



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

JOSIAS PEREIRA DE OLIVEIRA JUNIOR

**COMPARAÇÃO DE INJEÇÃO WAG COM INJEÇÃO
CONTÍNUA DE GÁS E ÁGUA EM POÇOS
SEPARADOS COM SIMULAÇÃO NUMÉRICA DE UM
RESERVATÓRIO CARBONÁTICO**

CAMPINAS

2024

JOSIAS PEREIRA DE OLIVEIRA JUNIOR

**COMPARAÇÃO DE INJEÇÃO WAG COM INJEÇÃO
CONTÍNUA DE GÁS E ÁGUA EM POÇOS
SEPARADOS COM SIMULAÇÃO NUMÉRICA DE UM
RESERVATÓRIO CARBONÁTICO**

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 Mestre em Ciências e Engenharia de Petróleo, na área de Reservatórios e Gestão.

Orientador: Prof. Dr. Denis José Schiozer

Este exemplar corresponde à versão final da Dissertação defendida pelo aluno Josias Pereira de Oliveira Junior e orientada pelo Prof. Dr. Denis José Schiozer.

CAMPINAS

2024

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

OL4c Oliveira Junior, Josias Pereira de, 1993-
Comparação de injeção WAG com injeção contínua de gás e água em poços separados com simulação numérica de um reservatório carbonático / Josias Pereira de Oliveira Junior. – Campinas, SP : [s.n.], 2024.

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

1. Reservatórios (Carbonáticos). 2. Injeção (Poços de petróleo). 3. Reservatórios de petróleo. 4. Avaliação de riscos. I. Schiozer, Denis José, 1963-. II. Universidade Estadual de Campinas. Faculdade de Engenharia Mecânica. III. Título.

Informações Complementares

Título em outro idioma: Comparing WAG injection with continuous injection of gas and water in separate wells with numerical simulation of a carbonate reservoir

Palavras-chave em inglês:

Reservoir (Carbonate)

Injection (Oil well)

Petroleum reservoir

Risk analysis

Área de concentração: Reservatórios e Gestão

Titulação: Mestre em Ciências e Engenharia de Petróleo

Banca examinadora:

Denis José Schiozer [Orientador]

João Carlos von Hohendorff Filho

William Godoy de Azevedo Lopes da Silva

Data de defesa: 14-03-2024

Programa de Pós-Graduação: Ciências e Engenharia de Petróleo

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

- ORCID do autor: <https://orcid.org/0000-0002-4331-9623>

- Currículo Lattes do autor: <http://lattes.cnpq.br/7152494701400879>

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

DISSERTAÇÃO DE MESTRADO ACADÊMICO

**COMPARAÇÃO DE INJEÇÃO WAG COM INJEÇÃO
CONTÍNUA DE GÁS E ÁGUA EM POÇOS
SEPARADOS COM SIMULAÇÃO NUMÉRICA DE UM
RESERVATÓRIO CARBONÁTICO**

Autor: Josias Pereira de Oliveira Junior
Orientador: Prof. Dr. Denis José Schiozer

A Banca Examinadora composta pelos membros abaixo aprovou esta Dissertação:

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

Dr. João Carlos von Hohendorff Filho
CEPETRO / UNICAMP

Dr. William Godoy de Azevedo Lopes da Silva
EQUINOR

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, 14 de março de 2024.

DEDICATÓRIA

Dedico este trabalho à minha família, noiva, amigos e aqueles que contribuíram para a minha formação.

AGRADECIMENTOS

O presente trabalho foi realizado com apoio da Fundação de Amparo à Pesquisa do Estado de São Paulo (FAPESP), processo nº 2020/13938-0.

Agradeço a Deus pela vida e caminho profissional que culminou neste trabalho de dissertação.

Aos meus pais, Josias e Marlei, pelos conselhos, incentivo e apoio essenciais à minha formação.

A minha noiva Natália pelo apoio e companheirismo em todos os nossos momentos juntos.

A minha irmã Jenifer e vó Zeni pelo carinho e apoio de sempre.

A família Quintana Pinto Cardoso pelo carinho e incentivo de sempre.

Ao Prof. Dr. Denis José Schiozer pela concessão da oportunidade de realizar o mestrado sob sua orientação e pelos ensinamentos, direcionamento e profissionalismo essenciais para o desenvolvimento deste trabalho.

Aos pesquisadores Antonio Alberto de Souza dos Santos, Dra. Susana Margarida da Graça Santos e Dr. Vinicius Eduardo Botechia pelas conversas, ensinamentos e contribuições que tornaram este trabalho possível.

Ao time de R&D da Equinor pelo acompanhamento e contribuições.

A todos os colegas e amigos, os quais tive o prazer de compartilhar momentos juntos ao longo da minha formação, em especial ao Guilherme Nunes Lopes e Luís Otávio Mendes da Silva pelas conversas e contribuições.

Aos profissionais de TI e administrativo do CEPETRO, EPIC e UNISIM pelo suporte fornecido sempre que necessário.

Aos professores da pós-graduação pelo conhecimento transmitido.

Aos membros da banca, Dr. Célio Maschio, Dr. João Carlos von Hohendorff Filho, Prof. Dr. Valmir Francisco Risso e Dr. William Godoy de Azevedo Lopes da Silva, pelo apoio e contribuições.

A FAPESP pela concessão da bolsa de mestrado.

A CMG pelas licenças disponibilizadas e suporte técnico.

RESUMO

OLIVEIRA JUNIOR, Josias Pereira de, *Comparação de Injeção WAG com Injeção Contínua de gás e água em Poços Separados com Simulação Numérica de um Reservatório Carbonático*, Campinas, Faculdade de Engenharia Mecânica, Universidade Estadual de Campinas, 2024. n/a p. Dissertação (Mestrado)

A injeção alternada de gás e água (WAG) é um método de recuperação avançada de petróleo (EOR) que pode ser aplicado desde o início do ciclo de vida em alguns campos petrolíferos marítimos brasileiros, a fim de evitar a ventilação de gás, especialmente na região do pré-sal, devido à grande concentração de gás (rico em CO₂) dissolvido no óleo produzido. Esse método apresenta políticas técnico-ambientais eficazes ao proporcionar um descarte ecologicamente seguro de gás e estratégias flexíveis de gerenciamento de gás, além de resultar em aumento de recuperação de óleo residual, devido à combinação das melhores eficiências de deslocamento do gás e varrido da água. Por outro lado, as operações envolvendo a injeção WAG são complexas e onerosas e alguns estudos têm sugerido que ciclos longos podem reproduzir melhores resultados do que ciclos curtos; há também aqueles que destacam a possibilidade de segregação gravitacional, o que reduz a eficiência do método. Por isso, um plano de desenvolvimento alternativo pode ser a injeção contínua de gás e água em poços separados (CIWG) que também pode atender demandas ambientais, apresentando menor complexidade e menor custo. Assim, o presente estudo tem como objetivo comparar as técnicas de injeção WAG e injeção contínua de gás e água em poços separados para o desenvolvimento e gerenciamento de um reservatório carbonático de óleo leve sujeito a reciclagem completa de gás através de ferramentas computacionais, análise econômica e de risco, e aplicação no modelo UNISIM-II. Os resultados mostram que o plano de desenvolvimento por injeção contínua de gás e água em poços separados é competitivo ao compararmos à injeção WAG, uma vez que o mesmo alcança indicadores próximos, especialmente quando analisado no modelo de referência. Por outro lado, a injeção WAG se apresenta um pouco mais flexível quanto a necessidade de predefinir o método de recuperação antes das variáveis de projeto. Tal conclusão permite maior segurança na decisão quanto ao plano de desenvolvimento mais simples, mantendo a flexibilidade de alteração do método de recuperação para o estudo de caso e possivelmente para os campos do pré-sal brasileiro.

Palavras-Chave: Injeção alternada de gás e água; injeção contínua de gás e água em poços separados; reservatório carbonático; reciclagem completa de gás.

ABSTRACT

OLIVEIRA JUNIOR, Josias Pereira de, *Comparing WAG Injection with Continuous Injection of Gas and Water in Separate Wells with Numerical Simulation of a Carbonate Reservoir*, Campinas, Faculdade de Engenharia Mecânica, Universidade Estadual de Campinas, 2024. n/a p. Dissertação (Mestrado)

Gas alternating water (WAG) injection is an enhanced oil recovery (EOR) method that can be applied in some Brazilian offshore fields, particularly in the pre-salt region, to prevent gas venting due to high concentration of gas (rich in CO₂) dissolved in the oil produced. This method offers effective technical-environmental policies by providing ecologically safe disposal of the gas and flexible gas management strategies, and results in increased residual oil recovery due to the combination of optimal gas displacement and water sweeping efficiencies. However, WAG injection operations are complex and expensive, and some studies suggest that longer cycles may yield better results than shorter ones; there are also those who highlight the possibility of gravitational segregation, which reduces the efficiency of the method. As an alternative development plan, continuous injection of gas and water (CIWG) in separate wells is also environmentally friendly, less complex and less expensive. The purpose of this study is to compare WAG injection and continuous injection of gas and water in separate wells by developing and managing a light-oil carbonate reservoir subject to full gas recycling through computational tools, economic and risk analysis, and application in the UNISIM-II model. The results show that the development plan by continuous injection of gas and water in separate wells is competitive when compared to WAG injection, since it achieves similar indicators, especially when analyzed in the reference model. On the other hand, WAG injection presents a little more flexibility in terms of the need to pre-define the recovery method before the design variables. This conclusion allows greater certainty in the decision regarding the simplest development plan for the case study and possibly for the Brazilian pre-salt fields.

Keyword: Gas alternating water injection; continuous gas and water injection in separate wells; carbonate reservoir; full gas recycling.

LISTA DE ILUSTRAÇÕES

Figura 2-1: Esquema de injeção de gás.	23
Figura 2-2: Esquema de injeção WAG.....	25
Figura 2-3: Segregação gravitacional no método WAG não clássico.	25
Figura 2-4: Quantificação da curva de risco.....	29
Figura 3-1: Fluxograma da metodologia de análise de decisão em 12 etapas.....	37
Figura 4-1: Fluxograma da metodologia geral.	39
Figura 4-2: Fluxograma do processo hierarquico de otimização da produção.....	42
Figura 4-3: Posições de poços candidatos.	43
Figura 4-4: Poço selecionado em G1.1 e seus candidatos em G1.2.	44
Figura 4-5: Restrições na sequência de abertura dos poços.	45
Figura 4-6: Exemplo de durações de meio ciclos WAG por injetor.	46
Figura 5-1: Mapas de porosidade dos modelos de referência (U2R) e simulação (U2D-CO – CR1, 2 e 3), destacando as camadas 32 e 12, respectivamente.	51
Figura 5-2: Configuração de poços satélites considerada no cálculo de perda de carga para as estratégias aplicadas ao modelo de referência (E_R).	53
Figura 6-1: Evolução de $*VPL$ durante a otimização de G1 e G2L para as estratégias C1 e W1.	61
Figura 6-2: $*VPL_{max}$ durante a otimização de G1 e G2L para as estratégias C1 e W1.....	62
Figura 6-3: Posicionamento dos poços após otimização de G1.1 e posições candidatas para G1.2 das estratégias C1 e W1.	63
Figura 6-4: Posicionamento final dos poços após otimização de G1.2 das estratégias C1 e W1.	64
Figura 6-5: G2L.1 para a estratégia W1.	68
Figura 6-6: G2L.2 para as estratégias C1 e W1.....	68
Figura 6-7: G2L.3-GUIDE para as estratégias C1 e W1.....	69
Figura 6-8: Diferença entre as fases G2L.3-GUIDE e G2L.2 a partir do gráfico cruzado de ΔNp vs. ΔGp para as estratégias C1 e W1.	70
Figura 6-9: Diferença entre as fases G2L.3-GUIDE e G2L.2 a partir do gráfico cruzado de ΔNp vs. ΔWp para as estratégias C1 e W1.	70
Figura 6-10: Diferença entre as fases G2L.3-INGUIDE e G2L.2 a partir do gráfico cruzado de ΔNp vs. ΔGp para as estratégias C1 e W1.....	71

Figura 6-11: Diferença entre as fases G2L.3-INGUIDE e G2L.2 a partir do gráfico cruzado de ΔN_p vs. ΔW_p para as estratégias C1 e W1.....	71
Figura 6-12: VPL_{max} durante a otimização de G2L para as estratégias C1, W1, WC1 e CW1.	72
Figura 6-13: G2L.1 para a estratégia CW1.	73
Figura 6-14: G2L.2 para as estratégias WC1 e CW1.	73
Figura 6-15: G2L.3-GUIDE para as estratégias WC1 e CW1.	74
Figura 6-16: Diferença entre as fases G2L.3-GUIDE e G2L.2 a partir do gráfico cruzado de ΔN_p vs. ΔG_p para as estratégias WC1 e CW1.	75
Figura 6-17: Diferença entre as fases G2L.3-GUIDE e G2L.2 a partir do gráfico cruzado de ΔN_p vs. ΔW_p para as estratégias WC1 e CW1.	75
Figura 6-18: Gráfico cruzado de indicadores de produção e econômico.	76
Figura 6-19: Evolução de *VPL durante a otimização de G1 e G2L para as estratégias C2 e W2.	77
Figura 6-20: Evolução de *VPL durante a otimização de G1 e G2L para as estratégias C3 e W3.	78
Figura 6-21: $*VPL_{max}$ durante a otimização de G1 e G2L para as estratégias C2 e W2.....	79
Figura 6-22: $*VPL_{max}$ durante a otimização de G1 e G2L para as estratégias C3 e W3.....	79
Figura 6-23: Posicionamento dos poços após otimização de G1.1 e posições candidatas para G1.2 das estratégias C2 e W2.	80
Figura 6-24: Posicionamento dos poços após otimização de G1.1 e posições candidatas para G1.2 das estratégias C3 e W3.	81
Figura 6-25: Posicionamento dos poços após otimização de G1.2 das estratégias C2 e W2... ..	82
Figura 6-26: Posicionamento dos poços após otimização de G1.2 das estratégias C3 e W3... ..	82
Figura 6-27: G2L.1 para a estratégia W2 e W3.....	87
Figura 6-28: G2L.2 para as estratégias C2 e W2.....	88
Figura 6-29: G2L.2 para as estratégias C3 e W3.....	88
Figura 6-30: G2L.3-GUIDE para as estratégias C2 e W2.....	89
Figura 6-31: G2L.3-GUIDE para as estratégias C3 e W3.....	89
Figura 6-32: Diferença entre as fases G2L.3-GUIDE e G2L.2 a partir do gráfico cruzado de ΔN_p vs. ΔG_p para as estratégias C2 e W2.....	90
Figura 6-33: Diferença entre as fases G2L.3-GUIDE e G2L.2 a partir do gráfico cruzado de ΔN_p vs. ΔW_p para as estratégias C2 e W2.....	90

Figura 6-34: Diferença entre as fases G2L.3-GUIDE e G2L.2 a partir do gráfico cruzado de ΔN_p vs. ΔG_p para as estratégias C3 e W3.....	91
Figura 6-35: Diferença entre as fases G2L.3-GUIDE e G2L.2 a partir do gráfico cruzado de ΔN_p vs. ΔW_p para as estratégias C3 e W3.....	91
Figura 6-36: VPL_{max} durante a otimização de G2L para estratégias C2, W2, WC2 e CW2....	92
Figura 6-37: VPL_{max} durante a otimização de G2L para estratégias C3, W3, WC3 e CW3....	93
Figura 6-38: G2L.1 para a estratégia CW2 e CW3.	94
Figura 6-39: G2L.2 para as estratégias WC2 e CW2.	94
Figura 6-40: G2L.2 para as estratégias WC3 e CW3.	94
Figura 6-41: G2L.3-GUIDE para as estratégias WC2 e CW2.	95
Figura 6-42: G2L.3-GUIDE para as estratégias WC3 e CW3.	96
Figura 6-43: Diferença entre as fases G2L.3-GUIDE e G2L.2 a partir do gráfico cruzado de ΔN_p vs. ΔG_p para as estratégias WC2 e CW2.	97
Figura 6-44: Diferença entre as fases G2L.3-GUIDE e G2L.2 a partir do gráfico cruzado de ΔN_p vs. ΔW_p para as estratégias WC2 e CW2.	97
Figura 6-45: Diferença entre as fases G2L.3-GUIDE e G2L.2 a partir do gráfico cruzado de ΔN_p vs. ΔG_p para as estratégias WC3 e CW3.	97
Figura 6-46: Diferença entre as fases G2L.3-GUIDE e G2L.2 a partir do gráfico cruzado de ΔN_p vs. ΔW_p para as estratégias WC3 e CW3.	98
Figura 6-47: Mapa ternário de saturação de óleo, água e gás para as estratégias WAG obtidas a partir do CR1 (W1 e CW1).....	100
Figura 6-48: Mapa ternário de saturação de óleo, água e gás para as estratégias WAG obtidas a partir do CR2 (W2 e CW2).....	101
Figura 6-49: Mapa ternário de saturação de óleo, água e gás para as estratégias WAG obtidas a partir do CR3 (W3 e CW3).....	102
Figura 6-50: Curvas de risco de VPL das estratégias de produção finais dos CR1, 2 e 3 aplicadas ao conjunto de modelos (E_M).....	104
Figura 6-51: Comparação entre E_{CR} vs. E_R para o fator de recuperação de óleo.	105
Figura 6-52: Comparação entre E_{CR} vs. E_R para a produção acumulada de gás.	106
Figura 6-53: Comparação entre E_{CR} vs. E_R para a produção acumulada de água.	106
Figura 6-54: Comparação entre E_{CR} vs. E_R para a injeção acumulada de água.	106
Figura 6-55: Comparação entre E_R vs. E_{CM} para as estratégias de produção finais.	108

LISTA DE TABELAS

Tabela 4-1: Nomenclatura das estratégias de produção de cada plano de desenvolvimento das atividades 1 e 2.	41
Tabela 5-1: Incertezas de geologia, reservatório e operacionais.	51
Tabela 5-2: Eventos.	52
Tabela 5-3: Dados de reservatório.	54
Tabela 5-4: Dados de poços.	54
Tabela 5-5: Condições operacionais dos poços.	54
Tabela 5-6: Limites da capacidade de processamento e injeção da plataforma.	54
Tabela 5-7: Dados operacionais e de disponibilidade dos sistemas.	54
Tabela 5-8: Parametrização de G1.	55
Tabela 5-9: Parametrização de G2L.	56
Tabela 5-10: Espaço de busca e algoritmos dos subgrupos de variáveis de otimização.	56
Tabela 5-11: Parâmetros econômicos.	58
Tabela 5-12: Parâmetros econômicos adicionais exclusivos da modelagem integrada de produção aplicada ao modelo de referência.	59
Tabela 6-1: Indicadores obtidos em G1.1 para as estratégias C1 e W1.	64
Tabela 6-2: Indicadores obtidos em G1.2 para as estratégias C1 e W1.	65
Tabela 6-3: Sequências de abertura dos poços obtidas em G1.3i e G1.3 para as estratégias C1 e W1.	65
Tabela 6-4: Diagrama cromático da sequência de abertura dos poços obtidos em G1.3i e G1.3 para as estratégias C1 e W1.	66
Tabela 6-5: Indicadores obtidos em G1.3i e G1.3 para as estratégias C1 e W1.	66
Tabela 6-6: Valores de penalização de IEC para as estratégias C1 e W1.	67
Tabela 6-7: Indicadores de G1.4 para as estratégias C1 e W1.	67
Tabela 6-8: Indicadores de G2L.2 para as estratégias C1 e W1.	69
Tabela 6-9: Indicadores de G2L.3-GUIDE para as estratégias C1 e W1.	69
Tabela 6-10: G2L.3-INGUIDE para as estratégias C1 e W1.	70
Tabela 6-11: Indicadores de G2L.2 para as estratégias WC1 e CW1.	74
Tabela 6-12: Indicadores de G2L.3-GUIDE para as estratégias WC1 e CW1.	74
Tabela 6-13: Indicadores de G2L.3-INGUIDE para as estratégias WC1 e CW1.	75
Tabela 6-14: Imagem (IMG) ou realização dos cenários representativos.	76

Tabela 6-15: Indicadores obtidos em G1.1 para as estratégias C2, W2, C3 e W3.....	81
Tabela 6-16: Indicadores obtidos em G1.2 para as estratégias C2, W2, C3 e W3.....	83
Tabela 6-17: sequência de abertura dos poços obtidos em G1.3i e G1.3 para as estratégias C2 e W2.....	84
Tabela 6-18: Diagrama cromático da sequência de abertura dos poços obtidos em G1.3i e G1.3 para as estratégias C2 e W2.	84
Tabela 6-19: Sequência de abertura dos poços obtidos em G1.3i e G1.3 para as estratégias C3 e W3.....	84
Tabela 6-20: Diagrama cromático da sequência de abertura dos poços obtidos em G1.3i e G1.3 para as estratégias C3 e W3.	85
Tabela 6-21: Indicadores obtidos em G1.3i e G1.3 para as estratégias C2 e W2.....	85
Tabela 6-22: Indicadores obtidos em G1.3i e G1.3 para as estratégias C3 e W3.....	86
Tabela 6-23: Valores de penalização de IEC para as estratégias C2, W2, C3 e W3.....	86
Tabela 6-24: G1.4 para as estratégias C2, W2, C3 e W3.	86
Tabela 6-25: Indicadores de G2L.2 para as estratégias C2, W2, C3 e W3.	88
Tabela 6-26: Indicadores de G2L.3-GUIDE para as estratégias C2, W2, C3 e W3.	90
Tabela 6-27: Indicadores de G2L.3-INGUIDE para as estratégias C2, W2, C3 e W3.	91
Tabela 6-28: Indicadores de G2L.2 para as estratégias WC2, CW2, WC3 e CW3.	95
Tabela 6-29: Indicadores de G2L.3-GUIDE para as estratégias WC2, CW2, WC3 e CW3....	96
Tabela 6-30: Indicadores de G2L.3-INGUIDE para as estratégias WC2 e CW2, WC3 e CW3.	98
Tabela 6-31: Indicadores de produção, injeção e econômicos das estratégias de produção finais dos CR1, 2 e 3.....	99
Tabela 6-32: Tempo computacional das estratégias de produção finais dos CR1, 2 e 3.....	103
Tabela 6-33: Estratégias de produção finais obtidas dos CR1, 2 e 3 a partir da otimização de G1 e G2L (estratégias especializadas).	103
Tabela 6-34: Indicadores econômicos e de risco das estratégias finais dos CR1, 2 e 3 aplicadas ao conjunto de modelos.	105
Tabela 6-35: Indicadores econômicos e de risco das estratégias de produção finais dos CR1, 2 e 3 aplicadas ao modelo de referência (E _R).	107

LISTA DE ABREVIATURAS E SIGLAS

*VPL	Indicador econômico do campo ajustado
B	Valor de retorno de referência
BHP _i	Pressão de fundo de poço dos injetores
BHP _p	Pressão de fundo de poço dos produtores
C	Estratégia de produção para CIWG considerando a otimização de G1 e G2L
CA	Custo de abandono do campo
CAPEX	<i>Capital Expenditure</i>
C _G	Custo associado à produção de gás
C _{Ginj}	Custo associado a injeção de gás
C _{iG}	Capacidade de injeção de gás da plataforma
C _{iW}	Capacidade de injeção de água da plataforma
CIWG	Injeção contínua de gás e água em poços separados
CM	Conjunto de modelos
CMG	<i>Computer modelling group</i>
C _O	Custo associado à produção de óleo
CO	Custos operacionais de produção (OPEX)
CO ₂	Gás carbônico
cp	Pressão capilar
Cp _G	Capacidade de processamento de gás da plataforma
Cp _L	Capacidade de processamento de líquido da plataforma
Cp _O	Capacidade de processamento de óleo da plataforma
Cp _W	Capacidade de processamento de água da plataforma
CR	Cenário representativo
C _W	Custo associado à produção de água
CW	Estratégia de produção de WAG considerando G1 otimizado para CIWG e otimização cruzada de G2L
C _{Winj}	Custo associado a injeção de água
E _{CM}	Estratégia de produção aplicada ao conjunto de modelos
E _{CR}	Estratégias de produção obtidas a partir de cenários representativos
EOR	Método de recuperação avançada

E_R	Estratégia de produção aplicada ao modelo de referência
FC	Fluxo de caixa
FRO	Fator de recuperação de óleo
G1	Grupo de variáveis de projeto
G2	Grupo de variáveis de controle e operação
G2C	Grupo de gerenciamento de ciclo fechado
G2L	Grupo de regras de controle do ciclo de vida
G2S	Grupo de controle de curto prazo
G3	Grupo de variáveis de revitalização
GAW_{INJ}	Poço injetor WAG com 1º banco gás
GEM	Simulador composicional
G_{INJ}	Poço injetor de gás
GOR_{lim}	Limite de razão gás óleo
G_p	Produção acumulada de gás
GUIDE	Guia de vazões
HCPV	Volume de poros de hidrocarboneto
ICS_a	Fecha ou abre o injetor no tempo
ICS_b	Sequência de fechamento de injetores
IDLHC	Hipercubo latino discreto iterativo
IEC	Indicador econômico do campo
IEP	Indicador econômico de poço
IEPI	Indicador econômico de poço injetor
IEPP	Indicador econômico de poço produtor
INGUIDE	Geração interna de guia de vazões
Inv	Investimento em equipamentos e facilidades (CAPEX)
INV_{plat}	Investimento em plataforma
$INV_{poço}$	Investimento em poço
IP	Potencial instantâneo
i_w	Índice de prioridade dos poços no grupo
k_r	Permeabilidade relativa
MCC	Método de coordenadas cíclicas
MR	Modelo representativo
n_{INJ}	Número de poços injetores
N_p	Produção acumulada de óleo

nPRD	Número de poços produtores
nw	Número de conexões e poços
OPEX	<i>Operational Expenditure</i>
PMM	Pressão mínima de miscibilidade
PRD	Poço produtor
PTUBE	Ferramenta de geração de tabela de perda de carga de tubulação
qg	Vazão de gás produzido
ql	Vazão de líquido produzido
qo	Vazão de óleo produzido
qw	Vazão de água produzida
R	Receita bruta advinda da venda de óleo e gás produzidos
R	Modelo de referência
R _G	Receita de venda de gás
RMFinder	Ferramenta de seleção de subconjunto de cenários ou modelos representativos
R _O	Receita de venda de óleo
R _{oy}	Royalties
Sb-	Semidesvio padrão negativo
Sb+	Semidesvio padrão positivo
T	Taxas corporativas
Tardis	Ferramenta de gerenciamento de reservatórios
TF	Tipo de fluido
TS	Taxas sociais
TVD	Profundidade vertical
UNISIM-II-D-CO	Modelo de simulação composicional de malha grossa
UNISIM-II-R	Modelo geológico de referência de malha fina
VME	Valor monetário esperado
VME _{eco}	Valor monetário esperado considerando apenas as incertezas econômicas
VPL	Valor presente líquido
W	Estratégia de produção para WAG considerando a otimização de G1 e G2L
WAG	Injeção alternada de gás e água
WAG _d	Duração de meio ciclo WAG
WAG _{INJ}	Poço injetor WAG com 1º banco água

WC	Estratégia de produção de CIWG considerando G1 otimizado para WAG e otimização cruzada de G2L
$WCUT_{lim}$	Limite de corte de água
W_g	Peso para vazão de produção de gás
W_i	Injeção acumulada de água
W_{INJ}	Poço injetores de água
W_l	Peso para vazão de produção de líquido
W_o	Peso para vazão de produção de óleo
W_p	Produção acumulada de água
WS	Sequência de abertura de poços
WTP_a	Inclui ou não o poço na estratégia de produção
WTP_b	Coordenadas x, y e z para poços
W_w	Peso para vazão de produção de água
$\varepsilon(VPL)$	Valor econômico da estratégia de produção ajustado a atitude do tomador de decisão
σ	Desvio padrão
$INV_{conexão}$	Investimento em interligação de poço à plataforma
INV_{pc}	Investimento em perfuração e completação de poço
α_{dr}	Nível de tolerância de Sb-
α_{up}	Nível de tolerância de Sb+
γ_g	Densidade do gás
γ_w	Densidade da água
γ_o	Densidade do óleo

SUMÁRIO

1	INTRODUÇÃO	20
1.1	Motivação.....	21
1.2	Objetivos	22
1.3	Organização da dissertação	22
2	CONCEITOS E FUNDAMENTAÇÃO TEÓRICA.....	23
2.1	Métodos de recuperação.....	23
2.2	Variáveis de decisão na otimização da produção	26
2.3	Modelos ou cenários representativos	26
2.4	Processos de otimização da produção.....	27
2.5	Indicadores econômicos e de risco	27
2.6	Ferramentas	32
3	REVISÃO BIBLIOGRÁFICA	33
3.1	Planos de desenvolvimento no pré-sal brasileiro.....	33
3.2	Ciclos WAG na otimização da produção.....	33
3.3	Modelo base de análise de decisão	36
3.4	Modelo base de otimização da produção	38
4	METODOLOGIA.....	39
4.1	Otimização da produção.....	40
4.2	Seleção de subconjuntos de CRs.....	48
4.3	Análise de decisão.....	49
5	APLICAÇÃO	50
5.1	Modelo de reservatório	50

5.2	Eventos	52
5.3	Premissas	52
5.4	Parâmetros de otimização	55
5.5	Parâmetros econômicos.....	57
6	RESULTADOS E DISCUSSÕES	61
6.1	Otimização da produção (CR1).....	61
6.2	Seleção de subconjunto de CRs	76
6.3	Otimização da produção (CR2 e 3).....	77
6.4	Análise de decisão.....	98
7	CONCLUSÕES.....	109
	REFERÊNCIAS	111
	APÊNDICE A – Vazão de Óleo das estratégias E_{CR} e E_R.....	117

1 INTRODUÇÃO

O pré-sal brasileiro está localizado há cerca de 300 Km da costa, possuem reservatórios com presença de gás contendo CO₂ em proporções variadas (até 42 % (mol/mol)) e alta razão gás-óleo original (160 a 450 m³/m³) (de Sant'Anna Pizarro et al., 2012; ANP, 2020, Azari et al., 2021, Pizarro et al., 2023). De modo que, por vezes, há falta de infraestrutura para tratá-lo e escoá-lo dentro das especificações de exportação e venda (concentração máxima de 3 % de CO₂) definidas pelo órgão regulador (ANP, 2020).

Neste contexto, a injeção WAG, um método de recuperação avançada de petróleo (EOR) comumente empregado no pré-sal brasileiro e uma estratégia ecologicamente segura que permite a estocagem de gás contendo CO₂, viabiliza a extração de tal fonte de energia, além de contemplar a transição energética de baixo carbono ao evitar a ventilação de CO₂ para a atmosfera e proporcionar características importantes, tais como: (1) eficiência de deslocamento microscópico e varrido macroscópico provenientes da combinação das injeções de gás e água, respectivamente, e (2) controle de frente de avanço (Christensen et al., 2001; de Sant'Anna Pizarro et al., 2012; Pizarro et al., 2017; Afzali et al., 2018).

Contudo, as operações WAG em águas profundas e ultra profundas podem ser complexas e onerosas, uma vez que exigem novas tecnologias, maiores aquisições de dados para reduzir incertezas e configurações submarinas dedicadas, tais como: (1) configuração satélite com o uso de *manifold* submarino, exigindo o custo adicional de um duto flexível dedicado à injeção de água e outro à gás por poço injetor, sendo o duto flexível de gás requerente de metalurgia adequada devido à corrosividade do gás e seus contaminantes, e (2) configuração WAG *loop* que reduz os dutos flexíveis instalados devido ao compartilhamento deles na injeção de água e gás, mas que exige metalurgia apropriada à todos os dutos flexíveis de injeção WAG e à presença de um sistema de controle de distribuição de fluidos (Buckley et al., 2017; Freitas et al., 2022; Petrobras, 2019).

Ainda assim, são inúmeros os trabalhos presentes na literatura que abordam a aplicação da injeção WAG em cenários dos campos do pré-sal brasileiro (Almeida et al., 2010; Vigliano, 2011; de Sant'Anna Pizarro et al., 2012; Pizarro et al., 2017); alguns destacam a importância de ciclos curtos na maximização de função objetivo ou mesmo antecipação de produção (Cavalcante Filho et al., 2020); outros constatarem a baixa influência da duração dos ciclos WAG como variável de decisão no plano de desenvolvimento do campo aliado à convergência para ciclos longos (Ligeiro et al., 2012; Schaefer et al., 2017; Pereira et al., 2022); além daqueles que

destacam a possibilidade de segregação gravitacional do método WAG, o que reduz a sua eficiência (Afzali et al., 2020; Braga, 2021).

Portanto, à injeção contínua de gás e água em poços separados também deve atender a tais demandas de reciclagem de gás, promovendo boa recuperação e rentabilidade, além de apresentar desafios operacionais menos complexos e onerosos, tais como: (1) injeção contínua do fluido no poço ao longo de toda a vida do campo, o que reduz a alternância de controle e necessidade de manutenção dos poços, (2) possibilidade de configurações submarinas com menor comprimento de *riser*/dutos, e (3) possibilidade de uso de metalurgia dedicada apenas à *riser*/dutos de produção e injeção de gás.

1.1 Motivação

Como destacado anteriormente, o pré-sal brasileiro está localizado a quilômetros de distância da costa, apresentando desafios ambientais, regulatórios e operacionais que demandam a compreensão dos mecanismos de recuperação praticáveis neste cenário.

Neste contexto, muitos projetos no pré-sal brasileiro recorrem ao método WAG como padrão, tendo em vista a eficiência do método, a disponibilidade de água do mar e a presença de gás contendo CO₂ nos próprios reservatórios, o que impulsiona a presença de estudos na literatura que avaliam tal método. Por outro lado, não são comuns estudos que comparem o mesmo frente à um plano de desenvolvimento operacionalmente mais simples, como é o caso do método de injeção contínua de gás e água em poços separados.

Além do mais, estudos anteriores (Ligeiro et al., 2012 e Pereira et al., 2021) destacam a baixa influência da duração de ciclos WAG no retorno econômico e a convergência do método para ciclos longos; bem como à possibilidade de segregação gravitacional proveniente do método WAG não clássico em campos carbonáticos como o pré-sal brasileiro (Afzali et al., 2020; Braga et al., 2021), o que potencializa a compreensão e comparação de tais planos de desenvolvimento.

Por fim, a seleção do plano de desenvolvimento em águas profundas e ultraprofundas é crítica, uma vez que a definição do número de poços, localização e capacidades de processamento/injeção da plataforma, especialmente o processamento/injeção de gás, podem restringir o gerenciamento do campo e inviabilizar quaisquer mudanças futuras. Assim, compreender também as flexibilidades de cada plano de desenvolvimento permite potencializar e viabilizar os projetos no pré-sal brasileiro.

1.2 Objetivos

Comparar as técnicas de injeção WAG e injeção contínua de gás e água em poços separados para a fase de desenvolvimento e gerenciamento de um reservatório carbonático de óleo leve, sujeito a reciclagem completa de gás contendo CO₂.

1.3 Organização da dissertação

A dissertação está dividida em sete capítulos:

Capítulo 1 – introdução contendo a visão geral do assunto, motivações à definição do tema e objetivos firmados à abordagem do mesmo;

Capítulo 2 – conceitos e fundamentação teórica contendo as principais definições pertinentes ao entendimento do assunto;

Capítulo 3 – revisão bibliográfica abordando o estado da arte presente na literatura e metodologias pertinentes ao desenvolvimento do estudo;

Capítulo 4 – metodologia geral de otimização da produção, seleção de subconjunto de cenários representativos e análise de decisão, e metodologia específica do processo de otimização hierárquico formulado para abordar o problema e permitir o alcance dos objetivos;

Capítulo 5 – aplicação contendo a descrição do estudo de caso, eventos, premissas, parâmetros de otimização e parâmetros econômicos;

Capítulo 6 – resultados do problema ao considerar a abordagem nominal na seleção de estratégia de produção e avaliação cruzada de planos de desenvolvimento, e abordagem probabilística na análise de decisão e quantificação de tomada de decisão;

Capítulo 7 – conclusões alcançadas na dissertação e sugestões para próximos estudos.

2 CONCEITOS E FUNDAMENTAÇÃO TEÓRICA

2.1 Métodos de recuperação

2.1.1 Injeção contínua de gás e água em poços separados

A injeção contínua de gás e água em poços separados combina os métodos de recuperação secundária aplicados a um reservatório através da injeção contínua de cada fluido em poços distintos.

A injeção de gás é um método secundário amplamente utilizado na indústria de óleo e gás para o deslocamento de hidrocarbonetos a superfície e manutenção de pressão, podendo ser classificado como (Agada et al., 2013): (1) miscível, e (2) imiscível. O caso miscível ocorre acima da pressão mínima de miscibilidade (PMM), onde o gás injetado (por vezes diretamente na zona de óleo) e o óleo formam uma única fase homogênea, reduzindo a viscosidade do óleo e aumentando a recuperação de óleo residual. O caso imiscível ocorre abaixo da pressão mínima de miscibilidade, onde o gás injetado age na manutenção de pressão do reservatório, repondo massa, e deslocando o óleo até os produtores. Porém, ao existir altas tensões interfaciais entre as fases, forças capilares impedem o completo deslocamento do óleo pela injeção de gás imiscível, deixando uma elevada saturação de óleo residual.

Segundo Afzali et al. (2018) na existência de uma razão de mobilidade desfavorável causada pela baixa viscosidade do gás injetado comparado ao óleo alguns fenômenos podem ocorrer na injeção de gás (Figura 2-1): (1) canalização viscosa, e (2) rápida produção do gás injetado. Outros fatores que podem afetar o desempenho do método são: (1) segregação gravitacional e (2) efeitos de heterogeneidade.

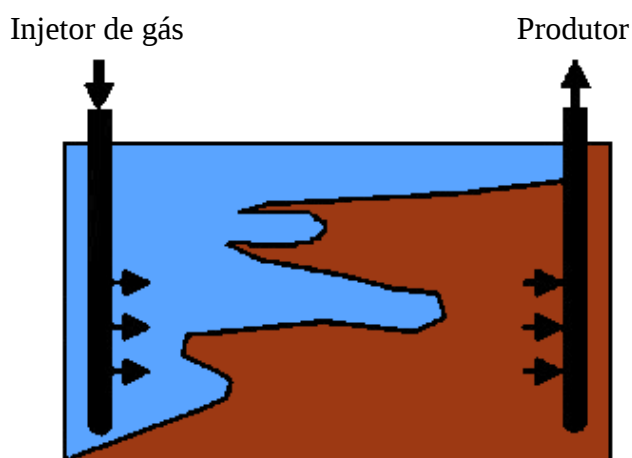


Figura 2-1: Esquema de injeção de gás.

Fonte: Modificado de Afzali et al. (2018).

Por sua vez, a injeção de água consiste no método secundário mais utilizado no mundo devido ao baixo custo associado e disponibilidade. A mesma permite a manutenção de pressão no reservatório e deslocamento de óleo remanescente para os produtores, facilitando a sua extração (Kazem et al., 2023).

Segundo Miller (1996) diferentes tipos de água podem ser injetados no reservatório, tais como: (1) água produzida do próprio reservatório, (2) água produzida de outros reservatórios, (3) água misturada de várias fontes, (4) água doce, e (5) água do mar. Além disso, diferentes variedades de materiais podem ser adicionadas à água, a fim de melhorar a mobilidade e/ou eficiência de varrido do método. Alguns atuam reduzindo a viscosidade do óleo ou aumentando a viscosidade da água enquanto outros melhoram a permeabilidade relativa à água, proporcionando aumento de eficiência de recuperação de óleo.

Por fim, é importante que a água de injeção seja compatível ou tratada dentro das especificações de compatibilidade com a água conata do reservatório, a fim de evitar problemas de danos à formação (Kazem et al., 2023).

2.1.2 Injeção alternada de gás e água

A injeção alternada de gás e água (WAG) é um método de recuperação avançada de petróleo (EOR) comumente empregado nos campos do Texas e Mar do Norte, e mais recentemente adotado para os campos do pré-sal brasileiro (Pizarro et al., 2023).

A injeção WAG clássica miscível combina as eficiências microscópica (deslocamento) e macroscópica (varrido volumétrico) provenientes das técnicas de injeção de gás e água, respectivamente. O banco de gás promove a redução de viscosidade e deslocamento do óleo residual, já o banco de água promove o controle de mobilidade e frente de avanço. Diante disso, a alternância dos bancos resulta no aprisionamento parcial de um fluido pelo outro, reduzindo a mobilidade do gás e provocando a sua divergência para regiões não varridas (Figura 2-2) (Christensen et al., 2001, Afzali et al., 2018).

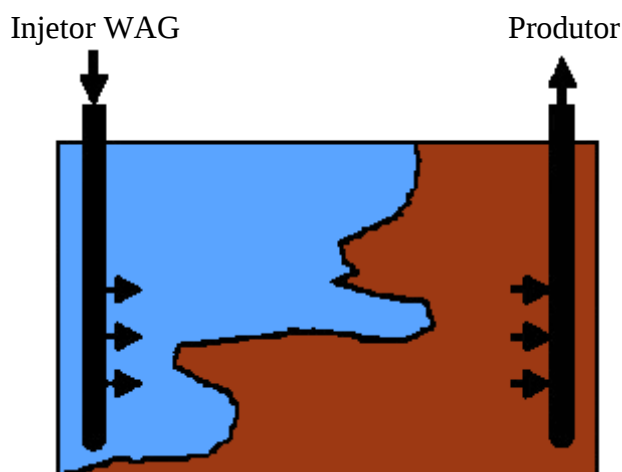


Figura 2-2: Esquema de injeção WAG.

Fonte: Modificado de Afzali et al. (2018).

Já a injeção WAG não clássica imiscível ocorre devido a diferença de densidade entre as fases presentes no reservatório. De modo que, a fase gás tende ao topo e a fase água tende à base do reservatório na injeção alternada de gás e água. Esse mecanismo pode melhorar a eficiência de varrido vertical pela recuperação de óleo residual proveniente da base do reservatório, não varrido durante o ciclo de injeção de gás, a partir do ciclo de injeção de água (Afzali et al., 2020) (Figura 2-3).

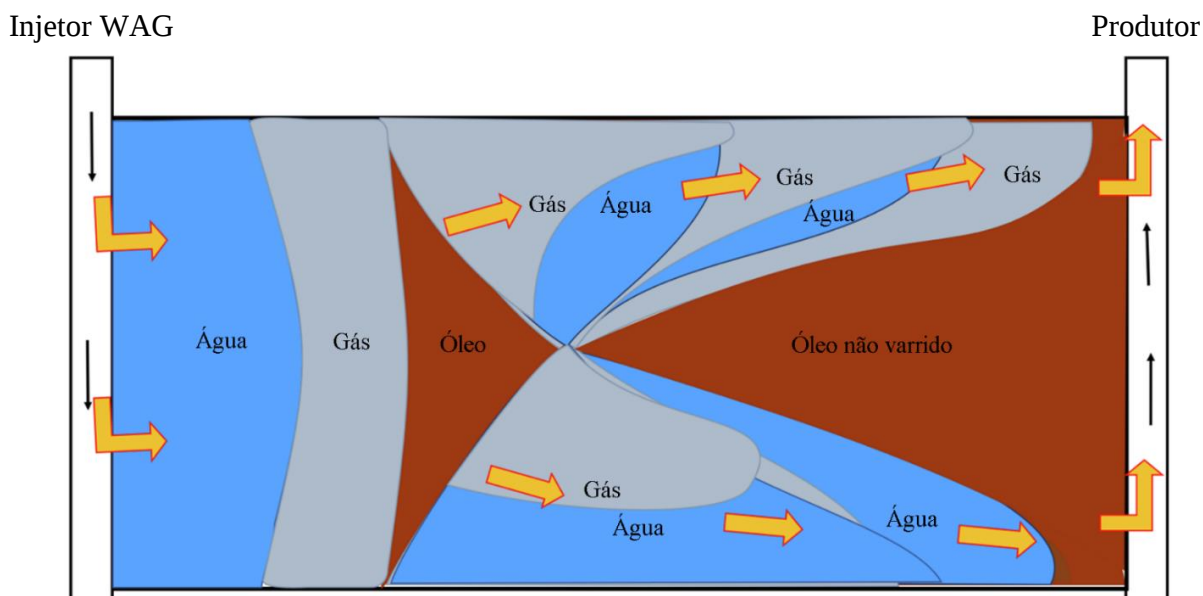


Figura 2-3: Segregação gravitacional no método WAG não clássico.

Fonte: Modificado de Afzali et al. (2020).

Segundo Afzali et al. (2018) diferentes variações de WAG são encontradas na literatura e categorizados de acordo com os processos (WAG – convencional, SWAG – simultâneo, HWAG – híbrido), as modificações na fase gás (FAWAG – espuma, MWAG – gás miscível, IWAG – gás imiscível, CO₂-WAG – dióxido de carbono, WASP – vapor) e as modificações na

fase água (LSW – água de baixa salinidade, PWAG – aditivos de polímeros solúveis a água, aditivos de surfactantes, EWAG – emulsão óleo/água). Outra classificação importante é quanto aos controles operacionais do método WAG, são eles: (1) tempo de ciclo WAG, (2) tamanho de ciclo WAG, e (3) razão WAG (Ettehadtavakkol, 2013; Ettehadtavakkol et al., 2014). O tempo ou duração de ciclo WAG representa o tempo completo de um ciclo constituído pelo meio ciclo de cada fluido de injeção. O tamanho de ciclo WAG representa o volume de cada fluido de injeção expresso em volume de poros de hidrocarbonetos (HCPV). A razão WAG representa a razão entre o volume de água e gás injetados em condições de reservatório.

2.2 Variáveis de decisão na otimização da produção

As variáveis de decisão na otimização da produção podem ser divididas em 3 grupos principais (Gaspar et al., 2016): (G1) variáveis de projeto, (G2) variáveis de controle e operação, e (G3) variáveis de revitalização.

O grupo de variáveis G1 correspondem às especificações de infraestrutura do campo que antecedem a fase de desenvolvimento. Desta forma, apresentam alto grau de relevância no retorno econômico do campo (Gaspar et al., 2016).

O grupo de variáveis G2 correspondem às especificações operacionais dos equipamentos que podem ser alteradas na fase de gerenciamento do campo sem apresentarem custos ou com custos pouco expressivos (Gaspar et al., 2016). Ainda neste grupo, as variáveis podem ser subdivididas em regras de controle do ciclo de vida (G2L), gerenciamento de ciclo fechado (G2C) e controle de curto prazo (G2S) (Mirzaei-Paiaman et al., 2021; Schiozer et al., 2022).

O grupo de variáveis G3 correspondem as alternativas futuras para a fase de gerenciamento do campo. Deste modo, podem afetar as decisões de projeto, além de envolverem investimentos adicionais. (Gaspar et al., 2016).

2.3 Modelos ou cenários representativos

Os modelos representativos são modelos que possuem características distintas que integram as incertezas de geologia, reservatório e operacionais provenientes de um dado campo de petróleo (Schiozer et al., 2019).

Com isso, o conjunto de modelos é o número completo de cenários obtidos para tal campo, enquanto que o subconjunto de modelos visa representar tal conjunto a partir de um número reduzido cenários, mantendo a acurácia e representatividade em função de percentis (P10, 50 e 90) a partir de gráficos cruzados e curvas de risco, por exemplo, provenientes de

indicadores de produção/injeção e econômicos (ORF, Np, Wp, Gp, VPL, dentre outros) (Schiozer et al., 2004).

Porém, à medida que o número de modelos representativos diminui, ou seja, poucos modelos são considerados na análise sob incertezas, a representatividade dos mesmos também diminui, exigindo a reclassificação para cenários representativos, os quais ainda permitem abordar e comparar distintos cenários, a depender do objetivo de estudo conduzido.

2.4 Processos de otimização da produção

O processo de otimização da produção consiste em maximizar ou minimizar a função objetivo através da otimização de um conjunto de variáveis de decisão, a fim de selecionar uma estratégia de produção. Segundo Mirzaei-Paiaman et al. (2021), neste contexto, duas abordagens principais são definidas, são elas: (1) otimização nominal, e (2) otimização robusta.

A otimização nominal consiste na otimização individual de um cenário ou modelo representativo através da formulação determinística da função objetivo ao desconsiderar as incertezas na seleção da estratégia de produção. De modo que, à cada cenário ou modelo representativo é obtido uma estratégia de produção especializada que difere das demais, o que proporciona melhor entendimento acerca das incertezas individualizadas (Schiozer et al., 2019; Mirzaei-Paiaman et al., 2021).

A otimização robusta consiste na otimização simultânea de um conjunto ou subconjunto de cenários ou modelos representativos através da formulação probabilística da função objetivo ao considerar as incertezas de geologia, reservatório, operacionais e econômicas na seleção da estratégia de produção (Mirzaei-Paiaman et al., 2021).

2.5 Indicadores econômicos e de risco

Os indicadores econômicos são métricas quantitativas tratadas como função objetivo durante a otimização de estratégia de produção e, ou análise de decisão associada a seleção de estratégia de produção.

Schiozer et al. (2019) e Schiozer et al. (2022) definem os indicadores econômicos tratados como função objetivo durante a otimização nominal de estratégia de produção como sendo o valor presente líquido (VPL) e durante a otimização robusta de estratégia de produção e, ou análise de decisão associada a seleção de estratégia de produção como sendo o valor monetário esperado (VME).

O valor presente líquido corresponde a soma de receitas e custos com a aplicação de uma taxa de desconto como apresentado pela Equação 2-1 (Santos et al., 2023).

$$VPL = \sum_{j=1}^{n_t} \frac{FC_j}{(1+i)^{t_j}}$$

Equação 2-1

onde:

VPL – valor presente líquido;

FC_j – fluxo de caixa no período j ;

j – período de tempo;

n_t – número total de períodos de tempo;

i – taxa de desconto ou atratividade; e

t_j – período de tempo j relacionado à data de análise.

O cálculo do fluxo de caixa para cada período é definido com base numa simplificação do regime fiscal de concessão Brasileiro e representa as receitas (entradas) e os custos (saídas) como apresentado pela Equação 2-2 (Santos et al., 2023).

$$FC = [(R - Roy - TS - CO) \times (1 - T)] - Inv - CA$$

Equação 2-2

onde:

FC – fluxo de caixa;

R – receita bruta advinda da venda de óleo e gás produzidos;

Roy – royalties;

TS – taxas sociais;

T – taxas corporativas;

CO – custos operacionais de produção (OPEX);

Inv – investimento em equipamentos e facilidades (CAPEX); e

CA – custo de abandono do campo.

O valor monetário esperado corresponde a soma do valor presente líquido de cada cenário ponderado pela sua probabilidade de ocorrência como apresentado pela Equação 2-3 (Santos et al., 2023).

$$VME = \sum_{i=1}^n p_i \times VPL_i$$

Equação 2-3

onde:

VME – valor monetário esperado;

n – número de cenários;

i – cenário;

p_i – probabilidade de ocorrência do cenário i ; e

VPL_i – valor presente líquido do cenário i .

Todavia, na análise de decisão sob incertezas, considerar apenas o valor monetário esperado pode ser muitas vezes insuficiente, tornando necessário na análise também os indicadores de risco. Santos et al. (2017) propõem a análise quantitativa da curva de risco (Figura 2-4), comumente quantificada pelo desvio padrão (σ), através do semidesvio padrão negativo (S_{b-}) e semidesvio padrão positivo (S_{b+}) delimitados a partir de um valor de retorno de referência (B) definido pelo tomador de decisão.

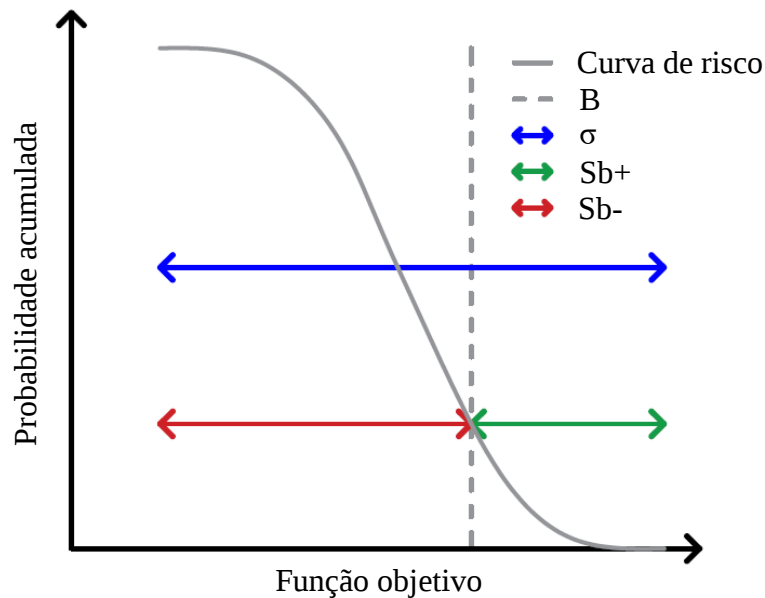


Figura 2-4: Quantificação da curva de risco.

Fonte: Modificado de Santos et al. (2017).

O semidesvio padrão negativo quantifica o risco de perda e pode ser expresso em condições de variáveis discretas pela Equação 2-4 (Santos et al., 2017).

$$S_{b-} = \sqrt{S_{b-}^2} = \sqrt{\sum_{VPL_i < B} (VPL_i - B)^2 \times p_i}$$

Equação 2-4

onde:

S_{b-} – semidesvio padrão negativo;

B – valor de referência;

i – cenário;

p_i – probabilidade de ocorrência do cenário i ; e

VPL_i – valor presente líquido do cenário i .

O semidesvio padrão positivo quantifica a oportunidade de ganho e pode ser expresso em condições de variáveis discretas pela Equação 2-5 (Santos et al., 2017).

$$S_{b+} = \sqrt{S_{b+}^2} = \sqrt{\sum_{VPL_i > B} (VPL_i - B)^2 \times p_i}$$

Equação 2-5

onde:

S_{b+} – semidesvio padrão positivo;

B – valor de referência;

i – cenário;

p_i – probabilidade de ocorrência do cenário i ; e

VPL_i – valor presente líquido do cenário i .

Santos et al. (2017) ainda propõem o indicador para estimar o valor econômico da estratégia de produção ajustado a atitude do tomador de decisão ($\varepsilon(VPL)$) (Equação 2-6).

$$\varepsilon(VPL) = VME - \frac{S_{b-}^2}{\tau_{dr}} + \frac{S_{b+}^2}{\tau_{up}}$$

Equação 2-6

onde:

$\varepsilon(VPL)$ – valor econômico da estratégia de produção ajustada a atitude do tomador de decisão;

B – valor de referência;

S_{b-}^2 – semivariância negativa delimitada a partir do valor de referência B ;

S_{b+}^2 – semivariância positiva delimitada a partir do valor de referência B ;

τ_{dr} – nível de tolerância de S_{b-} definido através de $\alpha_{dr} \times B$;

τ_{up} – nível de tolerância de S_{b+} definido através de $\alpha_{up} \times B$;

α_{dr} – peso de B no termo S_{b-} definido pelo tomador de decisão;

α_{up} – peso de B no termo S_{b+} definido pelo tomador de decisão; e

VM – valor monetário esperado.

Outros indicadores são empregados para compreender a performance de poços individualmente. Ravagnani et al. (2011) apresentam o indicador econômico de poço produtor (IEPP) (Equação 2-7) e o indicador econômico de poço injetor (IEPI) (Equação 2-8).

$$IEPP = \sum_{j=0}^n \frac{R_{O_j} + R_{G_{t_j}} - C_{O_{t_j}} - C_{G_{t_j}} - C_{W_{t_j}} - Inv_{poço}}{(1 + r)^{t_j}}$$

Equação 2-7

onde:

$IEPP$ – indicador econômico de poço produtor;

R_O – receita de venda de óleo;

R_G – receita de venda de gás;

C_O – custo associado à produção de óleo;

C_G – custo associado à produção de gás;

C_W – custo associado à produção de água;

$Inv_{poço}$ – investimento em poço;

n – número total de períodos de tempo;

j – período de tempo;

i – taxa de desconto ou atratividade; e

t_j – período de tempo j relacionado à data de análise.

$$IEPI = \sum_{j=0}^n \frac{C_{Winj_j} + C_{Ginj_j} + Inv_{poço}}{(1 + i)^{t_j}}$$

Equação 2-8

onde:

$IEPI$ – indicador econômico de poço injetor;

C_{Winj_j} – custo associado a injeção de água;

C_{Ginj_j} – custo associado a injeção de gás;

$Inv_{poço}$ – investimento do poço;

n – número total de períodos de tempo;

j – período de tempo;

i – taxa de desconto ou atratividade; e

t_j – período de tempo j relacionado à data de análise.

Ravagnani et al. (2011) também apresentam o indicador econômico de campo (IEC). Tal indicador é tratado como função objetivo a ser maximizada na otimização de estratégia de produção durante a situação onde a sequência de abertura de poços ainda não está implementada, ou seja, trata-se do valor presente líquido restrito à situação infactível de abertura simultânea de todos os poços para quantificação justa do desempenho de cada poço.

2.6 Ferramentas

Neste estudo são empregadas ferramentas de simulação numérica de reservatórios, geração de tabela de perda de carga, gerenciamento de reservatórios e seleção de subconjunto de cenários ou modelos representativos: CMG-GEM, CMG-PTUBE, Tardis e RMFinder.

CMG-GEM é a ferramenta de simulação numérica de reservatórios composicionais de petróleo desenvolvida pela Computer Modelling Group.

CMG-PTUDE é a ferramenta de geração de tabela de perda de carga de tubulação desenvolvida pela Computer Modelling Group.

Tardis é a ferramenta de gerenciamento de reservatórios desenvolvida pelo grupo UNISIM (grupo de pesquisa em simulação numérica e gerenciamento de reservatórios de petróleo). A mesma permite a otimização de estratégia de produção, integrando ferramentas de simulação numérica de reservatórios e cálculo de função objetivo. Além de permitir o uso de diferentes algoritmos de otimização da produção (IDLHC (Hipercubo Latino Discreto Iterativo), MCC (Método de Coordenadas Cíclicas), 2-opt, dentre outros) empregados em diferentes problemas envolvendo busca global ou local.

RMFinder é a ferramenta de seleção automática de subconjunto de cenários ou modelos representativos proposta por MEIRA et al. (2020). Por meio da mesma é capturada a representatividade do conjunto de modelos combinando um algoritmo de otimização metaheurístico e performance de busca global e local através da definição de pesos, a fim de alcançar cenários ou modelos com boa representatividade nos gráficos cruzados e curvas de risco.

3 REVISÃO BIBLIOGRÁFICA

Nessa seção, são apresentados resultados presentes na literatura que abordam o estado da arte em planos de desenvolvimento praticados nos campos do pré-sal brasileiro e influência dos ciclos WAG como variável de decisão na otimização da produção. Além disso, são abordados os assuntos que estão diretamente relacionados à construção da metodologia deste trabalho, são eles: (1) otimização da produção, e (2) análise de decisão.

3.1 Planos de desenvolvimento no pré-sal brasileiro

Cavalcante Filho et al. (2020) descrevem que os mecanismos de recuperação aplicados no pré-sal brasileiro são principalmente a injeção de água, para fins de manutenção de pressão e complementarmente, a injeção de gás, para fins de reciclagem do gás com alto conteúdo de CO₂ presente nos reservatórios. Os autores ainda destacam que originalmente as estratégias de produção consideravam produtores e injetores de água e gás em poços separados. Mas, que posteriormente devido à estudos técnicos muitos poços injetores no pré-sal brasileiro passaram a ser convertidos à injetores WAG.

Formigli Filho et al. (2009) relatam que o plano de desenvolvimento piloto do campo de Tupi, no pré-sal brasileiro, contava com a flexibilidade para conversão de alguns injetores de água e gás em poços separados em injetores WAG. Mostrando o interesse da aplicação do método de recuperação avançada já nos primeiros anos do ciclo de vida do campo e posterior expansão da técnica para outros campos.

Pizarro et al. (2012) descrevem os desafios de se implementar métodos EOR em cenários de água ultra profundas como no pré-sal destacando a necessidade de haver flexibilidade na fase conceitual de desenvolvimento em termos de logística e de planta de injeção de fluido devido a necessidade de capacidade de expansão do *topside* para incorporar equipamentos de separação e compressão de gás e seus contaminantes, uma vez que o gás pode limitar a capacidade de processamento de óleo também. Já que nos projetos do pré-sal foi adotado o conceito de não ventilar o gás para a superfície.

3.2 Ciclos WAG na otimização da produção

Ligero et al. (2012) destacam que as diferentes durações de meio ciclo WAG praticadas em razão WAG 1:1 não impactaram na recuperação de óleo, mas sim no tempo computacional. De modo que, no caso de estudo, quanto maior o ciclo, menor o tempo computacional, que reduz a medida que a duração de meio ciclo WAG aumenta. Fixando o ciclo de injeção da água

em 360 dias e analisando diferentes ciclos (30, 90, 180 e 360 dias) para a injeção do gás, foi identificado uma recuperação de óleo maior para ciclos maiores de injeção de gás. O mesmo ocorreu ao fixar os ciclos de injeção de gás em 360 dias e analisar diferentes ciclos de injeção de água. No entanto, o impacto deste é inferior aquele, além do mais, a partir de 180 dias a recuperação de óleo foi a mesma entre os diferentes ciclos analisados.

Schaefer et al. (2017) comparando à injeção contínua de apenas um fluido (água ou gás) com duas abordagens de injeção WAG: (1) duração de meio ciclo WAG de 24 meses, e (2) duração de meio ciclo WAG de 12 meses. Observaram o melhor desempenho em recuperação de óleo e indicador econômico para os métodos de recuperação avançada. Já ao comparar a duração de meio ciclos WAG, os autores identificaram uma diferença de 10 % no valor presente líquido para valores similares de fator de recuperação de óleo (menos de 1 % de diferença). De modo que, o melhor desempenho econômico foi alcançado com duração de meio ciclos WAG maiores (24 meses).

Rodrigues et al. (2019) estudando um problema de mineralização causado pela dissolução de CO₂ na fase aquosa, destacam a importância de antecipar a implementação do método de recuperação avançada (EOR) por injeção WAG em estratégias que partem da injeção de água. De modo que, o período curto de 6 meses de injeção de água se mostrou benéfico. Aliás, a baixa razão WAG (0.5:1) com ciclos menores para o banco de água (120 dias) e maiores para o banco de gás (240 dias) alcançaram a maximização de função objetivo econômica. Porém, em termos de retenção de CO₂ no reservatório, o método WAG praticado com razão WAG de 1:1 com meio ciclo de 180 dias obteve maior eficiência no controle de mobilidade do CO₂ ao comparar com a razão WAG de 0.5:1 ou mesmo a injeção contínua de gás. Sendo assim, a melhor alternativa para redução de escala de mineralização.

Cavalcante Filho et al. (2020) estudaram o gerenciamento do gás através de dois métodos de recuperação: (1) injeção WAG, e (2) injeção contínua de água e gás em poços separados (nomeado no processo como referência). Os autores avaliaram inicialmente diferentes vazões de injeção de gás e seus impactos no fator de recuperação do campo. De modo que, ao diminuir a razão WAG, ou seja, aumentar o volume de gás injetado foi observado maior fator de recuperação de óleo. No entanto, foi destacado a necessidade de considerar a avaliação econômica no processo, visto que, ao injetar um volume maior de gás também é reduzido o escoamento do mesmo, a fim de comercialização. Já ao avaliar a duração de ciclos WAG fixando a razão WAG a partir da melhor solução encontrada anteriormente, foi observado a convergência para ciclos curtos ao alcançar maior fator de recuperação de óleo. Além do mais, as soluções considerando o método WAG apresentaram melhor desempenho em termos de fator

de recuperação de óleo ao comparar com o método de referência. Sendo que ciclos de 6 e 12 meses alcançaram desempenhos similares, enquanto que ciclos superiores (24 e 48 meses) tiveram desempenhos inferiores em termos de função objetivo.

Pereira et al. (2022) propuseram a otimização da duração de ciclo WAG através de diferentes abordagens de gerenciamento da produção dos poços: (A) considerando poços produtores sem restrições de limite de GOR, (B) fixando o limite de GOR dos produtores, (C) otimizando o limite de GOR por produtor e posteriormente a duração de ciclos WAG dos injetores, (D) otimizando simultaneamente o limite de GOR dos produtores e a duração de ciclos WAG dos injetores, e (E) otimizando a duração de ciclo WAG por injetor para a solução otimizada da abordagem anterior. Com isso, observaram que a abordagem sem restrições de limite de GOR teve convergência para ciclos curtos para alcançar aumento de função objetivo. Já ao considerar a variável de decisão por limite de GOR no processo de otimização, os resultados mostraram aumento de função objetivo para ciclos longos, sugerindo que ao avaliar outra variável de decisão no processo, há melhor gerenciamento dos poços produtores, permitindo uma menor frequência de alternância de fluidos nos poços injetores. Por fim, ao otimizar os ciclos WAG por injetor a partir da solução com limite de GOR já otimizada foi observada a convergência da maioria dos poços para ciclos longos, havendo poços específicos com ciclos curtos.

Lopes et al. (2022) estudando o gerenciamento da injeção WAG-CO₂ através da divisão da previsão da produção entre o período de aceleração da produção (P1) e o período de ciclo de vida do campo (P2), propuseram uma metodologia de otimização da produção sequencial desenvolvida em 4 fases para maximizar a função objetivo: (S1) Parametrizando e definindo uma estratégia simplificada para o fluido de abertura dos poços injetores durante P1, (S2) otimizando a duração de meio ciclo WAG dos injetores entre 3 e 12 meses com discretização de 30 dias e o fluido de injeção do primeiro banco WAG-CO₂ durante P2, fixando S1, (S3) otimizando novamente o fluido de abertura dos injetores durante P1, fixando S2, e (S4) definindo um critério de parada para o processo sequencial. Diante disso, os autores observaram, durante o processo de otimização simultânea de duas variáveis de decisão consideradas na maximização da função objetivo, a convergência para um banco inicial com 3 injetores de gás e 5 injetores de água e duração de ciclos curtos ao avaliar o período de ciclo de vida do campo.

Mirzaei-Paiaman et al. (2023) estudando o impacto das variáveis de decisão e regras de controle no desenvolvimento do campo sob incertezas, abordam a otimização robusta de um conjunto de modelos representativos considerando cenários econômicos a partir do processo de

otimização hierárquico das variáveis de decisão. Nesse processo uma das variáveis foi a duração do meio ciclo WAG por injetor entre 1 e 18 meses com discretização de 30 dias. Tal abordagem foi avaliada para 3 poços injetores, sendo os demais mantidos em ciclos de 6 meses. Com isso, foi observada a convergência de tais poços para ciclos curtos de 1 mês, a fim de alcançar aumento de função objetivo econômica. Ainda assim, os autores destacam que o alcance em termos de função objetivo se manteve próximo a cada iteração do processo de otimização, ou seja, a melhor solução da primeira iteração que apresentou duração de meio ciclo WAG superior a 6 meses para todos os injetores também alcançou uma função objetivo próxima as melhores soluções das iterações posteriores, bem como da melhor solução com ciclos curtos.

3.3 Modelo base de análise de decisão

Schiozer et al. (2019) propuseram uma metodologia constituída em 12 etapas para sistematizar o processo de tomada de decisões na área de desenvolvimento e gerenciamento de campos de petróleo em malha fechada. A metodologia integra simulação de reservatórios, análise de risco, assimilação de dados, redução de incertezas, modelos representativos e seleção de estratégias de produção sob incertezas.

Essa metodologia visa uma aplicação prática na tomada de decisões, garantindo uma adequada representatividade das incertezas e quantificação da decisão através de indicadores e processos automatizados. Além do mais, permite a sua aplicação em reservatórios complexos e aplicação em diferentes estágios de vida do campo (Schiozer et al., 2019). Sendo desta forma, dividida em 4 grupos principais (Figura 3-1):

- Verde – consiste na coleta de todos os dados e incertezas; bem como construção dos modelos. Para isso, múltiplos modelos de simulação são considerados no processo, de modo que, a fidelidade do modelo (baixa, média ou alta) apresente um balanceamento entre a qualidade dos resultados e o tempo computacional. Neste grupo, as etapas 1 e 2 são apresentadas: (1) caracterização de reservatório sob incertezas; e (2) construção e calibração do modelo de simulação de acordo com a fidelidade almejada no estudo.
- Vermelho – assimilação de dados; todos os dados dinâmicos devem estar dentro de uma faixa de tolerância para selecionar os modelos que serão usados na parte azul; o processo de assimilação de dados pode alterar diretamente os modelos de simulação ou os modelos geológicos de alta fidelidade (big loop). Neste grupo, as etapas 3 a 5 são apresentadas: (3) calibração do modelo através da verificação de inconsistências no caso base e nos dados dinâmicos do poço a serem usados no processo de assimilação de

dados; (4) geração de cenários considerando todas as incertezas de reservatório; e (5) redução de cenários através de dados dinâmicos e sísmica.

- Azul – modelo base; decisões para o ciclo de vida do campo baseadas em modelos sob incertezas; implementação da melhor alternativa no campo (com ruído operacional devido a atrasos, falhas, etc.), gerando dados dinâmicos medidos (produção, pressão, sísmica 4D, etc.). Neste grupo, as etapas 6 a 11 são apresentadas: (6) seleção da estratégia de produção para o caso base através do processo de otimização nominal; (7) estimativa inicial da curva de risco da primeira estratégia de produção; (8) seleção de modelos representativos baseado em múltiplas funções e na variabilidade dos parâmetros incertos; (9) seleção de estratégia de produção especializada para cada modelo representativo através do processo de otimização nominal; (10) seleção de estratégia de produção sob incertezas através do processo de otimização robusta; e (11) identificação do potencial para mudanças nas estratégias geradas anteriormente (etapa 9 ou 10) para mitigar riscos ou aumentar o valor da informação e da flexibilidade. Bem como, integração com as instalações de produção.
- Preto e cinza – implementação de decisões envolvendo o ciclo de vida do campo (normalmente baseadas em modelos) e decisões de curto prazo (normalmente baseadas em dados), definição do objetivo do estudo e seleção do tipo de estudo (passado – assimilação de dados ou futuro – análise de decisão). Neste grupo, a etapa 12 é apresentada: (12) geração da curva de risco final e realização da análise de decisão.

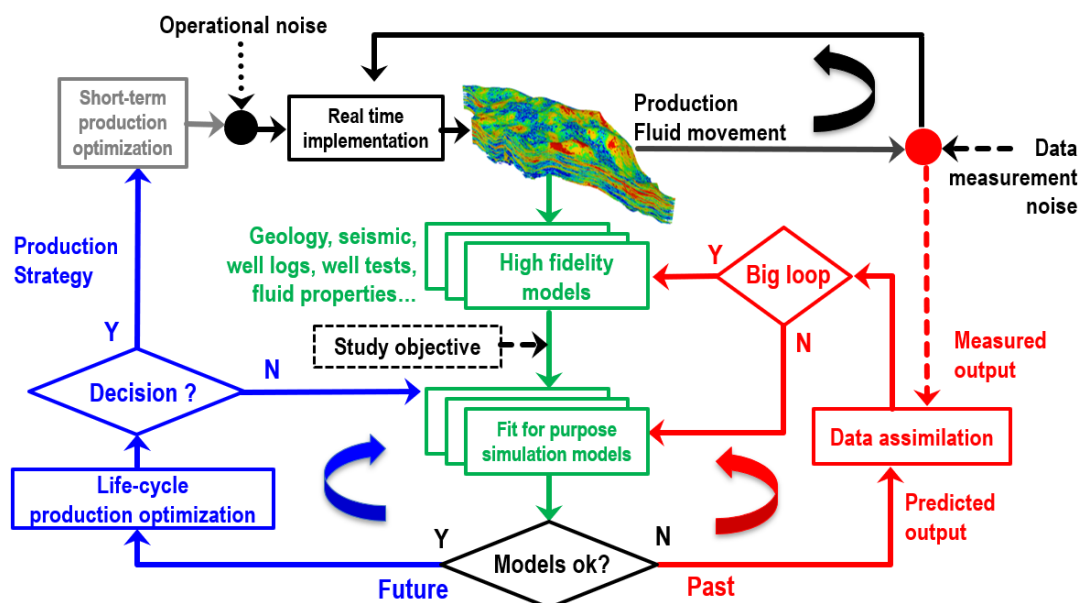


Figura 3-1: Fluxograma da metodologia de análise de decisão em 12 etapas.

Fonte: Schiozer et al. (2024).

3.4 Modelo base de otimização da produção

Schiozer et al. (2022) propõem a utilização de um modelo base de otimização de ciclo de vida para seleção de estratégia de produção (grupo azul da Figura 3-1). Para tal, é empregado o processo de otimização hierárquico das variáveis de decisão através da subdivisão delas em: (G1) variáveis de projeto – especificações de infraestrutura, (G2) variáveis de controle – regras de operação de equipamentos ao longo do tempo, e (G3) variáveis de revitalização – infraestrutura futura para o desenvolvimento do campo. Isso permite a redução do espaço de busca quando considerado um número elevado de variáveis e níveis no processo de otimização. Os autores também apresentam os algoritmos utilizados na maximização de função objetivo durante a otimização da produção, são eles: IDLHC (Hipercubo Latino Discreto Iterativo), MCC (Método de Coordenadas Cíclicas) e 2-opt. O IDLHC é um método estocástico baseado em estimativa de distribuição para busca global proposto por von Hohendorff Filho et al. (2016), o MCC é um método determinístico baseado em gradientes para busca local (Bazaraa, 1975), e o 2-opt é um método determinístico baseado em mecanismo de troca para busca local proposto inicialmente por Croes (1958).

4 METODOLOGIA

Este capítulo apresenta a metodologia geral, utilizada para comparar dois planos de desenvolvimento: (1) injeção contínua de gás e água em poços separados, e (2) injeção alternada de gás e água. Tal metodologia é dividida em 5 atividades que compreendem os passos 6 a 12 do modelo base de análise de decisão proposto por Schiozer et al. (2019) como mostra o fluxograma da Figura 4-1.

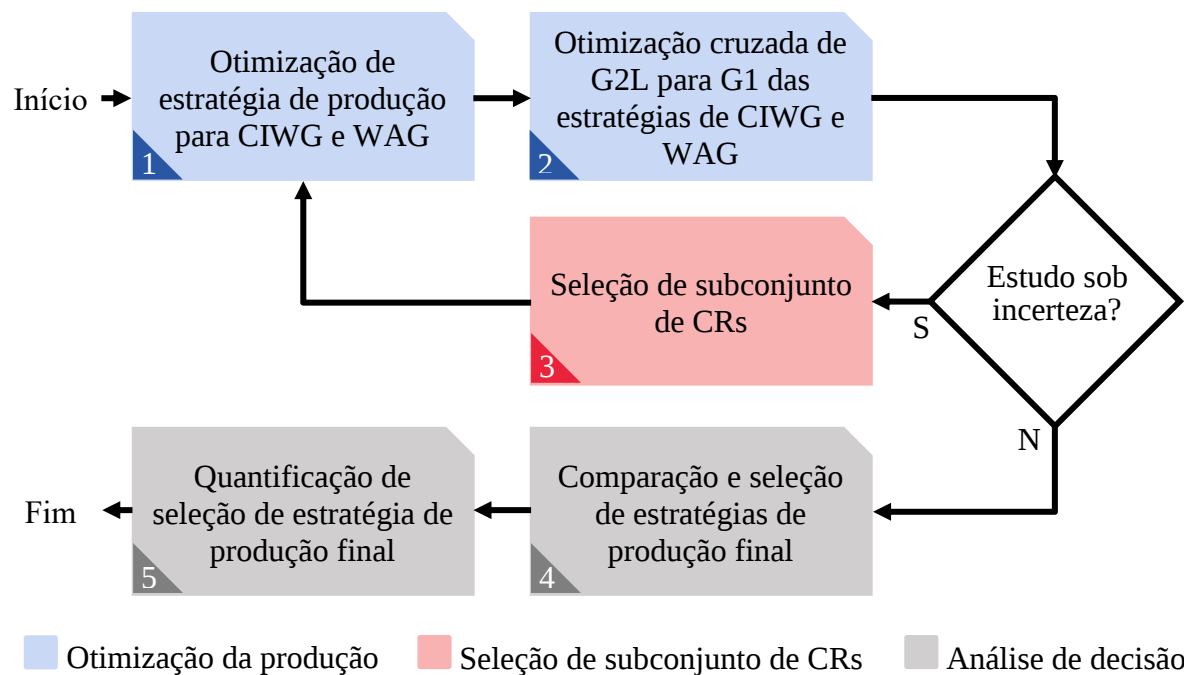


Figura 4-1: Fluxograma da metodologia geral.

Atividade 1 e 2 – compreendem os passos 6 e simplificadaamente o passo 9, onde são selecionadas as estratégias de produção através da otimização nominal de cada cenário representativo.

Atividade 3 – compreende o passo 8, onde é selecionado um subconjunto de cenários ou modelos representativos.

Atividade 4 – compreende o passo 7 e 10, onde são analisadas as curvas de risco inicial e parcial das estratégias de produção das atividades 1 e 2, bem como os indicadores econômicos e de risco na análise de decisão.

Atividade 5 – compreende o passo 12, onde é tomada a decisão final. Nesta atividade é feita uma simplificação do passo 11, visto que apenas é definido o sistema de subsuperfície a partir de estudos anteriores e não são executadas correções manuais nas estratégias obtidas nas atividades 1 e 2, de modo que as curvas de risco anteriores são tratadas como finais.

A seguir são apresentados maiores detalhes da metodologia geral agrupada em: (1) otimização da produção, (2) seleção de subconjunto de cenários representativos, e (3) análise de decisão.

4.1 Otimização da produção

O processo de otimização da produção é executado a partir das ferramentas Tardis e CMG-GEM, e permite a seleção de uma estratégia de produção que atenda à cada plano de desenvolvimento, sendo o mesmo dividido em duas atividades (1 e 2).

A atividade 1 consiste na otimização de uma estratégia de produção especializada para cada plano de desenvolvimento através do método de otimização nominal de cada cenário representativo. Os cenários representativos são considerados, a fim de representar as incertezas na seleção das estratégias de produção e tomada de decisão, e neste trabalho, permitem a compreensão individual do comportamento dos cenários incertos nos planos de desenvolvimento. Inicialmente, otimiza-se o cenário representativo 1 (CR1), uma vez que o mesmo é o caso base previamente selecionado em estudos anteriores a partir de um conjunto de modelos. Posteriormente, otimiza-se outros dois cenários representativos que constituem os percentis pessimista (cenário representativo 2 – CR2) e otimista (cenário representativo 3 – CR3).

A atividade 2 visa selecionar uma estratégia de produção a partir do cruzamento dos planos de desenvolvimento para os CR1, 2 e 3. O cruzamento é feito após a otimização das variáveis G1, a fim de otimizar apenas G2L. Neste processo, fixa-se também o tipo de fluido inicial de cada injetor de WAG para avaliar o plano de desenvolvimento por CIWG, enquanto que mantém-se como inicial o tipo de fluido de cada injetor de CIWG para avaliar o plano de desenvolvimento por WAG. Assim, é esperado identificar a qualidade das estratégias obtidas e os máximos locais alcançados durante o processo de otimização executado na atividade 1, bem como as flexibilidades entre os planos de desenvolvimento ao permitir a avaliação da necessidade de predefinir o método de recuperação antes da definição de G1.

Na Tabela 4-1 é apresentada a nomenclatura das estratégias de produção selecionadas a partir de cada plano de desenvolvimento durante as atividades 1 e 2.

Tabela 4-1: Nomenclatura das estratégias de produção de cada plano de desenvolvimento das atividades 1 e 2.

Sigla	Descrição
C_i	Estratégia de produção para CIWG considerando a otimização de G1 e G2L
W_i	Estratégia de produção para WAG considerando a otimização de G1 e G2L
WC_i	Estratégia de produção para CIWG considerando G1 otimizado para WAG e otimização cruzada de G2L
CW_i	Estratégia de produção para WAG considerando G1 otimizado para CIWG e otimização cruzada de G2L
i	Número do cenário representativo

Visando a seleção de uma estratégia de produção para cada plano de desenvolvimento é definido um processo de otimização hierárquico dividido em 7 fases (Figura 4-2), o que permite a redução do espaço de busca resultante do elevado número de variáveis e níveis presentes no estudo. Tal processo consiste em variáveis de otimização ordenadas hierarquicamente de acordo com a sua importância econômica e relevância técnica no estudo (Gaspar et al., 2016). Além do mais, ambos os planos de desenvolvimento compartilham o mesmo processo de otimização da produção, à exceção de uma fase exclusiva ao WAG devido a presença de uma variável de decisão em particular. Ainda assim, é importante destacar que a metodologia de otimização de estratégia de produção não é o foco deste trabalho, por sua vez é adaptada do modelo base de seleção de estratégia de produção proposto por Schiozer et al. (2022) e visa atender a seleção de estratégia de produção sem viés para a comparação dos planos de desenvolvimento. Além disso, quantifica-se também o desempenho computacional de cada plano de desenvolvimento, a fim de disponibilizar indicadores que permitam a compreensão do tempo envolvido no processo.

O critério de parada do processo de otimização é definido em uma (1) iteração completa do mesmo. Porém, tal processo é flexível a implementação de mais iterações mediante a avaliação de potencial de ganho e redução de risco na seleção da estratégia de produção.

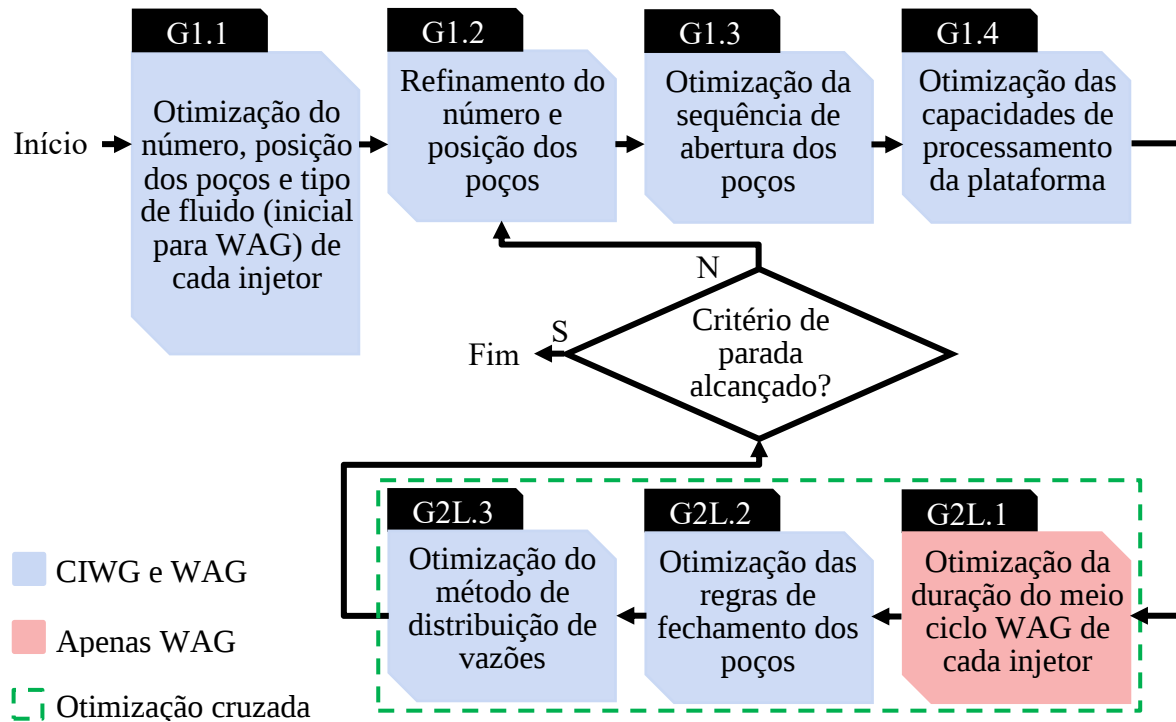


Figura 4-2: Fluxograma do processo hierarquico de otimização da produção.

A seguir é apresentada a metodologia específica empregada na otimização da produção e seleção de estratégia de produção para cada plano de desenvolvimento. A mesma é representada pelos grupos de variáveis de projeto (G1), e regras de controle do ciclo de vida (G2L), seguido do subgrupo das variáveis de otimização.

4.1.1 G1.1

O G1.1 consiste na otimização do número e posição dos poços, bem como do tipo de fluido (banco inicial para WAG) de cada injetor, considerando a máxima vazão prevista para cada fluido da plataforma.

Nesta fase G1.1 é considerado um modelo de posições candidatas (Figura 4-3) como referência inicial para o posicionamento dos poços (Schiozer et al., 2022). Tal modelo possui distribuição com quatro produtores para um injetor (*five-spot*) e 127 posições candidatas (65 produtores e 62 injetores). De modo que, um produtor pode ou não existir na estratégia a partir da forma discreta 0 e 1 (não existe e perfura produtor, respectivamente) e um injetor a partir da forma discreta 0, 1 e 2 (não existe, perfura injetor de água ou 1º banco água e perfura injetor de gás ou 1º banco gás, respectivamente). Além disso, nesta fase os poços selecionados são abertos simultaneamente, a fim de obter uma comparação justa do desempenho entre eles. Sendo que, o espaço de busca é expresso por $L_A^{N_A} = (2^{65} \times 3^{62})$ e constituem o número de posições candidatas (N_A), e as condições dos produtores e injetores (L_A). Já a máxima vazão prevista para cada fluido da plataforma é tratada pela forma contínua, ou seja, são considerados os

valores máximos obtidos para cada fluido no cálculo e seleção das capacidades de processamento da plataforma. Por fim, o processo de otimização é realizado através do algoritmo IDLHC (100 amostras por iteração e fator de corte de 20 %) e do critério de parada de 3.000 avaliações.

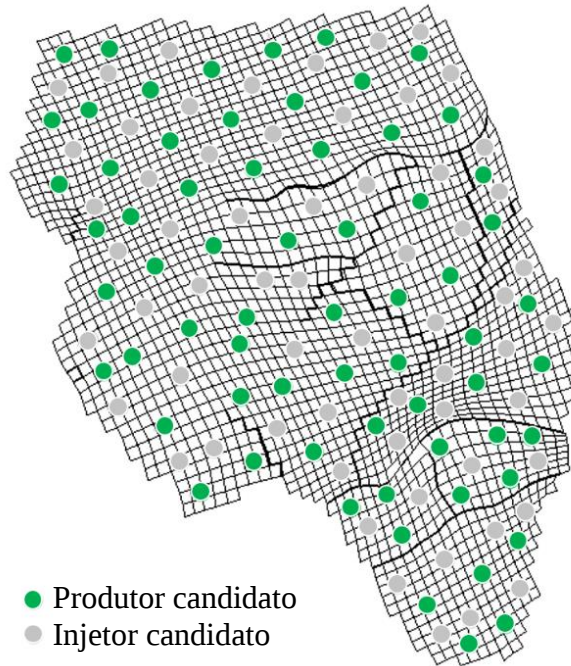


Figura 4-3: Posições de poços candidatos.

4.1.2 G1.2

O G1.2 consiste no refinamento do número e posição dos poços, considerando a máxima vazão prevista para cada fluido da plataforma.

Nesta fase G1.2 é feito o refinamento do número e posição dos poços através do algoritmo MCC (Schiozer et al., 2022). Para tal, é reavaliado o conjunto de posições candidatas dentro do espaço de busca de 6 blocos (600 m) ao redor dos poços previamente selecionados em G1.1 (Figura 4-4), o critério de parada é 450 avaliações e as variáveis são tratadas na forma discreta. Além do mais, é avaliada a remoção de um poço por estratégia através do conceito de poço falso, a fim de refinar o número de poços. Sendo que, os poços selecionados são mantidos abertos simultaneamente. Com isso, o espaço de busca é expresso por $L_B^{N_B}$ e constituem o número de poços selecionados em G1.1 (N_B) e o número de posições candidatas ao redor de cada poço selecionado em G1.1 somado a presença do poço falso que representa a inexistência da posição candidata na estratégia de produção (L_B). Já a máxima vazão prevista para cada fluido da plataforma é tratada pela forma contínua.

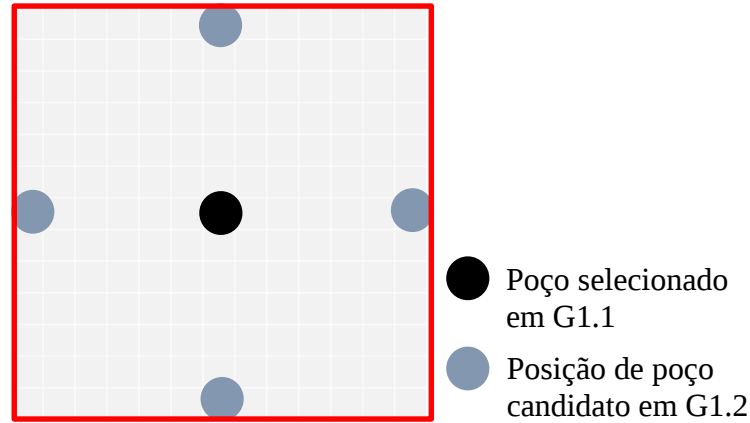


Figura 4-4: Poço selecionado em G1.1 e seus candidatos em G1.2.

4.1.3 G1.3

O G1.3 consiste na otimização do cronograma de perfuração, completação, conexão e abertura dos poços, considerando a máxima vazão prevista para cada fluido da plataforma. Nesta fase G1.3 é selecionada uma estratégia inicial para abertura dos poços (G1.3i) através do ranqueamento decrescente e crescente dos indicadores econômicos de poços produtores e injetores, respectivamente (Ravagnani et al., 2011), e uso de mapa de linha de fluxo para auxiliar na definição dos injetores por contribuição e proximidade aos produtores. Tal estratégia é considerada na formulação do indicador econômico do campo ajustado (**VPL*). O mesmo consiste no indicador econômico do campo penalizado pela diferença entre a melhor estratégia da fase anterior (G1.2) e a estratégia atual (G1.3i) (Equação 4-1), o que permite a comparação justa entre as fases a partir da correção daquelas infactíveis devido a abertura simultânea dos poços (G1.1 e G1.2).

$$*VPL = IEC_p - \Delta_{IEC,VPL} = IEC_p - (IEC_{s1} - VPL_{s2})$$

Equação 4-1

onde:

**VPL* – indicador econômico do campo ajustado.

p – fase sem ajuste de cronograma de abertura.

s1 – estratégia da fase anterior ao ajuste de cronograma de abertura;

s2 – estratégia da fase de ajuste de cronograma de abertura inicial;

$\Delta_{IEC,VPL}$ – penalizador de IEC;

IEC_p – indicador econômico do campo de *p*;

IEC_{s1} – indicador econômico do campo de *s1*; e

VPL_{s2} – valor presente líquido de *s2*.

Após, é otimizado o cronograma de abertura dos poços através do algoritmo 2-opt (Schiozer et al., 2022), do critério de parada de 700 avaliações, e do tratamento das variáveis na forma discreta. Para tal, são impostas restrições na sequência de abertura dos poços, a fim de buscar a completa reciclagem do gás produzido (Figura 4-5). Já a máxima vazão prevista para cada fluido da plataforma é tratada pela forma contínua.

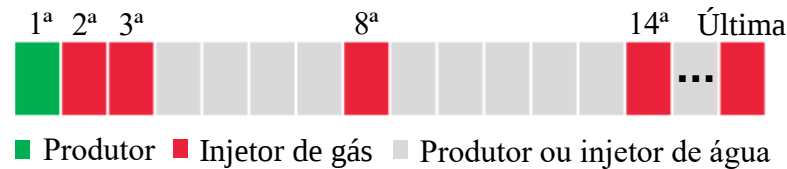


Figura 4-5: Restrições na sequência de abertura dos poços.

Dessa forma, define-se as posições que apenas os injetores de gás são avaliados (2ª, 3ª, 8ª, 14ª e últimas posições, a depender do número de injetores de gás/1º banco gás) de acordo com o limite de vazão de injeção gás por injetor, mantendo flexíveis as demais posições para avaliação tanto de produtores quanto de injetores de água/1º banco água, há exceção da 1ª posição que apenas produtores são avaliados. Neste processo, é flexibilizado o início da exploração do campo por produtor desprezando o gás produzido no 1º mês, outra possibilidade seria inverter a 1ª e 2ª posições, a fim de honrar a reciclagem desde o início. Por fim, os níveis são tratados na forma discreta.

4.1.4 G1.4

O G1.4 consiste na otimização das capacidades de processamento da plataforma, a fim de definir os limites de separação, armazenamento e compressão de fluidos, o que é fundamental em cenários marítimos com reciclagem completa de gás e limitações de expansão de sistemas, visto que o gás produzido pode restringir a capacidade de produção de óleo.

Nesta fase G1.4 é realizada a otimização das capacidades de processamento de líquido/óleo, água, gás produzido/injetado (a capacidade de injeção de gás é limitada a capacidade de produção de gás) e água injetada através do algoritmo MCC, do critério de parada de 200 avaliações e da faixa discreta de valores definidos a partir dos limites superiores, considerados como premissa e discretizados em 5 % para cada fluido. Por fim, o espaço de busca é expresso por $L_D^{N_D} = (12^1 \times 13^1 \times 22^2)$ e constituem os quatro fluidos avaliados (N_D) e a faixa de valores de cada fluido (L_D).

4.1.5 G2L.1

O G2L.1 consiste na otimização da duração de meio ciclo WAG de cada injetor WAG (WAG_d), ou seja, obter a duração dos bancos de água e gás por injetor WAG.

Nesta fase G2L.1 é otimizada a duração de meio ciclo WAG de cada injetor WAG através do algoritmo IDLHC (100 amostras por iteração e fator de corte de 20 %), do critério de parada de 1.400 avaliações, e da faixa discreta de valores por injetor praticada em Mirzaei-Paiaman et al. (2023), a fim de alcançar o gerenciamento ótimo por região do reservatório e o melhor controle da frente de avanço. Além do mais, a razão WAG_d entre os fluidos é mantida 1:1, ou seja, o tempo de injeção do banco de gás é igual ao banco de água. Já a previsão de produção é dividida em dois períodos (Figura 4-6): 1º período – contempla a abertura de poços e o tipo de fluido (ou banco inicial) definido em G1.1, e 2º período – definido após 6 meses do último injetor aberto, representa o período de avaliação da duração de meio ciclo WAG de cada injetor. Com isso, o espaço de busca é expresso por $L_E^{N_E} = (18^{n_{INJ}})$ e constituem o número de injetores WAG (N_E) e o número de valores de duração de meio ciclo WAG (L_E).

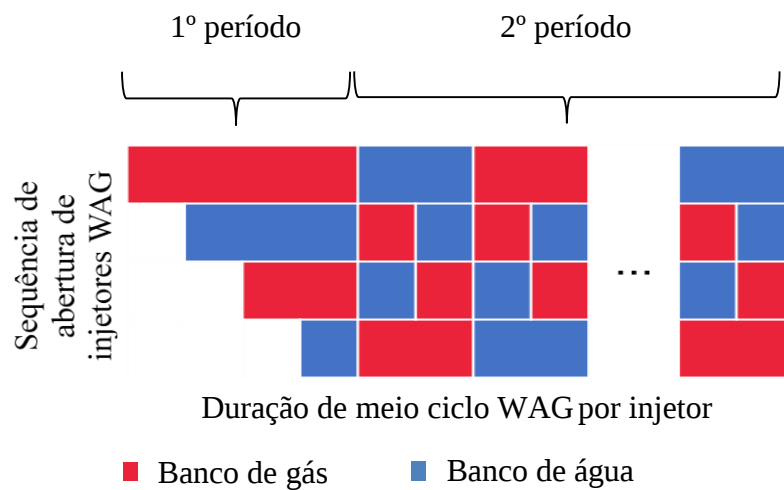


Figura 4-6: Exemplo de durações de meio ciclos WAG por injetor.

4.1.6 G2L.2

O G2L.2 consiste na otimização das regras de fechamento dos poços produtores e injetores.

Nesta fase G2L.2 é avaliado o fechamento tanto de produtores quanto de injetores a partir do algoritmo IDLHC (100 amostras por iteração e fator de corte de 20 %) e do critério de parada de 1.200 avaliações. Os produtores são testados a fechar a partir da faixa discreta de valores definidos para o limite de razão gás óleo (GOR_{lim}) de cada produtor. Para definir os limites superior e inferior de tal faixa, é removida a restrição por GOR_{lim} dos produtores da

estratégia obtida na fase anterior, após os valores são discretizados em 300 m³/m³. Tal discretização mantém a representatividade na função objetivo, evitando a necessidade de um maior refinamento da faixa de valores e consequentemente, aumento de níveis no processo de otimização. Já os injetores são testados a fechar um (1) a cada ano a partir dos últimos 10 anos de previsão de produção como proposto por Camacho (2017). Tal procedimento é uma simplificação à regra de fechamento de injetor no tempo com base na produção acumulada de água proposta por Gaspar et al. (2016). Com isso, é esperado a redistribuição da vazão de injeção entre os injetores, uma vez que o fechamento de produtores gera redução de requisição de suplementação no reservatório. Por fim, o espaço de busca é expresso por $L_F^{N_F} = (13^{n_{PRD}} \times (n_{INJ} + 1)^{n_{INJ}})$ e constituem o número de poços produtores e injetores avaliados (N_F) e a faixa discreta de valores considerados na avaliação de fechamento de produtores e injetores, além da presença de um (1) poço falso para representar a inexistência de fechamento de injetor no tempo (L_F).

4.1.7 G2L.3

O G2L.3 consiste na otimização dos métodos de distribuição de vazões nativos do simulador da CMG, são eles: GUIDE – guia de vazões (Equação 4-2), e INGUIDE – geração interna de guia de vazões (Equação 4-3).

Nesta fase G2L.3 são otimizados os métodos GUIDE e INGUIDE a partir do algoritmo IDLHC (100 amostras por iteração e fator de corte de 20 %) e dos critérios de parada de 800 e 250 avaliações, respectivamente. Para o método GUIDE são definidos pesos para as vazões de produção de líquido (q_l) dos produtores (Lima, no prelo), a fim de estabelecer quais poços, cuja a vazão de produção de líquido não ultrapassa o limite superior, recebem maior fração de q_l na eventual necessidade de redistribuição da mesma. Com isso, o espaço de busca é expresso por $L_G^{N_G} = (10^{n_{PRD}})$, e constituem o número de produtores na definição de pesos de vazões de líquido (N_G) e a faixa de pesos (L_G). Já para o método INGUIDE são definidos pesos para as vazões de produção de óleo (q_o), água (q_w) e gás (q_g), a fim de priorizar a vazão de óleo em detrimento da vazão de gás e água, contemplando a magnitude do gás em relação a água (Lima, no prelo; CMG, 2023). Por fim, o espaço de busca é expresso por $L_H^{N_H} = (8^2 \times 6)$, e constituem as vazões de óleo, água e gás (N_H) e a faixa de pesos (L_H).

$$ql_i = \frac{W_{li}}{\sum_{i=1}^{n_{lw}} W_{li}} \times ql_c$$

onde:

ql_i – vazão de líquido do poço i ;

nw – número de poços;

W_{li} – peso do líquido do poço i ; e

ql_c – vazão total de líquido com restrição de superfície.

$$iw = \frac{(W_o \times q_o)}{C + (W_g \times q_g + W_w \times q_w)}$$

Equação 4-3

onde:

iw – índice de prioridade dos poços no grupo;

C – constante;

W_o – peso atribuído a vazão de óleo;

W_g – peso atribuído a vazão de gás; e

W_w – peso atribuído a vazão de água.

4.2 Seleção de subconjuntos de CRs

A atividade 3 consiste em selecionar um subconjunto de cenários representativos a partir de um conjunto de modelos. Para tal, são selecionados apenas outros dois cenários representativos, a fim de representar um cenário pessimista (CR2) e outro otimista (CR3) na observação da comparação entre planos de desenvolvimento, o que explica o uso de tal nomenclatura ao invés de modelo representativo (MR). Dessa forma, a definição do número ótimo de modelos ou cenários representativos não é o foco deste trabalho. Porém, a medida que o número de cenários ou modelos representativos cresce, as incertezas diminuem, visto que são consideradas maiores informações e representatividade nas incertezas.

Para a seleção do subconjunto de cenários representativos (CR2 e 3) é considerada a ferramenta RMFinder 3.0 proposta por Meira et al. (2020). Por meio da mesma é capturada a representatividade do conjunto de modelos sob a perspectiva dos percentis, por meio de pesos estabelecidos para os gráficos cruzados, as curvas de risco e demais parâmetros. Neste processo, são definidos 7 atributos de entrada (incertezas de geologia, reservatório e operacionais), 27 variáveis de saída (indicadores de produção, e econômicos de campo e poços da estratégia W1 – estratégia de produção para WAG considerando a otimização de G1 e G2L) e seleção de subconjunto de cenários equiprováveis.

4.3 Análise de decisão

A análise de decisão é dividida em duas atividades (4 e 5) que permitem a comparação e tomada de decisão final quanto à seleção do plano de desenvolvimento. Sendo que, em ambas as atividades, o valor de retorno de referência (B) é definido pelo valor monetário esperado da estratégia W1. Já a tolerância ao risco é tratada pelos pesos de B nos termos S_{b-} e S_{b+} , sendo definidos em 1,5 (α_{dr}) e 0,5 (α_{up}), respectivamente. Com isso, é esperado uma tomada de decisão direcionada principalmente ao potencial de maximizar o ganho.

A atividade 4 consiste na comparação e seleção de estratégia de produção final. Para tal, são analisadas as curvas de risco considerando as incertezas de geologia, reservatório e operacionais representadas pelo conjunto de modelos e as incertezas econômicas representadas por três cenários distintos (provável, pessimista e otimista). As estratégias de produção obtidas a partir dos CR1, 2 e 3 (E_{CR}) para cada plano de desenvolvimento durante as atividades 1 e 2 são aplicadas ao conjunto de modelos (E_{CM}). Por fim, a tomada de decisão ocorre a partir da análise dos indicadores de produção, curvas de risco e principalmente o indicador $\varepsilon(VPL)$.

A atividade 5 consiste na quantificação de seleção de estratégia de produção final. Para tal, as estratégias de produção obtidas a partir dos CR1, 2 e 3 (E_{CR}) para cada plano de desenvolvimento durante as atividades 1 e 2 são aplicadas ao modelo de referência (E_R). Neste processo, é proposto a integração com o sistema de produção, a perda de carga é estabelecida pela ferramenta CMG-PTUBE e as estratégias são simuladas pela ferramenta CMG-GEM. Com isso, é quantificado o comportamento real do reservatório, a performance das estratégias de produção, e a tomada de decisão alcançada a partir dos cenários representativos (CR1, 2 e 3) através de indicadores de produção e principalmente o indicador $\varepsilon(VPL)$.

5 APLICAÇÃO

Esta seção aborda o modelo de reservatório, eventos, premissas, parâmetros de otimização e parâmetros econômicos considerados na aplicação do estudo.

5.1 Modelo de reservatório

Neste estudo é considerado o conjunto de dados do modelo UNISIM-II a partir dos modelos de referência (UNISIM-II-R (U2R)) e simulação (UNISIM-II-D-CO (U2D-CO)). O U2R é um reservatório carbonático sintético naturalmente fraturado com características do pré-sal brasileiro, como camadas finas de alta permeabilidade, comumente chamadas de *super-k*. O mesmo possui malha com dimensões de 5.000 x 5.000 x 150 m, blocos de 50 x 50 x 1 m, reservatório com profundidade entre 5.000 e 5.500 m abaixo do nível do mar, pressão inicial de 450 kgf/cm², temperatura de 59 °C, viscosidade do óleo de 1,14 cP (28 °API) e gás associado contendo CO₂ de 8,24 % (mol/mol). Este é um modelo de referência construído por Correia et al. (2015) que permite à aplicação em ambiente controlado, e é utilizado para construção do estudo de caso, intitulado U2D-CO (Figura 5-1), onde D significa fase de desenvolvimento e CO significa simulação composicional, em que o fluido é representado pela Equação de Estado de Peng-Robinson (EoS) contendo sete pseudocomponentes. O U2D-CO possui dupla porosidade e dupla permeabilidade, malha com dimensões de 46 x 69 x 30 m, blocos medindo 100 x 100 x 8 m e contendo 65.000 células ativas. Esse caso tem 1,5 anos de histórico de produção adquiridos a partir do modelo de referência e perfuração de um poço, o Wildcat. O mesmo também possui um conjunto de modelos com 197 cenários (Santos et al., 2023), adquiridos a partir de estudos anteriores, combinando incertezas de geologia, reservatório e operacionais (Tabela 5-1).

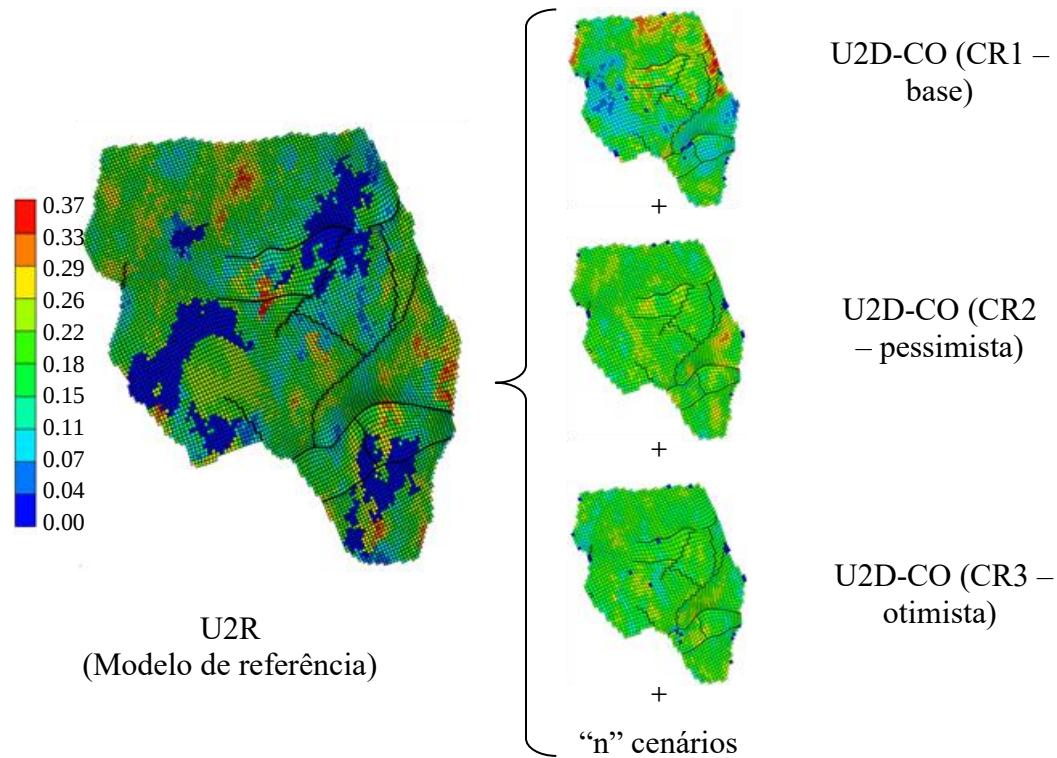


Figura 5-1: Mapas de porosidade dos modelos de referência (U2R) e simulação (U2D-CO – CR1, 2 e 3), destacando as camadas 32 e 12, respectivamente.

Tabela 5-1: Incertezas de geologia, reservatório e operacionais.

Atributos incertos		Valor (probabilidade)		
		-1	0	1
Geologia e reservatório	Propriedades estáticas	197 cenários que incluem: porosidade e permeabilidade da matriz e fratura, espaçamento entre fratura, razão <i>net-to-gross</i> , tipo de rocha, e incertezas de topo e base do reservatório		
	Permeabilidade relativa	Kr-1 (0,32)	Kr0 (0,41)	Kr1 (0,27)
	Compressibilidade da rocha	cp-1 (0,22)	cp0 (0,58)	cp1 (0,20)
Operacional	Índice de produtividade e injetividade dos poços	0,70 (0,33)	1,00 (0,33)	1,40 (0,34)
	Disponibilidade da plataforma	0,90 (0,33)	0,95 (0,33)	1,00 (0,34)
	Disponibilidade da linha de produção e injeção	0,91 (0,33)	0,96 (0,33)	1,00 (0,34)
	Disponibilidade dos produtores	0,91 (0,33)	0,96 (0,33)	1,00 (0,34)
	Disponibilidade dos injetores	0,92 (0,33)	0,98 (0,33)	1,00 (0,34)

Fonte: Santos et al. (2023).

5.2 Eventos

Os eventos do campo considerados na simulação numérica de reservatórios e cálculo econômico são descritos para o período de previsão de produção, que configura o período estabelecido entre o período posterior ao término do histórico de produção (516 dias) e o abandono do campo (10.957 dias). Durante esse intervalo, uma estratégia de produção é selecionada para o desenvolvimento do campo, com custos de perfuração, completação e interligação de poço à plataforma a partir de 547, 577 e 1.247 dias, respectivamente. O intervalo definido para a execução de cada operação é de 30 dias, pois é considerado apenas um navio para operações de perfuração e completação e um navio para interligação de poço à plataforma. O poço Wildcat já possui custos de perfuração e completação inclusos no período de histórico de produção. Assim, quando definido na estratégia de produção, é considerado apenas a incidência dos custos de interligação. Na Tabela 5-2 é apresentado todos os eventos considerados no estudo.

Tabela 5-2: Eventos.

Tempo (dias)	Data (DD/MM/AAAA)	Descrição
0	30/09/2016	Início do período de histórico de produção
516	28/02/2018	Fim do período de histórico de produção
517	01/03/2018	Início do período de previsão de produção
547	31/03/2018	Início do investimento em operação de perfuração de poço
577	30/04/2018	Início do investimento em operação de completação de poço
1.247	29/02/2020	Investimento em instalação de plataforma e sistema de produção
1.247	29/02/2020	Início do investimento em interligação de poços à plataforma
10.957	30/09/2046	Fim do período de previsão de produção
10.957	30/09/2046	Incidência de custo de abandono do campo

Fonte: Santos et al. (2023).

5.3 Premissas

Nesta seção são apresentadas as premissas divididas em dois grupos: (1) premissas do estudo e (2) premissas do caso de referência.

As premissas do estudo são: (a) poços verticais, (b) completação convencional, (c) reciclagem completa de gás, (d) controle de limite de corte de água ($WCUT_{lim}$) considerado no fechamento de poços produtores de 95 %, (e) controle de vazão de injeção de água de modo a

manter a pressão média ponderada do volume de hidrocarboneto em 450 kgf/cm² (pressão inicial do reservatório), e (f) pressão mínima de cabeça de poço de 20 kgf/cm² e configuração de poços produtores/injetores satélites (Figura 5-2), ambos considerados apenas para as estratégias aplicadas ao modelo de referência, visto que a seleção de estratégia de produção a partir dos cenários representativos não considera, neste caso, a modelagem integrada de produção.

Já o conjunto de premissas do caso de referência são: (a) intervalo mínimo entre perfuração, completação e interligação de poço à plataforma de 30 dias, (b) número máximo de conexões (bocais) de 32 por plataforma, (c) dados de reservatório (Tabela 5-3), (d) dados de poços (Tabela 5-4), (e) limites superior e/ou inferior das condições operacionais dos poços (Tabela 5-5), (f) limites das capacidades de processamento e injeção da plataforma (Tabela 5-6), e (g) dados operacionais e de disponibilidade dos sistemas, a fim de considerar as paradas de produção para manutenção e prevenção, por exemplo (Tabela 5-7) (mais detalhes podem ser encontrados em Santos et al., 2023).

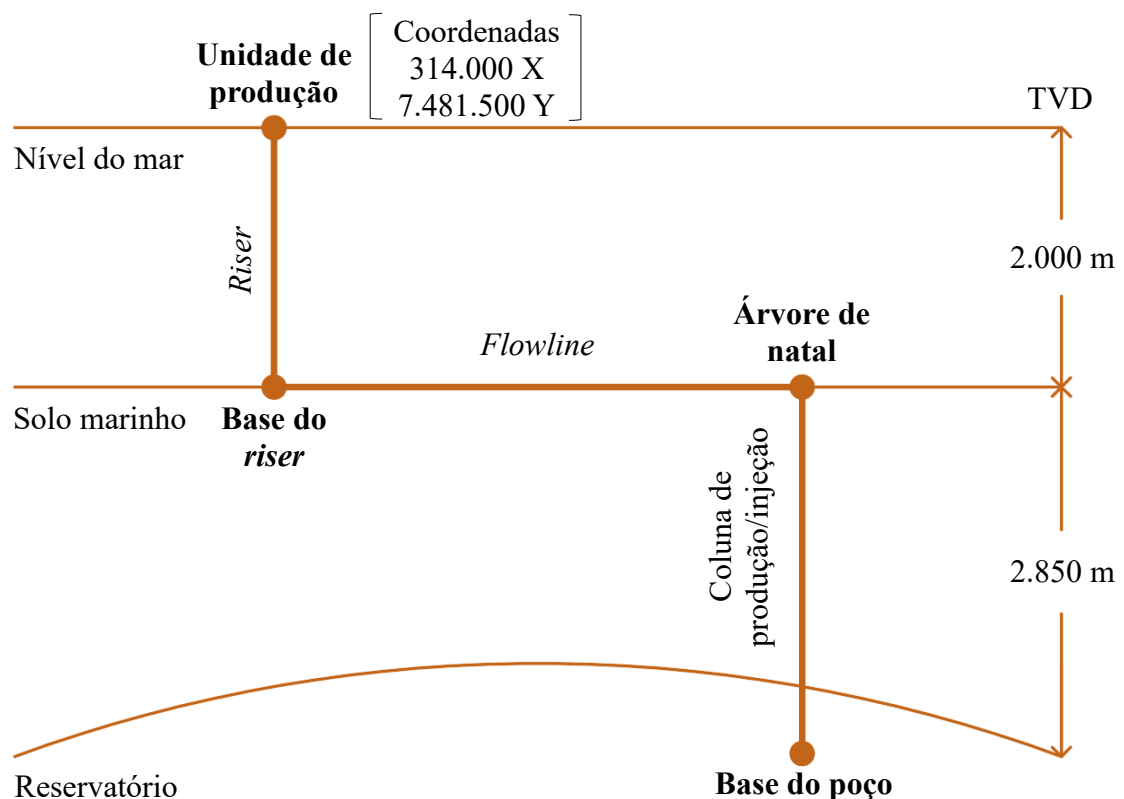


Figura 5-2: Configuração de poços satélites considerada no cálculo de perda de carga para as estratégias aplicadas ao modelo de referência (E_R).

Fonte: Modificado de Victorino et al. (2022).

Tabela 5-3: Dados de reservatório.

Descrição	Valor	Unidade
Profundidade do reservatório	4.850	m
Densidade do óleo (γ_o)	0,862	-
Densidade do gás (γ_g)	0,863	-
Densidade da água (γ_w)	1,01	-
Salinidade da água produzida	250.000	ppm
Temperatura no reservatório	58	°C
Temperatura no separador	20	
Rugosidade relativa	0,0006	-

Tabela 5-4: Dados de poços.

Descrição	Valor	Unidade
Raio do poço Wildcat	0,0762	m
Raio dos demais poços produtores e injetores	0,108	m
Coefficiente angular	1	-
Fator geométrico	0,37	-
Fator $skin$	0	-

Fonte: Santos et al. (2023).

Tabela 5-5: Condições operacionais dos poços.

Tipo	Variável	Descrição	Valor
Produtor	Ql_{max} (m³/dia)	Vazão máxima de produção de líquido	3.000
	$BHPp_{min}$ (Kgf/cm²)	Pressão de fundo de poço mínima	275
Injetor	Qw_{max} (m³/dia)	Vazão máxima de injeção de água	5.000
	Qg_{max} (10³ m³/dia)	Vazão máxima de injeção de gás	2.000
	$BHPI_{max}$ (Kgf/cm²)	Pressão máxima de fundo de poço	480

Fonte: Santos et al. (2023).

Tabela 5-6: Limites da capacidade de processamento e injeção da plataforma.

Descrição	Valor	Unidade
Cp_l, Cp_o	28.617,7	m³/dia
Cp_w	19.078,5	m³/dia
Cp_g, Ci_g	8.000	10³ m³/dia
Ci_w	38.157	m³/dia

Fonte: Santos et al. (2023).

Tabela 5-7: Dados operacionais e de disponibilidade dos sistemas.

Descrição	CR1 e R	CR2	CR3
Índice de produtividade e injetividade dos poços	1,00	0,70	1,40
Plataforma	1,00	0,90	1,00
Linha de produção e injeção	0,91	0,91	0,96
Poços produtores	1,00	0,96	1,00
Poços injetores	0,98	1,00	0,98

5.4 Parâmetros de otimização

Nesta seção são apresentadas as parametrizações das variáveis de decisão sujeitas a otimização representadas a partir dos grupos de variáveis de projeto (Tabela 5-8) e regras de controle do ciclo de vida (Tabela 5-9). Bem como, o espaço de busca e algoritmos considerados em cada subgrupo de variáveis de otimização (Tabela 5-10).

Inicialmente, a fim de reduzir o espaço de busca na otimização da produção, são mantidos fixos os parâmetros: duração de meio ciclo WAG (WAG_d) em 180 dias, limite de razão gás-óleo (GOR_{lim}) em 1.500 m³/m³, e método de distribuição de vazão dos sistemas e poços em potencial instantâneo (IP), método padrão do simulador (Equação 5-1).

$$ql_{ci} = \frac{ql_{ui}}{ql_u} \times ql_c$$

Equação 5-1

onde:

ql_{ci} – vazão de líquido do poço i com restrição de superfície;

ql_{ui} – vazão de líquido do poço i sem restrição de superfície;

ql_u – vazão total de líquido sem restrição de superfície; e

ql_c – vazão total de líquido com restrição de superfície.

É importante salientar que o foco deste trabalho é acadêmico, de modo que são considerados um elevado número de avaliações/simulações para garantir a convergência do processo, ou seja, não há intuito em definir um critério de parada ótimo ou mesmo avaliar a redução de tempo computacional.

Tabela 5-8: Parametrização de G1.

Variável	Descrição	Tipo	Espaço de busca
n_w	Número de conexões (bocais) limitada a 32 por plataforma	D	{2; 3; 4; ...; 127}
WTP_a	Inclui ou não o poço na estratégia a partir de 0 (não perfura), 1 (perfura produtor e injetor de água ou 1º banco água), e 2 (perfura injetor de gás ou 1º banco gás)	D	{0; 1; 2}
WTP_b	Coordenadas x, y e z para poços	D	Poços verticais definidos a partir de um modelo de posições de poços candidatos Figura 4-3
TF	Água/1º banco água ou gás/1º banco gás	D	Tipo de fluido

WS	Sequência de abertura de poços	D	Definido inicialmente a partir de uma regra simples e posteriormente a partir de algoritmo permutador
Cp_L, Cp_o	Capacidade de processamento de líquido e óleo (a plataforma assume a mesma capacidade para ambos)	C/D	{13.510; 14.861; 16.212; 17.563; 18.914; 20.265; 21.616; 22.967; 24.318; 25.669; 27.020; 28.618}
Cp_G, Ci_G	Capacidade de processamento e injeção de gás (a plataforma assume a mesma capacidade para ambos)	C/D	{3.920.000; 4.312.000; 4.704.000; 5.096.000; 5.488.000; 5.880.000; 6.272.000; 6.664.000; 7.056.000; 7.448.000; 7.840.000; 7.900.440; 8.000.000}
Cp_w	Capacidade de processamento de água	C/D	{6.160; 6.776; 7.392; 8.008; 8.624; 9.240; 9.856; 10.472; 11.088; 11.704; 12.320; 12.936; 13.552; 14.168; 14.784; 15.400; 16.016; 16.632; 17.248; 17.864; 18.480; 19.078}
Ci_w	Capacidade de injeção de água	C/D	{12.250; 13.475; 14.700; 15.925; 17.150; 18.375; 19.600; 20.825; 22.050; 23.275; 24.500; 25.725; 26.950; 28.175; 29.400; 30.625; 31.850; 33.075; 34.300; 35.525; 36.750; 38.157}

Onde: D – Discreto; e C/D – Contínuo e discreto.

Tabela 5-9: Parametrização de G2L.

Variável	Descrição	Tipo	Espaço de busca
WAG_d (dia)	Duração de meio ciclo WAG	D	{30; 60; 90; ..., 540}
GOR_{lim} (m³/m³)	Limite de razão gás óleo	D	{600; 900; 1200; ..., 4.200}
ICS_a	Fecha ou não o injetor no tempo a partir de 0 (não fecha) e $i > 0$ (fecha injetor i)	D	{0, 1, 2, ..., i_{INJ} }
ICS_b	Sequência de fechamento de injetores	D	Posições candidatas para fechamento de injetor em função do tempo
W_l (GUIDE)	Peso para vazão de produção de líquido	D	{1; 2; 3; ..., 10}
W_o (INGUIDE)	Peso para vazão de produção de óleo	D	{1; 2,5; 5; 7,5; 10; 100; 1.000; 10.000}
W_w (INGUIDE)	Peso para vazão de produção de água	D	{1; 2,5; 5; 7,5; 10; 100; 1.000; 10.000}
W_g (INGUIDE)	Peso para vazão de produção de gás	D	{0,1; 0,01; 0,001; 0,0001; 0,00001; 0,000001}

Onde: D – Discreto; e C/D – Contínuo e discreto.

Tabela 5-10: Espaço de busca e algoritmos dos subgrupos de variáveis de otimização.

Fase	Algoritmo	Avaliações	Variáveis não otimizadas nesta fase
G1.1	IDLHC	3.000	• WS: todos os poços abrem no mesmo tempo

			• $Cp_L, Cp_O, Cp_G, Ci_G, Cp_W$ e Ci_W: definido com base na máxima vazão prevista para cada fluido da plataforma
G1.2	MCC	450	• TF: definido em G1.1 • WS: todos os poços abrem no mesmo tempo • $Cp_L, Cp_O, Cp_G, Ci_G, Cp_W$ e Ci_W: definido com base na máxima vazão prevista para cada fluido da plataforma
G1.3	2-opt	700	• TF: definido em G1.1 • n_w, WTP_a e WTP_b: definido em G1.2 • $Cp_L, Cp_O, Cp_G, Ci_G, Cp_W$ e Ci_W: definido com base na máxima vazão prevista para cada fluido da plataforma
G1.4	MCC	200	• TF: definido em G1.1 • n_w, WTP_a e WTP_b: definido em G1.2 • WS: definido em G1.3
G2L.1	IDLHC	1.400	• TF: definido em G1.1 • n_w, WTP_a e WTP_b: definido em G1.2 • WS: definido em G1.3 • $Cp_L, Cp_O, Cp_G, Ci_G, Cp_W$ e Ci_W: definido em G1.4
G2L.2	IDLHC	1.200	• TF: definido em G1.1 • n_w, WTP_a e WTP_b: definido em G1.2 • WS: definido em G1.3 • $Cp_L, Cp_O, Cp_G, Ci_G, Cp_W$ e Ci_W: definido em G1.4 • WAG_d: definido em G2L.1
G2L.3	IDLHC	800 (GUIDE) ou 250 (INGUIDE)	• TF: definido em G1.1 • n_w, WTP_a e WTP_b: definido em G1.2 • WS: definido em G1.3 • $Cp_L, Cp_O, Cp_G, Ci_G, Cp_W$ e Ci_W: definido em G1.4 • WAG_d: definido em G2L.1 • GOR_{lim}, ICS_a e ICS_b: definido em G2L.2

5.5 Parâmetros econômicos

Para o cálculo econômico são consideradas duas abordagens: (1) determinística e (2) probabilística.

A abordagem de reservatório determinística considera apenas um cenário ou modelo representativo e um cenário econômico. A mesma é empregada durante a otimização da produção de cada cenário representativo e tem como função objetivo o valor presente líquido (Equação 2-1) calculado a partir do cenário econômico provável com 100 % de probabilidade – percentil P50. Neste trabalho, tal função objetivo é tratada como indicador econômico do campo ou indicador econômico do campo ajustado em G1.1 e G1.2, e valor presente líquido de G1.3 até G2L.3.

Já a abordagem de reservatório probabilística considera um conjunto de cenários ou modelos e um conjunto de cenários econômicos. A mesma é empregada durante a análise de decisão e tem como função objetivo o valor monetário esperado (Equação 2-3), o qual é

aplicado na análise de curvas de risco, e o indicador que estima o valor da estratégia de produção ajustado a atitude do tomador de decisão (Equação 2-6), o qual é aplicado na seleção de estratégia de produção final. Sendo que, ambos são calculados a partir de três cenários econômicos (Tabela 5-11): (1) provável com 50 % de probabilidade – percentil P50, (2) pessimista com 25 % de probabilidade – percentil P75, e (3) otimista com 25 % de probabilidade – percentil P25.

Tabela 5-11: Parâmetros econômicos.

Parâmetro	Descrição	Provável	Pessimista	Otimista
Preço de venda	Óleo (USD/ m^3)	257,9	151,8	412
Custos (OPEX)	Produção de óleo (USD/ m^3)	48,57	30,37	82,41
	Produção de gás (USD/ m^3)	0,013	0,006	0,016
	Produção de água (USD/ m^3)	4,86	2,86	7,76
	Injeção de água (USD/ m^3)	4,86	2,86	7,76
	Injeção de gás – reciclo (USD/ m^3)	0,014	0,0082	0,02
	Abandono do campo (%)	8,2	8,2	8,2
Investimentos (CAPEX)	Perfuração de poços (10^6 USD)	23,4	13,78	37,39
	Completação de poços (10^6 USD)	26,94	15,86	43,04
	Interligação de poço à plataforma (10^6 USD)	13,3	7,83	21,25
	*Adicional a cada injetor WAG (10^6 USD)	1,63	1,43	2,03
	Plataforma (10^6 USD)	Equação 5-2	0,8 x (Equação 5-2)	1,25 x (Equação 5-2)
Taxas	Desconto anual (%)	9	9	9
	<i>Royalties</i> (%)	10	10	10
	Sociais – PIS/Cofins (%)	9,25	9,25	9,25
	Coorporativas – IRCS (%)	34	34	34

Fonte: Santos et al. (2023).

Onde: * custo adicional de linha de injeção contabilizado no custo de conexão, sem considerar o custo adicional de manutenção, visto que o mesmo é pouco expressivo quando comparado ao custo de conexão.

A Equação 5-2 apresenta o cálculo de investimento em plataforma. Tal equação é modificada de Hayashi (2006).

$$Inv_{plat} = 417 + 3,15 \times Cp_L + 12,2 \times Cp_O + 3,15 \times Cp_W + 3,15 \times Ci_W + 9,61 \times Cp_G + 0,1 \times n_w$$

Equação 5-2

onde:

Inv_{plat} – investimento em plataforma (10^6 USD);

C_{pL} – capacidade de produção de líquido (10^3 m³/dia);

C_{pO} – capacidade de produção de óleo (10^3 m³/dia);

C_{pW} – capacidade de produção de água (10^3 m³/dia);

C_{iW} – capacidade de injeção de água (10^3 m³/dia);

C_{pG} – capacidade de produção de gás (10^6 m³/dia); e

n_w – número de poços interligados à plataforma.

Aliás, para a análise de decisão a partir do modelo de referência são necessários parâmetros econômicos adicionais (Tabela 5-12), a fim de adequar o investimento ao dimensionamento do sistema de produção, durante a modelagem integrada de produção.

Tabela 5-12: Parâmetros econômicos adicionais exclusivos da modelagem integrada de produção aplicada ao modelo de referência.

Parâmetro	Descrição	Diâmetro (in)	Provável	Pessimista	Otimista	
Investimentos (CAPEX)	Perfuração e completação (Equação 5-3)	Coluna de produção e injeção (USD/m)	4 1/2	250	219	313
		Instalação de coluna de produção/injeção (USD MM)	-	20,90	18,28	26,38
	Interligação de poço à plataforma (Equação 5-4)	Flowline de injeção (USD/m)	6	768	672	960
		Flowline de produção (USD/m)	8	1976	1729	2470
		Riser de injeção (USD/m)	6	1513	1324	1892
		Riser de produção (USD/m)	8	2597	2273	3247
		*Instalação de flowline e riser (USD MM)	-	11,70	10,24	14,63

Fonte: Santos et al. (2023).

Onde: * somar o adicional de cada injetor WAG presente na Tabela 5-11.

A Equação 5-3 apresenta o investimento em perfuração e completação para a modelagem integrada de produção aplicada ao modelo de referência.

$$INV_{pc} = Inv_{fixo} + (Inv_{varcoluna} \times Comp_{coluna})$$

Equação 5-3

onde:

INV_{pc} – investimento em perfuração e completção de poço;

Inv_{fixo} – investimento fixo em instalação de coluna de produção/injeção;

$Inv_{varcoluna}$ – investimento variável em instalação de coluna de produção/injeção;

$Comp_{coluna}$ – comprimento da coluna de produção/injeção (Equação 5-5).

A Equação 5-4 apresenta o investimento em interligação de poço à plataforma para a modelagem integrada de produção aplicada ao modelo de referência.

$$INV_{conexão} = Inv_{fixo} + (Inv_{varriser} \times Comp_{riser}) + (Inv_{varflowline} \times Comp_{flowline})$$

Equação 5-4

onde:

$INV_{conexão}$ – investimento em interligação de poço à plataforma;

Inv_{fixo} – investimento fixo em instalação de riser e flowline;

$Inv_{varriser}$ – investimento variável em instalação de riser;

$Comp_{riser}$ – comprimento de riser (Equação 5-5);

$Inv_{varflowline}$ – investimento variável em instalação de flowline;

$Comp_{flowline}$ – comprimento de flowline (Equação 5-5).

A Equação 5-5 apresenta o cálculo do comprimento de tubos para a modelagem integrada de produção aplicada ao modelo de referência.

$$Comp = \sqrt{(x_f - x_i)^2 + (y_f - y_i)^2 + (z_f - z_i)^2}$$

Equação 5-5

onde:

$Comp$ – comprimento de tubos (distância euclidiana entre as coordenadas inicial e final).

6 RESULTADOS E DISCUSSÕES

Nesta seção são apresentados os resultados deste trabalho obtidos a partir da aplicação da metodologia descrita no Capítulo 4.

6.1 Otimização da produção (CR1)

6.1.1 Otimização de estratégia de produção para CIWG e WAG

A Figura 6-1 mostra a evolução da função objetivo durante o processo de otimização da produção para as estratégias C1¹ e W1².

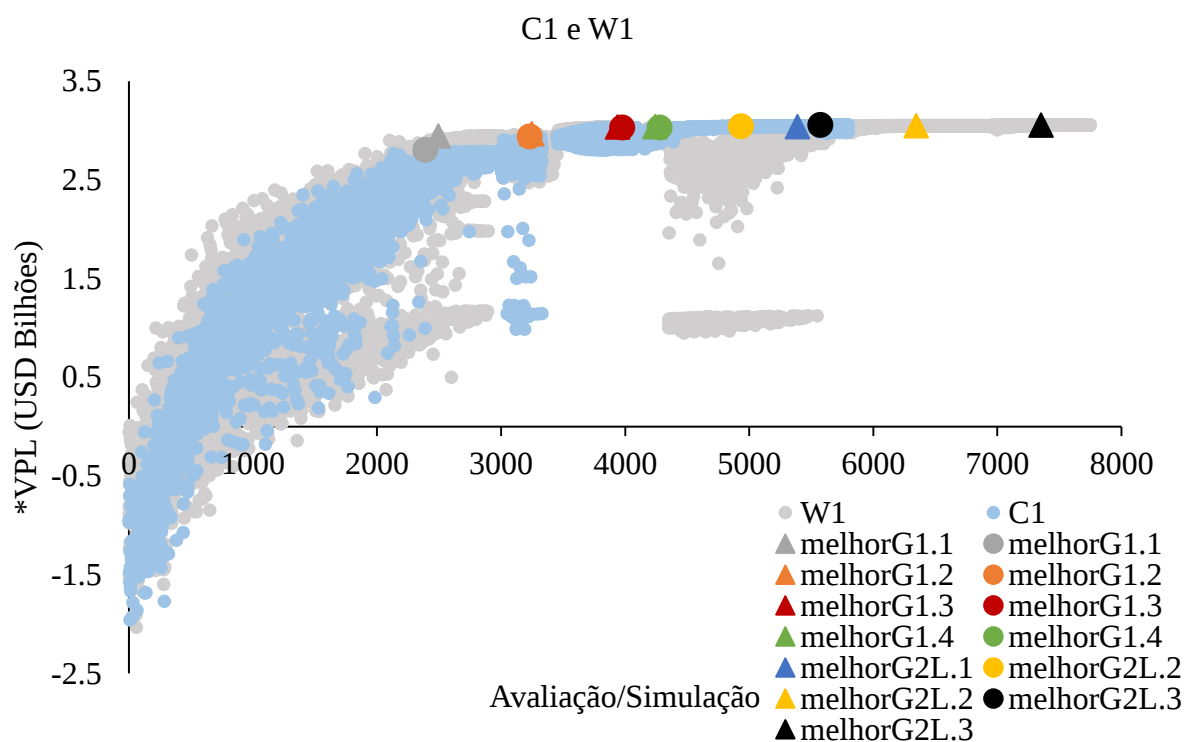


Figura 6-1: Evolução de *VPL durante a otimização de G1 e G2L para as estratégias C1 e W1.

Onde: * presença do indicador econômico do campo ajustado nas fases G1.1 e 2.

A evolução do *VPL mostra que ambas as estratégias C1 e W1 são similares ao término de G1 (com diferença de apenas 0,1 % de VPL entre elas), sem alterações expressivas em G2L. Observa-se também dois caminhos preferenciais durante a otimização de cada plano de desenvolvimento, o que se justifica pela penalização (interrupção da simulação através de *trigger*) das estratégias que não alcançam a completa reinjeção durante a simulação. Há ainda a diferença de número de avaliações/simulações entre as estratégias C1 e W1, 5.800 e 7.750,

¹ C1 – estratégia de produção do CR1 para CIWG considerando a otimização de G1 e G2L

² W1 – estratégia de produção do CR1 para WAG considerando a otimização de G1 e G2L

respectivamente, o que ocorre devido a existência de uma fase exclusiva ao método WAG (G2L.1 – otimização da duração de meio ciclo WAG) e ao desempenho distinto durante a fase G2L.3, onde C1 e W1 alcançam a melhor performance a partir do INGUIDE e GUIDE, respectivamente.

A Figura 6-2 mostra a evolução da função objetivo representada pelos valores máximos obtidos durante o processo de otimização da produção para as estratégias C1 e W1.

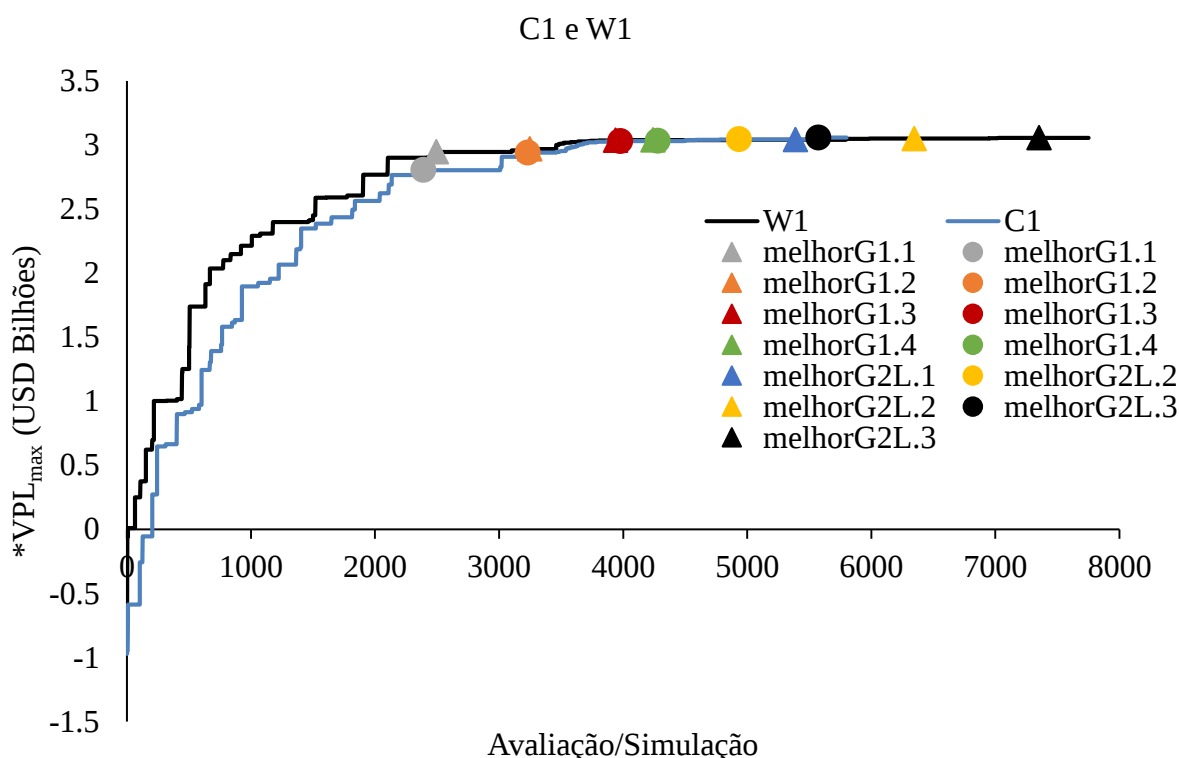


Figura 6-2: *VPL_{max} durante a otimização de G1 e G2L para as estratégias C1 e W1.

Onde: * presença do indicador econômico do campo ajustado nas fases G1.1 e 2.

A evolução de *VPL_{max} durante a otimização de G1, destaca-se pelo melhor desempenho inicial (fases G1.1 e G1.2 que avaliam o número de poços) da estratégia W1 em relação a C1, mostrando o baixo impacto do CAPEX adicional (2,5 % no investimento em poços) contabilizado nos injetores WAG. Além disso, sugere-se o direcionamento de G1 pelo G2L inicialmente fixado e logo, a inflexibilidade de alcançar bons resultados a partir de G2L.

Por fim, as estratégias C1 e W1 alcançam 7,9 e 3,1 % de *VPL durante a otimização de G1 (partindo da estratégia final de G1.1) e 0,9 e 0,6 % de VPL durante a otimização de G2L, respectivamente.

A Figura 6-3 mostra o posicionamento inicial dos poços das estratégias C1 e W1 após otimização de G1.1 e posições de poços candidatos para a reavaliação durante G1.2.

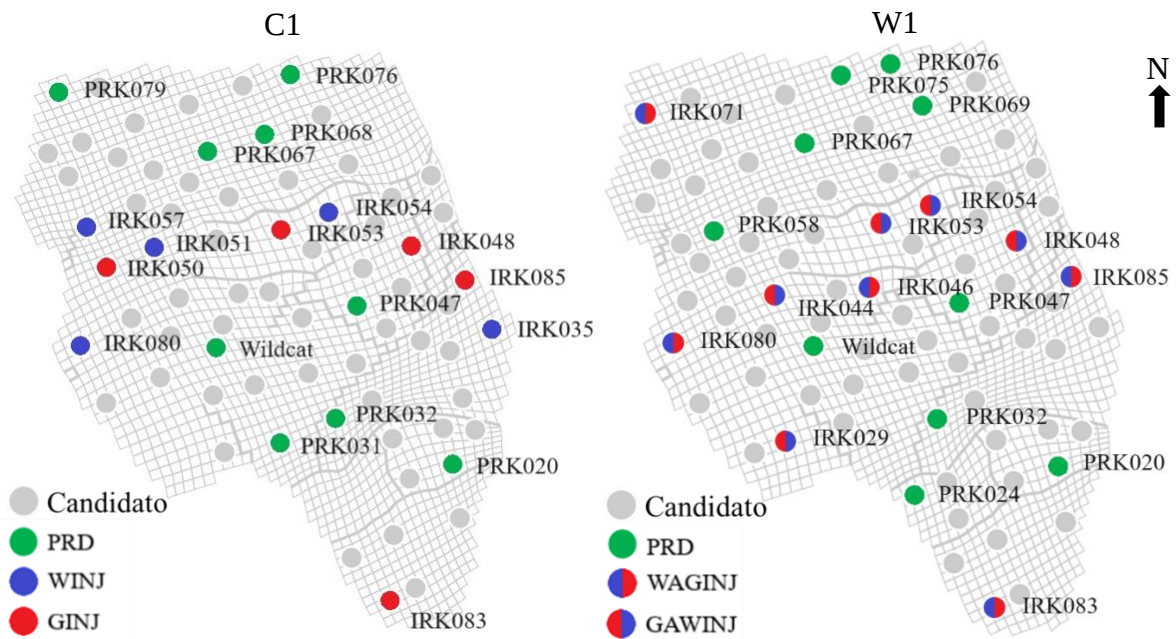


Figura 6-3: Posicionamento dos poços após otimização de G1.1 e posições candidatas para G1.2 das estratégias C1 e W1.

Onde: cinza – posições de poços candidatos, verde – produtor, azul – injetor de água, vermelho – injetor de gás, azul/vermelho – injetor WAG com início de ciclo pelo fluido água, e vermelho/azul – injetor WAG com início de ciclo pelo fluido gás.

Observa-se uma similaridade entre as estratégias C1 e W1, visto que ambas as estratégias possuem produtores dispersos (sentido norte/sul) e injetores em regiões periféricas e centrais do reservatório. Os produtores, destacam-se pelo bom espaçamento entre si, no geral superior ao limite inferior de 500 m, fato compreensível ao tratar-se de um reservatório com boa permeabilidade horizontal e presença maior de *super-k* nessa direção. Os injetores na região central destacam-se pela proximidade às falhas, o que sugere um melhor controle de mobilidade dos fluidos de injeção, visto que o deslocamento maior ocorre pela *super-k* (inexistente no IRK053 e existente no IRK054), ao mesmo tempo que permite a repressurização e deslocamento do óleo desta região aos produtores.

Observa-se também que a estratégia C1 teve uma proximidade entre poços injetores de gás e injetores de água, fato que pode estar relacionado a busca do melhor controle de frente de avanço do gás pelo método CIWG, assim como ocorre no método WAG através da alternância dos fluidos. Já que, muitas vezes, os injetores próximos compartilham a mesma *super-k*, a exemplo dos poços IRK050 e IRK057.

A Tabela 6-1 mostra os indicadores obtidos durante a otimização de G1.1 para as estratégias C1 e W1.

Tabela 6-1: Indicadores obtidos em G1.1 para as estratégias C1 e W1.

Indicador	C1	W1
Nw	19	20
Cp _L /Cp _O (m³/dia)	27.100	28.700
Cp _W (m³/dia)	12.600	11.500
Cp _G /Ci _G (m³/dia)	8.005.880	7.715.120
Ci _W (m³/dia)	23.280	24.260
ORF (%)	48,1	50,6
IEC (USD MM)	3.017,0	3.239,4
*VPL (USD MM)	2.804,3	2.946,4
Δ *VPL (%)	5,1	

Observa-se uma diferença de CAPEX (investimento em plataforma e investimento em poços) de -4,6 % para a estratégia C1 em relação ao W1, o que representa um CAPEX menor para a estratégia C1, impulsionado pelo investimento menor em plataforma e poços.

A Figura 6-4 mostra o posicionamento final dos poços para as estratégias C1 e W1 após otimização de G1.2.

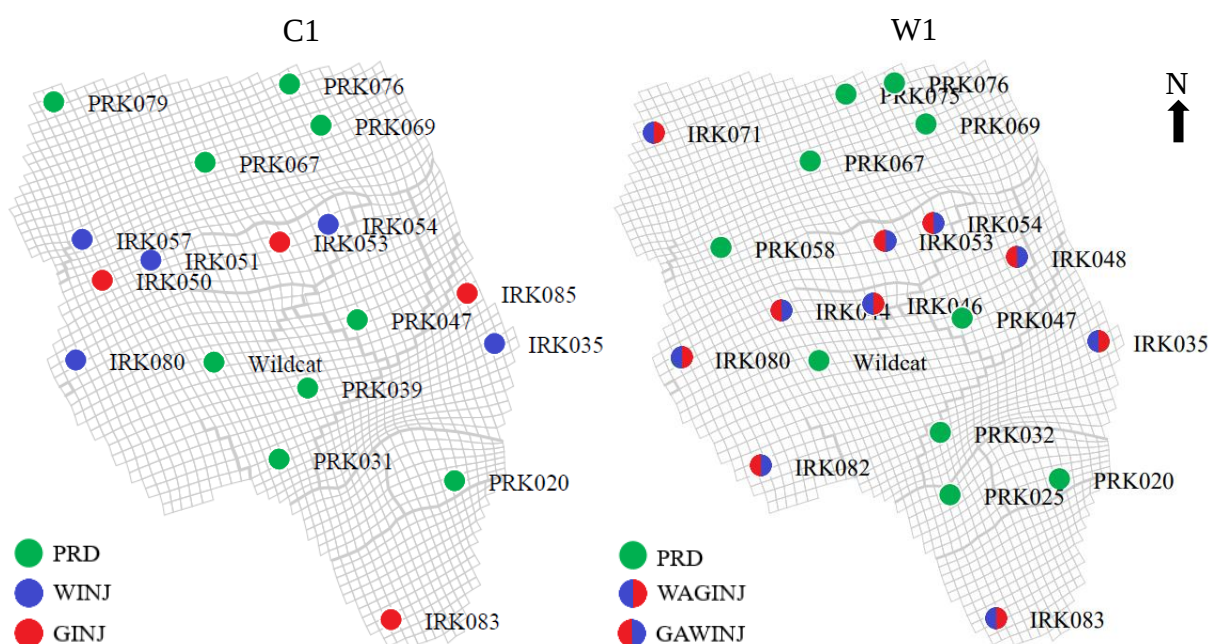


Figura 6-4: Posicionamento final dos poços após otimização de G1.2 das estratégias C1 e W1.

Onde: verde – produtor, azul – injetor de água, vermelho – injetor de gás, azul/vermelho – injetor WAG com início de ciclo pelo fluido água, e vermelho/azul – injetor WAG com início de ciclo pelo fluido gás.

Observa-se que as estratégias finais de posicionamento de poços de C1 e W1 apresentam poucas mudanças ao reavaliar as posições inicialmente selecionadas. Além do mais, 11 poços (Wildcat, PRK020, PRK047, PRK067, PRK069, PRK076, IRK035, IRK054, IRK080, IRK083 e IRK053) permanecem iguais entre elas.

A estratégia C1 tem a remoção de um poço injetor de gás (IRK048) e a alteração de dois poços produtores – remoção do PRK032 e PRK068 e inclusão do PRK039 e PRK069,

respectivamente. Já a estratégia W1 tem a alteração de um produtor e dois injetores – remoção do PRK024, IRK029 e IRK085 e inclusão do PRK025, IRK082 e IRK35, respectivamente.

A Tabela 6-2 mostra os indicadores obtidos durante a otimização de G1.2 para as estratégias C1 e W1.

Tabela 6-2: Indicadores obtidos em G1.2 para as estratégias C1 e W1.

Indicador	C1	W1
Nw	18	20
Cp _L /Cp _O (m³/dia)	27.100	28.700
Cp _W (m³/dia)	11.300	11.700
Cp _G /Ci _G (m³/dia)	7.994.020	7.867.720
Ci _W (m³/dia)	23.120	24.220
ORF (%)	48,9	50,9
IEC (USD MM)	3.153,4	3.261,6
*VPL (USD MM)	2.940,8	2.968,7
Δ^*VPL (%)	0,9	

Observa-se uma diferença de CAPEX (investimento em plataforma e investimento em poços) de -8,0 % para a estratégia C1 em relação ao W1, o que representa um CAPEX ainda menor para a estratégia C1, impulsionado pela redução no investimento em poços, resultante da remoção de um poço em tal estratégia.

Assim, as estratégias C1 e W1 alcançam na fase G1.2 em relação a fase G1.1, 4,9 e 0,7 % de *VPL, respectivamente.

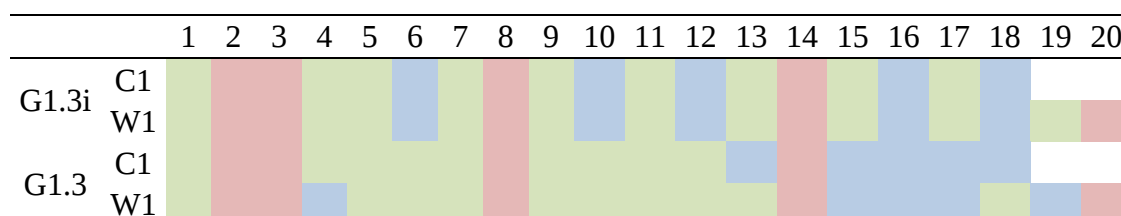
As Tabela 6-3 e Tabela 6-4 mostram as sequências de abertura dos poços para as estratégias C1 e W1 após definição de G1.3i e otimização de G1.3.

Tabela 6-3: Sequências de abertura dos poços obtidas em G1.3i e G1.3 para as estratégias C1 e W1.

Sequência	G1.3i		G1.3	
	C1	W1	C1	W1
1	PRK031	PRK067	Wildcat	PRK067
2	IRK083	IRK054	IRK050	IRK054
3	IRK053	IRK048	IRK083	IRK048
4	PRK076	PRK032	PRK031	IRK071
5	PRK067	PRK075	PRK079	PRK025
6	IRK051	IRK071	PRK069	Wildcat
7	PRK039	PRK076	PRK020	PRK058
8	IRK050	IRK053	IRK053	IRK082
9	Wildcat	PRK025	PRK076	PRK020
10	IRK080	IRK083	PRK067	PRK032
11	PRK079	PRK020	PRK047	PRK075
12	IRK057	IRK035	PRK039	PRK047
13	PRK020	PRK047	IRK080	PRK076
14	IRK085	IRK044	IRK085	IRK053
15	PRK047	PRK058	IRK051	IRK035

16	IRK035	IRK080	IRK035	IRK080
17	PRK069	Wildcat	IRK057	IRK083
18	IRK054	IRK046	IRK054	PRK069
19		PRK069		IRK046
20		IRK082		IRK044

Tabela 6-4: Diagrama cromático da sequência de abertura dos poços obtidos em G1.3i e G1.3 para as estratégias C1 e W1.



Onde: verde – produtor, vermelho – injetor de gás/1º banco gás, e azul – injetor de água/1º banco água.

Observam-se sequências de abertura de poços distintas entre G1.3i e G1.3 de ambas as estratégias (C1 e W1). Observa-se também que G1.3 leva a priorização de abertura de produtores ao invés de injetores de água ou 1º banco água em ambas as estratégias, à exceção da presença do IRK071 na estratégia W1. O mesmo trata-se de um poço injetor WAG com 1º banco água que possui proximidade ao 1º produtor aberto (PRK067). Já os injetores de gás ou 1º banco gás possuem posições candidatas, sendo apenas a ordem reavaliada. Diante disso, obtém-se a reciclagem do mesmo para ambas as estratégias.

A Tabela 6-5 mostra os indicadores obtidos durante a definição de G1.3i e otimização de G1.3 para as estratégias C1 e W1.

Tabela 6-5: Indicadores obtidos em G1.3i e G1.3 para as estratégias C1 e W1.

Indicador	G1.3i		G1.3	
	C1	W1	C1	W1
CpL/CpO (m³/dia)	27.040	28.620	27.020	28.640
CpW (m³/dia)	11.160	9.880	12.320	12.220
CpG/CiG (m³/dia)	8.000.000	7.783.940	8.009.140	7.908.340
CiW (m³/dia)	23.880	24.500	24.500	24.500
ORF (%)	48,7	49,5	49,2	51,2
VPL (USD MM)	2.940,8	2.968,7	3.029,8	3.038,2
Δ_{VPL} (%)	0,9		0,3	

Observa-se uma diferença de CAPEX (investimento em plataforma e investimento em poços) de -7,6 e -7,7 % para a estratégia C1 em relação ao W1 nas fases G1.3i e G1.3, respectivamente. Tal diferença é impulsionada pelo aumento e redução de investimento em plataforma em G1.3i das estratégias C1 e W1, respectivamente. Por outro lado, ambas as estratégias obtêm aumento de investimento em plataforma em G1.3, sendo mais expressivo em W1.

Aliás, as estratégias C1 e W1 alcançam em G1.3i decréscimos de VPL comparado ao IEC da fase G1.2, visto que os poços passam a respeitar uma ordem de abertura factível, ou seja, uma ordem que contemple um navio para perfuração e completação e um navio para conexão, o que resulta no atraso de produção de óleo e consequentemente, redução de retorno econômico. Deste modo, penaliza-se o IEC das fases G1.1 e 2 (Tabela 6-6), sendo o mesmo representado pelo *VPL, a fim de destacar a presença de tal ajuste.

Tabela 6-6: Valores de penalização de IEC para as estratégias C1 e W1.

	C1	W1
$\Delta_{IEC,VPL}$ (USD MM)	212,7	292,9

Por fim, as estratégias C1 e W1 alcançam na fase G1.3 em relação a fase G1.3i, 3,0 e 2,3 % de VPL, respectivamente.

A Tabela 6-7 mostra a capacidade da plataforma para as estratégias C1 e W1 após otimização de G1.4.

Tabela 6-7: Indicadores de G1.4 para as estratégias C1 e W1.

Capacidade da plataforma	C1	W1
CpL/CpO (m ³ /dia)	27.020	28.618
CpW (m ³ /dia)	11.704	11.704
CpG/CiG (m ³ /dia)	7.840.000	7.900.400
CiW (m ³ /dia)	24.500	24.500
ORF (%)	49,2	51,2
VPL (USD MM)	3.030,8	3.038,9
Δ_{VPL} (%)		0,3

Destaca-se a diferença de 5,9 % na capacidade de produção de líquido/óleo causada pela diferença de um produtor entre as estratégias C1 e W1. Por outro lado, observa-se uma diferença de apenas 0,8 % na capacidade de produção/injeção de gás e igual capacidade de produção/injeção de água. Sendo que, a diferença de CAPEX (investimento em plataforma e investimento em poços) é estabelecida em -7,8 % para a estratégia C1 em relação ao W1, o que representa a redução de -0,1 % para a fase G1.3.

Aliás, as estratégias C1 e W1 alcançam na fase G1.4 em relação a fase G1.3, menos de 0,1 e 0,1 % de VPL, respectivamente.

A Figura 6-5 mostra a duração de meio ciclo WAG para a estratégia W1 após otimização de G2L.1.

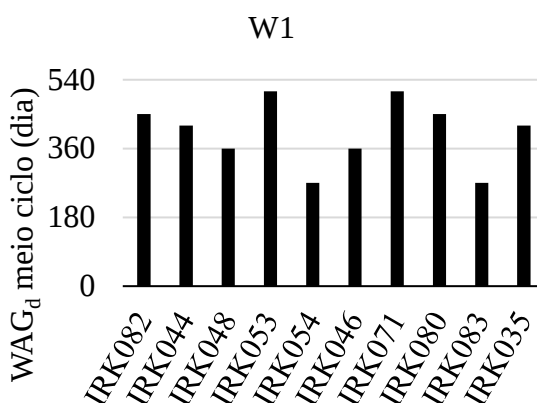


Figura 6-5: G2L.1 para a estratégia W1.

Observa-se que a duração de meio ciclos WAG da estratégia W1 converge para meio ciclos longos (média de 402 dias) a partir da diferença, entre a fase G2L.1 e a fase G1.4, inferior a 0,1 e 0,3 % de VPL e ORF, respectivamente. Com isso, verifica-se a baixa influência da duração de meio ciclo WAG para a estratégia W1.

A Figura 6-6 mostra o limite de razão gás/óleo para as estratégias C1 e W1 após otimização de G2L.2.

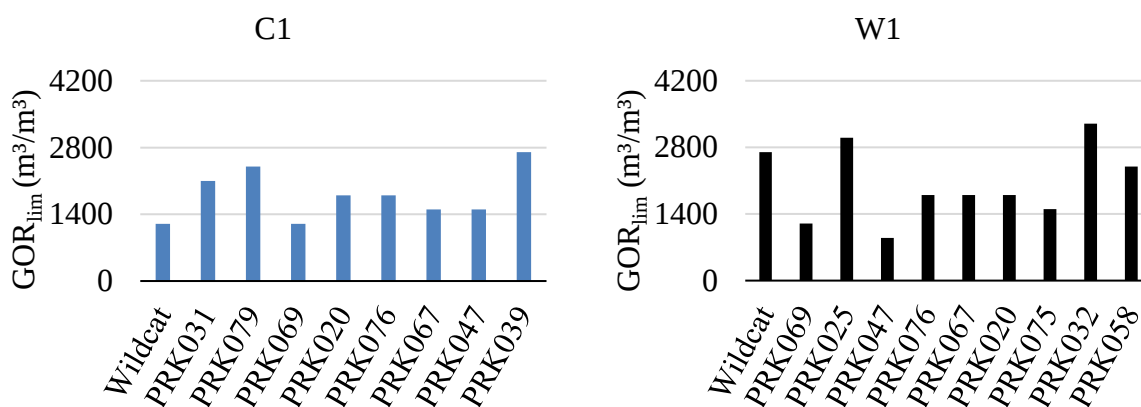


Figura 6-6: G2L.2 para as estratégias C1 e W1.

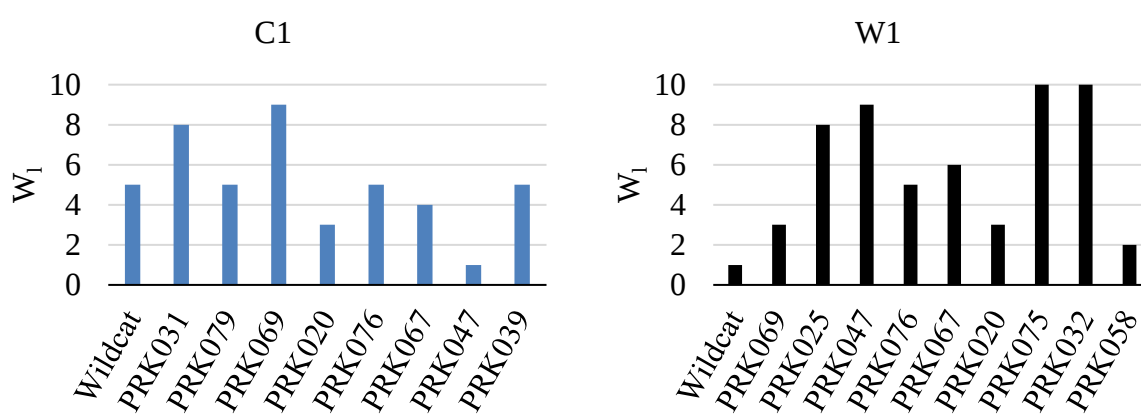
Observa-se que, as estratégias C1 e W1 apresentam GOR_{lim} médio de 1.800 e 2.040 m³/m³, respectivamente. Além disso, destacam-se os GOR_{lim} menores dos poços produtores Wildcat (principal a antecipar o fechamento) e PRK069 da estratégia C1 (ambos 1.200 m³/m³) e PRK047 e PRK069 da estratégia W1 (900 e 1.200 m³/m³, respectivamente), o que permite maximização de VPL e aumento de varrido de óleo do reservatório para ambas as estratégias (Tabela 6-8) devido ao aumento de produção dos demais poços. Além disso, há redução de injeção devido a antecipação de fechamento dos injetores IRK057 para a estratégia C1 e IRK080 e IRK054 para a estratégia W1.

Tabela 6-8: Indicadores de G2L.2 para as estratégias C1 e W1.

Indicador	C1	W1
ORF (%)	50,3	52,1
VPL (USD MM)	3.043,7	3.049,9
Δ_{VPL} (%)	0,2	

Por fim, as estratégias C1 e W1 alcançam a diferença de 0,4 e 0,3 % de VPL na fase G2L.2 em relação as fases G1.4 e G2L.1, respectivamente.

A Figura 6-7 mostra os pesos de vazão de líquido usados pelo método GUIDE durante a priorização e distribuição de vazões entre os poços das estratégias C1 e W1 após otimização de G2L.3-GUIDE.

**Figura 6-7: G2L.3-GUIDE para as estratégias C1 e W1.**

Destaca-se o gerenciamento dos poços através da seleção de pesos menores aos poços que possuem alta produção de fluidos indesejados (água e gás), a exemplo do PRK047 da estratégia C1 e Wildcat, PRK020 e PRK058 da estratégia W1, e pesos maiores aos poços que proporcionam aumento de produção de óleo a baixa variação de fluidos indesejados, especialmente o gás, a exemplo do PRK031 e PRK039 da estratégia C1 e PRK32 e PRK75 da estratégia W1. Além disso, observa-se o refinamento do gerenciamento de fechamento de poços por GOR_{lim} , à medida que permite a seleção de pesos maiores ou menores na priorização de vazão de líquido dos poços, a fim de antecipar ou prolongar o tempo de produção dos mesmos.

Tabela 6-9: Indicadores de G2L.3-GUIDE para as estratégias C1 e W1.

Indicador	C1	W1
ORF (%)	50,4	52,3
VPL (USD MM)	3.056,8	3.056,5
Δ_{VPL} (%)	< 0,1	

As Figura 6-8 e Figura 6-9 permitem a melhor compreensão da análise anterior a partir da comparação entre G2L.3-GUIDE e G2L.2 em função dos gráficos cruzados que representam ΔN_p vs. ΔG_p e ΔN_p vs. ΔW_p .

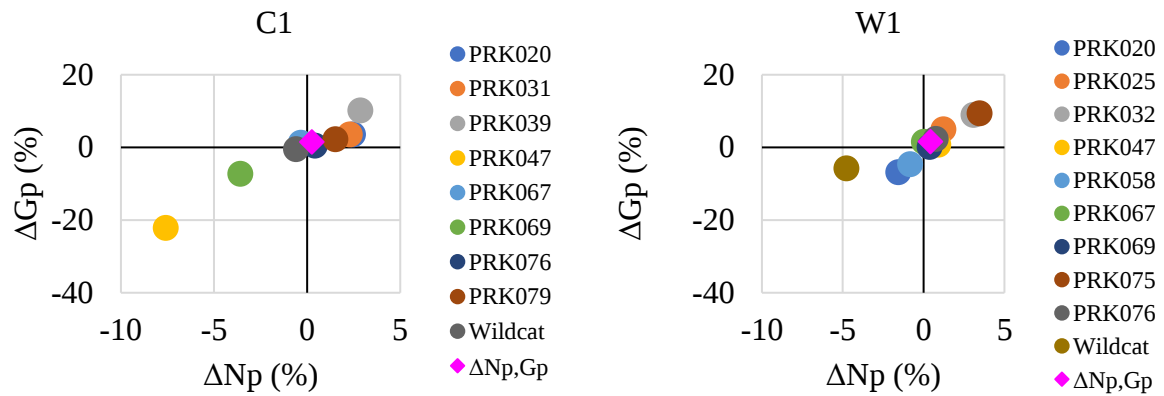


Figura 6-8: Diferença entre as fases G2L.3-GUIDE e G2L.2 a partir do gráfico cruzado de ΔNp vs. ΔGp para as estratégias C1 e W1.

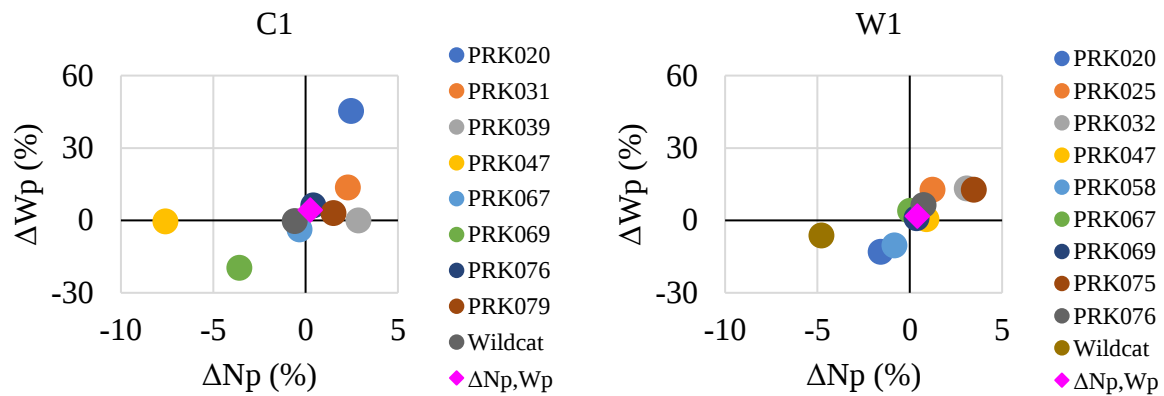


Figura 6-9: Diferença entre as fases G2L.3-GUIDE e G2L.2 a partir do gráfico cruzado de ΔNp vs. ΔWp para as estratégias C1 e W1.

Por fim, as estratégias C1 e W1 alcançam a diferença de VPL de 0,4 e 0,2 % na fase G2L.3-GUIDE em relação a fase G2L.2, respectivamente.

A Tabela 6-10 mostra os pesos de vazão de óleo, gás e água usados pelo método INGUIDE durante a priorização e distribuição de vazões de fluidos das estratégias C1 e W1 após otimização de G2L.3-INGUIDE.

Tabela 6-10: G2L.3-INGUIDE para as estratégias C1 e W1.

Variável	C1	W1
W_o	2,5	5,0
W_g	0,1	0,0001
W_w	100,0	10.000
ORF (%)	50,4	52,3
VPL (USD MM)	3.057,5	3.055,9
Δ_{VPL} (%)	-0,1	

As Figura 6-10 e Figura 6-11 permitem a melhor compreensão de G2L3-INGUIDE a partir da comparação com a fase G2L.2 em função dos gráficos cruzados que representam ΔNp vs. ΔGp e ΔNp vs. ΔWp .

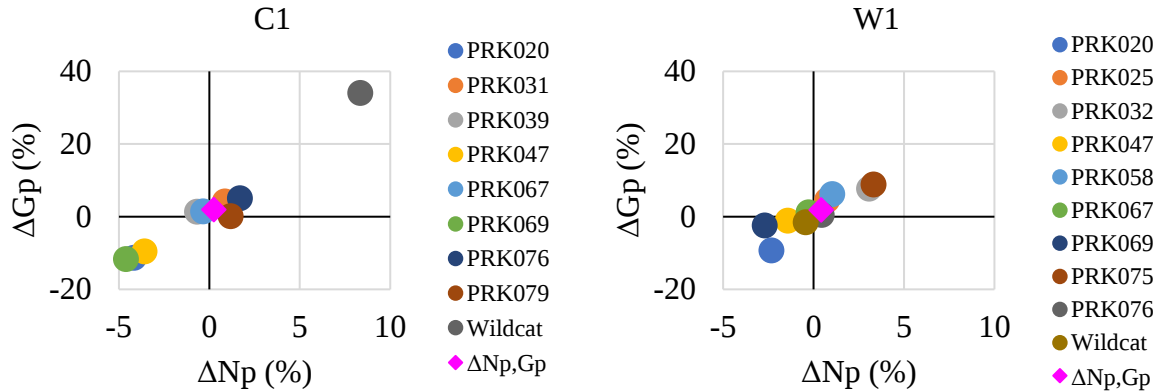


Figura 6-10: Diferença entre as fases G2L.3-INGUIDE e G2L.2 a partir do gráfico cruzado de ΔNp vs. ΔGp para as estratégias C1 e W1.

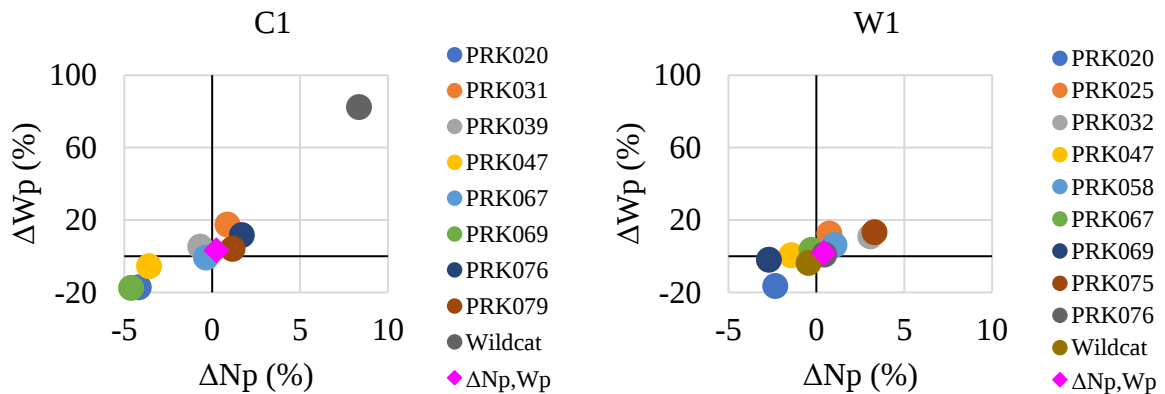


Figura 6-11: Diferença entre as fases G2L.3-INGUIDE e G2L.2 a partir do gráfico cruzado de ΔNp vs. ΔWp para as estratégias C1 e W1.

Observa-se que a produção de fluidos indesejados tem queda pouco expressiva para os poços e aumento considerável para outros. Com isso, obtém-se aumento de produção de óleo aliado ao aumento de produção de fluidos indesejados para as estratégias C1 e W1. Destaca-se também, o melhor desempenho da estratégia C1 através do poço Wildcat.

Além disso, as estratégias C1 e W1 alcançam a diferença de VPL de 0,4 e 0,2 % na fase G2L.3-INGUIDE em relação a fase G2L.2, respectivamente.

Por fim, observa-se que, a fase G2L.3-GUIDE apresenta melhor desempenho que a fase G2L.3-INGUIDE para a estratégia W1. Por outro lado, observa-se o oposto para a estratégia C1. Logo, considera-se apenas o método INGUIDE para a estratégia C1 e o método GUIDE para a estratégia W1.

6.1.2 Otimização cruzada de G2L para G1 das estratégias CIWG e WAG

A Figura 6-12 mostra a função objetivo representada pelos valores máximos obtidos durante o processo de otimização da produção para a seleção das estratégias de produção cruzadas de WC1³ e CW1⁴. Além de compará-las as estratégias especializadas C1 e W1.

Neste processo, cruza-se os métodos de recuperação ao término da otimização de G1 (fase G1.4) e otimiza-se G2L novamente. Com isso, G1.4 passa a representar o resultado obtido apenas com a troca do método de recuperação. Sendo assim, o ponto de partida para a otimização cruzada G2L.

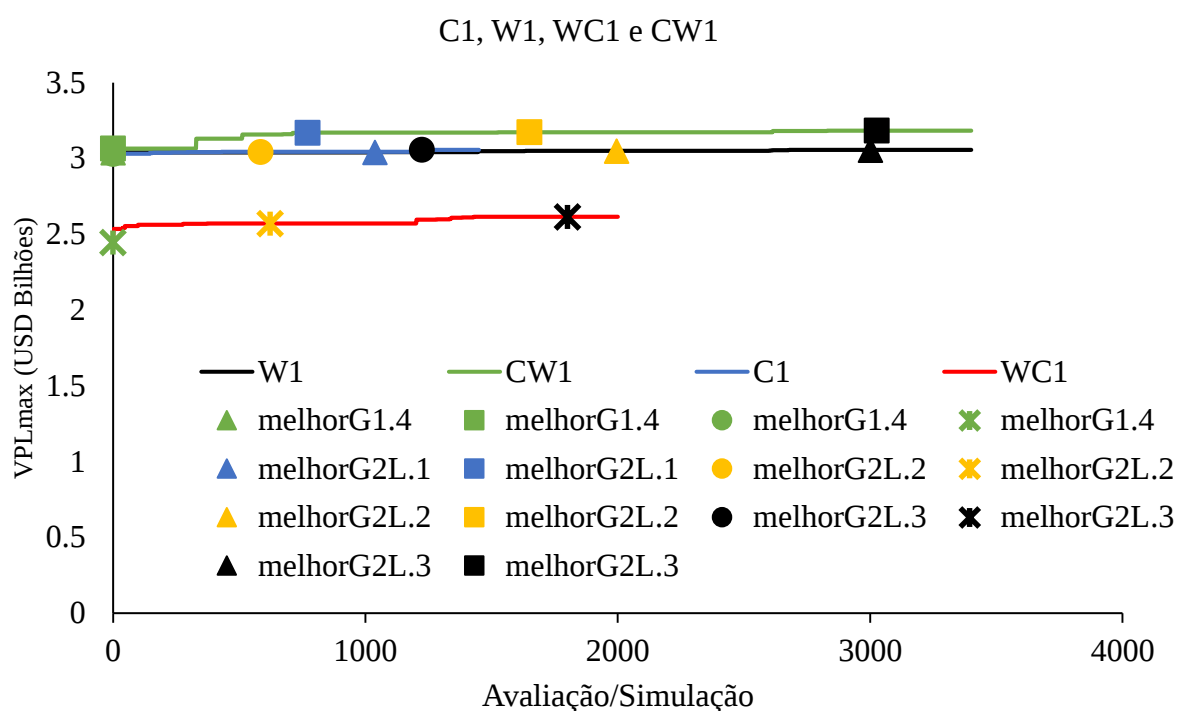


Figura 6-12: VPL_{max} durante a otimização de G2L para as estratégias C1, W1, WC1 e CW1.

Observa-se o aumento de VPL para a estratégia CW1 em relação a estratégia C1 desde o cruzamento entre os planos de desenvolvimento (diferença de 4,1 %), o que sugere a maior flexibilidade de G2L do método WAG, visto que não exige a predefinição do método de recuperação antes da definição de G1. Por outro lado, observa-se o oposto para a estratégia WC1 em relação a estratégia W1 (diferença de -14,4 %).

Destaca-se também o aumento de VPL para a estratégia CW1 em relação a estratégia W1 (diferença de 4,1 %), o que sugere um máximo local na seleção da estratégia W1. Por outro

³ WC1 – estratégia de produção do CR1 para CIWG considerando G1 otimizado para WAG e otimização cruzada de G2L

⁴ CW1 – estratégia de produção do CR1 para WAG considerando G1 otimizado para CIWG e otimização cruzada de G2L

lado, observa-se o oposto para a estratégia WC1 em relação a estratégia C1, visto que possui decréscimo de VPL (diferença de -14,5 %), o que sugere à boa seleção da estratégia C1.

Por fim, as estratégias WC1 e CW1 alcançam 6,8 e 3,8 % de VPL durante a otimização de G2L, respectivamente.

A Figura 6-13 mostra a duração de meio ciclo WAG para a estratégia CW1 após otimização de G2L.1.

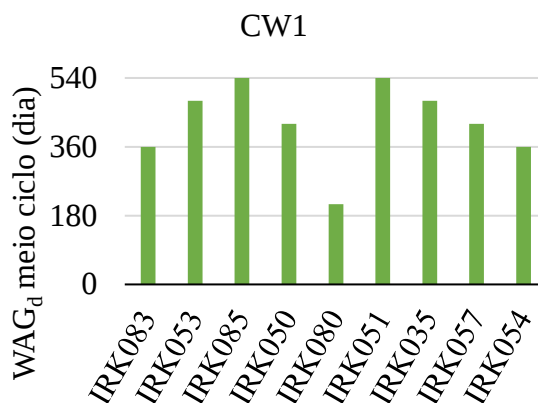


Figura 6-13: G2L.1 para a estratégia CW1.

Observa-se que, a estratégia CW1 converge para meio ciclos longos (média de 423 dias). Além disso, destaca-se o maior acréscimo de VPL e ORF da estratégia nesta fase (diferença de 3,4 e 3,6 % em relação a fase G1.4, respectivamente).

A Figura 6-14 mostra o limite de razão gás/óleo para as estratégias WC1 e CW1 após otimização de G2L.2.

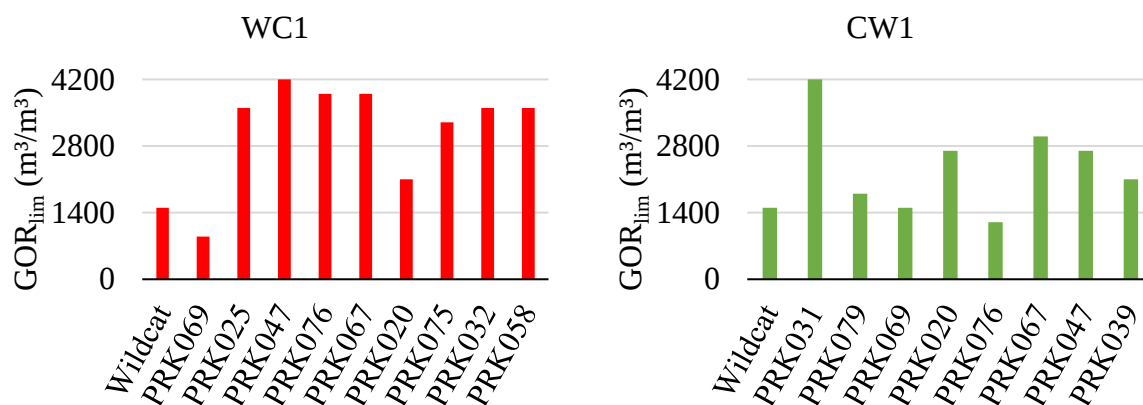


Figura 6-14: G2L.2 para as estratégias WC1 e CW1.

Observa-se que, as estratégias WC1 e CW1 apresentam GOR_{lim} médio de 3.060 e 2.300 m³/m³, respectivamente. Além do mais, destacam-se os GOR_{lim} menores dos poços produtores PRK069 da estratégia WC1 (900 m³/m³) e PRK076 da estratégia CW1 (1.200 m³/m³), o que

permite a antecipação do fechamento deles, possivelmente pela competitividade de produtores na região.

Com isso, alcança-se aumento de VPL e varrido de óleo do reservatório (Tabela 6-11) para todas as estratégias (WC1 e CW1) através do aumento de produção de óleo dos demais poços produtores.

Tabela 6-11: Indicadores de G2L.2 para as estratégias WC1 e CW1.

Indicador	WC1	CW1
ORF (%)	45,9	52,7
VPL (USD MM)	2.571,3	3.172,8
Δ_{VPL} (%)	23,4	

Por fim, as estratégias WC1 e CW1 alcançam a diferença de 5,1 e 0,1 % de VPL na fase G2L.2 em relação as fases G1.4 e G2L.1, respectivamente.

A Figura 6-15 mostra os pesos de vazão de líquido usados pelo método GUIDE durante a priorização e distribuição de vazões entre os poços das estratégias WC1 e CW1 após otimização de G2L.3-GUIDE.

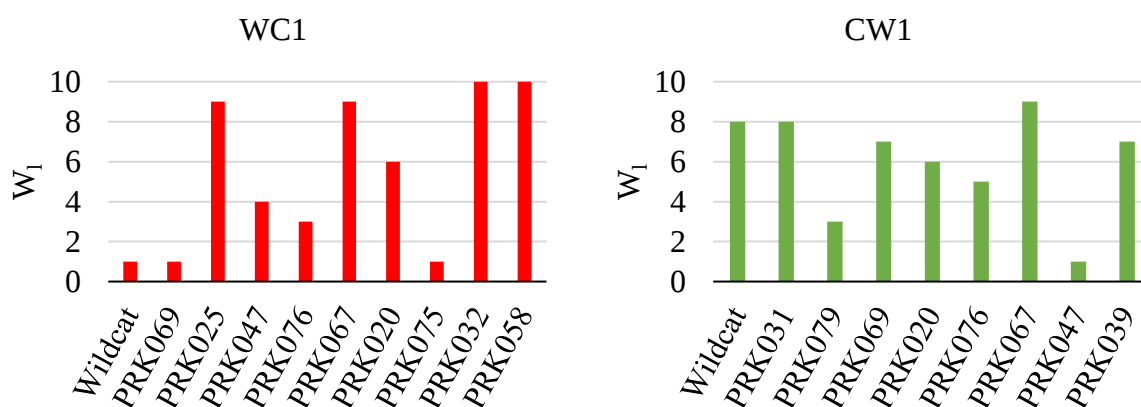


Figura 6-15: G2L.3-GUIDE para as estratégias WC1 e CW1.

Destaca-se o aumento de VPL (Tabela 6-12) a partir do melhor gerenciamento (peso 1 de menor prioridade na distribuição de vazão de líquido) dos poços Wildcat, PRK069 e PRK075 para a estratégia C1 e PRK047 para a estratégia W1. Com isso, em ambas as estratégias, alcança-se aumento de varridos de óleo do reservatório (Tabela 6-12) a partir do aumento de produção de óleo dos demais poços, ainda que aliado ao aumento de fluidos indesejados (Figura 6-16 e Figura 6-17).

Tabela 6-12: Indicadores de G2L.3-GUIDE para as estratégias WC1 e CW1.

Indicador	WC1	CW1
ORF (%)	46,8	53,1
VPL (USD MM)	2.614,9	3.183,5
Δ_{VPL} (%)	21,7	

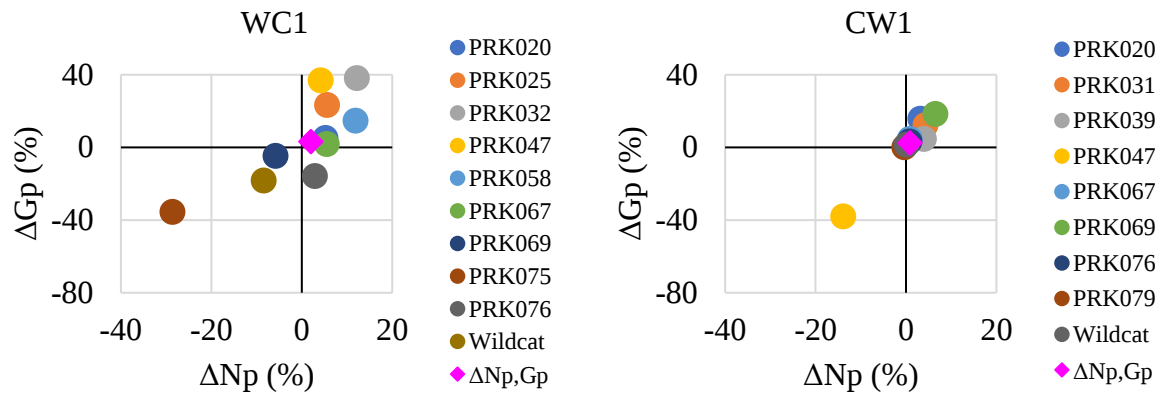


Figura 6-16: Diferença entre as fases G2L.3-GUIDE e G2L.2 a partir do gráfico cruzado de ΔNp vs. ΔGp para as estratégias WC1 e CW1.

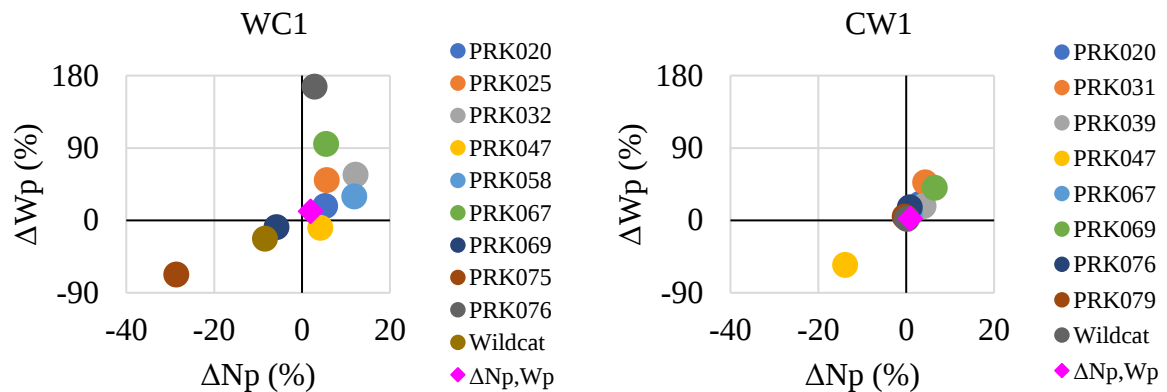


Figura 6-17: Diferença entre as fases G2L.3-GUIDE e G2L.2 a partir do gráfico cruzado de ΔNp vs. ΔWp para as estratégias WC1 e CW1.

Por fim, as estratégias WC1 e CW1 alcançam a diferença de 1,7 e 0,3 % de VPL na fase G2L.3-GUIDE em relação a fase G2L.2, respectivamente.

A Tabela 6-13 mostra os indicadores e pesos de vazão de óleo, gás e água usados pelo método INGUIDE durante a priorização e distribuição de vazões de fluidos das estratégias WC1 e CW1 após otimização de G2L.3-INGUIDE.

Tabela 6-13: Indicadores de G2L.3-INGUIDE para as estratégias WC1 e CW1.

Variável	WC1	CW1
W_o	10,0	100,0
W_g	0,0001	0,0001
W_w	2,5	1,0
ORF (%)	46,4	52,9
VPL (USD MM)	2.569,3	3.177,8
Δ_{VPL} (%)	23,7	

Com isso, as estratégias WC1 e CW1 alcançam a diferença de -0,1 e 0,2 % de VPL na fase G2L.3-INGUIDE em relação a fase G2L.2, respectivamente.

Assim, observa-se que a fase G2L.3-GUIDE apresenta melhor desempenho que a fase G2L.3-INGUIDE para todas as estratégias (WC1 e CW1). Logo, considera-se apenas o método GUIDE.

6.2 Seleção de subconjunto de CRs

Neste processo, obtém-se dois cenários representativos, um representando o percentil pessimista e outro o otimista (Tabela 6-14) a partir da ferramenta RMFinder 3.0. Para tal, retirou-se do processo o cenário representativo base, visto que o mesmo passa a ser otimista após o processo de otimização da produção, o que direcionaria o método a selecionar um cenário próximo ao percentil intermediário ao invés de otimista.

Tabela 6-14: Imagem (IMG) ou realização dos cenários representativos.

	CR1	CR2	CR3
IMG	80	86	351
Percentil	Base*	Pessimista	Otimista

Onde: * o modelo base corresponde inicialmente ao percentil intermediário e após otimização da produção, passa a corresponder ao percentil otimista.

A Figura 6-18 mostra os gráficos cruzados do conjunto de modelos, destacando o subconjunto de cenários representativos obtidos para a avaliação da resposta dos planos de desenvolvimento sob incertezas de geologia, reservatório e operacionais.

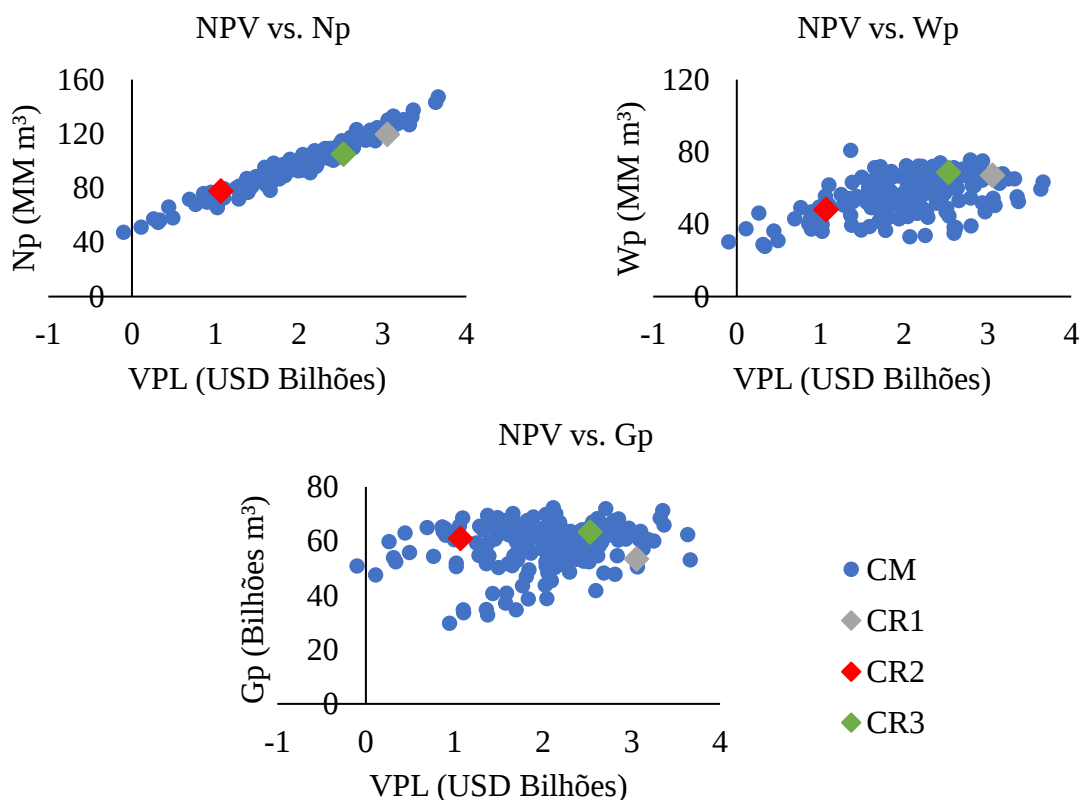


Figura 6-18: Gráfico cruzado de indicadores de produção e econômico.

Observa-se a proximidade entre os CR1 e 3, ambos próximos ao percentil otimista. Já o CR2, próximo ao percentil pessimista, permite à avaliação de distintos cenários entre os planos de desenvolvimento, assim como proposto pelo presente estudo.

6.3 Otimização da produção (CR2 e 3)

6.3.1 Otimização de estratégia de produção para CIWG e WAG

As Figura 6-19, Figura 6-20, Figura 6-21 e Figura 6-22 mostram a evolução da função objetivo e os valores máximos obtidos durante o processo de otimização da produção para as estratégias especializadas C2⁵, W2⁶, C3⁷ e W3⁸.

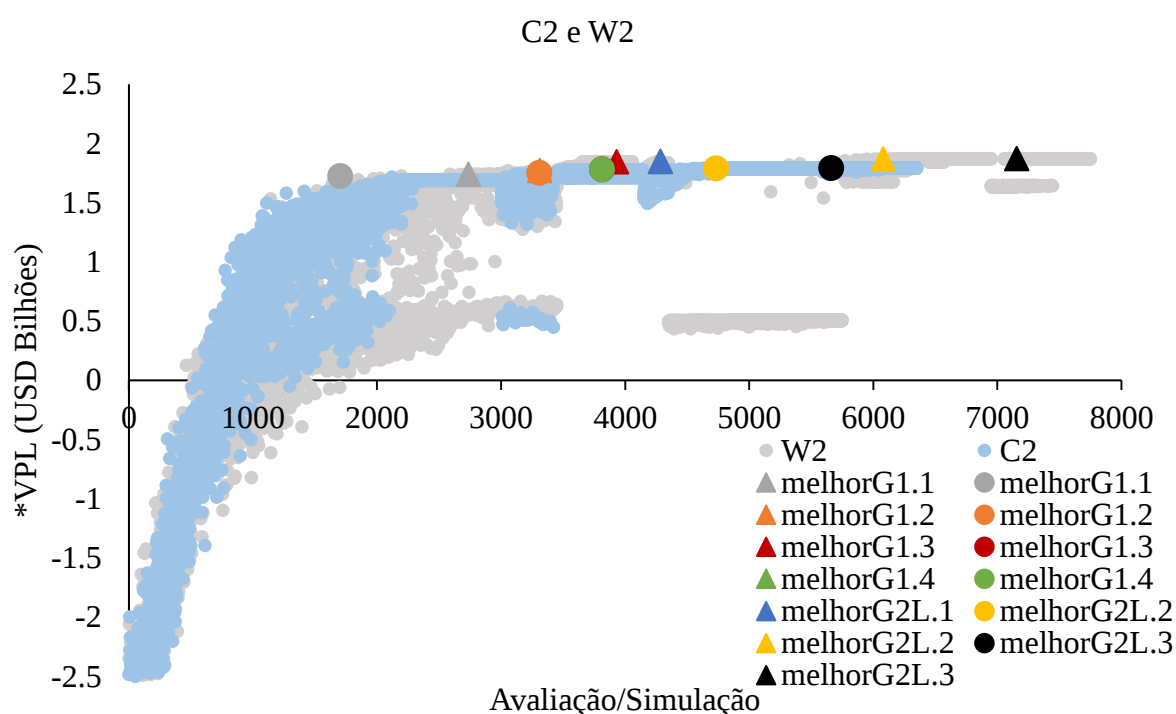


Figura 6-19: Evolução de *VPL durante a otimização de G1 e G2L para as estratégias C2 e W2.

Onde: * presença do indicador econômico do campo ajustado nas fases G1.1 e 2.

⁵ C2 – estratégia de produção do CR2 para CIWG considerando a otimização de G1 e G2L

⁶ W2 – estratégia de produção do CR2 para WAG considerando a otimização de G1 e G2L

⁷ C3 – estratégia de produção do CR3 para CIWG considerando a otimização de G1 e G2L

⁸ W3 – estratégia de produção do CR3 para WAG considerando a otimização de G1 e G2L

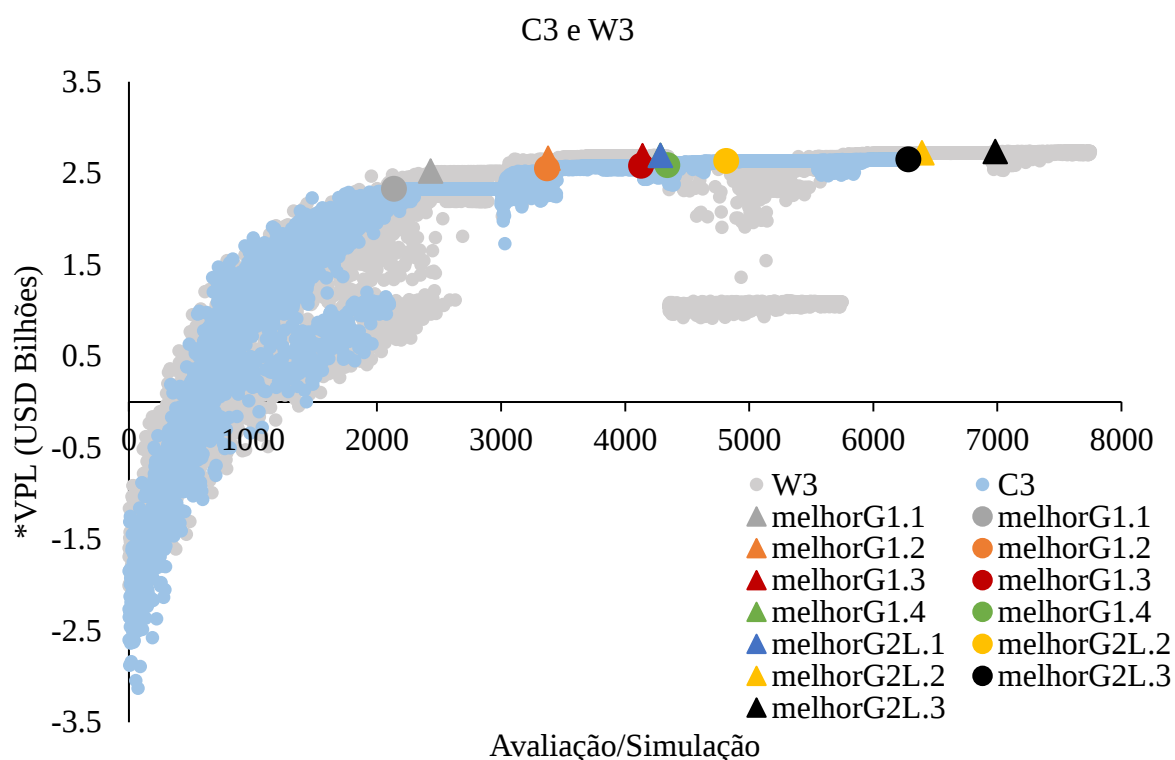


Figura 6-20: Evolução de *VPL durante a otimização de G1 e G2L para as estratégias C3 e W3.

Onde: * presença do indicador econômico do campo ajustado nas fases G1.1 e 2.

A evolução do *VPL mostra a proximidade entre as estratégias C2 e W2 ao término de G1 e G2L (com diferença de 3,7 e 4,5 % de VPL, respectivamente). Além do mais, G2L também não alcança resultados significativos para C2 e W2, sugerindo novamente o direcionamento de G1 pelo G2L inicialmente fixado e a inflexibilidade de alcançar bons resultados com G2L após isso. Observa-se o mesmo nas estratégias C3 e W3, visto que alcançam uma diferença de 4,3 e 3,3 % de VPL ao término de G1 e G2L, respectivamente.

Semelhante ao ocorrido no processo de otimização da produção do CR1, observam-se dois caminhos preferenciais decorrentes da penalização das estratégias que não alcançam a completa reinjeção durante a simulação. Já a diferença de avaliações/simulações entre C2 e W2, e C3 e W3 (6.350 e 7.750 avaliações/simulações para as estratégias de CIWG e WAG, respectivamente) decorre exclusivamente da existência de uma fase adicional ao método WAG, uma vez que, todas as estratégias atingem o melhor desempenho em G2L.3 a partir do GUIDE.

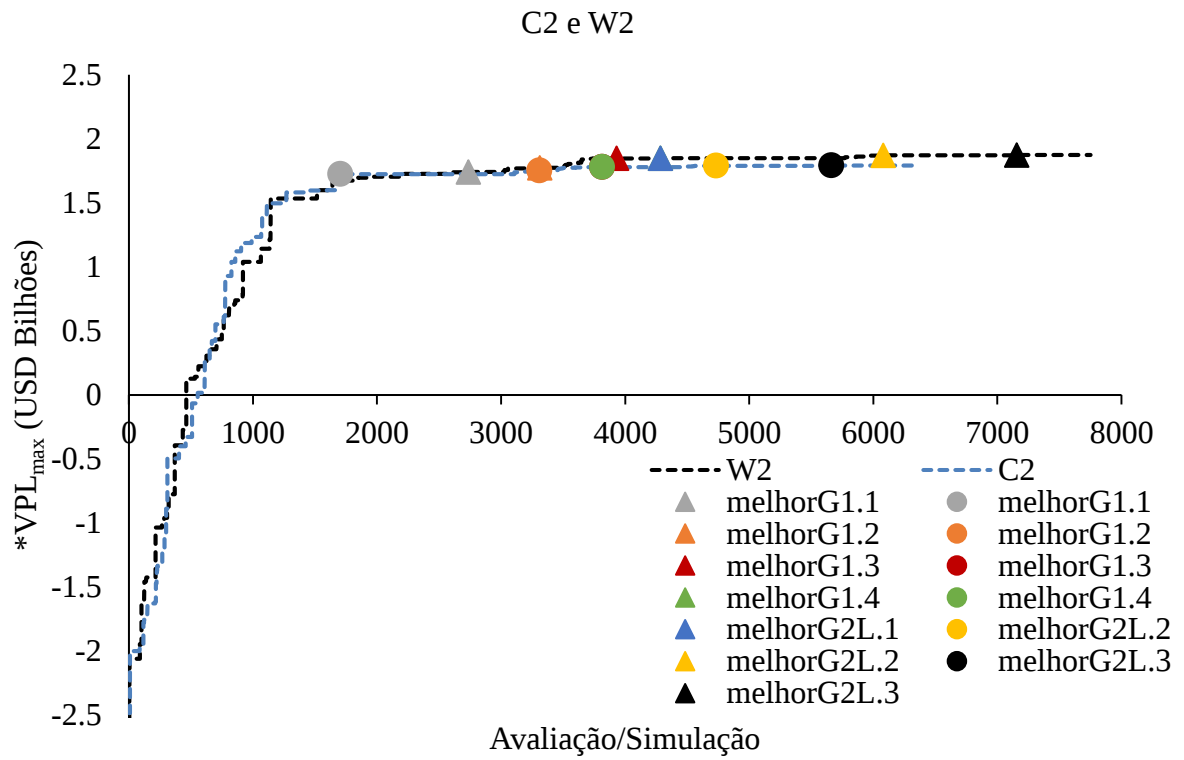


Figura 6-21: $*VPL_{\max}$ durante a otimização de G1 e G2L para as estratégias C2 e W2.

Onde: * presença do indicador econômico do campo ajustado nas fases G1.1 e 2.

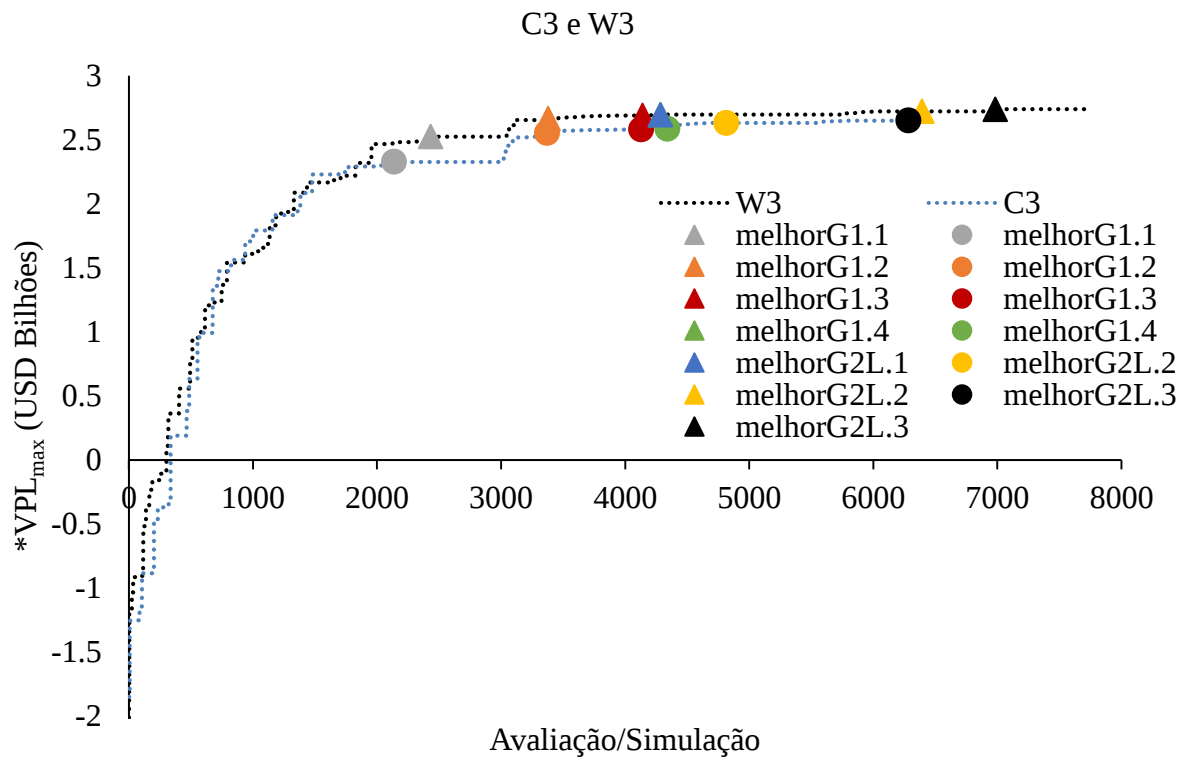


Figura 6-22: $*VPL_{\max}$ durante a otimização de G1 e G2L para as estratégias C3 e W3.

Onde: * presença do indicador econômico do campo ajustado nas fases G1.1 e 2.

A evolução de $*VPL_{max}$ durante o processo de otimização da produção, destaca-se pela proximidade no início de G1 e pequeno afastamento em G2L entre as estratégias de CIWG e WAG. Logo, reforça o baixo impacto do CAPEX adicional contabilizado aos injetores WAG. Além disso, G2L não é capaz de modificar o resultado obtido a partir de G1.

Por fim, as estratégias C2, W2, C3 e W3 alcançam 3,2, 6,1, 11,0 e 6,7 % de $*VPL$ durante a otimização de G1 (partindo da estratégia final de G1.1) e 0,7, 1,4, 2,5 e 1,6 % de VPL durante a otimização de G2L, respectivamente.

As Figura 6-23 e Figura 6-24 mostram o posicionamento inicial dos poços de C2, W2, C3 e W3 após otimização de G1.1 e posições de poços candidatos para a reavaliação durante G1.2.

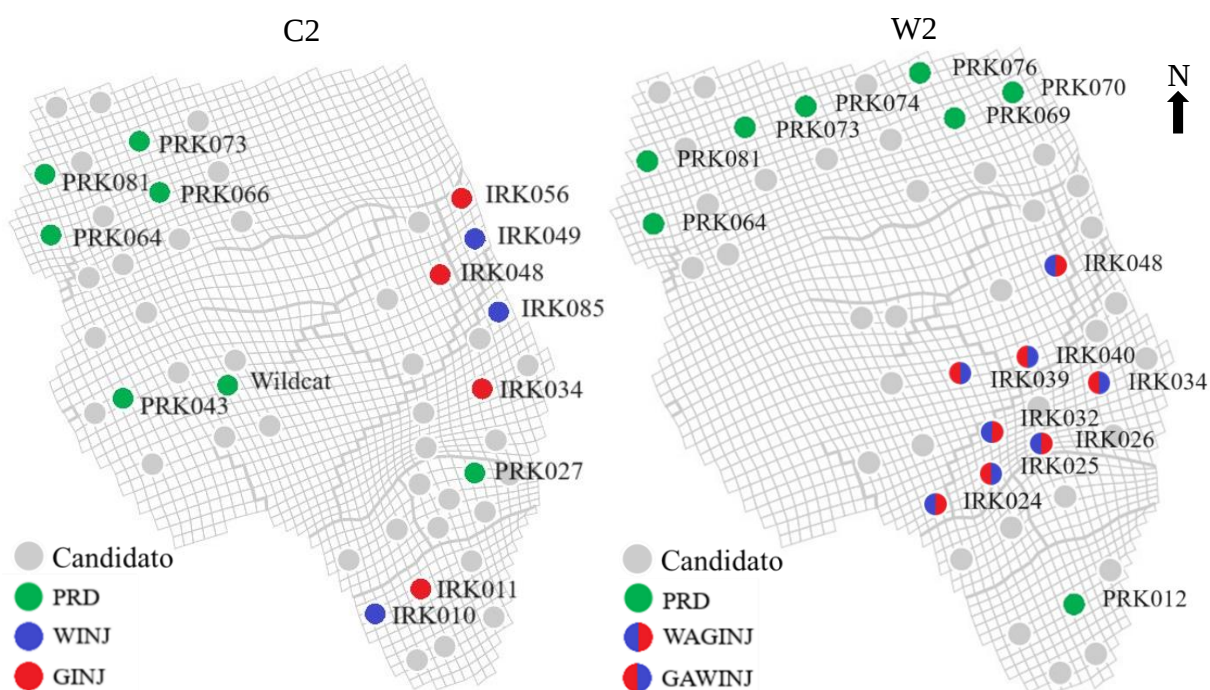


Figura 6-23: Posicionamento dos poços após otimização de G1.1 e posições candidatas para G1.2 das estratégias C2 e W2.

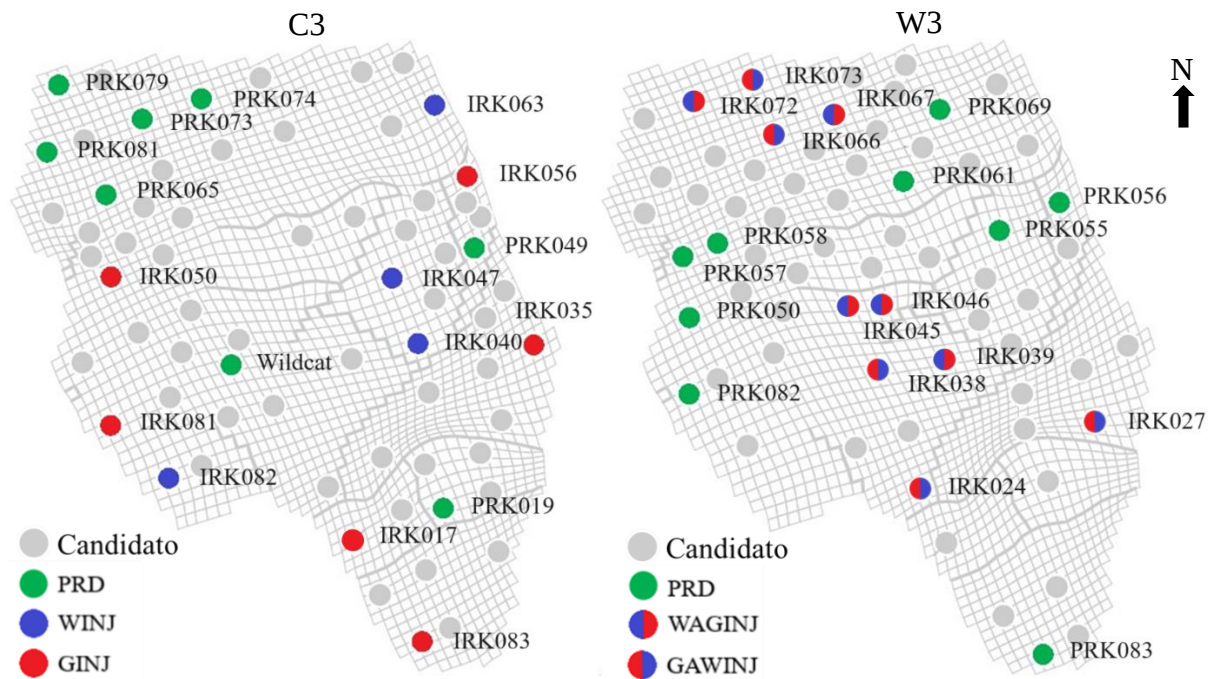


Figura 6-24: Posicionamento dos poços após otimização de G1.1 e posições candidatas para G1.2 das estratégias C3 e W3.

Destaca-se o afastamento maior entre poços produtores e injetores e a proximidade entre grupos de produtores e grupos de injetores nas estratégias C2 e W2, sugerindo a influência maior da porosidade, permeabilidade horizontal e *super-k* neste modelo de reservatório. Por outro lado, as estratégias C3 e W3 possuem poços dispersos (sentido norte/sul) e regiões periféricas. De modo que, destacam-se por distribuírem produtores e injetores de forma oposta, ou seja, enquanto em C3 os produtores tendem à distribuição sentido norte/sul, observa-se o contrário de W3. Sendo que, o mesmo ocorre para os injetores. Além do mais, ambas as estratégias C3 e W3 destacam-se pelas melhores distribuições dos poços no reservatório, assim como as estratégias de C1 e W1.

A Tabela 6-15 mostra os indicadores obtidos durante a otimização de G1.1 para as estratégias C2, W2, C3 e W3.

Tabela 6-15: Indicadores obtidos em G1.1 para as estratégias C2, W2, C3 e W3.

Indicador	C2	W2	C3	W3
Nw	14	16	18	19
Cp _L /Cp _o (m³/dia)	19.800	23.100	24.100	27.100
Cp _w (m³/dia)	7.100	9.400	6.800	10.800
Cp _G /Ci _G (m³/dia)	8.000.000	7.293.220	8.000.000	7.996.700
Ci _w (m³/dia)	15.000	20.000	18.800	24.500
ORF (%)	36,1	36,6	43,9	46,2
IEC (USD MM)	1.818,6	1.875,1	2.514,6	2.770,7
*VPL (USD MM)	1.724,2	1.740,8	2.326,7	2.524,3
Δ*VPL (%)	1,0		8,5	

Observa-se uma diferença de CAPEX (investimento em plataforma e investimento em poços) de -11,8 e -7,5 % para a estratégia C2 em relação ao W2 e C3 em relação ao W3, o que representa um CAPEX menor para as estratégias de CIWG, impulsionado pelo investimento menor em poços e plataforma.

As Figura 6-25 e Figura 6-26 mostram o posicionamento final dos poços para as estratégias C2, W2, C3 e W3 após otimização de G1.2.

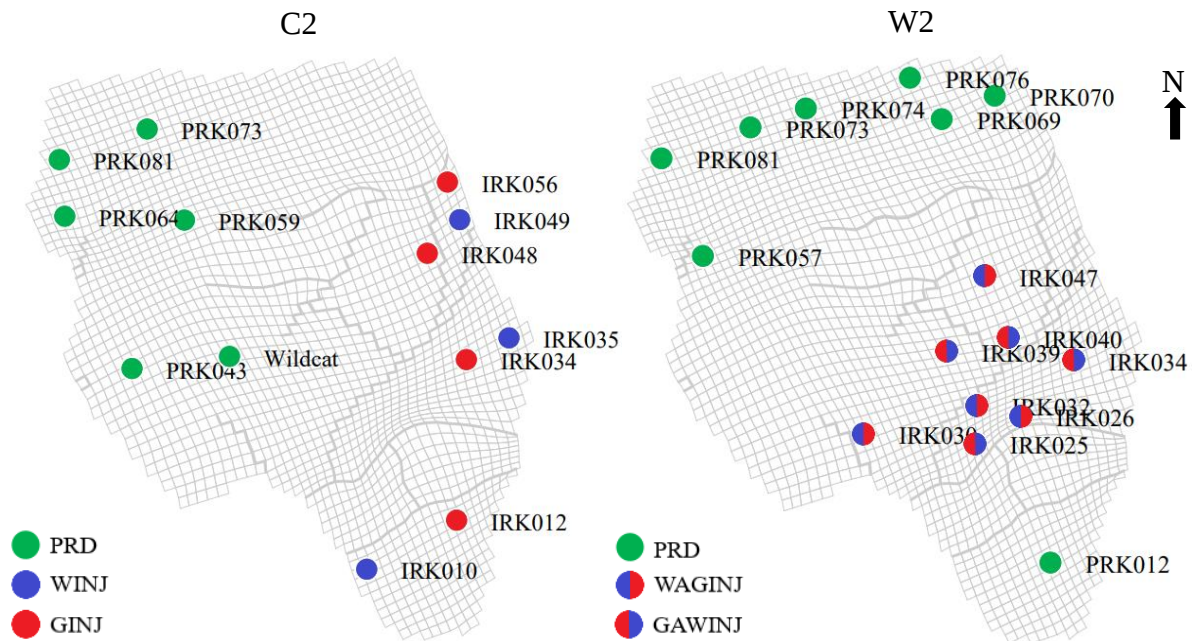


Figura 6-25: Posicionamento dos poços após otimização de G1.2 das estratégias C2 e W2.

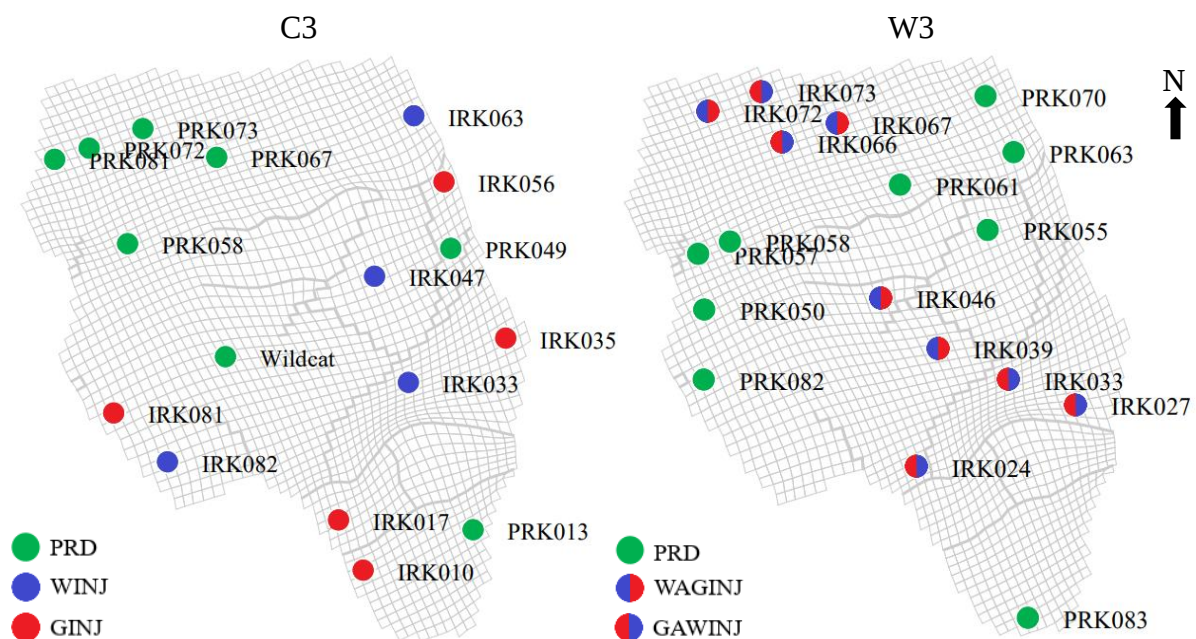


Figura 6-26: Posicionamento dos poços após otimização de G1.2 das estratégias C3 e W3.

Observa-se que as estratégias finais de C2, W2 e W3 apresentam poucas mudanças ao reavaliar as posições inicialmente selecionadas. Por outro lado, observa-se o oposto para a estratégia C3. Além do mais, 3 (PRK073, PRK081, IRK034) e 2 (PRK058 e IRK033) poços permanecem iguais entre C2 e W2, e entre C3 e W3, respectivamente.

A estratégia C2 tem a remoção de um poço produtor (PRK027) e a alteração de um poço produtor e dois poços injetores – remoção do PRK066, IRK085 e IRK011 e inclusão do PRK059, IRK035 e IRK012, respectivamente. Já a estratégia W2 tem a alteração de um poço produtor e dois poços injetores – remoção do PRK064, IRK024 e IRK048 e inclusão do PRK057, IRK030 e IRK47, respectivamente.

A estratégia C3 tem a remoção de um poço injetor de gás (IRK050) e a alteração de quatro poços produtores e dois poços injetores – remoção do PRK074, PRK079, PRK065, PRK019, IRK040 e IRK083 e inclusão do PRK067, PRK072, PRK058, PRK013, IRK033 e IRK010, respectivamente. Já a estratégia W3 tem a remoção de um poço injetor (IRK038) e a alteração de dois poços produtores e um poço injetor – remoção do PRK056, PRK069 e IRK045, e inclusão do PRK063, PRK070 e IRK033, respectivamente.

A Tabela 6-16 mostra os indicadores obtidos durante a otimização de G1.2 para as estratégias C2, W2, C3 e W3.

Tabela 6-16: Indicadores obtidos em G1.2 para as estratégias C2, W2, C3 e W3.

Indicador	C2	W2	C3	W3
Nw	13	16	17	18
C _{PL} /C _{PO} (m³/dia)	17.600	23.100	24.100	27.100
C _{PW} (m³/dia)	6.500	10.700	8.500	14.700
C _{PG} /C _{IG} (m³/dia)	8.000.000	7.434.500	8.000.000	7.996.780
C _{IW} (m³/dia)	14.900	20.000	19.140	24.500
ORF (%)	36,0	37,7	45,8	47,7
IEC (USD MM)	1.846,2	1.907,9	2.740,1	2.910,6
*VPL (USD MM)	1.751,7	1.773,5	2.552,1	2.664,2
Δ^*_{VPL} (%)	1,2		4,4	

Observa-se uma diferença de CAPEX (investimento em plataforma e investimento em poços) de -18,9 e -7,9 % para a estratégia C2 em relação ao W2 e C3 em relação ao W3, o que representa um CAPEX ainda menor para as estratégias C2, impulsionado pelo investimento menor em poços, resultante da remoção de um poço em tal estratégia, e C3 impulsionado pelo investimento menor em plataforma, visto que ambas as estratégias (C3 e W3) alcançam a remoção de um poço.

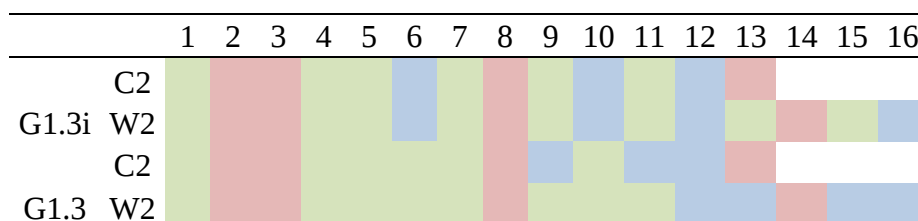
Por fim, as estratégias C2, W2, C3 e W3 alcançam na fase G1.2 em relação a fase G1.1, 1,6, 1,9, 9,7 e 5,5 % de *VPL, respectivamente.

As Tabela 6-17, Tabela 6-18, Tabela 6-19 e Tabela 6-20 mostram a sequência de abertura dos poços para estratégias C2, W2, C3 e W3 após definição de G1.3i e otimização de G1.3.

Tabela 6-17: sequência de abertura dos poços obtidos em G1.3i e G1.3 para as estratégias C2 e W2.

Sequência	G1.3i		G1.3	
	C2	W2	C2	W2
1	PRK064	PRK081	Wildcat	PRK081
2	IRK056	IRK040	IRK056	IRK025
3	IRK048	IRK039	IRK048	IRK039
4	PRK081	PRK057	PRK059	PRK057
5	IRK049	PRK073	PRK081	PRK070
6	PRK073	IRK030	PRK064	PRK074
7	PRK043	PRK074	PRK043	PRK012
8	IRK012	IRK025	IRK012	IRK040
9	Wildcat	PRK012	IRK035	PRK069
10	IRK035	IRK032	PRK073	PRK076
11	PRK059	PRK070	IRK010	PRK073
12	IRK010	IRK026	IRK049	IRK032
13	IRK034	PRK076	IRK034	IRK030
14		IRK034		IRK034
15		PRK069		IRK026
16		IRK047		IRK047

Tabela 6-18: Diagrama cromático da sequência de abertura dos poços obtidos em G1.3i e G1.3 para as estratégias C2 e W2.



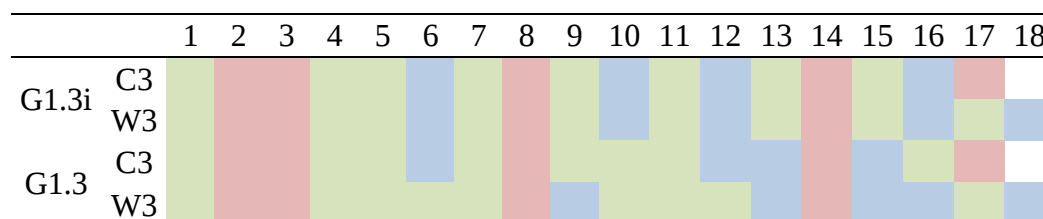
Onde: verde – produtor, vermelho – injetor de gás/1º banco gás, e azul – injetor de água/1º banco água.

Tabela 6-19: Sequência de abertura dos poços obtidos em G1.3i e G1.3 para as estratégias C3 e W3.

Sequência	G1.3i		G1.3	
	C3	W3	C3	W3
1	PRK072	PRK063	Wildcat	PRK063
2	IRK081	IRK066	IRK056	IRK027
3	IRK056	IRK073	IRK081	IRK024
4	PRK081	PRK082	PRK072	PRK057
5	PRK058	PRK083	PRK058	PRK070
6	IRK082	IRK039	IRK033	PRK083
7	PRK073	PRK050	PRK081	PRK050
8	IRK035	IRK024	IRK017	IRK073
9	PRK013	PRK058	PRK067	IRK033
10	IRK033	IRK072	PRK013	PRK058

11	PRK067	PRK055	PRK049	PRK082
12	IRK063	IRK033	IRK047	PRK061
13	Wildcat	PRK070	IRK063	IRK039
14	IRK017	IRK027	IRK035	IRK066
15	PRK049	PRK057	IRK082	IRK067
16	IRK047	IRK046	PRK073	IRK046
17	IRK010	PRK061	IRK010	PRK055
18		IRK067		IRK072

Tabela 6-20: Diagrama cromático da sequência de abertura dos poços obtidos em G1.3i e G1.3 para as estratégias C3 e W3.



Onde: verde – produtor, vermelho – injetor de gás/1º banco gás, e azul – injetor de água/1º banco água.

Observam-se sequências de abertura de poços distintas entre G1.3i e G1.3 das estratégias C2, W2, C3 e W3. Observa-se também que, G1.3 leva a priorização de abertura de produtores ao invés de injetores de água ou 1º banco água em todas as estratégias, à exceção da presença do IRK033 na estratégia C3. O mesmo é um poço injetor de água próximo ao 1º produtor aberto (Wildcat). Já as posições candidatas para avaliação de injetores de gás ou 1º banco gás atendem a reciclagem do mesmo para todas as estratégias.

As Tabela 6-21 e Tabela 6-22 mostram os indicadores obtidos durante a definição de G1.3i e otimização de G1.3 para as estratégias C2, W2, C3 e W3.

Tabela 6-21: Indicadores obtidos em G1.3i e G1.3 para as estratégias C2 e W2.

Indicador	G1.3i		G1.3	
	C2	W2	C2	W2
C _{pL} /C _{pO} (m³/dia)	17.540	22.960	17.560	23.060
C _{pW} (m³/dia)	6.460	10.440	6.400	12.540
C _{pG} /C _{iG} (m³/dia)	7.999.120	7.460.340	8.000.000	8.000.000
C _{iW} (m³/dia)	15.000	20.000	15.000	20.000
ORF (%)	35,9	37,0	35,9	38,3
VPL (USD MM)	1.751,7	1.773,5	1.779,9	1.846,9
Δ _{VPL} (%)	1,2		3,8	

Tabela 6-22: Indicadores obtidos em G1.3i e G1.3 para as estratégias C3 e W3.

Indicador	G1.3i		G1.3	
	C3	W3	C3	W3
C _{PL} /C _{PO} (m³/dia)	24.020	26.780	23.380	25.720
C _{PW} (m³/dia)	8.160	14.260	8.740	14.700
C _{PG} /C _{IG} (m³/dia)	8.000.000	7.996.980	8.000.000	8.000.000
C _{IW} (m³/dia)	19.500	24.500	19.600	24.500
ORF (%)	45,4	47,8	45,9	47,9
VPL (USD MM)	2.552,1	2.664,2	2.580,8	2.691,1
Δ_{VPL} (%)	4,4		4,3	

Observa-se uma diferença de CAPEX (investimento em plataforma e investimento em poços) de -18,8 e -19,6 % para a estratégia C2 em relação ao W2 nas fases G1.3i e G1.3, respectivamente, e -7,7 e -7,3 % para a estratégia C3 em relação ao W3 em tais fases, respectivamente. Sendo que, ambas as fases alcançam redução de investimento em plataforma para as estratégias de CIWG e WAG, à exceção de W2 na fase G1.3.

A Tabela 6-24 mostra os valores de penalização do IEC para as estratégias C2, W2, C3 e W3, que passam a ser representadas pelo *VPL nas fases G1.1 e 2 devido ao decréscimo de VPL resultante do atraso de produção impulsionado pela sequência de abertura de poços.

Tabela 6-23: Valores de penalização de IEC para as estratégias C2, W2, C3 e W3.

	C2	W2	C3	W3
$\Delta_{IEC,VPL}$ (USD MM)	94,4	134,4	187,9	246,4

Por fim, as estratégias C2, W2, C3 e W3 alcançam na fase G1.3 em relação a fase G1.3i, 1,6, 4,1, 1,1 e 1,0 % de VPL, respectivamente.

A Tabela 6-24 mostra a capacidade de processamento/injeção da plataforma para as estratégias C2, W2, C3 e W3 após otimização de G1.4.

Tabela 6-24: G1.4 para as estratégias C2, W2, C3 e W3.

Capacidade da plataforma	C2*	W2	C3	W3
C _{PL} /C _{PO} (m³/day)	17.580	22.967	22.967	25.669
C _{PW} (m³/day)	6.400	11.088	8.624	12.936
C _{PG} /C _{IG} (m³/day)	8.000.000	8.000.000	7.840.000	7.840.000
C _{IW} (m³/day)	15.000	20.825	19.600	24.500
ORF (%)	35,9	38,4	46,0	47,7
VPL (USD MM)	1.751,7	1.847,4	2.584,8	2.695,4
Δ_{VPL} (%)	5,5		4,3	

Onde: * mantém-se os valores obtidos pela máxima vazão prevista para cada fluido da plataforma em G1.3, visto que G1.4 não obtém uma solução superior a fase G1.3.

Observa-se que a estratégia C2 não apresentou ganhos com a otimização da capacidade de processamento/injeção da plataforma. Com isso, definiu-se que os valores obtidos pela máxima vazão prevista para cada fluido da plataforma durante G1.3 permaneceriam inalterados.

Para as estratégias C2 e W2, destacam-se as diferenças de 30,6, 73,3 e 38,8 % para a capacidade de produção de líquido/óleo (devido a diferença de 2 produtores entre elas), e capacidade de produção e injeção de água, respectivamente. Por outro lado, observa-se iguais capacidades de produção/injeção de gás. Já as estratégias C3 e W3, assim como observado nas estratégias anteriores, destacam-se pelas diferenças de 11,8, 50,0 e 25,0 % para a capacidade de produção de líquido/óleo (devido a diferença de 1 produtor entre elas), e capacidade de produção e injeção de água, respectivamente. Mantendo-se iguais capacidades de produção/injeção de gás.

Aliás, a diferença de CAPEX (investimento em plataforma e investimento em poços) é estabelecida em -19,3 e -7,4 % para a estratégia C2 em relação ao W2 e C3 em relação ao W3, o que representa a variação de investimento de 0,3 e -0,1 % em relação a fase G1.3.

Por fim, as estratégias W2, C3 e W3 alcançam na fase G1.4 em relação a fase G1.3, menos de 0,1, 0,2 e 0,2 % de VPL, respectivamente.

A Figura 6-27 mostra a duração de meio ciclo WAG para a estratégia W2 e W3 após otimização de G2L.1.

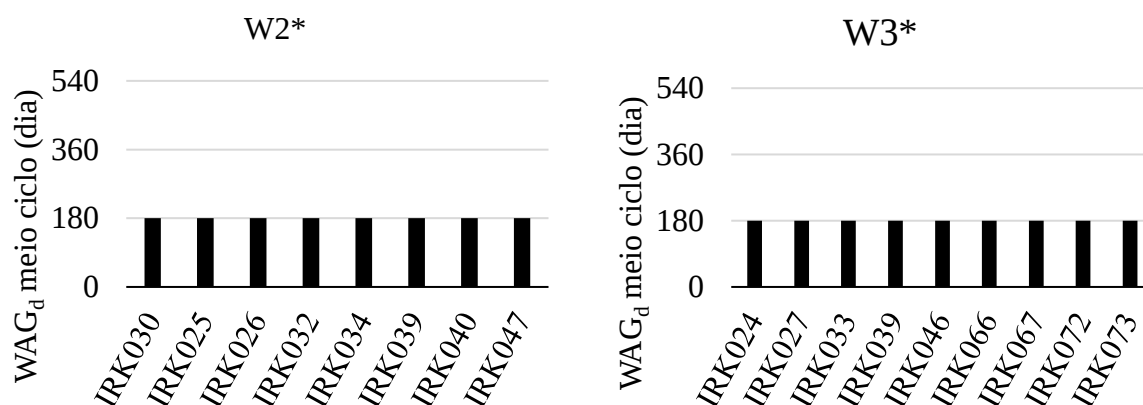


Figura 6-27: G2L.1 para a estratégia W2 e W3.

Onde: * mantém-se o valor previamente fixado durante a otimização de G1, visto que G2L.1 não obtém uma solução superior a fase G1.4.

Observa-se que a duração de meio ciclo WAG das estratégias W2 e W3 permanecem em 180 dias, valor previamente fixado durante a otimização de G1. Com isso, verifica-se a baixa relevância da duração de meio ciclo WAG para as estratégias W2 e W3, o que sugere o direcionamento de G1 a partir de valores de ciclos previamente fixados.

As Figura 6-28 e Figura 6-29 mostram o limite de razão gás/óleo para as estratégias C2, W2, C3 e W3 após otimização de G2L.2.

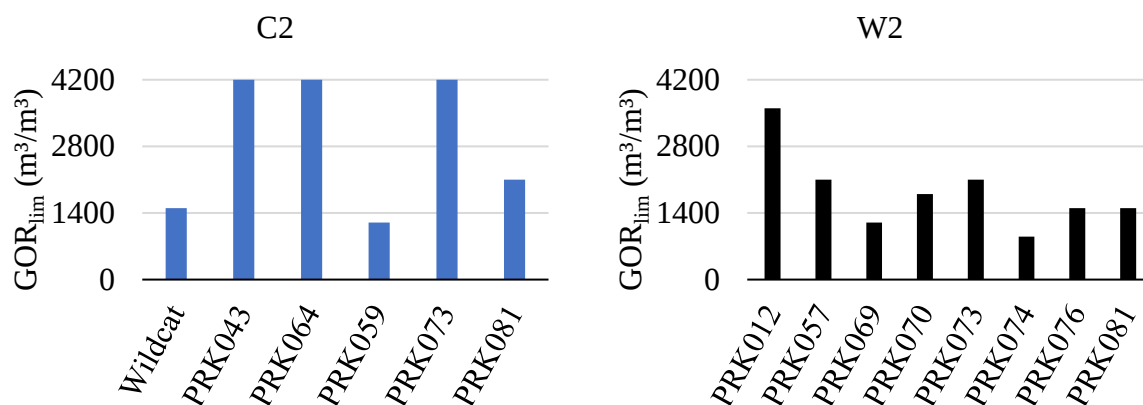


Figura 6-28: G2L.2 para as estratégias C2 e W2.

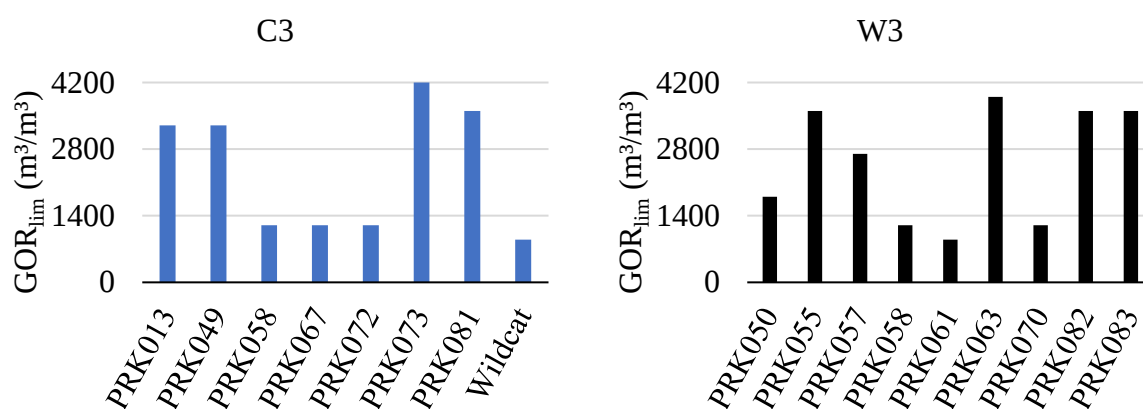


Figura 6-29: G2L.2 para as estratégias C3 e W3.

Observa-se que, as estratégias C2, W2, C3 e W3 apresentam GOR_{lim} médio de 2.900, 1.838, 2.363 e 2.500 m³/m³, respectivamente. Além do mais, destacam-se os GOR_{lim} menores dos poços produtores PRK059 da estratégia C2 (1.200 m³/m³), PRK069 e PRK047 da estratégia W2 (1.200 e 900 m³/m³, respectivamente), Wildcat, PRK058, PRK067 e PRK072 da estratégia C3 (1.200, 1.200, 1.200 e 900 m³/m³, respectivamente), e PRK058, PRK061 e PRK070 da estratégia W3 (1.200, 900 e 1.200 m³/m³, respectivamente).

Com isso, alcançam-se aumento de VPL e varrido de óleo do reservatório (Tabela 6-25) para todas as estratégias (C2, W2, C3 e W3) através do aumento de produção de óleo dos demais poços produtores.

Tabela 6-25: Indicadores de G2L.2 para as estratégias C2, W2, C3 e W3.

Indicador	C2	W2	C3	W3
ORF (%)	36,5	39,1	48,0	50,0
VPL (USD MM)	1.789,9	1.870,3	2.631,2	2.722,1
Δ_{VPL} (%)	4,5		3,5	

Por fim, as estratégias C2, W2, C3 e W3 alcançam a diferença de 0,6, 1,2, 1,8 e 1,0 % de VPL na fase G2L.2 em relação as fases G1.4, G2L.1, G1.4 e G2L.1, respectivamente.

As Figura 6-30 e Figura 6-31 mostram os pesos de vazão de líquido usados pelo método GUIDE durante a priorização e distribuição de vazões entre os poços das estratégias C2, W2, C3 e W3 após otimização de G2L.3-GUIDE.

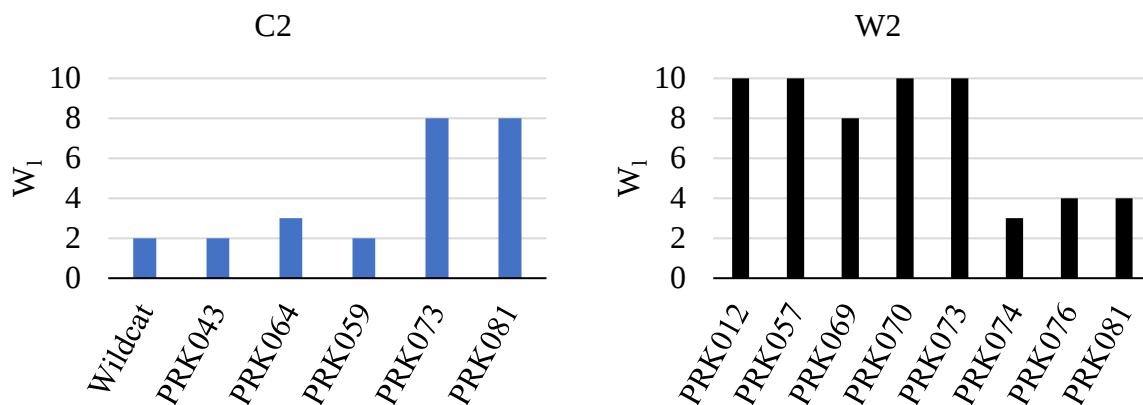


Figura 6-30: G2L.3-GUIDE para as estratégias C2 e W2.

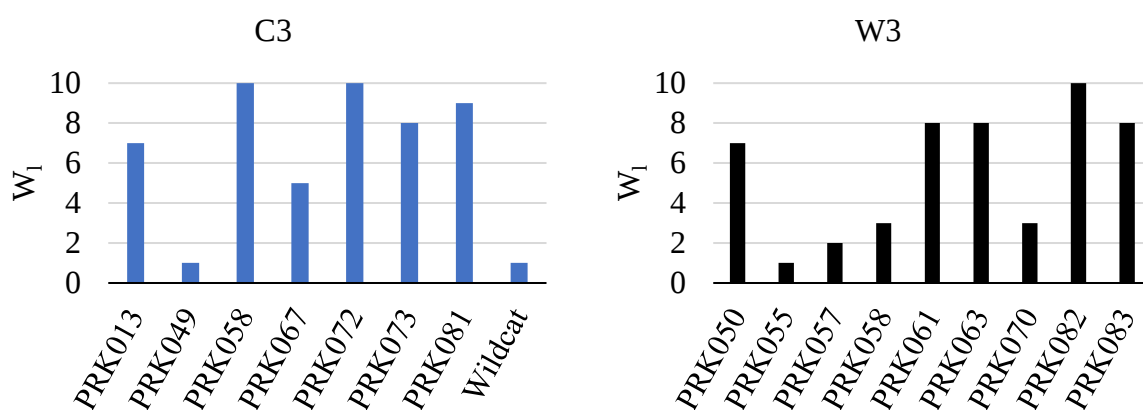


Figura 6-31: G2L.3-GUIDE para as estratégias C3 e W3.

Destaca-se o aumento de VPL a partir do controle de fluidos indesejados dos poços Wildcat, PRK043 e PRK059 (todos com peso 2 na distribuição de vazão de líquido) para a estratégia C1, do melhor gerenciamento dos poços em benefício do PRK069 para a estratégia W1, do melhor gerenciamento dos poços Wildcat e PRK049 (ambos com peso 1 na distribuição de vazão de líquido) prolongando o tempo de produção deles para a estratégia C3 e do melhor controle de fluidos indesejados dos poços PRK055 e PRK057 (pesos 1 e 2 na distribuição de vazão de líquido, respectivamente) para a estratégia W3. Com isso, todas as estratégias alcançam aumento de VPL e varridos de óleo do reservatório (Tabela 6-26) a partir do aumento de produção de óleo dos demais poços.

Tabela 6-26: Indicadores de G2L.3-GUIDE para as estratégias C2, W2, C3 e W3.

Indicador	C2	W2	C3	W3
ORF (%)	36,6	39,3	48,2	50,1
VPL (USD MM)	1.791,7	1.872,9	2.650,0	2.738,3
Δ_{VPL} (%)	4,5		3,3	

As Figura 6-32, Figura 6-33, Figura 6-34 e Figura 6-35 permitem a melhor compreensão da análise anterior a partir da comparação entre G2L.3-GUIDE e G2L.2.

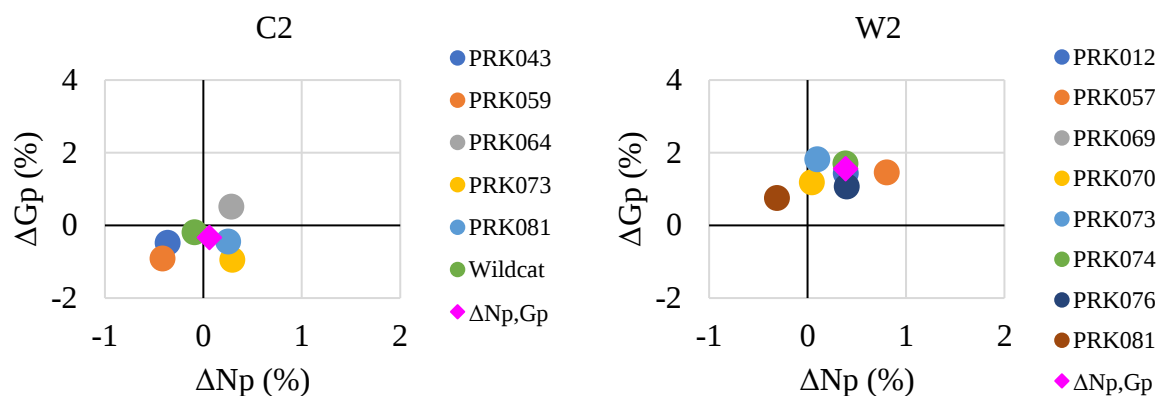


Figura 6-32: Diferença entre as fases G2L.3-GUIDE e G2L.2 a partir do gráfico cruzado de ΔNp vs. ΔGp para as estratégias C2 e W2.

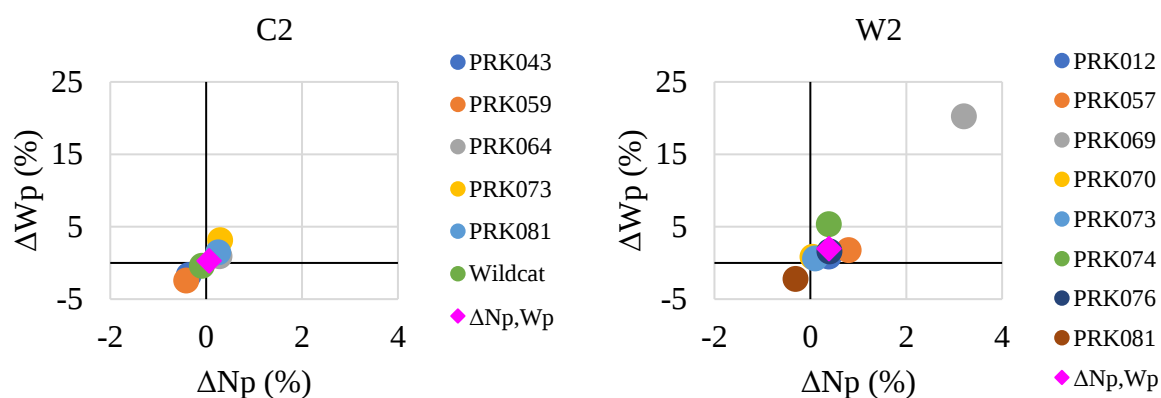


Figura 6-33: Diferença entre as fases G2L.3-GUIDE e G2L.2 a partir do gráfico cruzado de ΔNp vs. ΔWp para as estratégias C2 e W2.

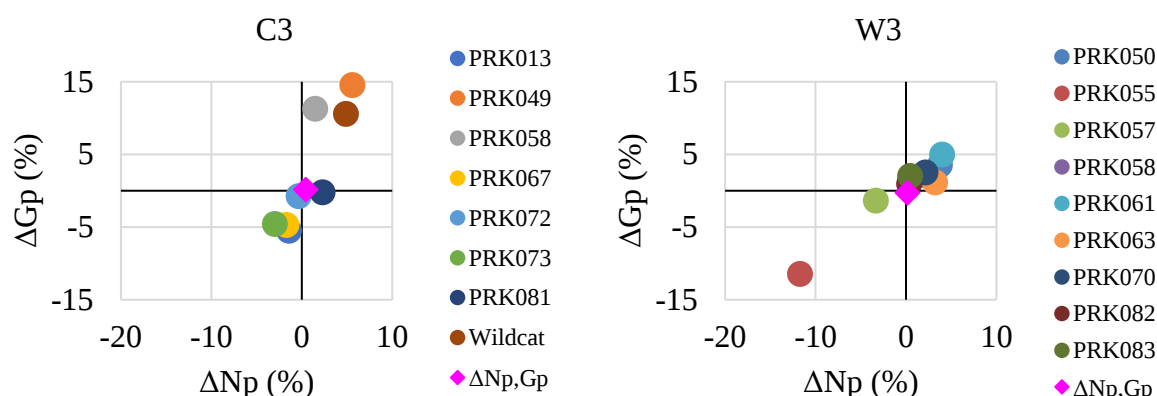


Figura 6-34: Diferença entre as fases G2L.3-GUIDE e G2L.2 a partir do gráfico cruzado de ΔNp vs. ΔGp para as estratégias C3 e W3.

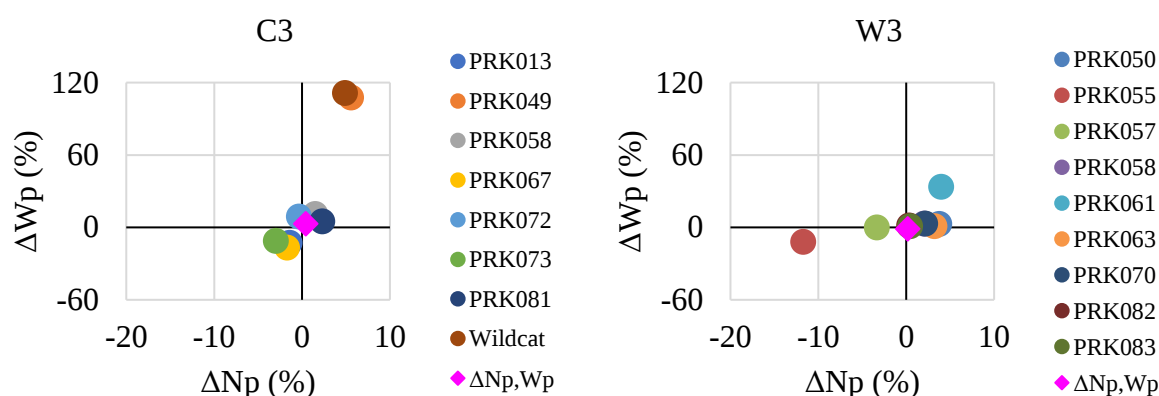


Figura 6-35: Diferença entre as fases G2L.3-GUIDE e G2L.2 a partir do gráfico cruzado de ΔNp vs. ΔWp para as estratégias C3 e W3.

Com isso, as estratégias C2, W2, C3 e W3 alcançam a diferença de 0,1, 0,1, 0,7 e 0,6 % de VPL na fase G2L.3-GUIDE em relação a fase G2L.2, respectivamente.

A Tabela 6-27 mostra os pesos de vazão de óleo, gás e água usados pelo método INGUIDE durante a priorização e distribuição de vazões de fluidos das estratégias C2, W2, C3 e W3 após otimização de G2L.3-INGUIDE.

Tabela 6-27: Indicadores de G2L.3-INGUIDE para as estratégias C2, W2, C3 e W3.

Variável	C2	W2	C3	W3
W_o	2,5	1,0	100,0	100,0
W_g	0,01	0,01	0,00001	0,01
W_w	7,5	1,0	10.000	100,0
ORF (%)	36,5	30,5	48,1	50,1
VPL (USD MM)	1.790,8	1.639,5	2.643,1	2.737,0
Δ_{VPL} (%)	-8,4		3,6	

Com isso, as estratégias C2, W2, C3 e W3 alcançam a diferença de VPL de menos de 0,1, -12,3, 0,4 e 0,5 % na fase G2L.3-INGUIDE em relação a fase G2L.2, respectivamente.

Por fim, observa-se que a fase G2L.3-GUIDE apresenta melhor desempenho que a fase G2L.3-INGUIDE para todas as estratégias (C2, W2, C3 e W3). Logo, considera-se apenas o método GUIDE.

6.3.2 Otimização cruzada de G2L para G1 das estratégias CIWG e WAG

As Figura 6-36 e Figura 6-37 mostram a função objetivo representada pelos valores máximos obtidos durante o processo de otimização da produção para a seleção das estratégias de produção de WC2⁹, CW2¹⁰, WC3¹¹ e CW3¹². Além de compará-las as estratégias especializadas C2, W2, C3 e W3.

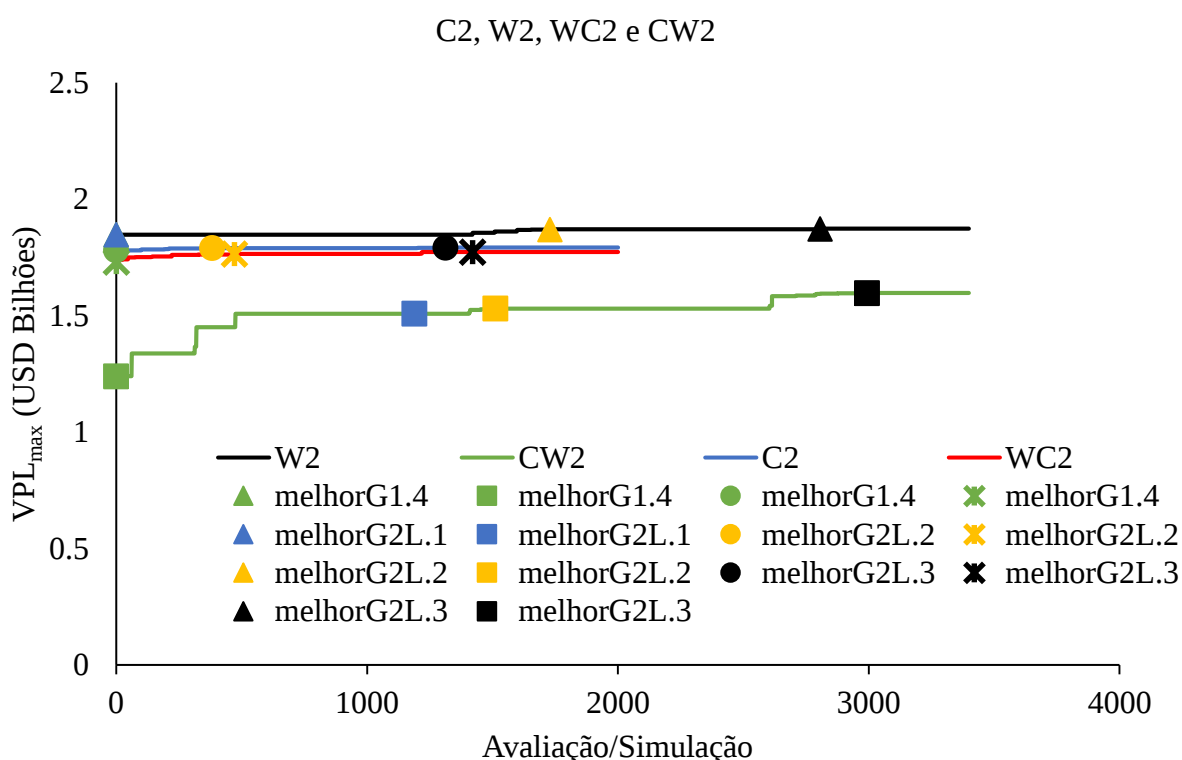


Figura 6-36: $VPL_{\max}$ durante a otimização de G2L para estratégias C2, W2, WC2 e CW2.

⁹ WC2 – estratégia de produção do CR2 para CIWG considerando G1 otimizado para WAG e otimização cruzada de G2L

¹⁰ CW2 – estratégia de produção do CR2 para WAG considerando G1 otimizado para CIWG e otimização cruzada de G2L

¹¹ WC3 – estratégia de produção do CR3 para CIWG considerando G1 otimizado para WAG e otimização cruzada de G2L

¹² CW3 – estratégia de produção do CR3 para WAG considerando G1 otimizado para CIWG e otimização cruzada de G2L

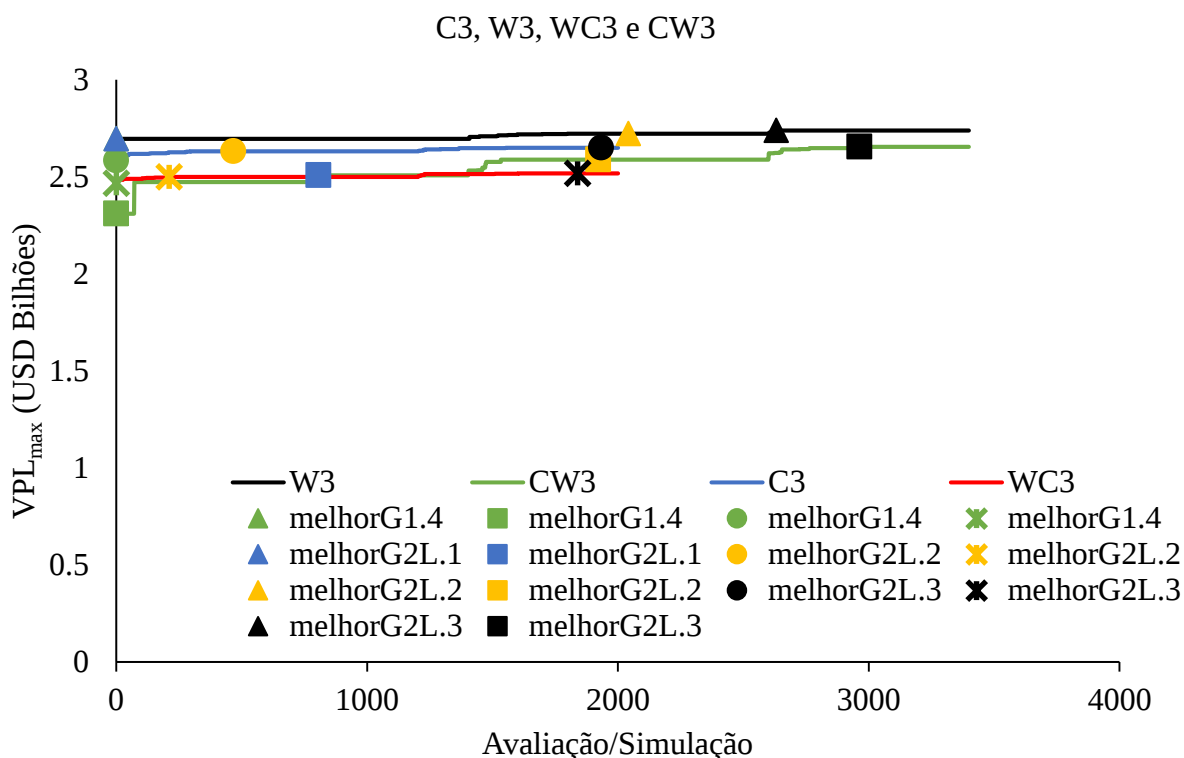


Figura 6-37: VPL_{max} durante a otimização de G2L para estratégias C3, W3, WC3 e CW3.

Observa-se o decréscimo de VPL para a estratégia CW2 em relação a estratégia C2 (diferença de -10,9 %), o que sugere a inflexibilidade de G2L do WAG ao considerar um cenário pessimista em termos de geologia, reservatório e operacional. Já a estratégia WC2 em relação a estratégia W2 mantém a inflexibilidade de G2L de CIWG (diferença de -5,3 %).

Destaca-se o aumento de VPL, ainda que pouco expressivo, para a estratégia CW3 em relação a estratégia C3 (diferença de 0,2 %), o que sugere a flexibilidade de G2L do método WAG. Por outro lado, observa-se o oposto para a estratégia WC3 em relação a estratégia W3 (diferença de -8,1 %).

Destaca-se também o decréscimo de VPL para as estratégias WC2, CW2, WC3 e CW3 em relação as estratégias C2, W2, C3 e W3 (diferença de -1,0, -14,7, -5,0 e -3,1 %), respectivamente, o que sugere à boa seleção das estratégias C2, W2, C3 e W3.

Por fim, as estratégias WC2, CW2, WC3 e CW3 alcançam 2,4, 27,5, 2,1 e 14,3 % de VPL durante a otimização de G2L, respectivamente. Assim, destacam-se as maiores diferenças de VPL para as estratégias do método WAG.

A Figura 6-38 mostra a duração de meio ciclo WAG para a estratégia CW2 e CW3 após otimização de G2L.1.

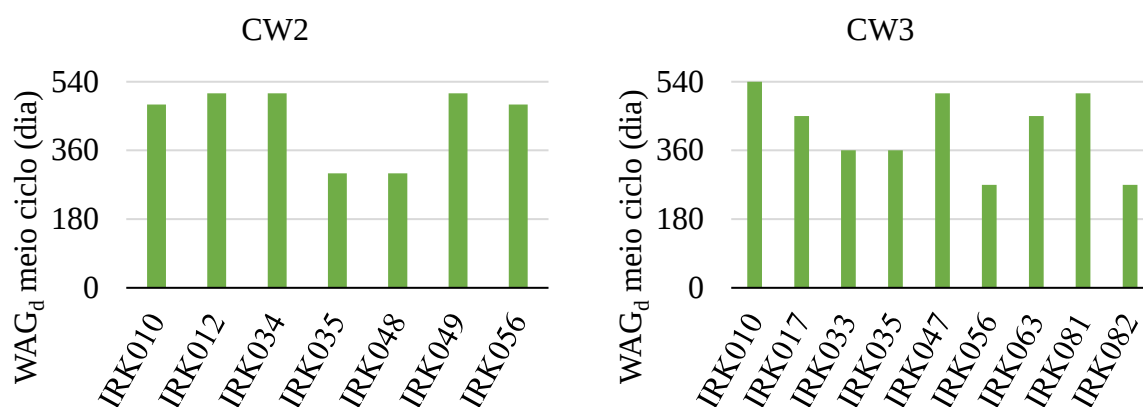


Figura 6-38: G2L.1 para a estratégia CW2 e CW3.

Observa-se que, as estratégias CW2 e CW3 convergem para meio ciclos longos (média de 441 e 413 dias, respectivamente). Além disso, destacam-se os maiores acréscimos de VPL para as estratégias CW2 e CW3 nesta fase (diferença de 21,6 e 8,6 % em relação a fase G1.4, respectivamente).

As Figura 6-39 e Figura 6-40 mostram o comparativo do limite de razão gás/óleo para as estratégias WC2, CW2, WC3 e CW3 após otimização de G2L.2.

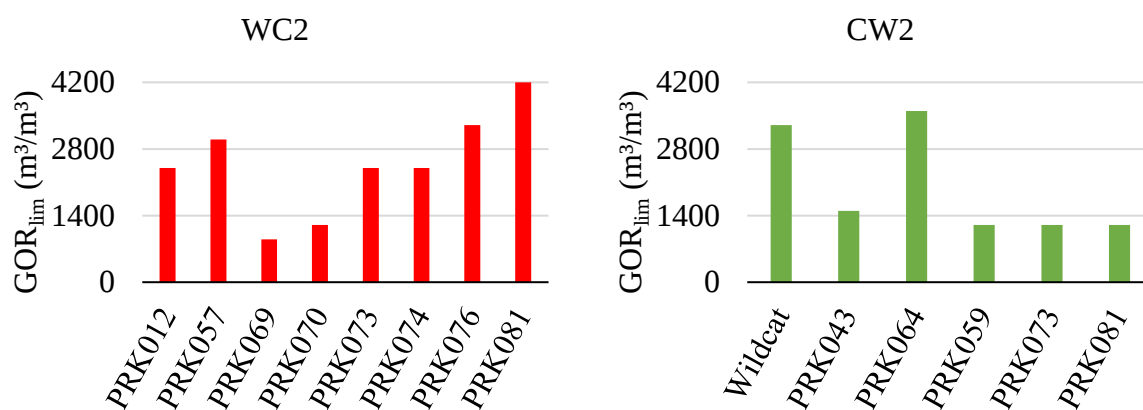


Figura 6-39: G2L.2 para as estratégias WC2 e CW2.

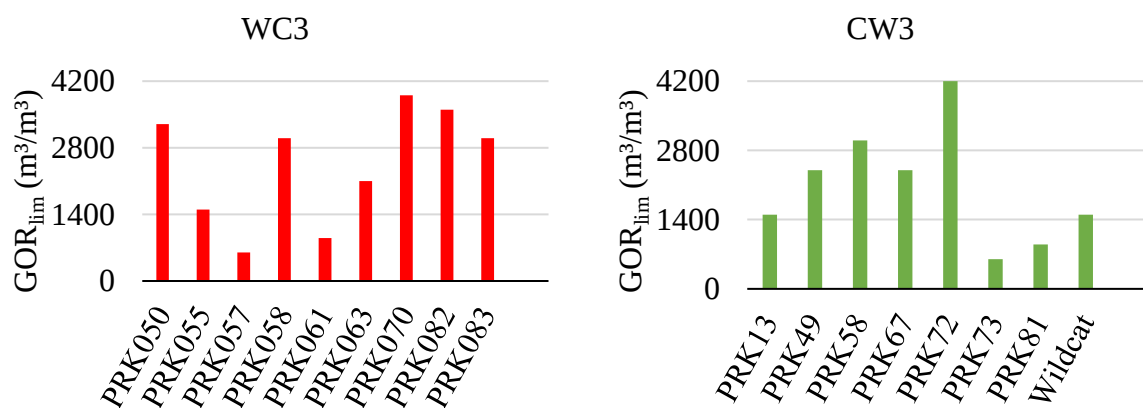


Figura 6-40: G2L.2 para as estratégias WC3 e CW3.

Observa-se que, as estratégias WC2, CW2, WC3 e CW3 apresentam GOR_{lim} médio de 2.475, 2.000, 2.433 e 2.063 m^3/m^3 , respectivamente. Além do mais, destacam-se os GOR_{lim} menores dos poços produtores PRK069 e PRK070 da estratégia WC2 (900 e 1.200 m^3/m^3 , respectivamente), PRK059, PRK073 e PRK081 da estratégia CW2 (todos com 1.200 m^3/m^3), PRK057 e PRK061 da estratégia WC3 (600 e 900 m^3/m^3 , respectivamente), e PRK073 e PRK081 da estratégia CW3 (600 e 900 m^3/m^3 , respectivamente).

Com isso, alcança-se aumento de VPL e varrido de óleo do reservatório (Tabela 6-28) para todas as estratégias (WC2, CW2, WC3 e CW3) através do aumento de produção de óleo dos demais poços produtores.

Tabela 6-28: Indicadores de G2L.2 para as estratégias WC2, CW2, WC3 e CW3.

Indicador	WC2	CW2	WC3	CW3
ORF (%)	38,0	30,9	46,5	46,0
VPL (USD MM)	1.764,6	1.529,8	2.499,4	2.588,5
Δ_{VPL} (%)		-13,3		3,6

Por fim, as estratégias WC2, CW2, WC3 e CW3 alcançam a diferença de VPL de 1,9, 1,5, 1,4 e 3,2 % na fase G2L.2 em relação as fases G1.4, G2L.1, G1.4 e G2L.1, respectivamente.

As Figura 6-41 e Figura 6-42 mostram os pesos de vazão de líquido usados pelo método GUIDE durante a priorização e distribuição de vazões entre os poços das estratégias WC2, CW2, WC3 e CW3 após otimização de G2L.3-GUIDE.

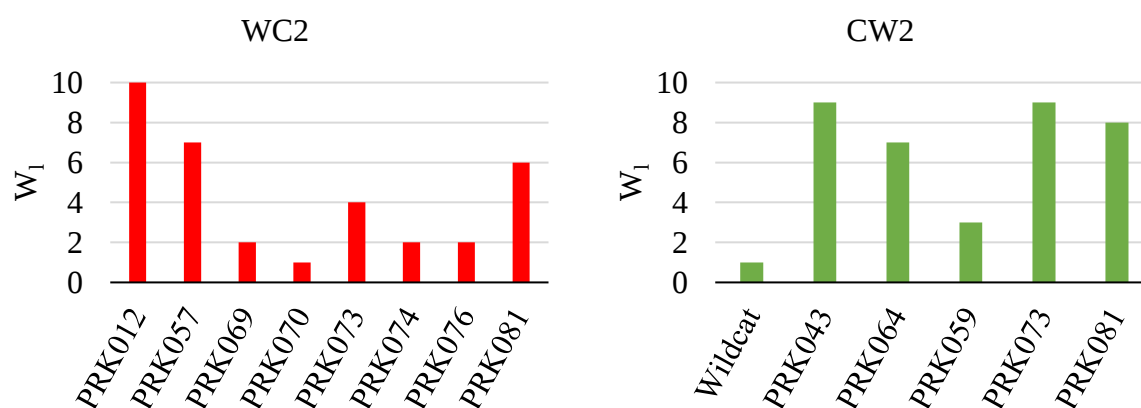


Figura 6-41: G2L.3-GUIDE para as estratégias WC2 e CW2.

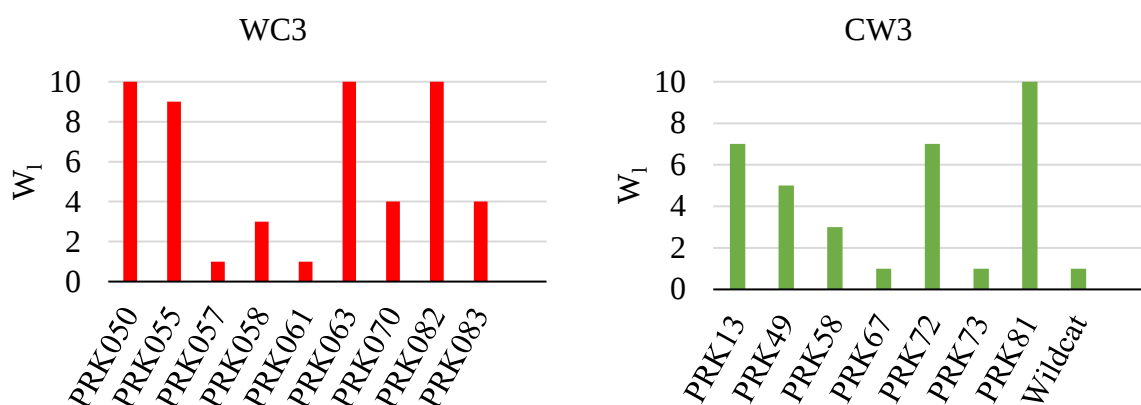


Figura 6-42: G2L.3-GUIDE para as estratégias WC3 e CW3.

Destaca-se o aumento de VPL a partir do melhor gerenciamento dos poços PRK074 e PRK076 (ambos com peso 2) em pró do poço PRK070 (também melhor gerenciado, a fim de prolongação de tempo de produção) para a estratégia WC2, dos poços Wildcat e PRK59 (ambos com peso menor que 4) para a estratégia CW2, dos poços PRK057, PRK058, PRK061, PRK070 e PRK083 (todos com peso menor que 5) para a estratégia WC3 e dos poços Wildcat, PRK058, PRK067 e PRK073 (todos com peso menor que 4) para a estratégia CW3. Com isso, em ambas as estratégias, alcança-se aumento de VPL e varridos de óleo do reservatório (Tabela 6-29) a partir do aumento de produção de óleo dos demais poços, ainda que aliado ao aumento de fluidos indesejados, há exceção das estratégias CW2 e CW3.

Tabela 6-29: Indicadores de G2L.3-GUIDE para as estratégias WC2, CW2, WC3 e CW3.

Indicador	WC2	CW2	WC3	CW3
ORF (%)	38,3	31,7	46,9	46,0
VPL (USD MM)	1.773,0	1.597,0	2.517,0	2.654,3
Δ_{VPL} (%)	-9,9		5,5	

As Figura 6-43, Figura 6-44, Figura 6-45 e Figura 6-46 permitem a melhor compreensão da análise anterior a partir da comparação entre G2L.3-GUIDE e G2L.2 em função dos gráficos cruzados que representam ΔN_p vs. ΔG_p e ΔN_p vs. ΔW_p .

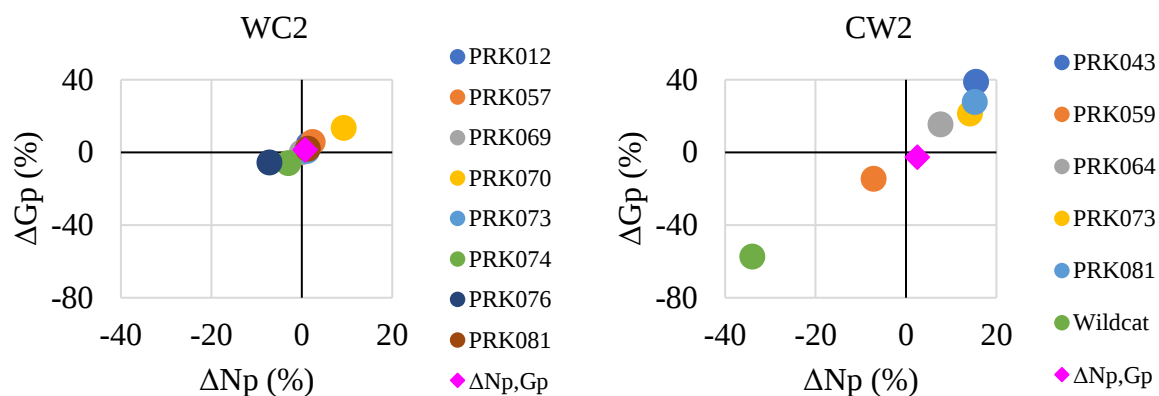


Figura 6-43: Diferença entre as fases G2L.3-GUIDE e G2L.2 a partir do gráfico cruzado de ΔNp vs. ΔGp para as estratégias WC2 e CW2.

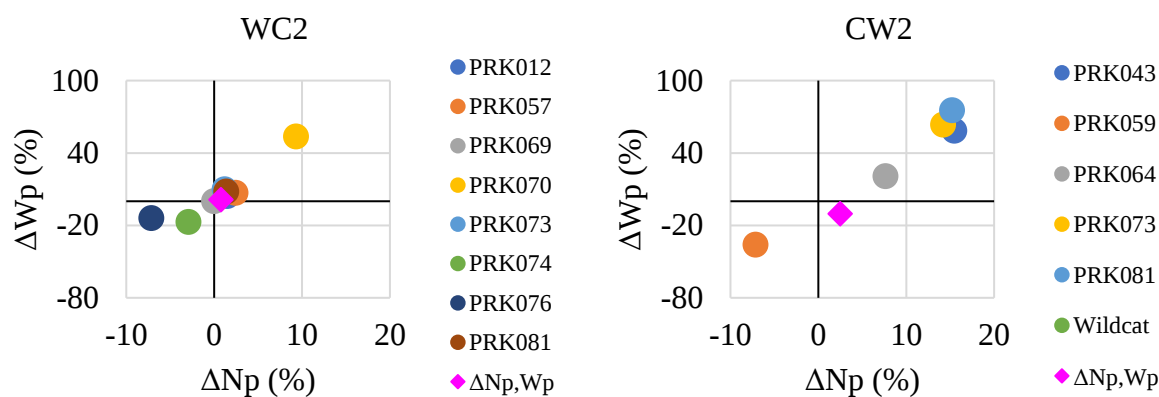


Figura 6-44: Diferença entre as fases G2L.3-GUIDE e G2L.2 a partir do gráfico cruzado de ΔNp vs. ΔWp para as estratégias WC2 e CW2.

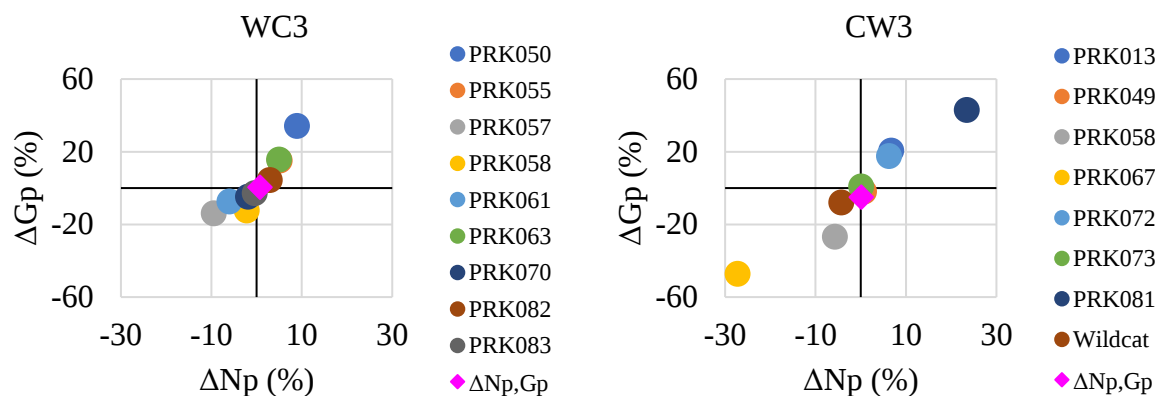


Figura 6-45: Diferença entre as fases G2L.3-GUIDE e G2L.2 a partir do gráfico cruzado de ΔNp vs. ΔGp para as estratégias WC3 e CW3.

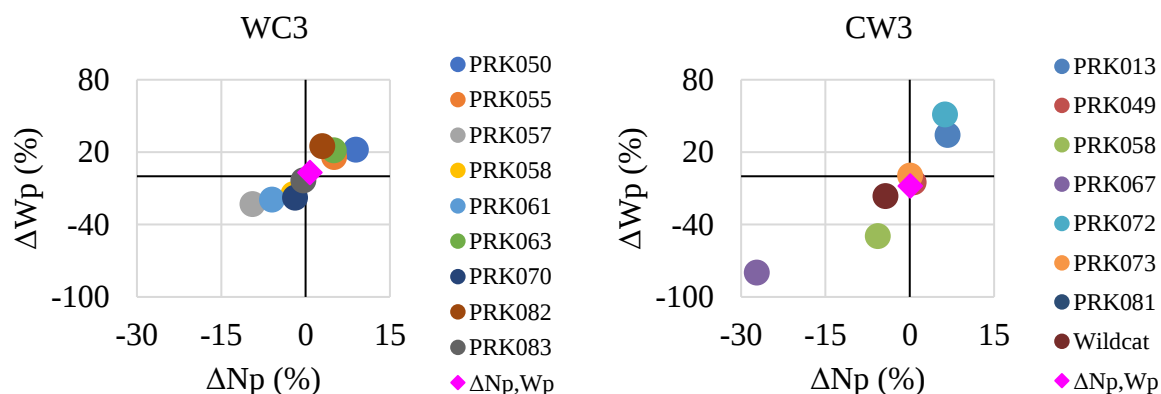


Figura 6-46: Diferença entre as fases G2L.3-GUIDE e G2L.2 a partir do gráfico cruzado de ΔNp vs. ΔWp para as estratégias WC3 e CW3.

Por fim, as estratégias WC2, CW2, WC3 e CW3 alcançam a diferença de VPL de 0,5, 4,4, 0,7 e 2,5 % na fase G2L.3-GUIDE em relação a fase G2L.2, respectivamente.

A Tabela 6-30 mostra os pesos de vazão de óleo, gás e água usados pelo método INGUIDE durante a priorização e distribuição de vazões de fluidos das estratégias WC2, CW2, WC3 e CW3 após otimização de G2L.3-INGUIDE.

Tabela 6-30: Indicadores de G2L.3-INGUIDE para as estratégias WC2 e CW2, WC3 e CW3.

Variável	WC2	CW2	WC3	CW3
W_o	10.000	10.000	1,0	2,5
W_g	0,01	0,01	0,1	0,1
W_w	1,0	2,5	1,0	2,5
ORF (%)	38,3	31,2	43,2	47,4
VPL (USD MM)	1.772,2	1.580,9	2.462,4	2.646,1
Δ_{VPL} (%)	-10,8		7,5	

Com isso, as estratégias WC2, CW2, WC3 e CW3 alcançam a diferença de VPL de 0,4, 3,3, -1,5 e 2,2 % na fase G2L.3-INGUIDE em relação a fase G2L.2, respectivamente.

Por fim, observa-se que a fase G2L.3-GUIDE apresenta melhor desempenho que a fase G2L.3-INGUIDE para todas as estratégias (WC2, CW2, WC3 e CW3). Logo, considera-se apenas o método GUIDE.

6.4 Análise de decisão

6.4.1 Comparação e seleção de estratégia de produção final

A Tabela 6-31 mostra os indicadores de produção, injeção e econômicos das estratégias de produção finais dos CR1, 2 e 3.

Tabela 6-31: Indicadores de produção, injeção e econômicos das estratégias de produção finais dos CR1, 2 e 3.

Estratégia	VPL (USD MM)	FRO (%)	Np (MM m ³)	Gp (Bilhões m ³)	Wp (MM m ³)	Wi (MM m ³)
C1	3.057,5	50,4	115,3	56,5	67,6	170,8
W1	3.056,6	52,3	119,6	53,5	67,0	171,8
WC1	2.615,0	46,8	107,0	62,2	65,3	157,8
CW1	3.183,5	53,1	121,5	53,4	58,5	166,0
C2	1.791,7	36,6	84,4	50,1	26,6	97,8
W2	1.872,9	39,3	90,6	52,8	60,1	135,8
WC2	1.773,0	38,3	88,4	50,7	63,0	135,9
CW2	1.597,0	31,7	73,2	32,5	11,3	75,9
C3	2.650,0	48,2	104,1	56,6	49,0	139,2
W3	2.738,3	50,1	108,1	57,4	73,2	167,4
WC3	2.517,0	46,9	101,1	54,1	83,2	171,7
CW3	2.654,3	46,0	99,4	37,0	30,1	118,9

Para os CR1, 2 e 3, as melhores estratégias de WAG (CW1, W2 e W3) em relação as melhores estratégias de CIWG (C1, C2 e C3) alcançam uma diferença de VPL e FRO de 4 e 2 %, respectivamente, o que demonstra o melhor retorno econômico e varrido das melhores estratégias do método WAG.

As estratégias C1, C2 e C3 (G1 e G2L de CIWG) comparadas as estratégias W1, W2 e W3 (G1 e G2L de WAG) obtém aproximadamente a mesma ou menor produção de água, o que sugere bom controle de mobilidade da água aliado ao melhor posicionamento de poços injetores de água pelo método CIWG. Por outro lado, as estratégias CW1, CW2 e CW3 (G2L de WAG aplicado ao G1 de CIWG), diminuem a produção de água em comparação as estratégias C1, C2 e C3, o que representa o melhor controle de frente de avanço da água pelo método WAG e confirma o melhor posicionamento de poços injetores de água pelo método CIWG.

As estratégias C1, C2 e C3 (G1 e G2L de CIWG) comparadas as estratégias W1, W2 e W3 (G1 e G2L de WAG) obtém aproximadamente a mesma produção de gás, o que sugere pior controle de mobilidade do gás pelo método CIWG, visto que o mesmo sugere melhor posicionamento de poços injetores de gás. Aliás, as estratégias CW1, CW2 e CW3 (G2L de WAG aplicado ao G1 de CIWG), diminuem a produção de gás em comparação as estratégias C1, C2 e C3, o que confirma o melhor controle de frente de avanço do gás pelo método WAG, e o melhor posicionamento de poços injetores de gás e o pior controle de frente de avanço do gás pelo método CIWG.

A Figura 6-47 mostra o gráfico ternário de saturação de óleo (SO), água (SW) e gás (SG) das estratégias de WAG (W1 e CW1).

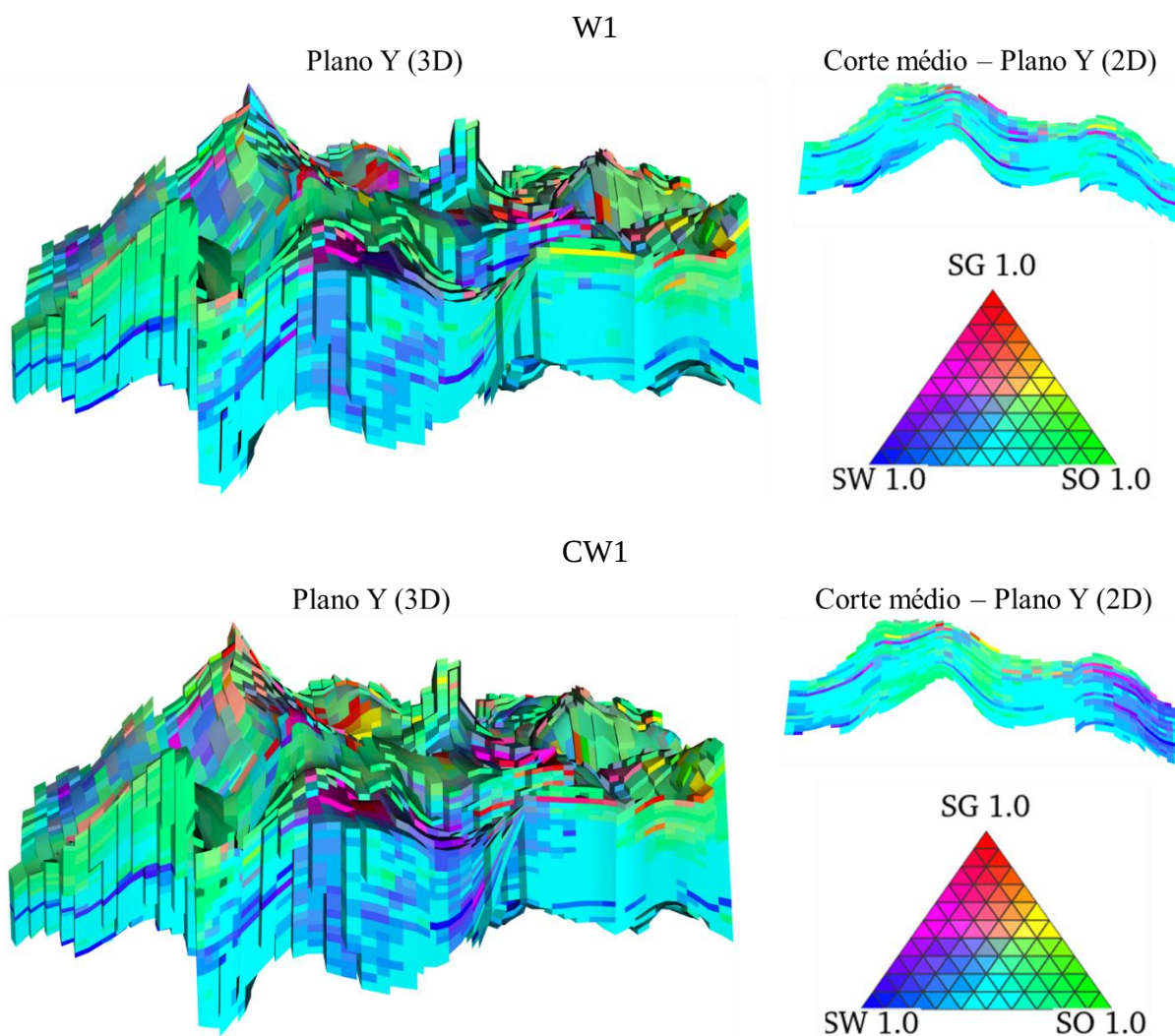


Figura 6-47: Mapa ternário de saturação de óleo, água e gás para as estratégias WAG obtidas a partir do CR1 (W1 e CW1).

Observa-se o deslocamento maior dos fluidos através da *super-k*, com presença de aprisionamento de um fluido pelo outro e deslocamento do gás exclusivamente pela região em ambas as estratégias. Destaca-se ainda o efeito de segregação gravitacional nas demais regiões do reservatório, uma vez que a água tende a base do mesmo.

A Figura 6-48 mostra o gráfico ternário de saturação de óleo (SO), água (SW) e gás (SG) das estratégias de WAG (W2 e CW2).

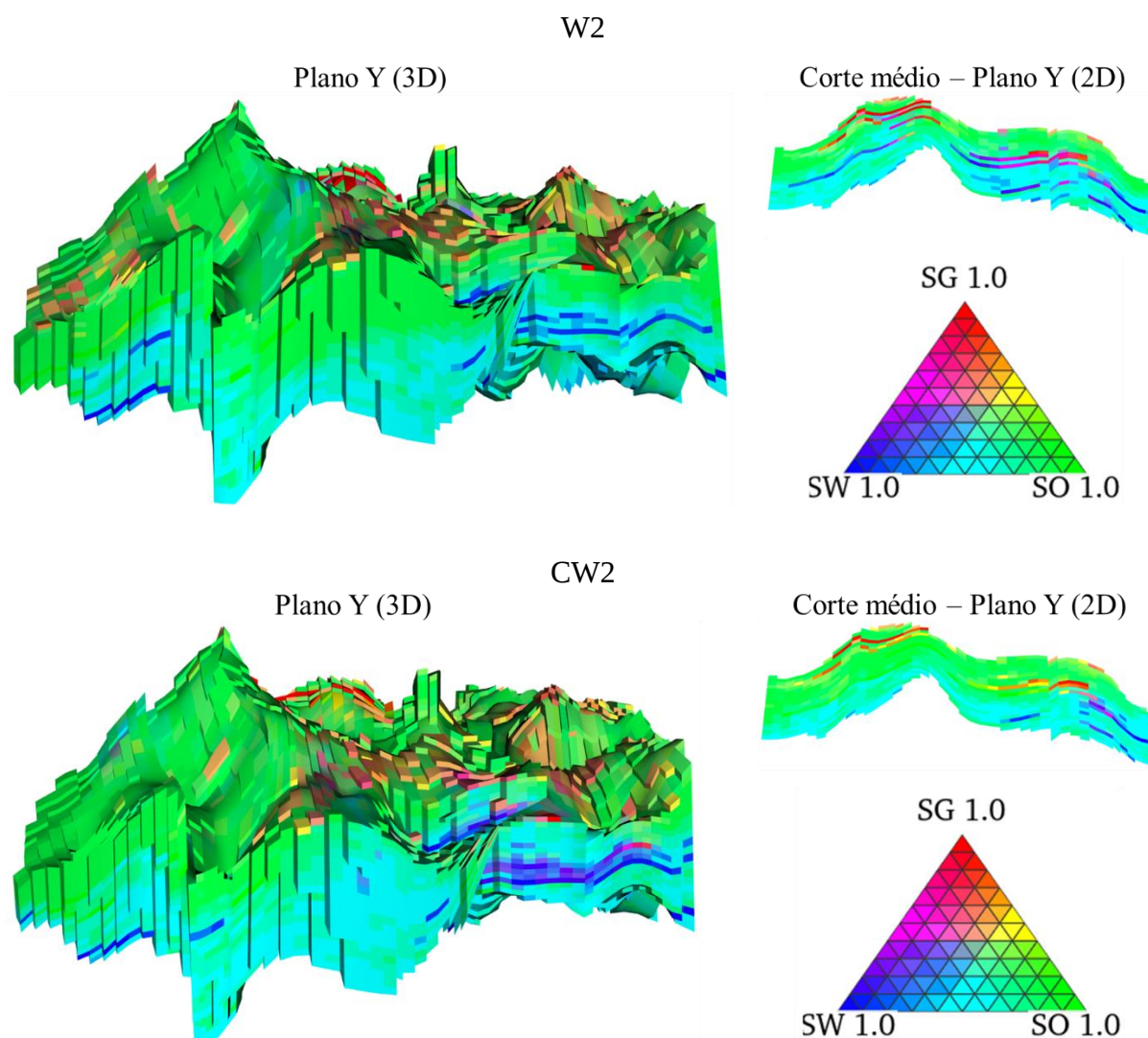


Figura 6-48: Mapa ternário de saturação de óleo, água e gás para as estratégias WAG obtidas a partir do CR2 (W2 e CW2).

Observa-se o deslocamento maior dos fluidos através da *super-k*, com presença de aprisionamento de um fluido pelo outro e regiões com canalização de gás em ambas as estratégias. Destaca-se também o efeito de segregação gravitacional nas demais regiões do reservatório, uma vez que a água tende a base do mesmo.

A Figura 6-49 mostra o gráfico ternário de saturação de óleo (SO), água (SW) e gás (SG) das estratégias de WAG (W2 e CW2).

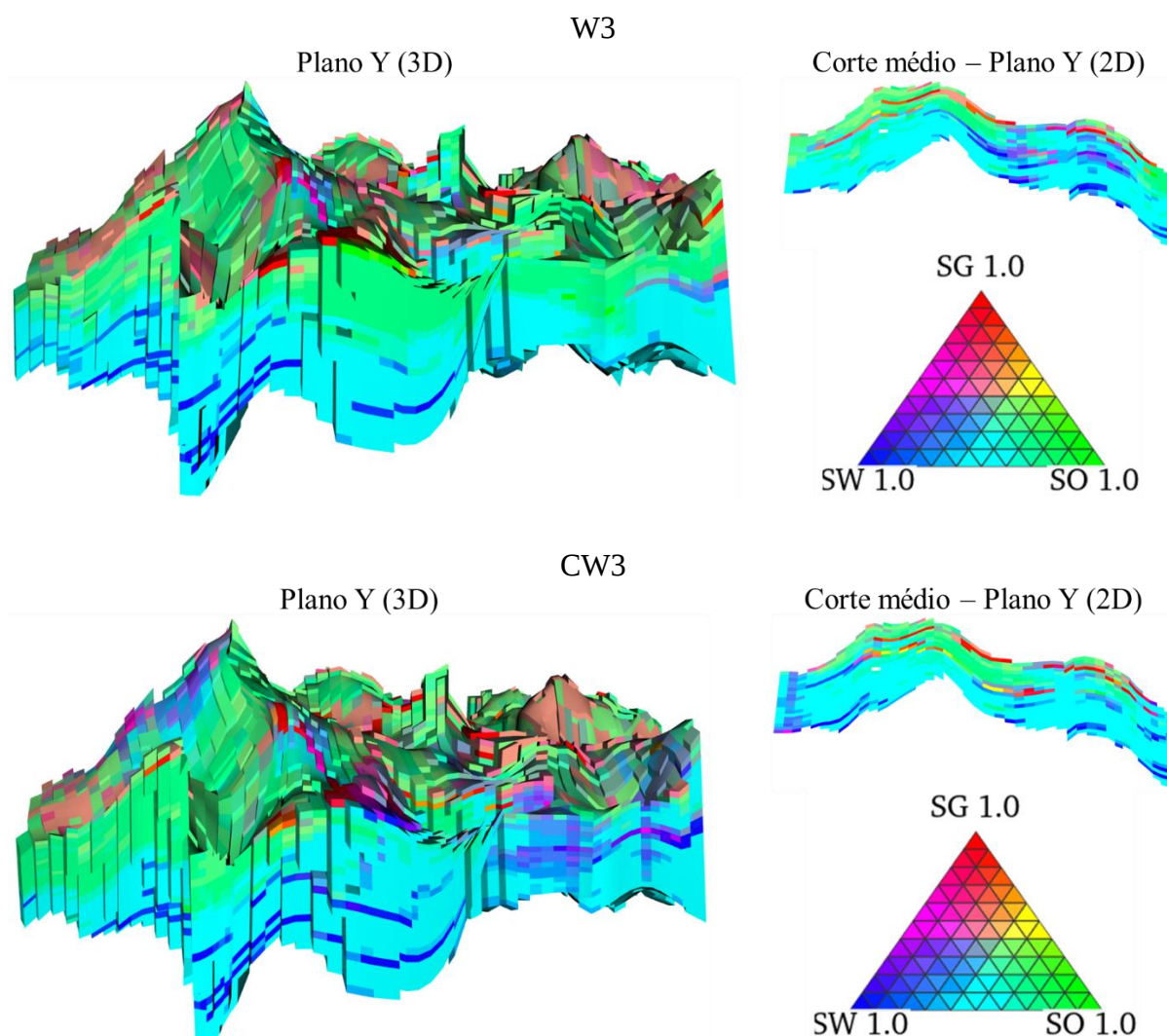


Figura 6-49: Mapa ternário de saturação de óleo, água e gás para as estratégias WAG obtidas a partir do CR3 (W3 e CW3).

Observa-se o deslocamento maior dos fluidos através da *super-k*, com presença de canalização de gás e água em ambas as estratégias. Destaca-se ainda o efeito de segregação gravitacional nas demais regiões do reservatório, uma vez que a água tende a base do mesmo.

A Tabela 6-32 mostra o tempo computacional alcançado pelas estratégias de produção finais dos CR1, 2 e 3, a fim de quantificar o custo computacional, considerando iguais condições de ferramenta e processamento (10 processadores), envolvidos na otimização de cada plano de desenvolvimento.

Tabela 6-32: Tempo computacional das estratégias de produção finais dos CR1, 2 e 3.

	Estratégia	Tempo computacional
E _{CR}	C1	42,6
	W1	86,9
	WC1	25,8
	CW1	69,2
	C2	70,4
	W2	229,3
	WC2	75,4
	CW2	237,3
	C3	58,4
	W3	244,0
	WC3	63,7
	CW3	176,4

As estratégias de CIWG (C1, WC1, C2, WC2, C3 e WC3) exigem menor custo computacional que as estratégias de WAG (W1, CW1, W2, CW2, W3 e CW3). Sendo que, as estratégias WC1, C2 e C3 alcançam os menores custos computacionais por CR (diferença de 168,2, 225,7 e 202,0 % em comparação aos menores custos computacionais por CR das estratégias WAG), uma vez que a alternância de fluidos pelo método WAG exige mudanças constantes no gerenciamento dos poços, o que resultam em aumento de tempo computacional.

A Tabela 6-33 mostra o comparativo entre as estratégias de produção obtidas por cenário representativo e o desempenho delas nos demais cenários representativos avaliados, a fim de quantificação de performance das estratégias especializadas, ou seja, aquelas otimizadas pelo mesmo método de recuperação durante G1 e G2L.

Tabela 6-33: Estratégias de produção finais obtidas dos CR1, 2 e 3 a partir da otimização de G1 e G2L (estratégias especializadas).

	C1 (USD MM)	W1 (USD MM)	C2 (USD MM)	W2 (USD MM)	C3 (USD MM)	W3 (USD MM)
CR1	<u>3.057,5</u>	<u>3.056,6</u>	1.581,2	2.290,2	2.543,1	2.795,2
CR2	1.248,1	1.066,1	<u>1.791,7</u>	<u>1.872,9</u>	1.438,5	1.436,0
CR3	2.476,1	2.530,8	2.013,6	2.536,2	<u>2.650,0</u>	<u>2.738,3</u>
VME	2.260,6	2.217,8	1.795,5	2.233,1	2.210,5	2.323,2

Observa-se que nem sempre a estratégia de produção otimizada a partir de um cenário representativo apresenta maximização do VPL para o mesmo, o que pode indicar que a qualidade da estratégia de produção que alcança tal desempenho seja questionável (estratégias C2, W2 e W3). No entanto, dificilmente a estratégia de produção obtida a partir do cenário representativo pessimista (CR2) alcance um desempenho superior aquele otimista (CR3). Já que a tendência da estratégia após a otimização da produção seja avançar um percentil, o que

sugere a necessidade de verificar também as características do cenário representativo, a fim de quantificar as estratégias de produção obtidas. Com isso, as estratégias do CR2 (C2 e W2) apresentam desempenho compatíveis com a análise feita, visto que passam a ter desempenhos intermediários após otimização da produção. Ainda assim, destacam-se os desempenhos inferiores das estratégias W2 e W3 na aplicação correlata (CR2) em comparação ao CR1, o que pode ser justificado pela utilização da estratégia W1 para a seleção do subconjunto de cenários representativos e tendência da mesma a se tornar otimista após otimização da produção.

A Figura 6-50 mostra a curva de risco de VPL das estratégias de produção finais dos CR1, 2 e 3 aplicadas ao conjunto de modelos.

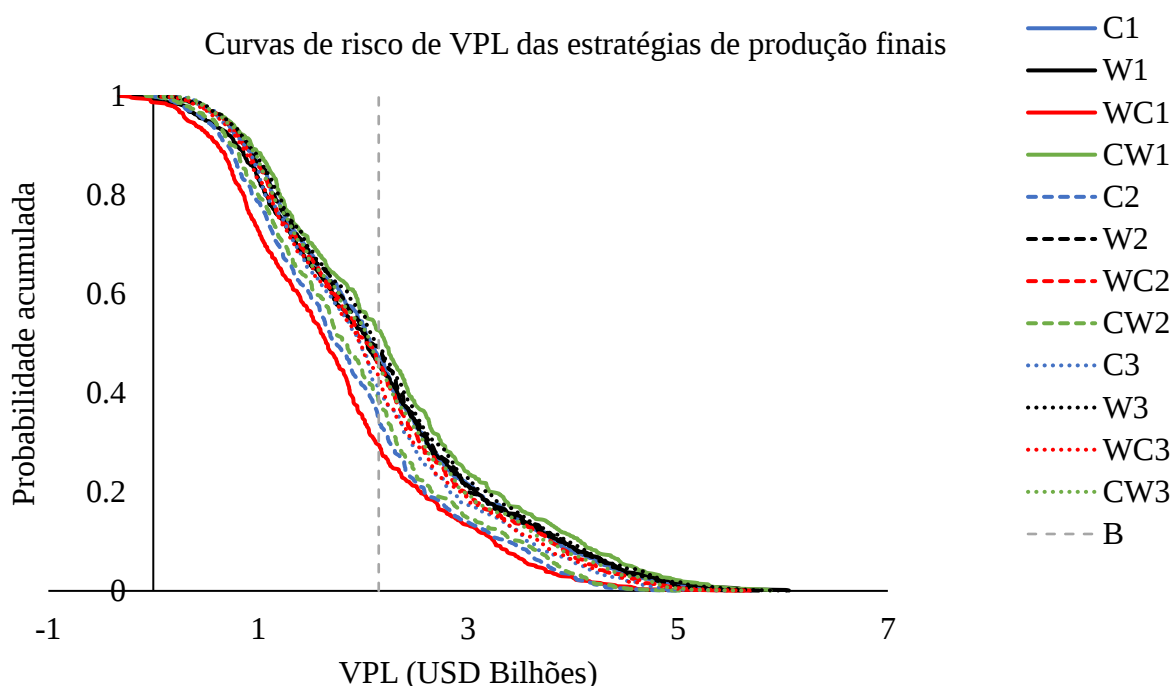


Figura 6-50: Curvas de risco de VPL das estratégias de produção finais dos CR1, 2 e 3 aplicadas ao conjunto de modelos (E_M).

As estratégias WC1, C2 e CW2 apresentam menor flexibilidade sob incerteza, especialmente no percentil otimista, enquanto que as estratégias C1, W1, CW1, W2, WC2, C3, W3 e CW3 estão próximas e apresentam maior flexibilidade sob incertezas. Destaca-se ainda, a menor flexibilidade sob incerteza da estratégia C2 (melhor estratégia CIWG do CR2). Por outro lado, constata-se a maior flexibilidade sob incerteza para a estratégia CW1 (melhor estratégia WAG do CR1). Além do mais, observa-se maior incerteza no percentil otimista em relação ao pessimista para o conjunto de curvas de risco de VPL das estratégias de produção finais aplicadas ao conjunto de modelos.

A Tabela 6-34 mostra os indicadores econômicos e de risco das estratégias de produção finais dos CR1, 2 e 3 aplicadas ao conjunto de modelos (E_{CM}).

Tabela 6-34: Indicadores econômicos e de risco das estratégias finais dos CR1, 2 e 3 aplicadas ao conjunto de modelos.

Estratégia	VME (USD MM)	Sb- (USD MM)	Sb+ (USD MM)	$\mathcal{E}(\text{VPL})$ (USD MM)
C1	2.179,9	688,8	874,2	2.744,1
W1	2.148,3	754,5	908,4	2.739,9
WC1	1.745,8	910,6	588,1	1.810,6
CW1	2.301,1	655,7	983,3	3.067,9
C2	1.851,8	828,1	609,5	1.984,8
W2	2.194,4	684,7	885,0	2.778,1
WC2	2.125,9	702,3	820,0	2.598,8
CW2	1.923,1	789,7	651,1	2.124,3
C3	2.054,0	715,8	752,8	2.422,5
W3	2.244,8	667,1	933,0	2.917,1
WC3	2.070,8	726,5	783,9	2.479,1
CW3	2.149,3	684,1	831,8	2.648,3

Observa-se que as melhores estratégias por CR a partir da análise do indicador $\mathcal{E}(\text{VPL})$ continuam sendo aquelas do método WAG (CW1, W2 e W3). Sendo que, a estratégia CW1 apresenta o menor nível de risco (Sb-), maior potencial de ganho (sb+) e maior valor econômico da estratégia de produção ajustado a atitude do tomador de decisão ($\mathcal{E}(\text{VPL})$), o que representa os melhores indicadores econômicos e de risco para a decisão pela sua seleção como melhor estratégia obtida a partir da otimização e análise dos cenários representativos.

6.4.2 Quantificação de seleção de estratégia de produção final

As Figura 6-51, Figura 6-52, Figura 6-53 e Figura 6-54 mostram os indicadores de produção e injeção das estratégias de produção finais obtidas a partir de cenários representativos (E_{CR}) e aplicadas ao modelo de referência (E_{R}).

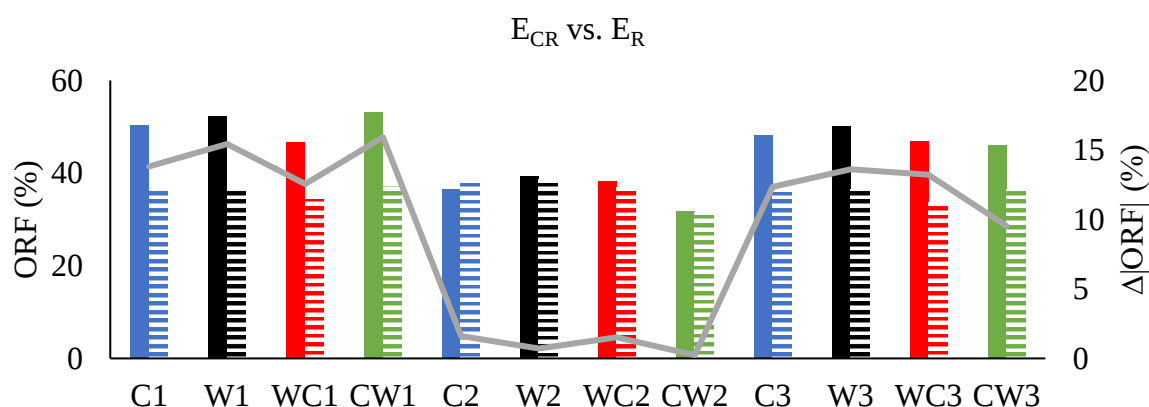


Figura 6-51: Comparação entre E_{CR} vs. E_{R} para o fator de recuperação de óleo.

Onde: barra sólida – cenário representativo, barra tracejada – modelo de referência, e linha – delta entre indicadores dos modelos.

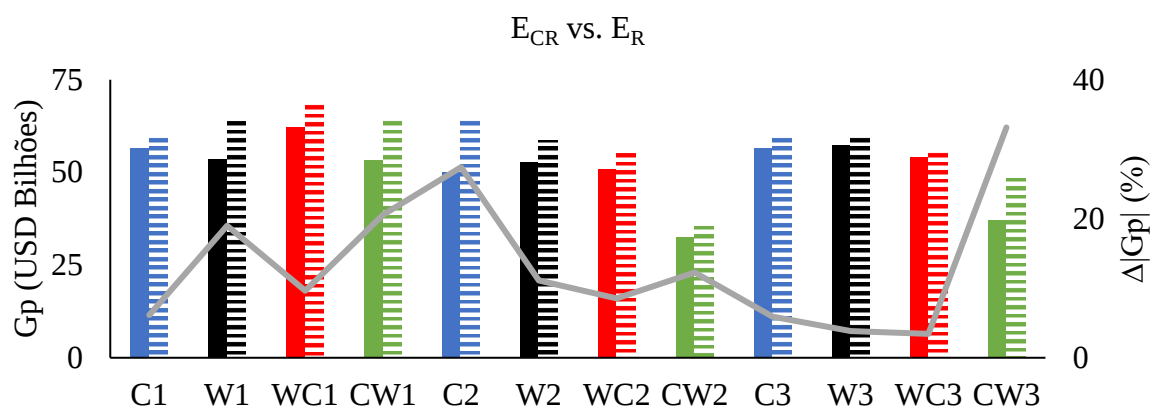


Figura 6-52: Comparação entre E_{CR} vs. E_R para a produção acumulada de gás.

Onde: barra sólida – cenário representativo, barra tracejada – modelo de referência, e linha – delta entre indicadores dos modelos.

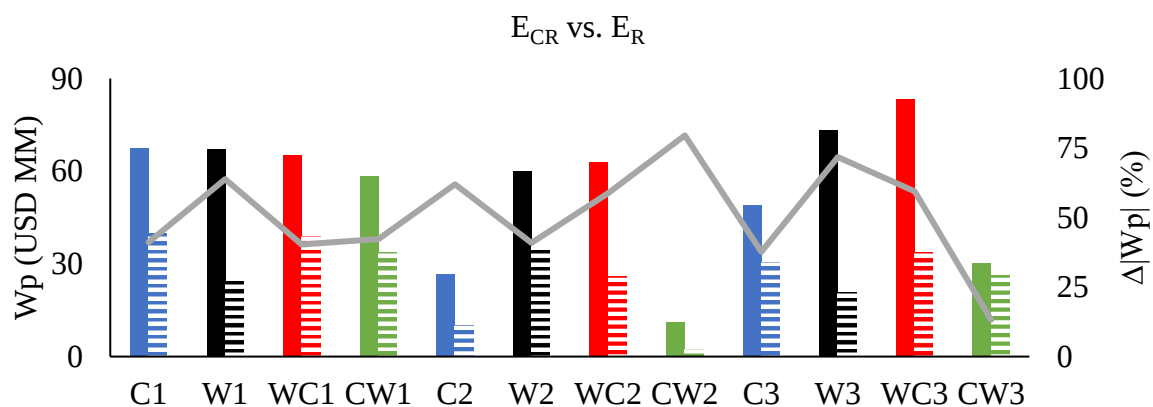


Figura 6-53: Comparação entre E_{CR} vs. E_R para a produção acumulada de água.

Onde: barra sólida – modelo de simulação, barra tracejada – modelo de referência, e linha – delta entre indicadores dos modelos.

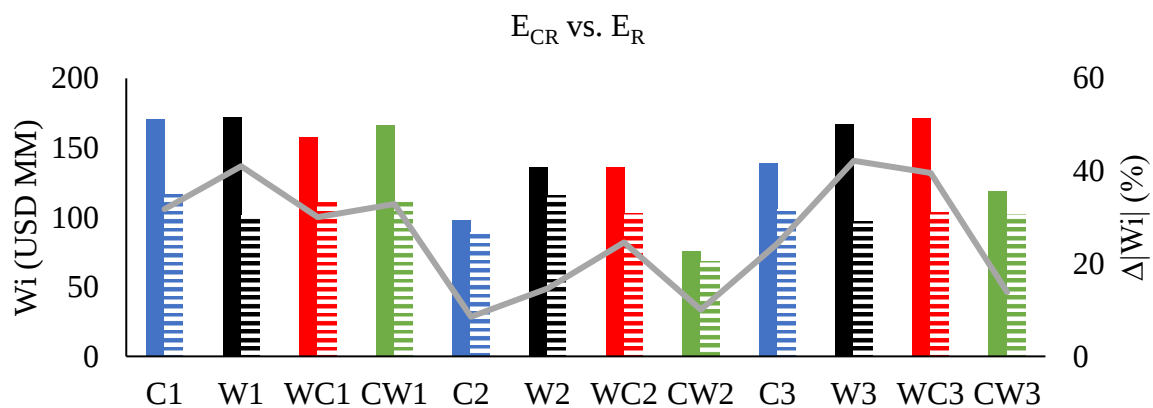


Figura 6-54: Comparação entre E_{CR} vs. E_R para a injeção acumulada de água.

Onde: barra sólida – modelo de simulação, barra tracejada – modelo de referência, e linha – delta entre indicadores dos modelos.

As estratégias de produção finais comparadas entre cenário representativo e referência alcançam maior produção/injeção de gás, menor produção/injeção de água. Por outro lado, destacam-se baixas variações de fator de recuperação de óleo (diferença inferior a 2 %) para as estratégias de produção finais do CR2, diferentemente daquelas dos CR1 e 3 que tendem a cair ao ser aplicadas ao modelo de referência (E_R).

A Tabela 6-35 mostra os indicadores econômicos e de risco das estratégias de produção finais dos CR1, 2 e 3 aplicadas ao modelo de referência (E_R).

Tabela 6-35: Indicadores econômicos e de risco das estratégias de produção finais dos CR1, 2 e 3 aplicadas ao modelo de referência (E_R).

Estratégia	VME_{eco} (USD MM)	Sb- (USD MM)	Sb+ (USD MM)	$\mathcal{E}(VPL)$ (USD MM)
C1	2.089,5	693,9	741,7	2.452,2
W1	1.897,0	795,1	614,0	2.051,8
WC1	1.623,1	936,9	403,1	1.502,0
CW1	1.983,0	742,6	665,5	2.224,2
C2	2.289,3	583,2	843,7	2.846,4
W2	2.377,8	592,5	950,2	3.109,4
WC2	2.260,6	622,1	854,3	2.819,9
CW2	2.019,6	681,5	636,2	2.252,3
C3	2.091,1	680,1	728,1	2.441,0
W3	2.032,9	722,7	704,3	2.332,7
WC3	1.818,8	820,6	538,1	1.879,5
CW3	2.184,7	648,9	799,2	2.648,8

Observa-se o melhor desempenho em termos de $\mathcal{E}(VPL)$ das estratégias de C1, W2 e CW3. Com isso, há divergência entre as melhores estratégias de ECR (CW1 e W3) em relação ao ER (C1 e CW3) para os CR1 e 3. Por outro lado, a estratégia W2 permanece como a melhor alternativa para o CR2 ao comparar ECR em relação ao ER.

Destaca-se ainda a diferença de $\mathcal{E}(VPL)$ de 9,2 % entre as melhores estratégias de cada plano de desenvolvimento (C2 e W2). Onde a estratégia de C2 apresenta o melhor Sb-, enquanto que a estratégia de W2 apresenta o melhor Sb+, o que potencializa a sua escolha, visto que há prioridade no potencial de ganho em $\mathcal{E}(VPL)$. Por outro lado, ao priorizar a redução de risco, o $\mathcal{E}(VPL)$ entre elas tende a reduzir, enfatizando o potencial de ambos os planos de desenvolvimento, a depender do direcionamento do tomador de decisão.

A Figura 6-55 permite a melhor compreensão do E_R em relação aos E_{CM} a partir da diferença de $\mathcal{E}(VPL)$ entre eles.

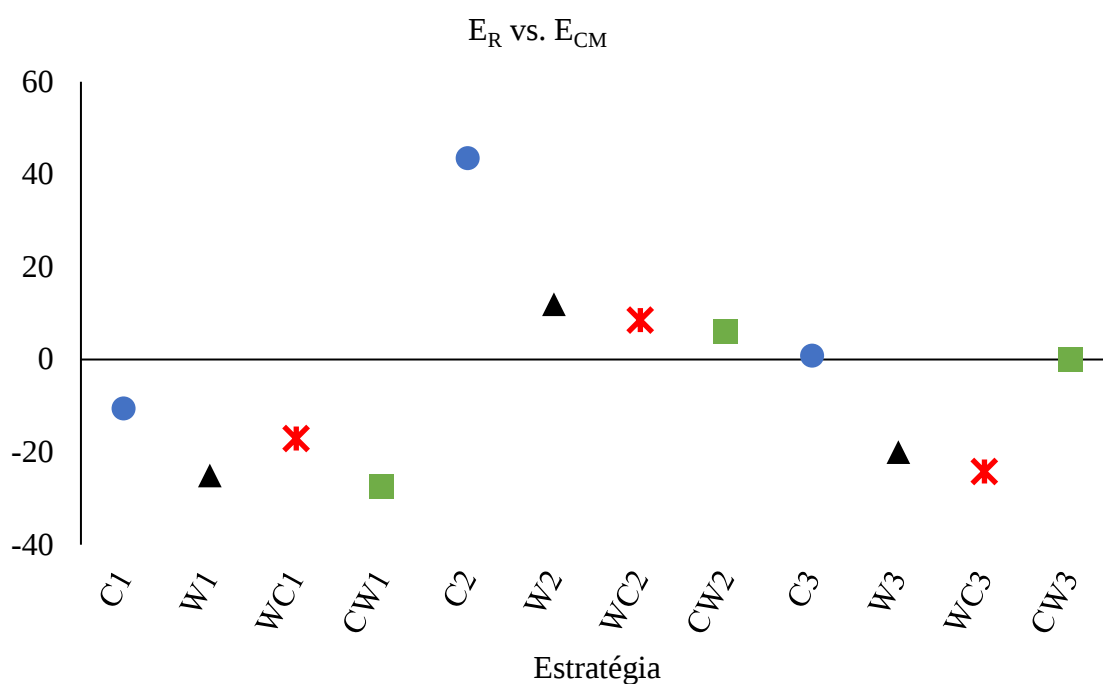


Figura 6-55: Comparação entre E_R vs. E_{CM} para as estratégias de produção finais.

Observa-se $\Delta(E(VPL))$ positivo para todas as estratégias do CR2 ao avaliar E_R em relação ao E_{CM} , ou seja, o melhor desempenho e representatividade de tais estratégias no modelo de referência.

Observa-se ainda o melhor $\Delta(E(VPL))$ entre as estratégias de produção especializadas de CIWG em relação as estratégias de produção especializadas de WAG ao avaliar E_R em relação ao E_{CM} , o que destaca o potencial das estratégias especializadas de CIWG ao reciclar o gás em regiões específicas do reservatório.

7 CONCLUSÕES

Este trabalho teve como objetivo a comparação das técnicas de injeção WAG e injeção contínua de gás e água em poços separados (CIWG) para a fase de desenvolvimento e gerenciamento de um reservatório carbonático de óleo leve sujeito a reciclagem completa de gás contendo CO₂. Para tal, considerou-se o caso de referência UNISIM-II-D-CO que possui características dos campos do pré-sal brasileiro e os indicadores de produção, econômico e de risco.

Com base nos resultados alcançados, conclui-se:

- Como as estratégias de produção especializadas do caso base (C1 e W1) atingem na análise determinística a diferença de VPL inferior a 1 %, CIWG demonstra a sua capacidade de alcançar bons resultados a partir do reciclo do gás em regiões específicas do reservatório, sem exigir o uso de um método mais oneroso e complexo, à exemplo do WAG.
- Com a análise do cruzamento de plano de desenvolvimento, os cenários representativos 1 e 3 (CR1 e 3) demonstram maior flexibilidade do método WAG ao alcançar bons resultados sem a necessidade de predefinir o método de recuperação antes das variáveis de projeto, enquanto que o método CIWG não demonstra flexibilidade independente do cenário.
- A análise da curva de risco das estratégias de produção obtidas a partir dos cenários representativos também demonstra a maior flexibilidade sob incerteza para as estratégias do método WAG em relação ao CIWG.
- A divergência entre as melhores estratégias obtidas a partir dos cenários representativos 1 e 3 (CR1 e 3) e à aplicação delas ao modelo de referência (E_R), demonstra a proximidade dos planos de desenvolvimento para o presente estudo.
- Como o método CIWG é menos complexo operacionalmente e o método WAG apresenta certa flexibilidade a depender do cenário analisado, selecionar inicialmente o método CIWG, mantendo a flexibilidade dos poços à alteração do plano de desenvolvimento, visto que o CAPEX adicional do método WAG apresentou-se pouco expressivo, torna-se a melhor alternativa para o presente estudo e possivelmente para outros campos do pré-sal brasileiro.

Para trabalhos futuros, sugere-se:

- Avaliar outros campos do pré-sal brasileiro, a fim de comprovar a análise obtida no presente estudo, visto que diferentes geologias são encontradas no pré-sal e diferentes composições de gás contendo CO₂;
- Avaliar outros cenários ou modelos representativos, a fim de alcançar robustez na resposta obtida;
- Incluir estudos que possam levar ao aprofundamento da presente metodologia, tais como: Efeitos de histerese de permeabilidade relativa, efeito de segregação gravitacional, efeito de mineralização, dentre outros;
- Avaliar os efeitos da modelagem integrada de produção considerada ao aplicar as estratégias de cada plano de desenvolvimento ao modelo de referência.

REFERÊNCIAS

AFZALI, S., REZAEI, N., ZENDEHBOUDI, S. **A comprehensive review on enhanced oil recovery by water alternating gas (wag) injection**. Fuel, v. 227, p. 218-246, 2018. doi: <https://doi.org/10.1016/j.fuel.2018.04.015>.

AGADA, S., SEBASTIAN, G. **Optimising gas injection in carbonate reservoirs using high-resolution outcrop analogue models**. Paper presented at the SPE Reservoir Characterization and Simulation Conference and Exhibition, Abu Dhabi, UAE, September 2013. doi: <https://doi.org/10.2118/166061-MS>

ALMEIDA, A. S., LIMA, S. T. C., ROCHA, P. S., ANDRADE, A. M. T., BRANCO, C. C. M., AND PINTO, A. C. C. **CCGS opportunities in the Santos basin pre-salt development**. SPE International Conference on Health, Safety and Environment in Oil and Gas Exploration and Production, Rio de Janeiro, Brazil, 2010. doi: <https://doi.org/10.2118/126566-MS>

Estudo sobre o aproveitamento do gás natural do pré-sal. ANP. 20 de março de 2020. Disponível em: <https://www.gov.br/anp/pt-br/centrais-de-conteudo/notas-e-estudos-tecnicos/estudos-tecnicos/arquivos/2019/aproveitamento-gn-pre-sal.pdf>. Acesso em: 10 de jan. de 2024.

AZARI, V., RODRIGUES, H., SUIESHOVA, A., VAZQUEZ, O., ERIC, M. **Long-term strategy optimization of scale squeeze treatment in a carbonate reservoir under CO₂-WAG water-alternating-gas injection**. Paper presented at the SPE International Conference on Oilfield Chemistry, The Woodlands, Texas, USA, December 2021. doi: <https://doi.org/10.2118/204352-MS>

AFZALI, S., REZAEI, N., ZENDEHBOUDI, S. **Mathematical modeling and simulation of water-alternating-gas (WAG) process by incorporating capillary pressure and hysteresis effects**. Fuel, v. 263, n. 116362, 2020. doi: <https://doi.org/10.1016/j.fuel.2019.116362>

BAZARAA, M. S. **An efficient cyclic coordinate method for constrained optimization**.

Naval Research Logistics Quarterly, v. 22, n. 11, p. 399–404, 1975. doi: <https://doi.org/10.1002/nav.3800220215>

BRAGA, C. T. S. **Impacto da segregação gravitacional na recuperação de óleo no caso de injeção WAG em cenário típico do Pré-Sal**. Dissertação de mestrado, Pontifícia Universidade Católica do Rio de Janeiro, 2021

BUCKLEY, K., & UEHARA, R. **Subsea concept alternatives for Brazilian pre-salt fields.** Paper presented at the OTC Brasil, Rio de Janeiro, Brazil, 2017. doi: <https://doi.org/10.4043/28051-MS>

CAMACHO, L. D. T. **Methodology for the development of carbonate reservoirs with CO₂-WAG.** Master science thesis. University of Campinas, p. [s.n.], 2017.

CAVALCANTE FILHO, J. S. A., SILVA, V. L. S., PIZARRO, J. O. S. **Assessment of miscible WAG injection performance in a giant carbonate reservoir using analytical and numerical approaches.** SPE Improved Oil Recovery Conference, Virtual, August 2020. doi: <https://doi.org/10.2118/200333-MS>

CHRISTENSEN, J. R., STENBY, E. H., AND SKAUGE. A. **Review of WAG field experience.** SPE Res Eval & Eng. v. 4, p. 97-106, 2001. doi: <https://doi.org/10.2118/71203-PA>

CORREIA, M., HOHENDORFF, J., GASPAR, A. T., AND SCHIOZER, D. **UNISIM-II-D: Benchmark case proposal based on a carbonate reservoir.** In SPE Latin American and Caribbean Petroleum Engineering Conference. Society of Petroleum Engineers, 2015. doi: <https://doi.org/10.2118/177140-MS>

CROES, G. A. **A method for solving traveling salesman problems,** Operations Res. v. 6, p. 791-812, 1958.

DE SANT'ANNA PIZARRO, J. O., AND BRANCO, C. C. **Challenges in implementing an EOR project in the pre-salt province in deep offshore Brasil.** Paper presented at the SPE EOR Conference at Oil and Gas West Asia, Muscat, Oman, 2012. doi: <https://doi.org/10.2118/155665-MS>

ETTEHADTAVAKKOL, A. **CO₂ EOR-storage design optimization under uncertainty.** Master science thesis. The University of Texas at Austin, 2013. doi: <http://hdl.handle.net/2152/21470>

ETTEHADTAVAKKOL, A., LAKE, L. W., BRYANT, S. L. **CO₂-EOR and storage design optimization.** International Journal of Greenhouse Gas Control, p. 79-92, 2014. doi: <https://doi.org/10.1016/j.ijggc.2014.04.006>

FORMIGLI FILHO, J. M.; PINTO, A. C. C.; ALMEIDA, A. S. **SS: Santos basin's pre-salt reservoirs development: The way ahead.** SPE Offshore Technology Conference, Houston, Texas, May 2009. doi: <https://doi.org/10.4043/19953-MS>

FREITAS, G., A. C., LINS, F. M., SOLANO, R. F., AZEVEDO, F. B., SMOLKA, R. B., AND GASPARETTO, V. **Subsea solutions to anticipate the first oil production.** Paper presented

at the Offshore Technology Conference, Houston, Texas, USA, 2022.
doi: <https://doi.org/10.4043/31742-MS>

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. doi: <https://doi.org/10.1016/j.petrol.2016.05.042>.

GASPAR, A. T., BARRETO, C. E., MUÑOZ MAZO, E. O., AND SCHIOZER, D. J. **Application of assisted optimization to aid oil exploitation strategy selection for offshore fields**. Paper presented at the SPE Latin America and Caribbean Petroleum Engineering Conference, Maracaibo, Venezuela, 2014. doi: <https://doi.org/10.2118/169464-MS>

GEM user guide: Compositional & unconventional reservoir simulator. CMG. 2023. Disponível em: Manual da CMG-GEM. Acesso: 10 de ago. de 2023.

HAYASHI, S. H. D. **Value of information in development of oil filed by modules**. Master science thesis. University of Campinas, p. 138, 2006. doi: <https://doi.org/10.47749/T/UNICAMP.2006.478756>

KAZEM, M. H., HUSSEIN, M. A., ADNAN, M. S., ALFARGE, D., MANSOUR, I. J. **The performance of streamline simulation technique to mimic the waterflooding management process in oil reservoirs**. Fuel, v. 348, 2023, doi: <https://doi.org/10.1016/j.fuel.2023.128556>

LIGERO E. L., SCHIOZER D. J. **Uma abordagem para redução do tempo de simulação do processo WAG-CO₂**. Paper presented at the Rio Oil & Gas Expo and Conference, Rio de Janeiro, Brazil, Setember 2012.

LIMA, J. M. **Methodology for reservoir management based on representative models and robust multi-objective function**. No prelo.

LOPES G. N.; SANTOS, S. M. G.; SCHIOZER, D. J.; LEMOS, R. A. **Methodology to optimize the WAG-CO₂ injection strategy and injection well ICV control rules in light-oil carbonate reservoirs with pre-salt features**. Rio Oil & Gas Expo and Conference, Rio de Janeiro, Brazil, September 2022. doi: <https://doi.org/10.48072/2525-7579.rog.2022>

MEIRA, L. A., COELHO, G. P., DA SILVA, C. G., ABREU, J. L., SANTOS, A. A., SCHIOZER, D. J. **Improving representativeness in a scenario reduction process to aid decision making in petroleum fields**. Journal of Petroleum Science and Engineering, v. 184, n. 106398, 2020. <https://dx.doi.org/10.1016/j.petrol.2019.106398>

MILLER, R. J. **Standard handbook of petroleum and natural gas engineering**. v. 2, 1996. doi: <https://doi.org/10.1016/B978-0-88415-643-7.X5007-9>

MIRZAEI-PAIAMAN A., SANTOS, S. M. G., SCHIOZER, D. J. **Optimization of design variables and control rules in field development under uncertainty: A case of intelligent wells and CO₂ water alternating gas injection.** *Geoenergy Science and Engineering*, v. 227, n. 211854, 2023. doi: <https://doi.org/10.1016/j.geoen.2023.211854>

MIRZAEI-PAIAMAN, A., SANTOS, S. M. G., SCHIOZER, D. J. **A review on closed-loop field development and management.** *Journal of Petroleum Science and Engineering*, v. 201, n. 108457, 2021. doi: <https://doi.org/10.1016/j.petrol.2021.108457>

PEREIRA, F. G. A., BOTECHIA, V. E., SCHIOZER, D. J. **Model-based optimization of cycles of CO₂ water-alternating-gas (CO₂-WAG) injection in carbonate reservoir.** *Brazilian Journal of Petroleum and Gas*, v. 15, n. 4, p. 139-149, 2022. doi: <http://dx.doi.org/10.5419/bjpg2021-0012>

WAG loop. PETROBRAS. 2019. Disponível em: <https://nossaenergia.petrobras.com.br/energia/wag-loop-saiba-como-essa-tecnologia-inedita-pode-resultar-em-economia-na-producao-no-pre-sal-petrobras/> Acesso em: 10 de ago. de 2022.

PIZARRO, J. O. DE S., POLI, R. E. B., ROSA, M. B., SILVA, V. C. DA, BRANCO, C. C. M., CUNHA, B. M., DORIA, M. A. F. S., ALLES, N., BATELLO, D., AND PINTO, A. C. C. **Optimizing production of Santos basin pre-salt fields through sound reservoir management practices.** Paper presented at the OTC Brasil, Rio de Janeiro, Brazil, 2017. doi: <https://doi.org/10.4043/27993-MS>

PIZARRO, J. O. S., BRANCO, C. C. M. **A future pathway for CO₂ geological storage (CCS) in the offshore pre-salt of Santos basin.** Paper presented at the Offshore Technology Conference Brasil, Rio de Janeiro, Brazil, October 2023. doi: <https://doi.org/10.4043/32770-MS>

RAVAGNANI, A. T. 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. 4-5, p. 9-15, 2011.

RODRIGUES, H., MACKAY, E., AND ARNOLD, D. **Impact of wag design on calcite scaling risk in coupled CO₂-EOR and storage projects in carbonate reservoirs.** Paper presented at the SPE Reservoir Simulation Conference, Galveston, Texas, USA, 2019. doi: <https://doi.org/10.2118/193882-MS>

SANTOS, A. A. S., VON HOHENDORFF FILHO, J. C., CORREIA, M. G., AVANSI, G. D., GASPARI, A. T. F. S. SANTOS, SCHIOZER, D. J. 2023. **Case study for field development and management - selection of production strategy based on UNISIM-II.** University of Campinas, University of Campinas, August 10, 2023. Disponível em:

<https://www.unisim.cepetro.unicamp.br/benchmarks/en/unisim-ii/unisim-ii-d>. Acesso em: 10 de agos. de 2023.

SANTOS, S. M. G., BOTECHIA, V. E.; SCHIOZER, D. J.; AND GASPAR, A. T. F. S. **Expected value, downside risk and upside potential as decision criteria in production strategy selection for petroleum field development**. Journal of Petroleum Science and Engineering, v. 157, p. 81–93, 2017. doi: <https://doi.org/10.1016/j.petrol.2017.07.002>

SCHAEFER, B. C., REIS, M. H., SCHAEFER, M. F. L., ZULIANI, P., E PINTO, M. A. S. **Technical-economic evaluation of continuous CO₂ reinjection, continuous water injection and water alternating gas (WAG) injection in reservoirs containing CO₂**. Proceedings of the Iberian Latin-American Congress on Computational Methods in Engineering. Florianópolis, 2017. doi: 10.20906/CPS/CILAMCE2017-1086

SCHIOZER, D., LIGERO, E., SUSLICK, S., COSTA, A., SANTOS, J. **Use of representative models in the integration of risk analysis and production strategy definition**. Journal of Petroleum Science and Engineering, v. 44 (1–2), p. 131–141, 2004.

SCHIOZER, D. J., PIRES, L. C. O., BOTECHIA, V. E. **Model-based petroleum field management in three stages: Life-cycle, short-term and real-time**. OTC Asia, 27 Fevereiro-1 March, Kuala Lumpur, Malásia, 2024.

SCHIOZER, D. J., SANTOS, S. M., SANTOS, A. A. S., AND VON HOHENDORFF FILHO, J. C. **Model-based life-cycle optimization for field development and management integrated with production facilities**. Paper presented at the SPE EuropEC - Europe Energy Conference featured at the 83rd EAGE Annual Conference & Exhibition, Madrid, Spain, 2022. doi: <https://doi.org/10.2118/209681-MS>

SCHIOZER, D. J., SANTOS, A. A. S., SANTOS, S. M. G., VON HOHENDORFF FILHO, J. C. **Model-based decision analysis applied to petroleum field development and management**. Oil & Gas Science and Technology–Revue d’IFP Energies nouvelles, v. 74, n. 46, 2019. doi: <https://dx.doi.org/10.2516/ogst/2019019>

SCHIOZER, D. J., SANTOS, S. M.; SANTOS, A. A. S., VON HOHENDORFF FILHO, J. C. **Model-based life-cycle optimization for field development and management integrated with production facilities**. SPE EuropEC featured at the 83rd EAGE Annual Conference & Exhibition, Madrid, Spain, June 2022. doi: <https://doi.org/10.2118/209681-MS>

VICTORINO, I. R. S., HOHENDORFF FILHO, J. C. V., CASTRO, M. S.; SCHIOZER, D. J. **Impact of integration of the production systems and reservoir of a benchmark based on carbonate fields**. Journal of Energy Resources Technology, v. 144, n. 1-15, p. 9, September 2022.

VIGLIANO, R. **Reinjeção do CO₂ vai aumentar o fator de recuperação do pré-sal.** Revista Brasil e Energia, n. 370, p. 58-59, 2011.

VON HOHENDORFF FILHO J. C., MASCHIO C., SCHIOZER D. J. **Production strategy optimization based on iterative discrete latin hypercube**, J. Braz. Soc. Mech. Sci. v. 38, n. 8, p. 2473-2480, 2016. doi: <https://doi.org/10.1007/s40430-016-0511-0>

APÊNDICE A – VAZÃO DE ÓLEO DAS ESTRATÉGIAS E_{CR} E E_R

As Figura AP-A 1, Figura AP-A 2, Figura AP-A 3, Figura AP-A 4, Figura AP-A 5, Figura AP-A 6, Figura AP-A 7, Figura AP-A 8, Figura AP-A 9, Figura AP-A 10, Figura AP-A 11 e Figura AP-A 12 mostram as vazões de óleo dos poços e permitem a melhor compreensão das estratégias de produção finais (C1, W1, WC1, CW1, C2, W2, WC2, CW2, C3, W3, WC3 e CW3) entre E_{CR} vs. E_R .

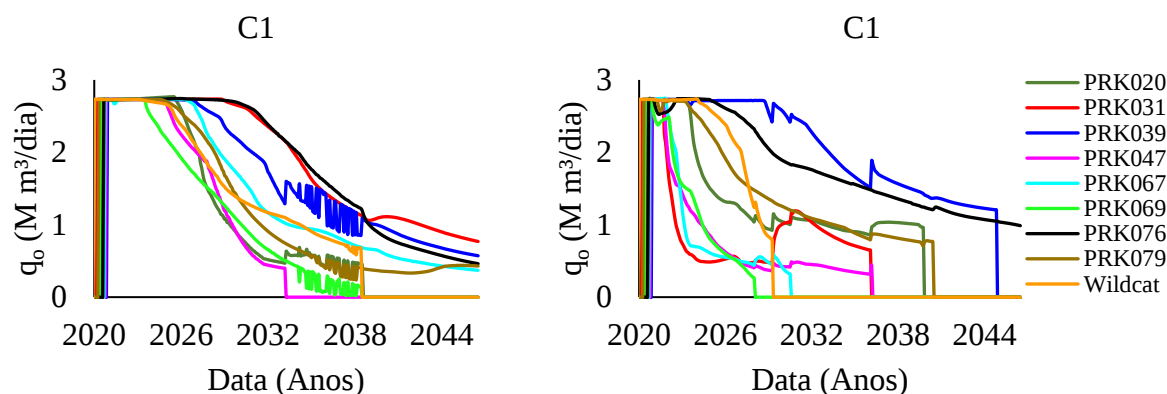


Figura AP-A 1: Comparação entre E_{CR} (esquerda) vs. E_R (direita) para a estratégia C1.

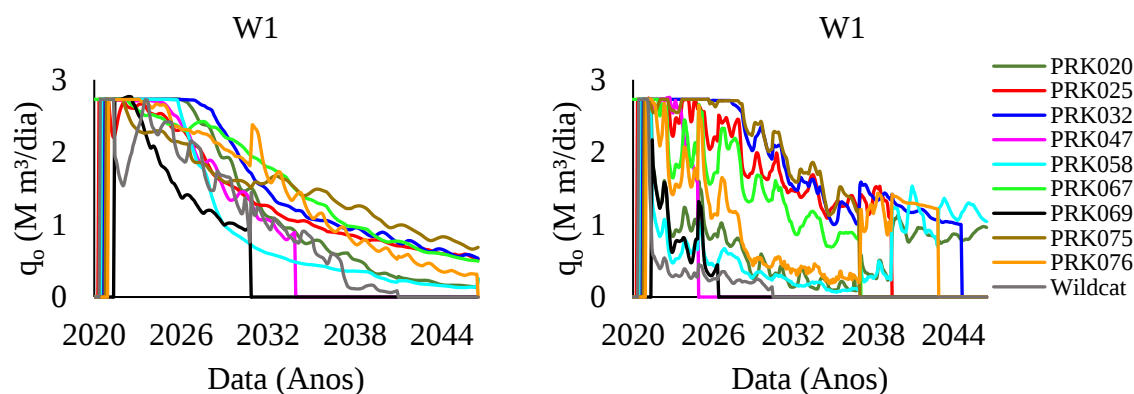


Figura AP-A 2: Comparação entre E_{CR} (esquerda) vs. E_R (direita) para a estratégia W1.

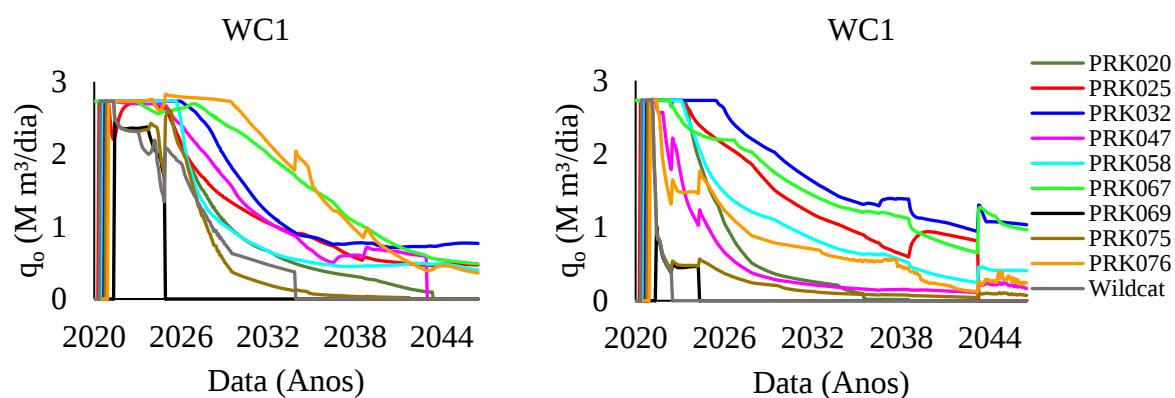


Figura AP-A 3: Comparação entre E_{CR} (esquerda) vs. E_R (direita) para a estratégia WC1.

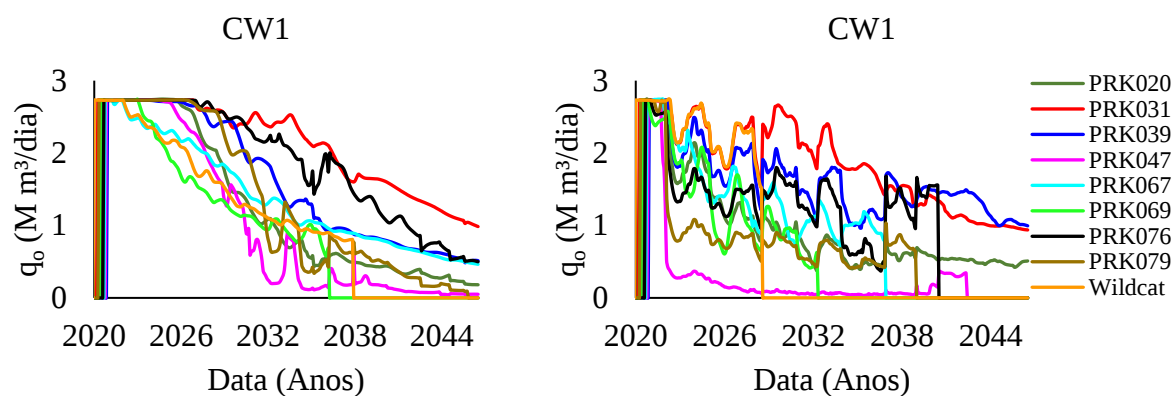


Figura AP-A 4: Comparação entre E_{CR} (esquerda) vs. E_R (direita) para a estratégia CW1.

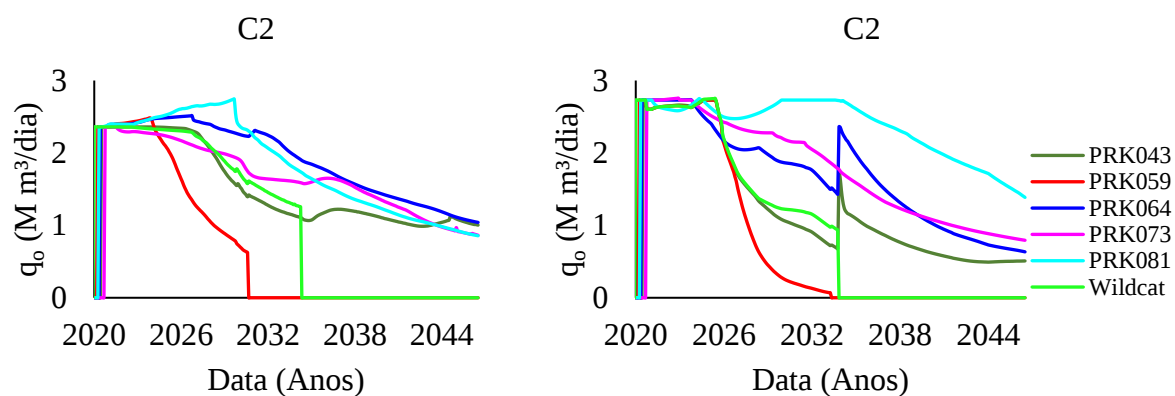


Figura AP-A 5: Comparação entre E_{CR} (esquerda) vs. E_R (direita) para a estratégia C2.

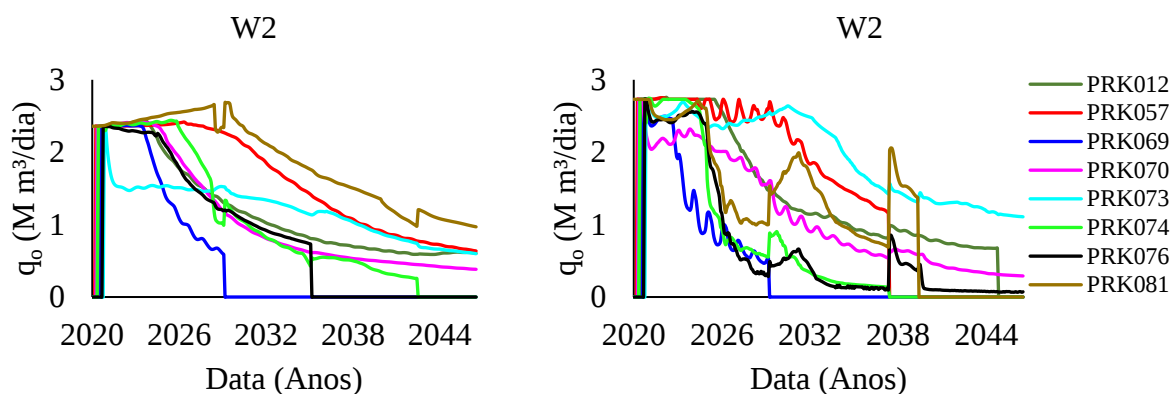


Figura AP-A 6: Comparação entre E_{CR} (esquerda) vs. E_R (direita) para a estratégia W2.

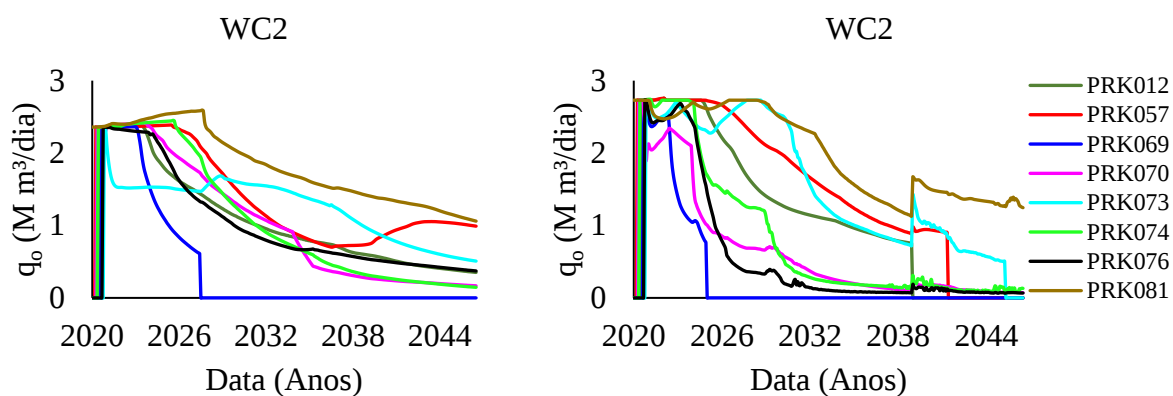


Figura AP-A 7: Comparação entre E_{CR} (esquerda) vs. E_R (direita) para a estratégia WC2.

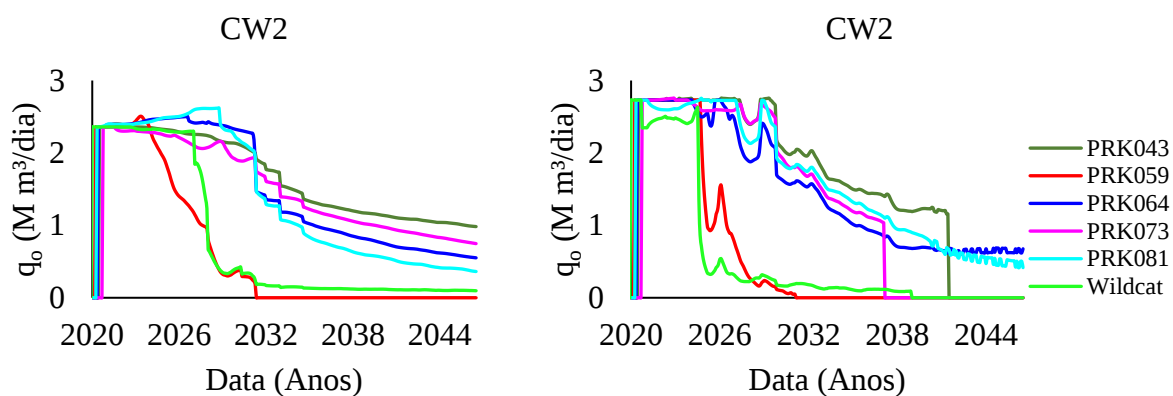


Figura AP-A 8: Comparação entre E_{CR} (esquerda) vs. E_R (direita) para a estratégia CW2.

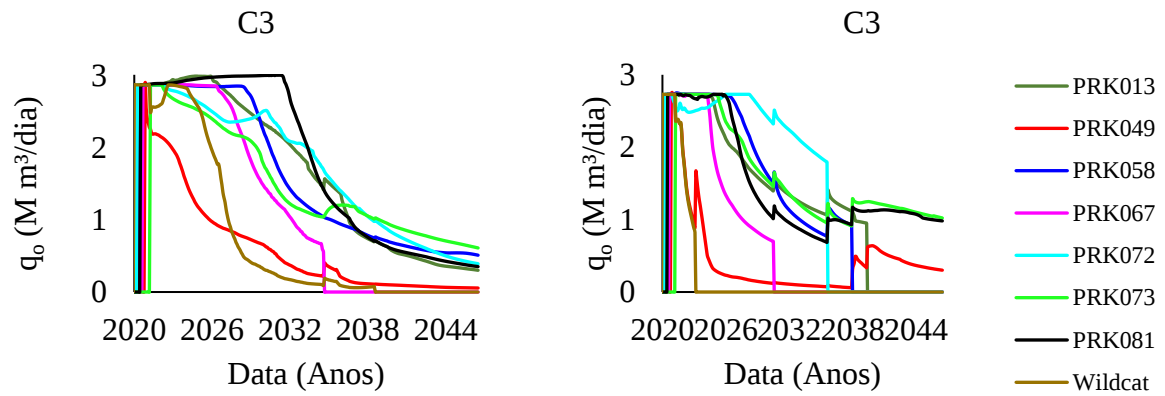


Figura AP-A 9: Comparação entre E_{CR} (esquerda) vs. E_R (direita) para a estratégia C3.

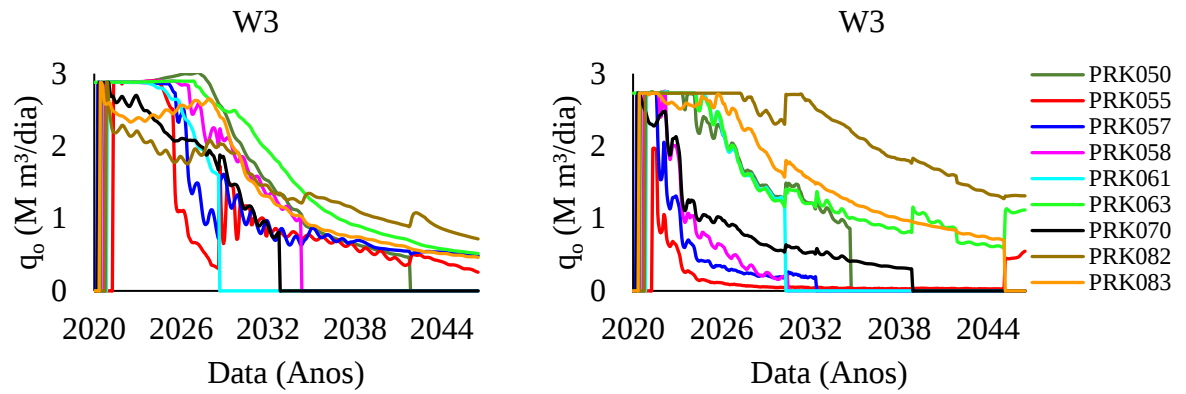


Figura AP-A 10: Comparação entre E_{CR} (esquerda) vs. E_R (direita) para a estratégia W3.

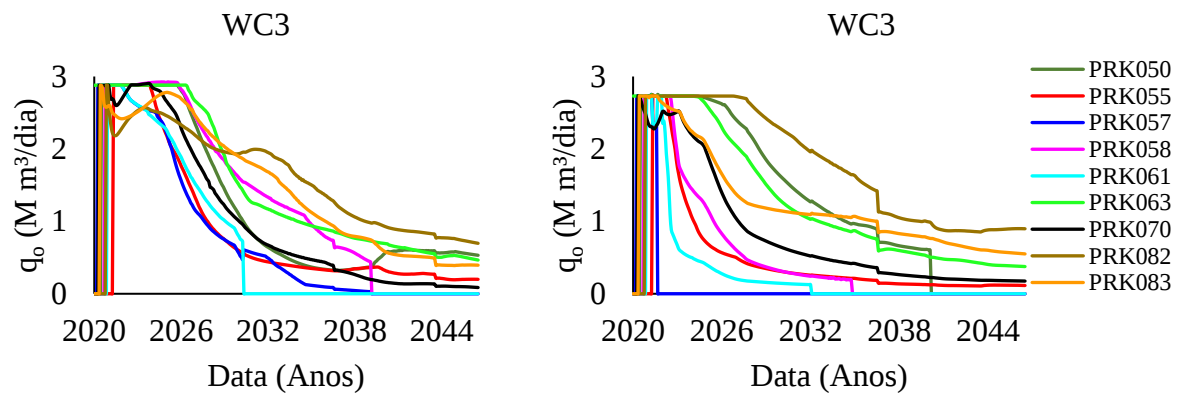


Figura AP-A 11: Comparação entre E_{CR} (esquerda) vs. E_R (direita) para a estratégia WC3.

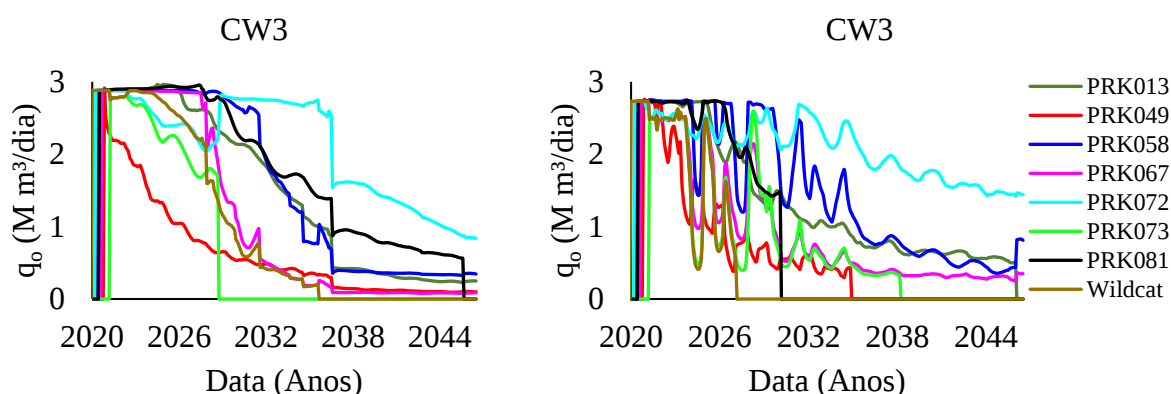


Figura AP-A 12: Comparação entre E_{CR} (esquerda) vs. E_R (direita) para a estratégia CW3.

Observam-se mudanças na dinâmica dos fluidos entre E_R e E_{CR} , o que favorece o aumento de produção de gás, a antecipação de fechamento dos poços produtores e a diminuição de produção de óleo, especialmente nas estratégias de produção finais dos CR1 e 3.

Destacam-se ainda as proximidades entre as curvas de produção de óleo do CR2 em relação ao E_R , o que sugere a proximidade da geologia e reservatório entre eles. Com isso, a boa porosidade, permeabilidade horizontal e maior influência de *super-k* para E_R , assim como observado no CR2 pela priorização do afastamento maior entre produtores e injetores. Além disso, o número menor de poços produtores e injetores no CR2 também pode ter favorecido o melhor desempenho no E_R .