



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

FERNANDA GOIS ALVES PEREIRA

**ESTUDOS DE SIMULAÇÃO PARA
GERENCIAMENTO DA PRODUÇÃO DE GÁS
ATRAVÉS DO CICLO DE INJEÇÃO WAG-CO₂
PARA MELHORAR O DESEMPENHO DE
CAMPOS ANÁLOGOS AO PRÉ-SAL**

CAMPINAS

2023

FERNANDA GOIS ALVES PEREIRA

**ESTUDOS DE SIMULAÇÃO PARA GERENCIAMENTO DA
PRODUÇÃO DE GÁS ATRAVÉS DO CICLO DE INJEÇÃO
WAG-CO₂ PARA MELHORAR O DESEMPENHO DE
CAMPOS ANÁLOGOS AO PRÉ-SAL**

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

Orientador: Prof. Dr. Denis José Schiozer

Coorientador: Dr. Vinicius Eduardo Botechia

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

Assinatura do Orientador

CAMPINAS

2023

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

P414e Pereira, Fernanda Gois Alves, 1996-
Estudos de simulação para gerenciamento da produção de gás através do ciclo de injeção WAG-CO2 para melhorar o desempenho de campos análogos ao pré-sal / Fernanda Gois Alves Pereira. – Campinas, SP : [s.n.], 2023.

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

1. Pré-sal. 2. Simulação de reservatórios. 3. Otimização. I. Schiozer, Denis José, 1963-. II. Botechia, Vinicius Eduardo, 1985-. III. Universidade Estadual de Campinas. Faculdade de Engenharia Mecânica. IV. Título.

Informações Complementares

Título em outro idioma: Simulation studies for gas production management through the WAG-CO2 injection cycle to improve the performance of analogues to pre-salt fields

Palavras-chave em inglês:

Pre-salt

Reservoirs (Simulation)

Optimization

Área de concentração: Reservatórios e Gestão

Titulação: Mestra em Ciências e Engenharia de Petróleo

Banca examinadora:

Denis Jose Schiozer

Andre Carlos Bertolini

João Roberto Bertini Júnior

Data de defesa: 20-04-2023

Programa de Pós-Graduação: Ciências e Engenharia de Petróleo

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

- ORCID do autor: <https://orcid.org/0000-0002-6527-2977>

- Currículo Lattes do autor: <http://lattes.cnpq.br/9547950122773537>

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

DISSERTAÇÃO DE MESTRADO ACADÊMICO

**ESTUDOS DE SIMULAÇÃO PARA GERENCIAMENTO DA
PRODUÇÃO DE GÁS ATRAVÉS DO CICLO DE INJEÇÃO
WAG-CO₂ PARA MELHORAR O DESEMPENHO DE
CAMPOS ANÁLOGOS AO PRÉ-SAL**

Autor: Fernanda Gois Alves Pereira
Orientador: Prof. Dr. Denis José Schiozer
Coorientador: Dr. Vinicius Eduardo Botechia

A Banca Examinadora composta pelos membros abaixo aprovou esta Dissertação:

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

Prof. Dr. João Roberto Bertini Júnior
FT / UNICAMP

Dr. André Carlos Bertolini
SLB

A Ata de Defesa com as respectivas assinaturas dos membros encontra-se no SIGA/Sistema de Fluxo de Dissertação/Tese e na Secretaria do Programa da Unidade.

Campinas, 20 de abril de 2023.

DEDICATÓRIA

Dedico este trabalho à minha família a quem devo muito pelas condições proporcionadas para a minha formação, bem como pelo apoio em todas as minhas escolhas e decisões. Sem o amor, carinho e incentivo de todos vocês esse trabalho não teria sido possível. Dedico este trabalho também aos meus amigos, colegas, professores, mestres e profissionais da indústria, pessoas a quem tenho profunda admiração e respeito, e que foram fundamentais no meu desenvolvimento pessoal, emocional e profissional. Nenhuma conquista é ou deve ser fácil para ninguém, mas sem dúvida se torna mais leve quando compartilhada com pessoas que amamos e admiramos.

AGRADECIMENTOS

Gostaria de agradecer primeiramente a Deus pela minha vida e pela vida das pessoas que tenho a honra de compartilhar as minhas experiências.

Em segundo aos meus pais, Francisco e Elza, que sempre se esforçaram e incentivaram a dedicação exclusiva dos meus estudos, me sinto privilegiada de ter tido essa inspiração dentro do meu lar. Aos valores e ensinamentos todo o meu agradecimento ainda é pouco.

As minhas irmãs Paloma, Djulia e Djuliana, que nunca me permitiram me sentir só. A minha sobrinha linda, Maria Luísa, que alegrou os meus últimos anos de mestrado com muitos sorrisos e aprendizados.

Especialmente, ao meu orientador, Dr. Prof. Denis, pela orientação, apoio, paciência e por acreditar no desenvolvimento deste trabalho. Nestes anos de convívio pude aprender muito e me orgulhar em fazer parte do grupo UNISIM.

Ao pesquisador e coorientador Dr. Vinicius Botechia a quem devo muito pela paciência, ajuda e enorme contribuição neste trabalho. Vinicius acompanhou de perto todo o andamento desta dissertação, bem como as frustrações e desânimos que também se fizeram presente em alguns momentos, não irei me esquecer jamais do seu suporte aos finais de semana. Muito obrigada.

Ao grupo UNISIM, em especial ao time de tecnologia e administração Paulo Soares, Daniel Carvalho e Guilherme Tonin por dar todo o suporte necessário para o andamento da dissertação.

Aos meus colegas de trabalho da SLB, Anna Paula Lougon, Giovanna Carneiro, Marianna Dantas, Adna Vasconcelos, Marcelo Menezes, Emerson Rezende e Janio Cornelio, meu muito obrigada, vocês fizeram toda diferença na conclusão deste trabalho.

Aos membros da banca nas pessoas do Prof. Dr. João Roberto e Dr. Andre Bertolini pelas contribuições que certamente enriqueceram esta versão.

E pôr fim aos meus amigos, que me incentivaram e torceram junto comigo a conclusão de mais uma conquista.

O presente trabalho foi realizado com apoio da Coordenação de Aperfeiçoamento de Pessoal de Nível Superior – Brasil (CAPES) – Código de Financiamento 001.

“Talvez não tenha conseguido fazer o melhor, mas lutei para que o melhor fosse feito. Não sou o que deveria ser, mas Graças a Deus, não sou o que era antes”.

Martin Luther King

RESUMO

PEREIRA, Fernanda Gois Alves. **Estudos de Simulação para gerenciamento da produção de gás através do ciclo de injeção WAG-CO₂ para melhorar o desempenho de campos análogos ao pré-sal**. Dissertação (Mestrado em Ciências e Engenharia de Petróleo) - Faculdade de Engenharia Mecânica, Universidade Estadual de Campinas, Campinas, 2023. 95 p.

Durante a exploração e produção de hidrocarbonetos nos reservatórios do pré-sal brasileiro existem inúmeros desafios de características multidisciplinares. Um problema significativo associado a estes reservatórios é a grande quantidade de gás com alto teor de CO₂ dissolvido no óleo, pois, devido a questões técnico-ambientais, isto pode se tornar um fator limitante para a produção de petróleo. Com isso, é fundamental encontrar soluções para o gerenciamento do gás produzido, para que haja viabilidade técnica e financeira para a exploração do campo. A reinjeção do gás produzido através do método de injeção alternada de água e gás (WAG) é uma possível solução para parte deste problema, podendo ainda gerar valor para o projeto. O termo WAG-CO₂ é utilizado neste trabalho para se referir a injeção alternada do gás que foi produzido e que possui alto teor de CO₂. Um parâmetro importante a ser avaliado na injeção WAG-CO₂ é o tamanho/duração do ciclo. Muitos autores e operadores de campos petrolíferos ao estudarem o tamanho de ciclos WAG-CO₂ usualmente adotam ciclos relativamente curtos de 3 a 12 meses (sendo os mais utilizados os ciclos de 6 meses). Este trabalho propõe avaliar o impacto do tamanho dos ciclos de injeção WAG-CO₂ de uma estratégia de produção de forma a maximizar o retorno econômico de campos típicos do pré-sal. Além disso, é analisado o impacto de outras variáveis relacionadas ao gerenciamento dos poços produtores durante o processo de injeção. Para tanto, cinco abordagens são avaliadas, todas com otimizações nominais para uma estratégia de produção utilizando regras de controle de longo prazo (G2L). Este processo faz parte da etapa 6 da metodologia de tomada de decisão integrada em 12 etapas desenvolvida por Schiozer *et al* (2019). A diferença de cada abordagem está na parametrização das variáveis do processo de otimização, as quais são o tamanho do ciclo WAG-CO₂ e o limite de razão gás-óleo (RGO) para fechamento de poços produtores. Além disso, para cada abordagem, são avaliados diferentes métodos de rateio de produção, verificando o impacto destes métodos no tamanho dos ciclos e no retorno econômico do campo. A aplicação foi feita em um modelo *benchmark* que possui

características típicas dos campos do pré-sal brasileiro. Os resultados mostram que para casos de reservatórios com alta produção de gás, a escolha do tamanho de ciclo WAG-CO₂ ótimo depende das restrições impostas no gerenciamento dos produtores. O critério de fechamento de produtores pelo limite RGO e o método de rateio da produção podem mudar significativamente o valor presente líquido (VPL), os indicadores de produção e o tamanho ideal dos ciclos.

Palavras-Chave: injeção WAG-CO₂; gerenciamento de gás; pré-sal; variáveis de controle.

ABSTRACT

In the exploration and production of hydrocarbons in Brazilian pre-salt reservoirs, there are several challenges of multidisciplinary characteristics. A problem associated with these reservoirs is the large amount of dissolved gas with high CO₂ content in the oil and, due to technical-environmental issues, this amount of gas can become a limiting factor for oil production. Then, finding solutions for the management of the gas produced is essential for the technical and financial feasibility of the field exploration. The reinjection of the produced gas through the method of Water Alternating Gas injection (WAG) is a possible solution for part of this problem, which can generate value for the project. In this work, the term WAG-CO₂ is used to refer to the alternating injection of the produced gas that has a high content of CO₂. An important parameter to be evaluated in the WAG-CO₂ injection is the size/duration of the cycle. When studying the size of WAG-CO₂ cycles, the academia and the industry usually adopt short cycles from 3 to 12 months (the most common is 6 months). This work aims to evaluate the impact of these cycle sizes in a production strategy to maximize the economic return of pre-salt fields. Another objective is to analyze the impact of other variables related to the management of producing wells during the injection process. Five approaches are evaluated, and all of them consider nominal optimizations using long-term control rules (G2L) for a production strategy. This approach is part of step 6 of the integrated 12-step decision-making methodology developed by Schiozer *et al* (2019). The difference among the approaches is the parameterization of the following optimization variables: WAG-CO₂ cycle size and closing rule of producers based on the gas-oil rate (GOR) limit. For each approach, different production apportionment methods are evaluated to verify the impact of these methods on the size of the cycles and on the economic return of the field. The case study is a benchmark model with typical carbonate characteristics of the Brazilian pre-salt fields. The results show that in cases of reservoirs with high gas production, the optimal WAG-CO₂ cycle size depends on the restrictions selected during the producers' management. Besides, the closing rule of producers based on the GOR limit and the apportionment method can significantly change the net present value (NPV), the production indicators, and the ideal size of cycles.

Key Word: WAG-CO₂ injection; production management; pre-salt; control variables.

LISTA DE ILUSTRAÇÕES

Figura 1.1 – Evolução das Reservas Provadas de Petróleo por Localização Geológica (milhões bbl) – (ANP, 2022).....	20
Figura 2.1 – Queima Média Anual de Gás Natural no Brasil (Mm^3/d) – (ANP, 2022).....	26
Figura 2.2 – Comparação da injeção de gás puro e WAG (SCHULTE, 2012, adaptada).....	28
Figura 2.3 – Fluxograma da metodologia de desenvolvimento e gerenciamento de reservatórios em malha fechada. (SCHIOZER <i>et al.</i> , 2019).....	32
Figura 2.4 – Exemplos de <i>crossplots</i> de VPL pela produção acumulada de óleo (N_p) e de água (W_p) e pelo FRO (MEIRA <i>et al.</i> , 2016, adaptada).....	36
Figura 4.1 – Mapa 3D da profundidade do reservatório SEC1-2022.....	45
Figura 4.2 – Exemplo de seleção de modelos representativos: (a) curva de risco do VPL e (b) gráfico cruzado de N_p x W_p . Os pontos azuis representam o conjunto completo de modelos de simulação, enquanto os pontos pretos são os RM selecionados (Meira <i>et al.</i> , 2016).....	49
Figura 5.1 – Valor Presente Líquido (VPL) de cada abordagem.....	52
Figura 5.2 – Acréscimo em (%) no VPL das abordagens comparado ao Caso Base.....	52
Figura 5.3 – Tamanho do ciclo WAG de cada abordagem.....	53
Figura 5.4 – VPL versus tamanho do ciclo para IP1.....	54
Figura 5.5 – VPL versus tamanho do ciclo para IP4.....	54
Figura 5.6 – VPL versus tamanho do ciclo para Guide1.....	55
Figura 5.7 – VPL versus tamanho do ciclo para Guide4.....	55
Figura 5.8 – VPL versus tamanho do ciclo para Prior1.....	55
Figura 5.9 – VPL versus tamanho do ciclo para Prior4.....	55
Figura 5.10 – Tamanho do ciclo WAG-CO ₂ por poço injetor.....	56
Figura 5.11 – Pressão (kPa) – 02/12/2048.....	57
Figura 5.12 – Vazão de injeção de gás ($Q_{g_{inj}}$) e água ($Q_{w_{inj}}$) do injetor 14 da Abordagem Guide4 – Ciclo WAG- CO ₂ 312 meses.....	58
Figura 5.13 – Vazão de injeção de gás ($Q_{g_{inj}}$) e água ($Q_{w_{inj}}$) do injetor 14 da Abordagem Guide5 – Ciclo WAG 6 meses.....	58
Figura 5.14 – Pressão de fundo de poço em kPa do injetor 14 (I14).....	58
Figura 5.15 – Vazão de óleo do poço produtor 16 (P16).....	58
Figura 5.16 – Produção de óleo acumulada para IP, Prior, Guide e Caso Base.....	60
Figura 5.17 – Produção e injeção de gás acumulada para IP, Prior, Guide e Caso Base.....	60

Figura 5.18 – Vazão de gás produzido da Abordagem 2 para IP, Prior e Guide.....	61
Figura 5.19 – Produção e injeção de água acumulada para IP, Prior, Guide e Caso Base	61
Figura 5.20 – Vazão de óleo do campo do Caso Base, e a abordagem 5 de IP, Prior e Guide	62
Figura 5.21 – Vazão de gás produzido do campo do Caso Base, e a abordagem 5 de IP, Prior e Guide	62
Figura 5.22 – Vazão de gás injetado do campo do Caso Base, e a abordagem 5 de IP, Prior e Guide	63
Figura 5.23 – Vazão de água produzida do Caso Base, e a abordagem 5 de IP, Prior e Guide	64
Figura 5.24 – Vazão de água injetada Caso Base, e a abordagem 5 de IP, Prior e Guide.....	64
Figura 5.25 – Razão Gás óleo (RGO) do campo do Caso Base, e a abordagem 5 de IP, Prior e Guide	64
Figura 5.26 – Modelos Representativos (MRs) com aplicação de Guide	66
Figura 5.27 – Percentual (%) de acréscimo no VPL das diferentes aplicações comparada ao MR original	66
Figura 5.28 – Vazão de óleo dos cenários aplicados no modelo referência.....	68
Figura AP-A 1 – Vazão de óleo do produtor 11 (P11) do Caso Base, Guide4 e Guide5.....	78
Figura AP-A 2 – Razão Gás Óleo (RGO) do produtor 11 (P11) do Caso Base, Guide4 e Guide5.....	78
Figura AP-A 3 – Vazão de óleo do produtor 12 (P12) do Caso Base, Guide4 e Guide5.....	79
Figura AP-A 4 – Razão Gás Óleo (RGO) do produtor 12 (P12) do Caso Base, Guide4.....	79
Figura AP-A 5 – Vazão de óleo do produtor 13 (P13) do Caso Base, Guide4 e Guide5.....	80
Figura AP-A 6 – Razão Gás Óleo (RGO) do produtor 13 (P13) do Caso Base, Guide4 e Guide5.....	80
Figura AP-A 7 – Vazão de óleo do produtor 14 (P14) do Caso Base, Guide4 e Guide5.....	81
Figura AP-A 8 – Razão Gás Óleo (RGO) do produtor 14 (P14) do Caso Base, Guide4 e Guide5.....	81
Figura AP-A 9 – Vazão de óleo do produtor 15 (P15) do Caso Base, Guide4 e Guide5.....	82
Figura AP-A 10 – Razão Gás Óleo (RGO) do produtor 15 (P15) do Caso Base, Guide4 e Guide5.....	82
Figura AP-A 11 – Vazão de óleo do produtor 16 (P16) do Caso Base, Guide4 e Guide5.....	83
Figura AP-A 12 – Razão Gás Óleo (RGO) do produtor 16 (P16) do Caso Base, Guide4 e Guide5.....	83

Figura AP-A 13 – Vazão de óleo do produtor 17 (P17) do Caso Base, Guide4 e Guide5.....	84
Figura AP-A 14 – Razão Gás Óleo (RGO) do produtor 17 (P17) do Caso Base, Guide4 e Guide5.....	84
Figura AP-A 15 – Vazão de óleo do produtor 18 (P18) do Caso Base, Guide4 e Guide5.....	85
Figura AP-A 16 – Razão Gás Óleo (RGO) do produtor 18 (P18) do Caso Base, Guide4 e Guide5.....	85
Figura AP-B 1 – Mapa de saturação de óleo na data de 02/12/2048 de Guide4 e Guide5.....	86
Figura AP-B 2 – Mapa de saturação de gás na data de 02/12/2048 de Guide4 e Guide5.....	86
Figura AP-B 3 – Mapa de saturação de água na data de 02/12/2048 de Guide4 e Guide5.....	87
Figura AN-A 1 – VPL versus tamanho do ciclo para IP.....	88
Figura AN-A 2 – VPL versus tamanho do ciclo para IP2.....	89
Figura AN-A 3 – VPL versus tamanho do ciclo para IP3.....	89
Figura AN-A 4 – VPL versus tamanho do ciclo para IP4.....	90
Figura AN-A 5 – VPL versus Job ID para IP4 – 7 Iterações.....	90
Figura AN-A 6 – VPL versus tamanho do ciclo para Prior1.....	91
Figura AN-A 7 – VPL versus tamanho do ciclo para Prior2.....	91
Figura AN-A 8 – VPL versus tamanho do ciclo para Prior3.....	92
Figura AN-A 9 – VPL versus tamanho do ciclo para Prior4.....	92
Figura AN-A 10 – VPL versus Job ID para Prior4 – 7 Iterações.....	93
Figura AN-A 11 – VPL versus tamanho do ciclo para Guide1.....	93
Figura AN-A 12 – VPL versus tamanho do ciclo para Guide2.....	94
Figura AN-A 13 – VPL versus tamanho do ciclo para Guide3.....	94
Figura AN-A 14 – VPL versus tamanho do ciclo para Guide4.....	95
Figura AN-A 15 – VPL versus Job ID para Guide4 – 7 Iterações.....	95

LISTA DE TABELAS

Tabela 3.1 – Abordagem versus método de rateio	39
Tabela 3.2 – Resumo da aplicação da solução otimizada na Etapa C nos MR	42
Tabela 3.3 – Resumo da aplicação da solução otimizada na Etapa C no SEC-R.....	43
Tabela 4.1 – Informações dos modelos	45
Tabela 4.2 – Datas da simulação do modelo	45
Tabela 4.3 – Principais dados para modelagem de fluidos composicionais (adaptado dePetrobras, 2015).....	46
Tabela 4.4 – Parâmetros operacionais da plataforma	46
Tabela 4.5 – Informações dos poços produtores	46
Tabela 4.6 – Informações dos poços injetores.....	47
Tabela 4.7 – Informações da parametrização de cada abordagem	47
Tabela 4.8 – Parâmetros econômicos	48
Tabela 4.9 Níveis dos parâmetros de cada MR e valores para o atributo TRANSF	50
Tabela 5.1 – Indicadores econômicos, de produção e injeção do Caso Base e Guide5	59
Tabela 5.2 – Tamanho dos ciclos WAG-CO ₂ dos injetores da solução Guide5	59
Tabela 5.3 – RGO limite para fechamento de produtor da solução Guide5.....	59
Tabela 5.4 – Resumo dos resultados no modelo referência através da melhor solução obtida na Etapa C	67

LISTA DE EQUAÇÕES

Equação 2.1	34
Equação 2.2	34
Equação 2.3	35
Equação 2.4	37
Equação 2.5	37

LISTA DE ABREVIATURAS E SIGLAS

- ANP – Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis
- APPOR-METHOD – Método de rateio (*Apportionment method*)
- BBL – Barril
- BHP – Pressão de fundo de poço (*Bottom-Hole pressure*)
- CA – Custo de abandono
- CAPEX – Despesas de capital (*Capital Expenditure*)
- CCUS – Captura, armazenamento e utilização de carbono (*Carbon Capture, Utilization Storage*)
- CLRM – Gerenciamento de Reservatório em Malha Fechada (*Closed Loop Reservoir Management*)
- CMG – *Computer Modelling Group*
- CO₂ – Gás carbônico
- E&P – Exploração e produção
- EOR – Recuperação avançada de óleo (*Enhanced Oil Recovery*)
- FRO – Fator de recuperação de óleo
- G1 – Grupo de variáveis de projeto
- G2 – Grupo de variáveis de controle
- G2L – Grupo de variáveis de controle a longo prazo (*Long-term*)
- G2S – Grupo de variáveis de controle a curto prazo (*Short-term*)
- G3 – Grupo de variáveis de projeto futuro
- GEM – Simulador de reservatório composicional, químico e não convencional da CMG
- GUIDE – Guia de vazões (*Guide rates*)
- Guide1 – Abordagem 1 para o método de rateio Guide
- Guide2 – Abordagem 2 para o método de rateio Guide
- Guide3 – Abordagem 3 para o método de rateio Guide
- Guide4 – Abordagem 4 para o método de rateio Guide
- Guide5 – Abordagem 5 para o método de rateio Guide
- HISEP – Separador submarino de alta pressão (*High Pressure Separation*)
- IBAMA – Instituto Brasileiro do Meio Ambiente e dos Recursos Naturais Renováveis
- ICV – *Interval Control Valve*
- IDLHC – *Iterative Discrete Latin Hypercube*

IP – Potencial instantâneo (*Instantaneous potentials*)

IP1 – Abordagem 1 para o método de rateio IP

IP2 – Abordagem 2 para o método de rateio IP

IP3 – Abordagem 3 para o método de rateio IP

IP4 – Abordagem 4 para o método de rateio IP

IP5 – Abordagem 5 para o método de rateio IP

MMm³/d – Milhões de Metros Cúbicos por dia

MR – Modelos representativos

N_p, G_p, W_p – Produções acumuladas de óleo, gás e água respectivamente [m³]

OIP – Estimativa de óleo *in situ* (*Oil in Place*)

ON – Otimização nominal

OPEX – Despesas Operacionais (*Operational Expenditure*)

PMM – Pressão Mínima de Miscibilidade (*Minimum Miscible Pressure*)

PRIOR – Classificação por prioridade (*Priority ranking method*)

Prior1 – Abordagem 1 para o método de rateio Prior

Prior2 – Abordagem 2 para o método de rateio Prior

Prior3 – Abordagem 3 para o método de rateio Prior

Prior4 – Abordagem 4 para o método de rateio Prior

Prior5 – Abordagem 5 para o método de rateio Prior

Q_o, Q_g, Q_w – Vazões de óleo, gás e água produzidas pelo poço, respectivamente [m³/d]

RGO – Razão gás-óleo [std m³/std m³] (*Gas-Oil rate - GOR*)

SCTR – Condição Padrão (*Standard Condition*)

SEC1_2022 – Modelo de simulação utilizado como estudo de caso neste trabalho

SPE – Sociedade dos Engenheiros de Petróleo (*Society of Petroleum Engineers*)

STD – Condição Padrão (*Standard Condition*)

UEP – Unidade Estacionária de Produção

UNISIM-IV-R - Modelo de simulação utilizado como estudo de caso neste trabalho

USD – Dólar dos Estados Unidos (*United States Dollar*)

VM – Variáveis de monitoramento

VM - Variáveis de monitoramento (*monitoring variables*)

VPL – Valor presente líquido

WAG – *Water-Alternating-Gas*

W_{CUT} – Corte de água (*Water Cut*)

W_{inj} – Injeção acumulada de água

SUMÁRIO

1	INTRODUÇÃO	20
1.1	Motivação.....	24
1.2	Objetivos	24
2	REVISÃO BIBLIOGRÁFICA E FUNDAMENTAÇÃO TEÓRICA.....	26
2.1	Principais desafios associados a reservatórios com alta produção de gás no pré-sal.....	26
2.2	Injeção Alternada de Água e Gás (WAG)	27
2.2.1	RGO (Razão Gás-óleo).....	29
2.3	Análise de decisão integrada.....	30
2.4	Gerenciamento da produção.....	32
2.4.1	Variáveis de otimização.....	32
2.5	Regras de controle – Método de rateio da produção e/ou injeção	33
2.5.1	Gerenciamento e/ou controle por Instantaneous Potential (IP)	34
2.5.2	Gerenciamento e/ou controle por Prior.....	34
2.5.3	Gerenciamento e/ou controle por Guide.....	35
2.6	Modelos representativos (MR)	35
2.7	Parâmetros Econômicos	36
3	METODOLOGIA.....	38
3.1	Metodologia geral	38
3.2	Metodologias específicas de otimização (Etapa B e C).....	39
3.2.1	Métodos de otimização	39
3.2.2	Otimização do tamanho do ciclo WAG.....	40
3.3	Avaliação da melhor solução em cenários incertos (Etapa D)	41

3.3.1	Aplicação de soluções no Modelo Referência (SEC1-R).....	42
4	APLICAÇÃO.....	44
4.1	Descrição do Caso de Estudo.....	44
4.2	Parâmetros Operacionais.....	46
4.3	Parâmetros Econômicos.....	48
4.4	Programas computacionais utilizados.....	48
4.5	Modelos Representativos (MR).....	48
5	RESULTADOS E DISCUSSÕES.....	51
5.1	Otimização nominal do modelo Caso Base.....	51
5.2	Aplicação de soluções nos Modelos Representativos (MR).....	65
5.3	Modelo referência (SEC1-R).....	67
6	CONCLUSÕES E RECOMENDAÇÕES.....	69
6.1	Conclusões.....	69
6.2	Recomendações de trabalhos futuros.....	69
	REFERÊNCIAS.....	72
	ANEXO A – OTIMIZAÇÃO DO TAMANHO DO CICLO WAG DE TODAS AS ABORDAGENS.....	78
	APÊNDICE A – CURVAS DE PRODUÇÃO DE ÓLEO DOS PRODUTORES – CASO BASE, GUIDE4 E GUIDE5.....	86
	APÊNDICE B – MAPAS DE SATURAÇÃO DE ÓLEO, GÁS E ÁGUA.....	94

1 INTRODUÇÃO

A exploração e a produção (E&P) no polígono do pré-sal brasileiro tem alcançado grandes marcos desde a sua descoberta. Sua relevância no âmbito nacional e internacional está relacionada ao grande volume de óleo acumulado, que se diferencia pela excelente qualidade, elevado valor comercial e alta produtividade nos poços produtores. A **Figura 1.1** mostra a evolução das reservas provadas de petróleo do pós-sal e do pré-sal brasileiro (AGÊNCIA NACIONAL DO PETRÓLEO, GÁS NATURAL E BIOCOMBUSTÍVEIS - ANP, 2022). A partir de 2016 as reservas provadas do pré-sal já superavam as reservas do pós-sal, e desde então só crescem.

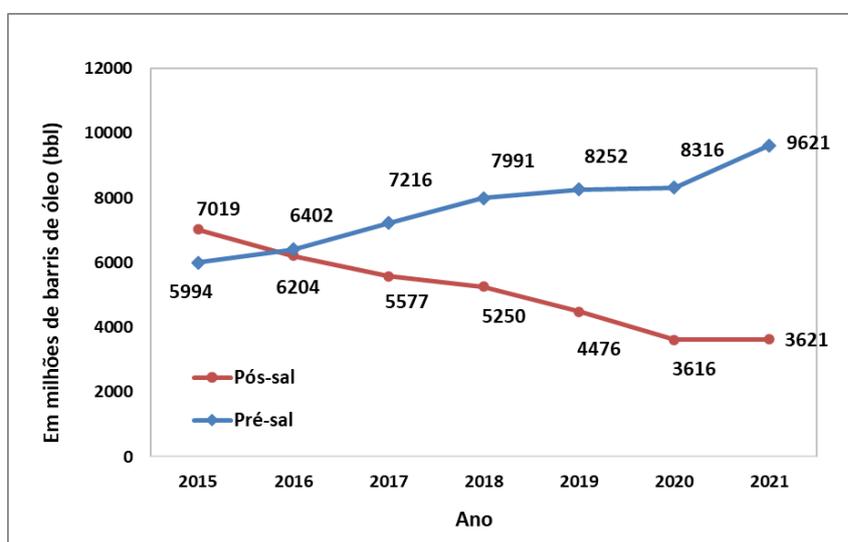


Figura 1.1 – Evolução das Reservas Provadas de Petróleo por Localização Geológica (milhões bbl) – (ANP, 2022)

Os diversos desafios encontrados na exploração do pré-sal (técnicos, logísticos e econômicos) ainda precisam de um elevado grau de maturidade para se obter modelos de reservatórios mais precisos e com respostas mais rápidas seja este obtido através de conhecimento, método e/ou técnica. Para tanto, é imprescindível que a avaliação técnico-econômica considere as diferentes incertezas, assegurando que a variabilidade nas estimativas de volumes recuperáveis e no valor presente líquido (VPL) sejam consideradas (FORMIGLI; CAPELEIRO PINTO; ALMEIDA, 2009).

Um dos desafios é construir modelos de simulação que reproduzam o tamanho e as características dessas imensas jazidas, diante de um elevado número de atributos incertos. Estes reservatórios são formados por rochas carbonáticas microbianas, com inúmeras falhas, e a limitação quanto a resolução sísmica destas falhas contribui para a má identificação e

interpretação das mesmas, tornando assim um dos principais desafios para a compreensão das heterogeneidades relacionadas (vugs, karts) e o comportamento do fluxo (LIMA *et al.*, 2019).

Construir modelos de simulação que representem adequadamente as características do fluxo se torna indispensável para obter sucesso no desenvolvimento de pesquisas em simulação de reservatórios, e fundamental para testar novas metodologias para desenvolvimento e gerenciamento de reservatórios usando métodos numéricos com o menor tempo de simulação (CORREIA *et al.*, 2015).

Outro desafio é traduzir a complexa composição dos fluidos contidos nos reservatórios que possuem diversas particularidades, sendo uma delas o não equilíbrio termodinâmico, ou seja, as propriedades de pressão, temperatura e composição química variam a cada ponto, e a escassez de dados reais disponíveis publicamente dificulta ainda mais esse processo.

A simulação composicional nesses cenários possui maior confiabilidade por obter modelos matemáticos mais avançados de equilíbrio de fases (equações de estado, termodinâmica rigorosa, fenômenos de transporte etc.), porém, requer dados experimentais detalhados e confiáveis, fato este que aumenta o sucesso na seleção da estratégia de produção.

No trabalho de Mello *et al.* (2015) são apresentados os principais desafios associados à simulação composicional de óleos leves ricos em CO₂ sob alta pressão. Alguns dos desafios citados são: a falta de dados PVT na literatura, necessidade de ajuste das equações de estado, e dificuldade de ajustar parâmetros de interação binários.

A escassez e a confiabilidade das informações/dados relacionadas às rochas reservatório e fluidos podem acarretar consideravelmente no aumento das incertezas, podendo levar a estimativas errôneas durante a avaliação econômica do projeto, que por sua vez possui altos investimentos. Na avaliação econômica de projetos petrolíferos dois componentes são importantes e devem ser analisados: (1) *Capital and Exploration Expenditures* (CAPEX) é atribuído ao investimento inicial para se fazer em um ativo, como, por exemplo, a construção e a instalações das infraestruturas, perfuração, completação e cimentação de poço, dentre outros, e o (2) *Operating Expenditure* (OPEX), que são os custos operacionais ou despesas operacionais que ocorrem durante a vida útil do projeto e dividem-se em custos fixos e variáveis (RAVAGNANI; MAZO; SCHIOZER, 2011).

Diferentes indicadores técnico-econômicos podem ser utilizados na análise do investimento e do retorno financeiro, dentre eles o VPL é o mais importante e aplicado (NEVES, 2005) nos projetos de petróleo que envolvem o gerenciamento da produção.

A seleção da estratégia de produção demanda muito gasto computacional, e inúmeras variáveis estão atreladas a esta seleção. As variáveis de otimização podem ser divididas em três grupos, de acordo com Gaspar, Barreto e Schiozer (2016): variáveis de projeto (G1), relacionadas à especificação e implantação de todo sistema produtivo do campo, definidas antes do desenvolvimento do campo; as de controle, referentes às especificações operacionais dos equipamentos a longo prazo (G2L) e a curto prazo (G2S), podendo ser alteradas no cotidiano operacional das operadoras sem acarretar em altos custos; e as variáveis de revitalização (G3), associados à reconfiguração de alternativas futuras na fase de gerenciamento dos campos onde a estratégia de produção já se encontra implementada.

A significativa presença de CO₂ nos reservatórios do pré-sal gera um alerta a órgãos como IBAMA (Instituto Brasileiro do Meio Ambiente e dos Recursos Naturais Renováveis) e ANP (Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis), devido às questões técnico-ambientais.

Dessa forma, a decisão compulsória de redução de gases do efeito estufa cria uma oportunidade para obter maior recuperação de petróleo através da reinjeção do gás, podendo melhorar desta forma o desempenho da estratégia de produção.

A reinjeção de todo o gás natural, em especial do CO₂ nos reservatórios de petróleo, pode gerar valor significativo para o projeto de desenvolvimento, diferentemente da queima, que desperdiça recurso (CENÁRIOS GÁS, 2021) e é proibida pela legislação brasileira.

Nos campos do pré-sal, as condições dos reservatórios são bastante favoráveis para reinjeção miscível de CO₂, pois possuem ambientes de alta pressão, baixa temperatura e óleo leve com teor significativo de CO₂ (ANDRADE *et al.*, 2015).

Pizarro e Branco (2012) mencionam que o método de recuperação avançada (EOR – *Enhanced Oil Recovery*) baseado em injeção de gás foi considerado desde o início do ciclo de vida do campo de Tupi (campo de alta produtividade do pré-sal), pelo CO₂ observado. Neste trabalho os autores mencionam ainda que os primeiros resultados da injeção de CO₂, separada a partir do gás associado do projeto piloto de Tupi, indicaram que a estratégia escolhida tem potencial para ser bem-sucedida.

Assim, o método de injeção de água alternada com gás (WAG, *Water Alternating Gas*) é tido como uma das melhores opções para alguns campos do pré-sal brasileiro devido ao equilíbrio na frente de avanço que a injeção de água e gás proporciona. A injeção WAG é um método de recuperação avançada de petróleo projetado para melhorar a eficiência de varredura durante a injeção de gás, usando a água injetada para controlar a mobilidade do gás

e estabilizar a frente do gás (CHRISTENSEN; STENBEY; SKAUGE, 2001). No caso em que existe alta disponibilidade de gás, a reinjeção se faz necessária pelas questões técnico-ambientais como mencionado, podendo este também elevar a recuperação dos campos.

Além disso, os sistemas de produção são construídos com capacidade de processamento limitada. Quando ocorre a excessiva produção de gás, a capacidade de armazenamento é impactada e a produção de óleo é restrita. Sendo assim, o gás natural nesses complexos sistemas de produção tem um papel importante e desafiador.

Nestes casos, o gerenciamento da produção torna-se uma potente ferramenta, não somente para aproveitar a disponibilidade destes recursos menos interessantes do ponto de vista econômico e ambiental (gás), mas também usá-los para melhorar o desempenho dos reservatórios aplicando regras de controle a longo prazo.

A gestão dos reservatórios é a chave para garantir a rentabilidade do projeto. Cotrim, Hohendorff Filho e Schiozer (2011), por exemplo, demonstraram que, em um caso sujeito a limitação de produção de gás, priorizar a restrição de poços com maior razão gás-óleo (RGO) trouxe maior rentabilidade ao projeto, evidenciando a necessidade de se estudar caso a caso para a definição da melhor estratégia de gerenciamento do reservatório.

O uso de metodologias de desenvolvimento e gerenciamento baseadas em modelos e em malha fechada pode ser aplicado em campos em qualquer fase do seu ciclo de vida, e tem como objetivo utilizar novas informações durante a vida do reservatório, de forma a reduzir as incertezas, auxiliar tomadas de decisão e melhorar o desempenho da estratégia de produção. No caso do gerenciamento de reservatório em malha fechada (CLRM), há a integração da otimização baseada em modelo e assimilação de dados do reservatório, podendo este também ser aplicado no desenvolvimento do campo também (SCHIOZER *et al.*, 2019; AZIZ *et al.*, 2020).

A metodologia dos doze passos apresentada por Schiozer *et al.* (2019) tem como objetivo fazer análise de decisão integrada no desenvolvimento e gerenciamento de campos de petróleo considerando simulação de reservatórios, análise de risco, ajuste de histórico, redução de incertezas, modelos representativos e seleção de estratégia de produção sob incerteza.

A otimização dos parâmetros de operação da injeção WAG, considerando as restrições de parâmetros de poço (BHP mínimo, vazão de produção/injeção, corte de água), possui um efeito significativo no aumento da produção de óleo e na vazão de produção (MELLO *et al.*, 2015).

Os parâmetros de otimização da injeção WAG estão relacionados a: razão WAG (relação entre os tamanhos dos bancos de água e gás), duração de injeção dos fluidos, ciclo WAG, taxa de injeção e local de injeção. Outros requisitos principais para um processo WAG adequado são injeção de baixo custo, condições favoráveis de reservatório e viabilidade operacional (MIRKALAEI *et al.*, 2011).

1.1 Motivação

Os reservatórios do pré-sal, em sua grande maioria, apresentam um imenso potencial de produção de hidrocarbonetos. Esses reservatórios normalmente apresentam alta produção de gás, principalmente, CO₂, e alta RGO, fatores estes que podem limitar a produção de óleo devido à necessidade de grandes capacidades e complexidade na planta de processamento de gás nas plataformas de produção.

Várias dificuldades estão associadas ao gerenciamento do gás produzido desses reservatórios, especialmente nos cenários onde a produção de CO₂ é alta, sendo necessárias tecnologias que englobem destinações mais sustentáveis para reduzir a emissão de CO₂ por barril produzido. Dentre as tecnologias possíveis para atingir este objetivo existe, por exemplo, a reinjeção total do gás produzido, podendo fazer uso de membranas de separação do CO₂ para fazer captura, utilização e armazenamento (CCUS - *Carbon Capture, Utilization Storage*), utilizar válvulas de controle (ICVs - *Interval Control Valves*) em diferentes intervalos da produção, e aplicação de tecnologia de separação de alta pressão (*High Pressure Separation* - HISEP) (PASSARELLI *et al.*, 2019), ou ainda, aumentar a eficiência da produção de óleo através da injeção alternada de água e gás (WAG), método de recuperação avançada de petróleo (EOR) que é o foco deste trabalho.

Alguns trabalhos apresentam benefícios ao fazer a injeção alternada de água e gás (WAG), sendo o principal recurso a reinjeção do gás produzido (LIMA *et al.*, 2019; PIZARRO; BRANCO, 2012; BELTRÃO *et al.*, 2009).

Com o propósito de aumentar ou melhorar a recuperação de petróleo e gás natural dos reservatórios dos campos do pré-sal, e, ter um gerenciamento de gás melhor, a injeção WAG é o método de recuperação avançada mais promissor devido a disponibilidade de água e gás. Sabe-se que a indústria (operadores) e autores ao estudar o parâmetro de tamanho do ciclo WAG, adotam ciclos relativamente curtos (de 3 a 12 meses, sendo os mais usuais ciclos de 6 meses) e com o mesmo tamanho de ciclo para todos os poços injetores.

1.2 Objetivos

O objetivo deste trabalho é avaliar o impacto do tamanho dos ciclos de injeção WAG- CO_2 de uma estratégia de produção, de forma a maximizar o retorno econômico dos campos do pré-sal, analisando também o impacto de outras variáveis relacionadas ao gerenciamento dos poços produtores durante o processo de injeção. Para isso, diferentes métodos de gerenciamento (rateio) da produção e monitoramento dos produtores utilizando RGO são avaliados. Para atingir esse objetivo, foi assumida a premissa de reinjeção total do gás no reservatório.

2 REVISÃO BIBLIOGRÁFICA E FUNDAMENTAÇÃO TEÓRICA

Neste capítulo são apresentados conceitos e definições importantes para melhor compreensão do estudo realizado. O Capítulo está dividido em sete seções, sendo elas: Principais desafios associados a reservatórios com alta produção de gás no pré-sal; Injeção Alternada de Água e Gás (WAG); Análise de decisão integrada; Gerenciamento da produção; Regras de controle – Métodos de rateio da produção e/ou injeção; Modelos representativos (MR) e por fim, Parâmetros Econômicos.

2.1 Principais desafios associados a reservatórios com alta produção de gás no pré-sal

O gás produzido nos campos do pré-sal é predominantemente associado ao óleo, ou seja, este gás em condições de reservatório se encontra dissolvido no óleo ou sob forma de uma capa de gás, sendo que, ao ser produzido, este gás é desassociado (devido a depressurização). Por este motivo, a produção de gás é aumentada significativamente. Outro fato importante é que o gás produzido no pré-sal possui quantidades significativas de gás carbônico (CO₂) e, por questões ambientais, o CO₂ produzido não pode ser ventilado na atmosfera, mas em muitos casos pode ser separado e reinjetado nos próprios reservatórios. No caso do gás natural a legislação permite um pequeno percentual (%) de queima. Em 2022, houve uma queima média de gás natural de 3,480 milhões de metros cúbicos/dia representando um leve aumento de 2,95% em relação ao ano de 2021 e uma redução de 6,47% em relação ao ano de 2018, conforme **Figura 2.1**.

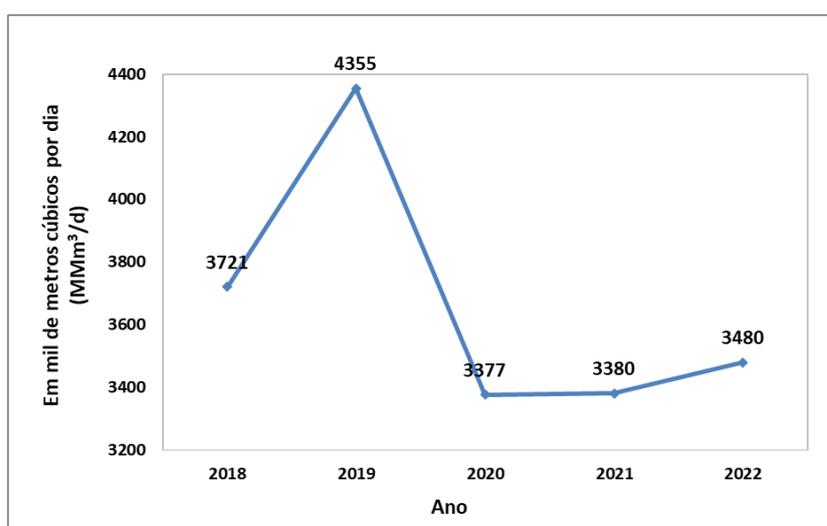


Figura 2.1 – Queima Média Anual de Gás Natural no Brasil (MMm³/d) – (ANP, 2022)

Especialmente nos campos do pré-sal brasileiro existem limitações tecnológicas quanto à separação destes contaminantes. Então, para alguns estudos de caso, fazer a reinjeção total do gás pode ser uma alternativa benéfica do ponto de vista da otimização da produção, melhoria nas condições na capacidade de processamento do óleo e questões ambientais.

Cada Unidade Estacionária de Produção (UEP) é projetada para processar determinado volume de fluido seja ele, óleo, água e gás. Uma vez que a produção de gás exceda, a capacidade de processamento da produção de óleo é limitada, e do ponto de vista do operador é uma ação a ser evitada, já que o fluido de interesse em campos de produção de óleo é o óleo.

Os órgãos ambientais alertam sobre a necessidade de existir diversas estratégias em busca de alternativas para reduzir a emissão de gás carbônico, sendo um deles o Acordo de Paris. O setor energético tem atuado fortemente apresentando panoramas de redução das emissões dos gases de efeito estufa, reciclar o CO₂, ou seja, reinjetar este gás no reservatório contribui significativamente em uma das estratégias de redução.

Ainda que esta estratégia seja promissora, o processo de reinjeção, segundo o trabalho de Melo *et al.* (2019) requer grandes, complexas e pesadas plantas de processamento para manusear e reinjetar esse enorme volume de gás produzido com alto nível de contaminantes.

Como demonstrado, as decisões de gestão da produção têm fundamento técnico-econômico, sendo a reinjeção uma estratégia bastante relevante para agregar valor aos projetos de E&P de petróleo e gás natural.

Pizzaro e Branco (2012) reportam que para o campo de Lula no pré-sal o método de recuperação avançada WAG foi implementado desde o início do ciclo de vida do campo. Os principais fatores para esses esforços foram: a presença do contaminante CO₂ (que varia de 8 a 15%) e a decisão estratégica de não ventilar este gás na atmosfera. Estudos de simulação mostraram ganho no fator de recuperação de óleo (FRO) com métodos de recuperação secundário e terciário de petróleo.

2.2 Injeção Alternada de Água e Gás (WAG)

WAG consiste na injeção alternada de água e gás, que combina o melhor controle de mobilidade através da injeção de água e melhor eficiência de varredura com injeção de gás macroscópica quanto microscópica (CHRISTENSEN; STENBEY; SKAUGE, 2001).

Caudle e Dyes (1958) propuseram o método de injeção de gás-água para melhorar a recuperação de petróleo. A investigação laboratorial realizada em testes de injeção em

plugues mostrou que a eficiência final de varredura é cerca de 90% em comparação de 60% com apenas injeção de gás.

Os mecanismos de injeção de gás e WAG podem ser vistos na **Figura 2.2**, respectivamente. Observa-se maior avanço da canalização do gás, mais conhecido como *fingers*, com a injeção de gás. Por outro lado, com a injeção alternada, reduz-se, principalmente o tamanho da canalização de gás, e o deslocamento de óleo acontece uniformemente (SCHULTE, 2012).

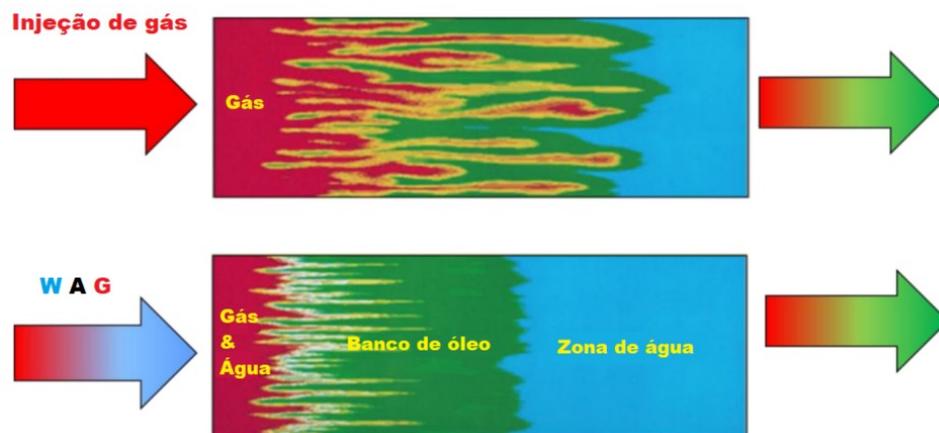


Figura 2.2 – Comparação da injeção de gás puro e WAG (SCHULTE, 2012, adaptada)

A injeção WAG pode ser classificada como injeção miscível ou imiscível. Se a injeção de gás acontecer acima da Pressão Mínima Miscível (PMM), o processo WAG será miscível, enquanto a injeção do gás abaixo da PMM é chamada de WAG imiscível. A PMM refere-se à pressão mínima ou menor necessária para que o deslocamento do fluido desenvolva miscibilidade à temperatura do reservatório (JARRELL *et al.*, 2002). A distinção entre injeções miscíveis e imiscíveis é um desafio, pois a miscibilidade pode ocorrer em múltiplos contatos quando injetado gás vaporizado e/ou condensado (MIRKALAEI *et al.*, 2011).

Belazreg *et al.* (2017) em seu trabalho mencionou que o processo de injeção WAG como o mais favorável método de EOR devido a disponibilidade do gás, com comprovações em todo o mundo, e resultados promissores na melhoria de eficiência de varrido dos fluidos do reservatório e na redução da saturação do óleo residual.

As aplicações de WAG em campo foram bem-sucedidas para vários tipos de rochas, mas foram aplicadas principalmente em reservatórios de alta permeabilidade (CHRISTENSEN; STENBEY; SKAUGE, 2001), embora existam estudos de simulação que indicam que o WAG pode aumentar em cerca de 5% a recuperação de petróleo em

comparação com o que é obtido com injeção contínua de gás, ainda que em reservatórios altamente heterogêneos de baixa permeabilidade (LIAO et al., 2013).

A otimização da injeção WAG é dependente de vários fatores, incluindo caracterização dos reservatórios, duração do ciclo WAG e sua operação (KOWSARI; JAMES; HAYNES, 2021). Chen e Reynolds (2016) reportam que parâmetros WAG mal projetados podem resultar em recuperação da técnica WAG abaixo do ideal. Dado o número de ciclos WAG e sua duração, razão WAG e vazão de injeção, os autores aplicaram uma ligeira modificação na técnica de otimização baseada em conjunto padrão para estimar os controles de poço ideais que maximizam o valor líquido-presente (NPV) do ciclo de vida do campo.

Existem várias vantagens para o processo WAG, como o controle de mobilidade e trocas composicionais durante o ciclo de injeção de gás que podem resultar em recuperação adicional, influenciando as densidades e viscosidades do fluido por causa do inchaço do óleo. No caso da produção de hidrocarbonetos com alto teor de gás/CO₂, a reinjeção é favorável devido a preocupações ambientais e restrições impostas à queima. Portanto, devido ao alto percentual de CO₂ nos campos do pré-sal este trabalho usará a sigla WAG-CO₂ para se referir a injeção alternada de água e gás/CO₂ para considerar a reinjeção total do gás produzido.

Diferentes parâmetros WAG podem afetar o resultado da injeção e têm sido estudado de muitos autores através de estudos de casos operacionais e simulações numéricas de reservatórios. Os parâmetros são: vazão de injeção e duração do ciclo WAG para cada fase de injeção (AL-GHANIM; GHARBI; ALGHRAIB, 2009; PRITCHARD; NIEMAN, 1992; SURGUCHEV; KORBOL; KRAKSTAD, 1992).

Um ciclo completo de injeção é usualmente definido como o período de injeção total para ambos os fluidos, sendo chamado de meio-ciclo o volume injetado de gás/CO₂ ou água antes de mudar para o fluido alternativo (JARRELL *et al.*, 2002). Entretanto, neste trabalho, será usado o termo tamanho ou duração do ciclo WAG-CO₂ para se referir ao volume injetado de um único fluido para então alternar a injeção para o outro fluido.

2.2.1 RGO (Razão Gás-óleo)

A Razão Gás-Óleo pode ser definida como a razão entre a vazão de gás, medida nas condições-padrão (*standard*) de pressão e temperatura, e a vazão de óleo, nas mesmas condições. Em outras palavras, RGO é a quantidade de gás presente no óleo. Este parâmetro pode variar ao longo da vida produtiva do reservatório e esse processo de liberação de gás do

óleo está atrelada a pressão e temperatura (reservatório-superfície) (ROSA; CARVALHO; XAVIER, 2006).

Em casos em que há alta produção de gás, a RGO pode ser usada como variável de monitoramento para gerenciar poços produtores, podendo ser estabelecido um valor de RGO limite para determinar limite econômico de fechamento de poço (variável de otimização).

2.3 Análise de decisão integrada

É comum grandes decisões serem realizadas sob incertezas, envolvendo processos racionais para selecionar o melhor cenário dentre o conjunto de possíveis alternativas. As incertezas dos reservatórios devem ser incorporadas no plano de desenvolvimento do campo, para que haja melhor avaliação dos riscos e assim reduzir cenários pessimistas e/ou indesejados.

Com o intuito de minimizar os riscos envolvidos no projeto, Schiozer *et al.* (2019) desenvolveram uma metodologia integrada de tratamento das incertezas para auxiliar na tomada de decisão durante a fase de desenvolvimento e produção de campos de petróleo. A metodologia envolve simulações de reservatórios, análise de risco, ajuste de histórico, técnicas de redução de incertezas, seleção de modelos representativos e seleção de estratégias de produção sob incerteza, em 12 passos que podem ser repetidos à medida que novas informações são adquiridas e inseridas aos estudos.

As 12 etapas estão divididas pelas seguintes atividades:

1. Caracterização do reservatório sob incertezas. O levantamento de todas as informações (geológicas, econômicas e técnicas) são coletadas.
2. Construção e calibração do modelo de simulação com dados obtidos na etapa anterior. O modelo de simulação deve ter alta fidelidade e representar o reservatório. É comum que a calibração seja feita por meio de um Caso Base, modelo nominal formado pelos níveis de atributos com maior probabilidade de ocorrência.
3. Verificação de inconsistências no Caso Base por meio de dados dinâmicos. O Caso Base pode apresentar, por exemplo, incompatibilidade nos dados sísmicos, pressão e produção inicial em relação ao campo real.
4. Geração de cenários considerando as incertezas do reservatório. Os cenários possíveis, que podem ser da ordem de milhares, são formados das combinações dos atributos com seus níveis.

5. Assimilação de dados para redução dos cenários. Os melhores cenários gerados na etapa anterior que não atenderem as premissas dos dados de produção durante o período de histórico são eliminados e os melhores são selecionados para serem usados na etapa de otimização da estratégia de produção.
6. Seleção de uma estratégia de produção determinística para o Caso Base selecionado na etapa anterior.
7. Estimativa da curva de risco considerando a estratégia desenvolvida na Etapa 6 para todos os cenários resultantes da Etapa 5.
8. Seleção dos modelos representativos (MR) com base em múltiplas incertezas. Os MR possibilitam que estratégias de produção que satisfaçam as incertezas do campo sejam criadas com menor esforço computacional do que quando considerado todos os cenários.
9. Seleção de uma estratégia de produção para cada MR.
10. Seleção da estratégia de produção considerando, além das incertezas geológicas, as incertezas econômicas e técnicas. É selecionada a estratégia mais promissora das elaboradas para cada MR na etapa anterior. A estratégia de produção pode ser selecionada com base nos cenários gerados na Etapa 5 ou, quando o esforço computacional é uma limitação para o estudo, com os próprios MR.
11. Identificação de potenciais mudança na estratégia selecionada na Etapa 10, de modo a aumentar as chances de sucesso do projeto.
12. Curva de risco final e tomada de decisão a respeito do campo.

A presente dissertação tem como principal objetivo, dentro da metodologia das 12 etapas, trabalhar na Etapa 6 de Schiozer *et al.* (2019), com algumas avaliações adicionais sendo realizadas em cenários incertos. Entretanto, existe a necessidade de ter uma visão e entendimento amplo sobre todas as etapas, para melhores tomada de decisão. A **Figura 2.3** apresenta o fluxograma da metodologia detalhada acima.

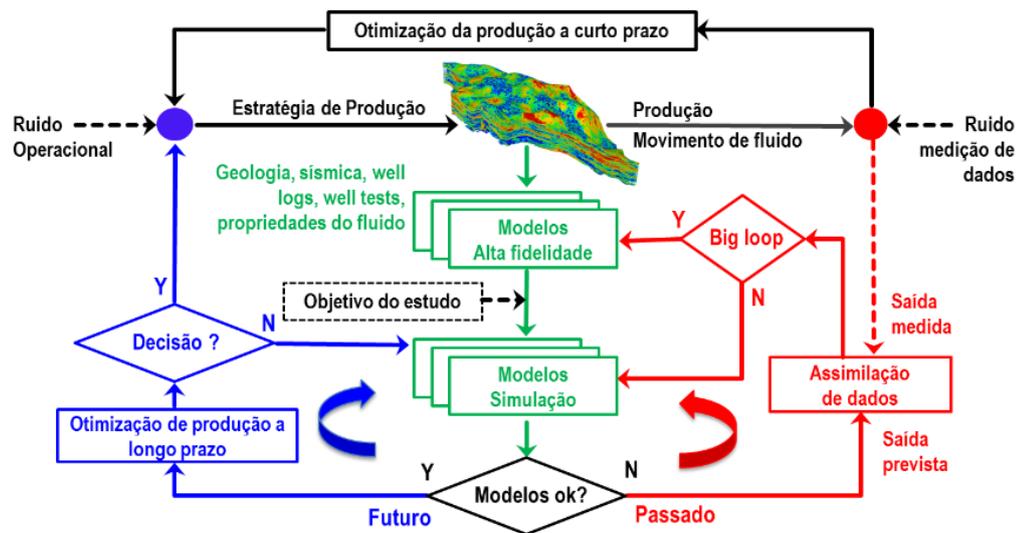


Figura 2.3 – Fluxograma da metodologia de desenvolvimento e gerenciamento de reservatórios em malha fechada. (SCHIOZER *et al.*, 2019)

2.4 Gerenciamento da produção

Ao longo da vida produtiva de um campo, quanto mais dados, análises, tecnologias, processos e experiência, melhor o desempenho dos ativos na cadeia de valor, e melhor a tomada de decisão, principalmente quanto ao gerenciamento da produção.

O gerenciamento da produção do campo pode ser definido como a boa gestão dos reservatórios, para isso requer o uso inteligente de seres humanos e recursos tecnológicos para maximizar o lucro. Assim, o objetivo base do gerenciamento de reservatórios é controlar as operações para obter a máxima recuperação econômica do reservatório, baseado em fatos, informação e conhecimento. Para tal, as ações que envolvem gerenciamento exigem a definição de metas, planejamento, implementação, monitoramento, avaliação e revisão de planos. O sucesso dos planos de desenvolvimento contribuirá em medidas para inverter a tendência de declínio da produção (SATTER; VARNON; HOANG, 1994).

2.4.1 Variáveis de otimização

Em processos de otimização, é importante parametrizar e definir quais são as variáveis de otimização. Segundo, Gaspar, Barreto e Schiozer (2016) as variáveis de otimização podem ser classificadas em três grupos:

- Grupo de variáveis de projeto (G1): estão relacionadas à especificação e implantação de todo sistema produtivo do campo (Ex., capacidades de processamento da plataforma; número, tipo e posição dos poços, cronograma de perfuração, etc.), definidas antes do desenvolvimento do campo;

- Grupo de variáveis de controle (G2): são referentes a especificações operacionais dos equipamentos a longo prazo (G2L) e a curto prazo (G2S), podendo ser alteradas no cotidiano operacional das operadoras sem acarretar altos custos (Ex., operação dos poços produtores e injetores, ciclo WAG, método de rateio, etc.); e
- Variáveis de revitalização (G3), associados à reconfiguração de alternativas futuras na fase de gerenciamento dos campos onde a estratégia de produção já se encontra implementada (Ex. perfuração de poços adicionais, recompletação, conversão de poço produtor para injetor.)

O foco deste trabalho é a otimização de variáveis de controle de longo prazo (G2L), ou seja, regras de controle a serem implementadas operacionalmente, onde a informação proveniente das variáveis de monitoramento é de suma importância.

Variáveis de monitoramento (VM) são medições ou outras fontes de informação que podem auxiliar no processo de otimização. As VM não devem ser otimizadas, e sim serem consideradas como informação adicional às funções objetivo (trazendo conhecimento técnico para o processo). Alguns exemplos de VM são: corte de água, RGO, vazões dos poços etc. (SCHIOZER *et al.*, 2022).

2.5 Regras de controle – Método de rateio da produção e/ou injeção

Métodos de rateio são utilizados em simuladores comerciais para fazer o rateio das vazões quando existem limitações operacionais dos equipamentos de superfície quanto a capacidade de processamento e tratamento dos fluidos produzidos e injetados (com alvos). Seja por parte da plataforma ou por grupos de poços (SANTOS, 2017).

O software de simulação de reservatórios *Computer Modelling Group* (CMG) contempla em seu pacote de dados diferentes métodos de rateio, desenvolvido para atingir metas/alvos de grupos. O comando ou palavra-chave é responsável por declarar o método que fará a distribuição das vazões de produção ou injeção entre os poços ou determinado grupo.

Utiliza-se a palavra-chave *APPOR-METHOD (método de rateio ou do inglês *Apportionment Method*) para definir a forma de como as vazões serão distribuídas entre os poços de um ou mais grupo de poços (rateio). Este comando atende quatro sub-comandos: *Instantaneous potential* (IP), Guide, Inguide e Prior. Em cenários onde não existe limitação na capacidade de operação dos fluidos produzidos e/ou injetados os poços tendem operar em sua capacidade máxima (sem alvo).

As Seções 2.5.1., 2.5.2 e 2.5.3 tem como intuito detalhar os métodos de rateio avaliados neste trabalho (IP, Prior e Guide). Não foi considerada a aplicação do método Inguide, devido à similaridade com o método Guide.

2.5.1 Gerenciamento e/ou controle por *Instantaneous Potential* (IP)

O comando IP do simulador é o controle padrão utilizado para computar internamente as vazões considerando a capacidade de produção ou injeção de cada poço do grupo. A cada poço contribuinte é atribuída uma taxa proporcional à sua taxa máxima para o fluxo de superfície para o qual a meta/alvo é referenciada, ou seja, nesta forma de controle, os grupos de poços que possuem maior potencial de produção ou injeção de líquidos, produzem ou injetam proporcionalmente mais fluido, conforme **Equação 2.1**. O termo alvo é usado para se referir aos poços e/ou grupos que possuem limitação na capacidade operacional da plataforma.

$$q_{poço_alvo} = \frac{q_{poço}}{q_{total}} q_{t_alvo} \quad \text{Equação 2.1}$$

onde:

$q_{poço_alvo}$ – vazão de fluido do poço com alvo (STD m³/d)

$q_{poço}$ – vazão de fluido do poço sem alvo (STD m³/d)

q_{total} – vazão total de fluido do grupo sem alvo (STD m³/d)

q_{t_alvo} – vazão total de fluido do grupo com alvo (STD m³/d).

2.5.2 Gerenciamento e/ou controle por Prior

A palavra-chave Prior do simulador usa a classificação (ordem de prioridade) de poços para fazer a priorização da produção e determinar o rateio das vazões. Os poços são classificados e abertos em ordem decrescente da prioridade até chegar a um balanço de poços. O Prior, neste caso de estudo, foi usado para melhorar o gerenciamento da produção de gás, uma vez que o campo em estudo tem alta produção de gás associado. A **Equação 2.2** apresenta a fórmula de priorização dos poços.

$$Prioridade(iw) = \frac{A_0(ig) + \sum_{i=1}^{nph} A_i(ig)Q_i(iw)}{B_0(ig) + \sum_{i=1}^{nph} B_i(ig)Q_i(iw)} \quad \text{Equação 2.2}$$

onde:

iw - índice de prioridade dos poços.

ig - índice que define o grupo.

i – índice que define determinado fluido.

A_i e B_i ($i = 0, nph$) são os coeficientes de peso para o numerador e denominador respectivamente.

A_0 e B_0 – Constantes e seus respectivos coeficientes de peso de fluxo.

Q_i – vazão de produção ou injeção do fluido (fluido definido por i) (STD m³/d).

2.5.3 Gerenciamento e/ou controle por Guide

Guide é palavra-chave do simulador que permite que o usuário defina pesos como taxas de fluxo operacionais para poços ou subgrupos de um determinado grupo. Cada poço ou subgrupo recebe uma fração do valor estipulado para o grupo na proporção definida pelo comando Guide, conforme **Equação 2.3**:

$$q_{poço} = \frac{p_{ig}}{\sum_{i=1}^{n_{wt}} p_i} q_{t_rest} \quad \text{Equação 2.3}$$

onde:

$q_{poço}$ – vazão de fluido do poço (STD m³/d).

p_{ig} – peso do poço ou subgrupo “ i ”.

n_{wt} – número total de poços ou subgrupos no grupo

q_{t_rest} – vazão total de fluido do grupo (STD m³/d)

2.6 Modelos representativos (MR)

Modelos representativos (MR) têm por objetivo auxiliar o processo de análise de decisão. Geralmente, dezenas a centenas de cenários são criados para representar a variabilidade das incertezas presente nos campos. Devido ao grande número de cenários gerados, realizar a otimização das variáveis de projeto e controle para todos seria inviável, devido ao grande esforço computacional envolvido. Uma possibilidade de manter a qualidade dos resultados e reduzir o esforço computacional é utilizando Modelos Representativos, que podem representar a variabilidade das incertezas com menos modelos de simulação.

Diferentes trabalhos propõem diversas abordagens quanto a identificação dos MR de um determinado problema, a depender da quantidade e necessidade de atributos e níveis (SARMA *et al.*, 2013., ARMSTRONG; BERG, 2013., SHIRANGI; DURLOFSKY, 2015., MEIRA *et al.*, 2016; MEIRA *et al.*, 2017).

A quantidade de MR suficientes para caracterizar as incertezas varia de caso a caso. Segundo Meira *et al.* (2016), é comum utilizar nove a dez modelos, pois essa quantidade

conduz a um número de simulações para definir a estratégia de produção realizáveis na prática. A seleção dos MR consiste na Etapa 8 da metodologia de análise de decisão de 12 etapas proposta (SCHIOZER *et al.*, 2019), conforme detalhado no item 2.5 deste Capítulo.

Para tanto, o usuário é responsável por definir o número desejado de MR juntamente com um conjunto de pesos, que equilibram a importância dos três diferentes aspectos que compõem o conceito de "representatividade": (a) gráficos cruzados (*crossplots charts*) agrupando as funções objetivo em pares (por exemplo, VPL X FRO); (b) Curvas de risco dos indicadores de produção, de injeção e econômicos; e (c) a distribuição de probabilidade de atributos incertos. Para seleção de tal "representatividade" a metodologia implementada no RMFinder foi adotada no trabalho (MEIRA *et al.*, 2017). RMfinder é um software que tem como objetivo automatizar essa etapa da metodologia, recebendo o conjunto original (completo) de modelos viáveis do problema e retornar um subconjunto de modelos (os MR) que representam adequadamente o conjunto original. A **Figura 2.4** mostra exemplos de *crossplots charts*.

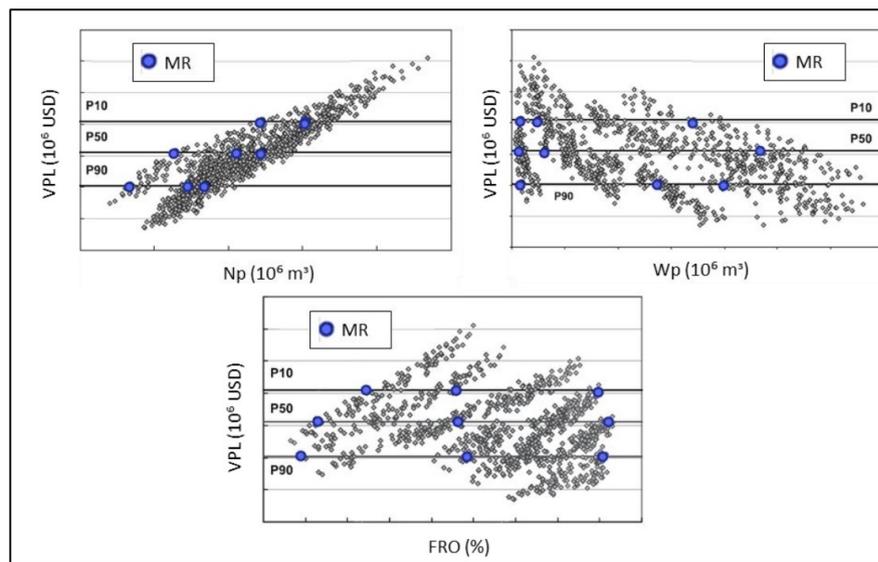


Figura 2.4 – Exemplos de *crossplots* de VPL pela produção acumulada de óleo (N_p) e de água (W_p) e pelo FRO (MEIRA *et al.*, 2016, adaptada)

2.7 Parâmetros Econômicos

No presente estudo foi considerado como parâmetro de comparação entre as diferentes estratégias/Abordagens aplicadas o indicador econômico valor presente líquido (VPL).

O VPL é obtido quando considerado todos os custos e receitas para a sua data inicial com a ponderação de uma taxa de desconto, conhecida como taxa mínima de atratividade. O VPL é o indicador econômico mais utilizado como função-objetivo para otimização de

parâmetros operacionais no plano de desenvolvimento dos projetos de exploração e produção de petróleo, isso porque os resultados obtidos nos processos de otimização são mais explícitos quanto a tomada de decisão. Estes indicadores têm como objetivo quantificar o ganho ou a perda a depender da finalidade do estudo (BOVOLENTA, 2010).

A **Equação 2.4** (GASPAR *et al.*, 2014) apresenta o cálculo para definir o lucro líquido que reflete o tempo atual com a taxa de atratividade do mercado. Os autores se basearam no regime fiscal brasileiro para sua definição.

$$VPL_i = \sum_{k=1}^{n_t} \frac{FC_{t_k}}{(1+r)^{t_k}} \quad \text{Equação 2.4}$$

onde:

FC_{t_k} – fluxo de caixa no período t_k .

k – índice de tempo.

r – taxa de desconto anual ou taxa de atratividade.

n_t – número total de períodos de tempo.

t_k – tempo no passo k em relação à data inicial de análise.

O fluxo de caixa é calculado para cada período de tempo, conforme **Equação 2.5**.

$$FC = [(R - R_{oy} - C_{op} - TS) * (1 - T)] - I - CA \quad \text{Equação 2.5}$$

onde:

FC – fluxo de caixa total.

R – receitas advindas da venda da produção de óleo e gás.

R_{oy} – royalties.

C_{op} – custos operacionais de produção.

TS – taxas sociais.

T – taxas corporativas.

I – investimentos em equipamentos e facilidades.

CA - custo de abandono do campo.

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

3 METODOLOGIA

Este capítulo contém as metodologias empregadas para o estudo de simulação para gerenciamento da produção de gás através da otimização do tamanho do ciclo WAG-CO₂ nos injetores e o impacto do limite da razão gás-óleo para fechamento de produtores. A metodologia está dividida em três seções: (3.1) metodologia geral, (3.2) metodologias específicas de otimização (Etapa B e C), e (3.3) avaliação da melhor solução em cenários incertos (Etapa D).

3.1 Metodologia geral

A metodologia geral consiste nas etapas propostas para alcançar os objetivos do trabalho, sendo este melhorar o desempenho de campos análogos ao pré-sal com alto teor de gás através do gerenciamento dos ciclos WAG-CO₂ e poços produtores. A metodologia geral está dividida em quatro etapas, descritas a seguir:

- (A) Definir a estratégia de produção em cenário nominal e os parâmetros a serem otimizados na injeção WAG-CO₂. Esta etapa visa obter uma melhor compreensão do modelo de simulação (restrições, limitações, incertezas, estágio de produção, método de recuperação etc.);
 - Escolha do Caso Base;
 - Definição dos parâmetros de otimização nominal: tamanho/duração do ciclo WAG-CO₂.
- (B) Otimização dos parâmetros definidos na Etapa A (tamanho do ciclo), juntamente com outras variáveis relativas ao gerenciamento de poços produtores (regra de fechamento por limite de RGO). Mais detalhes desta etapa são descritos na seção da metodologia específica otimização;
- (C) Avaliar outros métodos de gerenciamento (rateio) da produção disponibilizados nos simuladores comerciais, utilizando as mesmas abordagens aplicadas na Etapa B;
 - IP (método de rateio do Caso Base);
 - Prior;
 - Guide.
- (D) Avaliar a melhor solução das etapas B e C (IP, Prior e Guide) em outros cenários incertos, e no modelo referência da estratégia base;
 - Modelos representativos (MR);
 - Modelo Referência (SEC1-R).

3.2 Metodologias específicas de otimização (Etapa B e C)

Esta seção aborda a metodologia específica utilizada nas Etapas B, C da metodologia geral. Para entender e avaliar as diferentes possibilidades de tamanho de ciclo WAG-CO₂ e o impacto causado pela RGO limite no reservatório, definimos cinco abordagens (Etapa B), são elas:

1. Otimização do tamanho dos ciclos WAG-CO₂, sem restrições de fechamento de poço produtor por RGO limite;
2. Otimização do tamanho dos ciclos WAG-CO₂, com RGO limite fixa para todos os produtores. O limite de RGO é obtido aqui anteriormente à otimização dos ciclos, através de uma otimização simplificada do tempo de fechamento ótimo dos produtores, utilizando o mesmo valor de RGO limite para todos os poços;
3. RGO limite otimizado por produtor e posterior otimização dos ciclos WAG, em um processo hierárquico;
4. Otimização conjunta entre os valores de RGO limite e os tamanhos dos ciclos WAG;
- e
5. Otimização do tamanho do ciclo por poço injetor com a RGO limite otimizada na abordagem anterior.

Para cada abordagem apresentada acima aplicou-se os seguintes métodos de rateio (Etapa C): *Instantaneous Potential* (IP), Prior e Guide (para mais informações consultar a Seção 2.5). A **Tabela 3.1** abaixo mostra a nomenclatura adotada para descrever as abordagens definidas e seguidas pelo método de rateio, constituindo-se do nome do método de rateio seguido pelo número da abordagem.

Tabela 3.1 – Abordagem versus método de rateio

Método de rateio	Abordagem				
	1	2	3	4	5
IP	IP1	IP2	IP3	IP4	IP5
Prior	Prior1	Prior2	Prior3	Prior4	Prior5
Guide	Guide1	Guide2	Guide3	Guide4	Guide5

3.2.1 Métodos de otimização

Dentre as abordagens apresentadas acima, parte foi realizada por otimizações por busca exaustiva (manuais) e parte pelo algoritmo de otimização *Iterative Discrete Latin*

Hypercube (IDLHC) desenvolvido por Hohendorff Filho, Maschio e Schiozer (2016). Este algoritmo propõe um processo iterativo baseado em *Discrete Latin hypercube sampling* (DLHC) para maximizar a função objetivo em problemas de otimização da estratégia de produção, reduzindo o espaço de busca gradualmente, a cada iteração.

O método IDLHC consiste em uma metodologia de oito (8) passos. Basicamente o método explora novas combinações de forma eficiente com o conhecimento, usando como base o histograma de frequência para cada variável, assim, o método encontra novas amostragens com melhores valores da função objetivo. Os parâmetros do método consistem em $F \times N$, onde F é a função objetivo, e N o número de variáveis. O parâmetro F está relacionado à atualização de histogramas de frequência do nível, para os quais pequenos números ($<0,1$) auxiliam na rápida convergência para um ótimo local, pois descartam informações úteis de boas amostras que ainda não foram amostradas, enquanto grandes números ($>0,5$) tendem a retardar a busca, mantendo níveis de variáveis com baixo valor de função objetivo.

Nas Abordagens 1 e 2 aplicou-se o método de busca exaustiva de otimização, ou seja, os parâmetros foram alterados manualmente nos arquivos de simulação, percorrendo todo o espaço de busca, visando a solução/estratégia com maior VPL.

Na Abordagem 3, primeiro otimizou-se os limites de RGO através do IDLHC com o ciclo fixo em 6 meses, hierarquicamente, e posteriormente o ciclo WAG-CO₂ através do método exaustivo. Já na Abordagem 4, foi realizada inteiramente no IDLHC, esta aconteceu conjuntamente. Os atributos foram: tamanho do ciclo WAG-CO₂ e limite de RGO, em um experimento de 10 iterações, cada iteração com 70 amostras e $F = 0.3$.

Na Abordagem 5 aplicou-se uma otimização hierárquica, ou seja, foi selecionada a melhor solução da Abordagem 4, e então iniciou-se a otimização exaustiva do tamanho do ciclo WAG-CO₂ para cada injetor, seguiu-se a ordem do cronograma de abertura dos poços injetores para selecionar o melhor tamanho de ciclo, após este processo foi realizado uma re-otimização da RGO limite dos poços.

3.2.2 Otimização do tamanho do ciclo WAG

A decisão de escolher e analisar o impacto do tamanho do ciclo WAG-CO₂ como objetivo de melhorar o desempenho dos campos análogos do pré-sal ocorreu devido a necessidade de literaturas que avaliassem o comportamento deste parâmetro quando combinado com outra variável de monitoramento (RGO por exemplo), já que nos campos do pré-sal é muito comum a aplicabilidade de ciclos de 6, 12, 18 e 24 meses (mais comum).

Será tratado neste trabalho para fins de melhor interpretação dos resultados da otimização do tamanho do ciclo WAG-CO₂ as seguintes definições:

- Ciclo curto – 2 a 60 meses – (2 meses a 5 anos)
- Ciclo longo – 72 a 180 meses – (6 anos a 15 anos)
- Ciclo super longo – 192 a 312 meses – (16 anos a 26 anos)

Importante ressaltar que, após 156 meses de injeção, ou seja, 13 anos, não há mais ciclos de injeção, apenas uma configuração de fluido injetado por poço injetor. Para simplificar, vamos nos referir a estes ciclos como ciclos longos e/ou super longos. Desta forma, a metodologia apresentada abrange um maior número de possibilidades a serem analisadas para tamanho de ciclo, que vai desde o início da implementação da injeção WAG-CO₂ até o final da vida produtiva do campo.

Conforme mencionado na Seção 2.2, no presente trabalho considera-se um ciclo quando um único fluido concluir o período de injeção estabelecido. Por exemplo, em um ciclo de 6 meses, a injeção de água (ou gás) ocorre durante este período, e então acontece a troca do fluido.

3.3 Avaliação da melhor solução em cenários incertos (Etapa D)

Foram utilizados neste trabalho dez (10) modelos representativos para avaliar o comportamento dos diferentes cenários de incertezas dos reservatórios. No Capítulo 4 é apresentada a parametrização utilizada para tal finalidade. Para maiores detalhes sobre os MR consultar o Capítulo 2, Seção 2.6. Ao concluir a Etapa (C) da metodologia descrita na Seção 3.1, a etapa subsequente consiste em avaliar a melhor solução encontrada em outros cenários incertos, utilizando os MR para este propósito.

Ressalta-se que não são realizados novos processos de otimização para os MR. O objetivo é somente avaliar o comportamento da melhor estratégia de gerenciamento encontrada nas etapas anteriores (B e C) em cenários diferentes, observando-se também a variação no retorno econômico em cada um desses cenários.

Como os MR representam os cenários incertos, suas respectivas estratégias de produção fornecem aos tomadores de decisão soluções diferentes para o desenvolvimento do estudo de caso. A aplicação da melhor solução obtida através da otimização da estratégia base foi realizada em todos os dez RM. Além da melhor solução, foram aplicadas parametrizações intermediárias: uma apenas alterando-se o método de rateio e outra apenas com a solução obtida com a otimização do fechamento de poços produtores por RGO limite, segundo passo

a passo abaixo. A **Tabela 3.2** apresenta resumidamente a nomenclatura adotada para esta parte da metodologia.

- Modelo Representativo (MR) – seleção original;
- Modelo Representativo – apenas com a aplicação do método de rateio da melhor solução obtida na Etapa C;
- Modelo Representativo – com o método de rateio e limite de RGO para fechamento de poço da melhor solução obtida na Etapa C;
- Modelo Representativo – com o método de rateio, limite de RGO para fechamento de poço e tamanho de ciclo WAG-CO₂ da melhor solução obtida na Etapa C.

Tabela 3.2 – Resumo da aplicação da solução otimizada na Etapa C nos MR

Estratégia	Ciclo WAG-CO ₂	RGO limite
	(meses)	(m ³ /m ³)
MR	6	sem
MR-MétodoRateio	6	sem
MR-MétodoRateio-RGO	6	com
MR-MétodoRateio-RGO-Ciclo	otimizado	com

3.3.1 Aplicação de soluções no Modelo Referência (SEC1-R)

O modelo *benchmark* utilizado neste trabalho possui um caso de referência, que consiste em um modelo altamente refinado e detalhado, representando a “resposta real” do campo (mais detalhes podem ser encontrados na Seção 4.7).

A fim de avaliar o comportamento e desempenho da estratégia de gerenciamento obtida após a conclusão da Etapa C, considerada a “melhor solução”, esta foi aplicada no modelo de referência. Além da melhor solução obtida, assim como nos MR também foram aplicadas ao modelo de referência parametrizações intermediárias: uma apenas alterando-se o método de rateio (Referência-MétodoRateio) e outra apenas com a solução obtida com a otimização do fechamento de poços produtores por RGO limite (Referência-MétodoRateio-RGO). Desta forma, foi possível avaliar o impacto de cada uma dessas variáveis (método de rateio, tamanho de ciclos e fechamento de produtores) no desempenho final da estratégia. A **Tabela 3.3** apresenta resumidamente esta parte da metodologia.

- Caso referência – estratégia base original sem qualquer modificação nos parâmetros;
- Caso referência – apenas com a aplicação do método de rateio da melhor solução obtida na Etapa C;

- Caso referência – com o método de rateio e limite de RGO para fechamento de poço da melhor solução obtida na Etapa C;
- Caso referência – com o método de rateio, limite de RGO para fechamento de poço e tamanho de ciclo WAG-CO₂ da melhor solução obtida na Etapa C.

Tabela 3.3 – Resumo da aplicação da solução otimizada na Etapa C no SEC1-R

Estratégia	Ciclo WAG-CO₂	RGO limite
	(meses)	(m ³ /m ³)
Referência	6	sem
Referência-MétodoRateio	6	sem
Referência-MétodoRateio-RGO	6	com
Referência-MétodoRateio-RGO-Ciclo	Otimizado	com

4 APLICAÇÃO

Neste capítulo são apresentadas as principais características do modelo de simulação e o processo de parametrização escolhido e aplicado para chegar aos resultados apresentados no Capítulo 5.

4.1 Descrição do Caso de Estudo

Este trabalho utiliza o *benchmark* SEC1-2022, modelo de simulação sintético similar ao UNISIM-IV-2022 (BOTECHIA *et al.*, 2022), criado para avaliações de um campo desenvolvido, ou seja, na fase de gerenciamento. Existem entre estes modelos algumas pequenas diferenças no histórico de produção, mas possuem as mesmas características geológicas e do ponto de vista de incertezas (CHAVES, 2018, CORREIA *et al.*, 2020, BOTECHIA *et al.* 2021). O SEC1-2022 (estratégia de produção base), assim como o UNISIM-IV-2022, possui características carbonáticas dos campos do pré-sal no offshore brasileiro e consiste em um modelo com oito produtores verticais e nove injetores verticais formados por dois tipos de rocha, são elas: estromatólitos e coquinas.

Este *benchmark* possui um conjunto de modelos assimilados e um caso de referência (SEC1-R). O SEC1-R é um modelo altamente refinado construído em um modelo geocelular a partir de dados públicos que possui alta resolução e alto nível de detalhe para confiabilidade dos parâmetros. O caso referência representa a "resposta real" do campo e permite validar a metodologia proposta deste trabalho, com o objetivo de substituir um campo real e emular desafios e dificuldades encontrados em casos reais (BOTECHIA *et al.*, 2022). A **Figura 4.1** mostra o mapa 3D da profundidade [m], ou do inglês, *Grid Top*, do modelo de simulação SEC1-2022.

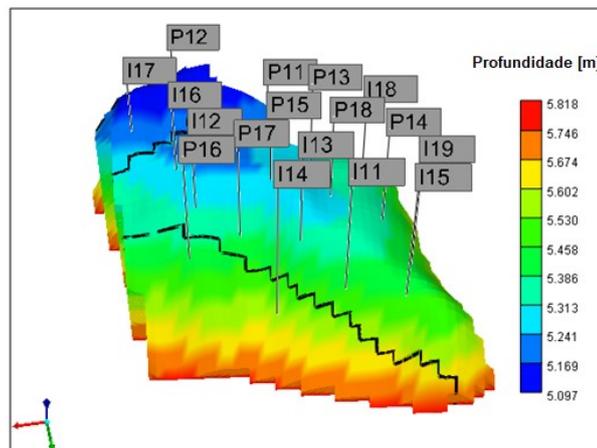


Figura 4.1 – Mapa 3D da profundidade do reservatório SEC1-2022

A **Tabela 4.1** mostra as principais características do reservatório do modelo Base (SEC1-2022) e referência (SEC1-R).

Tabela 4.1 – Informações dos modelos

Dados do Modelo	SEC1-2022	SEC1-R
Número de blocos	63 x 120 x 309	250 x 478 x 640
Dimensão dos blocos (m)	200 x 200 x 5	50 x 50 x 2 m
Tempo de simulação médio (horas)	1 (16 processadores)	30 (16 processadores)
Profundidade média (m)	5.543	5.543
Permeabilidade (mD)	0 a 7.000 (média ~ 400)	0 a 7.000 (média ~ 400)
Porosidade (%)	0 a 0.3 (média ~ 0,1)	0 a 0.3 (média ~ 0,1)

Os fluidos contidos no reservatório apresentam um óleo de grau API considerado leve e com alto teor de CO₂. A estratégia de produção implementada (Base) possui 17 poços verticais (8 produtores e 9 injetores), divididos em duas ondas. A primeira onda (W1) acontece com a entrada de 6 poços produtores e 7 injetores. Após cinco anos da primeira onda são perfurados mais 2 poços produtores e 2 injetores (decisão futura) na segunda onda (W2). As datas de interesse do caso em estudo estão apresentadas na **Tabela 4.2**.

Tabela 4.2 – Datas da simulação do modelo

Evento	Data
Início da simulação e do histórico	02/09/2018
Teste de Longa Duração (TLD)	02/09/2018
Entrada dos poços da primeira onda (W1)	02/09/2018
Final do histórico e início da previsão da produção	02/02/2022
Início da injeção WAG-CO ₂	02/07/2022
Entrada dos poços da segunda onda (W2)	02/02/2027
Final da simulação	02/12/2048

A **Tabela 4.3** mostra os principais dados utilizados para a modelagem composicional de fluidos, obtidos a partir de relatório público (PETROBRAS, 2015).

Tabela 4.3 – Principais dados para modelagem composicional de fluidos (adaptado de Petrobras, 2015)

Propriedade	Valor	Unidade
CO ₂ - Gás	44	(% molar)
CO ₂ – Fluido Res.	37	(% molar)
Temperatura do reservatório	90	(°C)
P _{sat}	500	(kgf/cm ²)
Viscosidade inicial do óleo	0.39	(cP)
RGO flash	442	(std m ³ /m ³)
RGO dif. Lib.	604	(std m ³ /m ³)
RGO separador	415	(std m ³ /m ³)
Bo separador	2	(std m ³ /m ³)

4.2 Parâmetros Operacionais

As condições de operação utilizadas neste trabalho são apresentadas nas tabelas abaixo. Foi escolhida a injeção de água como método de estabilizar os níveis de pressão do reservatório. A **Tabela 4.4** mostra as principais informações sobre a capacidade de produção e injeção da plataforma. As especificações da plataforma foram definidas por Correia *et al.* (2015) e Botechia *et al.* (2022), levando em consideração a quantidade de líquido e gás a serem produzidas, representando um cenário análogo ao de um campo do pré-sal.

Tabela 4.4 – Parâmetros operacionais da plataforma

Capacidade de produção e injeção da plataforma	Valor	
	m ³ /d	(barril – bbl /d)
Vazão máxima de óleo	28.617	180.000
Vazão máxima de líquido	28.617	180.000
Vazão máxima de produção de água	23.848	150.000
Vazão máxima de injeção de água	35.771	225.000
Vazão máxima de produção de gás	12.000.000	-

A **Tabela 4.5** mostra as principais informações dos limites operacionais dos poços produtores.

Tabela 4.5 – Informações dos poços produtores

Poço produtor	
Restrição	Produção de líquido
Vazão máxima (m ³ /d)	8.000
Pressão mínima de fundo de poço (kPa)	50.000

A **Tabela 4.6** mostra as principais informações dos limites operacionais dos poços injetores.

Tabela 4.6 – Informações dos poços injetores

Poço injetor		
Restrição	Injetor de gás	Injetor de água
Vazão máxima (m ³ /d)	4.000.000	10.000
Pressão máxima de fundo de poço (kPa)	75.000	75.000

A **Tabela 4.7** apresenta um resumo das variáveis de otimização e a parametrização de cada abordagem. O Caso Base tem como método de rateio o IP e não tem monitoramento da RGO limite nos produtores, ou seja, os poços não fecham por essa variável.

Tabela 4.7 – Informações da parametrização de cada abordagem

Variáveis de otimização	Caso Base	Abordagens				
		1	2	3	4	5
Tamanho ciclo WAG-CO ₂ (meses)	6	2 a 312	2 a 312	2 a 312	2 a 312	2 a 312
RGO limite (m ³ /m ³)	Sem limite	Sem limite	1600	600 a 2400	600 a 2400	600 a 2400

O tamanho dos ciclos foi discretizado da seguinte forma para o processo de avaliação e otimização dos ciclos WAG-CO₂:

- Ciclos de 2 a 60 meses: discretizados de 2 em 2 meses;
- Ciclos de 60 a 312 meses: discretizados de 12 em 12 meses.

A discretização da RGO limite foi realizada da seguinte forma:

- RGO limite de 600 m³/m³ a 2400 m³/m³ discretizado de 200 em 200 m³/m³ – Exceto na Abordagem 1, já que não tem limite para fechamento de poço;
- RGO limite de 10.000 m³/m³ – Foi considerado esse valor extremo como candidato para avaliar a possibilidade de ser economicamente benéfico alguns produtores nunca fecharem.

4.3 Parâmetros Econômicos

Parâmetros econômicos, como o preço do barril de óleo, por exemplo, podem variar muito de acordo com eventos internacionais e apresentam cenários bastante dinâmicos. Os cálculos econômico-financeiros foram realizados através do software MERO, desenvolvido pelo Grupo de Pesquisa em Simulação e Gerenciamento de Reservatórios (UNISIM) da UNICAMP.

A **Tabela 4.8** exhibe os parâmetros econômicos e taxas fiscais para fazer a avaliação econômica do projeto. Os parâmetros econômicos foram extraídos do trabalho de Botechia e Schiozer (2022), baseado no cálculo dos autores (CORREIA *et al.*, 2015, 2020; CAMACHO, 2017).

Tabela 4.8 – Parâmetros econômicos

Tipo de parâmetro	Parâmetro	Valor	Unidade
Receita	Preço do óleo	314,5	USD/m ³
Tributos fiscais	Impostos sociais cobrados sobre a receita bruta	9,25	%
	Taxa de imposto corporativo	34	%
	Taxa de royalties	15	%
Custos	Custo da produção de óleo	35,73	USD/m ³
	Custo da produção de água	3,58	USD/m ³
	Custo da injeção de água	3,58	USD/m ³
	Custo da produção do gás	0,0096	USD/m ³
	Custo da injeção do gás	0,0103	USD/m ³
	Custo de abandono (% do investimento - CAPEX)	20	%
Investimentos	Perfuração e completação vertical dos poços	125	USD milhões
	Integração poço-plataforma	100	USD milhões
	Plataforma	2000	USD milhões
Outros	Taxa de desconto anual	9	%

4.4 Programas computacionais utilizados

Neste trabalho foram utilizados os seguintes programas computacionais: simulador numérico de fluxo em reservatórios do tipo composicionais, químicos e não convencionais GEM versão 2020.1 da *Computer Modelling Group* (CMG) e MERO versão 2020.1 do UNISIM/CEPETRO/UNICAMP para a realização da análise econômica.

4.5 Modelos Representativos (MR)

Conforme descrito no Capítulo 3, na Etapa (C) é avaliada a melhor solução obtida no caso base em cenários incertos, utilizando os MR, selecionados seguindo a metodologia

descrita na Seção 2.6 através da utilização da ferramenta computacional denominada RMFinder (MEIRA *et al.*, 2020).

A **Figura 4.2** mostra como é feita a seleção dos MR, podendo ser separado em três componentes, o primeiro componente é a função objetivo *cross-plot* (**Figura 4.2b**), que tem como objetivo avaliar a representatividade do conjunto de MR em relação às variáveis de produção do problema. O segundo componente considera as curvas de risco (**Figura 4.2a**) para as mesmas variáveis de produção. O terceiro componente refere-se ao nível de atributo das variáveis de entrada, que avalia o quão diferente é a distribuição dos níveis de atributo no conjunto dos MR. Este trabalho não teve como objetivo fazer a seleção dos dez MR que serão apresentados abaixo e no Capítulo de Resultados, sendo que esta seleção foi realizada por pesquisadores do Grupo de Simulação Numérica e Gerenciamento de Reservatórios de Petróleo (UNISIM) no contexto de outros trabalhos.

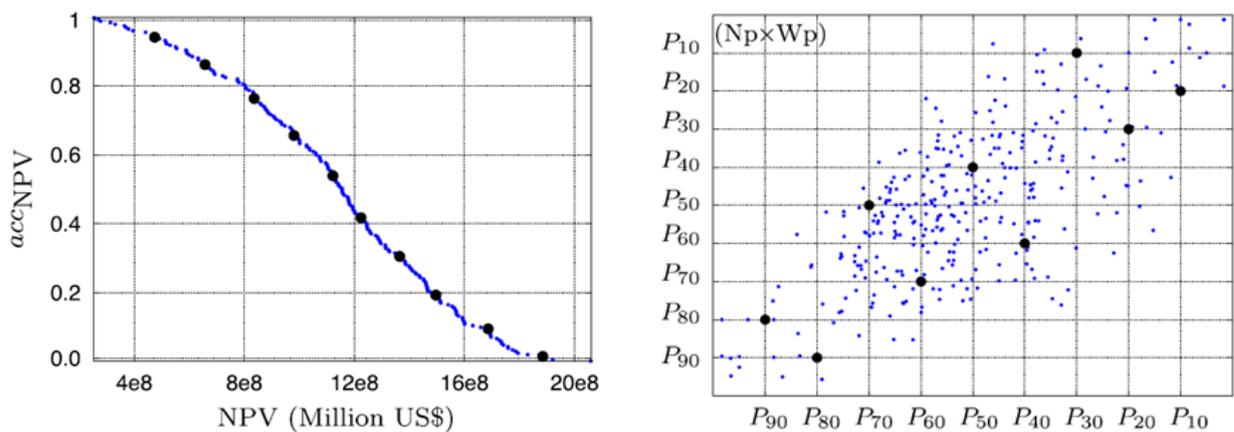


Figura 4.2 – Exemplo de seleção de modelos representativos: (a) curva de risco do VPL e (b) gráfico cruzado de $N_p \times W_p$. Os pontos azuis representam o conjunto completo de modelos de simulação, enquanto os pontos pretos são os RM selecionados (Meira *et al.*, 2016).

A **Tabela 4.9** mostra a combinação dos níveis de atributos para cada um dos MR e os valores do atributo TRANSF.

Tabela 4.9 Níveis dos parâmetros de cada MR e valores para o atributo TRANSF

MR	Atributos							
	GEO	KR_est	KR_coq	TRANSF				PVT
				TRANSF3	TRANSF4	TRANSF5	TRANSF6	
MR1	23	3	2	2,15E-05	2,93E-03	1,36E-04	2,51E-04	0
MR2	35	4	3	7,36E-05	1,85E-06	1,85E-02	2,93E-07	2
MR3	46	3	3	1,00E-06	3,41E-02	7,36E-05	1,85E-06	0
MR4	44	5	2	1,17E-05	2,51E-04	2,15E-05	3,98E-05	0
MR5	76	6	1	1,17E-05	7,36E-05	5,41E-03	1,85E-06	0
MR6	86	4	2	4,64E-04	1,58E-03	8,58E-04	1,36E-08	1
MR7	8	5	2	6,31E-06	1,36E-04	8,58E-08	8,58E-08	1
MR8	16	2	2	1,00E-06	5,41E-03	3,41E-06	3,41E-06	0
MR9	19	5	0	2,93E-07	1,17E-05	2,15E-05	1,36E-04	0
MR10	83	4	2	2,93E-07	1,85E-06	8,58E-04	3,98E-05	0

Abaixo são definidos os atributos mencionados na tabela acima:

- GEO: realizações geoestatísticas que incluem: variações na distribuição de horizontal, permeabilidade vertical e porosidade; tipos de rochas; e incerteza na transição entre estromatólitos e coquinas.
- KR_est: Permeabilidade relativa para a região dos estromatólitos (curvas – 6 níveis).
- KR_coq: Permeabilidade relativa para a região das coquinas (curvas – 6 níveis).
- TRANSF: Transmissibilidade de falhas (escalar).
- PVT: Viscosidade do gás (escalar).

5 RESULTADOS E DISCUSSÕES

Neste capítulo são apresentados os resultados deste trabalho, obtidos seguindo os passos da Metodologia descrita no Capítulo 3. Este Capítulo está dividido em 3 Seções, onde estão apresentados os resultados da otimização nominal do Caso Base, otimização dos modelos representativos (MR), e aplicação no modelo referência (SEC11-R), respectivamente.

5.1 Otimização nominal do modelo Caso Base

Figura 5.1 mostra o VPL ótimo de cada abordagem, encontrados a partir dos diferentes métodos de rateio e respeitando a premissa de reinjeção total do gás produzido no reservatório. Os valores de VPL obtidos na otimização de cada método de rateio convergiram para valores muito próximos ao final da última abordagem, indicando que o método de rateio não impactou muito na função objetivo (VPL). Dentre os valores encontrados, Prior5 e Guide5 obtiveram as melhores soluções, com um acréscimo de 9% comparado ao Caso Base. Todas as abordagens estudadas apresentaram uma tendência de melhoria e/ou ganho no indicador econômico, quando utilizado gerenciamento de fechamento e/ou monitoramento de poços com ciclos WAG-CO₂ otimizados.

A Abordagem IP1 e o Caso Base, apresentaram uma diferença significativa no VPL quando comparadas com as Abordagens Guide1 e Prior1. Isto acontece principalmente porque o método Guide atua com a especificação de pesos nos poços produtores, sendo que, neste caso, foi imposto maior peso para os produtores com melhor produtividade de óleo e menor peso para os poços com alta produção de gás. No caso do Prior, o próprio método de rateio internamente classifica a ordem de priorização dos poços, lembrando que o método de rateio Prior permite que os produtores fechem e abram de acordo com a priorização dos poços, ou seja, prioriza manter abertos os poços que estão produzindo mais óleo e fechar aqueles que estão produzindo mais gás, de acordo com as vazões-alvo (descrito na Seção 2.5 deste trabalho), diferente do IP, que atua através do cálculo das vazões. Em outras palavras, Guide e Prior foram implementadas na Etapa C com o intuito de melhorar a gestão do gás produzido e consequentemente injetado, diferente de IP que já era o método original de rateio da estratégia do Caso Base.

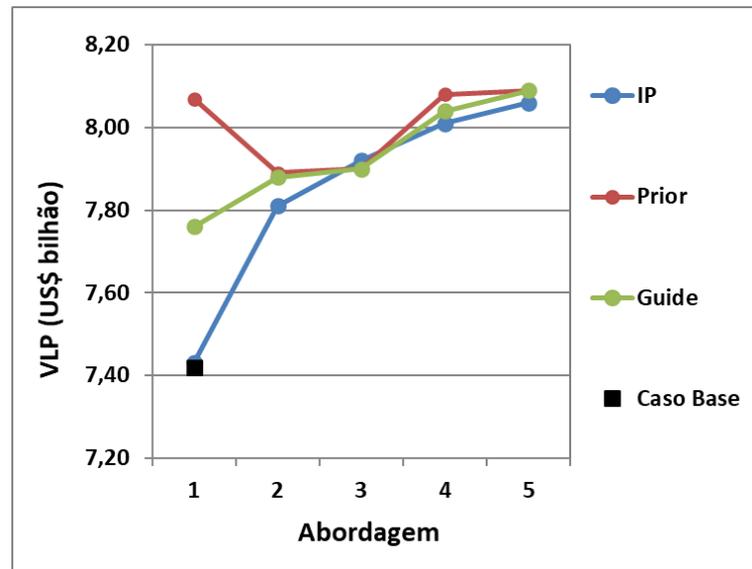


Figura 5.1 – Valor Presente Líquido (VPL) de cada abordagem

A **Figura 5.2** mostra o gráfico de acréscimo percentual no VPL das abordagens estudadas quando comparadas ao Caso Base. Observa-se que Prior1 já consegue fazer um bom gerenciamento nos produtores (quando comparados o VPL do Caso Base com o do Prior1), obtendo um acréscimo de 8,8%. Essa diferença para os demais casos da abordagem 1 ocorre porque nesta abordagem não há fechamento de produtor por RGO limite, e o próprio método (Prior), como já mencionado, realiza a abertura e o fechamento de poço automaticamente de acordo com a frequência de verificação dos poços e o parâmetro de priorização.

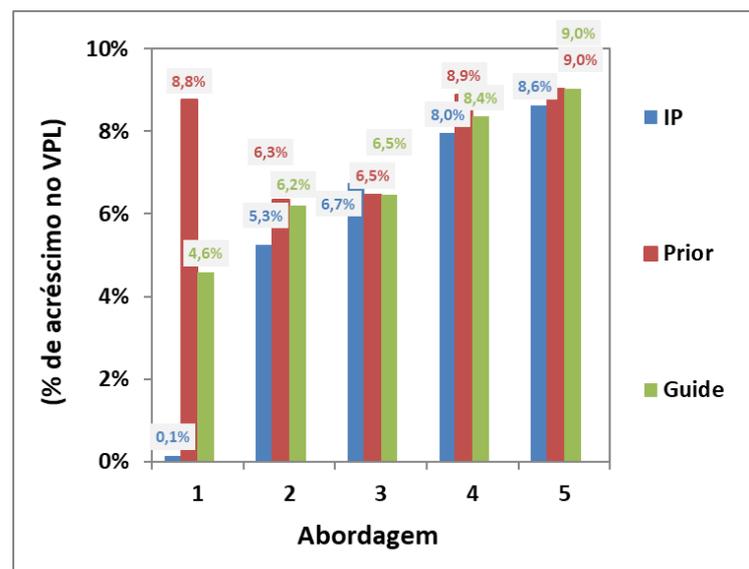


Figura 5.2 – Acréscimo em (%) no VPL das abordagens comparado ao Caso Base

A **Figura 5.3** mostra os tamanhos de ciclo WAG-CO₂ que tiveram melhor indicador econômico das Abordagens de 1 a 4. A Abordagem 5 é representada na **Figura 5.7**, pois a otimização do ciclo ocorreu por poço injetor individualmente.

Observa-se que da Abordagem IP1 para a Abordagem IP2 o tamanho do ciclo aumenta significativamente, e a principal causa dessa diferença é adicionar o monitoramento da RGO limite nos poços produtores. Quando poços produzem livremente, o reservatório tende a ter a injeção mais controlada do ponto de vista do gás com os ciclos curtos, por fazerem a troca de fluido com maior frequência. Por se tratar de um reservatório extenso, a curta duração do ciclo impacta na eficiência do deslocamento do óleo em direção aos poços produtores, em outras palavras, a injeção não tem tempo suficiente de atuar na varredura do óleo, enquanto ciclos longos e super longos têm melhor atuação nesse quesito.

As soluções obtidas para as abordagens que incluem o método Prior e Guide tiveram a duração ótima do ciclo WAG-CO₂ entre 132 e 312 meses, o que resultou em ciclos longos e super longos como melhores ciclos WAG-CO₂ para a estratégia avaliada.

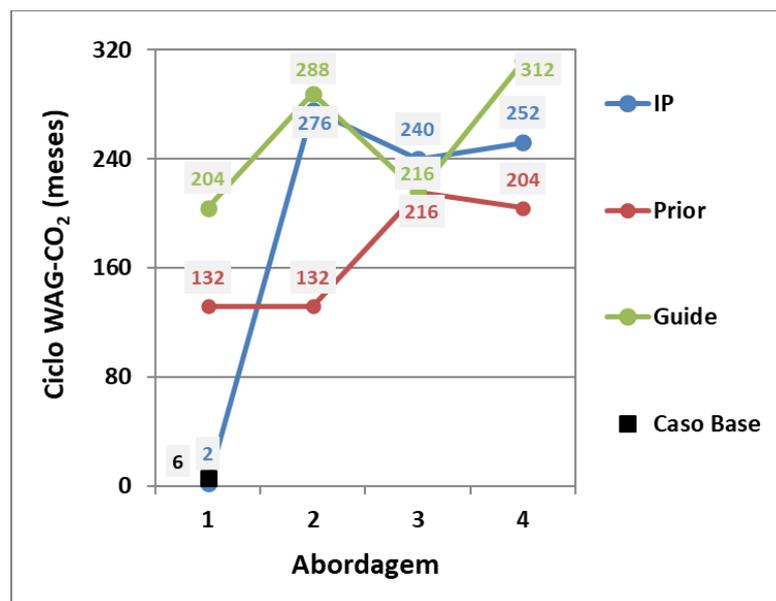


Figura 5.3 – Tamanho do ciclo WAG de cada abordagem

A **Figura 5.4** e **Figura 5.5** mostram a otimização do ciclo WAG-CO₂ para IP1 e IP4, respectivamente. Observa-se que ao aumentar o tamanho do ciclo, o VPL cai, isso acontece porque ao ter ciclos longos e/ou super longos, o reservatório satura de gás mais rapidamente, principalmente nas regiões próximas dos produtores, impactando a produção de óleo (produz-se muito gás e subsequente injeta-se muito gás). Como para a abordagem IP1 não há restrição para fechamento de poços, estes passam a produzir muito gás ao longo de toda vida produtiva do campo, ao contrário da Abordagem 4 que, por sua vez, quando aplicada RGO limite para

fechamento dos produtores, os poços injetores tendem a ter ciclos longos e super longos. Isso acontece principalmente porque, ao ter ciclos injetando por longos períodos, os fluidos injetados conseguem obter melhor eficiência de varrido do óleo. Por se tratar de um reservatório extenso, os produtores fecham ao atingir o RGO limite, permitindo, desta forma, que poços com melhor produtividade de óleo permaneçam produzindo.

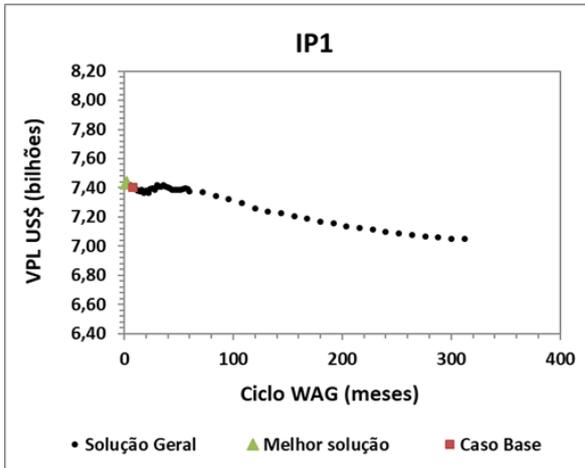


Figura 5.4 – VPL versus tamanho do ciclo para IP1

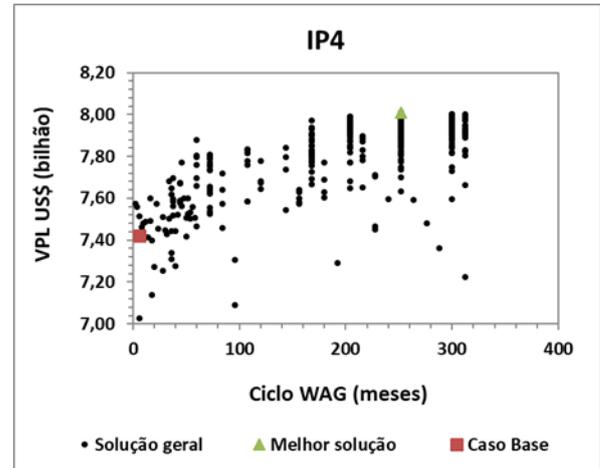


Figura 5.5 – VPL versus tamanho do ciclo para IP4

A **Figura 5.6 e 5.7** mostram a otimização do ciclo para Guide1 e Guide4, respectivamente. Diferente de IP1, ciclos longos e super longos apresentam melhores indicadores econômicos em ambos os casos, ainda que, após ciclos WAG-CO₂ de 120 meses é observada pouca variação no VPL. A Abordagem Guide4 apresenta resultados semelhantes ao IP4, sendo ciclos super longos com melhores valores de VPL.

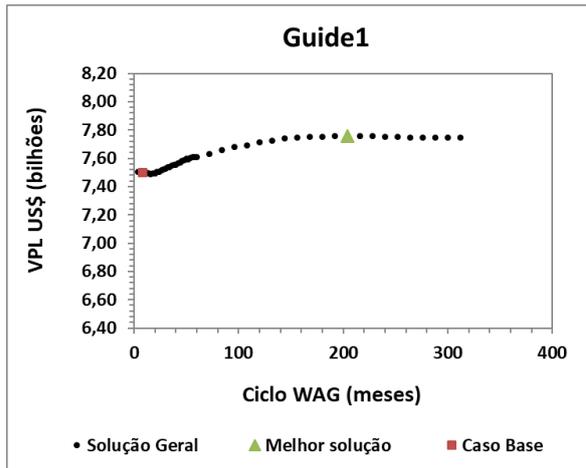


Figura 5.6 – VPL versus tamanho do ciclo para Guide1

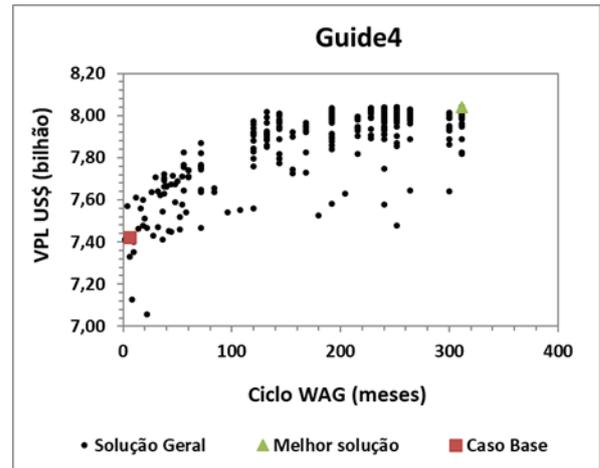


Figura 5.7 – VPL versus tamanho do ciclo para Guide4

As **Figuras 5.8 e 5.9** mostram a otimização do tamanho dos ciclos para Prior1 e Prior4, respectivamente. De forma similar ao Guide1, ciclos longos e super longos apresentam melhores indicadores econômicos, e assim como Guide, após ciclos de 120 meses o VPL não tem variações significativas.

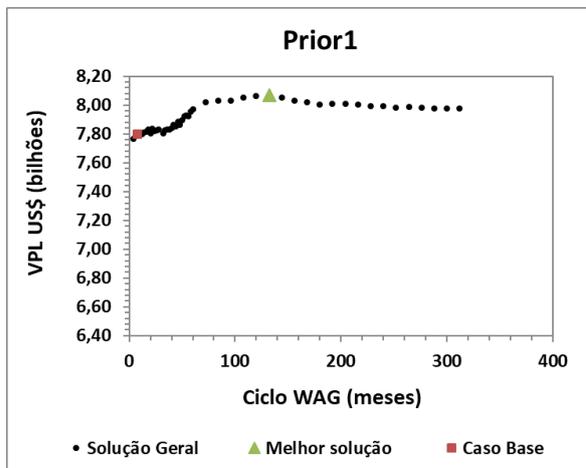


Figura 5.8 – VPL versus tamanho do ciclo para Prior1

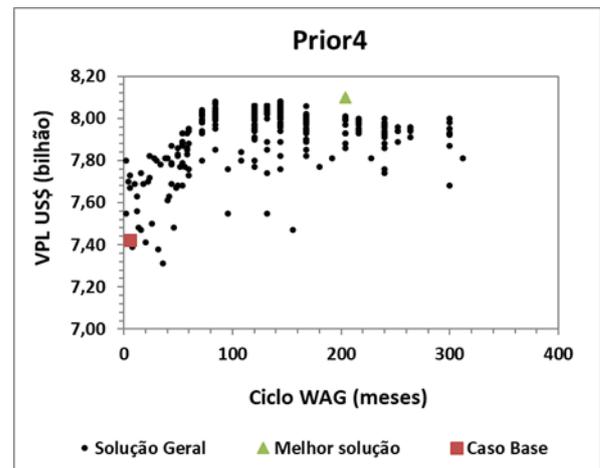


Figura 5.9 – VPL versus tamanho do ciclo para Prior4

Os gráficos de VPL versus tamanho de ciclo das demais abordagens são apresentadas no Anexo A deste trabalho.

A **Figura 5.10** mostra o tamanho do ciclo WAG-CO₂ por poço injetor. Os injetores I18 e I19 (na cor rosa) são poços que entram na segunda onda (W2), como explicado na Seção 4.1.

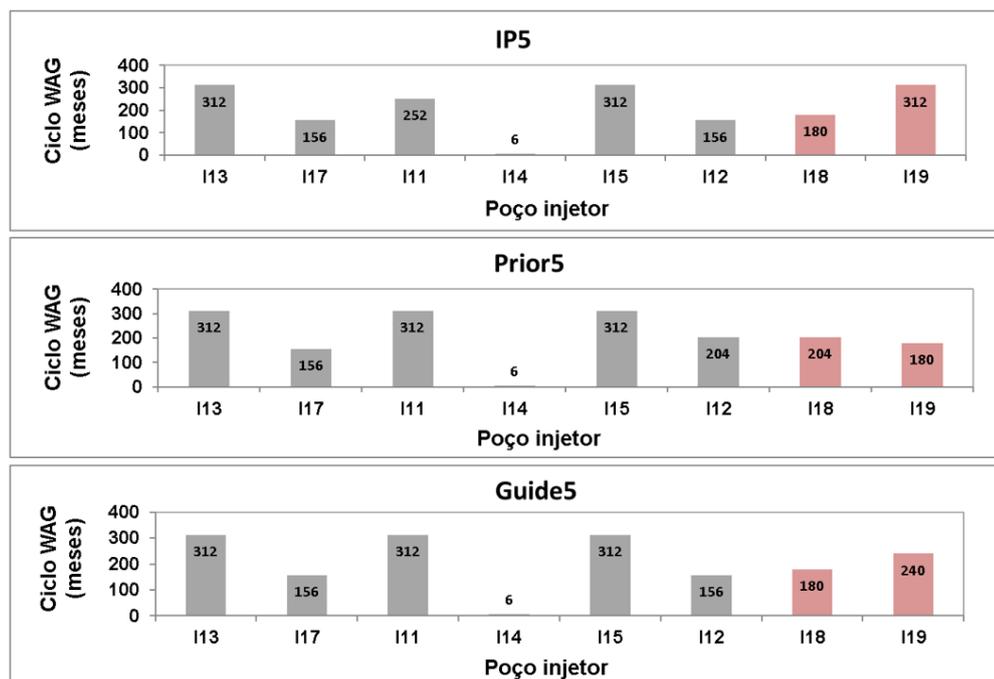


Figura 5.10 – Tamanho do ciclo WAG-CO₂ por poço injetor

Ainda que as abordagens Prior5 e Guide5 tenham tido o melhor desempenho econômico, algumas implicações foram observadas ao longo da análise dos resultados do gerenciamento dos poços pelo método Prior. A principal e mais relevante implicação é a frequência de verificação dos produtores, pois, dependendo da frequência estabelecida, os poços abrem e fecham repetidas vezes, o que o torna não aplicável operacionalmente. Outro motivo é a dificuldade que o método teve em fazer a total reinjeção do gás produzido, já que muitas soluções precisaram ser descartadas por não cumprir a premissa de total reinjeção. Por fim, foram observadas algumas inconsistências numéricas utilizando-se este método. Por estes motivos, optou-se por seguir com a solução que atendesse a premissa estabelecida para a otimização e fosse mais realista quando avaliada para aplicação em escala operacional, no caso Guide5.

Analisando individualmente os injetores, observa-se que um único poço teve ciclo curto (I14). No caso do I14, a redução do tamanho do ciclo WAG-CO₂ aconteceu devido a sua localização. O I14 e P16 constituem um par de poços que estão localizados em uma região isolada do reservatório, em que uma falha selante torna essa região não-comunicante.

O I14 é um poço que inicia sua injeção com gás, para melhor controle de pressão, e ciclos curtos tendem a ter melhor desempenho, pois, ciclos longos e/ou super longos pressurizam a região a ponto de atingir rapidamente a pressão de fundo máxima do poço injetor (75.000 kPa) como ilustrado no mapa de saturação de gás da **Figura 5.11**. À esquerda

(Guide4), o ciclo do I14 tem duração de 312 meses, enquanto na figura da direita (Guide5) o I14 tem o ciclo com duração de 6 meses.

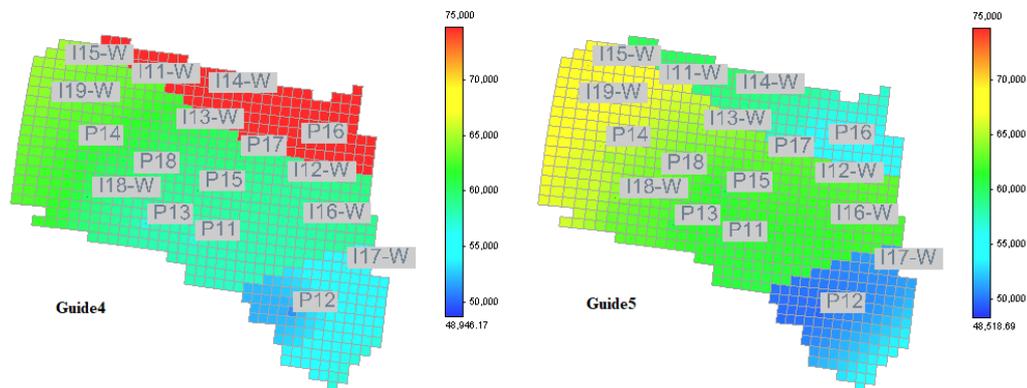


Figura 5.11 – Pressão (kPa) – 02/12/2048

Devido ao fato de esta região ser isolada, a avaliação individual dos injetores ajudou a identificar que a heterogeneidade do reservatório pode mudar significativamente o tamanho do ciclo e também possíveis problemas operacionais de injeção relacionado a pressão de fundo de poço (BHP). Os mapas de saturação de óleo, gás e água se encontram no Apêndice B deste trabalho.

A **Figura 5.12** mostra as vazões de injeção de gás e água do injetor I14, sendo possível visualizar que, ao iniciar a injeção WAG-CO₂ (2022), o poço abre e fecha com muita frequência devido à pressão de operação do poço. Já na **Figura 5.13**, pode-se observar que, ao implementar um tamanho de ciclo curto, os ciclos passam a ser mais uniformes e a pressão de operação normalizada.

A **Figura 5.14** apresenta o perfil de pressão do poço para ambas as situações, observando-se que, ao ter ciclos longos (Guide4) para este injetor nessa região do reservatório, a pressão é mantida em sua máxima operação, enquanto ao reduzir o ciclo (Guide5) a pressão é reduzida e mantém-se entre 55.000 kPa e 65.00 kPa.

A **Figura 5.15** mostra as vazões de óleo do P16 para o Caso Base, Guide4 e Guide5. O P16, que fecharia em 2023 para no caso Guide4, passa a não fechar quando observado o impacto da heterogeneidade do reservatório nesta região (falha não comunicante) e a mudança de um ciclo super longo para um ciclo curto (Guide5). Todos os demais gráficos dos poços produtores das abordagens Guide4 e Guide5 estão no Apêndice A deste trabalho.

A **Tabela 5.1** apresenta as informações de produção acumulada de óleo (Np), gás (Gp) e água (Wp) e injeção acumulada de gás (Ginj) e água (Winj) para o Caso Base e a melhor solução Guide5.

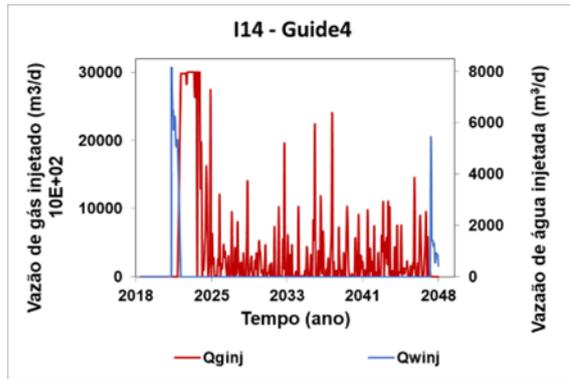


Figura 5.12 – Vazão de injeção de gás ($Q_{g_{inj}}$) e água ($Q_{w_{inj}}$) do injetador 14 da Abordagem Guide4 – Ciclo WAG- CO₂ 312 meses

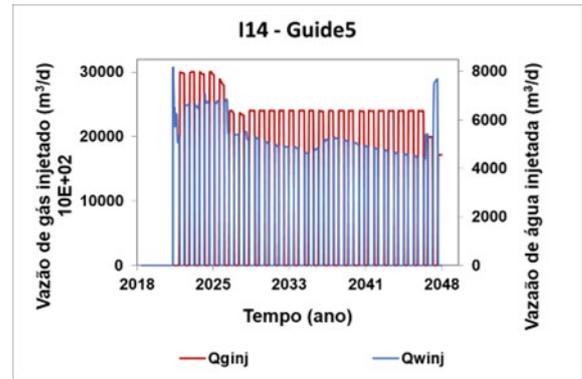


Figura 5.13 – Vazão de injeção de gás ($Q_{g_{inj}}$) e água ($Q_{w_{inj}}$) do injetador 14 da Abordagem Guide5 – Ciclo WAG 6 meses

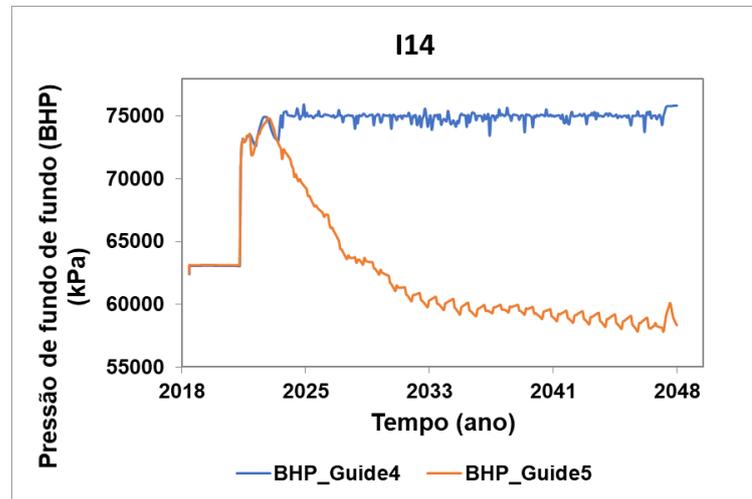


Figura 5.14 – Pressão de fundo de poço em kPa do injetador 14 (I14)

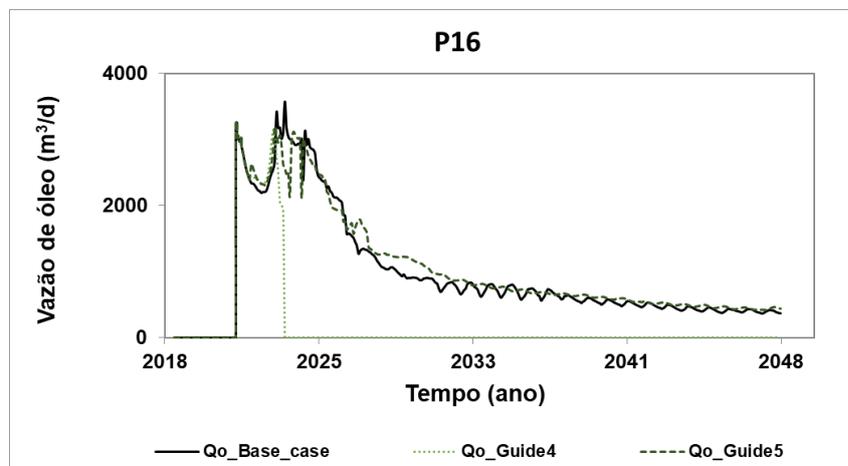


Figura 5.15 – Vazão de óleo do poço produtor 16 (P16)

Tabela 5.1 – Indicadores econômicos, de produção e injeção do Caso Base e Guide5

	VPL	Np	Gp	Ginj	Wp	Winj	Ciclo WAG-CO ₂	RGO limite
Melhor solução	US\$	SCTR (m ³)	(meses)	(m ³ /m ³)				
	10 ⁹	10 ⁶	10 ⁹	10 ⁹	10 ⁶	10 ⁶	-	-
Caso Base	7,42	142,6	120,0	120,0	37,7	165,0	6	sem
Guide5	8,08	166,9	120,7	120,6	98,2	244,6	por poço	por poço

A **Figura 5.2** mostra os tamanhos de ciclo ótimo para a solução de Guide5, sendo que o I16 é um injetor de gás e não entra na estratégia de injeção WAG-CO₂.

Tabela 5.2 – Tamanho dos ciclos WAG-CO₂ dos injetores da solução Guide5

Injetores	I11	I12	I13	I14	I15	I16	I17	I18	I19
Ciclo WAG -CO ₂ (meses)	312	156	312	6	312	-	156	180	240

A **Figura 5.3** mostra os valores de RGO limite para fechamento dos produtores. Observa-se que o P16 apresentou o valor de 10.000 (m³/m³), isso significa que este produtor não fecharia por esta restrição ao longo da vida produtiva do campo, conforme foi detalhado na Seção 2.1.

Tabela 5.3 – RGO limite para fechamento de produtor da solução Guide5

Produtores	P11	P12	P13	P14	P15	P16	P17	P18
RGO limite (m ³ /m ³)	2.400	2.400	2.400	600	1.600	10.000	1.400	800

A **Figura 5.16** mostra a produção de óleo acumulada do reservatório (Np) para todas as abordagens e métodos de rateio. Observa-se maior discrepância entre valores da Abordagem IP1 para Prior1 e Guide1 devido à diferença do tamanho do ciclo entre as abordagens, as demais mantiveram valores próximos.

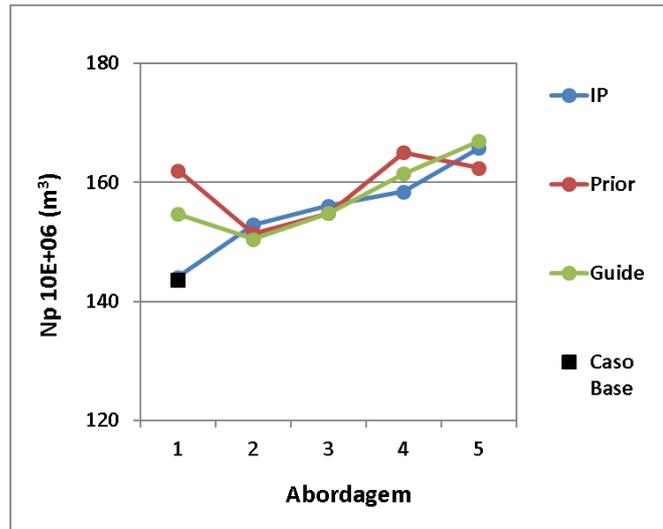


Figura 5.16 – Produção de óleo acumulada para IP, Prior, Guide e Caso Base

A **Figura 5.17** mostra a produção e a injeção de gás para todas as abordagens e métodos de rateio, reforçando que todo o gás produzido deve ser reinjetado no reservatório, pois a plataforma tem um limite de capacidade para processamento do gás e não tem estocagem para este. As abordagens utilizando o método de rateio Guide mantiveram a plataforma topada, ou seja, a plataforma opera a todo tempo em sua capacidade máxima de produção de gás, exceto na Abordagem 2 (Guide2).

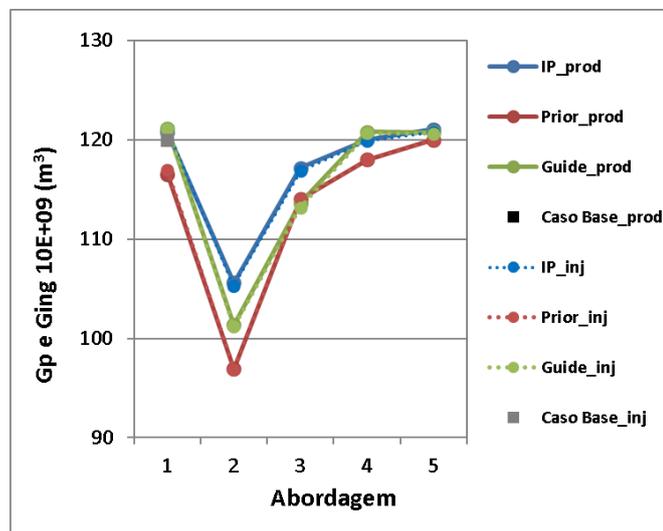


Figura 5.17 – Produção e injeção de gás acumulada para IP, Prior, Guide e Caso Base

Na Abordagem 2, em todas as soluções o processamento do gás operou abaixo da capacidade máxima de operação (**Figura 5.18**), mostrando um potencial para uma possível melhora no desempenho da estratégia nestes casos, já que a plataforma não estava produzindo em sua capacidade máxima.

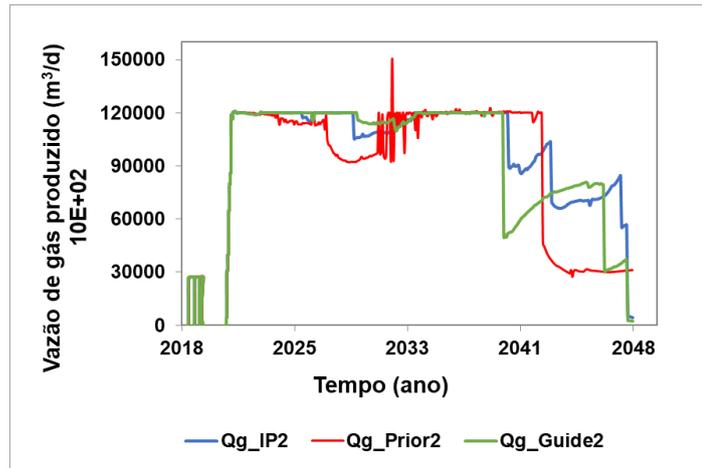


Figura 5.18 – Vazão de gás produzido da Abordagem 2 para IP, Prior e Guide

A **Figura 5.19** mostra a produção e a injeção de água acumulada do campo para todas as abordagens e métodos de rateio. Pode-se observar que, ao considerar o fechamento de poço por RGO limite, tem-se um aumento significativo na produção e na injeção de água. Isso acontece porque os ciclos passam a ser preferencialmente super longos a partir da Abordagem 1 (exceto IP1), e nesta ocasião pelo menos 3 injetores passam a injetar água constantemente por muitos anos. Como no estudo em questão o volume de água injetada tem o papel de manter a pressão do reservatório, o volume de água previsivelmente deve ser aumentado para manter a pressurização necessária para a produção adicional de óleo (quando comparada ao Caso Base).

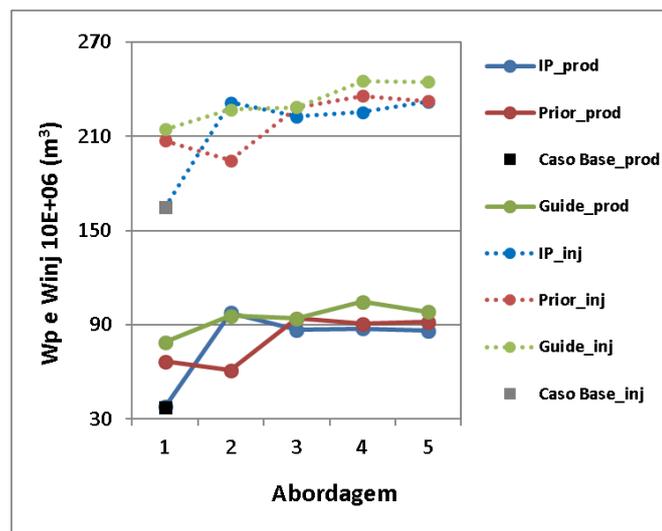
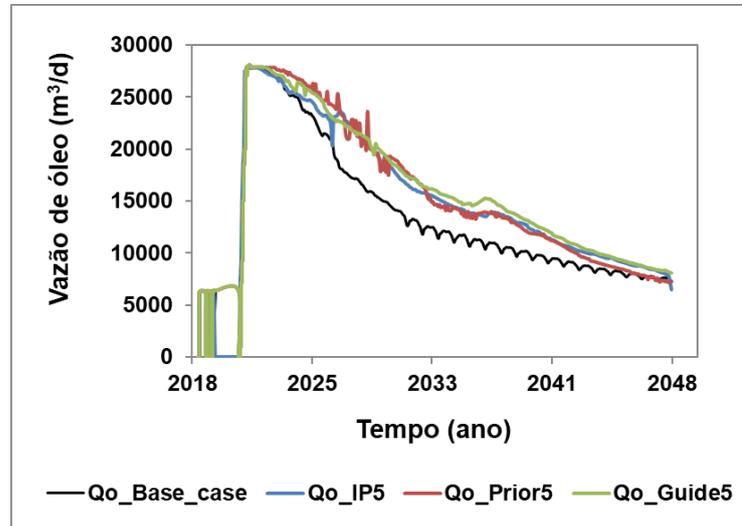


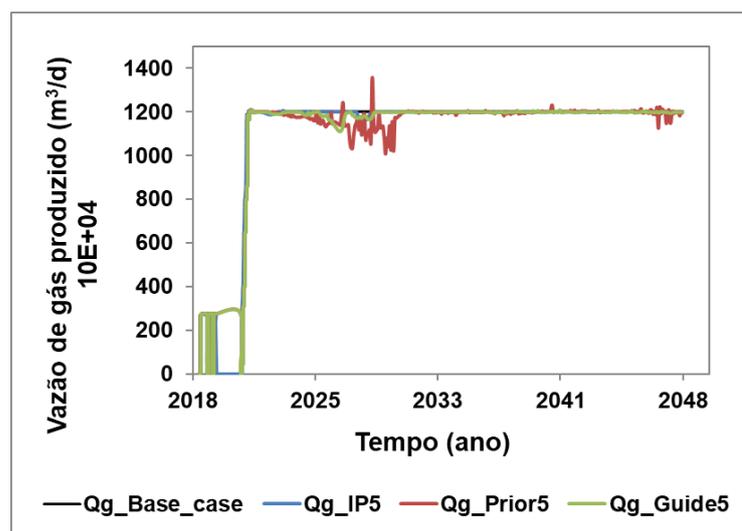
Figura 5.19 – Produção e injeção de água acumulada para IP, Prior, Guide e Caso Base

A **Figura 5.20** mostra a vazão de óleo produzida para a abordagem 5 e respectivos métodos de rateio, e também o caso base. Observa-se que todas as soluções apresentam melhora significativa na produção de óleo, em relação ao Caso Base. Outra observação é que

a metodologia empregada faz com que a produção de óleo seja antecipada, o que é muito benéfico para o retorno econômico do campo, pois se antecipam as receitas provenientes da venda de óleo.



Observa-se nas curvas de vazão do gás produzido e respectivos métodos de rateio (**Figura 5.21**), que, de 2026 a 2030, na abordagem Prior5 o processamento de gás na plataforma fica abaixo da capacidade máxima. Isso acontece porque alguns produtores fecham devido à priorização dos poços, e voltam a abrir depois de 2033.



Observa-se na **Figura 5.22** algumas anomalias (picos de injeção) nas curvas de vazão de gás injetado na Abordagem Prior5, estes são erros numéricos que acontecem devido ao fechamento e a abertura dos produtores com frequência.

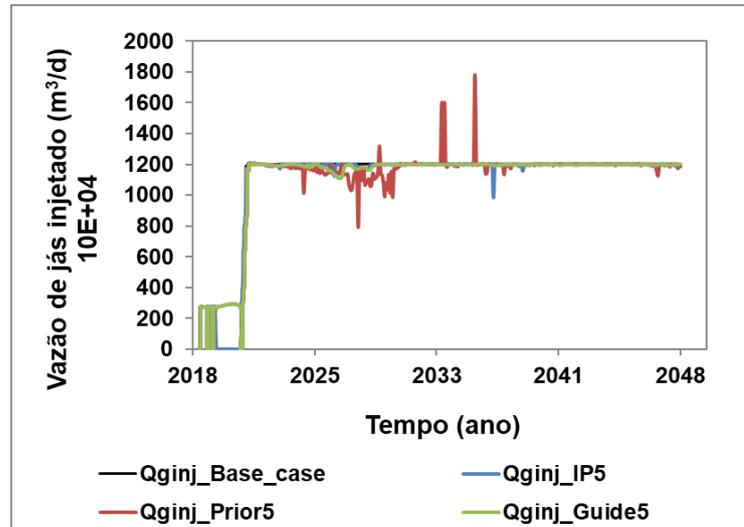


Figura 5.22 – Vazão de gás injetado do campo do Caso Base, e a abordagem 5 de IP, Prior e Guide

Como pode ser observado na **Figura 5.23**, a vazão de água produzida é aumentada significativamente em todas as soluções, principalmente da Abordagem 5 em relação ao Caso Base. Isso acontece devido ao alto volume de água que é injetado para manter a pressão do reservatório quando aplicados ciclos longos e super longos e, conseqüentemente, é produzido. A curva da Abordagem Prior5 apresenta grandes oscilações e o motivo é o mesmo que o citado acima, como o método de rateio por Prior acontece fazendo a verificação com determinada periodicidade (neste caso de 30 em 30 dias), os poços produtores fecham e abrem com muita frequência e isso é observado nas curvas de produção e injeção.

Observa-se na **Figura 5.24** que a vazão de água injetada é maior em todas as abordagens quando comparadas ao Caso Base. Isso acontece porque como mencionado a injeção de água é responsável pela manutenção da pressão média do reservatório, ao produzir óleo adicional, o reservatório tende a despressurizar e, para manter a pressão constante em 61.000 kPa, o volume de água injetado é calculado internamente para atender a este parâmetro.

A **Figura 5.25** mostra a Razão Gás Óleo (RGO) ao longo da vida produtiva do campo, que cresce conforme o óleo do reservatório é produzido e o gás é reinjetado.

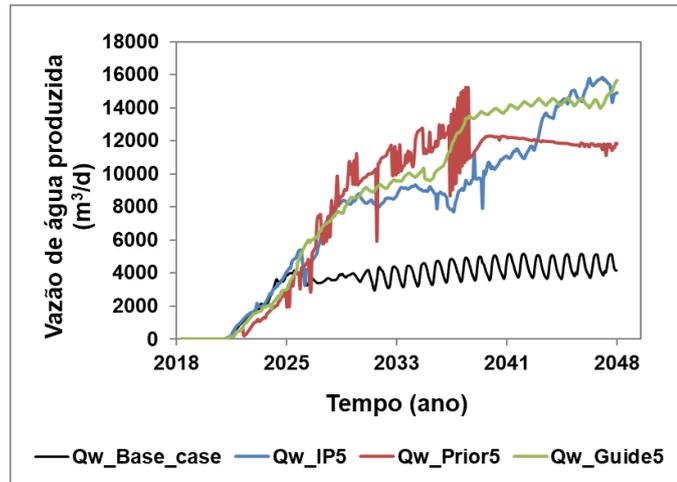


Figura 5.23 – Vazão de água produzida do Caso Base, e a abordagem 5 de IP, Prior e Guide

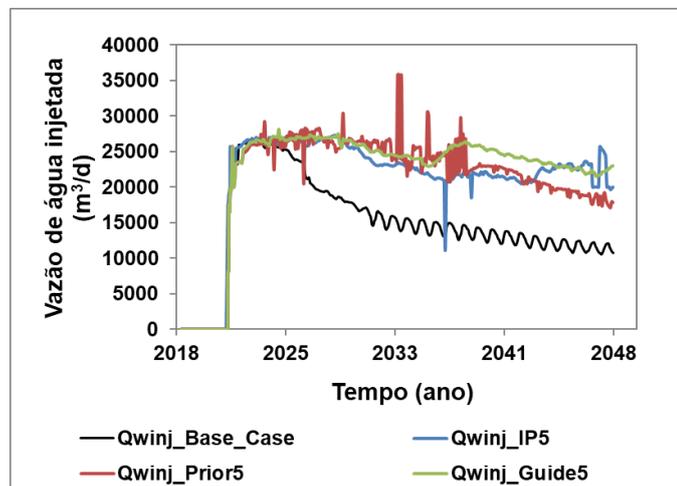


Figura 5.24 – Vazão de água injetada Caso Base, e a abordagem 5 de IP, Prior e Guide

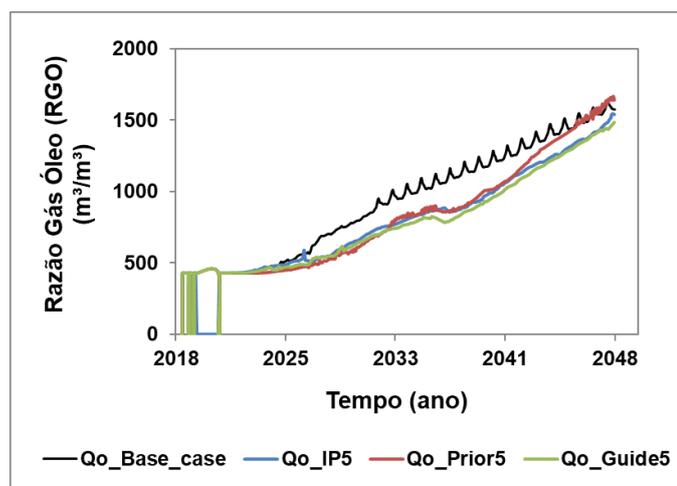


Figura 5.25 – Razão Gás óleo (RGO) do campo do Caso Base, e a abordagem 5 de IP, Prior e Guide

5.2 Aplicação de soluções nos Modelos Representativos (MR)

Buscou-se avaliar se a melhor solução da otimização do tamanho do ciclo e RGO para o caso base apresentaria melhoria no VPL em outros cenários incertos. A melhor solução Guide5 foi utilizada como parâmetro de avaliação e aplicação nos modelos representativos para analisar a similaridade dos resultados entre a otimização da estratégia base e nos MR.

A **Figura 5.26** mostra o gráfico de VPL para cada modelo representativo, conforme metodologia desenvolvida e apresentada na Seção 3.4 Abaixo são apresentadas as nomenclaturas empregadas para se referir as diferentes aplicações nos MR.

- MR – Modelos Representativos das estratégias originais (método de rateio IP);
- MR-Guide – Modelos Representativos utilizando o método de rateio Guide ao invés do IP;
- MR-Guide-RGO – Modelos Representativos utilizando o método de rateio Guide e RGO limite para fechamento de poço (valores de RGO limite apresentado na Tabela 5.3), e por fim
- MR-Guide-RGO-Ciclo – Modelos Representativos utilizando o método de rateio Guide com RGO limite para fechamento de poço e aplicação dos tamanhos dos ciclos WAG-CO₂ da Abordagem Guide5 (valores de tamanho de ciclo e RGO limite apresentado na Tabela 5.2 e Tabela 5.3, respectivamente).

Observa-se que, assim como ocorreu após otimização da estratégia de gerenciamento do Caso Base (, quando aplicadas regras de controle para melhorar o gerenciamento do gás por monitoramento da RGO e tamanho do ciclo WAG-CO₂, melhores soluções são encontradas.

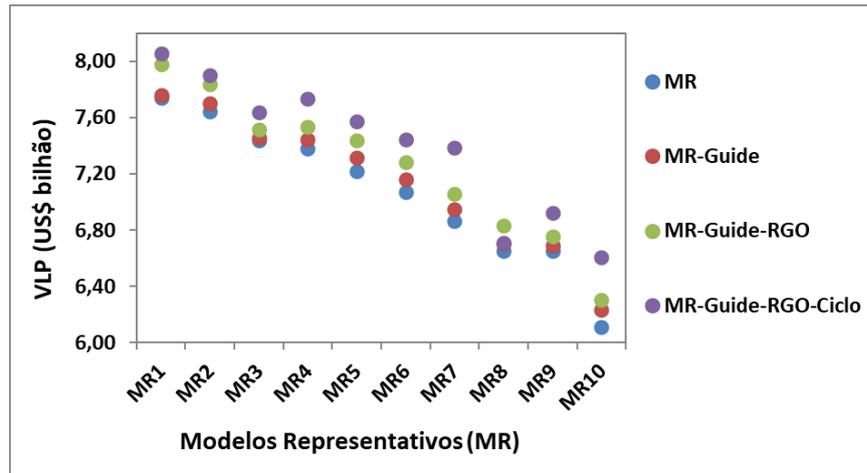


Figura 5.26 – Modelos Representativos (MRs) com aplicação de Guide

A **Figura 5.27** mostra o percentual de acréscimo no VPL das diferentes aplicações nos modelos representativos em comparação com a estratégia original dos MR. A análise feita nos MR apresentou melhoria no indicador econômico em todos os modelos, quando aplicada a otimização da RGO e do tamanho do ciclo WAG-CO₂, exceto para o MR8 quando aplicado para MR-Guide-RGO-Ciclo.

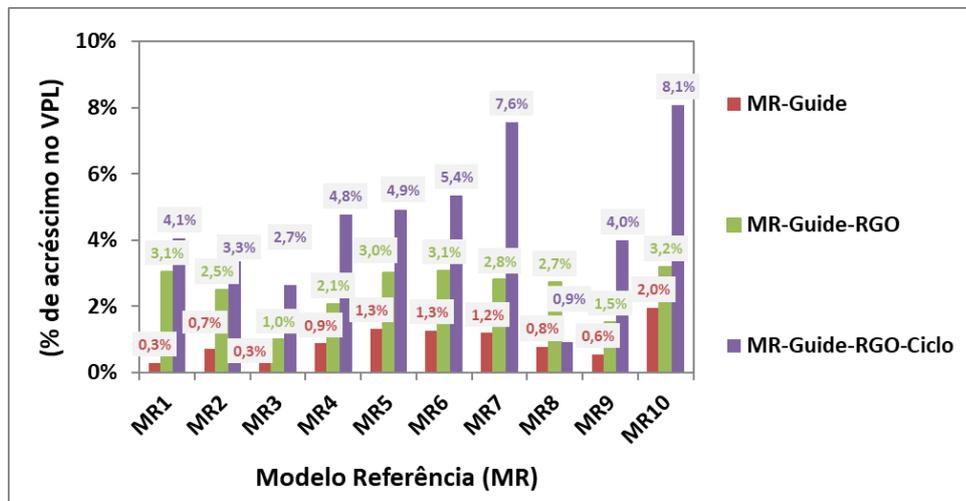


Figura 5.27 – Percentual (%) de acréscimo no VPL das diferentes aplicações comparada ao MR original

Os resultados obtidos a partir dos MR reforçam que os campos com alta produção de gás necessitam de estudos voltados à otimização das variáveis operacionais, sendo que, neste trabalho, o foco foi o tamanho do ciclo WAG-CO₂ junto ao monitoramento do limite de RGO. Quando avaliadas outras possíveis incertezas dos reservatórios, 90% dos modelos apresentaram melhora no indicador econômico, mesmo a estratégia tendo sido otimizada considerando outro cenário geológico.

5.3 Modelo referência (SEC1-R)

A aplicação da melhor solução (Guide5) foi feita no modelo referência (SEC1-R), conforme descrito na Seção 3.2.4 do capítulo de metodologia e Seção 4.7 do Capítulo de Aplicação. A utilização do caso referência, que nesta ocasião foi utilizado para validar a metodologia desenvolvida para a otimização do tamanho do ciclo WAG-CO₂, teve como objetivo analisar a “resposta real” do campo. Para isso, os seguintes cenários foram avaliados:

- Caso referência – estratégia base original;
- Caso referência utilizando o método de rateio Guide ao invés de IP;
- Caso referência utilizando o método de rateio Guide e limite de RGO otimizado (valores de RGO limite apresentado na Tabela 5.3);
- Caso referência utilizando o método de rateio Guide, limite de RGO otimizado e ciclo WAG otimizado (valores de tamanho de ciclo e RGO limite apresentados na Tabela 5.2 e Tabela 5.3, respectivamente).

A **Tabela 5.4** mostra o resumo dos resultados obtidos no modelo referência quando aplicados os dados de tamanho de ciclo e RGO limite apresentados na Tabela 5.2 e Tabela 5.3, respectivamente. No caso Referência-Guide-RGO-Ciclo, o termo “otimizado” foi usado para se referir aos dados de tamanho ótimo de ciclo variando entre os injetores e RGO limite obtidos na otimização de Guide5.

Tabela 5.4 – Resumo dos resultados no modelo referência através da melhor solução obtida na Etapa C

	VPL	Np	Gp	Ginj	Wp	Winj	Ciclo WAG-CO ₂	RGO limite
	US\$	SCT R (m ³)	SCTR (m ³)	SCTR (m ³)	SCTR (m ³)	SCTR (m ³)	(meses)	(m ³ /m ³)
	bilhão	10 ⁶	10 ⁹	10 ⁹	10 ⁶	10 ⁶	-	-
Referência	7,58	150,5	121,19	121,16	64,86	196,67	6	sem
Referência-Guide	7,65	152,3	121,19	121,17	65,21	198,73	6	sem
Referência-Guide-RGO	7,83	160,0	121,18	121,17	52,40	193,12	6	com (otimizado)
Referência-Guide-RGO-Ciclo	8,00	166,1	121,11	121,07	70,70	217,15	(otimizado)	com (otimizado)

O ganho no VPL ocorreu de forma gradual conforme se aplicava regras de controle por limite de RGO e tamanho de ciclo. Houve um acréscimo de 5,6% na solução Referência-Guide-RGO-Ciclo quando comparada ao modelo referência original, conforme ilustrado na **Tabela 5.4**.

A **Figura 5.28** mostra o gráfico de vazão de óleo dos cenários avaliados no modelo referência. Observa-se que, quando comparadas as vazões de óleo do Referência (original) com o Referência usando o método Guide um pequeno incremento de óleo (+0,9%) é observado (Referência-Guide), mostrando que o método de rateio Guide não teve muita influência quando comparado ao impacto da regra de controle para monitoramento de RGO limite (Referência-Guide-RGO) e tamanho de ciclo WAG-CO₂ (Referência-Guide-RGO-Ciclo), já que para estes dois últimos casos um ganho significativo foram observados, confirmando, desta forma, que a metodologia desenvolvida neste trabalho apresentou resultados satisfatórios do ponto de vista de vazão adicional de óleo e consequentemente aumento no VPL.

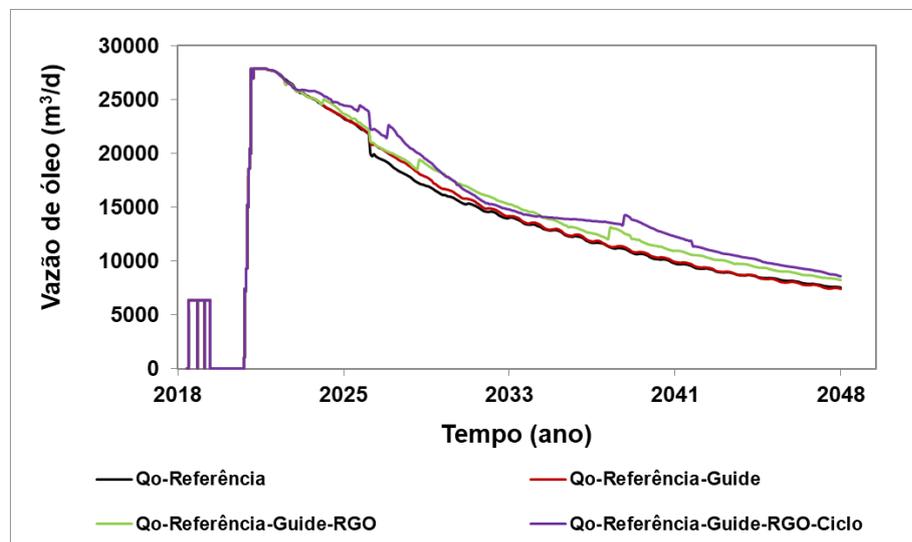


Figura 5.28 – Vazão de óleo dos cenários aplicados no modelo referência

6 CONCLUSÕES E RECOMENDAÇÕES

Este estudo buscou explorar o entendimento da simulação numérica para o gerenciamento da produção de gás através do ciclo de injeção WAG-CO₂ com o intuito de melhorar o desempenho de campos análogos ao pré-sal. Para tal, cinco abordagens foram estudadas, com a aplicação da melhor solução obtida a partir das abordagens nos modelos representativos e referência.

6.1 Conclusões

Todas as abordagens estudadas apresentaram uma tendência de melhoria no indicador econômico quando otimizado o tamanho dos ciclos WAG-CO₂ e aplicado o monitoramento por RGO limite para fechamento de poços, principalmente. As análises do estudo mostram que é possível melhorar o gerenciamento do gás produzido e a eficiência na reinjeção ao aplicar diferentes tamanhos de ciclos junto ao monitoramento da variável RGO limite nos poços produtores. Além disso, os diferentes métodos de rateio permitiram o melhor entendimento sobre a forma de otimizar e priorizar os poços com maior potencial de produção de óleo.

A partir destes resultados foi possível concluir que campos como os do pré-sal precisam estritamente de metodologias que busquem gerenciar melhor o gás que é produzido, sendo que a implementação da injeção WAG com o monitoramento da RGO limite é uma das formas mais promissoras de fazer isso, pois, o método aumentou a recuperação do campo e conseqüentemente reduziu os impactos ambientais provindos da alta produção do gás, principalmente do CO₂.

O tamanho ótimo dos ciclos depende da forma em que é feito o gerenciamento dos produtores, sendo difícil isolar o efeito dos ciclos sem levar outras variáveis em conta, pois para cada forma de operação, o tamanho ideal do ciclo pode mudar. Além disso, o tamanho ótimo dos ciclos pode variar de poço a poço e de acordo com o cenário representativo do caso. Por exemplo, esse fator pode depender do posicionamento do poço (se está em regiões isoladas, próximo ou afastado dos produtores, na área periférica ou central do reservatório etc.).

Existem soluções melhores do que aquelas tradicionalmente empregadas na literatura e nos próprios campos de petróleo (ciclos curtos de 3, 6, 9 meses), a depender das condições operacionais do campo.

A aplicação da melhor solução (Guide5) nos MR contribuiu no melhor entendimento de que campos com alta produção de gás, mesmo em cenários geológicos diferentes, necessitam de mais estudos voltados a otimização das variáveis operacionais, neste trabalho, como já mencionado não teve como objetivo otimizar os MR, mas através da análise de sensibilidade feita com a melhor solução nos MR foi possível identificar potenciais melhorias no indicador econômico.

Os resultados obtidos no Modelo Referência (SEC1-R) mostraram a mesma tendência de aumento no VPL que foi observada nos modelos de simulação grosseiros. O ganho percentual observado comprovou que a metodologia desenvolvida neste trabalho poderia ser aplicada com sucesso em casos práticos com as características descritas neste trabalho, melhorando o retorno econômico do campo quando otimizadas variáveis operacionais com o foco em melhorar o gerenciamento do gás produzido no campo.

Entretanto, novos estudos com este foco devem ser realizados, de forma a analisar outras variáveis operacionais e/ou outras situações de restrições e/ou monitoramentos da produção e injeção. Os campos do pré-sal apresentam, em todos os aspectos de exploração, desenvolvimento e gerenciamento, grandes complexibilidades, cujas especificidades devem ser estudadas caso a caso.

A principal contribuição deste trabalho foi avaliar o impacto do tamanho dos ciclos de injeção WAG-CO₂ de uma estratégia de produção de um campo com características típicas do pré-sal, de forma a maximizar o retorno econômico destes campos, analisando também o impacto de outras variáveis relacionadas ao gerenciamento dos poços produtores durante o processo de injeção, utilizando diferentes métodos de gerenciamento e monitoramento de poços produtores.

6.2 Recomendações de trabalhos futuros

Este trabalho apresentou um estudo particular sobre possíveis formas de fazer o gerenciamento do campo através da simulação numérica de reservatórios. A proposta deste trabalho foi estudar o tamanho do ciclo da injeção WAG-CO₂ avaliando o impacto da variável da RGO limite dos poços produtores.

Segue abaixo a lista de possíveis trabalhos:

1. Aplicação da metodologia de otimização deste trabalho nos modelos representativos (MR);

2. Avaliar outra (s) variável (eis) em conjunto com o tamanho do ciclo WAG, por exemplo, a pressão de fundo (BHP);
3. Aplicação da metodologia deste trabalho em casos com ICVs;

REFERÊNCIAS

AGÊNCIA NACIONAL DO PETRÓLEO, GÁS NATURAL E BIOCOMBUSTÍVEIS (ANP). **Boletim da Produção de Petróleo e Gás Natural**, 2022. Disponível em: <https://www.gov.br/anp/pt-br/centrais-de-conteudo/publicacoes/boletins-anp/boletins/arquivos-bmppgn/2022/encarte-e-boletim-dezembro-2022.pdf/>. Acesso em: 23 jan. 2023.

AL-GHANIM, W; GHARBI, R; ALGHRAIB, M.K. Designing a Simultaneous Water Alternating Gas Process for Optimizing Oil Recovery. In: EUROPEC/EAGE CONFERENCE AND EXHIBITION, 2009, Amsterdam, Netherlands. **Anais [...]**. Amesterdam: [s.n.], 2009.

ANDRADE, A. M. T. *et al.* Offshore Production Units for Pre-Salt Projects. In: OFFSHORE TECHNOLOGY CONFERENCE, 2015, Houston, Texas. **Anais [...]**. Houston: [s.n.], 2015.

ARMSTRONG, R.T., BERG, S. Interfacial Velocities and Capillary Pressure Gradients During Haines Jumps, **Physical Review E**, v.88, n. 4, p. 1-9, 2013.

AZIZ, P. A. *et al.* Oil and gas field economic evaluation optimization method: Closed loop approach for CO₂ flooding. **AIP Conference Proceedings**, v. 2245, p.1-8, 2020.

BELAZREG, L. *et al.* WAG Cycle Dependent Hysteresis Modelling through an Integrated Approach from Laboratory to Field Scale, Malaysia Oil Fields. In: ASIA PACIFIC OIL & GAS CONFERENCE AND EXHIBITION, 2017, Jakarta. **Anais [...]**. Jakarta: [s.n.], 2017.

BELTRÃO, R.L.C. *et al.* **Challenges and new technologies for the development of the pre-salt Cluster, Santos Basin, Brazil.** In: OFFSHORE TECHNOLOGY CONFERENCE, 2019, Houston, Texas. **Anais [...]**. Texas: [sn.], 2019.

BOTECHIA, V. E. *et al.* Well and ICV management in a carbonate reservoir with high gas content. **Journal of Petroleum Science and Engineering (JPSE)**, v.200, p. 1-12, 2021.

BOTECHIA, V. E. *et al.* Unisim-Iv: Benchmark Proposal for Light Oil Carbonate Reservoir with High CO₂ Content. **Brazilian Journal of Petroleum and gas (BJPG)**, v. 16 n. 4, p. 149-160, ISSN 1982-0593, 2022.

BOTECHIA, V. E., SCHIOZER, J. D. Model-based life cycle control of ICVs in injectors in a benchmark analogous to a pre-salt field. **Journal of Petroleum Science and Engineering (JPSE)**, v. 215, parte b, n. 110707, 2022.

BOVOLENTA, H. D. **Valor da Informação Incorporando Flexibilidade Operacional**. 2010. Dissertação (Mestrado em Engenharia Mecânica) - Faculdade de Engenharia Mecânica e Instituto de Geociências, Universidade Estadual de Campinas (Unicamp), Campinas, São Paulo, 2010.

CAMACHO, L. D. T. **Methodology for the development of carbonate reservoirs with CO₂-WAG**. Dissertação (Mestrado em Engenharia Mecânica) - Faculdade de Engenharia Mecânica e Instituto de Geociências, Universidade Estadual de Campinas (Unicamp), Campinas, 2017.

CAUDLE, B. H.; DYES, A. B. Improving Miscible Displacement by Gas Water Injection. **Transactions**, v. 213, p. 281–283, 1958.

CAVALCANTE FILHO, S. A. C., SILVA, V. L. S., PIZZARO, J. O. de S. Assessment of Miscible WAG Injection Performance in a Giant Carbonate Reservoir using Analytical and Numerical Approaches. *In: SPE IMPROVED OIL RECOVERY CONFERENCE*, 2020, Tulsa, Oklahoma. **Anais**. [...]. Tulsa: [s.n.], 2020.

CENÁRIO GÁS. **A reinjeção de gás natural no pré-sal: trazendo realidades à superfície**. 2021. Disponível em: <https://cenariosgas.editorabrasilenergia.com.br/a-reinjecao-de-gas-natural-no-pre-sal-trazendo-realidades-a-superficie/>. Acesso em: 18 jan. 2022.

CHAVES, J. M. P. **Multiscale approach to construct a carbonate reservoir model with Karstic features and Brazilian pre-salt trends using numerical simulation**: abordagem multi-escalar para a construção de um modelo de reservatório carbonático com feições cársticas e tendências do pré-sal brasileiro usando simulação numérica. 2018. Dissertação (Mestrado em Ciências e Engenharia de Petróleo) - Faculdade de Engenharia Mecânica e Instituto de Geociências, Universidade Estadual de Campinas, Campinas, SP.

CHEN, B.; REYNOLDS, A. C. Ensemble-Based Optimization of the Water-Alternating-Gas-Injection Process. **SPE Journal**, v. 21, n. 3, 2016.

CHRISTENSEN, J. STENBEY. E., SKAUGE, A. Review of WAG Field Experience. *In: INTERNATIONAL PETROLEUM CONFERENCE AND EXHIBITION OF MEXICO*, 2001, Vila Hermosa. **Anais** [...]. Vila Hermosa: [s.n.], 2001.

COMPUTER MODELLING GROUP LTD. (CMG). **GEM Compositional and Unconventional Simulator Version 2020 User's Guide**. Calgary, 2020.

CORREIA, M. G. *et al.* UNISIM-II-D: Benchmark Case Proposal Based on a Carbonate Reservoir. *In: SPE LATIN AMERICA AND CARIBBEAN PETROLEUM ENGINEERING CONFERENCE*, 2015, Quito. **Anais** [...]. Quito: [s.n.], 2015.

CORREIA, M.G. *et al.* UNISIM-III: benchmark case proposal based on a fractured karst reservoir. *In: EUROPEAN CONFERENCE ON THE MATHEMATICS OF OIL RECOVERY*, 17., 2020. **Anais [...]**. [S.l.: s.n.], 2020.

COTRIM, H. A.; HOHENDORFF FILHO, J. C. V., SCHIOZER, D. J. Production Optimization Considering Interaction between Reservoirs and Constrained Surface Facilities. *In: SPE RESERVOIR CHARACTERIZATION AND SIMULATION CONFERENCE AND EXHIBITION*, 2011, Abu Dhabi. **Anais [...]**. Abu Dhabi: Society of Petroleum Engineers. 2011.

ETTEHADTAVAKKOL, A. ; LAKE, L. W.; BRYANT S. L. Impact of Storage Tax Credit on Economic Viability of CO₂ Storage with EOR. *In: SPE HYDROCARBON ECONOMICS AND EVALUATION SYMPOSIUM*, 2014, Houston, Texas. **Anais [...]**. Houston: SPE, 2014.

FORMIGLI, J. M.; CAPELEIRO PINTO, A. C., ALMEIDA, A. S. Santos basin's pre-salt reservoirs development - the way ahead. *In: OFFSHORE TECHNOLOGY CONFERENCE*, 2009, Houston, Texas. **Anais [...]**. Houston: [s.n.], 2009.

GASPAR, A. T. F. S. *et al.* Application of Assisted Optimization to Aid Oil Exploitation. *In: SPE LATIN AMERICA AND CARIBBEAN PETROLEUM ENGINEERING CONFERENCE*, 2014, Maracaibo, Venezuela. **Anais [...]**. Maracaibo: [s.n.], 2014.

GASPAR, A. T. F. S., BARRETO, C. E. A. G., SCHIOZER, D. J. Assisted process for design optimization of oil exploitation strategy. **Journal of Petroleum Science and Engineering**, v. 146, p. 473–488, 2016.

GUIMARÃES, M. S. **Metodologia para Otimização de Estratégias de Drenagem para Campos de Petróleo em Produção**. 2005. Dissertação (Mestrado em Engenharia Mecânica) - Faculdade de Engenharia Mecânica e Instituto de Geociências, Universidade Estadual de Campinas (Unicamp), Campinas, São Paulo, 2005.

HOHENDORFF FILHO, J. C., 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, n. 8, p. 2473–2480, 2016.

JARRELL, P. M. *et al.* **Practical aspects of CO₂ flooding**. Richardson, TX: Society of Petroleum Engineers, 2002.

KOWSARI; M.; JAMES, L. A.; HAYNES, R. D. The Effect of Relative Permeability Hysteresis on the Design of an Optimal Water-Alternating-Gas (WAG) Process. **SPE reservoir evaluation & engineering**, v. 25, n. 1, 2022.

LIAO, C. *et al.* Study on Enhanced Oil Recovery Technology in Low Permeability Heterogeneous Reservoir by Water-Alternate-Gas of CO₂ Flooding. *In: SPE ASIA PACIFIC OIL AND GAS CONFERENCE AND EXHIBITION*, 2013, Jakarta. **Anais [...]**. Jakarta: [s.n.], 2013.

LIMA, A. *et al.* Characterization and Modeling of the Fault Network of a Brazilian Pre-Salt Reservoir and Upscaling Results. *In: SPE ANNUAL TECHNICAL CONFERENCE AND EXHIBITION*, 2019, Calgary, Canada. **Anais [...]**. Calgary: [s.n.], 2019.

MEIRA, L. A. *et al.* Selection of representative models for decision analysis under uncertainty. **Computers Geosciences**, v. 88, p. 67–82, 2016.

MEIRA, L.A. *et al.* RMFinder 2.0: An improved interactive multi-criteria scenario reduction methodology. *In: SPE LATIN AMERICA AND CARIBBEAN PETROLEUM ENGINEERING CONFERENCE*, 2017. Buenos Aires, Argentina. **Anais [...]**. Buenos Aires: [s.n.], 2017.

MEIRA, L.A. *et al.* Improving representativeness in a scenario reduction process to aid decision making in petroleum fields. **Journal of Petroleum Science and Engineering**, v. 184, p. 1-19, 2020.

MELLO, S. F. **Caracterização de fluido e simulação composicional de injeção alternada de água e CO₂ para reservatórios carbonáticos molháveis à água**. 2015. Tese (Doutorado em Engenharia Mecânica) – Faculdade de Engenharia Mecânica, Universidade Estadual de Campinas (Unicamp), Campinas, São Paulo, 2015.

MELO, R. T., *et al.* Libra Subsea Achievements and Future Challenges. *In: OFFSHORE TECHNOLOGY CONFERENCE*, 2019, Houston, Texas. **Anais [...]**. Houston: [s.n.], 2019.

MIRKALAEI, S. M. M., *et al.* Investigation of Different I-WAG Schemes Toward Optimization of Displacement Efficiency. *In: SPE ENHANCED OIL RECOVERY CONFERENCE*, 2011, Kuala Lumpur, Malaysia. **Anais [...]**. [Kuala Lumpur: [s.n.], 2011. p. 1-12.

NEVES, F. R. **Análise da Influência de Indicadores Econômicos na Escolha da Estratégia de Produção**. 2005. Dissertação (Mestrado em Engenharia Mecânica) – Faculdade de Engenharia Mecânica, Universidade Estadual de Campinas, Campinas, São Paulo, 2005.

PASSARELLI, F. M., *et al.* HISEP: A Game Changer to Boost the Oil Production of High GOR and High CO₂ Content Reservoirs. *In: OFFSHORE TECHNOLOGY CONFERENCE BRASIL*, 2019, Rio de Janeiro. **Anais [...]**. Rio de Janeiro: [s.n.], 2019.

PETROBRAS, 2015. **Teste de longa duração e sistemas de produção antecipada de Libra – Bacia de Santos – II. Caracterização da atividade.** Disponível em: http://licenciamento.ibama.gov.br/Petroleo/Producao/Producao%20-%20Bacia%20de%20Santos%20-%20TLD%20e%20SPAs%20de%20Libra%20-%20Petrobras/EIA/II_2_CaracAtividade/II_2- CaracAtividade.pdf. Acesso em: 9 dez. 2019.

PIZARRO, J. O. D. S.; BRANCO, C. C. M. Challenges in implementing an EOR project in the Pre-Salt province in deep offshore Brasil. *In: SPE EOR CONFERENCE AT OIL AND GAS WEST ASIA, 2012, Muscat, Oman. Anais [...]. Muscat: [s.n.], 2012.*

PRITCHARD, D. W. L., NIEMAN, R. E. Improving Oil Recovery Through WAG Cycle Optimization in a Gravity-Override-Dominated Miscible Flood. *In: SPE/DOE EIGHTH SYMPOSIUM ON ENHANCED OIL RECOVERY, 1992, Tulsa, Oklahoma. Anais [...]. Tulsa: [s.n.], 1992.*

RAVAGNANI, A. T. F. S. G.; MAZO, E. O. M.; SCHIOZER, D. J. A Case Study of the Structure of the Process for Production Strategy Selection. **International Journal of Modeling and Simulation for the Petroleum Industry**, v. 4, n. 1, p. 9–15, 2011.

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

SANTOS, R. S. **Influência das variáveis de controle de poços durante o desenvolvimento de campos de petróleo sob incertezas.** 2017. Dissertação (Mestrado em Engenharia Mecânica) - Faculdade de Engenharia Mecânica e Instituto de Geociências, Universidade Estadual de Campinas (Unicamp), Campinas, São Paulo, 2017.

SARMA, P.; CHEN, W. H.; XIE, J. Selecting representative models from a large set of models. *In: SPE RESERVOIR SIMULATION SYMPOSIUM, THE WOODLANDS, 2013, Texas, USA. Anais [...]. Texas: [s.n.], 2013.*

SATTER, A., VARNON, J, E., HOANG, M.T. Integrated Reservoir Management. **Journal of Petroleum Technology**, v. 46, n.12, p. 1057-1064, dez. 1994.

SCHIOZER, D. J., *et al.* Model-based decision analysis applied to petroleum field development and management. **Oil & Gas Science and Technology – Rev. IFP Energies Nouvelles**, v. 74, 2019.

SCHIOZER, D. J., *et al.* Model-Based Life-Cycle Optimization for Field Development and Management Integrated with Production Facilities. *In: EUROPE ENERGY CONFERENCE, 83., 2022, Madrid, Spain, Anais [...]. Madrid: [s.n.], 2022.*

SHIRANGI, M. G.; DURLOFSKY, L. J. Closed-Loop Field Development Under Uncertainty by Use of Optimization With Sample Validation. **SPE Journal**, v. 20, n. 5, p. 908–922, 2015.

SURGUCHEV, L. M., KORBOL, R., KRAKSTAD, O.S. Optimum Water Alternate Gas Injection Schemes for Stratified Reservoir. *In*: SPE ANNUAL TECHNICAL CONFERENCE AND EXHIBITION, 1992, Washington, DC. **Anais** [...]. Washington: [s.n.], 1992.

TEMIZEL, C. *et al.* Investigation of Significance of Critical Components in Optimization of WAG Injection Processes under Uncertainty. *In*: SPE ENERGY RESOURCES CONFERENCE, 2014, Port of Spain, Trinidad and Tobago. **Anais** [...]. Port of Spain: SPE, 2014.

APÊNDICE A – CURVAS DE PRODUÇÃO DE ÓLEO DOS PRODUTORES – CASO BASE, GUIDE4 E GUIDE5

A Figura AP-A 1 mostra a vazão de óleo do poço produtor 11 (P11) do Caso Base, e das abordagens Guide4 e Guide5 ao longo da vida produtiva do campo. Observa-se que para este poço as curvas de produção não apresentaram mudanças significativas do ponto de vista da produção de óleo.

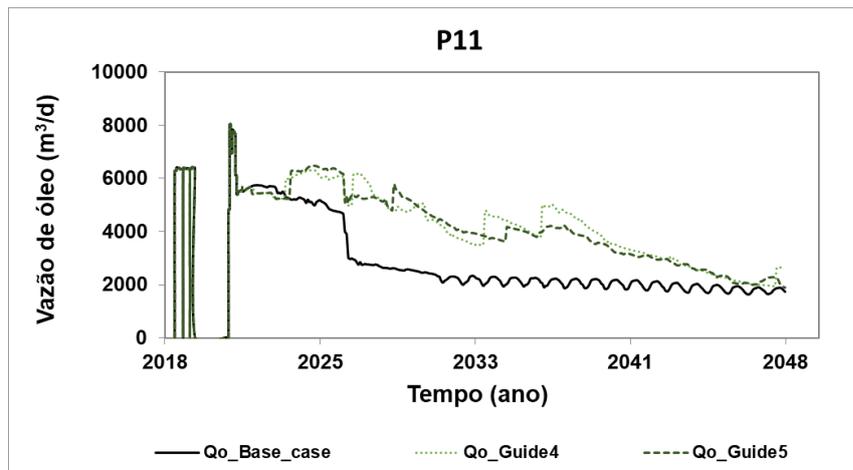


Figura AP-A 1 – Vazão de óleo do produtor 11 (P11) do Caso Base, Guide4 e Guide5

A Figura AP-A 2 mostra a razão gás-óleo do produtor 11 (P11) do Caso Base, e das abordagens Guide4 e Guide5 ao longo da vida produtiva do campo. Observa-se que para este poço a RGO da Abordagem Guide4 foi maior quando comparada a Guide5 (ainda que a vazão de óleo do P11 tenha sido semelhante para ambas as abordagens).

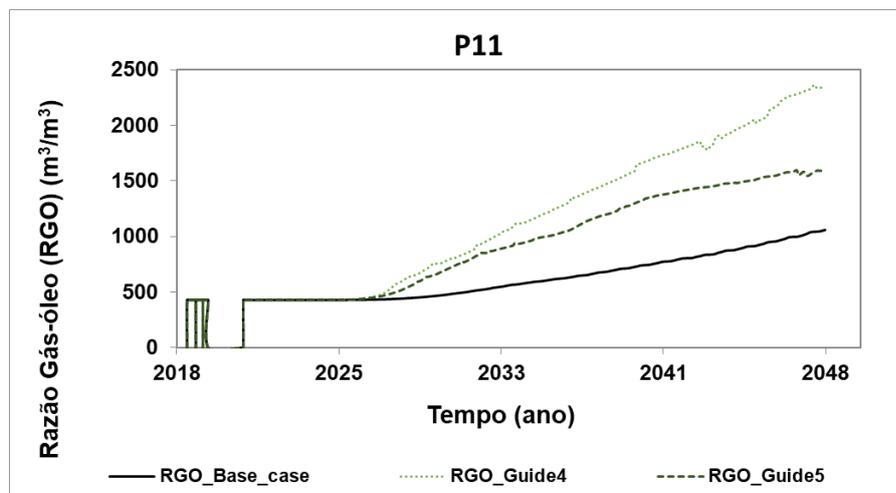


Figura AP-A 2 – Razão Gás Óleo (RGO) do produtor 11 (P11) do Caso Base, Guide4 e Guide5

A Figura AP-A 3 mostra a vazão de óleo do poço produtor 12 (P12) do Caso Base, e das abordagens Guide4 e Guide5 ao longo da vida produtiva do campo. Observa-se uma pequena diferença na curva de produção de óleo deste poço na Abordagem Guide5 entre 2035 e 2045 devido a redução do tamanho do ciclo WAG-CO₂ de 312 para 156 meses do injetor 17 (I17).

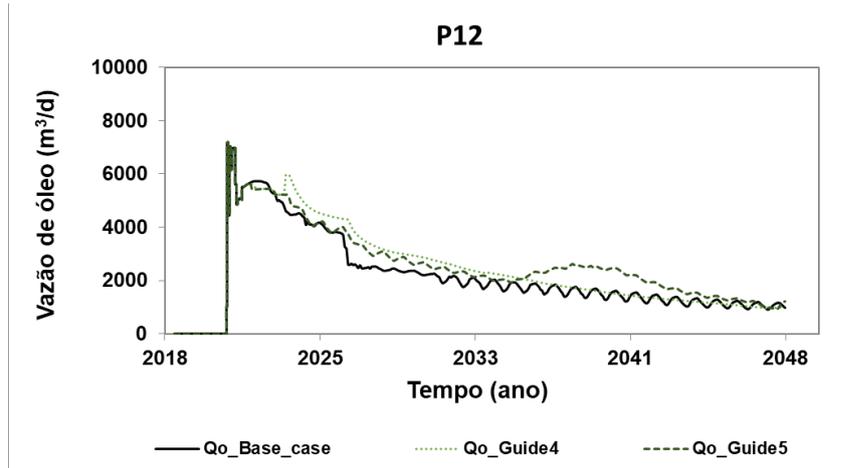


Figura AP-A 3 – Vazão de óleo do produtor 12 (P12) do Caso Base, Guide4 e Guide5

A Figura AP-A 4 mostra a razão gás-óleo do produtor 12 (P12) do Caso Base, e das abordagens Guide4 e Guide5 ao longo da vida produtiva do campo. Observa-se que para este poço a RGO da Abordagem Guide5 foi maior quando comparada a Guide4 (este aumento na RGO acontece devido ao volume de óleo adicional produzido entre 2035 e 2045, conforme mencionado acima).

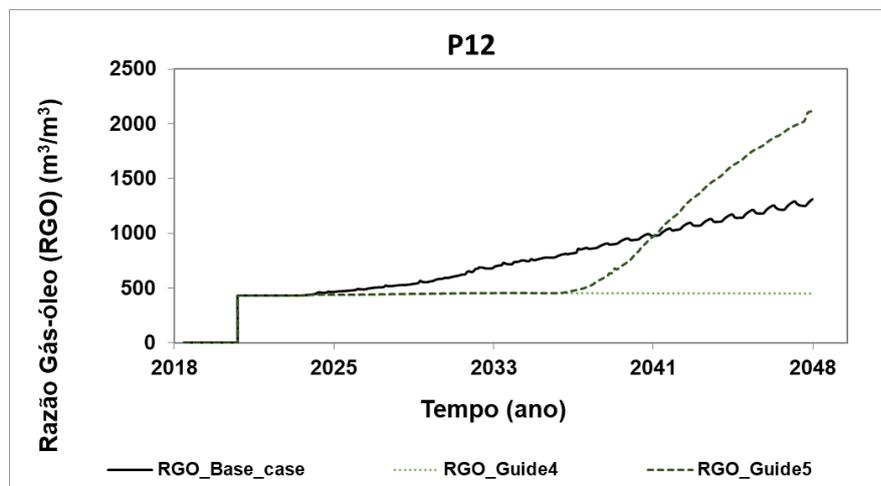


Figura AP-A 4 – Razão Gás Óleo (RGO) do produtor 12 (P12) do Caso Base, Guide4 e Guide5

A Figura AP-A 5 mostra a vazão de óleo do poço produtor 13 (P13) do Caso Base, e das abordagens Guide4 e Guide5 ao longo da vida produtiva do campo. Observa-se variações

nas curvas de produção de óleo deste poço na Abordagem Guide4 e Guide5 em diferentes momentos da produção do campo.

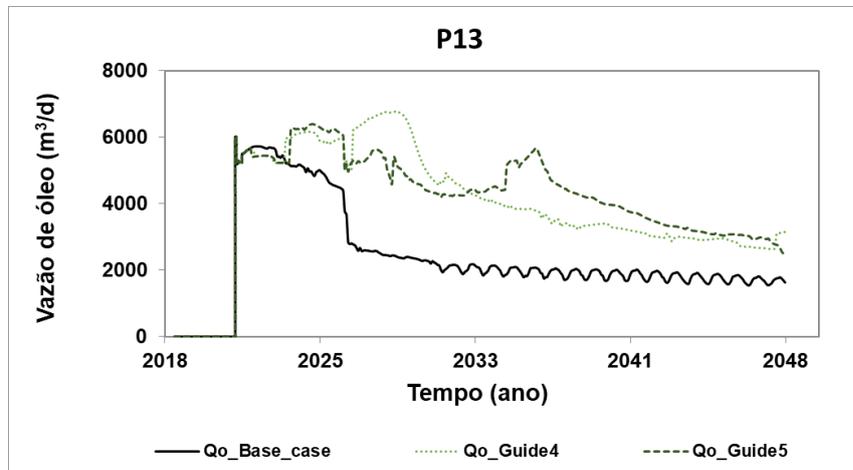


Figura AP-A 5 – Vazão de óleo do produtor 13 (P13) do Caso Base, Guide4 e Guide5

A Figura AP-A 6 mostra a razão gás-óleo do produtor 13 (P13) do Caso Base, e das abordagens Guide4 e Guide5 ao longo da vida produtiva do campo. Observa-se maior RGO na Abordagem Guide4 devido aos tamanhos de ciclos super longos.

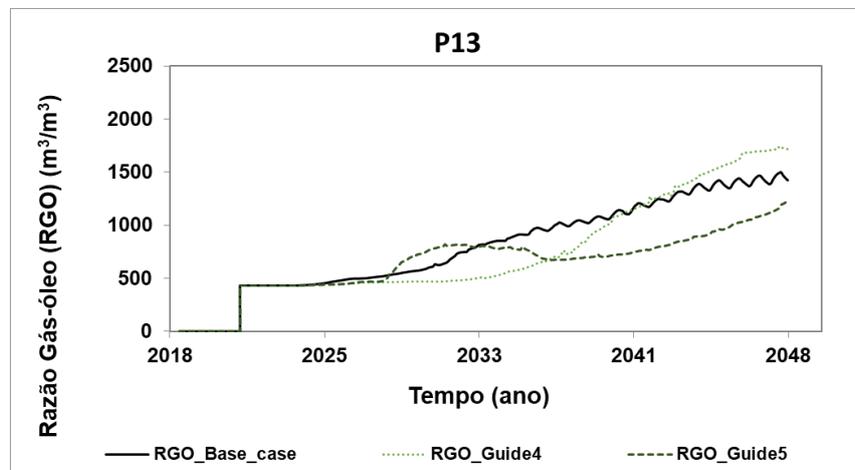


Figura AP-A 6 – Razão Gás Óleo (RGO) do produtor 13 (P13) do Caso Base, Guide4 e Guide5

A Figura AP-A 7 mostra a vazão de óleo do poço produtor 14 (P14) do Caso Base, e das abordagens Guide4 e Guide5 ao longo da vida produtiva do campo. Observa-se que a Abordagem Guide5 fecha este poço mais cedo que a Abordagem Guide4, e este fator de fechamento de poço está associado a quantidade de gás produzido e conseqüentemente reinjetado.

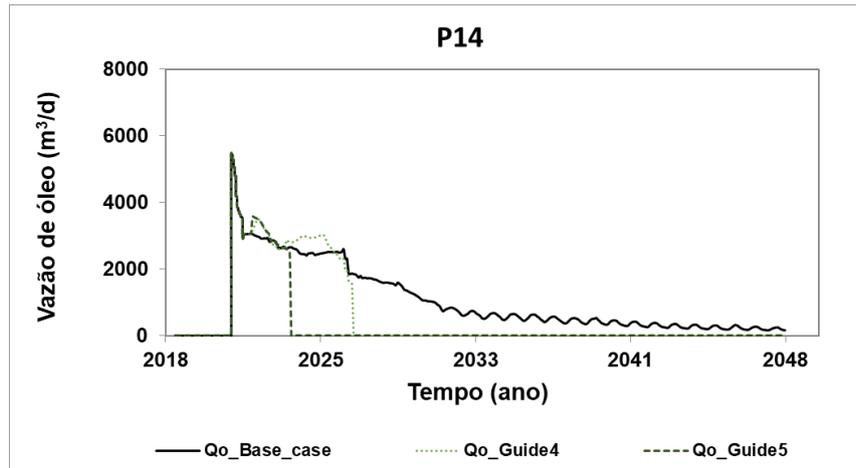


Figura AP-A 7 – Vazão de óleo do produtor 14 (P14) do Caso Base, Guide4 e Guide5

A Figura AP-A 8 mostra a razão gás-óleo do produtor 14 (P14) do Caso Base, e das abordagens Guide4 e Guide5 ao longo da vida produtiva do campo. Observa-se que este poço quando não aplicado monitoramento de RGO limite a tendência é de expressivas RGO, como pode ser observado no Caso Base.

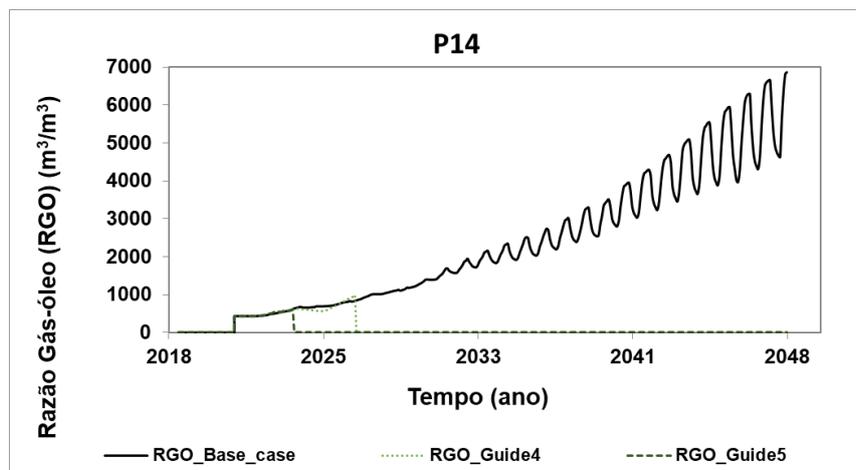


Figura AP-A 8 – Razão Gás Óleo (RGO) do produtor 14 (P14) do Caso Base, Guide4 e Guide5

A Figura AP-A 9 mostra a vazão de óleo do poço produtor 15 (P15) do Caso Base, e das abordagens Guide4 e Guide5 ao longo da vida produtiva do campo. Observa-se que para este poço as curvas de produção das abordagens de Guide4 e Guide5 não apresentaram mudanças significativas do ponto de vista da produção de óleo.

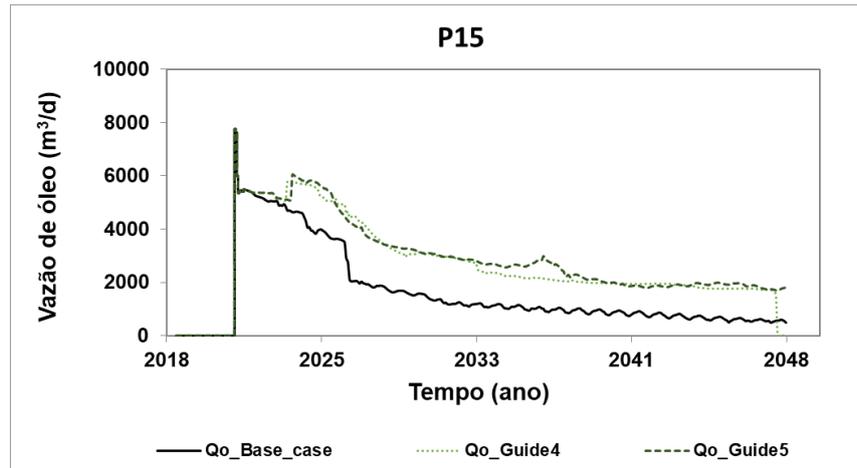


Figura AP-A 9 – Vazão de óleo do produtor 15 (P15) do Caso Base, Guide4 e Guide5

A Figura AP-A 10 mostra a razão gás-óleo do produtor 15 (P15) do Caso Base, e das abordagens Guide4 e Guide5 ao longo da vida produtiva do campo. Observa-se que para este poço a RGO da Abordagem Guide4 foi maior quando comparada a Guide5 (ainda que a vazão de óleo do P15 tenha sido semelhante para ambas as abordagens).

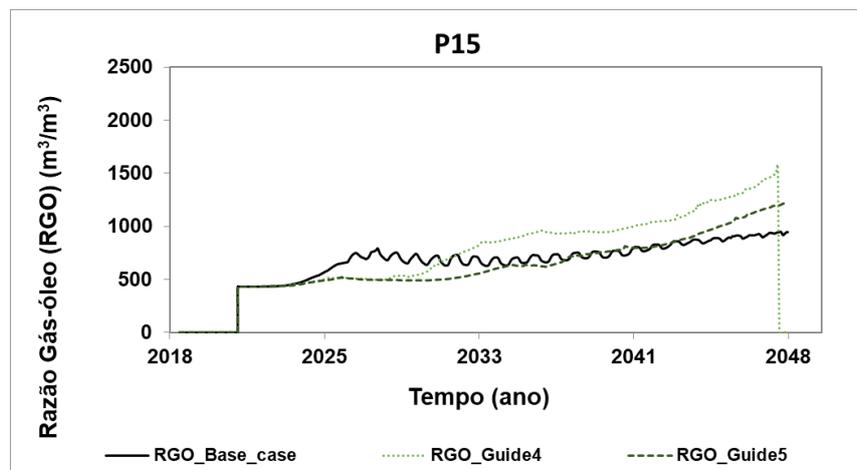


Figura AP-A 10 – Razão Gás Óleo (RGO) do produtor 15 (P15) do Caso Base, Guide4 e Guide5

A Figura AP-A 11 mostra a vazão de óleo do poço produtor 16 (P16) do Caso Base, e das abordagens Guide4 e Guide5 ao longo da vida produtiva do campo. Observa-se que para este poço as curvas de produção apresentam diferenças significativas, já que, Guide4 fecha por monitoramento de RGO poucos anos depois de iniciar a produção, enquanto Guide5 e o Caso Base mantêm a produção até o final da vida produtiva do campo. Esse comportamento da curva de produção de óleo acontece devido ao ciclo super longo do injetor I14, que se encontra junto ao P16 em uma zona isolada do reservatório, fato este que pressuriza a região fazendo com que a pressão máxima do BHP (pressão de fundo) do injetor seja atingida. Ao ter um ciclo curto no I14 o controle de pressão e produção é melhorado.

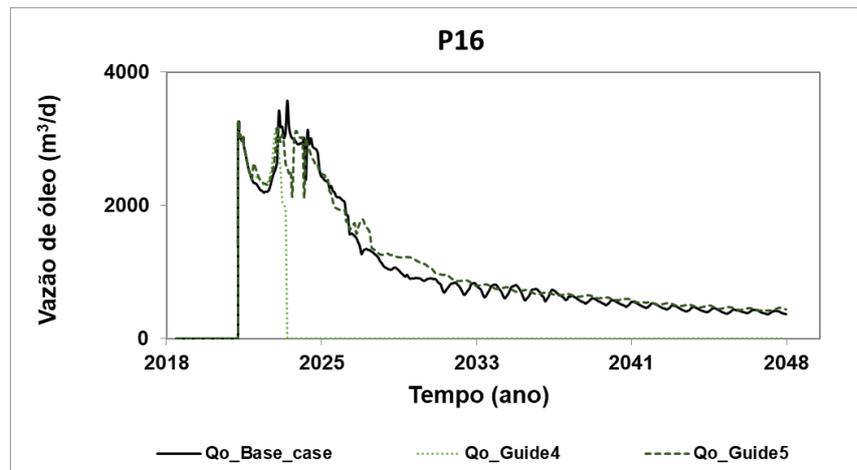


Figura AP-A 11 – Vazão de óleo do produtor 16 (P16) do Caso Base, Guide4 e Guide5

A Figura AP-A 12 mostra a razão gás-óleo do produtor 16 (P16) do Caso Base, e das abordagens Guide4 e Guide5 ao longo da vida produtiva do campo. Observa-se que para este poço a RGO para Guide5 e Caso Base cresce exponencialmente conforme a produção de óleo acontece.

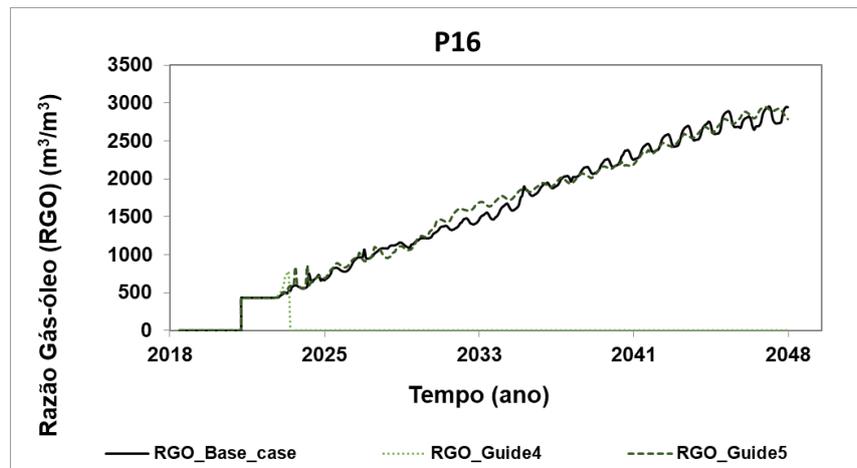


Figura AP-A 12 – Razão Gás Óleo (RGO) do produtor 16 (P16) do Caso Base, Guide4 e Guide5

A Figura AP-A 13 mostra a vazão de óleo do poço produtor 17 (P17) do Caso Base, e das abordagens Guide4 e Guide5 ao longo da vida produtiva do campo. Observa-se que para este poço as curvas de produção também apresentam diferenças expressivas.

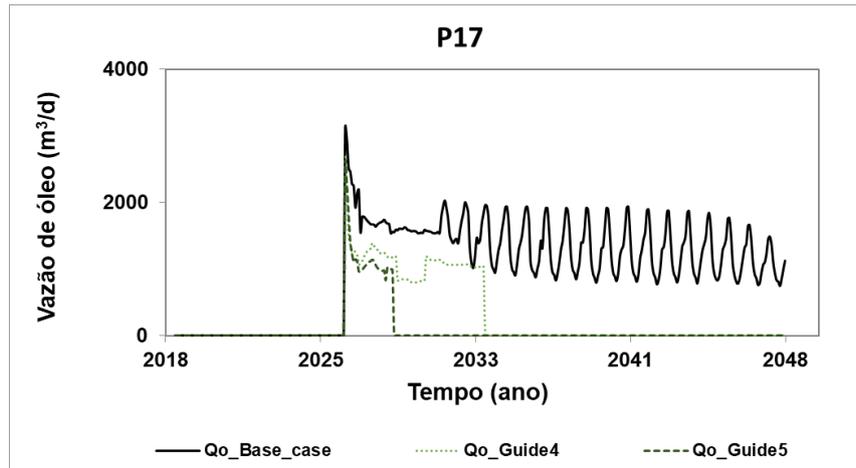


Figura AP-A 13 – Vazão de óleo do produtor 17 (P17) do Caso Base, Guide4 e Guide5

A Figura AP-A 14 mostra a razão gás-óleo do produtor 17 (P17) do Caso Base, e das abordagens Guide4 e Guide5 ao longo da vida produtiva do campo. Observa-se que para este poço a RGO limite para ambas as abordagens, Guide4 e Guide5 tendem a fechar o poço muito cedo quando comparada aos anos de produção do campo.

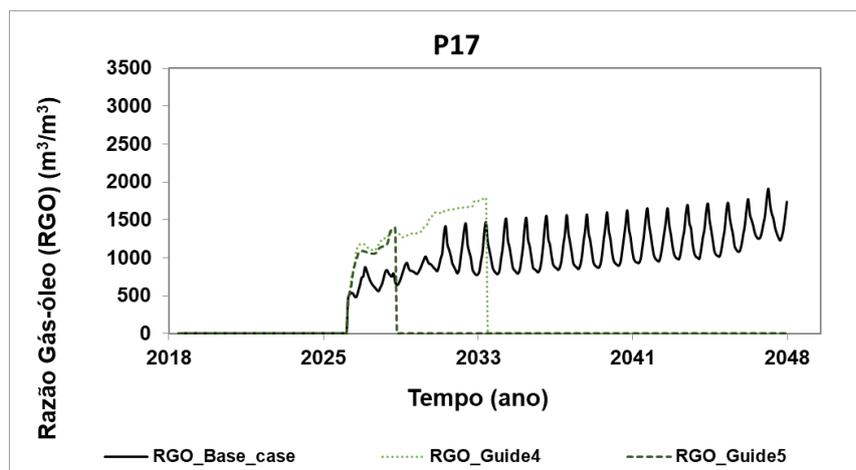


Figura AP-A 14 – Razão Gás Óleo (RGO) do produtor 17 (P17) do Caso Base, Guide4 e Guide5

A Figura AP-A 15 mostra a vazão de óleo do poço produtor 18 (P18) do Caso Base, e das abordagens Guide4 e Guide5 ao longo da vida produtiva do campo. Observa-se uma pequena diferença no tempo de fechamento de poço por limite de RGO, de Guide5 e Guide4.

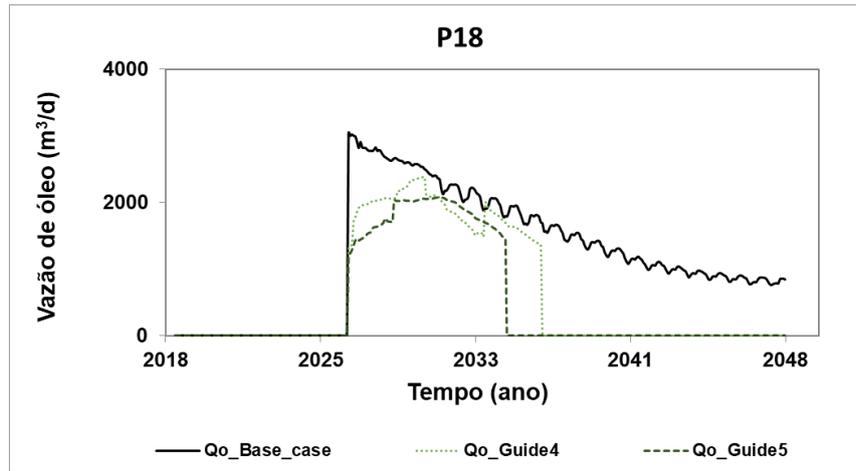


Figura AP-A 15 – Vazão de óleo do produtor 18 (P18) do Caso Base, Guide4 e Guide5

A Figura AP-A 16 mostra a razão gás-óleo do produtor 18 (P18) do Caso Base, e das abordagens Guide4 e Guide5 ao longo da vida produtiva do campo. Observa-se que para este poço fechamento por RGO limite muito cedo quando comparado aos outros poços.

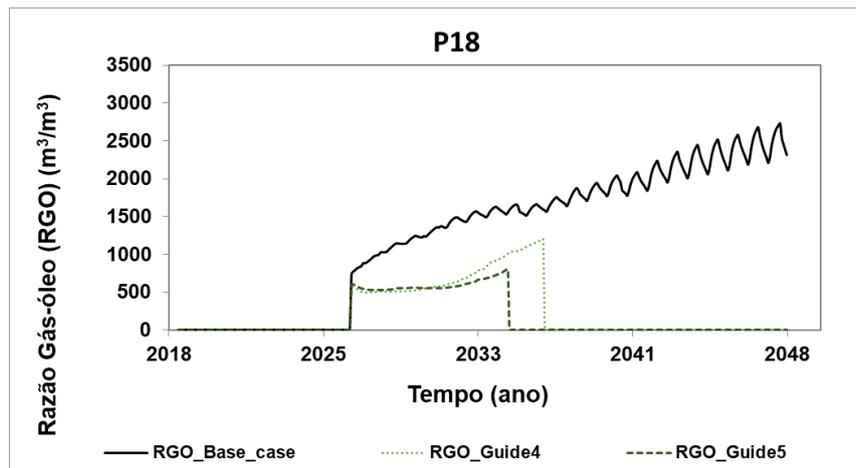


Figura AP-A 17 – Razão Gás Óleo (RGO) do produtor 18 (P18) do Caso Base, Guide4 e Guide5

APÊNDICE B – MAPAS DE SATURAÇÃO DE ÓLEO, GÁS E ÁGUA

A Figura AP-B 1 mostra o mapa de saturação de óleo (S_o) na data e 02/12/2048 (data final de produção do campo) da abordagem Guide4 (a esquerda) e Guide5 (a direita). Observe-se através deste mapa pequenas alterações na S_o para ambas as abordagens.

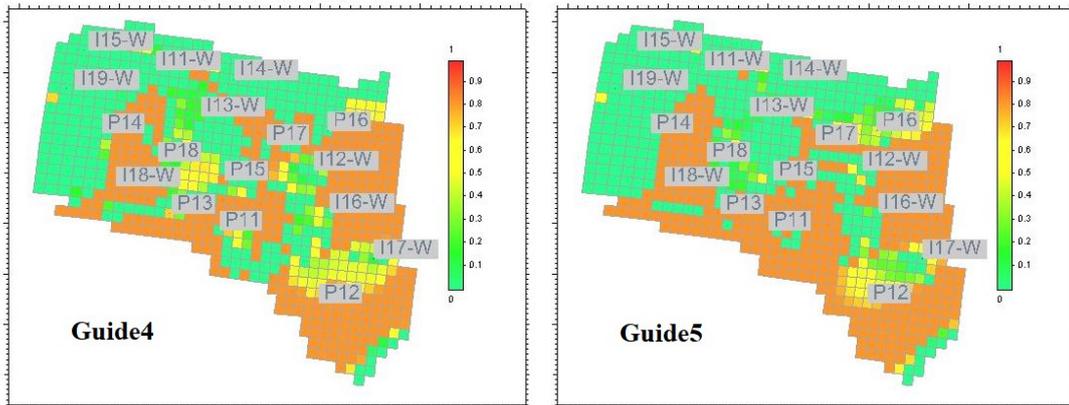


Figura AP-B 1 – Mapa de saturação de óleo na data de 02/12/2048 de Guide4 e Guide5

A Figura AP-B 2 mostra o mapa de saturação de gás (S_g) na data e 02/12/2048 (data final de produção do campo) da abordagem Guide4 (a esquerda) e Guide5 (a direita). Observe-se que principalmente nos poços P11 e P12 nas proximidades dos alta saturação de gás é observado na Abordagem Guide4, enquanto para Guide5 estes poços apresentam baixa saturação de gás.

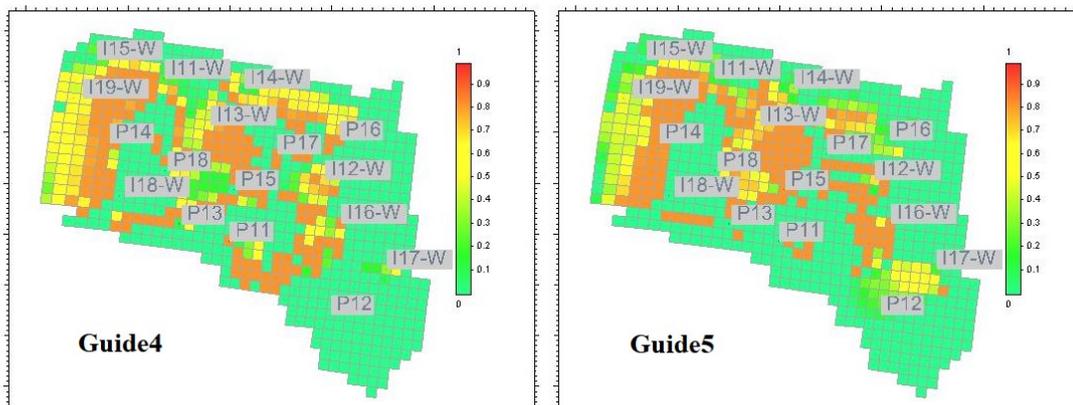


Figura AP-B 2 – Mapa de saturação de gás na data de 02/12/2048 de Guide4 e Guide5

A Figura AP-B 3 mostra o mapa de saturação de água (S_w) na data e 02/12/2048 (data final de produção do campo) da abordagem Guide4 (a esquerda) e Guide5 (a direita). Observe-se no geral maior saturação de água na Abordagem de Guide5, principalmente na região do reservatório que estão os poços P16 e I14.

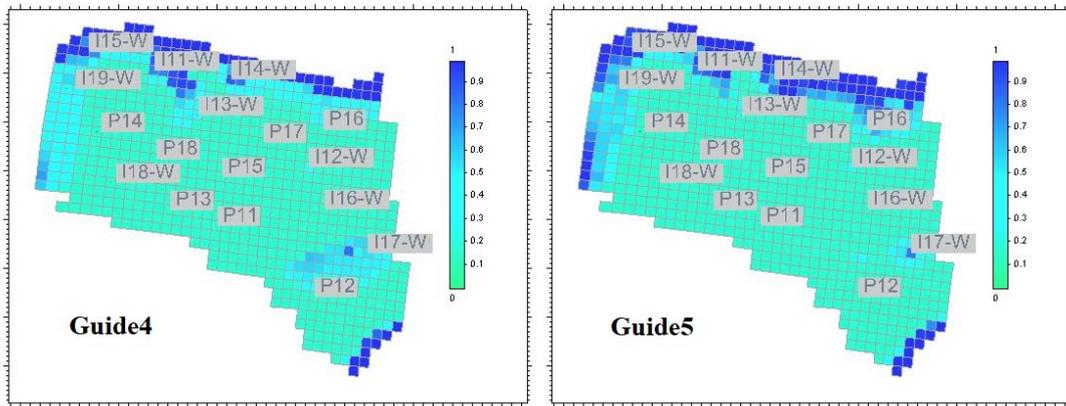


Figura AP-B 3 – Mapa de saturação de água na data de 02/12/2048 de Guide4 e Guide5

ANEXO A – OTIMIZAÇÃO DO TAMANHO DO CICLO WAG DE TODAS AS ABORDAGENS

A Figura AN-A 1 1 conforme explicado no Capítulo de Resultados e Discussões mostra a otimização do ciclo WAG-CO₂ para a Abordagem IP1. Observa-se que ao aumentar o tamanho do ciclo, o VPL cai, isso acontece porque ao ter ciclos longos e/ou super longos, o reservatório satura de gás mais rapidamente, principalmente nas regiões próximas dos produtores, impactando a produção de óleo (produz-se muito gás e subsequente injeta-se muito gás), como para essa abordagem não tem restrição para fechamento de poço, os poços passam a produzir muito gás ao longo de toda vida produtiva do campo.

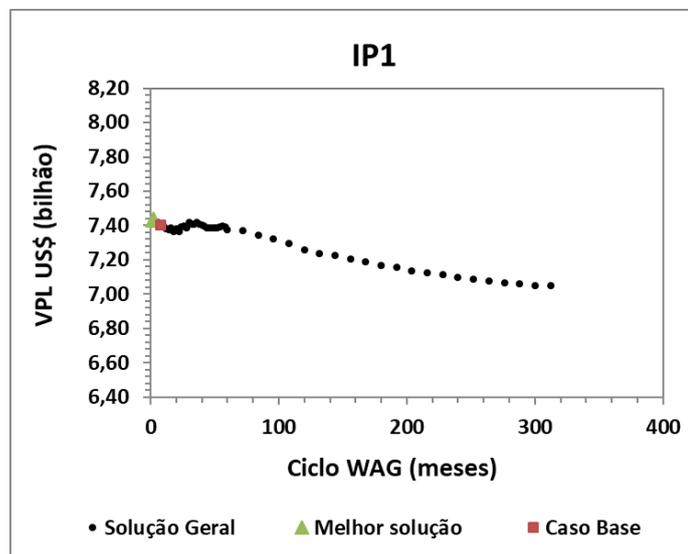


Figura AN-A 1 – VPL versus tamanho do ciclo para IP1

A Figura AN-A 2 mostra a otimização do ciclo WAG-CO₂ para a Abordagem IP2. Observa-se que para esta Abordagem (quando aplicado monitoramento de RGO limite) ciclos super longos apresentam melhores VPL.

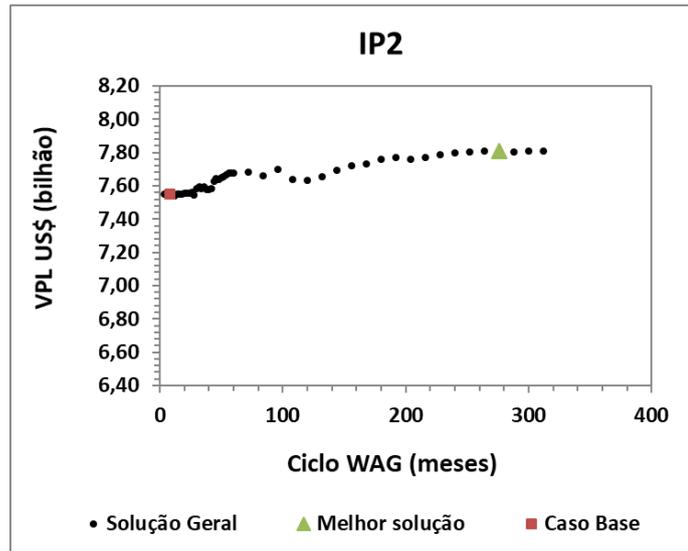


Figura AN-A 2 – VPL versus tamanho do ciclo para IP2

A Figura AN-A 3 mostra a otimização do ciclo WAG-CO₂ para a Abordagem IP3. Observa-se que para esta Abordagem (quando aplicado monitoramento de RGO limite) ciclos super longos apresentam melhores VPL, ainda que após os ciclos de 100 meses a variação no VPL é pouco observada.

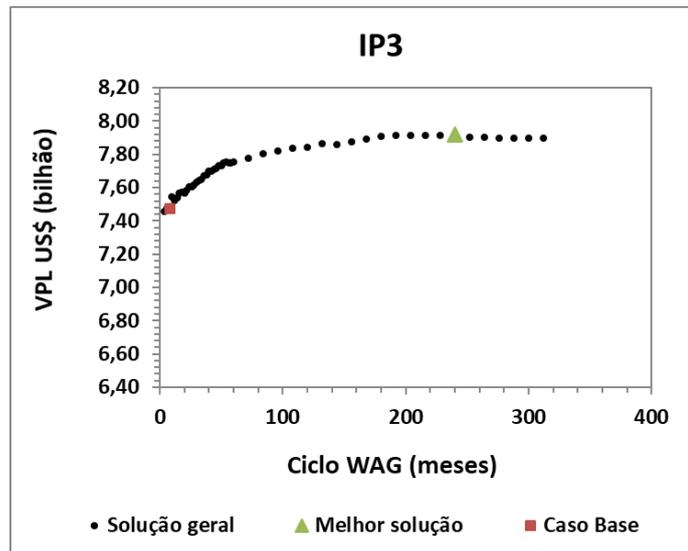


Figura AN-A 3 – VPL versus tamanho do ciclo para IP3

A Figura AN-A 4 mostra a otimização do ciclo WAG-CO₂ para a Abordagem IP4, esta otimização foi realizada otimizando o tamanho do ciclo junto com a RGO limite utilizando o método do IDLHC. Observa-se que para esta Abordagem melhores VPL são alcançados quando ciclos WAG-CO₂ super longos são aplicados.

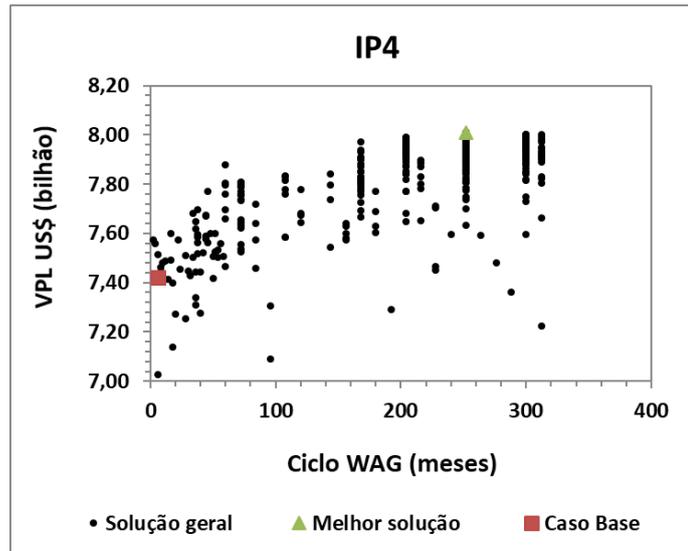


Figura AN-A 4 – VPL versus tamanho do ciclo para IP4

A Figura AN-A 5 mostra as iterações obtidas a partir da otimização do ciclo WAG-CO₂ para a Abordagem IP4. Na iteração 7 (IT7) a otimização convergiu.

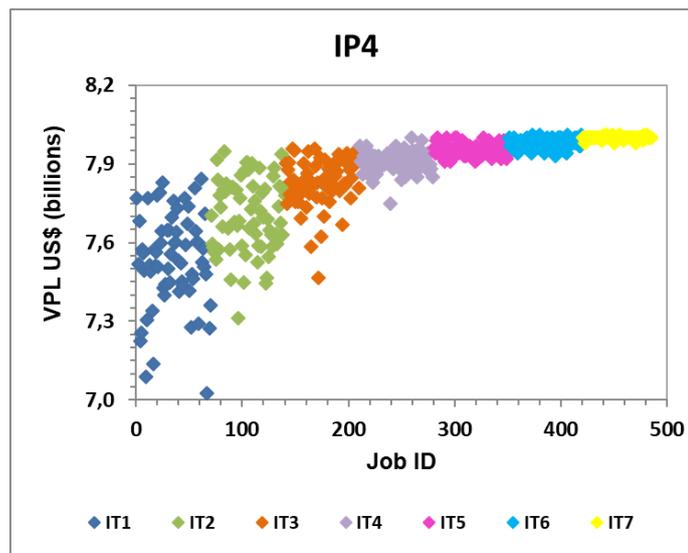


Figura AN-A 5 – VPL versus Job ID para IP4 – 7 Iterações

A Figura AN-A 6 mostra a otimização do ciclo WAG-CO₂ para a Abordagem Prior1, pouca variação foi observada após ciclos de 100 meses.

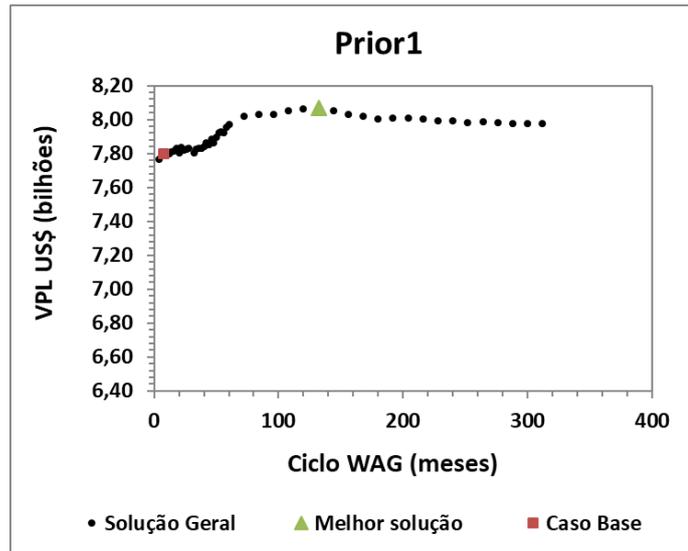


Figura AN-A 6 – VPL versus tamanho do ciclo para Prior1

A Figura AN-A 7 mostra a otimização do ciclo WAG-CO₂ para a Abordagem Prior2, pouca variação foi observada após ciclos de 100 meses, assim como na Abordagem Prior1.

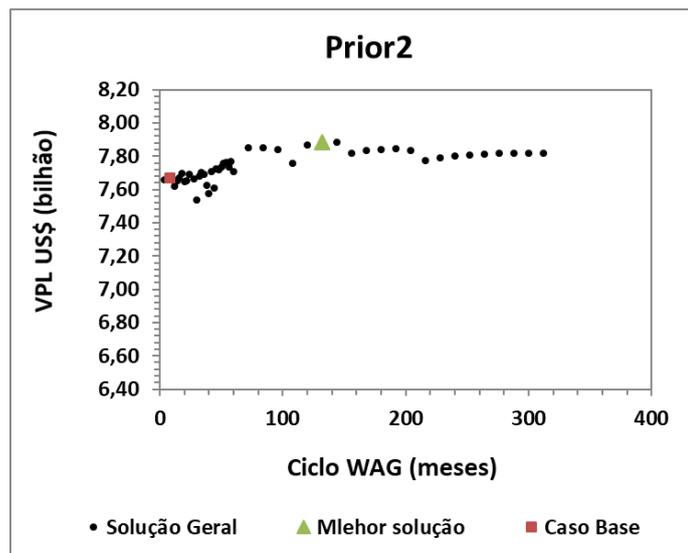


Figura AN-A 7 – VPL versus tamanho do ciclo para Prior2

A Figura AN-A 8 mostra a otimização do ciclo WAG-CO₂ para a Abordagem Prior3, pouca variação foi observada após ciclos de 100 meses, assim como na Abordagem Prior1 e Prior2.

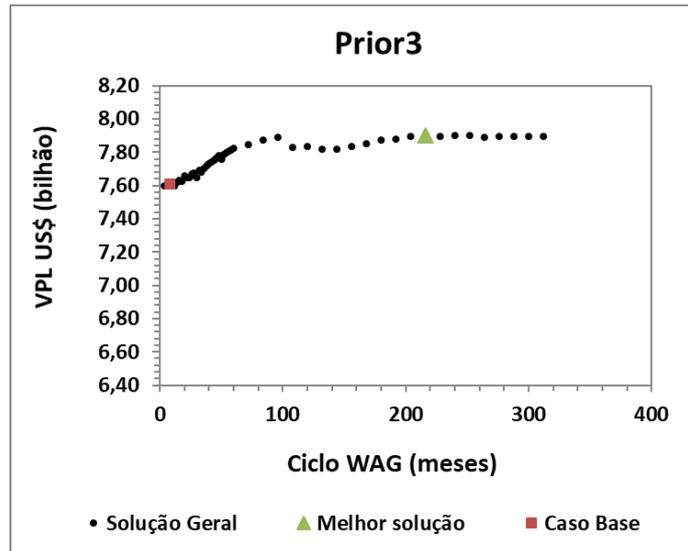


Figura AN-A 8 – VPL versus tamanho do ciclo para Prior3

A Figura AN-A 9 mostra a otimização do ciclo WAG-CO₂ para a Abordagem Prior4, esta otimização foi realizada otimizando o tamanho do ciclo junto com a RGO limite utilizando o método do IDLHC. Observa-se que para esta Abordagem assim como para IP4 melhores VPL são alcançados quando ciclos WAG-CO₂ super longos são aplicados.

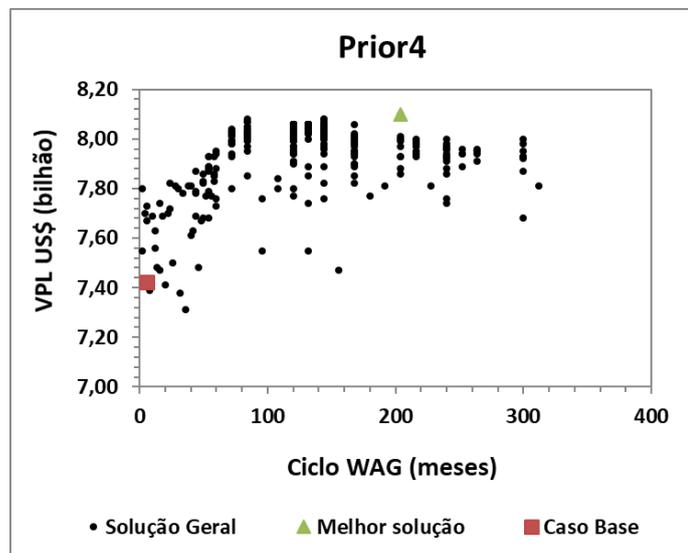


Figura AN-A 9 – VPL versus tamanho do ciclo para Prior4

A Figura AN-A 10 mostra as iterações obtidas a partir da otimização do ciclo WAG-CO₂ para a Abordagem Prior4. Na iteração 7 (IT7) a otimização convergiu.

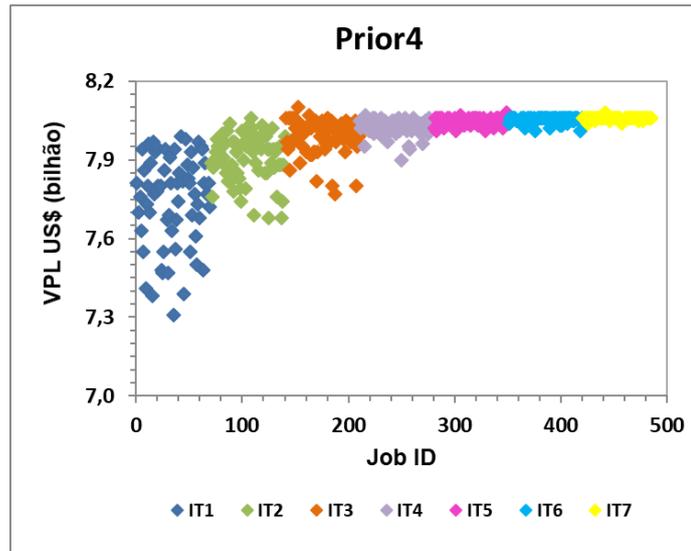


Figura AN-A 10 – VPL versus Job ID para Prior4 – 7 Iterações

A Figura AN-A 11 mostra a otimização do ciclo WAG-CO₂ para a Abordagem Guide1, pouca variação foi observada após ciclos de 100 meses.

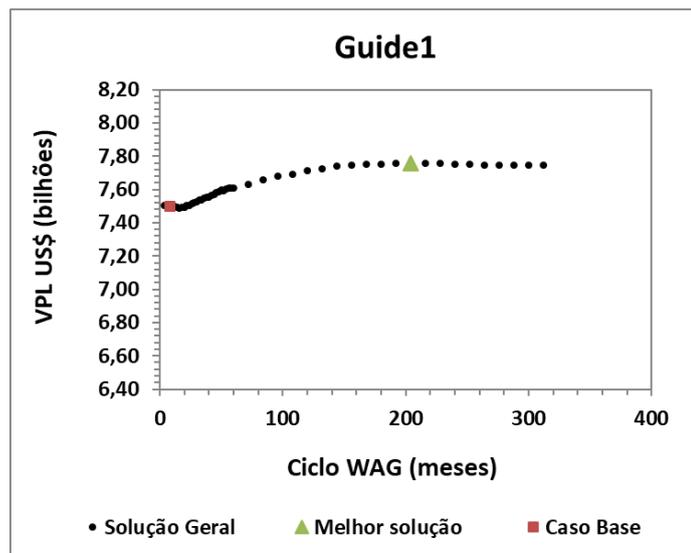


Figura AN-A 11 – VPL versus tamanho do ciclo para Guide1

A Figura AN-A 12 mostra a otimização do ciclo WAG-CO₂ para a Abordagem Guide2, pouca variação foi observada após ciclos de 100 meses, assim como na Abordagem Prior1.

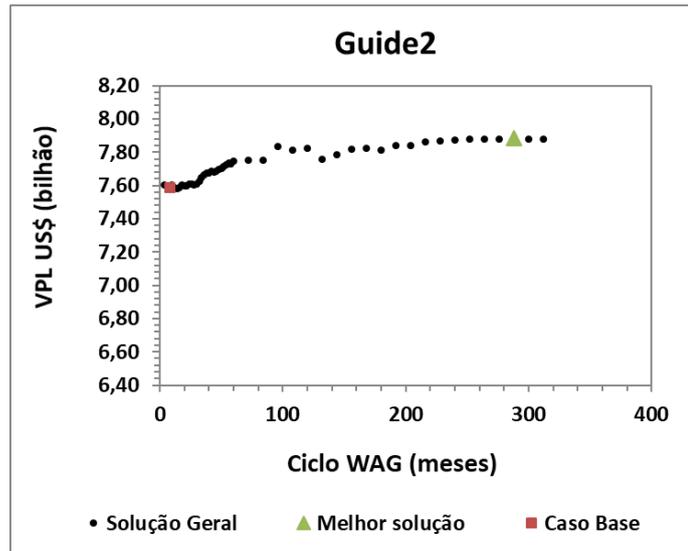


Figura AN-A 12 – VPL versus tamanho do ciclo para Guide2

A Figura AN-A 13 mostra a otimização do ciclo WAG-CO₂ para a Abordagem Guide3, pouca variação foi observada após ciclos de 100 meses.

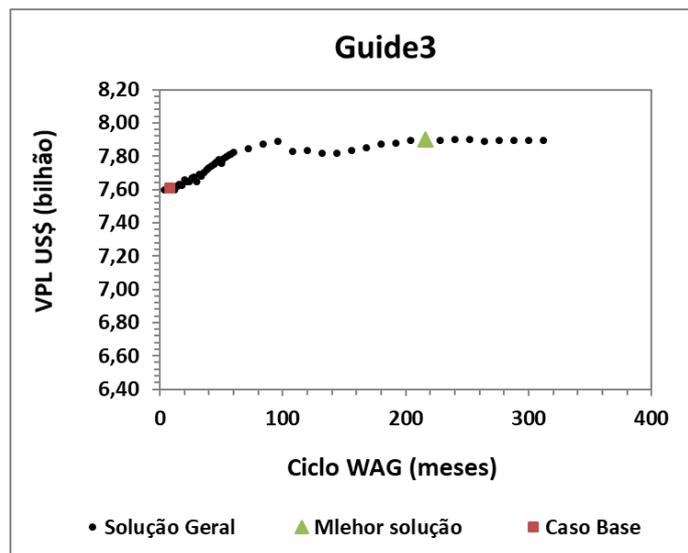


Figura AN-A 13 – VPL versus tamanho do ciclo para Guide3

A Figura AN-A 14 mostra a otimização do ciclo WAG-CO₂ para a Abordagem Guide4, esta otimização foi realizada otimizando o tamanho do ciclo junto com a RGO limite utilizando o método do IDLHC. Observa-se que para esta Abordagem assim como para IP4 e Prior4 melhores VPL são alcançados quando ciclos WAG super longos são aplicados.

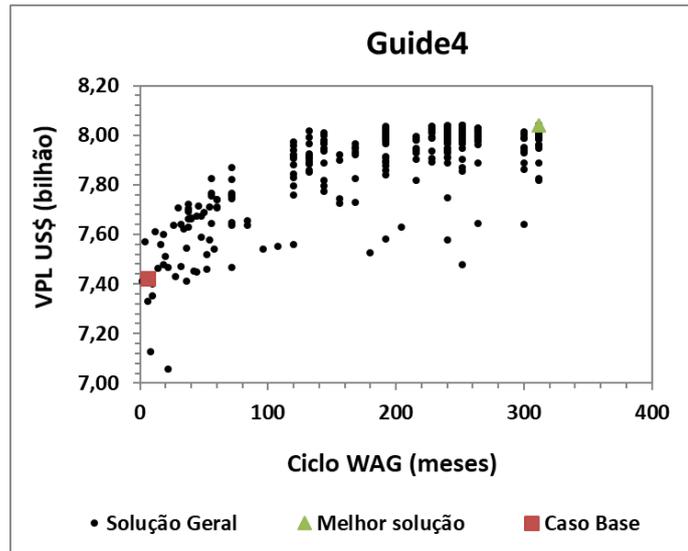


Figura AN-A 14 – VPL versus tamanho do ciclo para Guide4

A Figura AN-A 15 mostra as iterações obtidas a partir da otimização do ciclo WAG-CO₂ para a Abordagem Guide4. Na iteração 7 (IT7) a otimização convergiu.

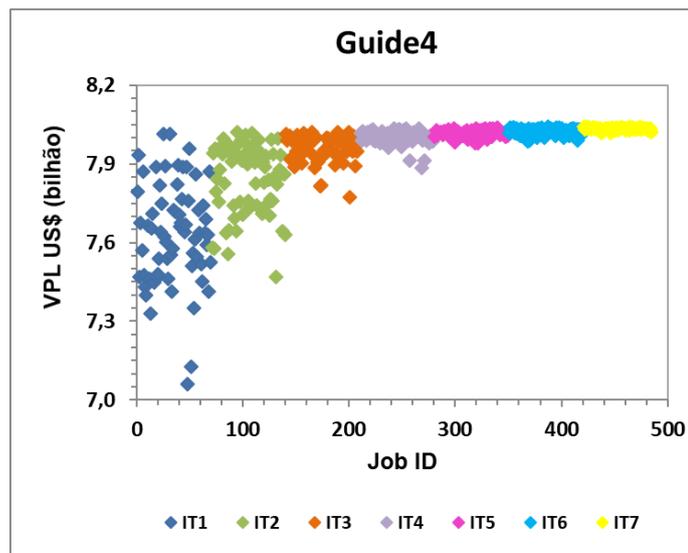


Figura AN-A 15 – VPL versus Job ID para Guide4 – 7 Iterações