



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

JOÃO CARLOS VON HOHENDORFF FILHO

**DESENVOLVIMENTO E GERENCIAMENTO DE  
RESERVATÓRIOS DE PETRÓLEO COM FOCO  
NA MODELAGEM INTEGRADA COM SISTEMA  
DE PRODUÇÃO**

CAMPINAS

2021

JOÃO CARLOS VON HOHENDORFF FILHO

**DESENVOLVIMENTO E GERENCIAMENTO DE  
RESERVATÓRIOS DE PETRÓLEO COM FOCO  
NA MODELAGEM INTEGRADA COM SISTEMA  
DE PRODUÇÃO**

Tese de Doutorado 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 Doutor 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 Tese defendida pelo aluno João Carlos von Hohendorff Filho e orientada pelo Prof. Dr. Denis José Schiozer.

---

Assinatura do Orientador

CAMPINAS

2021

Ficha catalográfica  
Universidade Estadual de Campinas  
Biblioteca da Área de Engenharia e Arquitetura  
Rose Meire da Silva - CRB 8/5974

Hohendorff Filho, João Carlos von, 1976-  
H681d Desenvolvimento e gerenciamento de reservatórios de petróleo com foco na modelagem integrada com sistema de produção / João Carlos von Hohendorff Filho. – Campinas, SP : [s.n.], 2021.

Orientador: Denis José Schiozer.

Tese (doutorado) – Universidade Estadual de Campinas, Faculdade de Engenharia Mecânica.

1. Simulação. 2. Reservatórios de petróleo. 3. Poços de petróleo. 4. Integração de sistemas. I. Schiozer, Denis José, 1963-. II. Universidade Estadual de Campinas. Faculdade de Engenharia Mecânica. III. Título.

Informações para Biblioteca Digital

**Título em outro idioma:** Development and management of oil reservoirs focused on integrated modeling with production system

**Palavras-chave em inglês:**

Flow simulation

Petroleum reservoirs

System engineering

Production system

**Área de concentração:** Reservatórios e Gestão

**Titulação:** Doutor em Ciências e Engenharia de Petróleo

**Banca examinadora:**

Denis José Schiozer [Orientador]

Rosângela Barros Zanoni Lopes Moreno

Marcelo Souza de Castro

Marcos Vitor Barbosa Machado

Vinícius Ramos Rosa

**Data de defesa:** 15-06-2021

**Programa de Pós-Graduação:** Ciências e Engenharia de Petróleo

**Identificação e informações acadêmicas do(a) aluno(a)**

- ORCID do autor: <https://orcid.org/0000-0003-2717-6279>

- Currículo Lattes do autor: <http://lattes.cnpq.br/1965310991947709>

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

TESE DE DOUTORADO

**DESENVOLVIMENTO E GERENCIAMENTO DE  
RESERVATÓRIOS DE PETRÓLEO COM FOCO NA  
MODELAGEM INTEGRADA COM SISTEMA DE  
PRODUÇÃO**

Autor: João Carlos von Hohendorff Filho  
Orientador: Prof. Dr. Denis José Schiozer

A Banca Examinadora composta pelos membros abaixo aprovou esta Tese. A Ata da Defesa, assinada pelos membros da Comissão Examinadora, consta no SIGA/Sistema de Fluxo de Dissertação/Tese e na Secretaria do Programa da Unidade.

---

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

---

Profa. Dra. Rosangela Barros Zanoni Lopes Moreno  
FEM / UNICAMP

---

Prof. Dr. Marcelo de Souza Castro  
FEM / UNICAMP

---

Dr. Marcos Vitor Barbosa Machado  
PETROBRAS – Petróleo Brasileiro S.A.

---

Dr. Vinícius Ramos Rosa  
PETROBRAS – Petróleo Brasileiro S.A.

Campinas, 15 de junho de 2021.

## **DEDICATÓRIA**

Este trabalho é dedicado à:

Ao Senhor Jesus Cristo, pelo dom maravilhoso da vida, pela capacidade e inteligência concedidas, por dar sentido à minha existência e por, desde o princípio, conduzir os meus passos até este momento.

À minha esposa Elaine e meu filho Levi, por sua compreensão, paciência e apoio em todos os momentos.

Aos meus pais João Carlos e Eliana, que investiram em mim desde cedo com carinho, tempo, esforço, atenção e dedicação.

Meus professores e mentores.

Meus queridos amigos.

## AGRADECIMENTOS

Ao orientador e professor Dr. Denis José Schiozer pelo incentivo, atenção, paciência e disposição para me atender sempre que solicitado.

Aos colegas Samuel Mello, Kildare Gurjão, Fernanda Gramorelli, Otávio Neves, Germano Assunção, Rodrigo Vaz, Oscar Julian, Victor Rios, Igor Victorino e Marcelo Lopes que fizeram contribuições importantes para o desenvolvimento deste trabalho.

Ao DEP, DE, FEM, CEPETRO e UNICAMP pela utilização das instalações e pelo apoio ao desenvolvimento do trabalho.

Aos amigos do Grupo UNISIM, em especial a Alberto Santos, Alexandre Lima, Ana Gaspar, Carla Ferreira, Célio Maschio, Gonçalo Oliveira, Guilherme Avansi, Helena Scanavini, Luciana Silva, Manuel Correia, Susana Santos, Vinicius Botechia, Vinicius Rios, Guilherme Tonin, Renato Corsani, Daniel Carvalho, Derek Vasconcelos, Paulo Drumond, Rafael Neto, Raphael Bastos, Talita Alves e Thiago Feliciano.

A todos os demais amigos, colegas, professores e funcionários da UNICAMP que direta ou indiretamente contribuíram para a realização desse trabalho.

À PETROBRAS pelo suporte financeiro da pesquisa. Aos seus profissionais que me ajudaram em discussões técnicas enriquecedoras e no direcionamento dos problemas apresentados durante a pesquisa.

À Energi Simulation que permitiu um melhor contato entre a UNICAMP e universidades estrangeiras que trouxeram novas perspectivas para o grupo devido ao elevado nível de qualidade do seu programa de cátedra em pesquisa.

## RESUMO

HOHENDORFF FILHO, João Carlos von, *Desenvolvimento e Gerenciamento de Reservatórios de Petróleo com Foco na Modelagem Integrada com Sistema de Produção*, Campinas, Faculdade de Engenharia Mecânica, Universidade Estadual de Campinas, 2021. 147 p. Tese (Doutorado)

A integração da modelagem de sistemas de produção com reservatórios para obtenção de resultados mais robustos de previsão de produção pode afetar diretamente a estimativa de reservas das companhias de petróleo e aumenta a qualidade das previsões de produção e decisões.

A integração é sempre importante para obter resultados mais robustos, mas também pode levar a um aumento de esforço computacional significativo do processo. Por isso, um dos objetivos deste trabalho é a avaliação da necessidade de integração entre reservatórios e sistemas de produção para uma determinada estratégia de produção, dentro do contexto de previsão de produção e tomada de decisão. Foi desenvolvida uma metodologia com indicadores quantitativos para tornar o processo de avaliação da necessidade menos subjetivo.

Outro objetivo do trabalho é o aprimoramento da integração explícita e a sua adequação em estudos de tomada de decisão no desenvolvimento da produção, como a montagem de uma estrutura para modelagem integrada, balanceamento da rede, correção da instabilidade numérica (uma das principais contribuições do trabalho), uso de *proxy* para acelerar integração, e avaliação da escalabilidade do problema. As metodologias propostas trazem benefícios demonstrados nas aplicações onde é mostrada a vantagem no uso da metodologia de integração explícita.

Dentro do processo de otimização assistida para tomada de decisão, foram aprimoradas as metodologias de Gaspar *et. al.* (2016) e Gramorelli *et. al.* (2018) para considerar todas as variáveis de projeto e operação relacionadas ao sistema de produção. Apresentam-se exemplos da influência da integração entre sistemas de produção e reservatórios na previsão de desempenho e na seleção de estratégia de produção. Uma conclusão é que a simplificação do sistema de produção por condições de fundo de poço, isto é, sem integração, nem sempre é suficiente para representar bem os problemas de desenvolvimento de campos de petróleo e com isto, obter uma melhor tomada de decisão. Os resultados mostram também que no gerenciamento integrado ocorre um impacto relevante da escolha da estratégia de otimização das variáveis de gerenciamento de poços no projeto de desenvolvimento do campo com

múltiplos reservatórios devido à aplicação de diferentes metodologias de gerenciamento de poços.

As aplicações são baseadas em *benchmarks* representando campos areníticos do pós-sal e campos carbonáticos do pré-sal, que são modelos sintéticos baseados em casos usuais da indústria de petróleo do Brasil para produção com poços satélites, múltiplos reservatórios compartilhando instalações de superfície e novas tecnologias submarinas.

Este trabalho comprova para casos de aplicação com poços satélites e múltiplos reservatórios, em uma análise do impacto da integração na otimização da estratégia de produção para o desenvolvimento da produção aplicando a metodologia de 12 etapas (Schiozer *et. al.*, 2019), que a tomada de decisão com integração pode ser dividida em um processo de otimização não integrada inicial, o que corresponderia às etapas 6 a 10, e seguindo-se uma etapa de reotimização das variáveis já avaliadas, correspondendo à etapa 11, obtendo decisões similares e validando a opção de integração apenas na etapa 11 da metodologia de 12 etapas. Para sistemas submarinos complexos, foi provada a necessidade de integrar desde o passo 6.

**Palavras-Chave:** Integração; Simulação; Reservatório; Sistema de Produção.

## ABSTRACT

Integrating production system modeling with reservoirs to achieve more robust production forecast results can directly affect oil companies' reserve estimate and increase the quality of production forecasts and decisions.

Integration is always important for more robust results, but it can also lead to a significant computational increase in the process. Therefore, one of the objectives of this work is to evaluate the need for integration between reservoirs and production systems for a given production strategy, within the context of production forecasting and decision making. A methodology was developed with quantitative indicators to make the process of assessing the need less subjective.

Another objective of the work is the improvement of explicit integration and its adequacy in decision-making studies in the development of production, such as the assembly of a framework for integrated modeling, network balancing, correction of numerical instability (main contribution of this work), use of proxy to accelerate integration, and evaluation of the scalability of the problem. The proposed methodologies bring demonstrated benefits in applications where the advantage in the use of explicit integration methodology is shown.

Within the process of assisted optimization for decision making, the methodologies of Gaspar et. al. (2016) and Gramorelli et. al. (2018) were improved to consider all design and operation variables related to the production system. Examples of the influence of the integration between production systems and reservoirs on performance forecasting and production strategy selection are presented. One conclusion is that the simplification of the production system by bottom-of-the-well conditions, that is, without integration, is not always enough to represent well the problems of oil field development and thereby obtain better decision-making. The results also show that in integrated management there is a relevant impact of the choice of the optimization strategy of well management variables in the multi-reservoir field development project due to the application of different well management methodologies.

The applications are based on benchmarks representing post-salt sandstone fields and pre-salt carbonate fields, which are synthetic models made available based on brazilian oil industry's common cases for production with satellite wells, multiple reservoirs sharing surface facilities and new underwater technologies.

This work proves for application cases with satellite wells and multiple reservoirs, in an analysis of the impact of integration on the optimization of the production strategy for production development by applying the 12-step methodology (Schiozer et. al., 2019), that

decision-making with integration can be divided into an initial non-integrated optimization process, which would correspond to steps 6 to 10, followed by a step of reoptimization of the variables already evaluated, corresponding to step 11, obtaining similar decisions and validating the option of integration only in step 11 of the 12-step methodology. For complex submarine systems, the need to integrate since step 6 has been proven.

## LISTA DE ILUSTRAÇÕES

Figura 1-1 - Metodologia CLRDM baseada em modelo (Schiozer <i>et. al.</i> , 2019). .....	22
Figura 1-2 - Metodologia de 12 etapas para análise de decisão (Schiozer <i>et. al.</i> , 2019). .....	23
Figura 1-3 - Ilustração da IPR versus TPC (Fanchi, 2006). .....	25
Figura 2-1 - Estratégia de produção E9 para o reservatório Arenito com esquema de injeção de água. ....	29
Figura 2-2 - Interação rocha-fluido do reservatório para o <i>benchmark</i> UNISIM-I-D. ....	30
Figura 2-3 - Layout do poço satélite, composto por <i>riser</i> , linha de produção ( <i>flowline</i> ), coluna de produção e válvula de <i>gas-lift</i> . ....	31
Figura 2-4 - Layout do poço conectado a separador submarino, composto por <i>riser</i> , linhas de produção ( <i>flowlines</i> ), linha de transferência e coluna de produção e válvula de <i>gas-lift</i> . ....	33
Figura 2-5 - Estratégia de produção para o reservatório Arenito com esquema de injeção de água (Victorino <i>et. al.</i> , 2020). ....	34
Figura 2-6 - Curvas de permeabilidade relativa por tipo de rocha do reservatório Carbonato. ....	36
Figura 2-7 - Estratégia de produção E6 para o reservatório Arenito com esquema de injeção de água. ....	39
Figura 2-8 - Estratégia de produção para o reservatório Carbonato com esquema de injeção de água em malha <i>seven-spot</i> invertido. ....	39
Figura 5-1 – Curvas de produção de óleo para os modelos apresentados no estudo 5.1. ....	72
Figura 5-2 - Curvas de produção de óleo para os casos apresentados no estudo 5.2. ....	74
Figura 5-3 - Curvas de produção de óleo para os casos apresentados no estudo 5.3. ....	76
Figura 5-4 - Curvas de produção de gás para os casos apresentados no estudo 5.3. ....	76
Figura 5-5 - Curvas de produção de líquido para os casos apresentados no estudo 5.4. ....	78
Figura 5-6 - Curvas de produção de óleo para os casos apresentados no estudo 5.4. ....	78
Figura 5-7 - Correlação entre diferença percentual de FR versus o índice SP/Res para todos os modelos rodados. ....	79
Figura 6-1 - Estrutura do modelo integrado composta por itens de reservatório, perfurações, sistemas de poços e coleta, e grupos representando instalações de superfície. ....	83
Figura 7-1 - Ilustração da atuação de uma regulação de vazão implícita (Modificado de Fanchi, 2006). ....	87
Figura 7-2 - Fluxograma da metodologia de gerenciamento de acoplamento explícito. ....	89

Figura 7-3 - Curvas de produção de óleo para abordagens aplicadas na avaliação da metodologia de integração, com restrição de WHP para poços produtores e BHP para poços injetores. ....	90
Figura 7-4 - Curvas de produção de água para abordagens aplicadas na avaliação da metodologia de integração, com restrição de WHP para poços produtores e BHP para poços injetores. ....	91
Figura 7-5 - Curvas de injeção de água para abordagens aplicadas na avaliação da metodologia de integração, com restrição de WHP para poços produtores e BHP para poços injetores. ....	91
Figura 8-1 - Curvas de produção de óleo para as configurações aplicadas na avaliação da metodologia de correção de IPR, com restrição de BHP para poços produtores e injetores....	95
Figura 8-2 - Curvas de injeção de água para as configurações aplicadas na avaliação da metodologia de correção de IPR, com restrição de BHP para poços produtores e injetores....	96
Figura 8-3 - Curvas de produção de óleo para as configurações aplicadas na avaliação da metodologia de correção de IPR, com restrição de WHP para poços produtores e BHP para poços injetores. ....	96
Figura 8-4 - Curvas de injeção de água para as configurações aplicadas na avaliação da metodologia de correção de IPR, com restrição de WHP para poços produtores e BHP para poços injetores. ....	97
Figura 9-1 - Curvas de produção de óleo para abordagens aplicadas na avaliação da metodologia de aceleração da integração, com restrição de WHP para poços produtores e BHP para poços injetores. ....	102
Figura 9-2 - Curvas de injeção de água para abordagens aplicadas na avaliação da metodologia de aceleração da integração, com restrição de WHP para poços produtores e BHP para poços injetores. ....	102
Figura 10-1 – Fluxograma de otimização do sistema de produção integrada (Adaptado de Gaspar <i>et. al.</i> , 2016). O asterisco (*) indica etapas que não serão executadas em otimização totalmente integradas. ....	105
Figura 10-2 – Evolução do VPL no processo de otimização assistida na aplicação do Item 10.5.1. ....	115
Figura 10-3 – Posição final dos poços após otimização integrada da aplicação do Item 10.5.1. ....	115
Figura 10-4 - Evolução do VPL no processo de otimização assistida na aplicação do Item 10.5.2. ....	117

Figura 10-5 - Posição final dos poços após otimização integrada da aplicação do Item 10.5.2. .....	118
Figura 10-6 - Evolução do VPL no processo de otimização assistida na aplicação do Item 10.5.3 para a Otimização A. ....	119
Figura 10-7 - Evolução do VPL no processo de otimização assistida na aplicação do Item 10.5.3 para a Otimização B. ....	120
Figura 10-8 - Evolução do VPL no processo de otimização assistida na aplicação do Item 10.5.3 para a Otimização C. ....	121
Figura 10-9 - Evolução do VPL no processo de otimização assistida na aplicação do Item 10.5.3 para a Otimização D. ....	122

## LISTA DE TABELAS

Tabela 2-1 - Dados PVT – Propriedades do óleo e do gás para o <i>benchmark</i> UNISIM-I-D. ...	29
Tabela 2-2 - Datas de início e fim de produção para o <i>benchmark</i> UNISIM-I-D. ....	30
Tabela 2-3 - Dados para montagem dos sistemas de coleta e poço para poços satélites no <i>benchmark</i> UNISIM-I-D. ....	31
Tabela 2-4 - Capacidade máxima de processamento da plataforma instalada para o <i>benchmark</i> UNISIM-I-D. ....	32
Tabela 2-5 - Dados para montagem dos sistemas de coleta e poço para poços interligados a separadores submarinos no <i>benchmark</i> UNISIM-I-D. ....	33
Tabela 2-6 - Dados PVT – Propriedades do óleo e do gás para o <i>benchmark</i> UNISIM-II-D. ....	35
Tabela 2-7 - Datas de início e fim de produção para o <i>benchmark</i> UNISIM-II-D. ....	36
Tabela 2-8 - Dados para montagem dos sistemas de coleta e poço para o <i>benchmark</i> UNISIM-II-D. ....	37
Tabela 2-9 - Capacidade máxima de processamento da plataforma instalada para o <i>benchmark</i> UNISIM-II-D. ....	37
Tabela 2-10 - Datas de início e fim de produção para o <i>benchmark</i> UNISIM-I&II-2018. ....	38
Tabela 2-11 - Capacidade máxima de processamento da plataforma instalada para <i>benchmark</i> UNISIM-I&II-2018. ....	39
Tabela 3-1 Descrição das características de cada metodologia de integração. ....	41
Tabela 5-1 – Memorial de cálculo para obtenção dos índices SP/Res para os modelos 1#1 e 1#8. ....	71
Tabela 5-2 – Resumo dos modelos apresentados no estudo 5.1 com respectivas configurações de diâmetros, e valores de índice SP/Res e função-objetivo fator de recuperação de óleo (FR). ....	72
Tabela 5-3 - Resumo dos modelos apresentados no estudo 5.2 com a consideração de mudança de fluido, e valores de índice SP/Res e função-objetivo fator de recuperação de óleo (FR). ....	73
Tabela 5-4 - Resumo dos modelos apresentados no estudo 5.3 com respectivas formas de controle e gerenciamento de poços, e valores de índice SP/Res e função-objetivo fator de recuperação de óleo (FR). ....	75
Tabela 5-5 - Resumo dos modelos apresentados no estudo 5.4 com respectivas formas de controle e sistema de produção com separação e reinjeção submarina de água, e valores de índice SP/Res e função-objetivo fator de recuperação de óleo (FR). ....	77

Tabela 8-1 - Comparação de tempos para as formas de integração e respectivos modelos de simulação de reservatório com restrição de BHP nos poços produtores e injetores. ....	96
Tabela 8-2 - Comparação de tempos para as formas de integração e respectivos modelos (reservatório e sistema de produção) com restrição de WHP nos poços produtores e BHP nos injetores (* indica tempos não determinados). ....	97
Tabela 9-1 – Consumo de tempo total das abordagens de integração e respectivos modelos de reservatório e sistema de produção, e total de iterações demandadas. ....	102
Tabela 9-2 – Requisições do simulador de sistema de produção para cálculo da pressão de fundo de poço para todos os poços durante a simulação integrada. ....	102
Tabela 10-1 - Parâmetros operacionais e de projeto para o sistema de poço e coleta e método de elevação artificial por <i>gas-lift</i> para a Aplicação 11.5.1. ....	109
Tabela 10-2 - Passos do procedimento de otimização na Aplicação 10.5.3 para a Otimização A. ....	119
Tabela 10-3 - Passos do procedimento de otimização na aplicação do Item 10.5.3 para a Otimização B. ....	120
Tabela 10-4 – Passos do procedimento de otimização na Aplicação 10.5.3 para a Otimização C. ....	121
Tabela 10-5 – Passos do procedimento de otimização na aplicação do Item 10.5.3 para a Otimização D. ....	121
Tabela 10-6 - Resultados de desempenho de reservatório e VPL das estratégias de produção otimizadas para todas as abordagens da aplicação do Item 10.5.3 por reservatório e total. ..	122
Tabela 11-1 - Comparação de tempos para as formas de integração e respectivos modelos integrados para avaliação de escalabilidade. ....	129

## LISTA DE ABREVIATURAS E SIGLAS

ACET – Controle de passo de tempo adaptativo	
API – <i>American Petroleum Institute</i>	
BHP – Pressão de fundo de poço	
CAPEX – <i>Capital Expenditure</i>	
CLRDM – <i>Closed Loop Reservoir Development and Management</i>	
CMG – <i>Computer Modelling Group</i>	
CPU – <i>Central Process Unit</i>	
FR – Fator de recuperação de óleo	
G1 – Vetor de variáveis de projeto	
G2 – Vetor de variáveis de controle	
IDLHC – <i>Iterative Discrete Latin Hypercube</i>	
IEPP – Indicador econômico de produção do poço	
IP – Potencial de poço	
IPR – <i>Inflow Performance Relationship</i>	
IPRc – Equação da correção da IPR	
IPSM – <i>Integrated Production System Modelling</i>	
MCC – Método de Coordenadas Cíclicas	
MIP – Modelagem integrada de produção	
N <sub>p</sub> , G <sub>p</sub> , W <sub>p</sub> – Produções acumuladas de óleo, gás e água respectivamente	[m <sup>3</sup> ]
OPEX – <i>Operational Expenditure</i>	
PID – Proporcional integral derivativo	
PVT – <i>Pressure-Volume-Temperature</i>	
RGO – Razão gás-óleo	[stdm <sup>3</sup> /stdm <sup>3</sup> ]
RM – Modelo representativos	
SPE - <i>Society of Petroleum Engineers</i>	
TPC – <i>Tubing Performance Curve</i>	
VLP – <i>Vertical Lift Performance</i>	
VPL – Valor presente líquido	
Wi – Injeção acumulada de água	[m <sup>3</sup> ]
WHP – Pressão na cabeça do poço	

## LISTA DE SÍMBOLOS

$A$ – Área	[m <sup>2</sup> ]
$A(i), B(i), i = (1, 2, 3, 4, 5)$ – Coeficientes de interação definidos pelo usuário	
$B$ – Fator-volume de formação	[m <sup>3</sup> /m <sup>3</sup> ]
$B_6$ – Termo independente	
$BHP_{SP}$ – Pressão de fundo de poço no modelo de sistema de produção, obtido pela imposição de vazão e pressão na superfície	[kgf/cm <sup>2</sup> ]
$BHP_{RES}$ – Pressão de fundo de poço no modelo de reservatório, obtido pelo equilíbrio com a vazão nos modelos de reservatório e do poço	[kgf/cm <sup>2</sup> ]
$c$ – Compressibilidade	[cm <sup>2</sup> /kgf]
$D$ – Seletor	
$d_r, d_{pl}, d_{pc}$ – Diâmetros dos <i>risers</i> , linhas marítimas e colunas de produção dos poços, respectivamente	[pol]
$i$ – Contador do poço do modelo de simulação de reservatórios	
$IP_w$ – Índice de produtividade/injetividade do poço	[m <sup>3</sup> /d/kgf/cm <sup>2</sup> ]
$j$ – $j$ -ésima observação	
$k$ – Permeabilidade	[mD]
$L^i$ – Posição e orientação horizontal do poço $i$	
$L_p$ – Posição da plataforma	
$m$ – Número de passos de tempo do modelo de simulação de reservatórios	
$N$ – Fator de amplificação / atenuação da prioridade	
$n$ – Número de poços do modelo de simulação de reservatórios	
$n_w$ – Número de poços	
$p$ – Pressão	[kgf/cm <sup>2</sup> ]
$P_{bl}, P_{wf}$ – Pressões do bloco e de fundo de poço, respectivamente	[kgf/cm <sup>2</sup> ]
$P_n, P_{n+1}$ – Pressão média do bloco de simulação no início do passo de tempo integrado e no final do passo de tempo integrado, respectivamente	[kgf/cm <sup>2</sup> ]
$Q_i$ – Coeficiente	
$Q_{liq}$ – Vazão de líquido imposta ao poço	[m <sup>3</sup> /d]
$Q_o, Q_g, Q_w$ – Vazões de óleo, gás e água produzidas pelo poço, respectivamente	[m <sup>3</sup> /d]

$q_{gl}^i$  – Vazão de injeção para o método de elevação artificial por *gas-lift* do poço  $i$  [kgf/cm<sup>2</sup>]  
 $q_p^{oil}$ ,  $q_p^{water}$ ,  $q_p^{liquid}$ ,  $q_p^{inj}$  – Limites das vazões de escoamento da plataforma, sendo relacionados à produção óleo, água e líquido, e injeção de água respectivamente [kgf/cm<sup>2</sup>]  
 $q_{sc}$  – Vazão de escoamento  
 $q_w^{n+1}$ ,  $q_w^n$ ,  $q_w^{n-1}$  – Vazão da fase no poço no final do passo de tempo integrado, no início do passo de tempo integrado e no início do passo de tempo de tempo anterior, respectivamente  
 $S$  – Saturação  
 $t$  – Tempo [d]  
 $Tix_{i+1/2}$ ,  $Tix_{i-1/2}$  – Transmissibilidades do meio poroso  
 $t_{wo}^i$  – Tempo de abertura de poços [d]  
 $t_{sd}^i$  – Tempo de fechamento do poço  $i$  [d]  
 $\Delta t$  – Passo de tempo do modelo de simulação [d]  
 $u$  – Termo de perturbação  
 $V_b$  – Volume total do bloco da malha [m<sup>3</sup>]  
 $x$  – Comprimento [m]  
 $X$  – Variável independente  
 $X^*$  – Valor de corte  
 $Y$  – Variável dependente  
 $WP$  – Fator de priorização do poço  
 $\alpha_1, \beta_1, \beta_2$  – Parâmetros do modelo de regressão  
 $\alpha_c$  – Fator de conversão de volume  
 $\beta_c$  – Fator de conversão de transmissibilidade  
 $\gamma$  – Densidade de fluidos  
 $\mu$  – Viscosidade da fase [cp]  
 $\phi$  – Porosidade  
 $\Gamma$  - Constante

# SUMÁRIO

<b>1</b>	<b>INTRODUÇÃO</b> .....	<b>22</b>
1.1	Motivação.....	26
1.2	Objetivos .....	26
1.3	Descrição do Texto .....	27
<b>2</b>	<b>CASOS DE APLICAÇÃO</b> .....	<b>28</b>
2.1	<i>Benchmark</i> UNISIM-I-D .....	28
2.1.1	Modelo de Reservatório.....	28
2.1.2	Modelo de Sistema de Produção – Poço Satélite.....	30
2.1.3	Modelo de Sistema de Produção – Separador Submarino.....	32
2.2	<i>Benchmark</i> UNISIM-II-D .....	33
2.2.1	Modelo de Reservatório.....	34
2.2.2	Modelo de Sistema de Produção.....	36
2.3	<i>Benchmark</i> UNISIM-I&II-2018 .....	37
2.3.1	Modelo de Reservatório.....	38
2.3.2	Modelo de Sistema de Produção.....	38
<b>3</b>	<b>REVISÃO BIBLIOGRÁFICA</b> .....	<b>40</b>
3.1	Metodologias de Integração .....	40
3.2	Necessidade de Integração .....	46
3.3	Itens Relacionados à Integração Explícita .....	49
3.3.1	Modelagem Integrada .....	49
3.3.2	Balanceamento de Rede.....	50
3.3.3	Estabilidade da Resposta .....	51
3.3.4	Aceleração da Integração.....	52
3.3.5	Escalabilidade .....	53
3.4	Otimização de Sistemas de Produção .....	54
3.5	Gerenciamento de Poços em Múltiplos Reservatórios Compartilhando Instalações de Superfície .....	55
3.6	Discussão Geral.....	56
<b>4</b>	<b>METODOLOGIA</b> .....	<b>60</b>
4.1	Metodologia Geral .....	60
4.2	Metodologias para Aprimoramento da Integração Explícita.....	61
<b>5</b>	<b>NECESSIDADE DE INTEGRAÇÃO</b> .....	<b>62</b>
5.1	Introdução .....	62

5.2	Metodologia para Análise de Necessidade de Integração .....	62
5.3	Aplicação.....	66
5.3.1	Estudo 5.1 .....	67
5.3.2	Estudo 5.2 .....	68
5.3.3	Estudo 5.3 .....	68
5.3.4	Estudo 5.4 .....	69
5.4	Resultados e Discussão .....	70
5.4.1	Estudo 5.1 .....	70
5.4.2	Estudo 5.2 .....	73
5.4.3	Estudo 5.3 .....	74
5.4.4	Estudo 5.4 .....	77
5.4.5	Avaliação de Índices SP/Res .....	79
5.4.6	Discussão .....	80
<b>6</b>	<b>MODELAGEM INTEGRADA .....</b>	<b>83</b>
6.1	Introdução .....	83
6.2	Metodologia .....	83
6.3	Aplicação.....	85
6.4	Resultados e Discussão .....	86
<b>7</b>	<b>BALANCEAMENTO DE REDE.....</b>	<b>87</b>
7.1	Introdução .....	87
7.2	Metodologia .....	87
7.3	Aplicação.....	89
7.4	Resultados e Discussão .....	90
<b>8</b>	<b>ESTABILIDADE DA RESPOSTA .....</b>	<b>92</b>
8.1	Introdução .....	92
8.2	Metodologia .....	92
8.3	Aplicação.....	94
8.4	Resultados e Discussão .....	95
<b>9</b>	<b>ACELERAÇÃO.....</b>	<b>99</b>
9.1	Introdução .....	99
9.2	Metodologia .....	99
9.3	Aplicação.....	100
9.4	Resultados e Discussão .....	101
<b>10</b>	<b>OTIMIZAÇÃO E GERENCIAMENTO INTEGRADOS.....</b>	<b>104</b>

10.1	Introdução .....	104
10.2	Metodologia de Otimização .....	104
10.3	Metodologia de Gerenciamento de Poços e Múltiplos Reservatórios Compartilhando Instalações de Superfície .....	106
10.4	Metodologia de Avaliação do Impacto da Integração na Otimização de Estratégia de Produção.....	107
10.5	Aplicação.....	108
10.5.1	Poços Satélites Marítimos – UNISIM-I-D .....	108
10.5.2	Poços Satélites Marítimos – UNISIM-II-D .....	110
10.5.3	Poços Satélites Marítimos em Múltiplos Reservatórios Compartilhando Plataforma – UNISIM-I&II-2018.....	112
10.6	Resultados .....	114
10.6.1	Poços Satélites Marítimos – UNISIM-I-D .....	114
10.6.2	Poços Satélites Marítimos – UNISIM-II-D .....	116
10.6.3	Poços Satélites Marítimos em Múltiplos Reservatórios Compartilhando Plataforma – UNISIM-I&II-2018.....	119
10.7	Discussão.....	123
10.7.1	Otimização Integrada de Produção .....	123
10.7.2	Gerenciamento Integrado de Reservatórios.....	124
10.7.3	Discussão Geral .....	125
<b>11</b>	<b>ESCALABILIDADE .....</b>	<b>128</b>
11.1	Introdução .....	128
11.2	Metodologia .....	128
11.3	Aplicação.....	128
11.4	Resultados e Discussão .....	129
<b>12</b>	<b>CONCLUSÕES E RECOMENDAÇÕES .....</b>	<b>131</b>
12.1	Metodologia de Avaliação de Necessidade de Integração .....	131
12.2	Metodologias para Aprimoramento da Integração Explícita.....	132
12.3	Aprimoramento da Metodologia de Otimização para Integração....	133
12.4	Aprimoramento da Metodologia para Gerenciamento Integrado de Múltiplos Reservatórios.....	134
12.5	Aplicação da Integração na Metodologia de 12 Etapas.....	134
	Recomendações para Trabalhos Futuros .....	135
	<b>APÊNDICE A – FUNDAMENTAÇÃO TEÓRICA PARA CORREÇÃO DE IPR .....</b>	<b>124</b>

# 1 INTRODUÇÃO

Um reservatório de petróleo consiste em uma ou mais unidades de fluxo geológicas interconectadas, formando a jazida de hidrocarbonetos que, tendo valor econômico, vem a ser produzida por meio de um sistema de produção. Este sistema de produção é composto por estruturas que incluem o poço, equipamentos de cabeça e fundo de poço, além de instalações de superfície para coleta, separação e armazenamento de fluidos. A forma como estes dois elementos, reservatório e sistema de produção, se relacionam é comumente chamada de integração.

Dentro de um processo de desenvolvimento e gerenciamento de reservatórios em malha fechada, a integração entre reservatórios e sistemas de produção está intimamente relacionada com etapas características dentro de qualquer fluxo de trabalho proposto. O desenvolvimento e gerenciamento de campos de petróleo seguem metodologias de desenvolvimento e gerenciamento de reservatórios em malha fechada como a CLRDM (*closed loop reservoir development and management*) proposta por Schiozer *et. al.* (2019) apresentada na Figura 1-1.

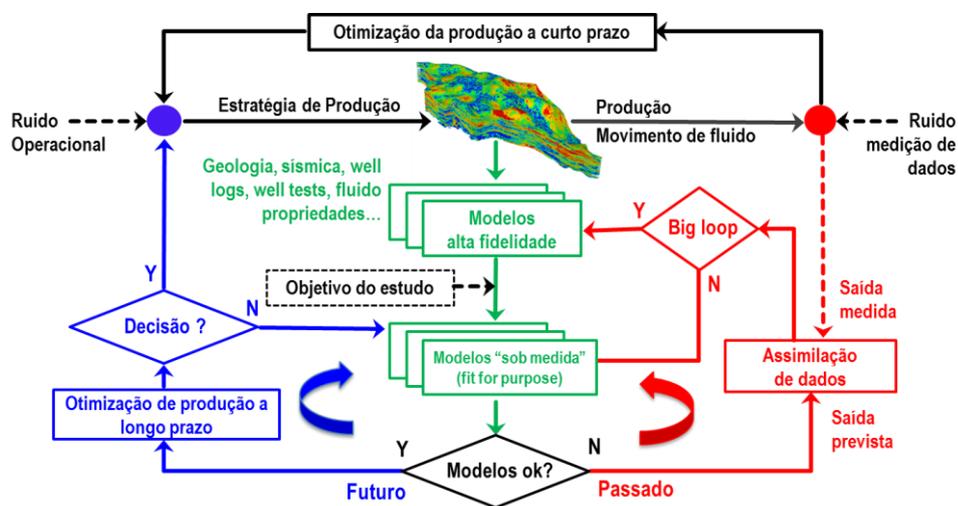
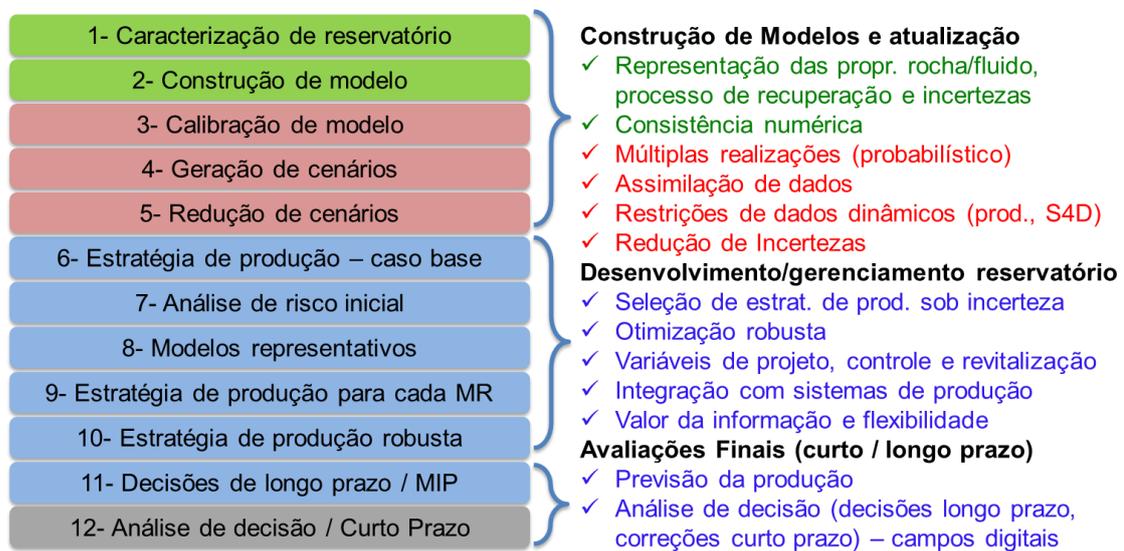


Figura 1-1 - Metodologia CLRDM baseada em modelo (Schiozer *et. al.*, 2019).

A integração se relaciona com todas as etapas previstas nesta abordagem: a construção de modelos de simulação, a assimilação de dados de histórico para calibração dos modelos, a otimização da produção de longo tempo para tomada de decisão e a otimização de produção de curto prazo. Este relacionamento deriva da utilização de modelos robustos para representar o comportamento do sistema como um todo, a fim de permitir avaliações mais adequadas de

parâmetros de projeto de desenvolvimento, regras de gerenciamento da produção, expansões da estratégia atual, entre outros itens de interesse.

Como suporte para o processo acima citado, a metodologia de 12 etapas para análise de decisão (Schiozer *et. al.*, 2019) apresentada na Figura 1-2 foi proposta de forma a detalhar o fluxo de trabalho necessário para construir modelos robustos que considerem os riscos inerentes à exploração e produção de petróleo. Estes modelos são utilizados em processos de otimização para auxiliar na tomada de decisão de projetos de exploração de hidrocarbonetos. Entende-se que as questões principais que envolvem a integração dentro das etapas desta metodologia, podem ser aplicadas a outras metodologias semelhantes.



**Figura 1-2 - Metodologia de 12 etapas para análise de decisão (Schiozer *et. al.*, 2019).**

Esta integração entre os dois sistemas, reservatório e produção, nem sempre é rigorosa, havendo simplificações em sua interação, como pode ocorrer durante a troca de informações entre as disciplinas. Contudo, estudos atuais de produção de campos de petróleo, principalmente marítimos, têm demandado a integração robusta de reservatórios com sistemas de produção. Na concepção atual desta metodologia, a integração com sistemas de produção é considerada indiretamente nas etapas 1 e 2, que envolvem a construção dos modelos que representem adequadamente cada parte do sistema integrado. Também há a consideração indireta nas etapas 6 a 10, onde o sistema de produção é representado por condições de fundo de poço e capacidades gerais da plataforma. Este modo de trabalho proporciona uma aceleração no tempo de execução destas etapas, as quais são bastante custosas computacionalmente. Para considerar a integração de forma direta, é proposta sua inclusão na etapa 11 para avaliação de variações nas estratégias de produção selecionadas devido à integração.

A simulação de reservatórios consiste em uma representação matemática computacional do reservatório construída para prever seu comportamento dinâmico, prevendo a produção e injeção de fluidos ao longo do tempo. O reservatório é dividido em uma quantidade de blocos de malha, os quais possuem propriedades de fluido (composição e propriedades PVT), de rocha (porosidade, *net-to-gross* e permeabilidade) e de interação rocha-fluido (permeabilidade relativa e pressão capilar) especificados. Baseada nos princípios de balanço de forças atuando sobre as partículas de fluido, nas leis básicas de conservação de massa, energia e momento, na Lei de Darcy, a simulação de reservatórios distribui inicialmente saturações e pressões para cada bloco e calcula o escoamento dos fluidos repetidamente em pequenos avanços de tempo. No final de cada passo de tempo novas saturações e pressões de fluidos são calculadas para cada bloco de malha. A pressão de fundo de poço dentro da simulação de reservatórios é obtida através de uma representação matemática para prever seu comportamento de queda de pressão, conhecida como modelo de poço.

A simulação de sistema de produção geralmente consiste em uma representação da rede de coleta, distribuição e injeção que determinam a forma de resolução do sistema de produção, com particularidades específicas para cada elemento que compõe o sistema, com uma simplificação para as instalações de produção. O escoamento multifásico em tubulações dentro deste sistema é simulado via uma representação matemática computacional, da mesma forma que é feito para o modelo do reservatório. As tubulações são divididas em uma quantidade de segmentos, os quais possuem propriedades de fluido (composição e propriedades PVT) e de características construtivas (diâmetro e rugosidade) especificados. Baseada nos princípios de balanço de forças atuando sobre as partículas de fluido, nas leis básicas de conservação de massa, energia e momento, e no padrão de fluxo esperado, a simulação de escoamento multifásico calcula o escoamento e pressão dos fluidos em regime permanente ao longo das tubulações.

Para o acoplamento entre os modelos de simulação de reservatório e de sistema de produção no fundo do poço, é necessário que o simulador de reservatório forneça dados representando adequadamente a capacidade de entrega para cada poço em fluxo (*IPR - Inflow Performance Relationship*). Estes dados serão comparados aos dados de pressão requerida para os respectivos poços (*TPC - Tubing Performance Curve*), de modo encontrar o ponto de operação para cada poço, conforme Figura 1-3.

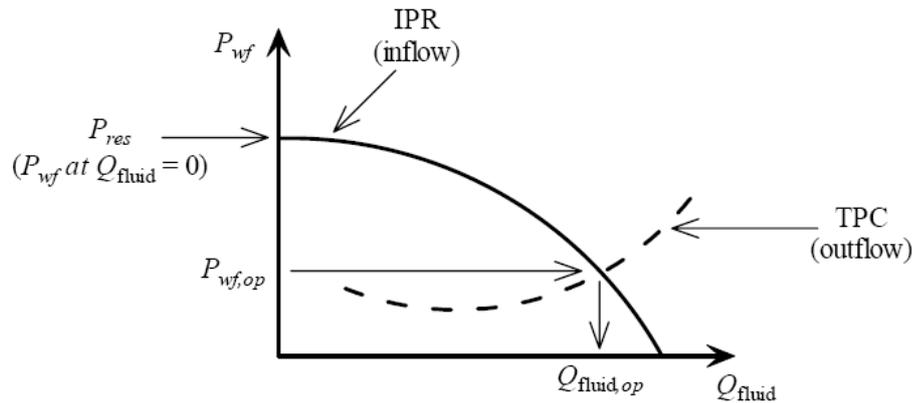


Figura 1-3 - Ilustração da IPR versus TPC (Fanchi, 2006).

A literatura disponível mostra a necessidade de uma metodologia integrada entre os simuladores para obter uma previsão de produção mais confiável, pois os simuladores de reservatórios tradicionais não modelam adequadamente as condições operacionais dos sistemas de produção complexos. Esta necessidade de modelagem mais rigorosa pode ocorrer devido às mudanças nas condições de contorno dos pontos de acoplamento entre o reservatório e o sistema de produção, que ocorre dinamicamente e necessidade de atualizar mais adequadamente o sistema integrado de reservatórios e produção.

Entre os profissionais que utilizam os resultados destas simulações, existem dúvidas em relação ao ganho real da integração na fase de desenvolvimento da produção. A incerteza no reservatório geralmente é grande e mandatória nas decisões de projeto. Ocorre um aumento da demanda computacional, o que pode concorrer com a disponibilidade de recursos. E restrições operacionais podem restringir o número de escolhas nas alternativas de projeto. Desta forma, o uso da integração pode não trazer ganhos na tomada de decisão de projetos de desenvolvimento e gerenciamento da produção.

Como já citado, a modelagem integrada da produção pode, entretanto, tornar mais complexo e demorado o processo de simulação; por isso, busca-se desenvolver formas de integração mais rápidas para acelerar o processo.

Na metodologia CLRDM, uma abordagem rigorosa para definição da estratégia de produção demanda também a otimização de características ligadas aos sistemas de produção. Problemas específicos de otimização correlacionados aos sistemas de produção envolvem a localização de plataformas e de sistemas submarinos, capacidade operacional de plataformas e características geométricas e operacionais de sistemas de produção. Tais características podem influenciar nos problemas de otimização da estratégia de produção devido à quantidade de

alternativas dependente das incertezas de reservatório e das restrições destes sistemas que afetam a capacidade de produtividade e injetividade do reservatório.

Neste trabalho é proposta uma análise global sobre vários aspectos relacionados à integração avaliando o momento de aplicação desta metodologia para auxiliar no processo de tomada de decisão dentro das 12 etapas, direcionando estudos de definição de estratégia de produção que demandem integração e otimização.

## 1.1 Motivação

A obtenção de resultados mais robustos em termos de previsão de produção, o que afeta diretamente a estimativa de reserva das companhias de petróleo, demanda um necessário entendimento por parte do time de profissionais envolvidos na integração para aumentar a qualidade dos estudos integrados.

Várias dificuldades estão relacionadas à aplicação das metodologias de integração, especialmente a metodologia explícita, como a montagem e o tamanho final do modelo unificado, a modelagem física adequada de cada parte do problema, a influência da solução numérica adotada, a disponibilidade de programa computacional e capacidade computacional empregada na simulação dos modelos integrados. Não foram encontradas na literatura soluções eficientes para o tratamento destas questões.

Existe também a necessidade de melhorar a compreensão de estudos que demandem integração entre reservatórios e sistemas de produção através de uma metodologia sistemática, evitando assim trabalho e uso de recursos desnecessários.

## 1.2 Objetivos

Este trabalho possui como um dos objetivos propor uma metodologia para avaliação da necessidade de integração entre reservatórios e sistemas de produção para uma determinada estratégia de produção, dentro do contexto de previsão de produção e tomada de decisão.

Propõe-se o aprimoramento de aspectos práticos da integração explícita e a sua adequação em estudos de tomada de decisão no desenvolvimento da produção, com o desenvolvimento de metodologias para montagem de uma estrutura para modelagem integrada, balanceamento da rede, correção da instabilidade numérica e uso de modelos *proxy* para acelerar integração, além da avaliação da escalabilidade do problema.

Outro objetivo deste trabalho é apresentar um aprimoramento da metodologia de otimização assistida desenvolvida por Gaspar *et. al.*, (2016), para as etapas de otimização integrada de variáveis de reservatório e sistema de produção, e um aprimoramento da

metodologia de Gramorelli *et. al.* (2018), para gerenciamento integrado no contexto da otimização das variáveis de gerenciamento de poços no projeto de desenvolvimento de campos com múltiplos reservatórios.

O objetivo final é apresentar uma análise geral do impacto da integração na otimização da estratégia de produção para o desenvolvimento da produção aplicando a metodologia de 12 etapas (Schiozer *et. al.*, 2019).

### **1.3 Descrição do Texto**

O trabalho está dividido em um capítulo inicial, quatro capítulos contendo as etapas de trabalho e um capítulo de conclusões e recomendações, além de apêndices, conforme descrito a seguir.

O Capítulo 1 é composto pela introdução do tema proposto, apresentando a motivação e os objetivos deste trabalho.

O Capítulo 2 é composto pela descrição de todos os casos de aplicação baseados em *benchmarks* utilizados no capítulo subsequente.

O Capítulo 3 apresenta uma revisão bibliográfica das metodologias de integração, avaliação da necessidade de integração, tomada de decisão baseada em modelos e otimização, aspectos práticos da modelagem e simulação integrada e a justificativa da escolha da metodologia explícita.

O Capítulo 4 apresenta a metodologia geral utilizada na avaliação do impacto da integração entre reservatórios e sistemas de produção.

O Capítulo 5 apresenta uma metodologia para avaliação da necessidade de integração de uma estratégia de produção para avaliar pontos específicos que envolvem a integração com o sistema de produção através da metodologia proposta.

Os Capítulos 6 a 9 apresentam os aprimoramentos propostos na tese das metodologias para integração explícita.

O Capítulo 10 apresenta as metodologias de otimização e gerenciamento integrados para considerar todas as variáveis de projeto e operação relacionadas ao sistema de produção. Também apresenta os resultados e discussões dos estudos envolvendo aplicações para as metodologias apresentadas para casos de poços satélites e múltiplos reservatórios.

O Capítulo 11 apresenta um estudo sobre escalabilidade da metodologia explícita.

O Capítulo 12 apresenta as conclusões e recomendações para trabalhos futuros.

## 2 CASOS DE APLICAÇÃO

Este capítulo contém os casos utilizados ao longo do trabalho. A seleção destes casos é baseada em casos *benchmark*, que são modelos sintéticos disponibilizados baseados em casos usuais da indústria de petróleo do Brasil.

Os casos de aplicação são definidos para avaliar questões específicas de integração, envolvendo os seguintes subsistemas de sistemas de produção: sistemas de poços e coleta, instalações de superfície e submarinas, além de múltiplos reservatórios compartilhando instalações de superfície. Os *benchmarks* utilizados são descritos a seguir.

### 2.1 *Benchmark* UNISIM-I-D

Para o primeiro caso de estudo se propõe avaliar o impacto na tomada de decisão pela escolha entre as abordagens sem integração e com integração baseado num caso típico marítimo arenítico brasileiro. Neste caso também verifica como essas abordagens afetam na otimização do sistema de produção.

O foco deste caso de estudo é a otimização integrada do reservatório com o sistema de produção. O seu objetivo principal é mostrar se e quando a integração impacta na tomada de decisão neste caso.

O *benchmark* UNISIM-I-D (Gaspar *et. al.*, 2015) representa um campo nas fases iniciais do planejamento de gerenciamento de campo sob incertezas. Depois de selecionar alguns modelos representativos (RM) para avaliar a qualidade das decisões considerando incertezas, a estratégia de produção de cada RM é definida.

Neste trabalho utilizou-se um dos modelos representativos (RM9) como modelo base de estudo. A estratégia de produção otimizada E9 obtida por Schiozer *et. al.* (2015) após 10 etapas considerando vários tipos de incertezas do *benchmark* UNISIM-I-D, foi selecionada como estratégia base não integrada.

#### 2.1.1 Modelo de Reservatório

O modelo de reservatório representa um arenito turbidítico com falhas, que geram incerteza na existência do bloco leste. O reservatório é baseado em um caso da Bacia de Campos na camada pós-sal.

A Figura 2-1 apresenta o modelo de reservatório UNISIM-I-D com a estratégia de produção E9 para o reservatório Arenito com esquema de injeção de água.

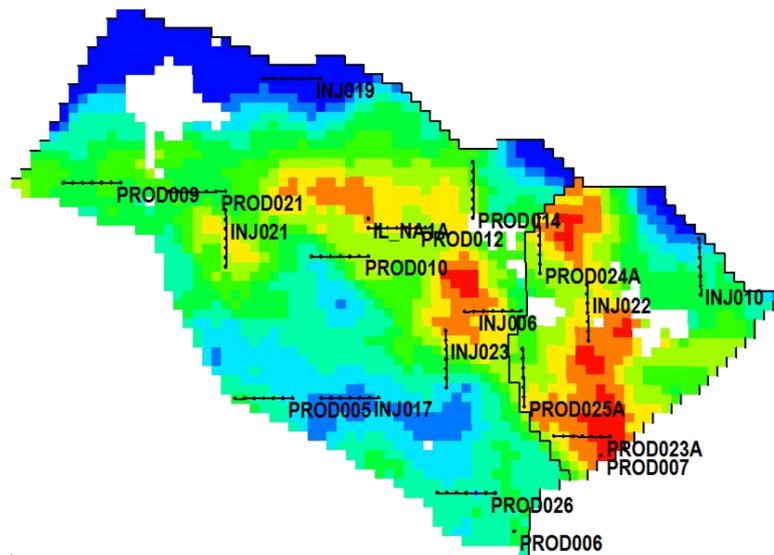


Figura 2-1 - Estratégia de produção E9 para o reservatório Arenito com esquema de injeção de água.

Tabela 2-1 - Dados PVT – Propriedades do óleo e do gás para o benchmark UNISIM-I-D.

Pressão (kgf/cm <sup>2</sup> )	Razão Solubilidade (m <sup>3</sup> /stdm <sup>3</sup> )	Fator Formação Óleo (m <sup>3</sup> /stdm <sup>3</sup> )	Fator Formação Gás (m <sup>3</sup> /stdm <sup>3</sup> )	Viscosidade Óleo (cP)	Viscosidade Gás (cP)
35,5	31,8	1,20	0,0346	2,05	0,0109
41,8	34,7	1,20	0,0291	1,99	0,0113
49,2	38,0	1,21	0,0245	1,91	0,0117
59,8	42,8	1,23	0,0199	1,81	0,0123
68,5	46,9	1,24	0,0172	1,73	0,0128
80,9	52,5	1,25	0,0144	1,62	0,0134
93,9	58,5	1,27	0,0123	1,52	0,0142
105,8	64,1	1,28	0,0108	1,43	0,0148
122,0	71,6	1,30	0,0093	1,32	0,0157
133,9	77,2	1,32	0,0084	1,25	0,0164
148,0	83,8	1,33	0,0076	1,17	0,0172
166,3	92,5	1,35	0,0067	1,09	0,0182
193,4	105,4	1,39	0,0058	1,00	0,0197
213,3	115,0	1,41	0,0053	0,96	0,0208
219,4	117,6	1,42	0,0051	0,94	0,0211
229,5	122,2	1,43	0,0049	0,91	0,0217
248,0	130,8	1,45	0,0045	0,85	0,0227
283,0	147,2	1,50	0,0040	0,75	0,0246
316,9	163,1	1,54	0,0035	0,65	0,0265
352,6	179,8	1,58	0,0032	0,54	0,0285
360,0	183,2	1,59	0,0031	0,52	0,0289

Inicialmente o reservatório encontrava-se subsaturado, apresentando pressão inicial de 327 kg/cm<sup>2</sup>, temperatura de 80 °C e contato óleo-água a 3.000 m.

O óleo está bem caracterizado, com dados provenientes dos quatro poços perfurados, apresentando densidade 31,7 °API e pressão de bolha igual a 210 kgf/cm<sup>2</sup>. Os dados PVT utilizados são mostrados na Tabela 2-1, extrapolados para entrada no simulador. A compressibilidade do óleo é considerada constante igual a  $1,62 \times 10^{-4} \text{ (kgf/cm}^2\text{)}^{-1}$  e da água  $0,47 \times 10^{-4} \text{ (kgf/cm}^2\text{)}^{-1}$ . Somente um tipo de rocha é considerado para o modelo e uma única especificação de fluido, cuja interação ocorre de acordo com a Figura 2-2.

As datas de início e fim de produção deste sistema piloto e do projeto definitivo foco deste estudo são apresentadas na Tabela 2-2.

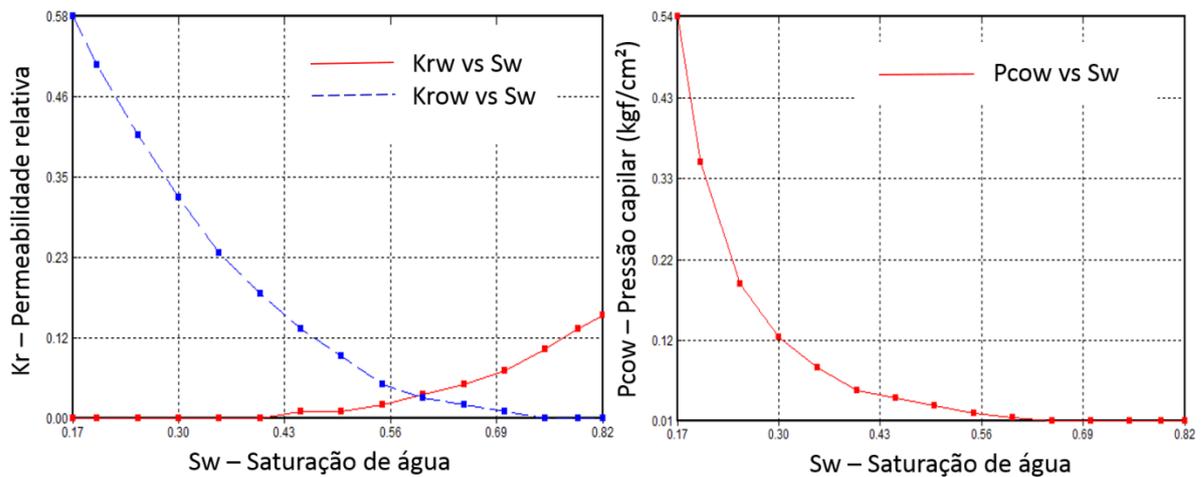


Figura 2-2 - Interação rocha-fluido do reservatório para o *benchmark* UNISIM-I-D.

Tabela 2-2 - Datas de início e fim de produção para o *benchmark* UNISIM-I-D.

Evento	Data
Início de Produção Piloto	31/mai/09
Fim do Projeto Piloto	01/nov/14
Início de Produção Projeto Definitivo	01/nov/15
Fim do Projeto Definitivo	01/jun/39

### 2.1.2 Modelo de Sistema de Produção – Poço Satélite

O modelo de sistema de produção para poços satélite é baseado no caso de estudo de unidades de produção, sistemas de coleta de produção e poços para o caso de estudo UNISIM-I-D detalhado por Gaspar *et. al.* (2015) e Victorino *et. al.* (2016).

Foi criado um modelo de sistema de produção para representar poços satélites típicos ligados a uma plataforma com algumas características reais e informações necessárias para a modelagem, sendo 13 poços produtores e 7 poços injetores. Cada poço satélite é composto pelas seguintes partes: *riser*, linha de produção marítima (*flowline*), coluna de produção de poço e válvula de *gas-lift*, conforme apresentado na Figura 2-3.

A posição do poço e da plataforma foi usada para definir comprimentos lineares de coluna de *riser*, *flowline* e coluna de produção e distância da válvula de *gas-lift* do fundo do poço, bem como as completações do poço dentro do reservatório.

O método de elevação artificial *gas-lift* é empregado para fins de manutenção da produção do campo. O volume de *gas-lift* não é computado na capacidade total de processamento e reinjeção de gás da plataforma.

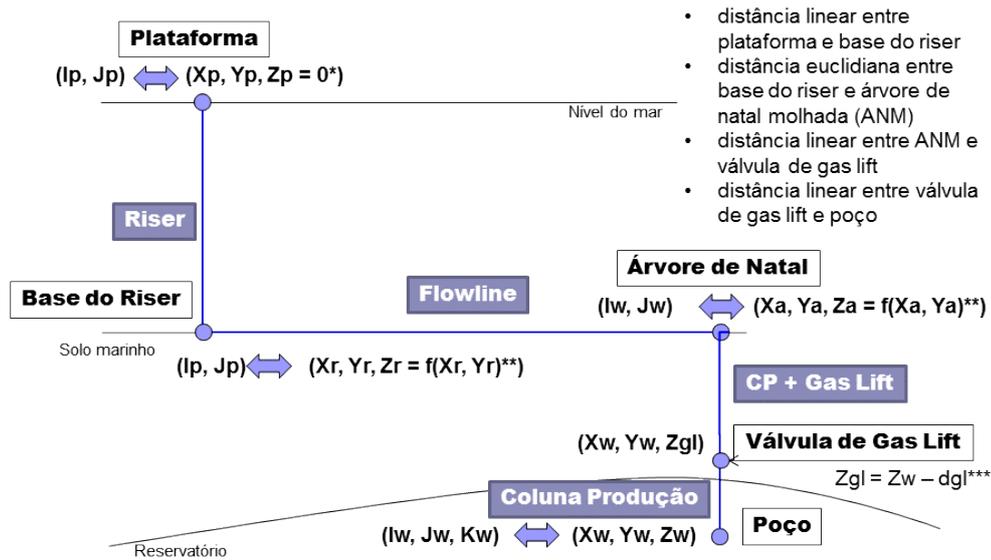


Figura 2-3 - Layout do poço satélite, composto por *riser*, linha de produção (*flowline*), coluna de produção e válvula de *gas-lift*.

Foram utilizadas correlações empíricas de fluxo multifásico em tubulações de Beggs e Brill (1991) para modelar todos os poços e as correlações de Standing (1947) para modelar o fluido. Mais dados utilizados na montagem do modelo são apresentados na Tabela 2-3.

Tabela 2-3 - Dados para montagem dos sistemas de coleta e poço para poços satélites no *benchmark* UNISIM-I-D.

Tipo	Valor	Unidade
Profundidade do Reservatório	3.000	(m)
Lâmina de água	166	(m)
Densidade do óleo a condições padrão	0,87	-
Densidade do gás a condições padrão	0,74	-
Densidade da água a condições padrão	1,01	-
Temperatura no reservatório	80	(°C)
Temperatura na árvore de natal	50	(°C)
Temperatura na base do <i>riser</i>	30	(°C)
Temperatura no separador	20	(°C)
Rugosidade relativa das tubulações	0,0006	-
Salinidade da água produzida	150.000	(ppm)

A unidade de produção (plataforma) é simplificada, sendo representada pelas capacidades nominais de produção, separação, tratamento e injeção dos fluidos. A Tabela 2-4 apresenta a capacidade máxima para a plataforma instalada no campo.

**Tabela 2-4 - Capacidade máxima de processamento da plataforma instalada para o *benchmark* UNISIM-I-D.**

Óleo (m <sup>3</sup> /d)	Líquido (m <sup>3</sup> /d)	Água (m <sup>3</sup> /d)	Injeção Água (m <sup>3</sup> /d)
20.150	20.150	9.765	28.210

### 2.1.3 Modelo de Sistema de Produção – Separador Submarino

O modelo de sistema de produção para separador submarino óleo-água é baseado no caso de estudo de unidades de produção, sistemas de coleta de produção e poços para o caso de estudo UNISIM-I-D detalhado por Piraneque *et. al.* (2018).

Foi criado um modelo de sistema de produção para representar 2 poços produtores ligados a separadores submarinos e 1 poço injetor. Estes separadores então ligados a uma plataforma com algumas características reais e informações necessárias para a modelagem, sendo 12 poços produtores ligados a 6 separadores, 6 poços injetores ligados a 6 separadores, junto com 1 poço satélite produtor e 1 poço injetor. Cada poço é composto pelas seguintes partes: linha de produção marítima (*flowline*), coluna de produção de poço e válvula de *gas-lift*. A rede que engloba o separador é composta pelas seguintes partes: *riser*, linha marítima (*flowline*) e linha de transferência separador-bomba. O esquema de conexão entre os elementos é apresentado na Figura 2-4. Assume-se que a água separada é bombeada para o poço injetor até a capacidade necessária de injeção do poço, sendo o excedente enviado para a superfície junto com o óleo e gás. Caso haja necessidade, água de injeção complementar pode ser bombeada da plataforma.

A posição do poço e da plataforma foi usada para definir comprimentos lineares de coluna de *riser* dos separadores, bem como da *flowline* e coluna de produção e distância da válvula de *gas-lift* do fundo do poço, além das completações do poço dentro do reservatório.

O método de elevação artificial *gas-lift* é empregado para fins de manutenção da produção do campo. O volume de *gas-lift* não é computado na capacidade total de processamento e reinjeção de gás da plataforma.

Foram utilizadas correlações empíricas de fluxo multifásico em tubulações de Beggs e Brill (1991) para modelar todos os poços e as correlações de Standing (1947) para modelar o fluido. Mais dados utilizados na montagem do modelo são apresentados na Tabela 2-5.

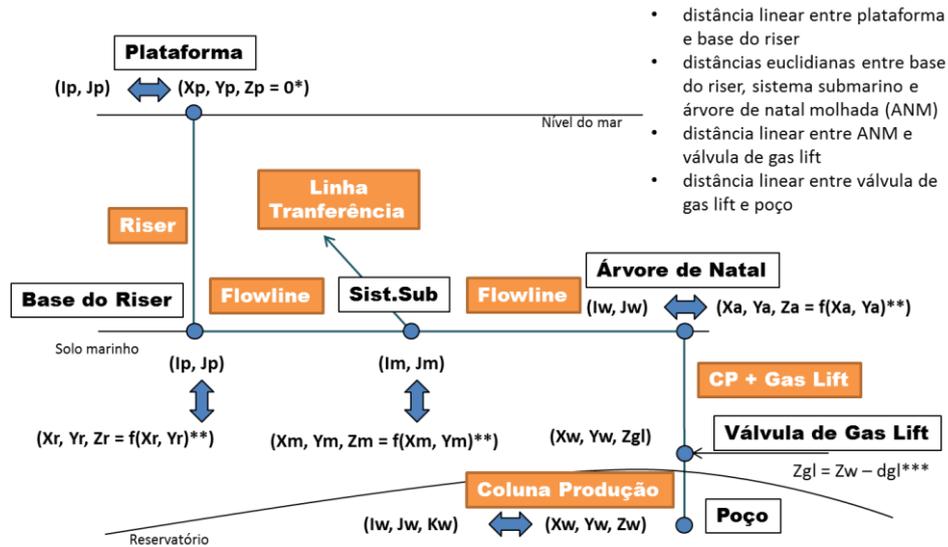


Figura 2-4 - Layout do poço conectado a separador submarino, composto por riser, linhas de produção (flowlines), linha de transferência e coluna de produção e válvula de gas-lift.

A unidade de produção (plataforma) é simplificada, sendo representada pelas capacidades nominais de produção, separação, tratamento e injeção dos fluidos. A capacidade máxima para a plataforma instalada no campo é a mesma adotada no Item 4.1.2.

Tabela 2-5 - Dados para montagem dos sistemas de coleta e poço para poços interligados a separadores submarinos no benchmark UNISIM-I-D.

Tipo	Valor	Unidade
Profundidade do Reservatório	3.000	(m)
Lâmina de água	166	(m)
Densidade do óleo a condições padrão	0,87	-
Densidade do gás a condições padrão	0,74	-
Densidade da água a condições padrão	1,01	-
Temperatura no reservatório	80	(°C)
Temperatura na árvore de natal	50	(°C)
Temperatura no separador submarino	38	(°C)
Temperatura na base do riser	30	(°C)
Temperatura no separador	20	(°C)
Rugosidade relativa das tubulações	0,0006	-
Salinidade da água produzida	150.000	ppm

## 2.2 Benchmark UNISIM-II-D

Para o segundo caso de estudo se propõe avaliar o impacto na tomada de decisão pela escolha entre as abordagens sem integração e com integração baseado num caso típico marítimo carbonático brasileiro. Este caso também verifica como essas abordagens afetam na otimização do sistema de produção.

Como no anterior, o foco deste caso de estudo é a otimização integrada do reservatório com o sistema de produção. O seu objetivo principal é mostrar se e quando a integração impacta na tomada de decisão neste caso.

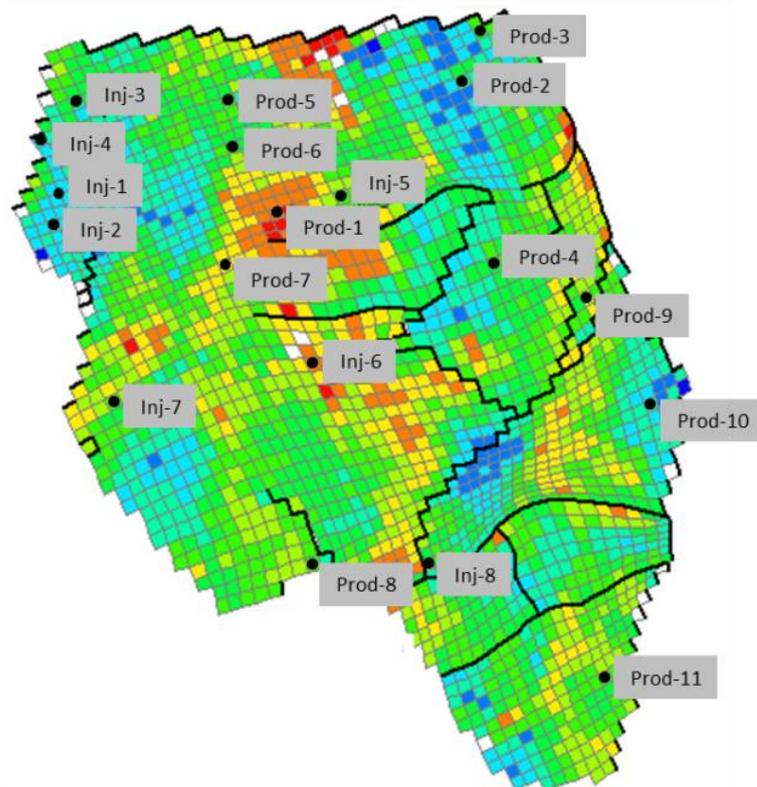
O *benchmark* UNISIM-II-D (Correia *et. al.*, 2015) reproduz as características de escoamento de um tipo de reservatório do pré-sal para o desenvolvimento de pesquisa em simulação de reservatório. O modelo determinístico foi utilizado como modelo base de estudo.

Neste trabalho selecionou-se como estratégia base não integrada a estratégia de produção otimizada para injeção de água, que é a estratégia obtida por Victorino *et. al.* (2020) após 3 etapas de avaliação considerando variáveis de projeto e controle.

### 2.2.1 Modelo de Reservatório

O modelo de reservatório representa um carbonato fraturado com heterogeneidades que impactam diretamente o comportamento de fluxo no reservatório. O campo é baseado em um caso da Bacia de Santos na camada pré-sal.

A Figura 2-5 apresenta o modelo de dupla permeabilidade para o reservatório UNISIM-II-D determinístico com esquema de injeção de água.



**Figura 2-5 - Estratégia de produção para o reservatório Arenito com esquema de injeção de água (Victorino *et. al.*, 2020).**

Inicialmente o reservatório encontrava-se subsaturado, apresentando pressão inicial de 450 kg/cm<sup>2</sup>, temperatura de 58,8 °C e contato óleo-água a 4.850 m.

O óleo está caracterizado com dados provenientes de um poço pioneiro perfurado, apresentando densidade 32,4 °API e pressão de bolha igual a 392 kgf/cm<sup>2</sup>. Os dados PVT

utilizados são mostrados na Tabela 2-6, extrapolados para entrada no simulador. A compressibilidade do óleo é considerada variável entre  $4,18 \times 10^{-5} \text{ (kg/cm}^2\text{)}^{-1}$  e  $1,26 \times 10^{-4} \text{ (kg/cm}^2\text{)}^{-1}$ , e da água constante em  $2,11 \times 10^{-7} \text{ (kg/cm}^2\text{)}^{-1}$ . O modelo composicional contém 7 pseudocomponentes, com as seguintes frações molares: CO<sub>2</sub> (8,24%), N<sub>2</sub>-C<sub>1</sub> (51,66%), C<sub>2</sub>-NC<sub>4</sub> (14,63%), IC<sub>5</sub>-C<sub>6</sub> (2,58%), C<sub>7</sub>-C<sub>12</sub> (9,39%), C<sub>13</sub>-C<sub>19</sub> (5,88%) e C<sub>20</sub>+ (7,62%).

**Tabela 2-6 - Dados PVT – Propriedades do óleo e do gás para o benchmark UNISIM-II-D.**

Pressão (kgf/cm <sup>2</sup> )	Razão Solubilidade (m <sup>3</sup> /stdm <sup>3</sup> )	Fator Formação Óleo (m <sup>3</sup> /stdm <sup>3</sup> )	Fator Formação Gás (m <sup>3</sup> /stdm <sup>3</sup> )	Viscosidade Óleo (cP)	Viscosidade Gás (cP)
1,0	0,0	1,02	1,1395	7,68	0,0117
35,0	24,9	1,09	0,0309	3,98	0,0149
70,0	44,4	1,14	0,0146	3,15	0,0163
110,0	65,6	1,19	0,0088	2,56	0,0184
150,0	86,7	1,24	0,0063	2,17	0,0216
190,0	108,0	1,29	0,0050	1,88	0,0259
230,0	129,9	1,34	0,0042	1,67	0,0310
270,0	152,8	1,39	0,0037	1,49	0,0364
310,0	177,0	1,44	0,0034	1,34	0,0419
350,0	203,3	1,50	0,0032	1,21	0,0474
392,3	233,8	1,56	0,0031	1,08	0,0534
400,0	239,4	1,58	0,0030	1,06	0,0544
415,0	250,2	1,60	0,0030	1,02	0,0566
430,0	261,1	1,62	0,0029	0,98	0,0587
450,0	275,5	1,66	0,0029	0,92	0,0616
470,0	290,0	1,69	0,0028	0,87	0,0644
490,0	304,4	1,72	0,0028	0,83	0,0673
510,0	318,9	1,75	0,0028	0,78	0,0703
530,0	333,3	1,78	0,0027	0,73	0,0732
550,0	347,8	1,81	0,0027	0,69	0,0762

Os tipos de rocha são definidos com permeabilidades abaixo de 800 mD (RPT 1), permeabilidades acima de 800 mD e fraturas (RPT 2). A Figura 2-6 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 com permeabilidades abaixo de 800 mD.

As datas de início e fim de produção deste sistema piloto e do projeto definitivo foco deste estudo são apresentados na Tabela 2-7.

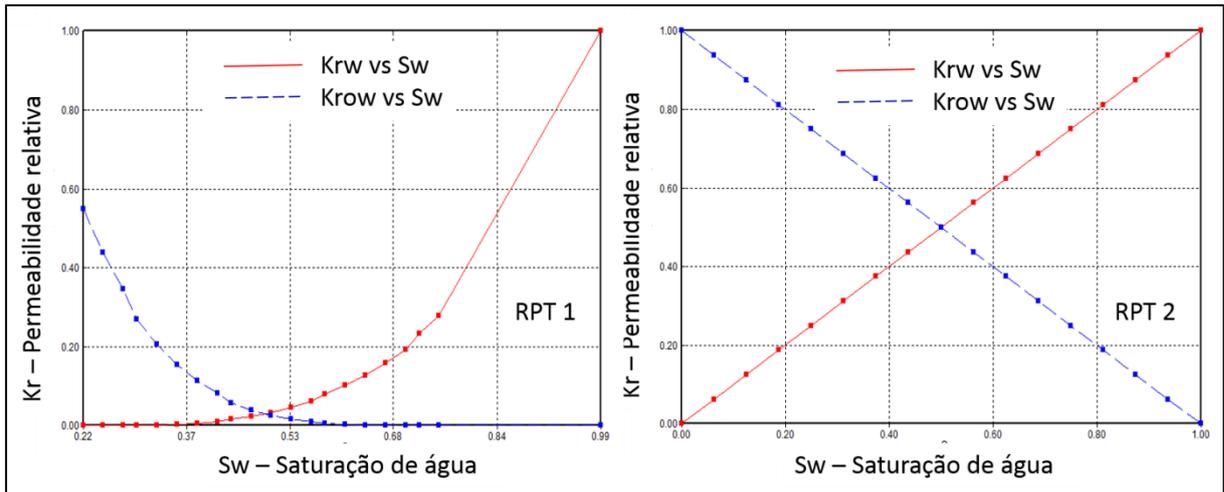


Figura 2-6 - Curvas de permeabilidade relativa por tipo de rocha do reservatório Carbonato.

Tabela 2-7 - Dados de início e fim de produção para o benchmark UNISIM-II-D.

Evento	Data
Início de Produção Piloto	31/ago/16
Fim do Projeto Piloto	01/mar/18
Início de Produção Projeto Definitivo	29/fev/20
Fim do Projeto Definitivo	30/ago/46

### 2.2.2 Modelo de Sistema de Produção

O modelo de sistema de produção é baseado no caso de estudo de unidades de produção, sistemas de coleta de produção e poços para o caso de estudo UNISIM-I-D detalhado por Gaspar *et. al.* (2015) e Victorino *et. al.* (2016), o mesmo utilizado no Item 4.1.2.

Foi criado um modelo de sistema de produção para representar poços satélites típicos ligados a uma plataforma com algumas características reais e informações necessárias para a modelagem, sendo 11 poços produtores e 9 poços injetores.

O método de elevação artificial *gas-lift* é empregado para fins de manutenção da produção do campo. O volume de *gas-lift* não é computado na capacidade total de processamento de gás da plataforma.

Foram utilizadas correlações empíricas de fluxo multifásico em tubulações de Beggs e Brill (1991) para modelar todos os poços e as correlações de Standing (1947) para modelar o fluido. Mais dados utilizados na montagem do modelo são apresentados na Tabela 2-8.

A unidade de produção (plataforma) é simplificada, sendo representada pelas capacidades nominais de produção, separação, tratamento e injeção dos fluidos. A Tabela 2-9 apresenta a capacidade máxima para a plataforma instalada no campo.

Tabela 2-8 - Dados para montagem dos sistemas de coleta e poço para o *benchmark* UNISIM-II-D.

Tipo	Valor	Unidade
Profundidade do Reservatório	4.850	(m)
Lâmina de água	166	(m)
Densidade do óleo a condições padrão	0,86	-
Densidade do gás a condições padrão	1,06	-
Densidade da água a condições padrão	1,03	-
Temperatura no reservatório	58	(°C)
Temperatura na árvore de natal	38	(°C)
Temperatura na base do <i>riser</i>	30	(°C)
Temperatura no separador	20	(°C)
Rugosidade relativa das tubulações	0,0006	-
Salinidade da água produzida	250.000	(ppm)

Tabela 2-9 - Capacidade máxima de processamento da plataforma instalada para o *benchmark* UNISIM-II-D.

Óleo (m <sup>3</sup> /d)	Líquido (m <sup>3</sup> /d)	Água (m <sup>3</sup> /d)	Injeção Água (m <sup>3</sup> /d)	Gás natural (mil m <sup>3</sup> /d)
28.617	28.617	19.078	38.156	8.000

### 2.3 *Benchmark* UNISIM-I&II-2018

Para o terceiro caso de estudo se propõe avaliar o impacto na tomada de decisão pela escolha entre as abordagens sem integração e com integração baseado num caso típico marítimo do pré-sal brasileiro com a produção de múltiplos reservatórios. Este caso também verifica como essas abordagens afetam na otimização do sistema de produção.

Como nos anteriores, o foco deste caso de estudo é a otimização integrada do reservatório com o sistema de produção. O seu objetivo principal é mostrar se e quando a integração impacta na tomada de decisão neste caso.

O *benchmark* UNISIM-I&II-2018 consiste em dois modelos de reservatório, sendo estes modelos baseados nos *benchmarks* UNISIM-I (Avansi *et. al.*, 2015 e Gaspar *et. al.*, 2015) e UNISIM-II (Correa *et. al.*, 2015 e Santos *et. al.*, 2018), mais um modelo de sistema de produção (Gaspar *et. al.*, 2015 e Victorino *et. al.*, 2016), com início de produção projeto definitivo em 2018.

Neste trabalho utilizou-se o modelo representativo RM6 selecionado por Schiozer *et. al.* (2015) do *benchmark* UNISIM-I-D como um dos modelos de estudo para o *benchmark* UNISIM-I&II-2018, a fim de retirar volume do bloco leste. A estratégia de produção otimizada E6, do *benchmark* UNISIM-I-D obtida por Schiozer *et. al.* (2015) após otimização para o modelo representativo RM6, foi selecionada como parte da estratégia base não integrada.

O modelo determinístico do *benchmark* UNISIM-II-D foi utilizado como modelo base de estudo para o UNISIM-I&II-2018. A estratégia de produção base para o *benchmark* UNISIM-

II-D, obtida pela otimização de 20 poços verticais para esquema de injeção de água em malha *seven-spot*, foi selecionada como a outra parte da estratégia base não integrada.

### 2.3.1 Modelo de Reservatório

Os modelos de reservatórios representam (1) um reservatório produtor chamado Arenito, composto por arenitos da formação pós-sal, e (2) um reservatório produtor chamado Carbonato, composto por carbonatos da formação pré-sal, em uma estrutura abaixo da formação anterior, em fase inicial de desenvolvimento. O reservatório Arenito do pós-sal é definido pelo *benchmark* UNISIM-I-D, descrito no Item 2.1.1. O reservatório Carbonato do pré-sal é definido pelo *benchmark* UNISIM-II-D, descrito em Item 2.2.1.

O modelo integrado descreve uma área que consiste de dois campos de petróleo compostos pelos seus respectivos reservatórios, mas que são associados por estarem sobrepostos e adjacentes. Desta forma, os campos são tratados como um único campo operacional, compartilhando instalações de superfície e infraestrutura comuns com os seus respectivos modelos.

As datas de início e fim de produção deste sistema piloto e do projeto definitivo foco deste estudo são apresentados na Tabela 2-10.

**Tabela 2-10 - Datas de início e fim de produção para o *benchmark* UNISIM-I&II-2018.**

<b>Evento</b>	<b>Data</b>
Início de Produção Piloto Arenito	31/mai/13
Início de Produção Piloto Carbonato	30/ago/16
Fim do Projeto Piloto Arenito	31/mai/17
Fim do Projeto Piloto Carbonato	28/fev/18
Início de Produção Projeto Definitivo	01/jul/18
Fim do Projeto Definitivo	30/ago/46

### 2.3.2 Modelo de Sistema de Produção

O modelo de sistema de produção é baseado no caso de estudo de unidades de produção, sistemas de coleta de produção e poços para os casos de estudo UNISIM-I-D e UNISIM-II-D, descritos respectivamente nos Itens 2.1.2 e 2.2.2. A Figura 2-7 apresenta a estratégia de produção para o reservatório Arenito com 2 poços verticais produtores, 7 produtores horizontais e 4 poços verticais injetores para esquema de injeção de água.

A Figura 2-8 apresenta a estratégia de produção para o reservatório Carbonato com 12 poços verticais produtores e 8 poços verticais injetores para esquema de injeção de água em malha *seven-spot* invertido.

A unidade de produção (plataforma) é simplificada, sendo representada pelas capacidades nominais de produção, separação, tratamento e injeção dos fluidos. A Tabela 2-11 apresenta a capacidade máxima para a plataforma instalada no campo.

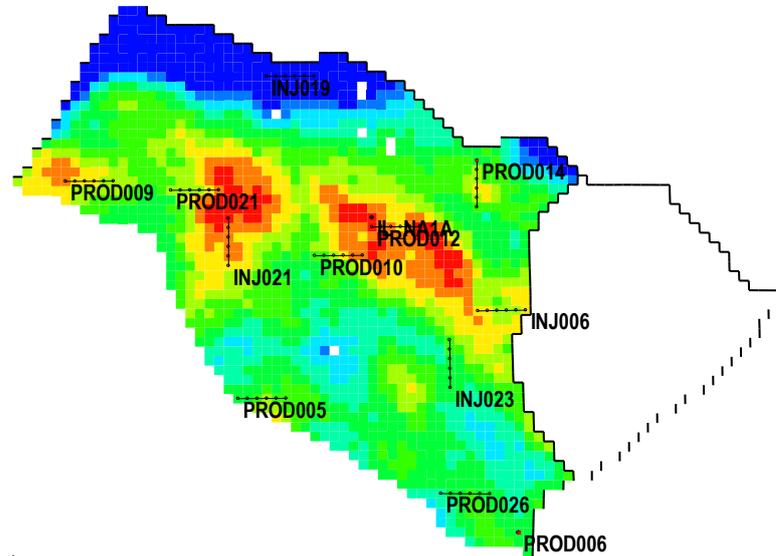


Figura 2-7 - Estratégia de produção E6 para o reservatório Arenito com esquema de injeção de água.

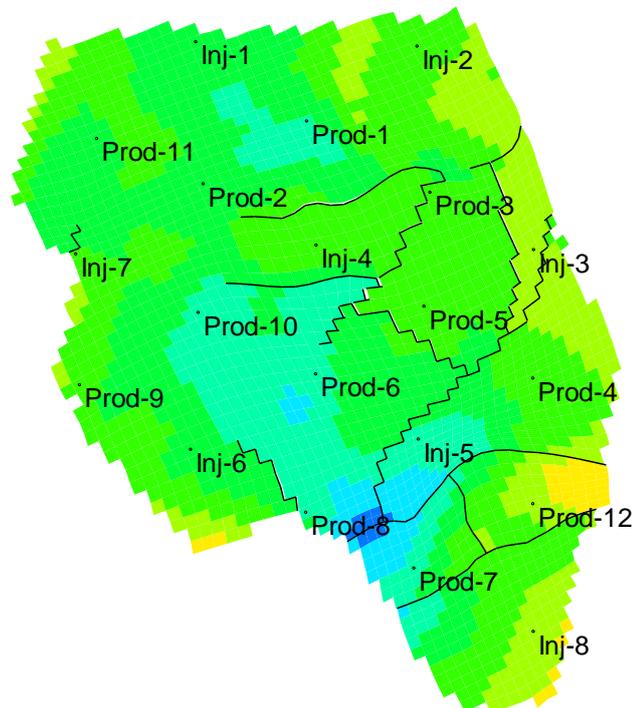


Figura 2-8 - Estratégia de produção para o reservatório Carbonato com esquema de injeção de água em malha *seven-spot* invertido.

Tabela 2-11 - Capacidade máxima de processamento da plataforma instalada para *benchmark* UNISIM-I&II-2018.

Óleo (m <sup>3</sup> /d)	Líquido (m <sup>3</sup> /d)	Água (m <sup>3</sup> /d)	Injeção Água (m <sup>3</sup> /d)	Gás natural (mil m <sup>3</sup> /d)
28.617	28.617	34.340	38.156	4.000

### 3 REVISÃO BIBLIOGRÁFICA

Este capítulo tem a finalidade de mostrar uma revisão bibliográfica das metodologias de integração, apresentando vantagens e desvantagens de cada abordagem para comparação com a integração explícita e tipos de aplicações comumente usadas. Também apresenta conceitos importantes de modelagem integrada a serem considerados ao longo do trabalho, identificando pontos-chave para a escolha da integração explícita.

#### 3.1 Metodologias de Integração

Várias metodologias de acoplamento entre reservatórios e sistemas de produção têm sido aplicadas na indústria de petróleo nos últimos 50 anos (publicação do primeiro artigo da SPE sobre o tema), pela necessidade de modelar adequadamente projetos de produção de petróleo cada vez mais complexos, envolvendo a solução integrada dos modelos que representam o escoamento de fluidos desde o reservatório até a superfície.

Estas metodologias são utilizadas para fazer a previsão da produção de poços satélites produzindo de um único reservatório até uma instalação simples de produção até múltiplos reservatórios compartilhando plataformas de produção com capacidades de produção e injeção limitadas gerenciadas por sistemas de produção complexos. Deste modo, é importante avaliar as metodologias para integrar simulações, pois possuem características próprias aplicáveis ao tipo de estudo, disponibilidade de programas computacionais e capacidade de processamento etc.

O cenário atual de produção mundial, onde ocorrem múltiplos reservatórios com produção compartilhada a várias plataformas com restrições operacionais, mistura de fluidos com propriedades diferentes, sistemas de produção posicionados longe da costa, entre outras demandas, justifica a necessidade de uma integração mais detalhada entre a modelagem do reservatório e dos sistemas de produção (Ghorayeb *et. al.*, 2003).

O atual cenário produtivo e econômico brasileiro de petróleo e gás apresenta enormes desafios: descobertas de reservatórios de carbonato em águas ultra-profundas que estão muito distantes da costa; reservatórios sobrepostos com características distintas; e a crescente necessidade de otimizar sistemas de produção marítima e compartilhar infraestrutura limitada para diferentes projetos (Fraga *et. al.*, 2015).

Um aprofundamento nas comparações das metodologias de acoplamento e demandas para a integração precisa ser efetuado, de forma a avaliar a adequação destas metodologias para cenários marítimos de produção de óleo e gás complexos.

Bento (2010) e Magalhães (2005) comentam que existe uma diversidade de nomenclaturas na literatura quando esta se refere às diversas metodologias de acoplamento entre reservatório e sistema de produção. Neste trabalho, é seguida a nomenclatura apresentada por Hiebert *et. al.* (2014), com as metodologias desacoplada, explícita e implícita. A Tabela 3-1 apresenta um resumo das principais características de cada metodologia.

**Tabela 3-1 Descrição das características de cada metodologia de integração.**

<b>Desacoplada</b>	<b>Implícita</b>	<b>Explícita</b>
Troca de dados por tabelas ou arquivos do sistema de produção pré-gerados	Único simulador para realizar a simulação completa de reservatório e sistema de produção	Múltiplos simuladores combinados via programa acoplador para troca de dados
Limita quantidade de projetos e cenários para planejamento devido a limitações de modelagem	Maior quantidade de projetos e cenários para planejamento sem limitações (ex.: separação <i>subsea</i> )	Maior quantidade de projetos e cenários para planejamento sem limitações (ex.: separação <i>subsea</i> )
Tradicionalmente utilizado na indústria	Tratamento rigoroso composicional e estabilidade do método implícito para grandes passos de tempo	Dependente da consistência entre interfaces e grande flexibilidade na escolha de simuladores
Baixa garantia de consistência entre propriedades físicas (ex.: fluidos) e cenários não aplicáveis	Pode não alcançar convergência global por diferenças físicas envolvidas	Podem ocorrer inconsistências numéricas de natureza iterativa dos cálculos
Mais rápido	Mais demorado	Mais demorado

A metodologia desacoplada (Hiebert *et. al.*, 2014) é a forma de integração entre a simulação dinâmica do reservatório e do sistema de produção através da troca de dados em tabelas ou arquivos de dados contendo informação do fluxo multifásico nas tubulações. Os dados são usualmente produzidos para poços de diferentes reservatórios usando um simulador de poço conceituado e a qualidade da previsão está intimamente ligada à quantidade dos dados tabulados.

Esta metodologia tende a limitar a quantidade de projetos e cenários conceituais que podem ser considerados na fase de planejamento, decorrente do processo lento de interação entre os simuladores. Além disto, outro aspecto problemático nesta metodologia é a garantia de

consistência entre os cálculos de propriedade física (como propriedades de fluidos) entre os dois simuladores, por não ocorrer conexão direta.

Tem sido utilizada tradicionalmente pela indústria do petróleo na fase de planejamento de um projeto e para a previsão da produção de campos de óleo e gás. Na maioria das vezes esta solução é adequada, embora não contemple o tratamento dos reguladores de vazão necessários para garantir o equilíbrio da rede de coleta, o que na maioria das vezes não é impedimento para a realização de algum estudo integrado.

A metodologia implícita (Coats *et. al.*, 2003) é a forma de integração onde no início do passo de tempo integrado, o modelo de poço que descreve o comportamento de pressão de fundo e vazão dos poços completados em um ou mais blocos da malha de simulação é comparado com o modelo de sistema de produção, o qual calcula as perdas de pressão ao longo de toda a rede de coleta da superfície até o fundo dos poços. Quando a resposta destes dois modelos converge, o modelo de reservatório que descreve o escoamento de fluidos dentro dos blocos da malha de simulação é comparado com o resultado do modelo de poço dentro de um processo iterativo, até que o modelo de reservatório também esteja em equilíbrio com os demais modelos, permitindo assim um avanço no passo de tempo integrado.

Segundo Hiebert *et. al.*, (2014), a metodologia implícita é a modelagem mais robusta, pois envolve a aplicação de uma única ferramenta, onde um único simulador é usado para realizar a simulação completa, o qual possui a capacidade de representar todas as partes de uma forma consistente. A solução de todas as equações governantes é realizada dentro da mesma estrutura, o que elimina a necessidade de conectividade ou transferência de dados entre diferentes simuladores. Isto também traz a capacidade de tratamento rigoroso do fenômeno composicional e a estabilidade de um método implícito com largos passos de tempo associados. Como os dados de entrada tornam-se mais consistentes entre o modelo de simulação de reservatório e a rede de superfície, ocorre à redução do tempo requerido para simular um campo (embora ocorra um aumento do tempo computacional devido ao cálculo de todo o modelo do sistema de produção a cada passo de tempo).

Schiozer (1993) comenta que a metodologia implícita pode não alcançar a convergência global do sistema, por conta da diferença entre as físicas envolvidas (multifísica no problema). Se as correlações de escoamento multifásico não forem suaves ao longo de todo o intervalo de condições de produção, a convergência pode ser muito lenta, e pode não ser alcançada em alguns casos.

Ghorayeb *et. al.* (2003) comentam que embora possa prover uma melhor convergência quando resolvendo o sistema não linear de equações, a metodologia implícita sofre de problema de flexibilidade na escolha de programas computacionais. Além disto, acoplar vários modelos em uma instalação de produção compartilhada não é factível implicitamente sem amalgamar estes modelos em uma malha única, o que pode ser ineficiente e difícil de manter por conta de atualizações destes modelos.

A metodologia explícita (Rotondi *et. al.*, 2008) é a forma de integração onde os cálculos das equações do sistema de produção são efetuados simultaneamente ou sequencialmente apenas no início do passo de tempo, sendo os resultados mantidos fixos (como condições de contorno) durante a solução da matriz Jacobiana na etapa de resolução dos modelos de poço e reservatório até o final do passo de tempo.

Segundo Hiebert *et. al.* (2014), múltiplos simuladores são combinados em um processo automatizado onde cada um simula uma ou mais partes de um campo. A troca de dados entre simuladores é automatizada através de interfaces padrão ou de métodos de compartilhamento de arquivos em repositório padrão, o que possibilita combinar simuladores distintos para estudos específicos (exemplo, um programa computacional de terceiros para a modelagem do processamento das instalações de superfície).

Esta forma de integração é dependente da consistência entre as interfaces, além da representação das propriedades físicas em cada simulador. Podem ocorrer também inconsistências de natureza iterativa dos cálculos entre os diferentes simuladores, levando a baixo desempenho computacional. É uma abordagem mais simplificada, pois a interação entre os modelos de reservatório e do sistema de produção ocorre apenas uma vez, demandando menor esforço computacional.

Outro aspecto relevante da forma explícita (Cotrim *et. al.*, 2011) é a flexibilidade de aplicação de regras de gerenciamento de poços pré-definidas pelo usuário, diferentes às disponibilizadas dentro dos simuladores de reservatórios e de sistema de produção, o que pode trazer ganhos ao projeto de exploração do campo.

Desde a metade do século passado, vários trabalhos acadêmicos e técnicos têm apresentado formas de como abordar esta integração de maneira adequada, procurando atender critérios de confiabilidade e eficiência. Em 89 artigos da SPE avaliados, encontraram-se os seguintes temas de estudo em integração: múltiplos reservatórios, redes de produção complexas, otimização de controles de sistemas de produção, gerenciamento integrado, desenvolvimentos de simuladores, correção de instabilidade numérica, incertezas, e ajuste de histórico, entre outros tópicos.

Barroux *et. al.* (2000) comentam que em seus casos de comparação entre a forma explícita e implícita, os resultados de previsão de produção são muito similares. Eles observaram que acoplar dois simuladores independentes através de uma interface (forma explícita) não resultará necessariamente em um pior tempo de processamento do que aquele obtido com uma solução implícita. Além disto, se o tempo gasto na simulação da rede de superfície é relativamente pequeno se comparado ao tempo gasto na simulação de reservatório, isto ocorre pela simplicidade do caso (poucos poços, uma rede de escoamento simples etc.).

Dobbs *et. at.* (2011) comentam que cada uma das formas de integração tem vantagens específicas sobre o outro. A forma explícita pode tirar proveito do rigor de programas computacionais de terceiros para modelagem de instalações de superfície. Isso inclui um tratamento mais abrangente da otimização de métodos de elevação artificial e otimização automatizada das vazões de superfície para maximizar uma função-objetivo, como a produção de petróleo ou a receita total. A forma implícita fornece uma capacidade de tratamento rigoroso de fenômenos composicionais. Como faz parte de um único pacote de programa computacional, é provável que os dados de entrada sejam mais consistentes entre o modelo de simulação e a rede de superfície, o que fornece o rigor da técnica intimamente vinculada para o tratamento das propriedades composicionais e a estabilidade com passos de tempo maiores associados. Além disso, um acoplamento implícito evita instabilidades inerentes e imprecisões da forma explícita.

Cao *et. al.* (2015) compararam diferentes metodologias em simuladores comerciais e concluem com três fatores preponderantes na escolha da metodologia de integração: estabilidade da resposta, velocidade e escalabilidade. As respostas de previsão de produção ao longo prazo apresentadas foram semelhantes, o que não indica necessariamente a predominância de um método sobre outro. A abordagem implícita é tida como a melhor representação do caso de estudo (campo com plataforma compartilhada), apresentando os resultados mais estáveis e de maneira mais rápida. A abordagem desacoplada sofre problemas de estabilidade devido a problema de definição do potencial instantâneo de poço (vazão do poço sob uma WHP constante), que é calculado de forma diferente às outras metodologias (no caso BHP constante) e afeta o gerenciamento dos poços. O mesmo problema ocorre de maneira menos intensa na abordagem explícita, pela aplicação da correção das curvas de IPR, além do fato que o tamanho do passo de tempo acaba afetando o tamanho desta oscilação.

A modelagem integrada demanda aspectos mais amplos relacionados além da escolha da forma de integração e da solução eficiente das equações governantes, que impactam na escolha da solução computacional.

Ghorayeb *et. al.* (2003) comentam que estas aplicações requerem uma solução integrada com as seguintes capacidades: balancear um modelo de rede de superfície com um modelo de simulação de reservatórios em um modo robusto e eficiente; acoplar múltiplos modelos de reservatórios, redes de produção e injeção, sincronizando seu avanço no tempo; permitir os modelos de reservatório e rede de superfície usar suas próprias descrições independentes de fluido (descrições *Black-oil* ou composicional com diferentes conjuntos de pseudo-componentes); e aplicar restrições globais de produção e injeção ao sistema acoplado (incluindo a transferência ou reinjeção de fluidos entre reservatórios).

Kosmala *et. al.* (2003) mostram benefícios obtidos nos casos de estudo através do uso de um acoplamento explícito entre um simulador de reservatórios e um modelo de sistema de produção para a otimização da produção de um reservatório de uma maneira mais realista, como determinar o controle ótimo sobre cada poço ou segmento de poço, obter uma representação mais realista do modelo total, permitir uma alocação ótima durante o ciclo de vida do campo, além de prover uma estrutura de trabalho comum para engenheiros de reservatório e produção interagirem.

Rotondi *et. al.* (2008) apresentam pontos importantes no uso da integração: avaliar a interação de pressão entre superfície e sub-superfície e entre diferentes reservatórios; tratamento adequado da mistura de diferentes fluidos e avaliação da garantia de escoamento; respeito às restrições operacionais das unidades produtoras; identificação dos gargalos e contrapressões no sistema; eliminação de perfurações desnecessárias; avaliação de oportunidades de poços de adensamento de malha; melhoria de projetos de elevação artificial; escolha de alvos de produção e contratos de venda e obviamente maximização da produção total e o valor presente líquido do projeto.

Pathak *et. al.* (2016) apresentam critérios para o problema de modelagem integrada (*Integrated Production System Modelling - IPSM*): modelar adequadamente físicas relevantes; usuários devem trabalhar em um ambiente comumente acessível e de fácil entendimento, com facilidade para compartilhar dados, resultados e melhoramentos nos modelos de suas disciplinas; garantir a continuidade nas interfaces entre diferentes ferramentas (exemplo as propriedades de fluidos); modelar múltiplos reservatórios com fluidos diferentes (afetam reservatório, poços e instalações de superfície); abordar multifidelidade para gerar

eficientemente e acuradamente previsões confiáveis de curto, médio e longo prazo e desencorajar o uso de fidelidades impróprias (acelerar a simulação integrada); e permitir otimização integrada de curto e longo prazo mais análise de incertezas.

Dentre os artigos da SPE verificados, 49 utilizam a abordagem explícita e 28 a abordagem implícita. A abordagem desacoplada é menos mencionada (9 artigos), geralmente a título de comparação. Muitos casos apresentados nos artigos apresentam a adaptação de rotinas e ferramentas de trabalho existentes a novos procedimentos.

Feria *et. al.* (2010) faz uma crítica ao uso de soluções integradas. O processo foi descrito por ele como intenso, com muita resolução de problemas e consumo de tempo, mas não melhorou significativamente o conhecimento já disponível pela adoção de uma forma de trabalho com todos os modelos separados aplicando condições de contorno apropriadas.

A maioria dos projetos de modelagem integrada de produção (MIP) é desenvolvida sob uma plataforma de trabalho comum (mesmo fornecedor), frequentemente procurando minimizar ou, pelo menos, reduzir o número de possíveis inconsistências ou problemas de compatibilidade. Isso parece uma abordagem razoável sempre que as peças individuais de programas computacionais que integram o pacote são as melhores da classe (ou quase) para cada finalidade e, claro, todo o pacote está disponível. Sendo de outra forma, parece uma melhor opção usar ferramentas disponíveis para cada finalidade e lidar da melhor maneira possível com problemas decorrentes.

### **3.2 Necessidade de Integração**

Em projetos de desenvolvimento da produção em campos de petróleo, principalmente marítimos, existe o apelo crescente pelo uso de MIP envolvendo o reservatório e o sistema de produção empregado para a exploração da jazida para inclusão de fenômenos específicos de cada disciplina. Esta demanda direciona a avaliação da necessidade de integração entre reservatórios e sistemas de produção, devido ao alto tempo de modelagem e simulação do sistema integrado, ao impacto das restrições do sistema de produção que podem ou não gerar resultados similares entre a abordagem integrada e a não integrada, e mesmo a pouca influência da integração em relação aos objetivos do estudo (por exemplo, a análise de risco em reservatórios).

A literatura atual tem apresentado a necessidade da utilização de modelos integrados para previsão da produção. Como já comentado anteriormente sobre artigos avaliados, foram encontrados temas relacionados à integração focando em múltiplos reservatórios, redes de

produção complexas, otimização de controles de sistemas de produção, gerenciamento integrado, desenvolvimentos de simuladores integrados, ajuste integrado de histórico, entre outros tópicos. A principal aplicação da integração foca a previsão da produção e o gerenciamento integrado.

Segundo Fang e Lo (1995), a maioria das simulações de reservatórios encontradas na literatura enfatiza o reservatório e não dão importância ao impacto da capacidade do sistema de produção nas vazões de produção e injeção de fluidos. Se houver um superdimensionamento da capacidade do sistema em consideração à vazão de fluidos produzidos pelo reservatório, não há influência na escolha da estratégia de produção. No entanto, na prática, isso não é viável devido aos altos custos envolvidos na aquisição das unidades de produção flutuantes, do sistema de tratamento de fluidos e das linhas de transporte de fluidos.

De acordo com Su *et. al.* (2016), as vazões de poços na simulação convencional de reservatórios são regidas por uma combinação de restrições de nível de poço, e estratégias de alocação em nível de grupo ou de campo. As restrições para os produtores de petróleo são expressas por uma vazão máxima (em condições-padrão de vazão de óleo ou líquido ou reposição em condições do reservatório) e uma pressão mínima, seja da cabeça de poço (WHP) ou pressão de fundo (BHP), que representam uma resposta idealizada da pressão da rede de escoamento.

Algoritmos de alocação de vazão tentam imitar ações que seriam tomadas fisicamente pelo operador para controlar a produção, respeitando as restrições. Eles dividem metas de produção de grupo ou de campo entre os poços membros com base em regras estabelecidas ou na otimização. A vazão real produzida pelo poço, portanto, está dentro de uma “caixa” de restrição, à esquerda da curva de IPR. A diferença entre BHP e a pressão de IPR na vazão alocada corresponde a uma regulação de poço implícita.

Outras restrições são frequentemente usadas como uma *proxy* para impor diretrizes de nível de poço (por exemplo, não produzir abaixo do ponto de bolha, não exceder uma vazão especificada por ponto de drenagem, não injetar acima da pressão de fraturamento, etc). Nesse caso não são, estritamente falando, mais restrições hidráulicas, mas diretrizes de gerenciamento de reservatórios. Estas, no entanto, devem ser tratados pelo algoritmo de alocação, uma vez que representam a política do operador e não os limites físicos.

Zapata *et. al.* (2000) comentam o uso de integração explícita sem interface (ou implícita) em lugar da metodologia desacoplada com o uso de tabelas de escoamento multifásico, por ser

possível considerar os efeitos de mudança de resistência ao escoamento do sistema de poço e coleta devido à mistura ou separação de vários fluidos na rede de superfície.

Ghorayeb *et. al.* (2003) comentam que o principal uso da integração é aplicada a (1) múltiplos reservatórios com uma restrição global única ou a (2) um modelo de rede externo limitada baseado em uma simulação de reservatórios simples (que fornece as condições de contorno).

Hayder *et. al.* (2006) verificaram que a consideração da integração melhorou a estratégia de produção, com uma previsão da produção mais confiável. Os resultados apontam que a integração afetou o gerenciamento do campo, com redução da água produzida.

Rotondi *et. al.* (2008) acoplaram explicitamente modelos dinâmicos de reservatório e sistemas de produção em um modelo único integrado para endereçar os seguintes itens: interação de pressão ao longo da superfície e sub-superfície; mistura de diferentes fluidos e garantia de escoamento; levar em conta restrições das unidades produtoras; identificação dos gargalos e contrapressões do sistema de produção. Neste modo, programas de elevação artificial ótimos podem ser implementados.

Victorino *et. al.* (2020) evidenciou para o *benchmark* UNISIM-II-D pela análise cruzada (com base na hipótese de que o sistema integrado está mais próximo da realidade) que a integração do caso não integrado resultou em perdas financeiras e de produção. A aplicação do sistema não integrado pode ser útil em situações em que as direções são desejadas e quando avaliamos sistemas mais simplificados.

Saputelli *et. al.* (2010) e Cotrim *et. al.* (2011) aplicaram a integração no gerenciamento de múltiplos reservatórios onde a restrição de gás era predominante, permitindo a remoção de restrições de óleo e aumentando a produção.

Stheiner *et. al.* (2010) e Ribeiro *et. al.* (2016) apresentaram abordagens semi-integradas para avaliação do balanço de massa de gás na planta de processo para casos específicos.

Ribeiro *et. al.* (2013) utilizou uma abordagem semi-integrada, com foco no sistema de produção, para análises conceituais e preliminares aplicadas a um reservatório altamente pressurizado sujeito a declínio de pressão seguido de manutenção de pressão através de injeção de água. Feria *et. al.* (2010) comentam a possibilidade da adoção de uma forma de trabalho com todos os modelos separados aplicando condições de contorno apropriadas. Se estas condições de contorno forem simples o suficiente, a integração poderia não ser necessária.

Para assimilação de dados de histórico de produção, poucos artigos foram encontrados.

Os artigos de Barroux *et. al.* (2000) e Biswas (2006) citaram o acoplamento do sistema de produção ao reservatório para ajuste de histórico, em não havendo informação de fundo de poço.

Ertekin *et. al.* (2001) comentaram que o ajuste de histórico não requer a integração, pois os dados medidos nos poços são impostos ao modelo do reservatório em condições padrão no fundo do poço. Entende-se, contudo, que os sistemas de produção também deveriam ser calibrados para garantir a qualidade do modelo como um todo.

Saputelli *et. al.* (2010) apresentaram um procedimento sistemático para auxiliar na calibração de um modelo de produção integrado sobre a presença de incertezas. Os parâmetros ajustados foram pressão dos reservatórios de gás, índices de produtividade dos poços, diâmetros internos das linhas de produção, rugosidade, diâmetro equivalente do regulador e correção do regulador.

Não foi encontrada nenhuma literatura consolidada que proponha uma metodologia que avalie a necessidade de integração entre reservatórios e sistemas de produção. Apenas uma metodologia para definir qualitativamente a modelagem integrada foi encontrada, descrita a seguir.

Tillero *et. al.* (2014) propõem um algoritmo qualitativo focado em definir a modelagem integrada de sub-superfície e superfície mais adequada, considerando a natureza do sistema de produção petrolífero e as necessidades do usuário. Esta metodologia não possui uma visão centrada no sistema integrado, focando aspectos práticos da simulação, e nem apresenta alguma avaliação quantitativa relacionada à tomada de decisão.

### **3.3 Itens Relacionados à Integração Explícita**

Nos itens anteriores foram apresentados aspectos relevantes relacionados à modelagem e simulação integradas. Neste tópico estes aspectos são aprofundados no contexto da integração explícita.

#### **3.3.1 Modelagem Integrada**

Alguns autores têm apresentado o uso de modelos integrados em metodologias assistidas para desenvolvimento e gerenciamento de campos de petróleo, mas muitas vezes esta modelagem é baseada em simuladores comerciais implícitos (Campozana *et. al.*, 2008, Pathak *et. al.*, 2016). Há dificuldade em encontrar ferramentas para facilitar a montagem do conjunto de dados para simuladores explícitos e tratamento dos dados da simulação integrada para

valoração econômica, combinadas com metodologias robustas de otimização integrada de estratégia de produção.

De acordo com Nwakile *et. al.* (2011) a otimização integrada do sistema de produção pode ser alcançada investigando múltiplos cenários de projeto com planejamento experimental e uma estrutura de otimização. Eles propuseram uma estrutura computacional para otimização integrada de projeto de instalações de campo de gás, e sua comparação entre o modelo de caso base e o caso otimizado mostrou uma melhoria no valor presente líquido. No caso deles, o reservatório foi tratado como um modelo tanque.

Tillero *et. al.* (2014) propuseram um fluxo de trabalho para garantir aos usuários o comportamento esperado a partir da simulação integrada explícita do sistema de produção de petróleo, considerando sua natureza, critérios de convergência previamente definidos para o processo de simulação e necessidades do usuário, contudo sem entrar na tomada de decisão.

Feria *et. al.* (2010) comentam ser uma opção usar ferramentas disponíveis para cada finalidade de simulação do modelo integrado e lidar da melhor maneira possível com problemas decorrentes. Ferramentas computacionais podem auxiliar nesta etapa, minimizando erros de entrada de dados e gerenciamento das atividades.

Gaspar *et. al.* (2014) comentam que os processos de tomada de decisão para a seleção de uma estratégia de exploração de petróleo podem ser complexos devido ao alto número de variáveis a serem otimizadas, podendo ser inviável buscar uma solução ideal avaliando uma alta quantidade de variáveis simultaneamente. Neste estudo, a integração não foi contemplada.

### **3.3.2 Balanceamento de Rede**

Vários autores (Breux *et. al.*, 1985, Schiozer e Aziz, 1994, Haugen *et. al.*, 1995, Hegguler *et. al.*, 1997, Barroux *et. al.*, 2000, Ghorayeb *et. al.*, 2003, Kosmala *et. al.*, 2003, Coats *et. al.*, 2004, Rotondi *et. al.*, 2008) apresentaram metodologias de acoplamento explícito ou comentários relacionados a pontos específicos desta metodologia.

Um fluxo genérico adotado na maioria das metodologias de acoplamento adota os passos descritos a seguir (Coats *et. al.*, 2004).

No início do passo de tempo integrado, o modelo de poço que descreve o comportamento de pressão de fundo e vazão dos poços completados em um ou mais blocos da malha de simulação é comparado com o modelo de sistema de produção, o qual calcula as perdas de pressão ao longo de toda a rede de coleta da superfície até o fundo dos poços. Quando a resposta destes dois modelos converge, o modelo de reservatório que descreve o escoamento de fluidos

dentro dos blocos da malha de simulação é comparado com o resultado do modelo de poço dentro de um processo iterativo, até que o modelo de reservatório também esteja em equilíbrio com os demais modelos, permitindo assim um avanço no passo de tempo integrado até alcançar o final da simulação.

*Rotondi et. al.* (2008) comentam que na abordagem explícita entre o reservatório e o sistema de produção pode ocorrer (1) na cabeça de poço, desde que a queda de pressão na coluna de produção do poço esteja modelada no simulador de reservatórios; (2) no reservatório com sobreposição de IPR (*Inflow Performance Relationship*), onde a queda de pressão da coluna de produção do poço é calculada somente no simulador de sistema de produção; e (3) no reservatório com pressão de coluna de produção e sobreposição de IPR, onde a queda de pressão na tubulação é calculada pelos simuladores de reservatório e sistema de produção.

Ghorayeb *et. al.* (2003) descrevem o balanceamento explícito, que ocorre no início de cada passo de tempo ou em intervalos específicos de tempo. Nesta opção, no final do passo de tempo a rede não estará balanceada com as condições de reservatório, dependendo de quanto às condições do reservatório tenham mudado desde o último balanceamento da rede de coleta e o reservatório.

### 3.3.3 Estabilidade da Resposta

Vários autores (Schiozer, 1994, Zapata *et. al.*, 2001, Ghorayeb *et. al.*, 2003, Cao *et. al.*, 2015) apresentaram limitações de acoplamento explícito, causando principalmente oscilações na injeção e produção.

Estas oscilações relatadas na literatura são causadas pela instabilidade numérica da solução e pela incapacidade de garantir uma resposta única entre os modelos de reservatório e sistema de produção, sendo causada pelo avanço do tempo, especialmente em cenários com poços produtores de alta produtividade (Rotondi *et. al.*, 2008).

Erros causados por esta oscilação podem ser minimizados diminuindo o passo do tempo, mas isso causa um aumento significativo no tempo computacional. Além disto, em alguns cenários esta correção não é suficiente.

Algumas soluções foram propostas (Middy e Dogru, 2008, Güyagüler *et. al.*, 2011, Liang e Rubin, 2014) para minimizar essas instabilidades numéricas e garantir a resposta única. Contudo, cada solução é específica para simuladores comerciais e o foco da correção está na curva de IPR.

Outras propostas utilizam técnicas externas para minimização da oscilação, como apresentado por Gurjão *et. al.* (2018), através de controladores PID. Esta solução, contudo, é dependente de calibração prévia dos controladores PID.

### 3.3.4 Aceleração da Integração

A simulação integrada geralmente é demorada, pois demanda um cálculo rigoroso de massa, perda de pressão e estado do fluido através de todo o sistema. Esta constatação é especialmente importante para metodologia explícita, devido ao tempo extra durante o intercâmbio de dados entre simuladores (Hiebert *et. al.*, 2014).

A dinâmica dos sistemas integrados (reservatório e sistema de produção) é diferente e há situações em que uma resposta de um sistema específico é muito semelhante ao longo do tempo, o que indica a possibilidade de uso de modelos *proxy*, modelos reduzidos ou modelos baseados em dados.

Os modelos *proxy* (ou metamodelos) baseiam-se na integração de métodos estatísticos, como teoria do planejamento experimental e metodologia de superfície de resposta, que permite a definição de uma estratégia de produção e a avaliação econômica. A metodologia de superfície de resposta permite substituir o simulador por um modelo analítico (modelo *proxy*) em uma parte do processo (Avansi *et. al.*, 2005). Modelos de regressão polinomial, modelos de krigagem multivariada, modelos de *splines* de placa fina ou redes neurais artificiais são comumente usados como modelo *proxy* para simulação de reservatório (Denney, 2010).

Modelos de ordem reduzida reduzem a ordem dos modelos de simulação numérica, a fim de superar a longa sobrecarga computacional. Essa abordagem concentra-se na física do problema ou na resolução espacial e temporal da solução numérica do reservatório (Mohaghegh e Abdulla, 2014). Exemplos na literatura são balanço de material (modelo de tanque) (Al Juman *et. al.*, 2015, Shields *et. al.*, 2015) e estado pseudo-permanente (Shields *et. al.*, 2015), modelos de capacitância-resistência (Mamghaderi *et. al.*, 2013), e modelo de malha grosseira com pseudo-propriedades e ajuste de histórico (Tesaker *et. al.*, 2008).

Modelos baseados em dados usam dados para construir modelos treinados (utilizando técnicas de regressão ou aprendizado de máquina) para aprender e imitar o comportamento de previsão do reservatório. Exemplos são modelos de curvas tipo dependentes do tempo (declínio) (Shields *et. al.*, 2015) e modelos de reservatórios substitutos treinados com aprendizado de máquina (Mohaghegh e Abdulla, 2014).

Para o sistema de produção integrado à simulação do reservatório, é comumente utilizado tabelas de perda de carga hidráulica (*Vertical Lift Performance* – VLP) para representar sistemas de poço e coleta em simulações desacopladas (Cao *et. al.*, 2005). Essas tabelas são geralmente produzidas para poços em diferentes áreas de reservatórios usando um simulador de poço considerando alguns cenários de produção, e posteriormente incluídas na entrada dados do simulador de reservatórios. Não há conexão direta entre simuladores, portanto, imprecisões desvantajosas podem ser introduzidas nos cálculos devido à possibilidade de interpolação ou extrapolação de dados insuficientes tabulados (Hiebert *et. al.*, 2011). Mas essa capacidade de reutilização de dados para simulação integrada é interessante.

Foram encontradas referências de modelos *proxy* para otimização de projeto ou operação de sistemas de produção (Camponogara e Nakashima, 2006, Silva e Camponogara, 2014).

Não foram encontradas referências para modelos reduzidos, embora reduções de espaço e tempo possam ser aplicadas em modelos e algumas simplificações de modelos de queda de pressão tipo caixa-preta possam ser usadas para acelerar o tempo de simulação. Para modelos baseados em dados, os esforços são direcionados para incorporar parâmetros básicos do sistema de produção e dados de produção em tempo real (Cheng *et. al.*, 2018).

### 3.3.5 Escalabilidade

A escalabilidade é forma de balancear adequadamente uso de processadores em paralelo para resolver o sistema de equações montado pelos simuladores. A escalabilidade está limitada pela capacidade dos processadores em acessar a memória compartilhada do computador para rodar um mesmo problema, que é dependente de programação do código do simulador.

Segundo Codorvil *et. al.* (2002), a simulação de reservatórios demanda longo tempo computacional e demanda grandes recursos computacionais, como desempenho de CPU e capacidade de memória. A computação paralela pode levar a uma redução de tempo significativa para a simulação. Três formas de computação paralela são utilizadas: (1) paralelismo em código de programa, principalmente em *solvers* paralelos de sistemas lineares; (2) decomposição de domínio; (3) distribuição de tarefas de simulação simultâneas.

A programação distribuída é melhor aplicada em pequenos para médios reservatórios, onde o número de simulações a ser realizadas é alto. Também pode ser empregada em problemas de larga escala, executando decomposição em domínios do reservatório e simular cada domínio separadamente.

A decomposição de domínio envolve decompor o domínio de largos problemas em subdomínios menores que podem ser resolvidos separadamente no mesmo processador ou em outros processadores (Schiozer e Aziz, 1994). Se o modelo de reservatório tem a capacidade de usar decomposição de domínio, os métodos implícitos de integração são preferíveis aos explícitos. Na ausência de métodos de decomposição de domínio, métodos implícitos podem ter um intenso consumo de tempo de CPU.

### 3.4 Otimização de Sistemas de Produção

A infraestrutura completa de um sistema de produção compreende componentes que podem incluir tamanho, localização e arranjo de instalações de superfície, número, posição e completação de poços, capacidades de injeção e produção, cronogramas de abertura de poços, uso de poços inteligentes, entre outros (Gaspar *et. al.*, 2016).

Uma abordagem rigorosa para definição da estratégia de produção demanda também a otimização de características ligadas ao sistema de produção. Problemas específicos correlacionados ao sistema de produção marítimo estão basicamente relacionados com: localização de instalações de superfície (plataformas), localização de sistemas submarinos (*manifolds*, sistemas de separação, bombeio e reinjeção submarina etc.), capacidade operacional de processamento nas plataformas, método de elevação artificial de petróleo (*gas-lift*, BCSS etc.), características geométricas e operacionais dos elementos que compõem o sistema de produção (colunas de produção, linhas marítimas, *risers*, *manifolds*, bombas, separadores, reguladores, válvulas etc.).

Deste conjunto de variáveis, somente a capacidade operacional de processamento nas plataformas pode ser avaliada na forma não integrada como restrição de grupo de poços. As demais são simplificadas por condições de fundo de poço, que podem não ser suficientes para representar seu comportamento.

Tais variáveis podem influenciar negativamente nos problemas de otimização da estratégia de produção, atuando como sistemas restritivos que afetam a capacidade de produtividade e injetividade do reservatório, por sua vez influenciando receitas, custos operacionais e impostos, resultando em um problema com dois objetivos: maximizar produção e minimizar custos e investimentos.

A modelagem e otimização integradas é um método importante na indústria do petróleo, particularmente para o desenvolvimento de campo e a avaliação contínua de gerenciamento de ativos (Rahmawati *et. al.*, 2012).

Um aspecto relevante a otimização de uma estratégia de otimização está relacionada ao cenário econômico empregado para o cálculo da função-objetivo VPL. Conforme avaliado por Bento (2010), a tomada de decisão entre estratégias de produção é influenciada pelo cenário econômico empregado em otimizações de modelos integrados.

Os trabalhos verificados na literatura apresentam apenas a otimização de poucas variáveis relacionadas ao sistema de produção de um campo, apresentando poucos cenários de estratégias de produção devido ao grande número de variáveis envolvidas (Clara *et. al.*, 2013).

Outros estudos trazem metodologias de otimização de parte da estratégia de produção, sendo o exemplo mais notável a localização dos poços, que envolve a completação do reservatório e o comprimento dos *risers*, linhas de escoamento e colunas de produção/injeção. Um grande esforço é exigido nesta etapa de otimização e vários pesquisadores (Abellan e Noetinger, 2010, Bouzarkouna, *et. al.*, 2013 e Fonseca e Araújo, 2016) avaliaram métodos para reduzir o custo computacional, embora de forma não integrada.

### **3.5 Gerenciamento de Poços em Múltiplos Reservatórios Compartilhando Instalações de Superfície**

Outro grupo de variáveis que impactam no desenvolvimento da produção é relacionado ao controle de produção, o que envolve o gerenciamento da produção e injeção de poços, vazões de injeção de gás para *gas-lift*, entre outras variáveis (Gaspar *et. al.*, 2016).

Segundo Denney (2003), a produção de hidrocarbonetos é restringida por condições de reservatório, capacidade de entrega da rede de dutos, capacidade de processamento de fluidos nas instalações de superfície, considerações econômicas e de segurança, ou uma combinação destes fatores.

Enquanto que a produção pode ser controlada pelo ajuste de vazões de produção de poços, alocação de vazões de *gas-lift* e, em alguns campos, pela troca de conexões de poços de um ramal para outro, a implementação ótima destes controles não é fácil.

O objetivo da otimização de produção dinâmica é encontrar o melhor conjunto operacional possível em um dado tempo, sujeito a todas as restrições, para alcançar certos objetivos operacionais. Estes objetivos podem variar de campo para campo e com o tempo. Tipicamente, as vazões de óleo diárias são maximizadas ou os custos de produção são minimizados através de algum processo de otimização da rede de escoamento.

Em muitos simuladores de reservatórios comerciais, as restrições de vazão de escoamento nas instalações de superfície são aplicadas sequencialmente através de regras pré-definidas. Em adição, a otimização de gas-lift é obtida separadamente da alocação das vazões dos poços.

Cotrim *et. al.* (2011) demonstrou que para um caso estudado com múltiplos reservatórios sujeito a limitação de produção de gás a regra de alocação diferenciada, priorizando a restrição de poços com maior RGO (razão gás-óleo), trouxe maior rentabilidade ao projeto. Isto evidencia a necessidade de se estudar caso a caso para a definição da melhor estratégia de gerenciamento de reservatórios. Contudo, os autores aplicaram o mesmo modelo econômico para todos os fluidos produzidos.

Gramorelli *et. al.* (2018) mostrou um ganho pequeno através da aplicação de diferentes estratégias de alocação de vazão dos poços em múltiplos reservatórios, priorizando a restrição de poços de acordo com parâmetros selecionados. 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 reservatório com óleo mais leve, a estratégia que prioriza a restrição de poços com maior vazão instantânea de gás 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 de um acoplador/gerenciador externo. A regra de vazão instantânea de gás parece ser a mais adequada, mas não leva em conta o tipo do óleo sendo produzido (e a sua correspondente valoração). O controle por RGO não foi eficiente para corrigir isto.

Os mesmos autores citam o uso de acoplamento para manter a caracterização detalhada de cada reservatório em modelos de simulação separados e de testar alternativas de gerenciamento integrado que pudessem otimizar os resultados da produção compartilhada. Uma opção é utilizar o acoplamento explícito entre os modelos através do uso de uma ferramenta externa que comanda o gerenciamento.

### **3.6 Discussão Geral**

A maioria dos simuladores de reservatórios atuais contempla o acoplamento com sistemas de produção simplificados, como tubulações de produção simples ligadas à superfície, onde as quedas de pressão são obtidas através de interpolações em tabelas de escoamento multifásico previamente rodadas (metodologia desacoplada). É notória a vantagem de reutilização de informações já processadas, o que não acontece naturalmente nas outras metodologias. Contudo, para alguns cenários como múltiplos reservatórios compartilhando plataformas e

sistemas submarinos complexos, a literatura indica que a metodologia desacoplada não apresenta condições de simular o modelo integrado de forma satisfatória.

Sob o ponto de vista de modelagem do reservatório, o sistema de produção é uma condição de contorno para o escoamento no reservatório, que muda durante a vida produtiva de um campo de acordo com a dinâmica de escoamento nas instalações de produção. A modelagem adequada da integração entre o reservatório e o sistema de produção proporciona maior confiabilidade na simulação do comportamento do sistema.

Com a modelagem mais confiável, que resulta da integração entre as áreas, se pode partir para a otimização da produção, buscando um ganho de velocidade de desenvolvimento de projetos complexos. Contudo, a modelagem integrada é dificultada pela diferença de características entre os dois sistemas, o que demanda soluções adequadas.

Antes de qualquer estudo que envolva integração entre reservatórios e sistemas de produção, seria interessante qualificar a necessidade de integração entre reservatórios e sistemas de produção, se possível baseado em índices quantitativos para indicação de sistemas integrados e sem a montagem do caso integrado completo, acelerando o estudo. Esta análise é proposta neste trabalho.

Antes de partir para soluções complexas, é importante conhecer as formas de acoplamento e entender o processo de acoplamento entre os simuladores de escoamento em meio poroso e os simuladores de sistemas de produção, pois existem várias dificuldades relacionadas à aplicação das metodologias apresentadas: como a montagem e o tamanho final do modelo unificado, a modelagem física adequada de cada parte do problema, a influência da solução numérica adotada, a disponibilidade de programas computacionais, e a capacidade computacional empregada na simulação dos modelos.

Parte das demandas impostas às formas de acoplamento e da modelagem integrada pode ser resolvida através de aplicações computacionais que não envolvem diretamente a simulação dos modelos. Tais demandas envolvem compartilhar dados, resultados e melhoramentos nos modelos de suas disciplinas, abordar multifidelidade para gerar eficientemente e acuradamente previsões confiáveis de curto, médio e longo prazo e permitir otimização integrada de curto e longo prazo mais análise de incertezas. A simulação numérica tem o papel principal na resolução das equações que descrevem o escoamento do fluido em cada parte do sistema. Estas demais aplicações podem suprir as etapas de pré-processamento de entradas e pós-processamento de saídas das simulações (exemplo – *upscaling* de modelos) e criar condições para a integração de diferentes ferramentas. Inclusive abre oportunidades para tratamento de

dados e algoritmos externos, através de interfaces bem construídas. Uma metodologia baseada em uma estrutura computacional é proposta neste trabalho.

Entende-se que os processos demandados pelos usuários é que definirão quais soluções disponíveis (comerciais ou não) serão adequadas para a tarefa. A tarefa de conversão de um simulador não integrado para outro integrado, de modo a permitir análises mais sofisticadas, pode ser muito complexa e proibitiva. Algumas funcionalidades podem não estar contempladas dentro da solução computacional disponível ou em avaliação. O tempo total de simulação é específico de cada software, largamente dependente da implementação, mas afeta o tempo total do estudo. Desta forma, as comparações internas serão feitas utilizando o mesmo conjunto de simuladores.

A metodologia de integração está baseada principalmente na resolução dos sistemas de equações originados pela modelagem do reservatório e sistema de produção (sistemas de poço e coleta e instalações de superfície). É importante avaliar se as ferramentas disponíveis para construir o modelo integrado conseguem modelar adequadamente o processo físico envolvido no processo de produção, sob o risco de impedir o uso das mesmas por critérios de fidelidade.

Estudos avaliados apontam que resultados de previsão de produção são muito similares entre as formas de integração. Também é verificado que acoplar simuladores independentes através de uma interface (forma explícita) não resultará necessariamente em um pior tempo do que aquele obtido com uma solução implícita.

Existe a necessidade de critérios objetivos para escolha de metodologia integrada, pois algumas necessidades da modelagem integrada não demandam da simulação propriamente dita e podem ser disponibilizadas por outras aplicações. O tempo de montagem do modelo integrado torna-se relevante em grandes projetos e precisa estar alinhado com as demandas do projeto.

Outros pontos relevantes na escolha da metodologia de integração disponível na ferramenta: estabilidade da resposta, velocidade e escalabilidade. Estes aspectos são relevantes especialmente para processos de otimização da estratégia de produção e gerenciamento de campo. Na tese são propostas metodologias para aprimorar o desempenho da metodologia explícita.

Dentro do contexto da tese, optou-se por avaliar as formas desacoplada e explícita de acoplamento para estudos de integração. Existe uma boa consolidação teórica de todas as metodologias, mas foram verificadas na literatura algumas limitações específicas para o seu uso.

Há a possibilidade de ganhos de desempenho da abordagem explícita, a ser investigado neste trabalho nos capítulos subsequentes. Esta metodologia permite a flexibilidade de uso de ferramentas para reservatórios e sistemas de produção disponíveis no local de trabalho.

Pode-se encontrar alguma forma eficiente de minimizar a instabilidade numérica para a metodologia explícita, pois o comportamento real dos poços é muito estável ao longo do tempo, e conseqüentemente ser rápido o suficiente para os estudos integrados de tomada de decisão. Por ser um tema relevante, este item é avaliado no Capítulo 8.

A passagem de dados entre os simuladores, como dados de fluidos, é requisito apenas das interfaces disponíveis nos simuladores. Vários artigos já publicados na SPE apresentam detalhes relacionados ao tratamento de fluidos para a abordagem explícita e este tópico não é tema de avaliação.

Por fim, não foi encontrada uma metodologia geral para a otimização de todas as variáveis relacionadas ao sistema de produção de um campo, abrangendo a estratégia de produção como um todo, permitindo refinar as estratégias de produção de forma eficiente, mesmo com o grande número de variáveis envolvidas. Esta metodologia é proposta nesta tese.

## 4 METODOLOGIA

Este capítulo contém as metodologias utilizadas para a avaliação do impacto da integração entre reservatórios e sistemas de produção dentro do contexto de tomada de decisão, através de otimização da estratégia de produção no momento de desenvolvimento da produção.

Como o principal objetivo da integração é aumentar a robustez da resposta da previsão da produção em processos de tomada de decisão que envolvam a maximização da produção total e do valor presente líquido do projeto, a metodologia precisa preservar este objetivo, procurando obter os resultados da maneira mais eficiente.

Como objetivo final, a metodologia procura identificar onde a identificação da necessidade da integração está vinculada a metodologia de 12 etapas (Schiozer *et. al.*, 2019).

### 4.1 Metodologia Geral

Este capítulo apresenta como passo inicial da metodologia geral o desenvolvimento da metodologia proposta para a avaliação da necessidade de integração entre reservatórios e sistemas de produção de uma estratégia de produção, baseado em índices quantitativos para indicação de sistemas integrados e sem a montagem do caso integrado completo, utilizando apenas os modelos não integrados de reservatório e sistemas de produção.

O passo intermediário da metodologia geral é o aprimoramento da integração explícita e a sua adequação em estudos de tomada de decisão no desenvolvimento da produção, como a montagem de uma estrutura para modelagem integrada, balanceamento da rede, correção da instabilidade numérica, uso de *proxy* para acelerar integração, e avaliação da escalabilidade do problema. Também são aprimoradas as metodologias de Gaspar *et. al.* (2016) e Gramorelli *et. al.* (2018) para considerar todas as variáveis de projeto e operação relacionadas ao sistema de produção.

O passo final da metodologia geral adotada para avaliação do impacto da integração entre reservatórios e sistemas de produção, dentro do contexto de tomada de decisão, envolve a comparação de decisões relativas à escolha de estratégias de produção, através de otimização integrada da estratégia de produção no momento de desenvolvimento da produção, além da análise sobre gerenciamento integrado no contexto da otimização das variáveis de gerenciamento de poços no projeto de desenvolvimento de campos com múltiplos reservatórios. O estudo termina como a identificação da necessidade da integração está vinculada a metodologia de 12 etapas (Schiozer *et. al.*, 2019).

## 4.2 Metodologias para Aprimoramento da Integração Explícita

Segundo apresentado no Capítulo 3, a integração está baseada principalmente na resolução dos sistemas de equações de escoamento em meio poroso e em tubulações originados pela modelagem integrada do reservatório e sistema de produção (sistemas de poço e coleta e instalações de superfície). Esta resolução está diretamente relacionada com o uso de simuladores numéricos e as metodologias de integração.

Contudo, outras necessidades da integração, como a tradução da modelagem integrada para arquivos de entrada nos simuladores ou tratamento dos dados da simulação integrada para valoração econômica, não demandam da simulação em si, as quais podem ser disponibilizadas por outras aplicações.

Além disto, pontos relevantes na escolha de uma metodologia de integração, estabilidade da resposta, velocidade e escalabilidade, foram comentados brevemente, e apresentam pontos importantes para acelerar o tempo total de montagem e simulação do sistema integrado ao reservatório.

Para este trabalho, algumas metodologias foram desenvolvidas ou aprimoradas para a aplicação em integração explícita e são descritas ao longo do texto.

Os Capítulos 6 a 10 contêm as metodologias desenvolvidas ou aprimoradas para avaliar os pontos de necessidade apresentados no capítulo anterior: (1) modelagem integrada, no contexto de facilitar a montagem dos casos; (2) balanceamento de rede, dentro de uma metodologia rápida para atender a integração entre simuladores na forma explícita; (3) estabilidade da resposta, para garantir qualidade da modelagem explícita; (4) velocidade, com formas de acelerar as simulações explícitas; e (5) escalabilidade, forma de utilizar adequadamente a capacidade de processamento paralelo de computadores para simulação numérica.

## **5 NECESSIDADE DE INTEGRAÇÃO**

### **5.1 Introdução**

Conforme já citado anteriormente, não foi encontrada nenhuma literatura consolidada que proponha uma metodologia que avalie a necessidade de integração entre reservatórios e sistemas de produção.

Durante a vida produtiva de um reservatório a capacidade de entrega para cada poço em fluxo (IPR) é comparada à pressão requerida para o respectivo poço (TPC) de modo encontrar o ponto de operação deste poço. Contudo, outras condições de contorno de poço podem ser aplicadas a este reservatório.

Como exemplo, se a um reservatório se impõe uma condição de contorno restritiva para manter a pressão de fundo de poço acima do ponto de bolha do óleo do reservatório, garantindo que o reservatório ficará sub-saturado durante sua produção, sistemas de produção com muita folga para alcançar esta pressão de fundo de poço (isto é, baixa demanda de pressão para escoamento) não conseguirão aumentar a produção do reservatório. Neste caso, a integração não se mostra necessária. O mesmo ocorreria se houvesse alguma restrição de produção de vazão dos poços que limitassem em muito a produção (para evitar cones de água ou gás, por exemplo).

Por outro lado, sistemas de produção com baixa capacidade de escoamento demandarão pressões de fundo de poço maiores para produzir o reservatório, o qual por sua vez terá sua produção diminuída pela dificuldade de escoar os fluidos advindos da região do poço. Neste caso, a integração se mostra necessária.

Cabe lembrar que a capacidade de entrega de cada poço (IPR) é função da pressão média da área de drenagem do poço e do seu índice de produtividade. Estes parâmetros são diretamente afetados pela variação da pressão média do reservatório no tempo. A manutenção ou reposição de pressão do reservatório através de injeção de água e/ou gás, ou sua ausência, é mais um indicador da necessidade de integração.

### **5.2 Metodologia para Análise de Necessidade de Integração**

Para evitar a montagem do sistema integrado para averiguar a necessidade de integração para fins de algum estudo em particular, este capítulo propõe uma metodologia rápida de qualificação da necessidade de integração, através da definição de um índice para avaliação do

acoplamento para sistemas integrados, de forma particularizada nos de estudo de engenharia de reservatórios e sem a necessidade de rodar um modelo integrado completo.

Para a avaliação da metodologia, apresentamos casos de estudo utilizando modelos de referência (*benchmarks*) para avaliar casos específicos que envolvem a integração com o sistema de produção para os seguintes casos:

1. Sistema de poço e coleta sendo a condição de contorno dominante;
2. Instalações de superfície ou sistemas submarinos tendo a condição de contorno dominante;
3. Múltiplos reservatórios.

A metodologia envolve a análise dos subsistemas que compõem o sistema de produção para definir a forma de integração. Esta análise é necessária para definir o tipo de condição de contorno a ser aplicado no ponto de integração (por exemplo, fundo do poço) e qual seria o comportamento esperado entre os sistemas integrados.

A primeira parte da metodologia envolve a recomendação da necessidade de integração por tipo de estudo de tomada de decisão, baseado na metodologia de 12 etapas (Schiozer *et. al.*, 2019). Esta classificação é derivada da literatura e de estudos:

1. Ajuste de histórico (Etapa 5): não é necessária a menos que não existam dados de pressão de fundo de poço medidos, apenas pressão na cabeça do poço e ajudarem na obtenção da pressão de fundo;
2. Definição da estratégia de produção (Etapas 6-11): necessária para o dimensionamento do sistema de produção, por afetarem comportamento do reservatório;
3. Previsão da produção (Etapas 6-11): por ser dependente de restrições de reservatórios, sistemas de poço e coleta, e instalações de superfície, precisa de uma análise complementar para avaliar a necessidade. Nos casos de mudanças físicas no sistema de produção, a integração é necessária;
4. Gerenciamento de campo (*Close-Loop*): semelhante à previsão de produção. O gerenciamento de grupo de poços é pouco afetado pelo uso do potencial instantâneo de poço na priorização dos poços com potenciais semelhantes;
5. Avaliação de múltiplos reservatórios ou tecnologias submarinas (Etapas 6-11): como casos particulares de previsão de produção, pode haver necessidade de integração na instalação de produção.

A segunda parte da metodologia se baseia na hipótese que restrições em partes específicas de um sistema integrado afetam o sistema como um todo, ditando o comportamento dos demais sistemas, atuando como gargalos de produção.

Esta avaliação é feita durante o projeto das instalações de produção, onde estas são projetadas baseadas nas expectativas de vazões de fluido dos poços de cada reservatório para encontrar um sistema de produção capaz de produzir tais vazões (Pathak *et. al.*, 2016).

Outro tipo de avaliação do sistema correlacionaria à resposta do sistema de produção, em termos de vazão produzida, com o potencial do escoamento definido pela diferença entre a energia disponível do reservatório e a energia na entrada da planta de processo. Esta avaliação geraria um indicador de todo o sistema (reservatório e sistemas de poço e coleta), incorporando todas as perdas de carga impostas ao fluido durante a produção e também a durante energização fornecida pelo método de elevação artificial (Mendes *et. al.*, 2008).

Estes princípios são utilizados para elaborar a metodologia de avaliação de necessidade de integração com base na análise a produção acumulada de líquido.

A sequência de passos para a aplicação da metodologia qualitativa de avaliação da necessidade de integração com sistema de produção é apresentada a seguir:

1. Selecionar o caso para avaliar a necessidade de integração, incluindo os modelos de reservatório e de sistema de produção;
2. Definir condições de contorno para o modelo de reservatório não integrado: vazão máxima e pressão de fundo de poço (mínima para poços produtores e máxima para poços injetores) representando o sistema de poço e de coleta, e vazões de grupos de poços representando as instalações de superfície;
3. Rodar o modelo de simulação de reservatório não integrado, obtendo os pontos de equilíbrio entre vazão e pressão de fundo de poço para cada poço ao longo do tempo de simulação;
4. Obter dados de previsão de produção e injeção dos poços;
5. Acoplar o modelo de sistema de produção aos dados de previsão;
6. Impor pressões de drenagem e de fundo de poço e os dados de vazões de fluidos da previsão como estimativa de cada IPR do poço ao modelo de simulação do sistema de produção não integrado, para cada passo de tempo da simulação do reservatório;
7. Obter as vazões de líquido e as pressões de fundo de poço resultantes da aplicação da IPR na TPC de cada poço do sistema de produção;

8. Integrar as vazões de líquido obtidas do modelo de simulação de reservatório não integrado e do modelo de sistema de produção ao longo do tempo de simulação para obter o índice SP/Res (definido na Equação 3.1).

As condições de contorno para o reservatório (item 2) precisam representar da melhor forma a perda de carga no sistema de produção. Estes itens são derivados de controles de operação do reservatório e/ou sistema de produção, definido para uma estratégia de produção específica. Estes podem ser estimados através da experiência prática de campos análogos, simulados através de estimativas preliminares de produção dos poços ou obtidos através de um planejamento de experimentos para obter um BHP representativo que represente o sistema de produção do campo. É necessário ter cuidado na definição destes parâmetros, pois se o BHP for alto ou as vazões forem baixas, pode limitar a resposta do RES e gerar a falsa expectativa quanto à necessidade da simulação integrada.

Após a utilização da metodologia completa, uma realimentação das condições de contorno pode ser necessária para a correção das expectativas de comportamento do sistema de produção.

O índice SP/Res (item 8) é definido pela relação entre a integral obtida da vazão de líquido dos poços do modelo de reservatório (item 4) pela integral obtida da vazão de líquido dos poços do modelo de sistema de produção, ambos no tempo em relação aos passos de tempo (item 7) ao longo da previsão. O índice SP/Res com valor próximo a 1 indicaria uma relação similar entre as produções acumuladas de líquido obtidas tanto pelo simulador de reservatórios quanto o simulador de sistema de produção.

Fisicamente, o índice é uma razão entre a vazão acumulada de líquido esperada pelo modelo de reservatórios não integrado e uma vazão “acumulada” de líquido esperada pelo sistema de produção, sendo esta obtida através do cruzamento da pressão requerida do sistema de produção (TPC com controle na cabeça do poço) e a pressão requerida pelo reservatório (IPR com controle de fundo de poço) para cada poço ao longo do tempo de simulação de reservatório. Lembrando que a vazão acumulada pelo sistema de produção não é real, pois não considera a continuidade de produção no reservatório de um passo de tempo para outro.

A Equação 5.1 apresenta a formulação matemática para o cálculo do índice SP/Res.

$$\text{Índice SP/Res} = \frac{\sum_{i=1}^n \sum_{j=1}^m Q_{liq_{RES_{ij}}} \Delta t_j}{\sum_{i=1}^n \sum_{j=1}^m Q_{liq_{SP_{ij}}} \Delta t_j} \quad \text{Equação 5.1}$$

onde  $n$  é o número de poços do modelo de simulação de reservatórios.  $m$  é o número de passos de tempo do modelo de simulação de reservatórios.  $i$  é o contador do poço do modelo de

simulação de reservatórios.  $m$  é o contador do passo de tempo do modelo de simulação de reservatórios.  $Q_{liq_{RES}}$  é a vazão de líquido do poço no modelo de reservatório, obtido pelo equilíbrio com a vazão nos modelos de reservatório e do poço.  $Q_{liq_{SP}}$  é a vazão de líquido do poço no modelo de sistema de produção, obtido pela imposição da IPR estimada pelo reservatório para obter vazão de líquido e pressão na superfície.  $\Delta t$  é o passo de tempo do modelo de simulação.

Valores para o índice SP/Res acima de 1 indicam a potencial necessidade de integração entre os modelos de simulação de reservatórios e de sistemas de produção para a estratégia de produção selecionada, pois o sistema de produção estaria dominando o processo. Valores abaixo indicariam que a integração não é tão importante, pois o reservatório estaria dominando o processo. Importante ressaltar que o indicador calculado representa uma estimativa da necessidade de integração aplicável somente para a estratégia de produção selecionada, não sendo diretamente aplicável a outras estratégias.

Para múltiplos reservatórios, a análise da necessidade dos sistemas de poço e coleta é feita para cada reservatório em separado. Para sistemas submarinos complexos, não representados adequadamente em simuladores de reservatórios tradicionais, a análise é feita para cada reservatório em separado. A análise é feita desconsiderando o sistema submarino.

Para avaliação da necessidade de integração na instalação de superfície, comum em casos com múltiplos reservatórios produzindo para a plataforma, é proposto rodar o caso não integrado adotando restrições fixas de produção e injeção fracionadas para a plataforma em cada modelo de reservatório em separado e avaliar como a soma das produções e injeções do campo obtidas das simulações se comportam ao longo do tempo. Se nenhuma das somas não atingir alguma restrição da plataforma, o gerenciamento dos poços não está conseguindo compartilhar a plataforma de forma adequada e a integração na instalação de superfície é necessária.

### 5.3 Aplicação

Para avaliação da metodologia proposta para avaliação da necessidade de integração, quatro casos de estudo são apresentados neste capítulo utilizando os modelos de reservatório e de sistema de produção. Estes estudos se encaixam na classificação da metodologia em: definição da estratégia de produção, previsão da produção, e avaliação de múltiplos reservatórios ou tecnologias submarinas.

Para a simulação dos modelos de reservatório não integrados, foram utilizados os simuladores IMEX® 2016 (CMG) para os estudos 5.1, 5.3 e 5.4 e GEM® 2018 (CMG) para o estudo 5.2. Para a simulação dos modelos de sistema de produção não integrados, foi utilizado o simulador de escoamento em tubulação PTUBE® 2016 (CMG). O Ptube não apresenta cálculo térmico, sendo portanto considerado apenas o gradiente térmico vertical para os poços.

Para a simulação integrada entre os modelos de reservatório, foram utilizados os mesmos simuladores juntamente com o acoplador de simuladores numéricos CORAL (2016).

Para avaliação da qualidade do índice SP/Res como indicador da necessidade de integração entre os modelos de simulação de reservatórios e de sistemas de produção, escolheu-se como indicador da produção acumulada de óleo a função-objetivo fator de recuperação de óleo. Este indicador tem sido utilizado amplamente em estudos de reservatórios para definição de estratégia de produção, previsão de produção e gerenciamento de campo.

São feitas algumas comparações de previsão da produção dos reservatórios entre simulações não integradas e integradas para mostrar o comportamento geral do campo e as diferenças causadas pela integração.

### **5.3.1 Estudo 5.1**

Este estudo representa a seleção da configuração das tubulações e método de elevação artificial dentro da definição da estratégia de produção de um campo, comumente realizado na avaliação da configuração do sistema de coleta e poços para o campo.

Segundo Mattax e Dalton (1977), frequentemente se deseja especificar uma condição de contorno de vazão ou pressão em algum ponto no sistema de produção. Para isto, é necessário utilizar um modelo hidráulico para calcular o escoamento mono, bi ou trifásico nas tubulações. Tal modelo pode ser derivado teoricamente do balanço de energia e/ou massa, bem como empiricamente de dados experimentais. Basicamente, o resultado é o somatório de quedas de pressão ao longo da tubulação causadas por trabalho irreversível resultante das perdas por fricção, por variação de energia potencial ou perda resultante de densidade do fluido na tubulação, por mudança na energia cinética ou perda de aceleração causada por mudanças de velocidade, uma perda de trabalho externa, como o movimentar de uma turbina, ou o ganho de trabalho externo, no caso de uma bomba. Este somatório de forças implica na capacidade potencial de um poço, e é influenciada pelas características geométricas da tubulação e pelos métodos de elevação artificial.

Neste contexto, este estudo avalia como a configuração do sistema de coleta (diâmetro das tubulações e vazão de gás no método de elevação *gas-lift*), sendo a condição de contorno dominante na modelagem integrada, afeta desempenho do campo. A profundidade da válvula de *gas-lift* não foi objeto deste estudo.

O caso de aplicação 2.1 foi usado neste estudo, com a escolha de configurações de diâmetros e vazões de gás para *gas-lift* usuais na indústria do petróleo para este tipo de campo.

A pressão de drenagem para geração da IPR estimada foi obtida através da pressão do bloco do poço de referência, fornecido pelo simulador de reservatórios. Foi considerado apenas as restrições de pressão de superfície para os poços.

### 5.3.2 Estudo 5.2

Este estudo representa a avaliação do impacto da mudança da composição do fluido produzido nas tubulações para a previsão de produção de um campo com mecanismo de recuperação por injeção alternada de água e gás (WAG) e método de elevação artificial *gas-lift*, a ser realizado na avaliação da configuração do sistema de coleta e poços para o campo.

Neste contexto, este estudo avalia a mudança do fluido do sistema de coleta sendo a condição de contorno dominante na modelagem integrada, o que poderia afetar o desempenho do campo como ocorre em campos de gás condensado, reinjeção de gás etc.

O caso de aplicação 2.2 foi usado neste estudo com a escolha de configuração de diâmetros de 8" para *riser* e linha de produção, 5" para coluna de produção, e a definição do método de elevação artificial *gas-lift*. Esta definição é feita através da ausência de injeção de gás na coluna de produção e da vazão de gás para *gas-lift* de 200.000 m<sup>3</sup>/dia, usuais na indústria do petróleo para este tipo de campo.

A mudança da composição do fluido ocorre pela mudança da densidade da fase gasosa atualizada tanto pela entrada de gás produzido do reservatório quanto pela injeção de gás na válvula de *gas-lift*, aplicada no simulador de poço ao longo da simulação.

A pressão de drenagem para geração da IPR estimada foi obtida através da pressão do bloco do poço de referência, fornecido pelo simulador de reservatórios. Foram consideradas as restrições de pressão de superfície e vazão líquida máxima para os poços.

### 5.3.3 Estudo 5.3

Este estudo representa a avaliação da integração de múltiplos reservatórios para uma instalação de produção compartilhada, comum em muitos campos marítimos.

Vários artigos já comentados apresentam a integração como a forma mais adequada de abordar este tipo de problema. Metodologias têm sido apresentadas para permitir a correta avaliação de pontos importantes como tratar o gerenciamento de restrições operacionais em instalações compartilhadas e mistura de fluidos com propriedades diferentes: amalgamento dos modelos em malhas únicas, acoplamento implícito e explícito, imposição de cotas de produção e injeção na plataforma por modelo de reservatório, acoplamento externo de reservatórios (*Reservoir Coupling*), produção de reservatórios de forma complementar com rodadas sequenciais etc.

Neste contexto, este estudo avalia como a integração afeta em múltiplos reservatórios, no caso focando o efeito da forma de gerenciamento dos reservatórios no compartilhamento da plataforma de produção e injeção.

Um estudo preliminar foi feito avaliando a necessidade de integração pela instalação de superfície, de forma a mostrar o efeito do compartilhamento da plataforma.

Com a confirmação da necessidade, dois níveis de controle de poço foram testados para permitir a avaliação do acoplamento: controle por pressão de fundo de poço (BHP) mínima e controle por pressão na cabeça do poço (WHP) mínima.

O caso de aplicação 2.3 foi usado neste estudo, com a escolha de configuração de diâmetros de 6" para *riser* e linha de produção, 4" para coluna de produção, e sem injeção de gás para *gas-lift*.

A pressão de drenagem para geração da IPR estimada foi obtida através da pressão do bloco do poço de referência, fornecido pelo simulador de reservatórios. Foi considerado apenas as restrições de pressão de superfície para os poços.

#### **5.3.4 Estudo 5.4**

Este estudo representa a avaliação da separação e reinjeção submarina de água para o campo através de novas tecnologias submarinas, o que impacto no balanço de massa nas instalações de superfície (geralmente plataformas marítimas).

A simulação de reservatórios opera baseada nos princípios de balanço de três principais forças atuando sobre as partículas de fluido (forças viscosa, gravitacional e capilar), nas leis básicas de conservação de massa, energia e momento, e no cálculo do escoamento de fluido de um bloco de malha para o próximo, baseado na Lei de Darcy. O mecanismo do escoamento de fluido é a diferença de pressão entre blocos de malha adjacentes. Pela conservação de massa, obtém-se a equidade que a massa que entra no bloco menos a massa que sai do bloco é igual à

acumulação de massa no bloco. Um termo fonte/sumidouro é adicionado para representar o escoamento de massa para dentro (fonte) ou para fora (sumidouro) através de um poço.

Configurações das instalações de superfície e seus efeitos na capacidade areal do campo para produzir óleo, água ou gás e para injetar água ou gás podem ser incorporadas na rotina de gerenciamento de poço. Contudo, em simuladores tradicionais de reservatório, qualquer massa que seja adicionada ou subtraída ao longo do sistema de produção não é levada em conta em simulações não integradas, afetando o gerenciamento dos poços.

Neste contexto, este estudo avalia como a configuração da instalação de superfície sendo a condição de contorno dominante na modelagem integrada afeta o desempenho do campo em um caso com balanço de massa externo ao reservatório, o que ocorre em separação e reinjeção de fluidos na plataforma ou equipamentos submarinos etc.

O modelo de sistema de produção para separador submarino óleo-água é baseado no caso de estudo de unidades de produção, sistemas de coleta de produção e poços para o caso de estudo *benchmark* UNISIM-I-D detalhado por Piraneque *et. al.* (2018). A água produzida de um ou mais poços produtores é separada por um equipamento submarino e reinjetada em um poço injetor, que recebe água suplementar da superfície para garantir a injeção total requerida. Estas parcelas de água reinjetada e suplementar é deduzida da capacidade total da plataforma.

O caso de aplicação 2.1 foi usado neste estudo, com a escolha de configuração de diâmetros de 8" para *riser* e linha de produção, 5" para coluna de produção, e vazão de gás para *gas-lift* de 200.000 m<sup>3</sup>/dia.

A pressão de drenagem para geração da IPR estimada foi obtida através da pressão do bloco do poço de referência, fornecido pelo simulador de reservatórios. Foi considerado apenas as restrições de pressão de superfície para os poços.

## **5.4 Resultados e Discussão**

Neste item é apresentada a avaliação de estudos propostos neste capítulo. No final, é feita uma avaliação conjunta de todos os resultados obtidos nos casos estudados para a consolidação da metodologia.

### **5.4.1 Estudo 5.1**

Para este estudo onde o sistema de produção é condição de contorno de gerenciamento de reservatório, foram separadas nove combinações de diâmetros de *riser*, linha de produção e coluna de produção, denominados de modelos 1#1 a 1#8, explicado a seguir.

Estes modelos foram rodados de forma não integrada para obter o índice SP/Res e depois de forma integrada para obter a função-objetivo fator de recuperação de óleo. O modelo 1#9 se refere ao caso com controle de poço por pressão de fundo, rodado de forma não integrada para uso na metodologia e obter o fator de recuperação de óleo.

A Tabela 5-1 apresenta o memorial de cálculo da integral obtida da pressão de fundo dos poços do modelo de sistema de produção no tempo em relação aos passos de tempo (item 6) para os modelos 1#1 e 1#8 e a integral obtida da pressão de fundo dos poços do modelo de reservatório (item 4) ao longo da previsão para o modelo 1#9. A relação entre estas integrais resulta no valor do índice SP/Res (Equação 5.1).

Para o modelo 1#1 verificam-se nos dados calculados que o valor do índice é maior que um e que para todos os poços as razões entre integrais são maiores que 1, o que poderia não acontecer em alguns casos. Esta forma de avaliação dá maior segurança ao procedimento e poderia indicar poços que demandariam integração para esta estratégia de produção. Para o modelo 1#8, ao contrário do anterior, o índice e as razões entre integrais são menores que 1.

**Tabela 5-1 – Memorial de cálculo para obtenção dos índices SP/Res para os modelos 1#1 e 1#8.**

<b>Integração</b>	<b>Modelo 1#9</b>	<b>Modelo 1#1</b>	<b>Modelo 1#8</b>
<b>Poço</b>	$\Sigma QLi_{RES} \times \Delta t$	$\Sigma QLi_{SP} \times \Delta t$	$\Sigma QLi_{SP} \times \Delta t$
PROD005	10.892.436	3.136.762	16.828.615
PROD006	4.806.914	3.259.752	16.526.413
PROD007	13.494.141	3.759.464	17.099.011
PROD009	14.230.062	3.686.670	19.077.668
PROD010	16.314.630	5.331.630	25.164.604
PROD012	11.278.763	4.846.279	15.629.297
PROD014	14.482.309	5.256.429	17.176.065
PROD021	8.516.035	2.264.275	9.909.867
PROD023A	15.489.881	4.379.953	18.675.604
PROD024A	13.325.913	5.278.569	16.680.048
PROD025A	8.161.974	2.247.150	9.863.411
PROD026	6.570.544	3.213.579	16.017.797
IL_NA1A	7.591.562	3.023.551	10.564.204
Total	145.155.163	49.684.063	209.212.603
<b>Índice Res/SP</b>	-	2,92	0,69

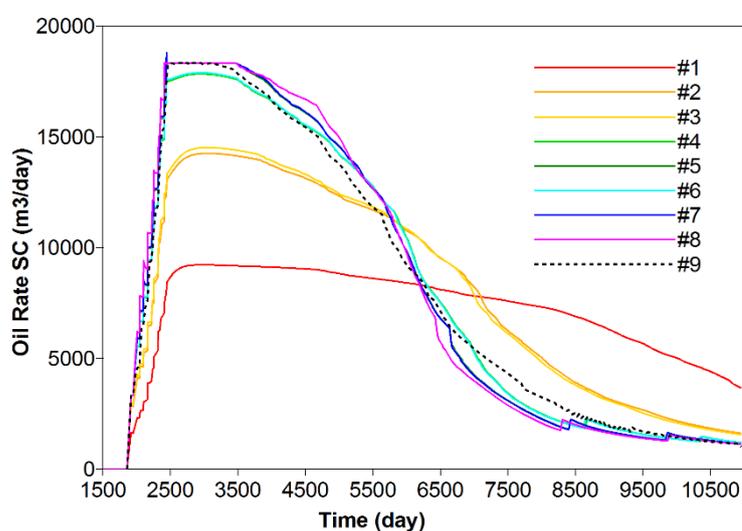
O respectivo índice SP/Res para o modelo 1#1 (configuração de diâmetros de 4” para riser e linha de produção, 3” para coluna de produção) calculado é igual a 2,92. Como este índice SP/Res é maior que 1, indica a necessidade de integração para esta estratégia de produção neste tipo de caso. O respectivo índice SP/Res para o modelo 1#8 (configuração de diâmetros de 8” para riser e linha de produção, 5” para coluna de produção) calculado é igual a 0,69. Como este índice SP/Res é menor que 1, indica a não necessidade de integração para esta estratégia de produção neste tipo de caso.

A Tabela 5-2 apresenta os modelos simulados com as combinações de diâmetros, os respectivos índices SP/Res e a função-objetivo fator de recuperação dos modelos simulados. É possível notar uma relação entre o índice SP/Res e a função-objetivo.

**Tabela 5-2 – Resumo dos modelos apresentados no estudo 5.1 com respectivas configurações de diâmetros, e valores de índice SP/Res e função-objetivo fator de recuperação de óleo (FR).**

Modelo	Descrição	SP/Res	FR (%)
1#1	Diâmetros <i>riser</i> e linha de produção 4" e coluna de produção 3"	2,92	51,6
1#2	Diâmetros <i>riser</i> , linha de produção e coluna de produção 4"	1,56	57,5
1#3	Diâmetros <i>riser</i> de 6", linha de produção e linha de produção 4"	1,53	57,7
1#4	Diâmetros <i>riser</i> e linha de produção 6" e coluna de produção 4"	0,96	59,0
1#5	Diâmetros <i>riser</i> e linha de produção 6" e coluna de produção 5"	0,82	59,1
1#6	Diâmetros <i>riser</i> 8", linha de produção 6" e coluna de produção 4"	0,95	59,0
1#7	Diâmetros <i>riser</i> 8", linha de produção 6" e coluna de produção 5"	0,81	59,1
1#8	Diâmetros <i>riser</i> e linha de produção 8" e coluna de produção 5"	0,69	59,1
1#9	Não Integrado com controle por BHP	-	59,1

A Figura 5-1 apresenta as curvas de produção de óleo no estudo 5.1 para as combinações de diâmetros na validação da metodologia. Verifica-se ao longo do tempo a influência do sistema de produção como condição de contorno na produção de óleo, devido à perda de carga na tubulação.



**Figura 5-1 – Curvas de produção de óleo para os modelos apresentados no estudo 5.1.**

Existem modelos onde as configurações de sistema de produção restringem a produção do campo (1#1 a 1#3). Em outros modelos, as configurações (1#4 a 1#8) apresentam uma previsão de produção de óleo muito próxima ao sistema não integrado (1#9). Desde modo, há necessidade de integração da estratégia de produção se não houver restrição de BHP e o sistema de produção for restritivo, como nos modelos 1#1 a 1#3.

### 5.4.2 Estudo 5.2

Para este estudo onde o sistema de poço e coleta é condição de contorno de gerenciamento de reservatório, foram selecionados dois modelos denominados 2#1 e 2#2, que representam um caso integrado que desconsidera as mudanças da densidade do gás produzido do reservatório na tubulação e da densidade do gás injetado para *gas-lift* e um caso integrado que leva em conta a mudança das densidades do gás, respectivamente. Isto ocorre devido mudança composicional do gás produzido pela injeção de gás pobre no reservatório.

Estes modelos foram rodados de forma não integrada para obter o índice SP/Res e depois de forma integrada para obter a função-objetivo fator de recuperação. O modelo 2#1 se refere ao caso com controle de poço por pressão de fundo, rodado de forma não integrada para uso na metodologia e obter o fator de recuperação.

O respectivo índice SP/Res para o modelo 2#1 (sem considerar mudança no fluido produzido) calculado é igual a 0,99. Como este índice SP/Res é menor que 1, indica a não necessidade de integração para esta estratégia de produção neste tipo de caso.

O respectivo índice SP/Res para o modelo 2#2 (considerando mudança no fluido produzido) calculado é igual a 0,99. Como este índice SP/Res é menor que 1, indica a não necessidade de integração para esta estratégia de produção neste tipo de caso.

A Tabela 5-3 apresenta os modelos simulados sem e com a consideração de mudança do fluido produzido, os respectivos índices SP/Res e a função-objetivo fator de recuperação dos modelos simulados.

**Tabela 5-3 - Resumo dos modelos apresentados no estudo 5.2 com a consideração de mudança de fluido, e valores de índice SP/Res e função-objetivo fator de recuperação de óleo (FR).**

Modelo	Descrição	SP/Res	FR (%)
2#1	Integrado sem considerar mudança no fluido	0,99	44,3
2#2	Integrado considerando mudança no fluido	0,94	44,4
2#3	Não integrado com controle de BHP	-	45,9

A Figura 5-2 apresenta as curvas de produção de óleo no estudo 5.2 sem e com a consideração de mudança do fluido produzido na validação da metodologia. Verifica-se no início da produção a influência do sistema de coleta como condição de contorno na produção de óleo, devido à perda de carga na tubulação.

A restrição do sistema de coleta, quando aplicado os modelos integrados 2#1 e 2#2, leva a um resultado diferente ao do modelo não integrado (2#3), especialmente no início da produção.

Os poços possuem comportamento quase similar nos casos integrados (2#1 e 2#2), devido à pouca influência da consideração da mudança do fluido no sistema de produção nos poços que recebem parte do gás injetado pelo método de elevação artificial por *gas-lift*. O campo apresenta comportamento diferenciado de produção de óleo.

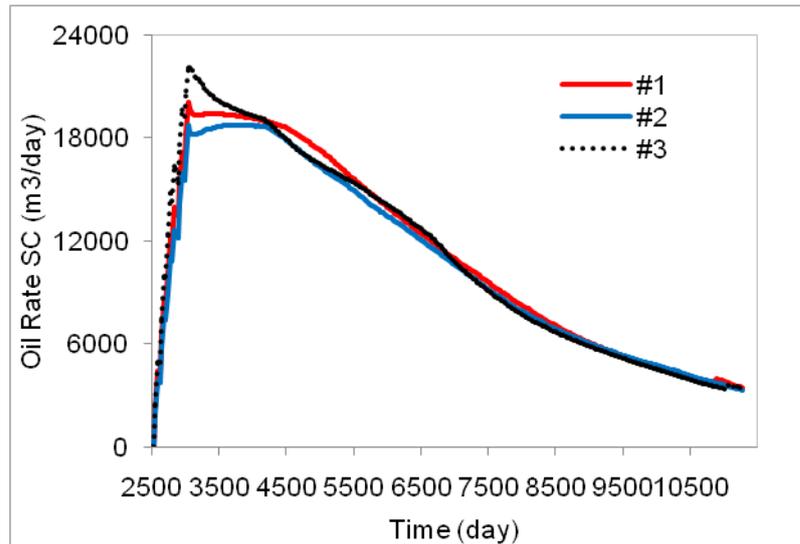


Figura 5-2 - Curvas de produção de óleo para os casos apresentados no estudo 5.2.

### 5.4.3 Estudo 5.3

Para este estudo onde múltiplos reservatórios são a condição de contorno de gerenciamento de reservatório, foram selecionados três modelos compostos por 2 modelos de reservatório (Arenito e Carbonato), que representam um caso integrado com diferentes formas de controle de poço e grupo de poços. Os modelos 3#1 e 3#3 apresentam controle por pressão de fundo e o modelo 3#2 o controle por pressão na cabeça.

Para avaliar a necessidade de integração na instalação de superfície para o correto gerenciamento do campo com plataforma compartilhada, os modelos 3#1 e 3#2 apresentam gerenciamento dinâmico baseado nas vazões de todos os poços do campo pelo método WellPrior (Gramorelli *et. al.*, 2018), enquanto que o modelo 3#3 apresenta gerenciamento por priorização fixa em 50% por reservatório das capacidades de produção e injeção da plataforma (Bento, 2010). A priorização dos poços é feita através da vazão da fase correspondente que gerou a restrição na plataforma.

Como nenhuma das vazões totais de produção (óleo, água, líquido e gás) e injeção (água) atingiu as restrições da plataforma no modelo 3#3, o gerenciamento dos poços não está conseguindo compartilhar a plataforma de forma adequada e desta forma a integração na instalação de superfície é necessária, confirmado no modelo 3#1.

Os modelos com gerenciamento dinâmico foram rodados de forma não integrada (3#1) para obter o índice SP/Res e depois de forma integrada (3#2) para obter a função-objetivo fator de recuperação. A verificação inicial do estudo aponta apenas a necessidade de integração da instalação de superfície para gerenciamento compartilhado.

O respectivo índice SP/Res para o modelo 3#1 (gerenciamento dinâmico de vazões) calculado é igual a 0,71. Como este índice SP/Res é menor que 1, indica a não necessidade de integração dos sistemas de poço e coleta para esta estratégia de produção neste tipo de caso.

O respectivo índice SP/Res para o modelo 3#1 (gerenciamento dinâmico de vazões) calculado é igual a 0,47. Como este índice SP/Res é menor que 1, indica a não necessidade de integração dos sistemas de poço e coleta para esta estratégia de produção neste tipo de caso.

A Tabela 5-4 apresenta os modelos simulados sem e com a consideração de mudança do fluido produzido, os respectivos índices SP/Res e a função-objetivo fator de recuperação dos modelos simulados.

**Tabela 5-4 - Resumo dos modelos apresentados no estudo 5.3 com respectivas formas de controle e gerenciamento de poços, e valores de índice SP/Res e função-objetivo fator de recuperação de óleo (FR).**

Modelo	Descrição	SP/Res		FR (%)	
		Arenito	Carbonato	Arenito	Carbonato
3#1	Gerenciamento dinâmico com controle de poço por BHP	0,71	0,47	54,7	36,8
3#2	Gerenciamento dinâmico com controle de poço por WHP	-	-	55,9	35,5
3#3	Rateio fixo em 50% com controle de poço por BHP	-	-	55,5	30,3

A Figura 5-3 apresenta as curvas de produção de óleo no estudo 5.3 com a condição de contorno de gerenciamento de reservatório, que representam um caso integrado com diferentes formas de controle de poço na validação da metodologia. Verifica-se pouca influência da integração do sistema de coleta e poço na produção do campo e uma grande influência da consideração do gerenciamento compartilhado dos poços. A Figura 5-4 apresenta as curvas de produção de gás no estudo 5.3, indicando restrição de gás na plataforma.

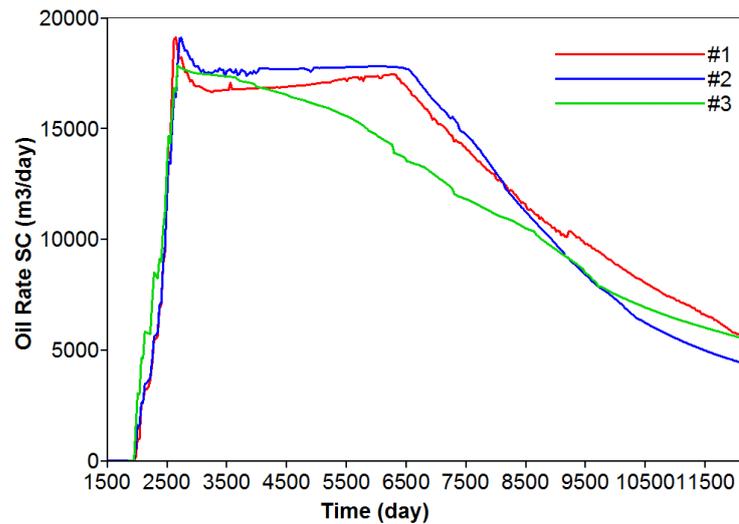


Figura 5-3 - Curvas de produção de óleo para os casos apresentados no estudo 5.3.

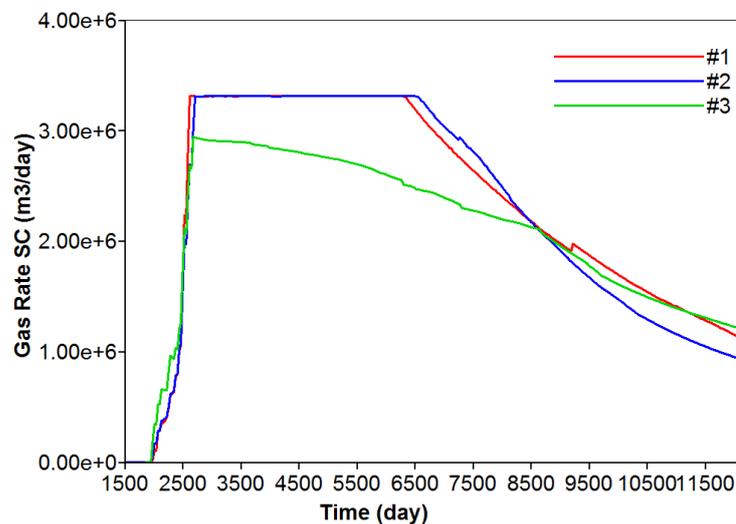


Figura 5-4 - Curvas de produção de gás para os casos apresentados no estudo 5.3

O modelo com gerenciamento de poços por priorização fixa na plataforma (3#3) não teve o mesmo comportamento dos modelos integrados com gerenciamento dinâmico (3#1 e 3#2). A integração na plataforma avalia de forma adequada o balanço de massa do reservatório e da plataforma, compartilhando a capacidade a cada passo de tempo, diferente do caso com rateio fixo.

Múltiplos reservatórios integrados apenas na plataforma (modelo 3#1) levaram a um comportamento similar ao dos totalmente integrados (modelo 3#2). Resultados similares recomendariam a não integração dos sistemas de coleta e poço para esta estratégia de produção, embora exista uma pequena diferenciação das curvas de produção de óleo ao longo do tempo.

#### 5.4.4 Estudo 5.4

Para este estudo onde a instalação de superfície é a condição de contorno de gerenciamento de reservatório, foram selecionados três modelos, que representam um caso integrado com diferentes formas de controle de poço e aplicação do modelo do sistema de produção. O modelo 3#3 apresenta controle por pressão de fundo e os modelos 3#1 e 3#2 o controle por pressão na cabeça. Os casos 3#1 e 3#3 apresentam o caso com injeção de água apenas, e o caso 3#2 apresenta a aplicação do sistema de produção de separação e reinjeção submarina de água (Piraneque *et. al.*, 2018).

Ao avaliar a necessidade de integração na instalação de superfície para a simulação do sistema de produção com o simulador de reservatório, devido ao balanço de massa do separador submarino óleo-água ser tratado externamente ao balanço de massa do reservatório, a metodologia indica que o sistema deve ser integrado no sistema de produção.

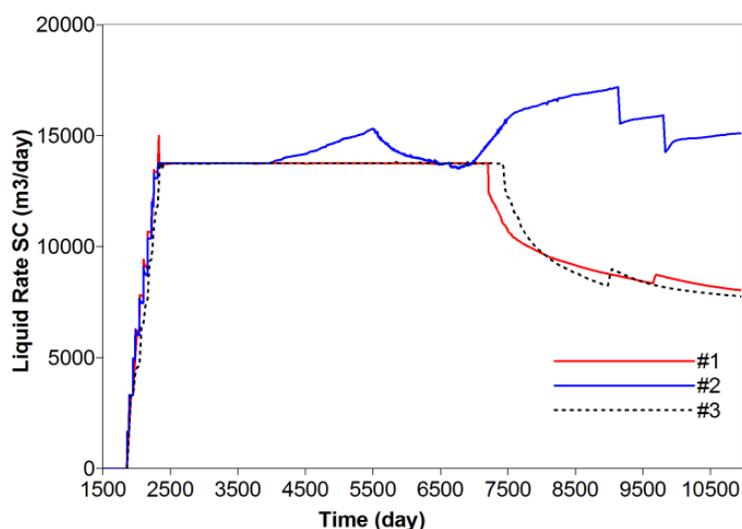
O respectivo índice SP/Res para o modelo 4#1 (separação submarina e reinjeção de água) calculado é igual a 0,53. Como este índice SP/Res é menor que 1, indica a não necessidade de integração dos sistemas de poço e coleta para esta estratégia de produção neste tipo de caso.

A Tabela 5-5 apresenta os modelos simulados sem e com a e reinjeção submarina de água, os respectivos índices SP/Res e a função-objetivo fator de recuperação dos modelos simulados.

**Tabela 5-5 - Resumo dos modelos apresentados no estudo 5.4 com respectivas formas de controle e sistema de produção com separação e reinjeção submarina de água, e valores de índice SP/Res e função-objetivo fator de recuperação de óleo (FR).**

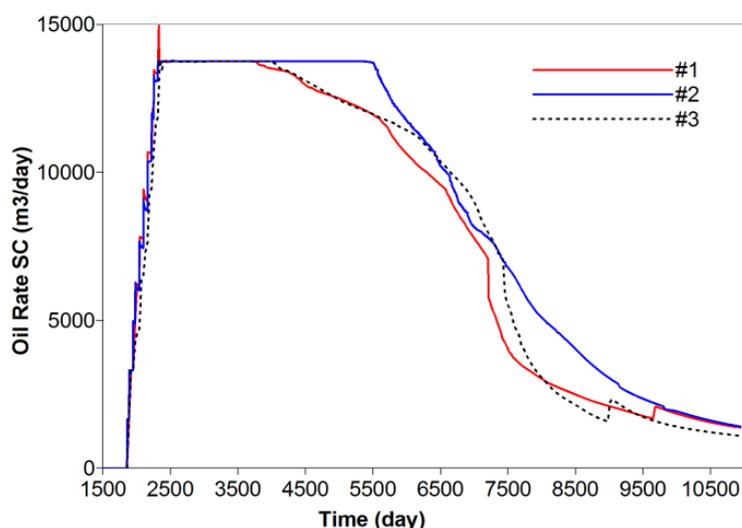
Caso	Descrição	SP/Res	FR (%)
#1	Integrado sem separação submarina	0,53	55,2
#2	Integrado com separação submarina	-	60,3
#3	Não integrado sem separação	-	56,0

A Figura 5-5 apresenta as curvas de produção de líquido no estudo 5.4 com a condição de contorno de gerenciamento de reservatório, que representam um caso integrado com separação submarina e reinjeção de água na validação da metodologia. Verifica-se o acréscimo de produção de líquido acima da capacidade da plataforma (valores acima do platô de produção de líquido), bem como na produção e injeção de água, sendo esta parcela de água deduzida para honrar os limites de produção e injeção da plataforma.



**Figura 5-5 - Curvas de produção de líquido para os casos apresentados no estudo 5.4.**

A Figura 5-6 apresenta as curvas de produção de óleo no estudo 5.4 com a condição de contorno de gerenciamento de reservatório, que representam um caso integrado com separação submarina e reinjeção de água na validação da metodologia. Verifica-se o acréscimo de produção de óleo na plataforma.



**Figura 5-6 - Curvas de produção de óleo para os casos apresentados no estudo 5.4.**

A restrição da instalação de superfície, quando aplicado no caso integrado sem separação submarina (modelo 3#1) levaram a um comportamento similar ao do não integrado (modelo 3#3). Resultados similares recomendariam a não integração dos sistemas de coleta e poço para esta estratégia de produção, por não afetarem o sistema de produção.

Contudo, a restrição da instalação de superfície (3#1) é suplantada pela produção e injeção do reservatório em (3#2) devido à separação e reinjeção submarina de água. A integração avalia

de forma adequada a separação e reinjeção submarina na plataforma, considerando adequadamente o balanço de massa do reservatório e do sistema de produção. Isto comprova a necessidade de haver a integração completa do sistema de produção para este caso.

#### 5.4.5 Avaliação de Índices SP/Res

Neste item ocorre a avaliação de índices SP/Res relacionados com uma variação percentual da função-objetivo fator de recuperação de óleo (FR) para todos os modelos estudados. Esta avaliação ocorre para verificar se existe alguma correlação entre estes parâmetros.

A diferença percentual de FR é calculada adotando a diferença entre FR integrado e FR não integrado (nesta ordem) e dividindo pelo FR não integrado. A Figura 5-7 apresenta o gráfico da relação entre a diferença percentual de FR versus o índice SP/Res para todos os modelos rodados nos estudos 5.1, 5.2, 5.3 e 5.4.

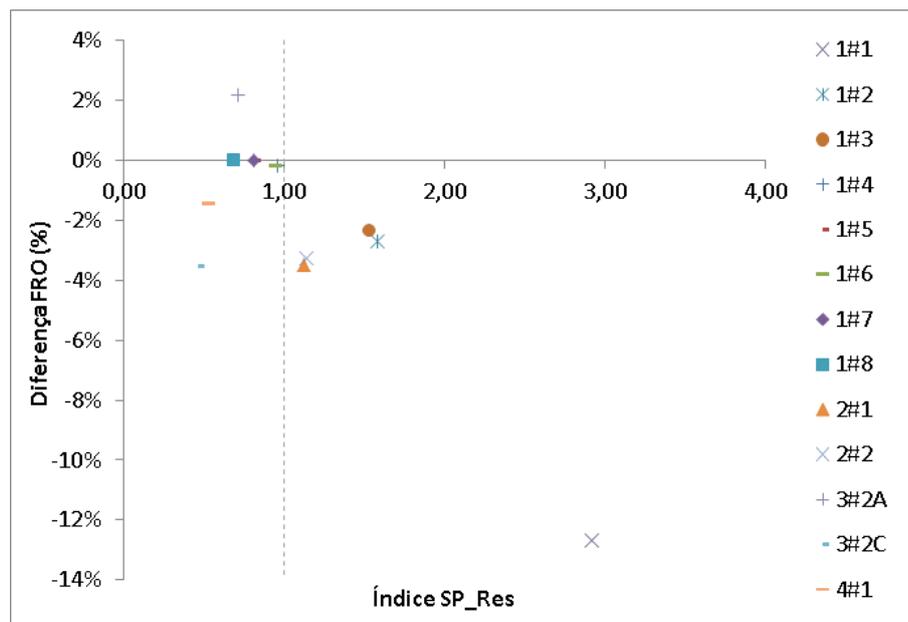


Figura 5-7 - Correlação entre diferença percentual de FR versus o índice SP/Res para todos os modelos rodados.

A diferença percentual de FR é calculada adotando a diferença entre FR integrado e FR não integrado (nesta ordem) e dividindo pelo FR não integrado.

Existe uma tendência de valores negativos de diferença percentual de FR para índices SP/Res maiores que 1, o que sugere potenciais de produção otimistas para casos não integrados. Para casos com índices SP/Res menores que 1, os valores de diferença percentual de FR ficam na ordem de -4% a 2%, mostrando pouco impacto da integração.

Valores extremos de diferença percentual de FR estão vinculados a sistemas de produção bastante restritivos.

#### 5.4.6 Discussão

A primeira opção para não haver a integração entre os sistemas é quando o sistema de produção não é avaliado com rigor, procurando avaliar apenas fenômenos dentro do reservatório. Mas alguma forma de quantificação seria apropriada para garantir que as condições impostas ao reservatório fossem factíveis.

Como já demonstrado pela literatura, a melhor forma de fazer a análise é utilizando o modelo integrado, considerando todas as questões de interação entre os modelos. A metodologia proposta, neste caso, tentaria indicar o uso da simulação não integrada para evitar rodar a simulação integrada durante todo o tempo de um estudo (por exemplo, em um processo de análise de risco). Cabe lembrar que esta etapa é a mais próxima antes da montagem e avaliação do modelo integrado.

Verificou-se em alguns casos que a integração não é importante para estratégias de produção selecionadas, onde os sistemas de coleta e poço, ou a instalação de superfície não é a principal restrição do sistema. Neste caso a restrição do sistema é dada por alguma condição do reservatório e o sistema de produção opera com folga, sendo controlado apenas para manter a condição do prevista para o reservatório. A previsão de produção de óleo do reservatório para alguns modelos não integrados foi bastante similar a respectiva resposta dos respectivos modelos integrados. Todos os índices SP/Res apontaram valores menores que 1 para a estratégia de produção adotada.

Nos casos onde os sistemas de coleta e poço são restritivos, é necessário o acoplamento, pois esta restrição é dinâmica. A resposta do modelo não integrado é diferente da resposta do modelo integrado, para abaixo na função-objetivo avaliada (afetando negativamente a diferença percentual de FR). Todos os índices SP/Res apontaram valores maiores que 1 para a estratégia de produção adotada.

Para o caso de múltiplos reservatórios a integração apenas na instalação de superfície (plataforma) pode ser necessária. No estudo, a avaliação através de requisitos de compartilhamento por cotas da plataforma foi suficiente para determinar a necessidade desta integração.

Para a separação submarina a integração na instalação de superfície (plataforma) é necessária, uma vez que os balanços de massa do reservatório e do sistema de produção

precisam ser respeitados. Os resultados indicam valores diferenciados de produção, injeção e FR, pois o sistema com separação submarina permitiu ao reservatório produzir e receber mais fluidos do que os tratados na plataforma, o que não é previsto no balanço de massa do reservatório.

A correlação entre o índice SP/RES e as diferenças de FR obtidos aparente indica que o índice baseado em vazões acumuladas de líquido poderia ser utilizado para indicar a similaridade entre o modelo não integrado e o integrado. Contudo, uma maior investigação é necessária para englobar outros parâmetros, por exemplo, recuperação de óleo e fatores econômicos.

Existe a possibilidade de encontrar um sistema de produção que tenha um comportamento para o campo semelhante ao sistema não integrado, ou vice-versa, o que possibilitaria a criação de metodologias para acelerar processos de otimização da estratégia de produção, o que não foi objetivo deste estudo.

Cabe ressaltar que a metodologia proposta não avalia a necessidade de integração de forma generalizada para estratégias de produção similares (ex.: posição de poços próximos e diâmetros de tubulação parecidos). O fato de uma estratégia de produção inicial ter sido avaliada como não dependente de integração não implica que uma estratégia derivada da inicial (por exemplo, via otimização) seja também avaliada como não dependente de integração. As condições de contorno que representam o sistema de poço e de coleta, e vazões de grupos de poços representando as instalações de superfície, derivados de controles de operação do reservatório e/ou sistema de produção definido para uma estratégia de produção específica, determinam o desempenho previsto do reservatório utilizado na obtenção do índice. Tais condições precisam ser adequadamente calculadas. Mudanças nestas condições de contorno no ponto de acoplamento entre o sistema de produção e reservatório podem levar a resultados diferentes na previsão de produção, e conseqüentemente na demanda de pressão de fundo de poço.

Na concepção atual da metodologia 12 etapas, a integração com sistemas de produção é considerada indiretamente nas etapas 1 e 2, que envolvem a construção dos modelos que representem adequadamente cada parte do sistema integrado. Também possuem uma consideração indireta nas etapas 6 a 10, onde o sistema de produção é representado por condições de fundo de poço e capacidades gerais da plataforma. A inclusão direta da integração na etapa 11 para avaliação de variações nas estratégias de produção selecionadas devido à integração é adotada como padrão.

Conforme demonstrado para alguns casos onde a integração é necessária, seria adequado propor sua inclusão nas etapas 6 a 10, para avaliações mais rigorosas das estratégias de produção selecionadas devido à integração. Para outros casos, a integração poderia ser mantida na etapa 11.

Para alguns cenários, a integração não é importante, especialmente em casos onde sistemas de coleta e poço, ou a própria instalação de superfície é a principal restrição do sistema. Existe também uma consideração da dependência do objetivo do estudo, se focado em aspectos relativos ao reservatório. A metodologia de avaliação da necessidade da integração pode ser utilizada nas etapas intermediárias para indicar a necessidade de incluir a integração ao longo de um estudo de tomada de decisão.

Para múltiplos reservatórios compartilhando plataformas, a integração na instalação de superfície pode ser necessária. Para sistemas submarinos complexos, a integração com o sistema de produção acaba sendo mandatória.

Foi possível avaliar quantitativamente a necessidade de integração entre reservatórios e sistemas de produção para uma dada estratégia de produção sem utilizar o modelo integrado. Os resultados apresentados nos estudos apontam a aplicabilidade da metodologia apresentada. A metodologia de avaliação baseada na comparação de modelos não integrados serve como indicador para aplicação de acoplamento em sistemas integrados, mas não garante o mesmo comportamento em estratégias de produção similares. Mais estudos são necessários para melhorar a resposta da metodologia.

## 6 MODELAGEM INTEGRADA

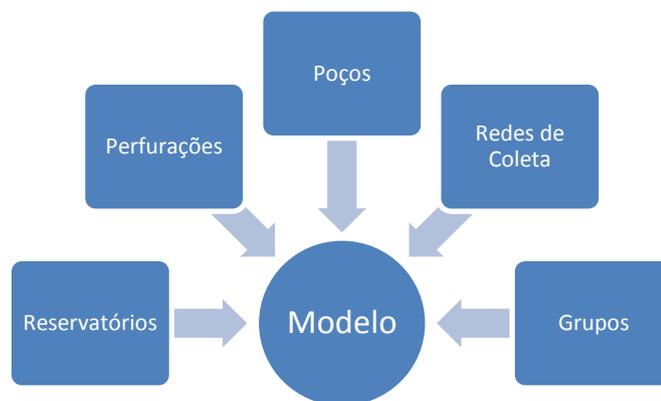
### 6.1 Introdução

Para auxiliar a modelagem integrada com foco em tomada de decisão, uma estrutura computacional (*framework*) poderia ser criada visando a entrada de dados de sistemas de produção em um formato adequado para simuladores de reservatórios e sistemas de produção, capturando a funcionalidade comum de várias aplicações a serem integradas e aplicando a integração em estudos de otimização de estratégia de produção e análise de decisões.

### 6.2 Metodologia

Este item contém o desenvolvimento de uma estrutura computacional (*framework*) para auxiliar na montagem dos casos integrados.

A estrutura computacional foi desenvolvida para gerenciar os itens que constituem um modelo integrado. A Figura 6-1 apresenta a estrutura do modelo integrado composta por itens de reservatório, perfurações, sistemas de poços e coleta, e grupos (representando instalações de produção), que são armazenados internamente.



**Figura 6-1 - Estrutura do modelo integrado composta por itens de reservatório, perfurações, sistemas de poços e coleta, e grupos representando instalações de superfície.**

Segundo Oliveira (1989), a modelagem de um sistema típico de produção marítimo composto por poços e linhas conectadas à rede de coleta requer os seguintes itens: (A) propriedades dos fluidos produzidos pelo poço, corte de água, relação gás-óleo e temperatura de fundo de poço; (B) características geométricas da combinação de elementos de tubulação (*liner*, coluna de produção/injeção, linha marítima, *manifold*, válvula restritora etc.), suas próprias características (comprimento linear, ângulo de inclinação e diâmetro) e suas conexões; (C) correlações de fluxo multifásico que modelam cada segmento de linha e poço, correlações

PVT para todos os poços, rugosidade relativa do tubo e gradiente de temperatura; (D) condições de contorno para a plataforma (vazões e pressões), *manifolds* e poços, tratados como restrições operacionais.

Estes itens que compõem o modelo de sistema de produção são então traduzidos para os simuladores de reservatório e sistema de produção através da utilização de dados compartilhados (exemplo: posição do fundo do poço), que são requeridos para gerar todos os arquivos de entrada das simulações e que descrevem a estratégia de produção do campo. Alguns destes itens (especialmente A e D) são atualizados ao longo da simulação integrada na modelagem explícita.

Para a implementação de metodologias de integração, a estrutura computacional foi construída para ser independente dos simuladores de reservatório e do sistema de produção usados na integração do modelo. Isto permite que o sistema de produção seja traduzido para qualquer metodologia de integração (desacoplada, explícita, implícita) e permitir comparação entre abordagens diversas.

Para a implementação de modelos econômicos, parâmetros econômicos de cada elemento do sistema de produção são configurados para modelagem econômica da estratégia adotada. Isto permite a consideração de CAPEX e OPEX mais representativos na determinação da função-objetivo para tomada de decisão. Outros parâmetros econômicos do projeto usualmente utilizados são inclusos na estrutura computacional, a serem fornecido para pacotes de avaliação econômica (Gaspar *et. al.*, 2014).

Para a implementação de processos de otimização, ocorre a integração de todas as ferramentas disponíveis em fluxos de trabalho para otimizar o desenvolvimento e gerenciamento de campos de petróleo através de metodologias de tomada de decisão, baseado na metodologia de 12 etapas (Schiozer *et.al.*, 2019). A estrutura computacional pode ser chamada externamente por qualquer programa otimizador.

Por fim, a análise e reavaliação das simulações integradas contemplam um passo de análise de resultados que consideram maior detalhamento dos elementos do sistema de produção para considerar adequadamente seu comportamento, testar outras metodologias para otimização etc. A estrutura computacional apresenta saídas de dados para avaliação em programas computacionais externos (gráficos, figuras etc.).

### 6.3 Aplicação

O caso de estudo selecionado para validação da modelagem integrada foi o Estudo 5.1, que envolve a seleção da configuração das tubulações e método de elevação artificial dentro da definição da estratégia de produção de um campo.

Para modelar o sistema de produção marítimo consistindo de poços e linhas conectadas a uma instalação de superfície (plataforma), foram levantados do caso de aplicação 2.1 os itens: (A) propriedades de fluidos produzidos; (B) características dos elementos da tubulação e as conexões; (C) correlações de fluxo multifásico e de PVT, rugosidade e perfil de temperaturas; e (D) restrições operacionais vindo de condições de contorno da plataforma.

Dentro da estrutura computacional foram desenvolvidas ferramentas para incorporar a metodologia explícita integrando simulador de reservatórios IMEX® 2016 (CMG) e o simulador de escoamento em tubulações PTUBE® 2016 (CMG).

Também foi incorporada a integração com o programa MERO (2016), que está inserido dentro do contexto da Metodologia de 12 etapas para análise de decisão (Schiozer *et. al.*, 2019), que visa auxiliar no processo de tomada de decisão para o desenvolvimento e gerenciamento de campos de petróleo.

Itens (A) foram previamente estabelecidos ou obtidos dos resultados da simulação de reservatórios. A malha estrutural do reservatório é mantida como referência para propriedades espaciais.

Itens (B) foram obtidos de uma combinação baseada em *template* para elementos de tubulação (ver Figura 2-3), ajustada para comprimentos e ângulos obtidos de pré-processamento de coordenadas de reservatório para considerar a posição da plataforma e poços, bem como a profundidade do leito marinho. A principal variável a ser avaliada é o diâmetro das tubulações.

Itens (C) foram obtidos dos dados da Tabela 2-3 e os itens (D) foram obtidos dos dados da Tabela 2-4.

Estes dados foram agrupados dentro de arquivos de entrada para ferramentas do programa MERO (2016) para cálculo de comprimento e custo de tubulações. Como resultado das simulações integradas, o cálculo econômico de cada alternativa de estratégia de produção também é provido pelo programa MERO.

#### 6.4 Resultados e Discussão

Os resultados de desempenho do reservatório estão apresentados na Figura 5-1 e Tabela 5-2. Os resultados econômicos (em milhões de US\$) para os modelos rodados são: 1.682 (1#1), 2.141 (1#2), 2.183 (1#3), 2.473 (1#4), 2.542 (1#5), 2.476 (1#6), 2.526 (1#7) e 2.517 (1#8).

O uso de uma estrutura computacional (*framework*) para auxiliar na análise de influência das características do sistema de produção para previsão de produção e definição da estratégia de produção mostra um grande valor para um estudo integrado.

A estrutura adotada no trabalho simplificou bastante o processo de otimização integrada, por facilitar a geração da entrada de dados para simuladores de referência, o que acabou reduzindo consideravelmente o tempo de obtenção dos resultados.

Além disto, a incorporação de características geométricas do sistema de produção deve ser considerada em estudos integrados, por conta no impacto em produção e recuperação do campo, conforme verificado nos resultados já discutidos previamente.

O uso de uma estrutura (*framework*) para modelagem integrada auxiliou de forma assistida na montagem dos casos integrados, acelerando o tempo do estudo e a tomada de decisão.

## 7 BALANCEAMENTO DE REDE

### 7.1 Introdução

Para Su *et. al.* (2016), algoritmos de alocação de vazão tentam imitar ações que seriam tomadas fisicamente pelo operador para controlar a produção, respeitando as restrições de vazão ou pressão locais ou globais. A vazão real produzida pelo poço, portanto, está dentro de uma “caixa” de restrição, à esquerda da curva de IPR e do potencial do poço (ver Figura 7-1). Esta diferença entre BHP e a pressão de IPR na vazão alocada corresponde a uma regulação de vazão de poço implícita.

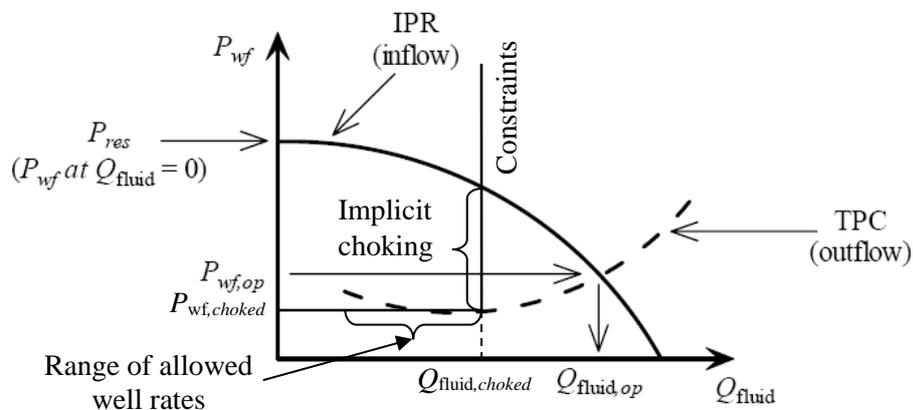


Figura 7-1 - Ilustração da atuação de uma regulação de vazão implícita (Modificado de Fanchi, 2006).

Para estudos onde esta regulação não afeta a produção do poço, isto é, a vazão restrita é produzida mesmo com esta regulação implícita, o balanceamento completo da rede não seria necessário, bastando obter a vazão potencial dos poços e restringindo volumetricamente a produção excedente. Isto poderia acelerar consideravelmente o tempo de simulação integrada.

É importante garantir que esta regulação esteja dentro de um intervalo de vazões restritas permitidas ao poço, de modo a não desprezar fenômenos de garantia de escoamento que poderiam impedir o adequado funcionamento do poço.

### 7.2 Metodologia

Este item indica os aprimoramentos efetuados na metodologia explícita de Hohendorff Filho (2012) para acoplar simuladores de fluxo em reservatórios e simuladores de escoamento multifásico em sistemas de produção, sendo responsável pelo gerenciamento das simulações integradas, do balanceamento da rede de escoamento e do gerenciamento dos poços. Segue uma descrição do novo fluxo de trabalho, implementado em um programa acoplador.

A metodologia inicia buscando informações dos poços disponibilizados por cada simulador de fluxo em reservatório acoplado.

O local de acoplamento disponível no simulador de fluxo em reservatórios é o fundo do poço, de onde as curvas de disponibilidade do reservatório (IPR) por fase de fluido (óleo, gás e água) para cada poço são geradas e fornecidas pelo simulador de fluxo em reservatórios no início de cada passo de tempo da rodada acoplada.

Em seguida ocorre a aplicação da metodologia de correção da IPR fornecida para cada poço pelo simulador de fluxo no reservatório, que é uma alteração da metodologia original (Hohendorff Filho, 2012).

Após a correção temos o gerenciamento básico de restrições de vazão e pressão de fundo de poço para obter o potencial de produção dos poços sem o sistema de produção.

O próximo passo é o acoplamento com simuladores de sistema de produção externos. Se o uso de simuladores de escoamento multifásico em sistema de produção for solicitado, o sistema de produção é balanceado comparando as curvas de IPR com as curvas de pressão requerida (TPC - *Tubing Performance Curve*) fornecidas pelo simulador de escoamento multifásico em sistema de produção ou pela *proxy* do sistema de produção.

Após encontrar o ponto de operação dos poços, as vazões de fluidos são submetidas à metodologia de gerenciamento de poços adotada, de modo a honrar as restrições de grupo de poços gerenciadas por esta metodologia.

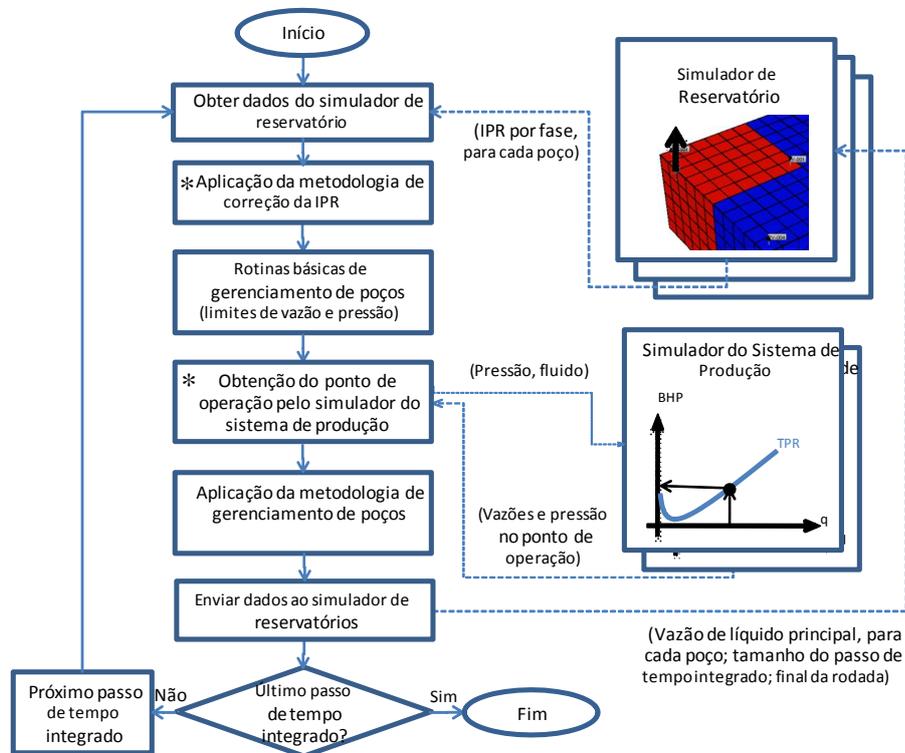
O controle de passo de tempo é baseado em um método adaptativo (ACET), que avalia as variações de pressão e vazão do passo de tempo integrado anterior e modifica a duração do passo de tempo integrado seguinte conforme configurações pré-estabelecidas, conforme descrito em Hohendorff Filho (2012). O controle é aplicado antes do envio do ponto de operação dos poços ao simulador de reservatórios.

Por fim, o gerenciamento do avanço do passo de tempo integrado atua verificando o final da rodada integrada para informar aos simuladores de fluxo em reservatório qual o próximo tamanho de passo de tempo integrado a ser simulado ou a finalização da rodada acoplada.

A Figura 7-2 apresenta o fluxograma da metodologia de gerenciamento de acoplamento explícito.

A metodologia de acoplamento explícito possibilita que regras de gerenciamento de poços sejam definidas externamente ao simulador de fluxo em reservatórios, permitindo que novos algoritmos de alocação de poços sejam implementados e testados. Na abordagem adotada de

acoplamento explícito, as regras de priorização de poços precisam ser definidas externamente ao simulador de fluxo em reservatórios.



**Figura 7-2 - Fluxograma da metodologia de gerenciamento de acoplamento explícito. O asterisco (\*) indica onde houveram mudanças em relação a metodologia original.**

A metodologia proposta e implementada utiliza o ponto de operação dos poços, obtido pelas regras básicas de gerenciamento dos poços ou pelo balanceamento da rede de coleta através do simulador de escoamento multifásico em sistema de produção, como citado anteriormente, e verifica se alguma restrição global previamente determinada é violada, como por exemplo, vazão de líquido máxima. Assume-se que qualquer restrição imposta aos poços dentro de um intervalo permitido de vazões não causa dificuldade de escoamento dos respectivos poços, não afetando a resposta final da integração. Isto é adotado para acelerar a simulação integrada explícita, pois não há obrigatoriedade de convergência do sistema integrado.

### 7.3 Aplicação

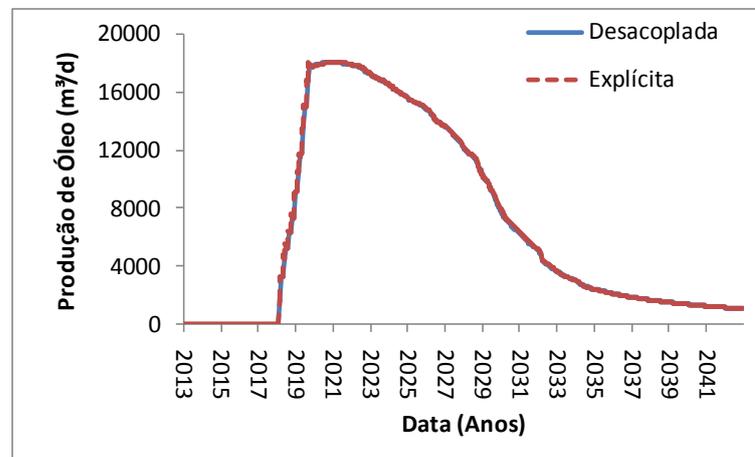
Este estudo apresenta a avaliação da metodologia de balanceamento de rede para acoplamento explícito com obtenção de pontos de operação dos poços.

A aplicação da metodologia na previsão foi testada no caso de aplicação 2.1. As ferramentas utilizadas foram o simulador de reservatórios IMEX® 2016 (CMG), o simulador de escoamento em tubulações PTUBE® 2016 (CMG) e o acoplador CORAL (2016).

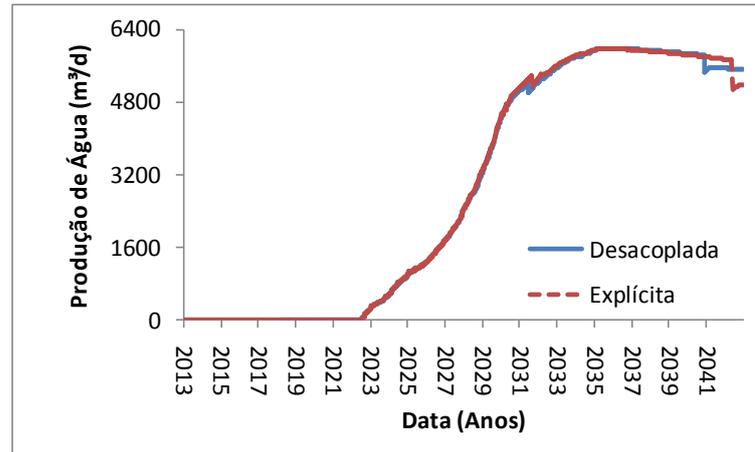
Dois abordagens foram testadas para validar o balanceamento de rede de poços por gerenciamento volumétrico após a obtenção do ponto de operação dos poços. Na Abordagem Explícita, a metodologia explícita foi aplicada com o uso de tabelas de VLP (*Vertical Lift Performance*) previamente geradas via simulador de sistema de produção. Na Abordagem Desacoplada, a metodologia desacoplada com as mesmas tabelas de VLP foi aplicada, usada como caso base. As abordagens são comparadas sobre os resultados da previsão de produção de óleo e água e de injeção do campo.

#### 7.4 Resultados e Discussão

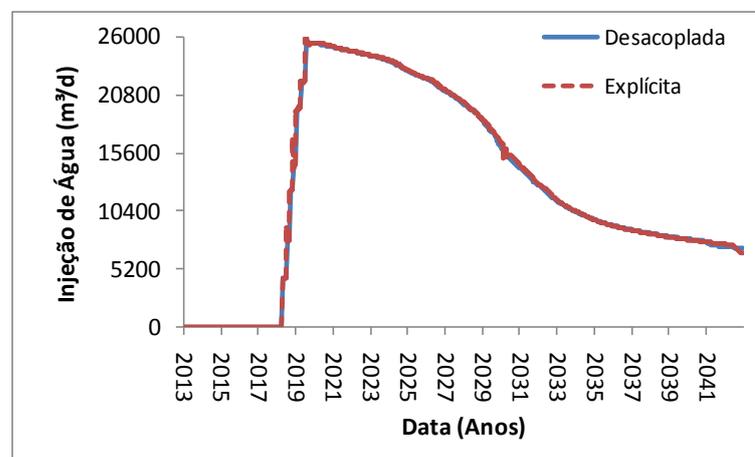
As Figuras Figura 7-3, Figura 7-4 e Figura 7-5 apresentam respectivamente as curvas de produção de óleo e água de e injeção de água do campo com poços com restrição de cabeça de poço (WHP) para produtores e de fundo de poço (BHP) para injetores, mostrando comportamento semelhante nas 2 abordagens.



**Figura 7-3 - Curvas de produção de óleo para abordagens aplicadas na avaliação da metodologia de integração, com restrição de WHP para poços produtores e BHP para poços injetores.**



**Figura 7-4 - Curvas de produção de água para abordagens aplicadas na avaliação da metodologia de integração, com restrição de WHP para poços produtores e BHP para poços injetores.**



**Figura 7-5 - Curvas de injeção de água para abordagens aplicadas na avaliação da metodologia de integração, com restrição de WHP para poços produtores e BHP para poços injetores.**

O uso da metodologia de balanceamento de rede para integração explícita apresentou resultados satisfatórios nos casos estudados, com balanceamento dos pontos de produção de poços ocorrendo de forma correta.

As curvas de produção do campo e poços são idênticas, indicando o adequado gerenciamento de poços e balanceamento de rede da integração através da metodologia para balanceamento de rede, sem a necessidade de obter convergência do sistema completo, conforme adotado na metodologia implícita.

## 8 ESTABILIDADE DA RESPOSTA

### 8.1 Introdução

Conforme já apresentado no Capítulo 2, as oscilações relatadas na literatura são causadas pela instabilidade numérica da solução explícita e pela incapacidade de garantir uma resposta única entre os modelos de reservatório e sistema de produção, sendo causada pelo avanço do tempo, especialmente em cenários com poços produtores de alta produtividade.

Erros causados por esta oscilação podem ser minimizados diminuindo o passo do tempo, mas isso causa um aumento significativo no tempo computacional. Além disto, em alguns cenários esta correção não é suficiente. Uma vantagem desejável para qualquer metodologia de correção de IPR seria a sua aplicação para qualquer simulador de reservatório que contenha uma interface apropriada para troca de dados, sem mudanças no código interno do simulador de reservatório, aproveitando os dados disponíveis de maneira diferente a demonstrada na literatura.

### 8.2 Metodologia

Neste item, uma validação teórica é apresentada para apoiar a metodologia inicialmente proposta por Hohendorff Filho (2012), que era inicialmente baseada experimentalmente com dados observados da simulação do reservatório. Utilizam-se conceitos de comportamento de fluxo de estado pseudo-permanente como hipótese para o comportamento de pressão do fundo de poços que produzem por curtos períodos como dias ou semanas.

A equação para correção da curva de IPR (*Inflow Performance Relationship*) para uma determinada fase do fluido é descrita na Equação 8.1, considerando uma relação entre as pressões do bloco e de fundo e as vazões:

$$\frac{\partial IP_w}{\partial P} \Big|_n (P^{n+1} - P^n)^2 + \left[ IP_w^n + \frac{q_w^n}{IP_w^n} \frac{\partial IP_w}{\partial P} \Big|_n - \frac{1}{\Gamma \Delta t} \right] (P^{n+1} - P^n) + q_w^n - q_w^{n-1} = 0 \quad \text{Equação 8.1}$$

onde a vazão da fase no poço no final do passo de tempo integrado  $q_w^{n+1}$  está relacionada à vazão da fase no início do passo de tempo integrado  $q_w^n$  e no início do passo de tempo de tempo anterior  $q_w^{n-1}$ , à pressão média do bloco de simulação no início do passo de tempo integrado  $P_n$  e à pressão média do bloco de simulação no final do passo de tempo integrado  $P_{n+1}$ .  $IP_w$  é o índice de produtividade/injetividade do poço.

$\Gamma$  é uma constante que depende da relação entre  $P$  e  $q_w$  no tempo.  $\Delta t$  é o tamanho do passo de tempo de acoplamento.

O termo  $\Gamma$  da Equação é derivado experimentalmente pela Equação 8.2:

$$\left. \frac{\partial P}{\partial t} \right|^n = \Gamma (q_w^{n+1} - q_w^{n-1}) \quad \text{Equação 8.2}$$

onde o mesmo pode ser obtido pela aplicação reversa da Equação 8.2. Este termo pode ser obtido ao longo da simulação integrada para passos de tempo anteriores.

A validação teórica simplificada para esta equação foi criada usando dados de pressão de bloco da malha de simulação e vazão de fluidos de simulações de reservatórios e comportamento hipotético de pressão de fundo de poço.

O resultado é uma equação para a metodologia de correção para o fluxo de óleo e água em duas fases, escoamento ligeiramente compressível através de meio poroso para fluxo tridimensional, mas que pode ser aplicada para o fluxo de fluidos na fase gasosa a alta pressão.

A equação é desenvolvida para o fluxo monofásico de um fluido ligeiramente compressível em uma direção usando equações de difusividade assumindo algumas hipóteses.

A principal consideração por essas hipóteses é a semelhança de alguns parâmetros para passos de tempo consecutivos, uma vez que o acoplamento ocorre em passos de tempo pequenos o suficiente para desconsiderar as pequenas mudanças de fluido e pressão perto de poços: (1) a transmissibilidade dos blocos vizinhos é semelhante em passos de tempo consecutivos, (2) a diferença em tempo para o termo fonte/sumidouro é maior do que para o termo de fluxo entre blocos, e (3) o termo de compressibilidade de volume é maior do que a soma do termo de fluxo entre blocos.

Outras fórmulas descrevendo outras direções de escoamento são combinadas para considerar o fluxo de duas fases, incorporando mais hipóteses: (4) as mudanças de densidade de fluidos são pequenas durante o passo de tempo, (5) a permeabilidade total líquida efetiva varia pouco, (6) variação mínima na compressibilidade de cada fluido, e (7) variação mínima na pressão capilar entre óleo e água com mudanças de saturação em todas as direções.

O desenvolvimento completo está detalhado no Apêndice A. A Equação 8.3 apresenta a forma final da validação teórica:

$$P_i^{n+2} - P_i^{n+1} = (q_{lsc_i}^{n+1} - q_{lsc_i}^n) \left( \frac{\alpha_c B_l^o \Delta t}{V_b \phi c_l} \right)_i \quad \text{Equação 8.3}$$

Por analogia, o termo  $\Gamma$  da Equação 8.2 é uma variável que representaria o fator de volume de formação, volume de bloco, porosidade do bloco e compressão total para a fase 1,

apresentados na Equação 3.4. Este termo deve ser corrigido ao longo da simulação integrada, devido às simplificações adotadas na formulação teórica. No caso de continuidade da oscilação, o método de obtenção do termo  $\Gamma$  precisa ser reavaliado.

### 8.3 Aplicação

A avaliação da metodologia de correção da oscilação numérica recorrente na integração explícita foi testada no caso de aplicação 2.1, avaliando seu impacto na previsão do desempenho do campo e no tempo de simulação.

A integração desacoplada de referência foi feita preparando o arquivo de simulação de reservatórios para o acoplamento, onde as informações sobre o gerenciamento do sistema de produção são introduzidas no arquivo de simulação de reservatório.

As curvas de fluxo multifásico foram geradas através do programa MERO (2016) e do simulador de escoamento em tubulações PTUBE® 2014 (CMG), levando em consideração as coordenadas dos poços e da plataforma.

A rodada integrada foi feita diretamente no simulador de reservatórios IMEX® 2014 (CMG), com a mesma configuração do passo de tempo do simulador de reservatórios.

As integrações explícitas foram feitas preparando o arquivo de simulação de reservatórios para o acoplamento, onde as informações sobre o gerenciamento do sistema de produção são retiradas para serem introduzidas no programa acoplador CORAL (2016), onde a metodologia do item anterior foi implementada.

As curvas de fluxo multifásico para os poços satélites foram geradas sob demanda através de arquivo *template* para simulador de poço PTUBE® 2014 (CMG), que está integrado ao programa MERO (2016).

Estas rodadas integradas foram feitas explicitamente através do programa acoplador CORAL (2016), integrando o simulador de reservatórios e o simulador de poço.

Foram selecionadas duas condições de contorno principais para poços produtores para avaliação da correção de IPR: restrição de fundo de poço - BHP (*Uncoupled*) e restrição de na cabeça do poço - WHP (*Decoupled*). Poços injetores possuem condição de contorno de BHP.

Várias configurações da correção de IPR foram testadas para avaliar o desempenho da metodologia: sem correção de IPR (*Without IPRc*), sem correção de IPR dos Produtores (*Without IPRc for Producers*), sem correção de IPR para Injetores (*Without IPRc for Injectors*), com correção de IPR para todos os poços (*Integrated*).

Também foi avaliada a metodologia de controle de passo de tempo adaptativo (ACET) (Hohendorff Filho, 2012) para redução da oscilação junto à metodologia de correção de IPR. Duas avaliações foram propostas: com o controle ACET (*Integrated*) e sem o controle ACET (*Without ACET*). O uso apenas da metodologia ACET levou a passos de tempo integrados menores que 1 dia, sendo descartado o seu uso para o caso de estudo.

#### 8.4 Resultados e Discussão

As Figuras Figura 8-1 e Figura 8-2 apresentam respectivamente as curvas de produção de óleo e injeção de água do campo com poços com restrição de fundo de poço (BHP), mostrando diferentes desvios comparados à rodada não integrada (*Uncoupled*) definida como rodada de referência.

A Tabela 8-1 apresenta a tabela de tempos demandados por cada forma de integração explícita e pelos respectivos modelos integrados (reservatório e sistema de produção) para modelos com restrição de BHP nos poços.

As Figuras Figura 8-3 e Figura 8-4 apresentam respectivamente as curvas de produção de óleo e injeção de água do campo com poços com restrição de cabeça de poço (WHP), mostrando diferentes desvios comparados à rodada integrada (*Decoupled*) definida como rodada de referência.

A Tabela 8-2 apresenta a tabela de tempos demandados por cada forma de integração explícita e pelos respectivos modelos integrados (reservatório e sistema de produção) para modelos com restrição de WHP nos poços.

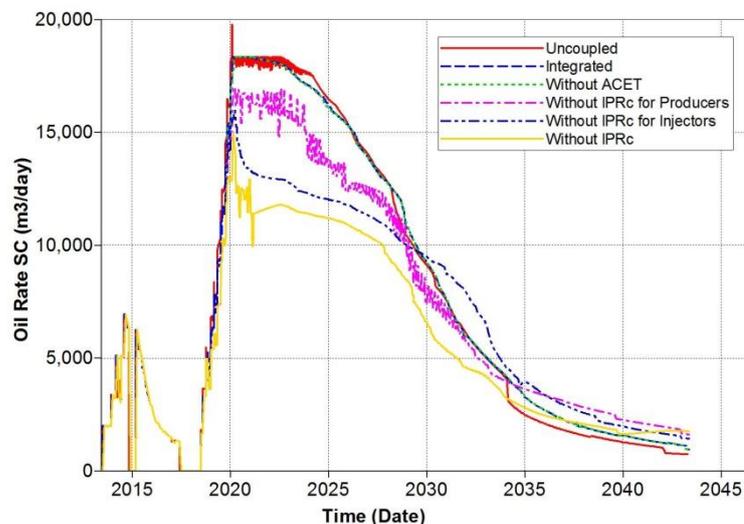


Figura 8-1 - Curvas de produção de óleo para as configurações aplicadas na avaliação da metodologia de correção de IPR, com restrição de BHP para poços produtores e injetores.

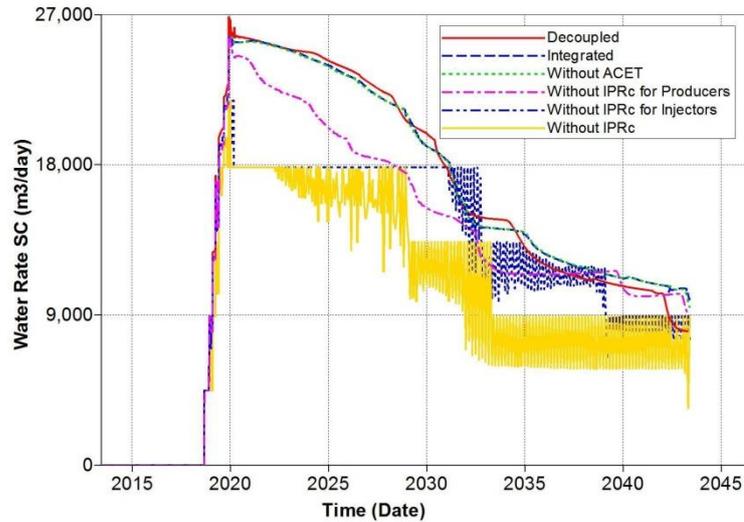


Figura 8-2 - Curvas de injeção de água para as configurações aplicadas na avaliação da metodologia de correção de IPR, com restrição de BHP para poços produtores e injetores.

Tabela 8-1 - Comparação de tempos para as formas de integração e respectivos modelos de simulação de reservatório com restrição de BHP nos poços produtores e injetores.

Configuração	Tempo Sim. Reservatório (s)
Não Integrado ( <i>Uncoupled</i> )	424
Explícito com correção de IPR e ACET ( <i>Integrated</i> )	549
Explícito com correção de IPR sem ACET ( <i>Without ACET</i> )	509
Sem correção da IPR para Produtores ( <i>Without IPRc for Producers</i> )	508
Sem correção da IPR para Injetores ( <i>Without IPRc for Injectors</i> )	487
Sem correção da IPR ( <i>Without IPRc</i> )	465

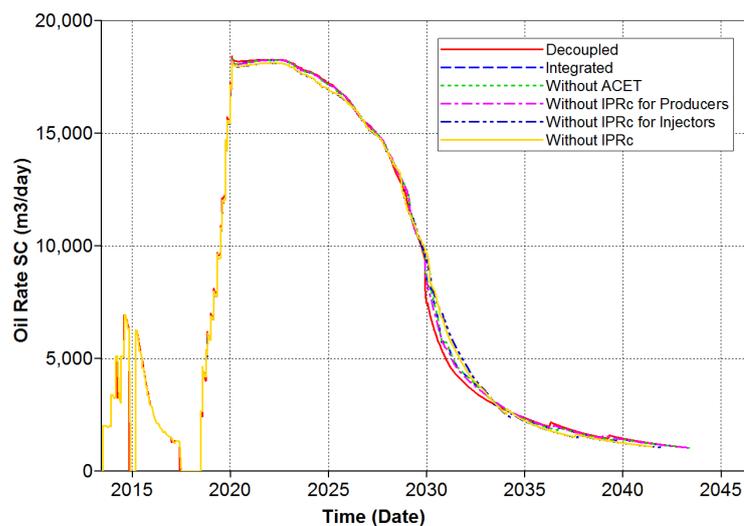
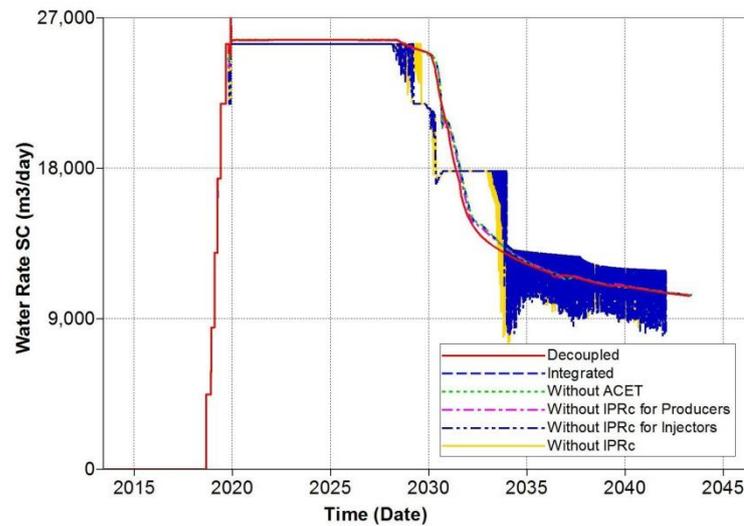


Figura 8-3 - Curvas de produção de óleo para as configurações aplicadas na avaliação da metodologia de correção de IPR, com restrição de WHP para poços produtores e BHP para poços injetores.



**Figura 8-4 - Curvas de injeção de água para as configurações aplicadas na avaliação da metodologia de correção de IPR, com restrição de WHP para poços produtores e BHP para poços injetores.**

**Tabela 8-2 - Comparação de tempos para as formas de integração e respectivos modelos (reservatório e sistema de produção) com restrição de WHP nos poços produtores e BHP nos injetores (\* indica tempos não determinados).**

Método	Tempo Sim. Reservatório (s)	Tempo Sim. Sistema de Produção (s)	Tempo Total (s)
Desacoplado ( <i>Decoupled</i> )	441	417	858
Integrado com correção da IPR e ACET ( <i>Integrated</i> )	547	250	827
Integrado com correção da IPR sem ACET ( <i>Without ACET</i> )	*	*	825
Sem correção da IPR para Produtores ( <i>Without IPRc for Producers</i> )	*	*	789
Sem correção da IPR para Injetores ( <i>Without IPRc for Injectors</i> )	*	*	1.826
Sem correção da IPR ( <i>Without IPRc</i> )	*	*	1.910

As configurações da metodologia de correção da IPR nas rodadas acopladas com restrição de BHP afetaram significativamente as produções de óleo, água e líquido, bem como a injeção de água. Somente os casos explícitos com correção de IPR para produtores e injetores (*Integrated*) e (*Without ACET*) foram capazes de reproduzir a rodada sem integração (*Uncoupled*). As demais configurações não reproduziram o comportamento do campo, devido à instabilidade numérica causada pelo uso de curvas de IPR não corrigidas para os poços produtores e injetores.

A abordagem por restrição de BHP é importante para o caso de estudo integração onde o sistema de produção é requisitado apenas no compartilhamento de capacidade de plataformas, sem considerar a perda de carga nas tubulações

No caso de restrição por WHP nos poços produtores, as configurações da metodologia de correção da IPR nas rodadas acopladas afetaram significativamente a injeção de água. Somente os casos explícitos com correção de IPR para produtores e injetores (*Integrated*) e (*Without*

*ACET*) e sem correção de IPR dos Produtores (Without IPRc for Producers) foram capazes de reproduzir a rodada desacoplada por tabela VLP (*Decoupled*). As demais configurações não reproduziram o comportamento de injeção do campo, devido à instabilidade numérica causada pelo uso de curvas de IPR não corrigidas para os poços injetores.

A abordagem por restrição de WHP nos poços produtores é a mais tradicional para a integração entre reservatórios e sistemas de produção, onde o sistema de produção é requisitado tanto em compartilhamento de capacidade de plataformas, bem como a consideração da perda de carga nas tubulações.

Os tempos demandados para modelos com restrição de BHP nos poços produtores e injetores apresentam valores de tempo próximos ao tempo da rodada não integrada, a despeito da diferença dos resultados de previsão do campo.

Os tempos demandados para modelos com restrição de WHP nos poços apresentam valores de tempo próximos ao tempo da rodada não integrada, exceto para configurações onde a correção de IPR não é aplicada aos poços injetores.

Mesmo que a simulação explícita sem correção de IPR pareça adequada em termos de balanço de massa, a oscilação acaba dificultando a convergência da simulação, aumentando o tempo total de simulação.

A partir dos resultados apresentados para a comparação entre os sistemas integrados, observa-se que para sistemas de produção simples, as previsões de produção têm tido respostas semelhantes para a simulação desacoplada e a explícita para mesmos problemas de poços satélites.

Verifica-se a necessidade de métodos de correção da IPR para minimização da oscilação presente na integração explícita. A integração explícita com correção apresenta resultados adequados em termos de previsão da produção e tempos computacionais adequados.

A metodologia para estabilidade da resposta através da correção de curvas de IPR garantiu a qualidade da resposta da modelagem com integração explícita, um ponto chave para aplicação desta metodologia de integração.

## 9 ACELERAÇÃO

### 9.1 Introdução

Conforme já apresentado no Capítulo 3, a dinâmica dos sistemas integrados (reservatório e sistema de produção) é diferente e há situações em que uma resposta de um sistema específico é muito semelhante ao longo do tempo, o que indica a possibilidade de uso de modelos *proxy*, modelos reduzidos ou modelos baseados em dados.

Como a resposta do sistema de produção é muito semelhante ao longo do tempo, alguns recursos como estes podem ser úteis.

O modelo *proxy* é uma função analítica que fornece uma estimativa de uma função objetiva de um modelo de simulação. Um exemplo de modelo *proxy* é a metodologia de superfície de resposta, sendo um modelo mais simplificado e representativo do sistema de referência. Sua qualidade depende da abordagem matemática, da entrada utilizada para sua construção e da complexidade do sistema modelado

### 9.2 Metodologia

A metodologia propõe a criação de um modelo *proxy* para o sistema de produção de um modo similar como feito na abordagem desacoplada com tabelas VLP (*Vertical Lift Performance*), sem a necessidade de serem previamente geradas, aplicável à abordagem explícita. A metodologia é baseada no fluxo de trabalho de modelagem de *proxies* de Zubarev (2009).

O primeiro passo da metodologia é relacionado à seleção de variáveis de entrada, dependente das características intrínsecas do sistema de produção, conhecimento de engenheiro e disponibilidade de dados durante a integração entre os simuladores. Inclua definição de limites de conjunto de dados de entrada para variável.

Uma análise de sensibilidade pode ser útil para quantificar o impacto dos parâmetros de entrada para eliminar alguma variável com impacto insuficiente nos resultados de simulação do sistema de produção.

O segundo passo é relacionado à estimativa do modelo *proxy*. A queda de pressão multifásica é uma equação não linear com parâmetros n-dimensionais. Alguma estratégia é necessária manter a precisão da previsão, flexibilidade e eficiência computacional para um modelo *proxy*.

É proposto como estimador para o modelo de regressão um caso modificado da regressão linear segmentada multidimensional (*piecewise*) para maximizar a qualidade da *proxy*. A segmentação da equação permite linearizar a regressão em segmentos unidimensionais predefinidos.

Para ilustração, a Equação 3.5 apresenta equação para regressão linear segmentada para duas peças lineares de segmentos:

$$Y_j = \alpha_1 + \beta_1 X_j + \beta_2 (X_j - X^*) D_j + u_j \quad \text{Equação 3.5}$$

onde  $Y$  é a variável dependente;  $X$  é a variável independente.  $\alpha_1$ ,  $\beta_1$  e  $\beta_2$  são parâmetros do modelo.  $X^*$  é o valor de corte.  $D = 1$  se  $X > X^*$  ou  $D = 0$  se  $X < X^*$ .  $u$  = termo de perturbação.  $j$  é a  $j$ -ésima observação.

A linearidade pode ser expandida para 2 variáveis independentes, conforme demonstrado na Equação 3.6. Isto é expandido para "n" variáveis, capturando adequadamente dados não-lineares no espaço n-dimensional.

$$Y_j = \alpha_1 + \beta_{11} X_{1j} + \beta_{12} (X_{1j} - X_1^*) D_{1j} + \beta_{21} X_{2j} + \beta_{22} (X_{2j} - X_2^*) D_{2j} + u_j \quad \text{Equação 3.6}$$

Como o termo  $D$  age como um "seletor de segmento", a segmentação permite contornar a amostragem inicial de dados para preencher todo o conjunto de dados de entrada, interessante para espaços multidimensionais altamente não lineares. A amostragem e a regressão ocorrem durante a simulação integrada utilizando o compartilhamento de dados do acoplamento explícito, quando demandado pela metodologia. Cada vez que o modelo *proxy* seleciona um segmento sem informação, ocorre uma solicitação de dados e após a linearização dependendo do número de pontos solicitados. Como padrão, são escolhidos 2 pontos nas extremidades do segmento.

### 9.3 Aplicação

A avaliação da metodologia de aceleração da integração por modelo *proxy* na previsão da produção de um campo foi testada com diferentes abordagens para o caso de aplicação 2.3.

As ferramentas utilizadas foram o simulador de reservatórios IMEX® 2016 (CMG) e o simulador de escoamento em tubulações PTUBE® 2016 (CMG).

Três abordagens foram definidas para avaliar a eficácia do modelo *proxy* evitando repetições e reduzindo o tempo total do acoplamento explícito. As abordagens são comparadas sobre os resultados da previsão de produção e o desempenho em tempo.

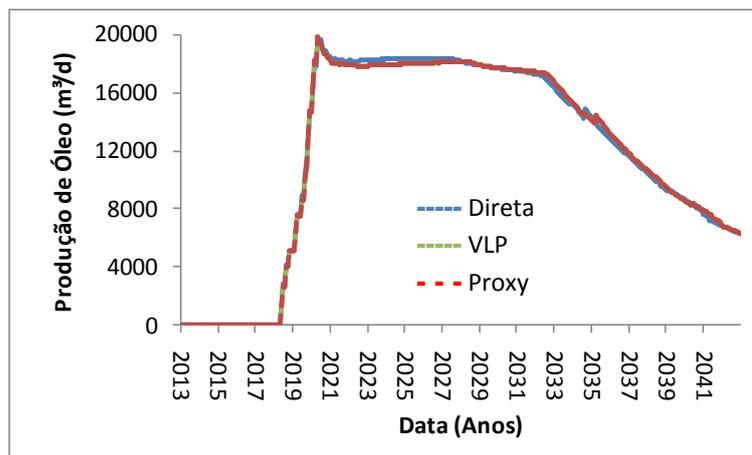
A abordagem 1 envolve simulações de reservatório e sistema de produção acopladas com metodologia explícita diretamente via acoplador CORAL (2016), onde o simulador de escoamento em tubulações é chamado em cada etapa de tempo de integração para obter o ponto de operação para cada poço usando o método da secante (Press *et. al.*, 2003, Ghorayeb *et. al.*, 2013).

A abordagem 2 envolve a metodologia explícita com uso de tabelas VLP (*Vertical Lift Performance*) previamente geradas via simulador de escoamento em tubulações. As tabelas VLP foram incorporadas ao acoplador CORAL (2016) e o ponto de operação para cada poço é determinado usando uma combinação dos métodos Newton-Raphson e bisseção (Press *et. al.*, 2003).

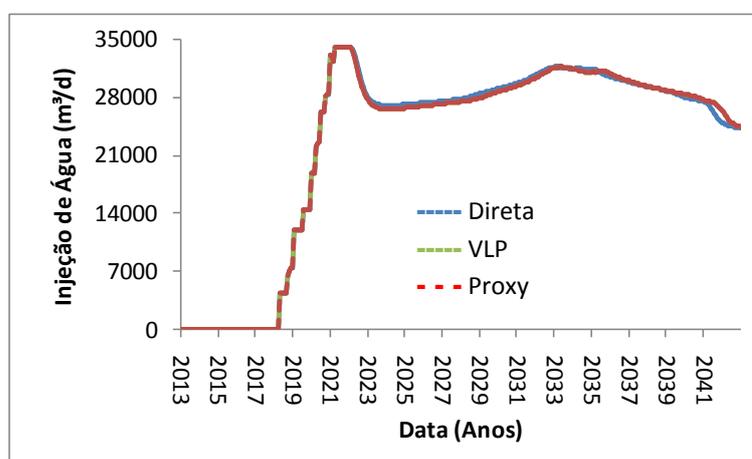
A abordagem 3 envolve a metodologia explícita com modelo *proxy* do sistema de produção, com amostragem ocorrendo durante a simulação integrada usando dados simulados do sistema de produção. O modelo *proxy* foi implementado no acoplador CORAL (2016) e fornece a resposta de fundo de poço para determinação do ponto de operação para cada poço usando uma combinação dos métodos Newton-Raphson e bisseção (Press *et. al.*, 2003), no lugar do simulador do sistema de produção. Caso o modelo *proxy* não tenha esta informação, ele solicita amostras de pontos de resposta de fundo de poço ao simulador de sistemas de produção.

As variáveis selecionadas para a modelagem da *proxy* foram: corte de água, vazão de líquido, vazão de gás para *gas-lift*, razão gás-líquido e pressão na cabeça do poço. Os mesmos valores de intervalos de entrada foram utilizados para a geração de tabelas VLP utilizando o simulador de sistema de produção. Restringimos duas amostras apenas em cada segmento nos pontos extremos para a amostragem do modelo *proxy*, obtendo um comportamento semelhante das tabelas VLP.

As Figuras Figura 9-1 e Figura 9-2 apresentam respectivamente as curvas de produção de óleo e injeção de água do campo com poços com restrição de cabeça de poço (WHP) para produtores e de fundo de poço (BHP) para injetores, mostrando comportamento semelhante nas 3 abordagens.



**Figura 9-1 - Curvas de produção de óleo para abordagens aplicadas na avaliação da metodologia de aceleração da integração, com restrição de WHP para poços produtores e BHP para poços injetores.**



**Figura 9-2 - Curvas de injeção de água para abordagens aplicadas na avaliação da metodologia de aceleração da integração, com restrição de WHP para poços produtores e BHP para poços injetores.**

A Tabela 9-1 apresenta a comparação de tempo total para as abordagens de integração e de seus respectivos modelos de reservatório e sistema de produção, bem como o total de iterações (passos de tempo de integração) demandadas.

A Tabela 9-2 apresenta a comparação das requisições ao simulador do sistema de produção solicitando o cálculo da pressão de fundo para todos os poços durante a simulação integrada.

**Tabela 9-1 – Consumo de tempo total das abordagens de integração e respectivos modelos de reservatório e sistema de produção, e total de iterações demandadas.**

Abordagem	Total (s)	Reservatório (s)	Sistema Produção (s)	Iterações
Direta	4.734	1.314	3.224	531
VLP	1.537	1.315	170	522
Proxy	1.556	1.315	189	522

**Tabela 9-2 – Requisições do simulador de sistema de produção para cálculo da pressão de fundo de poço para todos os poços durante a simulação integrada.**

<b>Abordagem</b>	<b>Requisições</b>	<b>Pontos/Requisição</b>	<b>Total</b>
Direta	35.942	1	35.942
VLP	19	2.268	43.092
Proxy	2.174	2	4.348

A integração explícita direta entre reservatório e sistema de produção teve um grande consumo de tempo computacional, mesmo utilizando um algoritmo de balanceamento de ponto de operação eficiente. Notadamente, o sistema de produção teve consumo de tempo maior do que o apresentado pelo reservatório. Isto se deve ao não reaproveitamento das simulações do sistema de produção para obter o ponto de operação a cada passo de tempo integrado.

Foi possível acelerar significativamente a integração explícita entre simuladores de reservatório e sistema de produção utilizando um modelo *proxy*. A regressão linear multidimensional segmentada representou adequadamente o comportamento do sistema de produção, reaproveitando os dados simulados do sistema de produção a cada passo de tempo integrado. Os resultados foram idênticos aos das tabelas VLP por utilizarem os mesmos intervalos de pontos das tabelas VLP. Em relação aos resultados da rodada direta, a pequena diferença está relacionada ao método de obtenção do ponto de operação.

A integração com modelo *proxy* obteve valores de tempo totais próximos aos obtidos com o uso de tabelas VLP anteriormente geradas, mostrando uma forma eficiente de interação eficiente entre o reservatório e o sistema de produção para o acoplamento explícito. Os resultados de previsão de produção na simulação foram idênticos para estas duas abordagens.

Além disto, a metodologia para aceleração permitiu integrar sem a necessidade de calcular valores desnecessários, como é feito na geração prévia de tabelas VLP multidimensionais.

A metodologia de *proxy*, desenvolvida para aumentar o desempenho em tempo da integração com o sistema de produção, foi a forma adequada para acelerar as simulações explícitas com eficiência.

## 10 OTIMIZAÇÃO E GERENCIAMENTO INTEGRADOS

### 10.1 Introdução

Conforme apresentado no Capítulo 3, não foi encontrada uma metodologia geral para a otimização de todas as variáveis relacionadas ao sistema de produção de um campo, abrangendo a estratégia de produção como um todo, permitindo refinar as estratégias de produção de forma eficiente, mesmo com o grande número de variáveis envolvidas.

Para estudos com múltiplos reservatórios, questões econômicas precisam ser consideradas de forma adequada (Clara *et. al.*, 2013). Mas não foi apresentada nenhuma metodologia sistemática para a inclusão destas questões econômicas, como a valoração diferenciada de correntes de fluidos de reservatórios distintos.

Não foi encontrado na literatura nenhuma proposição de avaliar o impacto do gerenciamento integrado em um projeto de desenvolvimento de campo utilizando a metodologia anterior para otimização da estratégia de produção com múltiplos reservatórios.

### 10.2 Metodologia de Otimização

O problema de otimização proposto neste trabalho segue semelhante ao problema não integrado posto por Gaspar *et. al.* (2016), com modificações para incluir o sistema de produção e a integração em uma etapa intermediária, com seu sequenciamento baseado na metodologia de 12 etapas.

A Figura 10-1 apresenta o fluxograma de otimização hierárquica do sistema de produção integrada adaptado. São propostas duas alternativas de utilização do fluxograma. Na primeira alternativa, a otimização utiliza o modelo não integrado de reservatórios para avaliação de variáveis de projeto relacionadas ao reservatório e às instalações de superfície, seguido de uma etapa de integração com o sistema de produção e pela avaliação de todas as variáveis de projeto. Para a alternativa de otimizações totalmente integradas, a avaliação de variáveis de projeto relacionadas ao reservatório e às instalações de superfície utilizando o modelo não integrado de reservatórios não é efetuada.

A estrutura original de otimização assistida apresentado por Gaspar *et. al.* (2016) tem o acréscimo dos passos de (1) integração com sistema de produção, (2) estimativas iniciais de posição da plataforma, diâmetros de tubulações, e método de elevação artificial, (3) de otimização destas variáveis, e (4) reotimização das demais variáveis.

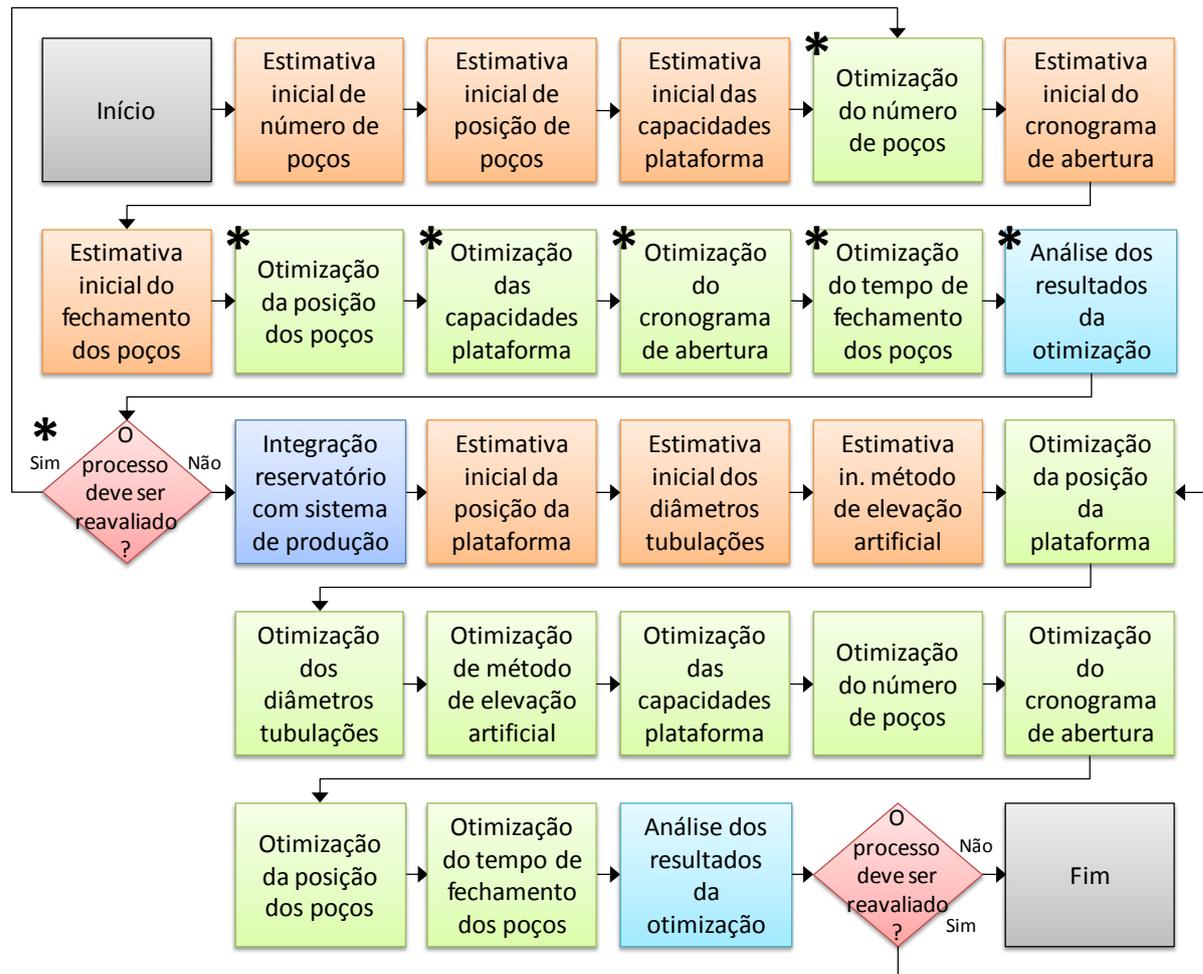


Figura 10-1 – Fluxograma de otimização do sistema de produção integrada (Adaptado de Gaspar *et. al.*, 2016). O asterisco (\*) indica etapas que não serão executadas em otimização totalmente integradas.

Os detalhes do projeto da infraestrutura para este trabalho envolvem número e posição dos poços, cronograma de abertura de poços, critérios de fechamento de poços, limites de vazões da plataforma, posição da plataforma e características geométricas das tubulações (diâmetros) e vazão de injeção para o método de elevação artificial por *gas-lift*.

A Equação 10.1 apresenta o novo vetor de variáveis de projeto (G1) que representa o projeto da infraestrutura, baseado na metodologia de Gaspar *et. al.* (2016).

$$\hat{v}^T = \{q_p^{oil}, q_p^{water}, q_p^{liquid}, q_p^{inj}, n_w, L^1, \dots, L^{n_w}, wl^1, \dots, wl^{n_w}, t_{wo}^1, \dots, t_{wo}^{n_w}, L_p, d_r, d_{pl}, d_{pc}\} \quad \text{Equação 10.1}$$

onde  $q_p^{oil}$ ,  $q_p^{water}$ ,  $q_p^{liquid}$  e  $q_p^{inj}$  são os limites das vazões de escoamento da plataforma, respectivamente;  $n_w$  é o número de poços;  $L^i$  descreve a posição e orientação horizontal do poço  $i$ ;  $wl^i$  é o comprimento do poço  $i$ ;  $t_{wo}^i$  é o cronograma de abertura do poço  $i$ ;  $L_p$  é a posição

da plataforma;  $d_r$ ,  $d_{pl}$  e  $d_{pc}$  são os diâmetros dos *risers*, linhas marítimas e colunas de produção dos poços, respectivamente.

A Equação 10.2 apresenta o novo vetor de variáveis de controle (G2) que representa o projeto da infraestrutura, baseado na metodologia de Gaspar *et. al.* (2016).

$$\widehat{w}^T = \{t_{sd}^1, \dots, t_{sd}^{n_w}, q_{gl}^1, \dots, q_{gl}^{n_w}\} \quad \text{Equação 10.2}$$

onde  $t_{sd}^i$  é o tempo de fechamento do poço  $i$  e  $q_{gl}^i$  é a vazão de injeção para o método de elevação artificial por *gas-lift* do poço  $i$ .

### 10.3 Metodologia de Gerenciamento de Poços e Múltiplos Reservatórios Compartilhando Instalações de Superfície

A metodologia de gerenciamento utilizada no estudo é baseada no método WellPrior de Cotrim *et. al.* (2011), com o acréscimo de um termo no denominador para permitir mais casos de estudo, com uma forma diferenciada no tratamento de poços que excedem a vazão de rateio (Gramorelli *et. al.*, 2018). A Equação 10.3 apresenta a formulação WellPrior utilizada.

$$WP = \left( \frac{A1 * Q_o + A2 * Q_g + A3 * Q_w + A4 * Pbl + A5 * Pwf}{B1 * Q_o + B2 * Q_g + B3 * Q_w + B4 * Pbl + B5 * Pwf + B6} \right)^N \quad \text{Equação 10.3}$$

onde  $WP$  é o fator de priorização do poço;  $A(i), B(i)$ ,  $i = (1, 2, 3, 4, 5)$  são coeficientes de interação definidos pelo usuário;  $N$  é o fator de amplificação/atenuação da prioridade;  $B6$  é um termo independente;  $Pbl$  e  $Pwf$  são as pressões do bloco e de fundo de poço, respectivamente; e  $Q_o$ ,  $Q_g$  e  $Q_w$  são as vazões de óleo, gás e água produzidas pelo poço, respectivamente.

Para a avaliação do gerenciamento integrado, modelos independentes de reservatórios são testados no contexto de otimização da estratégia de produção em três abordagens diferentes de gerenciamento de poços para o compartilhamento de produção da plataforma: Abordagem 1, com rateio fixo de produção e injeção de plataforma para cada reservatório – única opção para metodologia desacoplada; Abordagem 2, com rateio dinâmico baseado em vazões de ambos os reservatórios; e Abordagem 3, com rateio dinâmico baseado em vazões, incluindo diferenças econômicas usando pesos para cada reservatório.

A escolha dos coeficientes define as grandezas que são utilizadas na priorização dos poços e, para cada tipo de restrição de superfície, o uso de valores adequados destes parâmetros leva ao aumento das vazões do fluido de maior valor econômico. Na Abordagem 2, a metodologia de gerenciamento afeta todos os poços de um grupo de forma igual.

Para a Abordagem 3, um aprimoramento da metodologia propõe a aplicação de um novo ponderador  $WR$  para o método WellPrior, baseado na multiplicação de pesos previamente definidos para cada reservatório, na tentativa de incorporar o fator econômico na metodologia WellPrior e conseqüentemente no gerenciamento de poços para múltiplos reservatórios. A Equação 11.4 detalha a aplicação do novo ponderador para a obtenção do novo fator de priorização de poço  $WP_{Novo}$ .

$$WP_{Novo} = WP * WR$$

**Equação**

**11.4**

#### **10.4 Metodologia de Avaliação do Impacto da Integração na Otimização de Estratégia de Produção**

Os passos da avaliação da integração entre reservatórios e sistemas de produção dentro do contexto de tomada de decisão, através de otimização da estratégia de produção no momento de desenvolvimento da produção são os seguintes: (1) obtenção de estratégia de produção otimizada sem integração com sistema de produção; (2) integração do modelo otimizado não integrado com simulação de escoamento multifásico em poços satélites; (3) nova otimização da estratégia de produção integrada; e (4) comparação cruzada entre os valores da função-objetivo obtidos nos passos (2) e (3).

O objetivo da otimização da estratégia de produção é maximizar uma função-objetivo adequada para a tomada de decisão de desenvolvimento de um campo. Neste estudo o retorno financeiro do projeto, conhecido como Valor Presente Líquido (VPL), é aplicado conforme apresentado por Gaspar *et. al.* (2015), como função-objetivo para otimização. Contudo, procura-se também avaliar de forma secundária o desempenho do campo através outros parâmetros como produções acumuladas de óleo ( $N_p$ ), gás ( $G_p$ ) e água ( $W_p$ ) e injeção acumulada de água ( $W_i$ ).

São selecionados valores específicos para cruzar os resultados da metodologia: VPL-D, que é a estratégia de produção simulada e otimizada sem integração; VPL-I, que é a estratégia de produção simulada e otimizada com integração; VPL-DI, que é a estratégia de produção simulada e otimizada sem integração, convertida ao caso considerando integração (renovação de condições de contorno de fundo e inclusão do sistema de produção); e VPL-ID que é a estratégia de produção simulada e otimizada com integração, convertida ao caso não considerando integração (inclusão de condições de contorno de fundo para remoção do sistema de produção).

Na validação cruzada, VPL-ID deve ser sempre inferior VPL-D, caso a estratégia base seja assumida como um máximo global para otimização não integrada. O oposto indica que a estratégia base está em um ótimo local para otimização não integrada e a metodologia é insuficiente para resultar em aumentos realistas do VPL. VPL-DI deve ser menor do que VPL-I indicando a eficiência da otimização integrada.

Neste estudo ocorre a necessidade de regras de priorização para o gerenciamento de poços em modelos integrados de produção que influenciam no desenvolvimento e gerenciamento do campo, que são aplicadas para interação entre reservatórios e sistemas de produção restritos, prevendo o comportamento de múltiplas instalações de compartilhamento de reservatórios.

Deste modo, são feitas comparações de diferentes abordagens de gerenciamento e sua comparação através dos resultados da otimização determinística (VPL e parâmetros de desempenho do campo), conforme descrito acima.

Através desta análise, é possível avaliar onde a integração da estratégia de produção se encaixa na metodologia de 12 etapas para os casos estudados. As etapas 6 a 10 estão relacionadas com a otimização da estratégia de produção sobre incertezas, enquanto que a etapa 11 apresenta melhoramentos potenciais (especificamente a integração com sistemas de produção). A metodologia geral permitiria confirmar se a integração com sistemas de produção pode permanecer na Etapa 11 ou deveria ser incluída nas etapas anteriores. O processo de otimização aplicado neste trabalho deve seguir uma ordem consistente baseada na importância esperada de cada variável de projeto e na dependência de etapas anteriores, para garantir a obtenção de estratégias de produção otimizadas. Pelo fato do estudo desta tese ser determinístico (sem riscos associados), assume-se que a otimização estaria contemplada nas etapas 6 e/ou 11 apenas. Entende-se que poderia ser extrapolado para as demais etapas (7-10).

## 10.5 Aplicação

### 10.5.1 Poços Satélites Marítimos – UNISIM-I-D

Esta aplicação utiliza o caso 2.1 com sistema de produção para determinar as variáveis de decisão de projeto e variáveis operacionais necessárias.

O número de poços ( $n_w$ ) inicial do modelo base não integrado é definido com 11 poços produtores e 9 poços injetores de água. A posição inicial dos poços ( $L^i$ ) é apresentada na Figura 2-5. Os valores iniciais dos limites das vazões da plataforma ( $q_p^{oil}$ ,  $q_p^{water}$ ,  $q_p^{liquid}$  e  $q_p^{inj}$ ) são apresentados na Tabela 2-4. As variáveis iniciais de abertura de poços ( $t_{wo}^i$ ) foram mantidas idênticas a da estratégia base não integrada (início da produção em 01/nov/15 com aberturas

sequenciais a cada 30 dias). O valor inicial das variáveis de projeto que envolvem fechamento de poço ( $t_{sd}^i$ ) consideraram que os poços permanecem abertos até o final da vida produtiva do campo foram ajustados para um corte de água de 95%. O tipo do poço e o comprimento dos poços ( $wl^i$ ) não são avaliados neste estudo, sendo mantidos constantes nos testes.

A metodologia de otimização hierárquica (Item 10.2) utilizou uma estratégia não integrada já otimizada, não efetuando a avaliação de variáveis de projeto relacionadas ao reservatório e às instalações de superfície.

Para a integração, os dados operacionais de vazão máxima de líquido e pressão mínima de fundo para os poços produtores são desconsiderados, sendo definidos pelo simulador do sistema de produção, com pressão mínima na cabeça de 15 kgf/cm<sup>2</sup>.

A estimativa inicial da localização da plataforma foi obtida através de um cálculo econômico simplificado que minimiza o custo geral de interligação dos poços ( $L_p$ :  $X = 353.400$ ,  $Y = 7.516.700$ ). A estimativa inicial dos diâmetros dos sistemas de produção e método de elevação artificial seguem o estudo Victorino *et. al.* (2016), com diâmetros de 6" para riser ( $d_r$ ) e linha de produção ( $d_{pl}$ ) e 4" para coluna de produção ( $d_{pc}$ ), sem método de elevação artificial por *gas-lift* ( $q_{gl}^i = 0$ ).

A Tabela 10-1 apresenta os parâmetros operacionais e de projeto para o sistema de poço e coleta e método de elevação artificial por *gas-lift* para a otimização.

**Tabela 10-1 - Parâmetros operacionais e de projeto para o sistema de poço e coleta e método de elevação artificial por *gas-lift* para a Aplicação 11.5.1.**

$d_r$ (pol)	$d_{pl}$ (pol)	$d_{pc}$ (pol)	$q_{gl}^i$ (m <sup>3</sup> /dia)
3,0	4,0	4,0	0
4,0	6,0	6,0	100.000
5,0	8,0	8,0	200.000

Para o gerenciamento dos poços dentro da otimização foi utilizada a Abordagem 2 (ver Item 10.3) com o método WellPrior configurado por vazão de fase restritiva e configurada similarmente ao simulador de reservatórios.

A otimização de posição de plataforma foi efetuada por busca direta em passos determinados ao redor do ponto inicial (200 metros). Para a otimização dos valores de diâmetros do sistema de produção, selecionavam-se novos conjuntos de diâmetros de riser, linha marítima e coluna de produção. Como existem poucas combinações para os casos, foram avaliadas as alternativas consideradas mais promissoras. Para a análise de método de elevação artificial por

*gas-lift*, foram testados conjuntamente com cada combinação de diâmetros todas as alternativas plausíveis definidas o início do processo.

Para analisar o impacto das vazões totais de produção de líquido e injeção de água, foram propostas algumas modificações na plataforma (baseado nos níveis de capacidade apresentados por Schiozer *et. al.*, 2015). Para otimização do número de poços, a avaliação do desempenho econômico para cada poço individual foi analisada com as equações apresentadas (IEPP) em Gaspar *et. al.* (2016) e poços ruins foram eliminados. Para a otimização do cronograma de abertura, poços são testados em novas datas de abertura para encaixar nas datas anteriores. Para otimização da posição dos poços, poços foram movidos e rotacionados para células de blocos vizinhos em um passo aleatório para cada poço. Para otimização do tempo de fechamento de poços foram testados valores menores (90%) de fechamento para cada poço produtor.

Foram utilizados os simuladores de reservatórios IMEX® 2014 e de sistema de poço PTUBE® 2014, ambos da CMG. A metodologia explícita de integração descrita o Capítulo 8 foi utilizada neste estudo.

### 10.5.2 Poços Satélites Marítimos – UNISIM-II-D

Esta aplicação utiliza o caso 2.2 com sistema de produção para determinar as variáveis de decisão de projeto e variáveis operacionais necessárias.

O número de poços ( $n_w$ ) inicial para o caso integrado é definido com 11 poços produtores e 8 poços injetores de água. A posição inicial dos poços ( $L^i$ ) é apresentada na Figura 2-5. Os valores iniciais dos limites das vazões da plataforma ( $q_p^{oil}$ ,  $q_p^{water}$ ,  $q_p^{liquid}$  e  $q_p^{inj}$ ) são apresentados na Tabela 2-9. As variáveis de abertura de poços ( $t_{wo}^i$ ) e variáveis de projeto que envolvem fechamento de poço ( $t_{sd}^i$ ) foram mantidas idênticas a da estratégia base não integrado (início da produção em 29/fev/20 com aberturas seqüenciais a cada 30 dias e corte de água de 95%). O tipo do poço e o comprimento dos poços ( $wl^i$ ) não são avaliados neste estudo.

A metodologia de otimização hierárquica (Item 10.2) utilizou de uma estratégia não integrada já otimizada, não efetuando a avaliação de variáveis de projeto relacionadas ao reservatório e às instalações de superfície.

Para integração, os dados operacionais de vazão máxima de líquido e pressão mínima de fundo para os poços produtores foram desconsiderados, sendo definidos pelo simulador do sistema de produção, com pressão mínima na cabeça de 20 kgf/cm<sup>2</sup>.

A estimativa inicial da localização da plataforma foi obtida através do cálculo do ponto factível mais próximo à média aritmética das coordenadas dos poços ( $L_p$ : X = 354.700, Y =

7.512.350). A estimativa inicial dos diâmetros dos sistemas de produção e método de elevação artificial seguem o estudo Victorino *et. al.* (2020), com diâmetros de 8” para riser ( $d_r$ ) e linha de produção ( $d_{pl}$ ) e 5” para coluna de produção ( $d_{pc}$ ), sem método de elevação artificial por *gas-lift* ( $q_{gl}^i = 0$ ). Os parâmetros operacionais e de projeto para o sistema de poço e coleta e método de elevação artificial por *gas-lift* para a otimização são os mesmos utilizados no Item 10.5.1 (ver Tabela 10-1).

Para o gerenciamento dos poços dentro da otimização foi utilizada a Abordagem 2 (ver Item 10.3) com o método WellPrior configurado por vazão de fase restritiva e configurada similarmente ao simulador de reservatórios.

A otimização de posição de plataforma foi efetuada por busca direta em passos determinados ao redor do ponto inicial (100 metros), com distância mínima de 500 metros de cada poço. Para a otimização dos valores de diâmetros do sistema de produção, selecionavam-se novos conjuntos de diâmetros de riser, linha marítima e coluna de produção. Como existem poucas combinações para os casos, foram avaliadas as alternativas consideradas mais promissoras. Para a análise de método de elevação artificial por *gas-lift*, foram testados conjuntamente com cada combinação de diâmetros todas as alternativas plausíveis definidas o início do processo. Para otimização do número de poços, a avaliação do desempenho econômico para cada poço individual foi analisada com as equações apresentadas (IEPP) em Gaspar *et. al.* (2016) e poços ruins foram eliminados. Para otimização da posição dos poços, foi utilizado o método de otimização de busca local MCC (Khandan e Delkhosh, 2014) com 5 variáveis analisadas simultaneamente e número máximo de simulações igual a 170.

Pelas avaliações obtidas por Victorino *et. al.* (2020), a plataforma já estaria em seu ponto ótimo e, portanto, não foi feita a otimização da capacidade da plataforma. Também não foi feita a otimização de cronograma da abertura, pelo fato deste parâmetro ter baixa relevância nas otimizações. Como os poços produtores possuem valores de corte de água abaixo do limite estabelecido para fechamento dos poços, a otimização do tempo de fechamento de poços não foi efetuada.

Foi utilizado o simulador de reservatórios IMEX® 2016 da CMG. Para modelagem do sistema de poço foram utilizados os metamodelos apresentados por Victorino *et. al.* (2020). A metodologia explícita de integração descrita no Capítulo 3 foi utilizada neste estudo.

### 10.5.3 Poços Satélites Marítimos em Múltiplos Reservatórios Compartilhando Plataforma – UNISIM-I&II-2018

Esta aplicação utiliza o caso 2.3 com sistema de produção para determinar as variáveis de decisão de projeto e variáveis operacionais necessárias.

O número inicial de poços ( $n_w$ ) para as otimizações é definido com 9 poços produtores e 4 poços injetores de água para o reservatório Arenito e 12 produtores e 8 injetores de água para o reservatório Carbonato. A posição inicial dos poços ( $L^i$ ) é apresentada nas Figuras Figura 2-7 e Figura 2-8. Os valores iniciais dos limites das vazões da plataforma ( $q_p^{oil}$ ,  $q_p^{water}$ ,  $q_p^{liquid}$  e  $q_p^{inj}$ ) são os apresentados na Tabela 2-11. Os valores das variáveis de abertura de poços ( $t_{wo}^i$ ) são mantidos idênticos aos da estratégia base não integrada para o reservatório Arenito e estabelecidos sequencialmente a cada 30 dias para os poços do reservatório Carbonato a partir de 2465 dias. O valor inicial das variáveis de projeto que envolvem fechamento de poço ( $t_{sd}^i$ ) considerou que os poços permanecem abertos até o final da vida produtiva do campo foram mantidos idênticos aos da estratégia base não integrada para o reservatório Arenito e ajustados para um corte de água de 95% para os poços do reservatório Carbonato.

Quatro procedimentos de otimização hierárquica assistida da estratégia de produção foram executados nesta aplicação (ver Item 10.2). A Otimização A avaliou o efeito da integração para múltiplos reservatórios, usando todas as etapas da metodologia. As demais otimizações avaliaram o impacto do gerenciamento integrado e como usaram a otimização totalmente integrada desde o início, algumas etapas não foram executadas.

A Otimização A aplicou o gerenciamento dos poços dentro da otimização utilizando a Abordagem 2 (ver Item 10.2) com o método WellPrior configurado por vazão de fase restritiva e configurada similarmente ao simulador de reservatórios. A plataforma (instalação de superfície) foi compartilhada entre reservatórios, com otimização parcialmente integrada e posterior integração com sistema de poço e coleta para avaliação da integração.

A Otimização B aplicou o gerenciamento dos poços dentro da otimização utilizando a Abordagem 2 com o método WellPrior configurado por vazão de fase restritiva e configurada similarmente ao simulador de reservatórios. A plataforma (instalação de superfície) foi compartilhada entre reservatórios com sistema de produção integrado.

A Otimização C aplicou o gerenciamento dos poços dentro da otimização utilizando a Abordagem 1 (ver Item 10.2). A plataforma (instalação de superfície) foi rateada entre os reservatórios com sistema de produção integrado, única possibilidade para integração

desacoplada. Este rateio de reservatórios foi determinado através de otimização, sendo dividido entre grupos de poços produtores e poços injetores.

A Otimização D aplicou o gerenciamento dos poços dentro da otimização utilizando a Abordagem 3 (ver Item 10.2) com o método WellPrior configurado por vazão de fase restritiva e configurada similarmente ao simulador de reservatórios, acrescido de ponderador de WellPrior. A plataforma (instalação de superfície) foi compartilhada entre reservatórios com sistema de produção integrado. Este ponderador de reservatórios foi determinado através de otimização.

Para a integração, os dados operacionais de vazão máxima de líquido e pressão mínima de fundo para os poços produtores são desconsiderados, sendo definidos pelo simulador do sistema de produção, com pressão mínima na cabeça de 15 kgf/cm<sup>2</sup>.

A estimativa inicial da localização da plataforma foi definida em ( $L_p$ : X = 355.400, Y = 7.516.700). A estimativa inicial dos diâmetros dos sistemas de produção e método de elevação artificial seguem o estudo Victorino *et. al.* (2016), com diâmetros de 6” para riser ( $d_r$ ) e linha de produção ( $d_{pl}$ ) e 4” para coluna de produção ( $d_{pc}$ ), sem método de elevação artificial por *gas-lift* ( $q_{gl}^i = 0$ ). O tipo do poço e o comprimento dos poços ( $wl^i$ ) não são avaliados neste estudo.

Tanto o rateio de reservatório por grupo de poços quando o ponderador de WellPrior iniciaram com valores de 50% para o reservatório Arenito, sendo o valor complementar aplicado ao reservatório Carbonato, na Otimização C.

Os parâmetros operacionais e de projeto para o sistema de poço e coleta e método de elevação artificial por *gas-lift* para a otimização são os mesmos utilizados no Item 10.5.1 (ver Tabela 10-1).

Para a otimização dos valores de diâmetros do sistema de produção, selecionavam-se novos conjuntos de diâmetros de riser, linha marítima e coluna de produção. Como existem poucas combinações para os casos, foram avaliadas as alternativas consideradas mais promissoras. Para a análise de método de elevação artificial por *gas-lift*, foram testados conjuntamente com cada combinação de diâmetros todas as alternativas plausíveis definidas o início do processo. Para otimização do número de poços, a avaliação do desempenho econômico para cada poço individual foi analisada com as equações apresentadas (IEPP) em Gaspar *et. al.* (2016) e poços ruins foram eliminados. Para otimização da posição dos poços, foi utilizado o método de otimização população IDLHC (Hohendorff Filho *et. al.*, 2018), com número de amostras igual a 20, 8 iterações, porcentagem de corte de 80% e número mínimo de níveis igual a 4. Para a

otimização do rateio de reservatório por grupo de poços e do ponderador de WellPrior foi utilizado uma busca direta dos valores possíveis (em múltiplos de 10%).

Não foi efetuada otimização da locação da plataforma. Pelas avaliações obtidas por Victorino *et. al.* (2020), a plataforma já estaria em seu ponto ótimo e, portanto, não foi feita a otimização da capacidade da plataforma. Também não foi feita a otimização de cronograma da abertura e fechamento de poços, pelo fato destes parâmetros terem baixa relevância nas otimizações.

Foram utilizados os simuladores de reservatórios IMEX® 2016 e de sistema de poço PTUBE® 2016, ambos da CMG. A metodologia desacoplada descrita no Capítulo 3 foi utilizada neste estudo para Abordagem 1 e a metodologia explícita de integração descrita no Capítulo 3 e aprimorada nos Capítulos 6 a 9 para as Abordagens 2 e 3.

## 10.6 Resultados

### 10.6.1 Poços Satélites Marítimos – UNISIM-I-D

A Figura 10-2 mostra a evolução do VPL no processo de otimização assistida, com o gasto de 54 simulações integradas. A Figura 10-3 apresenta a posição final dos poços após otimização integrada.

Os resultados finais da otimização na estratégia de produção foram: plataforma ( $L_p$ ) deslocada 200 metros da sua posição original; diâmetros de 8” para riser ( $d_r$ ) e linha de produção ( $d_{pl}$ ) e 5” para coluna de produção ( $d_{pc}$ ), com método de elevação artificial por *gas-lift* com vazão de  $q_{gl}^i = 200.000$  m<sup>3</sup>/dia para todos os poços; aumento da capacidade da plataforma ( $q_p^{water}$ ) para 10462,5 m<sup>3</sup>/dia;  $n_w = 20$ , com um poço vertical injetor removido (INJ17);  $t_{wo}^i$  do poço PROD006 realocado para 2283 dias; mudança de posição de poços ( $L_i$ ) para 3 poços movidos para regiões próximas a sua locação original (PROD006, PROD021, INJ023) e 1 poço rotacionado em 90° (PROD014); e nenhum poço teve alteração em corte de água ( $t_{sd}^i$ ).

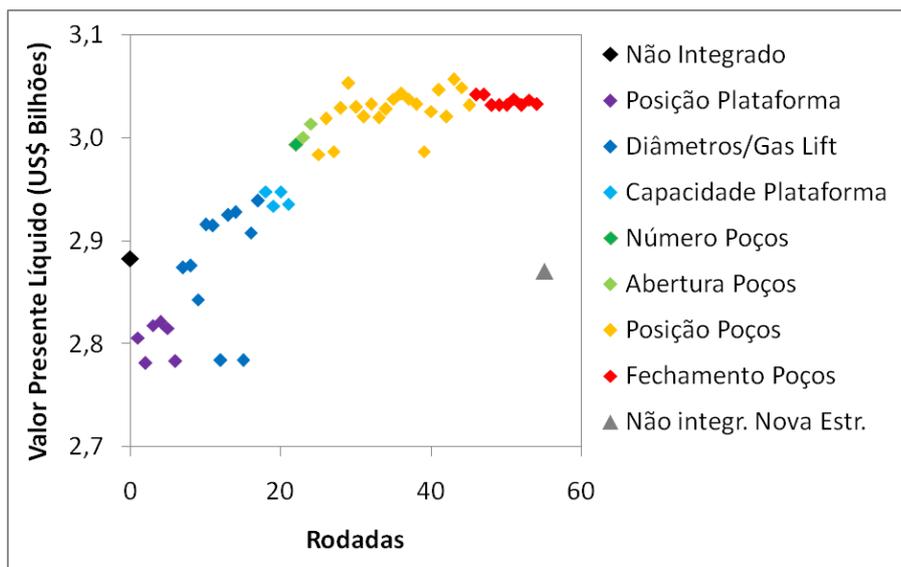


Figura 10-2 – Evolução do VPL no processo de otimização assistida na aplicação do Item 10.5.1.

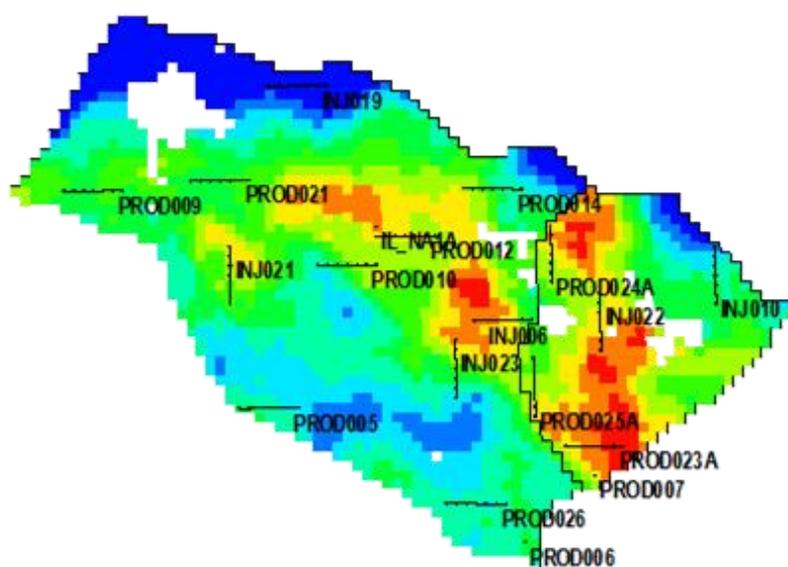


Figura 10-3 – Posição final dos poços após otimização integrada da aplicação do Item 10.5.1.

Os valores das otimizações cruzadas são: VPL-D = 2,88 US\$ Bilhões; VPL-DI = 2,81 US\$ Bilhões; VPL-I = 3,06 US\$ Bilhões; e VPL-ID = 2,87 US\$ Bilhões.

A otimização das características do sistema de produção e da posição dos poços consumiram maior número de simulações (muitas variáveis) e tiveram maior variação no VPL. A otimização do número e da posição dos poços consumiram menor número de simulações, mas tiveram grande variação no VPL. Os demais passos tiveram menor variação na função objetivo.

A avaliação cruzada das estratégias de produção avaliou se as otimizações dos estudos não integrado e integrado não pararam em um máximo local, obtendo um valor de VPL que não seria esperado dentro do processo de otimização, o que não ocorreu neste estudo.

O valor de VPL obtido na rodada integrada e otimizada (VPL-I) é 8,9% maior que o obtido no modelo base inicial otimizado sem a integração, mas este sendo integrado para representar as condições reais de produção (VPL-DI). Os ganhos relativos à integração reservatórios com sistemas de produção são expressivos devido à diferença na estratégia de produção. Também houve também diferenças na previsão do campo: 2,1% em  $N_p$ , 1,5% em  $W_p$  e 0,9% em  $W_i$  em relação ao modelo base integrado, afetando a recuperação final do campo. Este aumento ocorre devido a mudanças no movimento dos fluidos do reservatório para poços, resultado das mudanças dinâmicas nas condições de contorno causadas pela integração, o que é uma importante questão para o desenvolvimento da estratégia de produção e gerenciamento do reservatório.

Pelos resultados do Estudo 5.1, não haveria necessidade de integração para os diâmetros propostos no modelo base não integrado. Contudo, os resultados da otimização mostraram que a integração com estes diâmetros foi importante para obter uma melhor tomada de decisão sobre o projeto do campo através da reotimização da estratégia de produção não integrada, melhorando a função-objetivo VPL e os resultados de previsão da produção.

A reotimização do sistema de produção a partir de uma otimização não integrada foi eficiente para obter a estratégia final de otimização, embora não comprovada através de uma otimização totalmente integrada. A otimização não integrada consumiu um número alto de simulações (3000) mais rápidas que as simulações integradas (Schiozer *et. al.* 2015), e com um número menor de simulações integradas (aproximadamente 50) obteve-se a estratégia final otimizada.

Cita-se que as simulações rodadas de forma desacoplada demandaram em torno de 30% a menos que o tempo total de simulação (reservatório mais sistema de produção) que as simulações rodadas explicitamente, com as mesmas respostas de VPL e previsão do campo. Isto indica a não aplicabilidade da metodologia explícita no contexto de poços satélites.

### **10.6.2 Poços Satélites Marítimos – UNISIM-II-D**

A Figura 10-4 mostra a evolução do VPL no processo de otimização assistida, com o gasto de 195 simulações integradas. Nota-se uma diferença entre os valores da função-objetivo obtidos pelas simulações não integradas e as integradas.

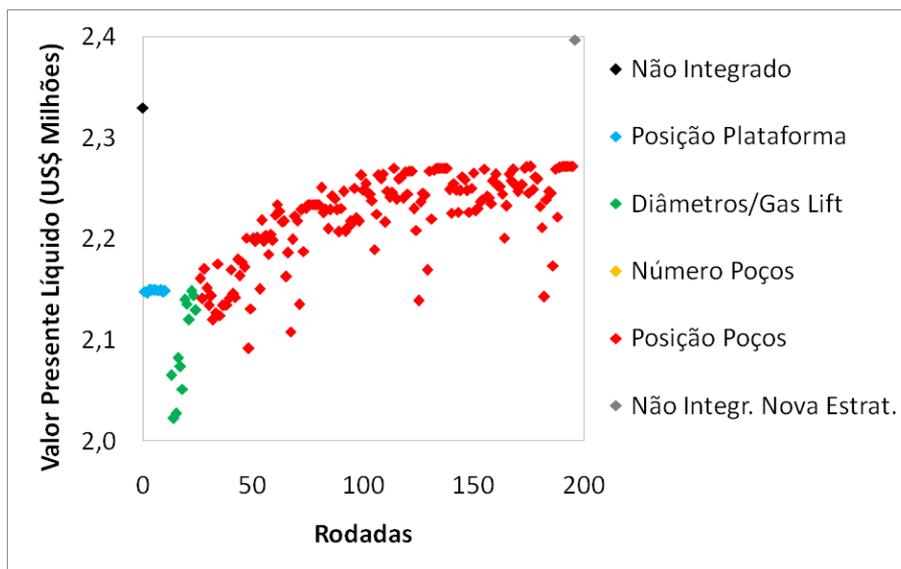


Figura 10-4 - Evolução do VPL no processo de otimização assistida na aplicação do Item 10.5.2.

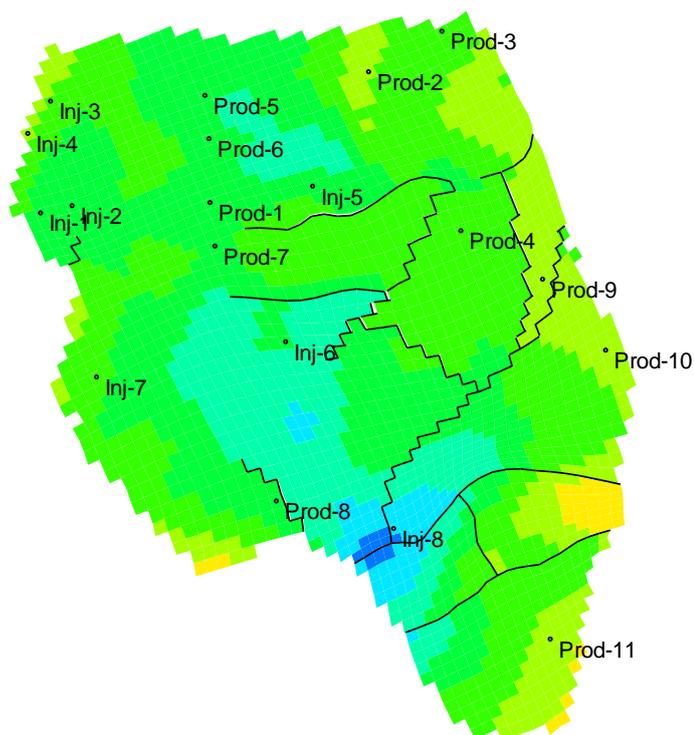
Os resultados finais da otimização na estratégia de produção foram: plataforma ( $L_p$ ) deslocada 447 metros da sua posição original; diâmetros de 8" para riser ( $d_r$ ) e linha de produção ( $d_{pl}$ ) e 5" para coluna de produção ( $d_{pc}$ ), sem método de elevação artificial por *gas-lift* para todos os poços; mudança de posição de poços ( $L_i$ ) para 10 poços movidos para regiões próximas a sua locação original (Prod-1, Prod-2, Prod-4, Prod-7, Prod-8, Prod-10, Prod-11, Prod-12, Inj-1, Inj-7). A Figura 10-5 apresenta a posição final dos poços após otimização integrada.

Os valores das otimizações cruzadas são: VPL-D = 2,30 US\$ Bilhões; VPL-DI = 2,17 US\$ Bilhões; VPL-I = 2,27 US\$ Bilhões; e VPL-ID = 2,40 US\$ Bilhões.

A otimização da posição da plataforma consumiu menor número de simulações e tiveram inexpressível variação no VPL. A otimização das características do sistema de produção teve grande variação no VPL, mas manteve o valor inicial do caso base. O número de poços não teve alteração. A posição dos poços consumiu o maior número de simulações (por serem muitas variáveis) e teve maior variação no VPL.

A avaliação cruzada das estratégias de produção avaliou se as otimizações dos estudos não integrado e integrado não pararam em um máximo local, obtendo um valor de VPL que não seria esperado dentro do processo de otimização, o que ocorreu neste estudo para a estratégia otimizada não integrada.

O valor de VPL obtido na rodada integrada e otimizada (VPL-I) é 5,6% maior que o obtido no modelo inicial otimizado sem a integração, mas este sendo integrado para representar as condições reais de produção (VPL-DI).



**Figura 10-5 - Posição final dos poços após otimização integrada da aplicação do Item 10.5.2.**

Os ganhos relativos à integração reservatórios com sistemas de produção são expressivos devido à diferença na estratégia de produção. Também houve também diferenças na previsão do campo: 3,2% em  $N_p$ , 1,2% em  $W_p$  e 1,2% em  $W_i$  em relação ao modelo base integrado, afetando a recuperação final do campo. Este aumento ocorre devido a mudanças no movimento dos fluidos do reservatório para poços, resultado das mudanças dinâmicas nas condições de contorno causadas pela integração, o que é uma importante questão para o desenvolvimento da estratégia de produção e gerenciamento do reservatório.

Pelos resultados do Estudo 5.2, não haveria necessidade de integração para os diâmetros propostos no modelo base não integrado. Contudo, os resultados da otimização mostraram que a integração com estes diâmetros foi importante para obter uma melhor tomada de decisão sobre o projeto do campo através da reotimização da estratégia de produção não integrada. Outro ponto mostrado é que os valores da função-objetivo não integrada foram muito superiores aos da função-objetivo integrada, indicando que a simplificação do sistema de produção no estudo utilizado como referência para a otimização não integrada não era satisfatória.

A reotimização do sistema de produção a partir de uma otimização não integrada foi eficiente para obter a estratégia final de otimização, embora não comprovada através de uma otimização totalmente integrada. A otimização não integrada consumiu um número alto de simulações (1500) mais rápidas que as simulações integradas (Victorino *et. al.*, 2020), e com

um número menor de simulações integradas (aproximadamente 200) obteve-se a estratégia final otimizada.

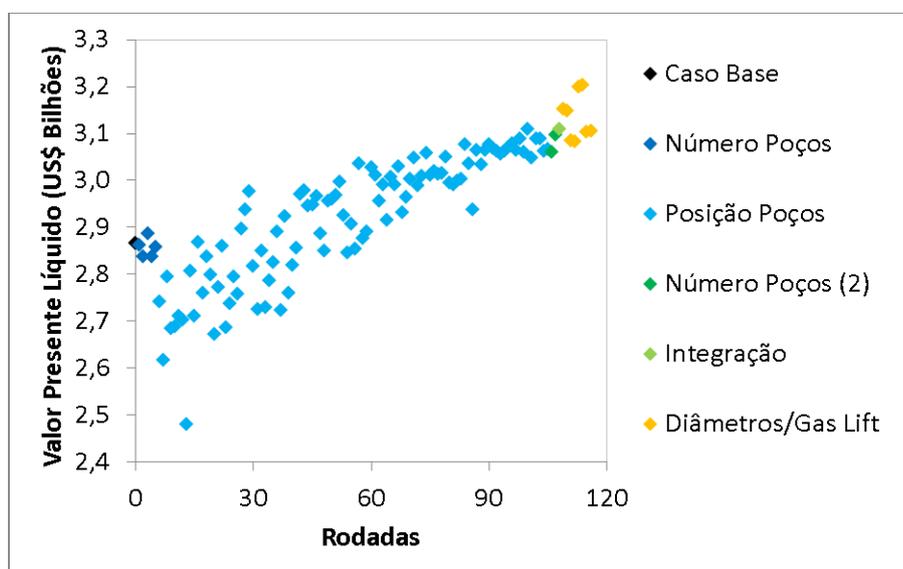
### 10.6.3 Poços Satélites Marítimos em Múltiplos Reservatórios Compartilhando Plataforma – UNISIM-I&II-2018

A Tabela 10-2 resume os passos do procedimento de otimização assistida para Otimização A, apresentando os as variáveis otimizadas, o resultado da otimização, o número de simulações empregado e a diferença de VPL (dVPL) indicando o acréscimo percentual de cada passo em relação ao passo anterior. Apenas uma iteração do procedimento de otimização assistida foi necessária.

A Figura 10-6 mostra a evolução do VPL no processo de otimização assistida, com o gasto de 107 simulações não integradas e 9 simulações integradas para a Otimização A.

**Tabela 10-2 - Passos do procedimento de otimização na Aplicação 10.5.3 para a Otimização A.**

Passo	Otimização	Resultados	Sims	dVPL (%)
1	Número de Poços	Removidos 2 poços (1 Arenito e 1 Carbonato)	5	0,7
2	Localização de Poços	8 Iterações IDLHC	100	7,7
3	Número de Poços (2 <sup>a</sup> )	-	2	0,0
4	Integração	RI:6", FL:6", PC:4", QLIFT = 0 m <sup>3</sup> /s	1	0,0
5	Diâmetros Tubulação / Vazão <i>Gas-lift</i>	RI:6", FL:6", PC:5", QLIFT = 200.000m <sup>3</sup> /s	8	3,1



**Figura 10-6 - Evolução do VPL no processo de otimização assistida na aplicação do Item 10.5.3 para a Otimização A.**

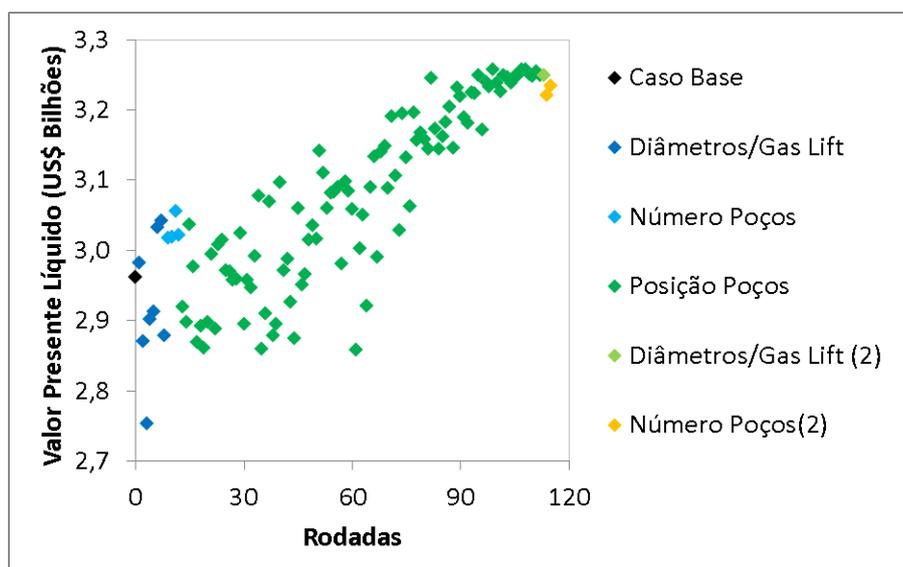
A Tabela 10-3 resume os passos do procedimento de otimização assistida para Otimização B, apresentando os as variáveis otimizadas, o resultado da otimização, o número de simulações empregado e a diferença de VPL (dVPL) indicando o acréscimo percentual de cada passo em

relação ao passo anterior. Dois passos de iteração foram necessários para o procedimento de otimização assistida.

A Figura 10-7 mostra a evolução do VPL no processo de otimização assistida, com o gasto de 115 simulações integradas para a Otimização B.

**Tabela 10-3 - Passos do procedimento de otimização na aplicação do Item 10.5.3 para a Otimização B.**

Passo	Otimização	Resultados	Sims	dVPL (%)
1	Diâmetros Tubulação / Vazão <i>Gas-lift</i>	RI:6", FL:6", PC:5", QLIFT = 200.000m <sup>3</sup> /s	8	2,7
2	Número de Poços	Removido 1 poço (Carbonato)	4	0,5
3	Localização de Poços	Mudança na posição	100	6,6
4	Diâmetros Tubulação / Vazão <i>Gas-lift</i> (2 <sup>a</sup> )	-	1	0,0
5	Número de Poços (2 <sup>a</sup> )	-	2	0,0



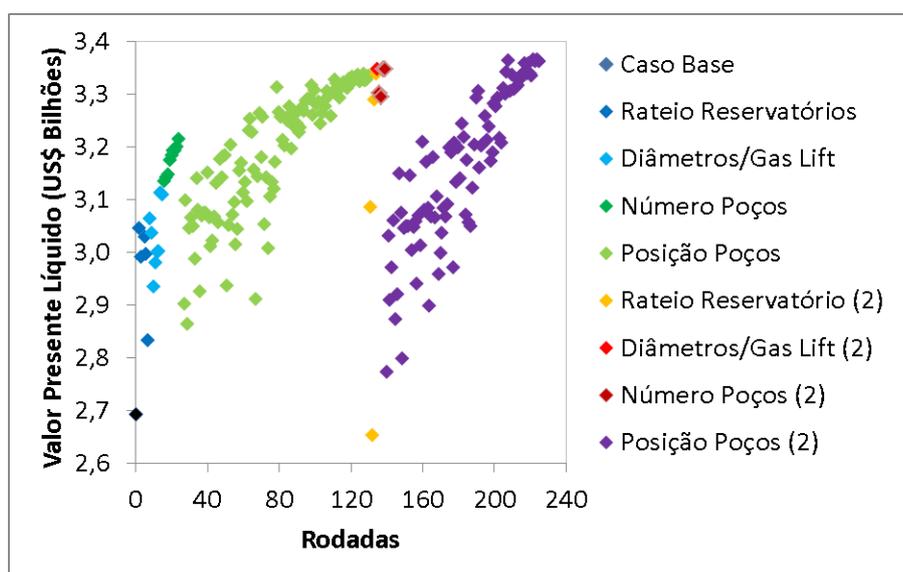
**Figura 10-7 - Evolução do VPL no processo de otimização assistida na aplicação do Item 10.5.3 para a Otimização B.**

A Tabela 10-4 resume os passos do procedimento de otimização assistida para Otimização C, apresentando os as variáveis otimizadas, o resultado da otimização, o número de simulações empregado e a diferença de VPL (dVPL) indicando o acréscimo percentual de cada passo em relação ao passo anterior. Dois passos de iteração foram necessários para o procedimento de otimização assistida.

A Figura 10-8 mostra a evolução do VPL no processo de otimização assistida, com o gasto de 232 simulações integradas para a Otimização C.

**Tabela 10-4 – Passos do procedimento de otimização na Aplicação 10.5.3 para a Otimização C.**

Passo	Otimização	Resultados	Sims	dVPL (%)
1	Rateio do Reservatório	40% Qo, Ql, Qg, 50% Qw, Qwi (Arenito)	7	13,1
2	Diâmetros Tubulação / Vazão <i>Gas-lift</i>	RI:6", FL:6", PC:5", QLIFT = 100.000m <sup>3</sup> /s	8	2,2
3	Número de Poços	Removidos 9 poços (2 Arenito e 7 Carbonato)	11	3,3
4	Localização de Poços	Mudança na posição	104	3,7
5	Rateio do Reservatório (2 <sup>a</sup> )	40% Qo, Ql, Qg, 40% Qw, Qwi (Arenito)	4	0,1
6	Diâmetros Tubulação / Vazão <i>Gas-lift</i> (2 <sup>a</sup> )	RI:6", FL:6", PC:5", QLIFT = 200.000m <sup>3</sup> /s	1	0,2
7	Número de Poços (2 <sup>a</sup> )	Removido 1 poço (Carbonato)	11	0,0
8	Localização de Poços (2 <sup>a</sup> )	Mudança na posição	86	0,5



**Figura 10-8 - Evolução do VPL no processo de otimização assistida na aplicação do Item 10.5.3 para a Otimização C.**

A Tabela 10-5 resume os passos do procedimento de otimização assistida para Otimização D, apresentando os as variáveis otimizadas, o resultado da otimização, o número de simulações empregado e a diferença de VPL (dVPL) indicando o acréscimo percentual de cada passo em relação ao passo anterior. Dois passos de iteração foram necessários para o procedimento de otimização assistida.

**Tabela 10-5 – Passos do procedimento de otimização na aplicação do Item 10.5.3 para a Otimização D.**

Passo	Otimização	Resultados	Sims	dVPL (%)
1	Weight WellPrior	0% Qo, Ql, Qg, Qw, 10% Qwi (Arenito)	12	3,1
2	Diâmetros Tubulação / Vazão <i>Gas-lift</i>	RI:6", FL:6", PC:5", QLIFT = 200.000m <sup>3</sup> /s	8	5,2
3	Número de Poços	Removido 1 poço (1 Carbonato)	4	0,1
4	Localização de Poços	Mudança na posição	108	5,5
5	Weight WellPrior (2 <sup>a</sup> )	-	1	0,0
6	Diâmetros Tubulação / Vazão <i>Gas-lift</i> (2 <sup>a</sup> )	-	1	0,0
7	Número de Poços (2 <sup>a</sup> )	-	2	0,0

A Figura 10-9 mostra a evolução do VPL no processo de otimização assistida, com o gasto de 136 simulações integradas para a Otimização D.

A Tabela 10-6 resume os resultados de desempenho de reservatório e VPL das estratégias de produção otimizadas para todas as abordagens.

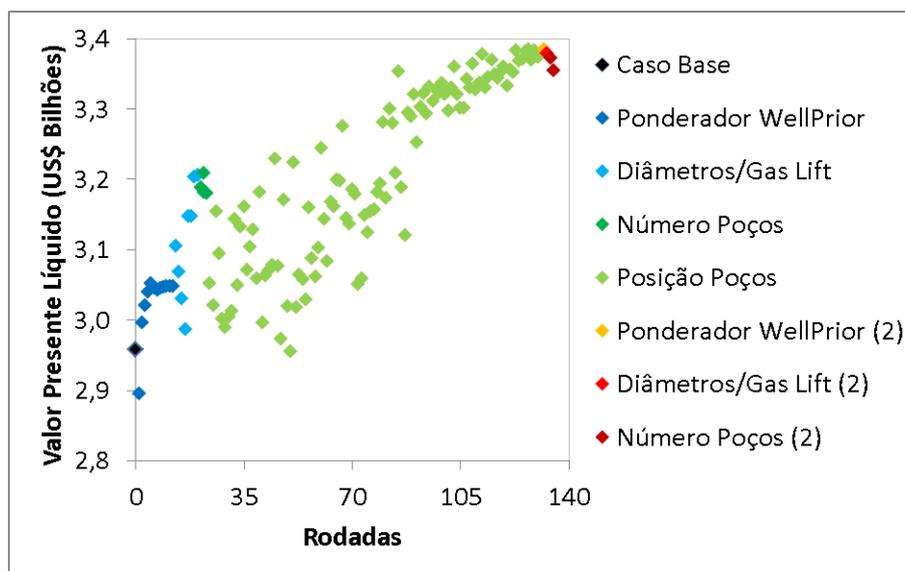


Figura 10-9 - Evolução do VPL no processo de otimização assistida na aplicação do Item 10.5.3 para a Otimização D.

Tabela 10-6 - Resultados de desempenho de reservatório e VPL das estratégias de produção otimizadas para todas as abordagens da aplicação do Item 10.5.3 por reservatório e total.

Otimização	Reservatório	Np 10 <sup>6</sup> m <sup>3</sup>	Gp 10 <sup>9</sup> m <sup>3</sup>	Wp 10 <sup>6</sup> m <sup>3</sup>	Wi 10 <sup>6</sup> m <sup>3</sup>	VPL 10 <sup>9</sup> US\$	Poços
A	Arenito	52,6	6,0	27,1	98,5	0,59	12
	Carbonato	87,5	20,4	51,6	184,1	2,61	19
	Total	140,1	26,4	78,7	282,6	3,20	31
B	Arenito	54,5	6,2	24,4	98,4	0,68	13
	Carbonato	86,3	20,2	49,2	179,3	2,58	19
	Total	140,8	26,3	73,6	277,7	3,26	32
C	Arenito	53,2	6,0	20,2	92,5	1,11	11
	Carbonato	72,9	17,0	27,8	138,1	2,25	12
	Total	126,0	23,0	48,1	230,6	3,36	23
D	Arenito	55,5	6,2	27,9	103,6	0,94	13
	Carbonato	86,0	20,1	51,3	181,5	2,44	19
	Total	141,5	26,3	79,2	285,0	3,38	32

A recuperação de óleo variou entre 57% a 60% no reservatório Arenito e 32% a 38% no reservatório Carbonato. Todas as estratégias de produção otimizadas foram repressurizadas até a pressão original do reservatório. A principal restrição na plataforma compartilhada a simulação integrada foi produção de gás, embora observada apenas nas Otimizações A, C e D.

Os tempos de simulação nos procedimentos de otimização assistida foram: Otimização A – 44h; Otimização B – 59h; Otimização C – 57h; Otimização D – 67h.

## 10.7 Discussão

### 10.7.1 Otimização Integrada de Produção

A otimização das características do sistema de produção (variáveis de projeto) e da posição dos poços consumiram maior número de simulações (muitas variáveis) e tiveram maior variação no VPL em todos os procedimentos de otimização assistida. A otimização da posição da plataforma consumiu menor número de simulações e tiveram inexpressível variação no VPL. Os demais passos tiveram menor variação na função objetivo.

A avaliação cruzada das estratégias de produção avalia se as otimizações dos estudos não integrado e integrado não pararam em um máximo local, obtendo um valor de VPL que não seria esperado dentro do processo de otimização, o que não ocorreu neste estudo.

O valor de VPL obtido no final da Otimização A (VPL-I) é 3,1% maior que o obtido no caso otimizado até a integração (passo 4 da otimização assistida), mas integrado para representar as condições reais de produção (VPL-DI). Os ganhos relativos à integração reservatórios com sistemas de produção são expressivos devido à diferença na estratégia de produção. Também houve também diferenças na previsão do campo: 3,1% em  $N_p$ , 1,7% em  $G_p$ , 36,6% em  $W_p$  e 10,4% em  $W_i$  em relação ao modelo base integrado, afetando a recuperação final do campo. Este aumento ocorre devido a mudanças no movimento dos fluidos do reservatório para poços, resultado das mudanças dinâmicas nas condições de contorno causadas pela integração, o que é uma importante questão para o desenvolvimento da estratégia de produção e gerenciamento do reservatório.

Pelos resultados do Estudo 5.3, não haveria necessidade de integração para os diâmetros propostos no modelo base não integrado. Contudo, os resultados da Otimização A mostraram que a integração dos sistemas de poços e coleta foi importante para obter uma melhor tomada de decisão sobre o projeto através da reotimização da estratégia de produção não integrada.

A reotimização do sistema de produção a partir de uma otimização não integrada foi eficiente para obter a estratégia final de otimização, comprovada através da Otimização B totalmente integrada. A otimização não integrada consumiu um número grande de simulações (100) mais rápidas que as simulações integradas, e com um número menor de simulações integradas (aproximadamente 10) obteve-se a estratégia final otimizada.

Ocorreu pouca diferença de VPL e desempenho do reservatório entre as Otimizações A e B, com diferentes momentos de integração (ver Item 10.2). Foi possível otimizar a estratégia de produção de um modo mais eficiente, comprovando a proposta de reotimização posterior à integração na etapa 11 para esta aplicação.

### **10.7.2 Gerenciamento Integrado de Reservatórios**

Os resultados mostram uma diferença importante entre os valores de desempenho do reservatório e VPL das otimizações:  $N_p$  (126 – 142  $10^6 m^3$ );  $G_p$  (23 – 26  $10^9 m^3$ );  $W_p$  (48 - 79  $10^6 m^3$ );  $W_i$  (231 - 285  $10^6 m^3$ ); VPL (3,2 – 3,4 US\$ Bilhões); poços (23 - 32). Estes resultados mostram uma diferença significativa na recuperação do campo, sendo estas diferenças relacionadas à como o processo de otimização assistida considerou o reservatório Carbonato.

A Otimização C forneceu um VPL intermediário em comparação com as outras abordagens, proporcionando a menor recuperação do óleo. A exclusão de vários poços no campo de óleo leve levou a uma boa valorização do projeto com redução de CAPEX e OPEX, mesmo com esses poços produzindo um fluido com melhor valor. A plataforma nunca alcançou suas restrições operacionais, favorecendo o VPL em detrimento da recuperação do campo.

As Otimizações A e B proporcionaram o menor desempenho de VPL e a recuperação intermediária do petróleo nesta aplicação. Verificou-se assim que a priorização do poço com base na vazão de gás (restrição ativa) não conseguiu captar os efeitos relacionados à valorização dos diferentes fluidos produzidos pelos dois reservatórios. O gerenciamento de poço por restrição de gás leva a priorização uniforme da vazão de gás entre os reservatórios, não levando em conta o tipo de fluido, ao contrário da Otimização C.

A Otimização D, que gerenciou o tipo de fluidos de forma semelhante à Otimização C, mas com a aplicação de ponderador, proporcionou maior VPL e recuperação de óleo do que as outras abordagens. O peso para cada reservatório aplicado à priorização do poço capturou melhor os ganhos relacionados à valorização diferenciada dos fluidos produzidos pelos dois reservatórios. A priorização dinâmica com ponderadores teve melhores resultados do que o rateio fixo para capacidades de plataforma compartilhadas, levando a uma melhor tomada de decisão.

O melhor gerenciamento de poço priorizou o reservatório Arenito, ao invés do Carbonato, mesmo com o preço do óleo do Carbonato mais atrativo. O gerenciamento de poços baseado em vazão de gás com um ponderador a ser aplicado para cada reservatório forneceu uma maior recuperação de óleo (+0,5%) e VPL (+3,9%) do que a simulação com gerenciamento de vazões de produção baseado na vazão de gás.

O gerenciamento de poços exerceu importante influência na seleção de estratégia de retorno econômico e produção, especialmente para múltiplos reservatórios com diferentes fluidos compartilhando uma instalação de superfície. Esse resultado serve de base para a decisão, quando é necessário realizar uma análise mais aprofundada do grupo G2 (variáveis de controle).

O limite de vazão de gás não pode influenciar na seleção da estratégia de produção para os pólos de produção. A otimização do número de poços na estratégia de produção pode levar a um cenário menos restritivo para a capacidade da plataforma, mantendo até mesmo um retorno financeiro relevante (VPL), mas com menor fator de recuperação.

No caso estudado, sujeito à limitação da produção de gás, a regra de alocação de vazão que prioriza a restrição de poços com maior RGO proporcionou um bom retorno financeiro ao projeto, evidenciando a necessidade de definir a estratégia de gerenciamento dos reservatórios caso a caso. No entanto, aplicar as diferenças econômicas utilizando pesos para cada reservatório para todos os fluidos aumentou o VPL.

A priorização das vazões de poços pela abordagem de gerenciamento teve papel fundamental no desempenho do campo integrado, afetando a localização dos poços. Os demais parâmetros de otimização tiveram valores bastante semelhantes, indicando pouco impacto na otimização. Estes resultados mostram o benefício do uso da metodologia explícita para gerenciamento de múltiplos reservatórios.

Este estudo confirma a metodologia do Capítulo 5 (Estudo 5.3), onde este problema demanda a integração na plataforma para a adequada avaliação das capacidades da plataforma.

### **10.7.3 Discussão Geral**

A abordagem de otimização assistida proposta mostrou boa evolução do VPL em todos os casos apresentados, ocorrendo um considerável aumento da função-objetivo. Todas as variáveis importantes para a otimização do projeto de desenvolvimento da produção foram adequadamente contempladas.

Os resultados mostraram que o posicionamento dos poços continua uma variável de decisão de projeto fundamental no processo de otimização, pois poucas variações na posição dos poços causaram aumento significativo no VPL. Nenhuma estratégia otimizada de forma não integrada, após passar pelo processo de reotimização, alcançou a mesma estratégia de produção otimizada de forma integrada em relação ao posicionamento de poços.

Os resultados também mostram a posição da plataforma com inexpressivo impacto em VPL, caso esteja próximo ao ponto estimado inicialmente. A integração entre sistemas de produção e reservatórios apresentou uma mudança significativa na estratégia de produção e no VPL do projeto, indicando como importante sua incorporação em processos de otimização.

A comparação cruzada do valor de VPL obtido na rodada otimizada integrada foram superiores aos obtidos nos casos iniciais (otimizado não integrado), onde estes já apresentavam um máximo global. Isto não no segundo estudo, pois a otimização da abordagem não integrada (inicial) não foi satisfatória. De forma geral, os ganhos relativos à integração reservatórios com sistemas de produção foram relevantes. Isto está de acordo com o que foi verificado por Victorino *et. al.* (2020) para o caso UNISIM-II-D.

Foi também demonstrado que a integração entre reservatório e sistemas de produção é importante nos casos estudados para a obtenção da estratégia mais consistente através da otimização da função-objetivo. A simplificação do sistema de produção por condições de fundo de poço nem sempre é suficiente para representá-lo dentro de um processo que gere mudanças na estratégia de produção.

A aplicação da metodologia de avaliação de necessidade de integração mostrou não necessidade em todos os casos de aplicação apresentados. Contudo, com a mudança da estratégia de produção com condições de contorno de fundo de poço para condições de superfície, verificaram-se mudanças na previsão do campo e na função objetivo VPL. Isto mostra que o indicador é suscetível às condições de operação dos poços. De qualquer forma, sua aplicação no início do processo de otimização assistida como direcionador da etapa de inclusão da integração foi validada pela similaridade entre as estratégias otimizadas com e sem integração para o caso estudado com múltiplos reservatórios.

Em relação à metodologia de gerenciamento de reservatórios, ocorreu impacto relevante na escolha da estratégia de produção final pela otimização das variáveis de projeto, devido à escolha da abordagem de gerenciamento de poços aplicado no projeto de desenvolvimento do campo com múltiplos reservatórios compartilhados. Esta escolha pode ser feita mudando as rotinas de gerenciamento de poços para cada um dos casos estudados, o que acabou afetando o fator de recuperação do campo e o VPL. A metodologia desacoplada não conseguiu otimizar de forma adequada a capacidade da plataforma, sendo definida como não apropriada para este tipo de caso.

Os resultados otimizados de VPL e previsão da produção apresentaram uma boa melhoria na otimização do desenvolvimento do projeto de múltiplos reservatórios compartilhados devido

ao adequado rateio de poços considerando pesos aos reservatórios, aplicados através de uma melhoria proposta na tese para o algoritmo de gerenciamento de poços padrão. Os algoritmos de gerenciamento de poços implementados em simuladores tradicionais e acopladores não são desenvolvidos para priorizar diferentes poços de reservatórios separadamente, especialmente se houver diferentes condições econômicas exemplificadas aqui por diferentes valorações de fluidos produzidos. Essa valorização deve ser levada em conta no curto prazo de otimização para poços.

A integração entre sistemas de produção e reservatórios apresentou mudanças significativas no VPL dos projetos, nas previsões de produção e nas estratégias de produção dos casos de aplicação avaliados, se comparado a estratégias de produção otimizadas e não integradas (considerando uma integração posterior para comparação).

Isto indica que a integração foi importante para obter a melhor tomada de decisão dos casos apresentados. A simplificação através de condições de fundo de poço afetou o comportamento dos reservatórios, a resposta da função-objetivo e desta maneira a robustez da decisão. Desta forma, a integração deveria ser incluída nas etapas que envolvam otimização (6 a 11).

Contudo, a comparação dos resultados de VPL, desempenho do reservatório e estratégias de produção finais entre as otimizações integradas realizadas para os casos de aplicação com reservatórios isolados quanto compartilhamento de múltiplos reservatórios indicam que a integração pode ser feita em um passo intermediário de processos de otimização assistida, de forma eficiente, permitindo a otimização de variáveis não relacionadas ao sistema de produção nas etapas 6 a 10, e validando a opção de integração e otimização de variáveis relacionadas ao sistema de produção na etapa 11 proposta pela metodologia de 12 etapas.

## **11 ESCALABILIDADE**

### **11.1 Introdução**

O tempo de resolução de modelos integrados não é diretamente proporcional ao tamanho dos modelos de simulação, conforme verificado em alguns casos de estudo.

No caso apresentado por Bento (2010), a simulação conjunta de 2 reservatórios (Pólo) demandaram o dobro de tempo da soma de simulações separadas (Segregadas) dos mesmos. Na repetição da simulação durante algum processo de otimização, este tempo pode ser impactante.

A otimização separada se mostrou mais trabalhosa devido à necessidade de otimizar rateio entre reservatórios por conta de limitação de produção de gás. A otimização conjunta necessitou de mais esforço computacional. Mas não foram necessários ajustes para rateio de limite escoamento, tornando o processo mais automático.

Em termos computacionais, a metodologia explícita deveria tirar vantagem da escalabilidade de arquiteturas computacionais novas.

### **11.2 Metodologia**

A metodologia propõe a avaliação da escalabilidade um modelo integrado representando múltiplos reservatórios, aplicável à abordagem explícita.

No primeiro passo da metodologia uma estratégia de produção disponível na metodologia desacoplada (modelos de reservatório separados) passa por um processo de amalgamento, conforme descrito na metodologia proposta de Hohendorff Filho (2014), gerando um modelo com malha única.

O segundo passo é rodar a mesma estratégia de produção através da metodologia explícita, considerando os reservatórios em modelos de simulação separados.

Por fim, uma comparação de tempos para as formas de integração e respectivos modelos integrados é realizada para verificar o efeito da escalabilidade para o modelo escolhido.

### **11.3 Aplicação**

Um estudo de escalabilidade foi feito, utilizando dados de aplicação no Item 10.6.3. A estratégia de produção final da Otimização C (desacoplado separado) sofreu um processo de amalgamento gerando um modelo único (desacoplado amalgamado). Este processo é um processo bastante trabalhoso, sendo dependente de características dos modelos a serem

amalgamados, tais como tipo e tamanho de malhas de reservatório empregadas, modelos de fluidos empregados, opções de gerenciamento de campo, entre outras. No caso apresentado, nem todas as considerações dos modelos foram atendidas (ex.: tratamento da permeabilidade relativa trifásica), o que pode interferir no descolamento dos fluidos em um dos reservatórios.

A mesma estratégia também foi rodada através da metodologia explícita (integrado explícito) para permitir a avaliação da escalabilidade da metodologia explícita.

#### 11.4 Resultados e Discussão

A Tabela 11-1 apresenta uma comparação de tempos para as formas de integração e respectivos modelos integrados com restrição de WHP nos poços produtores e BHP nos poços injetores. Todos os modelos apresentaram curvas de produção e injeção similares.

Na integração explícita ocorre uma decomposição de domínio natural entre reservatórios e sistema de produção. O reservatório é processado separadamente do sistema de produção e a junção entre os sistemas é feita através do modelo de poço. Isto permite que modelos de reservatório distintos sejam processados em computadores distintos (com respectivos processadores e memória compartilhada) através da distribuição de tarefas simultâneas de simulação. Esta característica é bastante interessante em casos com múltiplos reservatórios.

**Tabela 11-1 - Comparação de tempos para as formas de integração e respectivos modelos integrados para avaliação de escalabilidade.**

<b>Método Integração</b>	<b>Tempo Sim. Reservatórios (s)</b>	<b>Tempo Sim. Sistema de Produção (s)</b>	<b>Tempo Total (s)</b>
Desacoplado Separado	767	81	849
Desacoplado Amalgamado	1.422	81	1.503
Integrado Explícito	1.679	20	1.699

Para a simulação de múltiplos reservatórios em modelos separados, o amalgamento destes modelos também é uma solução para garantir o correto compartilhamento das instalações de superfície, mas pode se tornar um problema bastante complexo e demorado, inviável para a simulação integrada com incertezas de reservatório.

Modelos amalgamados apresentam consumo de tempo superior aos modelos separados, levando-se em conta os tempos de montagem e inicialização do modelo amalgamado ser maiores. Neste estudo, o tempo de amalgamento dos modelos não é considerado no tempo total. Adotando como aproximação a relação fornecida por Bento (2010), o tempo de simulação conjunta de 2 modelos de reservatório é o dobro da simulação em separado.

Tomando os dados de tempo do Item 11.6.3, o tempo unitário total das simulações separadas (Otimização C com Abordagem 1) é 885s. O dobro desse valor é 1.770s, que é similar ao tempo total da abordagem explícita com simuladores separados (Otimização D com Abordagem 3) de 1.774s. Este número indicaria a desvantagem de fazer o amalgamento dos modelos deste estudo, que consumiria um tempo maior (pela própria preparação de um único modelo) e sem o aproveitamento da capacidade total da plataforma.

Neste estudo, o tempo de simulação de reservatório do modelo amalgamado rodado de forma desacoplada consumiu aproximadamente o dobro do tempo de simulação dos modelos separados rodados de forma desacoplada. O tempo de simulação de reservatório do modelo amalgamado rodado de forma desacoplada consumiu aproximadamente 85% do tempo de simulação dos modelos separados rodados de forma explícita. Mas no tempo total gasto pelas otimizações hierárquicas, não se justifica utilizar um modelo amalgamado.

Verificou-se que a simulação de reservatórios de maior complexidade é quem determina o avanço da simulação integrada. Em rodadas onde é possível determinar o número de processadores por simulação, seria vantajoso deslocar mais processadores para simulações mais lentas.

Deste modo, pode-se confirmar a escalabilidade natural da metodologia explícita. Para outros cenários, esta vantagem pode ser maior. Por exemplo, caso o modelo de fluido (*Black-oil* ou composicional) seja diferente entre os modelos, o amalgamento não se mostraria vantajoso ao obrigar o modelo com fluido de menor fidelidade a adotar uma formulação mais rigorosa de forma desnecessária e a integração explícita seria mais adequada.

Houve um pequeno ganho relacionado ao tempo de simulação do modelo do sistema de produção, relacionado com a pequena quantidade de poços integrados ao reservatório.

A metodologia explícita também elimina a necessidade de otimizar rateio entre reservatórios por conta de restrições de grupo, como feito na simulação separada. Baseado nos números apresentados, qualquer processo de otimização de rateio pode comprometer o tempo total demandado em uma otimização de produção de múltiplos reservatórios.

Na questão escalabilidade, a metodologia explícita apresenta uma tendência natural de distribuição de tarefas de simulação simultâneas. Esta característica é muito interessante para a simulação de múltiplos reservatórios, que tem apelo maior que o amalgamento dos modelos em um único modelo de simulação.

## 12 CONCLUSÕES E RECOMENDAÇÕES

Este capítulo contém as conclusões gerais e recomendações para futuros trabalhos, descrevendo as conclusões dentro do contexto de previsão de produção e tomada de decisão baseada em otimização de modelos sobre a avaliação da necessidade de integração entre reservatórios e sistemas de produção para uma determinada estratégia de produção, os aprimoramentos da integração explícita, da metodologia de otimização assistida desenvolvida por Gaspar *et. al.*, (2016) e da metodologia de Gramorelli *et. al.* (2018) para gerenciamento de campos com múltiplos reservatórios.

Por fim é apresentada uma análise geral do impacto da integração na otimização da estratégia de produção para o desenvolvimento da produção aplicando a metodologia de 12 etapas (Schiozer *et. al.*, 2019).

### 12.1 Metodologia de Avaliação de Necessidade de Integração

Neste trabalho foi proposto o desenvolvimento de uma metodologia para avaliar a necessidade de integração para uma determinada estratégia de produção, que utiliza as respostas dos modelos de reservatório e de sistema de produção de forma não integrada. Para casos comuns de produção marítima de petróleo, como reservatórios com poços satélites, a metodologia indicou que a integração não era importante para a previsão da produção, mesmo em casos onde sistemas de coleta e poço, ou a própria instalação de superfície é a principal restrição do sistema, obtendo a mesma resposta do modelo não integrado para a estratégia de produção avaliada.

Para o caso de múltiplos reservatórios compartilhando uma ou mais plataformas, a integração na instalação de superfície seria necessária para um correto aproveitamento da capacidade da plataforma. Na estratégia de produção compartilhada avaliada, a integração dos sistemas de coleta e poço não seria necessária.

Para sistemas submarinos complexos, como a tecnologia de separação submarina, a integração com o sistema de produção acaba sendo mandatória pela própria formulação do problema (baseada em balanço de massa do modelo completo). Isto foi verificado em uma estratégia de produção com separação submarina óleo-água.

Foi possível avaliar quantitativamente a necessidade de integração entre reservatórios e sistemas de produção com a metodologia de avaliação baseada na comparação de BHP de simulações não integradas. Mesmo carecendo de mais estudos, a metodologia pode servir como

indicador para aplicação de acoplamento em sistemas integrados em estratégias de produção selecionadas, não tirando, contudo, a importância da robustez de resposta que a integração fornece.

## 12.2 Metodologias para Aprimoramento da Integração Explícita

Todas as metodologias propostas trouxeram benefícios a serem utilizados nas aplicações da tese, mostrando vantagens no uso da metodologia de integração explícita, além do que foi reportado na literatura consultada, acelerando o tempo do estudo e a tomada de decisão, e mantendo a qualidade dos resultados.

O uso de uma estrutura (*framework*) para modelagem integrada auxiliou na montagem dos casos integrados. A estrutura computacional adotada no trabalho simplificou bastante o processo de otimização integrada, por facilitar a geração da entrada de dados para simuladores de referência, o que acabou reduzindo consideravelmente o tempo de obtenção dos resultados.

A metodologia proposta para balanceamento de rede para acoplamento explícito permitiu a integração entre diferentes simuladores simplificando a convergência do modelo completo, de modo mais efetivo. As curvas de previsão de produção do campo e poços foram idênticas nos casos estudados, indicando o adequado gerenciamento de poços e balanceamento de rede da integração, sem a necessidade de obter convergência do sistema completo, conforme adotado na metodologia implícita.

Verificou-se a necessidade de métodos de correção da IPR para minimização da oscilação presente na integração explícita. A metodologia proposta para estabilidade da resposta através da correção de curvas de IPR, contribuição inovadora do autor utilizando dados disponíveis no simulador, garantiu a qualidade da modelagem explícita utilizando dados disponíveis na interface do simulador de reservatórios. É apresentada uma formulação analítica para embasar esta metodologia.

A metodologia de *proxy*, desenvolvida para aumentar o desempenho da integração do reservatório com o sistema de produção, foi eficiente em termos de tempo computacional. Foi possível acelerar significativamente a integração explícita entre simuladores de reservatório e sistema de produção utilizando um modelo *proxy*. Este modelo, descrito como regressão linear multidimensional segmentada, representou adequadamente o comportamento do sistema de produção comparativamente a um caso com integração direta reservatório e sistema de produção.

Na questão escalabilidade, a metodologia explícita apresenta uma tendência natural de distribuição de tarefas de simulação simultâneas, especialmente para múltiplos reservatórios compartilhando instalações de superfície. O amalgamento, que é a opção padrão para junção de modelos de múltiplos reservatórios, não se mostrou vantajoso na junção de dois modelos de reservatório de referência, obtendo um tempo de simulação similar (sem considerar a dificuldade de efetuar o amalgamento de modelos distintos).

### **12.3 Aprimoramento da Metodologia de Otimização para Integração**

Dentro do processo de otimização assistida aprimorado na tese, a integração entre sistemas de produção e reservatórios apresentou mudanças significativas na previsão de produção, na estratégia de produção e na função-objetivo VPL (Valor Presente Líquido) do projeto final dos casos estudados, indicando como importante sua incorporação na tomada de decisão de desenvolvimento da produção.

Foi possível formular uma metodologia de otimização assistida onde todas as variáveis importantes para a otimização do projeto de desenvolvimento da produção envolvendo reservatórios e sistema de produção, como número e posição dos poços, cronograma de abertura de poços, critérios de fechamento de poços, limites de vazões da plataforma, posição da plataforma e características geométricas das tubulações (diâmetros) e método de elevação artificial por *gas-lift*, foram adequadamente contempladas de forma hierárquica, tendo impacto na função-objetivo VPL. Com o acréscimo das variáveis do sistema de produção, o processo decisório cresce no número de opções e uma metodologia que avalie estas opções de maneira eficiente se faz necessário, visto ser uma etapa chave para a tomada de decisão.

A comparação cruzada dos valores de VPL nos casos de aplicação mostrou que os valores obtidos nas rodadas integradas e otimizadas para reservatórios separados e múltiplos reservatórios compartilhando instalações de superfície foram diferentes aos obtidos nos casos otimizados não integrados, mas integrados posteriormente para permitir a correta comparação. Desta maneira, não seria necessário um processo de otimização integrado em todas as etapas. Esta diferença também ocorreu para índices de desempenho dos reservatórios, com impacto direto em decisões de projetos de desenvolvimento de campos em companhias de petróleo.

Assim também foi demonstrado que a integração entre reservatório e sistemas de produção é importante em casos comuns da indústria do petróleo para a obtenção da estratégia mais vantajosa através da otimização da função-objetivo.

A simplificação do sistema de produção por condições de fundo de poço nem sempre é suficiente para representá-lo em uma estratégia de produção ótima, mesmo com a indicação de não necessidade pela metodologia de avaliação anteriormente proposta.

#### **12.4 Aprimoramento da Metodologia para Gerenciamento Integrado de Múltiplos Reservatórios**

No estudo sobre gerenciamento integrado, ocorreu um impacto relevante da escolha da estratégia de otimização das variáveis de gerenciamento de poços no projeto de desenvolvimento do campo com múltiplos reservatórios devido à aplicação de diferentes metodologias de gerenciamento de poços.

Esta escolha pode ser feita mudando as rotinas de gerenciamento de poços para os casos estudados. Tais rotinas de gerenciamento são desenvolvidas para efetuar a priorização de poços em sistemas restritos e são configuradas com valores julgados adequados para o aumento das vazões do fluido de maior valor econômico através de metodologias padronizadas nos simuladores de reservatório comerciais. Neste estudo, contudo, estas metodologias não pareceram ser adequadas para o caso estudado.

Uma modificação proposta nesta tese em uma destas rotinas de gerenciamento para considerar um novo ponderador que representaria pesos diferenciados para cada reservatório de forma a considerar suas correntes de fluidos diferentes aumentou significativamente o fator de recuperação do campo e o VPL do projeto, priorizando os poços na instalação de produção restrita por gás de forma mais adequada.

A metodologia de integração desacoplada não conseguiu otimizar de forma adequada a capacidade da plataforma, sendo a simulação separada em cotas (única possível para a abordagem desacoplada) não adequada para a melhor tomada de decisão neste caso de aplicação. Este resultado valida a necessidade da integração na plataforma através de metodologias de integração que não a desacoplada neste cenário.

#### **12.5 Aplicação da Integração na Metodologia de 12 Etapas**

A integração entre sistemas de produção e reservatórios apresentou mudanças na estratégia de produção, previsão de produção e no VPL do projeto nos casos de aplicação estudados, o que torna importante sua incorporação em processos de otimização na tomada de decisão.

A metodologia assistida de otimização hierárquica proposta foi eficiente para obter boas tomadas de decisão, visto que a comparação entre as alternativas de otimização mostra similaridade nas estratégias finais e resultados técnico-econômicos. Em sua aplicação, onde a

integração entre sistemas de produção e reservatórios ocorre em uma determinada etapa da metodologia e após esta otimização de variáveis do sistema de produção, apresentou uma diferença pequena no VPL do projeto e na previsão do campo de estudo com múltiplos reservatórios, com resultados similares na estratégia de produção, se comparado aos mesmos resultados obtidos pela metodologia assistida de otimização integrada desde o início do processo de otimização.

Estes resultados também sugerem que a integração poderia ser feita em um passo intermediário, permitindo a otimização de variáveis não relacionadas ao sistema de produção nas etapas 6 a 10, e validando a opção de integração e otimização de variáveis relacionadas ao sistema de produção na etapa 11 da metodologia de 12 etapas usada como base para este trabalho.

Os resultados mostram que o ganho em tempo computacional é expressivo, o que acelera o tempo de tomada de decisão em projetos de desenvolvimento da produção.

Em casos onde a metodologia de avaliação da necessidade de integração indicar a necessidade de integração, a otimização de variáveis não relacionadas ao sistema de produção deveria ser incluída nas etapas 6 a 10.

### **Recomendações para Trabalhos Futuros**

Como recomendações para trabalhos futuros para continuar esta pesquisa, e que estão fora do escopo desta tese são apresentados abaixo, e seriam de grande contribuição para este campo de pesquisa.

- Aprimoramento da metodologia de avaliação da necessidade de integração, procurando explorar como outras variáveis afetam na indicação de integração, melhorando sua qualidade de identificação da necessidade e permitir a generalização do índice SP/RES para estratégias de produção similares;
- A avaliação da integração entre reservatórios e sistemas de produção complexos (ex: sistemas submarinos de separação) dentro do contexto de tomada de decisão através de otimização da estratégia de produção no momento de desenvolvimento da produção, avaliando seu impacto na metodologia de 12 etapas;
- Como o posicionamento dos poços continua uma variável de decisão de projeto fundamental no processo de otimização, consumindo muitas simulações para avaliação da função-objetivo, desenvolver uma metodologia para acelerar o passo de otimização do posicionamento dos poços para modelos integrados;

- Avaliação do impacto da otimização da produção em modelos integrados no contexto de incertezas de reservatórios e sistemas de produção;

## REFERÊNCIAS

- ABELLAN, A., NOETINGER, B. Optimizing Subsurface Field Data Acquisition Using Information Theory. **Mathematical Geosciences**, v. 42(6), pp. 603-630. 2010. [doi.org/10.1007/s11004-010-9285-6t](https://doi.org/10.1007/s11004-010-9285-6t)
- AL JUMAH, A., LALJI, F., JOHAN, J., HINDAWI, K., AL-IBRAHEEMI, A. T., TAHIR ABED, B. **Evolution Of An Integrated Production System Model (IPSM) In A Greenfield Oil Environment**. SPE-177793-MS. Abu Dhabi International Petroleum Exhibition and Conference. Abu Dhabi, UAE: Society of Petroleum Engineers. 2015. [doi.org/10.2118/177793-MS](https://doi.org/10.2118/177793-MS)
- 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.
- BARROUX, C. C., Duchet-Suchaux, P., Samier, P., Nabil, R. **Linking Reservoir and Surface Simulator: How to Improve the Coupled Solutions**. SPE-65159-MS. SPE European Petroleum Conference. Paris, França: Society of Petroleum Engineers. 2000. [doi.org/10.2118/65159-MS](https://doi.org/10.2118/65159-MS)
- BEGGS, H. D., BRILL, J. P. **Two-Phase Flow in Pipes**. 6 ed., 1991.
- BENTO, D. F. **Influência de Restrições de Produção na Definição da Estratégia de Exploração de Campos de Petróleo**. 2010. 206 p. Dissertação (Mestrado) - Faculdade de Engenharia Mecânica, Universidade Estadual de Campinas, Campinas.
- BISWAS, D. **Assisted History Matching for Surface Coupled Gas Reservoir Simulation**. SPE-101233-MS. SPE Asia Pacific Oil & Gas Conference and Exhibition. Adelaide, Austrália: Society of Petroleum Engineers. 2006. [doi.org/10.2118/101233-MS](https://doi.org/10.2118/101233-MS)
- BOUZARKOUNA, Z., DING, D. Y., AUGER, A. Partially Separated Metamodels With Evolution Strategies for Well-Placement Optimization. **SPE Journal**, v. 18(06), pp. 1003-1011. 2013. [doi.org/10.2118/143292-pa](https://doi.org/10.2118/143292-pa)
- BREAUX, E. J. , MONROE, S. A., BLANK, L. S., YARBERRY, D. W., AL-UMRAN, S. A. Application of a Reservoir Simulator Interfaced With a Surface Facility Network: A Case History. **SPE Journal**, v. 25, n.3, Junho 1985. [doi.org/10.2118/11479-PA](https://doi.org/10.2118/11479-PA)
- CAO, H., SAMIER, P., KALUNGA, H.M., DETIGE, E., OBI, E. **A Fully Coupled Network Model, Practical Issues and Comprehensive Comparison with Other Integrated Models on Field Cases**. SPE-173251-MS. SPE Reservoir Simulation Symposium. Texas, USA : Society of Petroleum Engineers. 2015. [doi.org/SPE-173251-MS](https://doi.org/SPE-173251-MS)
- CAMPONOGARA, E., NAKASHIMA, P. H. R. Optimal Allocation of Lift-Gas Rates Under Multiple Facility Constraints: A Mixed Integer Linear Programming Approach. **Journal of Energy Resources and Technology**, v. 128, n.4, pp. 280-289. Fevereiro, 2006. [doi.org/10.1115/1.2358143](https://doi.org/10.1115/1.2358143)

CAMPOS, S. R. V., TEIXEIRA, A. F., VIEIRA, L. F., SUNJERGA, S. **Urucu Field Integrated Production Model**. SPE-128742-MS. SPE Energy Conference and Exhibition. Utrecht, Holanda: Society of Petroleum Engineers. 2010. [doi.org/10.2118/128742-MS](https://doi.org/10.2118/128742-MS)

CAMPOZANA, F. P., DOS SANTOS, R. L., MADEIRA, M. G., SOUSA, S. H. G., SPINOLA, M. (2008). **Optimization of Surface Network and Platform Location using a Next Generation Reservoir Simulator Coupled with an Integrated Asset Optimizer - An Application to an Offshore Deep Water Oil Field in Brazil**. International Petroleum Technology Conference. Kuala Lumpur, Malaysia. 2008. [doi.org/10.2523/iptc-12500-ms](https://doi.org/10.2523/iptc-12500-ms)

CHENG, B., LI, Q., WANG, J., WANG, Q. **Virtual Subsea Flow Metering Technology for Gas Condensate Fields and its Application in Offshore China**. OMAE2018-77120. International Conference on Offshore Mechanics and Arctic Engineering. Madri, Espanha: ASME. 2018. [doi.org/10.1115/OMAE2018-77120](https://doi.org/10.1115/OMAE2018-77120)

CLARA, C., SHERIEF, M., CHONG, T. S., ABDU, M. Stacked Reservoirs Development Optimization Based on a Fully Implicit Surface-Subsurface Nexus Modelling - A Case Study from the UAE. SPE166050. SPE Reservoir Characterization and Simulation Conference and Exhibition, Abu Dhabi, EAU, 2013. [doi.org/10.2118/166050-MS](https://doi.org/10.2118/166050-MS)

CMG. **IMEX Advanced Oil/Gas Reservoir Simulator Version 2014 User's Guide**. Calgary: Computer Modelling Group Ltd., 2014.

CMG. **IMEX Advanced Oil/Gas Reservoir Simulator Version 2016 User's Guide**. Calgary: Computer Modelling Group Ltd., 2016.

CMG. **GEM Compositional and Unconventional Simulator Version 2018 User's Guide**. Calgary: Computer Modelling Group Ltd., 2018.

COATS, B. K., FLEMING, G. C., WATTS, J. W., RAME, M., SHIRALKAR, G. S. A Generalized Wellbore and Surface Facility Model, Fully Coupled to a Reservoir Simulator. **SPE Reservoir Evaluation & Engineering**, v. 7, n.2, Abril 2004. [doi.org/10.2118/87913-PA](https://doi.org/10.2118/87913-PA)

CORAL. Versão 1.0. [S. l.]: Universidade Estadual de Campinas, 2016. 1 CD.

CORDOVIL, A. G. P., SCHIOZER, D. J., RIBEIRO, C. M. **Distributed Parallel Computing Applied to Numerical Simulation of Petroleum Reservoirs**. Second Meeting on Reservoir Simulation. Buenos Aires, Argentina. 2002.

CORREIA, M. G., HOHENDORFF FILHO, J. C. V., GASPAR, A. T. F. S., SCHIOZER, D. J. **UNISIM-II-D: Benchmark Case Proposal Based on a Carbonate Reservoir**. SPE- 177140-MS. SPE LACPEC. Quito, Equator: Society of Petroleum Engineers. 2015. [doi.org/10.2118/177140-MS](https://doi.org/10.2118/177140-MS)

COTRIM, H. A., HOHENDORFF FILHO, J. C. V., SCHIOZER, D. J. **Production Optimization Considering Interaction Between Reservoirs and Constrained Surface Facilities**. SPE-148834-MS. SPE RCSC. Abu Dhabi, Emirados Árabes Unidos: Society of Petroleum Engineers. 2011. [doi.org/10.2118/148334-ms](https://doi.org/10.2118/148334-ms)

DENNIS, D. Pros and Cons of Applying a Proxy Model as a Substitute for Full Reservoir Simulations. **Journal of Petroleum Technology**, v. 62, n.7, pp. 41-42. Julho, 2010. [doi.org/10.2118/0710-0041-JPT](https://doi.org/10.2118/0710-0041-JPT)

DOBBS, W., BROWNING, B., KILLOUGH, J., KUMAR, A. **Coupled Surface/Subsurface Simulation of an Offshore K2 Field**. SPE-145070-MS. SPE Reservoir Characterisation and Simulation Conference and Exhibition. Abu Dhabi, UAE: Society of Petroleum Engineers. 2011. [doi.org/10.2118/145070-MS](https://doi.org/10.2118/145070-MS)

ERTEKIN, T., ABOU-HASSEM, J. H., KING, G. R. **Basic Applied Reservoir Simulation**. SPE Textbook Series. Richardson: Society of Petroleum Engineers, 2001.

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

FANG, W. Y., LO, K. K. **A Generalized Well Management Scheme for Reservoir Simulation**. SPE 29124. Reservoir Simulation Symposium. Texas. EUA: Society of Petroleum Engineers. 1995. [doi.org/10.2118/29124-PA](https://doi.org/10.2118/29124-PA)

FERIA, C. C. **Integrated Production Modeling: Advanced, But Not Always Better**. SPE-138888-MS. SPE Latin American and Caribbean Petroleum Engineering Conference. Lima, Peru: Society of Petroleum Engineers. 2010. [doi.org/10.2118/138888-MS](https://doi.org/10.2118/138888-MS)

FONSECA, L. A., ARAÚJO, E. R. Simultaneous Optimization of Well Locations and Control Rates under Geological Uncertainty. **International Journal of Modeling and Simulation for the Petroleum Industry** (Impresso), v. 9, pp. 1-7t. 2016

FRAGA, C. T. C., PINTO, A. C.C., BRANCO, C. C. M., PIZARRO, J. O.S., PAULO, C. A. S. **Brazilian Pre-Salt: An Impressive Journey from Plans and Challenges to Concrete Results**. Offshore Technology Conference. Rio de Janeiro. Brasil. 2015. [doi.org/10.4043/25710-MS](https://doi.org/10.4043/25710-MS)

GASPAR, A. T. F. S., BARRETO, C. E. A. G., MUNOZ MAZO, E. O., SCHIOZER, D. J. **Application of Assisted Optimization to Aid Oil Exploitation Strategy Selection for Offshore Fields**. SPE-169464-MS. SPE LACPEC. Maracaibo, Venezuela: Society of Petroleum Engineers. 2014. [doi.org/10.2118/169464-MS](https://doi.org/10.2118/169464-MS)

GASPAR, A. T. F. S., AVANSI, G. D., SANTOS, A. A. S., HOHENDORFF FILHO, J. C. V., SCHIOZER, D. J. UNISIM-I-D: Benchmark Studies for Oil Field Development and Production Strategy Selection, **International Journal of Modeling and Simulation for the Petroleum Industry**, v. 9, pp. 47-55, Abril, 2015.

GASPAR, A. T. F. S., BARRETO, C. E. A. G., SCHIOZER, D. J. Assisted Process for Design Optimization of Oil Exploitation Strategy", **Journal of Petroleum Science and Engineering**, v. 146, pp. 473-488, Outubro, 2016. [doi.org/10.1016/j.petrol.2016.05.042](https://doi.org/10.1016/j.petrol.2016.05.042)

GHORAYEB, K., HOLMES, H., TORRENS, R. BALRAJ, G. **A general Purpose Controlles for Coupling Multiple Reservoir Simulations and Surface Facility Networks**. SPE-79702-MS. Reservoir Symposium Simulation. Houston, EUA: Society of Petroleum Engineers. 2003. [doi.org/10.2118/79702-MS](https://doi.org/10.2118/79702-MS)

GRAMORELLI, F., HOHENDORFF FILHO, J. C. V., SCHIOZER, D. J. **Gerenciamento Integrado de Múltiplos Reservatórios Sujeitos a Restrições Operacionais e de Escoamento**. IBP1423\_18. Rio Oil & Gas Conference. Rio de Janeiro, Brasil: IPB. 2018.

GURJAO, K. G. R., GILDIN, E., HOHENDORFF FILHO, J. C. V., SCHIOZER, D. J. **Oscillation Mitigation In Subsurface And Surface Couplings Using PID Controllers**. ECMOR. Barcelona, Espanha. 2018. [doi.org/10.3997/2214-4609.201802248](https://doi.org/10.3997/2214-4609.201802248)

GÜYAGÜLER, B., ZAPATA, V. J., CAO, H., STAMATI, H. F., HOLES, J. A. Near-Well Subdomain Simulations for Accurate Inflow Performance Relationship Calculation to Improve Stability of Reservoir-Network Coupling. **SPE Reservoir Evaluation & Engineering**, v. 14, n.5, pp. 634-643. 2011. [doi.org/10.2118/141207-PA](https://doi.org/10.2118/141207-PA)

HAUGEN, E. D., HOLMES, J. A., SELVIG, A. **Simulation of Independent Reservoirs Coupled by Global Production and Injection Constraints**. SPE-29106-MS. SPE Reservoir Simulation Symposium. San Antonio, EUA: Society of Petroleum Engineers. 1995. [doi.org/10.2118/29106-MS](https://doi.org/10.2118/29106-MS)

HAYDER, M.E., PUTRA, S.A., SHAMMARI, A.T. **Coupled Facility and Reservoir Simulations to Optimize Strategies for a Mature Field**. SPE-147994-MS. SPE Reservoir Characterization and Simulation Conference and Exhibition, Abu Dhabi, UAE: Society of Petroleum Engineers. 2006. [doi.org/10.2118/147994-MS](https://doi.org/10.2118/147994-MS)

HEPGULER, G., BARUA, S., BARD, W. Integration of a Field Surface and Production with a Reservoir Simulator. **SPE Computer Applications**, v.9, n. 3, pp. 88-92. Maio, 1997. [doi.org/10.2118/38937-PA](https://doi.org/10.2118/38937-PA)

HIEBERT, A. D., KHOSHBARCHI, M., SAMMON, P.H., ALVES, I. N., RODRIGUES, J., BELIEN, A. J., HOWELL, B., SAAF, F. E., VALVATNE, P. **An Advanced Framework for Simulating Connected Reservoirs, Wells and Production Facilities**. SPE-141012-MS. SPE Reservoir Simulation Symposium .Texas, EUA: Society of Petroleum Engineers. 2011. [doi.org/10.2118/141012-ms](https://doi.org/10.2118/141012-ms)

HOHENDORFF FILHO, J. C. V. **Avaliação do Acoplamento Explícito entre Simulação de Reservatórios e Sistemas de Produção**. , 2012. 143 p. Dissertação (Mestrado) - Faculdade de Engenharia Mecânica, Universidade Estadual de Campinas, Campinas.

HOHENDORFF FILHO, J. C. V. Metodologia de integração entre modelos distintos de simulação de reservatórios. **UNISIM ON LINE**, n. 77. Disponível em: [https://www.unisim.cepetro.unicamp.br/online/UNISIM\\_ON\\_LINE\\_N77.PDF](https://www.unisim.cepetro.unicamp.br/online/UNISIM_ON_LINE_N77.PDF). Janeiro de 2014.

HOHENDORFF FILHO, J. C. V., MASCHIO, C., SCHIOZER, D. J. Production Strategy Optimization Based on Iterative Discrete Latin Hypercube, **Journal of the Brazilian Society of Mechanical Sciences and Engineering**, v. 38, pp. 2473–2480, Dezembro, 2016. [doi.org/10.1007/s40430-016-0511-0](https://doi.org/10.1007/s40430-016-0511-0)

KHANDAN, M. A., DELKHOSH, M. Evaluating and generalization of Methods of Cyclic Coordinate, Hooke-Jeeves, and Rosenbrock. **Computacional Research**. v.2, n.3, pp. 31-43, 2014. [doi.org/10.13189/cr.2014.020301](https://doi.org/10.13189/cr.2014.020301)

KOSMALA, A., AANONSEN, S. I., GAJRAJ, A., BIRAN, V., BRUSDAL, K., STOKKENES, A., TORRENS, R. **Coupling of a Surface Network With Reservoir Simulation**. SPE-84220-MS. SPE Annual Technical Conference and Exhibition. Colorado, EUA: Society of Petroleum Engineers. 2003. [doi.org/10.2118/84220-ms](https://doi.org/10.2118/84220-ms)

LIANG, J., RUBIN, B. **A Semi-Implicit Approach for Integrated Reservoir and Surface-Network Simulation**. SPE-163615-MS. SPE Reservoir Evaluation and Engineering. Texas, EUA: Society of Petroleum Engineers. 2014. [doi.org/10.2118/163615-PA](https://doi.org/10.2118/163615-PA)

MAGALHÃES, T. C. B. D. **Influência de Restrições Operacionais na Definição das Estratégias de Produção**. 2005. 143 p. Dissertação (Mestrado) - Faculdade de Engenharia Mecânica e Instituto de Geociências. Universidade Estadual de Campinas, Campinas.

MAMGHADERI, A., BASTAMI, A., POURAFSHARY, P. Optimization of Waterflooding Performance in a Layered Reservoir Using a Combination of Capacitance-Resistive Model and Genetic Algorithm Method, **Journal of Energy Resources and Technology**, v.135, n.1, Março, 2013. [doi.org/10.1115/1.4007767](https://doi.org/10.1115/1.4007767)

MENDES, J. R. P., MIURA, K., ARTURO, N. V. C., BORDALO, S. N., MOROOKA, C. K. Estudo de Desempenho de Poços de Petróleo: uma proposta de um novo índice de desempenho. **Boletim Técnico da Produção de Petróleo**, v. 3, p. 369-384, 2008.

MERO. Versão 7.2.0. [S. l.]: Universidade Estadual de Campinas, 2016. 1 DC.

MIDDYA, U., DOGRU, A. H. **Computation of Average Well Drainage Pressure for a Parallel Reservoir Simulator**. SPE-120816-MS. SPE Saudia Arabia Section Technical Symposium. Al-Khobar, Saudi Arabia: Society of Petroleum Engineers. 2008. [doi.org/10.2118/120816-MS](https://doi.org/10.2118/120816-MS)

MOHAGHEGH, S. D., ABDULLA, F. A. S. **Production Management Decision Analysis Using AI-Based Proxy Modeling of Reservoir Simulations – A Look-Back Case Study**. SPE-170664-MS. SPE Annual Technical Conference and Exhibition. Amsterdam, Holanda: Society of Petroleum Engineers. 2014. [doi.org/10.2118/170664-MS](https://doi.org/10.2118/170664-MS)

NWAKILE, M. M., SCHULZE-RIEGERT, R., TRICK, M. D., **Gas Field Production System Optimization using Coupled Reservoir - Network Simulator and Optimization Framework**. SPE-150770-MS. SPE Nigeria Annual International Conference and Exhibition. Abuja, Nigeria: Society of Petroleum Engineers. 2011. [doi.org/10.2118/150770-MS](https://doi.org/10.2118/150770-MS)

OLIVEIRA, L. C. G. **Simulador para Rede Coletora Submarina de Produção**. 1989. 248 p. Dissertação (Mestrado) - Faculdade de Engenharia, Departamento de Engenharia Mecânica, Universidade Estadual de Campinas, Campinas.

PATHAK, V., PALASCHAK, C., MARTINEZ, O., HUDSON, J., ITA, J., SAAF, F., COTRIM, H., SEGUNDO, J. **Solving the Challenges of Short and Long-Term Production Forecasting and Uncertainty Using a Fully-Coupled Implicit Integrated Production Modelling System**. SPE-181427-MS. SPE Annual Technical Conference and Exhibition. Dubai, UAE: Society of Petroleum Engineers. 2016. [doi.org/10.2118/181427-MS](https://doi.org/10.2118/181427-MS)

PIRANEQUE, O. J. P., HOHENDORFF FILHO, J. C. V., SCHIOZER, D. J. **Use of Subsea Technologies for Produced Water Management in Mature Offshore Fields Using**

**Integrated Asset Modeling.** ECMOR XVI. Barcelona, Espanha. 2018. [doi.org/10.3997/2214-4609.201802147](https://doi.org/10.3997/2214-4609.201802147)

PRESS, W. H., TEUKOLSKY, S. A., VETTERING, W. T., FLANNERY, B. P. **Numerical Recipes in C: The Art of Scientific Computing (2nd edn).** Cambridge University Press. p 381-382. 2003.

RAHMAWATI, S. D., WHITSON, C. H., FOSS, B., KUNTADI, A. Integrated field operation and optimization. **Journal of Petroleum Science and Engineering**, 81, 161-170, 2012. [doi.org/10.1016/j.petrol.2011.12.027](https://doi.org/10.1016/j.petrol.2011.12.027)

RIBEIRO, J., BARBOSA NETO, A. M., BANNWART, A. C. **Análise integrada entre reservatório e escoamento para um campo marítimo de elevada pressão.** In: 7º Congresso Brasileiro de P&D em Petróleo e Gás (PDPETRO), 2013, Aracaju, SE. 7º Congresso Brasileiro de P&D em Petróleo e Gás (PDPETRO), 2013. p. 8 p.

RIBEIRO, J., PAGOTTO, P. C. C., CHANG, P. L. K. C., BITTENCOURT, A. C., PINTO, A. C. C. **Generalized Compositional Mass Balance in Gas Processing Plants for Integration with Reservoir Simulators.** IPB1633\_16. Rio Oil & Gas Conference. Rio de Janeiro, Brasil: IPB. 2016.

ROTONDI, M., COMINELLI, A., DI GIORGIO, C., ROSSI, R., VIGNATI, E., CARAATI, B. **The Benefits of Integrated Asset Modeling: Lesson Learned from Field Cases.** SPE-113831-MS. Europec/EAGE Annual Conference and Exhibition. Roma, Italy: Society of Petroleum Engineers. 2008. [doi.org/10.2118/113831-ms](https://doi.org/10.2118/113831-ms)

SANTOS, A.A.S., GASPAR, A.T., HOHENDORFF FILHO, J.C.V., CORREIA, M.G., SANTOS, S.M.G., SCHIOZER, D.J. **Case Study for Field Development and Management - Selection of Production Strategy based on UNISIM-II.** Disponível em: <https://www.unisim.cepetro.unicamp.br/benchmarks/files/UNISIM-II-D.pdf>. June, 2018.

SAPUTELLI, L. A., RUDOLPH, S. R., EMBSER, J. T. **Integrated Production Model calibration applied to a Gulf of Mexico sub-sea field.** SPE-128137-MS. SPE Intelligent Energy Conference and Exhibition. Utrecht, Holanda: Society of Petroleum Engineers. 2010. [doi.org/10.2118/128137-MS](https://doi.org/10.2118/128137-MS)

SCHIOZER, D. J., AZIZ, K. **Use of Domain Decomposition for Simultaneous Simulation of Reservoir and Surface Facilities.** SPE-27876-MS. SPE Western Regional Meeting. Long Beach, EUA: Society of Petroleum Engineers. 1994. [doi.org/10.2118/27876-MS](https://doi.org/10.2118/27876-MS)

SCHIOZER, D. J., SANTOS, A. A. S., DRUMOND, P. S. **Integrated Model Based Decision Analysis in Twelve Steps Applied to Petroleum Fields Development and Management.** SPE 174370-MS. EUROPEC. Madri, Espanha: Society of Petroleum Engineers. 2015. [doi.org/10.2118/174370-ms](https://doi.org/10.2118/174370-ms)

SCHIOZER, D. J., SANTOS, A. A. S., SANTOS, S. M. G., HOHENDORFF FILHO, J. C. V. **Model-Based Decision Analysis Applied to Petroleum Field Development and Management.** **Oil & Gas Science and Technology**, v. 74, pp. 1-20, Maio, 2019. [doi.org/10.2516/ogst/2019019](https://doi.org/10.2516/ogst/2019019)

SHIELDS, A., TIHONOVA, S., STOTT, R., SAPUTELLI, L. A., HARIS, Z., VERDE, A. **Integrated Production Modelling for CSG Production Forecasting**. SPE-176881-MS. Abu Dhabi International Petroleum Exhibition and Conference. Abu Dhabi, UAE: Society of Petroleum Engineers. 2015. [doi.org/10.2118/176881-MS](https://doi.org/10.2118/176881-MS)

SILVA, T. L., CAMPONOGARA, E. A Computational Analysis of Multidimensional Piecewise-Linear Models with Applications to Oil Production Optimization. **European Journal of Operational Research**, v. 232, n. 3, pp. 630-642. Fevereiro 2014. [doi.org/10.1016/j.ejor.2013.07.040](https://doi.org/10.1016/j.ejor.2013.07.040)

STANDING, M.B., A Pressure-Volume-Temperature Correlation for Mixtures of California Oils and Gases, **Drilling and Production Practice**. API-47-275. 1947.

SU, S. J., PATACCHINI, L., MOHMED, F., FAROUK, M., OUZZANE, D., DRAOUI, E., AMOUDRUZ, P. **Coupling Production and Injection Systems with Multiple Reservoir Models: A Novel Method of Optimizing Development Strategies in a Mature Giant Oilfield**. SPE 183153-MS. International Petroleum Exhibition & Conference. Abu Dhabi, UAE: Society of Petroleum Engineers. 2016. [doi.org/10.2118/183153-MS](https://doi.org/10.2118/183153-MS)

TESAKER, Ø., OVERLAND, A. M., ARNESEN, D., ZANGL, G., AL-KINANI, A., TORRENS, R., BAILEY, W., COUET, RODRIQUEZ, N. **Breaking the Barriers-The Integrated Asset Model**. Society of Petroleum Engineers. SPE-112223-MS. SPE Intelligent Energy Conference and Exhibition. Amsterdam, Holanda. 2008. [doi.org/10.2118/112223-MS](https://doi.org/10.2118/112223-MS)

TILLERO, E., RINCÓN, J., NUÑEZ, H. **An Innovative Workflow for Appropriate Selection of Subsurface-Surface Model Integration Scheme Based on Petroleum Production System Nature, User Needs, and Integrated Simulation Performance**. SPE-169243-MS. SPE Latin America and Caribbean Petroleum Engineering Conference. Maracaibo, Venezuela: Society of Petroleum Engineers. 2014. [doi.org/10.2118/169243-MS](https://doi.org/10.2118/169243-MS)

VICTORINO, I.R.S., VON HOHENDORFF, J.C., CASTRO, M.S., SCHIOZER, D.J. **Sensitivity Analysis of Production System Parameters for Integrated Simulation of Reservoir-Production Systems**. IPB1159-16. Rio Oil & Gas. Expo and Conference. Rio de Janeiro, Brasil: IBP. 2016.

VICTORINO I.R.S., HOHENDORFF FILHO, J.C.V., CASTRO, M.S., SCHIOZER, D.J. Use of Proxy Model for a Production System in Integrated Simulations with Oil Reservoirs. Enviado para publicação em **Computational Geosciences**. 2021.

ZAPATA, V. J., BRUMMETT, W. M., OSBORNE, M. E., VAN NISPEN, D. J. Advances in Tightly Coupled Reservoir/Wellbore/Surface-Network Simulation. **SPE Reservoir Evaluation & Engineering**, v. 4, n.2, Abril 2001. [doi.org/10.2118/71120-PA](https://doi.org/10.2118/71120-PA)

ZUBAREV, D., I. **Pros and Cons of Applying Proxy-models as a Substitute for Full Reservoir Simulations**. SPE-124815-MS. SPE Annual Technical Conference and Exhibition. Louisiana, EUA: Society of Petroleum Engineers. 2009. [doi.org/10.2118/124815-MS](https://doi.org/10.2118/124815-MS)

## APÊNDICE A – FUNDAMENTAÇÃO TEÓRICA PARA CORREÇÃO DE IPR

De acordo com Ertekin *et. al.* (2001), a equação para o escoamento pouco compressível monofásico através de meio poroso incompressível para fluxo unidimensional tem a forma da Equação A.1:

$$\frac{\partial}{\partial x} \left( \beta_c \frac{A_x k_x}{\mu_l B_l} \frac{\partial p}{\partial x} \right) \Delta x + q_{lsc} = \frac{V_b \phi c_l}{\alpha_c B_l^o} \frac{\partial p}{\partial t} \quad \text{Equação A.1}$$

onde  $x$  é o comprimento,  $A$  é a área,  $k$  é a permeabilidade,  $\mu$  a viscosidade da fase,  $B$  é o fator-volume de formação,  $p$  é a pressão,  $q_{sc}$  é a vazão de escoamento,  $V_b$  é o volume total do bloco da malha,  $c$  é a compressibilidade,  $\phi$  é a porosidade,  $t$  é o tempo,  $\alpha_c$  é o fator de conversão de volume, e  $\beta_c$  é o fator de conversão de transmissibilidade. O subscrito  $l$  refere-se à Fase  $l$  (óleo ou água). O subscrito  $x$  refere-se à direção  $x$ .

A aproximação da diferença central para a derivada primeira para um ponto  $i$  da malha pode ser definida como a Equação A.2:

$$\frac{\partial}{\partial x} \left( \beta_c \frac{A_x k_x}{\mu_l B_l} \frac{\partial p}{\partial x} \right)_i \approx \frac{1}{\Delta x} \left[ \left( \beta_c \frac{A_x k_x}{\mu_l B_l} \frac{\partial p}{\partial x} \right)_{i+\frac{1}{2}} - \left( \beta_c \frac{A_x k_x}{\mu_l B_l} \frac{\partial p}{\partial x} \right)_{i-\frac{1}{2}} \right] \quad \text{Equação A.2}$$

Usando diferenças centrais para aproximar  $(dp/dx)_{i+\frac{1}{2}}$  e  $(dp/dx)_{i-\frac{1}{2}}$  chega-se as Equações A.3 e A.4:

$$\left( \frac{\partial p}{\partial x} \right)_{i+\frac{1}{2}} = \frac{p_{i+1} - p_i}{x_{i+1} - x_i} = \frac{p_{i+1} - p_i}{\Delta x_{i+\frac{1}{2}}} \quad \text{Equação A.3}$$

$$\left( \frac{\partial p}{\partial x} \right)_{i-\frac{1}{2}} = \frac{p_i - p_{i-1}}{x_i - x_{i-1}} = \frac{p_i - p_{i-1}}{\Delta x_{i-\frac{1}{2}}} \quad \text{Equação A.4}$$

Substituindo as Equações A.2, A.3 e A.4 em A.1, resultam na Equação A.5:

$$T_{lx_{i+\frac{1}{2}}} (p_{i+1} - p_i) - T_{lx_{i-\frac{1}{2}}} (p_i - p_{i-1}) + q_{lsc} = \left( \frac{V_b \phi c_l}{\alpha_c B_l^o} \right)_i \frac{\partial p}{\partial t} \quad \text{Equação A.5}$$

Os coeficientes  $T_{lx_{i+\frac{1}{2}}}$  e  $T_{lx_{i-\frac{1}{2}}}$  são relacionados às transmissibilidades do meio poroso e são definidos pelas Equações A.6 e A.7:

$$T_{lx_{i+\frac{1}{2}}} = \left( \beta_c \frac{A_x k_x}{\mu_l B_l} \frac{\partial p}{\partial x} \right)_{i+\frac{1}{2}} \quad \text{Equação A.6}$$

$$T_{l_{x_i-\frac{1}{2}}} = \left( \beta_c \frac{A_x k_x}{\mu_l B_l} \frac{\partial p}{\partial x} \right)_{i-\frac{1}{2}} \quad \text{Equação A.7}$$

A transmissibilidade de um meio poroso é considerada uma propriedade do meio poroso, com o fluido escoando através do meio (subscrito  $l$ ), a direção do escoamento (subscrito  $x$ ) e a posição no espaço (subscritos  $i+\frac{1}{2}$  e  $i-\frac{1}{2}$ ). A aproximação da diferença descendente com a derivada primeira no nível de tempo base  $t^n$  é definida em Eq. (8):

$$\frac{\partial p_i}{\partial t} = \frac{p_i^{n+1} - p_i^n}{\Delta t} \quad \text{Equação A.8}$$

Substituindo a Equação A.8 em A.5 no nível  $t^{n+1}$  em termos de transmissibilidades avaliadas em  $p^n$  resulta na Equação A.9:

$$T_{l_{x_{i+\frac{1}{2}}}}^n (p_{i+1}^{n+1} - p_i^{n+1}) - T_{l_{x_{i-\frac{1}{2}}}}^n (p_i^{n+1} - p_{i-1}^{n+1}) + q_{l_{sc_i}}^n = \left( \frac{V_b \phi c_l}{\alpha_c B_l^o \Delta t} \right)_i (p_i^{n+1} - p_i^n) \quad \text{Equação A.9}$$

Rearranjando a Equação A.9 resulta na Equação A.10:

$$T_{l_{x_{i+\frac{1}{2}}}}^n p_{i+1}^{n+1} - \left[ \left( \frac{V_b \phi c_l}{\alpha_c B_l^o \Delta t} \right)_i + T_{l_{x_{i+\frac{1}{2}}}}^n + T_{l_{x_{i-\frac{1}{2}}}}^n \right] p_i^{n+1} + T_{l_{x_{i-\frac{1}{2}}}}^n p_{i-1}^{n+1} = \\ - \left[ q_{l_{sc_i}}^n + \left( \frac{V_b \phi c_l}{\alpha_c B_l^o \Delta t} \right)_i p_i^n \right] \quad \text{Equação A.10}$$

Avaliando a Equação A.10 no nível  $t^{n+2}$  em termos de transmissibilidades avaliadas em  $p^{n+1}$  resulta na Equação A.11:

$$T_{l_{x_{i+\frac{1}{2}}}}^{n+1} p_{i+1}^{n+2} - \left[ \left( \frac{V_b \phi c_l}{\alpha_c B_l^o \Delta t} \right)_i + T_{l_{x_{i+\frac{1}{2}}}}^{n+1} + T_{l_{x_{i-\frac{1}{2}}}}^{n+1} \right] p_i^{n+2} + T_{l_{x_{i-\frac{1}{2}}}}^{n+1} p_{i-1}^{n+2} = \\ - \left[ q_{l_{sc_i}}^{n+1} + \left( \frac{V_b \phi c_l}{\alpha_c B_l^o \Delta t} \right)_i p_i^{n+1} \right] \quad \text{Equação A.11}$$

Adotando o coeficiente  $Q_i$  definido pela Equação A.12:

$$Q_i = - \left( \frac{V_b \phi c_l}{\alpha_c B_l^o \Delta t} \right)_i p_i - q_{l_{sc_i}} \quad \text{Equação A.12}$$

Subtraindo a Equação A.10 de A.11 e substituindo em A.12 resulta na Equação A.13:

$$T_{l_{x_{i+\frac{1}{2}}}}^{n+1} p_{i+1}^{n+2} - T_{l_{x_{i+\frac{1}{2}}}}^n p_{i+1}^{n+1} + T_{l_{x_{i-\frac{1}{2}}}}^{n+1} p_{i-1}^{n+2} - T_{l_{x_{i-\frac{1}{2}}}}^n p_{i-1}^{n+1} - \left[ \left( \frac{V_b \phi c_l}{\alpha_c B_l^o \Delta t} \right)_i + T_{l_{x_{i+\frac{1}{2}}}}^{n+1} + T_{l_{x_{i-\frac{1}{2}}}}^{n+1} \right] p_i^{n+2} \\ + \left[ \left( \frac{V_b \phi c_l}{\alpha_c B_l^o \Delta t} \right)_i + T_{l_{x_{i+\frac{1}{2}}}}^n + T_{l_{x_{i-\frac{1}{2}}}}^n \right] p_i^{n+1} = -Q_i^{n+1} + Q_i^n \quad \text{Equação A.13}$$

Hipóteses são consideradas para obter a equação base para a metodologia de correção de IPR para escoamento horizontal unidimensional para fluxo horizontal de fase única, ligeiramente compressível. A principal consideração por essas hipóteses é a semelhança de alguns parâmetros para passos de tempo consecutivos, uma vez que o acoplamento ocorre em passos de tempo pequenos o suficiente para desconsiderar as pequenas mudanças de fluido e pressão perto de poços.

Assumindo os coeficientes  $T_{ix_{i+1/2}}$  e  $T_{ix_{i-1/2}}$  similares nos níveis  $t^n$  e  $t^{n+1}$  e rearranjando a Equação A.13 resulta na Equação A.14:

$$T_{lx_{i+1/2}}^n (p_{i+1}^{n+2} - p_{i+1}^{n+1}) + T_{lx_{i-1/2}}^n (p_{i-1}^{n+2} - p_{i-1}^{n+1}) - \left[ \left( \frac{V_b \phi c_l}{\alpha_c B_l^o \Delta t} \right)_i + T_{lx_{i+1/2}}^n + T_{lx_{i-1/2}}^n \right] \times (p_i^{n+2} - p_i^{n+1}) = -Q_i^{n+1} + Q_i^n \quad \text{Equação A.14}$$

Rearranjando a Equação A.14 resulta na Equação A.15:

$$p_i^{n+2} - p_i^{n+1} = \frac{Q_i^{n+1} - Q_i^n + T_{lx_{i+1/2}}^n (p_{i+1}^{n+2} - p_{i+1}^{n+1}) + T_{lx_{i-1/2}}^n (p_{i-1}^{n+2} - p_{i-1}^{n+1})}{\left[ \left( \frac{V_b \phi c_l}{\alpha_c B_l^o \Delta t} \right)_i + T_{lx_{i+1/2}}^n + T_{lx_{i-1/2}}^n \right]} \quad \text{Equação A.15}$$

A diferença dos termos  $q_{lsc_i}$  no coeficiente  $Q_i$  é maior que as diferenças de  $p^n$ ,  $p_{i+1}$  e  $p_{i-1}$  mais os termos de transmissibilidade nos níveis  $t^n$  e  $t^{n+1}$ , eliminando estes termos e simplificando a Equação A.15 para a Equação A.16:

$$p_i^{n+2} - p_i^{n+1} = (Q_i^{n+1} - Q_i^n) / \left[ \left( \frac{V_b \phi c_l}{\alpha_c B_l^o \Delta t} \right)_i + T_{lx_{i+1/2}}^n + T_{lx_{i-1/2}}^n \right] \quad \text{Equação A.16}$$

Para pequenos passos de tempo é assumido que o termo de compressibilidade volumétrica é maior que a soma dos coeficientes  $T_{ix_{i+1/2}}$  e  $T_{ix_{i-1/2}}$ , eliminando estes termos e resultando na Equação A.17:

$$p_i^{n+2} - p_i^{n+1} = (q_{lsc_i}^{n+1} - q_{lsc_i}^n) \left( \frac{\alpha_c B_l^o \Delta t}{V_b \phi c_l} \right)_i \quad \text{Equação A.17}$$

A Equação A.17 é a equação base de correção para o escoamento pouco compressível monofásico através de meio poroso incompressível para fluxo unidimensional. Derivando a Equação A.17 no tempo, gera equação similar à Equação 3.3, que compõe a equação da correção da IPR (IPRc) apresentada no trabalho anterior (Hohendorff Filho, 2012). O termo  $\Gamma$  da Equação 3.3 envolve o fator-volume de formação da fase, o volume do bloco, a porosidade do bloco e a compressibilidade total da fase.

Para expandir a equação para incluir o escoamento horizontal em um poço, a Equação A.1 pode ser alterada para o escoamento horizontal bidimensional, incluindo termos correspondentes ao eixo  $y$ . Para considerar o fluxo tridimensional em um poço, a Equação A.1 precisa incluir os termos correspondentes do eixo  $z$  (incluindo um termo gravitacional -  $\gamma\Delta z$ ), resultando na Equação A.18:

$$\frac{\partial}{\partial x} \left( \beta_c \frac{A_x k_x}{\mu_l B_l} \frac{\partial p}{\partial x} \right) \Delta x + \frac{\partial}{\partial y} \left( \beta_c \frac{A_y k_y}{\mu_l B_l} \frac{\partial p}{\partial y} \right) \Delta y + \frac{\partial}{\partial z} \left[ \beta_c \frac{A_z k_z}{\mu_l B_l} \left( \frac{\partial p}{\partial z} - \gamma_l \frac{\partial Z}{\partial z} \right) \right] \Delta z + q_{lsc} = \frac{V_b \phi c_l}{\alpha_c B_l^o} \frac{\partial p}{\partial t}$$

**Equação A.18**

onde  $\gamma$  é densidade de fluidos. Geralmente, o termo gravitacional que aparece no termo de fluxo do eixo  $z$  de Equação A.18 pode ser desconsiderado, pois as alterações de densidade de fluidos são pequenas durante o passo de tempo. Usando as hipóteses anteriores aos casos tridimensionais, as equações poderiam ser modificadas para atingir uma equação idêntica a Equação A.17.

Finalmente, para o escoamento bifásico de óleo e água, a Equação A.18 pode ser aplicada considerando as equações para o escoamento pouco compressível em fase única através de meios porosos para fluxo tridimensional para cada fase, mas incluindo o efeito da saturação dado na Equação A.19 para óleo e na Equação A.20 para água.

$$\frac{\partial}{\partial x} \left( \beta_c A_x k_x \frac{k_{ro}}{\mu_o B_o} \frac{\partial p_o}{\partial x} \right) \Delta x + \frac{\partial}{\partial y} \left( \beta_c A_y k_y \frac{k_{ro}}{\mu_o B_o} \frac{\partial p_o}{\partial y} \right) \Delta y + \frac{\partial}{\partial z} \left[ \beta_c A_z k_z \frac{k_{ro}}{\mu_o B_o} \left( \frac{\partial p_o}{\partial z} - \gamma_o \frac{\partial Z}{\partial z} \right) \right] \Delta z + q_{osc} = \frac{V_b}{\alpha_c} \frac{\partial}{\partial t} \left( \frac{\phi S_o}{B_o} \right)$$

**Equação A.19**

$$\frac{\partial}{\partial x} \left( \beta_c A_x k_x \frac{k_{rw}}{\mu_w B_w} \frac{\partial p_w}{\partial x} \right) \Delta x + \frac{\partial}{\partial y} \left( \beta_c A_y k_y \frac{k_{rw}}{\mu_w B_w} \frac{\partial p_w}{\partial y} \right) \Delta y + \frac{\partial}{\partial z} \left[ \beta_c A_z k_z \frac{k_{rw}}{\mu_w B_w} \left( \frac{\partial p_w}{\partial z} - \gamma_w \frac{\partial Z}{\partial z} \right) \right] \Delta z + q_{wsc} = \frac{V_b}{\alpha_c} \frac{\partial}{\partial t} \left( \frac{\phi S_w}{B_w} \right)$$

**Equação A.20**

onde  $S$  é a saturação.

Novos termos são necessários para quantificar a variação da permeabilidade total líquida efetiva durante o passo de tempo, a variação na compressibilidade de cada fluido e a variação da pressão capilar entre óleo e água com mudanças de saturação durante o passo de tempo.

Se durante um passo de tempo que considera (1) a permeabilidade líquida total efetiva variando pouco, (2) uma variação mínima na compressibilidade de cada fluido e (3) uma

variação mínima na pressão capilar entre óleo e água com alterações de saturação em todas as direções, as Equações A.19 e A.20 poderiam ser somadas. Equiparando as pressões de óleo e água, as transmissibilidades de óleo e água e os termos gravitacionais em uma fase líquida são somados. Utilizando um fator de volume de formação médio entre óleo e água para esta fase líquida, as saturações são unificadas, e a equação de estado Equação A.21 é incluída para correlacionar fator-volume de formação, pressão e compressibilidade.

$$c = -\frac{1}{B} \frac{\partial B}{\partial P}$$

**Equação A.21**

Uma equação semelhante à Equação A.18 é alcançada em termos de vazão líquida, e com outras modificações, resulta em uma equação idêntica a Equação A.17. Agora o termo  $\Gamma$  (Equação 3.3) envolve o fator-volume de formação do líquido, o volume do bloco, a porosidade do bloco e a compressibilidade total para o líquido. A compressibilidade média porosa pode ser incluída no termo de compressibilidade.