

**UNIVERSIDADE FEDERAL DE PELOTAS**  
**Centro de Engenharias - CEng**  
**Curso de Engenharia de Petróleo**

**Trabalho de Conclusão de Curso**



**Influência do Modelo Representativo na Seleção de Estratégias de  
Produção**

**Eduardo Ramires Dos Santos**

**Pelotas, 2020**

**Eduardo Ramires Dos Santos**

**Influência do Modelo Representativo na Seleção de Estratégia de  
Produção**

Trabalho de Conclusão de Curso  
apresentado ao curso de Engenharia de  
Petróleo da Universidade Federal de  
Pelotas, como requisito parcial à  
obtenção do título de Bacharel em  
Engenharia de Petróleo

Orientador: Prof. Me. Forlan La Rosa Almeida

Pelotas, 2020

Universidade Federal de Pelotas / Sistema de Bibliotecas  
Catalogação na Publicação

S237i Santos, Eduardo Ramires Dos

Influência do modelo representativo na seleção da estratégia de produção / Eduardo Ramires Dos Santos ; Forlan La Rosa Almeida, orientador. — Pelotas, 2020.

94 f. : il.

Trabalho de Conclusão de Curso (Graduação em Engenharia de Petróleo) — Centro de Engenharias, Universidade Federal de Pelotas, 2020.

1. Modelo representativo. 2. Seleção de estratégia de produção. 3. Gerenciamento de reservatórios. I. Almeida, Forlan La Rosa, orient. II. Título.

CDD : 622

Eduardo Ramires Dos Santos

**Influência do Modelo Representativo na Seleção de Estratégia de  
Produção**

Trabalho de Conclusão de Curso aprovado, como requisito parcial, para a obtenção do grau de Bacharel em Engenharia de Petróleo, Universidade Federal de Pelotas.

Data da defesa: 10 de agosto de 2020

Banca examinadora:



.....

Prof. Forlan La Rosa Almeida (orientador)

Mestre em Ciências e Engenharia de Petróleo pela Universidade Estadual de Campinas.



.....

Prof. Valmir Francisco Risso

Doutor em Ciências e Engenharia de Petróleo pela Universidade Estadual de Campinas



.....

Prof. Fernanda Vaz Alves Risso

Pós-Doutorada em Ciências e Engenharia de Petróleo pela Universidade Estadual de Campinas

**Dedico este trabalho à minha mãe,  
que é a “plataforma” da minha vida.**

## **Agradecimentos**

Primeiramente a toda minha família, principal incentivadora e exemplo para que não desista dos meus sonhos.

Aos meus queridos amigos e amores de faculdade, pelo carinho e incentivo ao enfrentar as dificuldades, principalmente aos que moraram e dividiram seu dia-a-dia comigo.

Aos professores do curso de Engenharia de Petróleo da UFPel, aos quais muito busco me espelhar por todo o aprendizado que me foi repassado e especialmente ao Prof. Forlan La Rosa Almeida por toda a orientação e conselhos prestados durante o desenvolvimento deste trabalho.

À equipe do UNISIM, por me proporcionar o material e a oportunidade de contato com esse meio que tanto aprecio.

À equipe CMG, pela disponibilização da licença que possibilitou a aplicação deste trabalho.

E a Deus, por ter me concedido o privilégio de chegar até aqui e continuar lutando pelo futuro que pretendo.

Obrigado.

*“O sucesso não consiste em não errar, mas  
em não cometer os mesmos equívocos  
mais de uma vez.”*

(George Bernard Shaw)

## Resumo

DOS SANTOS, Eduardo Ramires. **Influência do Modelo Representativo na Seleção de Estratégia de Produção**. 2020. 94f. Trabalho de Conclusão de Curso, Curso de Engenharia de Petróleo, Centro de Engenharias, Universidade Federal de Pelotas, 2020.

Dentro da engenharia de reservatórios, uma das tarefas mais dispendiosas temporalmente e que apresentam grande impacto na economicidade do projeto é a seleção de uma estratégia de produção robusta para a exploração de um reservatório de petróleo. A tarefa se mostra complexa e desafiadora, pois envolve o gerenciamento de um conjunto de incertezas, fatores econômicos e uma sequência de tomada de decisões. Parte dessas incertezas está na representação do modelo geológico do reservatório através de suas propriedades estáticas e dinâmicas e, por esse motivo, inúmeros cenários do modelo são gerados a fim de retratá-las e para avaliarem-se os riscos. Entretanto, realizar uma análise da previsão de produção diante desses inúmeros cenários demanda um gasto de tempo considerável, muitas vezes não disponível para um projeto, além de um elevado esforço computacional. Assim, uma das principais formas de avançar neste sentido é a utilização de modelos representativos que, por sua vez, são um conjunto reduzido de cenários capaz de representar as incertezas do campo. A utilização dos modelos representativos tem como principais justificativas: (1) a diminuição do tempo dispendido ao estudo e (2) a consequente redução de simulações realizadas, facilitando a interpretação dos resultados. Dessa forma, o presente trabalho busca investigar a influência do modelo representativo no processo de otimização de uma estratégia de produção. São gerados dois modelos representativos (MR), chamados de MR SMK e MR Dos Santos, selecionados por diferentes abordagens. Para a aplicação da metodologia utilizou-se o modelo UNISIM-II-D, criado pelo grupo de pesquisa UNISIM, com cenários já previamente agrupados pela técnica de clusterização (*clusters*). Dessa forma, foi possível analisar as curvas dinâmicas de produção ( $N_p$ ,  $W_p$  e  $Fr$ ) de ambos MRs, sob um mesmo processo de otimização. Constatou-se que as duas formas de seleção para os modelos representativos contam com uma representatividade válida, entretanto o MR SMK apresenta uma menor diferença nas dinâmicas de produção em relação ao conjunto. Isso demonstra que o processo de seleção aplicado a esse modelo representativo retrata a maior influência que o mesmo possui na utilização de processos de análise e gerenciamento de reservatórios, quando observado o conjunto em questão.

**Palavras-chave:** modelo representativo; seleção de estratégia de produção; gerenciamento de reservatórios

## Abstract

DOS SANTOS, Eduardo Ramires. **Influence of the Representative Model on the Selection of Production Strategy**.2020. 94f. Undergraduate Final Project, Curso de Engenharia de Petróleo, Centro de Engenharias, Universidade Federal de Pelotas, 2020.

In reservoir engineering, one of the most time-consuming tasks that have an impact on the project's economy is the selection of a robust production strategy for the exploitation of an oil reservoir. The activity proves to be complicated and challenging, as it involves managing a set of uncertainties, economic factors, and a sequence of decision-making. Part of these uncertainties is in the reservoir's representation, through its static and dynamic properties. For this reason, are generated multiples scenarios of the model to depict them and to assess the risks. However, performing an analysis of the production forecast in face of these scenarios requires considerable time, often not available for a project, in addition, a high computational effort. Thus, one of the main ways of advancing in this direction is using Representative Models (RM), which, are a reduced set of scenarios capable to represent the uncertainties of the field. The use of representative models has as main justifications: (1) the reduction of time spent on the study and (2) the consequent decrease of simulations performed, facilitating the results interpretation. Thereby, this current work seeks to investigate the influence of the representative model in the process of production strategy optimization. Two representative models (RM) are generated, called RMSMK and RM Dos Santos, selected by different approaches. For the application of the methodology, the UNISIM-II-D model was applied, developed by the UNISIM research group, with scenarios previously grouped by the clustering technique. Thus, it was possible to analyze the dynamic production curves (Nap, We, and Fr) of both RMs, under the same optimization process. It was found that the two forms of selection for the representative models are valid, however, the RM SMK presented a smaller difference in the dynamics of production concerning the set. That demonstrated that the selection process applied to this representative model showed the influence that it has on the use of reservoir analysis and management processes when observing the cluster.

**Keywords:** representative model; selection of production strategy; reservoir management

## Lista de Figuras

Figura 1 - Áreas fundamentais da Engenharia de Reservatórios.....	20
Figura 2 - Divisão do reservatório em blocos .....	22
Figura 3 - Closed-loop para o desenvolvimento e gerenciamento de um reservatório .....	23
Figura 4 - MRs próximos ao P10, P50, P90 com representação segundo indicadores técnicos e econômicos (VPL, Np, Wp, Fr) .....	27
Figura 5 - Arranjos de malha para estratégia de produção. A – Linha direta; B - Nine-spot; C- Seven-spot; e D - Five-spot. ....	31
Figura 6 - Etapas da metodologia de seleção e otimização de estratégia de produção .....	33
Figura 7 - Metodologia do estudo.....	41
Figura 8 - Exemplo do procedimento adotado no Passo 3 - modificação no posicionamento dos poços .....	46
Figura 9 - Imagem 3D do gridtop do modelo UNISIM-II-D com a localização do poço exploratório Wildcat.....	49
Figura 10 - Distribuição de falhas no Modelo UNISIM-II-D.....	51
Figura 11 - Distribuição das Unidades de fluxo: (A) vista 3D; (B) vista lateral..	51
Figura 12 - Distribuição das Unidades Super-k: (A) vista 3D; (B) vista lateral .	51
Figura 13 - Linha do tempo de simulação do reservatório UNISIM-II-D .....	52
Figura 14 - Fluxograma para a aplicação do processo de escolha do MR Dos Santos.....	55
Figura 15 - Exemplo da estratégia Five-Spot em um grid com malha irregular	56
Figura 16- Produção acumulada de óleo .....	59
Figura 17 - Produção acumulada de água .....	59
Figura 18 - Grid Top do modelo UNISIM-II-D destacando a posição dos poços produtores e injetores. ....	61
Figura 19 - Vazões de produção de óleo, água e líquidos para: (A) MR SMK e (B) MR Dos Santos para o Passo 1. ....	62
Figura 20 - Vazões de produção de óleo, água e líquidos para: (A) MR SMK e (B) MR Dos Santos para o Passo 2. ....	64

Figura 21 - Vazões de produção de óleo, água e líquidos para: (A) MR SMK e (B) MR Dos Santos para o Passo 3. ....	65
Figura 22 - Corte de água x $N_p$ para: (A) MR SMK e (B) MR Dos Santos .....	69
Figura 23 - Vazões de produção de óleo, água e líquidos para: (A) MR SMK e (B) MR Dos Santos para o Passo 5. ....	70
Figura 24 - Imagem gerada pela ferramenta Results indicando a saturação de óleo após a simulação do MR SMK, destacando o local que se implementou o novo poço produtor em uma região com alto valor dessa propriedade. ....	72
Figura 25 - Imagem gerada pela ferramenta Results indicando os níveis de pressão durante a simulação do MR SMK, destacando o local que se implementou o novo poço injetor próximo a uma região de baixo valor dessa propriedade. ....	73
Figura 26 - Grid 3D (grid top) com a configuração da estratégia de produção para o MR SMK. ....	75
Figura 27 - Grid 3D (grid top) com a configuração da estratégia de produção para o MR Dos Santos. ....	75
Figura 28 - Evolução da função-objetivo para os MR SMK e MR Dos Santos. ....	76
Figura 29 - Produção acumulada de óleo ( $N_p$ ) para todos os cenários do cluster sob a estratégia do MR SMK. ....	77
Figura 30 - Produção acumulada de água ( $W_p$ ) para todos os cenários do cluster sob a estratégia do MR SMK. ....	78
Figura 31 - Fator de recuperação ( $Fr$ ) para todos os cenários do cluster sob a estratégia do MR SMK. ....	78
Figura 32 - Produção acumulada de óleo ( $N_p$ ) para todos os cenários do cluster sob a estratégia do MR Dos Santos .....	79
Figura 33 - Produção acumulada de água ( $W_p$ ) para todos os cenários do cluster sob a estratégia do MR Dos Santos. ....	80
Figura 34 - Fator de recuperação ( $Fr$ ) para todos os cenários do cluster sob a estratégia do MR Dos Santos .....	80
Figura 35 - Vazões de produção de óleo, água e líquidos para: (A) MR SMK e (B) MR Dos Santos com a inversão das estratégias otimizadas para cada modelo. ....	81



## Lista de Tabelas

Tabela 1 - Opções de cronograma de abertura.....	47
Tabela 2–Datas importantes durante a vida do reservatório.....	52
Tabela 3 - Parâmetros operacionais .....	53
Tabela 4 - Propriedades incertas analisadas .....	54
Tabela 5 - Resultados do Passo 1 para o MR SMK e MR Dos Santos .....	62
Tabela 6 - Resultados do Passo 2 para o MR SMK e MR Dos Santos .....	63
Tabela 7 - Resultados do Passo 3 para o MR SMK e MR Dos Santos .....	66
Tabela 8 - Resultados do Passo 4 para o MR SMK.....	67
Tabela 9 - Resultados do Passo 4 para o MR Dos Santos .....	67
Tabela 10 - Resultados do Passo 5 para o MR SMK e MR Dos Santos .....	69
Tabela 11 - Resultados após a otimização da estratégia de produção para o MR SMK e MR Dos Santos .....	74
Tabela 12 - Valores médio de produção para o cluster segundo as estratégias otimizadas para os MR SMK e Dos Santos .....	82

## Lista de Abreviaturas e Siglas

BHP	Pressão do fundo do poço ( <i>Bottom Hole Pressure</i> ) (kgf/cm <sup>2</sup> );
Fr	Fator de recuperação;
G	Função de estudo do gás;
Gp	Produção acumulada de gás (m <sup>3</sup> );
G1	Variáveis de projeto em uma otimização de estratégia de produção;
G2	Variáveis de controle em uma otimização de estratégia de produção;
G3	Variáveis de revitalização em uma otimização de estratégia de produção;
MR	Modelo Representativo;
Np	Produção acumulada de óleo (m <sup>3</sup> );
N <sub>pp</sub>	Produção acumulada de óleo de um poço (m <sup>3</sup> );
RAO	Razão água óleo;
RGO	Razão gás óleo;
t <sub>d</sub>	Data do fim do período exploratório do reservatório;
t <sub>final</sub>	Data final do desenvolvimento do reservatório;
t <sub>0</sub>	Data inicial do desenvolvimento do reservatório;
VPL	Valor Presente Líquido
VOIS	Volume de óleo <i>in-situ</i> (m <sup>3</sup> );
W <sub>cut</sub>	Corte de água em poços produtores;
W <sub>cut<sub>lim</sub></sub>	Limite adotado para o corte de água em poços produtores;
W <sub>cut<sub>otm</sub></sub>	Corte de água ideal para poços produtores;
Winj	Taxa de água injetada por um poço produtor (m <sup>3</sup> );
Wp	Produção acumulada de água (m <sup>3</sup> );

## Sumário

<b>1</b>	<b>Introdução .....</b>	<b>16</b>
1.1	Justificativa.....	18
1.2	Objetivo .....	19
1.3	Organização do trabalho .....	19
<b>2</b>	<b>Conceitos e Revisão bibliográfica .....</b>	<b>20</b>
2.1	Engenharia de reservatórios .....	20
2.2	Simulação de reservatório.....	21
2.3	Gerenciamento e Desenvolvimento de Reservatórios .....	22
2.4	Modelo Representativo (MR) .....	25
2.5	Seleção e Otimização da Estratégia de Produção .....	28
2.6	Indicadores de Produção .....	35
2.7	Variáveis de otimização .....	37
2.7.1	Parâmetros de Projeto (G1).....	37
2.7.2	Variáveis de controle (G2).....	39
2.7.3	Variáveis de revitalização (G3).....	39
2.8	Função-Objetivo .....	40
<b>3</b>	<b>Metodologia.....</b>	<b>41</b>
3.1	Etapa 1 – Seleção do Reservatório.....	42
3.2	Etapa 2 – Clusterização .....	42
3.3	Etapa 3 – Definição dos modelos representativos (MRs).....	42
3.4	Etapa 4 – Validação dos modelos representativos .....	42
3.5	Etapa 5 – Otimização da Estratégia de Produção para os modelos representativos .....	43
3.5.1	Passo 1: Definição de um Esquema Base de Produção .....	44
3.5.2	Passo 2: Otimização do Número de Poços .....	44
3.5.2.1	Passo 2.1: Retirada dos Poços com Pior Desempenho .....	45
3.5.2.2	Passo 2.2: Acréscimo de Poços em Regiões com Maior Potencial. ....	45
3.5.3	Passo 3: Modificação no Posicionamento dos Poços.....	45
3.5.4	Passo 4: Inserção do Cronograma de Abertura de Poços.....	46
3.5.5	Passo 5: Uso do Corte de Água para Fechamento dos Poços no Processo de Otimização. ....	47

3.6	Etapa 6 – Comparações das dinâmicas obtidas para cada modelo representativo .....	48
3.7	Etapa 7 – Emprego da Estratégia Otimizada no cluster.....	48
3.8	Etapa 8 – Comparação das dinâmicas obtidas dos modelos representativos com o cluster .....	48
<b>4</b>	<b>Aplicação.....</b>	<b>49</b>
4.1	Modelo UNISIM-II-D.....	49
4.1.1	Cronograma Modelo UNISIM-II-D.....	52
4.1.2	Condições operacionais .....	53
4.1.3	Cenários do Modelo UNISIM-II-D e Clusterização.....	53
4.2	Estratégia de Produção.....	55
4.2.1	Estratégia Five-Spot .....	55
4.2.2	Função-Objetivo .....	56
4.3	Softwares .....	56
<b>5</b>	<b>Resultados .....</b>	<b>58</b>
5.1	Criação e validação do Modelo Representativo (MR Dos Santos).....	58
5.2	Aplicação e otimização da estratégia de produção .....	60
5.2.1	Passo 1 – Definição de um esquema base de produção.....	60
5.2.2	Passo 2: Otimização do Número de Poços .....	63
5.2.3	Passo 3: Modificação no Posicionamento dos Poços.....	65
5.2.4	Passo 4: Cronograma de Abertura de Poços .....	67
5.2.5	Passo 5: Corte de Água para Fechamento dos Poços .....	68
5.2.6	Refinamentos das estratégias de produção .....	71
5.3	Comparação das dinâmicas entre os modelos representativos e o cluster .....	76
<b>6</b>	<b>Conclusão .....</b>	<b>84</b>
6.1	Sugestões para trabalhos futuros .....	87
	<b>Referências.....</b>	<b>88</b>

## 1 Introdução

Dentro da engenharia de reservatórios, uma das tarefas mais dispendiosas temporalmente e que apresentam grande impacto na economicidade do projeto é a seleção de uma estratégia exploração de um reservatório de petróleo. Com o objetivo de maximizar a recuperação de hidrocarbonetos, uma estratégia de exploração eficiente permite que a produção seja realizada de forma econômica e tecnicamente viável. Porém, a tarefa se mostra complexa e desafiadora, pois envolve o gerenciamento de um conjunto de incertezas, fatores econômicos e uma sequência de tomada de decisões.

Entre as variáveis que influenciam nesse processo estão as propriedades de rocha e de fluidos que compõe um modelo geológico. Além destes, diversos outros parâmetros que precisam ser controlados e que influenciam diretamente no retorno econômico, como por exemplo, número e localização de poços, zonas de canhoneio, sistemas de injeção de fluidos e entre outros.

Na seleção de uma estratégia de produção, os parâmetros podem ser analisados visando à maximização de uma função-objetivo, que representa matematicamente o objetivo global do projeto (Botechia, 2012). Entretanto, cada estratégia de produção aplicada é representada por indicadores de produção. Esses, por sua vez, podem ser analisados pela perspectiva econômica e/ou técnica.

Em campos em início de fase de desenvolvimento, nos quais as incertezas são maiores, há mais riscos na definição de estratégias de produção, gerando gastos desnecessários, prejuízos ou desenvolvimento subótimo do campo. Uma maneira de se reduzir o impacto das incertezas no desempenho do projeto é considerando-as no procedimento de seleção da estratégia de produção, além de selecionar estratégias que apresentem maior flexibilidade diante dos diversos cenários incertos possíveis.

Dessa forma, com o objetivo de implementar e otimizar uma estratégia, é importante seguir procedimentos que englobem um conjunto de possíveis cenários. Essa análise das possíveis configurações de uma estratégia de produção é diretamente ligada ao tempo disponível para realizar essa análise.

Buscando formas de acelerar esse processo de análises de incertezas. Uma das principais formas de avançar neste sentido é a utilização de Modelos Representativos (MR). De acordo com Majhour *et al.* (2019), os modelos representativos são um conjunto reduzido de cenários capazes de manter a representação das incertezas do campo.

Atribuir uma quantidade reduzida de cenários para que seja possível uma análise é fundamental, visando um processo compatível temporalmente com a dinamicidade da indústria. Essa é uma das 12 etapas determinantes para o sucesso de um projeto de gerenciamento e desenvolvimento de reservatórios de petróleo, segundo Schiozer *et al.* (2019).

O presente estudo utiliza de duas formas de escolha para a seleção de modelos representativos. Através da aplicação do processo de otimização da estratégia de produção é possível avaliar a influência do modelo representativo na estratégia de exploração otimizada obtida.

Uma das metodologias de definição do modelo representativo é proposta no presente trabalho. Sendo esta uma das contribuições do trabalho. Esse processo será comparado com um já existente na literatura e que já apresenta uma validação confiável.

Entretanto, mesmo com a utilização de modelos representativos para reduzir o número de cenários analisados, o processo de otimização de uma estratégia de produção também acompanha variáveis inter-relacionadas a ser definidas. Assim, o processo de otimização se torna complexo, sendo necessário um grande número de avaliações para a tomada de decisão.

Baseado neste problema, Gaspar *et al.* (2016) classificou as variáveis a serem implementadas e otimizadas de acordo com a capacidade de investimento e do estágio da vida do campo em três grupos: (1) variáveis de projeto (G1), relacionadas ao sistema produtivo que será implementado durante a fase de desenvolvimento do campo; variáveis de controle (G2), referentes à forma de se operar os poços durante a fase de gerenciamento do campo; e variáveis de revitalização (G3) relacionadas às alterações das variáveis G1 durante a fase de gerenciamento do campo. Esse tipo de separação de variáveis apresenta resultados nos processos de otimização, como um menor custo computacional quando comparado com otimizações realizadas sem separação entre variáveis G1, G2 e G3.

Dessa forma, o desenvolvimento e gerenciamento de reservatórios se apresentam como uma importante e complexa tarefa para o engenheiro responsável. Essa etapa exige muito do crítico e da experiência do engenheiro, uma vez que é um ponto do projeto que além de buscar a otimização da recuperação do reservatório, também deve ser realizada focando em minimizar riscos para o projeto.

### **1.1 Justificativa**

Em muitos projetos, a escolha da estratégia de produção é realizada apenas otimizando um único modelo, ou seja, de forma determinística, onde é empregado o modelo de mais provável ocorrência. Ao considerar os modelos representativos, que exprimem o comportamento de um conjunto de cenários, a previsão é mais eficaz e abrangente para uma eventual tomada de decisão.

Segundo Botechia (2012), muitos trabalhos direcionados a selecionar estratégias de produção levam em consideração apenas indicadores de campo e não consideram o comportamento de poços nos diversos cenários incertos. Este comportamento é diferente para cada caso. Portanto, um poço pode apresentar um bom desempenho em um determinado cenário e desempenho ruim em outro, dependendo das características de cada um. Desta forma, devem-se buscar maneiras para aprimorar o processo de otimização através da análise do comportamento dos poços em cenários, fazendo com que estes tenham um melhor desempenho na média de todos os cenários considerados.

A utilização dos modelos representativos tem como justificativa a diminuição do tempo aplicado ao estudo e a redução de simulações realizadas, em comparação a um projeto dirigido a análise de todos os cenários que constituem o reservatório. A definição de um modelo representativo em um conjunto de cenários visa simplificar a execução do processo de otimização. No lugar de otimizar a estratégia de exploração de todos os cenários individualmente, é definido um caso, capaz de representar as características destes cenários, no qual o processo de otimização é empregado, resultando em ganho de tempo e redução de esforço computacional, destacando a importância da correta definição do modelo representativo.

## 1.2 Objetivo

O objetivo deste trabalho é investigar a influência do modelo representativo no processo de otimização de uma estratégia de produção. Através disso, é aplicado um processo de otimização já definido sob dois modelos representativos, selecionados por diferentes abordagens e que representam o mesmo conjunto.

## 1.3 Organização do trabalho

Este projeto é dividido em seis capítulos. Neste Capítulo 1 foi apresentada uma breve introdução sobre o foco deste trabalho, incluindo as motivações e o objetivo.

No Capítulo 2 é apresentada uma fundamentação teórica de forma integrada a revisão da bibliografia sobre os principais conceitos e assuntos abordados neste trabalho.

O Capítulo 3 apresenta a metodologia do trabalho proposto, com os passos a serem seguidos para sua implementação.

O Capítulo 4 descreve a aplicação da metodologia proposta, detalhando os dados e premissas utilizadas, como também o *benchmark* no qual a metodologia foi aplicada.

O Capítulo 5 traz os resultados obtidos pela aplicação da metodologia, sendo feita uma análise e discussão dos mesmos.

No Capítulo 6 são apresentadas as conclusões obtidas neste trabalho, como também sugestões para trabalhos futuros.

## 2 Conceitos e Revisão bibliográfica

Este capítulo tem como objetivo apresentar conceitos para localizar o leitor em relação aos fundamentos que merecem destaque para entendimento da metodologia, aplicação e resultados apresentados neste trabalho. Conjuntamente, realiza-se uma revisão bibliográfica a respeito dos assuntos.

### 2.1 Engenharia de reservatórios

O principal objetivo de um estudo de engenharia de reservatório é prever o desempenho futuro do reservatório, definindo métodos e meios para melhorar o desempenho econômico e aumentar a recuperação de petróleo (Risso, 2007). Esta área de estudo engloba desde a análise das litologias das formações, como os fluidos interagem com o sistema, além de suas propriedades. Para isso, há áreas de interesse na geologia, matemática aplicada, modelos computacionais (Figura 1).

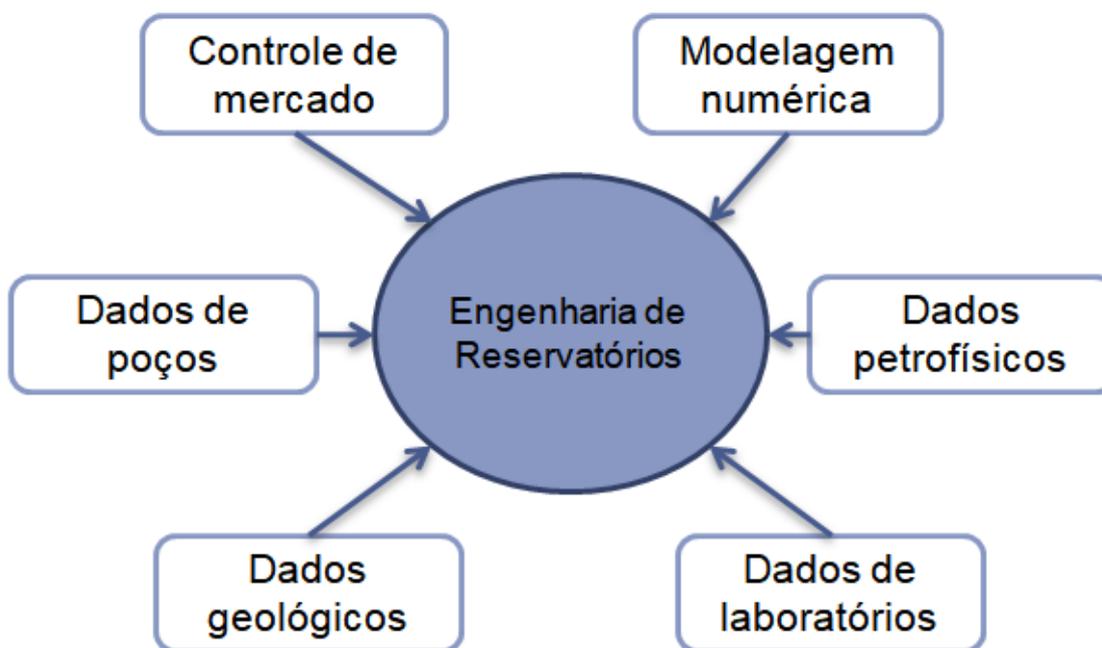


Figura 1 - Áreas fundamentais da Engenharia de Reservatórios

O estudo inicia-se com a etapa de caracterização do reservatório, no qual se utiliza as informações disponíveis para conceber modelos geológicos que representem, da melhor maneira possível, o reservatório. Assim, define-se

a geometria do reservatório e geram-se as distribuições das propriedades das rochas e dos fluidos que o compõem.

Posteriormente é construído um modelo dinâmico, que integra as características de produção (poços). Com isso, são realizadas simulações para verificar o comportamento do reservatório. Um dos requisitos essenciais para a confiabilidade do modelo é a reprodução do histórico de produção, o qual deve apresentar um comportamento similar com os dados reais, obtidos na unidade de produção. Entretanto, normalmente a quantidade de informações não permite uma caracterização adequada, o que faz ser necessária uma calibração do modelo para reproduzir o histórico de produção. Este processo é chamado de ajuste de histórico e surgiu na década de 70 e desde então há inúmeras pesquisas e aplicações desta técnica na literatura (Maschio & Schiozer, 2005; Risso, 2007; Almeida *et al.*, 2019;).

Ao fim, o modelo calibrado é utilizado em estudos para prever o futuro do reservatório, e assim, auxiliar os profissionais em tomadas de decisões com o objetivo de gerar uma recuperação eficiente do reservatório em questão.

Normalmente, todo projeto de engenharia de reservatório aplicado a indústria movimenta enormes cifras e envolvem altos riscos. As principais incertezas inerentes ao desenvolvimento de campos petrolíferos são as incertezas econômicas, geológicas e tecnológicas. Assim, os indicadores econômicos são comumente usados para a representação dos resultados. Entretanto, no presente estudo são considerados indicadores técnicos, como a produção acumulada de óleo, para representar o desempenho produtivo do reservatório através de etapas de otimização de uma estratégia de produção.

## **2.2 Simulação de reservatório**

A simulação numérica de reservatórios é um processo complexo que tem por objetivo estimar o comportamento dinâmico das pressões, saturações dos fluidos presentes em um reservatório petrolífero utilizando a solução numérica das equações não-lineares que regem o escoamento dos fluidos no interior do meio poroso. Para a aplicação desta técnica é necessário dividir o reservatório em blocos e aplicar as equações fundamentais de conservação de

massa, momento e energia para cada bloco, respeitando algumas condições de contorno (Risso, 2007).

O desenvolvimento da simulação numérica tornou-se uma importante ferramenta da indústria do petróleo para modelar o comportamento de fluidos em meio poroso. A análise dos resultados de uma simulação fornece informações que permitem definir um plano de desenvolvimento para o reservatório e avaliar o comportamento do mesmo com maior confiabilidade.

O advento da simulação numérica proporcionou a possibilidade de detalhar esta análise através da subdivisão do reservatório com propriedades individualizadas (Figura 2). Este fato propiciou a incorporação do modelo geológico permitindo a definição de regiões com propriedades de fluido e rocha distintas. Dentro deste enfoque, a resposta do problema passou a ser obtida pela solução das equações de escoamento para cada elemento.

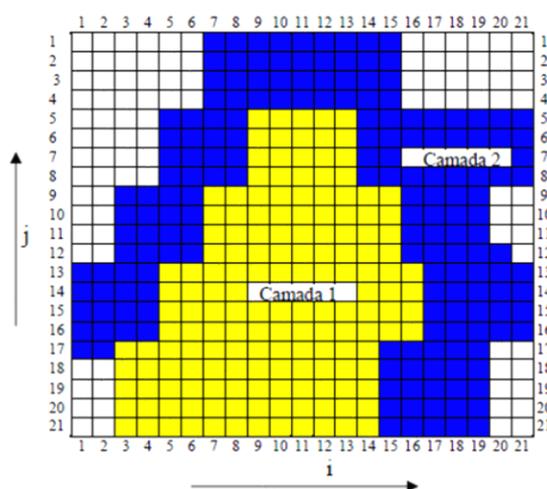


Figura 2 - Divisão do reservatório em blocos

FONTE: Pedroso Jr., 1999

### 2.3 Gerenciamento e Desenvolvimento de Reservatórios

O principal objetivo das etapas de gerenciamento e desenvolvimento de reservatórios é alcançar a máxima recuperação financeira, baseado em informações do reservatório, da tecnologia e do cenário econômico, além de determinar o desempenho do campo e dos poços.

A fase de desenvolvimento pode ser diferenciada da fase de gerenciamento quanto à infraestrutura, a qual se define as condições para estabelecer a implantação de um projeto, como por exemplo, a determinação

do número e posição de poços, cronograma de abertura de poços e posicionamento de válvulas inteligentes, entre outros. Já a fase de gerenciamento possui menor grau de liberdade para mudanças quanto aos investimentos iniciais, como a implementação de equipamentos, locação de poços, número e tipo de interligações, pois a estratégia já foi definida na fase de desenvolvimento, assim a influência dessas modificações não é tão expressiva (Neves, 2016)

Nakajima (2003), afirma que o processo de gerenciamento envolve várias etapas dependentes entre si, o que exige uma perfeita integração para que os melhores resultados sejam alcançados, além disso, o processo deve ser construído de forma dinâmica e contínua, ou seja, conforme dados adicionais são obtidos, o plano de gerenciamento deve ser refinado e implementado com as alterações apropriadas.

Diante da grande quantidade de incertezas atreladas ao campo, em Schiozer *et al.* (2019), propõem um processo de tomada de decisão em 12 passos, para o desenvolvimento e gerenciamento de campos de petróleo (*Closed-Loop Field Development and Management*), buscando facilitar a tomada de decisão através de uma metodologia sob as incertezas de um campo. Os passos desta aplicação podem ser observados a seguir, bem como sua representação na Figura 3.

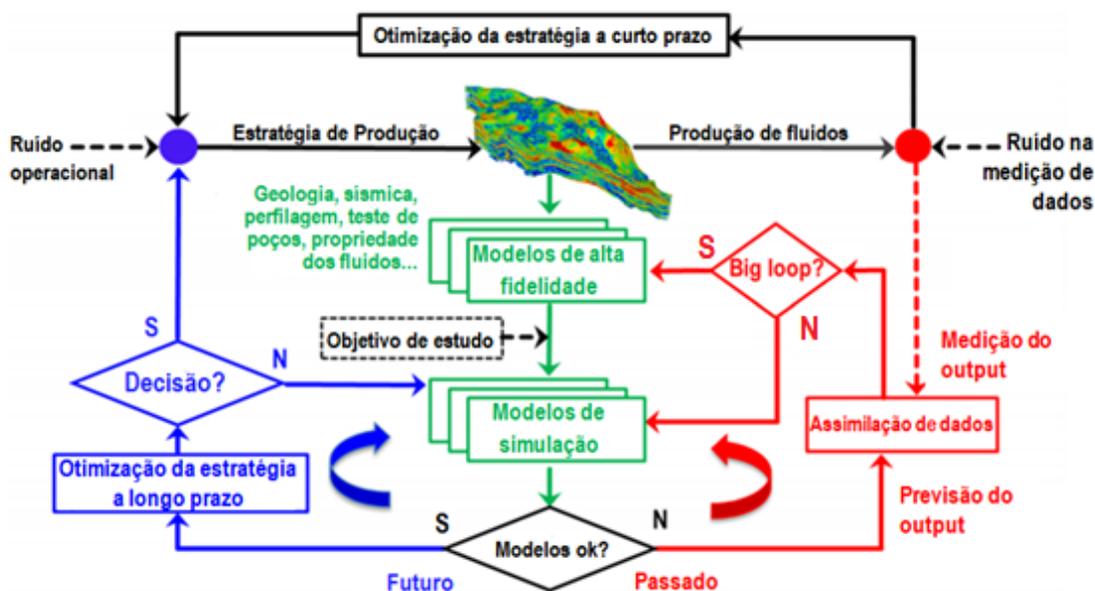


Figura 3 - Closed-loop para o desenvolvimento e gerenciamento de um reservatório

FONTE: Schiozer *et al.*, 2019

1. Caracterizar o reservatório (construir modelos, desenvolver cenários e probabilidades de estimativas).
2. Selecionar um caso base (cenário combinado com uma estratégia de produção) para construir e calibrar o Modelo de simulação. Este caso é chamado de "Base 0".
3. Usando dados coletados de poços já no campo, procurar inconsistências em "Base 0".
4. Após a discretização de variáveis contínuas do problema em níveis, usar a probabilidade de cada nível para gerar um conjunto de cenários para o problema.
5. Usando dados de produção dos poços já no campo, verificar a viabilidade de cada cenário eliminando os inviáveis. A partir deste conjunto reduzido de cenários, criar um novo caso base (chamado "P50").
6. Identificar uma estratégia de produção para "P50".
7. Com a estratégia de produção identificada no Passo 6, avaliar as curvas de risco considerando todos os cenários obtidos no Passo 5.
8. Reduzir o conjunto de cenários obtidos na Etapa 5, identificando um conjunto de modelos representativos (MRs).
9. Obter estratégias de produção para cada MR identificada na Etapa 8.
10. Identificar a melhor estratégia sob incerteza que combina todas as estratégias possíveis, usando uma análise de retorno-risco.
11. Tentar melhorar a estratégia identificada no Passo 10, melhorando sua robustez e flexibilidade.
12. Gerar as curvas de risco final e realizar a análise de decisão final.

Vale destacar que o presente estudo foca nas etapas 8 e 9 da metodologia, pretendendo analisar modelos representativos para um conjunto de cenários e obter uma estratégia de produção otimizada para cada caso. Entretanto, destaca-se que se deve avaliar o processo como todo, uma vez que deve ser realizado de maneira integrada, visando reduzir risco e garantir um gerenciamento eficiente.

Segundo Kalaydjian e Bourbiaux (2002), graças aos avanços que foram observados no domínio da informática, o gerenciamento de reservatórios já apresenta condições de ser realizado em tempo real. Portanto, a grande quantidade de dados adquiridos durante a produção de um reservatório pode ser usada para desenvolver o conhecimento do mesmo, atualizar o modelo, reduzir as incertezas subjacentes.

Dessa forma, o desenvolvimento e gerenciamento de reservatórios exigem muito do crítico e da experiência do engenheiro, uma vez que é um ponto do projeto que deve ser realizado focando em minimizar os custos da produção.

## **2.4 Modelo Representativo (MR)**

A construção de um modelo de simulação é uma tarefa complexa, devido às inúmeras incertezas presentes. Neste sentido, o reservatório pode ser descrito em um grupo de cenários para representar as incertezas. Olhando pela perspectiva da otimização da estratégia de exploração, a presença destas incertezas pode resultar em uma estratégia de produção ótima para um cenário que pode ser inapropriada para os outros. Em uma análise de decisão é necessário estimar a previsão de desempenho das diversas alternativas, sendo assim, é necessário otimizar cada modelo para realizar uma análise de risco. Esse processo, no entanto, é inviável devido ao grande esforço computacional requerido. Assim, é necessário que uma quantidade reduzida de cenários seja selecionada, a fim de representar toda a variabilidade do campo estudado.

Entender que a utilização de modelos representativos está relacionada à avaliação do risco ao analisar todas as incertezas contidas no modelo e nos processos de seleção da estratégia de produção é importante, pois resultará em uma demanda menor de simulações. Costa (2003) afirma que a adoção de MRs na representação das incertezas geológicas e integração das mesmas com as demais incertezas é uma forma de reduzir o tempo e o esforço requeridos no processo, viabilizando de forma significativa a análise.

Segundo Xavier (2004), a seleção dos Modelos Representativos é dependente de vários fatores. A seguir estão apresentados alguns que são mais importantes, segundo o autor:

- Do número de atributos e seus respectivos níveis passíveis de redução de incerteza - quanto maior o número desses atributos, maior o número de MR a ser selecionado;
- Das probabilidades de ocorrência de cada modelo – altas probabilidades de ocorrência concentradas em determinados modelos devem ser diluídas em um número maior de modelos;
- Da precisão desejada no processo - quanto maior o número de MR, maior a precisão e confiabilidade no cálculo e;
- Do tempo disponível para a realização do cálculo do valor da informação. É importante ressaltar que o modelo base deve ser considerado como um MR.

Há estudos que o passo inicial ainda é a redução do grupo para um conjunto menor, como em Avansi e Schiozer (2015) e em Schiozer *et al.* (2016). Posteriormente, são empregados métodos para selecionar o MR de um conjunto ainda menor, como descrito em Meira *et al.* (2016) e em Mahjhour *et al.* (2019), os quais são capazes de manter as características originais das incertezas do campo sem um viés otimista ou pessimista.

Existem diversas pesquisas na literatura que apresentam metodologias para a escolha de modelos representativos. Steagall (2001), por exemplo, propôs o uso de três classes para a seleção de MRs. Em relação à função-objetivo em uma análise econômica dos cenários, ele os dividiu segundo percentis e sua escolha ocorreu selecionando os cenários próximos aos percentis P90, P50, P10, identificando-os como pessimista, provável e otimista respectivamente.

Já Schiozer *et al.* (2004) estendeu a metodologia apresentada por Steagall (2001) e constatou que cenários próximos a esses percentis devem ser selecionados, mas essa seleção deve ser feita em cada cenário que também represente o Np (Produção de óleo acumulada), WAP (Produção de água acumulada) e FR (Fator de Recuperação), de forma descentralizada, como demonstrado na Figura 4:

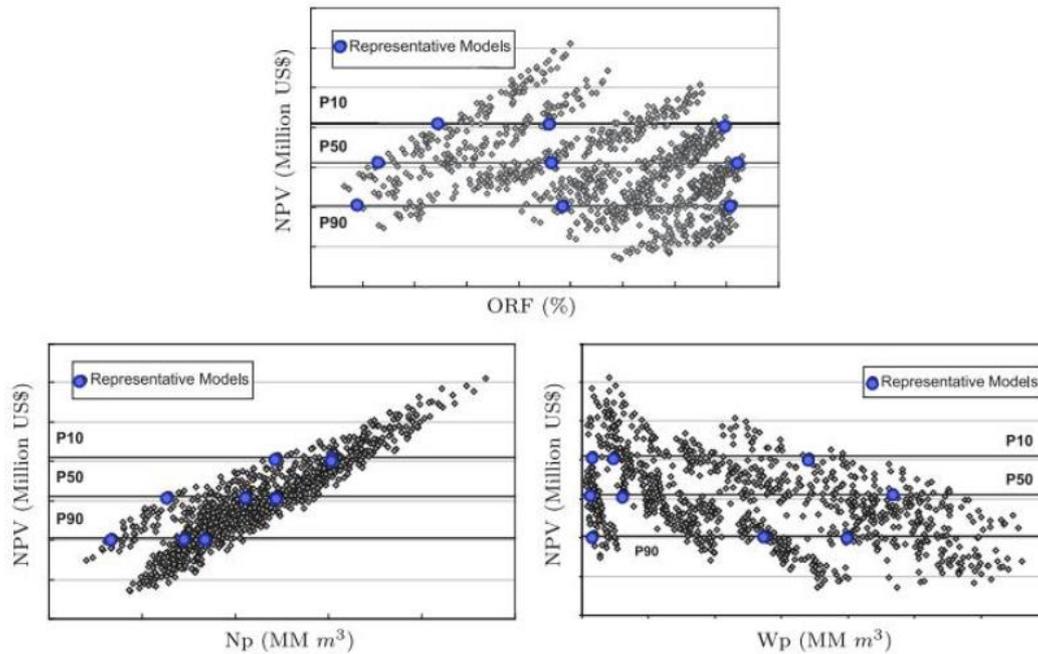


Figura 4 - MRs próximos ao P10, P50, P90 com representação segundo indicadores técnicos e econômicos (VPL, Np, WAP, Fr.)

FONTE: (Schiozer et al., 2004)

São inúmeras as opções de estudos que se aplicam os modelos representativos. Em Costa *et al.* (2008) os autores propõem quantificar o impacto das incertezas relacionadas à injeção de surfactantes poliméricos alcalinos com o uso de Modelos representativos. Os autores concluem que o uso de MR reduziu o tempo e esforço em tarefas repetitivas além de melhorar os resultados levando a decisões mais confiáveis no uso do surfactante em questão.

Botechia (2012) teve o objetivo de captar as incertezas geológicas do reservatório na variabilidade das estratégias de produção. Dessa forma, esses modelos retratam os diferentes cenários possíveis a partir dos atributos considerados determinantes, e torna-se inviável analisar todos os cenários possíveis, por isso, são utilizados os modelos representativos.

Sing & Srinivasan (2013) trabalham com um algoritmo que permite comparar as simulações dos cenários estudados com o histórico de produção do campo, atualizando constantemente as probabilidades de ocorrência dos cenários e das incertezas, de modo a se ter um grupo mais confiável para a escolha dos modelos representativos.

Segundo Meira *et al.* (2015), normalmente são utilizados de nove a dez modelos, pois essa quantidade conduz a um número de simulações para definir uma estratégia de produção realizável na prática.

Mahjour *et al.*(2019) propõe uma metodologia para a escolha de modelos representativos. O autor trabalha de forma estatística sob cenários de um modelo de reservatório e os dividem em grupos através da técnica de clusterização. A partir de cada cluster formado, o autor seleciona um modelo representativo para cada conjunto. Ao final, dos cenários iniciais a metodologia proposta fez com que apenas 9% fossem analisados mantendo a representatividade das incertezas.

Na aplicação da clusterização, Mahjour *et al.* (2019) utilizou as técnicas *k-means* e conjuntos hierárquicos como duas formas de seleção para o número de *cluster* e para definir quantos cenários estariam contidos em cada conjunto. Com cada *cluster* definido, através da representação de cada cenário em um espaço euclidiano, o autor utilizou a técnica estatística de seleção por centróide para definir o MR de cada *cluster*.

Dentro do estudo proposto por Schiozer *et al.* (2019) com as 12 etapas para o desenvolvimento e gerenciamento de campos de petróleo, já citado na seção 2.3, uma quantidade reduzida de cenários é fundamental no processo e a mesma deve representar toda a variabilidade e incertezas apresentadas do campo estudado.

É válido destacar que ao escolher os modelos representativos não se devem levar em conta os cenários que aparecem os melhores indicadores de produção, como por exemplo, cenários com as maiores taxas de produção de óleo ou os que apresentam um melhor retorno econômico, e sim aqueles que mantêm as características mais próximas entre as variações de incertezas.

## **2.5 Seleção e Otimização da Estratégia de Produção**

A definição de estratégia de produção é um plano que estabelece a maneira que o reservatório de petróleo será produzido. No entanto, é um processo bastante complexo devido à grande quantidade de variáveis envolvidas (Vieira Jr., 2018). Desse modo, a análise de decisão da definição de

uma estratégia é exaustiva e exige planejamento e empenho para analisar cada uma das etapas do projeto.

Santos (2002) determina em seu estudo que uma estratégia de produção significa definir os seguintes itens:

- Número, tipo e localização dos poços produtores e injetores;
- Cronograma e sequência de entrada em operação destes poços;
- Política de recompletações, conversões e fechamento dos poços.

Um dos fatores que limitam esse processo são as variáveis de decisão. Por exemplo, o tamanho da plataforma e restrições quanto à vazão de produção e injeção para os poços. Elas apresentam restrições que fazem com que o sistema de produção não seja explorado ao máximo e que influenciam diretamente nas curvas de produção do campo, resultando em um impacto significativo na escolha da estratégia de produção.

Segundo Fang e Lo (1996) a maioria das simulações de reservatórios apresentada na literatura enfatizam o reservatório e deixam de dar a devida importância ao impacto que a capacidade do sistema de produção tem nas taxas de produção e injeção de fluidos.

Os primeiros trabalhos que abordam o processo de otimização da estratégia de produção datam da década de 1960. Nestes, há a simplificação do problema e redução de simulações, com o objetivo de identificar os parâmetros de entrada que apresentam uma maior influência no cálculo das funções-objetivo. Desde então, vários estudos vêm apresentando metodologias através da simulação numérica para abordar os problemas de otimização relacionados com a exploração de petróleo. Apesar das diferentes técnicas e abordagens a problemas de otimização, uma característica as une, em todos estes casos têm-se bem claro um objetivo, uma função que se deseja maximizar ou minimizar.

Rosenwald e Green (1974) apresentaram uma das primeiras metodologias de otimização ao utilizarem um programa de integração para identificação dos melhores poços a serem escolhidos dentro de um conjunto de poços no modelo de reservatório. No entanto, desde o crescente avanço computacional, houve vários estudos sobre métodos de otimização mais sofisticados.

Andrade Filho (1994) apresenta uma metodologia para manter as instalações produzindo com a máxima capacidade complementando a produção de um campo maduro com um segundo reservatório de modo a maximizar a função-objetivo

Pedroso Jr. (1999) apresentou uma metodologia automatizada para se obter o número ideal de poços e suas respectivas localizações. O procedimento consiste na utilização de dois programas. O primeiro calcula a função-objetivo (valor presente líquido) através da simulação de fluxo e classificava os poços; e o segundo preparava a próxima simulação com os arquivos de entrada obedecendo aos critérios do primeiro programa. Essa automatização possibilitou uma diminuição significativa no tempo requerido pelo processo.

Com uma abordagem diferente, Mezzomo (2001) procura determinar o melhor número e a melhor localização de produtores e injetores num determinado campo e a partir disso definir o arranjo de poços mais adequado para cada caso. É realizada uma análise de sensibilidade das principais variáveis e posteriormente uma análise econômica da solução mais adequada.

Moreno e Schiozer (2002) desenvolveram uma metodologia onde o desempenho dos poços é medido sob os seguintes parâmetros: valor presente líquido, produção acumulada de óleo, água e gás, injeção acumulada de água e tempo de produção, a partir dos quais são feitas alterações. O conceito de vizinhança de poços baseado na área de influência foi introduzido para permitir mudanças simultâneas, reduzindo o número de simulações.

Mazo (2005) visa em seu estudo à formulação de regras gerais de escolha inicial de estratégias de produção para reservatórios. Para isso o autor buscou aplicar estratégias que abrangessem a maior quantidade de possibilidades no que se refere aos arranjos entre poços injetores e produtores e avaliou inúmeras delas. Destacam-se as estratégias a partir de injeção periférica, injeção central, arranjos tipo five-spot e five-spot invertido, combinação de poços verticais e horizontais, utilização de poços horizontais na injeção e na produção, e diferentes orientações dos poços horizontais. O autor destaca que um melhor desempenho da estratégia está condicionado principalmente por parâmetros como as permeabilidades de matriz e de fratura, a inclinação do reservatório e a orientação das fraturas

Ao definir-se uma estratégia inicial base para iniciar um processo de otimização, muito depende do objetivo que é proposto. Entretanto, existem arranjos que possuem uma maior facilidade de emprego e, dessa forma, foram estudados com mais frequência. Pode-se destacar o modelo em malha linha direta, *nine-spot*, *seven-spot* e um dos mais difundidos que é o chamado *five-spot* (Figura 5).

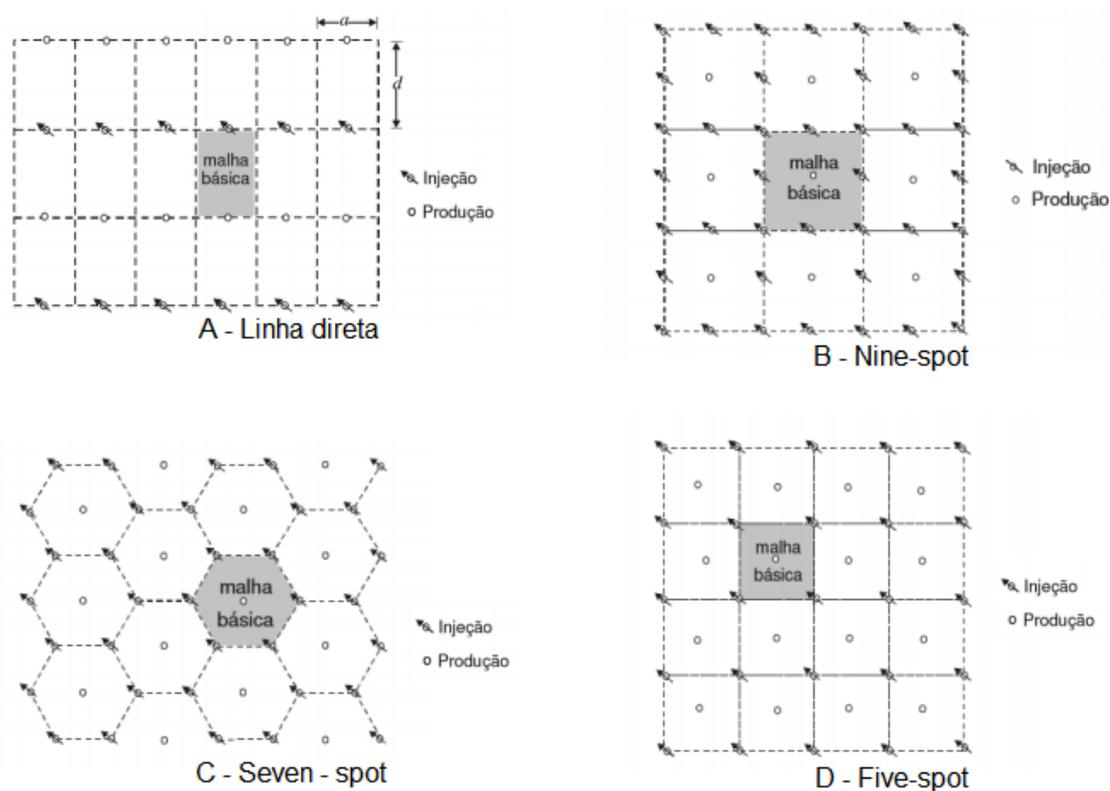


Figura 5 - Arranjos de malha para estratégia de produção. A –Linha direta; B - *Nine-spot*; C-*Seven-spot*; e D - *Five-spot*.

Todos os esquemas de malhas ilustrados acima são denominados do tipo normal. A distribuição dos poços nesse tipo de esquema é feita com um poço produtor cercado por poços injetores. Se essa distribuição for feita da forma reversa, com um poço injetor cercado por poços produtores, o modelo é chamado invertido (ROSA, CARVALHO, XAVIER, 2006).

Yang *et al.* (2002) afirmam ainda que o desempenho do reservatório e do sistema de produção deve ser simulado conjuntamente, pois o reservatório é transformado de um sistema estático para um sistema dinâmico logo após sua entrada em operação. Porém, os sistemas de produção são frequentemente divididos em vários subsistemas tais como reservatórios,

poços, instalações de superfície, que são considerados independentes tanto na fase de projeto quanto na fase de produção.

Nakajima (2003) e Cavalcante Filho (2005) utilizaram o conceito de mapa de qualidade para aplicação na seleção e otimização de estratégias de produção. O mapa de qualidade é uma ferramenta que auxilia o gerenciamento de reservatórios, fornecendo informações sobre o campo que auxiliam a determinar as melhores regiões para se alocar um poço, indicando as posições com maior potencial de produção de um reservatório.

O trabalho de Nakajima (2003) propôs um estudo a partir do cenário econômico, mapa de qualidade, análise de estratégia e alteração nos poços da em função da produção para poços horizontais, uma barreira que desencadeava cada vez mais estudos na época.

Já o foco do trabalho de Cavalcante Filho (2005) foi propor metodologias confiáveis a fim de acelerar o processo de geração do mapa de qualidade. Em seu trabalho, diversos métodos de geração foram desenvolvidos e avaliados segundo suas vantagens e desvantagens. Entre estes métodos, podemos destacar: método de simulação numérica por varredura, método de simulação numérica por poços produtores fixos, método de simulação numérica por poços produtores e injetores fixos e método analítico.

Mezzomo (2005) apresentou uma metodologia de seleção de estratégias de produção composta por etapas sequenciais, manuais e automáticas com o objetivo de se definir os itens mais importantes que fazem parte da estratégia de produção, propondo um procedimento que pudesse ser aplicado a vários tipos de reservatórios. A autora propôs uma metodologia que consiste em quatro etapas principais e fases contidas em cada uma das etapas, conforme mostra a Figura 6.

É importante destacar o trabalho de Mezzomo (2005) e sua metodologia porque a definição de uma estratégia de produção está relacionada com a redução do número de incertezas. Na Figura 6, desde a Etapa A até a Etapa D existe uma série de procedimentos que devem ser tomados de forma a otimizar a estratégia e, portanto, eliminar outras probabilidades de ocorrência, de modo a contribuir para a tomada de decisão.

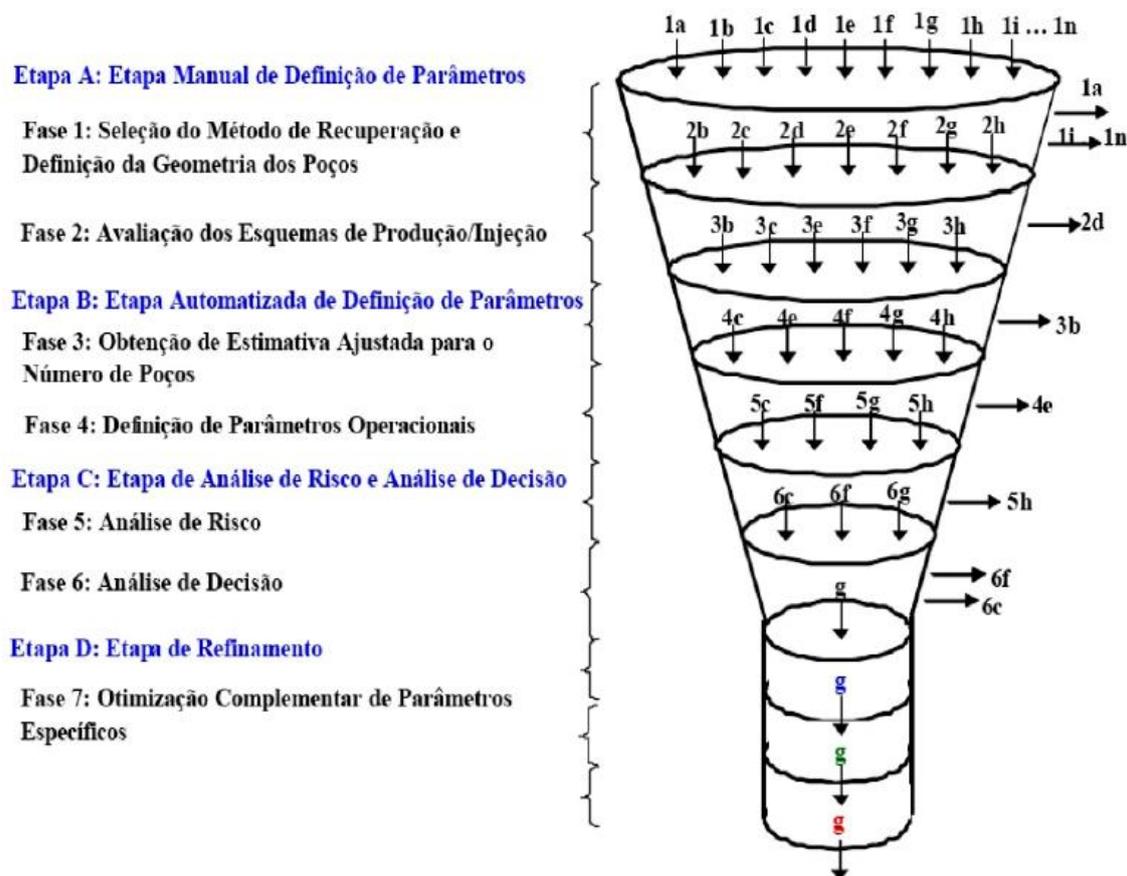


Figura 6 - Etapas da metodologia de seleção e otimização de estratégia de produção

FONTE: Mezzomo, 2005.

Uma metodologia baseada nos estágios do trabalho de Mezzomo (2005) é apresentada por Ravagnani *et al.* (2010) com o objetivo de determinar uma estratégia de exploração durante o processo de desenvolvimento de um campo marítimo. O primeiro e segundo estágios consistem na definição do método de recuperação, geometria e tipo de poços, além da avaliação dos esquemas de produção e injeção. O terceiro estágio compreende o processo de otimização da localização e do número de poços, levando em conta as restrições operacionais de produção de líquidos, tratamento e de injeção de água das instalações.

Um importante fator para a seleção de uma estratégia de exploração é que ela se apresente suficientemente robusta para apresentar um desempenho satisfatório nos vários cenários que são analisados. Com esse intuito, Botechia (2012) apresenta uma metodologia considerando o impacto de incertezas no desempenho de poços e mostra como uma otimização eficiente e robusta provê confiabilidade entre as soluções encontradas.

Gaspar *et al.* (2015) realiza uma otimização da estratégia inicial do modelo de simulação proposto por Avansi e Schiozer (2015) no caso do campo representado pelo modelo de simulação UNISIM-I-D. À medida que Gaspar *et al.* (2015) aplicava mudanças na estratégia inicial da fase de previsão, observavam as mudanças nas funções-objetivo. Assim, pode-se comparar percentualmente a melhora que cada modificação empregada na estratégia de produção causa nesses indicadores e identificam-se quais têm maior efeito. Os autores aplicaram um processo assistido que combinou etapas manuais e automáticas, totalizando aproximadamente 800 simulações.

O processo de aprimoramento da estratégia de exploração para campos desenvolvidos apresenta características diferentes daquelas para campos em início de produção. Segundo Carron (2013) o menor grau de incertezas na geologia e no modelo de simulação justificam uma análise mais detalhada e propostas de modificações mais refinadas. Porém, o estágio de desenvolvimento já mais adiantado resulta em menor grau de liberdade para alterações na estratégia.

Em campos marítimos, ao qual é mais difícil aprimorar as estratégias de produção após o desenvolvimento é comum que, além da opção de perfurar novos poços, ocorra uma nova completação dos já existentes, muitas vezes alterando o poço de produtor para injetor e possibilitando a alteração de vazões de produção em outros poços.

Quanto à abordagem de otimizações, existem dois tipos básicos: probabilístico e determinístico.

Segundo Vyngris (2017) os métodos determinísticos são extremamente dependentes do ponto de início fornecido e não possuem bom desempenho em convergir respostas quando é necessário avaliar mais de uma função-objetivo. Elas garantem a solução ótima que não vem a ser uma solução ótima global. Já os métodos probabilísticos, normalmente são desenvolvidos por algoritmos e introduzem no processo acréscimo de dados durante o desenvolvimento e parâmetros estocásticos. Dessa forma, observa-se um crescimento na utilização da análise de risco através de abordagens probabilísticas nas áreas de exploração e produção da indústria de petróleo, ao invés do processo determinístico.

Um importante ponto nas tomadas de decisões para otimização de estratégias de produção é relacionado ao fechamento dos poços produtores e há parâmetros que são usados com critério para essa escolha. Um exemplo é corte de água (*water-cut*) que influencia diretamente no desempenho produtivo e econômico de um poço. Esse valor é definido para razão das vazões entre água e de líquidos (óleo mais água) e pode ser calculado segundo a Equação 1.

$$WCUT = \frac{Q_w}{(Q_o + Q_w)} \quad (1)$$

Em que,

WCUT = corte de água;

$Q_w$  = vazão de água do poço;

$Q_o$  = vazão de óleo do poço.

Segundo Barreto *et al.* (2010), o corte de água limite ( $WCUT_{lim}$ ) de um poço é sempre maior que o corte de água ótimo ( $WCUT_{otm}$ ) de um poço (ao qual determina o melhor desempenho do campo). O corte de água ótimo é influenciado também por outros fatores como a estratégia de produção e dos parâmetros de rocha e fluidos do reservatório.

## 2.6 Indicadores de Produção

Vários indicadores são estudados e utilizados para ajudar o gerenciamento e o desenvolvimento de um campo petrolífero. Esses indicadores têm como objetivo ajudar a avaliar: (1) o rendimento dos poços individualmente, (2) a estratégia de produção como um todo e; (3) o comportamento dinâmico campo, buscando minimizar processos complexos que demandariam elevado esforço computacional e tempo.

Os indicadores de produtividade podem ser separados em técnicos e econômicos. Vale destacar que no presente estudo foram avaliados somente indicadores técnicos no processo de otimização das estratégias de produção.

Entretanto, será apresentada uma revisão abordando os dois tipos de indicadores.

Entre os indicadores mais analisados na literatura podemos destacar seis. São eles:

- $N_p$  – Produção acumulada de óleo: somatório do óleo produzido ao longo de todo o período de produção do campo de petróleo
- $G_p$  – Produção acumulada de gás: somatório do gás produzido ao longo de todo o período de produção do campo de petróleo;
- $W_p$  – Produção acumulada de água: somatório da água produzida ao longo de todo o período de produção do campo de petróleo;
- VPL – Valor presente líquido: consiste no cálculo da somatória dos fluxos de caixa correspondentes a todos os custos, receitas e investimentos trazidos para uma data de referência através de uma taxa de desconto;
- $Q_o$  – Vazão Média de Óleo: volume de óleo produzido pelo poço em função do tempo de produção. Está diretamente relacionada com o  $N_p$  do poço;
- $M_p$  - Índice de Qualidade. Indica o potencial de produção da área estudada.

Schiozer *et al.*(2002) desenvolveu uma ferramenta automática de auxílio à análise e otimização de estratégias de produção. Essa metodologia é baseada na análise de desempenho de poços produtores verticais e utiliza os seis indicadores citados como base. Em seu trabalho, o autor obteve esses valores para o campo e também para os poços, após, classificou os indicadores como alto, médio ou baixo.

Nakajima (2003) baseia-se em Schiozer *et al.* (2002) e utiliza os mesmos indicadores. No entanto, em seu trabalho ele utiliza esses indicadores para desenvolver uma ferramenta para poços horizontais, permitindo que ações sejam sugeridas a fim de melhorar a produtividade dos poços. Além disso, o mapa de qualidade antes apenas sugerido por Schiozer *et al.* (2002) é integrado e implementado na ferramenta.

Carron (2013) também utiliza seis indicadores para a criação de sua metodologia para melhorar a recuperação de petróleo. No entanto, ele deixa de usar  $W_p$  e  $G_p$  e introduz dois novos indicadores similares:  $W$  (função para estudo da água) que é a razão entre  $W_p$  e  $N_p$  e  $G$  (função para estudo do gás) que é uma relação entre  $G_p$  e a razão gás óleo (RGO). Portanto, o autor busca associar as produções de água e gás à produção de óleo.

Outros aspectos técnicos e econômicos importantes para o processo de monitoramento e otimização são: a pressão de fundo de poço (BHP), injeção acumulada de água ( $W_{inj}$ ), a eficiência de varredura (horizontal, vertical e volumétrica), a razão água/óleo (RAO), o corte de água ( $W_{cut}$ ), a formação do cone de água. A maioria desses parâmetros é medida no poço produtor, porém são úteis, tanto para o gerenciamento dos poços produtores como dos injetores.

## **2.7 Variáveis de otimização**

Gaspar *et al.* (2016) classificou as variáveis a serem implementadas e otimizadas de acordo com a capacidade de investimento e do estágio da vida do campo em três grupos: (1) variáveis de projeto (G1), relacionadas ao sistema produtivo que será implementado durante a fase de desenvolvimento do campo; variáveis de controle (G2), referentes à forma de se operar os poços durante a fase de gerenciamento do campo; e variáveis de revitalização (G3) relacionadas às alterações das variáveis G1 durante a fase de gerenciamento do campo. Esse tipo de separação de variáveis apresenta resultados nos processos de otimização, como um menor custo computacional quando comparado com otimizações realizadas sem separação entre variáveis G1, G2 e G3

As variáveis G1 têm maior impacto no retorno financeiro e devem ser tratadas com prioridade pelos processos de otimização de estratégia. As variáveis G2 e G3 podem ser tratadas posteriormente, em caso de necessidade, pode-se reotimizar as variáveis G1 em processos iterativos. Adiante é apresentado um maior detalhamento sobre os parâmetros de projeto.

### **2.7.1 Parâmetros de Projeto (G1)**

As variáveis de projeto representam as especificações da infraestrutura do campo de petróleo antes de começar o seu desenvolvimento. Por exemplo, definir a posição dos poços é obrigatório para o plano de desenvolvimento, aluguel de plataformas, estudos de perfuração, etc. Essas variáveis devem ser definidas para evitar atrasos no projeto e possuem um impacto significativo na expectativa do campo, apresentando maior sensibilidade na função-objetivo de acordo com a alteração desses parâmetros.

Em Gaspar *et al.* (2014) é mostrado a aplicação de um método assistido de otimização de alguns parâmetros de projeto (posição, número de poços, capacidades de plataforma, cronograma de abertura e fechamento de poços). Os autores enfatizam em suas conclusões a grande importância da posição dos poços para a função-objetivo, mostrando que pequenas variações nestas variáveis podem apresentar variações significativas no retorno financeiro do projeto. Em contrapartida também se conclui que o cronograma de abertura não apresenta impacto expressivo.

Segundo Gaspar *et al.* (2014), as variáveis de projeto mais consideradas para o G1 no processo de otimização de estratégias são:

- Método de recuperação
- Tipo e número de poços
- Modelo e *design* do poço
- Orientação/localização do poço
- Completação do poço
- Número de plataformas
- Capacidade de tratamento de água na plataforma
- Capacidade de fluidos na plataforma
- Cronograma de abertura de poços

Neves (2016) ainda divide os parâmetros do grupo G1 em outros três subgrupos. São eles:

- Subgrupo 1A: variáveis que apresentam alto impacto na função-objetivo, exemplos: capacidade de plataforma, número de poços e posição de poços.

- Subgrupo 1B: variáveis que apresentam baixo impacto na função-objetivo, exemplo: cronograma de entrada de poços.
- Subgrupo 1C: variáveis que apresentam baixo impacto na função-objetivo e demandam muitas simulações, exemplo: posição de válvulas inteligentes.

### **2.7.2 Variáveis de controle (G2)**

Essas variáveis representam as especificações operacionais dos equipamentos ao longo do tempo. Elas podem ser modificadas em qualquer momento durante a operação do campo sem significantes custos associados. Uma dada infraestrutura só pode ser apropriadamente avaliada se uma operação de otimização do equipamento for construída. De forma oposta às variáveis de projeto, as variáveis de controle não serão usadas para controlar qualquer equipamento imediatamente, mas serão usadas adequadamente para avaliar o sistema, representando condições futuras do campo.

Por exemplo, estabelecer a distribuição das taxas de vazões dos poços ao longo de certo período do tempo no futuro pode impactar ao longo do tempo avaliações nas variáveis de projeto. No entanto, esse controle é incerto porque o cenário provavelmente irá mudar no futuro. Essas variáveis possuem menores, mas ainda significativos impactos do que as variáveis de projeto no que se refere ao retorno financeiro da estratégia.

### **2.7.3 Variáveis de revitalização (G3)**

As variáveis G3 representam as possíveis alternativas futuras, mas suas contribuições podem afetar decisões para as variáveis G1. As variáveis desse grupo envolvem custos adicionais. Como a previsão é incerta, as estratégias de produção são dinâmicas.

Geralmente estas variáveis são implementadas em campos maduros, após a implementação da estratégia de produção do campo e com um histórico de produção inicial já gerado. As variáveis G3 também podem ser variáveis G1, desde que aplicadas a uma etapa de gerenciamento do campo.

As variáveis G1 são as que apresentam maior impacto no retorno produtivo e devem ser tratadas como prioridade no processo de otimização de estratégia. Assim, o foco deste trabalho é somente na otimização das variáveis G1.

## **2.8 Função-Objetivo**

Todo estudo que se analisa a influência de uma estratégia de produção tem como objetivo maximizar ou diminuir o valor de um, ou mais, indicadores. Assim, a função-objetivo de um estudo é a representação do objetivo a ser atendido pelo modelo e mede a eficiência da possível solução.

Entretanto, muitas vezes as funções que devem ser avaliadas são complexas e não podem ser expressas facilmente na forma analítica. Assim, esse resultado só é alcançado através da simulação numérica e é diretamente ligada aos dados de entrada apresentados. Quando analisado um problema de um plano de desenvolvimento para um campo de petróleo, a função-objetivo é sempre relacionada ao volume de óleo produzido ( $N_p$ ). Entretanto, Bittencourt (1997) analisa que os resultados da FO, estão restritos a algumas variáveis, como por exemplo, à capacidade da unidade de produção, ao modelo geológico, às possíveis regiões de locação dos poços, bem como suas condições de operação.

### 3 Metodologia

Neste capítulo apresenta-se a metodologia utilizada para analisar a influência do Modelo Representativo (MR) no processo de otimização de estratégia de exploração. A metodologia aplicada apóia-se no estudo de Mahjour *et al.* (2009) e emprega a metodologia de Botchia (2012) para a otimização dos cenários de simulação. O fluxograma da metodologia de trabalho é apresentado na Figura 7, sendo as etapas descritas em detalhes ao longo do capítulo com os passos descritos a seguir.

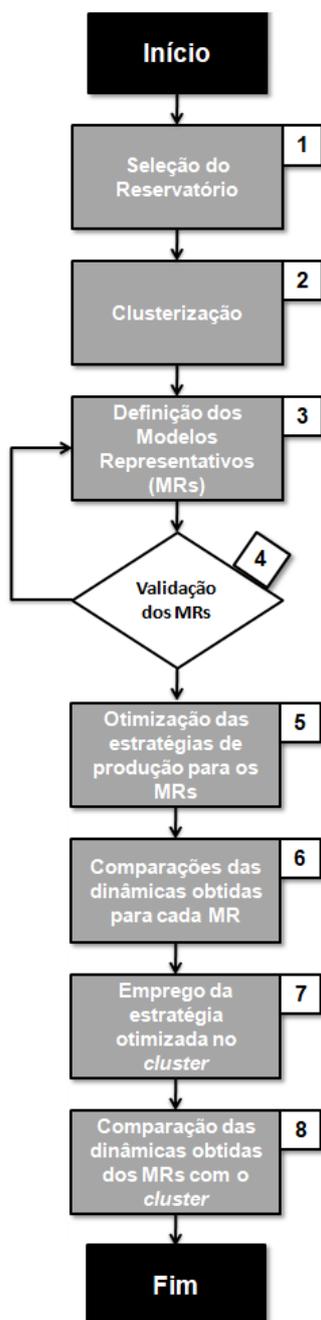


Figura 7 - Metodologia do estudo

### **3.1 Etapa 1 – Seleção do Reservatório**

Esta etapa consiste na definição do caso a ser avaliado.

### **3.2 Etapa 2 – Clusterização**

Como já descrito, a caracterização de um reservatório e consequente construção de um modelo numérico de reservatório envolvem inúmeras incertezas. Com o objetivo de melhor avaliar as incertezas, uma forma de trabalho adotada é a geração de múltiplos cenários, que as combinem em diferentes níveis. Contudo simulação de grandes conjuntos de cenários demanda tempo computacional, sendo uma das suas principais limitações. Com isso, técnicas são desenvolvidas para reduzir o número de cenários a serem avaliados. Neste trabalho, propõem-se a utilização das técnicas de clusterização, as quais se apresentam eficientes para a redução dos cenários analisados. As quais buscam criar grupos menores de cenários (*cluster*) que apresentam características dinâmicas e estáticas similares.

### **3.3 Etapa 3 – Definição dos modelos representativos (MRs)**

A partir do *cluster* é proposto o emprego de duas formas distintas de seleção do modelo representativo, com o intuito de avaliar a influência que as diferentes formas de escolha apresentam em uma otimização de estratégia de exploração.

Uma das contribuições apresentadas neste trabalho é a forma de seleção do modelo representativo. Aqui, propõem-se um processo de construção de um novo cenário, o qual é construído baseado nas propriedades médias dos cenários que compõem o *cluster*.

### **3.4 Etapa 4 – Validação dos modelos representativos**

Os MRs definidos devem ter uma representação similar com os cenários que compõem o *cluster*. Assim, é importante que as dinâmicas dos modelos representativos apresentem um comportamento compatíveis com o observado aos demais cenários que compõem o *cluster*. Caso contrário, o novo modelo representativo proposto precisa sofrer ajustes até que o grau de

representatividade seja aceitável. Diante disso, essa etapa da metodologia apresenta uma importante tomada de decisão para a sequência do projeto

### **3.5 Etapa 5 – Otimização da Estratégia de Produção para os modelos representativos**

O processo de otimização da estratégia de produção apresenta uma alta complexidade devido às inúmeras incertezas envolvidas no processo. Neste sentido, propõem-se empregar o processo introduzido por Botechia (2012), processo o qual considera o impacto das incertezas no desempenho de poços. Através do estudo proposto pelo autor busca-se encontrar o maior valor para a função-objetivo definida para cada MR com a avaliação de otimização das variáveis do Grupo 1 (novos poços, número e localização de poços, calendário de abertura e etc.).

As etapas do processo assistido para otimização de estratégia de produção de forma determinística proposto por Botechia (2012) e empregadas nesse estudo são:

- Passo 1: Definição de um esquema base de produção
- Passo 2: Otimização do número de poços;
- Passo 3: Modificação no posicionamento dos poços;
- Passo 4: Inserção do cronograma de abertura de poços;
- Passo 5: Otimização do corte de água de fechamento dos poços.

Segundo Botechia (2012) esta divisão em passos sequenciais proporciona flexibilidade ao processo, ou seja, o procedimento proposto pode ser adaptado à necessidade de cada projeto. O fato de se utilizar um processo assistido proporciona um controle manual do processo, com possibilidade de automatização de algumas etapas, como os Passos 2 e 3, por exemplo, o que mantém o número de simulações controlado.

A única restrição imposta pelo processo de desenvolvimento do modelo UNISIM-II-D foi que cada poço deve estar a no mínimo um bloco de distância de outro poço

### 3.5.1 Passo 1: Definição de um Esquema Base de Produção

Inicialmente, é necessário definir uma configuração base, com um número inicial de poços. Assim, é realizada uma estimativa inicial de poços através do seguinte procedimento:

1. Estima-se um valor para o Fator de Recuperação (Fr.) do campo.
2. Analisa-se o valor de produção acumulada de um poço ( $N_p$ ).
3. Encontra-se o volume de óleo *inseto* (VOIS) do campo, fornecido pelo cenário de simulação.

Através desses dados, pode-se estimar o número de poços produtores de acordo com a Equação 2.

$$N_{prod} = \frac{VOIS * Fr}{N_{pp}}$$

(Equação 2)

Sendo:

$N_{prod}$  = Número de poços produtores;

VOIS = Volume de óleo *in-situ*;

Fr = Fator de recuperação de óleo;

$N_{pp}$  = Produção acumulada de óleo de um poço.

Botechia (2012) ressalta que essas são apenas estimativas iniciais, não sendo necessária uma elevada precisão nos valores obtidos. A vantagem em se utilizar um número de poços mais adequado ao modelo de simulação logo no início do procedimento de otimização é a maior probabilidade de um número reduzidos de simulações ser o suficiente para alcançar o número ideal de poços.

### 3.5.2 Passo 2: Otimização do Número de Poços

O segundo passo consiste em se obter um número ótimo de poços. Esta etapa é dividida em duas partes, descritas a seguir:

### **3.5.2.1 Passo 2.1: Retirada dos Poços com Pior Desempenho**

Este passo consiste na retirada dos poços do modelo de simulação para avaliar a influência na produção acumulada do reservatório. Com base no processo definido no Passo 1, os poços produtores são classificados por ordem crescente baseado na função-objetivo pré-definida e os injetores observados quanto à influência que possuem sob os piores poços produtores. Então se retira o poço produtor que apresenta o pior resultado, e caso ocorra um ganho na função-objetivo, essa modificação é preservada no modelo de simulação. Em seguida, faz-se o mesmo com os poços injetores, começando com aquele que apresenta maior influência sob o produtor com menor capacidade produtiva. Caso a retirada do poço injetor implique em ganho função-objetivo, o modelo sem o poço é preservado e passa-se para o próximo poço produtor, repetindo-se este procedimento até que a retirada dos poços não resulte mais em aumento da função-objetivo.

### **3.5.2.2 Passo 2.2: Acréscimo de Poços em Regiões com Maior Potencial.**

Este passo consiste em adicionar poços em regiões com maior potencial. Assim, deve ser adicionado um poço produtor por rodada de simulação em cada região com maior potencial de produção. Quando o acréscimo do poço resulta em um aumento na função-objetivo analisada, ele é mantido no modelo, e passa-se para a próxima rodada. O procedimento é repetido até que todas as regiões tenham sido analisadas. Em seguida, testa-se também o acréscimo de um injetor por rodada de simulação, mantendo-se no modelo aqueles poços injetores que resultarem em aumento na função-objetivo pré-definida.

Quando não há mais aumento da função-objetivo, retorna-se ao Passo 2.1 para verificar se com o acréscimo de novos poços não ocorre a necessidade de retirar outros para melhorar o processo.

### **3.5.3 Passo 3: Modificação no Posicionamento dos Poços.**

Neste passo, todos os poços são movidos para blocos vizinhos, para avaliar a posição e sua influência no valor da função-objetivo. Esta etapa é

muito importante em reservatórios heterogêneos, já que o desempenho dos poços é influenciado diretamente pelas heterogeneidades existentes no modelo. Cada poço é modificado para quatro blocos de distância da configuração original.

A Figura 8 ilustra este procedimento. A posição adotada é aquela que apresenta o melhor resultado para a função-objetivo, dentre as cinco posições possíveis. Tanto os poços produtores quanto os injetores são submetidos a este procedimento.

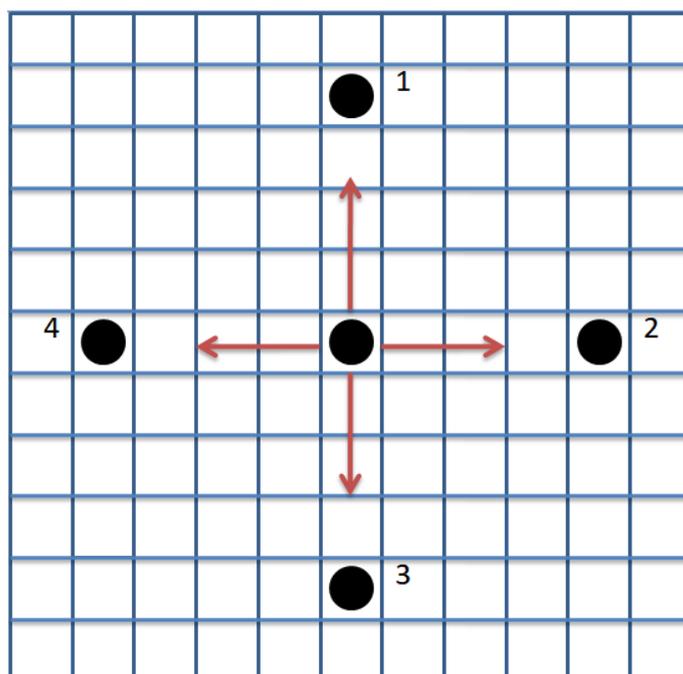


Figura 8 - Exemplo do procedimento adotado no Passo 3 - modificação no posicionamento dos poços

#### 3.5.4 Passo 4: Inserção do Cronograma de Abertura de Poços.

Nesta etapa, insere-se um cronograma de abertura para os poços. Seguindo a metodologia de Botechia (2012) são testadas três opções de perfuração segundo o tipo de poço, sempre considerando a abertura de um poço a cada 30 dias. Estas opções são: abertura de um produtor e um injetor (Opção 1.1), abertura de dois produtores e um injetor (Opção 2.1) e abertura de um produtor e dois injetores (Opção 1.2). Estas opções são combinadas com dois tipos de cronograma de abertura conforme o desempenho dos poços: Opção A (começando pelo poço de melhor desempenho, medido através do  $N_p$ ) e Opção B (começando pelo poço de pior desempenho). Combinando

todas as opções se obtém seis opções no total, conforme mostra a Tabela 1. O critério para abertura dos injetores é a proximidade com os poços produtores que vão sendo abertos.

Tabela 1 - Opções de cronograma de abertura

Opção	Descrição
1.1.A	Abertura <sup>1</sup> de um produtor e um injetor, começando pelo poço que apresentou maior $N_p$
2.1.A	Abertura <sup>1</sup> de dois produtores e um injetor, começando pelo poço que apresentou maior $N_p$
1.2.A	Abertura <sup>1</sup> de um produtor e dois injetores, começando pelo poço que apresentou maior $N_p$
1.1.B	Abertura <sup>1</sup> de um produtor e um injetor, começando pelo poço que apresentou menor $N_p$
2.1.B	Abertura <sup>1</sup> de dois produtores e um injetor, começando pelo poço que apresentou menor $N_p$
1.2.B	Abertura <sup>1</sup> de um produtor e dois injetores, começando pelo poço que apresentou menor $N_p$

### 3.5.5 Passo 5: Uso do Corte de Água para Fechamento dos Poços no Processo de Otimização.

A partir de certa quantidade de água produzida há um prejuízo no desempenho produtivo do poço. Assim, deve ser encontrado um valor de corte de água para fechamento dos poços quando isso ocorrer. Inicialmente, os poços não possuem restrições e adota-se como primeiro processo dessa etapa um corte a 99% com esse valor diminuindo sucessivamente a cada simulação, até que o comportamento dos poços possa ser observado em um momento que não há mais necessidade de aplicar outro valor.

Além da sequência dos 5 passos apresentados, ainda é aplicado um processo de refinamento que consiste em aplicar o Passo 2 novamente. Isso se deve, pois, ao concluir os passos de otimização, a configuração da estratégia de produção ainda pode apresentar uma melhora nos números de poços após a etapa de reposicionamento.

---

<sup>1</sup>a cada 30 dias

### **3.6 Etapa 6 – Comparações das dinâmicas obtidas para cada modelo representativo**

Depois de concluída as etapas de otimização, não somente a premissa escolhida deve ser analisada, mas bem como um conjunto de dinâmicas que representam o comportamento do reservatório. Assim, a comparação dos resultados, para os modelos representativos selecionados, indica a influência destes na seleção da estratégia de produção otimizada. Essa análise da influência é o ponto focal do projeto proposto.

### **3.7 Etapa 7 – Emprego da Estratégia Otimizada no *cluster***

Para avaliar o impacto das estratégias de produção obtidas, a mesma é aplicada em todos os cenários do *cluster*. Dessa maneira será possível avaliar o impacto da forma de definição do MR. Será possível identificar qual das estratégias obtidas baseada nos MRs resultou na estratégia de exploração que gerou o resultado mais robusto considerando todos os cenários que compõem o *cluster*.

### **3.8 Etapa 8 – Comparação das dinâmicas obtidas dos modelos representativos com o *cluster***

Assim como no Passo 6, novamente são analisadas o conjunto de dinâmicas que representam o comportamento do reservatório. Nessa etapa, analisa-se os resultados gerados por todos os cenários do *cluster* e os modelos representativos, sob as estratégias de produção otimizadas.

Através da comparação dos resultados é possível definir qual dos modelos representativos apresenta um comportamento similar com o conjunto analisado e, por consequência, atribuir esse resultado ao método de escolha do *cluster* em questão. Além disso, as estratégias de produção também são alternadas entre os próprios MRs, essa aplicação visa apresentar como uma estratégia otimizada em um cenário se caracteriza em outro.

## 4 Aplicação

O primeiro passo da metodologia é a definição do reservatório a ser avaliado. Primeiramente assume-se, como premissa, que os cenários analisados são equiprováveis e que a aplicação do processo de otimização será focada sempre na maximização da função-objetivo.

### 4.1 Modelo UNISIM-II-D

O caso utilizado no presente trabalho é o *benchmark* UNISIM-II-D, desenvolvido pelo grupo de pesquisa UNISIM. O *benchmark*, desenvolvido por Correia *et al.* (2015), possui um modelo de simulação referência UNISIM-II-R, que representa a “*True-answer*” e que pode ser empregado para validar os resultados obtidos. O caso UNISIM-II-D possui blocos com um tamanho de 100x100x8m, tendo mais de 65 mil blocos ativos.

A Figura 9 mostra um mapa 3D do modelo de simulação.

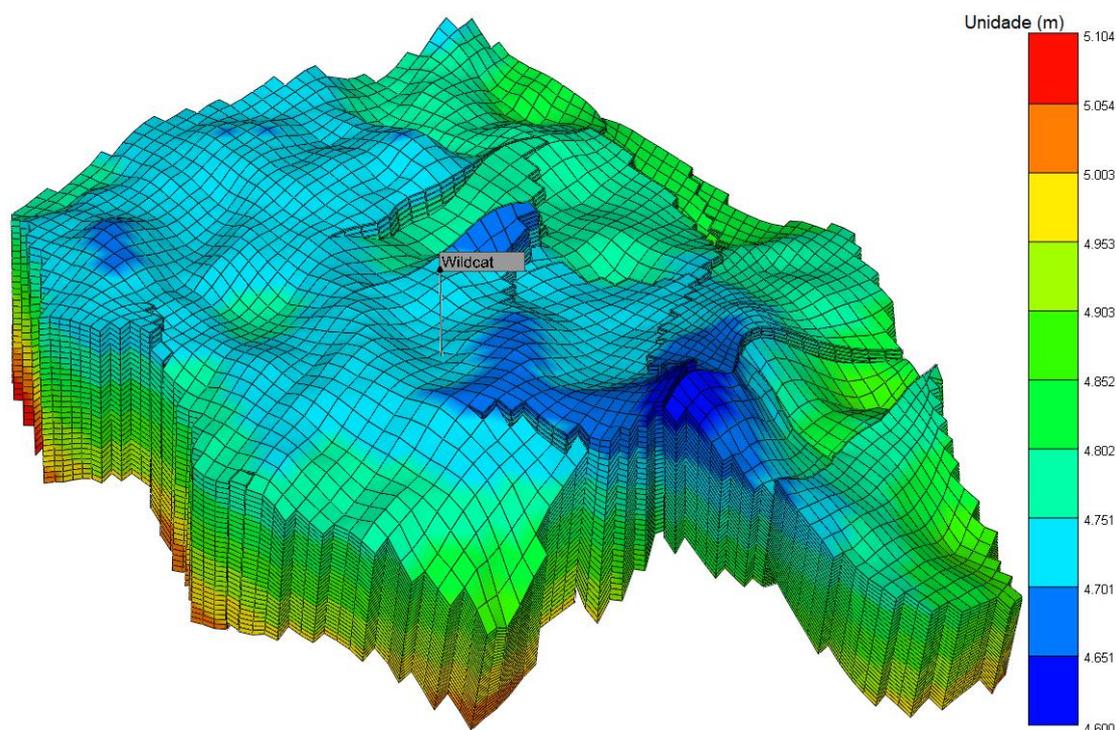


Figura 9 - Imagem 3D do *gridtop* do modelo UNISIM-II-D com a localização do poço exploratório *Wildcat*.

O modelo de reservatório é uma combinação de dados e informações de reservatórios carbonáticos do Pré-sal; do Campo de Ghawar, um

reservatório de carbonato com similaridade geológica próximas às características do Pré-Sal na Arábia Saudita; um reservatório real identificado como Campo A e dados sintéticos. As informações de campo levadas em consideração para o modelo de referência são:

- Reservatório de Carbonato de origem microbiana, parcialmente dolomitizado (Pré-sal e Ghawar);
- Alta heterogeneidade vertical para permeabilidade (Pré-sal e Ghawar);
- Zonas com pequenas espessuras de alta permeabilidade denominadas Super-k (Pré-sal e Ghawar)
- Rochas calcárias com permeabilidade absoluta com qualidade de média a boa (Ghawar);
- A presença de fraturas é proposta como um mecanismo para criar propriedades Super-k (Ghawar);
- Profundidade do reservatório de 5.000 a 5.500 m, a partir do nível do mar (pré-sal);
- API em torno de 28° (pré-sal);
- Viscosidade do óleo vivo em torno de 1,14 cP (pré-sal);
- A pressão inicial é de 560 kgf/cm<sup>2</sup> (pré-sal);
- Dados de PVT semelhantes ao pré-sal;
- A estrutura é de um reservatório de carbonato real (Campo A);
- Distribuição de unidades de fluxo (campo A e dados sintéticos);

O UNISIM-II-D apresenta uma configuração com 16 falhas (Figura 10) e é caracterizado por quatro fácies derivadas de diferentes ambientes geológicos (Figura 11): alta energia (calcários), média energia (*packstone*), unidade de baixa energia (não-reservatório) e Super-k.

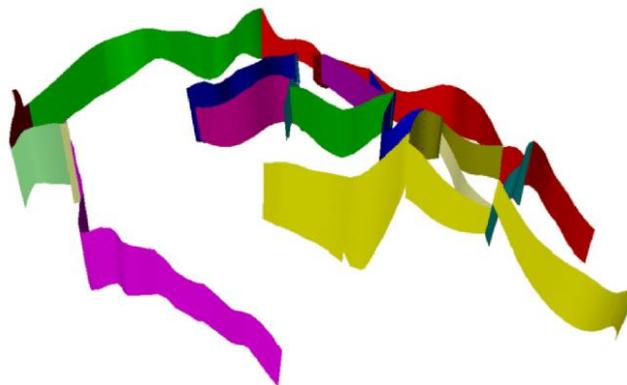


Figura 10 - Distribuição de falhas no Modelo UNISIM-II-D

FONTE: Correia *et al.* (2015)

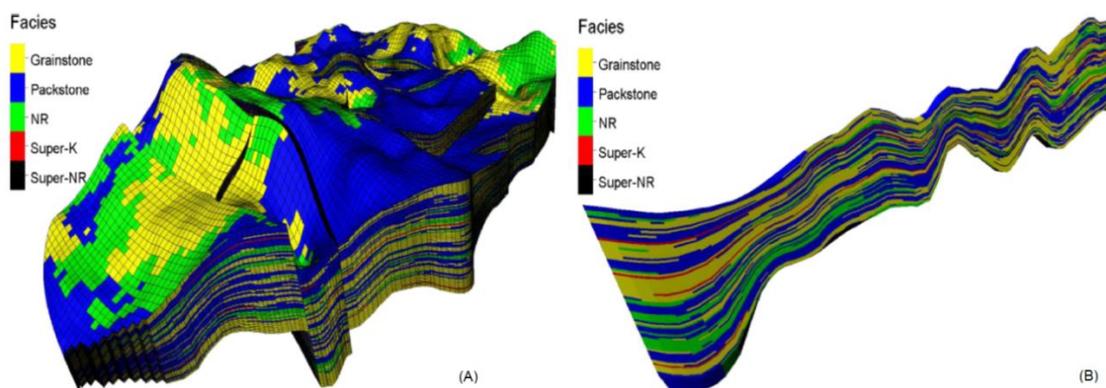


Figura 11 - Distribuição das Unidades de fluxo: (A) vista 3D; (B) vista lateral

FONTE: Correia *et al.* (2015)

A modelagem Super-k (Figura 12) é feita separadamente das outras fácies devido à sua gênese pós-deposicional relacionada a eventos diagenéticos. O tamanho Super-k é da ordem de 1000 m na direção horizontal e 2 metros na direção vertical.

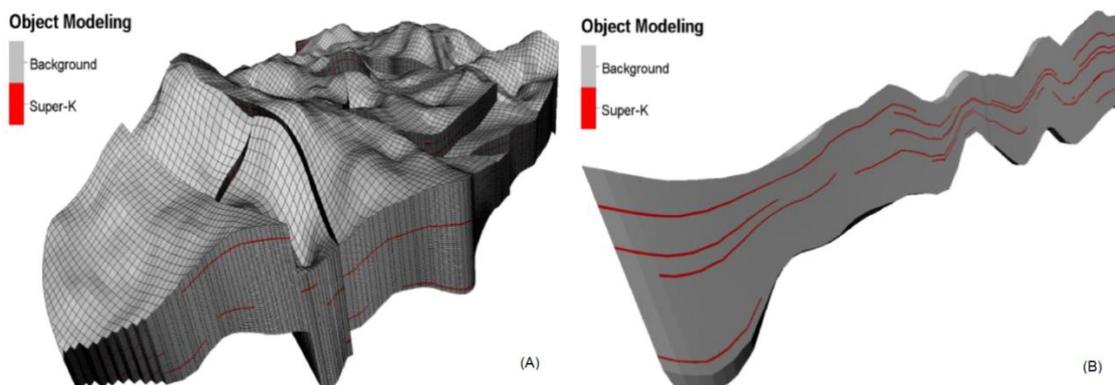


Figura 12 - Distribuição das Unidades Super-k: (A) vista 3D; (B) vista lateral

FONTE: Correia *et al.* (2015)

#### 4.1.1 Cronograma Modelo UNISIM-II-D

O cronograma de produção ao longo do tempo de simulação pode ser visto na Figura 13, que apresenta a linha do tempo do campo. Todas as etapas pelas quais as simulações passam podem ser observadas, desde o início da produção pelo poço exploratório *Wildcat* (histórico de produção) até o abandono com o fechamento dos poços ao fim do período de previsão.

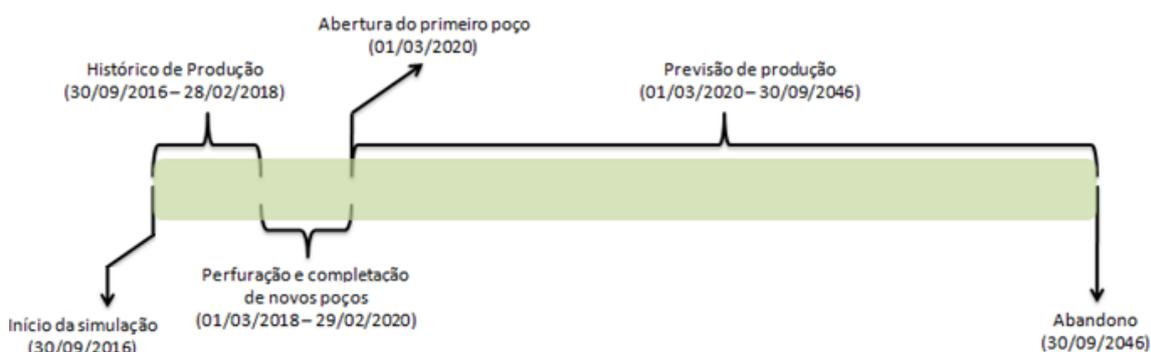


Figura 13 - Linha do tempo de simulação do reservatório UNISIM-II-D

O campo apresenta um tempo de vida de 30 anos, dos quais se destaca o período de histórico de produção, com duração de 16 meses, e o período para ser realizado o período de simulação de previsão da produção. Dentre esses períodos houve um intervalo de 24 meses para a perfuração e completação dos futuros poços que compõe as estratégias de produção aplicadas.

A Tabela 2 apresenta as principais datas durante a linha do tempo partindo da data de início em 30 de setembro de 2016 ( $t_0$ ), com a data do final do período exploratório em 28/02/2018 ( $t_d$ ) e o data máxima para o final da simulação em 30/09/2046 ( $t_{final}$ ).

Tabela 2–Datas importantes durante a vida do reservatório

Atividade	Data	Tempo (dias)
Início da simulação	30/09/2016	0
Fim do período de histórico	28/02/2018	516
Implementação dos poços e da estratégia de produção	29/02/2020	731
Fim da simulação/abandono dos poços	30/09/2046	9710

#### 4.1.2 Condições operacionais

O modelo de reservatório UNISIM-II-D já apresenta condições operacionais definidas segundo suas características. Dessa forma, alterações ao modelo seguem essas condições. A tabela 3 apresenta as condições operacionais adotadas para as simulações realizadas.

Tabela 3 - Parâmetros operacionais

<b>Condições operacionais dos poços produtores</b>	
Vazão máxima de produção de líquidos (m <sup>3</sup> /dia)	2000
Pressão mínima no fundo do poço (kgf/cm <sup>2</sup> )	275
<b>Condições operacionais dos poços injetores</b>	
Vazão máxima de água injetada (m <sup>3</sup> /dia)	5000
Pressão máxima no fundo do poço (kgf/cm <sup>3</sup> )	480
<b>Geometria dos poços</b>	
Raio do poço (vertical) (m)	0.108
Fator geométrico (Geofac)	0.37
Coeficiente angular (Wfrac)	1
Skinfactor do poço	0
<b>Capacidade máxima de produção da plataforma</b>	
Produção de óleo (bbl/dia x10 <sup>3</sup> )	180
Produção de água (bbl/dia x10 <sup>3</sup> )	120
Produção de líquidos (bbl/dia x10 <sup>3</sup> )	180
Injeção de água (bbl/dia x10 <sup>3</sup> )	240

#### 4.1.3 Cenários do Modelo UNISIM-II-D e Clusterização

O presente trabalho utiliza o processo de clusterização abordado por Mahjour *et al.* (2019). O autor trabalhou com 200 cenários representando as incertezas contidas no reservatório através de imagens das propriedades estáticas que compõe o modelo.

A Tabela 4 resume as propriedades incertas de entrada (imagens) para a simulação do reservatório, considerando os atributos geológicos incertos descritos em Correia *et al.* (2015).

Tabela 4 - Propriedades incertas analisadas

Propriedade do reservatório de incerteza para simulação (dados de entrada)	Nomenclatura para os dados de entrada
Porosidade da matriz	POR
Porosidade da fratura	PFR
Permeabilidade da matriz	KX; KY; KZ
Permeabilidade da fratura	KFX; KFY; KFZ
Espaçamento das fraturas	SGX; SGY; SGZ
<i>Net-to-Gross</i>	NG
Tipo de rocha	Rtype
Permeabilidade Relativa	Kr

Com a combinação dos dados de entradas, há 200 cenários representando o Modelo UNISIM-II-D. A fim de reduzir o esforço computacional e permitir ganho de tempo, Mahjour *et al.* (2019) selecionou modelos representativos antes do processo de simulação usando uma solução estatística, integrando o escalonamento multidimensional e a análise de *cluster* sob os 200 cenários. Com a metodologia aplicada, o autor separou os 200 cenários em 18 conjuntos.

Com os resultados gerados por Mahjour *et al.* (2019), apoiou-se a metodologia deste estudo em um dos *clusters* propostos. Assim, definiu-se o *cluster* nº15 através da técnica *K-means*, com 16 cenários, para aplicação (ETAPA 2).

A escolha do conjunto adotado foi determinada considerando que o número de cenários apresentados fornece uma garantia para alcançar resultados satisfatórios, uma vez que há *cluster* contendo de 3 a 18 cenários.

A partir dos 16 cenários apresentados é gerada neste estudo uma nova maneira de definição para um modelo representativo (MR Dos Santos) ETAPA 3, através de rotinas desenvolvidas no *software* Matlab® (ANEXO). Assim, foi possível realizar o processo de comparação entre os dois modelos representativos sob cenários clusterizados, sendo o objetivo deste estudo.

A geração do novo modelo representativo empregou as propriedades de todos os cenários do *cluster*. A ferramenta é aplicada em uma propriedade por vez, em todos os cenários, transformando os pontos do *grid* em uma matriz, sendo possível estimar a média, e assim, gerar o volume médio da propriedade analisada. Após, é gerado um arquivo *include* com os novos

valores médios da propriedade do *cluster*, o qual é carregado no modelo do reservatório. Depois de aplicado a todas as propriedades estáticas, como resultado tem-se um novo cenário com a média das propriedades, sendo esse denominado como MR Dos Santos. O processo pode ser acompanhado na Figura 14.

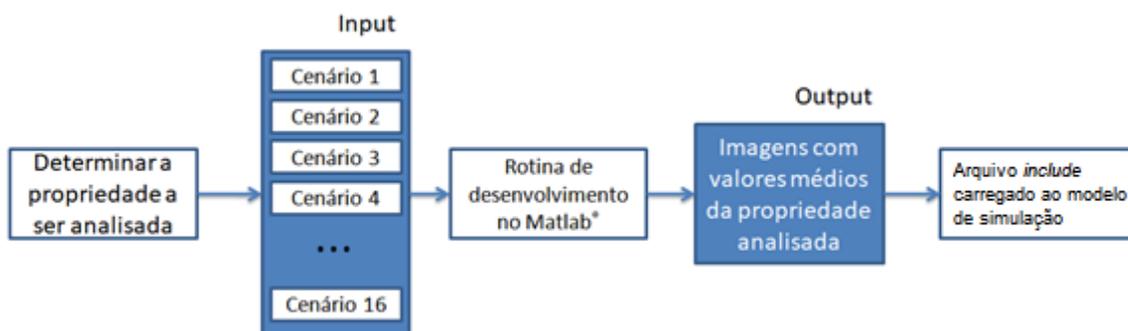


Figura 14 - Fluxograma para a aplicação do processo de escolha do MR Dos Santos

## 4.2 Estratégia de Produção

Neste trabalho, a estratégia de produção adotada é a que apresenta o maior valor para a produção acumulada de óleo ( $N_p$ ), seguindo a metodologia de otimização da estratégia de produção, descrita por Botechia (2012).

### 4.2.1 Estratégia Five-Spot

Durante a aplicação do presente estudo, é necessária a utilização de uma estratégia inicial para arranjar o conjunto de poços, de acordo com o número de poços necessários. Dessa forma, é adotada uma configuração Five-Spot, sendo quatro poços produtores cercando um poço injetor até completar a malha no *grid* do reservatório. A escolha da malha *Five-Spot* ocorre por ela ser uma das mais empregadas em estudo de engenharia de reservatórios, além de ser recomendada para reservatórios que se apresentam pouco conhecidos.

Devido a algumas heterogeneidades do reservatório e a irregularidades na malha do *grid*, o espaçamento entre os blocos de localização de cada poço sofreu algumas alterações. Um exemplo da configuração *Five-Spot* utilizada, com oito poços produtores pode ser observada na Figura 15.

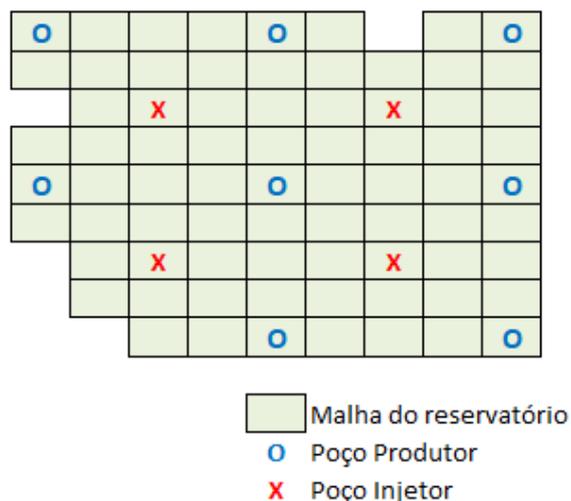


Figura 15 - Exemplo da estratégia Five-Spot em um *grid* com malha irregular

#### 4.2.2 Função-Objetivo

Como já descrito, a função-objetivo analisada para processo de otimização neste estudo é a produção acumulada de óleo ( $N_p$ ). Para análise e tomada de decisões, outras funções também foram empregadas. Entretanto, elas não influenciam no processo de otimização da estratégia de produção. As funções para este caso são:

- $W_p$  – produção acumulada de água;
- $F_r$  – Fator de recuperação;
- Taxa de produção mensal de óleo;
- Taxa de produção mensal de água;
- Taxa de produção mensal de líquidos.

#### 4.3 Softwares

Para a aplicação da metodologia proposta, utilizaram-se softwares para a simulação dos cenários e para a análise dos resultados. A principal ferramenta utilizada foi a suíte de softwares da CMG (*Computer Modeling Group*). Entre as ferramentas contidas, as utilizadas foram:

- IMEX; utilizado para a simulação numérica.
- Results; utilizado para geração das curvas de produção e análises dinâmicas do reservatório.

Para a aplicação da simulação numérica foi utilizado uma máquina com processadores CORE I5, sendo somente um processador utilizado na simulação. O tempo de processamento para a simulação de um único modelo nessas condições foi de aproximadamente 18 minutos.

Além disso, foi também empregado o *Microsoft Excel* para o desenvolvimento de tabelas e análise dos valores de produção e o Matlab® no desenvolvimento de rotinas que permitiram a geração de um dos modelos representativos.

## 5 Resultados

Esta seção apresenta e discute os resultados alcançados pela aplicação da metodologia proposta.

### 5.1 Criação e validação do Modelo Representativo (MR Dos Santos)

Inicialmente, foi definido o processo de seleção dos modelos representativos e realizou-se a validação dos mesmos. O MR SMK é selecionado dentre um dos cenários já contidos no *cluster* e todo esse processo, bem como a validação, é discretizado por Majhour *et al.* (2019). Por sua vez, para o MR Dos Santos esse processo foi realizado através de rotinas desenvolvidas no Matlab®, no qual pela média simples foram geradas novas imagens (realizações petrofísicas) de porosidade, permeabilidade absoluta (tanto da matriz, como das fraturas), *net-to-gross*, *rock type* e distanciamento das fraturas. A criação de um novo cenário sob as circunstâncias citadas é a principal contribuição desse projeto, pois associa a metodologia utilizada por Majhour *et al.* (2019) com uma nova forma de selecionar um MR.

Para analisar o MR gerado, simula-se o cenário e obtém-se as curvas de produção diária e acumulada de óleo, de água e de gás sob a mesma estratégia de produção *Five-Spot* empregada em Mahjour *et al.* (2019). Com as curvas geradas, foi realizada uma avaliação qualitativa confrontando o comportamento dinâmico dos 16 cenários do *cluster*. Essa análise demonstrou que os MRs se encontram dentro da amplitude de produção dos cenários que compõem o conjunto. As curvas de produção podem ser analisadas na Figura 16 e Figura 17, com a identificação de cada MR analisado junto com todos os modelos do *cluster*.

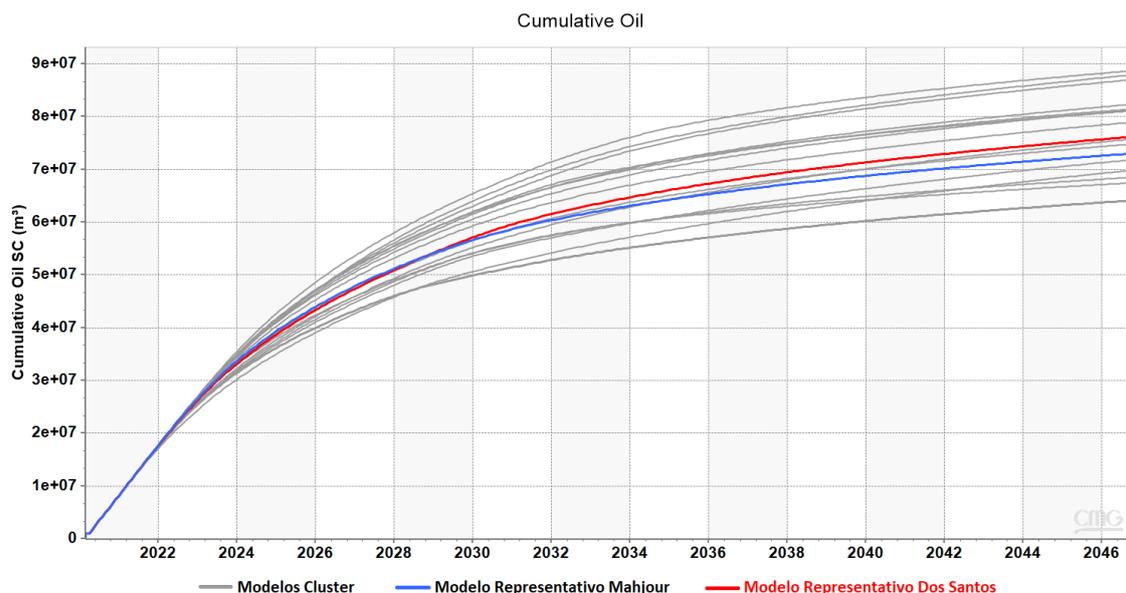


Figura 16- Produção acumulada de óleo

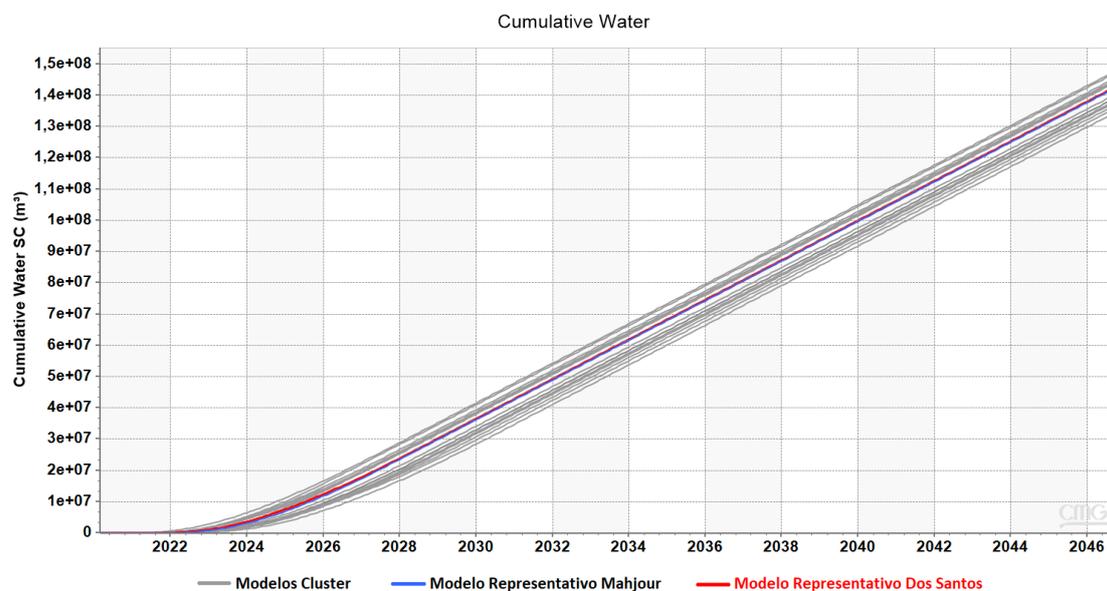


Figura 17 - Produção acumulada de água

O MR Dos Santos apresenta taxas de produções que validam a representação do *cluster* estudado. Por se tratar de um cenário com propriedades médias dos atributos petrofísicos, observam-se as taxas em um nível intermediário entre todos os cenários do *cluster*.

Em seguida, os dois MRs foram submetidos a uma mesma metodologia de otimização de estratégia de produção. Inicialmente, observa-se que o MR Dos Santos produz mais óleo e ambos produzem níveis de água similares. Uma diferença já era esperada, por se tratar de dois métodos

diferentes para escolha do modelo representativo, e é o objetivo de análise dos passos desse trabalho. Entretanto, nem sempre as médias das propriedades estáticas resultam em uma resposta dinâmica média.

## **5.2 Aplicação e otimização da estratégia de produção**

Nesta seção são apresentados os resultados da metodologia de otimização de estratégia de produção seguindo os passos definidos nos capítulos anteriores.

### **5.2.1 Passo 1 – Definição de um esquema base de produção**

Inicialmente, determinou-se a estimativa inicial de poços como ponto de partida para o processo de otimização.

Seguindo a aplicação de Botchia (2012), adota-se o mesmo valor de Fator de Recuperação de óleo de 40% que o autor utilizou por se tratar de um recuperação considerada otimista e por também ser um valor comumente encontrado em casos reais.

Para o valor de  $N_{pp}$  utilizou-se do poço exploratório *Wildcat* para a obtenção desse valor. O poço foi mantido aberto após o tempo exploratório, durante todo o tempo de previsão da produção. Dessa forma, obteve-se o valor de 8,5 MMm<sup>3</sup> de óleo para o emprego do cálculo.

Assim, através da Equação 2 e locando os poços em uma malha Five-Spot no reservatório, o número inicial de poços estimado é de 10 produtores e 6 injetores (Figura 18).

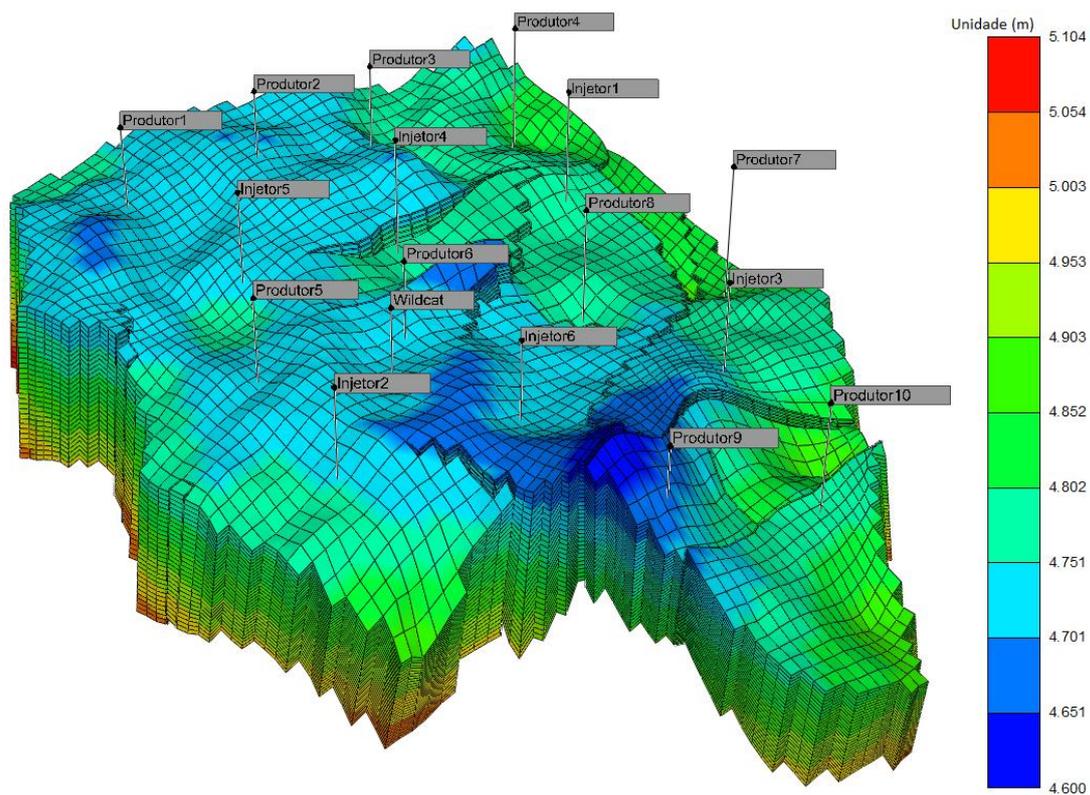


Figura 18 - *Grid Top* do modelo UNISIM-II-D destacando a posição dos poços produtores e injetores.

Para essa etapa foi necessária somente uma simulação. Assim, a Figura 19 mostra as curvas de produções para óleo, água e líquido referente ao MR SMK e o MR Dos Santos e os resultados podem ser observados na Tabela 5.

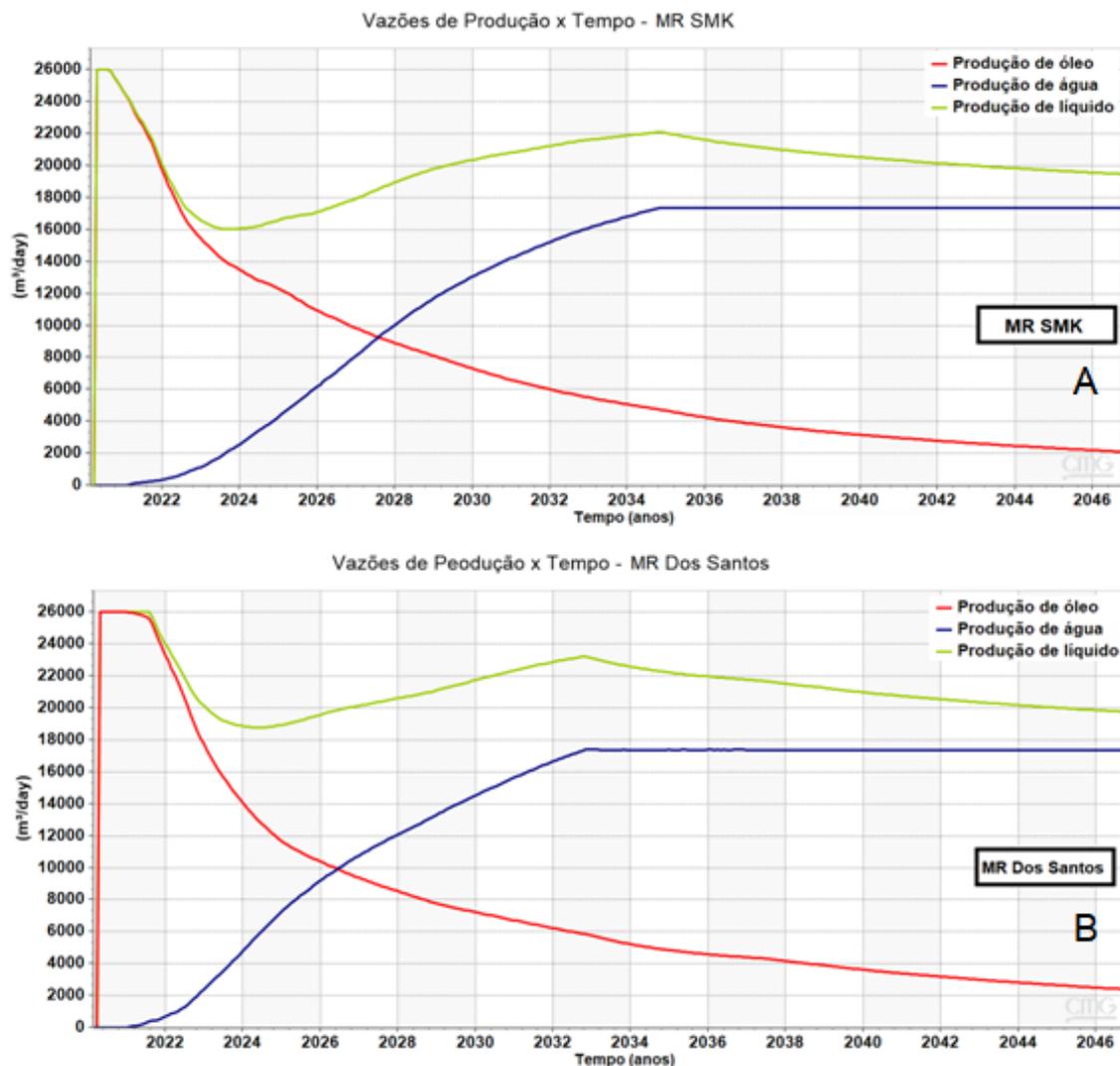


Figura 19 - Vazões de produção de óleo, água e líquidos para: (A) MR SMK e (B) MR Dos Santos para o Passo 1.

Tabela 5 - Resultados do Passo 1 para o MR SMK e MR Dos Santos

	Np (MMm <sup>3</sup> )	Wp (MMm <sup>3</sup> )	Fr	Nº de poços
MR SMK	<b>73,84</b>	121,58	39,3	16 poços (10p + 6i)
MR Dos Santos	<b>77,85</b>	129,68	39,5	16 poços (10p + 6i)

Observa-se que com o mesmo posicionamento dos poços, o MR Dos Santos apresenta maior produção acumulada de óleo, refletindo o mesmo resultado que ocorreu durante o processo de validação do modelo

representativo. Entretanto os valores de Fator de Recuperação de óleo (Fr) para os dois MRs se apresentam similares nesse Passo 1, sendo um dos possíveis fatores para isso o volume de líquidos contido nos dois cenários.

Além do que já foi produzido, o MR SMK ainda conta com 113,65 MMm<sup>3</sup> de óleo e 175,19 MMm<sup>3</sup> de água, totalizando 484,26MMm<sup>3</sup> de líquidos *in situ* no reservatório. Por sua vez, o MR Dos Santos conta com, além do que foi produzido, 119,16 MMm<sup>3</sup> de óleo e 185,52 MMm<sup>3</sup> de água, totalizando 512,21 MMm<sup>3</sup> de líquidos *in situ*. Essa diferença representa 5,8% a mais de líquidos no reservatório, que influencia diretamente nos valores de produção.

### 5.2.2 Passo 2: Otimização do Número de Poços

O segundo passo consiste em determinar o número ótimo de poços. Esta etapa é dividida entre os Passo 2.1 (retirada de poços) e Passo 2.2 (acréscimo de poços).

A configuração foi de 18 poços (10 produtores e 8 injetores) para os dois MRs. O fato de a configuração do número de poços para os dois modelos representativos serem a iguais, não significa que os poços estão locados na mesma região, pois entre os processos de retirada de poços houve exclusão de diferentes poços, assim como, durante o processo de inclusão houve acréscimo de poços em regiões também distintas. Dessa forma, já se percebe diferença entre as estratégias obtidas empregando os diferentes modelos representativos devido a diferentes regiões de produção e injeção.

Entre o processo de retira e acréscimo de poços, realizou-se aproximadamente 30 simulações entre os dois modelos representativos. Os resultados referentes ao Passo 2 podem ser observados na Tabela 6 e as curvas de produção na Figura 20.

Tabela 6 - Resultados do Passo 2 para o MR SMK e MR Dos Santos

	Np (MMm <sup>3</sup> )	Wp (MMm <sup>3</sup> )	Fr	Nº de poços no início	Nº de poços ao final
MR SMK	<b>78,42</b>	134,65	41,8	16 poços (10p + 6i)	18 poços (10p + 8i)

MR Dos Santos	<b>86,36</b>	134,82	43,8	16 poços (10p + 6i)	18 poços (10p + 8i)
---------------	--------------	--------	------	---------------------	---------------------

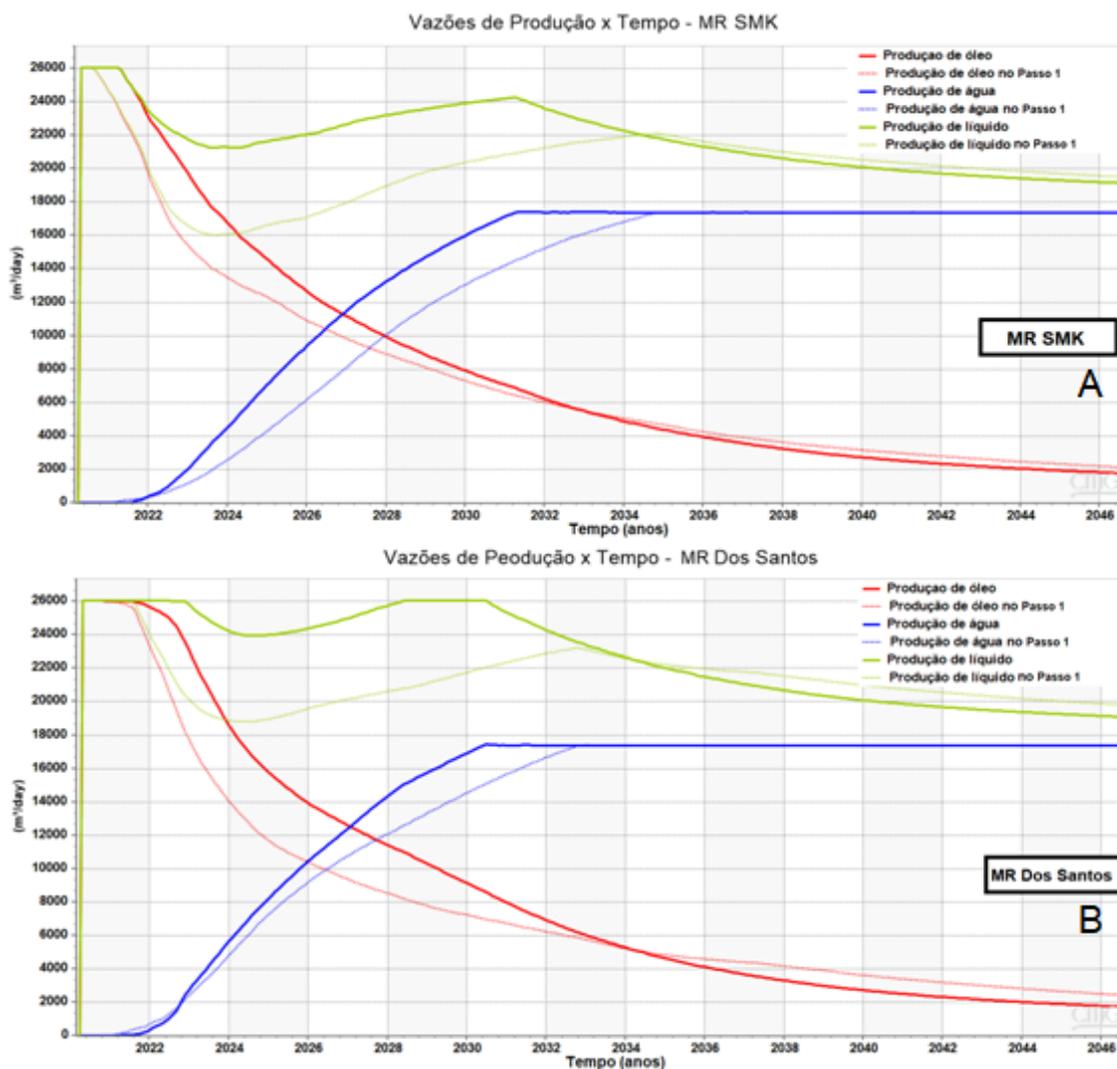


Figura 20 - Vazões de produção de óleo, água e líquidos para: (A) MR SMK e (B) MR Dos Santos para o Passo 2.

Os valores apresentados na Tabela 6 mostram que a aplicação do Passo 2 resultou em um aumento na função-objetivo para ambos os modelos representativos. Entretanto, as etapas de acréscimo e retirada de poços apresentaram uma melhoria maior para o MR Dos Santos mesmo com o mesmo número de poços.

Essa melhoria pode ser caracterizada pelos valores de produção de líquidos. O MR SMK apresenta um ganho de 6,2% no valor de  $N_p$ , enquanto o

MR Dos Santos apresenta um acréscimo de 10,9%. Além disso, os valores de  $W_p$  para o MR SMK aumentam em 10,7% e para o MR Dos Santos o ganho é de 3,9%.

### 5.2.3 Passo 3: Modificação no Posicionamento dos Poços.

Como cada bloco apresenta um tamanho de 100x100x8m, cada posição testada para o poço encontra-se a 400m de distância do posicionamento original.

Após o Passo 3 ser aplicado em todos os poços, observa-se as curvas de produção e resultados, na Figura 21 e Tabela 7, respectivamente.

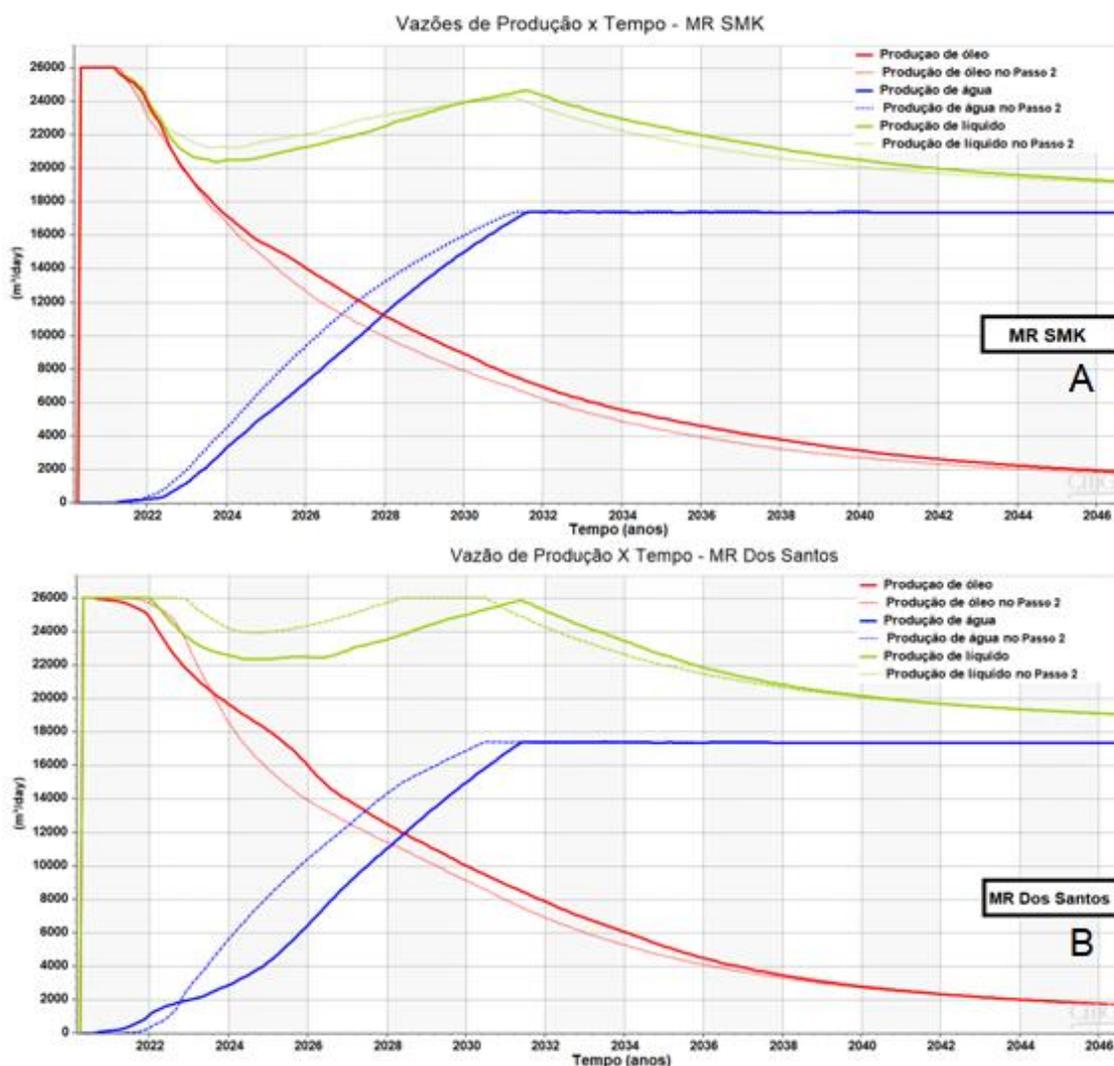


Figura 21 - Vazões de produção de óleo, água e líquidos para: (A) MR SMK e (B) MR Dos Santos para o Passo 3.

Tabela7 - Resultados do Passo 3 para o MR SMK e MR Dos Santos

	Np (MMm <sup>3</sup> )	Wp (MMm <sup>3</sup> )	Fr	Nº de poços
MR SMK	<b>85,33</b>	127,06	45,5	18 poços (10p + 8i)
MR Dos Santos	<b>90,83</b>	126,7	46,1	18 poços (10p + 8i)

Nesta etapa, por considerar para cada poço de ambos os modelos outros 4 posicionamentos, foram necessárias aproximadamente 150 simulações para verificar-se todas as opções.

O Passo 3 apresentou uma melhoria significativa nos valores de Np para ambos os modelos representativos, além de diminuir o volume de produção de água. Isso demonstra a alta heterogeneidade representada pelo reservatório e como os poços sofrendo pequenas mudanças de posição no *grid* possibilitam uma otimização do desempenho dos produtores, diminuindo a produção de líquido mesmo com o aumento da produção de óleo.

O MR SMK apresenta um ganho de 8,8% de Np e uma redução de 5,7% para os valores de Wp. Por sua vez o MR Dos Santos aumentou a produção de óleo em 5,17% e uma redução de 6% para as taxas de produção de água. Com um maior aumento de produção o MR SMK alcançou um valor de 45,5% para o Fr, enquanto o MR Dos Santos também teve um acréscimo, porém menor, alcançando 46,1%

Assim, nesse passo o MR SMK respondeu melhor à otimização, além de também mostrar o adiamento da produção de água. Entretanto, como são dois cenários diferentes, há casos que permitem melhores chances de otimização em um passo específico, enquanto outros são mais restritivos.

Além disso, os resultados do Passo 3 demonstram a eficácia de uma otimização manual. Essa abordagem permite que o engenheiro analise cada etapa do processo, proporcionando um ganho de sensibilidade em relação ao

problema, permitindo com que sejam conhecidos os aspectos que mais impactam no desempenho da estratégia. Porém, neste estudo a utilização de um processo manual apresenta resultados satisfatórios devido a número reduzido de cenários, contudo destaca-se que esta abordagem pode ser inviável dependendo da quantidade de estratégias a serem otimizadas, por depender de um elevado esforço computacional e demanda de tempo

#### 5.2.4 Passo 4: Cronograma de Abertura de Poços

Neste passo, apresentam-se, nas Tabelas 8 e 9 os resultados para a inserção de cronograma de abertura de poços para ambos os Modelos Representativos, segundo a Tabela 1. Como são somente 6 opções de abertura aplicada em cada Modelo Representativo, ao final necessitou-se de 12 simulações para a aplicação do Passo 4.

Tabela 8 - Resultados do Passo 4 para o MR SMK

<b>RM SMK</b>				
Cronograma	Descrição	Np (MMm <sup>3</sup> )	Wp (MMm <sup>3</sup> )	Fr
1.1.A	1 Prod + 1 Inj (começando pelo poço que apresentou maior NP)	81,01	118,32	43,2
<b>2.1.A</b>	<b>2 Prod + 1 Inj (começando pelo poço que apresentou maior NP)</b>	<b>84,98</b>	<b>122,52</b>	<b>45,3</b>
1.2.A	1 Prod + 2 Inj (começando pelo poço que apresentou maior NP)	84,77	122,05	45,2
1.1.B	1 Prod + 1 Inj (começando pelo poço que apresentou menor NP)	84,85	122,71	45,2
2.1.B	2 Prod + 1 Inj (começando pelo poço que apresentou menor NP)	84,87	122,65	45,2
1.2.B	1 Prod + 2 Inj (começando pelo poço que apresentou menor NP)	84,80	122,22	45,2

Tabela 9 - Resultados do Passo 4 para o MR Dos Santos

<b>RM Dos Santos</b>				
Cronograma	Descrição	Np (MMm <sup>3</sup> )	Wp (MMm <sup>3</sup> )	Fr
1.1.A	1 Prod + 1 Inj (começando pelo poço que apresentou maior Np)	90,36	122,13	45,8
<b>2.1.A</b>	<b>2 Prod + 1 Inj (começando pelo poço que apresentou maior NP)</b>	<b>90,55</b>	<b>122,38</b>	<b>45,9</b>

1.2.A	1 Prod + 2 Inj (começando pelo poço que apresenta maior NP)	90,16	121,78	45,7
1.1.B	1 Prod + 1 Inj (começando pelo poço que apresentou menor NP)	88,07	116,02	44,6
2.1.B	2 Prod + 1 Inj (começando pelo poço que apresentou menor NP)	90,51	122,52	45,9
1.2.B	1 Prod + 2 Inj (começando pelo poço que apresentou menor NP)	90,22	122,18	45,7

O melhor cronograma de abertura de poços, para ambos os modelos representativos, foi o 2.1.A, caso onde são abertos dois produtores e um injetor, iniciando pelo poço produtor com maior  $N_p$ .

Entretanto, observa-se que a influência do cronograma de abertura foi pequena para o caso, e como o presente trabalho busca alcançar o maior valor de  $N_p$  entre as interações, manteve-se a configuração de abertura dos poços simultaneamente. Isso se deve, ao fato de os valores de produção acumulada de óleo serem superiores no passo anterior do que os apresentados ao fim do Passo 4 como descrito na Tabela 7 do passo 3. Mesmo essa opção não sendo prática/usual em projetos de reservatórios de petróleo há um tempo disponível de dois anos para a perfuração e completação dos poços, como observado na Figura 13. Assim, considera-se que todos os poços tiveram o devido preparo para entrar em operação durante este tempo e na data permitida para abertura dos poços todos foram simultaneamente abertos.

### 5.2.5 Passo 5: Corte de Água para Fechamento dos Poços

Considerando que nos passos anteriores não foram empregadas restrições a operação dos poços produtores, a partir do passo 5 gradualmente inseriu-se um controle no valor de  $W_{cut}$ , visualizado o comportamento dos poços e determinando-se o valor ideal. Foram realizadas simulações com valores de  $W_{cut}$  entre 91% até 99%, totalizando 18 simulações entre os dois modelos para esse passo da otimização. A Figura 22 ilustra os valores obtidos com as simulações.

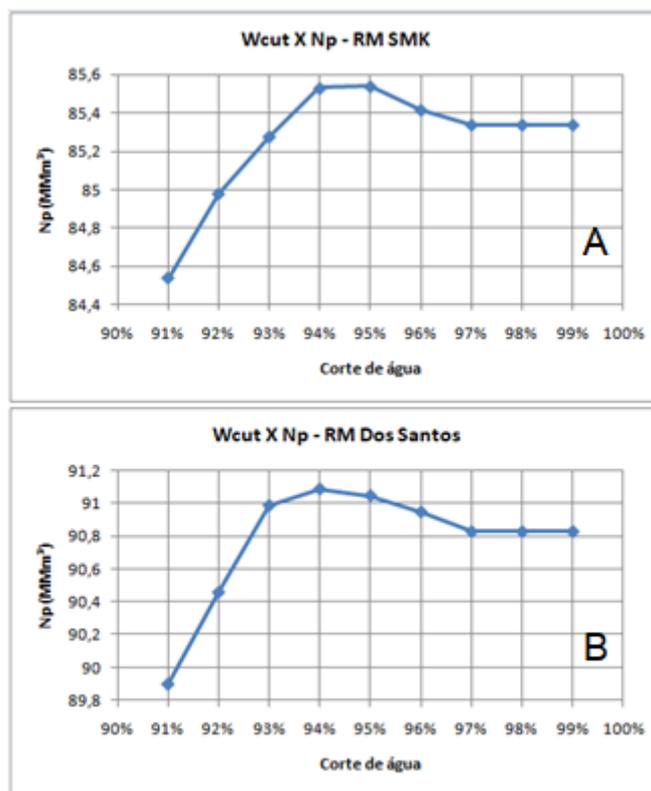


Figura 22 - Corte de água x Np para:(A) MR SMK e (B) MR Dos Santos

Como já dito na metodologia na sessão 3.5.5, após realizar as simulações até o valor de 91% considerou-se que o comportamento dos valores de corte de água já não apresentaria um ganho da função-objetivo. Assim, o valor de corte de água adotado para o MR SMK foi de 95%, enquanto que para o MR Dos Santos foi de 94%.

As curvas de produção para os dois MRs seguindo o corte de água otimizado podem ser vistos na Figura 23 e os resultados do Passo 5 na Tabela 10.

Tabela 10 - Resultados do Passo 5 para o MR SMK e MR Dos Santos

	Np (MMm <sup>3</sup> )	Wp (MMm <sup>3</sup> )	Fr	Nº de poços
MR SMK	<b>85,54</b>	126,23	45,6	18 poços (10p + 8i)
MR Dos Santos	<b>91,09</b>	126,62	46,2	18 poços (10p + 8i)

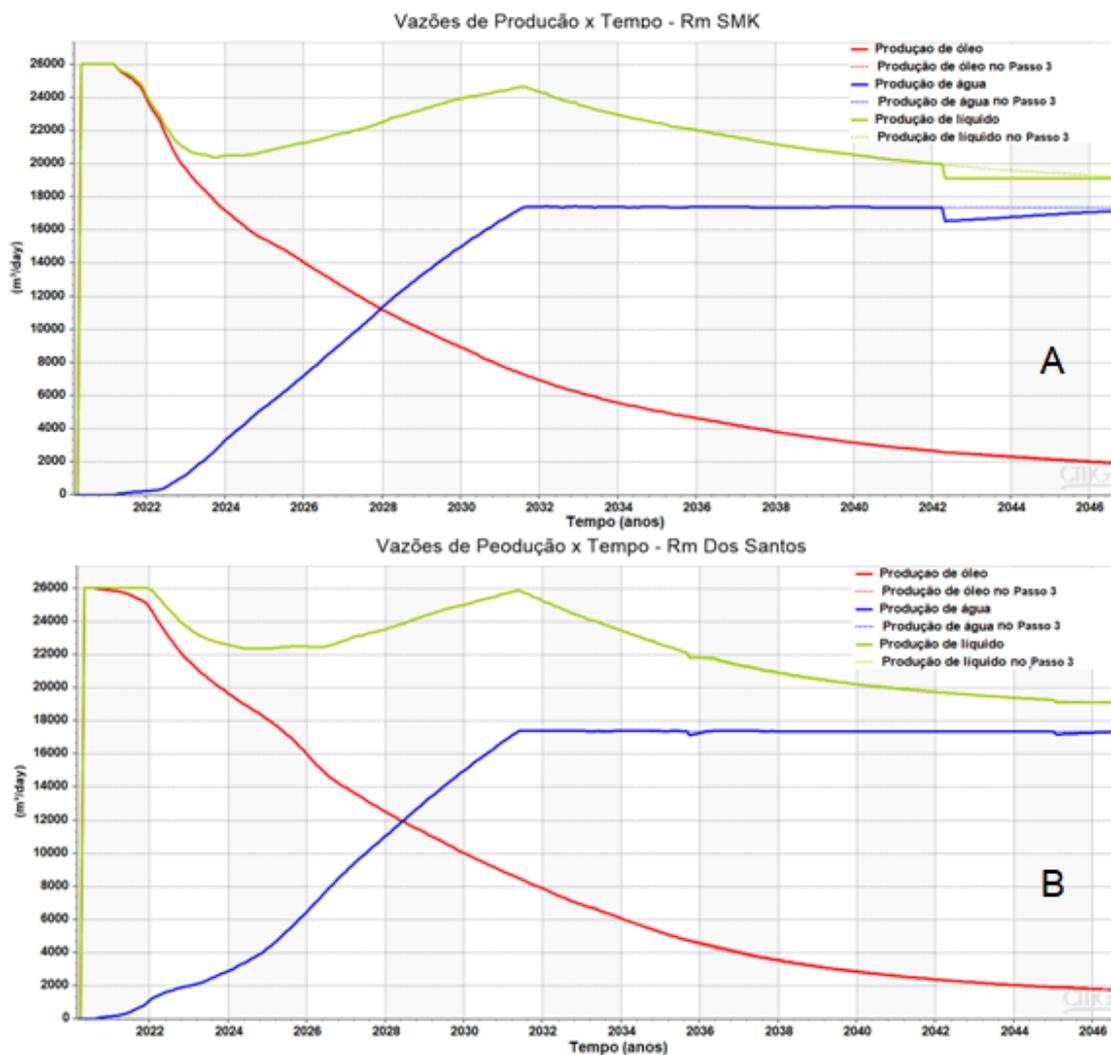


Figura 23 - Vazões de produção de óleo, água e líquidos para:(A) MR SMK e (B) MR Dos Santos para o Passo 5.

A variação do  $N_p$  nesta etapa foi de apenas 0,24% para o MR SMK e de 0,28% para o MR Dos Santos. Isto volta a reforçar a importância em se ter um procedimento assistido para a otimização da estratégia, já que, em algumas etapas, o número de simulações pode ser controlado manualmente, evitando que ocorra um excesso de simulações desnecessárias.

Entretanto, é importante destacar, que a função-objetivo é o  $N_p$ , e que em um contexto econômico, o fechamento de um poço pelo corte de água pode resultar em um melhor retorno econômico. Outro ponto importante, é que em uma otimização considerando as variáveis de otimização G2, resultaria na análise da recompletação das zonas canhoneadas entre as camadas baseado com o valor de  $W_{cut}$ .

### **5.2.6 Refinamentos das estratégias de produção**

Após a aplicação da metodologia de Bottechia (2012) para otimização da estratégia de produção, ambos os casos foram resubmetidos aos Passos 2.1 e 2.2 para a avaliação do efeito do número de poços e das mudanças significativas nos resultados devido a relocação dos poços.

O MR SMK apresentava ao fim do processo de otimização 10 poços produtores e 8 poços injetores. Após o reemprego dos passos 2.1 e 2.2 foi possível refinar a otimização, retirando o poço produtor com menores taxas de produção e implementando outro em melhor região de produção. Conjuntamente, adicionou-se um poço injetor em uma região com baixos níveis de pressão.

As regiões na qual foram implementados os novos poços podem ser observadas nas Figuras 24 e 25 com os blocos destacados indicando a localização.

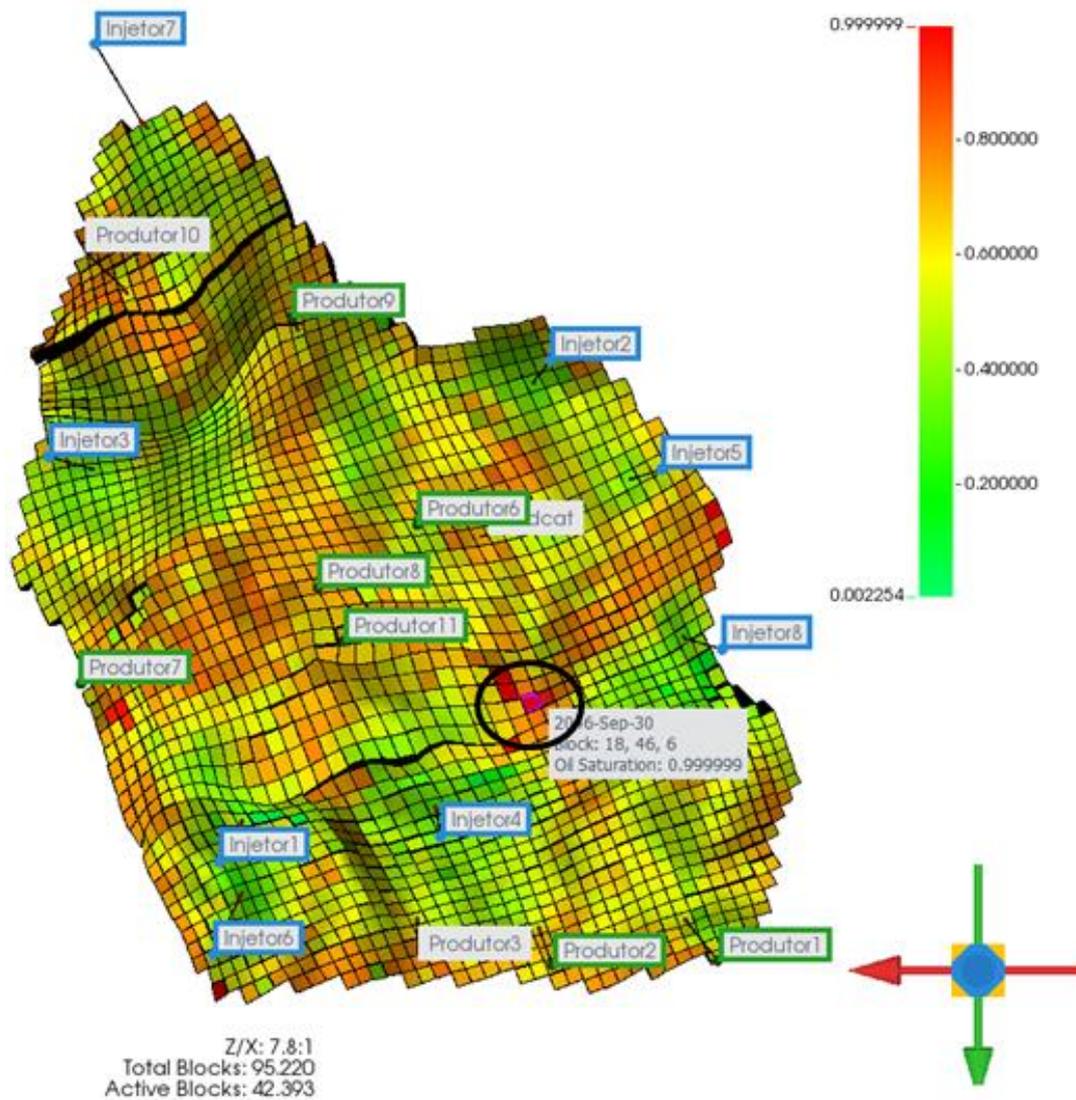


Figura 24 - Imagem gerada pela ferramenta *Results* indicando a saturação de óleo após a simulação do MR SMK, destacando o local que se implementou o novo poço produtor em uma região com alto valor dessa propriedade.

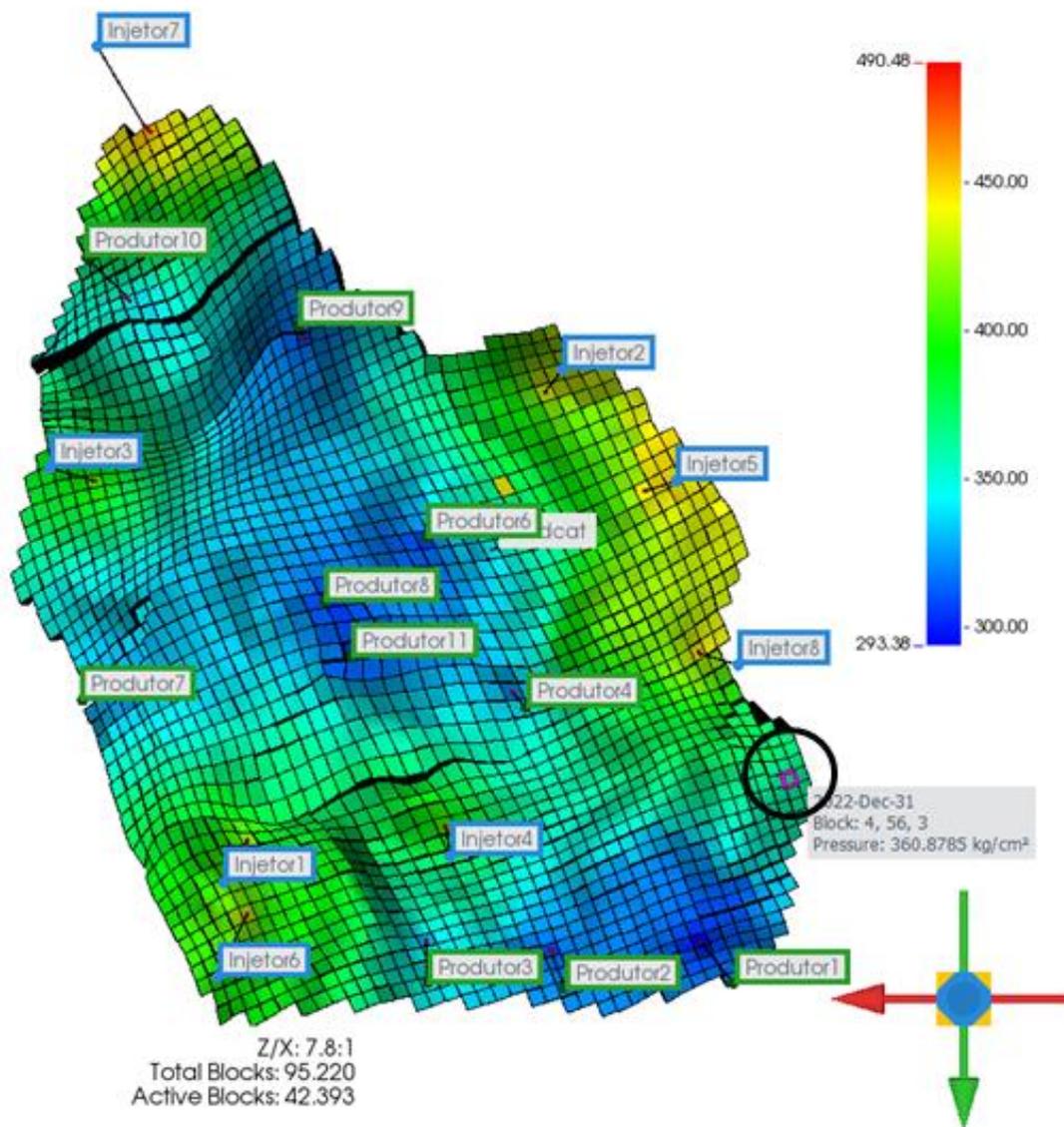


Figura 25 - Imagem gerada pela ferramenta *Results* indicando os níveis de pressão durante a simulação do MR SMK, destacando o local que se implementou o novo poço injetor próximo a uma região de baixo valor dessa propriedade.

O MR Dos Santos manteve a mesma configuração de poços apresentada ao final da aplicação da metodologia. A retirada do poço produtor de menor desempenho não implicou em ganho da função-objetivo e o acréscimo de outro em regiões de alta saturação de óleo implicou em diminuição da função-objetivo. Por sua vez, a alteração nos poços injetores acarretou maiores taxas de produção de água, quando um era adicionado, e níveis muito baixos de pressão quando algum era retirado. Com isso em fato, conclui-se que a estratégia já alcançou o máximo da otimização para esse caso.

Sendo assim, aproximadamente 10 simulações foram necessárias para concluir o processo de refinamento entre os dois modelos representativos. O resultado ao fim da otimização de ambas as estratégias pode ser observado nas Tabela 11.

Tabela 11 - Resultados após a otimização da estratégia de produção para o MR SMK e MR Dos Santos

	Np (MMm <sup>3</sup> )	Wp (MMm <sup>3</sup> )	Fr	Nº de poços no início	Nº de poços ao final
RM SMK	<b>86,19</b>	131,02	45,9	16 poços (10p + 6i)	19 poços (10p + 9i)
RM Dos Santos	<b>91,09</b>	126,62	46,2	16 poços (10p + 6i)	18 poços (10p + 8i)

A evolução da otimização da estratégia de produção aplicada pode ser observada com o ganho de 16,7% da função-objetivo para o MR SMK, com a produção aumentando de 73,84 MMm<sup>3</sup> para 86,19 MMm<sup>3</sup>, e de 17% para o MR Dos Santos, com a produção aumentando de 77,85 MMm<sup>3</sup> para 91,09 MMm<sup>3</sup>.

Como resultado final, a estratégia de exploração para o MR SMK apresentou-se com um total de 19 poços (10 produtores e 9 injetores) e a configuração apresentada para a estratégia de produção do MR Dos Santos é composta 18 poços (10 produtores e 8 injetores).

As configurações finais para o MR SMK e o MR Dos Santos, são apresentadas nas figuras 26 e 27, respectivamente.

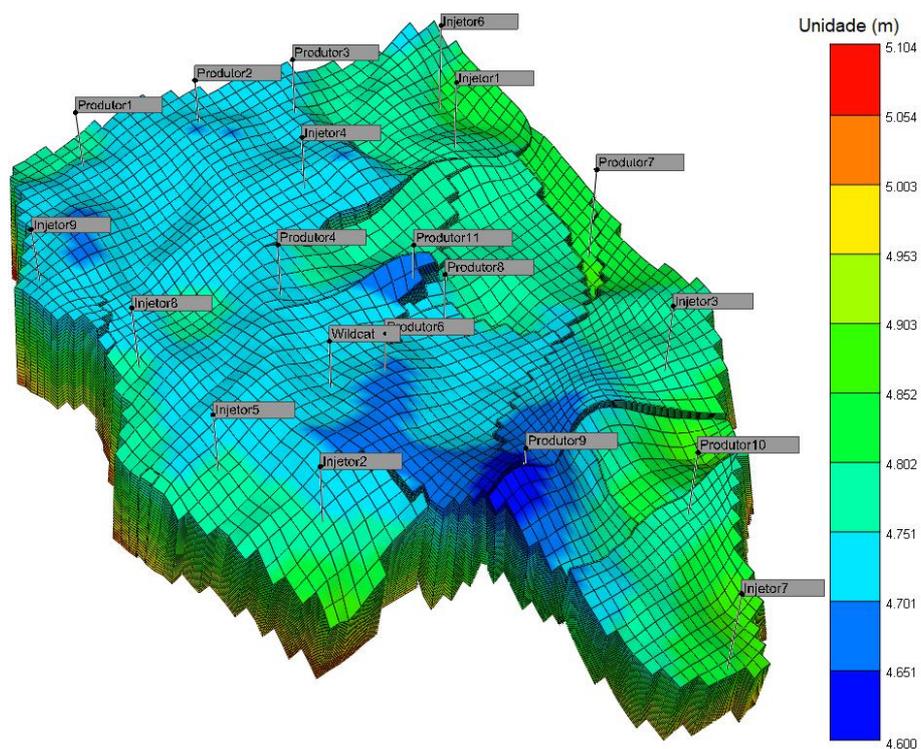


Figura 26 - Grid 3D (*grid top*) com a configuração da estratégia de produção para o MR SMK.

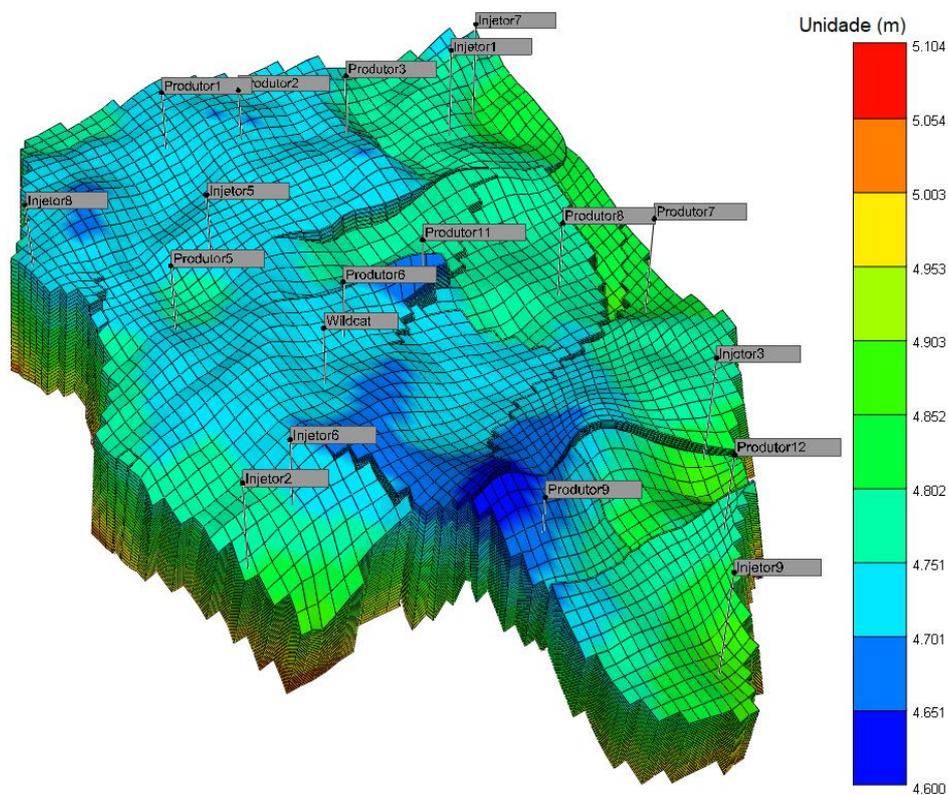


Figura 27 - Grid 3D (*grid top*) com a configuração da estratégia de produção para o MR Dos Santos.

A Figura 28 mostra a evolução da função-objetivo de cada MR, de acordo com a aplicação dos passos da metodologia de Bottechia (2012).

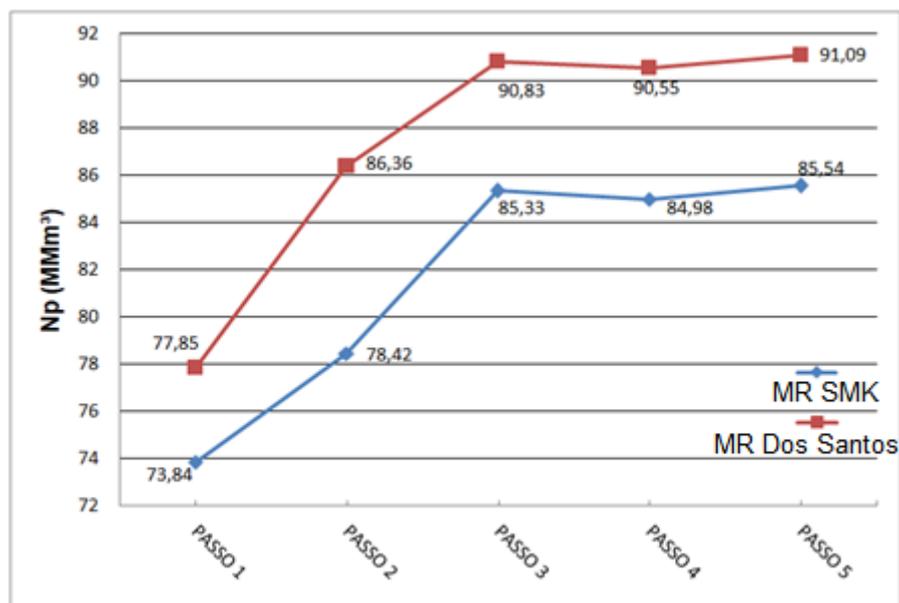


Figura 28 - Evolução da função-objetivo para os MR SMK e MR Dos Santos

Ao fim da aplicação da otimização da estratégia de exploração, verifica-se que o MR Dos Santos apresentou valores superiores para a produção acumulada de óleo e também valores inferiores de produção acumulada de água, em comparação ao MR SMK, como se observa na Tabela 11. Além dos diferentes valores de líquidos que os dois cenários apresentam a utilização de um poço injetor a mais na estratégia referente ao MR SMK permite ao modelo um maior fluxo de água e pode contribuir para o valor maior de  $W_p$ .

Entretanto, mesmo com o valor de  $N_p$  maior para o MR Dos Santos, o fator de recuperação do reservatório através de ambos os modelos representativos se apresentou similar e foram de 45,9% e 46,2% para o MR SMK e MR Dos Santos, respectivamente. Todavia, se o MR SMK alcançasse o mesmo valor de  $Fr$  que o MR Dos Santos, isso implicaria 0,5 MMm<sup>3</sup>, ou aproximadamente em 3150 barris de óleo, um valor considerável para a recuperação de qualquer reservatório.

### 5.3 Comparação das dinâmicas entre os modelos representativos e o *cluster*

Ao fim do refinamento da estratégia de produção, encerraram-se os processos de otimização. A estratégia otimizada no MR Dos Santos é aplicada aos outros 16 cenários que geraram esse modelo representativo, assim como, a estratégia otimizada no MR SMK também é aplicada aos outros 15 cenários do *cluster*, uma vez que esse modelo representativo já está contido no grupo.

As curvas de produção ( $N_p$  e  $W_p$ ) e a curva de Fator de Recuperação ( $Fr$ ) dos 16 cenários com a estratégia aplicada ao MR SMK podem ser observadas nas Figuras 29,30 e 31, respectivamente.

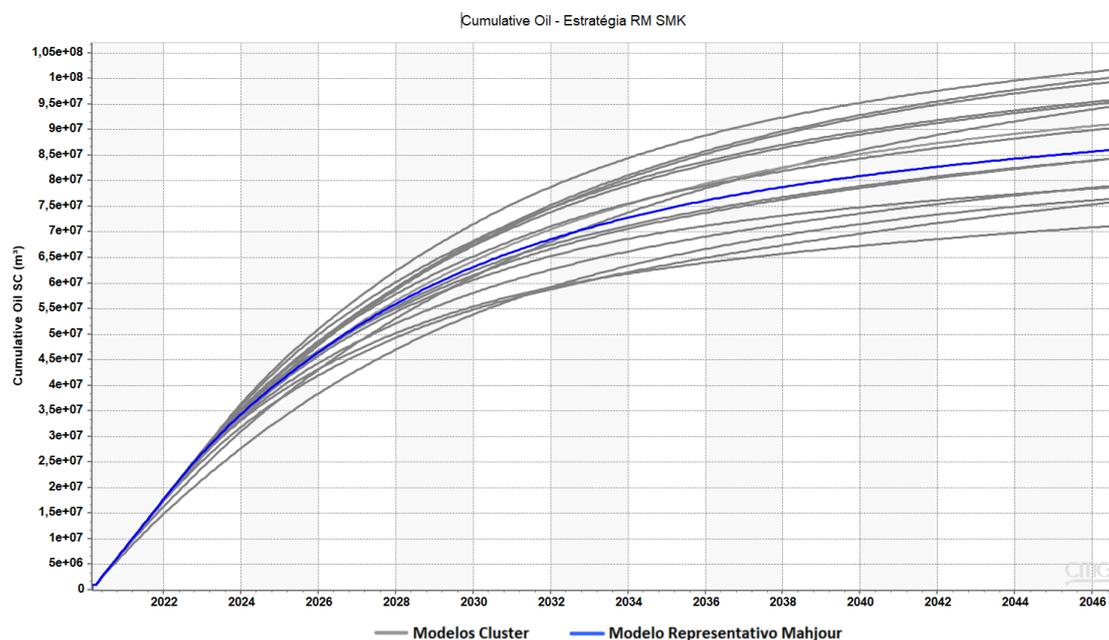


Figura 29 - Produção acumulada de óleo ( $N_p$ ) para todos os cenários do cluster sob a estratégia do MR SMK

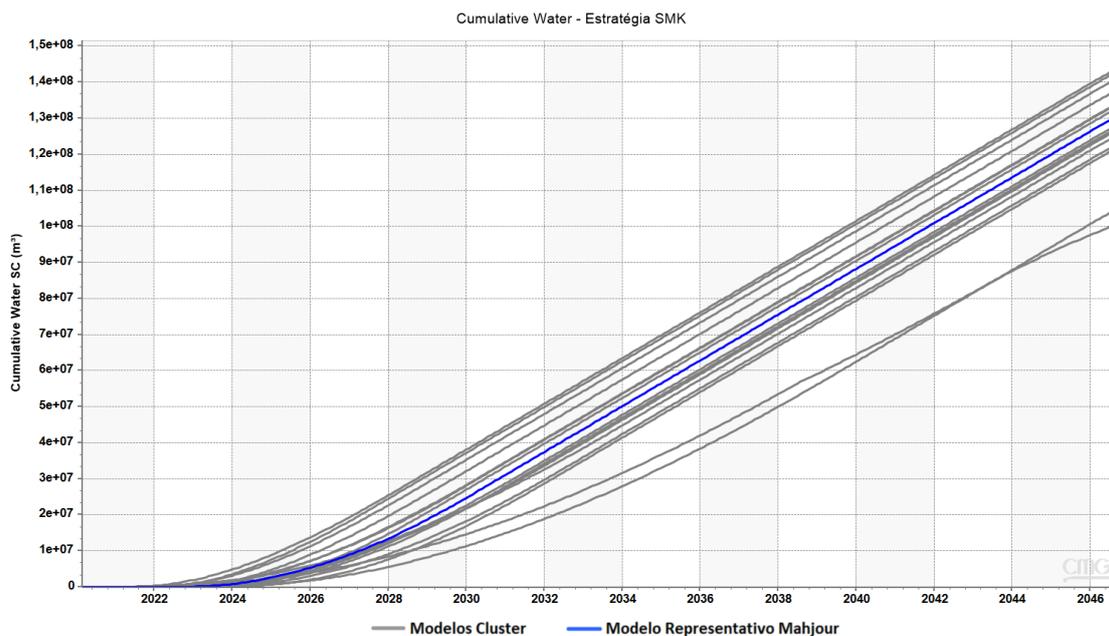


Figura 30 - Produção acumulada de água ( $W_p$ ) para todos os cenários do cluster sob a estratégia do MR SMK

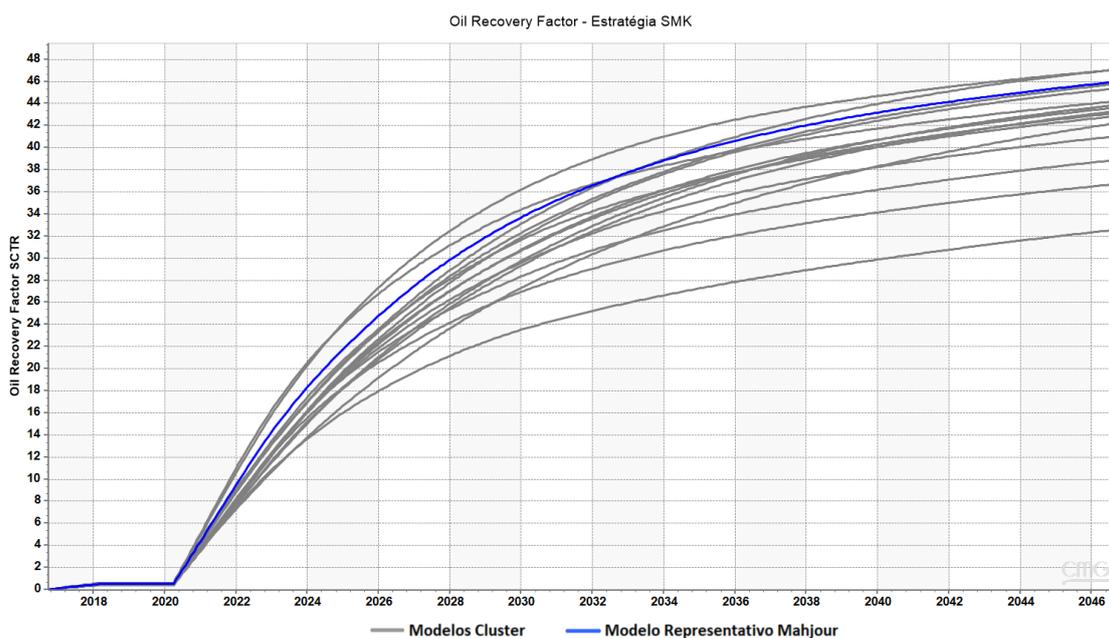


Figura 31 - Fator de recuperação ( $Fr$ ) para todos os cenários do cluster sob a estratégia do MR SMK

Como se observa, a aplicação da estratégia de produção SMK em todos os cenários do *cluster* ajuda a confirmar a validação desse MR. Uma interessante observação são as curvas de Fator de recuperação ( $Fr$ ). Para o modelo representativo analisado, essa curva é a que alcançou o segundo maior valor ao considerar as curvas dos 15 cenários que estão sendo

representados. Entretanto, como a estratégia de produção foi aplicada neste modelo, é esperado que haja maiores valores representando a capacidade produtiva desse cenário em questão, uma vez que a otimização é realizada sob as características deste.

Por sua vez, a estratégia de produção Dos Santos também foi aplicada ao *cluster*, dessa vez com 17 cenários propostos, como já mencionado. As curvas de produção ( $N_p$ ,  $W_p$ ) e a curva de Fator de Recuperação ( $Fr$ ) podem ser observadas nas Figuras 32, 33 e 34, respectivamente.

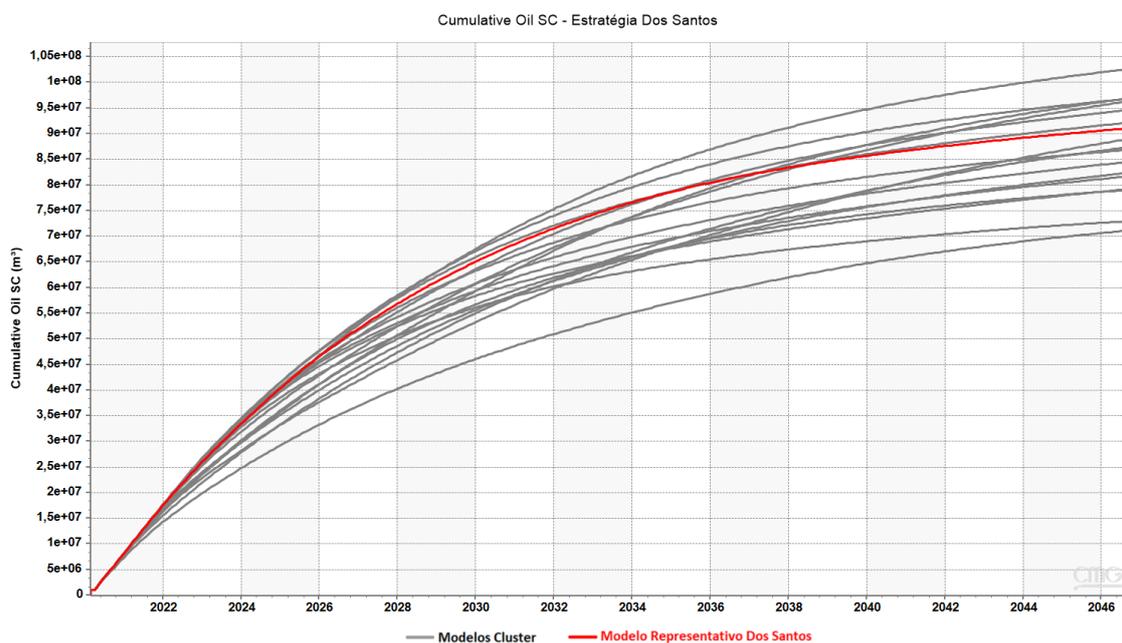


Figura 32 - Produção acumulada de óleo ( $N_p$ ) para todos os cenários do cluster sob a estratégia do MR Dos Santos

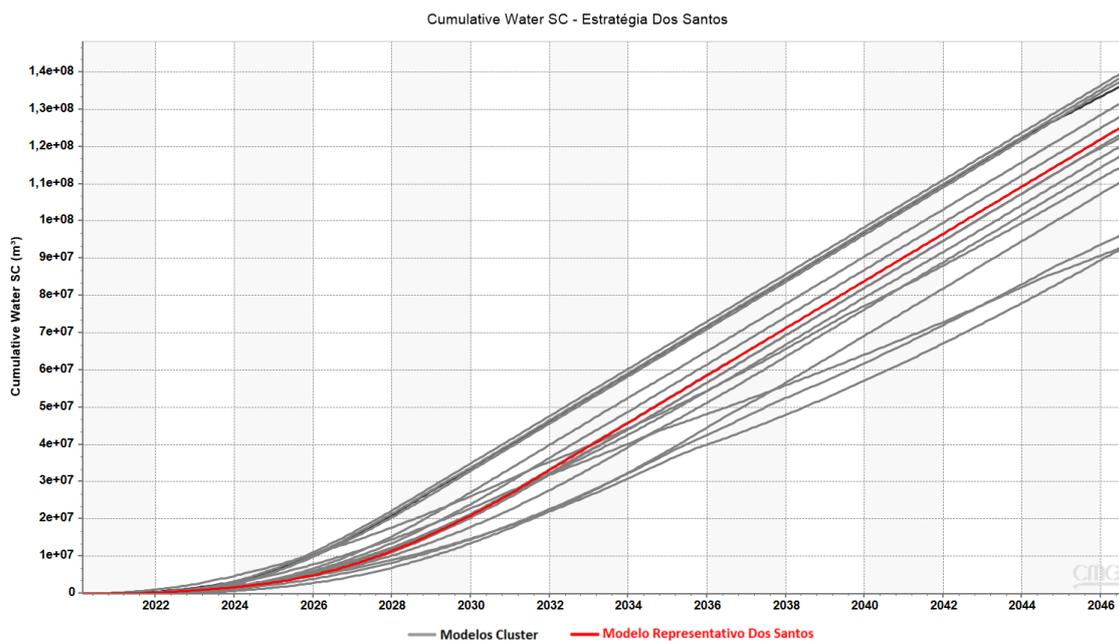


Figura 33 - Produção acumulada de água (Wp) para todos os cenários do cluster sob a estratégia do MR Dos Santos

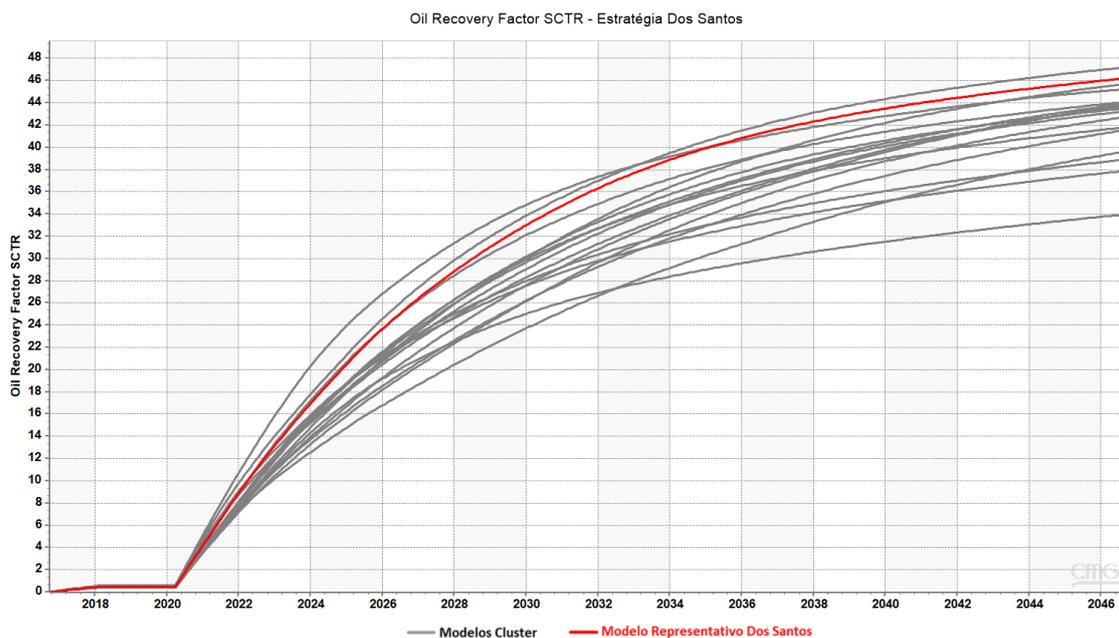


Figura 34 - Fator de recuperação (Fr) para todos os cenários do cluster sob a estratégia do MR Dos Santos

Como já observado, o MR Dos Santos alcança maiores valores de produção com a otimização da estratégia de produção aplicada. Esse valor superior colocou as curvas do Modelo Representativo entre os modelos que mais produziram. Entretanto, como a otimização dessa estratégia foi realizada

em cima do Modelo Representativo, também é esperado um melhor desempenho produtivo desse cenário.

Para efeito de comparação a estratégia de produção do MR SMK é aplicada no MR Dos Santos e vice-versa. As curvas de produção para as estratégias trocadas, em comparação com a estratégia otimizada para o próprio modelo, podem ser observadas na Figura 35.

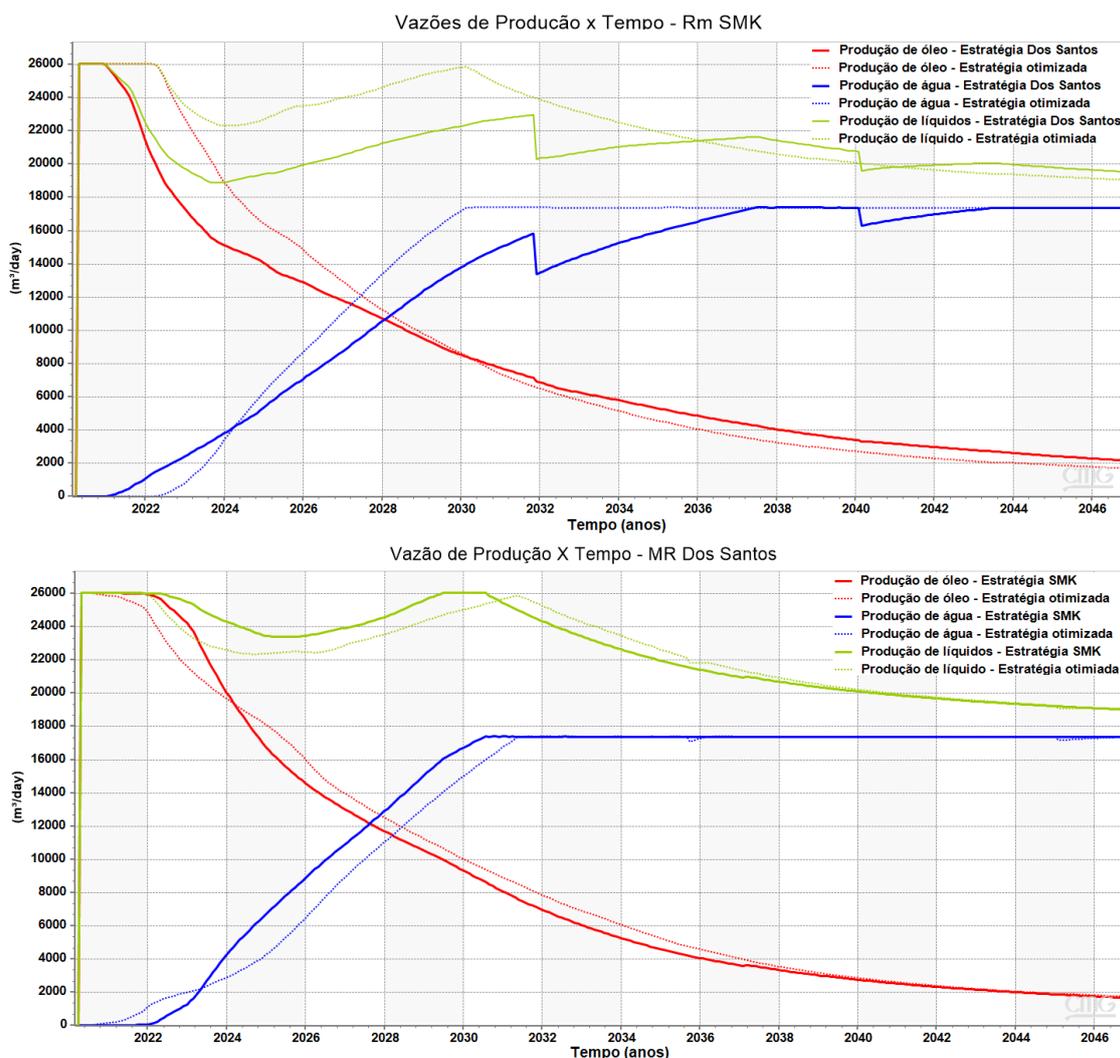


Figura 35 - Vazões de produção de óleo, água e líquidos para:(A) MR SMK e (B) MR Dos Santos com a inversão das estratégias otimizadas para cada modelo.

Com a inversão das estratégias otimizadas entre os modelos representativos, observa-se a diminuição da função-objetivo, demonstrando que a estratégia otimizada para um cenário não é a ideal para outro. Entretanto há observações importantes, como por exemplo, o impacto que o corte de água resultou no MR SMK, representado por dois momentos (anos de 2032 e 2040)

de queda brusca na produção de água, ao qual nos tempos finais de produção resultou em taxas maiores de  $N_p$ . Assim, percebe-se a influência que o corte de água possui em uma estratégia de produção, fato esse que durante o processo de otimização não mostrou significância.

Por parte do MR Dos Santos, observa-se que durante a estratégia otimizada a produção de água iniciou-se em 2021 enquanto na estratégia otimizada no MR SMK a produção de água iniciou um ano depois, em 2022. Isso acarretou em valores maiores de  $N_p$  no início da produção, fatores esses sempre buscados em otimizações nos estudos de Engenharia de Reservatório.

Dessa forma, mesmo com os diferentes resultados encontrados devido às incertezas representadas do modelo, nota-se que os dois Modelos Representativos (MR SMK e MR Dos Santos) reforçam a validação que possuem sob o cluster analisado.

Entretanto, buscando uma representação de qual Modelo Representativo possui maior representatividade sobre o *cluster*, realizou-se a média de produção de óleo e água de todos os cenários contidos no mesmo. Através desse resultado médio é possível comparar com os valores das estratégias otimizadas e indicar, baseado nessa observação, qual MR representativo proporcionou a estratégia de exploração mais robusta. A Tabela 12 apresenta os valores médios de produção de cada estratégia.

Tabela 12 - Valores médio de produção para o *cluster* segundo as estratégias otimizadas para os MR SMK e Dos Santos

	SMK		Dos Santos	
	Np	Wp	Np	Wp
Cenário 1	99,58	125,73	96,96	115,77
Cenário 4	94,79	105,34	89,05	93,91
Cenário 6	76,63	100,92	71,16	93,81
Cenário 22	71,28	143,42	72,97	137,53
Cenário 40	84,49	138,35	84,54	139,02
Cenário 48	79,19	141,49	81,71	140,01
Cenário 77	91,27	123,26	87,42	97,49
<b>Cenário 83 (MR SMK)</b>	<b>86,19</b>	<b>131,00</b>	82,40	121,72
Cenário 101	90,50	134,54	92,20	129,68
Cenário 122	78,84	133,25	79,06	123,70
Cenário 151	69,83	147,78	79,24	141,15
Cenário 152	95,49	128,58	94,67	124,82
Cenário 166	84,48	134,37	86,90	133,23
Cenário 167	96,00	127,75	96,88	126,73
Cenário 180	100,46	127,20	96,43	119,06
Cenário 198	101,88	122,20	102,66	112,03
<b>MR Dos Santos</b>	-	-	<b>91,09</b>	<b>126,62</b>
<b>MÉDIA</b>	<b>87,56</b>	<b>129,07</b>	<b>87,14</b>	<b>122,13</b>

Como observado pelos valores de produção na Tabela 12, percebe-se que o MR SMK apresentou valores de produção mais próximos em referência à média do *cluster* do que o MR Dos Santos, considerando as estratégias otimizadas. Essa variabilidade dos valores de produção dos dois modelos representativos em relação à média do *cluster* indica qual processo de escolha para os modelos representativos apresenta a maior influência.

## 6 Conclusão

O presente trabalho investigou a influência do modelo representativo (MR) no processo de otimização da estratégia de exploração. Através de um *cluster* com 16 cenários do *benchmark* UNISIM-II-D, definido por Mahjour *et al.* (2019), foram selecionados dois modelos representativos, definidos através de diferentes abordagens, para emprego de uma metodologia de otimização de seleção de estratégia de produção.

A definição de um modelo representativo em um conjunto de modelos clusterizados visa simplificar a execução do processo de otimização. No lugar de otimizar a estratégia de exploração de todos os cenários individualmente, é definido um caso, capaz de representar as características destes cenários, no qual o processo de otimização é empregado, resultando em ganho de tempo e redução de esforço computacional, destacando a importância da correta definição do modelo representativo.

O emprego de duas abordagens distintas para selecionar o MR permitiu avaliar o impacto desta definição nos resultados de otimização. No presente trabalho, empregou-se a metodologia de seleção proposta por Mahjour *et al.* (2019) (MR SMK) através de um processo de clusterização para a seleção de um dos MRs e empregou-se um processo próprio, no qual se gerou um segundo modelo representativo com as propriedades petrofísicas médias do *cluster* (MR Dos Santos). Para a otimização das estratégias de produção empregou-se a metodologia desenvolvida por Bottechia (2012).

Inicialmente, validou-se a representatividade dos cenários definidos (MRs) em relação aos demais cenários do *cluster* avaliado, observando o comportamento das curvas de produção. Posteriormente, otimizaram-se as estratégias de produção sob as incertezas de ambos os MR, tendo como objetivo maximizar a produção acumulada de óleo ( $N_p$ ). Por fim, aplicaram-se ambas as estratégias otimizadas nos demais cenários do conjunto avaliado. Desta maneira, foi possível avaliar a influência que os MR tiveram sobre o processo.

O processo de otimização apresentou uma alta complexidade devido às inúmeras incertezas envolvidas no processo. Dessa forma, avaliou-se o impacto que as incertezas petrofísicas e de desempenho de poços apresentam

nas etapas de gerenciamento de reservatórios. Essa avaliação ocorreu através do comportamento que os cenários avaliados tiveram durante a implementação das estratégias de produção e através dos parâmetros de projeto de produção (variáveis G1).

Identificou-se ao longo do processo, uma evolução contínua com o avanço do emprego da metodologia de otimização da estratégia. Esta evolução é identificada pelo aumento da função-objetivo adotada desde o primeiro até o último passo da metodologia, representando um ganho de 17% para o MR Dos Santos e de 16,7% para o MR SMK. Dessa forma, mesmo com os diferentes resultados encontrados devido às incertezas representadas em cada MR, nota-se que ambos os Modelos Representativos (MR SMK e MR Dos Santos) apresentaram estratégias de exploração otimizadas. Esse fato demonstra a importância que uma metodologia robusta possui, pois, mesmo sendo otimizada para um cenário específico ela apresenta flexibilidade quando empregada em outros cenários.

Vale ressaltar que o MR SMK, após a estratégia de otimização, passou por um processo de refinamento que ainda gerou ganho da função-objetivo. Por sua vez, a mesma aplicação no MR Dos Santos não surtiu efeito, indicando que o processo de otimização já havia chegado ao máximo através da metodologia aplicada. Além disso, as estratégias também foram trocadas entre os MRs e como resultado cada cenário apresentou valores abaixo do otimizado, demonstrando que uma estratégia de exploração otimizada para um MR não é a ideal para outro.

Todo o processo de aplicação da metodologia envolveu aproximadamente 230 simulações. Vale destacar esse número pois uma das justificativas da aplicação dos modelos representativos é a redução do esforço computacional. Dessa forma, se fosse necessário avaliar resultados da otimização da estratégia de produção para todos os 16 cenários do *cluster*, esse valor seria maior e, provavelmente, não justificaria o tempo aplicado ao projeto.

Os valores finais de produção acumulada foram de 91,09 MMm<sup>3</sup> de óleo e 126,62 de água para o MR Dos Santos, contrastando com 86,19 MMm<sup>3</sup> e 131,02 MMm<sup>3</sup> de óleo e água, respectivamente, para o MR SMK. Assim, por meio das duas estratégias otimizadas, o *cluster* obteve uma média 87,14

MMm<sup>3</sup> de óleo e 122,13 MMm<sup>3</sup> para água empregando a estratégia do MR Dos Santos e 87,56 MMm<sup>3</sup> e 129,07 MMm<sup>3</sup>, respectivamente para óleo e água, empregando a estratégia do MR SMK.

Com base nesses valores, o MR SMK apresentou uma maior condição de representatividade, alcançando valores similares aos obtidos quando simulados os demais cenários do *cluster*. Já o MR Dos Santos possibilitou um maior aprofundamento na seleção da estratégia de produção obtendo resultados superiores de produções acumuladas de óleo e menores taxas de produção de água.

Por fim, com o objetivo de avaliar o impacto do modelo representativo ao aplicar a seleção de uma estratégia de produção, percebe-se a influência que diferentes cenários causam nesse processo. Primeiramente, por cada cenário possuir particularidades próprias quanto às heterogeneidades contidas e aos diferentes volumes de fluido, isso afetou diretamente no posicionamento dos poços durante a otimização da estratégia e nos valores de produção obtidos.

Através desses valores de produção para cada modelo representativo, mesmo com valores próximos para a produção de óleo, o MR Dos Santos apresentou menores taxas de produção de água, assim como a média do *cluster* com essa estratégia. Esse fator de maiores taxas de óleo e menores de água é uma importante questão quando se aborda estudos de Engenharia de Reservatórios e através de uma futura análise econômica, há condições da estratégia baseada no MR Dos Santos ser mais viável economicamente.

Porém, mesmo alcançando melhores valores de produção após o processo de otimização, o método de seleção para a escolha do MR apresentado por Majhour *et al.* (2019) apresentou uma maior representatividade sobre o conjunto analisado quando comparado a média das produções sob cada estratégia otimizada. Essa observação é indicada a partir da menor variabilidade entre os valores de produção desse modelo para o *cluster*, em comparação ao MR Dos Santos. Entretanto, não indica que o processo de escolha para gerar o MR Dos Santos não possa ser utilizado para retratar o *cluster*, mas para uma análise das etapas de gerenciamento e desenvolvimento de reservatórios mais acurada o MR SMK apresentou melhor robustez.

## 6.1 Sugestões para trabalhos futuros

- Uma importante etapa nos projetos de Engenharia de Reservatório é a avaliação econômica da produção do reservatório. Sugere-se em trabalhos futuros acrescentar à metodologia etapas de avaliação econômica.
- Neste trabalho, na etapa de otimização, foram analisadas somente as variáveis de otimização relacionadas ao Grupo 1 (número e localização de poços, corte de água, etc.). Sugere-se como atividade futura a otimização da estratégia de produção considerando as variáveis do Grupo 2 (fatores operacionais) e do Grupo 3 (métodos de recuperação avançada).
- No processo de otimização da estratégia de exploração, as tomadas de decisões sob o acréscimo ou retirada de poços foram desenvolvidas através da observação dos gráficos de produção e de acordo com o conhecimento prévio e a experiência do autor sobre a situação. Sugere-se em trabalhos futuros que essas etapas sejam realizadas baseadas em mapas de qualidade estimados a partir das propriedades do reservatório.
- Neste trabalho foram consideradas somente incertezas geológicas. Sugere-se em futuras pesquisas incorporar outros tipos de incertezas, como de fluidos, econômicas e tecnológicas, por exemplo.

## Referências

ALMEIDA, F. L. R., DAVOLIO, A. e SCHIOZER, D. J.: **Systematic Approach to Reduce Uncertainties When Quantitatively Assimilating 4D Seismic and Well Data**. Society of Petroleum Engineers. 2019.doi:10.2118/187081-PA

ANDRADE FILHO, A. C. B. **Optimal Scheduling of Development in an Oil Field**. Dissertação de Mestrado –Petroleum Engineering Department, Stanford University, 1994.

AVANSI, G.D.; SCHIOZER, D.J. **UNISIM-I: Synthetic Model for Reservoir Development and Management Applications**. *International Journal of Modeling and Simulation for the Petroleum Industry*. Brazil, v.9, p. 21-30, 2015.

BARRETO, C. E. A. G.; MAZO, E. O. M.; SCHIOZER, D. J. **Análise da Determinação do Corte de Água Ótimo para o Gerenciamento de Águas sob Restrições Operacionais**. Rio Oil & Gas Expo and Conference. Rio de Janeiro, Brasil, 13-16 Setembro 2010.

BITTENCOURT, A.C. **Optimizing hydrocarbon field development using a genetic algorithm based approach**. Tese de Doutorado, Stanford University, CA, USA, 1997.

BOTECHIA, V. **Análise de Desempenho de Poços na Seleção da Estratégia de Produção de Petróleo sob Incerteza**. Dissertação de Mestrado - Faculdade de Engenharia Mecânica, Universidade Estadual de Campinas. Campinas, 2012.

CARRON, A. L. **Metodologia para Melhoria da Estratégia de Exploração de Campos de Petróleo Desenvolvidos**. Dissertação de mestrado – Faculdade de Engenharia Mecânica. Universidade Estadual de Campinas, Campinas. 2013

CAVALCANTE FILHO, J. S. A. **Metodologia de Geração de Mapas de Qualidade com Aplicação na Seleção e Otimização de Estratégias de Produção**. Dissertação de Mestrado - Faculdade de Engenharia Mecânica, Universidade Estadual de Campinas, 2005.

COSTA, A. P. **Use of representative models to improve the decision making process of chemical flooding in a mature field**. SPE 115442. p. 8. 2008.

COSTA, A.P.A. **Quantificação do Impacto de Incertezas e Análise de Risco no Desenvolvimento de Campos de Petróleo**. Tese de Doutorado-Faculdade de Engenharia Mecânica, Universidade Estadual de Campinas. Campinas, 2003.

FANG, W. Y., LO, K. K. **A Generalized Well Management Scheme for Reservoir Simulation**, SPE 29124. SPE Reservoir Engineering, United States, maio. 1996.

GASPAR, A.T.F.S.; AVANSI, G.D.; SANTOS, A.A.S.; HOHENDORFF FILHO, J.C.; SCHIOZER, D.J.: **UNISIM-I-D: Benchmark Studies for Oil Field Development and Production Strategy Selection**. *International Journal of Modeling and Simulation for the Petroleum Industry*, v. 9, nº. 1, pp. 21-30, Abril, 2014.

GASPAR, A.T.F.S.; BARRETO, C.E.A.G.; SCHIOZER, D.J. **Assisted Process for Design Optimization of Oil Exploitation Strategy**. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, v. 146, pp. 473-488, Outubro, 2016.

KALAYDJIAN, F.; BOURBIAUX, B. **Integrated Reservoir Management: a Powerful Method of Add Value to Companies' Assets**. *Institut Français du Pétrole*, 2002.

MAHJOUR, S. K.; CORREIA, M. G.; SANTOS, A. A. S.; SCHIOZER, D. J. **Developing a Workflow to Represent Fractured Carbonate Reservoirs for Simulation Models Under Uncertainties Based on Flow Unit Concept**. *Oil & Gas Science and Technology*, v. 74, nº 1-16, Fevereiro, 2019.

MASCHIO, C., SCHIOZER, D. J. **Development and Application of Methodology for Assisted History Matching**, SPE 94882, SPE Latin American and Caribbean Petroleum Engineering Conference, Rio de Janeiro, Brasil, 20 a 23 de junho, 2005.

MAZO, E. O. M. **Estratégias de Produção em Reservatórios Naturalmente Fraturados**. Dissertação de Mestrado - Faculdade de Engenharia Mecânica, Universidade Estadual de Campinas, Campinas 2005

MEIRA, L.A.A.; COELHO, G.P.; SANTOS, A.A.S; SCHIOZER, D.J. **Selection of Representative Models for Decision Analysis Under Uncertainty**. *Computers & Geoscience*, v. 88, pp. 67-82, Março, 2016.

MEZZOMO, C. C. **Otimização de Estratégias de Recuperação para Campos de Petróleo**. Dissertação de Mestrado - Faculdade de Engenharia Mecânica, Universidade Estadual de Campinas, Campinas, 2001.

MEZZOMO, C.C. **Seleção de Projetos de Desenvolvimento Integrada a Análise de Risco**. Tese de Doutorado - Faculdade de Engenharia Mecânica, Universidade Estadual de Campinas, 2005.

MORENO, R. B. Z. L., SCHIOZER, D. J. **Use of Well Performance Parameters to Optimize Oil Field Recovery**. Second Meeting on Reservoir Simulation, Buenos Aires, Argentina, 2002.

NAKAJIMA, L. **Otimização de Desempenho de Poços Horizontais no Desenvolvimento de Campos de Petróleo**. Dissertação de Mestrado - Faculdade de Engenharia Mecânica. Universidade Estadual de Campinas, Campinas, 2003.

NEVES, Otávio Freitas. **Otimização de Variáveis de Gerenciamento de uma Estratégia de Exploração de Petróleo**. Trabalho de conclusão de Curso – Engenharia de Petróleo, UFPel. Pelotas, 2016.

PEDROSO, Antônio Carlos. **Otimização de Locações de Poços usando Simulação Numérica de Reservatórios**. Dissertação de Mestrado - Faculdade de Engenharia Mecânica, Universidade Estadual de Campinas. Campinas. 1999.

RAVAGNANI, A. T. F. S. G.; MAZO, E. O. M.; SCHIOZER, D. J. **Seleção da Estratégia de Exploração para um Campo Petrolífero sob Restrições Operacionais e Incertezas Geológicas e Econômicas**. Instituto Brasileiro de Petróleo, Gás e Biocombustíveis. Rio Oil & Gas Expo and Conference. Rio de Janeiro, Brasil, 13-16 Setembro 2010.

RISSE, V. F. **Ajuste de Histórico Utilizando Planejamento Estatístico e Combinação de Dados de Produção, Pressão e Mapas de Saturação**. Tese de doutorado – Ciências e Engenharia de Petróleo, Universidade Federal de Campinas. Campinas, 2007.

ROSA, A. J., CARVALHO, R. S., XABIER, J. A. D. **Engenharia de reservatórios de petróleo**. Rio de Janeiro: Interciência, 2006. 808p. ISBN: 857191356

ROSENWALD, G.; GREEN, D. O. N. **A Method for Determining the Optimum Location of Wells in a Reservoir Using Mixed-Integer Programming**. *Old SPE Journal*, v. 14, n. 1, p. 44–54, 1974.

SANTOS, J.A. **Estudo da Influência da Estratégia de Produção em Análise de Risco Aplicada ao Desenvolvimento de Campos de Petróleo**. Dissertação de Mestrado - Faculdade de Engenharia Mecânica, Universidade Estadual de Campinas. Campinas, 2002.

SCHIOZER, D. J.; AVANSI, G. D.; DE SOUZA DOS SANTOS, A. A. **Risk quantification combining geostatistical realizations and discretized Latin Hypercube**. *Journal of the Brazilian Society of Mechanical Sciences and Engineering*, p. 1–13, 2016.

SCHIOZER, D. J.; LIGERO, E. L.; SUSLICK, S. B.; COSTA, A. P. A. e SANTOS, J. A. M. **Use of Representative Models in the Integration of Risk Analysis and Production Strategy Definition**. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, pp 131-141, n.1-2, vol. 44, Outubro, 2004.

SCHIOZER, D. J.; SANTOS, A. A. S.; SANTOS, S. M. G.; HOHENDORFF FILHO, J. C. V. **Model-Based Decision Analysis Applied to Petroleum Field Development and Management**. *Oil & Gas Science and Technology*, v. 74, pp. 1-20, Maio, 2019.

SCHIOZER, D., PAIVA, R.F. **Texto Auxiliar para Simulação Numérica de Reservatórios.** Departamento de Engenharia de Petróleo, Faculdade de Engenharia Mecânica, Universidade Estadual de Campinas, Campinas, 2002.

SINGH, H., SRINIVASAN, S., **Uncertainty Analysis by Model Selection Technique and Its Application in Economic Valuation of a Large Field.** North Africa Technical Conference and Exhibition, Cairo, Egito, SPE 164623, Abril de 2013.

STEAGALL, D.E. **Análise de Risco nas Previsões de Produção com Simulação Numérica de Fluxo - Exemplo de um Campo na Fase de Delimitação.** Dissertação de Mestrado - Faculdade de Engenharia Mecânica, Universidade Estadual de Campinas. Campinas, 2001.

VIEIRA Jr., G. L. **O Impacto do Preço de Robustez na Fase de Gerenciamento de um Campo de Petróleo.** Trabalho de Conclusão de Curso – Engenharia de Petróleo, Universidade Federal de Pelotas. Pelotas, 2018.

VYNGRIS, I, R, **Otimização de Variáveis de Controle e Variáveis de Revitalização da Estratégia de Produção para um Campo em Fase de Gerenciamento.** Trabalho de Conclusão de Curso - Faculdade de Engenharia Mecânica, Universidade Estadual de Campinas. Campinas, 2017.

XAVIER, A. M. **Análise do Valor da Informação na Avaliação e Desenvolvimento de Campos de Petróleo.** Dissertação de Mestrado - Faculdade de Engenharia Mecânica, Universidade Estadual de Campinas. Campinas, 2004.

YANG, D.; ZHANG, Q.; GU, Y. **Integrated Production Operation Models with Reservoir Simulation for Optimum Reservoir Management.** SPE 75236. SPE/ODE Improved Oil Recovery Symposium. Tulsa, Oklahoma, United States, 13-17 Abril 2002.

ANEXO

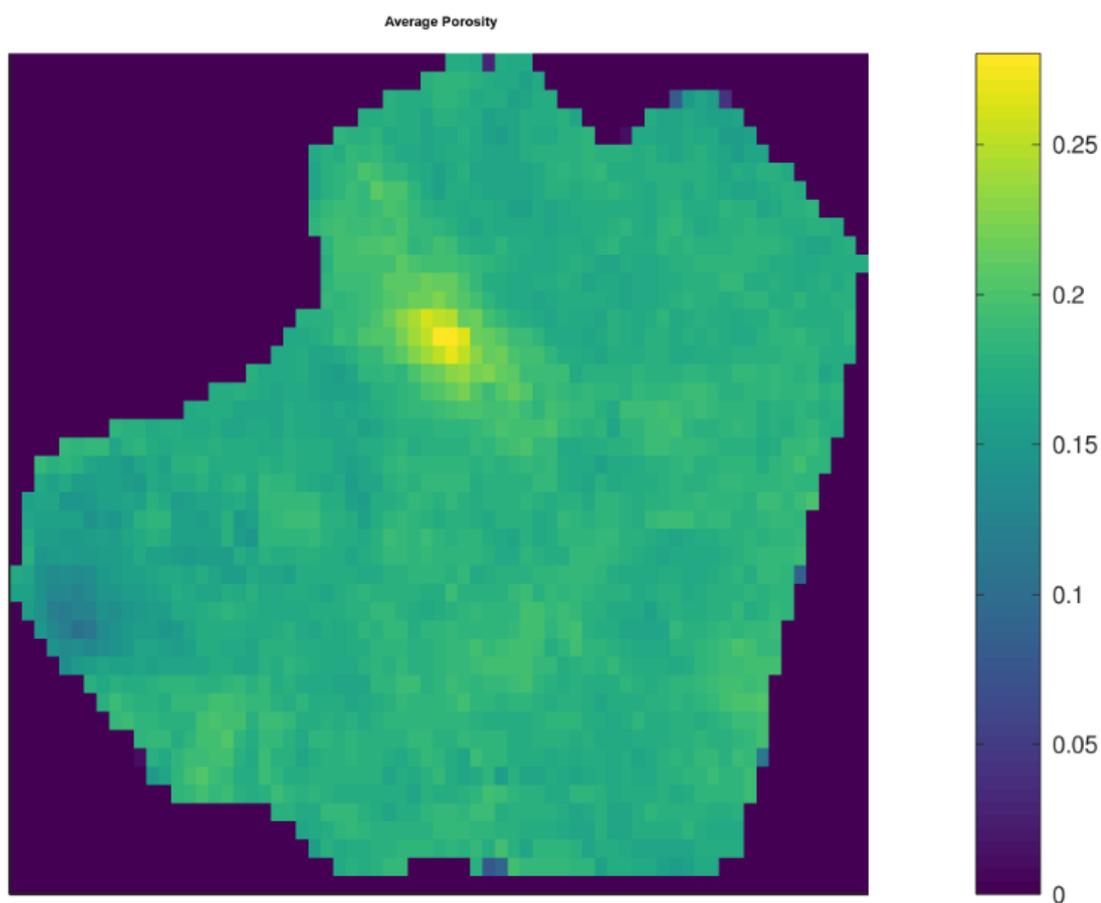
```

load ('C:\Users\dudur\Desktop\tcc\includes\Poro\poro.mat');
media_prop=mean(poro,4);
media_prop=(media_prop./media_prop).*media_prop
figure ('Position', [0 0 780*1.3 480]);
Layer = 15;
c=imagesc(media_prop(:,:,Layer));
set(c,'AlphaData',~isnan(media_prop(:,:,Layer)),4)
caxis([0.05 0.40])
set(gca,'FontSize', 16, 'FontName', 'Helvetica', 'YGrid', 'on','XGrid',
'off','box','off','LineWidth',1.0,'XTick',[], 'YTick', []);
grid off
colorbar;
text(190, 8, 'Layer 15', 'FontSize', 14);
title('\fontsize{24} Average poro');%%
nome_tif = sprintf('%s%d%s','kx_Average_',Layer,'.tiff');%%
% saveas(gcf,nome_tif);
print('-dtiff', '-r300', nome_tif); %close
arquivo de saída
mxi=69;
nyj=46;
qzk=30;
Mat = zeros(mxi*nyj*qzk,1)-9999;
ii=1;
for k=1:qzk
for j=nyj:-1:1
fori=1:mxi
if (isnan(media_prop(j,i,k))==0)
Mat(ii)=media_prop(j,i,k);
end
ii=ii+1;
end
end
end
end
aux=reshape(Mat,6,15870);

```

```
dlmwrite('kx_media.inc', aux, 'delimiter', '\t')  
aff=1;
```

Rotina desenvolvida no Matlab para geração do MR Dos Santos



Exemplo do resultado da rotina empregada para criação do MR Dos Santos –  
Mapa de porosidade para a camada 15