UNIVERSIDADE ESTADUAL DE CAMPINAS
FACULDADE DE ENGENHARIA MECÂNICA
E INSTITUTO DE GEOCIÊNCIAS

FERNANDA GRAMORELLI

GERENCIAMENTO INTEGRADO DE MÚLTIPLOS RESERVATÓRIOS SUJEITOS A RESTRIÇÕES OPERACIONAIS E DE ESCOAMENTO

CAMPINAS
2019

FERNANDA GRAMORELLI

GERENCIAMENTO INTEGRADO DE MÚLTIPLOS RESERVATÓRIOS SUJEITOS A RESTRIÇÕES OPERACIONAIS E DE ESCOAMENTO

Dissertação de Mestrado apresentada à Faculdade de Engenharia Mecânica e Instituto de Geociências da Universidade Estadual de Campinas como parte dos requisitos exigidos para obtenção do título de Mestra em Ciências e Engenharia de Petróleo, na área de Reservatórios e Gestão.

Orientador: Prof. Dr. Denis José Schiozer

Este exemplar corresponde à versão final da Dissertação defendida pela aluna Fernanda Gramorelli orientada pelo Prof. Dr. Denis José Schiozer

_____

Assinatura do Orientador

CAMPINAS

2019

Ficha catalográfica
Universidade Estadual de Campinas
Biblioteca da Área de Engenharia e Arquitetura
Luciana Pietrosanto Milla - CRB 8/8129

Gramorelli, Fernanda, 1983-
G762g Gerenciamento integrado de múltiplos reservatórios sujeitos a restrições operacionais e de escoamento / Fernanda Gramorelli. – Campinas, SP : [s.n.], 2019.

Orientador: Denis José Schiozer.
Dissertação (mestrado) – Universidade Estadual de Campinas, Faculdade de Engenharia Mecânica.

1. Reservatórios (Simulação). 2. Acoplamentos. 3. Escoamento. I. Schiozer, Denis José, 1963-. II. Universidade Estadual de Campinas. Faculdade de Engenharia Mecânica. III. Título.

Informações para Biblioteca Digital

Título em outro idioma: Multiple reservoirs integrated management submitted to operational and flow restrictions
Palavras-chave em inglês:
Reservoirs
Oil fields - Computer simulation
Production control
Área de concentração: Reservatórios e Gestão **Titulação:**
Mestra em Ciências e Engenharia de Petróleo **Banca examinadora:**
Denis José Schiozer [Orientador]
Marcelo Souza Castro
Marcos Vitor Barbosa Machado
Data de defesa: 29-03-2019
Programa de Pós-Graduação: Ciências e Engenharia de Petróleo

Identificação e informações acadêmicas do(a) aluno(a)
- ORCID do autor: https://orcid.org/0000-0002-1937-5035
- Currículo Lattes do autor: http://lattes.cnpq.br/0311158992512599

UNIVERSIDADE ESTADUAL DE CAMPINAS
FACULDADE DE ENGENHARIA MECÂNICA
E INSTITUTO DE GEOCIÊNCIAS

DISSERTAÇÃO DE MESTRADO ACADÊMICO

GERENCIAMENTO INTEGRADO DE MÚLTIPLOS RESERVATÓRIOS SUJEITOS A RESTRIÇÕES OPERACIONAIS E DE ESCOAMENTO

Autor: Fernanda Gramorelli
Orientador: Prof. Dr. Denis José Schiozer

A Banca Examinadora composta pelos membros abaixo aprovou esta Dissertação:

Prof. Dr. Denis José Schiozer, Presidente
DEP/FEM/UNICAMP

Prof. Dr. Marcelo Souza de Castro
DEP/FEM/UNICAMP

Dr. Marcos Vitor Barbosa Machado
PETROBRAS

A ata da defesa com as respectivas assinaturas dos membros encontra-se no processo de vida acadêmica do aluno.

Campinas, 29 de março de 2019.

AGRADECIMENTOS

Agradeço primeiramente o Professor Doutor Denis José Schiozer pela orientação durante todo o Mestrado.

Agradeço a colaboração essencial do colega pesquisador João Carlos Von Hohendorff Filho.

Agradeço a Petrobras pelo patrocínio e os colegas de trabalho, em especial o gerente Luís Pires pelo incentivo.

Agradeço a UNICAMP e os colegas da equipe do UNISIM Daniel Carvalho, Paulo Soares, Alberto dos Santos e Guilherme Tonin por todo o suporte prestado.

Agradeço a Energi Simulation pelo patrocínio da pesquisa.

Agradeço imensamente meu marido Carlos, meus filhos Luca, João e Pedro, e meus pais Dario e Nanci pelo suporte emocional durante todo o período.

RESUMO

GRAMORELLI, Fernanda, *Gerenciamento integrado de múltiplos reservatórios sujeitos a restrições operacionais e de escoamento,* Campinas, Faculdade de Engenharia Mecânica, Universidade Estadual de Campinas, 2019. 106 p. Dissertação (Mestrado)

As recentes descobertas de reservas de petróleo em águas ultraprofundas, cada vez mais distantes da costa, de reservatórios complexos, aliadas às restrições de investimento e infraestrutura em sistemas marítimos, impulsionam estudos multidisciplinares integrados, de modo a otimizar os projetos em cenários cada vez mais complexos. Com isso, a etapa de gerenciamento por meio da otimização de variáveis de controle da produção, torna-se um importante meio de estudo para identificar a relevância no processo de maneira global. Este gerenciamento pode envolver mais de um reservatório produzindo para o mesmo sistema de produção. Neste contexto, utilizando o acoplamento explícito entre modelos de simulação de dois reservatórios de óleo distintos, sendo um do tipo pré-sal e outro do pós-sal, e um único sistema de superfície, o foco deste trabalho é implementar estratégias de gerenciamento da produção de ambos de forma simultânea e integrada. Em um cenário de produção restrito em relação à produção de água e ao escoamento de gás, a aplicação ocorre nas regras de controle de poços, em três procedimentos distintos: alocação de vazão, substituição de poços e redução de diferencial de pressão. Os procedimentos são aplicados em um contexto determinístico, como parte de uma metodologia de tomada de decisão integrada em 12 passos, desenvolvida por Schiozer et al (2015). Cada estratégia é avaliada em termos de recuperação final de fluidos (Np) e do valor presente líquido (VPL) do projeto. Os resultados evidenciam a praticidade em se trabalhar com o acoplamento explícito entre os modelos, possibilitando analisar de forma integrada cenários complexos, mantendo o detalhamento na caracterização dos reservatórios em modelos de simulação distintos e implementar regras diferenciadas que não são encontradas nos simuladores convencionais. Os resultados mostram que a forma de gerenciamento pode gerar ganhos ao projeto em termos de recuperação de fluidos e retorno financeiro, além de indicarem outras possibilidades de estratégias que podem ser utilizadas para otimizar o gerenciamento em cenários semelhantes. Este tipo de abordagem proporciona maior segurança por ser uma modelagem mais confiável e próxima da realidade de operação futura dos campos.

Palavras-Chave: Gerenciamento integrado. Múltiplos reservatórios. Acoplamento de modelos. Variáveis de controle.

ABSTRACT

GRAMORELLI, Fernanda, *Multiple reservoirs integrated management submitted to operational and flow restrictions,* Campinas, Faculdade de Engenharia Mecânica, Universidade Estadual de Campinas, 2019. 106 p. Dissertação (Mestrado)

Recent discoveries of oil reserves in ultra-deep water push towards integrated multidisciplinary studies. Rock and fluid complexities together with limited budged and subsea facilities restrictions pose increasingly complex scenarios. This work shows the importance of an integrated reservoir management strategy applied in production control variables. Using explicit coupling between the simulation models of a pre-salt and a post-salt reservoir, such management consider simultaneous and interrelated production of multiple reservoirs into a single production system. In a scenario with restrictions related to water and gas production, three procedures were tested: well rate allocation, well replacement and bottom-hole drawdown reduction. A deterministic context is considered as part of a decision-making methodology in 12 steps (Schiozer, 2015). Each strategy is evaluated in terms of the project cumulative oil recovery (Np) and net present value (NPV). Results show the viability of the explicit coupling between models. Such approach make it possible to evaluate complex scenarios in an integrated way keeping the detailed characterization of reservoirs in different simulation models enabling set up of multi-reservoir constraining rules that are not present in single-reservoir conventional simulators. The procedures resulted in gains in terms of fluid recovery and profitability. Moreover, it points to future possibilities of production management in similar scenarios aiming more robust decision-making in a more reliable modelling framework.

Key Word: Integrated management. Multiple reservoirs. Model coupling. Control rules.

LISTA DE FIGURAS

Figura 2.1 - Volume deslocado versus volume injetado 33

Figura 2.2 - Exemplo de comparação entre os comportamentos de RAO. 35

Figura 2.3 - Gráfico de RAO e sua derivada para o caso de canalização. 35

Figura 2.4 - Gráfico de RAO e sua derivada para o caso de cone. 36

Figura 5.1 - Interação rocha-fluido do Reservatório I 56

Figura 5.2 - Mapa estrutural 3D do Reservatório I com os 4 poços do histórico 57

Figura 5.3 - Mapa 3D de porosidade e localização de todos os poços do Reservatório I 58

Figura 5.4 - Mapa estrutural 3D do Reservatório II 61

Figura 5.5 - Distribuição de fácies do Reservatório II, de Correia et al, 2015. 62

Figura 5.6 - Curvas de permeabilidade relativa por tipo de rocha do Reservatório II 63

Figura 5.7 - Mapa de porosidade 3D e localização dos poços do Reservatório II 64

Figura 5.8 - Esquema do caso aplicado 66

Figura 6.1 - Produção isolada do Reservatório UNISIM-I 75

Figura 6.2 - Produção isolada do Reservatório UNISIM-II 76

Figura 6.3 - Vazão de óleo por reservatório em cada estratégia do Procedimento 1 77

Figura 6.4 - Vazão de gás por reservatório em cada estratégia do Procedimento 1 78

Figura 6.5 - Vazão de água por reservatório em cada estratégia do Procedimento 1 78

Figura 6.6 - Vazão de óleo por reservatório para as estratégias do Procedimento 2 baseadas em Wcut - Caso 1 82

Figura 6.7 - Vazão de óleo por reservatório para as estratégias do Procedimento 2 baseadas em Qo e Ql - Caso 1 82

Figura 6.8 - Vazão de óleo por reservatório para estratégias do Procedimento 2 - Caso 2 83

Figura 6.9 - Produção de óleo do Caso 3 - Procedimento 3 86

Figura 6.10 - Produção de óleo no Caso 4 - Procedimento 3 86

Figura 6.11 - Produção de óleo no Caso 5 - Procedimento 3 87

Figura 6.12 - Produção de gás do Caso 3 - Procedimento 3..... 88

Figura 6.13 - Produção de água do Caso 3 - Procedimento 3 88

Figura 6.14 - Pressão média dos reservatórios no Caso 3 - Procedimento 3..... 89

Figura 6.15 - RAO no tempo para o Caso 3 - Procedimento 3 89

Figura 6.16 - RGO no tempo para o Caso 3 - Procedimento 3 90

Figura A.1 - Esquema de utilização da Rotina de Alocação de Vazão baseada nos Pesos dos Poços (PP) 100

Figura A.2 - Esquema de aplicação da nova rotina WellPrior (WP)..... 103

LISTA DE TABELAS

Tabela 5.1 - Propriedades médias de rocha e características do Reservatório I 55

Tabela 5.2 - Datas da simulação do modelo do Reservatório I 57

Tabela 5.3 - Informações dos poços produtores horizontais do Reservatório I 58

Tabela 5.4 - Informações dos poços produtores verticais do Reservatório I 59

Tabela 5.5 - Informações dos poços injetores horizontais do Reservatório I 59

Tabela 5.6 - Especificações da unidade de produção dimensionada para o Reservatório I 59

Tabela 5.7 - Propriedades das fácies do Reservatório II, Tabela adaptada de Correia et al, 2015. 62

Tabela 5.8 - Características do Reservatório II 64

Tabela 5.9 - Informações dos poços produtores do Reservatório II 65

Tabela 5.10 - Informações dos poços injetores do Reservatório II 65

Tabela 5.11 - Ordem de abertura dos poços do Reservatório II 65

Tabela 5.12 - Estratégias do procedimento 1 71

Tabela 5.13 - Coeficientes da metodologia WellPrior 71

Tabela 5.14 - Casos de aplicação do Procedimento 2 73

Tabela 5.15 - Casos de aplicação do Procedimento 3 74

Tabela 6.1 - Fator de Recuperação de óleo (FR) por reservatório 79

Tabela 6.2 - Valor presente líquido de cada estratégia do Procedimento 1 80

Tabela 6.3 - Produção acumulada de óleo de cada estratégia do Procedimento 1 80

Tabela 6.4 - Produção acumulada nas estratégias do Caso 1 - Procedimento 2 84

Tabela 6.5 - Valor presente líquido nas estratégias do Caso 1 - Procedimento 2 84

Tabela 6.6 - Produção acumulada nas estratégias do Caso 2 - Procedimento 2 84

Tabela 6.7 - Valor presente líquido nas estratégias do Caso 2 - Procedimento 2 84

Tabela 6.8 - Resultados Procedimento 3 87

Tabela A.1 - Comparação das rotinas com priorização de Qg 104

Tabela A.2 - Comparação das rotinas com priorização de ROG..... 105

Tabela A.3 - Fração de participação dos poços na vazão do grupo..... 105

LISTA DE EQUAÇÕES

Equação 2.1 - Balanço acumulado de produção e injeção 31

Equação 2.2 - Balanço instantâneo de produção e injeção 31

Equação 2.3 - Eficiência de recuperação de óleo 32

Equação 2.4 - Eficiência volumétrica de varrido 32

Equação 2.5 - Eficiência de deslocamento do óleo 33

Equação 2.6 - Fórmula de cálculo do VPL 37

Equação 2.7 - Fórmula de cálculo do FC 38

Equação 3.1 - Fórmula do fator de priorização de poços WellPrior (WP) 50

Equação A.1 - Cálculo do Peso de Poço (PP) 99

Equação A.2 - Cálculo da Priorização de Poço (WP) 101

Equação A.3 - Cálculo do novo fator de priorização de poços (WP) 101

Equação A.4 - Cálculo da nova vazão por poço 103

LISTA DE ABREVIATURAS E SIGLAS

2D - Duas dimensões

3D - Três dimensões

A(i), B(i) , i = (1, 2, 3, 4, 5) - coeficientes de interação definidos pelo usuário da metodologia *WellPrior*

ANP - Agência Nacional de Petróleo

API - *Americam Petroleum Institute*

B6 - termo independente da metodologia *WellPrior*

B_g - Fator volume de formação do gás

BM_{acum} - Balanço acumulado de produção e injeção

BM_{inst} - Balanço instantâneo de produção e injeção

B_o - Fator volume de formação do óleo

BSW - Percentagem de água e sedimentos em relação ao volume total do fluido produzido

B_t - Fator volume de formação total

B_w - Fator volume de formação da água

CA - Custo de abandono do campo.

CMG - *Computer Modelling Group*

CO_2 - Gás carbônico

C_{op} - Custos operacionais de produção

E_D - Eficiência de deslocamento do óleo

E_R - Eficiência de recuperação de óleo

E_v - Eficiência volumétrica

FC - Fluxo de caixa total

FC_t - Fluxo de caixa no instante t

FR - Fator de recuperação de óleo

G1 - Grupo de variáveis de projeto

G2 - Grupo de variáveis de controle

G3 - Grupo de variáveis de projeto futuro

H_2S - Sulfeto de hidrogênio

I - Investimentos em equipamentos e facilidades

IP - Índice de produtividade de poço

IPR - Infow Performance Relationship

Kr - Permeabilidade relativa

Krow - Permeabilidade relativa óleo/água

Krw - Permeabilidade relativa à água

min_BHP - Pressão mínima na cabeça do poço

N - Fator de amplificação/atenuação da prioridade da metodologia *WellPrior*

n - Número total de períodos de tempo para cálculo de fluxo de caixa

N - Volume de óleo original

N_p - Volume de óleo produzido

NTG - *Net to gross*

P_{bl} - Pressões do bloco do modelo de simulação onde um poço está completado

Pcow - Pressão capilar óleo/água

P_e - Pressão estática do reservatório

Psat - Pressão de saturação do óleo

PVM - Parallel Virtual Machine

P_{wf} - Pressão de fundo do poço

Q_g - Vazão de gás produzido

Q_l - Vazão de líquido produzido

$Q_{l_máx}$ - Vazão máxima de líquido produzido

Q_{l_min} - Vazão mínima de líquido

Q_o - Vazão de óleo produzido

Q_{o_max} - Máxima vazão de óleo produzido

Q_{o_min} - Mínima vazão de óleo produzido

Q_w - Vazão de água produzida

Q_{wi} - Vazão de água injetada

Q_{wi_max} - Máxima vazão de água injetada

$Q_{w\text{-}max}$ - Máxima vazão de água produzida

R - Receitas advindas da venda da produção de óleo e gás

RAO - Razão água/óleo

RAO' - Derivada da Razão água/óleo

RAV - Rotina de Alocação de Vazão

RC - Reservoir Coupling

RGO - Razão gás/óleo

RGO_{max} - Máxima Razão gás/óleo

ROA - Razão óleo/água

ROA - Razão óleo/água

ROG - Razão óleo/gás

R_{oy} - R*oyalties*

R_p - Razão de produção de gás

RPT - *Rock Type*

R_s - Razão de solubilidade

R_{si} - Razão de solubilidade inicial

Sw - Saturação de água

$S_{w_}$ - Saturação média de água atrás da frente de avanço;

S_{wi} - Saturação inicial de água;

t - Período de tempo considerado para cálculo de fluxo de caixa

T - Taxas coorporativas

TMA - Taxa mínima de atratividade

TPC - *Tubing Performance Curve*

TS - Taxas sociais

UEP - Unidade Estacionária de Produção

UNICAMP - Universidade Estadual de Campinas

VME - Valor monetário esperado

VOIP - Volume de óleo *In Situ*

VPL - Valor Presente Líquido

VPL - Valor presente líquido

V_R - Volume poroso total da rocha reservatório

V_v - Volume de rocha varrido pelo fluido deslocante

WCT - Corte de água

W_{cut_max} - Máximo corte de água

W_e - Influxo de água acumulado

W_{hp} - Pressão da cabeça de poço

W_{inj} - Volume de água injetada

WP - Fator de priorização do poço da metodologia *WellPrior*

W_p - Volume de água produzida

SUMÁRIO

1 INTRODUÇÃO 20

1.1 Justificativas/Motivação 21

1.2 Objetivos 23

1.3 Premissas 23

1.4 Organização do texto 24

2 FUNDAMENTAÇÃO TEÓRICA 25

2.1 Etapas do projeto de produção de campos de petróleo 25

2.2 Gerenciamento da produção 26

2.3 Diretrizes de gerenciamento da produção de reservatórios 27

2.3.1 Variáveis de monitoramento da produção 28

2.3.2 Acompanhamento da produção 30

2.3.3 Análise de desempenho do reservatório 30

2.4 Avaliação econômica 37

2.5 Programas computacionais utilizados 38

3 REVISÃO BIBLIOGRÁFICA 40

3.1 Tratamento de incertezas no desenvolvimento de projetos de exploração e produção 40

3.2 Gerenciamento integrado 42

3.3 Métodos de integração 43

3.4 Impacto das restrições operacionais na produção 46

3.5 Gerenciamento das restrições operacionais nas simulações computacionais 47

3.6 Rotina de alocação de vazão em sistemas restritos 49
3.7 Procedimento de controle de variáveis 50
3.7.1 Controle proativo e reativo 50
4 METODOLOGIA 52
4.1 Metodologia Global 52
4.2 Procedimentos 52
4.2.1 Procedimento 1: regras de alocação de vazão 53
4.2.2 Procedimento 2: regras de substituição de poços 53
4.2.3 Procedimento 3: regra de redução de diferencial de pressão 53
5 APLICAÇÃO 55
5.1 Modelos de simulação utilizados no estudo 55
5.1.1 Reservatório I - Tipo pós-sal 55
5.1.2 Reservatório II - Tipo pré-sal 60
5.2 Contexto do gerenciamento integrado 66
5.3 Avaliação anterior ao gerenciamento integrado 66
5.4 Procedimento 1 67
5.4.1 Estratégia A 68
5.4.2 Estratégia B 68
5.4.3 Estratégia C 69
5.4.4 Estratégia D 69
5.4.5 Estratégia E 69
5.4.6 Estratégia F 69
5.4.7 Estratégia G 69

5.4.8 Estratégia H 70
5.4.9 Estratégia I 70
5.4.10 Estratégia J 70
5.5 Procedimento 2 71
5.5.1 Caso 1 72
5.5.2 Caso 2 72
5.6 Procedimento 3 73
5.6.1 Caso 3 74
5.6.2 Caso 4 74
5.6.3 Caso 5 74
6 RESULTADOS E DISCUSSÕES 75
6.1 Análise prévia ao gerenciamento integrado dos reservatórios 75
6.2 Procedimento 1 77
6.3 Procedimento 2 81
6.4 Procedimento 3 85
7 CONCLUSÕES E RECOMENDAÇÕES 91
8 REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS 94
APÊNDICE I 99
Rotinas de alocação de vazão 99
Caso 1: Parâmetro de priorização vazão de gás (Qg) 104
Caso 2: Parâmetro de priorização igual a ROG (Razão Óleo/Gás) 104

1 INTRODUÇÃO

A definição de estratégias de produção de campos de petróleo envolve um abrangente estudo sobre as incertezas geológicas e de fluxo específicas de cada acumulação de hidrocarbonetos, além das especificações dos sistemas produtivos, de tratamento e escoamento dos fluidos produzidos. Os estudos na fase de desenvolvimento de projeto e as definições dos limites operacionais são de suma importância para que se possa explorar o máximo potencial de cada reservatório e se obter o maior retorno financeiro do projeto.

Não menos importante para a otimização da produção é a definição de estratégias de gerenciamento da produção durante toda a vida produtiva de um reservatório, processo que pode durar décadas. Após a implantação de um projeto as condições iniciais serão alteradas, por exemplo, por mudanças operacionais, falhas, pela revelação de comportamentos inesperados do reservatório ou por descobertas de novas acumulações. Diante das condições deflagradas durante o processo produtivo, a tomada de decisão e possíveis alterações de estratégias se tornam necessárias para a continuidade da produção de forma otimizada.

O desenvolvimento da produção de um campo de petróleo envolve inúmeras incertezas, associadas a grandes investimentos e altos riscos. Os estudos envolvidos nas definições das estratégias de produção consideram diferentes cenários com grande número de variáveis e inúmeras possibilidades de solução para um mesmo problema. Com o objetivo de reduzir as incertezas e os riscos envolvidos nestes estudos, Schiozer et al. (2015) desenvolveram uma metodologia de análise de decisão integrada baseada em 12 etapas que consideram simulação de reservatórios, análise de riscos, ajustes de histórico de produção, técnicas de redução de incertezas, seleção de modelos representativos e de estratégias de produção sob incertezas. Assim como a utilização de diferentes cenários incertos durante o estudo é de suma importância para agregar informações e reduzir os riscos na definição do projeto, a utilização de modelos representativos para análises determinísticas também é uma etapa importante no processo de definição de estratégias.

O estudo de estratégias de produção pode ser separado em três grupos de variáveis, chamadas de projeto, de controle e revitalização (Gaspar et. al, 2016), que podem ser avaliados de forma integrada ou separada, a depender do cenário, do andamento do projeto e do estágio de desenvolvimento dos campos. As variáveis de projeto são relacionadas a definições no processo de implantação do sistema produtivo e normalmente não podem ser facilmente alteradas após a implantação, como limites de processamento e movimentação de fluidos da

Unidade Estacionária de Produção (UEP) e sistema de escoamento, tipo, número e posição de poços etc. As variáveis de controle estão relacionadas à definição de parâmetros de produção/injeção, que podem e devem ser gerenciados durante toda vida produtiva de um campo, como o controle de vazões e abertura/fechamento dos poços por exemplo. O gerenciamento destas variáveis a princípio não envolve custos e alterações significativas nas estratégias de produção pré-definidas e explicitam o quão flexível é um projeto após sua implantação. As variáveis de revitalização envolvem alterações no projeto inicial, após um determinado tempo de produção e análise de novas demandas operacionais. Estas mudanças envolvem perfuração de novos poços, alterações do sistema de produção, recompletações, entre outras iniciativas que envolvem investimento financeiro.

As decisões que envolvem o gerenciamento das variáveis de controle durante a vida produtiva de um campo baseiam-se no acompanhamento constante do comportamento do reservatório. Através da observação de variáveis de monitoramento, como produção de fluidos ou pressão de fluxo dos poços e análises de desempenho dos reservatórios, as estratégias de gerenciamento são definidas e alteradas ao longo do tempo.

Se o gerenciamento da produção de um reservatório produzindo para um sistema de produção definido já pode trazer diferentes desafios, a integração de múltiplos reservatórios a múltiplos sistemas de produção tem criado cenários cada vez mais complexos e desafiadores.

O cenário de produção petrolífero brasileiro tem se deparado com desafios constantes, tanto pelas especificidades dos reservatórios recém-descobertos com características nunca antes exploradas quanto pelas condições adversas na produção, em águas ultraprofundas, onde ocorrem grandes limitações quanto aos sistemas produtivos, de tratamento e de escoamento de fluidos.

A demanda por produção antecipada muitas vezes inviabiliza a implantação de projetos otimizados, forçando o compartilhamento de uma mesma estrutura operacional por reservatórios já em produção e outros recém-descobertos que não estavam contemplados no projeto inicial.

1.1 Justificativas/Motivação

Motivada por este contexto, a escolha do caso estudado baseia-se em situações atualmente encontradas no cenário de produção nacional, em que reservatórios de diferentes características são produzidos para um mesmo sistema de produção. O estudo de caso escolhido considera a

produção de um reservatório do tipo pós-sal[1] para uma UEP, que passa a ser compartilhada pela produção de um reservatório do tipo pré-sal[2] descoberto posteriormente. A unidade e sistema de escoamento inicialmente dimensionados para a produção de um único reservatório passam a operar no limite de suas capacidades após o início de operação do segundo reservatório, cujos poços satélites já estavam todos perfurados e prontos para interligação.

O presente trabalho tem como foco a situação em que estratégias de produção já foram inicialmente definidas e implantadas e existe uma situação não prevista a ser gerenciada, sem que as variáveis de projeto possam ser modificadas. O gerenciamento das variáveis de controle passa a ser essencial para otimizar os resultados e o retorno financeiro do projeto. As limitações operacionais direcionam o gerenciamento da produção, sem perder o foco no desempenho do reservatório. As decisões quanto ao gerenciamento baseiam-se nas análises das variáveis de monitoramento e na otimização da recuperação de cada um dos reservatórios.

Estudar casos complexos como este envolve avaliações multidisciplinares para a caracterização do problema devido às inúmeras incertezas e aos diferentes sistemas que precisam ser avaliados de forma integrada, além de demandar um grande esforço computacional. Geralmente, simplificações são realizadas a fim de viabilizar a solução em prazos viáveis, no entanto os resultados podem não ser considerados representativos para avaliações de longo prazo. A aplicação deste estudo em um caso determinístico é considerada uma etapa importante no processo de definição de estratégias, ciente de que a extensão da aplicação para outros cenários e modelos representativos é necessária para a consistência na tomada de decisões.

Para que o estudo pudesse ser realizado e a integração entre o gerenciamento dos reservatórios fosse viabilizado foi utilizado o acoplamento entre os modelos de simulação dos reservatórios e o sistema de superfície de forma explícita, com o uso de uma ferramenta de interface como gerenciador. Desta forma, ambos os reservatórios puderam ser modelados de forma detalhada, com suas características específicas, e as definições do gerenciamento puderam ser feitas externamente a cada um dos simuladores, possibilitando uma maior flexibilidade de definições.

[1] Camada de rochas localizada acima de uma camada de sal
[2] Camada de rochas formadas preferencialmente por rochas carbonáticas, localizada abaixo de uma camada de sal

1.2 Objetivos

O principal objetivo do estudo é avaliar diferentes alternativas de gerenciamento da produção de reservatórios em um cenário de múltiplos reservatórios produzindo para um mesmo sistema de superfície restrito, partindo-se de estratégias iniciais de cada campo já definidas e implementadas.

Utilizando um caso de estudo que represente este cenário e implantando diferentes alternativas de gerenciamento das variáveis de controle os resultados foram avaliados através da comparação do desempenho dos reservatórios e do retorno financeiro do projeto, utilizando o valor presente líquido (VPL) como principal indicador de eficiência.

1.3 Premissas

O estudo de caso considera dois reservatórios de óleo com características geológicas e de fluidos distintas, sendo um reservatório tipo pós-sal, já em fase de declínio da produção, e outro tipo pré-sal, iniciando a vida produtiva. Ambos produzem para um mesmo sistema de produção, sujeito a limites de coleta, produção, injeção, separação, tratamento, estocagem e escoamento de fluidos, onde o gás produzido é exportado para uma malha de escoamento também restrita, sistema este inicialmente dimensionado para a produção de apenas um reservatório. As estratégias de produção de cada um dos reservatórios estão previamente definidas e os poços satélites já perfurados, impossibilitando a mudança de locações ou alteração nos poços. Assim, sujeitos a restrições operacionais limitantes, ambos reservatórios passam a produzir conjuntamente, de forma que o gerenciamento da produção passa a ser integrado, cada decisão afeta diretamente a produção, injeção e recuperação final dos dois reservatórios. A entrada de novos poços altera a situação operacional da UEP, fazendo com que a priorização de poços seja necessária. Decisões quanto ao fechamento/abertura de poços, bem como limitação de vazões definem a recuperação de fluidos de cada um dos reservatórios e a rentabilidade do projeto como um todo. Considerou-se como premissa a necessidade de produção mínima de 50% do volume recuperável do Reservatório I antes do fechamento total de seus poços, considerando comprometimento prévio de produção com agentes reguladores.

A abordagem foi determinística, desconsiderando para esta etapa do trabalho as incertezas geológicas, de fluxo e econômicas. Em relação ao Reservatório I esta premissa foi considerada satisfatória, já que no momento do estudo já haviam dados de produção que diminuíssem as incertezas, sendo considerado um único modelo representativo do reservatório. Em relação ao Reservatório II, apesar da grande quantidade de informações já obtidas no momento do estudo,

há a certeza de que os procedimentos devem ser aplicados a outros modelos representativos, considerando incertezas geológicas, de fluxo e econômicas. Para o estudo foi utilizado um modelo que representasse o cenário intermediário de incertezas. Além disso, os modelos de simulação de reservatórios não foram atualizados e ajustados com os dados de produção deflagrados diante da aplicação das estratégicas de gerenciamento.

1.4 Organização do texto

O presente trabalho está dividido em 7 capítulos. Este primeiro capítulo apresenta uma breve descrição dos assuntos que serão tratados ao longo do texto, bem como os objetivos que se pretende alcançar.

No Capítulo 2 estão compilados conceitos importantes para o entendimento das aplicações propostas.

O Capítulo 3 apresenta uma breve revisão de trabalhos já publicados relacionados aos estudos da área de simulação de reservatórios, com foco no gerenciamento da produção e casos com restrições operacionais. Um breve histórico a respeito da integração de modelos no tratamento de cenários complexos baliza a escolha pelo acoplamento explícito como metodologia de integração dos modelos de simulação do caso estudado.

O Capítulo 4 contém a metodologia utilizada para o estudo e uma descrição das ferramentas utilizadas.

No Capítulo 5 estão apontadas as aplicações dos procedimentos de estudo, em modelos de reservatório previamente definidos.

Os Capítulos 6 e 7 evidenciam os resultados obtidos e discussões a respeito do tema, levando a conclusões e recomendações para estudos futuros na área de gerenciamento integrado de reservatórios e sistemas de superfície.

2 FUNDAMENTAÇÃO TEÓRICA

Neste capítulo serão destacados alguns conceitos importantes para a compreensão do estudo realizado.

2.1 Etapas do projeto de produção de campos de petróleo

O projeto de produção de um campo de petróleo envolve estudos multidisciplinares, baseados em dados escassos e muitas interpretações, resultando em inúmeros cenários possíveis. Os altos investimentos em infraestrutura associados às incertezas quanto à produção evidenciam o alto risco dos projetos (Schiozer e Mezzomo, 2003).

Desde o início da aquisição de dados de uma zona de interesse até o abandono de um projeto são muitas as etapas de estudos e decisões a serem tomadas, mesmo diante das constantes incertezas.

De maneira simplificada, um projeto de exploração e produção de um campo de petróleo inicia-se na fase de exploração, em que se busca acumulações de hidrocarbonetos que possam trazer retorno financeiro com sua explotação. Estudos que envolvem a geofísica e geologia são essenciais para a descoberta de reservas de óleo e/ou gás e a perfuração de poços exploratórios traz os primeiros dados concretos a respeito dos reservatórios.

Após a descoberta, inicia-se a fase de avaliação, que envolve diversas equipes com o intuito de coletar dados e quantificar a reserva, permitindo estimar o retorno da produção e o investimento que pode ser feito no projeto, o que baliza a decisão em produzir ou não a área descoberta. Nesta fase, optando-se por desenvolver o projeto de produção, é definida a estratégia de produção inicial, bem como a infraestrutura necessária para a implantação do projeto, como quantidade e posição de poços, tipo e capacidade do sistema de produção e as demais facilidades envolvidas no tratamento e escoamento da produção. Os estudos de reservatórios representam o ponto de partida para definição do método de recuperação que será empregado, os tipos e localização de poços e a previsão futura da produção, mesmo diante de um cenário de muitas incertezas.

A fase de desenvolvimento do projeto inicia-se com a implantação das definições da estratégia inicial. Além da instalação de todas as facilidades de produção e equipamentos de superfície destinados ao tratamento e escoamento dos fluidos, ocorre a perfuração, completação e interligação à plataforma dos poços produtores e injetores. Neste momento, novos dados são

adquiridos e podem gerar a necessidade de alteração da estratégia de produção inicialmente definida.

A produção dos fluidos inicia quando há implantação suficiente das facilidades de projeto. Nesta etapa a estratégia de produção do campo e recuperação dos fluidos é colocada em prática e inicia-se a recuperação financeira do projeto. Normalmente a fase de implantação de projeto continua após o início da produção, o que traz maior flexibilidade ao projeto, já que os dados adquiridos com a produção podem levar a alteração da estratégia inicialmente definida. Eventualmente alterações de projeto não são facilmente aplicáveis a depender da etapa em que se encontra a produção, e a flexibilização se dá por variações nas estratégias de gerenciamento da produção, traduzidas em variações na operação dos poços produtores e injetores. A etapa de produção pode durar décadas, trazendo constantemente mais informações sobre o reservatório. O gerenciamento da produção é essencial para otimizar um projeto já implantado e definir a necessidade de alterações futuras na estratégia de produção, como perfuração de novos poços ou alteração das facilidades de superfície, para que se explore os reservatórios até o limite financeiro do projeto.

A última etapa de um projeto se dá no abandono do campo, quando se decide por não mais produzir os fluidos e desativar os poços e facilidades de superfície e subsuperfície. Esta decisão ocorre quando a produção já não é mais economicamente viável. A decisão do abandono está diretamente ligada à situação técnica e econômica vigente e pode ser reavaliada diante de mudanças neste cenário.

2.2 Gerenciamento da produção

Durante toda vida produtiva de um campo, os profissionais envolvidos no acompanhamento da produção, coleta e análise de dados deverão tomar decisões quanto ao gerenciamento da produção. Entende-se por gerenciamento da produção toda ação que vise maximizar a recuperação e o retorno econômico de um projeto, de acordo com as condições técnicas, humanas e financeiras disponíveis (Wiggins et al, Satter et al), sem desconsiderar as questões ambientais e socioeconômicas envolvidas. Pensando de maneira ampla, muitas são as possibilidades de ações durante a produção de um reservatório, desde a perfuração de novos poços até a alteração de instalações de superfície. No entanto os recursos devem ser considerados para a otimização dos investimentos e do retorno obtido.

Gaspar et al (2016) dividiram as variáveis envolvidas na definição das estratégias de explotação de um campo em três grupos: variáveis de projeto (G1), variáveis de controle (G2)

e variáveis de projeto futuro (G3). As variáveis de projeto envolvem todas as especificações de infraestrutura antes do início da implantação, como quantidade, tipo e localização de poços, tipo e especificações da UEP e todo sistema de superfície, método de elevação e recuperação que será adotado no projeto. Estas definições são as que mais impactam economicamente o projeto e envolvem estudos integrados e altos investimentos.

As variáveis de controle são relacionadas às operações dos equipamentos já implantados no projeto na etapa de produção, ao longo de toda vida produtiva do campo. Estas variáveis podem ser alteradas a qualquer tempo sem que haja investimentos financeiros e seus impactos no retorno do projeto tendem a ser menores que as alterações em variáveis de projeto. No entanto o gerenciamento destas variáveis pode evitar custos e investimentos não previstos em projeto. As variáveis de controle basicamente envolvem abertura e fechamento de válvulas, total ou parcialmente, e otimização do uso de equipamentos já existentes.

As variáveis de projeto futuro representam alterações no projeto original diante de mudanças observadas no comportamento da produção. Eventualmente o projeto original já pode considerar a flexibilidade de estratégia, considerando as incertezas quanto às previsões de produção. A consideração destas variáveis envolve investimentos financeiros, seja na perfuração de novos poços, conversão ou estimulação de poços já existentes ou alterações no sistema de superfície.

No presente trabalho, as ações de gerenciamento da produção estarão focadas no gerenciamento das variáveis de controle da produção (G2), sintetizadas pelo controle operacional da produção dos poços, como abertura e fechamento de poços e restrição de vazões. A definição das estratégias de gerenciamento das variáveis de controle é baseada no acompanhamento das variáveis de monitoramento, tendo como objetivo otimizar o desempenho da produção do reservatório e o retorno financeiro do projeto. Segundo Wiggins (1990) este seria o principal propósito do gerenciamento de reservatórios, baseado em fatos, informações e conhecimento.

2.3 Diretrizes de gerenciamento da produção de reservatórios

O gerenciamento da produção de reservatórios é um processo complexo, que requer uma visão multidisciplinar dos profissionais que o aplicam. Aspectos geofísicos, geológicos, físicos, químicos entre outros devem ser levados em conta quando se acompanha o comportamento da produção de um reservatório. Além do comportamento do reservatório e dos fluidos nele presentes, as condições operacionais impactam as variáveis de monitoramento e devem ser

levadas em conta durante o gerenciamento da produção. Profissionais habilitados a gerenciar a produção de um reservatório devem monitorar e interpretar os dados e tomar decisões que auxiliem na maximização da produção e o retorno financeiro de um campo.

Durante todo o período de produção de um reservatório deve-se tentar obter o máximo de informações possíveis para que possa balizar as interpretações, análises e tomada de decisão quanto a otimização da produção. Os dados obtidos são utilizados como fonte de informação para a atualização constante de modelos de simulação, que visam reproduzir o comportamento real das variáveis de monitoramento do campo, e gerar previsões de comportamentos futuros mais próximos da realidade.

Durante a implantação dos projetos de produção é de suma importância a instalação de válvulas e sensores individuais nos poços que permitirão, ao longo de toda a vida produtiva, a medição de vazões e pressões que serão o insumo para as análises de comportamento de cada poço e do reservatório como um todo. Não menos importante são as coletas e análises de fluidos do reservatório em diferentes pontos do sistema de produção. Muitas interpretações e análises ficam prejudicadas pela precariedade e falta de dados de produção, essenciais para que haja um bom gerenciamento. A depender da complexidade do projeto, que pode contar com injeção de produtos químicos, métodos especiais de recuperação, métodos diferenciados de elevação e bombeamento, poços inteligentes, composição variável dos fluidos produzidos etc., a gama de informações a serem acompanhadas e interpretadas tende a aumentar significativamente.

O presente trabalho tem como base o estudo de reservatórios de óleo sujeitos a injeção de água e, por isso, este caso será abordado durante a fundamentação teórica.

2.3.1 Variáveis de monitoramento da produção

Das muitas informações coletadas diária ou frequentemente pelos profissionais envolvidos no acompanhamento da produção, as mais relevantes para o gerenciamento de reservatórios sujeitos a injeção de água são:

- Vazões de produção dos poços:
  - Vazão Bruta de líquido (Q_l);
  - Vazão de óleo (Q_o);
  - Vazão de água (Q_w);
  - Vazão de Gás (Q_g);
- Vazões de injeção dos poços:
  - Vazão de água injetada (Q_{wi});

- Pressões individuais por poço:
  - Pressão de fundo do poço (P_{wf});
  - Pressão da cabeça de poço, na árvore de natal (W_{hp});
  - Pressão na UEP;
- Temperaturas individuais por poço:
  - Temperatura no fundo do poço;
  - Temperatura na árvore de natal;
  - Temperatura na UEP;
- Resultados de análises químicas por poço;
  - Percentagem de água e sedimentos em relação ao volume total do fluido produzido (BSW);
  - Razão gás/óleo (RGO);
  - Razão água/óleo (RAO);
  - Salinidade da água produzida;
  - Teor de contaminantes (ex: H_2S e CO_2);
- Eventos operacionais ocorridos;
  - Paradas de produção;
  - Cotas de injeção;
  - Eficiência operacional;

Outras informações importantes para o acompanhamento do comportamento do reservatório durante seu ciclo produtivo são obtidas durante testes específicos e intervenções em poços. Os testes de poços permitem obter o potencial atualizado de produção de cada poço produtor e o potencial de injeção dos poços injetores. Os testes de formação permitem extrapolar a análise dos poços, possibilitando uma avaliação do comportamento do reservatório em grandes áreas e auxiliando a avaliação da depleção do reservatório. Quando ocorrem intervenções em poços, toda informação que puder ser obtida através de perfilagens, amostragens e coleta de dados pode ser utilizada para auxiliar as análises de comportamento da produção.

De posse dos dados de produção coletados, os profissionais de gerenciamento de reservatórios devem avaliá-los e interpretá-los. Eventualmente alguns dados devem ser descartados, pois estão sujeitos a erros de medições e falhas. Cabe ao intérprete avaliar a qualidade das informações coletadas e determinar sua validade. As atualizações dos modelos

de simulação de fluxo envolvem a inserção de dados de produção e a validação do comportamento da simulação com o comportamento real observado. Os modelos atualizados permitem gerar as previsões e balizar as decisões a serem tomadas acerca do gerenciamento das variáveis de controle.

2.3.2 Acompanhamento da produção

Analisado tanto de forma isolada como conjuntamente, o comportamento das variáveis de monitoramento permite interpretações de ordem local ou global. Vieira (2015) ressalta que o acompanhamento pode ser efetuado em diversos níveis de detalhamento, podendo ser feitos desde um nível macro, como a concessão como um todo, passando pela zona de produção, UEP e chegando a detalhes de poço ou mesmo intervalo de produção.

O acompanhamento das variáveis de monitoramento permite identificar tendências de comportamento da produção e estabelecer limites toleráveis tanto relacionados aos parâmetros operacionais quanto aos parâmetros esperados para o melhor desempenho do reservatório. Identificando comportamentos da produção desalinhados com as previsões é possível estabelecer mudanças nas variáveis de controle que possam alterar o comportamento da produção ou mostrar necessidades de correção do modelo do reservatório.

Há casos em que o acompanhamento das variáveis permite identificar previamente situações inesperadas, como chegada prematura de água em determinados poços, queda de pressão abaixo da pressão de saturação, aumento de pressão devido a injeção de água acima da pressão de fratura da rocha, entre outras. A determinação prévia de limites é essencial para que haja um gerenciamento satisfatório das variáveis e que sejam estabelecidas ações relevantes.

2.3.3 Análise de desempenho do reservatório

Além de acompanhar o comportamento das variáveis de monitoramento, os dados coletados são utilizados para avaliar o desempenho do reservatório através de indicadores de desempenho e balanços de materiais.

O balanço de materiais de reservatórios traduz a diferença de massas dos fluidos existentes nos poros da rocha diante da produção. Com a movimentação de fluidos dentro do reservatório e para fora dele, a soma de todo volume produzido deve se igualar ao volume de fluido que substituiu o volume poroso anteriormente ocupado.

O balanço acumulado de produção e injeção mostra como está, em termos de volume e, consequentemente, pressão, a drenagem da zona de produção. Ele é calculado comparando-se

o volume de fluido produzido em condições de reservatório, com o volume de fluidos injetados, também em condições de reservatório. Para o caso de reservatórios de óleo com injeção de água a fórmula simplificada do balanço acumulado é dado pela Equação 2.1

$$BM_{acum} = N_p\,[B_t + (R_p - R_{si})B_g] + W_p\,B_w - W_{inj}\,B_w \qquad 2.1$$

onde:
N_p – volume de óleo produzido (m^3 STD);
B_t – fator volume de formação total (m^3/m^3 STD) $=B_o+(R_{si}-R_s)B_g$;
R_p – razão de produção de gás = G_p/N_p (m^3STD/m^3STD);
R_{si} – razão de solubilidade inicial (m^3STD/m^3STD);
B_g – fator volume de formação do gás (m^3/m^3 STD);
W_p – volume de água produzida (m^3 STD);
B_w – fator volume de formação da água (m^3/m^3STD)[3];
W_{inj} – volume de água injetada (m^3STD);

Se este indicador for positivo, significa que produzimos mais volume do que foi injetado no reservatório, implicando numa queda de pressão. Caso contrário terá havido uma pressurização do mesmo. Normalmente este balanço deve ser próximo de zero ou ligeiramente negativo, controlando a pressão do reservatório para não atingir a pressão de saturação. Em casos em que há aquífero atuante, o influxo de água deve ser considerado na manutenção de volume e pressão do reservatório, incluindo a subtração do parâmetro W_e (influxo de água natural acumulado) conforme apresentado na Equação 2.1

Já o balanço instantâneo de produção e injeção compara as vazões de produção e injeção que estão sendo praticadas em um determinado instante. Este indicador mostra como está a tendência de modificação do Balanço Acumulado, ou seja, é a derivada em relação ao tempo do Balanço Acumulado. Para o mesmo caso anterior, a equação simplificada é apresentada na Equação 2.2

$$BM_{inst} = Q_o\,[B_t + (RGO - R_{si})B_g] + Q_w\,B_w - Q_{wi}\,B_w \qquad 2.2$$

onde:
Q_o – vazão de óleo (m^3 STD/d);
B_t – fator volume de formação total (m^3/m^3 STD) $=B_o+(R_{si}-R_s)B_g$;
RGO – razão de produção de gás = Q_g/Q_o (m^3STD/m^3STD);
R_{si} – razão de solubilidade inicial (m^3STD/m^3STD);
B_g – fator volume de formação do gás (m^3/m^3 STD);
Q_w – vazão de água produzida (m^3 STD/d);

[3] Fator de volume de formação da água produzida considerado igual ao da água injetada

B_w – fator volume de formação da água (m^3/m^3STD)[4];
Q_{wi} – vazão de água injetada (m^3STD/d);

A observação dos valores de pressão ao longo do tempo é uma ferramenta adicional que pode ser utilizada na análise do balanço de produção e injeção. Esta análise conjunta permite avaliar se os fluidos produzidos estão sendo devidamente repostos para manter a pressão do reservatório e assim a energia necessária para a manutenção da produção.

Como forma de avaliar a eficiência da recuperação do óleo de um reservatório alguns indicadores são utilizados. De forma geral, a eficiência de recuperação (E_R) é dada pela Equação 2.3

$$E_R = N_p / N \tag{2.3}$$

onde:
N_p - Volume de óleo produzido (m^3 STD);
N -Volume de óleo original (m^3 STD);

No processo de injeção de água, o óleo é deslocado pela água que ocupa o volume poroso antes ocupado pelo óleo. V_v é o volume de rocha que foi varrido pelo fluido deslocante em determinado período de tempo e V_R o volume poroso total da rocha reservatório. A eficiência volumétrica (E_v), que significa a fração da rocha reservatório varrida pelo fluido deslocante, é dada pela Equação 2.4:

$$E_v = V_v / V_R \tag{2.4}$$

Este indicador tem as componentes vertical e horizontal e é resultado do produto das duas.

Até o momento de irrupção da água injetada nos poços produtores (*breakthrough*) toda a água injetada permanece no meio poroso, dando em contrapartida igual volume de óleo produzido. A partir do momento da irrupção de água a taxa de aumento da eficiência da injeção diminui, parte da água injetada passa a ser produzida e apenas parte passa a deslocar o óleo do reservatório. Este comportamento é demonstrado na Figura 2.1.

[4] Fator de volume de formação da água produzida considerado igual ao da água injetada

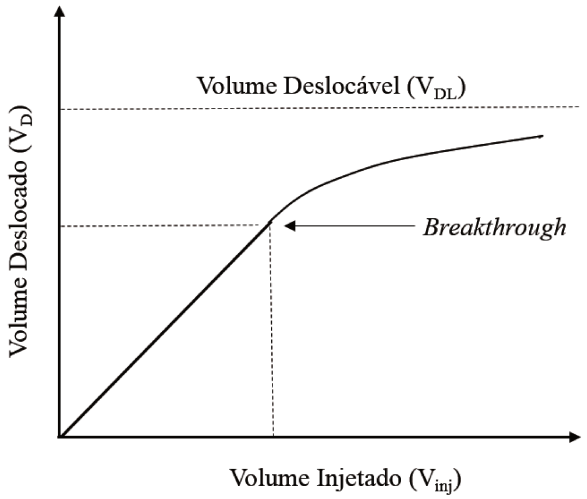

Figura 2.1 - Volume deslocado versus volume injetado

No modelo de deslocamento completo, em que se considera que o fluido injetado vai deslocando o fluido do reservatório até que alcance a saturação irredutível do fluido deslocado, a eficiência de deslocamento (E_D) pode ser definida como a fração de óleo que foi deslocado do volume poroso varrido pela água. Num tempo intermediário entre a irrupção de água injetada e o tempo em que o fluxo fracionário da água igual a 1 é atingido[5], a eficiência de deslocamento pode ser calculada através da Equação 2.5:

$$E_D = (S_{w_} - S_{wi}) / (1 - S_{wi}) \qquad 2.5$$

onde:
$S_{w_}$ - saturação média de água atrás da frente de avanço;
S_{wi} - saturação inicial de água;

A eficiência de recuperação pode ser conceitualmente definida como o produto entre a eficiência volumétrica e a eficiência de deslocamento e para que se possa calculá-las é necessário estudar o fluxo fracionário da água, podendo estimar o valor da saturação média de água atrás da frente de avanço. Este estudo demanda conhecimentos das características da rocha, dos fluidos e da interação rocha/fluido, que não serão foco deste trabalho. No entanto deve-se salientar a importância desta análise para estimar os volumes potencialmente recuperáveis e os volumes de água que devem ser injetados para que se obtenha o resultado desejado. Durante o gerenciamento da produção e injeção deve-se ter em mente que tais

[5] O fluxo fracionário é a relação entre a taxa de fluxo de determinado fluido e a taxa de fluxo total. Quando atinge o valor 1 significa que há fluxo de apenas um fluido.

parâmetros devem ser alcançados e isso balizará a definição dos controles feitos durante toda a vida produtiva do reservatório. Procura-se tentar retardar a irrupção da água e as estratégias para que isso ocorra são geralmente definidas durante o gerenciamento da produção.

A tendência para cenários de injeção de água é de aumento gradativo da produção de água e prever este comportamento, assim como gerenciá-lo no intuito de ter controle sobre esta produção torna-se necessário. Uma frente de avanço da água homogênea seria o ideal para aumentar a varredura do reservatório, porém, de acordo com as heterogeneidades do reservatório, caminhos preferenciais podem ser tomados pela água injetada, diminuindo a eficiência da recuperação.

A fim de melhorar as análises dos mecanismos responsáveis pela produção de água nos poços, Chan (1995) propôs uma técnica para diagnosticar a presença de cone ou de canalização através de camadas mais permeáveis do reservatório. Analisando gráficos log-log de RAO contra o tempo e as derivadas de RAO em relação ao tempo ficam evidentes diferentes comportamentos a depender do mecanismo.

A Figura 2.2 mostra que os comportamentos das curvas de RAO para os casos de canalização e de cone são distintos, apesar de ambas se dividirem em três períodos. O primeiro período caracteriza-se por valores de RAO baixos que dependem da saturação inicial de água nas diferentes camadas que compõem o reservatório e das curvas de permeabilidade relativa. Em casos de cone a duração deste período é mais curta. O segundo período é representado pelo aumento da RAO e a taxa de crescimento para o caso de cone é menor e tende a se tornar constante ao final deste período. No caso da canalização, a RAO cresce rapidamente e sua taxa depende das curvas de permeabilidade relativa e das saturações iniciais. Além disso, ao final deste segundo período, há um período de transição muitas vezes imperceptível em que a taxa de crescimento da RAO pode diminuir devido à depleção da camada onde ocorreu a erupção. O terceiro período mostra que para o caso de cone, uma espécie de cone pseudo permanente é alcançado e este se torna um canal de alta condutividade para a produção de água. Assim, observa-se um crescimento acelerado da RAO semelhante ao da canalização. Já no mecanismo de canalização, após o período de transição da etapa anterior, a taxa de crescimento da RAO volta a assumir valores elevados quanto antes.

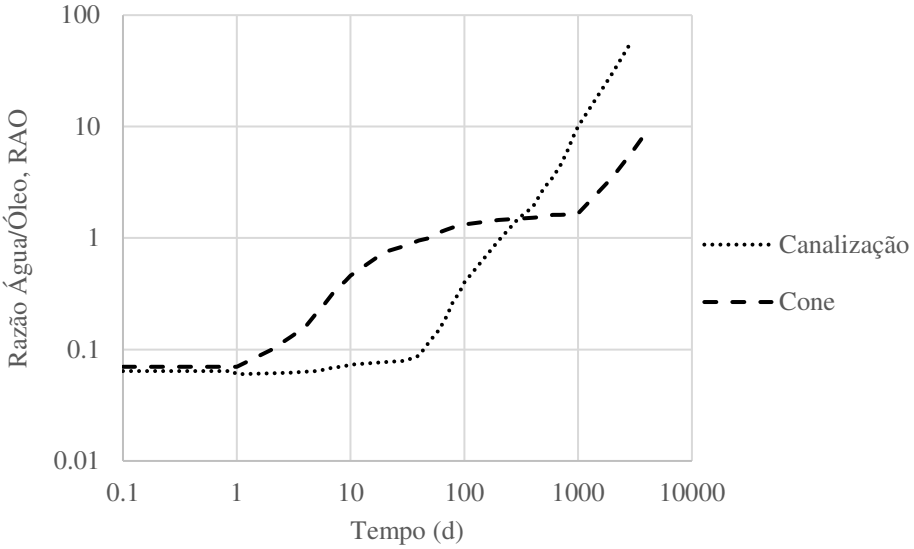

Figura 2.2 - Exemplo de comparação entre os comportamentos de RAO.

Na Figura 2.3 e na Figura 2.4 complementa-se o diagnóstico do gráfico anterior com o uso da derivada da RAO (RAO') em relação ao tempo, que permite distinguir o comportamento do fluxo no reservatório. Apesar da evidente diferença nas curvas a depender do mecanismo de produção da água, outros fatores também devem ser considerados na análise da produção de cada poço, como o declínio da pressão no reservatório, variações de cotas de injeção e vazões de produção, alterações nas condições do poço como dano, estímulo ou recanhoneios, e os possíveis erros de medição envolvidos.

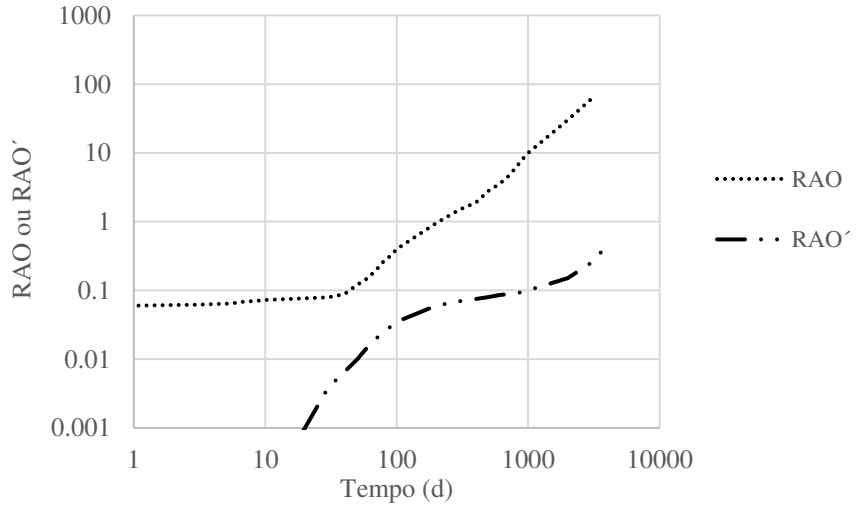

Figura 2.3 - Gráfico de RAO e sua derivada para o caso de canalização.

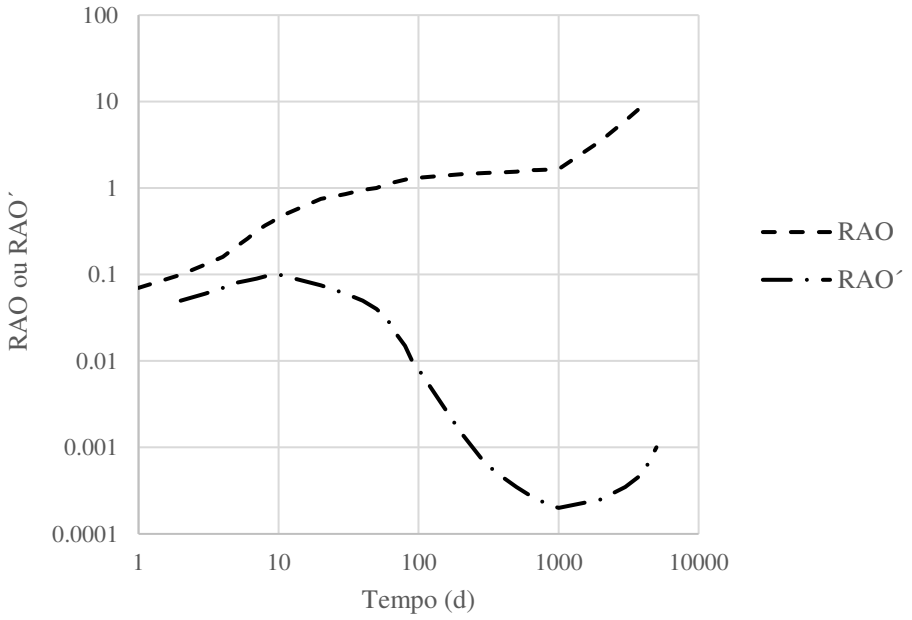

Figura 2.4 - Gráfico de RAO e sua derivada para o caso de cone.

Outras ferramentas analíticas de gerenciamento são utilizadas para avaliar o desempenho da produção dos reservatórios, mas não serão foco deste trabalho. O acompanhamento de todas as variáveis de monitoramento, de forma isolada ou integrada, bem como a análise de desempenho do reservatório durante toda a sua vida produtiva é a essência da função dos profissionais que gerenciam a produção dos reservatórios. Com base neste acompanhamento as estratégias de gerenciamento serão traçadas para garantir a melhor continuidade da produção, otimizando o fator de recuperação e o retorno financeiro do projeto.

De modo geral todo reservatório de óleo deve ter sua produção acompanhada com base nas mesmas variáveis de monitoramento, estando cada qual sujeito a diferentes comportamentos a depender das especificidades das características geológicas e dinâmicas. Os dados disponíveis a respeito das características geológicas e dinâmicas dos reservatórios tipo pré-sal indicam comportamentos diferenciados e de modelagem complexa. Testes de formação já realizados apresentaram elevadas taxas de fluxo sem indicação de barreiras e alta heterogeneidade na permeabilidade vertical (Beltrão et al., 2009). Estudos específicos do comportamento da produção em reservatórios deste tipo têm sido realizados atualmente, no entanto não são o foco do presente trabalho. O gerenciamento da produção de reservatórios deste tipo tem suas particularidades, porém as premissas utilizadas para a definição de alternativas de gerenciamento serão baseadas em diretrizes globais, aplicadas a reservatórios de óleo em geral.

2.4 Avaliação econômica

No presente estudo foi utilizado como parâmetro de comparação entre as diferentes estratégias aplicadas o indicador econômico valor presente líquido (VPL). A despeito da melhoria na recuperação dos fluidos do reservatório, o principal objetivo da otimização das estratégias de gerenciamento esta pautada na melhoria deste indicador de desempenho econômico.

Diferentes indicadores técnico-econômicos podem ser utilizados na análise do investimento e do retorno financeiro de projetos, dentre eles o valor presente líquido (VPL) é o mais importante e aplicado (Neves, 2005), pois facilita a interpretação dos resultados no processo de tomada de decisão. Além de ser um parâmetro de comparação entre diferentes projetos, indicando qual é mais vantajoso frente a outro investimento que proporcione o mesmo retorno que a taxa mínima de atratividade (TMA), o VPL pode ser utilizado como forma de comparação entre diferentes estratégias de produção, como no presente trabalho.

No caso da comparação de casos determinísticos sujeitos a diferentes procedimentos, como é aplicado neste estudo, a comparação em termos de VPL se mostra eficiente e suficiente, já que as incertezas técnico-econômicas não estão sendo consideradas. Caso fossem, outro indicador econômico como O valor monetário esperado (VME), por exemplo, poderia ser aplicado já que pode ser definido como o VPL ponderado pela probabilidade de ocorrência de um determinado cenário (Santos, 2017).

O VPL é o resultado da conversão dos valores dos fluxos de caixa futuros para uma quantidade equivalente no presente, descontados a uma taxa de desconto (TMA), que representa o retorno mínimo esperado diante dos investimentos no projeto. A equação utilizada para o cálculo do VPL é dada pela Equação 2.6:

$$\mathrm{VPL} = \sum_{t=0}^{n} \frac{\mathrm{FC}_t}{(1+TMA)^t} \qquad 2.6$$

onde:
VPL - valor presente líquido;
TMA - taxa de desconto ou taxa mínima de atratividade (TMA);
FC_t - fluxo de caixa no instante t;
t - período de tempo considerado;
n - número total de períodos de tempo.

O fluxo de caixa é calculado para cada período de tempo. Gaspar et al. (2014) demonstraram o cálculo do fluxo de caixa considerando os gastos e receitas da indústria do petróleo com base no regime fiscal brasileiro, conforme Equação 2.7:

$$FC = \left[\left(R - R_{oy} - C_{op} - TS\right) * (1 - T)\right] - I - CA \qquad 2.7$$

onde:
FC - Fluxo de caixa total
R - receitas advindas da venda da produção de óleo e gás;
R_{oy} - *royalties*;
C_{op} - custos operacionais de produção;
TS - taxas sociais;
T - taxas coorporativas;
I - investimentos em equipamentos e facilidades;
CA - custo de abandono do campo.

O parâmetro "I" engloba investimentos iniciais com perfuração e completação dos poços, com a plataforma e com conexão dos poços na plataforma. O custo de abandono do campo (CA) é calculado como uma porcentagem dos investimentos iniciais com perfuração e completação dos poços.

2.5 Programas computacionais utilizados

Neste trabalho foram utilizados os seguintes programas computacionais: simulador numérico de fluxo em reservatórios do tipo *Black-Oil* IMEX 2014.10 da *Computer Modelling Group* (CGM); ferramenta acopladora de modelos de simulação CORAL 2017; MERO 7.2.0 para a realização da análise econômica.

O IMEX é um simulador trifásico do tipo Black-Oil, que considera a presença de três componentes no reservatório: óleo, gás e água. Uma ferramenta desenvolvida pelo CMG e muito utilizada comercialmente na indústria do petróleo. No simulador são utilizados como dados de entrada as características geológicas do reservatório e características dinâmicas do fluido nele presente, bem como dados dos poços produtores e injetores e uma forma simplificada de interligação com as condições de superfície. Diante das simulações são gerados arquivos de saída em forma de gráficos, relatórios e mapas que permitem ao usuário analisar quantitativamente e qualitativamente diversos parâmetros de produção e injeção, permitindo ajustar o simulador ao histórico de produção/injeção observados e gerar previsões de produção ao longo do tempo.

A ferramenta acopladora, atualmente denominada CORAL, foi inicialmente desenvolvida por Hohendorff Filho (2011) para aplicação de seus estudos de caso, e posteriormente incorporada pelo Grupo de Pesquisas em Simulação e Gerenciamento de Reservatórios (UNISIM) da UNICAMP. O programa é um controlador de interfaces, que faz a conexão entre os simuladores, permitindo que as simulações ocorram separadamente, porém submetidas por um controle mestre. A utilização deste programa permite acoplar explicitamente os simuladores comerciais de reservatórios e um sistema de produção simplificado, representado pelas regras operacionais da plataforma. As definições de elevação de fluidos de cada poço são inseridas nos próprios simuladores de reservatórios, através das curvas de fluxo multifásico e restrições de superfície, e as definições operacionais da plataforma são definidas na ferramenta acopladora, onde se considera o grupo de poços dos dois simuladores. Maiores detalhes sobre a ferramenta podem ser encontrados no Capítulo 3.

Para a realização das análises econômicas foi utilizado o programa MERO, também desenvolvido pelo Grupo de Pesquisa UNISIM. Com os resultados das simulações de reservatórios, os custos são calculados, bem como o fluxo de caixa, resultando no valor final de VPL para cada estratégia definida. A simulação econômica também é gerenciada através da ferramenta acopladora.

3 REVISÃO BIBLIOGRÁFICA

O presente capítulo contém revisões de trabalhos e estudos já aplicados à área de simulação e gerenciamento de reservatórios, com foco em definição de estratégias de produção que considerem restrições operacionais e métodos de estudo de gerenciamento integrado.

3.1 Tratamento de incertezas no desenvolvimento de projetos de exploração e produção

Durante todas as etapas de definição e implantação de um projeto de exploração e produção de um campo de petróleo as equipes envolvidas definem os próximos passos baseadas em dados adquiridos até o momento e atualizam as definições a medida que novos dados são obtidos. No entanto, sempre há a escassez de dados para que se possa sanar as incertezas inerentes a indústria do petróleo.

As incertezas quanto ao reservatório e a produção dos fluidos nele presente devem sempre ser consideradas durante o projeto, para que se possa avaliar os riscos e minimizar os impactos de cenários indesejados. Com o intuito de minimizar os riscos envolvidos no projeto, Schiozer et al (2015) desenvolveram uma metodologia integrada de tratamento das incertezas para auxiliar na tomada de decisão durante a fase de desenvolvimento e produção de campos de petróleo. A metodologia envolve simulações de reservatórios, análise de risco, ajuste de histórico, técnicas de redução de incertezas, definição de modelos representativos e seleção de estratégias de produção sob incerteza, em 12 passos que podem ser repetidos à medida que novas informações são adquiridas e inseridas aos estudos.

As 12 etapas são compostas pelas seguintes atividades:

1. Caracterização do reservatório, considerando o máximo de incertezas. Diante da coleta de informações geológicas, dinâmicas e técnicas sobre o reservatório, estima-se os níveis de incerteza de cada atributo, bem como sua probabilidade de ocorrência, representando-os em modelos de simulação.
2. Construção de um modelo geológico base, normalmente considerando as ocorrências mais prováveis de cada atributo, garantindo robustez na representatividade do reservatório com calibração numérica.
3. Verificação de inconsistências no caso base diante da aplicação de dados dinâmicos no modelo de simulação. Calibração do modelo, garantindo representatividade do reservatório e estabilidade numérica.

4. Geração de diferentes cenários através da combinação dos diferentes níveis dos atributos incertos. Seleção de um grupo de cenários que represente as incertezas.
5. Aplicação dos dados dinâmicos aos cenários escolhidos e verificação da consistência do histórico. Modelos que não honram o histórico já adquirido são descartados.
6. Definição de uma estratégia de produção determinística para o caso base.
7. Estimativa da curva de risco da estratégia de produção determinística, considerando a aplicação da estratégia nos demais cenários do grupo selecionado.
8. Seleção de modelos representativos (MR) dentre os cenários já obtidos com a aplicação da estratégia determinística, estando entre eles um caso base. A seleção probabilística dos modelos permite seguir a aplicação dos estudos em um menor número de modelos, sem perder a representatividade das incertezas.
9. Para cada modelo representativo selecionado, definir uma estratégia de produção otimizada.
10. Seleção de uma das estratégias de produção otimizadas, considerando as incertezas geológicas de cada cenário e as incertezas técnicas e econômicas. A escolha pode ser feita aplicando a cada modelo representativo (MR) ou a cada um dos cenários da etapa 5 as estratégias otimizadas nos demais modelos e avaliando a curva de risco de cada estratégia.
11. Identificação de potencial otimização da estratégia definida, garantindo maior flexibilidade e robustez à estratégia.
12. Definição da curva de risco final do projeto, auxiliando na tomada de decisão acerca da estratégia de explotação do campo.

O presente trabalho tem foco na análise determinística de estratégias de gerenciamento da produção em modelo de simulação que represente o caso base do reservatório, estudo que estaria representado pela etapa 6 da metodologia acima. Como a premissa deste estudo de caso é de que a estratégia de produção já está definida e o estudo envolve a avaliação de estratégias de gerenciamento, as demais etapas utilizando outros modelos representativos dos reservatórios utilizariam a mesma premissa, considerando as incertezas geológicas, econômicas e técnicas.

Embora este trabalho se limite a aplicação de apenas uma das etapas desta metodologia, de forma determinística, é essencial salientar a necessidade da expansão do estudo a outros cenários para que se possa consolidar os resultados obtidos e balizar a tomada de decisão quanto às estratégias de gerenciamento.

3.2 Gerenciamento integrado

Até meados dos anos 1970 considerava-se que a engenharia de reservatórios era a principal técnica responsável pelo gerenciamento da produção de um campo. Técnicas computacionais foram sendo valorizadas para que amplos estudos de engenharia fossem considerados durante os estudos a respeito da produção de um reservatório. Na década seguinte a sinergia entre os estudos de geociências e engenharia para um melhor entendimento do comportamento da produção passou a ter mais importância, sendo enfatizado por Craig et al (1977) que mostraram a relevância de se ter uma boa caracterização geofísica, geológica e de fluxo para os estudos de um reservatório. O avanço computacional auxiliou na inclusão de mais dados nos estudos, incluindo cada vez mais detalhes geológicos e de fluidos nos modelos criados.

Ao longo dos anos a atividade de gerenciamento de reservatórios amadureceu ao ponto de integrar não apenas a engenharia de reservatórios e a geociências, mas também outras disciplinas como operação, elevação de fluidos, perfuração de poços, envolvendo também outras áreas do conhecimento como gestão, ambiental, econômica e jurídica (Thakur, 1996).

O desenvolvimento de projetos dos campos de óleo e gás ao redor do mundo está se tornando cada vez mais complexo, principalmente em cenários marítimos com grande restrição de infraestrutura de operação, exigindo dos profissionais envolvidos no gerenciamento de projetos uma visão mais ampla dos cenários de produção.

Um novo conceito de desenvolvimento e gerenciamento de campos de petróleo e gás está sendo implantado em diversas companhias do mundo. Este se baseia no princípio de que decisões tomadas de forma integrada e rápida permitem, no curto prazo, uma redução de custos operacionais e, no longo prazo, um incremento da recuperação final.

As equipes envolvidas no planejamento das operações de produção têm estado cada vez mais participativas com as áreas afins, integrando análises e decisões, não apenas na etapa do desenvolvimento, mas também no gerenciamento da produção, muitas vezes em tempo real.

UEPs produzindo de diferentes reservatórios, muitas vezes com características muito distintas, e malhas de escoamento de gás unindo a produção de diferentes unidades trouxeram ao gerenciamento do reservatório novas condições a serem incorporadas aos estudos, além das já trabalhadas incertezas geológicas e dinâmicas. A explotação destes reservatórios deve considerar as condições de contorno dos sistemas produtivos e de escoamento, além das possíveis influências de outros reservatórios. A maneira simplificada como as condições operacionais eram tratadas inicialmente nos estudos de reservatórios passaram a impactar os

resultados das previsões de produção, mostrando a necessidade de abordar estas condições de contorno de forma integrada aos estudos.

Idealmente, a definição de estratégias de gerenciamento de um campo, considerando as limitações operacionais, deve ser feita na fase de projeto de desenvolvimento, o que nem sempre se realiza. A rapidez com que muitos projetos são implantados, aliada às alterações de planejamentos, entrada em produção de novos campos recém-descobertos, mudanças nos sistemas de superfície e subsuperfície, além da realização de curvas de produção muitas vezes diferentes das planejadas, resulta na necessidade de novas estratégias repensadas para novos cenários de produção.

O gerenciamento de um reservatório que não está sujeito a limitações operacionais é simplificado pelo fato de se poder explorar seu potencial máximo, sempre pensando no melhor equilíbrio entre a máxima recuperação de hidrocarbonetos e a maior rentabilidade financeira do projeto. Situações com restrições operacionais levam os profissionais envolvidos no gerenciamento da produção a repensar as estratégias, considerando situações de curto prazo, e reavaliar o equilíbrio entre produtividade e a rentabilidade do projeto no longo prazo. Quando se trabalha com mais de um reservatório produzindo para uma mesma UEP a análise das consequências se torna mais complexa, já que cada decisão os impacta diretamente. Desta forma, o gerenciamento dos reservatórios passa a ser integrado, considerando a cada momento o impacto das decisões em cada um deles.

A escolha de estratégias de gerenciamento de um reservatório em produção baseia-se inicialmente na melhor forma de recuperar os hidrocarbonetos presentes em todo o volume rochoso. Através de variações de vazões de produção de cada poço produtor e de vazões dos poços injetores, pode-se obter diferentes fatores de recuperação (FR) dos fluidos, bem como diferentes rentabilidades, avaliadas através do VPL. Trabalhando-se com gerenciamento integrado de dois reservatórios todos estes fatores devem ser avaliados simultaneamente para cada reservatório.

3.3 Métodos de integração

Cenários complexos como múltiplos reservatórios ligados a instalações de produção (poços, sistema de produção e malhas de escoamento) que geram restrições de produção e injeção podem ser estudados de diferentes maneiras. As mais utilizadas são: com modelos segregados considerando-se rateio manual entre cada reservatório diante das condições do modelo de produção; utilizando-se de um único modelo integrado de simulação; ou com

diferentes modelos segregados e integrados através de acoplamento externo entre os simuladores. Estas três soluções computacionais de integração entre modelos de reservatório, sistemas de poços e sistemas de produção são classificadas respectivamente em forma desacoplada, acoplada implicitamente e acoplada explicitamente (Magalhães, 2005 e Bento, 2010).

Cada método de estudo apresenta suas características e a comparação entre eles já foi foco de diferentes trabalhos na área de engenharia de petróleo. Segundo Cotrim (2012), o método desacoplado, com rateio de vazões manual, apesar de ser mais simples, apresenta resultados aproximados e pode não caracterizar devidamente o problema. A integração de diferentes modelos em um único modelo de simulação através do acoplamento implícito, além de requerer uma nova modelagem, demanda um grande esforço computacional, muitas vezes forçando a simplificações no modelo que podem trazer perdas significativas na caracterização geológica. O acoplamento explicito, com uso de uma ferramenta externa como interface de integração de modelos isolados de reservatórios e de sistemas de produção permite o controle simultâneo da simulação dos diferentes modelos, submetendo automaticamente o rateio das vazões dos poços dos diferentes reservatórios de acordo com as restrições do sistema de produção.

As primeiras publicações sobre simulação acoplada entre reservatório e sistema de produção são da década de 1970. Dempsey et al (1971) foram os primeiros a publicar sobre o tema, um estudo sobre o acoplamento do sistema de produção a um campo de gás. Startzman et al (1977) e Emmanuel e Ranney (1981) estenderam o modelo para reservatórios de óleo. Desde então, surgiram inúmeros trabalhos com o objetivo de integrar o sistema de produção e reservatório e avaliar a aplicabilidade em casos distintos.

A modelagem integrada de superfície e subsuperfície tem mostrado um impacto crítico no desenvolvimento e otimização de projetos de exploração de petróleo, segundo Ghorayeb et al (2003). Modelos integrados são requisitados para analisar apropriadamente a interação de pressão entre um reservatório e uma rede de escoamento restringida ou predizer o comportamento de vários campos que podem ter várias composições de fluidos escoando para uma mesma unidade de produção ou malha de escoamento.

Ao tratar conjuntamente estes dois sistemas a demanda computacional aumenta consideravelmente e este é um fator de suma importância na maioria dos estudos. Enquanto o principal objetivo é obter resultados de simulação mais fiéis à realidade, deve-se também otimizar o esforço computacional e tempo gasto nas simulações.

O trabalho de Schiozer e Aziz (1994) propôs acoplar o sistema de produção e o reservatório, através do uso do domínio decomposicional, aumentando a exatidão dos resultados e diminuindo o tempo de simulação. No modelo de interface entre reservatório e sistema de produção apresentado, são usados subdomínios próximos dos poços e o restante do reservatório é simulado com técnicas convencionais.

Para casos em que se pretende acoplar a simulação de vários reservatórios, isolados entre si, explorados conjuntamente por um sistema de produção único, Haugen e Holmes (1995) apresentaram uma solução a qual chamaram de *Reservoir Coupling* (RC). Trabalha-se com modelos de simulação separados para cada reservatório, rodados em processos separados, porém acoplados por um processo "mestre" dirigido pelo sistema de produção global e injeção do campo. A comunicação entre as simulações é feita pelo *Parallel Virtual Machine* (PVM), resultando em simulações rodadas paralelamente em estações separadas. No entanto, este modelo não possui bons resultados para casos em que os reservatórios são acoplados por uma comunicação de subsuperfície, como um aquífero, por exemplo.

Hohendorff Filho (2012) avaliou a robustez do acoplamento explicito entre a simulação de reservatório e sistema de produção, provando a eficiência do método quanto à integração dos modelos e consistência na previsão da produção. Utilizou em seu estudo uma ferramenta de controle de interfaces desenvolvida pelo próprio, em que o local de acoplamento é o fundo do poço, de onde as curvas de IPR (*Inflow Performance Relationship*) por fase de fluido (óleo, gás e água) para cada poço são geradas e fornecidas para o programa acoplador pelo simulador de reservatórios no início de cada passo de tempo da rodada acoplada. Se o uso do simulador do sistema de produção for solicitado ao programa acoplador, o sistema de produção é balanceado comparando as curvas de IPR com as curvas de TPC (*Tubing Performance Curve*) de cada poço, num processo interno dentro do simulador de sistema de produção, de modo a obter a nova estimativa da condição de operação (pressão de fundo e vazões de fluidos) do respectivo poço que equilibra a pressão em todos os pontos do sistema de produção. Conforme Fanchi (2006), ao relacionar as curvas de IPR e TCP consegue-se uma relação funcional entre a vazão de produção do reservatório medida em condições de superfície e a pressão de fundo de poço, considerando as condições requeridas.

Cotrim (2012) também utilizou a ferramenta desenvolvida por Hohhendorff Filho (2011) para o estudo do acoplamento explícito de múltiplos reservatórios produzindo para um mesmo sistema de produção sujeito a restrições. Com o objetivo de comparar diferentes métodos de integração de modelos de superfície e subsuperfície, foram testadas estratégias de alocação de

vazões de poços utilizando comandos específicos de simuladores comerciais (IMEX, da CMG) e uma rotina específica desenvolvida para o estudo, denominada RAV (Rotina de Alocação de Vazão). Entre suas conclusões, destaca-se a preferência pelo acoplamento explícito simplificado em casos mais complexos de múltiplos reservatórios, para que não seja necessária a simplificação dos modelos de reservatórios. Além disso, a flexibilidade em desenvolvimento de rotinas específicas de locação de vazões permite avaliar outras estratégias de gerenciamento que não são contempladas por simuladores convencionais.

Com base nos trabalhos anteriormente realizados com métodos de integração de modelos de reservatórios e sistemas de produção, optou-se por utilizar a modelagem integrada com acoplamento explicito para a realização do presente estudo. A escolha tem como objetivo avaliar diferentes estratégias de gerenciamento da produção em um cenário de produção de dois reservatórios isolados com características distintas para um mesmo sistema de produção com restrições operacionais. A utilização de um acoplador como interface de troca de informações entre os simuladores de reservatórios e de sistema de produção permite combinar simuladores distintos (Hohendorff e Schiozer, 2014), além de permitir maior flexibilidade no gerenciamento (Cotrim et al, 2011), extrapolando possibilidades de estratégias convencionais definidas pelos simuladores comerciais de reservatórios.

3.4 Impacto das restrições operacionais na produção

A necessidade de se integrar o estudo das facilidades de produção e dos reservatórios é resultado da situação em que as condições de um afetam o comportamento de outro. Este impacto foi tema de estudos específicos na área de engenharia de reservatórios.

Os primeiros estudos realizados para avaliar a influência das restrições operacionais no desempenho do reservatório durante todo seu ciclo de produção utilizaram modelos em que o acoplamento entre o sistema de produção e o reservatório é considerado parcial. Neste caso, algumas condições operacionais são consideradas de maneira simplificada dentro do próprio simulador de reservatórios.

Magalhães (2005) publicou os resultados da comparação entre as simulações que consideram ou não as restrições operacionais desde o início do estudo do desenvolvimento da produção de um reservatório. Partindo de um mesmo modelo de simulação base o objetivo era traçar a melhor estratégia de produção em um caso em que as restrições operacionais eram premissas de projeto e em um caso onde as restrições não eram inicialmente consideradas.

A primeira análise foi feita comparando os resultados destes modelos. Caso os resultados divergissem substancialmente (em termos de recuperação e retorno econômico) concluía-se que as restrições operacionais influenciavam significativamente na escolha da estratégia de produção e consequentemente no retorno do projeto. A segunda análise neste estudo foi feita com uma segunda etapa de simulação, onde o modelo otimizado sem utilizar as restrições operacionais como dado de entrada foi simulado novamente, desta vez utilizando as restrições operacionais desde o início da produção.

A comparação entre os resultados mostrou que a depender das características do reservatório o retorno do projeto pode ser bem diferente quando submetido a restrições operacionais distintas das inicialmente consideradas, mantendo-se a mesma estratégia de produção inicialmente definida.

O avanço computacional agregou precisão e agilidade ao processo de modelagem dos sistemas, sendo possível simular o desempenho de problemas mais complexos que incorporem as restrições operacionais utilizando novas ferramentas de acoplamento. Bento (2010) avaliou as influências das restrições operacionais nos resultados das simulações de reservatório comparando os diferentes tipos de acoplamento entre sistema de produção e reservatórios. Foram analisadas duas restrições operacionais: perda de carga nas linhas de produção e limitação no escoamento do gás. Suas conclusões mostram que estes tipos de restrições têm impacto nas definições das variáveis de projeto, como locação e número de poços e que quanto maiores os limites operacionais maiores os impactos na definição das estratégias de produção.

Santos (2017) considerou em seu trabalho o impacto da definição de estratégias de gerenciamento na produção de um reservatório sujeito a condições operacionais limitantes. Uma das conclusões de seu estudo é que em casos com limitações operacionais a otimização do gerenciamento das variáveis de controle (G2) pode mitigar perdas vindas de uma solução subótima da escolha das variáveis de projeto (G1).

3.5 Gerenciamento das restrições operacionais nas simulações computacionais

Os limites determinados para a produção devem ser incluídos nas simulações de fluxo dos reservatórios, preferencialmente desde o início do projeto de desenvolvimento do campo, já que apresentam grande influência na definição das estratégias de produção (Handels et al, 2007). A inclusão destas condições de contorno nos simuladores pode ser feita determinando grupos e especificando os limites aos quais cada grupo deve se submeter. Em casos de limites de volume de produção de algum fluido, caso o potencial do grupo extrapole o limite

determinado, a produção total do grupo deve ser reduzida e uma regra para esta redução deve ser estabelecida.

O Simulador de reservatórios IMEX da CMG na versão 2014 utiliza como padrão o rateio de vazões dos poços de um mesmo grupo através da opção *IP, que determina a alocação de vazões entre os poços de acordo com seus potenciais instantâneos do fluido limitante de um determinado grupo. A definição deste potencial instantâneo inicialmente baseia-se nas restrições operacionais do poço, as *constrains*[6] do modelo de simulação, desconsiderando em um primeiro momento as restrições do grupo. Após avaliar a restrição do grupo e concluir que os poços não poderão produzir todos em seu potencial, a vazão total do grupo deve ser reduzida. Segundo o método, todos os poços sujeitos à limitação do grupo produzem com uma mesma fração das respectivas vazões máximas do fluido limitante, somando o valor máximo do grupo. O *software* dispõe de outros métodos de alocação de vazões de poços sujeitos a restrições de grupos, possibilitando a criação de regras de priorização, colocando os poços em ordem de prioridade. Utilizando a opção *PRIOR-FORM é possível selecionar uma estratégia de gerenciamento de grupo de poços de um mesmo modelo de simulação de acordo com a prioridade estabelecida pelo usuário. Pode-se priorizar, por exemplo, a produção de poços com menor RGO (Razão Gás/Óleo) ou com menor BSW, a depender da limitação imposta pelo sistema de produção. Cotrim (2012) demonstrou em estudo de caso com reservatórios sujeitos a restrição de produção de gás que a utilização de rotina de alocação de vazão (RAV) diferenciada resulta em maior rentabilidade que o uso de estratégia padrão de gerenciamento proposta pelo simulador comercial. Assim, cada caso de restrição deve ser avaliado individualmente para que uma regra de priorização seja criada e assim a produção otimizada.

Trabalhando com mais de um modelo de simulação de forma integrada, o gerenciamento proposto pelo *software* passa a não atender, já que o grupo de poços a ser gerenciado extrapola o modelo de simulação de cada reservatório. Desta forma, a rotina de alocação deve ser aplicada externamente ao simulador, por uma interface externa, para que poços de diferentes modelos se submetam a mesma regra de grupo sem exceder as limitações a cada passo da simulação. A utilização do rateio manual de vazões realizado em simulações desacopladas é mais imprecisa e empírica, enquanto a simulação acoplada de maneira explícita permite que uma ferramenta execute as regras de alocação simultaneamente em modelos de reservatórios distintos, a cada passo de tempo da simulação.

[6] As *constrains* são as regras operacionais definidas para cada poço, como máximas vazões ou mínimas pressões.

3.6 Rotina de alocação de vazão em sistemas restritos

Como a função da rotina é adequar as vazões dos poços às restrições operacionais impostas pelo sistema de superfície, quando há ausência de limitações de vazão a mesma não precisa ser executada, ainda que esteja implementada na simulação. Assim como todas as etapas necessárias à definição de operação dos poços, a rotina é acionada a cada passo de tempo integrado, ou seja, a cada interação entre reservatórios e programa acoplador, mas sua atuação é requerida apenas quando há limitação no grupo dos poços.

A ferramenta acopladora desenvolvida por Hohendorff Filho (2012) aplica a rotina de alocação de vazões na medida que, durante as etapas do acoplamento explícito, as informações de produção de cada reservatório e do sistema de produção são avaliadas conjuntamente, a cada passo de tempo de simulação, e encontram restrições quanto aos parâmetros de produção estabelecidos para cada um dos sistemas.

Para que a rotina seja aplicada são consideradas algumas premissas em relação ao sistema de produção: a existência de um regulador de vazão por poço, com abertura variável que pode fornecer as diferenças de vazão e pressão necessárias para equilibro da rede de escoamento; a possibilidade dos poços produzirem abaixo de seus limites individuais estabelecidos, evitando assim aberturas e fechamentos de poços; considera-se que as restrições nas vazões não impactam significativamente as velocidades de escoamento dos fluidos dentro da tubulação, mantendo-as suficientes para evitar problemas no escoamento de fluidos na tubulação. Todas estas premissas foram consideradas no presente estudo.

Cotrim (2012) implementou através da ferramenta acopladora desenvolvida por Hohendorff (2012) uma rotina de alocação baseada na relação entre as vazões dos diferentes fluidos de cada poço (óleo, água e gás), inspirada na regra de priorização diferenciada do IMEX (CMG). A depender da escolha de coeficientes relacionados a cada uma das grandezas (vazões dos diferentes fluidos), a priorização para cada tipo de restrição leva ao aumento ou diminuição das vazões de cada poço. Cada poço passa a produzir uma fração da vazão máxima proporcionalmente aos respectivos valores de prioridade dos poços.

Hohendorff Filho (2012) atualizou a ferramenta acopladora, implementando novos parâmetros na rotina de alocação de vazão, denominada Rotina *WellPrior.*

Para o presente estudo, com base nas rotinas anteriores, novos parâmetros foram acrescidos, permitindo aplicar mais regras diferenciadas no tratamento dos poços que excedam a vazão de rateio, conforme equação 3.1:

$$WP = \left(\frac{A1*Q_o+A2*Q_g+A3*Q_w+A4*Pbl+A5*Pwf}{B1*Q_o+B2*Q_g+B3*Q_w+B4*Pbl+B5*Pwf+B6}\right)^N \quad 3.1$$

onde:
WP - fator de priorização do poço
A(i), B(i) , i - (1, 2, 3, 4, 5): coeficientes de interação definidos pelo usuário
N -fator de amplificação/atenuação da prioridade
B6 - termo independente
P_{bl} e P_{wf} - pressões do bloco e de fundo de poço, respectivamente
Q_o, Q_g e Q_w - vazões de óleo, gás e água produzidas pelo poço, respectivamente.

A escolha dos coeficientes define as grandezas que serão utilizadas no ranqueamento dos poços que terão suas vazões penalizadas, de acordo com as restrições impostas pelo sistema. A depender da penalização definida pode-se otimizar a produção de um tipo de fluido definido, resultando em um melhor retorno do projeto.

As lógicas das rotinas de alocação estão detalhadas no APÊNDICE A

3.7 Procedimento de controle de variáveis

Conforme descrito anteriormente, o gerenciamento das variáveis de controle basicamente consiste em manipular abertura de válvulas de poços, que impactam na restrição de vazão ou até mesmo no fechamento de poços. Para se definir como se dará este controle é preciso avaliar as variáveis de monitoramento e optar pela forma de controle que será aplicada.

3.7.1 Controle proativo e reativo

As duas formas de controle das variáveis são a proativa e a reativa. O controle reativo parte do princípio da tomada de decisões após um determinado acontecimento ter sido notado. Já no controle proativo a tomada de decisão ocorre para evitar que determinado evento ocorra.

Pinto et al (2012) discorreram sobre as diferentes formas de controle, além do controle combinado entre elas. O controle reativo ocorre, por exemplo, no fechamento de um poço após a erupção de água, atingindo um limite previamente determinado. Este tipo de evento é indesejado e geralmente irreversível, a ‘perda’ de um poço pode trazer consequências negativas para a otimização de um projeto. No entanto a aplicação deste tipo de controle requer um menor esforço computacional, já que a decisão está atrelada a avaliação de poucas variáveis em um dado passo de tempo da simulação. Em estudos probabilísticos a aplicação desta forma de controle se mostra mais prática, já que independe das características dos modelos de simulação

e estão atreladas a eventos que podem ocorrer em diferentes situações em cada modelo representativo.

O controle proativo se baseia em definições que evitem a ocorrência de algum evento indesejado como, por exemplo, reduzir a vazão de produção de algum poço que esteja com a pressão de fundo próxima da pressão de bolha do fluido, evitando assim a segregação de fluidos dentro do reservatório. Este tipo de controle normalmente fornece soluções otimizadas de gerenciamento em modelos determinísticos, no entanto tem aplicabilidade dificultada em modelos probabilísticos, além de demandar esforço computacional muito superior ao método reativo (Pinto et al, 2012).

A aplicação da rotina de alocação de vazão é um controle reativo da produção, pois são considerados os parâmetros atuais dos poços para o cálculo de prioridade instantânea e antes da ocorrência de algum efeito esperado nenhuma ação é tomada. As priorizações são modificadas de acordo com as características já deflagradas na produção de cada poço. Apenas como exemplo, no cenário de restrição ao líquido, em que o objetivo é reduzir o corte de água (WCT) médio de produção, antes do momento da irrupção de água nenhum poço é priorizado, pois todos possuem corte de água nulo. Por outro lado, nos métodos denominados proativos, é feita análise das vazões de produção antes da irrupção de água e também o controle das vazões de injeção e locação dos poços injetores.

4 METODOLOGIA

O procedimento escolhido para o estudo foi o acoplamento explícito dos modelos de simulação, considerando cada reservatório modelado e simulado separadamente, utilizando a ferramenta de controle de interfaces CORAL, inicialmente desenvolvida por Hohendorff Filho (2011). As regras de gerenciamento foram desenvolvidas e aplicadas através da interface, portanto para cada alternativa estudada não foram feitas mudanças diretamente nos modelos de simulação.

4.1 Metodologia Global

A sequência do trabalho se deu da seguinte forma:

1. Preparação dos modelos de simulação de cada um dos reservatórios;
2. Verificação e validação das estratégias de produção pré-definidas;
3. Partindo de estratégia de produção já definida os modelos foram rodados separadamente considerando sua produção isolada para a UEP, com o objetivo de verificar o potencial de cada reservatório submetidos às condições operacionais da UEP e avaliar parâmetros de desempenho de cada um separadamente;
4. Definição das regras de gerenciamento a serem aplicadas e avaliadas;
5. Implementação de algoritmos na ferramenta acopladora para a criação das regras de gerenciamento;
6. Simulações integradas dos reservatórios submetidos às diferentes alternativas de gerenciamento escolhidas, em três diferentes procedimentos;
7. Análise e comparação dos resultados das simulações de fluxo de forma global e de cada reservatório; e
8. Análise econômica de cada alternativa simulada.

4.2 Procedimentos

Diante da situação a ser gerenciada, foram aplicados três diferentes procedimentos de atuação nas variáveis de controle da produção. Basicamente, a produção de ambos os reservatórios deve honrar as restrições do sistema de superfície, seguindo diferentes regras de priorização de produção.

Para cada procedimento os resultados foram comparados em termos de recuperação de fluidos (N_p) e do retorno financeiro do projeto em valor presente líquido (VPL). As premissas

econômicas foram mantidas iguais para cada caso, com valorações diferenciadas para cada tipo de fluido dos reservatórios.

A aplicação dos três procedimentos ocorreu de forma isolada e, posteriormente combinada. Cada procedimento foi aplicado em casos definidos e ocorreu também a aplicação de procedimentos combinados em um mesmo caso, conforme explicitado no capítulo de aplicações.

4.2.1 Procedimento 1: regras de alocação de vazão

Dadas as restrições na produção de gás associado e água, as vazões dos poços foram restritas de acordo com prioridades pré-estabelecidas através do método de priorização *WellPrior*. Neste caso foram utilizadas as rotinas *GasWellPrior* e *WaterWellPrior*.

Para uma dada estratégia de gerenciamento selecionada, a definição do fator de priorização de cada poço permitiu ranquear a prioridade de produção por poço, impactando sua produção individual, a produção do reservatório, e do conjunto de reservatórios. Este mesmo procedimento foi realizado com base em diferentes estratégias de gerenciamento e os resultados comparados em termos de reservatório e de projeto (conjunto de reservatórios).

4.2.2 Procedimento 2: regras de substituição de poços

No cenário com sistema de produção restrito, sem capacidade para produção simultânea de todos os poços, tanto por limite de vazão total como por quantidade limitada para interligação dos mesmos, o fechamento dos poços com menor retorno para substituição por outro novo se faz necessária. As regras de substituição estabelecem gatilhos para o fechamento dos poços e posterior abertura de novos poços, com ordem pré-estabelecida de acordo com a estratégia de produção já otimizada. Com a utilização do acoplador a mesma regra pode ser aplicada a ambos os reservatórios simultaneamente, permitindo por exemplo que o poço de um reservatório seja substituído por um novo poço de outro reservatório.

4.2.3 Procedimento 3: regra de redução de diferencial de pressão

Utiliza-se uma regra de curto prazo para gerar ganho de longo prazo. Diante da necessidade de reduzir a produção individual dos poços para honrar a vazão máxima do grupo (sistema de produção), aplicou-se regras de redução de diferencial de pressão no reservatório através da diminuição da vazão de determinados poços. A aplicação consiste na avaliação do diferencial entre pressão de fundo de poço e do setor em que ele está localizado na malha do

modelo de simulação, estabelecendo um valor limite para que a produção se mantenha. Ultrapassado o limite estabelecido, a vazão de determinado poço é reduzida.

5 APLICAÇÃO

A aplicação das diferentes estratégias de gerenciamento da produção ocorreu simultaneamente em dois modelos de simulação de reservatórios, através do acoplamento explícito entre os modelos. Os modelos dos reservatórios utilizados têm características próprias, expostas neste capítulo, e as aplicações das alternativas de estratégias de gerenciamento partem de premissas distintas, detalhadas a seguir.

5.1 Modelos de simulação utilizados no estudo

5.1.1 Reservatório I - Tipo pós-sal

O primeiro reservatório utilizado no estudo é baseado no *benchmark* UNISIM-I, um modelo de simulação de referência criado pelo grupo UNISIM e desenvolvido com o objetivo de auxiliar estudos na área de engenharia de reservatórios. A partir de uma malha fina de alta resolução com 3,5 milhões de blocos criou-se o modelo UNISIM-I-R, onde dados geológicos obtidos a partir de perfis de poços, de testemunhos, sísmica 2D e 3D fornecidos pela ANP, além de dados de eletrofácies cedidos pela Petrobras foram incluídos. Este modelo sintético é baseado no campo de Namorado da Bacia de Campos, um arenito turbidítico. Maiores detalhes a respeito da concepção do modelo podem ser verificados em Avansi et al, 2015.

Este trabalho utiliza o modelo determinístico E9 do UNISIM-I-D (Avansi e Schiozer, 2013), modelo tridimensional gerado a partir do UNISIM-I-R, com 81X58X20 blocos de dimensões 100X100x8 metros. Dos 93.960 blocos, 33.360 são ativos no modelo utilizado; mais da metade dos blocos é colapsado (‘*pinch-out*’) no modelo geológico.

Os valores médios das características de rocha estão sintetizados na Tabela 5.1, assim como os principais dados de fluido e do reservatório. Somente um tipo de rocha é considerado para o modelo e uma única especificação de fluido, cuja interação ocorre de acordo com o apresentado na Figura 5.1.

Tabela 5.1 - Propriedades médias de rocha e características do Reservatório I

Porosidade (%)	Permeabilidade horizontal (mD)	NTG	Net Pay (m)	Pressão Inicial (kgf/cm²)	Temperatura (°C)	API do óleo (°)	P_{sat} (kgf/cm²)	VOIP (Milhões m³)
15	181	0.76	120	330	80	28	210	137

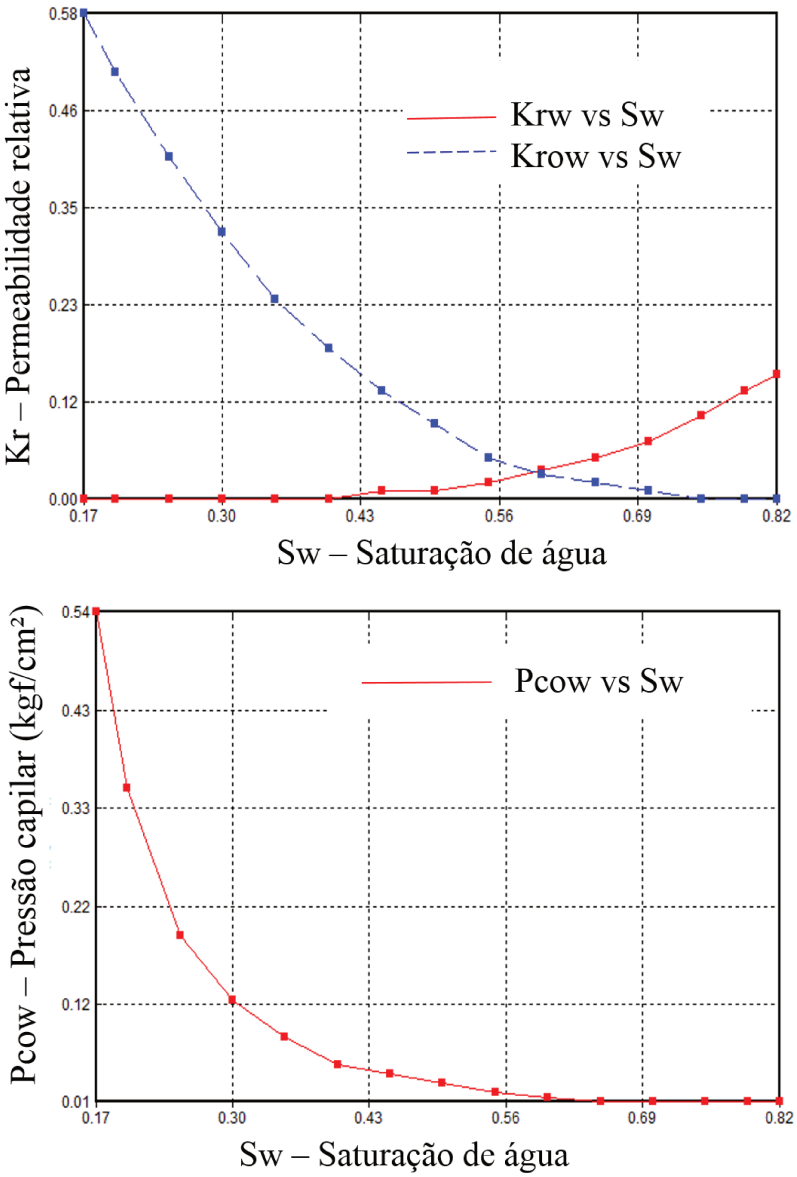

Figura 5.1 - Interação rocha-fluido do Reservatório I

O modelo utiliza um histórico de produção de 4 anos e 4 poços verticais. A produção destes 4 poços ocorre de janeiro/2009 a janeiro/2013. Os 4 poços verticais do período de histórico são nomeados como NA1A, NA2, NA3D e RJS19, representados na Figura 5.2 e as datas da simulação estão na Tabela 5.2

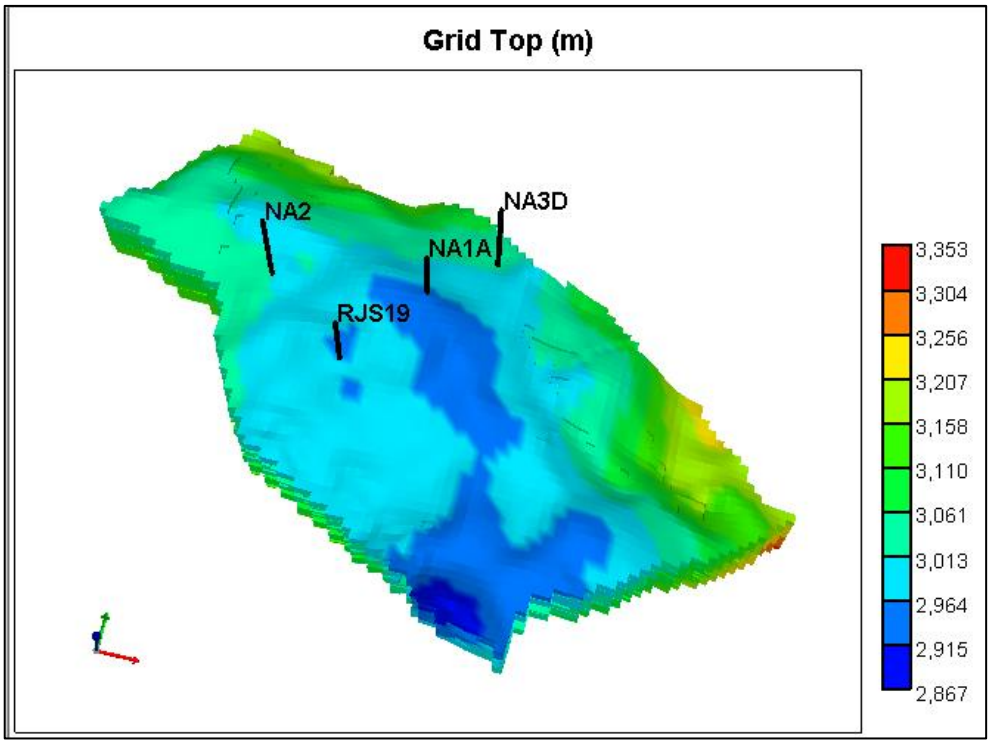

Figura 5.2 - Mapa estrutural 3D do Reservatório I com os 4 poços do histórico

Tabela 5.2 - Datas da simulação do modelo do Reservatório I

	Datas
Início simulação/início período de histórico	01/01/2009
Final do histórico	01/01/2013
Intervalo para perfuração dos poços	2013-2014
Início previsão da produção	01/02/2014

A estratégia de produção contempla 12 novos poços produtores, além dos 4 poços do histórico. Destes 4 apenas um deles (NA1A) é recompletado (IL_NA1A) e produz durante o período de previsão da produção. São contemplados também 7 poços injetores, locados de acordo com a quantidade de poços produtores após um processo de otimização (Gaspar et. al, 2016). Além dos poços de histórico apenas os poços PROD006 e PROD007 são verticais; os demais produtores e injetores são horizontais. A Figura 5.3 mostra o posicionamento dos poços; A Tabela 5.3, a Tabela 5.4 e a Tabela 5.5 mostram as principais informações sobre os poços.

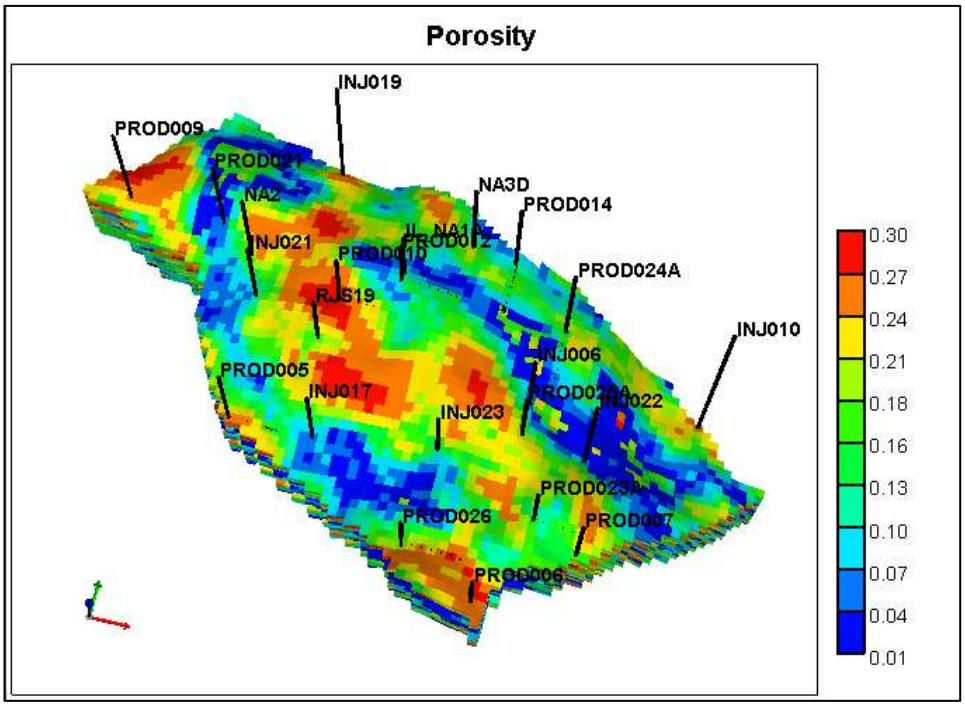

Figura 5.3 - Mapa 3D de porosidade e localização de todos os poços do Reservatório I

As especificações da UEP foram definidas levando em consideração a quantidade de líquido a ser produzida, de água a ser injetada e o investimento a ser realizado. As capacidades estão especificadas na Tabela 5.6

Tabela 5.3 - Informações dos poços produtores horizontais do Reservatório I

Parâmetros	Poços Produtores Horizontais	PROD005	PROD009, PROD010, PROD021, PROD023A	PROD012	PROD014, PROD024A	PROD025A	PROD026
Parâmetros Operacionais	Q_{l_min} (m^3/dia)	20					
	Q_{l_max} (m^3/dia)	1500	2000	1750	2000	2000	1200
	min_BHP (kgf/cm^2)	190					
	RGO_{max}(m^3/ m^3)	200					
	W_{cut_max} (%)	0.9	0.9	0.9	0.95	0.85	0.85
	Eficiência (%)	0.91					
Características dos poços	Raio do poço (m)	0,072					
	Fator geométrico	0,37					
	Fator *skin*	0					

Tabela 5.4 - Informações dos poços produtores verticais do Reservatório I

Parâmetros	Poços Produtores Verticais	PROD006	PROD007	IL_NA1A
Parâmetros Operacionais	Q_{l_min} (m^3/dia)	20		
	Q_{l_max} (m^3/dia)	900	2000	1750
	min_BHP (kgf/cm^2)	190		
	RGO_{max}(m3/ m3)	200		
	W_{cut_max} (%)	0.9	0.95	0.80
	Eficiência (%)	0.91		
Características dos poços	Raio do poço (m)	0,156		
	Fator geométrico	0,37		
	Fator *skin*"	0		

Tabela 5.5 - Informações dos poços injetores horizontais do Reservatório I

Parâmetros	Poços Injetores Horizontais	INJ006, INJ010, INJ019, INJ021, INJ022	INJ017	INJ023
Parâmetros Operacionais	Q_{wi_max} (m^3/dia)	5000	2500	4500
	max_BHP (kgf/cm^2)	350		
	Eficiência (%)	0.98		
Características dos poços	Raio do poço (m)	0,072		
	Fator geométrico	0,37		
	Fator *skin*	0		

Tabela 5.6 - Especificações da unidade de produção dimensionada para o Reservatório I

Especificação UEP	Capacidade
Q_{o_max} (m^3/d)	20150
$Q_{w\text{-}max}$ (m^3/d)	9765
Q_{l_max} (m^3/d)	20150
Q_{wi_max} (m^3/d)	28210
Eficiência (%)	100

A UEP foi inicialmente especificada para a produção deste único reservatório, com base em previsões de produção da fase de estudos. No entanto para o presente trabalho a UEP será utilizada para a produção simultânea do mesmo e do segundo reservatório, não previsto inicialmente no projeto.

5.1.2 Reservatório II - Tipo pré-sal

O segundo reservatório utilizado neste estudo é representativo de um reservatório tipo pré-Sal, com características geológicas e de fluxo sensivelmente distintas do reservatório tipo pós-Sal que produzirá para a mesma UEP. O modelo baseia-se no *benchmark* UNISIM-II também gerado pelo grupo de pesquisas UNISIM. A seguir serão expostas as principais características do modelo, que podem ser obtidas de forma mais detalhada em Correia et al, (2015).

Para a geração do modelo de simulação utilizado neste estudo foi inicialmente desenvolvido um modelo de referência UNISIM-II-R baseado em dados de domínio público disponíveis e que representassem as tendências dos principais reservatórios carbonáticos brasileiros. A intenção do grupo de pesquisa que desenvolveu o modelo era justamente suprir uma crescente necessidade por modelos sintéticos de simulação que reproduzissem as características de fluxo do pré-sal para o desenvolvimento de pesquisa em simulação de reservatório.

Um dos maiores desafios na modelagem de reservatórios deste tipo é representar as heterogeneidades que impactam diretamente o comportamento de fluxo no reservatório. Os reservatórios são não-convencionais, bastante heterogêneos, com poucos dados de histórico e poucos campos análogos no mundo, gerando elevadas incertezas. Muitas destas incertezas estão relacionados com a distribuição de fácies, conexão hidráulica e existência de camadas de alta permeabilidade, chamadas de *Super-k*. O termo *Super-k* foi primeiro introduzido para o campo de Ghawar e está relacionado com camadas muito finas com porosidade e permeabilidade elevada.

O modelo de referência é bem refinado a fim de garantir um elevado nível de detalhes geológicos. Baseia-se em uma combinação de características do pré-sal e informações do campo de Ghawar, dado que seus eventos diagenéticos e características de fluxo são similares as do pré-sal. Os dados geológicos e de interação rocha/fluido combinam informações de reservatório tipo pré-sal, informações do campo de Ghawar, informações de um reservatório de carbonato real e dados sintéticos. O modelo se caracteriza por uma alta heterogeneidade vertical da permeabilidade, contendo camadas finas de alta permeabilidade e fraturas que podem proporcionar altas vazões sem indicação de barreiras.

A modelagem estrutural é baseada em dados de um reservatório de carbonato real, representando um reservatório que está em uma profundidade de 5.000 a 5.500 m do nível do mar. O modelo de referência tem dimensões de 5000x5000x150 me é composto por 16 falhas

criadas por uma modelagem sintética, com tamanho de célula 50x50X1m permitindo a caracterização das camadas mais finas de alta permeabilidade (*Super-k)*. Posteriormente, para a geração do modelo de simulação de maior escala (Figura 5.4), foi realizado um *'upscaling'* e, mantendo a mesma grade, o tamanho das células passou para 100x100x8 m, sem que as heterogeneidades fossem impactadas. O modelo de simulação conta com 95.220 blocos, sendo 42.353 ativos.

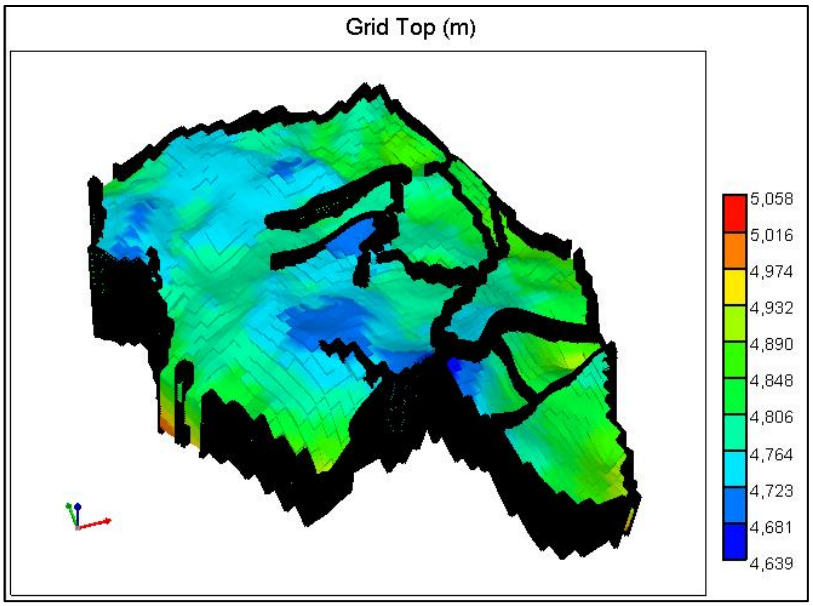

Figura 5.4 - Mapa estrutural 3D do Reservatório II

A distribuição de fácies combina tendências de um modelo geológico de carbonato real e dados sintéticos. Basicamente o campo é composto por quatro fácies: provenientes de ambientes geológicos de alta energia (Fáceis 1); de energia média caracterizada por propriedades médias a boas (Fácies 2); unidade de baixa energia que seriam as zonas 'não reservatório'; e as camadas *Super-k*, distribuídas aleatoriamente no modelo

A modelagem *Super-k* é feita separadamente por causa de sua origem posterior relacionada a eventos diagenéticos. Estas fácies se estendem por aproximadamente 1000 m na horizontal com espessura média vertical de 2 metros. Dada a sua distribuição aleatória, estas camadas não estão totalmente ligadas. No entanto, a matriz e as fraturas suportam a conectividade entre elas, assim como ocorre no campo de Ghawar. Tendo em conta uma possível cimentação durante os eventos diagenéticos, um grupo de camadas finas de não-reservatório é também considerado e nomeado Super-NR. A distribuição das fácies é observada na Figura 5.5.

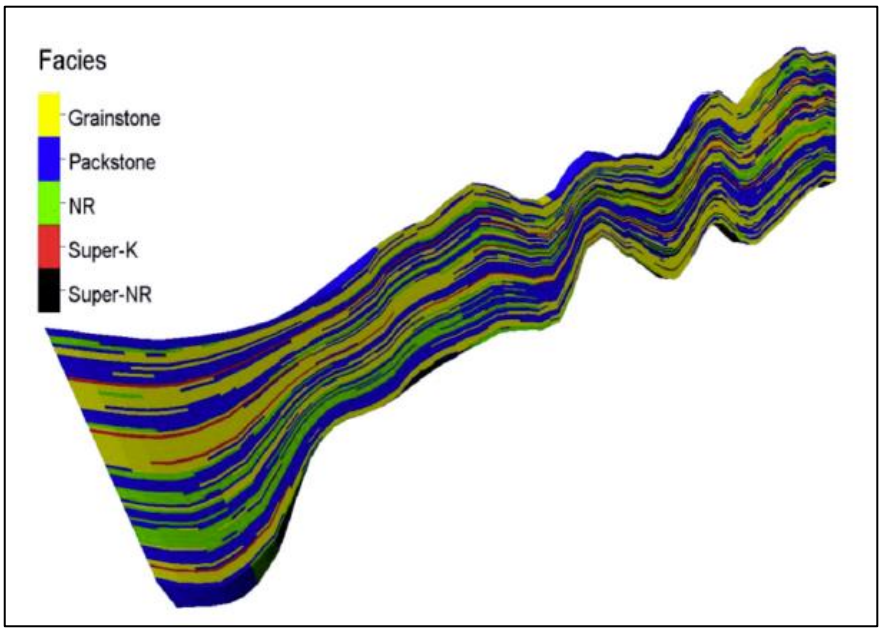

Figura 5.5 - Distribuição de fácies do Reservatório II, de Correia et al, 2015.

A Tabela 5.7 sintetiza a gama de caracterização e anisotropias petrofísicas do sistema de matriz. Todas as fácies são permeáveis, mas as camadas *Super-k* controlam o fluxo principal, suposição baseada na caracterização do campo de Ghawar. Fácies de média a alta permeabilidade correspondem a cerca de 85% do volume do reservatório. Camadas *Super-k* cerca de 5%, e fácies não-reservatório são quase 10%.

Tabela 5.7 - Propriedades das fácies do Reservatório II, Tabela adaptada de Correia et al, 2015.

Facies	Porosidade (%) (media, σ)	Permeabilidade (mD) (media, σ)	Direção Maior (m)	Direção Menor (m)	Vertical (m)
Fácies 1	(0.2,0.05)	(200,100)	1000	500	5
Fácies 2	(0.15,0.05)	(50,50)	1000	500	5
Super-K	(0.25,0.05)	(7000,1000)	1000	1000	2

A partir do modelo de referência refinado foram obtidos dados de 1,5 ano de produção e informações de perfis a poço aberto de três poços (dois poços exploratórios e um pioneiro). Estes dados foram utilizados como base para a modelagem geoestatística do modelo de simulação de maior escala, no entanto apenas os dados de histórico do poço pioneiro (2012/2013) são utilizados neste trabalho, dado que o início das previsões ocorre antes do início de operação dos demais poços.

Os tipos de rocha são definidos aplicando um processo de corte: para permeabilidades abaixo de 800 mD, *'rock type 1'* (RPT 1), caso contrário, '*rock type 2'* (RPT 2). A Figura 5.6 apresenta as curvas de permeabilidade relativa para cada tipo de rocha. A curva de pressão capilar resulta em uma zona de transição de fluidos desprezível e é utilizada apenas nas rochas de tipo 1.

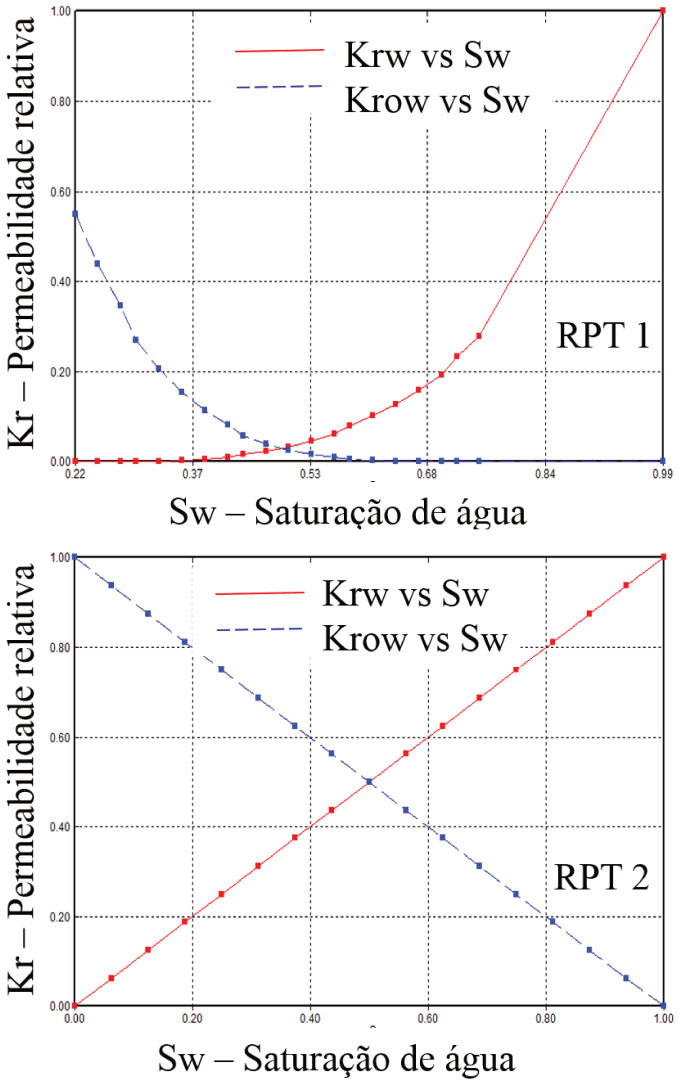

Figura 5.6 - Curvas de permeabilidade relativa por tipo de rocha do Reservatório II

As propriedades de fluido utilizadas no modelo, assim como as principais características do reservatório são descritas na Tabela 5.8.

O grupo de pesquisa que desenvolveu os referidos modelos propôs algumas metodologias para o estudo de um desenvolvimento inicial do campo. No entanto a otimização de uma estratégia de explotação ainda não foi definida e não será o foco deste estudo. Para os atuais

estudos baseados neste modelo foi gerada uma estratégia simplificada de produção envolvendo poços produtores e injetores verticais distribuídos ao longo do reservatório. A otimização resultou em uma distribuição quase uniforme, conforme Figura 5.7.

Tabela 5.8 - Características do Reservatório II

Pressão (kgf/cm²)	Temperatura (°C)	API do óleo (°)	Psat (kgf/cm²)	VOIP (Milhões m³)
450	58.8	32.4	392	228

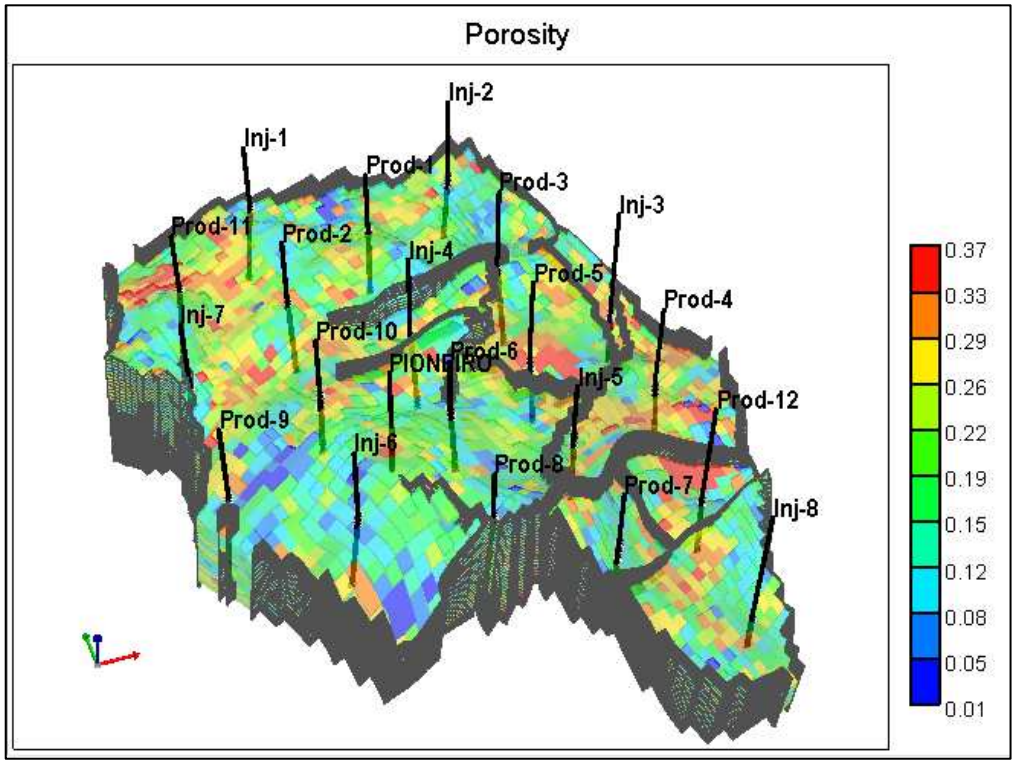

Figura 5.7 - Mapa de porosidade 3D e localização dos poços do Reservatório II

A estratégia básica de drenagem utilizada para o reservatório contempla 21 poços, sendo 13 produtores (1 deles o pioneiro do campo, que produziu por 1,5 ano) e 8 injetores. A ordem de abertura dos poços já foi previamente definida e utilizada igualmente em todos os casos estudados, porém as datas variam de acordo com as alternativas de gerenciamento escolhidas. Os parâmetros operacionais de todos os produtores é o mesmo, assim como entre os injetores. Os dados dos poços e a ordem de abertura de acordo com a estratégia de produção otimizada estão na Tabela 5.9, Tabela 5.10 e Tabela 5.11.

Tabela 5.9 - Informações dos poços produtores do Reservatório II

Parâmetros		Poços Produtores Verticais
Parâmetros Operacionais	Q_{l_min} (m^3/dia)	20
	Q_{l_max} (m^3/dia)	3000
	min_BHP (kgf/cm^2)	275
	$RGO_{_max}$(m^3/ m^3)	500
	W_{cut_max} (%)	0,95
	Eficiência (%)	0,91
Características dos poços	Raio do poço (m)	0,108
	Fator geométrico	0,37
	Fator *skin*	0

Tabela 5.10 - Informações dos poços injetores do Reservatório II

Parâmetros		Poços Injetores Verticais
Parâmetros Operacionais	Q_{wi_max} (m^3/dia)	5000
	max_BHP (kgf/cm^2)	480
	Eficiência (%)	0.98
Características dos poços	Raio do poço (m)	0,108
	Fator geométrico	0,37
	Fator *skin*	0

Tabela 5.11 - Ordem de abertura dos poços do Reservatório II

Ordem de Abertura do Poço	Nome do Poço	Ordem de Abertura do Poço	Nome do Poço
1	Prod-11	11	Prod-12
2	Prod-1	12	Inj-5
3	Inj-1	13	Prod-6
4	Prod-2	14	Prod-9
5	Prod-10	15	Inj-6
6	Inj-7	16	Prod-8
7	Prod-3	17	Prod-7
8	Prod-5	18	Inj-8
9	Inj-4	19	Inj-2
10	Prod-4	20	Inj-3

5.2 Contexto do gerenciamento integrado

A Figura 5.8 esquematiza o caso estudado, onde ambos os reservatórios produzem para um mesmo sistema de produção e escoam a produção de gás associado para uma mesma malha de escoamento.

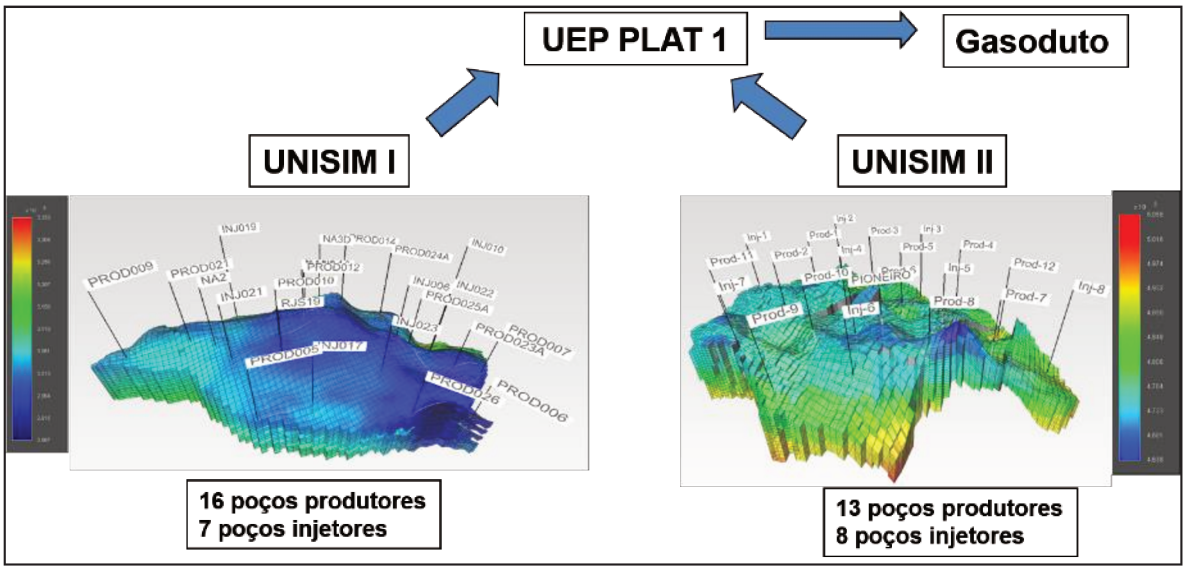

Figura 5.8 - Esquema do caso aplicado

No presente trabalho priorizou-se manter a modelagem detalhada dos reservatórios e simplificar as modelagens de escoamento, segundo as premissas expostas no Capítulo 3.

5.3 Avaliação anterior ao gerenciamento integrado

Com base nas estratégias definidas para cada um dos modelos de simulação, foram realizadas simulações isoladas de cada reservatório para a UEP especificada anteriormente. Com o objetivo de analisar o potencial de produção de cada um dos reservatórios e seus setores, além do comportamento de produção e injeção de cada poço, os resultados das simulações foram avaliados e as estratégias iniciais de gerenciamento integrado foram elaboradas.

Parâmetros como variação das saturações de fluidos e pressão ao longo do reservatório foram essenciais para avaliar o comportamento dinâmico da produção de cada um, e identificar possíveis impactos que uma restrição na produção poderia trazer. Os perfis de produção de cada poço balizaram definições quanto aos controles que poderiam ser utilizados para efetivar o gerenciamento integrado.

As duas rodadas foram realizadas utilizando a ferramenta acopladora, que gerenciava as simulações dos dois reservatórios simultaneamente, mesmo enquanto um dos modelos considerava todos os poços fechados.

A avaliação isolada do comportamento da produção de cada modelo de simulação balizou a escolha das estratégias a serem testadas para o gerenciamento integrado dos dois reservatórios e do sistema de produção, levando em conta a otimização de parâmetros de desempenho de reservatório, a otimização da recuperação dos fluidos e recuperação financeira do projeto.

A opção foi pautar as decisões de gerenciamento em três premissas diferentes: decisões quanto a priorização instantânea de poços em produção; decisão quanto ao momento de substituir poços em operação por outro poço ainda não interligado à plataforma; e estratégia de minimização de diferencial de pressão no reservatório levando a outra dinâmica de produção ao longo do tempo. Com base nestas premissas foram elaborados três procedimentos.

5.4 Procedimento 1

O primeiro procedimento consiste em criar regras que auxiliem a escolha de qual poço deve produzir maior ou menor vazão diante da restrição de produção do grupo de poços. Partindo-se do princípio de que os poços não poderão todos produzir seu potencial instantâneo o tempo todo, foram testadas alternativas de ordenamento de prioridade de poços, criando maneiras de escolher qual poço produz mais ou menos a cada passo de tempo da simulação integrada. Escolhendo um parâmetro de prioridade, este parâmetro passa a ser avaliado a cada passo de tempo da simulação, para que a regra seja constantemente aplicada, modificando as prioridades quando necessário.

A aplicação destas regras se dá através da metodologia *WellPrior* apresentada no APÊNDICE A.

Neste primeiro procedimento não foram alteradas as regras de substituição de poços em operação por novos poços. Manteve-se a mesma regra de fechamento dos poços produtores do Reservatório I para serem substituídos por poços produtores do Reservatório II e dos injetores do Reservatório I pelos injetores do Reservatório II, conforme a ordem de abertura pré-estabelecida. As datas em que estas substituições ocorrem nas diferentes alternativas estudadas variam devido às regras de gerenciamento que impactam a produção de cada um dos poços de acordo com a priorização definida. A sequência estabelecida que intercala abertura de produtores e injetores do Reservatório II também é impactada, já que a regra de substituição dos produtores e injetores não está associada.

As limitações encontradas durante a vida produtiva dos dois reservatórios estão relacionadas à produção de gás associado (limite de escoamento pelo gasoduto) e volume de água produzida (limitação da plataforma). O tratamento padrão dos simuladores para este tipo de limitação é priorizar a restrição de vazão dos poços com maior potencial instantâneo do fluido limitante. A vazão de todos os poços é reduzida na proporção de seus potenciais em relação ao potencial do conjunto de poços.

Em relação à limitação de injeção de água, em todos os casos é utilizado o tratamento padrão, as vazões dos poços injetores são reduzidas proporcionalmente a seus potenciais de injeção individuais até que o total injetado se iguale ao limite máximo do sistema, sempre respeitando as limitações individuais de cada poço.

5.4.1 Estratégia A

Com base na limitação de escoamento de gás, esta estratégia de gerenciamento utiliza priorização de restrição de vazão de poços com maior potencial instantâneo de gás, que é o primeiro fluido a ter seu limite de grupo atingido. A regra criada é similar ao *IP do IMEX, utilizado como padrão no simulador da CMG para o mesmo caso de restrição. Esta regra visa limitar mais a vazão dos poços com maior produção de gás associado, independente da vazão de óleo dos mesmos.

Em relação à limitação de água também é utilizada a regra padrão de priorização, restringindo mais os poços com maior potencial instantâneo de produção de água.

Esta alternativa foi utilizada como base para a comparação dos procedimentos.

Cabe ressaltar que como uma maneira de verificar a eficiência da metodologia *WellPrior*, em casos em que se utilizou a regra padrão o gerenciamento integrado foi realizado duas vezes: uma delas sem que a ferramenta acopladora utilizasse a metodologia *WellPrior* (aplicando a regra padrão); e outra aplicando a metodologia *WellPrior* utilizando os parâmetros de vazão instantânea dos fluidos limitantes. Os resultados foram idênticos nas duas situações.

5.4.2 Estratégia B

Em relação a limitação de produção de gás, utiliza priorização de restrição de produção de poços com maior ROA (Razão Óleo/Água). Considerando a proporcionalidade na produção de óleo e água, aqueles poços com maior vazão de óleo em relação a sua vazão de água terão suas vazões mais reduzidas.

Em relação à limitação de água produzida manteve-se a regra padrão, de limitar mais os poços com maior vazão instantânea de água.

5.4.3 Estratégia C

Utiliza priorização de restrição de vazão de poços com maior RGO. Esta regra visa limitar a vazão de gás, considerando uma proporcionalidade com a produção de óleo de cada poço. Assim, apesar de penalizar os poços com alta vazão de gás, considera-se a contribuição da vazão de óleo dos poços. Esta regra também foi testada por Cotrim (2012) em outro estudo de caso.

Em relação à limitação de água produzida manteve-se a regra padrão, de limitar mais os poços com maior vazão instantânea de água.

5.4.4 Estratégia D

Esta regra também utiliza priorização de restrição de vazão de poços com maior RGO. No entanto, em relação a limitação de água produzida, são mais restritos os poços com maior BSW, considerando também uma proporcionalidade da produção de água do poço com sua vazão total de líquidos.

5.4.5 Estratégia E

Utiliza priorização de restrição de vazão de poços com maior ROG. Também considerando a proporcionalidade entre vazão de óleo e gás, no entanto restringindo mais os poços cuja produção de óleo é maior em relação a vazão de gás. Em relação a restrição de vazão de água produzida foi mantido o padrão.

5.4.6 Estratégia F

Esta regra restringe poços com maior BSW, mesmo quando se trata de limitação de vazão de gás. Os poços com maior BSW terão suas vazões de gás mais restritas. Em relação a vazão de água produzida manteve-se o padrão de limitação de vazão de água em poços com maior potencial instantâneo de produção de água.

5.4.7 Estratégia G

Esta regra também restringe poços com maior BSW. O mesmo ocorre em relação a vazão de água produzida, o poço será mais penalizado quanto maior for seu BSW.

5.4.8 Estratégia H

Utiliza priorização de restrição de vazão de poços com maior IP (Índice de Produtividade do poço)[7]. Para este caso, utilizou-se para o cálculo de IP a vazão de óleo e aproximou-se a pressão média do reservatório pela pressão do setor da malha de simulação em que o poço está completado.

A regra restringe a produção de poços com maior produtividade instantânea de óleo quando se atinge o limite de produção de grupo em relação ao gás, independentemente de suas contribuições na produção de gás ou água. Em relação à água manteve-se a regra padrão.

5.4.9 Estratégia I

Similar a alternativa H, esta regra também restringe poços com maior IP quando se atinge o limite de produção de gás associado. Em relação a restrição de água produzida optou-se pela regra de restrição de poços com maior BSW.

5.4.10 Estratégia J

A restrição de produção ocorre em poços que apresentam menor pressão de fluxo no fundo do poço (P_{wf}). A intenção neste caso é atenuar o diferencial de pressão dentro do reservatório, favorecendo a varredura do mesmo. Assim, a regra de priorização de restrição para o caso de limite na produção de gás independe das vazões de gás, óleo e água dos poços.

Em relação a vazão de água produzida manteve-se o padrão de limitação de vazão de água em poços com maior potencial instantâneo de produção de água.

A Tabela 5.12 resume os parâmetros considerados nas estratégias de gerenciamento integrado para a alocação de vazão entre os poços produtores.

A Tabela 5.13 apresenta os coeficientes utilizados na fórmula de cálculo do Fator *WellPrior* para cada tipo de parâmetro utilizado como prioridade na estratégia de alocação de vazão, independente da restrição aplicada.

[7] O Índice de Produtividade (IP) é um dos principais indicadores da capacidade de produção de um poço, definido por $IP=q/(P_e-P_{wf})$, onde: q=vazão de líquido ; P_e=Pressão estática (ou média) do reservatório; P_{wf}=pressão de fluxo no fundo do poço

Tabela 5.12 - Estratégias do procedimento 1

Estratégia	Parâmetro priorizado	
	Restrição a Gás	Restrição a Água
A	Qg	Qw
B	ROA	Qw
C	RGO	Qw
D	RGO	BSW
E	ROG	Qw
F	BSW	Qw
G	BSW	BSW
H	IP	Qw
I	IP	BSW
J	Pwf	Qw

Tabela 5.13 - Coeficientes da metodologia WellPrior

Parâmetro priorizado	Coeficientes da metodologia *WellPrior*											
	A1	A2	A3	A4	A5	B1	B2	B3	B4	B5	B6	N
Qg	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	1	1
Qw	0	0	1	0	0	0	0	0	0	0	1	1
ROG	1	0	0	0	0	0	1	0	0	0	0	1
ROA	1	0	0	0	0	0	0	1	0	0	0	1
RGO	0	1	0	0	0	1	0	0	0	0	0	1
BSW	0	0	1	0	0	1	0	1	0	0	0	1
IP	1	0	0	0	0	0	0	0	1	-1	0	1
Pwf	0	0	0	0	1	0	0	0	0	0	1	1

5.5 Procedimento 2

No cenário com sistema de produção restrito, sem capacidade para produção simultânea de todos os poços, tanto por limite de vazão total como por quantidade limitada para interligação dos mesmos, o fechamento dos poços com menor retorno para substituição por outro novo se faz necessária. Este procedimento está ligado à escolha do melhor momento para que seja feita a substituição. As regras de substituição estabelecem gatilhos para o fechamento dos poços e posterior abertura de novos poços, com ordem pré-estabelecida de acordo com a estratégia de produção já otimizada.

Para o processo de substituição de poços foram estabelecidos limites quanto a alguns parâmetros de produção: vazão mínima de líquido; vazão mínima de óleo; e máximo corte de água. Como base para a comparação das estratégias foram utilizados dois casos:

5.5.1 Caso 1

Contexto em que os reservatórios são gerenciados de acordo com a estratégia base do Procedimento 1 (A): estratégia padrão em que os poços com maior vazão de gás são penalizados quando se atinge o limite de produção de gás do sistema; poços com maior vazão de água são penalizados quando se atinge o limite de produção de água do sistema. O caso base considera a troca de poços produtores do Reservatório I por poços do Reservatório II quando se atinge o Wcut de 75%.

Para este caso foram testadas três diferentes estratégias, variando os limites estabelecidos, com mais de um valor limitante. Foram considerados os valores limites de corte máximo de água, vazão mínima de óleo e vazão mínima de líquido.

5.5.2 Caso 2

O segundo caso considera que os reservatórios são gerenciados de acordo com uma estratégia resultante do procedimento 3, cuja explicação vem a seguir. Esta é uma aplicação combinada dos três procedimentos. Neste caso a estratégia resultante do procedimento 3 é chamada de ‘K’.

Para este caso foram considerados gatilhos de fechamento dos poços que consideram a mínima vazão de óleo ou o máximo corte de água.

A Tabela 5.14 detalha os parâmetros utilizados em cada caso da aplicação do Procedimento 2.

Tabela 5.14 - Casos de aplicação do Procedimento 2

	Estratégia	W_{cut} (%)	$Q_{o\ min}$ (m³/d)	$Q_{l\ min}$ (m³/d)
CASO 1	A_55	55	-	-
	A_65	65	-	-
	A_70	70	-	-
	A	75	-	-
	A_80	80	-	-
	A_90	90	-	-
	A_200	-	200	-
	A_200liq	-	-	200
	A_400liq	-	-	400
CASO 2	K_65	65	-	-
	K_70	70	-	-
	K	75	-	-
	K_90	90	-	-
	K_200	-	200	-

5.6 Procedimento 3

O terceiro procedimento apresenta uma abordagem diferenciada, já que tem objetivo de análise de longo prazo, apesar de se basear em uma decisão de curto prazo. Com a intenção de minimizar o diferencial de pressão dentro do reservatório, possibilitando uma melhora no varrido dos fluidos e postergação na chegada de água, a atuação se dá no controle dos poços produtores. A aplicação consiste na avaliação do diferencial entre pressão de fundo de poço e do setor da malha de simulação em que o poço está definido, estabelecendo um valor limite para que a produção se mantenha. Para tanto, os modelos de simulação foram previamente setorizados durante a avaliação das simulações isoladas de ambos os reservatórios. Ultrapassado o limite estabelecido, a vazão de determinado poço é reduzida em uma percentagem definida. O procedimento busca reduzir a vazão dos poços que apresentam diferencial de pressão elevado nos arredores, e assim elevar a pressão de fundo de poço e diminuir o diferencial. Para viabilizar a aplicação do procedimento, implementou-se a lógica no acoplador, gerenciando ambos reservatórios simultaneamente. Esta aplicação não poderia ser realizada em um simulador comercial convencional, cuja alteração nos códigos é limitada, mesmo para casos mais simples de simulação de um único reservatório.

A cada poço e em cada passo de tempo é calculado o valor de pressão de fundo e pressão média do setor em que está localizado o poço. A diferença entre estes valores é comparada a uma percentagem ‘X’ da pressão do setor. Caso a diferença exceda o valor estabelecido, a vazão do poço é reduzida para uma percentagem ‘Y’ da vazão atual. O procedimento foi aplicado em três casos diferentes, baseados em diferentes estratégias de alocação de vazão do Procedimento 1:

5.6.1 Caso 3

O Caso 3 utiliza o gerenciamento integrado baseado na estratégia ‘C’ definida no Procedimento 1. Neste contexto, é aplicada a rotina de minimização de pressão e comparado o resultado com o caso sem a aplicação da rotina.

5.6.2 Caso 4

No Caso 4 a aplicação da rotina de minimização ocorre nos modelos sujeitos a estratégia de gerenciamento ‘D’ do Procedimento 1.

5.6.3 Caso 5

O Caso 5 utiliza a estratégia ‘A’, padrão de alocação de vazão, para a aplicação de duas diferentes regras de minimização de pressão. A segunda configuração do procedimento reduz a vazão 10% a mais que a primeira, possibilitando a avaliação do impacto deste parâmetro.

A Tabela 5.15 detalha os parâmetros utilizados em cada caso em que o Procedimento 3 foi aplicado.

Tabela 5.15 - Casos de aplicação do Procedimento 3

	Estratégia	Coeficientes do Procedimento 3		Parâmetro na alocação de vazão Procedimento 1
		X	Y	
CASO 3	C	-	-	*GasWellPrior* (RGO) *WaterWellPrior* (Qw)
	C_pwf	30	90	
CASO 4	D	-	-	*GasWellPrior* (RGO) *WaterWellPrior* (BSW)
	D_pwf (K)	30	90	
CASO 5	A	-	-	*GasWellPrior* (Qg) *WaterWellPrior* (Qw)
	A_pwf	30	90	
	A_pwf2	30	80	

6 RESULTADOS E DISCUSSÕES

6.1 Análise prévia ao gerenciamento integrado dos reservatórios

Seguindo os passos da metodologia do trabalho, após avaliação dos modelos de simulação e validação das estratégias de produção de cada reservatório, foram simulados dois casos iniciais. Estes casos consideravam a produção individual de cada reservatório considerando as restrições do sistema de produção e escoamento.

A Figura 6.1 mostra a produção dos fluidos do reservatório UNISIM-I produzindo sozinho para a UEP. Nesta situação, o fator de recuperação de óleo (FR) alcançaria 59%, percentagem satisfatória para reservatórios com características semelhantes.

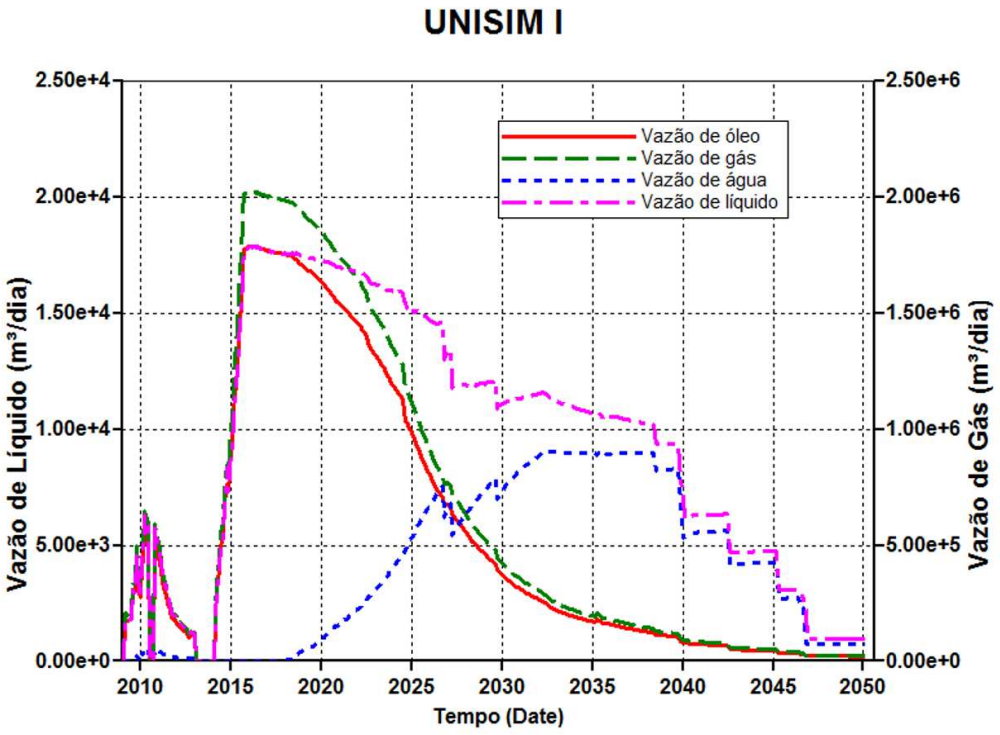

Figura 6.1 - Produção isolada do Reservatório UNISIM-I

A Figura 6.2 mostra a produção dos fluidos do reservatório UNISIM-II produzindo sozinho para a UEP conforme condições descritas nas premissas do Capítulo 1. Nesta situação, o fator de recuperação de óleo na data final de concessão seria de 33%, valor relativamente baixo para o potencial do reservatório.

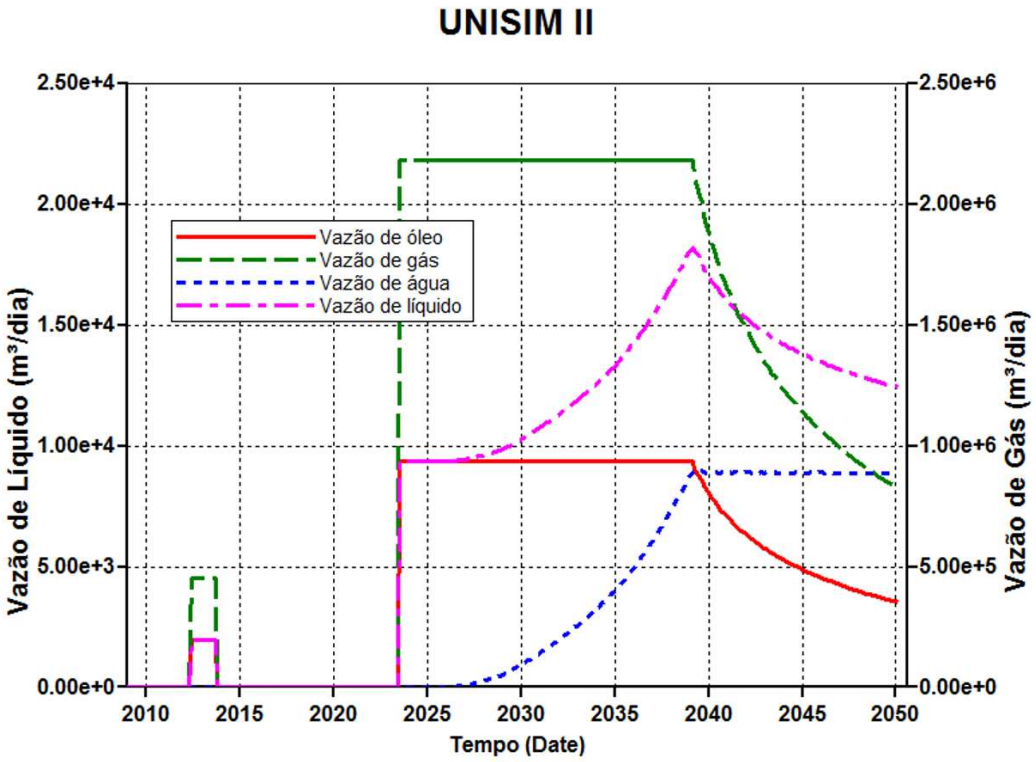

Figura 6.2 - Produção isolada do Reservatório UNISIM-II

Observa-se que o reservatório UNISIM-I produziria sem alcançar as limitações da UEP e de escoamento ao longo de toda sua vida produtiva, enquanto o UNISIM-II rapidamente alcançaria os limites de produção de gás associado e água do sistema de produção, operando de forma restrita. Conclui-se, portanto, que a produção de ambos reservatórios para a mesma UEP também alcançaria os limites operacionais, principalmente considerando que o início de produção dos poços do segundo reservatório ocorre enquanto as vazões dos poços do primeiro estão relativamente altas, ambos estariam operando com vazões altas simultaneamente durante um período.

Observa-se que o impacto da RGO é menor no UNISIM-I; no UNISIM-II, a vazão de óleo é fortemente impactada pela restrição a produção de gás. Assim, o gerenciamento da produção neste caso deve considerar este impacto, visando otimizar a produção de óleo enquanto reduz a produção de gás dos poços deste reservatório.

Apesar do óleo do pré-sal ter maior valor econômico quando comparado ao do pós-sal, o volume instantâneo de óleo produzido é consideravelmente menor no UNISIM-II e a rentabilidade do projeto é afetada com a substituição dos poços do UNISIM-I pelos poços do

UNISIM-II. O momento de substituição de poços requer avaliação detalhada, otimizando produção e retorno financeiro do projeto, evitando deixar óleo remanescente nos reservatórios.

Importante observar que ao final da concessão do campo, em 2050, a vazão de produção do reservatório UNISIM-II ainda estaria elevada, o que impacta a avaliação do real potencial deste reservatório e consequentemente o retorno financeiro em valor presente líquido.

6.2 Procedimento 1

A aplicação das diferentes estratégias de gerenciamento integrado de ambos os reservatórios com o sistema de produção resultou nas curvas de produção expostas na Figura 6.3, Figura 6.4 e Figura 6.5.

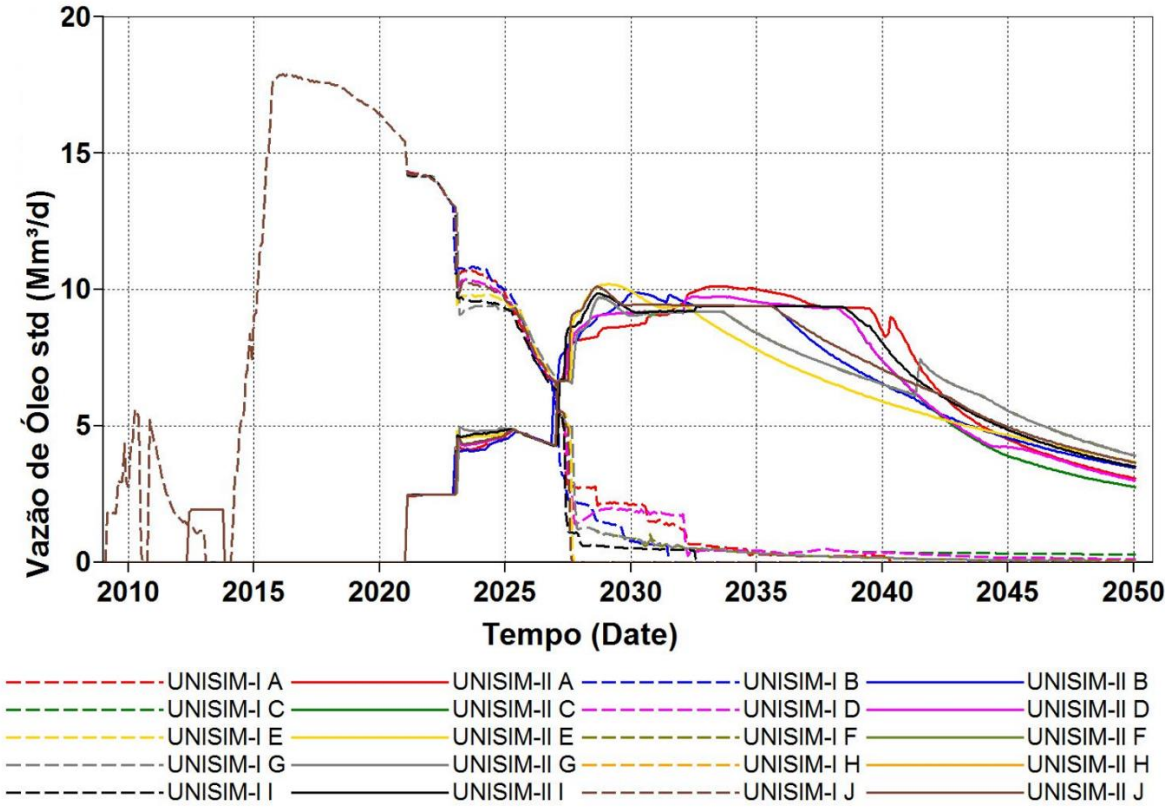

Figura 6.3 - Vazão de óleo por reservatório em cada estratégia do Procedimento 1

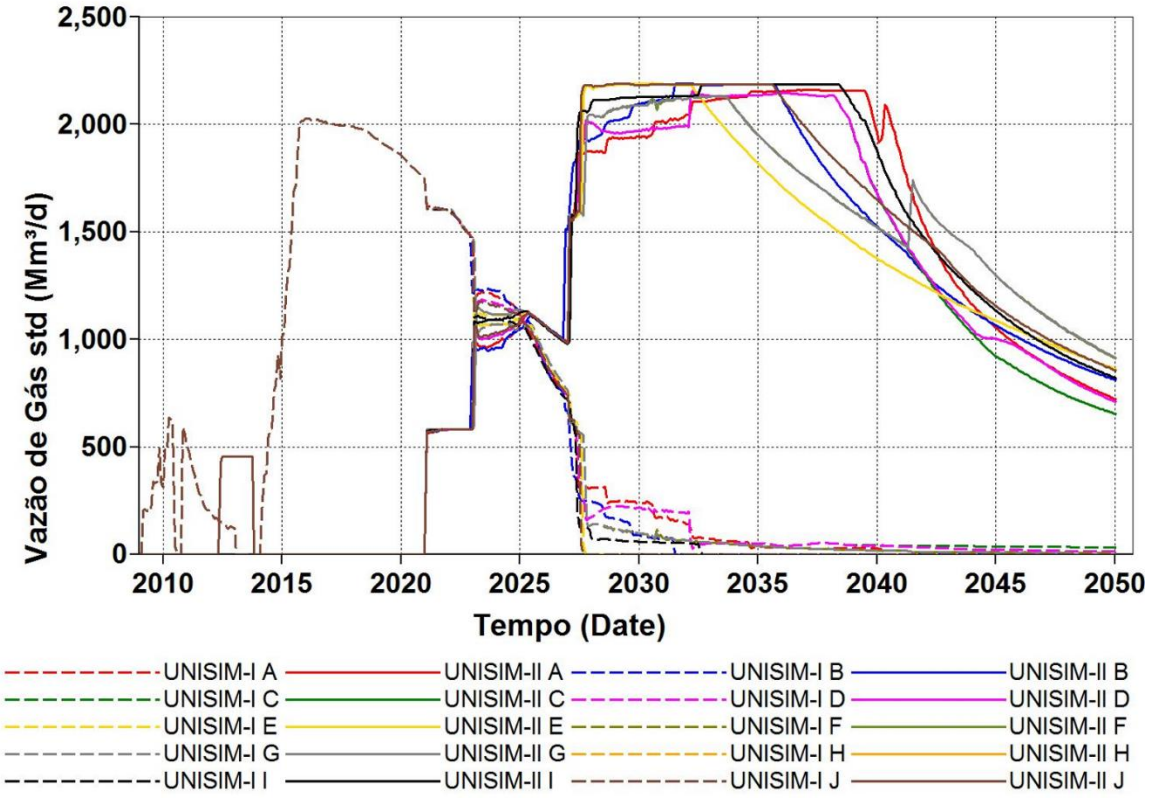

Figura 6.4 - Vazão de gás por reservatório em cada estratégia do Procedimento 1

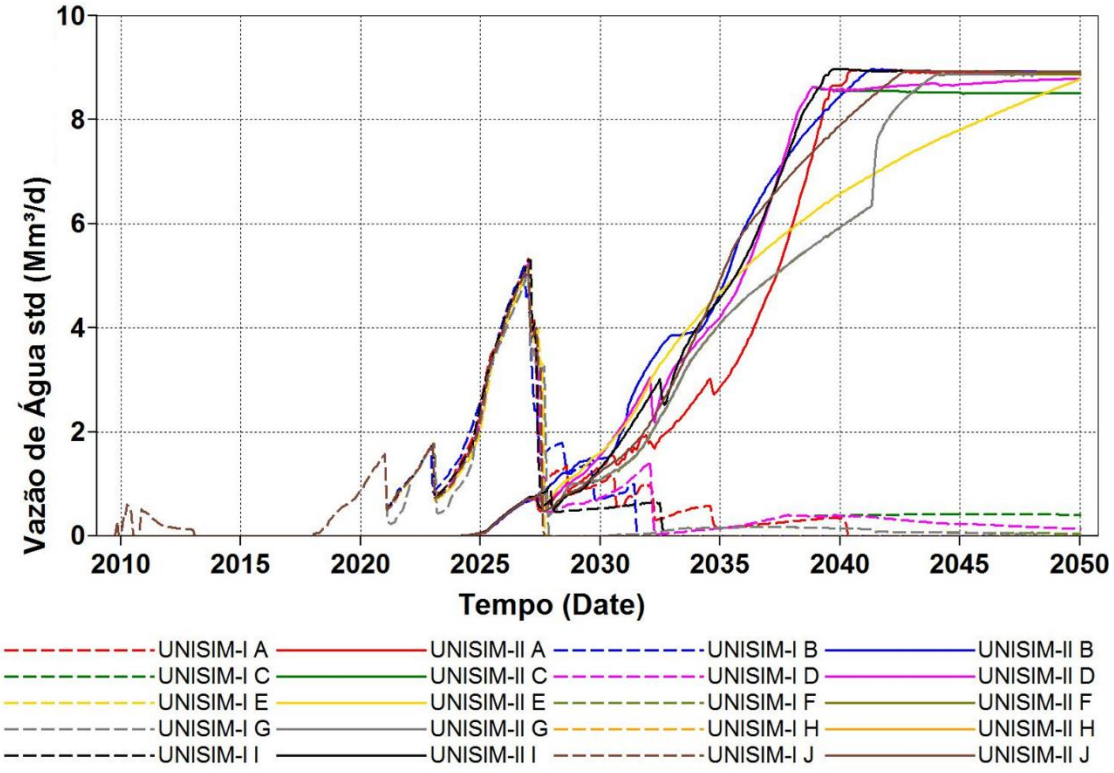

Figura 6.5 - Vazão de água por reservatório em cada estratégia do Procedimento 1

Na Figura 6.3, Figura 6.4, e Figura 6.5, observa-se uma diferença pequena entre as curvas para os diferentes casos, fato já esperado partindo-se da premissa de que as estratégias de produção já estavam otimizadas e que a atuação nas estratégias de controle repercute de maneira suave nos resultados. No entanto, é possível perceber que a depender da estratégia adotada pode-se antecipar ou atrasar a produção, alterando o declínio da produção, o que impacta diretamente o retorno do projeto, principalmente neste caso em que o período de concessão está limitando a recuperação final dos fluidos. A Tabela 6.1 mostra os fatores de recuperação dos reservatórios para cada uma das estratégias escolhidas, evidenciando os baixos valores obtidos para o reservatório UNISIM-II no final da concessão.

Tabela 6.1 - Fator de Recuperação de óleo (FR) por reservatório

Fator de Recuperação de óleo (%)		
Estratégia	UNISIM-I	UNISIM-II
A	51.7	31.4
B	49.7	30
C	52.4	30
D	52.1	30.4
E	48.5	28.8
F	50.4	30.4
G	50.3	30.4
H	48.6	31.6
I	48.6	31.6
J	48.4	31

A análise conjunta dos gráficos permite avaliar o impacto das restrições de produção de gás e posteriormente de água, reduzindo a vazão de óleo produzido, principalmente no reservatório UNISIM-II.

A estratégia ‘A’ destaca-se em relação às demais por ter a produção do UNISIM-I elevada em relação às demais e permanecer no patamar de produção de óleo/gás por mais tempo. Além disso, a chegada da água é postergada em relação às outras estratégias. Em relação à chegada de água destacam-se também as estratégias ‘F’ e ‘G’, que priorizam a restrição de poços com maior BSW, mostrando coerência nos resultados. No entanto, para o caso estudado, esta priorização não beneficia a recuperação de hidrocarbonetos e o retorno financeiro do projeto, como podemos notar na Tabela 6.2 e na Tabela 6.3, que ordenam os resultados das simulações em ordem decrescente em relação ao valor presente líquido e à produção acumulada de óleo para cada estratégia de gerenciamento aplicada.

Tabela 6.2 - Valor presente líquido de cada estratégia do Procedimento 1

	Valor Presente Líquido (Milhões US$)		
Estratégia	UNISIM-I	UNISIM-II	Total
A	1,740	900	2,640
D	1,733	837	2,571
C	1,735	816	2,551
B	1,695	845	2,540
H	1,657	864	2,521
I	1,657	864	2,521
G	1,703	816	2,519
F	1,700	817	2,516
J	1,661	832	2,493
E	1,660	765	2,425

Tabela 6.3 - Produção acumulada de óleo de cada estratégia do Procedimento 1

	Produção Acumulada de Óleo (Milhões m³)		
Estratégia	UNISIM-I	UNISIM-II	Total
A	71.56	70.77	142.33
D	69.21	71.19	140.40
C	68.40	71.66	140.06
H	71.95	66.45	138.40
I	71.95	66.45	138.40
F	69.34	68.91	138.25
G	69.32	68.85	138.16
J	70.60	66.25	136.85
B	68.30	67.96	136.25
E	66.27	65.54	131.82

Para o caso estudado, onde há grande diferença entre a RGO dos reservatórios e o impacto da restrição de gás é visivelmente alto na produção do UNISIM-II, a estratégia que prioriza a restrição de poços com maior vazão instantânea de gás (‘A’) se mostra a mais rentável. Esta regra de alocação é utilizada como padrão no simulador convencional utilizado, porém sua aplicação simultânea a dois reservatórios modelados separadamente só é possível com a implantação através do acoplador externo. Cotrim (2011) demonstrou que para outro caso estudado sujeito a limitação de produção de gás a regra de alocação diferenciada, priorizando a restrição de poços com maior RGO, trouxe maior rentabilidade ao projeto, evidenciando a necessidade de se estudar caso a caso para a definição da melhor estratégia de gerenciamento de reservatórios.

A análise dos resultados evidencia a vantagem do acoplamento entre os sistemas para o gerenciamento integrado de reservatórios modelados separadamente e que produzem para um mesmo sistema de produção. A avaliação do impacto global de regras aplicadas a ambos reservatórios pode ser obtida diretamente e são diversas as possibilidades de estratégias a serem implantadas. Ao simular os sistemas e reservatórios separadamente, seria preciso estabelecer e otimizar rateios na plataforma, o que levaria a um processo menos eficiente de seleção de estratégia.

Os resultados da avaliação financeira evidenciam a pequena diferença em relação à aplicação das estratégias, principalmente quando se compara a valores envolvidos na indústria petrolífera. No entanto, cabe ressaltar que as diferenças nos retornos financeiros ocorrem sem que haja qualquer investimento ou custo adicional ao projeto, apenas com a manipulação de válvulas de controle de poços.

6.3 Procedimento 2

A definição das estratégias de fechamento dos poços do UNISIM-I para posterior abertura dos poços do UNISIM-II foi baseada no comportamento da produção de ambos os reservatórios, na tentativa de otimizar a produção conjunta de acordo com as limitações do sistema de produção.

A Figura 6.6 mostra a produção dos reservatórios no Caso 1, para estratégias de substituição baseadas no fechamento de poços com diferentes valores de W_{cut} (corte de água). A Figura 6.7 evidencia o comportamento dos reservatórios para o mesmo Caso 1, porém com substituição de poços baseadas em mínimas vazões de óleo e de líquido. Na Figura 6.8 são apresentadas as curvas de produção de óleo por reservatório para todas as estratégias aplicadas ao Caso 2.

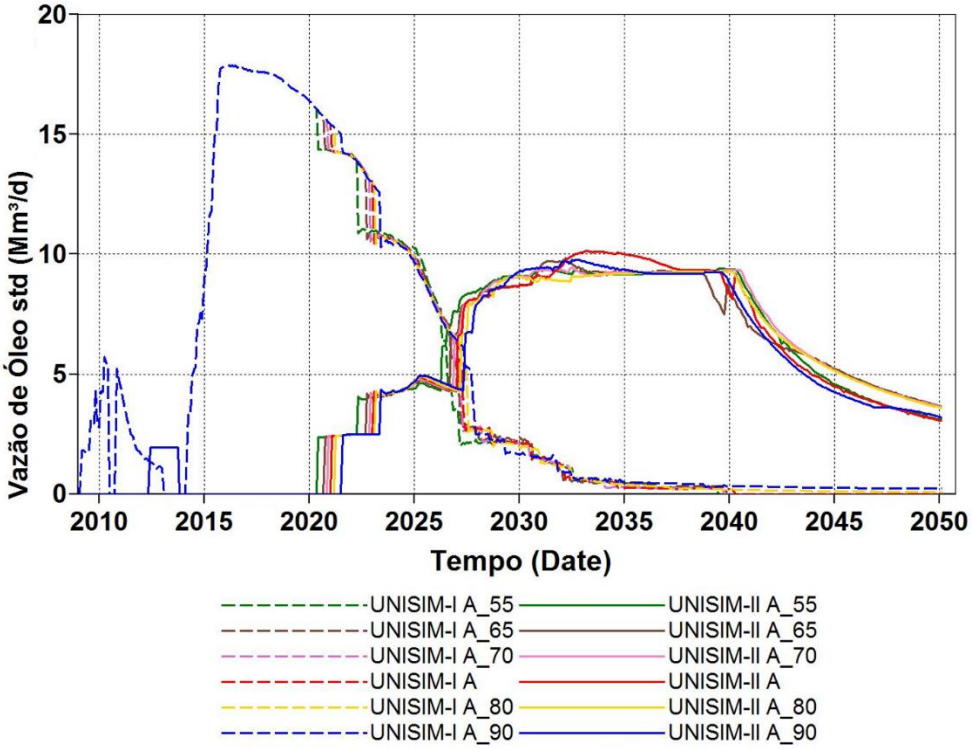

Figura 6.6 - Vazão de óleo por reservatório para as estratégias do Procedimento 2 baseadas em W_{cut} - Caso 1

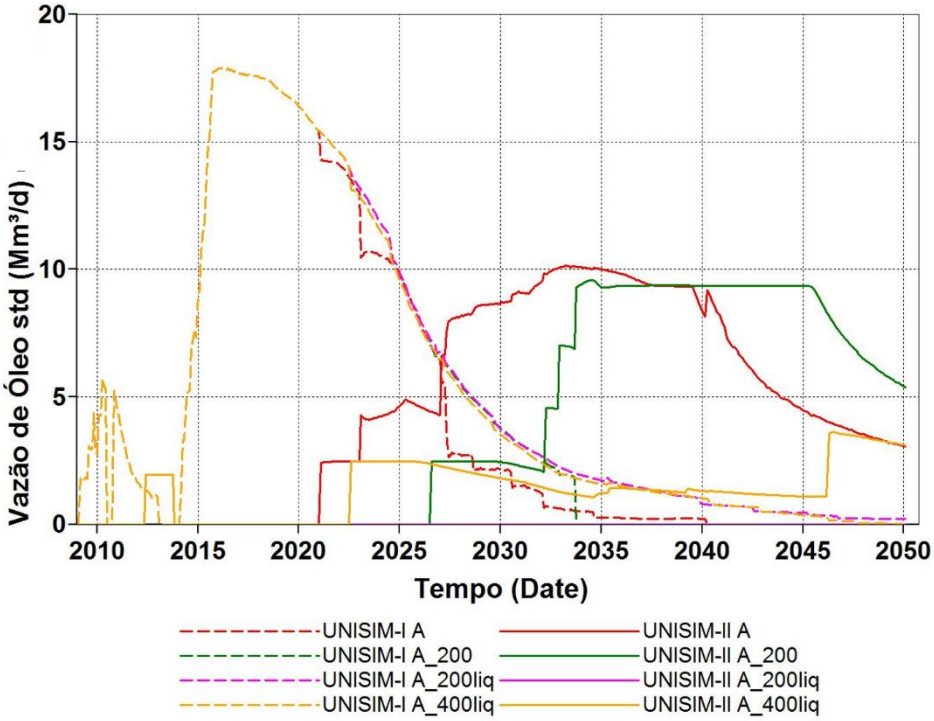

Figura 6.7 - Vazão de óleo por reservatório para as estratégias do Procedimento 2 baseadas em Q_o e Q_l - Caso 1

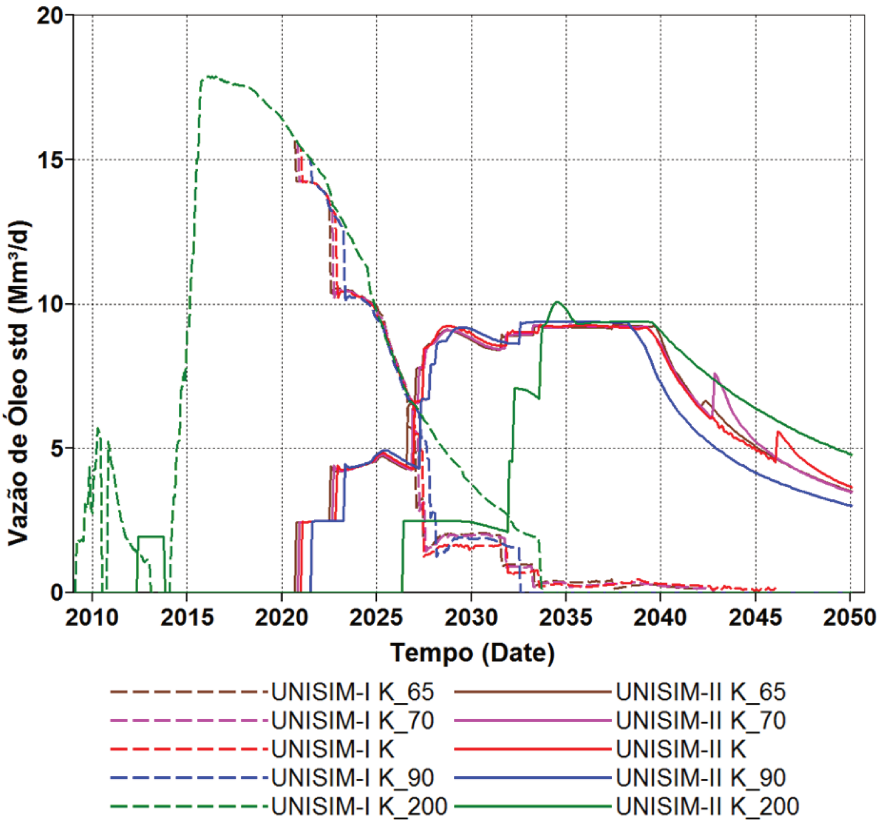

Figura 6.8 - Vazão de óleo por reservatório para estratégias do Procedimento 2 - Caso 2

Em ambos os casos os resultados foram semelhantes quanto a avaliação dos resultados. Em relação à comparação de estratégias que usam como gatilho de fechamento de poços o máximo W_{cut}, fica evidente que quanto maior o valor de W_{cut} utilizado como gatilho posterga-se o fechamento dos poços do UNISIM-I e consequentemente a abertura de novos poços do UNISIM-II. A análise do valor ótimo foi realizada comparando as produções acumuladas e VPL para casa estratégia, nos dois casos aplicados. Os resultados encontram-se na Tabela 6.4, Tabela 6.5, Tabela 6.6 e Tabela 6.7.

Tabela 6.4 - Produção acumulada nas estratégias do Caso 1 - Procedimento 2

	Produção Acumulada de Óleo (Milhões m³)		
Estratégia	UNISIM-I	UNISIM-II	Total
A_55	69.05	73.22	142.27
A_65	70.27	72.33	142.60
A_70	70.34	73.42	143.76
A	70.77	71.56	142.33
A_80	71.58	71.68	143.26
A_90	72.79	69.26	142.05
A_200	76.06	61.27	137.33
A_200liq	81.26	1.00	82.26
A_400liq	79.79	19.75	99.54

Tabela 6.5 - Valor presente líquido nas estratégias do Caso 1 - Procedimento 2

	Valor Presente Líquido (Milhões US$)		
Estratégia	UNISIM-I	UNISIM-II	Total
A_55	1,693	945	2,638
A_65	1,724	923	2,647
A_70	1,730	922	2,652
A	1,740	900	2,640
A_80	1,750	870	2,621
A_90	1,765	844	2,609
A_200	1,835	480	2,315
A_200liq	1,863	- 342	1,521
A_400liq	1,838	59	1,898

Tabela 6.6 - Produção acumulada nas estratégias do Caso 2 - Procedimento 2

	Produção Acumulada de Óleo (Milhões m³)		
Estratégia	UNISIM-I	UNISIM-II	Total
K_65	69.79	72.44	142.23
K_70	70.14	72.37	142.52
K	70.19	71.95	142.14
K_90	70.27	67.14	137.40
K_200	75.93	56.07	132.00

Tabela 6.7 - Valor presente líquido nas estratégias do Caso 2 - Procedimento 2

	Valor Presente Líquido (Milhões US$)		
Estratégia	UNISIM-I	UNISIM-II	Total
K_65	1,709	912	2,621
K_70	1,719	884	2,603
K	1,719	874	2,593
K_90	1,739	788	2,527
K_200	1,833	394	2,227

A postergação da produção do UNISIM-I (e consequente postergação na abertura dos poços do UNISIM-II) não trouxe resultados positivos, enquanto a antecipação moderada da substituição trouxe benefícios ao retorno do projeto.

Pode-se inferir que a definição de uma estratégia que antecipe a produção do UNISIM-II deve trazer maior retorno ao projeto. No entanto, deve ser estabelecido um limite para esta antecipação, sendo importante ressaltar que a produção do UNISIM-II é bruscamente limitada pela restrição de gás da plataforma, nunca alcançando os mesmos valores de vazão do UNISIM-I.

Na tentativa de otimização desta regra foram realizados outros testes utilizando a estratégia 'A' como base. No entanto, os resultados baseados em regras de fechamento por vazão de líquido mínima se mostraram piores, indicando que os poços produzem por muito tempo com W_{cut} elevado. As curvas da Figura 6.7 mostram que no primeiro caso os poços do UNISIM-I nem fecham por causa da vazão de liquido. Já a segunda estratégia fecha alguns poços e abre somente dois do UNISIM-II. Com o objetivo de otimizar a troca dos poços e antecipar a produção do UNISIM-II sem que se deixe de produzir o UNISIM-I outros valores e parâmetros de avaliação poderiam ser testados utilizando a mesma metodologia. Novamente a praticidade do acoplamento explícito para esta avaliação é evidenciada, evitando o rateio manual entre modelos a cada tentativa de regra de gerenciamento testada.

6.4 Procedimento 3

A aplicação do terceiro procedimento em três casos diferentes trouxe resultados similares para todos os casos.

O ganho na produção de óleo e no retorno financeiro do projeto ocorreu em todos os casos, conforme observamos na Figura 6.9, Figura 6.10, Figura 6.11 e na Tabela 6.8, comprovando que a consideração destes parâmetros otimiza a recuperação de fluidos do reservatório.

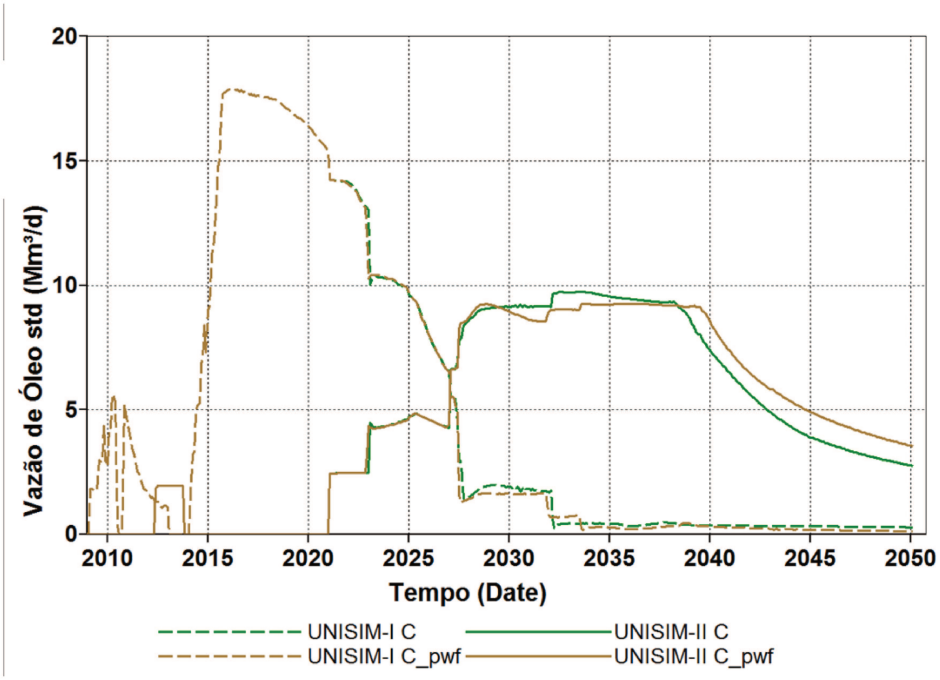

Figura 6.9 - Produção de óleo do Caso 3 - Procedimento 3

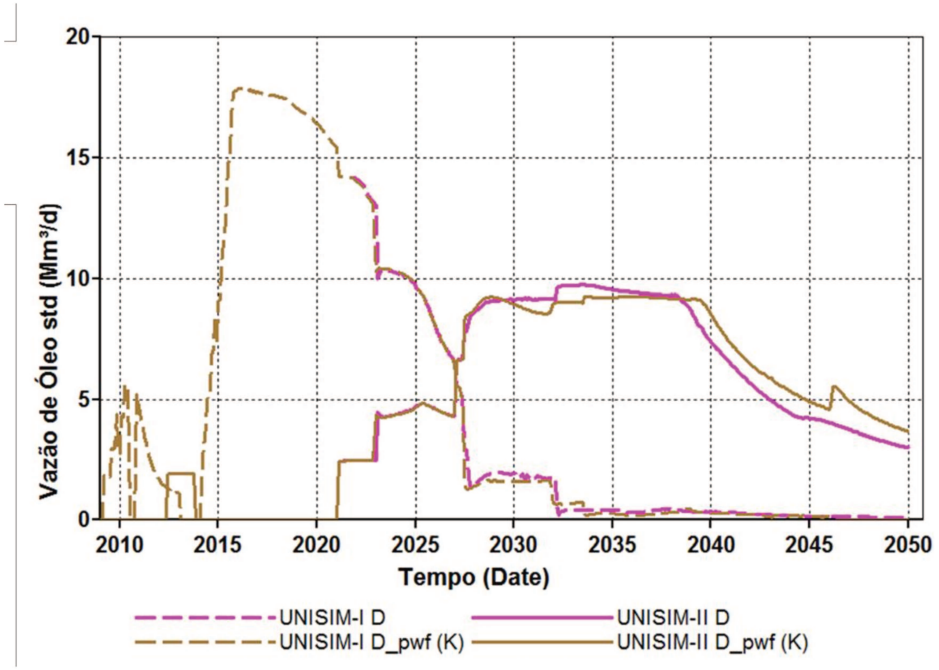

Figura 6.10 - Produção de óleo no Caso 4 - Procedimento 3

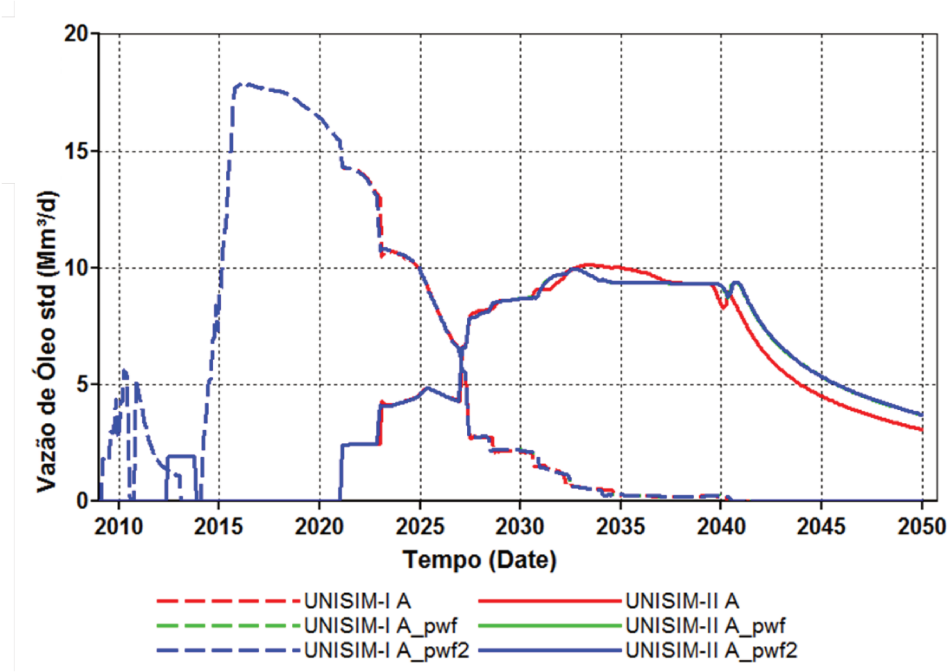

Figura 6.11 - Produção de óleo no Caso 5 - Procedimento 3

Tabela 6.8 - Resultados Procedimento 3

	Estratégia	VPL (Bilhão US$)	Np (Milhão m³)
CASO 3	C_pwf	2,571	141.70
	C	2,551	140.06
CASO 4	D_pwf (K)	2,593	142.14
	D	2,571	140.40
CASO 5	A_pwf2	2,660	144.78
	A_pwf	2,660	144.75
	A	2,640	142.33

Apesar do ganho percentual aparentemente reduzido no retorno financeiro, o acréscimo de aproximadamente US$20 milhões ocorre sem qualquer investimento de fato, apenas através do gerenciamento das variáveis de controle. Esse valor representa aproximadamente 35% do custo de um novo poço.

Na Figura 6.12, na Figura 6.13 e na Figura 6.14 observa-se o impacto do procedimento para o Caso 3 nas vazões de gás e água produzida, bem como na manutenção de pressão dos reservatórios, que também é impactada pela injeção de água. A prorrogação na produção é evidente em todos os casos em que houve a aplicação do procedimento de redução de pressão.

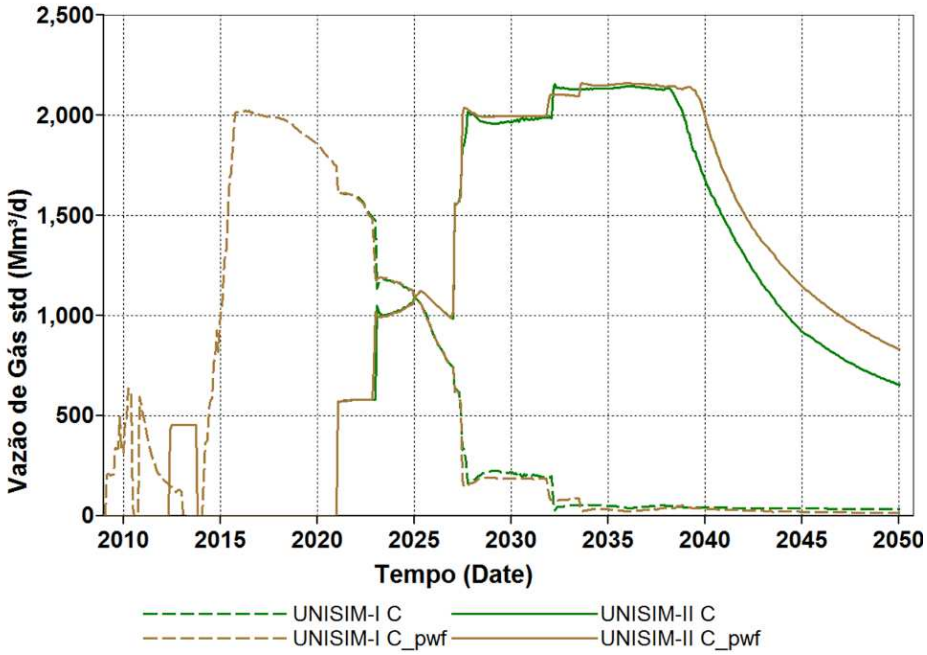

Figura 6.12 - Produção de gás do Caso 3 - Procedimento 3

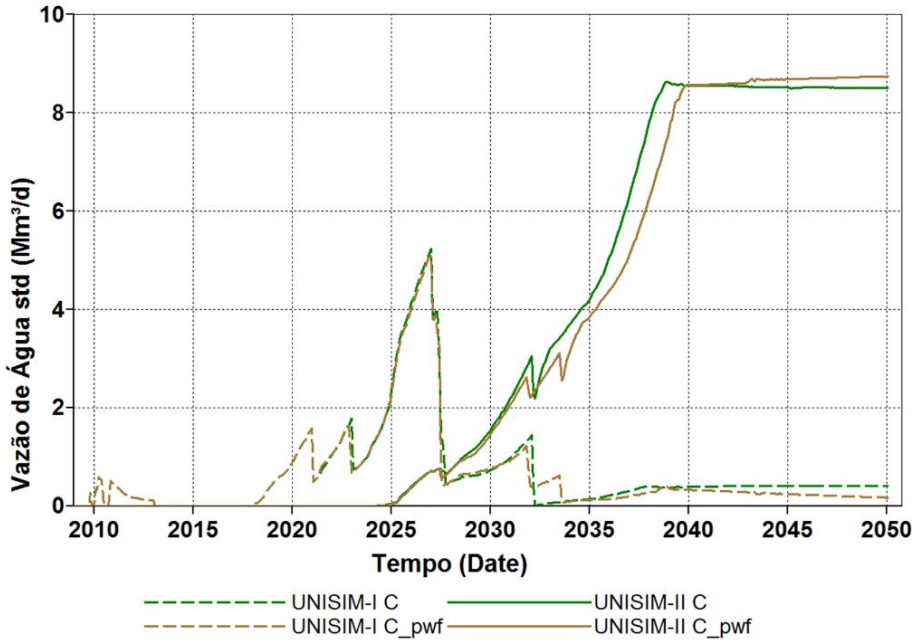

Figura 6.13 - Produção de água do Caso 3 - Procedimento 3

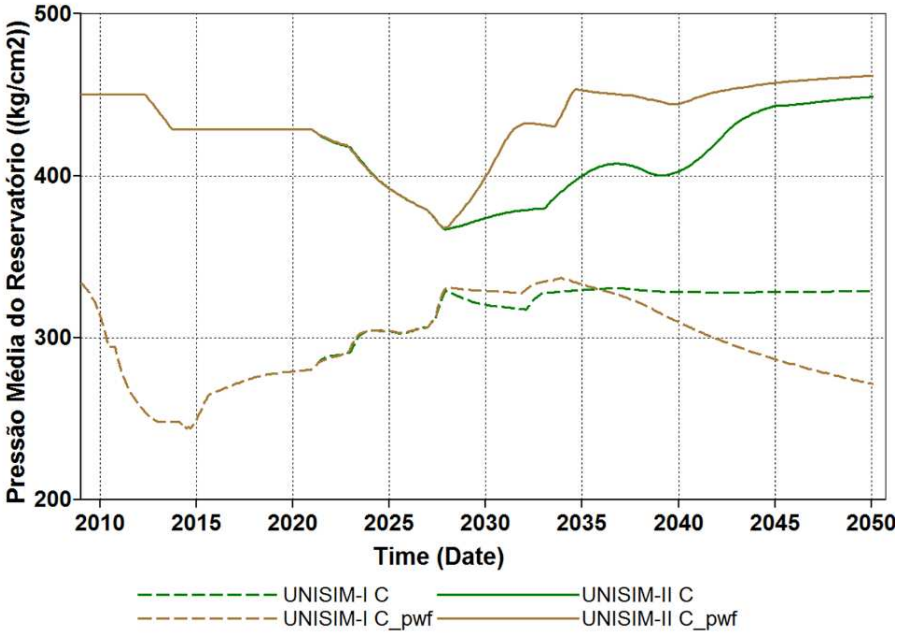

Figura 6.14 - Pressão média dos reservatórios no Caso 3 - Procedimento 3

Ainda analisando o Caso 3, nota-se uma alteração no comportamento da Razão Água/Óleo (RAO), cujo crescimento é postergado no reservatório II com a aplicação do procedimento. No entanto pouca diferença é vista no comportamento da Razão Gás/Óleo (RGO). Os comportamentos das variáveis ao longo do tempo estão na Figura 6.15 e na Figura 6.16.

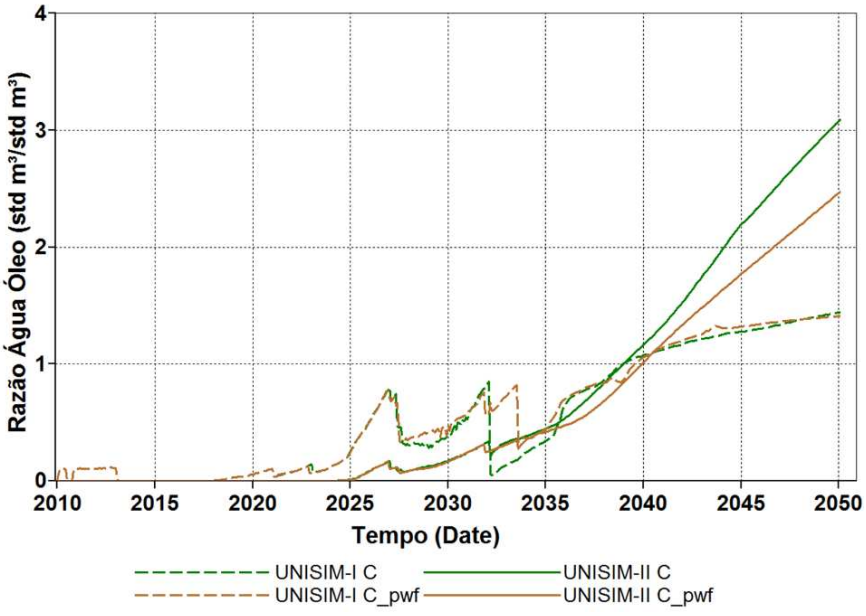

Figura 6.15 - RAO no tempo para o Caso 3 - Procedimento 3

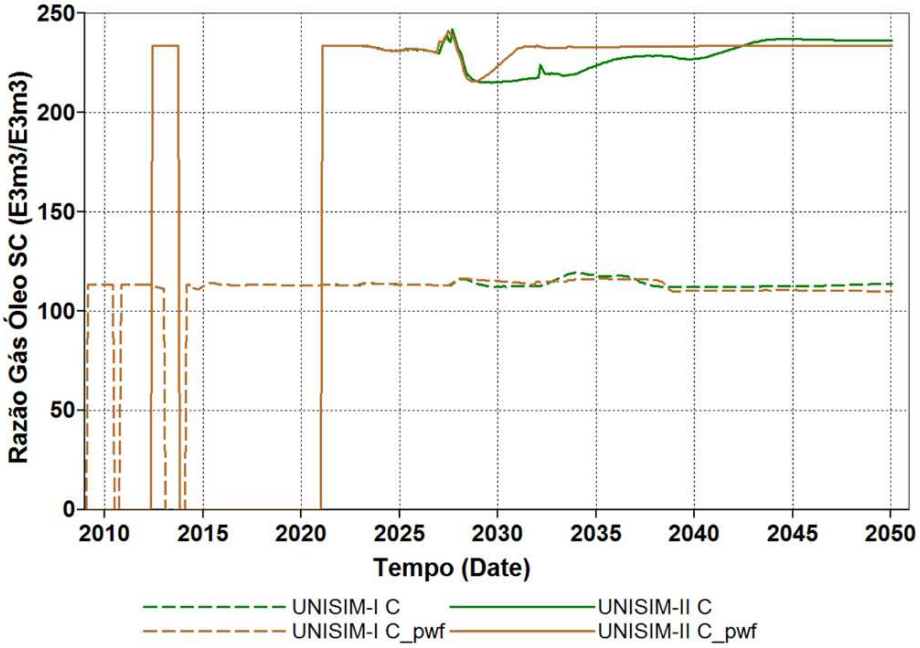

Figura 6.16 - RGO no tempo para o Caso 3 - Procedimento 3

7 CONCLUSÕES E RECOMENDAÇÕES

Este estudo buscou avaliar a implantação de diferentes estratégias de gerenciamento integrado da produção de múltiplos reservatórios produzindo para um único sistema de superfície e verificar a importância do uso do acoplamento explícito no gerenciamento de cenários complexos, com modelagem detalhada dos reservatórios, principalmente quando sujeitos a restrições operacionais. As restrições aplicadas ao estudo de caso levaram à possibilidade de otimizar o gerenciamento da produção de forma integrada, o que se tornou possível de maneira prática através da metodologia utilizada. As premissas utilizadas foram impactantes nos resultados e a alteração destas premissas em trabalhos futuros deve levar a tomada de decisões diferenciadas, corroborando a importância de se avaliar as variáveis de controle para cada situação. A utilização de *manifold* no lugar de poços satélite, a consideração do impacto da mistura dos fluidos dos diferentes reservatórios na superfície e diferentes restrições operacionais podem ser avaliadas futuramente em novos trabalhos.

A aplicação do estudo ocorreu em um cenário determinístico, contextualizada na Etapa 6 da metodologia de 12 Etapas (Schiozer et al, 2015) que busca reduzir os riscos e incertezas de um projeto. Este trabalho representa uma etapa importante na determinação dos parâmetros de gerenciamento, para se determinar as melhores regras de controle para o campo, mas este tipo de estudo deve ser repetido considerando incertezas e com outros modelos representativos selecionados pela metodologia (sequência das 12 etapas). Além disso, ao longo da vida produtiva de um campo os dados de produção são incorporados às modelagens, alterando os cenários de produção e fazendo com que seja necessário repetir o ciclo de etapas do estudo para auxiliar nas tomadas de decisão.

Foram estudados três procedimentos. O primeiro procedimento revelou que, para o caso estudado, restringir os poços com maior vazão de gás se mostrou a melhor estratégia de alocação de vazões de poços. Esta é a regra padrão na versão do simulador comercial utilizado para simulações de reservatórios isolados e se tornou possível para o caso de simulação integrada entre dois reservatórios distintos com a implementação da metodologia de priorização de poços na ferramenta acopladora. A grande diferença entre as características dos fluídos, com destaque para a alta RGO do óleo do reservatório II impactou significativamente o resultado diante da restrição ao escoamento de gás. Uma sugestão para estudos futuros com o mesmo enfoque seria normalizar os parâmetros de priorização em função das características dos fluidos produzidos de cada reservatório. Outro fator a ser considerado é a data limite para o cálculo do

VPL, respeitando a premissa de tempo de concessão. Na data final, as vazões ainda estão altas e este estudo poderia ser aplicado a um maior período de concessão, para efeito de avaliação deste parâmetro nos procedimentos de gerenciamento da produção durante toda a vida produtiva do reservatório.

Os resultados obtidos pelo segundo procedimento mostraram que a metodologia aplicada através do acoplamento explícito viabilizou estudos mais aprofundados sobre as regras de substituição de poços de reservatórios distintos. Foi observada a necessidade de antecipar a produção do UNISIM-II, sem deixar de considerar o patamar elevado da vazão do UNISIM-I antes da abertura dos novos poços. Assim, novas estratégias podem ser implementadas no sentido de obter uma otimização no resultado. Além disso, para este trabalho desconsiderou-se a alteração na composição da mistura dos fluidos dos dois reservatórios, premissa que, se alterada, pode trazer diferenças na escolha das estratégias de gerenciamento.

O ganho observado na aplicação do terceiro procedimento comprovou a necessidade de considerar a otimização de longo prazo na recuperação dos fluidos de cada reservatório. O impacto na produção foi visível, prolongando o patamar de produção de óleo e postergando a chegada da água nos poços produtores. Outras combinações de parâmetros podem ser testadas para encontrar a estratégia ótima no gerenciamento, além da possibilidade de reavaliação dos setores considerados para fim de comparação com as pressões de fundo dos poços. A aplicação do procedimento se fez possível devido ao uso do acoplamento explícito e da ferramenta acopladora desenvolvida, que permite a implementação de algoritmos próprios.

Os ganhos obtidos através da implementação das estratégias de gerenciamento aparentam ser pequenos quando comparados com os valores envolvidos nos projetos, no entanto eles resultaram de ações que não demandam investimentos financeiros ou alterações no projeto. O acompanhamento das variáveis de monitoramento de cada poço e do reservatório como um todo pelos profissionais envolvidos no gerenciamento embasam as alterações nos parâmetros de gerenciamento e podem trazer mudanças significativas no retorno do projeto. Com a atualização constante dos modelos de simulação diante da inserção dos dados de produção, a avaliação das estratégias deve ser realizada constantemente.

Novos estudos com este foco devem ser realizados, avaliando outras situações de restrições e cenários e diferentes possibilidades de estratégias de longo prazo. A sugestão que se extrai deste trabalho é que o fluxo do estudo integrado siga a metodologia proposta, avaliando individualmente cada sistema, tantos os reservatórios de hidrocarbonetos quanto os sistemas de

produção/escoamento, para posteriormente definir as estratégias do gerenciamento integrado e implementá-las nas ferramentas de simulação numérica.

8 REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

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*, v.9, pp. 21-30, Abril 2015, Brasil.

BELTRÃO, R. L. C.; SOMBRA, C. L.; LAGE, A. C. V. M.; FAGUNDES N. j. r.; HENRIQUES, C. c. D. **Challenges and New Technologies for the Development of the Pre-Salt Cluster, Santos Basin, Brazil**. *Offshore Technology Conference* 19880, Maio 2009.

BENTO, D. F. **Influência de Restrições de Produção na Definição da Estratégia de Explotação de Campos de Petróleo**. 2010. 206 p. Dissertação de Mestrado - Faculdade de Engenharia Mecânica, Universidade Estadual de Campinas, Campinas, 2010.

CHAN, K. S. **Water Control Diagnostic Plots**. *SPE Annual Technical Conference and Exhibition*, Dallas, 1995.

CMG. **IMEX Advanced Oil/Gas Reservoir Simulator Version 2008 User's. Guide**. Calgary: Computer Modelling Group Ltd., 2008.

CORREIA, M. G.; HOHENDORFF FILHO, J. C. von; GASPAR, A. T. F. S.; SCHIOZER, D. J. **UNISIM-II-D: Benchmark Case Proposal Based on a Carbonate Reservoir**, SPE LACPEC, 18-20 Novembro, Quito, Equador, 2015

COTRIM, H. A.; HOHENDORFF FILHO, J. C. V.; SCHIOZER, D. J. **Production Optimization Considering Interaction between Reservoirs and Constrained Surface Facilities. SPE 148334**. *SPE Reservoir Characterization and Simulation Conference and Exhibition. Abu Dhabi: Society of Petroleum Engineers*. 2011.

COTRIM, Henrique Araújo. **Simulação de Múltiplos Reservatórios em Cenário com Restrição de Superfície Utilizando Modelagem Integrada de Produção.** Campinas: Faculdade de Engenharia Mecânica, Universidade Estadual de Campinas, 2012. 108 p. Dissertação de Mestrado.

CRAIG, E. E., et al. **Optimized Recovery Through Continuing Interdisciplinary Cooperation**. *JPT* . Julho 1977.

DEMPSEY, J. R. et al. **An Efficient Method for Evaluating Gas Field Gathering System Design.** *Journal of Petroleum Technology*, 1971, pág.1067-1073.

ECONOMIDES, M. J.; HILL, A. D.; EDHLIG-ECONOMIDES. C. **Petroleum Production Systems**. New Jersey: *Prentice Hall Petroleum Engineering Series*, 1994. 611 p.

EMMANUEL, A. S.; RANNEY, J. C. **Studies of Offshore Reservoir with an Interfaced Reservoir/ Piping Network Simulator**, *Journal of Petroleum Technology*, 1981, pág.399-406.

FANCHI, J. R. **Principles of Applied Reservoir Simulation**. 3a. ed. Burlington: Elsevier Scientific Publishing Company, 2006. 511 p.

GASPAR, A. T. F. S. et al. **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, n. 1, p. 47–55, 2015

GASPAR, A. T. F. S. et al. **Application of Assisted Optimization to Aid Oil Exploitation Strategy Selection for Offshore Fields.** In: *SPE Latin America And Caribbean Petroleum Engineering Conference*, 2014, Maracaibo. **Anais**... Maracaibo: Society of Petroleum Engineers, 2014, (SPE 169464-MS).

GASPAR, A. T. F. S. et al. **Study Case for Reservoir Exploitation Strategy Selection based on UNISIM-I Field.** UNISIM, 2013. Disponível em: <http://www.unisim.cepetro.unicamp.br/benchmarks/files/UNISIM-I-D.pdf>.

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, p. 473–488, 2016.

GHORAYEB, K.; HOLMES, J.; TORRENS, R.; GREWAL, B. **A General Purpose Controller for Coupling Multiple Reservoir Simulations and Surface Facility Networks.** *SPE Reservoir Symposium Simulation*. Houston: 2003.

GRUPO DE PESQUISA EM SIMULAÇÃO E GERENCIAMENTO DE RESERVATÓRIOS (UNISIM). **Mero: Manual Do Usuário**. Campinas: UNISIM, 2015, 153p.

HANDELS, M. et al. **Adjoint-Based Well - Placement Optimization Under Production Constraints**. In: *SPE Reservoir Simulation Symposium*, 2007, Houston.Society of Petroleum Engineers, 2007, (SPE 105797-MS).

HASTENREITER, L, et al.*:* **Indicadores de desempenho para Projetos de Injeção de Água** Seminário de Reservas e Reservatórios 2007 – Universidade Petrobras.

HAUGEN, E. D; HOLMES, J. A.; SELVIG, A. **Simulation of Independent Reservoirs Coupled by Global Production and Injection Constraints**. SPE 29106. 13º *Reservoir Simulation Symposium*. San Antonio. Texas. USA. Fevereiro de 1995.

HOHENDORFF Filho, J. C. von, **Avaliação do Acoplamento Explícito entre Simulação de Reservatório e Sistema de Produção.** Campinas, Faculdade de Engenharia Mecânica, Universidade Estadual de Campinas, 2012. 165 p. Dissertação de Mestrado.

HOHENDORFF FILHO, J. C. von; SCHIOZER, D. J. **Evaluation of Explicit Coupling Between Reservoir Simulators and Production System.** *Journal of Energy Resources Technology*, v. 135, pp. 1-24, Outubro, 2014

MAGALHÃES, T. C. B. **Influência de Restrições Operacionais na Definição da Estratégia de Produção.** Campinas. Faculdade de Engenharia Mecânica, Universidade Estadual de Campinas, 2005 143p. Dissertação de Mestrado.

MEZZOMO, C. C.; SCHIOZER, D. J. **Field Development Planning Optimization Using Reservoir Simulation.** *Second Meeting on Reservoir Simulation*, Buenos Aires, Argentina, 5-6 de Novembro, 2002.

NEVES, F.R. **Análise da Influência de Indicadores Econômicos na Escolha da Estratégia de Produção.** Campinas. Faculdade de Engenharia Mecânica, Universidade Estadual de Campinas, 2005 129p. Dissertação de Mestrado.

PINTO, M. A. S.; BARRETO, C. E.; SCHIOZER, D. J. **Optimization of Proactive Control Valves of Producer and Injector Smart Wells under Economic Uncertainty**. In: *SPE Europec/Eage Annual Conference*, 2012, Copenhagen. **Anais**... Copenhagen: Society of Petroleum Engineers, 2012b, (SPE 154511-MS).

PINTO, M. A. S.; BARRETO, C. E.; SCHIOZER, D. J.: **Comparison between Conventional and Intelligent Wells with Reactive and Proactive Controls under Economic Uncertainty.** In: *SPE International Production and Operation Conference & Exhibition*, 2012, Doha. **Anais**... Doha: Society of Petroleum Engineers, 2012a, (SPE 155657-MS).

PINTO, M. A. S.; GILDIN, E.; SCHIOZER, D. J. **Short-Term and Long-Term Optimizations for Reservoir Management with Intelligent Wells.** In: *SPE Latin American And Caribbean Petroleum Engineering Conference*, 2015, Quito. **Anais**... Quito: Society of Petroleum Engineers, 2015b, (SPE 177255-MS).

ROSA, A. J.; CARVALHO, R. S.; XAVIER, J. A. D. **Engenharia de Reservatórios de Petróleo.** Rio de Janeiro: Editora Interciência Ltda, 2006. 808 p.

ROTONDI, M. et al. **The Benefits of Integrated Asset Modeling: Lesson Learned from Field Cases**. *SPE Europec/EAGE Annual Conference and Exhibition*, Roma, Itália, Junho de 2008 (SPE 113831).

SANTOS, D. R.: **Influência das Variáveis de Controle de Poços durante o desenvolvimento de Campos de Petróleo sob Incertezas.** Campinas, SP, Faculdade de Engenharia Mecânica, Universidade Estadual de Campinas, 2017. 154 p. Dissertação de Mestrado.

SATTER, A.; VARNOM, J.E.; HOANG, M.T. **Integrated Reservoir Management**, *JPT* 1057, Dezembro, 1994.

SATTER, A.; THAKUR, G.C.; **Integrated Petroleum Reservoir Management: A Team Approach**; PennWell Books; Oklahoma; EUA; 1994.

SCHIOZER, D. J. et al. **Use of representative models in the integration of risk analysis and production strategy definition.** *Journal of Petroleum Science and Engineering*, v. 44, n. 1-2, p. 131–141, 2004.

SCHIOZER, D. J. **Simulação de Reservatórios I – Notas de Aula** – Departamento de Engenharia de Petróleo, Campinas: UNICAMP, 2015.

SCHIOZER, D. J.; AZIZ, K. **Use of Domain Decomposition for Simultaneous Simulation of Reservoir and Surface Facilities.** *SPE Western Regional Meeting*. Long Beach: Society of Petroleum Engineers. 1994. (SPE 27876)

SCHIOZER, D. J.; MEZZOMO, C. C. **Methodology for Field Development Optimization with Water Injection.** In: *SPE Hydrocarbon Economics And Evaluation Symposium*, 2003, Dallas. Anais. Dallas: Society of Petroleum Engineers, 2003, (SPE 82021-MS).

SCHIOZER, D. J.; SANTOS, A. A. DE S. DOS; DRUMOND, P. S. **Integrated Model Based Decision Analysis in Twelve Steps Applied to Petroleum Fields Development and Management.** In: EUROPEC 2015, 2015. Madrid: Society of Petroleum Engineers, 2015, (SPE 174370-MS).

STARTZMAN, R. A.; BRUMMETT, W. M.; RANNEY, J. C.; EMANUEL, A. S.; TORONYI, R. M. **Computer Combines Offshore Facilities and Reservoir Forecasts**. *Petroleum Engineer*, Richardson, pág.65-76, 1977.

THAKUR, G. C. **What Is Reservoir Management?** *JPT,* Junho 1996. (SPE 26289). Distinguished Author Series

VIEIRA, P.M.F. **Dicas de Gerenciamento de Reservatório – Visão da Engenharia.** Nota Técnica UO-BS/ENGP/CER. Petrobras, Julho de 2015.

WIGGINS, M.L.; STARTZMAN, R.A. **An Approach to Reservoir Management**, *SPE Annual Technical Conference and Exhibition,* New Orleans, LA, Sept. 23-26. 1990 (SPE 20747)

APÊNDICE A

Rotinas de alocação de vazão

As rotinas de alocação de vazão citadas neste trabalho foram implementadas na ferramenta acopladora, atualmente nomeada CORAL (UNISIM, 2017), com lógicas de funcionamento diferenciadas.

Cotrim (2012) utilizou em um dos métodos aplicados em seus estudos a lógica de priorização de produção de poços de acordo com parâmetros pré-estabelecidos relacionados às vazões dos poços que participam do grupo com limitação de vazão. A fórmula de priorização de poços para o cálculo do peso de cada poço (PP) continha os seguintes coeficientes e parâmetros:

$$PP = \left(\frac{A1*Q_o+A2*Q_g+A3*Q_w}{B1*Q_o+B2*Q_g+B3*Q_w}\right)^N \quad \text{A.1}$$

onde:
A1, A2, A3, B1, B2 e B3 - coeficientes livremente definidos pelo usuário;
Qo - vazão de óleo produzida pelo poço;
Qg - vazão de gás produzida pelo poço
Qw - vazão de água produzida pelo poço;
N - fator de amplificação/atenuação da prioridade dos poços.

A aplicação da rotina (Figura A.1) inicia com o cálculo do fator ‘PP’ para cada poço, de acordo com os coeficientes definidos e os parâmetros individuais do poço. Em seguida este fator de priorização é normalizado, dividindo o ‘PP’ de cada poço pela somatória dos ‘PP’ de todos os poços do grupo em que há a restrição. A seguir, cada fator normalizado ‘PPn’ de cada poço é multiplicado pela capacidade máxima do grupo, resultando na vazão de produção de cada poço diante do limite estabelecido.

Este valor calculado é comparado com os limites individuais de vazão dos poços (Qlimite), também denominados restrições operacionais (*constraints*), que devem ser respeitados. No caso em que nenhum limite individual estabelecido é superado, a rotina se encerra. Caso contrário, atribui-se o próprio valor máximo e acumula-se a soma das vazões excedentes (SQexc). O passo final é a distribuição do valor total das vazões excedentes entre os poços que não atingiram os limites individuais.

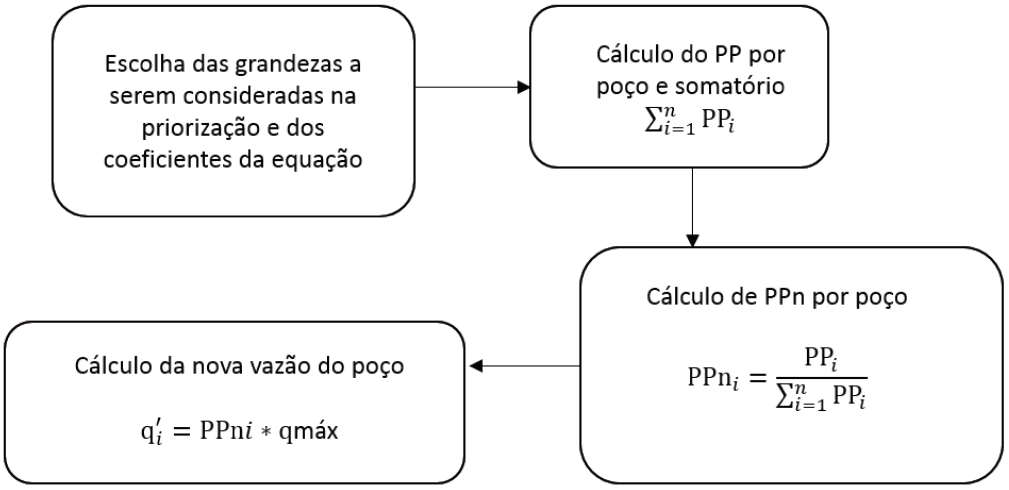

Figura A.1 - Esquema de utilização da Rotina de Alocação de Vazão baseada nos Pesos dos Poços (PP)

Um exemplo de aplicação da rotina para o caso em que há restrição da produção de água seria penalizar poços em que há maior produção de água em detrimento da vazão de óleo. Poderia ser usada a priorização de poços com menor RAO (Razão Água/Óleo). Desta forma, o fator WP=1/RAO=Qo/Qw. Para isso os coeficientes seriam: A1=B3=N=1, enquanto os demais coeficientes seriam zero.

Na utilização dos parâmetros PP na definição das novas vazões nota-se que os valores calculados para os PP são utilizados diretamente no rateio das vazões considerando a capacidade total do sistema de superfície. Percebe-se que não há a criação de uma classificação para os poços que possa diretamente cessar a produção e, portanto, a tendência é que não ocorram mudanças bruscas de vazão ao longo do tempo simulado. Em contrapartida, a maximização do fluido de interesse não deve ser tão eficiente, pois podem ser atribuídas vazões não nulas mesmo aos poços com menores PP.

A aplicabilidade de um expoente 'N', denominado fator de amplificação ou atenuação dos 'PP' é justificada pela necessidade de se amenizar a proporcionalidade dos parâmetros escolhidos no peso dos poços. Valores de 'N' superiores à unidade tendem a amplificar as diferenças entre os diversos 'PP', enquanto que 'N' entre 0 (zero) e 1 (um) atenua as discrepâncias.

Hohendorff Filho (2012) atualizou a ferramenta acopladora e, com base na rotina de Cotrim (2012), implementou um novo parâmetro na rotina de alocação de vazão, denominando a rotina por *WellPrior* (WP).

$$WP = \left(\frac{A1*Q_o+A2*Q_g+A3*Q_w}{B1*Q_o+B2*Q_g+B3*Q_w+B4}\right)^N \quad \text{A.2}$$

onde:
WP - fator de priorização do poço;
A1, A2, A3, B1, B2, B3 e B4 - coeficientes livremente definidos pelo usuário;
Qo - vazão de óleo produzida pelo poço;
Qg - vazão de gás produzida pelo poço
Qw - vazão de água produzida pelo poço;
N - fator de amplificação/atenuação da prioridade dos poços.
B4 - termo independente da vazão, que foi acrescido à formulação original e tem sido utilizado para permitir o cálculo da equação quando B1, B2 e B3 são iguais a zero.

A lógica desta rotina se assemelha à lógica apresentada na Figura A.1, com o acréscimo de novas possibilidades de combinação de parâmetros de priorização de poços resultantes da adição do coeficiente B4 ao denominador da fórmula.

Hohendorff Filho (2017) continuou a atualizar a ferramenta acopladora e as lógicas de alocação de vazão para casos em que a limitação de produção é encontrada, expandindo as possibilidades de parâmetros a serem considerados no rateio entre os poços.

Para o presente estudo, com base nas rotinas anteriores, novos parâmetros foram acrescidos à rotina *WellPrior*, permitindo aplicar mais regras diferenciadas no tratamento dos poços que excedam a vazão de rateio e a lógica de priorização foi modificada.

O novo cálculo do fator de priorização de poços é descrito na Equação A.3:

$$\mathbf{WP} = \left(\frac{\mathbf{A1}*\mathbf{Q_o}+\mathbf{A2}*\mathbf{Q_g}+\mathbf{A3}*\mathbf{Q_w}+\boldsymbol{A4}*\boldsymbol{Pbl}+\boldsymbol{A5}*\boldsymbol{Pwf}}{\mathbf{B1}*\mathbf{Q_o}+\mathbf{B2}*\mathbf{Q_g}+\mathbf{B3}*\mathbf{Q_w}+\boldsymbol{B4}*\boldsymbol{Pbl}+\boldsymbol{B5}*\boldsymbol{Pwf}+\boldsymbol{B6}}\right)^{\mathbf{N}} \quad \text{A.3}$$

onde:
WP - fator de priorização do poço;
A1, A2, A3, A4, A5, B1, B2, B3, B4 e B5 - coeficientes de interação definidos pelo usuário;
N - fator de amplificação/atenuação da prioridade;
B6 - termo independente;
P_{bl} - pressão do bloco da malha de simulação onde o poço está inserido;
P_{wf} - pressão de fundo de poço;
Qo - vazão de óleo produzida pelo poço;
Qg - vazão de gás produzida pelo poço
Qw - vazão de água produzida pelo poço.

A nova rotina *WellPrior* está baseada no ranqueamento dos poços que terão suas vazões penalizadas diante da necessidade de redução da vazão do conjunto de poços. A aplicação da

rotina (Figura A.2) inicia-se selecionando os coeficientes utilizados para a definição dos parâmetros que serão considerados no cálculo do fator ‘WP’. O fator ‘WP’ de cada poço é calculado, assim como o somatório de todos os ‘WP’, para que este fator seja posteriormente normalizado (WPn), assim como na rotina anterior. A partir deste ponto, a rotina passa a usar uma lógica diferenciada para a adequação das vazões dos poços à restrição do grupo.

No passo seguinte obtém-se a vazão de rateio (Δq) subtraindo a capacidade total do sistema de superfície ($q_{máx}$) da vazão total dos poços ($\sum_{i=1}^{n} q_i$). Esta é a vazão excedente que deve ser subtraída da vazão total do conjunto de poços para que não se ultrapasse o limite máximo do sistema.

A parcela da vazão excedente que será subtraída da vazão de cada um dos poços é resultado da multiplicação dos respectivos ‘WPn’ pela vazão de rateio (Δq). A nova vazão de cada poço é calculada através da subtração desta parcela da vazão inicial do poço, garantindo que a somatória das novas vazões se iguale ao limite máximo do sistema. Desta forma, todos os poços serão penalizados, com suas vazões reduzidas de maneira proporcional ao fator de priorização de poço ‘WP’ calculado no primeiro passo da rotina.

O último passo é a avaliação da nova vazão de cada poço e se nenhum valor for menor que zero, a rotina se encerra. Caso contrário, fecha-se o respectivo poço e retorna-se ao primeiro passo.

Diferentemente da primeira rotina, em que os parâmetros ‘PPn’ são utilizados diretamente na priorização do rateio das vazões, resultando em uma nova vazão proporcional ao fator e independente da vazão inicial de cada poço, na nova rotina *WellPrior*, a nova vazão de cada poço está diretamente relacionada à vazão inicial do mesmo e tem sua vazão reduzida de forma proporcional ao fator ‘WPn’. Assim, se anteriormente a escolha do parâmetro para o cálculo do fator de priorização visava priorizar a produção do poço cujo parâmetro se sobressaísse, na nova rotina a escolha do parâmetro visa penalizar na vazão excedente o poço cujo parâmetro se sobressai.

Importante frisar que para o caso da escolha do parâmetro de vazão do fluido limitante, o resultado das duas aplicações será o mesmo. Se a escolha dos coeficientes resultarem nos valores de ‘PP’ e ‘WP’ iguais às vazões de gás, para o caso onde há restrição à produção de gás, por exemplo, a manipulação das fórmulas levará ao mesmo resultado final.

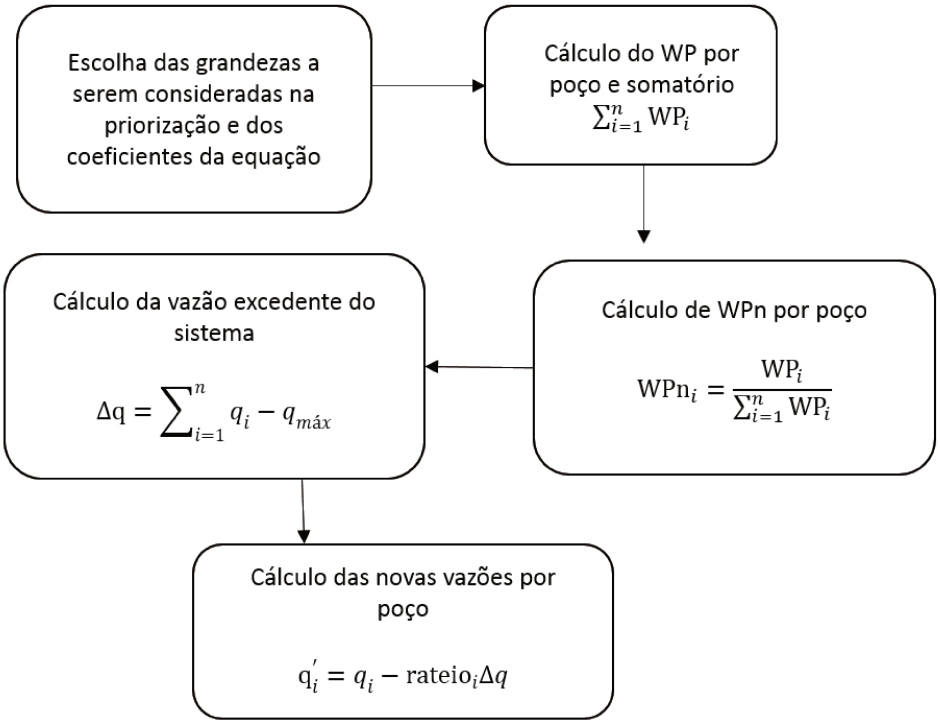

Figura A.2 - Esquema de aplicação da nova rotina WellPrior (WP)

Na fórmula de cálculo da nova vazão de gás na nova rotina *WellPrior*:

$$\mathrm{q}_i' = q_i - \mathrm{WPn}_i \Delta q \qquad \text{A.4}$$

quando $\mathrm{WP}_i = q_i$

Então $\sum_{i=1}^{n} WP_i = \sum_{i=1}^{n} q_i$

e $\mathrm{WPn}_i = \frac{q_i}{\sum_{i=1}^{n} q_i}$

Substituindo $\Delta \mathrm{q} = \sum_{i=1}^{n} q_i - q_{máx}$ na equação acima, temos:

$$\mathrm{q}_i' = q_i - \left(\frac{q_i}{\sum_{i=1}^{n} q_i}\right) * \left(\sum_{i=1}^{n} q_i - q_{máx}\right)$$

$$\mathrm{q}_i' = q_i - \left(\frac{q_i}{\sum_{i=1}^{n} q_i}\right) * \left(\sum_{i=1}^{n} q_i\right) + \left(\frac{q_i}{\sum_{i=1}^{n} q_i}\right) * q_{máx}$$

O segundo termo se anula e o terceiro termo é exatamente o valor de $\mathrm{WPn}_i * q_{máx}$

Assim:

$$q_i' = \mathrm{WPn}_i * q_{máx}$$

Portanto, para o caso em que o parâmetro de priorização é a própria vazão do fluido limitante, as duas rotinas se equiparam. Nos demais casos, as aplicações são distintas, conforme exposto anteriormente.

Dois casos simplificados são mostrados a seguir, com a aplicação das rotinas antes e depois da mudança de lógica de alocação de vazão para o caso de limitação à vazão de gás em um conjunto de dois poços produtores com características distintas.

Caso 1: Parâmetro de priorização vazão de gás (Qg)

A Tabela A.1 apresenta os valores de vazões de dois poços fictícios que produzem para uma mesma plataforma, cujo limite de produção de gás está sendo ultrapassado. O lado esquerdo da tabela apresenta os resultados da aplicação da primeira rotina apresentada segundo a Figura A.1. O lado direito da tabela apresenta os resultados da aplicação da nova rotina *WellPrior* apresentada na Figura A.2. Conforme demonstrado anteriormente, a aplicação das duas rotinas para os casos de escolha do parâmetro de priorização igual à vazão do fluido limitante resulta em valores iguais.

Tabela A.1 - Comparação das rotinas com priorização de Qg

	Poço 1	Poço 2	Soma poços	Limite plat
Qo	10	15	25	30
Qg	15	30	45	40
PP	15	30	45	
PPn	0.33	0.67	1	
novo Qg	13.33	26.67	40	

	Poço 1	Poço 2	Soma poços	Limite plat
Qo	10	15	25	30
Qg	15	30	45	40
WP	15	30	45	
WPn	0.33	0.67	1	
Vazão Rateio (Δq)			5.00	
novo Qg	13.33	26.67	40	

Caso 2: Parâmetro de priorização igual a ROG (Razão Óleo/Gás)

A Tabela A.2 apresenta os valores de vazões dos mesmos poços fictícios do Caso anterior, que produzem para uma mesma plataforma, cujo limite de produção de gás está sendo ultrapassado. O lado esquerdo da tabela apresenta os resultados da aplicação da primeira rotina apresentada segundo a Figura A.1. O lado direito da tabela apresenta os resultados da aplicação da nova rotina *WellPrior* apresentada na Figura A.2. Neste caso, a aplicação das duas rotinas

quando a escolha do parâmetro de priorização difere da vazão do fluido limitante resulta em valores diferentes.

Tabela A.2 - Comparação das rotinas com priorização de ROG

	Poço 1	Poço 2	Soma poços	Limite plat
Qo	10	15	25	30
Qg	15	30	45	40
ROG	0.67	0.50		
PP	0.67	0.50	1.17	
PPn	0.57	0.43	1	
novo Qg	22.86	17.14	40	
novo Qg 2	15	25	40	

	Poço 1	Poço 2	Soma poços	Limite plat
Qo	10	15	25	30
Qg	15	30	45	40
ROG	0.67	0.50		
WP	0.67	0.50	1.17	
WPn	0.57	0.43	1	
Vazão Rateio (Δq)		5.00		
novo Qg	12.14	27.86	40	

Na primeira rotina a iteração inicial resulta em um valor de vazão de gás do ‘poço 1’ acima de seu valor potencial. Assim, seguindo a lógica estabelecida, é locada a este poço o valor máximo de vazão e o excedente passa para o outro poço do grupo.

Analisando os resultados obtidos percebe-se que enquanto uma rotina prioriza a produção dos poços de acordo com o parâmetro escolhido, a outra penaliza a produção dos poços quando o mesmo parâmetro é escolhido. A Tabela A.3apresenta a participação da produção de cada poço na produção do grupo, antes e depois da aplicação de cada rotina. Na aplicação da primeira rotina (lado esquerdo da tabela) a participação do ‘poço 1’ aumentou em relação a situação anterior. Nota-se que a ROG desde poço é maior que o ‘poço 2’. No lado direito da tabela, onde estão os resultados da aplicação da segunda rotina, percebe-se o contrário, a participação do ‘poço 1’ diminuiu em relação a situação anterior.

Tabela A.3 - Fração de participação dos poços na vazão do grupo

	Poço 1	Poço 2	Soma poços
Qg	15	30	45
novo Qg	15	25	40
% antes	33	67	100
% depois	38	62	100

	Poço 1	Poço 2	Soma poços
Qg	15	30	45
novo Qg	12	28	40
% antes	33	67	100
% depois	30	70	100

A nova rotina de alocação de vazão procura ampliar a metodologia de Cotrim, adotando um conjunto de coeficientes para cada restrição de fluido. Temos então *OilWellPrior*,

GasWellPrior, WaterWellPrior e *LiquidWellPrior*, que serão utilizados no caso de violação de restrições de óleo, gás, água e liquido, respectivamente.

Hoje, na configuração padrão das simulações, os coeficientes são configurados para ratear proporcionalmente à vazão da fase restritiva, atuando de forma igual à rotina anterior. No entanto, podem ser configurados para todos seguirem a mesma regra de priorização de poços ou qualquer regra diferenciada. Os valores de coeficientes padrão são:

OilWellPrior: A1=B6=N=1; Ai=0; Bj=0, sendo i=2,3,4,5 e j=1,2,3,4,5

GasWellPrior: A2=B6=N=1; Ai=0; Bj=0, sendo i=1,3,4,5 e j=1,2,3,4,5

WaterWellPrior: A3=B6=N=1; Ai=0; Bj=0, sendo i=1,2,4,5 e j=1,2,3,4,5

LiquidWellPrior: A1=A3=B6=N=1; Ai=0; Bj=0, sendo i =2,4,5 e j=1,2,3,4,5