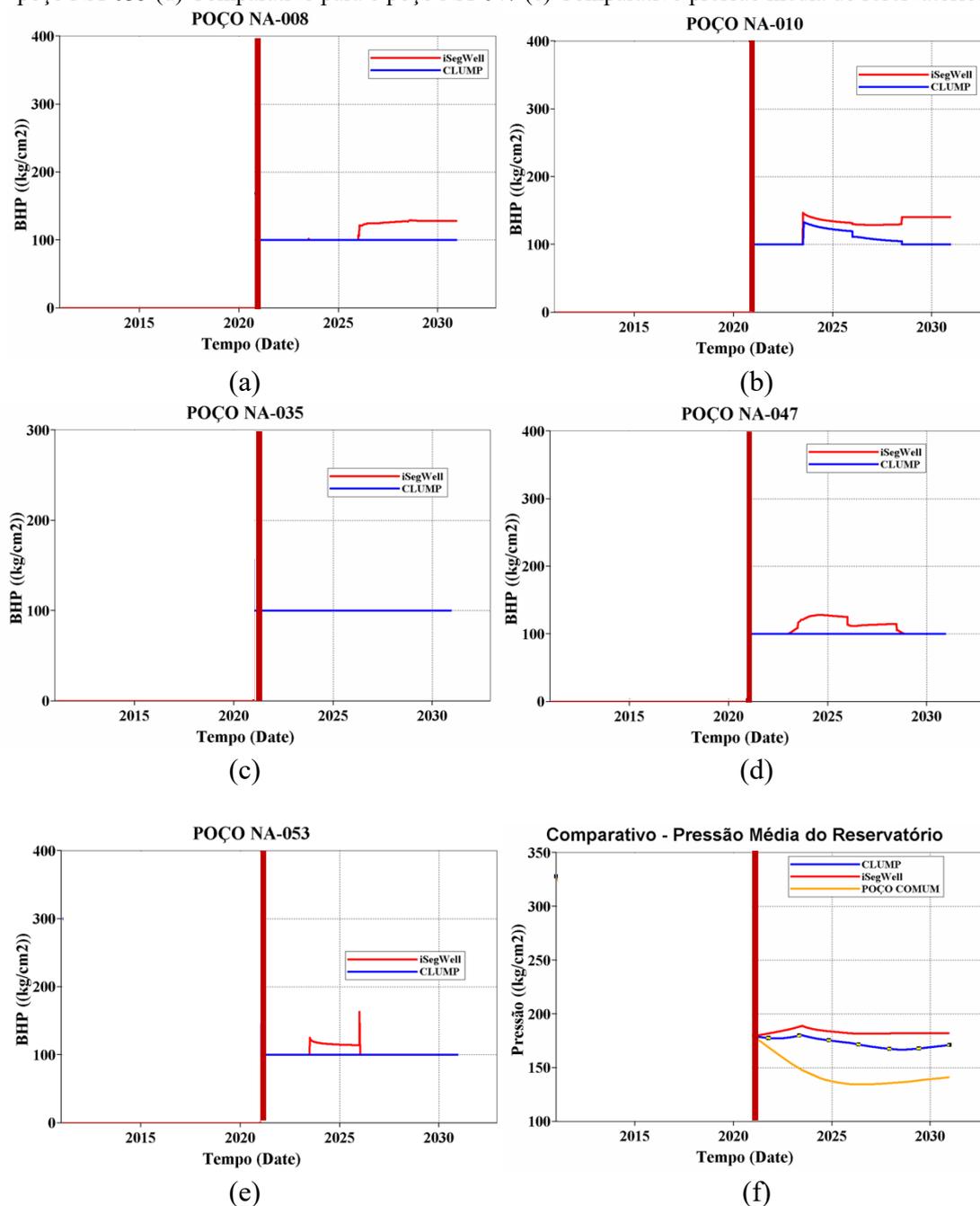


Fonte: A autora (2020).

As Figura 63(a), (b), (c), (d) e (e) trazem o comparativo do BHP de cada poço para cada técnica aplicada, e a Figura 63(f), o comparativo da pressão média do campo. Os poços produtores, com exceção do NA-010, mantém o BHP constante durante todo o período de otimização com o uso do CLUMP. Porém, com o iSegWell, apenas o poço NA-035 mantém o seu BHP inalterado. A Figura 63(f) traz uma leve diferença nos valores entre as técnicas, porém um comportamento semelhante ainda é mantido.

Figura 63 - Campo Namorado Otimizado.

(a) Comparativo para o poço NA-008 (b) Comparativo para o poço NA-010 (c) Comparativo para o poço NA-035 (d) Comparativo para o poço NA-047 (e) Comparativo pressão média do reservatório.



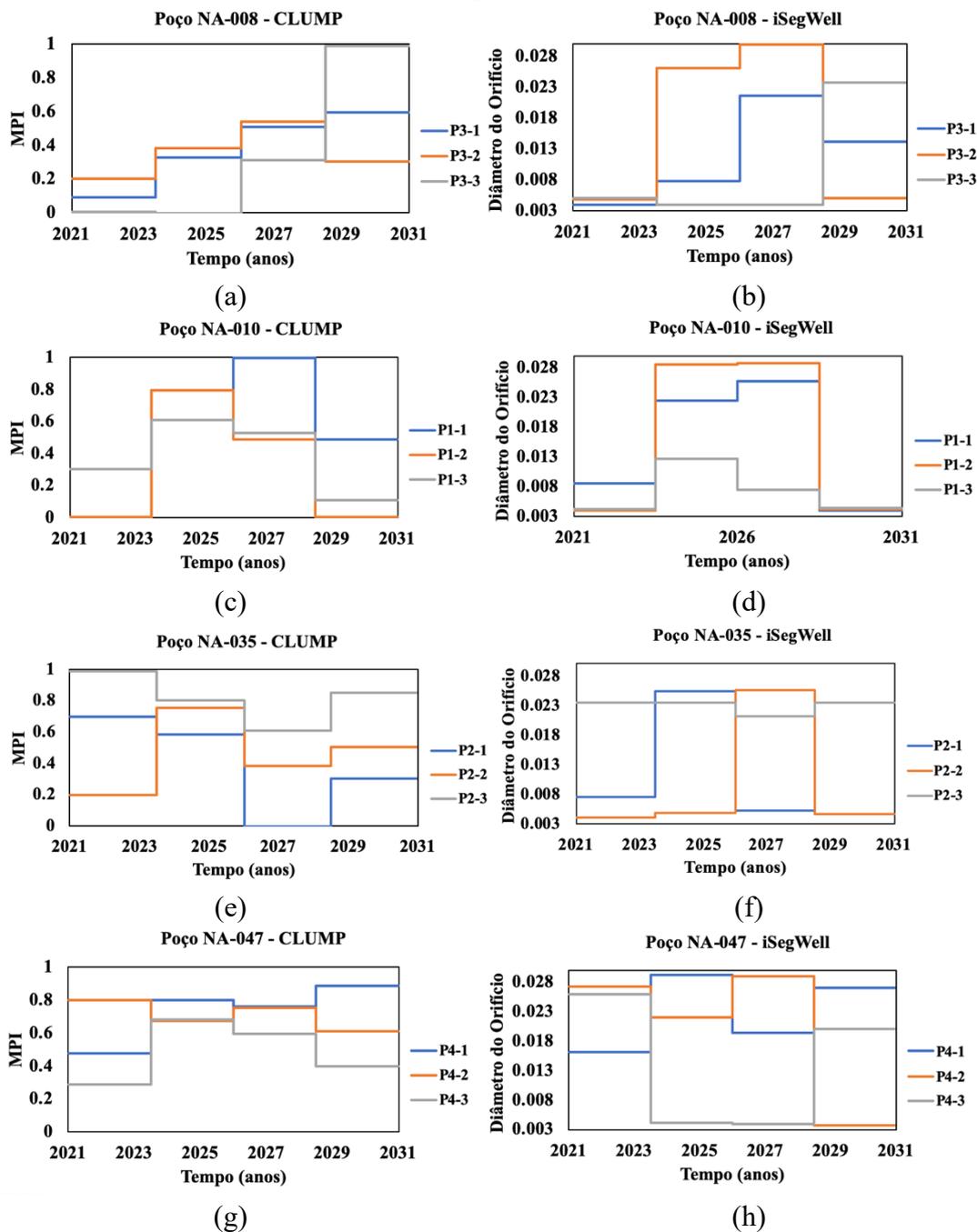
Fonte: A autora (2020).

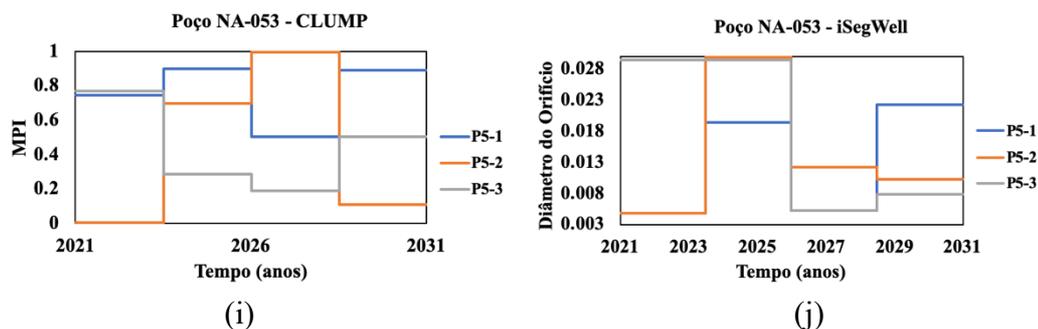
As Figura 64(a) até (j) apresentam o comportamento das variáveis de controle de cada poço produtor ao longo do processo de otimização. Observando essas figuras, nota-se que para esse caso, com um modelo mais realístico, não há um padrão de mudança entre as duas estratégias, visto que estamos tratando de diferentes parâmetros de controle usados para representar uma ICV. Porém, apesar dessa diferença, ambas as técnicas conseguiram alcançar

melhoras semelhantes na produção e no VPL do campo. Os valores apresentados para nesta figura para o iSegWell não estão normalizados, variando entre 0.003 m e 0,03 m.

Figura 64 - Tamanho das ICVs.

(a) NA-008 CLUMP (b) NA-008 iSegWell (c) NA-010 CLUMP (d) NA-010 iSegWell (e) NA-035 CLUMP (f) NA-035 iSegWell (g) NA-047 CLUMP (h) NA-047 iSegWell (i) NA-053 CLUMP (j) NA-053 iSegWell.





Fonte: A autora (2020).

## 5.2.7 Discussões

Em todos os casos apresentados utilizando o modelo sintético cartesiano, as técnicas CLUMP e iSegWell apresentaram resultados coerentes, conseguindo modelar poços produtores inteligentes com ICVs. O processo de otimização resultou, para ambos, em uma melhora na produção do campo, aumentando o óleo produzido, retardando a irrupção de água e consequentemente melhorando o VPL do campo.

No caso 1, constatou-se que a técnica 1, a qual utiliza múltiplos poços para modelar poços produtores inteligentes com ICV não se mostra adequada, em virtude de não conseguir representar uma situação de produção conjunta, onde zonas com diferentes permeabilidades influenciam umas nas outras durante a produção. Além de não ser capaz de modelar o BHP do poço como um todo.

Foi visto também, pelos casos 2 e 3, utilizados para verificar a atuação das técnicas em cenários com fluxo cruzado e a influência do tipo de RP do poço produtor, que ambas as técnicas conseguiram conter o fluxo cruzado e permitir a produção de todas as zonas, melhorando o VPL do campo. Viu-se que ao escolher o BHP como RP, o iSegWell conseguiu ter um perfil de produção melhor, com variações mais suaves das vazões a cada ciclo de controle. Além de que, ao utilizar esta RP, a otimização conseguiu fazer com que ambas as camadas conseguissem produzir óleo desde os primeiros dias de produção.

No segundo modelo apresentado, o campo namorado modificado, o processo de otimização trouxe uma melhora de 2% no FR para ambas as técnicas. O VPL apresentado para as duas técnicas obteve uma pequena diferença para os processos do caso base e otimizado, que pode ser justificada pelo fato de que os parâmetros adotados para as FCD do iSegWell foram determinados de maneira aproximada, baseado em valores de modelos sintéticos da CMG. Ambas as técnicas apresentaram comportamento semelhante em seus perfis de pressão, vazões e produção acumulada.

Diante de todos os resultados encontrados, as duas estratégias, CLUMP e iSegWell mostraram serem eficientes e confiáveis no gerenciamento da produção destes campos.

A escolha do iSegWell como estratégia para modelagem dos poços inteligentes permite obter valores diretos para as aberturas das ICVs. Porém é uma técnica com modelagem muito mais complexa, visto que é necessário entrar com muitos mais dados técnicos do poço e este modulo não segue disponível para ser trabalhado pelo *builder* da CMG. Ao modelar com CLUMP, apenas dois comandos são necessários, no entanto, como afirma Chen (2017), a relação ativa entre configurações de ICV e multiplicadores de IP são desconhecidas.

Outro ponto a destacar é que, em virtude do iSegWell só trabalhar com o modelo *black oil*, o CLUMP seria uma possível solução para modelagem de poços inteligentes com sistema de injeção alternada de água e gás (*Water Alternating Gas - WAG*).

A eficiência do uso de CLUMP para modelar poços inteligentes em cenários mais complexos como poços com elevação artificial, acidificação dentre outras coisas ainda deve ser investigada e comparada com resultados ao utilizar o iSegWell.

Ao utilizar a técnica CLUMP, não é possível impor restrições de vazão máxima para cada zona, visto que se desconhece a proporção que o MPI de cada segmento tem com a vazão.

## 6 CONSIDERAÇÕES FINAIS

Este trabalho teve como objetivo comparar três diferentes metodologias existentes para modelar poços com completção inteligente em diferentes cenários. Mediante o desenvolvimento dessa dissertação, nesta seção serão apresentadas as principais conclusões que puderam ser observadas a partir dos resultados, bem como as sugestões para trabalhos futuros.

### 6.1 CONCLUSÕES

- O uso da técnica de múltiplos poços para representar poços inteligentes não apresenta resultados coerentes, visto que esta não consegue representar uma situação de produção conjunta e nem é capaz de entregar o BHP do poço segmentado.
- Ambas as técnicas conseguiram conter o fluxo cruzado e permitir a produção de todas as zonas, melhorando o VPL do campo.
- A escolha da restrição primária do poço, em ambas as técnicas (CLUMP e iSegWell), não influenciou o valor do VPL encontrado.
- O iSegWell, ao trabalhar com BHP como RP do produtor, conseguiu ter um perfil de produção melhor, com variações mais suaves das vazões a cada ciclo de controle.
- Para o caso sintético utilizar BHP como RP do produtor, a otimização conseguiu fazer com que ambas as camadas conseguissem produzir óleo desde os primeiros dias de produção.
- O CLUMP e o iSegWell apresentaram resultados similares.
- O uso do módulo iSegWell consegue representar de maneira correta o comportamento das válvulas durante um processo de otimização, entregando o diâmetro da abertura da ICV.
- O módulo do iSegWell apresenta maior complexidade para modelação, e não foi desenvolvido para trabalhar no *builder* da CMG
- Em virtude do iSegWell só trabalhar com o modelo *black oil*, o CLUMP apresenta-se como uma possível solução para modelagem de poços inteligentes com sistema de injeção alternada de água e gás (*Water Alternating Gas - WAG*).
- Os comportamentos das válvulas, durante a produção e processo de otimização, são efetivamente modelados pelo multiplicador do índice de produtividade. Porém, a relação ativa entre configurações de ICV e multiplicadores do índice de produtividade são desconhecidas.

## 6.2 TRABALHOS FUTUROS

Com o objetivo de melhorar os modelos e os resultados aqui estudados, seguem algumas sugestões de continuidade do presente trabalho.

- Utilizar processos e estratégias de otimização mais sofisticados e eficientes que possam lidar com um número mais elevado de variáveis para desenvolver o campo namorado modificado com ICVs nos poços produtores e injetores com ciclos de controle a cada seis meses.
- Comparar as técnicas utilizando algoritmo global e algoritmo de busca local.
- Determinar as aberturas e os multiplicadores do IP quando incertezas são consideradas.
- Calcular a abertura dos poços quando é utilizado o problema de injeção alternada de água e gás (WAG)
- Otimizar, juntamente com as ICVs, os controles de vazão de injeção dos poços injetores e pressão de fundo de poço dos poços produtores.
- Otimizar o número de ciclos de controle, que dependendo das 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.
- A eficiência do CLUMP em cenários com elevação artificial, acidificação, bombeio dentre outras ainda deve ser investigada.
- Avaliar a eficiência da técnica CLUMP e iSegWell em cenários de produção com poços inteligentes horizontais.

## 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; 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.
- AFUEKWE, Austin; BELLO, Kelani. Use of Smart Controls in Intelligent Well Completion to Optimize Oil & Gas Recovery. **Journal of Engineering Research And Reports**, [s.l.], p.1-14, 10 jun. 2019. Sciencedomain International. <http://dx.doi.org/10.9734/jerr/2019/v5i416930>.
- AL-DOSSARY, Faisal Mohammed et al. Production Gain and Optimization Through the implementation of the Highest Smart Completion in Saudi Aramco, Case Study. **Spe Intelligent Energy International**, [s.l.], p.1-9, 2012. Society of Petroleum Engineers. <http://dx.doi.org/10.2118/150369-ms>.
- ALIMONTI, Claudio et al. **ENCYCLOPAEDIA OF HYDROCARBONS**. Italia: Marchesi Grafiche Editoriali S.p.a., 2005. 1 v.
- AL-KHELAIWI, Faisal. 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 Turki Manee. **A Comprehensive Approach to the Design of Advanced Well Completions**. 2013. 225 f. Tese (Doutorado em Engenharia de Petróleo), Universidade Heriot-watt, Edimburgh, 2013.
- AL-KHELAIWI, Faisal T. et al. Intelligent-Field Technologies on a Mass Scale: Change for Efficiency Improvement. **International Petroleum Technology Conference**, [s.l.], p.1-8, 2014. International Petroleum Technology Conference. <http://dx.doi.org/10.2523/iptc-17330-ms>.
- 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.

ANP. **Plano Namorado 2016**. 2016. Disponível em: <[http://www.anp.gov.br/images/planos\\_desenvolvimento/Namorado.pdf](http://www.anp.gov.br/images/planos_desenvolvimento/Namorado.pdf)>. Acesso em: 03 jan. 2020.

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.

BARBOZA, E. G. **Análise estratigráfica do Campo de Namorado (Bacia de Campos) com base na interpretação sísmica tridimensional**. 2005. Tese (Doutorado em Geociências). UFRGS, Porto Alegre, 2005.

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.

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 flow 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.

BURKE, Lyle; GHAZAR, Claude. Flow Control Devices in SAGD - A System-Based Technology Solution. **Spe Thermal Well Integrity And Design Symposium**, [s.l.], p.1-12, 2018. Society of Petroleum Engineers. <http://dx.doi.org/10.2118/193353-ms>.

BROUWER, D.r. et al. Recovery Increase through Water Flooding with Smart Well Technology. **Spe European Formation Damage Conference**, [s.l.], p.1-10, 2001. Society of Petroleum Engineers. <http://dx.doi.org/10.2118/68979-ms>.

CARMO, Andréa Leite do. **Técnicas de Otimização por Aproximação Sequencial Aplicadas a Ajuste de Histórico na Simulação de Reservatórios**. 2010. 113 f. Dissertação (Mestrado) - Curso de Engenharia Mecânica, Universidade Federal de Pernambuco, Recife, 2010.

CASTRO, R. E. **Otimização de estruturas com Multi-objetivo via Algoritmo Genético**. 2001. Tese (Doutorado em Engenharia Civil). COPPE/UFRJ, Rio de Janeiro, 2001.

CHAN, Keng Seng et al. Production Integrated Smart Completion Benchmark for Field Re-Development. **International Petroleum Technology Conference**, [s.l.], p.1-11, 2014. International Petroleum Technology Conference. <http://dx.doi.org/10.2523/iptc-17220-ms>.

CHEN, Bailian. **Stochastic Simplex Approximate Gradient for Production Optimization of Wag and Continuous Water Flooding**. 2017. 183 f. Tese (Doutorado em Engenharia Civil), Universidade de Tulsa, Tulsa, 2017.

CHEN, Bailian; REYNOLDS, Albert C.. Optimal control of ICV's and well operating conditions for the water-alternating-gas injection process. **Journal of Petroleum Science And Engineering**, [s.l.], v. 149, p.1-16, jan. 2017. Elsevier BV. <http://dx.doi.org/10.1016/j.petrol.2016.11.004>.

CHEN, Bailian; XU, Jianchun. Stochastic Simplex Approximate Gradient for Robust Life-Cycle Production Optimization: Applied to Brugge Field. **Journal of Energy Resources Technology**, [s.l.], v. 141, n. 9, p.1-11, 4 abr. 2019. ASME International. <http://dx.doi.org/10.1115/1.4043244>.

CHEN, Yan; OLIVER, Dean S. Ensemble-Based Closed-Loop Optimization Applied to Brugge Field. **Spe Reservoir Evaluation & Engineering**, [s.l.], v. 13, n. 01, p.56-71, 1 fev. 2010. Society of Petroleum Engineers (SPE). <http://dx.doi.org/10.2118/118926-pa>.

CHOCHUA, Gocha et al. Cyclone Type Autonomous Inflow Control Device for Water and Gas Control: Simulation-Driven Design. **Abu Dhabi International Petroleum Exhibition & Conference**, [s.l.], p.1-4, 2018. Society of Petroleum Engineers. <http://dx.doi.org/10.2118/192723-ms>.

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. **iSEGWELL USER GUIDE Intelligent Segmented Well**. Calgary, Alberta: Computer Modelling Group Ltd, 2018. a.

CMG. **IMEX User Guide Three-phase, Black-oil Reservoir Simulator**. Calgary, Alberta: Computer Modelling Group Ltd, 2018. b.

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.

DELPIZZO NETO, Amandio. **Um Sistema de Apoio à Decisão na Completação de Poços de Petróleo**. 2003. 125 f. Dissertação de Mestrado. Universidade Federal de Santa Catarina, Stavanger, 2013. Cap. 2.

DURLOFSKY, Louis J.; AZIZ, Khalid. Optimization of Smart Well Control. **Spe International Thermal Operations And Heavy Oil Symposium And International Horizontal Well Technology Conference**, [s.l.], p.1-2, 2002. Society of Petroleum Engineers. <http://dx.doi.org/10.2118/79031-ms>.

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.

ELVERHØY, Anita B.; AAKRE, Haavard; MATHIESEN, Vidar. Autonomous Inflow Control for Maximizing Oil Recovery and Minimizing Water/Steam Production. **Spe Western Regional Meeting**, [s.l.], p.1-5, 2018. Society of Petroleum Engineers. <http://dx.doi.org/10.2118/190016-ms>.

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.

ERTEKINI, T.; ABOU-KASSEM, J. H.; KING, G. R. **Basic Applied Reservoir Simulation**. Richardson, TX: Society of Petroleum Engineers, 2001.

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

FONSECA, Rahul M.; REYNOLDS, Albert C.; JANSEN, Jan Dirk. Generation of a Pareto front for a bi-objective water flooding optimization problem using approximate ensemble gradients. **Journal of Petroleum Science And Engineering**, [s.l.], v. 147, p.249-260, nov. 2016. Elsevier BV. <http://dx.doi.org/10.1016/j.petrol.2016.06.009>.

FONSECA, R.m. et al. Ensemble-Based Multi-Objective Optimization of On-Off Control Devices Under Geological Uncertainty. **Spe Reservoir Simulation Symposium**, [s.l.], p.1-18, 2015. Society of Petroleum Engineers. <http://dx.doi.org/10.2118/173268-ms>.

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.

GAO, C. et al. A literature Review on Smart-Well Technology. **SPE Production & Operations**, Oklahoma, Oklahoma p. 1–2, 2007.

GEORGE, Dev. **Intelligent Wells**. [S.l.:s.n.], 05/09/2001. CD-ROOM com uma coletânea de artigos.

GIMRE, Jeanette. **Efficiency of ICV/ICD 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.

- GUILMAIN, Miguel; FIPKE, Steven; KONOPCZYNSKI, Michael. AICD Technology Reduces Water Cut and Improves Oil Recovery in Colombian Heavy Oil Field. **Spe Annual Technical Conference And Exhibition**, [s.l.], p.1-11, 2019. Society of Petroleum Engineers. <http://dx.doi.org/10.2118/196176-ms>.
- GURSES, Sule et al. Dynamic Modeling and Design Optimization of Cyclonic Autonomous Inflow Control Devices. **Spe Reservoir Simulation Conference**, [s.l.], p.1-15, 2019. Society of Petroleum Engineers. <http://dx.doi.org/10.2118/193824-ms>.
- GUTMANN, H. M., 2001. A Radial Basis Function Method for Global Optimization. *Journal of Global Optimization*, p. 201-227.
- GLANDT, Carlos A. Reservoir Management Employing Smart Wells : A Review. **SPE Drilling & Completion**, Port-of-Spain, Trinidad, p. 281–288, 2005.
- GRANADOS, K. P. **Comparação de técnicas de modelação de completações inteligentes**. 2018. 164 f. Dissertação de Mestrado. Universidade Federal de Pernambuco, Recife, 2018.
- GREBENKIN, Ivan Mikhailovich; DAVIES, David R.. A Novel Optimisation Algorithm for Inflow Control Valve Management. **Spe Europec/eage Annual Conference**, [s.l.], p.1-13, 2012. Society of Petroleum Engineers. <http://dx.doi.org/10.2118/154472-ms>.
- HAFTKA, Raphael T.; GÜRDAL, Zafer. **Elements of Structural Optimization**. 3. ed. Netherlands: Springer Science & Business Media, B. V., 1992.
- 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: 10 nov. 2019.
- HALVORSEN, Martin et al. Enhanced Oil Recovery On Troll Field By Implementing Autonomous Inflow Control Device. **Spe Bergen One Day Seminar**, [s.l.], p.1-14, 2016. Society of Petroleum Engineers. <http://dx.doi.org/10.2118/180037-ms>.
- 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.
- HUANG, Zhiqiang et al. Study of the Intelligent Completion System for Liaohe Oil Field. **Procedia Engineering**, [s.l.], v. 15, p.739-746, 2011. Elsevier BV. <http://dx.doi.org/10.1016/j.proeng.2011.08.138>.
- ILAMAH, Osho; WATERHOUSE, Ross. Field-Scale Production Optimization with Intelligent Wells. **Spe Europec Featured At 80th Eage Conference And Exhibition**, [s.l.], p.1-12, 2018. Society of Petroleum Engineers. <http://dx.doi.org/10.2118/190827-ms>.
- JASEN, J. D. Smart wells. **Shell E&P Technology Applications and Research**, [s. l.], p. 1–11, 2001.

JAVID, Khalid et al. Comprehensive ICD/ICV Completion Design Workflow Practiced in Green Oilfield Offshore, Abu Dhabi. **Abu Dhabi International Petroleum Exhibition & Conference**, [s.l.], p.1-12, 2018. Society of Petroleum Engineers. <http://dx.doi.org/10.2118/192645-ms>.

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

KONOPCZYNSKI, Michael; DOWLATABAD, Mojtaba Moradi. Improving the Performance of EOR in Unconventional Oil Reservoirs Using Advanced Completion Technology. **Spe Improved Oil Recovery Conference**, [s.l.], p.1-11, 2018. Society of Petroleum Engineers. <http://dx.doi.org/10.2118/190260-ms>.

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.

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.

LEEUWENBURGH, O., 2016. Private Comunication

LE-ROCH, J. F. et al. Use of Flow Control Valves to Increase Potential and Reserves on a Mature Field. **Spe Annual Technical Conference And Exhibition**, [s.l.], p.1-8, 2016. Society of Petroleum Engineers. <http://dx.doi.org/10.2118/181387-ms>.

LOUREIRO, A. B; FURTADO, R. Disponível em: [https://www.researchgate.net/publication/332350493\\_Completacao\\_inteligente\\_de\\_pocos\\_d\\_e\\_petroleo\\_tecnologia\\_para\\_aumentar\\_a\\_recuperacao\\_de\\_oleo\\_e\\_gas/link/5caf48c04585156cd78fd71c/download](https://www.researchgate.net/publication/332350493_Completacao_inteligente_de_pocos_d_e_petroleo_tecnologia_para_aumentar_a_recuperacao_de_oleo_e_gas/link/5caf48c04585156cd78fd71c/download) >. Acessado em 12 de janeiro de 2020.

LUNDE, Magnus. **The Effect of Field Pressure Interference: A simulation Study on Aquifer Modeling and the Effect on Samll Oil Fields from a Commom Aquifer**. 2017. 91 f. Dissertação de Mestrado - Curso de Geociência e Petróleo, Norwegian University Of Science And Technology, Nor, 2017.

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.

MATHIAS, Marcela Ferreira. **Análise do sistema inteligente de completção e sua aplicabilidade na indústria do petróleo**. 2013. 56 f. Monografia (Especialização) - Curso de Engenharia de Petróleo, Engenharia Química e de Petróleo, Universidade Federal Fluminense, Niterói, 2013.

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.

MORAIS, Vinicius Luiz Rodrigues Silveira. **Metodologia de Otimização Para Avaliação do Impacto Econômico de Poços Inteligents no Desenvolvimento de Campos e Petróleo sob Incertezas**. 2017. Dissertação de Mestrado. Universidade Estadual de Campinas, Campinas - SP, 2017.

MUBARAK, S. M., PHAM, T. R., SHAMRANI, S. S., & Shafiq, M. (2008). Case Study: The Use of Downhole Control Valves To Sustain Oil Production From the First Maximum Reservoir Contact, Multilateral, and Smart Completion Well in Ghawar Field. **Society of Petroleum Engineers**. doi: [10.2118/120744-PA](https://doi.org/10.2118/120744-PA)

NAUS, M. M. J. J.; DOLLE, N; JANSEN, J. D. Optimization of Commingled Production Using Infinitely Variable Inflow Control Valves. **SPE Production & Operations**, 21(2): 293–301, May 2006.

OLIVEIRA, Leonardo Correia de. **Estratégia híbrida aplicada ao gerenciamento ótimo de reservatórios**. 2013. Tese (Doutorado em Engenharia Civil) - Universidade Federal de Pernambuco, Recife, 2013.

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

PEACEMAN, D. W., Interpretation of Well Block Pressures in Numerical Reservoir Simulation, **SPE Journal**, June 1978, p.183-194.

PEAK WELL MANAGEMENT LTD. Probabilistic Well Time and Cost Estimation – P1. **A Sophisticated Approach to the Identification & Management of Drilling Risks**. [S.l.:s.n.], 16 ago. 2000.

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.

PETROBRAS fatos e dados. Disponível em: <<https://petrobras.com.br/fatos-e-dados/pre-sal-da-bacia-de-santos-10-anos-como-uma-das-fronteiras-offshore-mais-competitivas.htm>>. Acesso em: 10 janeiro. 2020.

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

PINTO, Marcio Augusto Sampaio. **Método de Otimização Assistido para Comparação Entre Poços Convencionais e Inteligentes Considerando Incertezas**. 2013. Tese (Doutorado em Engenharia Mecânica) - Universidade Estadual de Campinas, Campinas, 2013.

PINTO, J. W. **Uso de Otimização Sequencial Aproximada em Problemas Uni e Multiobjetivos de Gerenciamento de Reservatórios**. 2014. Dissertação de Mestrado - Universidade Federal de Pernambuco, Recife, 2014.

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.

RAHMANTO, Wahyu Agung et al. Innovative Downhole Flow Control Solution and Challenges in a Carbonate Field Offshore Indonesia. **International Petroleum Technology Conference**, [s.l.], p.4-6, 2019. International Petroleum Technology Conference. <http://dx.doi.org/10.2523/iptc-19450-ms>.

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>>.

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

RODRIGUEZ, J. C.; FIGUEROA, A. R. Intelligent Completions and Horizontal Wells Increase Production and Reduce Free-Gas and Water in Mature Fields. In: SPE Latin American and Caribbean Petroleum Engineering Conference. Lima, Peru. **Proceedings...** Society of Petroleum Engineers, 2010.

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>>

ROSA, Adalberto J.; CARVALHO Renato S.; XAVIER José A. D., Engenharia de Reservatórios de Petróleo, Editora Interciência, Rio de Janeiro, 2006.

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.

SCHLUMBERGER Glossary aquifer. Disponível em <<https://www.glossary.oilfield.slb.com/en/Terms/a/aquifer.aspx>>. Acessado em 05 de dezembro de 2019.

SILVA, A. R. **Análise da disponibilidade de malhas de completção inteligente em poços de petróleo.** 2004. 160 f. Dissertação de Mestrado. Universidade Federal DE Pernambuco, Recife, 2004.

SILVA JUNIOR, Manoel Feliciano da; PINTO, Hardy Leonardo da Cunha Pereira; IZETTI, Ronaldo Gonçalves. **Poços inteligentes na Petrobras.** 2. ed. Rio de Janeiro: Petrobras, 2005. 1 v.

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

STEEN, Erik van Der; KNOPPE, Ronald. BSP: An evolution from Smart Wells to Smart Fields. **Intelligent Energy Conference And Exhibition**, [s.l.], p.1-4, 2006. Society of Petroleum Engineers. <http://dx.doi.org/10.2118/100710-ms>.

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 Bensusen. **Application and Design of Passive Inflow Control Devices on the Eni Goliat Oil Producer Wells.** 2010. Dissertação de Mestrado. University of Stavanger, Stavanger, 2010.

TUEROS, Juan Alberto Rojas. **Refinamento do Método Baseado em Emsembles para Controle Ótimo do Problema de Injeção de Água.** 2019. Tese (Doutorado em Engenharia Civil) - Universidade Federal de Pernambuco, Recife, 2019.

THOMAS, J. E. (Org). **Fundamentos de Engenharia de Petróleo.** Rio de Janeiro: Interciência. Petrobras, 2004.

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.

VAN ESSEN, Gijs; HOF, Paul van Den; JANSEN, Jan-dirk. A Two-Level Strategy to Realize Life-Cycle Production Optimization in an Operational Setting. **Spe Journal**, [s.l.], v. 18, n. 06, p.1-10, 24 jul. 2013. Society of Petroleum Engineers (SPE). <http://dx.doi.org/10.2118/149736-pa>.

WANDERLEY, Luiz Gustavo Amaral. **Ajuste de Histórico e Gerenciamento Ótimo de Reservatórios de Petróleo: Estudo de um Caso Real.** 2014. Dissertação de mestrado. Universidade Federal de Pernambuco, Recife - PE, 2014.

WILD, Stefan M.; REGIS, Rommel G.; SHOEMAKER, Christine A. ORBIT: Optimization by Radial Basis Function Interpolation in Trust-Regions. **Siam Journal On Scientific**

**Computing**, v. 30, n. 6, p.3197-3219, jan. 2008. Society for Industrial & Applied Mathematics (SIAM). <http://dx.doi.org/10.1137/070691814>.

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.

YADAV, Varun; SURYA, Neha. Evaluating the Performance of Intelligent Completions. **Spe Intelligent Energy International**, [s.l.], p.1-11, 2012. Society of Petroleum Engineers. <http://dx.doi.org/10.2118/150408-ms>.

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

YETEN, B.; DURLOFSKY, L. J.; AZIZ, K. Optimization of Nonconventional Well Type, Location and Trajectory. In Proceedings of the **SPE annual technical conference and exhibition**, San Antonio, Texas, USA, 29 September–2 October, number SPE 77565, 2002.

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 – TABELAS COM VALORES DAS ABERTURAS

As Tabelas 1 e 2 trazem, respectivamente os valores das aberturas das FCD no iSegWell e os MIP para o CLUMP encontrados em todos os casos simulados para o modelo sintético cartesiano.

Tabela 1 - Diâmetro de cada FCD – casos do modelo sintético cartesiano.

	ABERTURA	CC1	CC2	CC3	CC4	CC5
<b>CASO 1 RP STL</b>	FCD superior (pol)	0,067	0,05	0,073	0,050	0,140
	FCD inferior (pol)	0,192	0,291	0,258	0,199	0,174
<b>CASO 2 RP BHP</b>	FCD superior (pol)	0,052	0,063	0,052	0,050	0,089
	FCD inferior (pol)	0,219	0,287	0,346	0,220	0,221
<b>CASO 2 RP.STL</b>	FCD superior (pol)	0,086	0,05	0,053	0,060	0,165
	FCD inferior (pol)	0,182	0,276	0,279	0,179	0,193
<b>CASO 3 RP.BHP</b>	FCD superior (pol)	0,471	0,172	0,348	0,406	0,355
	FCD inferior (pol)	0,298	0,141	0,052	0,0745	0,120
<b>CASO 3 RP STL</b>	FCD superior (pol)	0,204	0,366	0,439	0,358	0,134
	FCD inferior (pol)	0,067	0,297	0,460	0,202	0,052

Fonte: Autor (2020).

Tabela 2 - MPI – casos do modelo sintético cartesiano.

	M.IP	CC1	CC2	CC3	CC4	CC5
<b>CASO 1 RP STL</b>	Superior	0,006	0,0	0,013	0,0	0,248
	Inferior	0,265	0,602	0,534	0,309	0,411
<b>CASO 2 RP BHP</b>	Superior	0,018	0,049	0,0576	0,291	0,013
	Inferior	0,467	1	0,988	0,155	0,768
<b>CASO 2 RP STL</b>	Superior	0,005	0,061	0,07	0,278	0
	Inferior	0,456	0,995	1	0,143	0,780
<b>CASO 3 RP BHP</b>	Superior	0,826	0,728	0,053	0,815	0,763
	Inferior	0,309	0,759	0	0	0,118

<b>CASO 3 RP STL</b>	Superior	0,694	0,976	0,287	0,056	0,996
	Inferior	0,158	0,891	0	0	0

Fonte: Autor (2020).

As Tabela 3 e 4 trazem, respectivamente os valores das aberturas das FCD no iSegWell e os MIP para o CLUMP encontrados em todos os casos simulados para o modelo sintético cartesiano.

Tabela 3 - Diâmetro de cada FCD – caso otimizado do namorado modificado.

	<b>ABERTURA (m) 0,003 – 0,03</b>	<b>CC1</b>	<b>CC2</b>	<b>CC3</b>	<b>CC4</b>
<b>NA-008</b>	FCD 1	0,004	0,008	0,022	0,014
	FCD 2	0,005	0,026	0,030	0,005
	FCD 3	0,005	0,004	0,004	0,024
<b>NA-010</b>	FCD 1	0,009	0,023	0,026	0,004
	FCD 2	0,004	0,029	0,029	0,004
	FCD 3	0,004	0,013	0,008	0,005
<b>NA-035</b>	FCD 1	0,008	0,25	0,005	0,005
	FCD 2	0,004	0,005	0,025	0,005
	FCD 3	0,023	0,023	0,021	0,023
<b>NA-047</b>	FCD 1	0,016	0,029	0,019	0,027
	FCD 2	0,027	0,022	0,029	0,004
	FCD 3	0,026	0,004	0,004	0,020
<b>NA-053</b>	FCD 1	0,005	0,019	0,005	0,022
	FCD 2	0,005	0,030	0,012	0,010
	FCD 3	0,029	0,029	0,005	0,008

Fonte: Autor (2020).

Tabela 4 - MPI - caso otimizado do namorado modificado.

	<b>M.IP 0 - 1</b>	<b>CC1</b>	<b>CC2</b>	<b>CC3</b>	<b>CC4</b>
<b>NA-008</b>	MIP 1	0,094	0,326	0,512	0,600
	MIP 2	0,206	0,388	0,545	0,306
	MIP 3	0,006	0,0	0,312	0,994
<b>NA-010</b>	MIP 1	0,0	0,794	1	0,487
	MIP 2	0,006	0,800	0,494	0,006
	MIP 3	0,308	0,613	0,529	0,112
<b>NA-035</b>	MIP 1	0,697	0,587	0,0	0,306
	MIP 2	0,200	0,753	0,389	0,506
	MIP 3	0,994	0,806	0,612	0,855
<b>NA-047</b>	MIP 1	0,481	0,800	0,760	0,888
	MIP 2	0,803	0,680	0,753	0,613
	MIP 3	0,294	0,687	0,600	0,400
<b>NA-053</b>	MIP 1	0,747	0,900	0,506	0,894
	MIP 2	0,006	0,700	1	0,112
	MIP 3	0,774	0,287	0,194	0,504

Fonte: Autor (2020).