

# *Tese*

## **Estudo da injeção de água e CO<sub>2</sub> em reservatório carbonático de óleo leve**

**Anthony Andrey Ramalho Diniz**

**Natal, Agosto de 2015**

ESTUDO DA INJEÇÃO DE ÁGUA E CO<sub>2</sub> EM RESERVATÓRIO  
CARBONÁTICO DE ÓLEO LEVE

**Anthony Andrey Ramalho Diniz**

Natal/RN  
Agosto / 2015

Setor de Informação e Referência  
Catalogação da Publicação na Fonte. UFRN / Biblioteca Central Zila Mamede

Diniz, Anthony Andrey Ramalho.

Estudo da injeção de água e CO<sub>2</sub> em reservatório carbonático de óleo leve /  
Anthony Andrey Ramalho Diniz. – Natal, RN, 2015.  
186 f.

Orientadora: Jennys Lourdes Meneses Barillas.

Tese (Doutorado em Ciência e Engenharia do Petróleo) – Universidade  
Federal do Rio Grande do Norte. Centro de Ciências Exatas e da Terra. Programa  
de Pós-Graduação em Ciência e Engenharia do Petróleo.

1. Rochas sedimentares – Tese. 2. Simulação numérica de reservatórios –  
Tese. 3. Óleo leve – Tese. 4. Injeção alternada de água e gás – Tese. 5. WAG –  
Tese. I. Barillas, Jennys Lourdes Meneses. II. Título.

RN/UF/BCZM

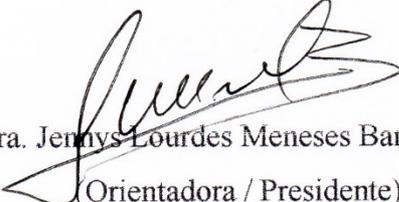
CDU 552.5

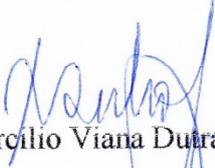
**Anthony Andrey Ramalho Diniz**

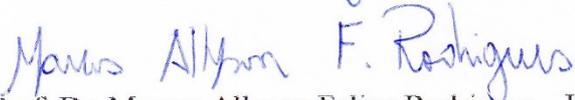
**ESTUDO DA INJEÇÃO DE ÁGUA E CO<sub>2</sub> EM RESERVATÓRIO  
CARBONÁTICO DE ÓLEO LEVE**

Tese de doutorado apresentada ao Programa de Pós-Graduação em Ciência e Engenharia de Petróleo – PPGCEP da Universidade Federal do Rio Grande do Norte, pré-requisito parcial para obtenção do título de doutor em Ciência e Engenharia do Petróleo.

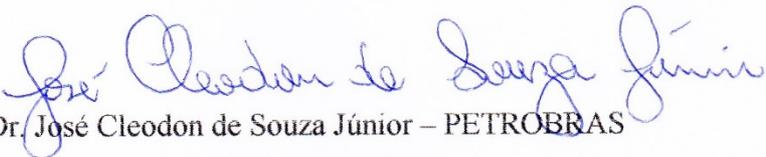
Aprovado em 10 de agosto de 2015.

  
Prof. Dra. Jennys Lourdes Meneses Barillas – UFRN  
(Orientadora / Presidente)

  
Prof. Ph.D. Tarcilio Viana Dutra Junior – UFRN  
(Membro Interno ao PPGCEP)

  
Prof. Dr. Marcos Allyson Felipe Rodrigues – UFRN  
(Membro Externo ao PPGCEP)

  
Prof. Dr. Elthon John Rodrigues de Medeiros – UFRN  
(Membro Externo à UFRN)

  
Dr. José Cleodon de Souza Júnior – PETROBRAS  
(Membro Externo à UFRN)

DINIZ, Anthony Andrey Ramalho. Estudo da injeção de água e CO<sub>2</sub> em reservatório carbonático de óleo leve. Tese de Doutorado, UFRN, Programa de Pós-Graduação em Ciência e Engenharia de Petróleo. Área de Concentração: Engenharia e Geologia de Reservatórios de Exploração de Petróleo e Gás Natural (ERE), Natal-RN, Brasil.

**Orientadora:** Prof. Dra. Jennys Lourdes Meneses Barillas

## RESUMO

---

Em 2006, a Petrobras anunciou a descoberta do campo de Tupi, na Bacia de Santos, que concentra uma grande quantidade de petróleo abaixo da camada de sal, conhecida como camada pré-sal. Essa descoberta possui grandes volumes de óleo leve (28° a 30° API), com alto conteúdo de gás, próxima aos centros consumidores mais importantes do Sudeste do Brasil e tendo os testes de formação dos primeiros poços apresentado altas vazões, sem indicação de barreiras. Apesar dessa descoberta ser muito importante, a Petrobras e seus parceiros reconhecem que ela representa um cenário desafiador, por estar localizada em torno de 300km da costa, em condições adversas para sua produção. Examinando possíveis métodos de recuperação avançada aplicáveis àquelas condições, considerou-se que a presença de dióxido de carbono (CO<sub>2</sub>) poderia ser vantajosa, se combinada com a água do mar, no processo de injeção alternada de água e gás (WAG), que passou a ser visto como uma boa opção. Nesse contexto, esta pesquisa teve como objetivo a realização da avaliação de várias técnicas de injeção de CO<sub>2</sub> e água, em reservatórios com características do pré-sal brasileiro. Para tanto, foi modelado um óleo leve, semelhante aos óleos encontrados na camada do pré-sal, e um reservatório homogêneo, semissintético, com características semelhantes às propriedades médias dos reservatórios carbonáticos daquela região, produzindo através de uma malha *five-spot*, em um tempo de projeto de 12 anos. Inicialmente, foram realizados testes injetando apenas água e depois CO<sub>2</sub>. Com base nesses testes, foram avaliadas quatro variações do WAG, sendo as duas primeiras com injeção alternada dos fluidos e as demais com injeção contínua. Ao final, verificou-se que a injeção alternada de água e gás, iniciada com água, é a opção com maior recuperação de óleo, que alcançou 91,34% no melhor caso. Quando iniciado com injeção de gás, o mesmo processo se torna menos eficiente, mas proporciona antecipação da produção. Os processos de injeção simultânea dos fluidos produziram recuperações inferiores a 75%, entretanto se mostraram mais vantajosos do que a injeção desses fluidos individualmente.

---

**Palavras-chave:** Rochas sedimentares, simulação numérica de reservatórios, óleo leve, injeção alternada de água e gás, WAG.

## ABSTRACT

In 2006, Petrobras announced the discovery of the Tupi field, in Santos Basin, which concentrates a high amount of oil under a salt layer, known as Pre-salt layer. This discovery has large amounts of light oil (28° to 30° API), with a high content of gas, close to the most important consumer centers of the Brazilian Southeast, and with the formation tests registering high flow with no barriers. Besides this discovery be very important, Petrobras and its partners recognized that it represents a challenging scenario, as it is situated about 300 km from the coast, in hard conditions for its production. Examining possible enhanced oil recovery methods for those conditions, it was considered that the presence of carbon dioxide (CO<sub>2</sub>) could be advantageous, if combined with the sea water, in the water-alternating-gas (WAG) process, which began to be seen as a good choice. In this context, this research aimed at evaluating different techniques of injecting CO<sub>2</sub> and water, in reservoirs similar to those ones found in the Brazilian pre-salt. To reach this goal, it was modeled a light oil, reproducing characteristics similar to those ones found in the Brazilian pre-salt, and a homogeneous and semisynthetic reservoir, based on the average characteristics of the carbonate rocks found in that region, producing oil through a five-spot configuration, in a project time of 12 years. At first, it was performed tests by injecting only water, and only CO<sub>2</sub> later. Based on those tests, it was tested four different WAG processes, being the first two with alternating injection of fluids and the other two with continuous injection. At the end, it was verified that the water-alternating-gas (WAG), beginning with water flooding, reaches the highest oil recovery factor, in the best case, of 91.34%. When the same process begins with gas flooding, it makes possible anticipating the oil production, but it is not efficient as the previous method. Finally, when simultaneously injecting water and gas, it was not recovered more than 75% of the oil, even though their recovery was higher than the one resulted from the injection of water or gas, individually.

**Keywords:** Sedimentary rocks, simulation of petroleum reservoirs, light oil, water-alternating-gas, WAG.

*Dedico este trabalho a todos os professores,  
porque foi o conhecimento acumulado que me trouxe até aqui.  
Iniciado em casa, no seio da família, meus primeiros professores,  
e complementado em todas as instâncias do saber, por onde passei.*

## **AGRADECIMENTOS**

Primeiramente a Deus, pelo dom da vida e as várias graças alcançadas no decorrer da caminhada.

À minha família, pelas orientações e apoio.

Aos prof. Dra. Renata Câmara e prof. M.Sc. Esdras Matheus, porque foram indispensáveis para que esse caminho fosse tomado.

À prof. Dra. Jennys Barillas, por aceitar guiar meus passos nos momentos mais difíceis da caminhada, pela paciência, amizade, ensinamentos e por acreditar que tudo seria possível.

A Edson Andrade, Hannah Lícia e Tatiane Santos, pela amizade e parceria.

A Keylly Eyglys, Robinson Alves, João Paulo, Mademerson Leandro e Rodrigo Silva, pela parceria e momentos de diversão no LabSis.

Às prof. Dra. Ana Maria e prof. Dra. Heliana Soares, pelo “ouvido amigo” e tardes de cafezinho.

Ao prof. Dr. Adrião Duarte, pelos ensinamentos e companhia nos eventos científicos.

Ao prof. Jorge Dantas, pelos ensinamentos na primeira parte da caminhada.

Aos demais professores do Departamento, em especial aos Prof. Wilson da Mata, Prof. Marcos Allyson, Prof. Edney Rafael e Prof. Tarcilio Viana, pelas importantes contribuições acadêmicas.

Aos colegas de caminhada do PPGCEP, em especial a Glauco Braga, Luciana Souza, Aneliése Lunguinho, Glydianne Fernandes, Dayse da Mata, Wattson Perales.

Aos colegas do LEAP, em especial a Robson Gurgel, Aldayr Dantas e Davi Monteiro, pela amizade e momentos de diversão.

Ao pessoal da Academia Newlife, em especial a Suely Lira, Débora Caravina e a Sra. Socorro Freire, que me fizeram rir muito nos momentos em que foi preciso.

Aos amigos Hitaécio Coelho e Flávio Carneiro, que souberam os momentos certos para me animar e a Pedro Alcântara, que soube dar uma força quando foi necessário.

À prof. Marcela Marques e Carlos Macêdo, pelo apoio na coordenação do curso.

Ao Prof. Dr. Osvaldo Chiavone e o Prof. Romualdo Vidal, pela amizade e parceria.

À Maria Brunet, pela amizade e paciência!

Ao PRH-14, pelo apoio financeiro e suporte na publicação de trabalhos científicos.

Ao Eng. Juan Mateo, do Computer Modelling Group Ltd. (CMG), pelas dicas e ensinamentos no uso do software e ferramentas.

Ao Computer Modelling Group Ltd. (CMG), pelo programa de simulação numérica, que viabilizou esse estudo.

“Eu fico com a pureza  
Da resposta das crianças  
É a vida, é bonita  
E é bonita  
Viver  
E não ter a vergonha  
De ser feliz  
Cantar e cantar e cantar  
A beleza de ser  
Um eterno aprendiz  
Ah meu Deus!  
Eu sei, eu sei  
Que a vida devia ser  
Bem melhor e será  
Mas isso não impede  
Que eu repita  
É bonita, é bonita  
E é bonita  
Viver  
E não ter a vergonha  
De ser feliz  
Cantar e cantar e cantar  
A beleza de ser  
Um eterno aprendiz  
Ah meu Deus!  
Eu sei, eu sei  
Que a vida devia ser  
Bem melhor e será  
Mas isso não impede  
Que eu repita  
É bonita, é bonita  
E é bonita  
E a vida  
E a vida o que é?  
Diga lá, meu irmão  
Ela é a batida de um coração  
Ela é uma doce ilusão  
Hê! Hô!  
E a vida  
Ela é maravilha ou é sofrimento?  
Ela é alegria ou lamento?  
O que é? O que é?  
Meu irmão

Há quem fale  
Que a vida da gente  
É um nada no mundo  
É uma gota, é um tempo  
Que nem dá um segundo  
Há quem fale  
Que é um divino  
Mistério profundo  
É o sopro do criador  
Numa atitude repleta de amor  
Você diz que é luta e prazer  
Ele diz que a vida é viver  
Ela diz que melhor é morrer  
Pois amada não é  
E o verbo é sofrer  
Eu só sei que confio na moça  
E na moça eu ponho a força da fé  
Somos nós que fazemos a vida  
Como der, ou puder, ou quiser  
Sempre desejada  
Por mais que esteja errada  
Ninguém quer a morte  
Só saúde e sorte  
E a pergunta roda  
E a cabeça agita  
Eu fico com a pureza  
Da resposta das crianças  
É a vida, é bonita  
E é bonita  
Viver  
E não ter a vergonha  
De ser feliz  
Cantar e cantar e cantar  
A beleza de ser  
Um eterno aprendiz  
Ah meu Deus!  
Eu sei, eu sei  
Que a vida devia ser  
Bem melhor e será  
Mas isso não impede  
Que eu repita  
É bonita, é bonita  
E é bonita”  
(Gonzaguinha)

## SUMÁRIO

|   |    |
|---|----|
| CAPÍTULO I.....   | 1  |
| 1.    Introdução .....  | 2  |
| CAPÍTULO II.....  | 6  |
| 2.    Aspectos Teóricos.....  | 7  |
| 2.1    Recuperação avançada de petróleo .....                                   | 7  |
| 2.1.1    Classificação dos métodos especiais de recuperação de óleo (EOR) ..... | 9  |
| 2.1.1.1    Métodos térmicos .....   | 10 |
| 2.1.1.2    Métodos químicos .....   | 11 |
| 2.1.1.3    Métodos miscíveis ou de solventes .....                              | 13 |
| 2.1.1.4    Outros métodos .....   | 14 |
| 2.1.2    Critérios para a escolha do método especial de recuperação de óleo ... | 16 |
| 2.2    Métodos miscíveis.....   | 17 |
| 2.2.1    Diagramas ternários de fase .....                                      | 18 |
| 2.2.2    Pressão mínima de miscibilidade.....                                   | 21 |
| 2.2.3    Miscibilidade de primeiro contato (MPC) .....                          | 23 |
| 2.2.4    Miscibilidade de múltiplo contato (MMC).....                           | 24 |
| 2.2.5    Miscibilidade em fluidos de reservatórios reais .....                  | 27 |
| 2.2.6    Injeção miscível de CO <sub>2</sub> .....                              | 29 |
| 2.2.7    Processo WAG (water-alternating-gas) .....                             | 33 |
| 2.2.7.1    Classificação do processo WAG .....                                  | 35 |
| 2.2.7.2    Fatores que influenciam no projeto de um processo WAG .....          | 37 |
| 2.3    Planejamento e otimização de experimentos .....                          | 41 |
| 2.3.1    Diagramas de Pareto .....  | 43 |
| 2.3.2    Superfícies de resposta e curvas de nível.....                         | 43 |
| 2.4    Simulação numérica de reservatórios.....                                 | 46 |
| 2.4.1    Simulação composicional de reservatórios.....                          | 48 |
| 2.5    Reservatórios da camada Pré-sal.....                                     | 50 |
| CAPÍTULO III .....  | 54 |
| 3.    Estado da Arte.....   | 55 |

|   |     |
|---|-----|
| CAPÍTULO IV .....   | 58  |
| 4. Materiais e Métodos.....   | 59  |
| 4.1 Ferramentas computacionais .....  | 59  |
| 4.2 Modelo de fluidos.....  | 61  |
| 4.3 Cálculo da pressão mínima de miscibilidade (PMM) do CO <sub>2</sub> ..... | 66  |
| 4.4 Características do reservatório .....                                     | 70  |
| 4.5 Características operacionais do modelo base .....                         | 72  |
| 4.6 Escolha da malha - refinamento .....                                      | 74  |
| 4.7 Metodologia para realização do trabalho .....                             | 76  |
| <br>  |     |
| CAPÍTULO V .....  | 83  |
| 5. Resultados e Discussões .....  | 84  |
| 5.1 Recuperação primária do modelo base.....                                  | 84  |
| 5.2 Injeção de água.....  | 86  |
| 5.3 Injeção de gás (CO <sub>2</sub> ) .....                                   | 90  |
| 5.4 Injeção alternada de água e gás (WAG).....                                | 97  |
| 5.5 Injeção alternada de água e gás (WAG) com ciclo invertido.....            | 120 |
| 5.6 Injeção simultânea de água e gás (SWAG).....                              | 145 |
| 5.7 Injeção simultânea seletiva de água e gás (SSWAG) .....                   | 153 |
| 5.8 Comparativo dos melhores casos dos métodos analisados .....               | 161 |
| <br>  |     |
| CAPÍTULO VI.....  | 167 |
| 6. Conclusões e Recomendações .....   | 168 |
| <br>  |     |
| REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS .....  | 172 |

## LISTA DE FIGURAS

### CAPÍTULO I

- Figura 1.1 – Localização geográfica e blocos do pré-sal. .... 3
- Figura 1.2 – Profundidade típica alcançada por um poço no pré-sal. .... 4

### CAPÍTULO II

- Figura 2.1 – Comportamento da viscosidade em função da temperatura para três óleos diferentes. .... 11
- Figura 2.2 – Princípio dos métodos químicos. .... 12
- Figura 2.3 – Diagrama ternário de fases: a) para um sistema consistindo de três componentes hipotéticos A, B e C, com solubilidade limitada; e b) para um sistema consistindo de três componentes que são miscíveis em todas as proporções..... 19
- Figura 2.4 – Resultado do experimento de deslocamento em *slim-tube*. .... 22
- Figura 2.5 – Diagrama de miscibilidade de primeiro contato (MPC). .... 23
- Figura 2.6 – Diagrama de fase do mecanismo de vaporização do gás à pressão mínima de miscibilidade..... 25
- Figura 2.7 – Diagrama de fases esquemático do mecanismo de condensação do gás a uma pressão mínima de miscibilidade..... 26
- Figura 2.8 – Diagrama de fase pseudoternário do mecanismo de condensação/vaporização. .... 29
- Figura 2.9 – Inchamento do óleo devido ao contato com o CO<sub>2</sub> miscível. .... 30
- Figura 2.10 – Redução de varrido em função das diferenças de densidade e viscosidade dos fluidos. .... 31
- Figura 2.11 – Esquema de injeção de CO<sub>2</sub> ..... 32
- Figura 2.12 – Diagrama esquemático da operação do *water-alternating-gas* (WAG) miscível de CO<sub>2</sub>. .... 34
- Figura 2.13 – Exemplo de um diagrama de Pareto..... 44
- Figura 2.14 – Exemplo de superfície de resposta. .... 45
- Figura 2.15 – Exemplos de curvas de nível..... 45
- Figura 2.16 – Representação de simuladores agrupados pelo número de dimensões... 47
- Figura 2.17 – Áreas do cluster do Pré-sal..... 50
- Figura 2.18 – Amostra de rocha do campo de Tupi, em comparação a um estromatolita de Lagoa Salgada, no Norte do Rio de Janeiro..... 52

### CAPÍTULO III

### CAPÍTULO IV

|   |    |
|---|----|
| Figura 4.1 – Curva ajustada para os dados de fator volume de formação do óleo.....  | 63 |
| Figura 4.2 – Curva ajustada para os dados de razão de solubilidade do gás no óleo....   | 63 |
| Figura 4.3 – Curva ajustada para os dados de fator volume de formação do gás.....   | 64 |
| Figura 4.4 – Curva ajustada para os dados de densidade do óleo. ....  | 64 |
| Figura 4.5 – Curva ajustada para os dados de viscosidade do óleo.....   | 65 |
| Figura 4.6 – Envelopes de fases do fluido com composição original e após o agrupamento de componentes. ....   | 65 |
| Figura 4.7 – Diagrama pseudoternário representativo dos passos 3 e 4 do método de simulação de célula a célula. ....  | 67 |
| Figura 4.8 – Diagramas pseudoternários para cálculo da PMM do CO <sub>2</sub> no óleo.....  | 69 |
| Figura 4.9 – Curva de pressão capilar para um carbonato heterogêneo molhável à água.....  | 70 |
| Figura 4.10 – Curvas de permeabilidades relativas para carbonato molhável à água. ...   | 71 |
| Figura 4.11 – Tabela de líquido-gás (saturação de líquidos) para carbonato molhável à água.....   | 71 |
| Figura 4.12 – Visão geral do modelo de reservatório utilizado.....  | 72 |
| Figura 4.13 – Configuração de poços para a aplicação dos métodos e mapa de saturação de óleo. ....  | 73 |
| Figura 4.14 – Modelos refinados nas dimensões $i$ e $j$ para definição da malha: (a) 5.175 blocos; (b) 22.103 blocos; (c) 59.823 blocos; (d) 85.583 blocos e (e) 190.463 blocos.. | 75 |
| Figura 4.15 – Produção acumulada de óleo para os cinco modelos de refinamentos. ...   | 76 |
| Figura 4.16 – Corte do reservatório com visualização seletiva dos poços: (a) poços injetores de água e produtor e (b) poços injetores de gás e produtor. ....                     | 81 |
| Figura 4.17 – Metodologia para desenvolvimento da pesquisa. ....  | 82 |

### CAPÍTULO V

|  |    |
|--|----|
| Figura 5.1 – Recuperação primária do modelo base, considerando uma configuração com cinco poços produtores e outra com apenas um poço central produtor.....                  | 85 |
| Figura 5.2 – Vazão de óleo no modelo base sem injeção de fluidos, considerando uma configuração com cinco poços produtores e outra com apenas um poço central produtor. .... | 85 |

|  |     |
|--|-----|
| Figura 5.3 – Pressão do reservatório no modelo base, sem injeção de fluidos, considerando uma configuração com cinco poços produtores e outra com apenas um poço central produtor.....                                 | 86  |
| Figura 5.4 – Curvas e fatores de recuperação obtidos para o reservatório com injeção de água, para as vazões indicadas. ....   | 87  |
| Figura 5.5 – Comportamento da pressão média do reservatório para vazões de água injetadas.....   | 88  |
| Figura 5.6 – Mapas de saturação de óleo para o modelo com vazão de injeção de 50 m <sup>3</sup> /dia de água: (a) Inicial; (b) 5 dias; (c) 1 mês; (d) 6 meses; (e) 1 ano; e (f) 2 anos.....                            | 89  |
| Figura 5.7 – Fatores de recuperação obtidos para as vazões de água definidas para a análise de sensibilidade. ....   | 90  |
| Figura 5.8 – Curvas de fatores de recuperação obtidos para o reservatório com injeção de CO <sub>2</sub> , para as vazões indicadas. ....  | 91  |
| Figura 5.9 – Mapas de saturação de gás, viscosidade e densidade do óleo, para o reservatório com uma vazão de injeção de CO <sub>2</sub> de 20.000 m <sup>3</sup> /dia.....  | 92  |
| Figura 5.10 – Curvas de percentual de óleo recuperado e da produção do CO <sub>2</sub> injetado, para as vazões de injeção de 4.000 m <sup>3</sup> /dia, 12.000 m <sup>3</sup> /dia e 20.000 m <sup>3</sup> /dia. .... | 93  |
| Figura 5.11 – Comportamento da pressão do reservatório nos dois primeiros anos, para cada vazão de injeção de gás definida. ....   | 94  |
| Figura 5.12 – Mapas de saturação de óleo para o modelo com vazão de injeção de 2.000 m <sup>3</sup> /dia de CO <sub>2</sub> : (a) Inicial; (b) 5 dias; (c) 1 mês; (d) 6 meses; (e) 1 ano; e (f) 2 anos. ...            | 95  |
| Figura 5.13 – Fatores de recuperação obtidos para as vazões de CO <sub>2</sub> definidas para a análise de sensibilidade. ....   | 96  |
| Figura 5.14 – Fatores de recuperação obtidos para 27 casos do planejamento fatorial completo do processo WAG, em 12 anos de projeto. ....  | 98  |
| Figura 5.15 – Diagrama de Pareto para o primeiro ano do processo WAG.....  | 100 |
| Figura 5.16 – Superfícies de resposta para o primeiro ano de projeto, com as seguintes interações: (a) tempo de ciclo e vazão de gás; (b) tempo de ciclo e vazão de água e (c) vazão de água e a vazão de gás.....     | 101 |
| Figura 5.17 – Diagrama de Pareto para o segundo ano do processo WAG. ....  | 102 |
| Figura 5.18 – Superfícies de resposta para o segundo ano de projeto, com as seguintes interações: (a) tempo de ciclo e vazão de gás; (b) tempo de ciclo e vazão de água e (c) vazão de água e a vazão de gás.....      | 103 |
| Figura 5.19 – Diagrama de Pareto para o terceiro ano do processo WAG.....  | 104 |
| Figura 5.20 – Superfícies de resposta para o terceiro ano de projeto, com as seguintes interações: (a) tempo de ciclo e vazão de gás; (b) tempo de ciclo e vazão de água e (c) vazão de água e a vazão de gás.....     | 105 |

|   |     |
|---|-----|
| Figura 5.21 – Diagrama de Pareto para o sexto ano do processo WAG. ....   | 106 |
| Figura 5.22 – Superfícies de resposta para o sexto ano de projeto, com as seguintes interações: (a) tempo de ciclo e vazão de gás; (b) tempo de ciclo e vazão de água e (c) vazão de água e a vazão de gás..... | 107 |
| Figura 5.23 – Fatores de recuperação obtidos para 27 casos do planejamento fatorial completo do processo WAG, em 12 anos de projeto, com os tempos de ciclo ampliados.....                                      | 108 |
| Figura 5.24 – Diagrama de Pareto para o terceiro ano do processo WAG, com tempos de ciclo ampliados. ....   | 110 |
| Figura 5.25 – Superfícies de resposta para o terceiro ano de projeto, com as interações entre (a) tempo de ciclo e vazão de gás e (b) vazão de água e a vazão de gás.....                                       | 111 |
| Figura 5.26 – Diagrama de Pareto para o sexto ano do processo WAG, com tempos de ciclo ampliados. ....  | 112 |
| Figura 5.27 – Superfícies de resposta para o terceiro ano de projeto, com as interações entre (a) tempo de ciclo e vazão de gás e (b) vazão de água e a vazão de gás.....                                       | 113 |
| Figura 5.28 – Diagrama de Pareto para o nono ano do processo WAG, com tempos de ciclo ampliados. ....   | 114 |
| Figura 5.29 – Superfícies de resposta para o nono ano de projeto, com as interações entre (a) tempo de ciclo e vazão de gás e (b) vazão de água e a vazão de gás. ....  | 115 |
| Figura 5.30 – Saturação de óleo remanescente no reservatório ao final dos 12 anos de projeto, considerando os cinco tempos de ciclo testados para o WAG. ....   | 116 |
| Figura 5.31 – Vazões de injeção de 100 m <sup>3</sup> /dia de água e de 8.000 m <sup>3</sup> /dia de gás, em condições de reservatório. ....  | 117 |
| Figura 5.32 – Fator de recuperação em função do volume poroso injetado para o processo WAG com as maiores vazões de água e gás, mas com diferentes ciclos de injeção....  | 118 |
| Figura 5.33 – Fator de recuperação em função do volume poroso injetado para o processo WAG com ciclo de injeção de 18 meses e as combinações de vazões testadas no planejamento experimental.....               | 119 |
| Figura 5.34 – Fatores de recuperação obtidos para 27 casos do planejamento fatorial completo do processo WAG de ciclo de injeção invertido, em 12 anos de projeto. ....   | 120 |
| Figura 5.35 – Diagrama de Pareto para o primeiro ano do processo WAG, com ciclo de injeção invertido. ....  | 122 |
| Figura 5.36 – Superfícies de resposta para o primeiro ano de projeto, com as interações entre (a) tempo de ciclo e vazão de gás; (b) tempo de ciclo e vazão de água e (c) vazão de água e a vazão de gás.....   | 123 |
| Figura 5.37 – Diagrama de Pareto para o segundo ano do processo WAG, com ciclo de injeção invertido. ....   | 125 |

|   |     |
|---|-----|
| Figura 5.38 – Superfícies de resposta para o segundo ano de projeto, com as interações entre (a) tempo de ciclo e vazão de gás; (b) tempo de ciclo e vazão de água e (c) vazão de água e a vazão de gás.....                        | 126 |
| Figura 5.39 – Diagrama de Pareto para o terceiro ano do processo WAG, com ciclo de injeção invertido. ....  | 127 |
| Figura 5.40 – Superfícies de resposta para o terceiro ano de projeto, com as interações entre (a) tempo de ciclo e vazão de gás; (b) tempo de ciclo e vazão de água e (c) vazão de água e a vazão de gás.....                       | 129 |
| Figura 5.41 – Diagrama de Pareto para o sexto ano do processo WAG, com ciclo de injeção invertido. ....   | 130 |
| Figura 5.42 – Superfícies de resposta para o sexto ano de projeto, com as interações entre (a) tempo de ciclo e vazão de gás; (b) tempo de ciclo e vazão de água e (c) vazão de água e a vazão de gás. ....                         | 131 |
| Figura 5.43 – Fatores de recuperação obtidos para o processo WAG de ciclo de injeção invertido, em 12 anos de projeto, com tempos de ciclo ampliados.....   | 133 |
| Figura 5.44 – Diagrama de Pareto para o terceiro ano do processo WAG, com tempos de ciclo ampliados e ciclo de injeção invertido.....   | 136 |
| Figura 5.45 – Superfícies de resposta para o terceiro ano de projeto, considerando a sequência de injeção de fluidos invertida, com as interações entre (a) tempo de ciclo e vazão de gás e (b) vazão de água e a vazão de gás..... | 137 |
| Figura 5.46 – Diagrama de Pareto para o sexto ano do processo WAG, com tempos de ciclo ampliados e ciclo de injeção invertido.....  | 138 |
| Figura 5.47 – Superfícies de resposta para o sexto ano de projeto, considerando a sequência de injeção de fluidos invertida, com as interações entre (a) tempo de ciclo e vazão de gás e (b) vazão de água e a vazão de gás.....    | 139 |
| Figura 5.48 – Saturação de óleo remanescente no reservatório ao final dos 12 anos de projeto, considerando os cinco tempos de ciclo testados para o WAG de ciclo invertido.....   | 140 |
| Figura 5.49 – Fator de recuperação em função do volume poroso injetado para o processo WAG com ciclo de injeção invertido, maiores vazões de água e gás, e diferentes tempos de ciclo.....  | 142 |
| Figura 5.50 – Fator de recuperação em função do volume poroso injetado para o processo WAG com ciclo de injeção de 18 meses, ciclo invertido de injeção, e combinações de vazões testadas no planejamento experimental. ....        | 143 |
| Figura 5.51 – Fatores de recuperação obtidos para os 9 casos do processo SWAG, no período de 12 anos.....   | 145 |
| Figura 5.52 – Mapas de saturação de óleo, gás e água, para o reservatório no caso 9, de maior recuperação de óleo, com o método SWAG. ....  | 147 |

|  |     |
|--|-----|
| Figura 5.53 – Mapas de saturação de gás e água, para o reservatório no caso 9, de maior recuperação de óleo, com escalas de saturação de gás reduzidas.....  | 148 |
| Figura 5.54 – Fator de recuperação em função do volume poroso injetado para o processo SWAG. ....  | 151 |
| Figura 5.55 – Cálculo da relação WAG do processo SWAG, para os 9 casos simulados.....  | 152 |
| Figura 5.56 – Fatores de recuperação obtidos para os 9 casos do processo SSWAG, no período de 12 anos.....   | 153 |
| Figura 5.57 – Mapas de saturação de óleo, gás e água, para o reservatório no caso 7, de maior recuperação de óleo, com o método SSWAG.....                   | 155 |
| Figura 5.58 – Fator de recuperação em função do volume poroso injetado para o processo SSWAG.....  | 159 |
| Figura 5.59 – Cálculo da relação WAG do processo SSWAG, para os 9 casos simulados.....   | 161 |
| Figura 5.60 – Comparativo das curvas dos fatores de recuperação obtidos para os casos destacados de todos os métodos estudados. ....                         | 162 |
| Figura 5.61 – Comparativo das saturações de óleo, ao final dos 12 anos de projeto, para todos os métodos estudados.....                                      | 164 |
| Figura 5.62 – Comparativo dos volumes porosos injetados (VPIs) para os casos destacados de todos os métodos estudados, ao final dos 12 anos de projeto. .... | 165 |

## CAPÍTULO VI

## LISTA DE TABELAS

### CAPÍTULO I

### CAPÍTULO II

Tabela 2.1 – Produtos microbiológicos e sua contribuição para o método especial de recuperação de óleo. .... 15

Tabela 2.2 – Critérios para escolha de métodos de recuperação especial. .... 16

### CAPÍTULO III

### CAPÍTULO IV

Tabela 4.1 – Composição do fluido do reservatório no experimento PVT. .... 62

Tabela 4.2 – Esquema de agrupamento do fluido. .... 63

Tabela 4.3 – Comparação dos dados de pressão de saturação. .... 65

Tabela 4.4 – Características iniciais do reservatório. .... 72

Tabela 4.5 – Condições operacionais utilizadas nas simulações realizadas. .... 73

Tabela 4.6 – Dados dos modelos utilizados para refinamento da malha de simulação. 74

Tabela 4.7 – Parâmetros e níveis avaliados na análise de sensibilidade do WAG. .... 78

Tabela 4.8 – Parâmetros e níveis avaliados na análise de sensibilidade do processo WAG, com os tempos de ciclo ampliados. .... 79

Tabela 4.9 – Parâmetros e níveis avaliados na análise de sensibilidade do processo de injeção simultânea de água e gás (SWAG). .... 80

### CAPÍTULO V

Tabela 5.1 – Percentual de óleo recuperado ao final de 2 anos para a injeção de água. 88

Tabela 5.2 – Percentual de óleo recuperado ao final de 12 anos para a injeção de CO<sub>2</sub>. 91

Tabela 5.3 – Parâmetros e níveis avaliados na análise de sensibilidade do WAG. .... 97

Tabela 5.4 – Casos simulados para o processo WAG e respectivos fatores de recuperação obtidos para os 3 primeiros anos e o 6º ano. .... 99

Tabela 5.5 – Parâmetros e níveis avaliados na análise de sensibilidade do processo WAG, com os tempos de ciclo ampliados. .... 108

|  |     |
|--|-----|
| Tabela 5.6 – Casos simulados para o processo WAG de tempos de ciclo ampliados, e respectivos fatores de recuperação obtidos para os 9 primeiros anos, em intervalos trienais. ....                       | 109 |
| Tabela 5.7 – Relações WAG para os casos avaliados. ....  | 117 |
| Tabela 5.8 – Parâmetros e níveis avaliados na análise de sensibilidade do WAG com ciclo invertido.....   | 120 |
| Tabela 5.9 – Casos simulados para o processo WAG com ciclo de injeção invertido e respectivos fatores de recuperação obtidos para os 3 primeiros anos e o 6º ano.....                                    | 121 |
| Tabela 5.10 – Parâmetros e níveis avaliados na análise de sensibilidade do processo WAG de ciclo de injeção invertido, com os tempos de ciclo ampliados. ....  | 133 |
| Tabela 5.11 – Casos simulados para o processo WAG com ciclo de injeção invertido e seus respectivos fatores de recuperação obtidos para os 6 primeiros anos, considerando tempos de ciclo ampliados..... | 135 |
| Tabela 5.12 – Relações WAG para os casos avaliados. ....   | 141 |
| Tabela 5.13 – Casos simulados no processo SWAG e respectivos fatores de recuperação obtidos para 2 anos, 4 anos, 6 anos e 12 anos. ....  | 146 |
| Tabela 5.14 – Comparação dos resultados obtidos com a injeção de água e com a aplicação do processo SWAG. ....   | 149 |
| Tabela 5.15 – Comparação dos resultados obtidos com a injeção de CO <sub>2</sub> e com a aplicação do processo SWAG. ....  | 149 |
| Tabela 5.16 – Comparação dos resultados obtidos com o WAG de ciclo longo, o WAG de ciclo de injeção invertido e longo, com a aplicação do processo SWAG. ....  | 150 |
| Tabela 5.17 – Relações WAG para os 9 casos avaliados do processo SWAG. ....  | 152 |
| Tabela 5.18 – Casos simulados no processo SSWAG e respectivos fatores de recuperação obtidos para 2 anos, 4 anos, 6 anos e 12 anos. ....   | 154 |
| Tabela 5.19 – Comparação dos resultados obtidos com a injeção de água e com a aplicação do processo SSWAG. ....  | 156 |
| Tabela 5.20 – Comparação dos resultados obtidos com a injeção de CO <sub>2</sub> e com a aplicação do processo SSWAG. ....   | 157 |
| Tabela 5.21 – Comparação dos resultados obtidos com o WAG de ciclo longo, o WAG de ciclo de injeção invertido e longo, com a aplicação do processo SSWAG. ....   | 158 |
| Tabela 5.22 – Comparativo das recuperações de óleo obtidas ao final do tempo de projeto para os processos SWAG e SSWAG.....  | 160 |
| Tabela 5.23 – Relações WAG para os 9 casos avaliados do processo SSWAG. ....   | 160 |

## CAPÍTULO VI

---

## **CAPÍTULO I**

---

## **1. Introdução**

Com os avanços tecnológicos mundiais, o petróleo se tornou a maior fonte de geração de energia não renovável, garantindo o desenvolvimento dos países industrializados, bem como do mundo em desenvolvimento (NANGACOVIE, 2012).

Apesar do momento de crise na economia global, o ano de 2013 registrou uma aceleração no consumo global de energia primária. O óleo permaneceu líder mundial, representando 32,9% desse consumo, embora tenha continuado perdendo participação no mercado, pelo décimo quarto ano consecutivo, registrando sua menor participação na série de dados divulgada pela British Petroleum, iniciada em 1965 (BRITISH PETROLEUM, 2014).

No Brasil, o petróleo e derivados também têm liderado no consumo e produção. Do ponto de vista da oferta, embora o país registre uma grande participação das fontes renováveis em sua matriz energética (41% em 2013), as energias não renováveis ainda possuem maior participação (59% em 2013). Nesse cenário, o petróleo e seus derivados responderam por 39,3% da oferta total, mantendo estabilidade em termos de participação, quando comparada ao ano de 2012. Em termos de consumo, os derivados do petróleo registraram uma pequena redução em sua participação percentual na matriz energética brasileira, tendo passado de 44,58% (2012) para 44,37% (2013), mas a participação total desses derivados ainda é superior à participação individual de todas as demais fontes de energia (EPE, 2014).

No ano de 2006, o Brasil alcançou a sua autossuficiência em petróleo. Entretanto, essa condição durou apenas até o ano de 2010, quando houve a necessidade de aumentar as importações de petróleo para atender à alta demanda interna (ROSA, 2014). A respeito da “autossuficiência”, Castellar e Feijó (2006) esclarecem que essa condição “depende do ponto de vista do observador”, pois mesmo na época em que o Brasil foi considerado autossuficiente, ele o era em termos de produção, mas não em termos de qualidade do óleo, uma vez que apenas 6% da produção nacional era de óleo leve. Essa ideia fica evidenciada quando Canelas (2004) afirma que o petróleo brasileiro podia ser classificado em sua maior parte como pesado, sendo o óleo do Campo de Marlim, da Petrobras, a variante comercialmente explorável mais pesada, com 17° API.

Contudo, também no ano de 2006, a Petrobras anunciou a descoberta do campo de Tupi, atual campo de Lula, na Bacia de Santos, que concentra uma grande quantidade de

petróleo abaixo da camada de sal, também conhecida como camada pré-sal. Essa descoberta representou a localização de grandes volumes de óleo leve (28° a 30° API), com alto conteúdo de gás, e próxima aos centros consumidores mais importantes do Sudeste do Brasil, tendo os testes de formação dos primeiros poços apresentado altas vazões, sem indicação de barreiras (AGÊNCIA PETROBRAS, 2006; BELTRÃO *et al.*, 2009).

Essa camada pré-sal ocupa uma extensão de aproximadamente 800km na costa brasileira, por uma largura de 200km, acompanhando a linha do litoral entre os Estados de Santa Catarina e Espírito Santo, a uma distância de 300km da costa (AGÊNCIA PETROBRAS, 2006). Uma ilustração da localização geográfica e de alguns blocos marcados pode ser vista na Figura 1.1.

Figura 1.1 – Localização geográfica e blocos do pré-sal.

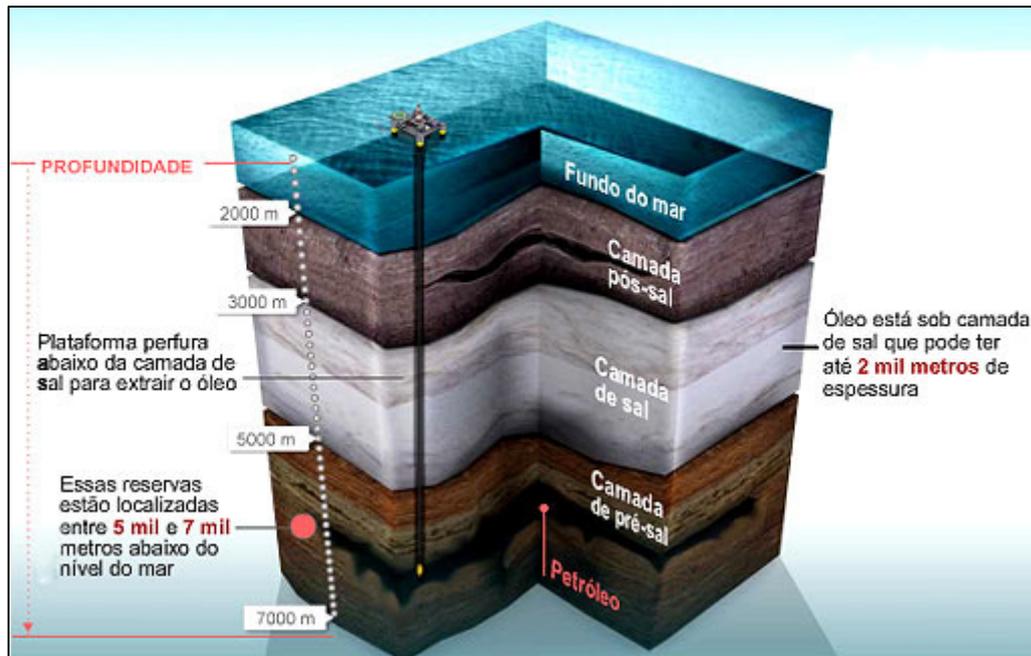


Fonte: Petrobras, 2014.

Nessa camada, os reservatórios estão situados entre 5.000m e 7.000m abaixo do nível do mar, onde os hidrocarbonetos estão mantidos por uma camada de sal, cuja espessura pode atingir 2.000m, conforme ilustrado na Figura 1.2. Esses reservatórios possuem grandes volumes de gás associado, baixo teor de enxofre, mas um teor de CO<sub>2</sub>

que pode ser superior a 10% molar, em alguns casos. Para alcançá-los, é necessário perfurar uma camada de sal mecanicamente instável e de reservatórios carbonáticos fraturados, exigindo elevados investimentos (PRIoux; MUXAGATO, 2011; MELLO, 2011).

Figura 1.2 – Profundidade típica alcançada por um poço no pré-sal.



Fonte: Wikigeo, 2012.

Apesar da descoberta dessas importantes acumulações de hidrocarbonetos em reservatórios na camada pré-sal, Beltrão *et al.* (2009) mencionam que a Petrobras e seus parceiros reconhecem que essa descoberta representa um cenário desafiador, uma vez que está situada em lâmina d'água ultra profunda (maior que 2.000m); trata-se de reservatórios carbonáticos profundos (mais de 5.000m); espalhada em uma área muito grande; com altas razões gás-óleo (maiores que 200m<sup>3</sup>/m<sup>3</sup> na área de Tupi); com alto conteúdo de CO<sub>2</sub> (8% a 12% em Tupi); submetidas a alta pressão e baixa temperatura; estendida imediatamente abaixo de uma grossa camada de sal (mais de 2.000m de sal); e localizadas em torno de 300km da costa, em condições mais severas do que a Bacia de Campos.

Com base nessas condições, Beltrão *et al.* (2009) enumeraram os pontos que consideram mais críticos para o desenvolvimento e produção do pré-sal da Bacia de Santos, a saber: tecnologia de reservatórios e de poços, garantia de escoamento, tecnologias de processamento e exportação de gás, e unidades de produção.

Especificamente sobre a tecnologia de reservatórios, esses autores classificaram os desafios em três principais categorias: descrever e representar os fluidos do reservatório e as heterogeneidades das rochas; escolher a melhor estratégia de produção, de acordo com as características do reservatório; e prever o desempenho do reservatório no futuro.

Foi feito um estudo para triagem dos vários métodos de recuperação avançada, buscando avaliar as opções para recuperação avançada nos campos do Pré-sal. As principais motivações foram a presença do dióxido de carbono (CO<sub>2</sub>) como contaminante e a decisão estratégica de não descartá-lo, combinada à RGO (razão gás-óleo) relativamente alta do fluido do reservatório. Como existem muitas limitações para a recuperação avançada em ambiente *offshore*, em termos logísticos e plantas para injeção de fluidos, os processos químicos foram considerados impraticáveis. Por outro lado, o processo de recuperação avançada para os campos do Pré-sal deveria tirar vantagem dos únicos recursos abundantes: a água do mar e o gás produzido ou importado. Assim, o processo de combinar esses recursos na injeção alternada de água e gás (WAG) passou a ser visto como uma boa opção.

Levando em consideração o desafio imposto por essa nova fronteira e a possibilidade de aproveitar esses dois recursos, a água e o dióxido de carbono, disponíveis em abundância naquele cenário, o objetivo desta pesquisa foi a realização da avaliação de várias técnicas de injeção de água e CO<sub>2</sub>, em reservatórios com características do Pré-sal brasileiro, considerando situações não contempladas em pesquisas anteriores.

Além do estudo numérico da injeção dos dois fluidos individualmente, água e CO<sub>2</sub>, foi estudada a injeção alternada, tanto contemplando o início da injeção com a água, como com o CO<sub>2</sub>, bem como algumas técnicas de injeção simultânea desses fluidos, apresentando várias alternativas que podem ser consideradas na exploração dessas novas jazidas, buscando comparar os métodos e destacar os possíveis benefícios da aplicação de cada um deles.

Esta tese é composta por seis capítulos, onde o Capítulo II apresenta os aspectos teóricos que servem de base para a compreensão do trabalho e nortearam o seu desenvolvimento; o capítulo III destaca os principais estudos relacionados ao tema da pesquisa; o capítulo IV lista as ações para modelar e caracterizar o processo, bem como o planejamento para a realização do estudo; o capítulo V apresenta os resultados obtidos e as discussões decorrentes; e o capítulo VI lista as principais conclusões resultantes da avaliação dos resultados, bem como sugestões para análises futuras que podem vir a complementar esta pesquisa.

---

## **CAPÍTULO II**

---

## **2. Aspectos Teóricos**

Embora a descoberta do Pré-sal brasileiro da Bacia de Santos tenha representado uma boa notícia para a indústria do petróleo, a Petrobras e seus parceiros reconhecem que essa nova fronteira representa um cenário desafiador: água ultra profunda (mais de 2.000m), com reservatórios carbonáticos profundos (mais de 5.000m), espalhados em grandes áreas, com alta RGO (maiores que 200 m<sup>3</sup>/m<sup>3</sup> na área de Tupi), alta quantidade de CO<sub>2</sub> no óleo (8% a 12% em Tupi), alta pressão e baixa temperatura, situados imediatamente abaixo de uma espessa camada de sal (mais de 2.000m de sal), localizados em torno de 300km da costa, e com condições oceânicas mais severas do que a Bacia de Campos (BELTRÃO *et al.*, 2009).

Em estudos para verificar os métodos de recuperação avançada que poderiam ser aplicados nos reservatórios do Pré-sal, foi considerado que se poderia aproveitar os dois recursos disponíveis em abundância, que são a água do mar e o gás produzido ou mesmo importado, podendo também serem combinados, desde que satisfeitos alguns requisitos, nos processos de injeção alternada de água e gás (WAG) (PIZARRO; BRANCO, 2012).

É nesse contexto que esta seção apresenta o aporte teórico que serviu de alicerce para a aplicação das várias formas de injeção de água e dióxido de carbono (CO<sub>2</sub>) em um reservatório com características do Pré-sal brasileiro.

Portanto, inicia-se com a apresentação da recuperação avançada de petróleo; seguida pelos métodos miscíveis e conceitos relacionados a esse tema, enfocando principalmente a injeção miscível de CO<sub>2</sub> e o processo WAG, com suas variantes. Para fundamentar as análises apresentadas, este capítulo também introduz o planejamento e otimização de experimentos, bem como as ferramentas que serão utilizadas para avaliar os resultados obtidos.

### **2.1 Recuperação avançada de petróleo**

Até o instante de abandono, um campo de petróleo passa por várias fases. A recuperação primária se dá no período de produção que se inicia com a descoberta do campo. Essa fase tem continuidade até o instante em que as fontes originais de energia não são mais suficientes para manterem, sem auxílio, a produção em níveis rentáveis (WALSH, 2007).

Quando descoberto um novo reservatório, as principais fontes de energia presentes são: a energia da compressão da água e da rocha; a energia da compressão do óleo; a energia de compressão do gás; a energia de compressão da água contígua e em comunicação com o reservatório de petróleo; a energia gravitacional que causa a segregação de óleo e gás no reservatório (WALSH, 2007).

Esses mecanismos de energia são liberados pela perfuração e operação dos poços, havendo declínio na pressão do reservatório, expansão dos fluidos, indução de escoamento, que resultam na produção de fluidos do meio poroso. O volume líquido da expansão da rocha e fluidos do reservatório implica na expulsão de um mesmo volume de fluidos. Da mesma forma, a expansão da água de aquíferos resulta na invasão do meio poroso, que também favorece a produção de fluidos do reservatório. Por fim, a segregação gravitacional não resulta diretamente na expulsão de fluidos, mas faz com que o óleo se acomode no fundo do reservatório e o gás migre para o topo. Assim, produzindo apenas das partes mais baixas do reservatório, um operador experiente pode recuperar o óleo seletivamente, produzindo mais óleo do que conseguiria em outras situações (WALSH, 2007).

No processo de produção também ocorre a dissipação da energia primária em função das resistências encontradas pelos fluidos para escoarem em direção aos poços produtores. Essas resistências ocorrem devido às forças viscosas e capilares presentes no meio poroso, refletindo-se no decréscimo da pressão do reservatório durante sua vida produtiva, conseqüentemente na redução da produtividade dos poços (ROSA; CARVALHO; XAVIER, 2006).

Devido ao fato da recuperação primária invariavelmente resultar em depleção da pressão, um processo de recuperação secundária é necessário para repressurizar ou aumentar a pressão do reservatório (WALSH, 2007). Essa recuperação secundária pode ser definida como a quantidade adicional de óleo obtida por meio de suplementação da energia primária com energia secundária, transferida artificialmente para a jazida, ou por meios que tendem a tornar a energia primária mais eficiente (ROSA; CARVALHO; XAVIER, 2006).

Segundo a literatura específica, quando as operações de recuperação secundária começam antes de terminar a fase de recuperação primária, são muitas vezes denominadas de operações de manutenção de pressão, mas como esses sistemas de recuperação secundária vêm sendo instalados precocemente na vida do reservatório, esse termo

“manutenção de pressão” tende a perder utilidade (ROSA; CARVALHO; XAVIER, 2006).

A recuperação avançada de petróleo é considerada a terceira, ou última, fase de produção útil, sendo algumas vezes chamada de produção terciária. Acontece quando a razão água/óleo (RAO) da produção do campo se aproxima do limite econômico de produção e o lucro líquido se reduz, em função da diferença entre o valor do óleo produzido e o custo do tratamento e injeção de água se tornar muito pequena. Nessa última etapa da história do campo, tem início a introdução de energias térmica e química para aumentar a produção de óleo. Entretanto, a recuperação avançada de petróleo pode ser iniciada a qualquer momento da vida produtiva de um campo, desde que se torne evidente que algum tipo de energia térmica ou química deva ser utilizada para estimular a produção (DONALDSON; CHILINGARIAN; YEN, 1985).

Bautista (2010) afirma que os métodos de recuperação avançada de óleo (*improved oil recovery* – IOR) são aplicados após o declínio da produção por energia natural do reservatório, sendo esses métodos divididos em:

- Métodos convencionais de recuperação de óleo – resultam do acréscimo da energia natural através da injeção de água e/ou gás imiscível para auxiliar na produção de óleo;
- Métodos especiais de recuperação de óleo (*enhanced oil recovery* – EOR) – resultam da aplicação de processos especiais, tais como injeção de químicos, gases miscíveis, térmicos, dentre outros.

Entretanto, o mesmo autor ressalta que nem sempre é seguida uma sequência de recuperação, pois um reservatório já pode iniciar a sua vida produtiva necessitando da aplicação de um método especial de recuperação de óleo, como é o caso de reservatórios de óleo pesado e viscoso, que podem requerer a aplicação de processos térmicos logo no início de sua vida produtiva, para possibilitarem vazões econômicas.

### **2.1.1 Classificação dos métodos especiais de recuperação de óleo (EOR)**

Alvarado e Manrique (2010) apresentam uma classificação para os métodos especiais de recuperação de óleo, que afirmam ser a mais aceita:

- Térmicos – incluem a estimulação com vapor (injeção cíclica), injeção de vapor, drenagem gravitacional assistida por vapor (SAGD), e a combustão *in-situ*

(injeção de ar). Também podem ser incluídos nessa categoria o aquecimento eletromagnético, desde o resistivo a baixas frequência, ao indutivo e dielétrico a altas frequências, incluindo a irradiação de microondas, mas sendo essas últimas tecnologias consideradas por esses autores como não comerciais;

- Químicos – caracteriza uma família de métodos que geralmente lida com a injeção de componentes ativos na interface, a exemplo de surfactantes e álcalis (soluções cáusticas), polímeros, e misturas químicas;
- Injeção miscível ou de solventes – são métodos frequentemente associados com uma forma de injeção de gases utilizando gases como hidrocarbonetos gasosos (enriquecidos ou pobres), dióxido de carbono, e nitrogênio. Entretanto, o solvente utilizado também pode ser de fase líquida. Fases supercríticas, a exemplo do dióxido de carbono a alta pressão, também são considerados bons solventes.

À classificação apresentada por Alvarado e Manrique (2010), é possível fazer um acréscimo, conforme indicado por Bautista (2010), de outros métodos, que são considerados mais novos e não se encaixam na classificação anterior. São exemplos dessa categoria adicional o método microbiológico e a estimulação sísmica.

#### 2.1.1.1 Métodos térmicos

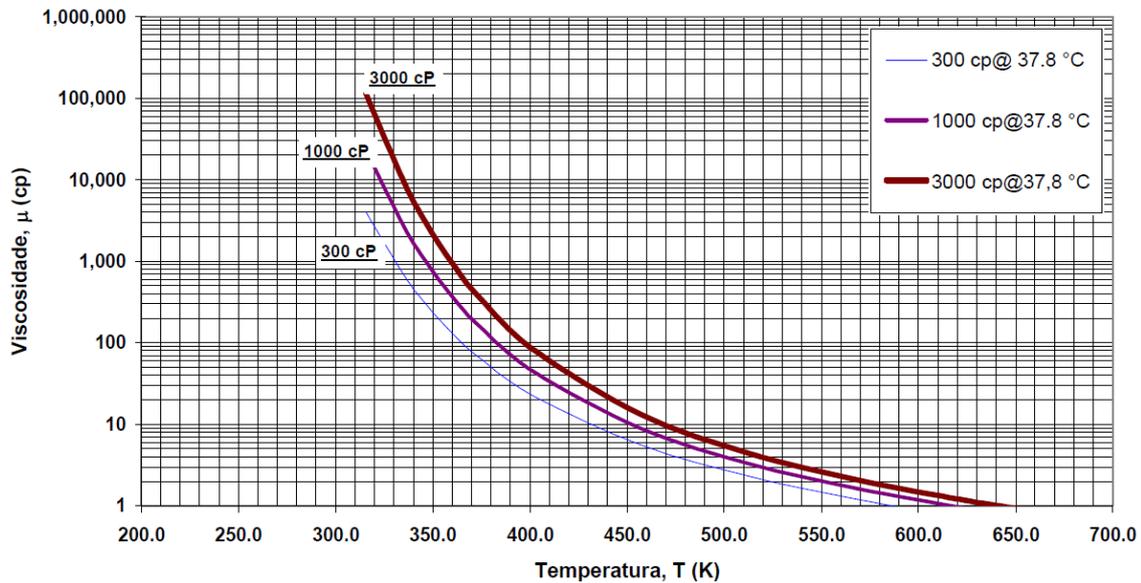
São os processos que requerem a injeção de energia térmica ou sua geração *in-situ*. Para o caso dos óleos pesados, o principal mecanismo de atuação desses métodos é a redução da viscosidade, o que facilita o escoamento desse óleo para os poços produtores (ALVARADO; MANRIQUE, 2010).

A influência da temperatura na viscosidade dos fluidos é significativa, pois ela cai de forma exponencial com o aumento da temperatura, conforme mostrado na Figura 2.1, para três óleos de diferentes viscosidades (300 cP, 1000 cP e 3000 cP), na condição de reservatório de 100°F (37,8°C) (BARILLAS, 2005).

Esses métodos também contribuem para reduzir o ritmo da queda de pressão do reservatório, uma vez que os fluidos e a rocha aquecidos se expandem, provendo energia adicional para expulsão de fluidos do reservatório. Adicionalmente, o calor transferido causa a vaporização de frações mais leves do óleo, que quando entra em contato com a

formação mais fria se condensa, formando um solvente ou banco miscível à frente da zona de vapor (RODRIGUES, 2012).

Figura 2.1 – Comportamento da viscosidade em função da temperatura para três óleos diferentes.



Fonte: Adaptado de Barillas, 2005, p. 15.

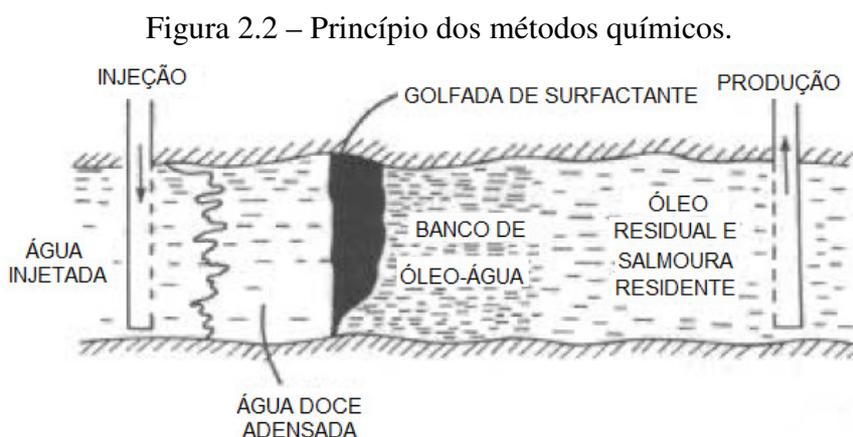
Rodrigues (2012) agrupa os métodos térmicos em duas categorias: com calor produzido na superfície e com calor gerado na formação. Estão inseridos na primeira categoria os métodos em que ocorre a injeção de fluidos que carregam o calor produzido, a exemplo do vapor e da água quente. Na segunda categoria está inserida a combustão *in-situ*, em que certo volume de óleo é queimado através do contato com ar ou oxigênio, injetado para iniciar um processo de combustão (BAUTISTA, 2010).

### 2.1.1.2 Métodos químicos

Nessa categoria são agrupados os processos em que se pressupõe certa interação química entre o fluido injetado e os fluidos do reservatório. Donaldson *et al.* (1989) dividem os métodos químicos em três categorias, que consideram principais: injeção de surfactantes, injeção de polímeros, e injeção cáustica. Os mesmos autores esclarecem que o mecanismo de deslocamento do óleo pela injeção cáustica e de surfactantes é baseado na formação de uma tensão interfacial ultra baixa, em que só a injeção de polímero, ou

injeção de surfactante seguida por polímero, resulta no controle de mobilidade, aumentando a recuperação de óleo.

Quando os cáusticos são injetados no reservatório de petróleo, eles reagem quimicamente com os ácidos graxos presentes nos derivados do petróleo, formando sal sódico *in-situ* de ácidos graxos. É a formação desses surfactantes que resulta em uma tensão interfacial ultra baixa. O mecanismo dos métodos químicos é ilustrado na Figura 2.2 (DONALDSON *et al.*, 1989).



Fonte: Adaptado de Donaldson *et al.*, 1989.

Quando o óleo do reservatório possui viscosidade elevada, a adição de polímeros à água de injeção pode alterar a forma como esse fluido se desloca no meio poroso, fazendo com que ele possua a mesma mobilidade do óleo. Essa alteração na mobilidade da água impede que ela encontre caminhos preferenciais para se dirigir aos poços produtores, melhorando sua eficiência de varrido (CURBELO, 2006).

Já a adição de substância tensoativa à água de injeção, proporciona um deslocamento miscível com água, uma vez que esse tensoativo (surfactante) reduz as tensões interfaciais entre a água e o óleo, ampliando a eficiência de deslocamento, pois a tensão interfacial é uma medida de miscibilidade (CURBELO, 2006).

Às categorias propostas por Donaldson *et al.* (1989), Curbelo (2006) acrescenta a injeção de microemulsão, que é um método em que se busca um deslocamento miscível com boas eficiências de varrido. A autora afirma que é uma mistura com a qual existe a preocupação com a miscibilidade e o controle da viscosidade.

Entretanto, Curbelo (2006) ressalta que, de maneira geral, esses métodos são pobres em relação à eficiência de varrido, pois essas soluções normalmente possuem

viscosidades bem menores que a do óleo, deixando a maior parte do reservatório sem ser varrida.

### 2.1.1.3 Métodos miscíveis ou de solventes

É uma categoria de métodos que se baseia na miscibilidade de uma substância injetada com a fase óleo. São indicados quando existem baixas eficiências de deslocamento, ou seja, o fluido não consegue remover o óleo dos poros devido às altas tensões interfaciais. Portanto, esses processos são utilizados quando se busca reduzir substancialmente e, se possível, eliminar as tensões interfaciais (CURBELO, 2006).

Donaldson *et al.* (1989) citam três variantes desse tipo de método:

- Processo de deslocamento miscível – envolve a injeção de um solvente, tal como um álcool, hidrocarbonetos refinados, gases condensados de hidrocarbonetos, gases liquefeitos de petróleo, ou dióxido de carbono, que podem se dissolver no óleo. Esse solvente injetado irá reduzir as forças capilares que causam a retenção do óleo nos poros da rocha reservatório. Nesse tipo de processo, a golfada injetada de solvente é seguida pela injeção de líquido ou gás, com o objetivo de forçar a mistura óleo-solvente a sair. Esses processos ainda podem ser subdivididos em: processo de golfada miscível; processo de gás enriquecido; processo de gás pobre a alta pressão; e processos mútuos de solvente e dióxido de carbono;
- Processo de golfada miscível – envolve a injeção de uma golfada de hidrocarbonetos líquidos igual a aproximadamente metade do volume poroso do reservatório, seguida por injeção de água ou gás para empurrar a golfada através do reservatório. No processo com gás natural enriquecido, a golfada injetada (10 a 20% do volume poroso) é seguida por gás pobre, ou gás pobre e água. No processo com gás pobre a alta pressão, esse fluido é injetado a alta pressão, com o objetivo de causar evaporação retrógrada do óleo cru e a formação de uma fase miscível, consistindo de componentes de C<sub>2</sub> a C<sub>6</sub>, entre o óleo do reservatório e o gás. O que diferencia os processos com gás enriquecido e com gás pobre a alta pressão é que no primeiro deles, os componentes C<sub>2</sub> a C<sub>6</sub> são transferidos do gás para o óleo, entretanto, no segundo processo, esses mesmos componentes são transferidos do óleo para o gás;

- Processo de solvente mútuo – refere-se à injeção de solventes que são miscíveis tanto no óleo do reservatório como na água. Eles formam uma fase única no reservatório, favorecendo a recuperação de óleo. Entretanto, é necessária uma concentração muito alta desses solventes para manter essa fase única.

Alvarado e Manrique (2010) apontam algumas desvantagens dos métodos miscíveis, como é o caso da formação de caminhos preferenciais viscosos (*viscous fingering*), devido à baixa viscosidade dos solventes, e também da sobreposição da fase menos densa, o que resulta em uma baixa eficiência de varrido. Eles citam como alternativa a esses problemas o processo de injeção alternada de água e gás (WAG), em que é utilizado frequentemente a injeção de dióxido de carbono para aumentar a eficiência de varrido e reduzir a necessidade de solventes caros.

Para Holstein e Stalkup (2007), os métodos miscíveis são processos provados, economicamente viáveis e que aumentam significativamente a recuperação de óleo em muitos tipos de reservatórios diferentes. Os mesmos autores ressaltam que muitos projetos de campo foram instalados em campos ao redor do mundo, com a maioria sendo em campos terrestres na América do Norte, e muitos desses projetos já estando maduros, servindo para se conhecer bem os benefícios em termos de recuperação e vazões de produção. Conseqüentemente, a habilidade em prever os níveis de recuperação, custos, e resultados econômicos pode ser considerada provada e confiável. Como esta tese aborda a aplicação do WAG, que se trata de um método enquadrado nesta categoria, esse tema será enfatizado mais profundamente nos tópicos seguintes.

#### 2.1.1.4 Outros métodos

Existem outros métodos especiais de recuperação de óleo que têm sido pesquisados, mas não se enquadram em nenhuma das categorias listadas anteriormente, a exemplo da recuperação microbiológica e da estimulação sísmica (CURBELO, 2006; BAUTISTA, 2010).

No caso da recuperação microbiológica, a técnica envolve a injeção de microrganismos selecionados no reservatório, com a subsequente estimulação e transporte dos produtos obtidos *in-situ*, de tal forma que a presença deles auxilie na redução do óleo residual deixado no reservatório quando a recuperação secundária for encerrada. Entretanto, ressalta-se na literatura especializada que não é desejável que esse

método substitua os métodos especiais de recuperação de óleo tradicionais, pois ele possui algumas restrições (DONALDSON; CHILINGARIAN; YEN, 1989). Alguns dos mecanismos propostos, através dos quais os agentes microbiológicos podem estimular a liberação do óleo do reservatório, são listados na Tabela 2.1.

Tabela 2.1 – Produtos microbiológicos e sua contribuição para o método especial de recuperação de óleo.

| Bioproduto  | Efeito  |
|---|---|
| Ácidos  | Modificação da rocha reservatório;<br>Melhoria da porosidade e permeabilidade;<br>Reação com rochas calcárias e produção de CO <sub>2</sub> ;   |
| Biomassa  | Tamponamento seletivo ou não seletivo;<br>Emulsificação através da aderência a hidrocarbonetos;<br>Modificação de superfícies sólidas;<br>Degradação e alteração do óleo;<br>Redução da viscosidade e ponto de fluidez do óleo;<br>Dessulfurização do óleo; |
| Gases (CO <sub>2</sub> , CH <sub>4</sub> , H <sub>2</sub> ) | Repressurização do reservatório;<br>Inchamento do óleo;<br>Redução de viscosidade;<br>Aumento da permeabilidade devido à solubilização de rochas carbonáticas por CO <sub>2</sub> ;   |
| Solventes   | Dissolução do óleo;   |
| Agentes ativos à superfície                                 | Redução da tensão interfacial;<br>Emulsificação;  |
| Polímeros   | Controle de mobilidade;<br>Tamponamento seletivo ou não seletivo.   |

Fonte: Adaptado de Donaldson, Chilingarian e Yen, 1989.

A estimulação sísmica consiste na geração de ondas sísmicas e/ou acústicas na superfície ou *in-situ*, para fazer literalmente vibrar o óleo residual das formações esgotadas. Em comparação com os métodos convencionais de IOR, possui vantagens econômicas e ambientais, uma vez que o operador de campo não tem que transportar e injetar grandes quantidades de fluidos caros. Pesquisadores entendem que os possíveis mecanismos que melhoram a produção do óleo são: acréscimo da permeabilidade relativa das fases; acréscimo da permeabilidade e porosidade da rocha, pela deformação dos poros; a vibração mecânica das paredes do poço, que faz com que as gotículas de óleo se unam nos poros adjacentes (coalescência); redução da tensão superficial, densidade e viscosidade, como resultado do aquecimento da radiação ultrassônica (BAUTISTA, 2010).

### 2.1.2 Critérios para a escolha do método especial de recuperação de óleo

No momento de escolher o método especial de recuperação para ser aplicado em um determinado reservatório, o engenheiro de petróleo deve verificar as características do reservatório, os fluidos que estão contidos no mesmo, os mecanismos de produção, bem como as razões para baixas recuperações dos hidrocarbonetos (RODRIGUES, 2012).

Todos os métodos de recuperação especial possuem limitações em suas aplicações, que são derivadas parcialmente da teoria, de testes de laboratório e experiências de campo. Manichand (2002) apresenta uma relação de critérios para a escolha do método de recuperação especial, listados na Tabela 2.2, mas ela ressalta que esses pontos não devem ser considerados absolutos, uma vez que são baseados em teorias e dados limitados de campo. Assim, mesmo não havendo a satisfação de alguns desses critérios, não é prudente que o engenheiro descarte o método à primeira vista.

Tabela 2.2 – Critérios para escolha de métodos de recuperação especial.

| Características do reservatório     | Métodos térmicos |                          | Métodos químicos |              |           | Métodos miscíveis                 |
|-------------------------------------|------------------|--------------------------|------------------|--------------|-----------|-----------------------------------|
|                                     | Injeção de vapor | Combustão <i>in-situ</i> | Polímeros        | Surfactantes | Alcalinos | Hidrocarbonetos e CO <sub>2</sub> |
| Densidade do óleo, °API             | 10 a 34          | 10 a 35                  | -                | -            | <30       | >25                               |
| Viscosidade do óleo, cP             | <15000           | <5000                    | <150             | <100         | <100      | <10                               |
| Profundidade, ft (m)                | <5000 (1524)     | -                        | -                | -            | -         | >2500 (762)                       |
| Espessura da zona de óleo, ft (m)   | >15 (4,57)       | >10 (3,05)               | -                | -            | -         | -                                 |
| Temperatura, °F (°C)                | -                | -                        | <250 (121)       | <250 (121)   | <200 (93) | <250 (121)                        |
| Permeabilidade média, mD            | >10              | >10                      | >10              | >10          | >10       | -                                 |
| Salinidade da água da formação, ppm | -                | -                        | <200.000         | <200.000     | <200.000  | -                                 |
| Porosidade                          | >0,15            | >0,15                    | -                | -            | -         | -                                 |
| Saturação de óleo                   | -                | -                        | >0,40            | 0,20-0,35    | -         | >0,20                             |
| Saturação de óleo x porosidade      | >0,08            | >0,08                    | -                | -            | -         | -                                 |
| Pressão estática, psia (atm)        | <2000            | <4000                    | -                | -            | -         | >1200                             |

Fonte: Manichand, 2002, p.27.

## 2.2 Métodos miscíveis

O conceito de injeção miscível é antigo, tendo seu potencial sido reconhecido pela indústria do petróleo há mais de 50 anos, com muitos artigos publicados nos anos 1920, descrevendo pesquisas iniciais na área. Durante os anos 1930 e 1940, o interesse nos métodos de recuperação avançada foi baixo. Entretanto, com o fim da Segunda Guerra Mundial, houve um aumento significativo nas pesquisas nesse campo, principalmente nas três áreas básicas (térmicos, químicos e miscíveis) e com as técnicas de injeção miscível sendo parte representativa desse esforço (BLACKWELL, 1981).

Rosa *et al.* (2006, p.683), definem o deslocamento miscível como “um processo de recuperação de óleo caracterizado pela ausência de interface entre os fluidos deslocante e deslocado”. Esses autores associam a importância desse processo à habilidade de reduzir as forças capilares e interfaciais, que poderiam causar a retenção do óleo no reservatório, ressaltando que a propriedade dos fluidos responsável por essa “habilidade” é a miscibilidade.

Em relação ao termo “miscibilidade”, Holm (1986) o define como a capacidade de duas ou mais substâncias formarem uma fase única e homogênea, quando misturadas em todas as suas proporções. Para Rosa *et al.* (2006), dois ou mais fluidos são ditos miscíveis se, quando misturados em quaisquer proporções, produzem um sistema homogêneo, isto é, composto por uma única fase. Esses mesmo autores ainda destacam que, excetuando-se a possibilidade de transformações químicas no processo de mistura, todos os gases são miscíveis entre si, ao passo que, no caso de dois líquidos, a miscibilidade já passa a depender de sua semelhança química e das condições de pressão e temperatura. Por essas razões, é necessário que seja analisado o comportamento de fases em um sistema que trate de miscibilidade.

Green e Willhite (1998) classificam os processos de deslocamento miscível em miscível em primeiro contato e miscível em múltiplos contatos, com base na forma como a miscibilidade se desenvolve. No primeiro caso, o processo envolve a injeção de um fluido de deslocamento miscível com o óleo cru, ou seja, forma apenas uma fase única já no primeiro contato, quando misturado em todas as proporções com o óleo cru. No segundo tipo, as condições de miscibilidade são desenvolvidas *in situ*, através da alteração da composição do fluido injetado ou do óleo cru, à medida que o fluido se move no reservatório.

Nesse contexto, Bautista (2010) ressalta que, quando injetado um gás em um reservatório, pode ocorrer ora miscibilidade, ora imiscibilidade, sendo o deslocamento miscível atingido apenas sob uma combinação específica de condições dadas por quatro variáveis: temperatura e pressão do reservatório, bem como as composições do gás injetado e do óleo presente no reservatório.

A descrição de processo de deslocamento, envolvendo equilíbrio líquido-líquido ou líquido-vapor, é facilitada pelo uso de diagramas ternários para descrever o comportamento de fase, facilitando a verificação da condição de miscibilidade (ou imiscibilidade) de misturas complexas de hidrocarbonetos (GREEN; WILLHITE, 1998; BAUTISTA, 2010). Devido à importância dessa ferramenta, ela é apresentada a seguir.

### ***2.2.1 Diagramas ternários de fase***

Os diagramas ternários de fase, ou triangulares, podem ser utilizados para traçar o comportamento de fase de sistemas consistindo de três ou mais componentes, desde que, para sistemas multicomponentes, eles sejam agrupados para formar pseudocomponentes. O comportamento de fase indicado em um diagrama ternário é traçado para o sistema em pressão e temperatura fixas (GREEN; WILLHITE, 1998; ROSA *et al.*, 2006).

A Figura 2.3a ilustra um diagrama ternário de fases para três componentes hipotéticos A, B e C, cujas composições são expressas em percentual molar. Os vértices representam os componentes puros, enquanto os lados do triângulo equilátero possuem uma escala para representar as composições binárias dos três pares possíveis, e os sistemas consistindo dos três componentes são representados por pontos no interior do triângulo. Caso esses três componentes fossem miscíveis, não haveria a região multifásica presente no diagrama (GREEN; WILLHITE, 1998).

Na construção desse tipo de diagrama de fases pode ser utilizada a percentagem em peso, molar, ou mesmo em volume, sendo que esta última deve ser adotada apenas se não houver mudança significativa nos volumes em função da mistura. Embora a maioria dos diagramas mostrados na literatura sejam na forma de triângulos equiláteros, alguns autores também utilizam a representação por triângulos retos (GREEN; WILLHITE, 1998).

A Figura 2.3b apresenta um exemplo ilustrativo, onde o ponto M, no lado AC, representa a composição de 67,5% do componente A e 32,5% do componente C, que

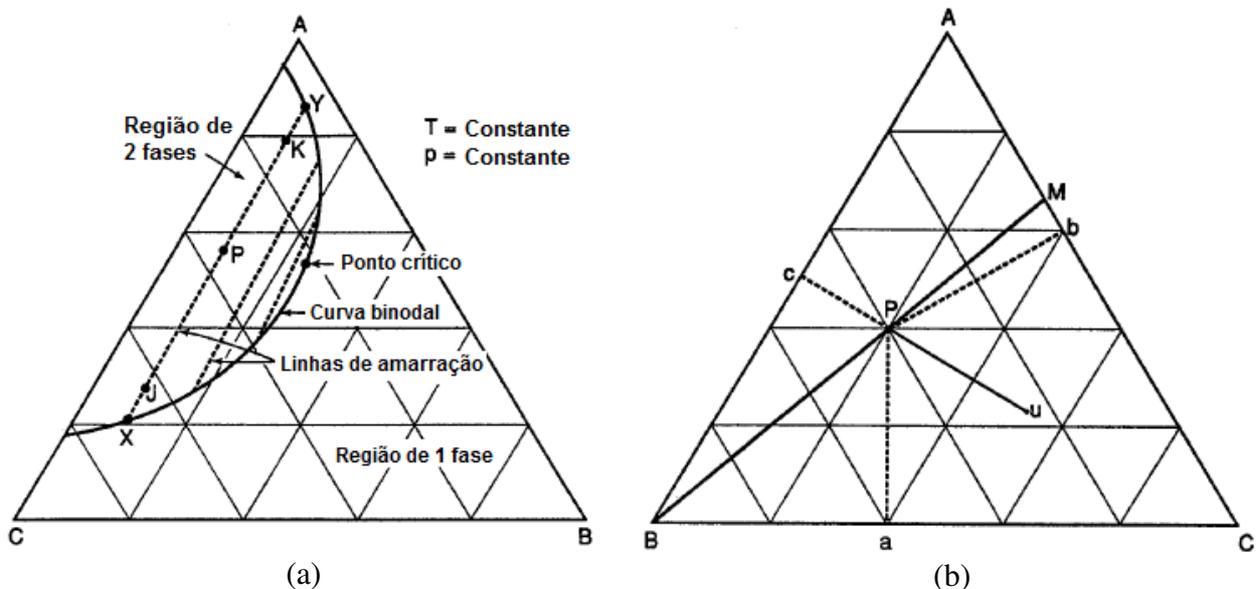
podem ser determinadas através da medida ao longo do lado AC, pois o referido ponto está a 67,5% de distância do ponto C para o A. Já o ponto P, no interior do triângulo, consiste em uma mistura de 40% do componente A, 40% do componente B e 20% do componente C, que podem ser medidas com base nas distâncias perpendiculares  $\overline{Pa}$ ,  $\overline{Pb}$  e  $\overline{Pc}$ , do ponto P aos seus respectivos lados (GREEN; WILLHITE, 1998).

Uma propriedade importante desses diagramas é que as misturas de diferentes componentes podem ser facilmente representadas. Ainda na Figura 2.3b, considerando o ponto M, que se trata de uma mistura de 67,5% do componente A e 32,5% do componente C, todas as misturas ternárias da mistura binária M com o componente B estão ao longo da linha  $\overline{BM}$ , com o ponto P representando uma mistura de 60% da mistura M e 40% do componente B. Através do balanço de materiais, é possível provar que a composição total de P é a mistura da mistura binária M com o componente B, cuja posição exata sobre o segmento  $\overline{BM}$  é dada por (GREEN; WILLHITE, 1998; ROSA *et al.*, 2006):

$$\frac{MP}{PB} = \frac{n_B}{n_M}$$

Onde  $n_B$  e  $n_M$  são, respectivamente, o número de mols do componente B e da mistura binária M.

Figura 2.3 – Diagrama ternário de fases: a) para um sistema consistindo de três componentes hipotéticos A, B e C, com solubilidade limitada; e b) para um sistema consistindo de três componentes que são miscíveis em todas as proporções.



Fonte: Adaptado de Green e Willhite, 1998.

O comportamento das fases também pode ser representado através do mesmo diagrama ternário de fases, como na Figura 2.3a. O referido diagrama apresenta as condições de fase em equilíbrio (pressão e temperatura constantes), com as composições em percentual molar. O gráfico é típico de sistemas de hidrocarbonetos em que existe equilíbrio líquido-vapor em regiões sobre o domínio de concentração, onde todas as concentrações representadas por pontos no interior do envelope de duas fases existem em duas fases e as concentrações fora do envelope existem apenas como fase única. A curva que define esse limite é chamada de curva binodal, com parte dela correspondendo aos pontos de bolha e a outra parte aos pontos de orvalho, divididas pelo ponto crítico (GREEN; WILLHITE, 1998).

No mesmo diagrama, as linhas que conectam pontos de concentração de equilíbrio, tais como a que conecta os pontos X e Y são chamadas de linhas de amarração, que embora haja um número infinito delas, muitas delas são traçadas e as demais são obtidas por interpolação, para concentrações entre elas. Essas linhas convergem em um único ponto, chamado de ponto crítico, que representa o ponto em que as propriedades de fase se tornam indistinguíveis na pressão e temperatura especificadas (GREEN; WILLHITE, 1998).

Essas linhas de amarração para um dado sistema não são de modo algum paralelas, podendo formar rampas giradas em qualquer direção à medida que qualquer componente da mistura aumenta ou diminui. Da mesma forma, o ponto crítico não necessariamente se situará no ponto médio da curva binodal, sendo situado normalmente mais para um lado ou para o outro da curva (GREEN; WILLHITE, 1998).

Quando o número de componentes a ser representado aumenta, a representação acontece através de diagramas pseudoternários, onde os componentes são agrupados em três pseudocomponentes para viabilizar a representação. No caso dos hidrocarbonetos, são consideradas misturas de três pseudocomponentes: leves ( $C_1$ , podendo incluir  $N_2$  e  $CO_2$ ), intermediários ( $C_2$ - $C_6$ , podendo incluir  $CO_2$  e  $H_2S$ ) e pesados (geralmente  $C_{7+}$ ). Quando se adota a representação com pseudocomponentes em um diagrama pseudoternário, é importante assumir que a composição de um pseudocomponente não muda em diferentes fases e as demais características do diagrama ternário são válidas para o pseudoternário (GREEN; WILLHITE, 1998; ROSA *et al.*, 2006).

### 2.2.2 Pressão mínima de miscibilidade

Os processos de deslocamento miscível são aqueles em que não há interface entre os fluidos deslocante e deslocado, uma vez que não há tensão interfacial entre ambos. Nessa condição, os fluidos alcançam a miscibilidade e movem-se no meio poroso como uma fase homogênea. Essa miscibilidade depende da afinidade química entre esses fluidos, suas composições, a temperatura e a pressão. Entretanto, dois fluidos que são imiscíveis em certa pressão podem se tornar miscíveis em altas pressões. Mas para se ter certeza da condição de miscibilidade entre o óleo e o fluido injetado é necessário manter o sistema sob condições de pressão superiores à pressão mínima de miscibilidade (PMM), a uma dada temperatura (SANTOS *et al.*, 2014; LIE, 2013).

Essa pressão mínima de miscibilidade é um parâmetro importante para a escolha de reservatórios para aplicação de projetos de injeção de gás miscível e é definida como a pressão mínima na qual óleo e gás existem em uma fase (MAKLAVANI *et al.*, 2010).

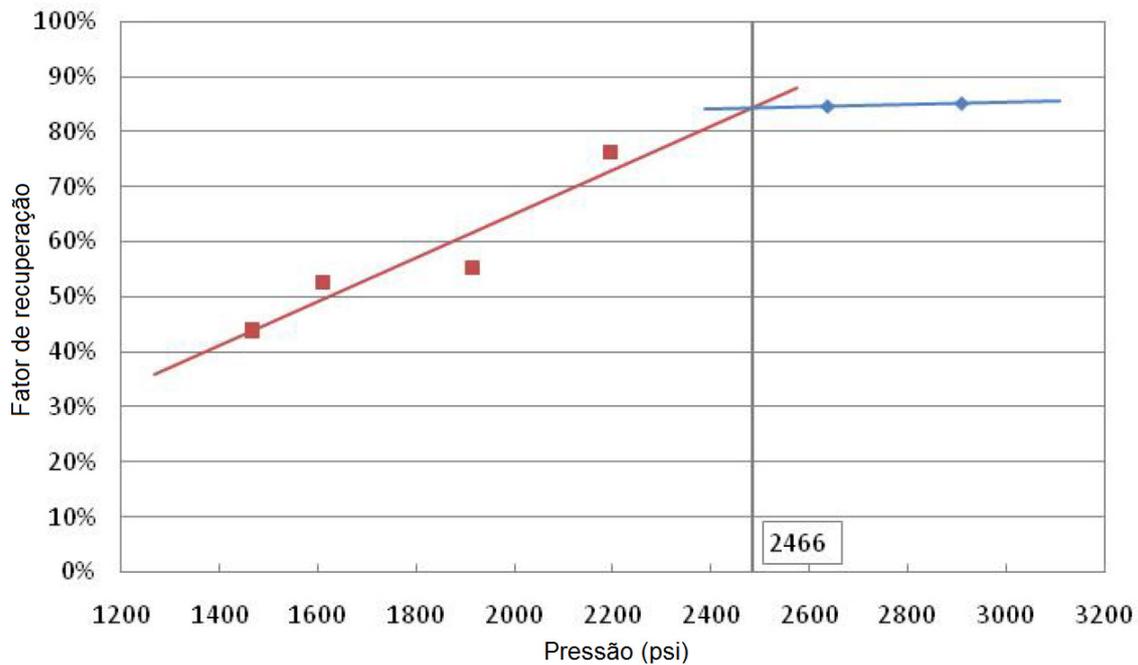
Segundo Bautista (2010), o grau de miscibilidade entre o óleo do reservatório e o gás de injeção é às vezes expresso em função da PMM, que ele define como a pressão mínima requerida no reservatório para que o gás injetado e o óleo do reservatório formem uma fase homogênea. Para o referido autor, esse parâmetro é um dos mais importantes para os métodos miscíveis com injeção de gás.

Lie (2013) define este parâmetro como a pressão mínima necessária para se obter miscibilidade de múltiplo contato entre o gás injetado e o óleo do reservatório, a uma dada temperatura e composição. Além da aplicação de correlações para determinação desse parâmetro, existem três formas experimentais mais comuns de se determinar a pressão mínima de miscibilidade:

- Deslocamento em *slim-tube* (*slim-tube displacement*) – é o método mais amplamente utilizado para a determinação da PMM, que envolve o deslocamento do óleo com um agente miscível a uma dada temperatura de reservatório, através de um tubo de pequeno diâmetro, empacotado com areia ou contas de vidro. A pressão é regulada e a PMM é determinada com base na recuperação de óleo e observações visuais. Embora este método seja rápido, reprodutível e fácil de conduzir, tem como desvantagem o fato de não levar em consideração as propriedades das rochas e da contaminação por CO<sub>2</sub> influenciar a realização desse tipo de experimento (LIE, 2013). A Figura 2.4 apresenta o

resultado de um experimento de deslocamento em *slim-tube* para a determinação da PMM de CO<sub>2</sub> em um óleo cru de South Slattery, onde é possível observar que o fator de recuperação cresce quase linearmente com a pressão de injeção, até que esse crescimento se torna pequeno em altas pressões. O encontro dessas duas linhas de diferentes tendências indica uma PMM de 2.466 psi;

Figura 2.4 – Resultado do experimento de deslocamento em *slim-tube*.



Fonte: Adaptado de Jiang, Nuryaningsih e Adidharma, 2012.

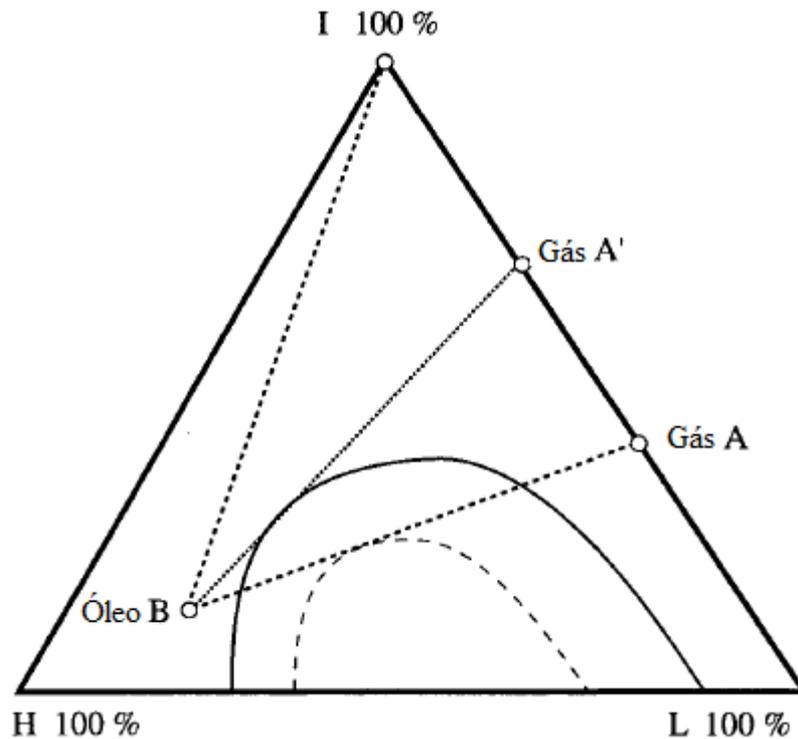
- Medição de bolha ascendente (*rising bubble apparatus*) – envolve a observação de bolhas ascendentes de gás no óleo, através de um indicador de nível a pressão constante. Através do aumento gradual da pressão, o gás se tornará miscível no óleo e a PMM será encontrada. A miscibilidade acontece por múltiplos contatos da bolha ascendente, principalmente através da extração de hidrocarbonetos intermediários do óleo para a fase gasosa (ROCHA *et al.*, 2005; LIE, 2013).
- Método do desaparecimento da tensão interfacial (*vanishing interfacial tension*) – envolve a medição da tensão interfacial de dois fluidos com temperatura constante a pressão crescente. Traçando o gráfico da tensão interfacial em função da pressão, a PMM pode ser determinada através da extrapolação da tensão interfacial até zero (LIE, 2013).

### 2.2.3 Miscibilidade de primeiro contato (MPC)

Conceitos de miscibilidade podem ser convenientemente expressos através do exame do comportamento de fase de um sistema ternário, simulando a injeção de um gás em uma mistura de óleo em reservatório e utilizando um diagrama ternário (DANESH, 1998).

A Figura 2.5 indica que a injeção de um gás compreendido apenas por I é miscível quando entra em contato com o óleo B, entretanto, com o gás A não ocorre o mesmo. Contudo, essas misturas se tornam miscíveis tanto se houver o enriquecimento do gás com I, levando-o à composição A', como através do aumento da pressão do sistema, que provocaria um encolhimento no envelope de fases, fazendo-o assumir o formato da linha tracejada (DANESH, 1998; KHAN, 2009).

Figura 2.5 – Diagrama de miscibilidade de primeiro contato (MPC).



Fonte: Adaptado de Danesh, 1998.

Portanto, quando o gás injetado e o óleo do reservatório, misturados em qualquer proporção, formam uma fase única, eles podem ser chamados de miscíveis em primeiro contato. Essa miscibilidade tanto pode ser obtida para gases altamente enriquecidos,

como em altas pressões, no caso de sistemas pobres (DANESH, 1998; CHEN; OLYNYK; ASGARPOUR, 1986).

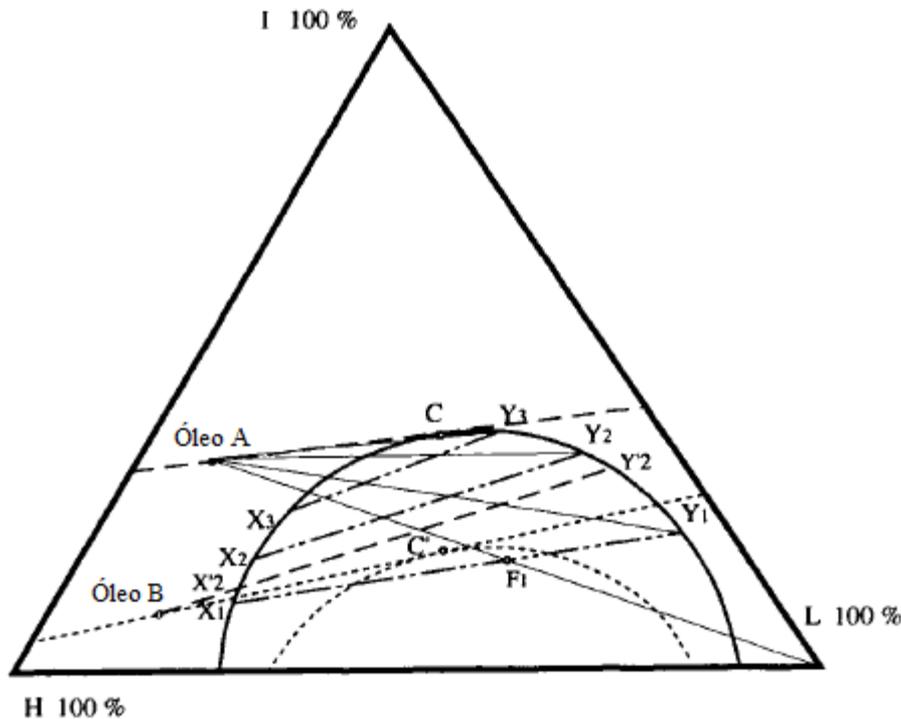
#### **2.2.4 Miscibilidade de múltiplo contato (MMC)**

Um gás injetado, que não seja miscível em primeiro contato com o óleo, pode atingir a miscibilidade durante múltiplos contatos, enriquecendo através da vaporização de frações intermediárias do óleo, o que é conhecido como *mecanismo de vaporização* (DANESH, 1998).

Através da Figura 2.6, é possível verificar que o gás L de injeção, composto apenas por fluido leve, após entrar em contato com o óleo A, forma duas fases equilibradas de líquido  $X_1$  e gás  $Y_1$ , com uma mistura global  $F_1$ . Contudo, a fase gás  $Y_1$  é o gás original L, após adquirir algumas frações leves e intermediárias da fase óleo. A fase gás  $Y_1$  move adiante e faz novos contatos com o óleo fresco, tornando-se progressivamente mais rica particularmente em frações intermediárias, como mostrado por  $Y_2, Y_3, \dots$ . Ao final, o gás se torna miscível com o óleo em C, que é a reta tangente ao ponto crítico, ou seja, a linha de amarração com comprimento nulo, que passa através da composição do óleo. Torna-se evidente que o caminho composicional deve passar através do ponto crítico, uma vez que esta é a única condição em que as fases equilibradas perdem a distinção, e uma transição contínua de gás para óleo pode ser obtida sem qualquer limite de fase (DANESH, 1998; KHAN, 2009).

Por outro lado, o gás injetado, L puro, não obtém miscibilidade de múltiplo contato com o óleo B, uma vez que o avanço do enriquecimento do gás é limitado pela linha de amarração  $X_2'Y_2'$  (linha de amarração limite) que, se estendida, vai direto para o óleo B. Isso evidencia que a miscibilidade não pode ser obtida quando a composição do óleo e o envelope de fases estão do mesmo lado da linha tangente ao ponto crítico (extensão da linha de amarração crítica). Entretanto, a miscibilidade pelo mecanismo de vaporização por ser obtida para o óleo B, se a pressão do sistema for elevada o suficiente para encolher o envelope de fases, conforme ilustrado pelo limite tracejado, o que acontece na PMM. A essa pressão, a linha de amarração limite torna-se a linha de amarração crítica, à medida que a fase gás enriquece através de múltiplos contatos com o óleo original, atingindo a composição crítica (DANESH, 1998; KHAN, 2009).

Figura 2.6 – Diagrama de fase do mecanismo de vaporização do gás à pressão mínima de miscibilidade.



Fonte: Adaptado de Danesh, 1998.

No mecanismo de vaporização, a miscibilidade é obtida na frente de avanço do gás, em que a composição do gás varia gradualmente a partir da original até alcançar a composição crítica. A partir desse momento, a miscibilidade desloca o óleo original do reservatório na forma de um pistão e nenhuma divisão de fases existe na zona de transição (DANESH, 1998; KHAN, 2009).

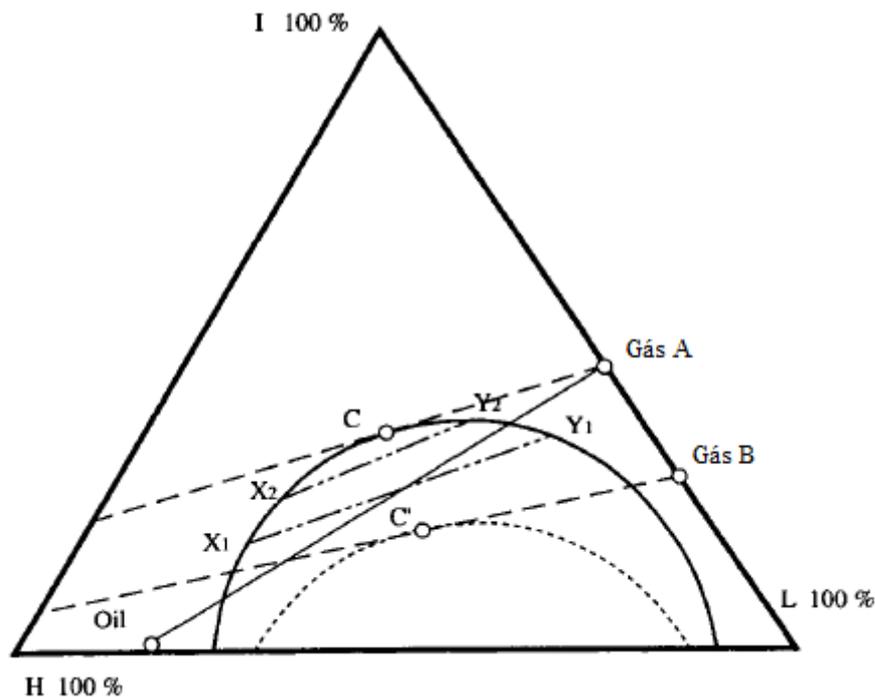
Conforme observado na Figura 2.6, a composição do gás parece não ter efeito na obtenção do estado de miscibilidade no mecanismo de vaporização do gás, uma vez que ele é completamente controlado pela fase óleo (DANESH, 1998; KHAN, 2009).

Outra situação acontece quando um gás rico, que não atinge miscibilidade de primeiro contato com o óleo, alcança miscibilidade de múltiplo contato através da condensação de suas frações intermediárias para o óleo. Esse processo é chamado de mecanismo de condensação, que é mostrado na Figura 2.7 (DANESH, 1998; KHAN, 2009).

Conforme indicado na Figura 2.7, ao entrar em contato com o óleo do reservatório, o gás A forma duas fases, o gás  $X_1$  e o óleo  $Y_1$ , em equilíbrio. A fase gasosa se move adiante e deixa o óleo enriquecido  $X_1$  para trás, para entrar em contato, mais adiante, com o gás fresco A, resultando em um óleo cada vez mais rico em intermediários, como

mostrado por  $X_2$ ,  $X_3$ ... Esse processo continua e o óleo é enriquecido até finalmente atingir a composição do óleo crítico, em C, tornando-se miscível com o gás A. Essa pressão em que a extensão da linha de amarração crítica passa através da composição do gás é a pressão mínima requerida para se obter a miscibilidade (PMM) (DANESH, 1998; KHAN, 2009).

Figura 2.7 – Diagrama de fases esquemático do mecanismo de condensação do gás a uma pressão mínima de miscibilidade.



Fonte: Adaptado de Khan, 2009.

A essa pressão, a fase óleo enriquecida em frações intermediárias através de múltiplos contatos com o gás injetado atinge a composição crítica, fazendo com que a linha de amarração limitante se torne a linha crítica de amarração. Já quando o gás B é injetado, que é mais pobre em frações intermediárias do que o gás A, não ocorre condição de miscibilidade, na pressão atual, uma vez que o enriquecimento do óleo é limitado à composição da linha de amarração que se estende através da composição do gás de injeção, que é a linha limitante de amarração. Da mesma forma que no caso anterior, a miscibilidade é possível de ser alcançada através da elevação da pressão do sistema, que encolhe o envelope de fases até o ponto da linha tracejada (DANESH, 1998; KHAN, 2009).

No caso do mecanismo de condensação do gás, a composição original do óleo não tem efeito na obtenção do estado de miscibilidade, uma vez que esse mecanismo é controlado pela composição do gás injetado. Assim, ao invés de se elevar a pressão para obter miscibilidade, o gás de injeção que deve ser enriquecido a um nível em que a extensão da linha de amarração crítica passe através da composição do gás de injeção, sendo este nível de enriquecimento chamado de enriquecimento mínimo de miscibilidade (EMM).

No mecanismo de condensação do gás, a miscibilidade é obtida no ponto de injeção, e o gás injetado desloca o fluido crítico, em forma de pistão, com a composição do líquido variando gradualmente até aquela do óleo original. Da mesma forma que no mecanismo de vaporização, a zona de transição não apresenta limites entre as fases (DANESH, 1998; KHAN, 2009).

### ***2.2.5 Miscibilidade em fluidos de reservatórios reais***

Conforme apresentado anteriormente, a miscibilidade de múltiplo contato pode ser obtida apenas quando o caminho composicional passa através do estado crítico. Como a composição crítica, assim como a linha de amarração crítica, para um dado sistema ternário, em uma dada temperatura e pressão, é única, a miscibilidade é determinada apenas pelas duas linhas limitantes de amarração. Portanto, quando a linha de amarração crítica coincide com a linha de amarração limitante, ambas passando pela composição original do óleo, a miscibilidade é alcançada pelo processo de vaporização. Por outro lado, quando a linha amarração crítica coincide com a linha de amarração limitante, ambas passando pela composição do gás injetado, a miscibilidade é obtida pelo processo de condensação (DANESH, 1998).

Entretanto, é possível que, em um sistema real, nenhuma das linhas de amarração limitante passe pelo ponto crítico, mas ainda assim seja obtida a miscibilidade. Isso irá ocorrer se o fluido atingir um estado crítico dentro da zona de transição e não em seus limites, que é uma possibilidade que acontece com misturas com mais de três componentes. Na verdade, o mecanismo dominante para obtenção da miscibilidade na injeção do gás rico é geralmente, se não sempre, o caso mencionado anteriormente e não o mecanismo de condensação do gás descrito para um sistema ternário (DANESH, 1998; KHAN, 2009).

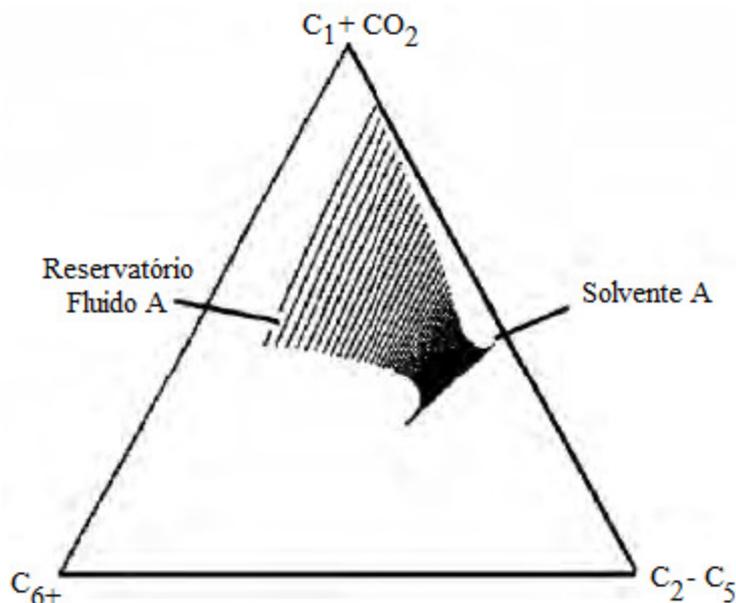
O gás injetado nem sempre contém frações pesadas que estão presentes no óleo, portanto, enquanto o gás injetado enriquece o óleo na faixa de intermediários leves, ele perde as frações pesadas. Como resultado, o óleo do reservatório, em contato com esse gás, torna-se inicialmente mais leve, mas à medida que entra em contato com mais gás e perde apenas alguns dos seus pesados mais leves, acima de tudo, ele tende a enriquecer em frações muito mais pesadas e se tornar menos parecido com o gás injetado (DANESH, 1998; KHAN, 2009).

À medida que o gás vai se movendo adiante, ele torna-se mais rico em frações pesadas e vaporiza menos desses componentes, enquanto perde intermediários para o óleo. É aceitável que, em condições favoráveis, o processo combinado de vaporização/condensação resulta em um estado no interior da zona de transição onde o caminho composicional passe através do ponto crítico, alcançando a miscibilidade. Esse efeito pode ser previsto como uma combinação do processo de condensação na frente e do processo de vaporização atrás, que foi chamado de mecanismo de condensação/vaporização do gás (DANESH, 1998; KHAN, 2009).

Em um sistema multicomponente, a miscibilidade de múltiplo contato é obtida em um processo dinâmico, que pode ser afetado por fatores adicionais, além do comportamento de fase do fluido. O caminho composicional depende de outros mecanismos, tais como a convecção de fluido multifásico e a dispersão no meio poroso. As duas linhas de amarração limitante, cujas extensões passam através da composição original do óleo e do gás de injeção, dependem apenas dos fluidos originais. Assim, as condições de miscibilidade podem ser determinadas por considerações de comportamento de fase apenas se a miscibilidade for atingida pelos dois mecanismos. Caso contrário, a linha de amarração crítica dependerá da composição da mistura de fluidos local, influenciada por fatores de escoamento. Portanto, uma investigação adequada da miscibilidade de múltiplo contato deve envolver a simulação dos comportamentos de fase do fluido e do escoamento, ambas o mais próximo possível das condições do reservatório (DANESH, 1998; KHAN, 2009).

Um diagrama pseudoternário para o deslocamento por condensação/vaporização, em que as composições de equilíbrio líquido e vapor foram calculadas para o deslocamento em um *slimtube*, utilizando um simulador composicional, é mostrado na Figura 2.8.

Figura 2.8 – Diagrama de fase pseudoternário do mecanismo de condensação/vaporização.



Fonte: Adaptado de Holstein e Stalkup, 2007.

A região de duas fases tem a forma de uma ampulheta, havendo o que se parece com um lóbulo de condensação, em que vapor e líquido estão tentando se juntar na composição crítica, semelhante ao mecanismo de condensação. Entretanto, antes que isso aconteça, as composições de vapor e líquido começam a divergir na parte final do deslocamento (HOLSTEIN; STALKUP, 2007).

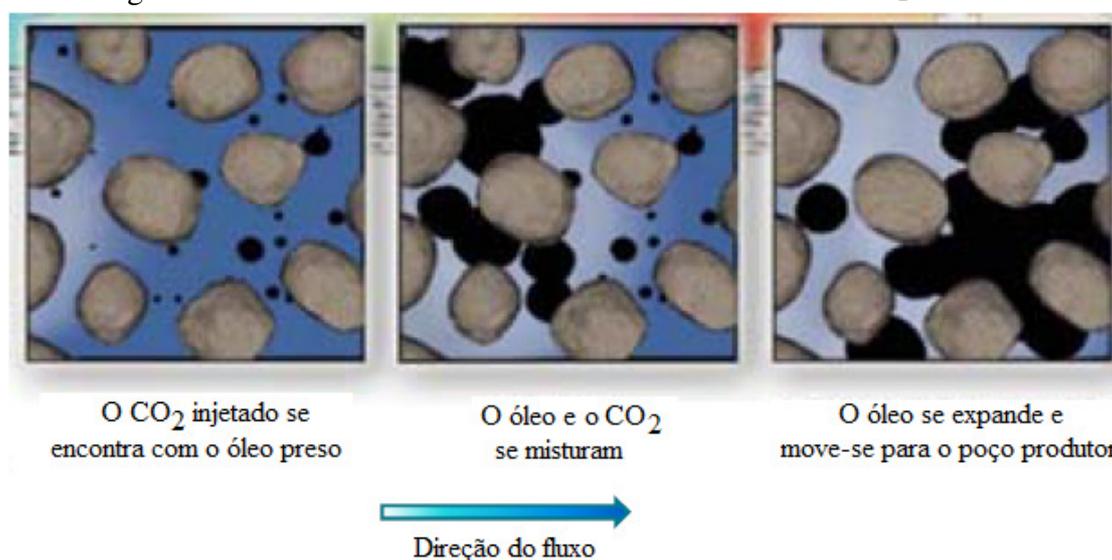
### 2.2.6 Injeção miscível de $CO_2$

O dióxido de carbono é um dos componentes mais abundantes encontrados ao redor do planeta, tornando muito atrativa a ideia de utilizá-lo para remover óleo de reservatórios encontrados no subsolo. Ele é uma substância simples, geralmente concebida como sendo um gás, embora possa facilmente ser convertido em líquido ou sólido, com temperatura crítica de apenas 88°F (31°C) e, como a maioria dos reservatórios tem uma temperatura superior a esta, quando ele é usado para deslocamento miscível, normalmente se encontra em estado gasoso (HOLM, 1982; ROSA *et al.*, 2006).

O que o torna um bom agente de recuperação avançada é o fato de ele ser altamente solúvel em óleo cru, acima de certas pressões de reservatório, e quando dissolvido no óleo, ele expande esse óleo de 10 a 60%, bem como reduz sua viscosidade de 5 a mais de

10 vezes. Se for injetada uma golfada de CO<sub>2</sub> a frente da água, em qualquer estágio da injeção de água, a mistura de óleo e CO<sub>2</sub> de baixa viscosidade escoam mais facilmente aos poços produtores e o óleo cru deixado para trás pode ser apenas 90 a 40% do óleo não inchado. A um primeiro contato, o CO<sub>2</sub> não é miscível com o óleo, contudo, sob condições favoráveis de temperatura, pressão e composição do óleo, gera-se uma frente miscível no reservatório (HOLM, 1982; ROSA *et al.*, 2006). O efeito de inchamento do óleo é ilustrado na Figura 2.9.

Figura 2.9 – Inchamento do óleo devido ao contato com o CO<sub>2</sub> miscível.



Fonte: Adaptado de Kossack, 2013.

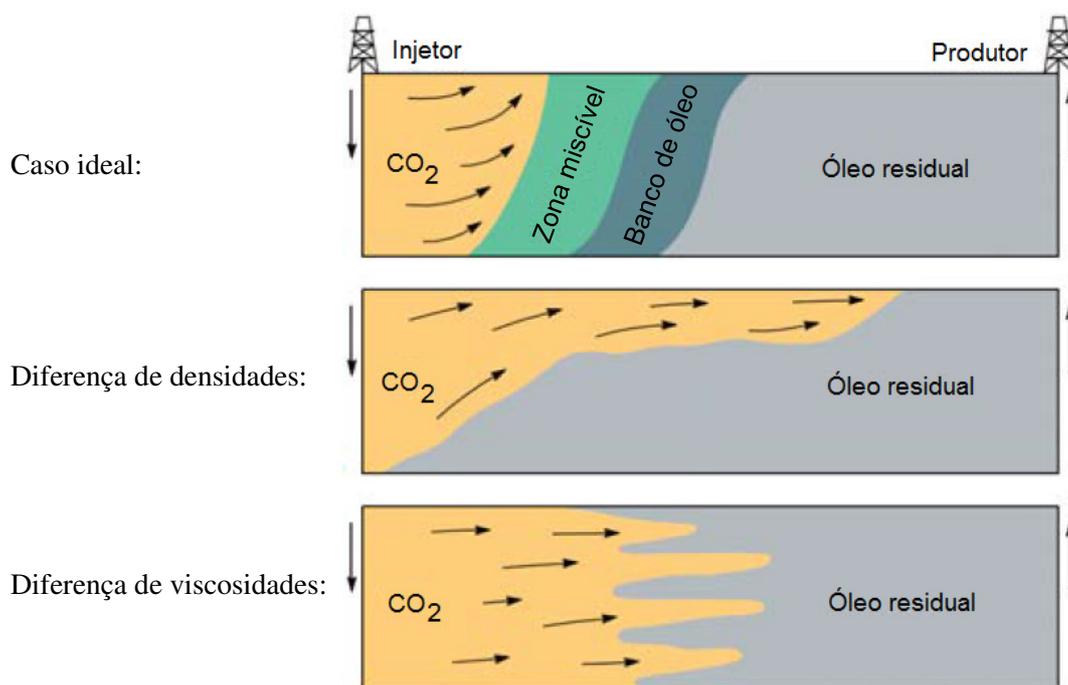
Mas a vantagem da adoção da injeção de CO<sub>2</sub>, em relação à injeção de água e/ou gás, está relacionada com o motivo pelo qual o óleo é deixado para trás por esses métodos convencionais. Ele é deixado para trás tanto porque não recebe o contato dos fluidos injetados, mas também devido às forças capilares entre óleo, água e a rocha porosa nas porções contactadas, que armazenam e retêm o óleo. Portanto, qualquer processo de recuperação avançada deve fazer contato com as áreas ignoradas ou liberar e reduzir o óleo preso, ou mesmo atuar das duas formas (HOLM, 1982).

O CO<sub>2</sub> atua das duas formas, tanto invadindo as zonas que não foram anteriormente invadidas pela água, como reduzindo a saturação de óleo para aproximadamente 5% do volume poroso (VP), onde a invasão anterior da água havia reduzido para apenas 25% do VP. Entretanto, esses efeitos podem não acontecer se não houver um projeto cuidadoso da injeção de CO<sub>2</sub>, com pressões suficientemente altas, obedecendo a padrões adequados

de injeção, e com algum controle da injeção e escoamento dos fluidos necessários para o alcance dos objetivos de projeto (HOLM, 1982).

Na literatura constam relatos de altas recuperações de óleo (>95%) após a injeção de miscível de CO<sub>2</sub>, em testes experimentais, e também em campos com áreas varridas por gás. Entretanto, a baixa eficiência de varrido tem sido um problema para a injeção de CO<sub>2</sub> em escala de campo, onde a alta mobilidade do CO<sub>2</sub>, quando comparado ao óleo e à água, leva, em muitos casos, à limitação da eficiência de varrido em função do escorregamento entre fases (*gravity tonguing e/ou viscous fingering*) (LIE, 2013). A Figura 2.10 mostra os efeitos provocados por diferença na densidade e viscosidade dos fluidos injetado e presente no reservatório.

Figura 2.10 – Redução de varrido em função das diferenças de densidade e viscosidade dos fluidos.

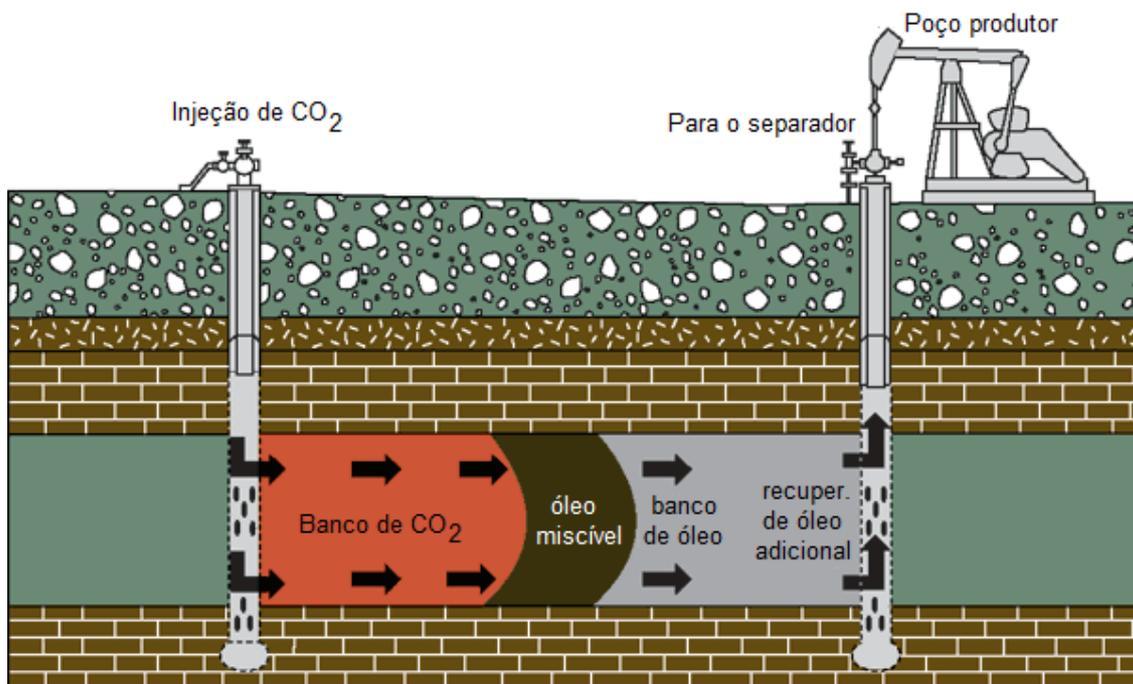


Fonte: Adaptado de Kossack, 2013.

Em termos de aplicabilidade desse processo, Rosa *et al.* (2006) afirmam que ele é aplicável em uma grande porcentagem de reservatórios, sendo condições de aplicabilidade o óleo possuir grau API acima de 25; com intervalo de pressão começando em aproximadamente 1.500 psi (105 kgf/cm<sup>2</sup>), com um limite prático superior de 6.000 psi (422 kgf/cm<sup>2</sup>); por fim, os reservatórios devem estar a uma profundidade que viabilize a injeção do fluido a uma pressão acima da necessária para a condição de deslocamento

miscível, mas sem que haja fraturamento da formação. Um esquema de injeção de CO<sub>2</sub> é mostrado na Figura 2.11.

Figura 2.11 – Esquema de injeção de CO<sub>2</sub>



Fonte: Adaptado de Buchanan e Carr, 2011.

Vantagens da aplicação deste método residem no fato do CO<sub>2</sub> promover um deslocamento miscível eficiente à baixa pressão para a maioria dos reservatórios; sua eficiência de deslocamento ser alta, promovendo a redução da saturação de óleo para cerca de 5% do volume poroso na região contatada; a densidade do CO<sub>2</sub> ser próxima da do óleo e se aproximar da densidade da água, sob certas condições de reservatório, minimizando os efeitos da segregação gravitacional; o CO<sub>2</sub> ser de duas a quatro vezes mais viscoso que o metano no intervalo usual de pressões, o que melhora a eficiência de varrido, quando comparada com a aplicação dos métodos miscíveis com hidrocarbonetos; e se a frente miscível se desintegrar, ela será regenerada por si própria, da mesma forma que ocorre no processo de injeção de gás seco (ROSA *et al.*, 2006).

Como desvantagens, a literatura menciona o fato do CO<sub>2</sub> não estar disponível facilmente, o que não ocorre no caso dos reservatórios do pré-sal brasileiro, em que o óleo é rico neste componente; também que, embora sua eficiência de varrido seja melhor do que a dos métodos miscíveis com hidrocarbonetos, ela ainda pode ser adversa em condições típicas de reservatório, o que torna necessário a injeção alternada de CO<sub>2</sub> e

água para a obtenção de uma razão de mobilidades razoável; o fato do CO<sub>2</sub> reagir com água, formando ácido carbônico, que é altamente corrosivo, tornando necessário o uso de ligas metálicas especiais e a proteção para as instalações; e o fato de, quando realizada a injeção alternada de água e CO<sub>2</sub>, existir a necessidade de dois sistemas de injeção, um para cada fluido (ROSA *et al.*, 2006).

### **2.2.7 Processo WAG (water-alternating-gas)**

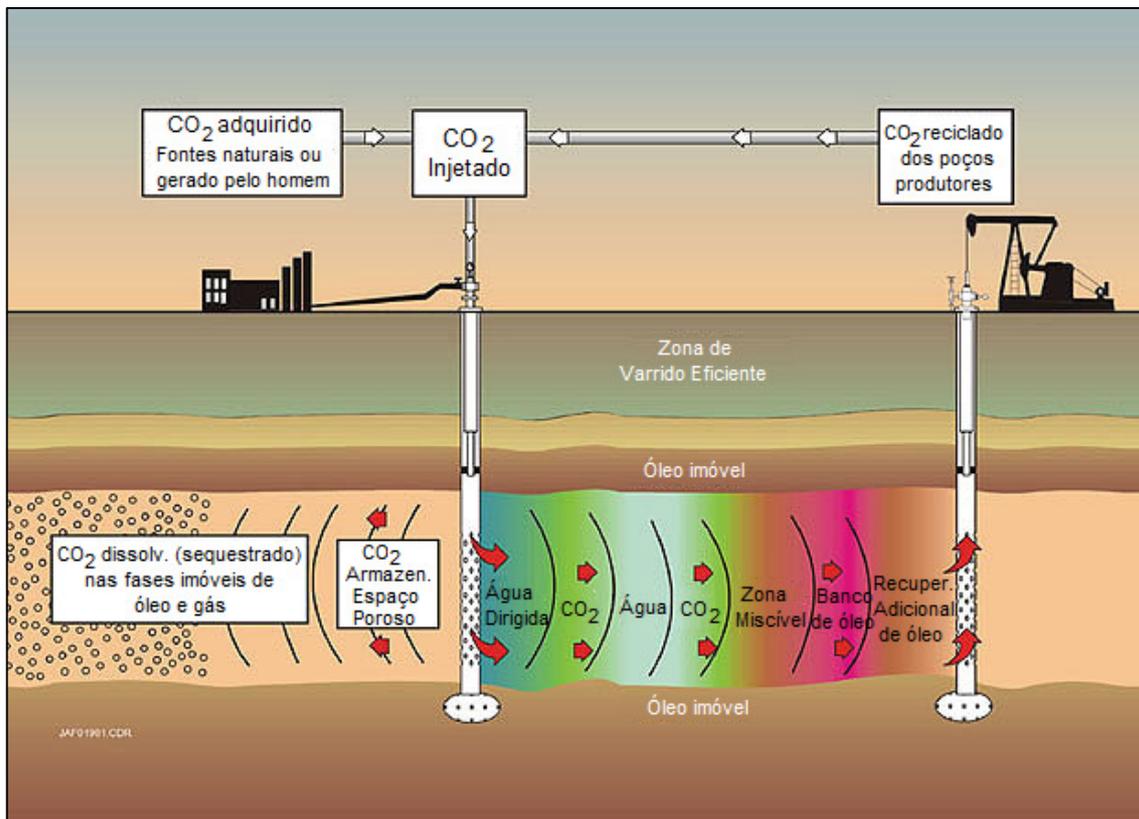
O processo WAG (*water-alternating-gas*) é uma técnica que combina dois métodos tradicionais de recuperação melhorada de hidrocarbonetos: injeção de água e injeção de gás. Geralmente, a injeção de água é escolhida para os reservatórios molháveis à água e a injeção de gás, de maneira semelhante, é a técnica preferida para os reservatórios molháveis ao óleo. Entretanto, a aplicação do WAG resulta em melhor recuperação do que o uso dos dois processos individualmente, por utilizar vantagens de ambos ao mesmo tempo (BAGREZAIE; POURAFSHARY; GERAMI, 2014; ZAHOOR; DERAHMAN; YUNAN, 2011).

A injeção de CO<sub>2</sub> surgiu nos anos 1930, tendo havido grande desenvolvimento em sua aplicação nos anos 1970, o que alçou esse método a um lugar de destaque dentre as demais técnicas de recuperação avançada de petróleo, por mais de 40 anos. Entretanto, desde os anos 1950 que pesquisas de laboratório são conduzidas para investigar a injeção de CO<sub>2</sub>, tendo sido verificado que um dos grandes problemas com esse método diz respeito à sua alta mobilidade, devido ao alto contraste nas propriedades físicas entre o CO<sub>2</sub> e os fluidos do reservatório, principalmente em termos das viscosidades (JIANG; NURYANINGSIH; ADIDHARMA, 2012).

Como consequência dessa alta mobilidade, o CO<sub>2</sub> tende a passar pelo óleo, através das zonas permeáveis, resultando em eficiências de varrido pobres (formação de *fingers*). Foi justamente para minimizar esse efeito que a técnica de injeção simultânea de água e gás foi desenvolvida, na busca de reduzir a mobilidade dos fluidos injetados. Logo as aplicações de campo indicaram que a injetividade foi melhorada quando cada fase era injetada em determinado momento, fazendo com que água e gás fossem injetados alternativamente, dando origem à nova técnica de injeção de água alternada com gás (WAG) (JIANG; NURYANINGSIH; ADIDHARMA, 2012).

O WAG utilizando CO<sub>2</sub>, cujo diagrama esquemático de operação é mostrado na Figura 2.12, tem muitas vantagens técnicas, especialmente quando aplicado em reservatórios de óleo leve, sob condições de miscibilidade. A primeira delas é o fato do CO<sub>2</sub> injetado e o óleo cru leve poderem se tornar miscíveis nas condições de reservatório, devido à baixa PMM entre eles. A segunda, é que a injeção miscível do WAG com CO<sub>2</sub> geralmente leva a uma alta recuperação de óleo, quando comparada à injeção de água ou à injeção contínua de CO<sub>2</sub>, individualmente, uma vez que combina a melhoria na eficiência de varrido volumétrico da injeção de água e a eficiência de varrido microscópico da injeção de CO<sub>2</sub>. A terceira, é que a água injetada pode aumentar rapidamente e manter a pressão do reservatório acima da PMM, assim como controlar efetivamente a mobilidade do CO<sub>2</sub> injetado, reduzindo sua permeabilidade relativa. Por fim, esse método pode reduzir consideravelmente o consumo de CO<sub>2</sub> e os custos associados, quando comparado à injeção contínua de CO<sub>2</sub> (HAN; GU, 2014).

Figura 2.12 – Diagrama esquemático da operação do *water-alternating-gas* (WAG) miscível de CO<sub>2</sub>.



Fonte: Adaptado de Global CCS Institute, 2005.

Para se ter uma ideia de como o WAG miscível com CO<sub>2</sub> tem sido aplicado na América do Norte, Han e Gu (2014) afirmam que Christensen, Stenby e Skauge (2001) revisaram 59 aplicações do WAG em campo, dentre as quais 24 eram projetos de injeção miscível, em que a maioria desses projetos tinha fatores de recuperação maiores do que os obtidos com injeção de água, na faixa de 5 a 10%.

### 2.2.7.1 Classificação do processo WAG

Embora existam várias classificações disponíveis na literatura, baseando-se nos tipos de fluido envolvidos e na maneira como são injetados, o processo WAG é dividido geralmente em injeção miscível, quando a pressão de injeção é superior à PMM; e injeção imiscível, quando a pressão de injeção é inferior à PMM. Ambas as técnicas são amplamente utilizadas, com seus diferentes mecanismos de melhoria da recuperação de óleo (ZAHOR; DERAHMAN; YUNAN, 2011; JIANG; NURYANINGSIH; ADIDHARMA, 2012).

No processo de WAG miscível (*miscible water-alternating-gas* – MWAG), o gás injetado é miscível com o óleo do reservatório, no primeiro contato ou com o tempo, à medida que o deslocamento continua sob determinadas condições. Também pode ocorrer miscibilidade parcial dentro do reservatório, com o gás injetado não sendo completamente miscível com o óleo, terminando por se manter também em estado livre. A vantagem da miscibilidade do gás está no fato de reduzir a viscosidade do óleo, resultando também na mobilização do óleo preso nos poros em estágios tardios da produção. Devido à dificuldade de manter pressão suficiente, casos reais de campo podem oscilar entre miscibilidade e imiscibilidade do gás durante o ciclo de vida de produção de óleo. A maioria dos processos MWAG tem sido realizada com poços próximos, mas recentemente tem havido tentativas com espaçamento de poços no tipo *offshore* (NANGACOVÍÉ, 2012; ZAHOR; DERAHMAN; YUNAN, 2011; TEMIZEL *et al.*, 2014).

Já o processo de WAG imiscível (*immiscible water-alternating-gas* – IWAG) acontece quando o gás injetado não é miscível com o óleo do reservatório e esse gás desloca o óleo enquanto mantém sua fase gasosa, com uma frente entre as duas fases. Nesse processo, os pulsos de gás e água injetados não podem desenvolver miscibilidade com o óleo, embora algumas trocas composicionais entre gás e óleo possam ser

importantes para a caracterização do fluido e a recuperação do óleo. Esse tipo de processo tem sido aplicado com o objetivo de melhorar a estabilidade frontal ou contactar zonas não varridas. Ele pode melhorar tanto o varrido como a eficiência microscópica de varrido (NANGACOVÍÉ, 2012; ZAHOOR; DERAHMAN; YUNAN, 2011; SKAUGE; DALE, 2007; TEMIZEL *et al.*, 2014).

Sobre esses dois tipos de processos, Jiang, Nuryaningsih e Adidharma (2012) afirmam que o WAG imiscível apresenta menor recuperação incremental, quando comparado ao miscível, embora siga as mesmas tendências nas curvas de pressão e produção.

A essas classificações, podem ser acrescentados o WAG híbrido (HWAG), o simultâneo (SWAG) e o seletivo (SSWAG), dentre outras possibilidades mencionadas na literatura sobre o tema (NANGACOVÍÉ, 2012; BAGREZAIE; POURAFSHARY; GERAMI, 2014; ZAHOOR; DERAHMAN; YUNAN, 2011).

No caso do WAG híbrido (*hybrid water-alternating-gas* – HWAG), é inicialmente injetada uma grande golfada de gás, que é seguida pela injeção de pequenos volumes de água e gás, mantendo uma taxa de injeção de 1:1. As vantagens desse processo são a resposta na produção prematura associada com os métodos de injeção contínua, melhor injetividade, e minimização do bloqueio da água, maior recuperação final e maior utilização de CO<sub>2</sub>, quando comparado ao processo WAG. A utilização ótima nesse processo requer a determinação da quantidade inicial ótima do tamanho da golfada de CO<sub>2</sub> e o tempo ótimo de injeção de CO<sub>2</sub> (ZAHOOR; DERAHMAN; YUNAN, 2011, TEMIZEL *et al.*, 2014, BAGREZAIE; POURAFSHARY; GERAMI, 2014).

O processo WAG simultâneo (*simultaneous water-alternating-gas* – SWAG) consiste na injeção de água e gás no reservatório, ao mesmo tempo, através de um único poço injetor, tendo como objetivo reduzir simultaneamente os custos de capital e operacional, bem como melhorar a eficiência de varrido das injeções de água e miscível de CO<sub>2</sub>. Nesse processo, a água e o gás são misturados e injetados como uma mistura bifásica nos poços, com o objetivo de obter uma recuperação de óleo tão boa quanto no processo WAG. Essa técnica reduz o impacto da formação de caminhos preferenciais (*viscous fingering*), mas também resulta em melhoria no manuseio do gás e na recuperação de óleo. No SWAG, a mistura de CO<sub>2</sub> e água pode ser feita tanto no poço como na superfície. No caso da superfície, essa mistura pode ocorrer no poço, no local da perfuração ou na instalação central de processamento. Esse processo é uma forma de reduzir a retenção capilar do óleo em heterogeneidades do reservatório de pequena escala,

melhorando o controle de mobilidade do gás, em comparação com o WAG. Espera-se que o SWAG seja de grande importância para melhorar a eficiência de varrido através do aperfeiçoamento da frente de deslocamento, uma vez que ele combina os benefícios da eficiência de varrido microscópica, obtidos através da injeção de gás miscível, com maior economia e estabilidade da frente, como resultado da injeção de água (NANGACOVIE, 2012; BAGREZAIE; POURAFSHARY; GERAMI, 2014; AL-GHANIM; GHARBI; ALGHARAIB, 2009; TUNIO; CHANDIO; MEMON, 2012).

No processo WAG seletivo (*selective simultaneously water-alternating-gas* – SSWAG), a água e o CO<sub>2</sub> são bombeados separadamente, utilizando um poço injetor de completação dupla, sendo os fluidos injetados seletivamente e simultaneamente. Geralmente injeta-se o gás no fundo da formação e a água injeta-se no topo, por essa estratégia resultar em melhor eficiência de varrido. Tal fato ocorre porque a diferença entre as densidades da água e do gás promoverá um mecanismo de varrido em que a água tende a varrer os hidrocarbonetos para baixo e o gás tende a varrê-los para cima. Espera-se que os dois mecanismos de varrido trabalhem para estabelecer uma frente de injeção, que aumentará a eficiência de varrido e, conseqüentemente, a recuperação de óleo (BAGREZAIE; POURAFSHARY; GERAMI, 2014; AL-GHANIM; GHARBI; ALGHARAIB, 2009; FOROOZANFAR; AMINSHAHIDY, 2013).

Comparando a aplicação do WAG, SWAG e SSWAG, para um reservatório carbonático, Gharbi (2013) concluiu que, para aquele reservatório específico, a aplicação do SWAG resultou em melhor retorno do que a aplicação do WAG. Entretanto, ao final de todas as simulações, aquele autor concluiu que o método mais econômico para produzir em seu reservatório era o SSWAG, injetando gás no fundo e água no topo do reservatório, justificando que essa estratégia resultou em um aumento significativo na eficiência de varrido, minimizou o tempo de projeto, e, conseqüentemente, resultou em melhor retorno, em comparação com as outras técnicas testadas.

### *2.2.7.2 Fatores que influenciam no projeto de um processo WAG*

De acordo com Jiang, Nuryaningsih e Adidharma (2012), o desempenho do WAG é influenciado por muitos fatores, tais como as propriedades do reservatório (incluindo molhabilidade e heterogeneidade), propriedades dos fluidos (incluindo as propriedades do fluido do reservatório e as do fluido injetado), as técnicas de injeção (inclusive os

tempos das injeções cíclicas), e os parâmetros do WAG (incluindo a relação do WAG, o tamanho da golfada de meio ciclo, e o tamanho total da golfada).

Essa lista pode ser sintetizada nos seguintes pontos (NANGACOVIE, 2012; ZAHOOOR; DERAHMAN; YUNAN, 2011):

- *Interação entre as propriedades das rochas e dos fluidos* – Embora medidas altamente precisas das propriedades e características dos fluidos possam ser realizadas atualmente em laboratório, os resultados desses testes não representam uma característica geral do reservatório, devido ao fato das amostras serem retiradas de diversos pontos no interior do laboratório e as propriedades dos fluidos estarem em constante mudança, devido às mudanças no interior do reservatório pelos processos em andamento, levando a reações inesperadas durante as operações de injeção e produção. Já as variações nas interações rocha-fluido, com mudanças nas condições do reservatório, resultam em variações de molhabilidade, que também afetam parâmetros do escoamento, tais como a pressão capilar e a permeabilidade relativa, sendo este último parâmetro muito importante quando são realizadas simulações numéricas (NANGACOVIE, 2012; ZAHOOOR; DERAHMAN; YUNAN, 2011);

- *Heterogeneidade do reservatório e estratificação* – A vasta maioria dos reservatórios possui distribuição de tamanho de poros não uniforme e com vários graus de interconectividade, originando heterogeneidade de permeabilidade. Quando a heterogeneidade se torna muito desordenada, um comportamento cada vez mais complexo do escoamento do fluido no meio poroso é observado. Entretanto, às vezes é possível segregar essa heterogeneidade na forma de camadas, o que pode constituir camadas homogêneas no interior do reservatório. Os efeitos da estratificação e heterogeneidade podem ser distintos em diferentes reservatórios, afetando vários parâmetros, a exemplo da pressão capilar, permeabilidade relativa e taxas de mobilidade, mas também o deslocamento dos fluidos nativos pelos fluidos injetados. A heterogeneidade pode afetar de maneira severa o projeto do processo WAG e seus fatores de recuperação, mas se torna ainda pior quando aumenta a razão das permeabilidades vertical e horizontal. Quando essa razão aumenta, a segregação gravitacional começa a dominar o comportamento do fluido, o que pode resultar em baixas recuperações (NANGACOVIE, 2012; ZAHOOOR; DERAHMAN; YUNAN, 2011);

- *Disponibilidade e composição do gás de injeção* – No projeto do WAG, a disponibilidade do gás, bem como quantidade e composição, são de importância vital. A disponibilidade afeta o projeto em termos de viabilidade econômica, embora, geralmente,

o gás produzido com o óleo do reservatório seja separado e reinjetado, resultando em economia no processo. Já a composição do gás é crítica para o projeto porque ela é decisiva para saber se haverá ou não miscibilidade, nas condições de pressão e temperatura do reservatório (NANGACOVIE, 2012; ZAHOOR; DERAHMAN; YUNAN, 2011);

- *Relação do WAG (WAG ratio)* – É a taxa fixa de injeção das golfadas alternadas de água e gás, em cada ciclo, nas condições atuais de reservatório. Esse parâmetro é importante, pois uma taxa otimizada do WAG resulta na obtenção de um valor ótimo de recuperação de óleo. A taxa otimizada depende do reservatório, uma vez que o desempenho de qualquer esquema de WAG depende fortemente da distribuição de permeabilidades, bem como de fatores que determinem o impacto da segregação gravitacional (densidades dos fluidos, viscosidades, e vazões do reservatório). Quando essa taxa é muito alta, pode levar ao aprisionamento do óleo pela água ou, na melhor das hipóteses, pode não permitir contato suficiente entre o óleo e o solvente, levando o perfil de produção à semelhança com a injeção de água. Por outro lado, se a taxa for muito baixa, o gás pode formar caminhos preferenciais no reservatório, fazendo com que o processo tenda a se comportar como injeção de gás e a pressão decline rapidamente, levando à antecipação da erupção do gás e declínio rápido das vazões de produção. Para se obter o valor ótimo da relação do WAG, recomenda-se uma análise de sensibilidade, propondo diferentes taxas para estudar seus efeitos na recuperação de óleo. Uma taxa normalmente utilizada em aplicações de campo é 1:1 e esses volumes injetados nas pressões desejadas afeta fortemente os custos das instalações de superfície (bombas, compressores, etc.), que pode levar a restrições econômicas nos projetos (HAN; GU, 2014; NANGACOVIE, 2012; ZAHOOR; DERAHMAN; YUNAN, 2011);

- *Padrão de injeção* – A escolha do espaçamento dos poços é muito importante para o projeto do WAG devido ao fato da eficiência de varrido do óleo ser fortemente afetada pela distância entre os poços produtor e injetor. Dentre as malhas mais conhecidas, o *five-spot* duplo e invertido (6 poços produtores e 2 injetores) é muito popular, por proporcionar o melhor controle do deslocamento frontal. Entretanto, estudos recentes em um reservatório iraniano fraturado indicaram que o padrão *four-spot* (4 poços produtores e 2 injetores), resultou em maior recuperação, indicando que o melhor padrão de injeção deve ser escolhido através de estudos de simulação, porque varia de reservatório para reservatório. Contudo, aumentar o número de poços não necessariamente implica em aumentar a recuperação. Embora os padrões regulares sejam normalmente utilizados em

ambientes *onshore*, raramente são utilizados *offshore*, devido aos custos serem bem maiores para a perfuração de poços e coleta de dados. Outro parâmetro importante é a orientação dos poços, porque a combinação de poços verticais produtores com injetores horizontais é conhecida por resultar em maior recuperação. A simulação numérica possibilita que sejam testados vários cenários envolvendo a localização dos poços, sua orientação, inclusive os parâmetros do WAG, para avaliar a evolução da frente de deslocamento e os impactos na recuperação de hidrocarbonetos (NANGACOVIE, 2012; ZAHOOOR; DERAHMAN; YUNAN, 2011; CHRISTENSEN; STENBY; SKAUGE, 2001; TOURAY, 2013);

- *Pressões e vazões de injeção/produção* – A pressão de fundo do poço produtor é um dos fatores mais importantes que afeta o desempenho da produção. Em um estudo considerando um modelo com características de um reservatório do Alasca, foi verificado que a pressão de fundo do poço produtor deve ser um pouco inferior à pressão de bolha para que a recuperação do óleo seja máxima. Quando a pressão de fundo do poço produtor é muito inferior à pressão de bolha, a erupção do gás ocorre muito cedo, levando ao declínio da produção de óleo. Para a injeção de solventes, a pressão de deslocamento deve ser mantida acima da PMM, para desenvolver miscibilidade e deslocar o óleo com maior eficiência, o que determina o limite inferior para as pressões de injeção e produção. Por outro lado, o limite superior da pressão de deslocamento deve ser ajustado para a pressão de fratura da formação, sendo ideal que o objetivo de projeto seja injetar e produzir com as maiores vazões possíveis, mas dentro desses limites especificados. Já as injetividades da água e do gás em camadas de alta permeabilidade podem ser controladas pela relação do WAG e vazões de injeção (WU *et al.*, 2004; NANGACOVIE, 2012);

- *Tempo de ciclo do WAG* – No projeto do WAG também é importante definir os momentos de chaveamento entre gás e água. Através da aplicação de simuladores numéricos, é recomendável que sejam examinados os comprimentos dos diferentes ciclos do processo, como forma de se conhecer os comprimentos de ciclo adequados para cada caso específico, bem como os efeitos dos tamanhos das golfadas de água e gás na recuperação do óleo (NANGACOVIE, 2012);

- *Momento de inicialização do processo WAG* – Outro fator importante no projeto do WAG é o momento de iniciar sua aplicação. Existem duas abordagens mais comuns, que é iniciar o processo WAG já no início do desenvolvimento do reservatório ou após a erupção do fluido miscível injetado. Pesquisas utilizando um modelo com características de um reservatório do Alasca levaram à conclusão de que a erupção aconteceu quase no

mesmo momento, com uma vazão de produção muito baixa no período, mas que após a erupção do solvente, a produção acumulada de ambos os casos cresceu significativamente. Entretanto, baseado nos resultados das simulações, o autor do estudo recomenda que o WAG seja iniciado o mais cedo possível no ciclo de desenvolvimento do reservatório, para manter a pressão média do reservatório e se obter alta recuperação de óleo (WU *et al.*, 2004; NANGACOVIE, 2012).

### **2.3 Planejamento e otimização de experimentos**

O planejamento experimental, utilizando fundamentos estatísticos como base, consiste em uma ferramenta poderosa para a determinação de condições otimizadas de operação em um processo, desenvolver formulação de produtos dentro de especificações desejadas ou simplesmente avaliar os efeitos ou impactos que os fatores têm nas respostas desejadas (RODRIGUES; IEMMA, 2005). Ele representa um conjunto de ensaios, definido com base em critérios científicos e estatísticos, com o objetivo de determinar a influência de diversas variáveis nos resultados de um dado sistema ou processo (MEDEIROS, 2012).

O projeto de um experimento, de forma que ele seja capaz de fornecer exatamente o tipo de informação desejada, é a essência de um bom planejamento, sendo necessária a definição clara do objetivo. Portanto, é essa definição clara dos objetivos a serem alcançados que vai nortear a escolha das técnicas de planejamento mais adequadas ao tipo de problema abordado, uma vez que algumas técnicas se mostrarão mais vantajosas, ao passo que outras se mostrarão inócuas na abordagem da questão (BARROS NETO; SCARMÍNIO; BRUNS, 1996).

Serão os planejamentos experimentais baseados em princípios estatísticos que possibilitarão a extração do máximo de informação útil do sistema em estudo, obtidos através da realização de uma quantidade mínima de experimentos (MARINHO; CASTRO, 2005).

De maneira complementar, os métodos de otimização surgiram em função da necessidade de se aprimorar o desempenho dos mais diversos sistemas do cotidiano.

“Otimizar” é sinônimo de se buscar tornar algo tão perfeito, efetivo e funcional quanto possível. Quando aplicado esse conceito aos processos, pode-se ter em mente a possibilidade de definir sequências operacionais que permitam a obtenção dos melhores resultados em determinadas situações (MEDEIROS, 2012).

Segundo Medeiros (2012, p.31), são benefícios da aplicação de técnicas estatísticas de planejamento experimental:

- Redução do número de ensaios sem prejuízo da qualidade da informação;
- Estudo simultâneo de diversas variáveis, separando seus efeitos;
- Determinação da confiabilidade dos resultados;
- Realização da pesquisa em etapas, num processo interativo de acréscimo para novos ensaios;
- Seleção das variáveis que influenciam num processo com número reduzido de ensaios;
- Representação do processo estudado através de expressões matemáticas;
- Elaboração de conclusões a partir de resultados qualitativos.

Quando se planeja um experimento, a etapa inicial diz respeito à decisão dos fatores e respostas de interesse. Os fatores são normalmente variáveis que o pesquisador tem condições de controlar ou atributos de incerteza de um sistema, ao passo que as respostas são as variáveis de saída nas quais se tem interesse, que podem ou não serem afetadas por modificações provocadas nos fatores. Esses fatores e respostas podem ser qualitativos ou quantitativos e a depender do problema, pode haver várias respostas de interesse, que talvez precisem ser consideradas simultaneamente (GALVÃO, 2012).

Em um planejamento fatorial completo, são consideradas as possíveis combinações que podem ser obtidas a partir de diferentes fatores e níveis indicados. Tomando-se como exemplo um processo de recuperação avançada de petróleo em que o operador possa atuar em duas variáveis, sendo elas a injeção de água e de gás, com cada uma delas variando em um nível mínimo (-1) e outro máximo (+1), poderão ser realizados quatro experimentos. Entretanto, quando é acrescentada outra variável, com a salinidade da água, também assumindo dois níveis, as combinações podem aumentar para 8, de tal

forma que cada variável acrescentada, com dois níveis, dobra o número de experimentos realizados ( $2^2 = 4$ ,  $2^3 = 8$ ,  $2^4 = 16$ ,  $2^5 = 32$ ,  $2^6 = 64$ , ...,  $2^k$ ) (GALVÃO, 2012).

### ***2.3.1 Diagramas de Pareto***

Os diagramas de Pareto são um recurso gráfico, que consiste em um gráfico de barras utilizado muitas vezes para estabelecer uma ordenação em nível de importância. Ele ordena as influências da maior para a menor, permitindo a localização de problemas vitais e a eliminação de perdas, procurando levar a cabo o princípio de Pareto, de que há muitos problemas sem importância diante de outros mais graves, ou seja, poucos essenciais, muitos triviais. Assim, os diagramas de Pareto têm como maior utilidade o fato de permitirem fácil visualização e identificação de causas ou problemas mais importantes, possibilitando a concentração de esforços sobre eles (MEDEIROS, 2012).

Nesses diagramas, é traçada uma linha divisória ( $p=0,05$ ) de referência, de tal forma que todos os efeitos cujos retângulos estiverem à sua direita possuem significância estatística ao nível de 95% de confiança em relação aos demais. Associado com cada efeito está um número que indica a média das respostas obtidas, dividida pelo erro padrão, que quando positivo, está associado a um aumento da variável de resposta, e quando negativo, indica que um aumento daquele parâmetro reduz a variável de resposta considerada (MEDEIROS, 2012; GALVÃO, 2012).

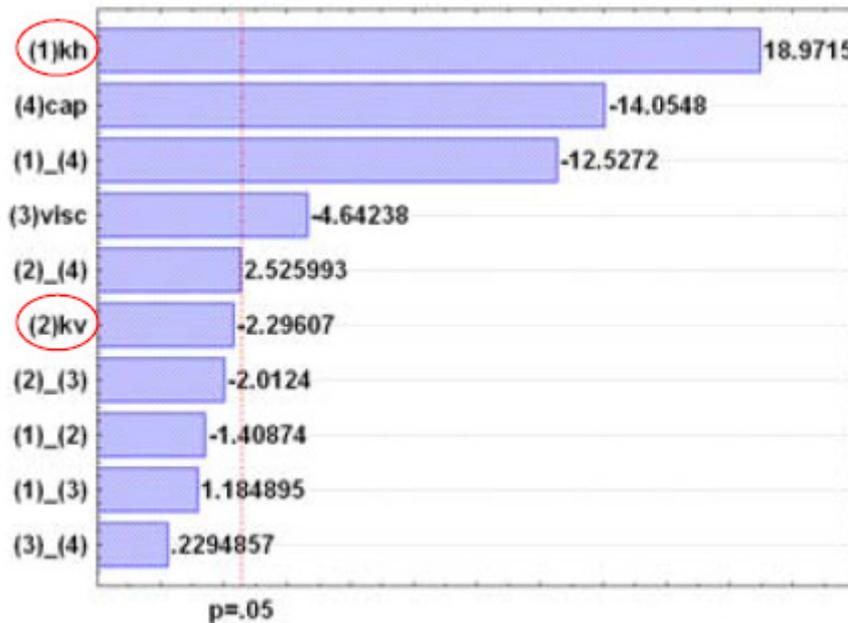
A Figura 2.13 mostra um diagrama de Pareto ilustrativo, onde é possível verificar que o efeito “kh” é o mais influente e que o efeito “kv” não influenciou significativamente na resposta considerada (GALVÃO, 2012).

### ***2.3.2 Superfícies de resposta e curvas de nível***

O processo de otimização pode ser realizado através da elaboração de superfícies de resposta, pois elas possibilitam a investigação de regiões ótimas de operação (ARAÚJO, 2012). Para Calado e Montgomery (2003), as superfícies de resposta são utilizadas quando as variáveis de resposta são influenciadas por muitas variáveis independentes e o objetivo é a otimização dessas respostas. A superfície de resposta

geralmente mostra uma figura tridimensional que facilita a visualização da resposta do sistema (ANTONY, 2003).

Figura 2.13 – Exemplo de um diagrama de Pareto.

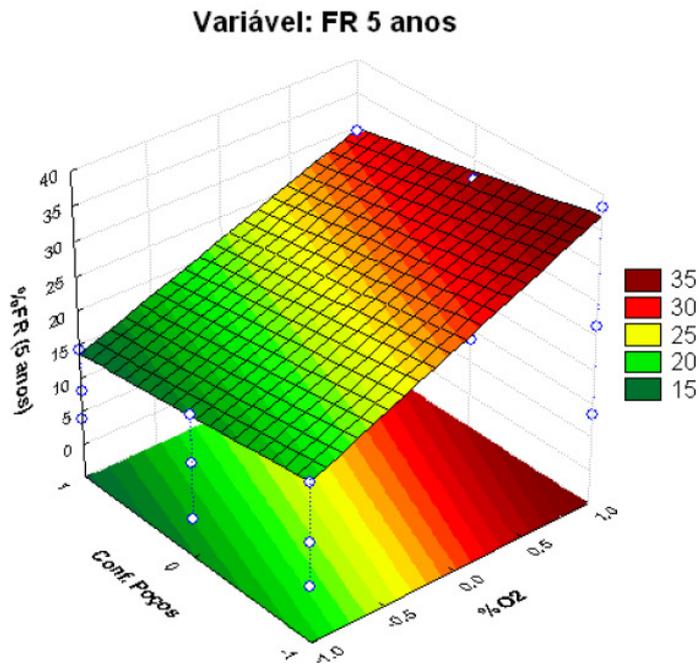


Fonte: Galvão, 2012, p.43.

A metodologia é constituída das etapas de modelagem e deslocamento, que são repetidas tantas vezes quantas forem necessárias, no intuito de alcançar uma região ótima da superfície investigada. Essa modelagem normalmente é realizada ajustando-se modelos simples (normalmente, lineares ou quadráticos), cujas respostas são obtidas a partir de planejamentos de experimentos. A etapa de deslocamento é conduzida ao longo do caminho de máxima inclinação de um determinado modelo, que é a trajetória na qual a resposta varia de forma mais pronunciada (GALVÃO, 2012).

A Figura 2.14 apresenta um exemplo de superfície de resposta, onde a área em vermelho representa a região onde os níveis dos parâmetros promoveram os maiores valores para a variável resposta considerada e a área verde está associada aos níveis dos parâmetros que resultaram nos menores valores para a mesma variável. Levando-se em consideração a busca pela maximização da variável de interesse, neste exemplo, os melhores resultados foram obtidos da combinação do maior nível (+1) do “% O<sub>2</sub>” com o menor nível (-1) da “Conf. Poços”.

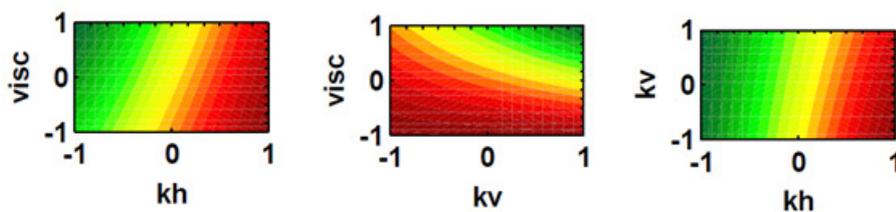
Figura 2.14 – Exemplo de superfície de resposta.



Fonte: Araújo, 2012, p. 83.

Já as curvas de nível se constituem em projeções da superfície de resposta em um plano 2D, ou seja, é uma técnica gráfica para representar uma superfície tridimensional por linhas de resposta constante, chamadas de contornos, em um formato bidimensional (GIORDANO, 2006). Alguns exemplos de curvas de nível são mostrados na Figura 2.15.

Figura 2.15 – Exemplos de curvas de nível.



Fonte: Adaptado de Galvão, 2012.

As curvas de nível e as superfícies de resposta se complementam, na medida em que algumas situações não conseguem ser bem visualizadas nas superfícies de resposta, mas as curvas de níveis facilitam a verificação das regiões de máximo e mínimo da superfície.

## 2.4 Simulação numérica de reservatórios

A simulação do desempenho de um reservatório de petróleo se refere à construção e operação de um modelo, cujo comportamento assume a “aparência” de um reservatório estudado. Esse modelo pode ser tanto físico (uma amostra de laboratório) como matemático, sendo este último constituído por um conjunto de equações que, sujeitas a certas premissas, descrevem os processos físicos ativos no reservatório. Embora esses modelos apresentem algumas limitações na reprodução da realidade do reservatório, o comportamento dos modelos válidos é considerado como descritivo das jazidas em estudo (BATYCKY *et al.*, 2007).

O propósito desse tipo de estudo é a estimativa do desempenho de um campo sujeito a um ou mais esquemas de produção, que embora possa ser produzido apenas uma vez, com custos consideráveis, seu modelo pode ser produzido ou simulado muitas vezes, com baixo custo e em um tempo curto. A partir da observação dos resultados de um modelo que represente diferentes condições de produção, é possível obter informações que auxiliem na escolha de um conjunto otimizado de condições para aplicação em um reservatório (BATYCKY *et al.*, 2007).

Rosa, Carvalho e Xavier (2006) apresentam três classificações para os simuladores numéricos:

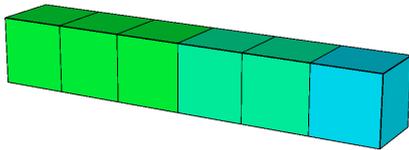
- *Quanto ao tratamento matemático* – essa categoria agrupa os simuladores de acordo com a maneira pela qual o comportamento físico e a característica de desempenho são tratados matematicamente, podendo ser: modelo tipo beta ou numérico, que também é conhecido na literatura como *black oil*, cujo tratamento matemático envolve funções de pressão e temperatura do reservatório, mas admite-se que cada uma das várias fases (água, óleo e/ou gás), eventualmente presentes no reservatório, seja constituída de um único componente, embora se saiba que o óleo é constituído por diversos hidrocarbonetos; modelo composicional, que considera não somente a pressão e temperatura do reservatório, mas também as composições das várias fases eventualmente presentes em seu meio poroso; modelo térmico, que é utilizado quando são considerados os efeitos de

variações de temperatura no interior do reservatório e como tratam de situações complexas, normalmente são composicionais (ROSA; CARVALHO; XAVIER, 2006);

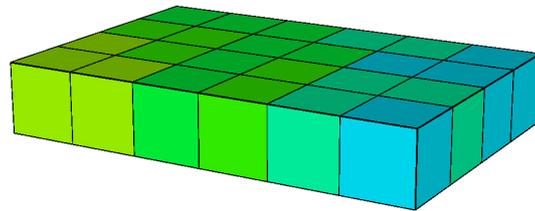
- *Quanto ao número de dimensões* – é a categoria que realiza o agrupamento dos simuladores de acordo com o número de dimensões em que ocorre o escoamento de fluidos: unidimensional, que admite o fluxo em apenas uma direção; bidimensional, em que o fluxo ocorre em duas dimensões, podendo representar um fluxo horizontal ( $x \times y$ ), vertical ( $x \times z$ ) ou mesmo radial ( $r \times z$ ); tridimensional, em que se admite fluxo de fluidos no meio poroso nas três direções:  $x$ ,  $y$  e  $z$  (ROSA; CARVALHO; XAVIER, 2006). Esses tipos de simuladores são ilustrados na Figura 2.16.

Figura 2.16 – Representação de simuladores agrupados pelo número de dimensões.

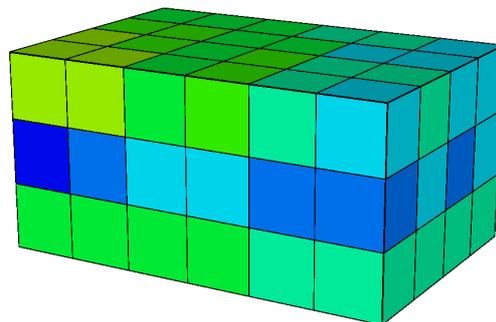
(a) Unidimensional:



(b) Bidimensional:



(a) Tridimensional:



- *De acordo com o número de fases* – classifica os reservatórios de acordo com a presença das fases, podendo ser: monofásicos, ou seja, os que consideram a presença de uma única fase (gás, óleo ou água); bifásicos, que são os que consideram a presença de duas fases, que normalmente são óleo e água (reservatório de óleo) ou gás e água (reservatório de gás); trifásicos, que consideram a ocorrência de três fases no reservatório (óleo, água e gás) (ROSA; CARVALHO; XAVIER, 2006).

- Sendo que a escolha do simulador a ser utilizado irá depender de vários fatores, a exemplo do tipo de estudo desejado, tipo e características do reservatório e dos fluidos,

quantidade e qualidade dos dados disponibilizados, detalhamento necessário do estudo e recursos computacionais acessíveis (ROSA; CARVALHO; XAVIER, 2006).

### ***2.4.1 Simulação composicional de reservatórios***

A simulação numérica de reservatórios desempenha um papel central no planejamento e desenvolvimento de um campo de óleo e/ou gás, uma vez que consiste em uma ferramenta numérica para modelagem dinâmica do escoamento de fluidos em meios porosos (ROSA; CARVALHO; XAVIER, 2006; JÁKUPSSTOVU, 2002).

Os reservatórios de óleo e gás consistem em estruturas sedimentares complexas, nas quais o escoamento dos fluidos é controlado pela interação entre forças motrizes, tais como os gradientes de pressão formados entre os poços, a gravidade, as propriedades da rocha reservatório, e ainda pelos fluidos presentes em seu interior. Quando gás é injetado e entra em contato com o óleo presente, as propriedades das fases fluidas podem sofrer mudanças dramáticas, cuja compreensão pode ser facilitada pela aplicação de ferramentas de modelagem que permitam verificar os efeitos resultantes da mistura dos fluidos, heterogeneidade da malha, forças viscosas, forças capilares e da gravidade (JÁKUPSSTOVU, 2002).

A melhor maneira de fazer a predição na injeção miscível é através de um simulador composicional de reservatórios, que deve ser capaz de prever o comportamento de fase e do varrido no meio poroso, para prever as quantidades de recuperação incremental de óleo, requisitos do solvente miscível, e a eficiência do solvente utilizado, assim como otimizar variáveis a exemplo de: composição do solvente, pressão de operação, tamanho da golfada, relação WAG, posicionamento de poços de injeção, e vazões de injeção de fluidos (HOLSTEIN; STALKUP, 2007).

Esses simuladores composicionais de reservatórios calculam o escoamento em até três dimensões das fases solvente, óleo e água, ou seja, as composições de equilíbrio e os volumes relativos das fases solvente e óleo, em cada bloco da malha simulada. Da mesma forma, também calculam as densidades das fases óleo e solvente. Esses cálculos das composições de equilíbrio e densidades são realizados com base em equações de estado, tomando como base os dados das composições das fases e densidades, viscosidades do solvente e do óleo, e ainda outras propriedades como a tensão interfacial, que são estimadas com base em correções (SPE INTERNATIONAL, 2014).

Quando a equação de estado é ajustada, de acordo com dados experimentais, o simulador composicional calcula comportamentos de fase realísticos, o que é uma característica que o torna apropriado para avaliar o comportamento de fase da injeção de solventes à base de hidrocarbonetos enriquecidos ou pobres, nitrogênio (N<sub>2</sub>) e dióxido de carbono (CO<sub>2</sub>). Eles também são capazes de prever o efeito da mudança na pressão e na composição do solvente injetado no deslocamento, sem a necessidade de entrar com aproximações desses efeitos no simulador, além da própria equação de estado. Os simuladores composicionais podem ser utilizados em condições de pressão abaixo da PMM do solvente; próxima, mas ainda abaixo da PMM; ou bem acima da PMM, tornando-o idealmente adequado para o estudo de condições de operação otimizadas (SPE INTERNATIONAL, 2014; HOLSTEIN; STALKUP, 2007).

Além das vantagens citadas anteriormente, a simulação composicional não necessita que o usuário especifique a saturação de óleo residual para injeção miscível, uma vez que ele calcula naturalmente essa quantidade de óleo residual deixada para trás depois da interação do comportamento de fase e dispersão, distribuindo a essa saturação residual de uma forma fiel à variação de saturação e diferente de se considerar uma saturação constante, informada como dado de entrada (SPE INTERNATIONAL, 2014; HOLSTEIN; STALKUP, 2007).

Uma simulação composicional também pode considerar outros aspectos além do comportamento de fase, como os mecanismos de difusão molecular e dispersão convectiva, que podem ser incluídos nas equações resolvidas pelo simulador. Embora a sensibilidade ao refinamento da malha possa diminuir os efeitos desses mecanismos em muitos simuladores, pode ser importante incluí-los nas simulações de referência nas malhas muito refinadas. O efeito da tensão interfacial na permeabilidade relativa óleo/solvente e pressão capilar também pode ser considerado, embora alguns não consigam prever prontamente o impacto de um mecanismo particular na simulação composicional complexa da injeção de solvente (SPE INTERNATIONAL, 2014; HOLSTEIN; STALKUP, 2007).

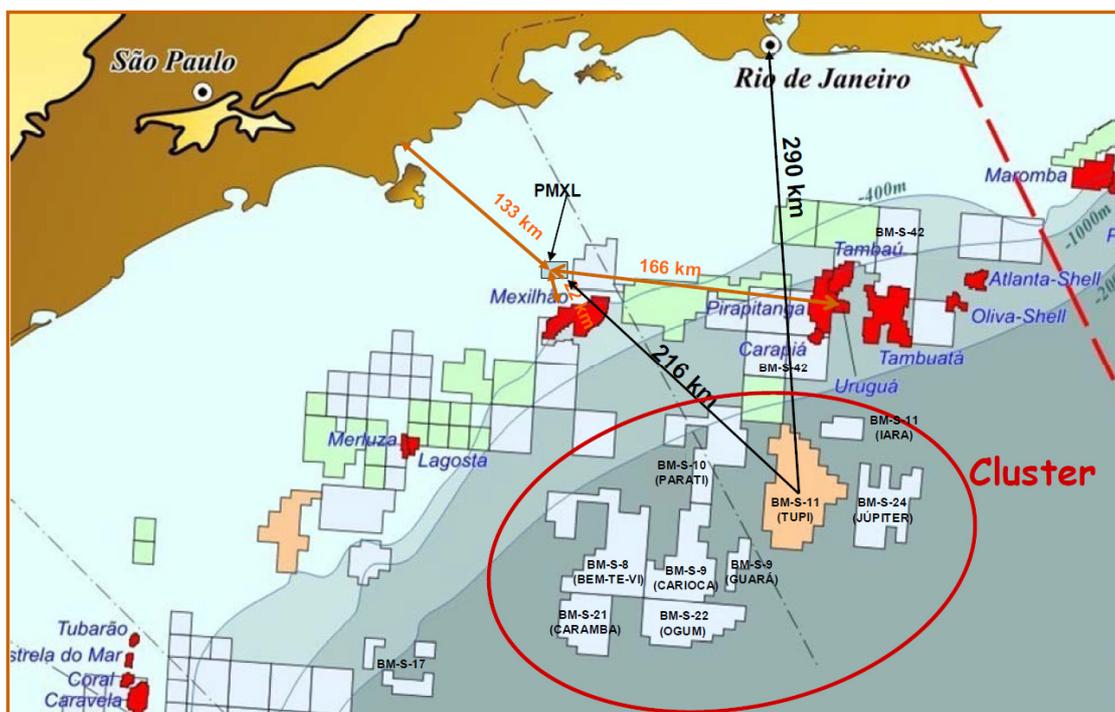
Quando um mecanismo de tratamento apropriado da permeabilidade relativa é incluído, esse tipo de simulação consegue prever o aprisionamento de solvente, especialmente devido ao escoamento cruzado de óleo, que em uma zona varrida pelo solvente sem miscibilidade, desloca esse solvente em uma simulação composicional, deixando-o como uma saturação residual consistente com o comportamento de fase (SPE INTERNATIONAL, 2014; HOLSTEIN; STALKUP, 2007).

A literatura cita que o grau de refinamento da malha, geralmente necessário para o cálculo da recuperação de óleo com uma exatidão satisfatória, e o tempo computacional necessário nas simulações de malhas muito refinadas, são as principais desvantagens da simulação composicional. Esses fatores podem dificultar o uso direto da simulação composicional, tornando necessário a aplicação de alguma técnica de ampliação (*scaling up*) para transferir a informação para o modelo, com cuidado para não gerar erros de simulação como consequência da aplicação de malhas grosseiras (SPE INTERNATIONAL, 2014; HOLSTEIN; STALKUP, 2007).

## 2.5 Reservatórios da camada Pré-sal

A área chamada de Pré-sal, na Bacia de Santos, está localizada em águas ultra profundas, entre 1.900m e 2.400m, a aproximadamente 290km da Costa do Rio de Janeiro, no Sudeste do Brasil, cujos blocos principais do cluster podem ser visualizados na Figura 2.17. Essa estrutura foi criada há cerca de 160 milhões de anos, quando o supercontinente Gondwana começou a se partir, dando lugar à América do Sul e à África (FORMIGLI FILHO; PINTO; ALMEIDA, 2009).

Figura 2.17 – Áreas do cluster do Pré-sal.



Fonte: Formigli Filho, Pinto e Almeida, 2009, p.2.

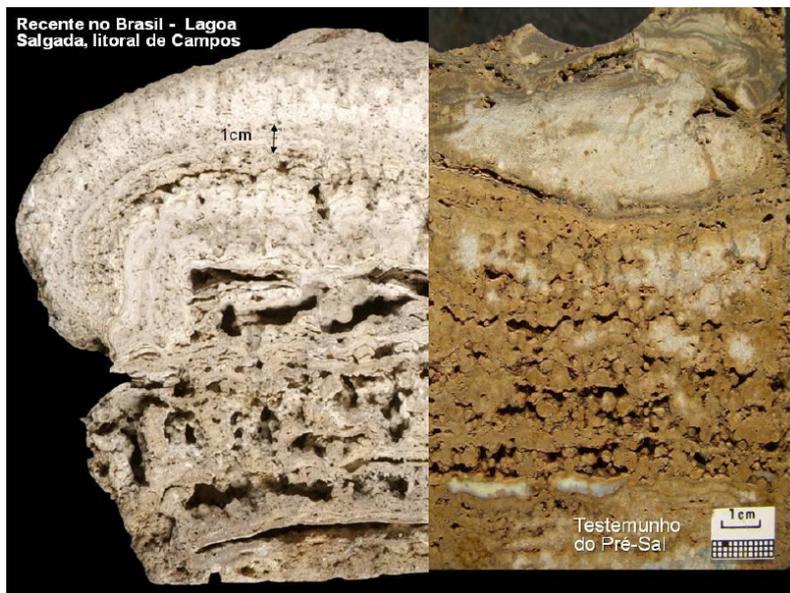
A fase de rifte criou as condições para a deposição dos sedimentos na “cuba” entre os dois continentes e à medida que a separação continuou, a água do mar foi preenchendo o espaço, proporcionando um ambiente de baixa energia e alta salinidade, propício ao crescimento de colônias de bactérias especiais, a exemplo dos estromatólitos. Foi a secreção desses micro-organismos, em conjunto com a precipitação dos sais de carbonato, que criou as condições de formação das rochas carbonáticas, conhecidas como microbialitos, onde foi descoberto o óleo no Pré-sal. Com o passar do tempo, devido às mudanças severas no clima da Terra, o sal se dissolveu na água do mar e precipitou nesse ambiente de baixa energia, dando origem à camada de sal que se tornou o selo perfeito para os hidrocarbonetos que migraram para os microbialitos (FORMIGLI FILHO; PINTO; ALMEIDA, 2009).

Nessa camada, a espessura do sal varia desde mais de 2.000m (em direção ao sul) até menos de 200m em alguns pontos (em direção ao norte) e abaixo desse sal estão reservatórios carbonáticos, de origem estromatolita, que podem alcançar grandes espessuras. Esses reservatórios parecem ter se beneficiado de melhorias em suas características de porosidade e permeabilidade, em função de alterações diagenéticas na rocha reservatório, ocorridas como consequência da interação com muita água, que gerou uma porosidade secundária adicional, em uma feliz combinação particular de eventos, nos momentos certos (JONES; CHAVES, 2011).

A Figura 2.18 mostra o testemunho de uma rocha reservatório, disponibilizado pela Petrobras, que apresenta semelhanças em suas estruturas internas de ocorrências de estromatolita em Lagoa Salgada, no Norte do Rio de Janeiro (MELLO, 2011; JONES; CHAVES, 2011).

Os primeiros blocos da região do Pré-sal fizeram parte da segunda rodada de leilões da ANP, no ano 2000. Naquele momento, a maioria dos geólogos brasileiros estava familiarizada com as formações do pré-sal e sua possível acumulação potencial de hidrocarbonetos, com base em evidências obtidas de afloramentos de rochas semelhantes, na região Nordeste, há pelo menos 20 anos atrás. Entretanto, faltava tecnologia sísmica que permitisse melhores resoluções das características abaixo das significantes camadas de sal, que quando foi disponibilizada, justificou os esforços de perfuração exploratória dos primeiros poços naquelas formações, embora seus custos tenham sido extremamente elevados. O primeiro poço bem sucedido no campo de Tupi teve um custo superior a US\$ 240 milhões, o que favoreceu a perfuração dos poços subsequentes, em função da rápida curva de aprendizado (JONES; CHAVES, 2011).

Figura 2.18 – Amostra de rocha do campo de Tupi, em comparação a um estromatolita de Lagoa Salgada, no Norte do Rio de Janeiro.



Fonte: Petrobras, 2009, *apud* Jones e Chaves, 2011, p.2.

Segundo Almeida Neto *et al.* (2009), a delimitação da província do Pré-sal teve início com a perfuração do poço 1-RJS-628A, no ano de 2006, no bloco exploratório BM-S 11. A área de Tupi é originária desse bloco, localizado na porção central da Bacia de Santos, na região marítima do Estado do Rio de Janeiro, a aproximadamente 290km da Costa (NAKANO *et al.*, 2009).

De acordo com Nakano *et al.* (2009), os reservatórios da área de Tupi são carbonáticos, de origem microbiana; com potencial de volumes recuperáveis, no principal reservatório, estimado entre 0,8 e 1,27 bilhões de m<sup>3</sup> (5 e 8 bilhões de barris); lâmina d'água de aproximadamente 2.200m; profundidade do reservatório de 5.000 a 5.500m, a partir do nível do mar; espessura da camada de sal de até 2.000m; com óleo de aproximadamente 28 graus API; de RGO de 220 a 240 m<sup>3</sup>/m<sup>3</sup>; viscosidade de óleo vivo de 1,14 cP; e conteúdo de CO<sub>2</sub> em solução de 8 a 12%.

Esses reservatórios se constituem em uma nova fronteira, cheia de desafios, dentre os quais, enumera Beltrão *et al.* (2009): lâmina d'água ultra profunda (maior que 2.000m); com reservatórios carbonáticos profundos (maiores que 5.000m); espalhados ao longo de grandes áreas; com altas razões gás-óleo (maiores que 200 m<sup>3</sup>/m<sup>3</sup>, para a área de Tupi); com alto conteúdo de CO<sub>2</sub> (8 a 12% em Tupi); alta pressão e baixa temperatura; se estendendo imediatamente abaixo de uma camada espessa de sal (mais de 2.000m de sal); localizados em torno de 300km da costa, com condições oceânicas muito mais severas

que a Bacia de Campos. Nesse contexto, esses mesmos autores afirmam que a Petrobras está fazendo esforços de pesquisa e desenvolvimento para desenvolver e qualificar novas tecnologias relacionadas a poços, reservatórios, garantia de escoamento, processamento de gás e tecnologias de exportação, bem como unidades de produção.

Portanto, espera-se que este estudo dos processos de recuperação avançada com o uso de CO<sub>2</sub> possa deixar uma contribuição para o avanço nessa nova fronteira.

---

## **CAPÍTULO III**

---

### **3. Estado da Arte**

Segundo Matthews (1989), as pesquisas que levaram ao desenvolvimento dos processos de recuperação avançada de petróleo aplicados atualmente tiveram início nos Estados Unidos, nos anos 1940 e 1950, em um período que pesquisadores desenvolveram um entendimento de como a injeção de água deixa para trás o óleo residual disperso como microbolhas, desconectadas, na matriz de rocha porosa. Foi esse entendimento que levou a um número de abordagens que tinham como objetivo a eliminação das forças capilares que causavam essa desconexão.

Entretanto, Jiang, Nuryaningsih e Adidharma (2012) afirmam que a injeção de CO<sub>2</sub> surgiu primeiro nos anos 1930, mas teve grande desenvolvimento nos anos 1970, tendo sido uma técnica amplamente utilizada, desde então, chegando a ter destaque entre os métodos de recuperação avançada por mais de 40 anos.

As pesquisas de laboratório para o uso do CO<sub>2</sub> tiveram início nos anos 1950 e continuaram nos anos 1960. Essas pesquisas iniciais mostraram que o CO<sub>2</sub> não é diretamente miscível com a maioria dos óleos crus em pressões de reservatório facilmente atingíveis. Contudo, sob condições adequadas de pressão, temperatura e composição do óleo, ele se torna enriquecido até o ponto em que se torna miscível no óleo (MATTHEWS, 1989; JIANG; NURYANINGSIH; ADIDHARMA, 2012).

De acordo com Jiang, Nuryaningsih e Adidharma (2012), um dos grandes problemas encontrados na injeção de CO<sub>2</sub> foi sua alta mobilidade. Como consequência da grande diferença entre as propriedades físicas do CO<sub>2</sub> e dos fluidos do reservatório, em especial nas viscosidades, o CO<sub>2</sub> tende a passar pelo óleo através de zona de alta permeabilidade, resultando em baixa eficiência de varrido. Segundo esses autores, foi justamente para ajudar a minimizar esse efeito que foi desenvolvida a técnica de injeção simultânea de água e gás, com o intuito de reduzir a mobilidade da injeção de fluidos. Logo as aplicações de campo indicaram que a injetividade foi melhor quando uma fase foi injetada por vez, e então a água e o gás foram injetados de maneira alternada, dando origem à técnica de injeção alternada de água e gás (WAG).

A primeira aplicação de campo do WAG foi noticiada em 1957, em North Pembina, Alberta, no Canadá, mas foi injetado hidrocarboneto e não CO<sub>2</sub>. Este segundo fluido foi utilizado como fluido de injeção em 1964, em Mead Strawn, no Texas (JIANG; NURYANINGSIH; ADIDHARMA, 2012; CHRISTENSER; STENBY; SKAUGE, 2001).

Como método de recuperação terciária, o dióxido de carbono entrou na era comercial de maneira mais forte em 1985, com a conclusão de três grandes gasodutos de CO<sub>2</sub> para a área Oeste do Texas, conectando fontes de CO<sub>2</sub> em Sheep Mountain (Colorado), Bravo Dome (N.M.) and McElmo Dome (Colorado) a um grande mercado naquela região (MATTHEWS, 1989).

Em relação ao Pré-sal brasileiro, poucas aplicações da injeção de CO<sub>2</sub> e aplicação do processo WAG são relatadas na literatura. Scanavini e Schiozer (2012) pesquisaram a influência do esquema de pseudoização no comportamento de um reservatório com óleo leve e CO<sub>2</sub>. Naquele estudo, tomando como base um óleo leve extraído de Danesh (1998), esses autores testaram os esquemas de pseudoização propostos através da injeção de CO<sub>2</sub> em um reservatório homogêneo e outro heterogêneo. Os autores verificaram que existiam diferenças para os casos simulados com injeção de CO<sub>2</sub>, diferente do que aconteceu com os testes que eles realizaram injetando água.

Ligero, Scanavini e Schiozer (2013), utilizando o óleo leve de Moortgat *et al.* (2010), e em condições de reservatório semelhantes às do Pré-sal brasileiro, simularam a injeção contínua miscível de CO<sub>2</sub> e o WAG de CO<sub>2</sub> com e sem o efeito da histerese de permeabilidade relativa. Ao final, verificaram que o processo WAG resultou em produção maior de óleo, tanto no caso em que a histerese foi considerada, como no caso em que não foi.

Scanavini, Ligero e Schiozer (2013), utilizando o óleo leve de Moortgat *et al.* (2010) e motivados pela possibilidade de utilizar o CO<sub>2</sub>, indicado para reservatórios carbonáticos, no Pré-sal brasileiro, investigaram o ajuste de equações de estado para óleo leve com certo teor de CO<sub>2</sub>. Ao final, utilizaram um processo de injeção contínua de CO<sub>2</sub>, em uma malha com ¼ de *five spot*, para investigar os resultados do estudo realizado. Concluíram que a metodologia proposta para ajuste da EOS do óleo leve com certo teor

de CO<sub>2</sub> foi eficiente, focando suas análises na comparação dos resultados da aplicação do ajuste proposto.

Santana, Ligerio e Schiozer (2014) investigaram o efeito da histerese de permeabilidade relativa na recuperação de óleo pelo método WAG de CO<sub>2</sub>. Utilizando o fluido de Moortgat *et al.* (2010), em dois modelos sintéticos, com injeção em uma malha de ¼ de *five spot*, sendo um modelo homogêneo e outro heterogêneo. Ao final, emitiram conclusões sobre a influência desse efeito na recuperação do óleo e dos parâmetros utilizados no modelo de Larsen e Skauge (1998) para descrevê-lo.

Portanto, esta tese contribui com o Estado da Arte do tema, na medida em que investiga a injeção de água e dióxido de carbono, em um reservatório com características do Pré-sal brasileiro, bem como várias formas de injeção alternada e simultânea desses dois fluidos.

---

## **CAPÍTULO IV**

---

## 4. Materiais e Métodos

Esta seção inicia com a apresentação das premissas de modelagem adotadas, indicando a especificação dos modelos de fluidos, reservatório, modelo base e condições operacionais definidas para as avaliações realizadas.

Da mesma forma, são apresentados os módulos que foram necessários para a realização das simulações numéricas, bem como a geração das imagens e gráficos ilustrativos dos parâmetros examinados.

Ao final, detalha-se a metodologia utilizada na abordagem do problema de pesquisa e os passos definidos para a produção e avaliação dos resultados.

### 4.1 Ferramentas computacionais

Para o desenvolvimento deste estudo, bem com as modelagens do fluido e do reservatório, foram utilizadas várias ferramentas computacionais pertencentes ao pacote de simulação desenvolvido pela CMG (Computer Modelling Group Ltd.), na versão 2014, que serão brevemente descritas a seguir:

- *Builder* – é uma ferramenta de software, baseada no Microsoft Windows, que permite ao usuário a criação de arquivos de entrada para os simuladores da CMG. Ele cobre todas as áreas de entradas de dados: criar/importar malhas descritivas de reservatórios e suas propriedades, localizar os poços, importar os dados de produção dos poços, importar/criar modelos de fluidos, definir propriedades rocha-fluido, bem como especificar as condições iniciais de simulação. O software possui ferramentas para manipulação de dados, criação de tabelas de correlações, e verificação dos dados, bem como permite validar os dados antes de executar as simulações (COMPUTER MODELLING GROUP LTD., 2014a);
- *WinProp* – é o pacote de propriedades de equilíbrio de equações de estado multifásicas, onde é possível fazer a caracterização de fluidos, pseudoização de componentes, utilizar regressão para fazer ajuste de dados de laboratório, simulação de processos de múltiplo contato, construção de diagramas de fase, precipitação de sólidos, dentre outras funcionalidades. O software considera

experimentos de laboratório, tais como a recombinação do separador óleo e gás, medições de compressibilidade, expansão a composição constante, liberação diferencial, depleção a volume constante e teste de inchamento. Essa ferramenta também possibilita a análise do comportamento de fase dos sistemas de reservatório de gás e óleo, e a geração das propriedades dos componentes para os simuladores composicionais. A interface do programa possibilita a preparação dos dados, visualização de gráficos de entrada, execução do motor de cálculo das propriedades de fase, e então a visualização de resultados gráficos (COMPUTER MODELLING GROUP LTD., 2014e);

- *GEM* – é um simulador composicional de equações de estado, multidimensional, que pode simular todos os mecanismos importantes do processo de injeção de gás miscível: vaporização e inchamento do óleo, condensação do gás, redução da viscosidade e tensão interfacial, e a formação de um banco de solvente miscível através de múltiplos contatos (COMPUTER MODELLING GROUP LTD., 2014b);
- *Results Graph* e *Results 3D* – a primeira ferramenta (*Results Graph*) é usada tipicamente para traçar curvas das propriedades de reservatórios e dos poços, em função do tempo. Além de uma série de variáveis disponibilizadas por padrão, o software também permite que sejam criadas fórmulas, combinando essas variáveis padrão, para obtenção de novas curvas, bem como a criação de grupos de poços para visualização de resultados combinados, dentre outras funcionalidades. A segunda ferramenta (*Results 3D*) é utilizada para a interpretação da malha de simulação do reservatório, com visualizações bidimensional e tridimensional. Ela possibilita ao usuário verificar as propriedades de cada bloco da malha, tais como pressão, saturações de óleo, gás e água, densidades, etc. Ela também possibilita cortes em seções e planos, para produzir novas vistas; visualização de efeitos no decorrer do tempo, com a possibilidade de seleção de instantes específicos de tempo, e até mesmo animações. As figuras geradas pelas duas ferramentas podem ser exportadas em vários formatos populares de imagem, tais como JPEG, *bitmap* e, no caso do específico do *Results 3D*, arquivos de vídeo com extensão AVI (COMPUTER

MODELLING GROUP LTD., 2014c; COMPUTER MODELLING GROUP LTD., 2014d);

## 4.2 Modelo de fluidos

Um desafio para os pesquisadores que pretendem modelar fluidos do pré-sal é a obtenção de dados na literatura. Elias Jr. *et al.* (2014) conduziram um estudo para medir e validar o comportamento de fase de uma equação de estado que sintoniza uma amostra representativa de óleo em alta pressão, com alto conteúdo de CO<sub>2</sub>, análogo ao pré-sal. Embora esses autores afirmem que a principal contribuição do trabalho deles seria a disponibilização dos primeiros dados PVT de óleo leve, com quantidade de CO<sub>2</sub> e pressão compatível com as condições do pré-sal, esses dados não estão divulgados no estudo.

Ligero e Schiozer (2014) afirmam que a adoção da modelagem simplificada do tipo “black-oil” não é apropriada para simular um reservatório com óleo leve e injeção miscível de CO<sub>2</sub>. Esse entendimento é reforçado por Mello (2011), que afirma que, no caso de campos do pré-sal, sabe-se que um grande volume de óleo contém expressiva quantidade de gases CH<sub>4</sub>, CO<sub>2</sub> e frações voláteis, em condições de grande desvio do comportamento dos gases ideais. Para ele, por esse e outros motivos, existe a necessidade de modelos físicos composicionais de simulação de reservatórios, os quais estão associados a um tratamento termodinâmico mais elaborado.

Em seu estudo, Ligero e Schiozer (2014) utilizaram o fluido proposto por Moortgat *et al.* (2010) para simular o processo WAG em um reservatório heterogêneo. Nesta pesquisa foi utilizado o mesmo fluido, que é leve e possui 8% molar de CO<sub>2</sub>, cujas características podem ser consideradas semelhantes às dos fluidos extraídos da camada pré-sal. A composição do fluido de Moortgat *et al.* (2010) é mostrada na Tabela 4.1.

Embora seja necessário um elevado número de componentes para descrever a mistura de hidrocarbonetos e para a modelagem precisa do seu comportamento de fase, esse procedimento comumente sobrecarrega os cálculos da equação de estado. Essa representação do fluido com muitos componentes, embora resulte em uma predição satisfatória do comportamento PVT pelas equações de estado, implica em custo e tempo

computacional. Portanto, são colocadas limitações no número máximo de componentes que podem ser utilizados nos modelos composicionais, sendo os componentes originais agrupados em um número menor de pseudocomponentes (MOGHADAMZADEH *et al.*, 2013). O esquema de pseudoização utilizado nesta pesquisa foi o mesmo proposto por Moortgat *et al.* (2010), que é apresentado na Tabela 4.2.

Tabela 4.1 – Composição do fluido do reservatório no experimento PVT.

| Componente              | Fração Molar | Componente       | Fração Molar |
|-------------------------|--------------|------------------|--------------|
| CO <sub>2</sub>         | 0,0824       | C <sub>9</sub>   | 0,0169       |
| N <sub>2</sub>          | 0,0037       | C <sub>10</sub>  | 0,0155       |
| C <sub>1</sub>          | 0,5129       | C <sub>11</sub>  | 0,0126       |
| C <sub>2</sub>          | 0,0707       | C <sub>12</sub>  | 0,0115       |
| C <sub>3</sub>          | 0,0487       | C <sub>13</sub>  | 0,0119       |
| <i>i</i> C <sub>4</sub> | 0,0090       | C <sub>14</sub>  | 0,0098       |
| <i>n</i> C <sub>4</sub> | 0,0179       | C <sub>15</sub>  | 0,0096       |
| <i>i</i> C <sub>5</sub> | 0,0059       | C <sub>16</sub>  | 0,0075       |
| <i>n</i> C <sub>5</sub> | 0,0086       | C <sub>17</sub>  | 0,0068       |
| C <sub>6</sub>          | 0,0113       | C <sub>18</sub>  | 0,0069       |
| C <sub>7</sub>          | 0,0164       | C <sub>19</sub>  | 0,0063       |
| C <sub>8</sub>          | 0,0210       | C <sub>20+</sub> | 0,0762       |

Fonte: Moortgat *et al.* (2010, p.9).

Após a definição do esquema de pseudoização, foi realizado o ajuste da equação de estado de Peng-Robinson, com base nos dados experimentais também disponibilizados por Moortgat *et al.* (2010). Ao final do processo de regressão, foi obtida a curva mostrada na Figura 4.1 para o ajuste do fator volume de formação do óleo. Já a Figura 4.2 mostra o ajuste realizado para a razão de solubilidade do gás no óleo.

Tabela 4.2 – Esquema de agrupamento do fluido.

| (Pseudo)Componente                | Fração Molar |
|-----------------------------------|--------------|
| CO <sub>2</sub>                   | 0,0824       |
| N <sub>2</sub> + C <sub>1</sub>   | 0,5166       |
| C <sub>2</sub>                    | 0,0707       |
| C <sub>3</sub>                    | 0,0487       |
| C <sub>4</sub> - C <sub>5</sub>   | 0,0414       |
| C <sub>6</sub> - C <sub>9</sub>   | 0,0656       |
| C <sub>10</sub> - C <sub>14</sub> | 0,0613       |
| C <sub>15</sub> - C <sub>19</sub> | 0,0371       |
| C <sub>20</sub> +                 | 0,0762       |

Fonte: Moortgat *et al.* (2010).

Figura 4.1 – Curva ajustada para os dados de fator volume de formação do óleo.

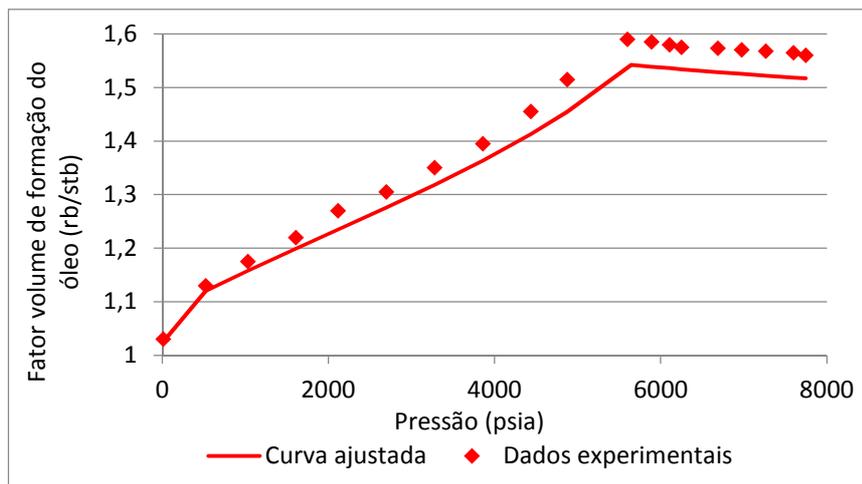
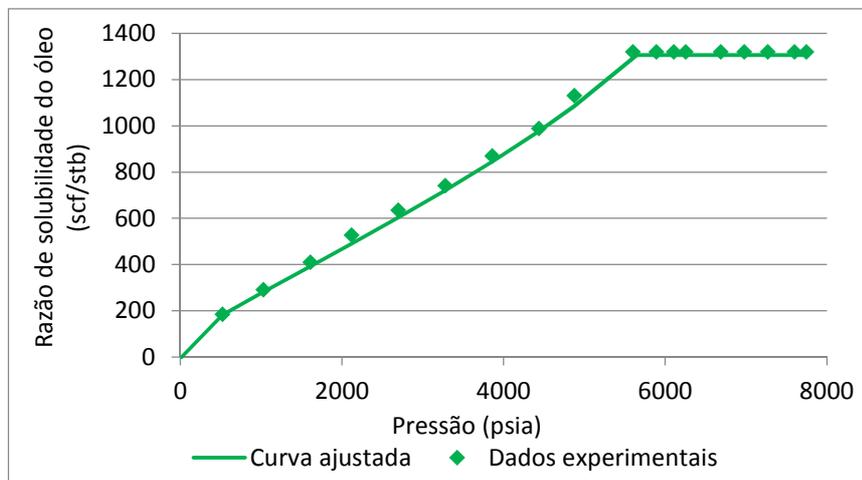


Figura 4.2 – Curva ajustada para os dados de razão de solubilidade do gás no óleo.



A Figura 4.3 mostra a curva de fator volume de formação do gás, após a regressão realizada com base nos dados experimentais. E a Figura 4.4 mostra o ajuste realizado para os dados da densidade do óleo.

Figura 4.3 – Curva ajustada para os dados de fator volume de formação do gás.

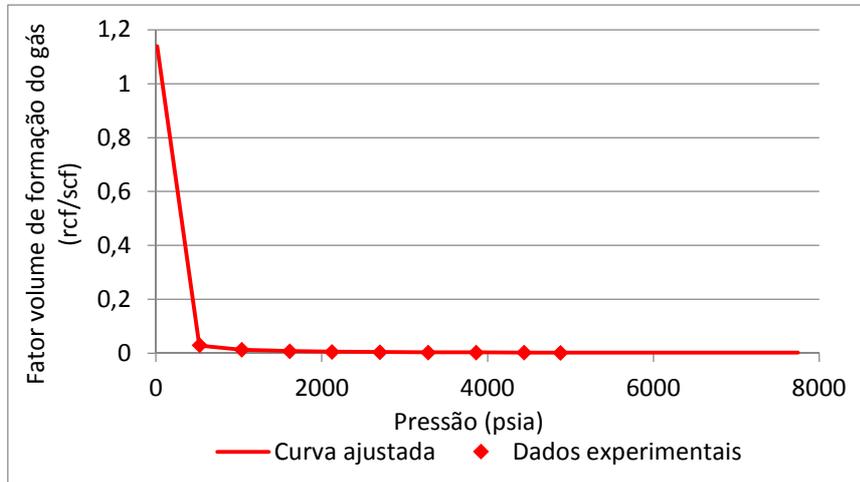
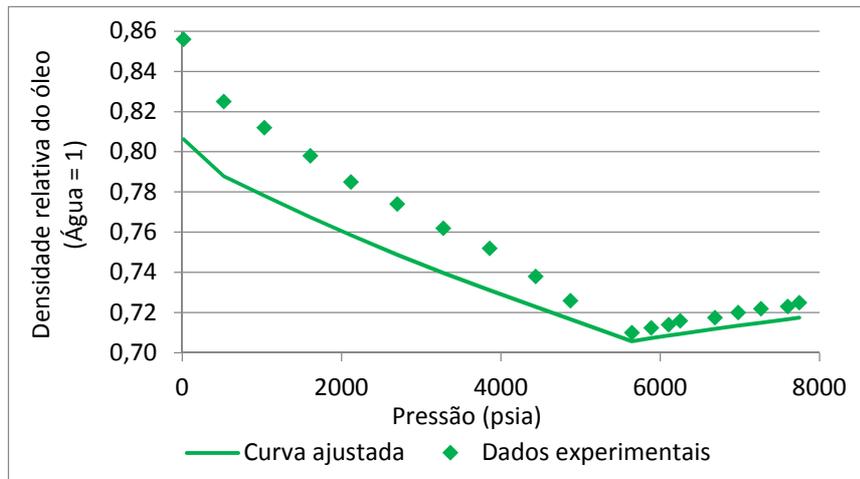


Figura 4.4 – Curva ajustada para os dados de densidade do óleo.



Por fim, a viscosidade do óleo foi ajustada conforme os dados experimentais, sendo mostrado o resultado final na Figura 4.5. Como as curvas apresentaram diferenças mínimas em relação aos dados experimentais, essa foi a modelagem de fluido escolhida para o processo de simulação.

Embora tenha sido adotado o esquema de pseudoização proposto por Moortgat *et al.* (2010), houve uma avaliação da qualidade desse agrupamento. Para tanto, foram comparadas as pressões de saturação obtidas antes e após o processo de pseudoização, bem como os envelopes de fases do fluido nas mesmas condições (SCANAVINI; SCHIOZER, 2012). Para as pressões de saturação, os dados comparativos são mostrados

na Tabela 4.3, indicando que a diferença entre as pressões de saturação antes e após o processo de pseudoização foram ambas inferiores a 1%.

Figura 4.5 – Curva ajustada para os dados de viscosidade do óleo.

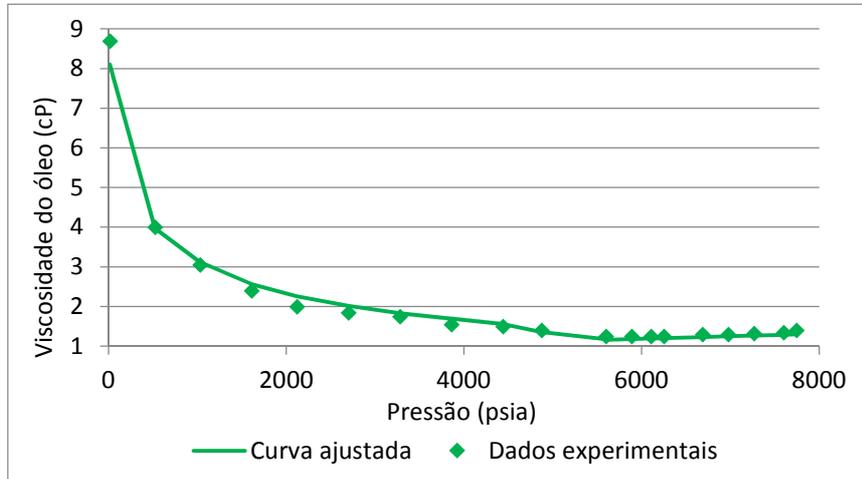
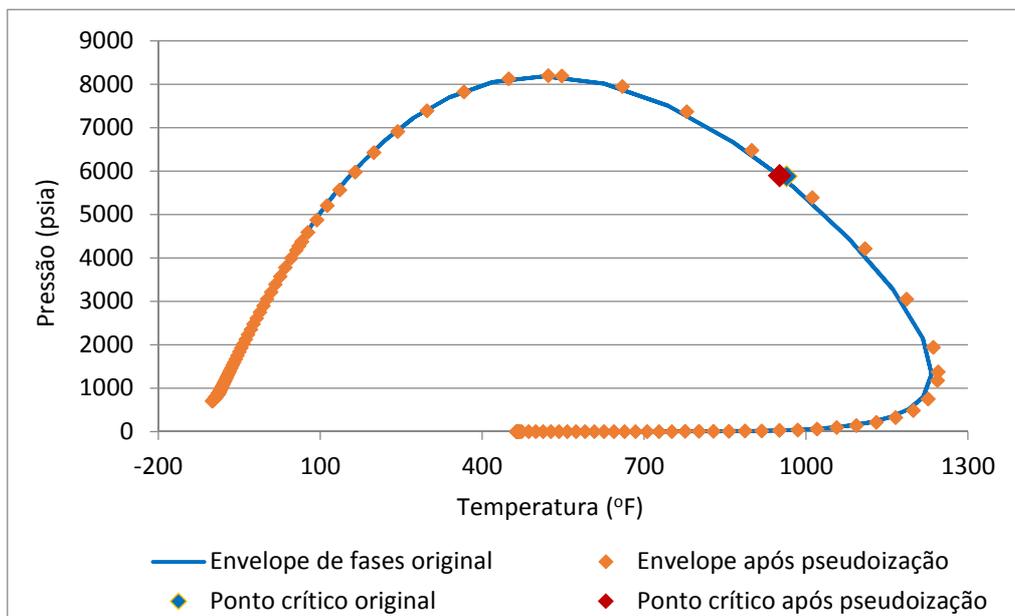


Tabela 4.3 – Comparação dos dados de pressão de saturação.

|                   | Pressão de saturação (psia) | Diferença (%) |
|-------------------|-----------------------------|---------------|
| Experimental      | 5.598,65                    | ----          |
| Original          | 5.598,78                    | + 0,0023      |
| Após pseudoização | 5.645,93                    | + 0,8444      |

Figura 4.6 – Envelopes de fases do fluido com composição original e após o agrupamento de componentes.



A Figura 4.6 mostra que houve sobreposição dos envelopes de fase construídos para a composição original e para a agrupada, indicando a semelhança no comportamento dos dois modelos, em termos das variações de pressão e temperatura.

### 4.3 Cálculo da pressão mínima de miscibilidade (PMM) do CO<sub>2</sub>

Conforme apresentado anteriormente, o projeto dos processos de injeção de gás ou solvente geralmente envolve um cálculo miscibilidade para o estudo de processos de vaporização ou extração. A maioria dos sistemas de injeção desses processos opera em um regime onde a verdadeira miscibilidade não é alcançada, mas se opera em condições próximas à de miscibilidade. Contudo, mesmo nas condições em que a miscibilidade não é verdadeiramente alcançada, é possível a obtenção de altos fatores de recuperação. Uma vantagem de operar nesse tipo de regime reside no fato de que, quando comparado às condições necessárias para a miscibilidade, essa faixa de operação se traduz em redução de custos operacionais com compressão e estoque, que aumenta com o nível de enriquecimento do solvente (COMPUTER MODELLING GROUP LTD., 2014e).

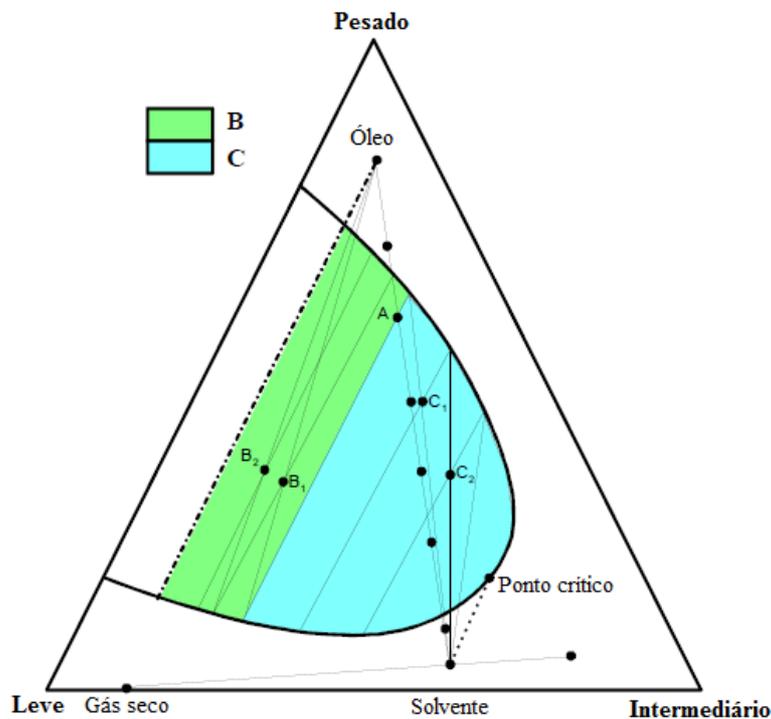
Nesta pesquisa, foi utilizado o módulo WinProp, do Computer Modelling Group Ltda., para o cálculo da pressão mínima de miscibilidade (PMM), que disponibiliza três métodos para o cálculo das pressões mínima de miscibilidade de primeiro contato e de múltiplo contato, sendo o primeiro deles o método de simulação de célula a célula (*cell-to-cell simulation method*), que determina a PMM apenas pelos mecanismos individuais de vaporização e condensação; e os outros dois são o método da linha de amarração (*tie line method*) e o método de simulação de múltiplas células de mistura (*multiple mixing cell simulation method*), sendo que esses dois últimos servem para determinar a miscibilidade devido ao mecanismo combinado de vaporização/condensação (COMPUTER MODELLING GROUP LTD., 2014e).

Para o cálculo das pressões mínimas de miscibilidade, foi escolhido o método de simulação de célula a célula, uma vez que os diagramas ternários também são fornecidos como saída para esta forma de cálculo. O Computer Modelling Group Ltda (2014e) esclarece que o método funciona da seguinte forma:

1. Inicialmente é formado um solvente através da mistura de um gás primário com a fração molar de um gás de mistura. No caso em estudo, foi fornecida apenas a

- composição do gás primário (100% de CO<sub>2</sub>), não tendo sido considerado nenhum gás de mistura;
2. O solvente é adicionado ao óleo, de tal forma que a taxa molar óleo/solvente aumenta de um valor especificado para cada mistura. O valor padrão do WinProp é 0,01 e os cálculos *flash* são realizados para um máximo de 100 misturas de solvente e óleo. Se nenhuma região de duas fases é detectada, o processo é considerado como a obtenção da miscibilidade de primeiro contato e os cálculos são encerrados. Quando uma região de duas fases é encontrada, o procedimento de cálculo prossegue;
  3. Utilizando o primeiro ponto (A) na região de duas fases detectada no passo 2 (Figura 4.7), todo o líquido é removido. O gás remanescente é combinado com o óleo na razão óleo/gás original, para formar B<sub>1</sub>. Um cálculo *flash* é realizado e o líquido é removido. Depois, o procedimento é repetido, de forma que simula um processo de vaporização ou extração, e gera a porção do envelope de fases marcado em B. É realizado um máximo de 50 cálculos *flash*;

Figura 4.7 – Diagrama pseudoternário representativo dos passos 3 e 4 do método de simulação de célula a célula.



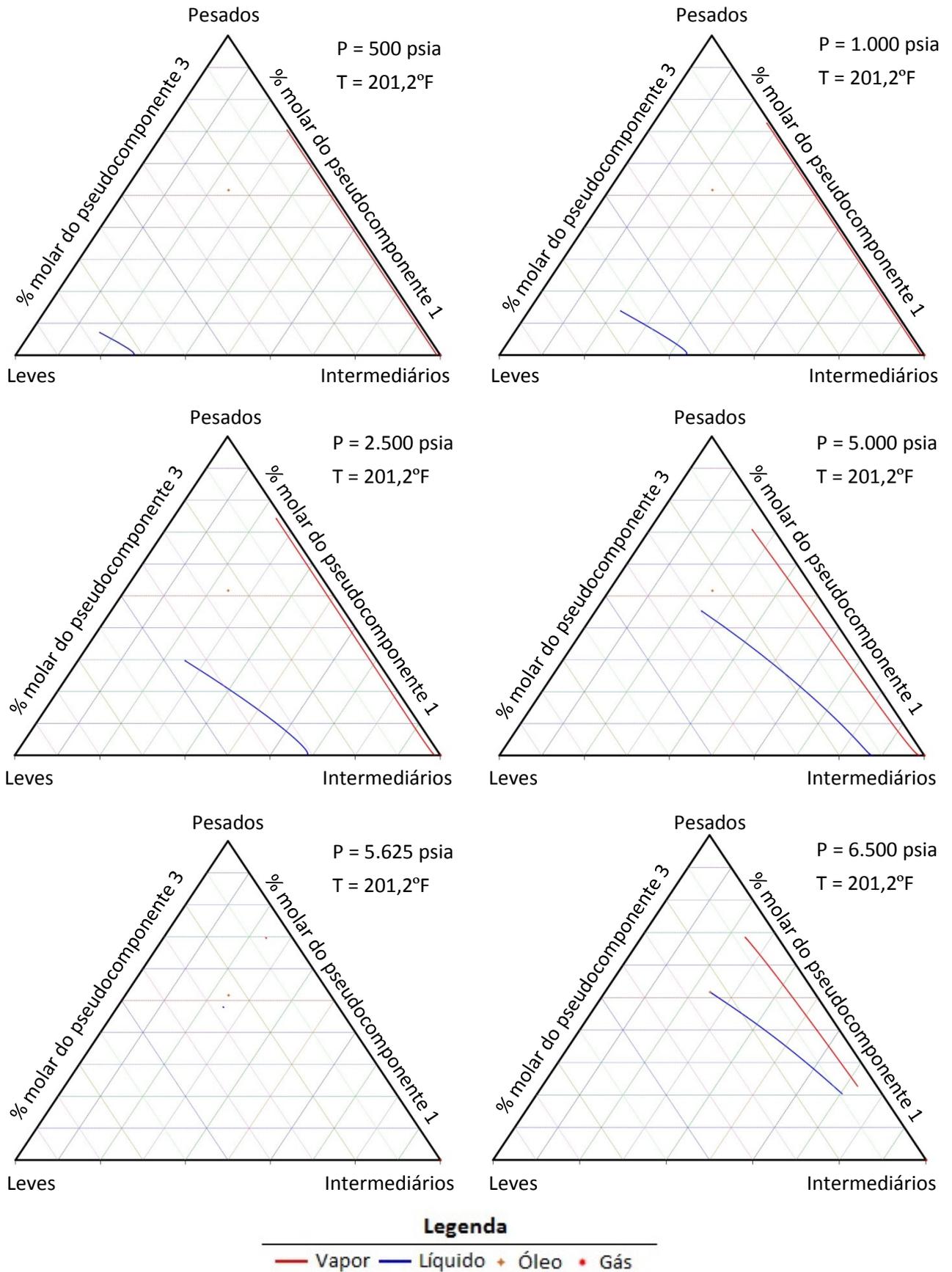
Fonte: Adaptado de Computer Modelling Group Ltd., 2014e.

4. Novamente, utilizando o primeiro ponto (A) na região de duas fases obtida no passo 2, todo o vapor é removido. O líquido remanescente é combinado com o solvente original na taxa líquido/solvente para formar  $C_1$ . Um cálculo *flash* é realizado e o vapor é removido, sendo esse procedimento repetido até o óleo não poder ser mais enriquecido ou até o máximo de 50 cálculos *flash* ser obtido. Esse procedimento simula o mecanismo de condensação do gás, e gera a porção do envelope de fases marcada em C.

Para o desenvolvimento desta pesquisa, a pressão mínima de miscibilidade foi calculada para a temperatura do reservatório (201,2°F), considerando uma pressão inicial de 500 psia e incrementos da mesma ordem, buscando localizar as pressões até o máximo de 8.000 psia, considerando o solvente como CO<sub>2</sub> puro e sem a adição de gás de mistura. Para a construção dos diagramas pseudoternários, os componentes foram agrupados conforme indicado na literatura pesquisada e no manual do *software*: leves (N<sub>2</sub> e C<sub>1</sub>); intermediários (C<sub>2</sub> a C<sub>5</sub> e CO<sub>2</sub>); e pesados (C<sub>6+</sub>).

Os diagramas pseudoternários gerados pelo WinProp, utilizando o método de simulação de célula a célula, são mostrados na Figura 4.8. Através dos diagramas mostrados, é possível observar que, à medida que a pressão do sistema é elevada, os diagramas de fase vão se estreitando, até que é alcançada a pressão mínima de miscibilidade de múltiplo contato, na pressão de 5.625 psia. Com a continuação da elevação do nível de pressão, o sistema alcança a pressão mínima de miscibilidade de primeiro contato, na pressão de 6.625 psia, que não tem mais o seu diagrama ternário gerado pelo WinProp, mas cujo valor é explicitado no relatório final do método. O mesmo relatório também indicou que a miscibilidade de múltiplo contato foi alcançada através do mecanismo de condensação.

Figura 4.8 – Diagramas pseudoternários para cálculo da PMM do CO<sub>2</sub> no óleo.

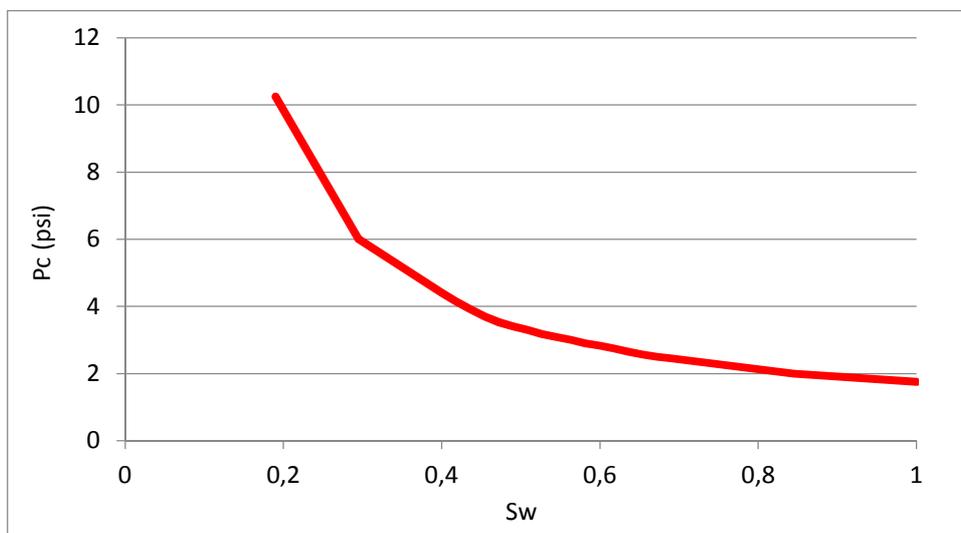


#### 4.4 Características do reservatório

Para a definição do modelo base, foram consideradas características semelhantes às das bacias do pré-sal brasileiro. Segundo Mello *et al.* (2009), as bacias do Sudeste de Santos até o Nordeste do Espírito Santo apresentam porosidades numa faixa entre 8% a 20% e permeabilidades entre 20 mD a 500 mD. Segundo Gaffney, Cline & Associates (2010), o campo de Tupi, com base em dados disponibilizados pela ANP, tem uma porosidade de aproximadamente 11%. Com base nessas informações, o modelo base foi definido para ter uma porosidade de 11% e uma permeabilidade inicial de 500mD.

Em relação às curvas de permeabilidade relativa e de pressão capilar, Elias Jr. *et al.* (2014) apresentam curvas de pressão capilar obtidas a partir de medições reais em rochas carbonáticas da Bacia de Campos. A rocha selecionada era molhável à água, cuja curva de pressão capilar é mostrada na Figura 4.9.

Figura 4.9 – Curva de pressão capilar para um carbonato heterogêneo molhável à água.

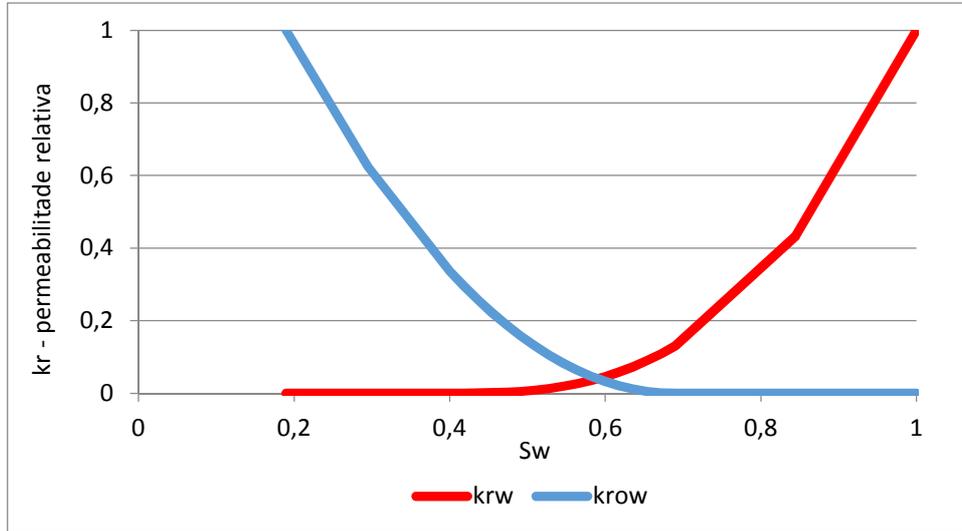


Fonte: Elias Jr. *et al.*, 2014, p.4.

As curvas de permeabilidade relativa também foram obtidas para o mesmo tipo de carbonato, sendo mostradas na Figura 4.10. Já as curvas da tabela de líquido-gás (saturação de líquidos), não foram apresentadas pelo mesmo autor, tendo sido complementada essa informação com base em Ligeró e Schiozer (2014), que

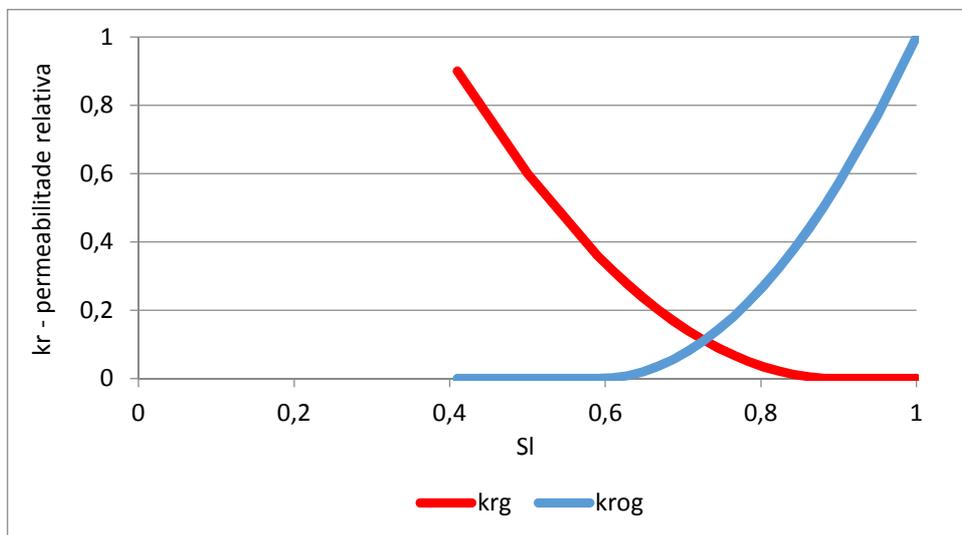
apresentaram as curvas para uma rocha carbonática, também molhável à água, conforme pode ser observado na Figura 4.11.

Figura 4.10 – Curvas de permeabilidades relativas para carbonato molhável à água.



Fonte: Elias Jr. *et al.*, 2014, p.5.

Figura 4.11 – Tabela de líquido-gás (saturação de líquidos) para carbonato molhável à água.

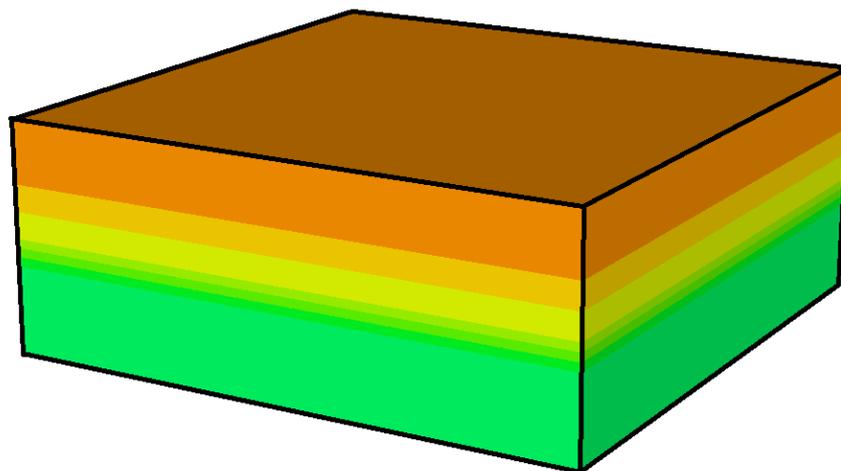


Fonte: Adaptado de Ligerio e Schiozer, 2014.

Para a definição do *grid*, tomando o campo de Tupi como exemplo, sabe-se que se trata de uma acumulação muito grande, com área de aproximadamente 785km<sup>2</sup>, se estendendo em torno de 50km de comprimento e até 20km de largura, com o topo do reservatório localizado a aproximadamente 4.900m e contato óleo-água em torno de

5.113m (GAFFNEY; CLINE & ASSOCIATES, 2010). Essas dimensões são muito grandes para serem utilizadas em um modelo de reservatório, uma vez que o simulador utilizado demandaria muito tempo para rodar um arquivo modelado com essas dimensões oaproximadas. Devido a esse fato, optou-se por trabalhar com um modelo reduzido, com dimensões de 200 m x 200 m x 26 m, sendo 20 m de zona de óleo e 6m de zona de água.

Figura 4.12 – Visão geral do modelo de reservatório utilizado.



O modelo utilizado é homogêneo, sendo suas demais características apresentadas na Tabela 4.4. As simulações foram realizadas para um tempo de projeto de 12 anos.

Tabela 4.4 – Características iniciais do reservatório.

| Características Iniciais                                       | Valor            |
|--|------------------|
| Profundidade de referência (m)                                 | 5.312            |
| Pressão na profundidade de referência (psi / MPa)              | 8.903,81 / 61,39 |
| Porosidade (%)   | 11               |
| Permeabilidade horizontal (mD)                                 | 500              |
| Permeabilidade vertical (mD)                                   | 50               |
| Óleo <i>in place</i> (m <sup>3</sup> STD)                      | 27.821           |
| Viscosidade inicial do óleo (cP), em condições de reservatório | 0,9590           |

#### 4.5 Características operacionais do modelo base

Os principais parâmetros operacionais utilizados nas simulações são mostrados na Tabela 4.5.

Para se estabelecer a vazão máxima de líquidos no poço produtor, tomou-se como referência a vazão máxima inicial de óleo indicada por Gaffney, Cline & Associates

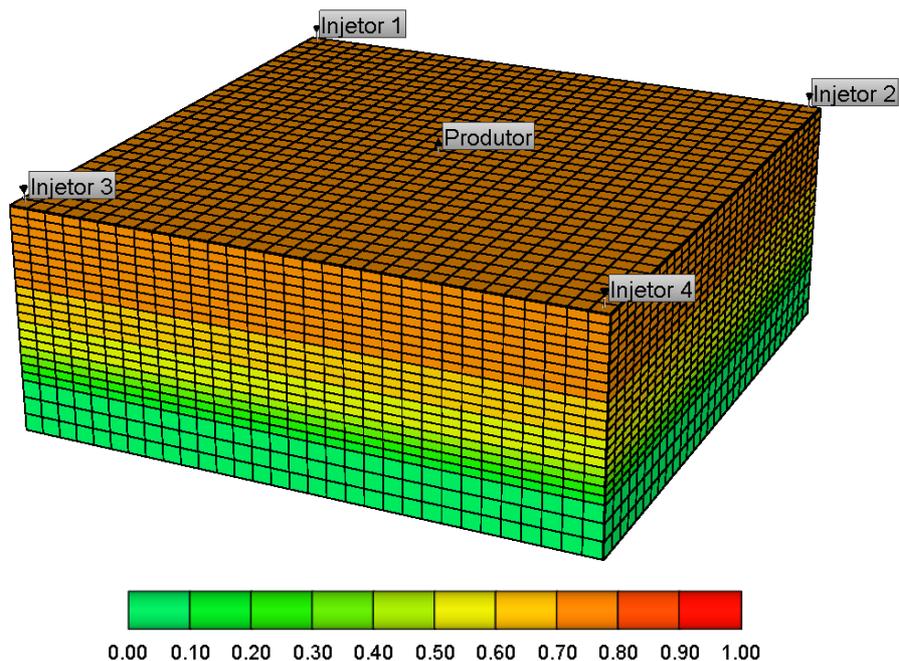
(2010), para os poços no Campo de Tupi, da ordem de 15.000 bbl/dia. A pressão mínima estabelecida para os poços produtores foi definida em um patamar muito próximo à pressão de saturação do óleo, para evitar que seja liberado gás no reservatório e haja queda muito brusca da pressão em seu interior. Para a pressão máxima dos poços injetores, tomou-se como referência o gradiente de fratura proposto por Bautista (2010), de 0,7 psi/ft, que levou a uma pressão limite estimada em 12.200 psi, mas que foi limitada em 11.000 psi, para se manter uma margem de segurança.

Tabela 4.5 – Condições operacionais utilizadas nas simulações realizadas

| Condições Operacionais  | Valor             |
|---|-------------------|
| Vazão máxima de líquidos no poço produtor (m <sup>3</sup> /dia)   | 2.400,00          |
| Pressão mínima nos poços produtores (psi / MPa)                   | 5.600,00 / 38,61  |
| Distância entre poços injetores e produtor (m)                    | 141,42            |
| Região completada em todas as configurações (direção $-\hat{k}$ ) | 1:10 (10 m)       |
| Região completada para o SSWAG (direção $-\hat{k}$ )              | 17:23 (10m)       |
| Pressão máxima nos poços injetores (psi / MPa)                    | 11.000,00 / 75,84 |

Para a aplicação dos métodos de recuperação, foi estabelecida uma configuração de poços do tipo *5-spot*, conforme mostrado na Figura 4.13. A mesma figura também apresenta o mapa de saturação inicial de óleo no reservatório.

Figura 4.13 – Configuração de poços para a aplicação dos métodos e mapa de saturação de óleo.



As completções foram definidas nas primeiras 10 camadas de cada poço, conforme indicado na Tabela 4.5, tendo sido os poços alocados nos cantos do reservatório. Especificamente para as simulações do SSWAG, que necessitava de completções na zona de água para injeção de gás, foram incluídos prolongamentos dos mesmos poços até o fundo do reservatório, sendo os últimos 10m completados.

#### 4.6 Escolha da malha - refinamento

Conforme mencionado anteriormente, a malha adotada para as simulações tinha dimensões de 200 m x 200 m x 26 m, sendo, verticalmente, 20 m de zona de óleo e 6m de zona de água. Para definir o dimensionamento dos blocos da malha na direção  $\vec{k}$ , optou-se por blocos de 1m de espessura, na zona de óleo, e 2 m de espessura, na zona de água, favorecendo a observação do comportamento na zona de óleo.

Para as dimensões  $\vec{i}$  e  $\vec{j}$ , foram criadas cinco malhas, mostradas na

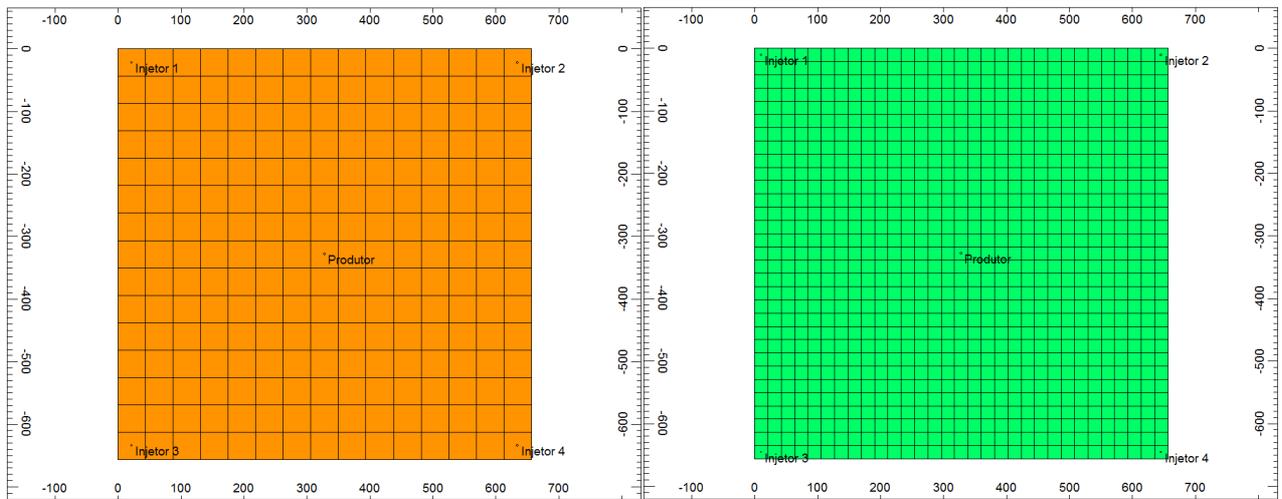
Figura 4.14, com grau de refinamento variado, sabendo-se que elas poderiam facilitar a observação dos processos, mas que, por outro lado, poderiam demandar maior tempo computacional, o que poderia inviabilizar a escolha, razão pela qual deveriam ter seu comportamento observado.

As características dos cinco modelos e os tempos de simulação foram obtidos para 15 anos de projeto, rodando no simulador GEM, do *Computer Modelling Group Ltd.*, são mostradas na Tabela 4.6. A Figura 4.15 apresenta o comportamento da produção acumulada para os cinco modelos, onde se pode observar que, após 10 anos, as distâncias entre as curvas ficam constantes. Ao final, o tempo de projeto foi reduzido para 12 anos, mantendo o modelo escolhido a partir dessa análise.

Tabela 4.6 – Dados dos modelos utilizados para refinamento da malha de simulação.

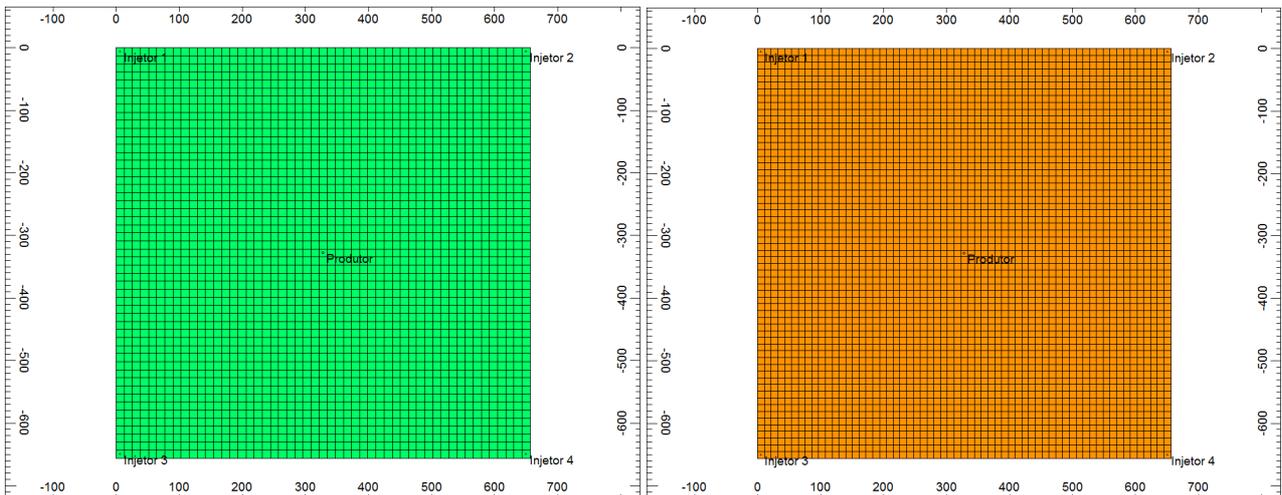
| Modelo | Dimensões dos blocos ( $\bar{x}$ x $\bar{y}$ ) | Total de blocos | $N_p$ (STD m <sup>3</sup> ) | Tempo total de simulação | Relação temporal |
|--------|--|-----------------|-----------------------------|--------------------------|------------------|
| 1      | 13,33m x 13,33m                                | 5.175           | 23.938                      | 21m40s                   | $T_1$            |
| 2      | 6,45m x 6,45m                                  | 22.103          | 23.836                      | 4h05m48s                 | 12. $T_1$        |
| 3      | 3,92m x 3,92m                                  | 59.823          | 24.040                      | 20h15m19s                | 58. $T_1$        |
| 4      | 3,27m x 3,27m                                  | 85.583          | 24.099                      | 37h50m09s                | 108. $T_1$       |
| 5      | 2,19m x 2,19m                                  | 190.463         | 24.321                      | 175h03m40s               | 500. $T_1$       |

Figura 4.14 – Modelos refinados nas dimensões  $\vec{i}$  e  $\vec{j}$  para definição da malha: (a) 5.175 blocos; (b) 22.103 blocos; (c) 59.823 blocos; (d) 85.583 blocos e (e) 190.463 blocos.



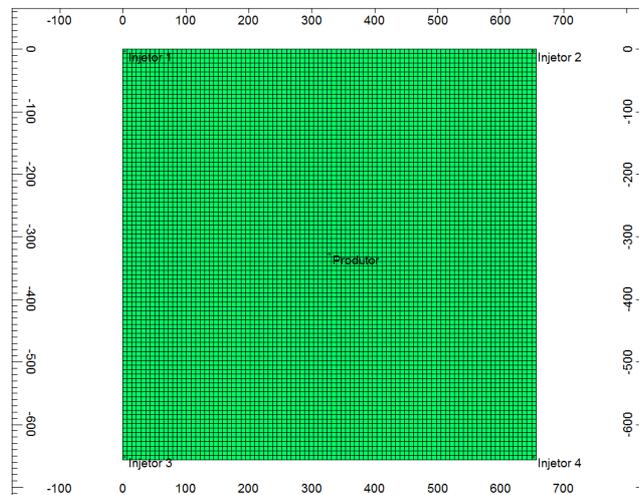
(a)

(b)



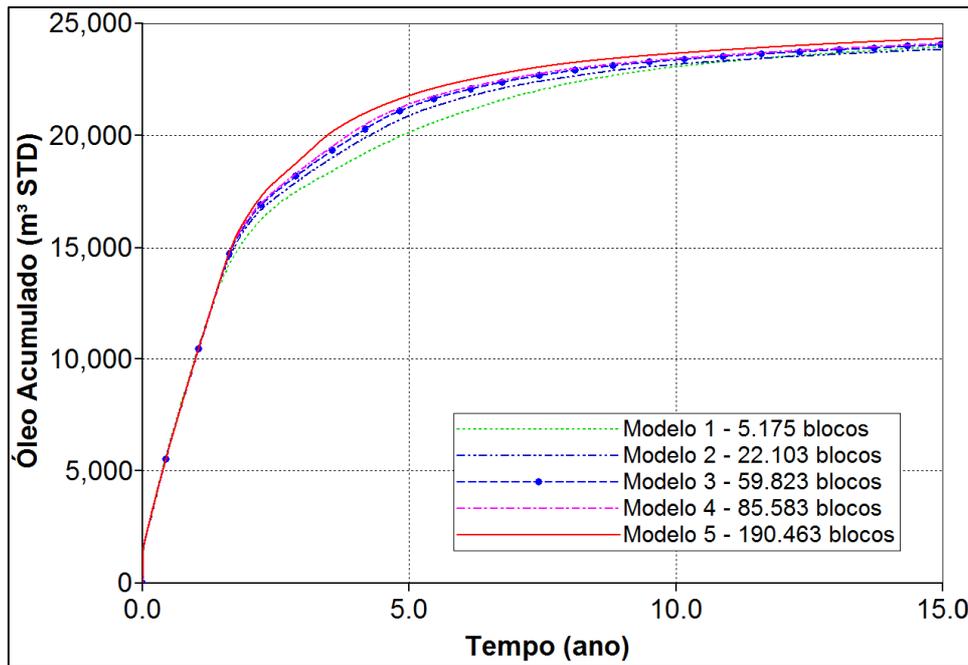
(c)

(d)



(e)

Figura 4.15 – Produção acumulada de óleo para os cinco modelos de refinamentos.



Embora seja sabido que, quanto maior o refinamento da malha, mais a solução numérica do problema se aproxima da solução analítica, verificou-se que o modelo 5, de maior refinamento, levou mais de 175 horas para completar a execução, o que dificultaria a necessidade de realizar muitos testes. Por outro lado, os modelos 1 e 2 foram executados em um tempo consideravelmente menor do que o demandado pelo modelo 5, mas a curva de produção acumulada de óleo do modelo 1 fica mais afastada da do modelo 5, em comparação com as demais, no intervalo compreendido entre os anos 2 a 10. Por essa razão, foi escolhido o modelo 2, que tem seu comportamento mais próximo ao modelo 5, em comparação ao modelo 1, mas foi executado em pouco mais de 4 horas, o que é um tempo de simulação mais adequado à realização dos testes que são demandados na pesquisa, tendo sido este último critério mais determinante na escolha do modelo 2.

#### 4.7 Metodologia para realização do trabalho

A partir da definição do tema, esta pesquisa teve início com a revisão bibliográfica, que possibilitou a verificação do estado da arte e o levantamento dos aspectos teóricos para conhecimento dos processos estudados (injeção de água, injeção de CO<sub>2</sub> e técnicas de injeção alternada de água e gás), bem como as principais características desses métodos de recuperação. Também foram levantados dados referentes a características de

rochas carbonáticas e óleos leves encontrados nesses tipos de reservatórios, buscando a obtenção de informações que pudessem ser associadas com o pré-sal brasileiro. Da mesma forma, buscou-se contato com profissionais da área para levantamento das condições iniciais em que se encontram essas acumulações de hidrocarbonetos.

De posse desse material, foi modelado o fluido e, na sequência, o reservatório, bem como optou-se pela utilização da malha *five-spot* para a aplicação dos métodos estudados. Levando em consideração o fato de alguns dos métodos estudados envolverem a miscibilidade do óleo com o CO<sub>2</sub>, foi adotado o procedimento indicado no item 4.3 para a determinação das pressões mínimas de miscibilidade de primeiro e de múltiplo contato, que foram importantes para definir as condições operacionais do modelo. Em seguida, foram realizadas as primeiras simulações, que proporcionaram a identificação dos parâmetros operacionais e de reservatório que são mais influentes nesse tipo de projeto.

O refinamento foi realizado conforme procedimento descrito no item 4.6, a partir do qual foi definida a malha para representar o reservatório e escolhido o modelo base. Finalizada esta etapa, foram realizados os primeiros testes no modelo, verificada a recuperação primária e o comportamento do reservatório sem injeção de fluidos.

Para prosseguir com o estudo, investigou-se a repercussão da injeção de água no fator de recuperação e na manutenção de pressão do reservatório. Foi definida uma faixa de vazões, que foi de 50 m<sup>3</sup>/dia a 1.000 m<sup>3</sup>/dia, tendo sido observado que o fator de recuperação mostrou mais sensibilidade aos três primeiros níveis (50 m<sup>3</sup>/dia, 100 m<sup>3</sup>/dia e 150 m<sup>3</sup>/dia), que foram escolhidas como referência para uso nas etapas de injeção de água e gás.

Concluído o estudo da influência da injeção de água no reservatório, foi verificada a influência da injeção de dióxido de carbono, tomando como base o fato de que os reservatórios do pré-sal possuem uma quantidade significativa de dióxido de carbono em seu interior. A composição do gás de injeção foi definida como CO<sub>2</sub> puro, uma vez que não foi encontrada informação na literatura que indicasse uma composição mais provável, obtida após a separação desse gás do óleo produzido, que dependente da eficiência dos processos de separação e tratamento.

No estudo da injeção de CO<sub>2</sub>, foi utilizada a faixa de vazões de injeção começada com 2.000 m<sup>3</sup>/dia e indo até 500.000 m<sup>3</sup>/dia, possibilitando a constatação dos efeitos listados na literatura para a injeção desse gás no reservatório. Como o fator de recuperação final sofreu incrementos significativos, considerando o tempo total de projeto e vazão de injeção de até 80.000 m<sup>3</sup>/dia, mas o aumento nas vazões implica em elevação nos custos com o gás e sua compressão, tomou-se do segundo ao quarto nível de injeção (4.000 m<sup>3</sup>/dia, 12.000 m<sup>3</sup>/dia e 20.000 m<sup>3</sup>/dia) como valores de referência para uso nas etapas de injeção de água e gás.

Para estudar a injeção alternada de água e gás (WAG), foram utilizadas as vazões de referência definidas anteriormente, considerada a injeção de CO<sub>2</sub> puro e o WAG introduzido logo no início do desenvolvimento do campo. O padrão de injeção estudado foi o *five-spot*, mencionado na literatura como popular, por proporcionar o melhor controle do deslocamento frontal, embora outros padrões também possam ser eficientes em situações específicas e haja reconhecimento de que o “melhor padrão” pode ser escolhido com base em estudos de simulação numérica, o que não será escopo desta pesquisa.

Como faltava definir os tempos de ciclo, inicialmente foram estabelecidos os intervalos de 1 mês, 3 meses e 6 meses, considerando que intervalos muito curtos resultariam em intensificar a quantidade de manobras operacionais para alternar os fluidos a serem injetados. A Tabela 4.7 apresenta os parâmetros e níveis estudados inicialmente para a injeção alternada de água e gás, que se referem ao dobro das vazões mencionadas anteriormente, com o objetivo de manter a quantidade de massa injetada no sistema, quando considerada a injeção individual de cada fluido. Foram combinados os três parâmetros operacionais, cada um deles em três níveis, em um planejamento fatorial completo, do tipo 3<sup>3</sup>, que resultou na simulação de 27 casos.

Tabela 4.7 – Parâmetros e níveis avaliados na análise de sensibilidade do WAG.

| <b>Parâmetros</b>                   | <b>-1</b>  | <b>0</b>    | <b>+1</b>   |
|-------------------------------------|------------|-------------|-------------|
| Tempo de ciclo (meses)              | 1 (T1)     | 3 (T2)      | 6 (T3)      |
| Vazão de gás (m <sup>3</sup> /dia)  | 8.000 (G1) | 24.000 (G2) | 40.000 (G3) |
| Vazão de água (m <sup>3</sup> /dia) | 100 (W1)   | 200 (W2)    | 300 (W3)    |

A partir da verificação, por meio da análise de sensibilidade, de que o aumento no tempo de ciclo favorecia o aumento no fator de recuperação final do projeto, foi realizado um novo planejamento, tomando as mesmas vazões testadas anteriormente, bem como o maior tempo de ciclo (6 meses), mas introduzindo dois novos tempos de ciclo ampliados (12 meses e 18 meses), para verificar se essa tendência permaneceria como resultado da ampliação dos tempos de injeção. Com a introdução da referida modificação, foi realizado um novo planejamento fatorial completo, do tipo  $3^3$ , que originou 27 novos casos a serem simulados, cujos parâmetros e níveis são mostrados na Tabela 4.8.

Tabela 4.8 – Parâmetros e níveis avaliados na análise de sensibilidade do processo WAG, com os tempos de ciclo ampliados.

| <b>Parâmetros</b>                   | <b>-1</b>  | <b>0</b>    | <b>+1</b>   |
|-------------------------------------|------------|-------------|-------------|
| Tempo de ciclo (meses)              | 6 (T3)     | 12 (T4)     | 18 (T5)     |
| Vazão de gás (m <sup>3</sup> /dia)  | 8.000 (G1) | 24.000 (G2) | 40.000 (G3) |
| Vazão de água (m <sup>3</sup> /dia) | 100 (W1)   | 200 (W2)    | 300 (W3)    |

Após a realização dessas duas análises de sensibilidade, que resultaram na simulação de 54 casos, foram utilizados os dados dos 5 casos de maiores vazões de água (300 m<sup>3</sup>/dia) e gás (40.000 m<sup>3</sup>/dia), combinando os 5 diferentes tempos de ciclo avaliados, para construção de curvas dos fatores de recuperação de óleo em função dos volumes porosos injetados (VPI). A partir dessas curvas, foi avaliada a influência do aumento nos tempos de ciclo no fator de recuperação, em função da quantidade de fluido injetada. Adicionalmente, foi realizada uma nova comparação das curvas de fator de recuperação em função do VPI para os 9 casos simulados para o maior tempo de ciclo (18 meses), uma vez que esse tempo de ciclo foi o que deu maior recuperação de óleo ao final do tempo de projeto. As comparações realizadas também levaram em consideração a relação WAG de cada caso, calculadas utilizando as vazões médias de injeção de água e CO<sub>2</sub>, nas condições de reservatório, que puderam ser comparadas com dados disponíveis na literatura.

Terminada a avaliação do WAG iniciado com injeção de água, foi analisado o processo iniciado com a injeção de gás. Nessa etapa da pesquisa, inicialmente foram utilizados os mesmos parâmetros e níveis mostrados na Tabela 4.7, combinados em outro planejamento fatorial completo, do tipo  $3^3$ , que gerou 27 novos casos a serem avaliados. Em seguida, para essa nova configuração de injeção dos fluidos, também foi verificado

que, ao final do tempo de projeto, o maior tempo de ciclo proporcionou a maior recuperação de óleo. O estudo foi repetido, mantendo-se outra vez o maior nível (6 meses) dos tempos de ciclo testados anteriormente e incluindo dois novos níveis (12 meses e 18 meses), da mesma forma que foi testado para o WAG iniciado pela injeção de água, repetindo os parâmetros e níveis mostrados na Tabela 4.8, em outro planejamento fatorial completo, que resultou em nova avaliação de 27 casos.

Repetindo o procedimento executado para o WAG iniciado com a água, foram construídas e analisadas as curvas dos fatores de recuperação de óleo, em função do VPI, para os 5 casos de maior vazão de injeção de água (300 m<sup>3</sup>/dia) e gás (40.000 m<sup>3</sup>/dia), considerando a evolução dos tempos de ciclo. Na sequência, mantendo-se o maior tempo de ciclo (18 meses), foram traçadas as curvas de FR *versus* VPI para os 9 casos em que as vazões de água e gás foram variadas. Nas duas situações, as análises levaram em consideração a relação WAG de cada caso, calculadas da mesma forma que para o WAG iniciado com a injeção de água. Nesse caso, não foi possível comparar os resultados com dados da literatura, uma vez que essa configuração iniciada com injeção de gás é normalmente preterida, dificultando a obtenção de dados comparativos.

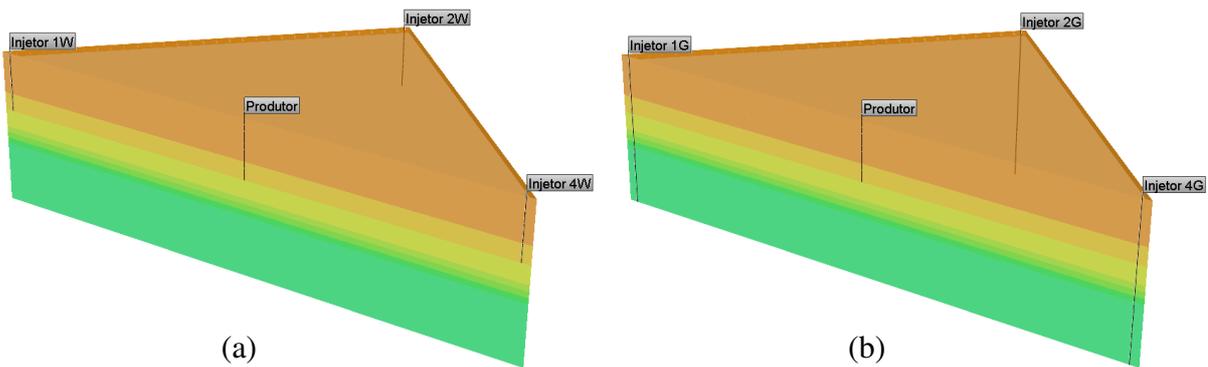
Finalizado o estudo das injeções alternadas, foi avaliada a injeção simultânea de água e gás (SWAG), que ocorre pelas mesmas completações dos poços. No SWAG, ambos os fluidos foram injetados pelos mesmo poços e completações, em uma configuração equivalente à mostrada na Figura 4.16a. Como o SWAG requer a injeção contínua de fluidos, foram utilizados os níveis das vazões de injeção definidos na etapa inicial, mostrados na Tabela 4.9, que não precisaram ser alterados, da mesma forma em que não houve mais a necessidade de tratar de ciclos de injeção. A combinação dos referidos fatores e níveis resultou na simulação de 9 casos, que ao final também foram avaliados em termos de seus fatores de recuperação em função dos volumes porosos injetados.

Tabela 4.9 – Parâmetros e níveis avaliados na análise de sensibilidade do processo de injeção simultânea de água e gás (SWAG).

| <b>Parâmetros</b>                   | <b>-1</b>  | <b>0</b>    | <b>+1</b>   |
|-------------------------------------|------------|-------------|-------------|
| Vazão de gás (m <sup>3</sup> /dia)  | 4.000 (G1) | 12.000 (G2) | 20.000 (G3) |
| Vazão de água (m <sup>3</sup> /dia) | 50 (W1)    | 100 (W2)    | 150 (W3)    |

Ainda em termos da injeção simultânea de água e gás, foi estudada a injeção simultânea seletiva de água e gás (SSWAG), onde o gás era injetado na zona de água e a água na zona de óleo. Para simular esse processo, manteve-se a configuração básica dos poços analisada anteriormente, mas foram introduzidos novos poços injetores, sobrepostos aos demais, para possibilitar a injeção de água nos pontos das completações originais (Figura 4.16a) e gás na zona de água (Figura 4.16b). Da mesma forma que no SWAG, como a injeção é contínua, os testes foram realizados utilizando os mesmos parâmetros e níveis mostrados na Tabela 4.9, cuja combinação resultou na simulação de apenas 9 casos, que ao final também foram avaliados através das curvas dos fatores de recuperação em função dos volumes porosos injetados.

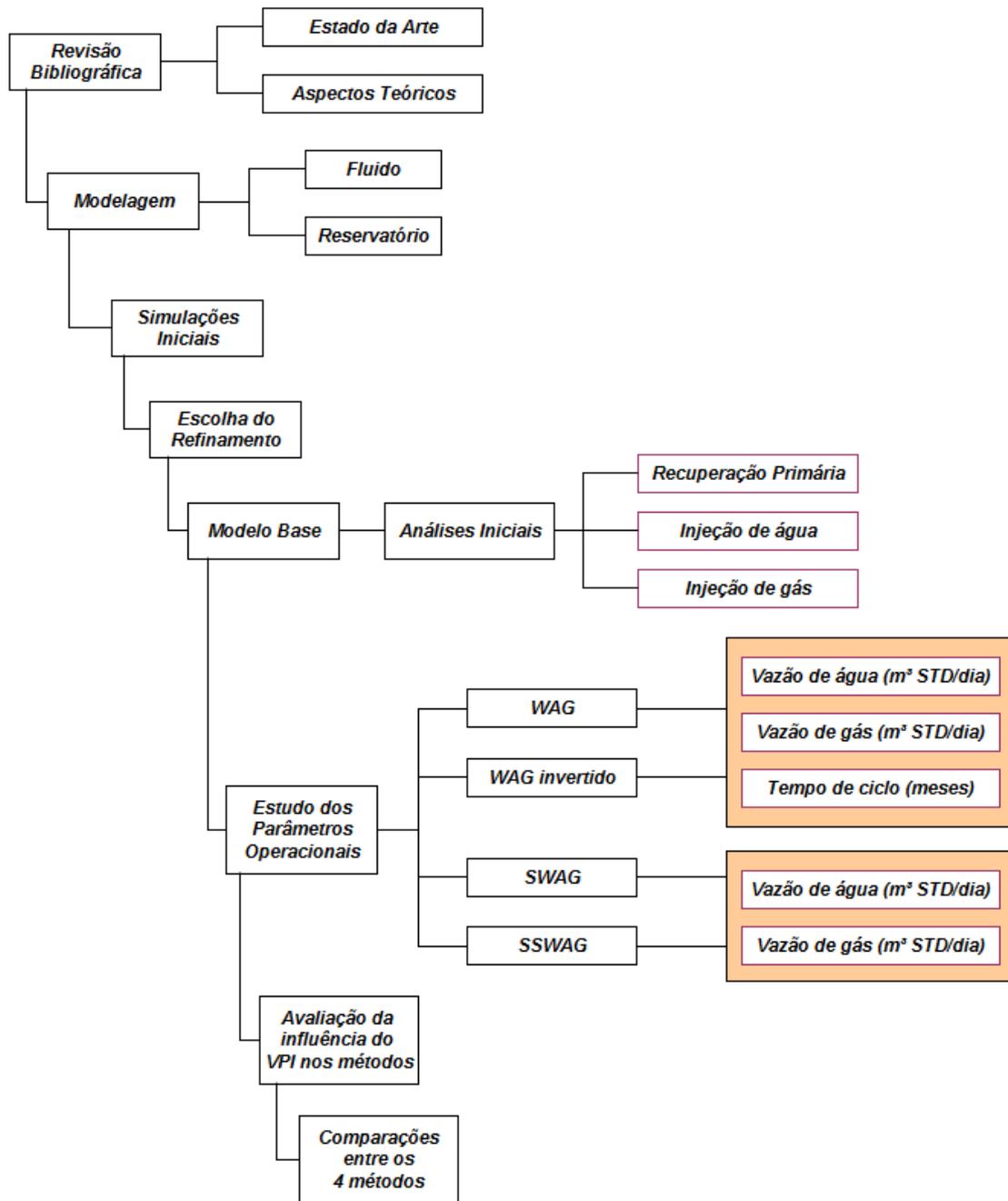
Figura 4.16 – Corte do reservatório com visualização seletiva dos poços: (a) poços injetores de água e produtor e (b) poços injetores de gás e produtor.



Para finalizar a pesquisa, foram realizadas comparações entre os resultados obtidos para os quatro métodos de recuperação estudados.

A Figura 4.17 apresenta um diagrama ilustrativo da metodologia empregada para desenvolvimento deste trabalho, onde está esquematizada a sequência dos passos realizados.

Figura 4.17 – Metodologia para desenvolvimento da pesquisa.



Concluída a apresentação da metodologia utilizada nesta pesquisa, a seguir são mostrados os resultados obtidos durante seu desenvolvimento.

---

## **CAPÍTULO V**

---

## **5. Resultados e Discussões**

Nessa seção são apresentados os resultados obtidos nas simulações realizadas, levando em consideração, inicialmente, a recuperação primária no modelo base e em suas variantes que consideram os diferentes métodos de injeção de CO<sub>2</sub> puro e alternado com a água (WAG).

Na sequência, são mostrados os resultados obtidos em função da realização de vários planejamentos experimentais, que tinham como objetivo identificar as melhores configurações para produção de óleo.

Também são apresentadas comparações de configurações de injeção dos fluidos, para reforçarem as análises realizadas, bem como servirem de base para novas conclusões.

### **5.1 Recuperação primária do modelo base**

Para a verificação da recuperação primária do modelo base, foram testadas duas configurações. A primeira delas, considerando todos os cinco poços da malha como produtores e a segunda considerando todos os poços injetores fechados, com apenas o poço central como produtor. A Figura 5.1 mostra que, embora o óleo seja leve e a pressão média inicial do reservatório seja elevada (8.903 psia), ao final dos 12 anos de tempo de projeto, os fatores de recuperação obtidos são baixos, sendo 5,73% para a configuração com poço central e 6,00% para a configuração em que todos os poços são considerados produtores.

Como, inicialmente, a diferença entre a pressão média do reservatório e a pressão mínima de projeto nos poços produtores (5.600 psia) é alta, a vazão de óleo é elevada nas duas configurações. Entretanto, como a primeira configuração contém cinco poços produtores abertos, a vazão inicial alcança maior patamar do que na configuração com apenas um poço central produtor, conforme pode ser observado na Figura 5.2. Devido a essa rápida perda de massa do reservatório, sem reposição, ocorre a depleção rápida na pressão do sistema, conforme mostrado na Figura 5.3, sendo esse efeito mais acelerado na configuração com maior número de poços.

É importante ressaltar que, embora o tempo de projeto seja de 12 anos, esse processo de depleção ocorre rapidamente, em apenas poucos dias de produção, conforme

verificado nas Figura 5.2 e Figura 5.3, que possuem escala de tempo reduzida, em dias. No final desse processo, a configuração com maior número de poços alcança uma recuperação primária um pouco mais elevada do que a configuração do poço central.

Figura 5.1 – Recuperação primária do modelo base, considerando uma configuração com cinco poços produtores e outra com apenas um poço central produtor.

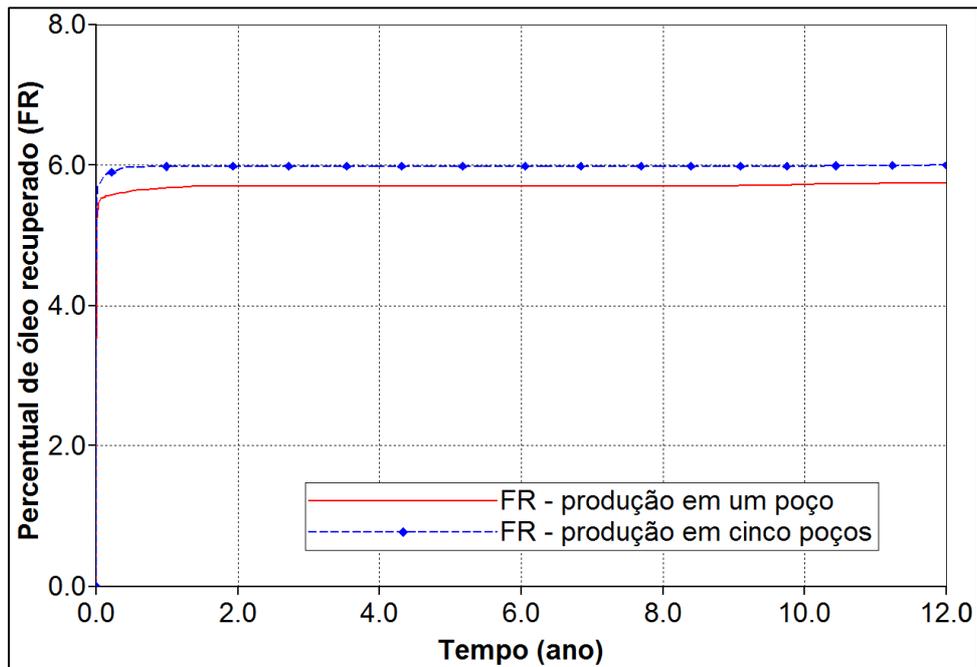


Figura 5.2 – Vazão de óleo no modelo base sem injeção de fluidos, considerando uma configuração com cinco poços produtores e outra com apenas um poço central produtor.

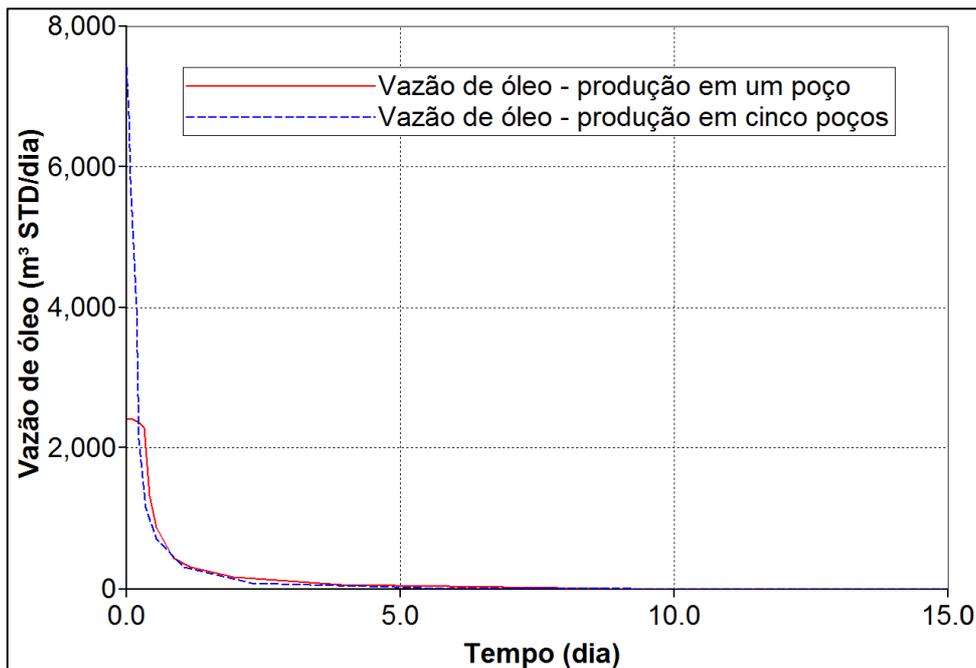
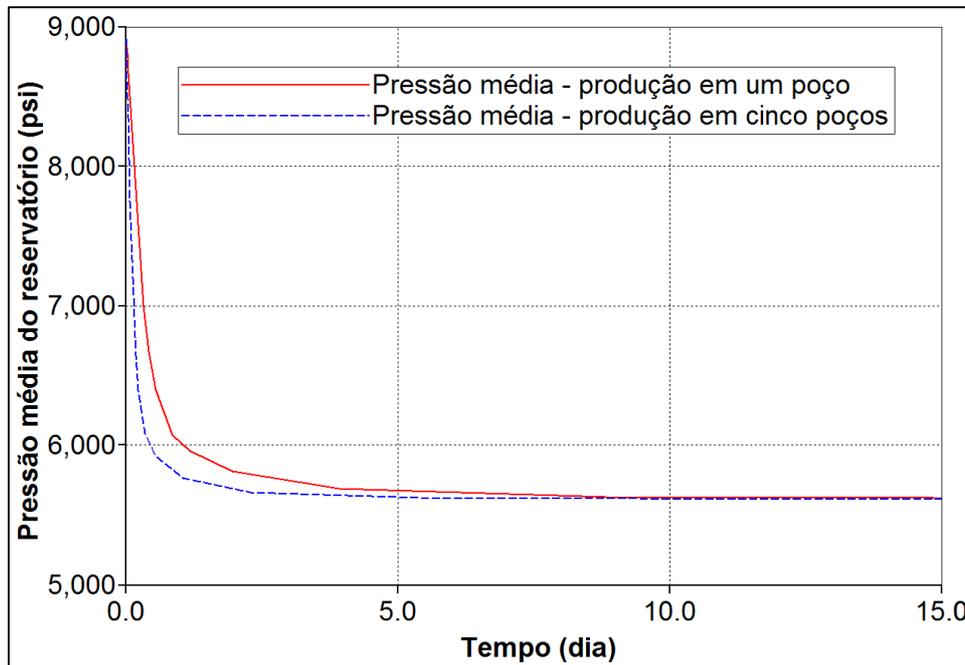


Figura 5.3 – Pressão do reservatório no modelo base, sem injeção de fluidos, considerando uma configuração com cinco poços produtores e outra com apenas um poço central produtor.

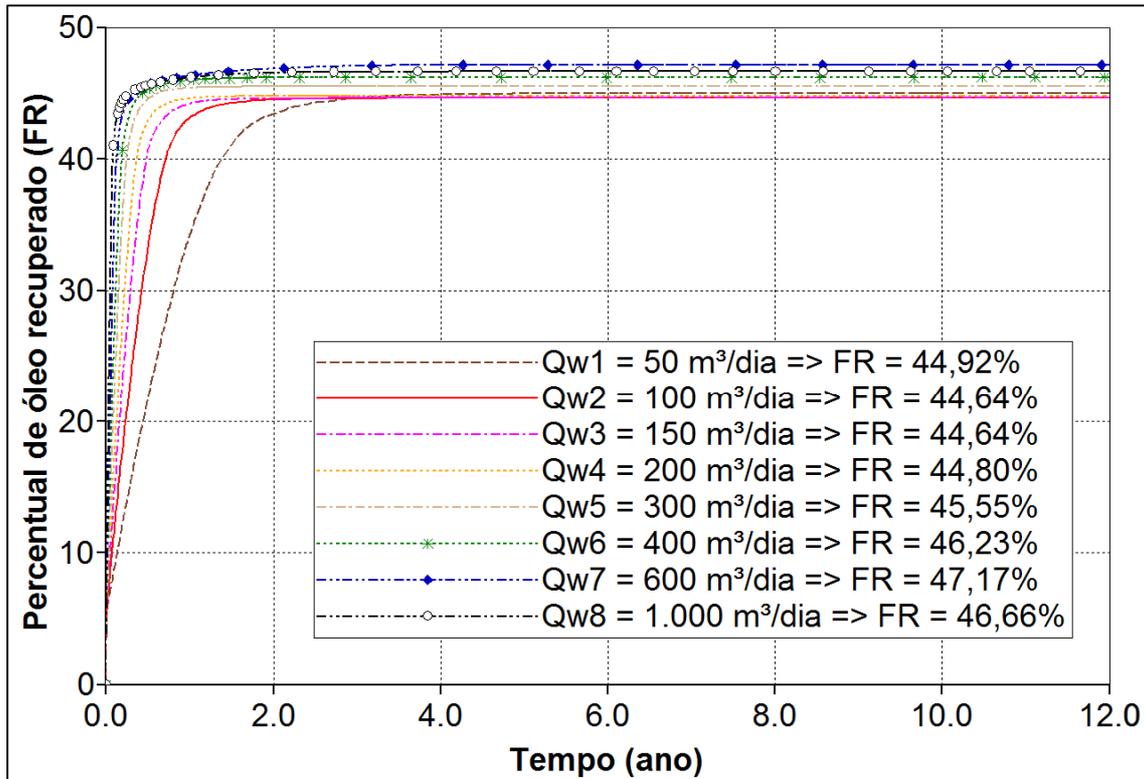


Essa avaliação é importante para definir uma referência de comparação em relação às configurações e técnicas que serão testadas a seguir, servindo para a verificação da contribuição técnica das mesmas.

## 5.2 Injeção de água

Concluída a verificação da recuperação primária do modelo base, a etapa seguinte foi verificar o comportamento do fator de recuperação quando injetada água no reservatório. A importância da avaliação da resposta do sistema à injeção de água está no fato desse conhecimento auxiliar na definição das vazões de injeção de água que serão testadas para a injeção associada ao gás, caracterizando o método WAG. Com esse intuito, foram definidas as vazões para a malha de injeção indicadas na legenda da Figura 5.4, que também indica os fatores de recuperação finais obtidos para cada vazão de injeção e as curvas obtidas para cada malha.

Figura 5.4 – Curvas e fatores de recuperação obtidos para o reservatório com injeção de água, para as vazões indicadas.



Analisando a Figura 5.4, verifica-se que o aumento nas vazões de água implica em antecipação na curva do fator de recuperação, entretanto, não necessariamente resulta em aumentar a extração final do óleo. Isso ocorre porque a saturação de óleo relativa à água é alta, conforme pode ser verificado na Figura 4.10, o que faz com que a injeção de água nesse sistema deixe uma alta saturação de óleo residual, comprovada pela limitação do fator de recuperação verificada na Figura 5.4.

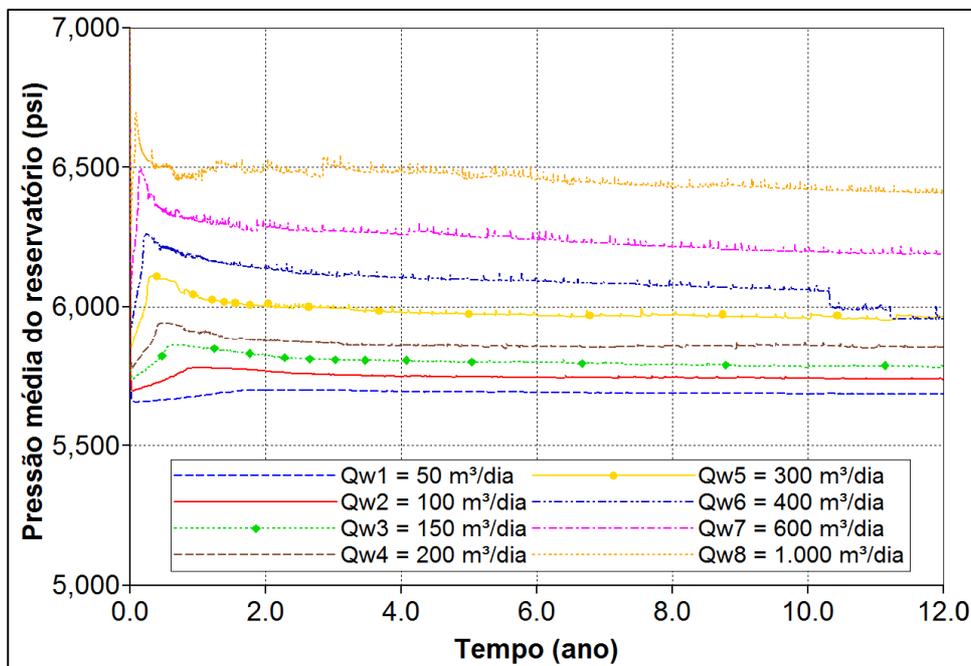
A Tabela 5.1 apresenta os fatores de recuperação obtidos em 2 anos de injeção de água, em que a maioria das curvas já está estabilizada, e de onde constata-se que a passagem da injeção de 400 m³/dia para 600 m³/dia de água possibilita um pequeno acréscimo no fator de recuperação (46,20% para 46,88%), mas o mesmo não acontece quando esse patamar é elevado de 600 m³/dia para 1.000 m³/dia de injeção de água, resultando em um pequeno decréscimo no fator de recuperação (46,88% para 46,57%).

Tabela 5.1 – Percentual de óleo recuperado ao final de 2 anos para a injeção de água.

| Qg | Vazão total injetada (m <sup>3</sup> ) | FR (%) – 2 anos |
|----|--|-----------------|
| 1  | 50                                     | 43,48           |
| 2  | 100                                    | 44,53           |
| 3  | 150                                    | 44,62           |
| 4  | 200                                    | 44,79           |
| 5  | 300                                    | 45,52           |
| 6  | 400                                    | 46,20           |
| 7  | 600                                    | 46,88           |
| 8  | 1.000                                  | 46,57           |

Como a água é um fluido de baixa compressibilidade, sua injeção favorece a manutenção da pressão do reservatório, conforme pode ser verificado na Figura 5.5. No momento de abertura do poço produtor, ocorre uma queda brusca na pressão do reservatório, mas quanto maior a vazão de injeção, maior é o restabelecimento do nível de pressão, embora nenhum dos casos simulados tenha levado a pressão do reservatório até um patamar mais próximo da pressão original (8.903,81 psi).

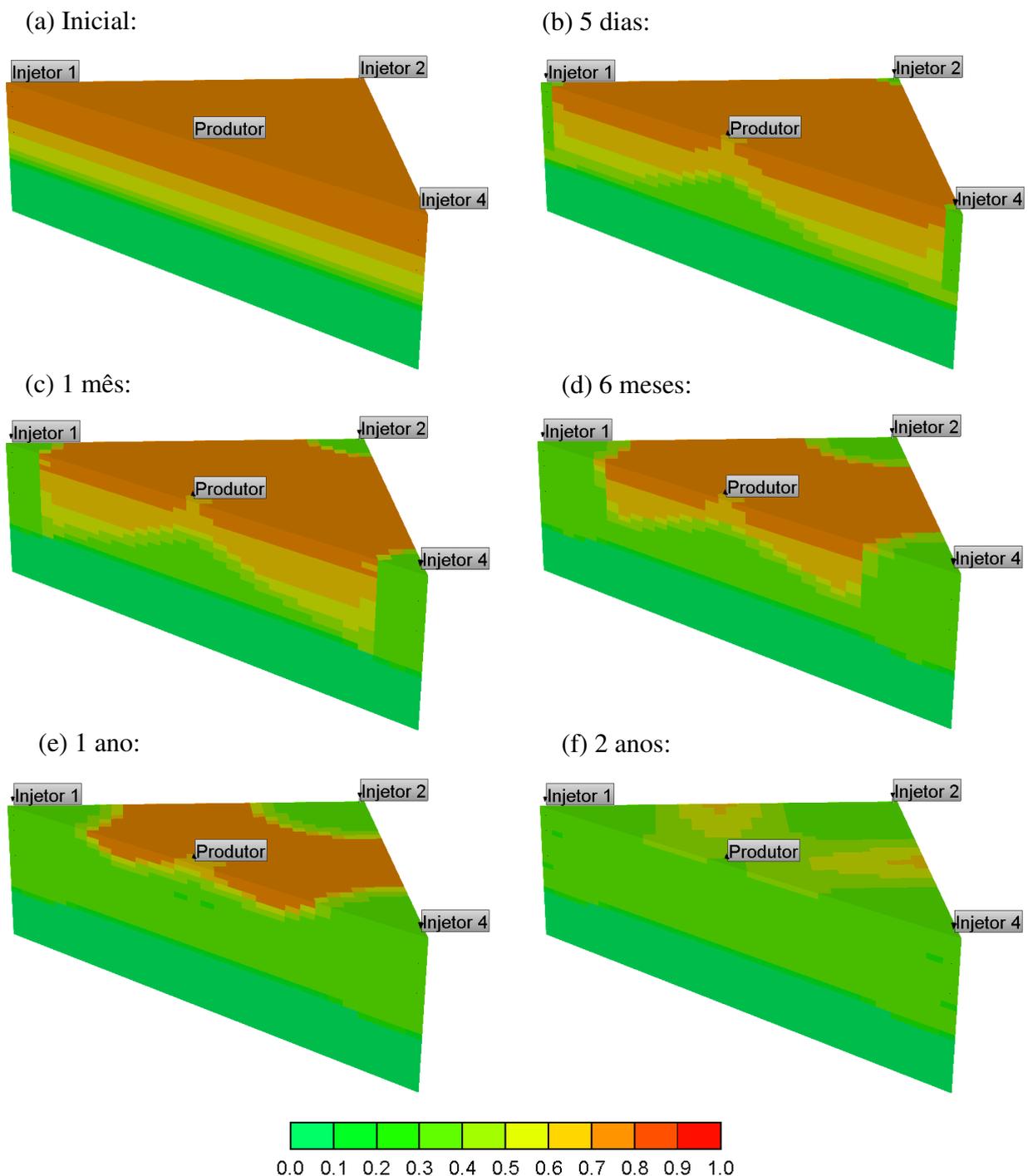
Figura 5.5 – Comportamento da pressão média do reservatório para vazões de água injetadas.



Considerando a vazão de injeção de 50 m<sup>3</sup>/dia de água como referência, é possível verificar nos mapas de saturação de óleo, mostrados na Figura 5.6, que o óleo vai sendo

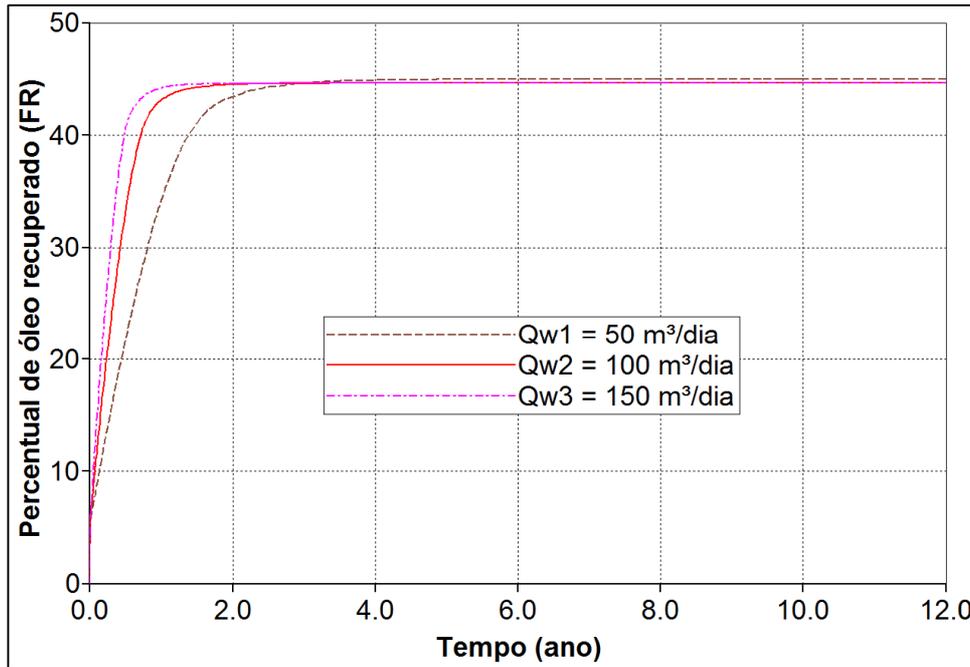
gradativamente empurrado para os poços produtores. Com 2 anos de projeto (Figura 5.6e), já é possível observar que a saturação de óleo torna-se mínima no reservatório, com algumas regiões localizadas entre os poços ainda apresentando maior nível de saturação de óleo, em função do varrido ser menor naquelas regiões. Ao final dos 12 anos de projeto, é alcançado o valor médio de 21,57% de saturação de óleo.

Figura 5.6 – Mapas de saturação de óleo para o modelo com vazão de injeção de 50 m<sup>3</sup>/dia de água: (a) Inicial; (b) 5 dias; (c) 1 mês; (d) 6 meses; (e) 1 ano; e (f) 2 anos.



Com base nas curvas de fator de recuperação obtidas para a injeção de água (Figura 5.4), decidiu-se trabalhar com as três primeiras vazões, que mostraram maior sensibilidade para o fator de recuperação (50 m<sup>3</sup>/dia, 100 m<sup>3</sup>/dia e 150 m<sup>3</sup>/dia), cujas curvas são mostradas na Figura 5.7.

Figura 5.7 – Fatores de recuperação obtidos para as vazões de água definidas para a análise de sensibilidade.



A verificação da resposta do reservatório à injeção de água e a definição dessas vazões de trabalho são passos importantes para as etapas seguintes de análise de sensibilidade e estudo dos parâmetros do processo WAG.

### 5.3 Injeção de gás (CO<sub>2</sub>)

Após a verificação do comportamento do fator de recuperação, em função das várias vazões de injeção de água testadas e para fundamentar as etapas posteriores do estudo, foi necessário realizar testes semelhantes para a injeção de gás.

Como o gás é um fluido de alta compressibilidade, os volumes injetados são muito superiores aos volumes injetados pela malha com água, conforme verificado na legenda da Figura 5.8, que apresenta as curvas de percentual de óleo recuperado para cada vazão

de injeção de CO<sub>2</sub> definida, com os fatores de recuperação finais sendo explicitados na Tabela 5.2.

Figura 5.8 – Curvas de fatores de recuperação obtidos para o reservatório com injeção de CO<sub>2</sub>, para as vazões indicadas.

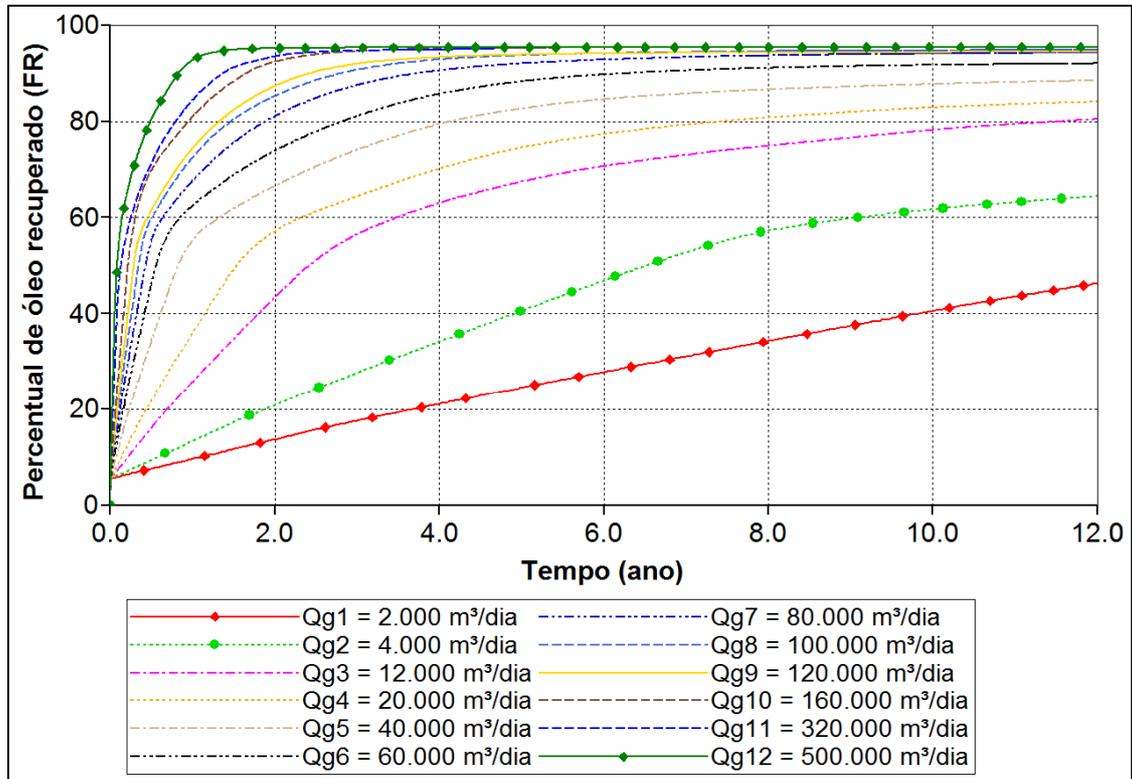
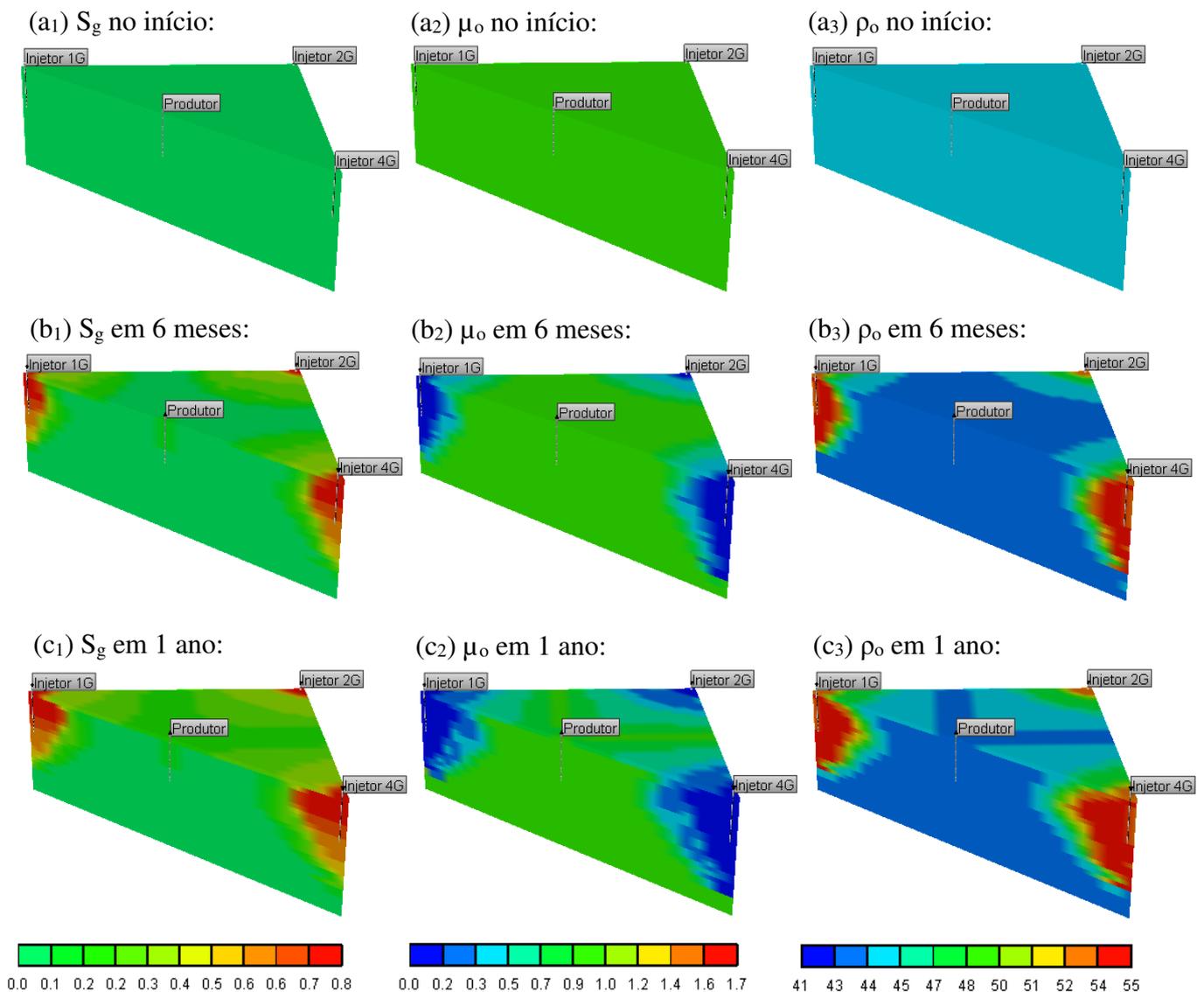


Tabela 5.2 – Percentual de óleo recuperado ao final de 12 anos para a injeção de CO<sub>2</sub>.

| Qg | Vazão total injetada (m³) | FR (%) |
|----|---------------------------|--------|
| 1  | 2.000                     | 46,29  |
| 2  | 4.000                     | 64,41  |
| 3  | 12.000                    | 80,43  |
| 4  | 20.000                    | 84,09  |
| 5  | 40.000                    | 88,50  |
| 6  | 60.000                    | 92,05  |
| 7  | 80.000                    | 94,31  |
| 8  | 100.000                   | 94,84  |
| 9  | 120.000                   | 94,45  |
| 10 | 160.000                   | 95,45  |
| 11 | 320.000                   | 95,09  |
| 12 | 500.000                   | 95,46  |

No caso da injeção de gás, especialmente de CO<sub>2</sub>, os fatores de recuperação obtidos são muito superiores aos obtidos para a injeção de água, uma vez que o gás, em condição de miscibilidade, não apenas empurra o óleo para os poços produtores, mas também, devido à pressão de injeção ser superior à pressão mínima de miscibilidade para a maioria dos casos simulados, se mistura ao óleo, provocando seu inchamento, redução da viscosidade e do valor da saturação de óleo residual ao gás. A Figura 5.9 ilustra o efeito do inchamento do óleo no reservatório para a injeção de 20.000 m<sup>3</sup>/dia de CO<sub>2</sub>, onde a primeira coluna mostra o comportamento da saturação de gás, a segunda coluna mostra o comportamento da viscosidade (cP) e a terceira coluna mostra o comportamento da densidade mássica do óleo (lb/ft<sup>3</sup>).

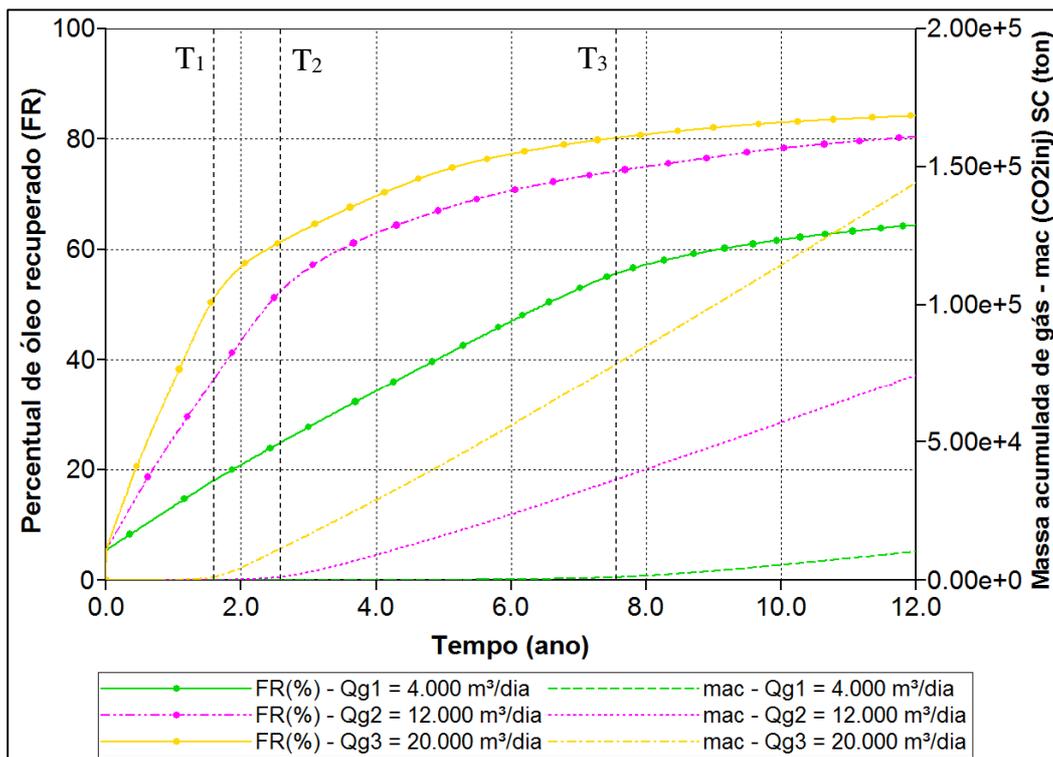
Figura 5.9 – Mapas de saturação de gás, viscosidade e densidade do óleo, para o reservatório com uma vazão de injeção de CO<sub>2</sub> de 20.000 m<sup>3</sup>/dia.



A figura mostra que, inicialmente, o reservatório está subsaturado ( $S_g = 0$ ), apresentando um óleo com viscosidade média da ordem de 1 cP e densidade média da ordem de 44 lb/ft<sup>3</sup>. Com o início do processo de injeção e mistura do gás no óleo, ocorre o processo de inchamento, verificado através do aumento da densidade do óleo, que se expande em um meio poroso de volume limitado, ao mesmo tempo em que a viscosidade do óleo vai sendo progressivamente reduzida, conforme observado para 6 meses e 1 ano de injeção do gás no reservatório.

A Figura 5.8 mostra que, à medida que a vazão da malha é aumentada, os fatores de recuperação obtidos, ao final do tempo de projeto, vão sendo incrementados. Entretanto, em uma situação real, o alcance desses patamares de injeção dependeria, dentre outros fatores, da disponibilidade do gás e da avaliação da viabilidade econômica de se injetar quantidades tão elevadas de gás. Da mesma forma, observa-se que, com exceção da curva de recuperação de óleo para a vazão de injeção de 2.000 m<sup>3</sup>/dia, as demais curvas apresentam um ponto de mudança de comportamento, onde o ritmo da produção se torna mais lento. A Figura 5.10 apresenta três dessas curvas de percentual de óleo recuperado, para as vazões de injeção de 4.000 m<sup>3</sup>/dia, 12.000 m<sup>3</sup>/dia e 20.000 m<sup>3</sup>/dia, com as produções acumuladas do CO<sub>2</sub> injetado, para cada um desses casos.

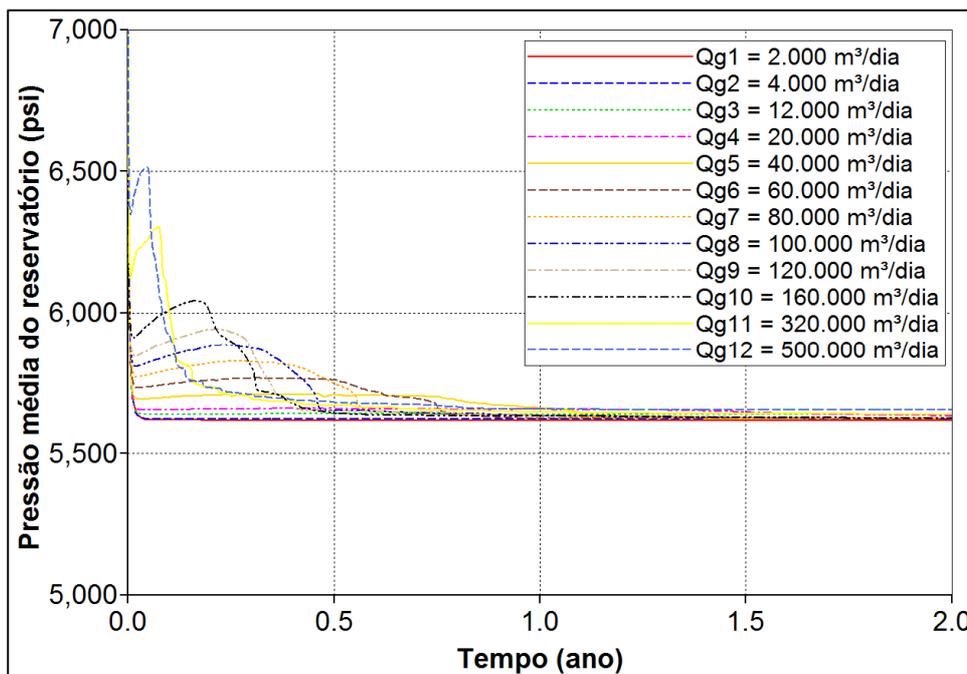
Figura 5.10 – Curvas de percentual de óleo recuperado e da produção do CO<sub>2</sub> injetado, para as vazões de injeção de 4.000 m<sup>3</sup>/dia, 12.000 m<sup>3</sup>/dia e 20.000 m<sup>3</sup>/dia.



As partir das linhas tracejadas na Figura 5.10, e da associação das curvas com cores semelhantes ( $T_1$  para 20.000 m<sup>3</sup>/dia,  $T_2$  para 12.000 m<sup>3</sup>/dia e  $T_3$  para 4.000 m<sup>3</sup>/dia), verifica-se que as linhas dos fatores de recuperação sofrem uma redução no ritmo de crescimento após a erupção (*breakthrough*) do CO<sub>2</sub> no poço produtor. Isso acontece porque, a partir desse momento, o gás tende a fluir mais facilmente para o poço produtor, reduzindo a eficiência microscópica de deslocamento do método.

A Figura 5.11 mostra o comportamento da pressão do reservatório para cada vazão de injeção de CO<sub>2</sub>, para os 2 primeiros anos de projeto, uma vez que as curvas ficam praticamente estabilizadas pelo restante do período.

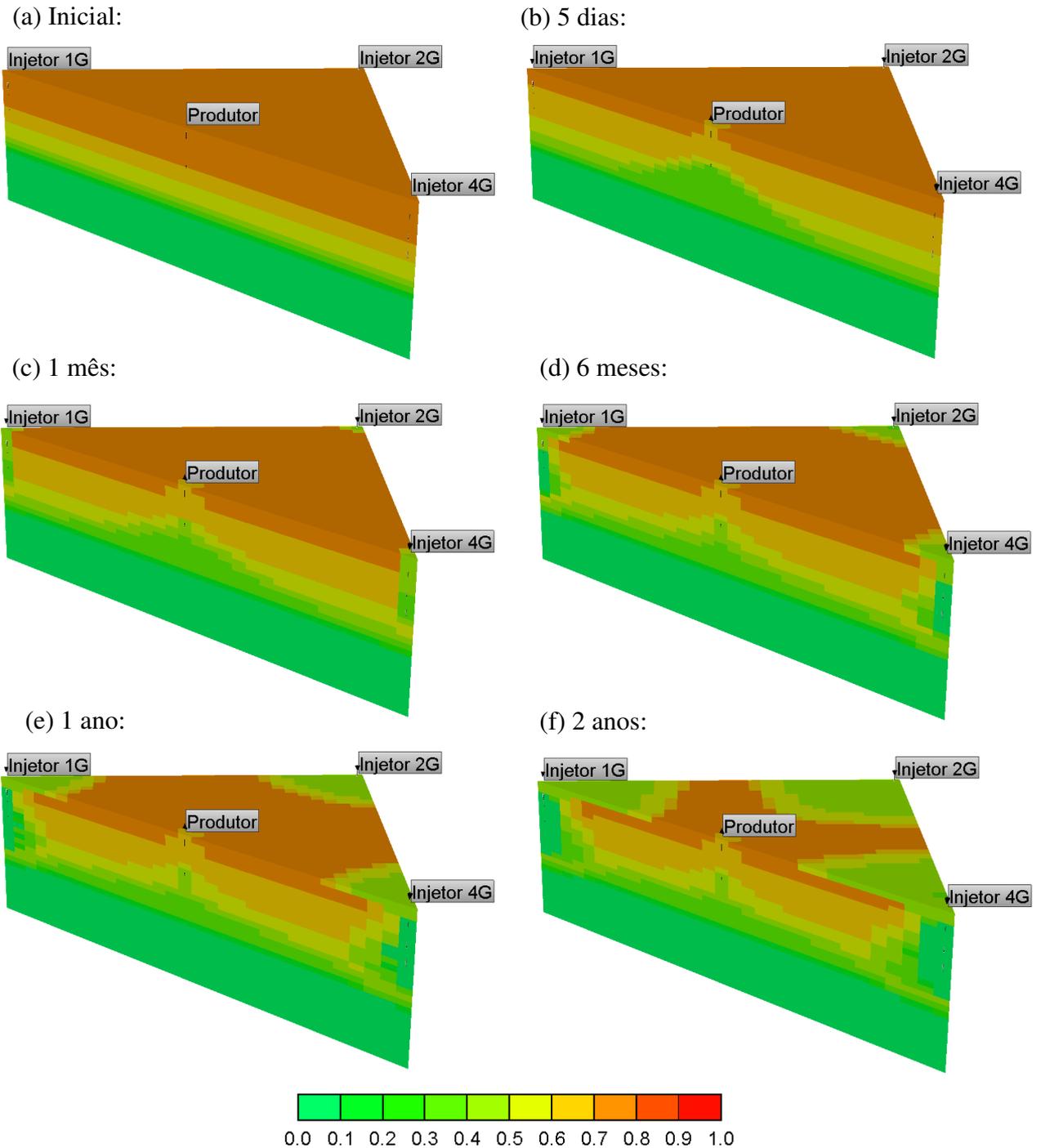
Figura 5.11 – Comportamento da pressão do reservatório nos dois primeiros anos, para cada vazão de injeção de gás definida.



Quanto maior a vazão de injeção, maior o patamar de pressão alcançado no interior do reservatório, nos primeiros meses de projeto. Contudo, logo esses níveis caem para valores próximos ao limite mínimo estabelecido para a produção dos poços (5.600 psia), uma vez que o gás tem alta compressibilidade, o que não acontece quando se injeta água.

Considerando a vazão de injeção de 2.000 m<sup>3</sup>/dia de CO<sub>2</sub> como referência, é possível verificar a evolução da saturação de óleo através dos mapas mostrados na Figura 5.12.

Figura 5.12 – Mapas de saturação de óleo para o modelo com vazão de injeção de 2.000 m<sup>3</sup>/dia de CO<sub>2</sub>: (a) Inicial; (b) 5 dias; (c) 1 mês; (d) 6 meses; (e) 1 ano; e (f) 2 anos.

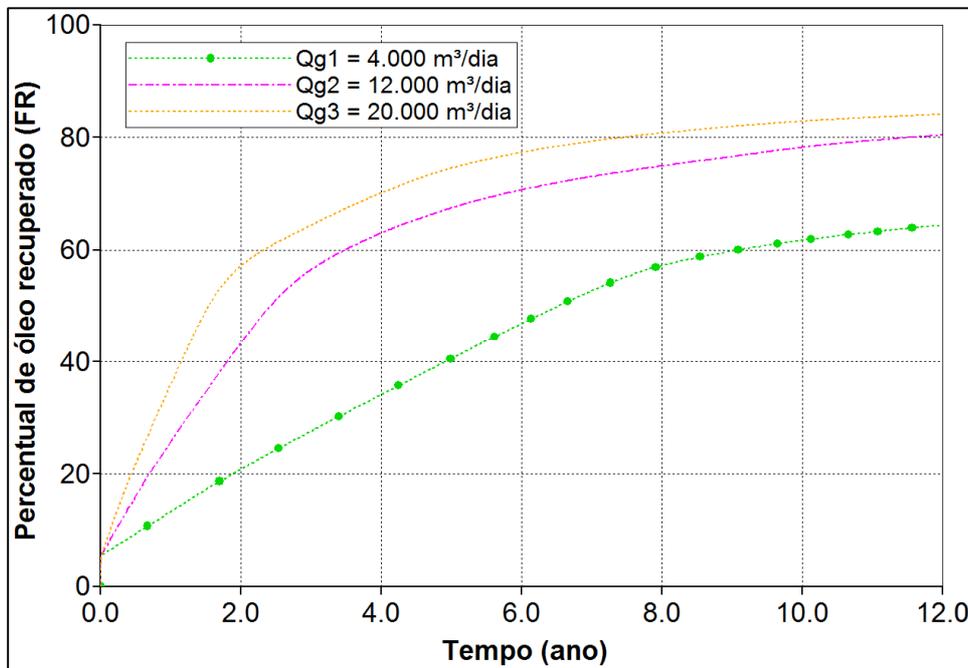


Comparando com os mapas de saturação de água mostrados na Figura 5.6, é possível verificar que o gás não conseguiu varrer a mesma quantidade de óleo nos dois anos tomados como referência. Os mapas de saturação também mostram a segregação gravitacional, pois quando se injeta água, o óleo vai sendo empurrado para o poço produtor e se acumulando no topo da formação, pois a água tem massa específica maior

e tende a se acumular abaixo da camada de óleo. No caso do gás, cuja densidade é menor, é o fluido injetado que tende a se acumular no topo, conforme pode ser visualizado na referida figura, caracterizando a segregação gravitacional do gás.

Avaliando as curvas de fatores de recuperação obtidas para o processo de injeção de CO<sub>2</sub> no reservatório (Figura 5.8), foram escolhidas três das menores vazões (4.000 m<sup>3</sup>/dia, 12.000 m<sup>3</sup>/dia e 20.000 m<sup>3</sup>/dia), que apresentaram, ao final do tempo de projeto, fatores de recuperação superiores a 50%, para serem utilizados nas análises realizadas posteriormente. Suas curvas são mostradas na Figura 5.13.

Figura 5.13 – Fatores de recuperação obtidos para as vazões de CO<sub>2</sub> definidas para a análise de sensibilidade.



A verificação da resposta do reservatório à injeção de CO<sub>2</sub> e a definição dessas vazões de trabalho concluem os passos para as etapas seguintes de análise de sensibilidade e estudo dos parâmetros do processo WAG.

## 5.4 Injeção alternada de água e gás (WAG)

Conforme apresentado anteriormente, o processo WAG depende de uma série de fatores, tanto em termos de características dos fluidos e do reservatório, como de parâmetros operacionais, que interferem no seu desempenho. Nessa etapa da pesquisa, optou-se pela realização de um projeto do processo WAG, tomando como base a experiência obtida na observação da resposta do fator de recuperação às injeções isoladas de água e gás, realizadas nas etapas anteriores.

Dentre os fatores operacionais, no projeto do processo, a relação do WAG não foi definida diretamente, uma vez que ela é dependente das condições de pressão e temperatura do reservatório, mas foi verificada após a realização das simulações e será listada mais adiante, para cada caso.

Escolhidas as vazões de água e gás (CO<sub>2</sub>) para a realização da análise de sensibilidade, decidiu-se operar com intervalos de 1 mês, 3 meses e 6 meses, conforme mencionado na metodologia. Com base nessas definições, foi elaborada a Tabela 5.3, indicando os parâmetros e níveis estudados na análise de sensibilidade do processo WAG e a partir da definição daqueles parâmetros e níveis, foram simulados 27 casos, cujas curvas dos fatores de recuperação obtidos são mostradas na Figura 5.14.

Tabela 5.3 – Parâmetros e níveis avaliados na análise de sensibilidade do WAG.

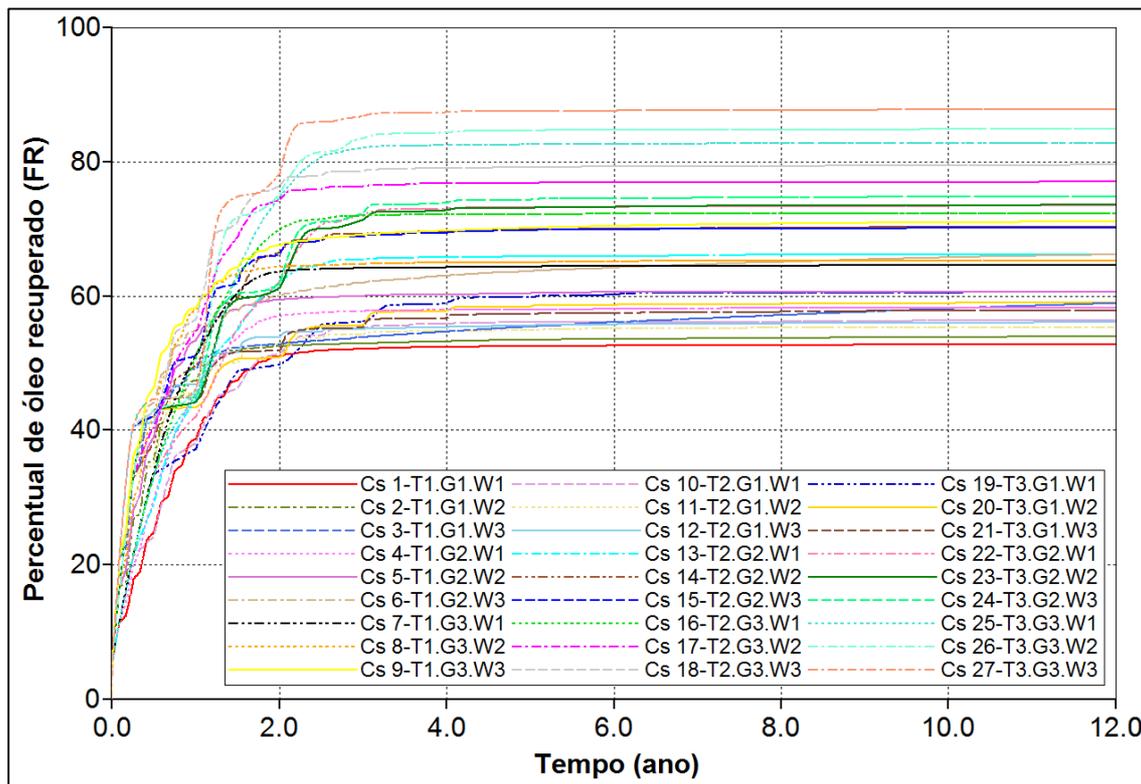
| <b>Parâmetros</b>                   | <b>-1</b>  | <b>0</b>    | <b>+1</b>   |
|-------------------------------------|------------|-------------|-------------|
| Tempo de ciclo (meses)              | 1 (T1)     | 3 (T2)      | 6 (T3)      |
| Vazão de gás (m <sup>3</sup> /dia)  | 8.000 (G1) | 24.000 (G2) | 40.000 (G3) |
| Vazão de água (m <sup>3</sup> /dia) | 100 (W1)   | 200 (W2)    | 300 (W3)    |

A partir da mesma figura, observa-se que a maioria das curvas se estabiliza entre 4 a 6 anos de projeto. Devido a essa constatação, na análise de sensibilidade, optou-se pela construção de diagramas de Pareto apenas para os 6 primeiros anos de projeto, avaliando-se os três primeiros anos e o sexto, cujos fatores de recuperação estão listados, para cada caso, na Tabela 5.4.

A Figura 5.15 mostra o diagrama de Pareto construído para o primeiro ano do processo WAG, indicando que a vazão do gás é o parâmetro individualmente mais influente nesse processo. Como a influência da vazão de gás é positiva, esse fato indica que quando a vazão de gás é aumentada, gera como consequência um aumento no fator de recuperação do óleo. Por outro lado, o mesmo diagrama indica que o tempo de ciclo

(Ciclo (L)) tem influência negativa no processo, ou seja, quando são aumentados os tempos de ciclo de injeção, o fator de recuperação diminui para o primeiro ano de projeto. Esse efeito é consequência do fato de que acontecem mais ciclos completos do WAG (injeção de água, seguida pela injeção de gás) quando os tempos de ciclo são curtos, ou seja, quando considerado o tempo de ciclo de 1 mês (T1), 1 ano de projeto é suficiente para que ocorram 6 ciclos completos do WAG; já para o tempo de ciclo de 3 meses (T2), 1 ano é suficiente para que ocorram 2 ciclos do WAG; e para o tempo de ciclo de 6 meses (T3), em 1 ano de projeto ocorre apenas 1 ciclo completo do WAG. Entretanto, existe a limitação citada por Awan, Teigland e Kleppe (2006), de que o WAG é mais eficiente nos ciclos iniciais e que os ciclos mais tardios não registram a mesma eficiência na recuperação de óleo.

Figura 5.14 – Fatores de recuperação obtidos para 27 casos do planejamento fatorial completo do processo WAG, em 12 anos de projeto.



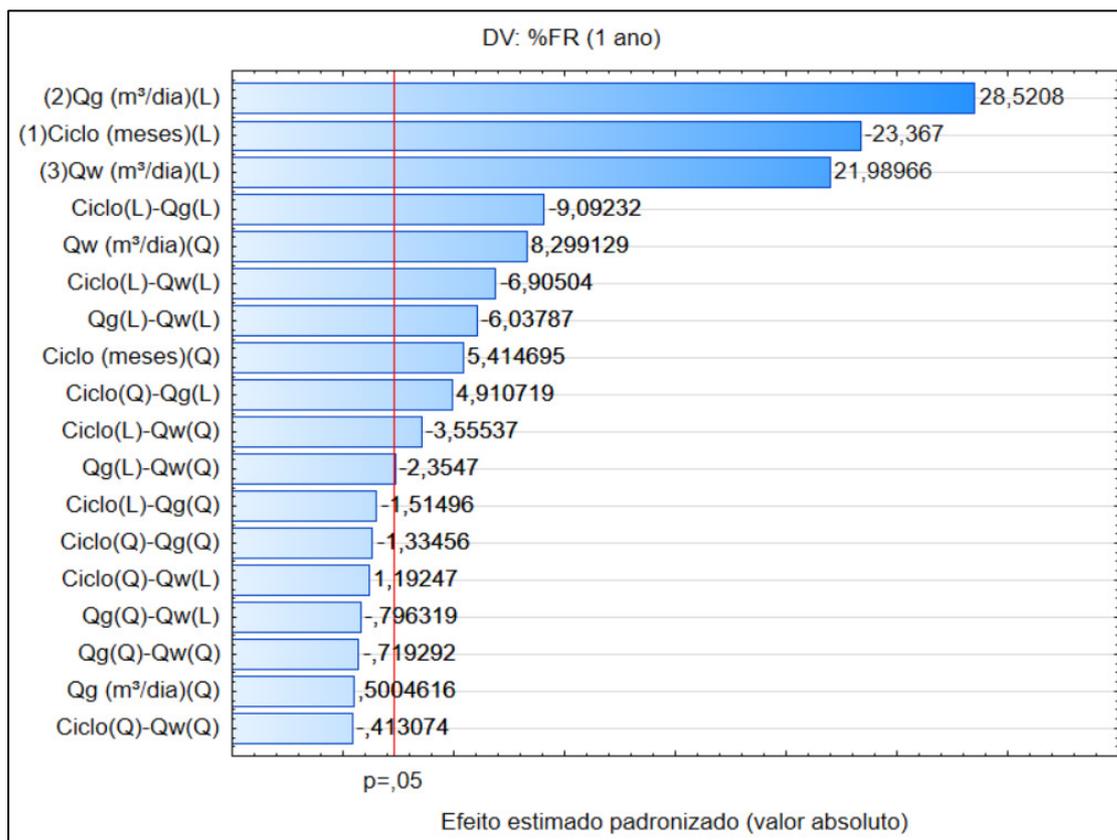
Dentre as interações dos parâmetros avaliados, é possível verificar que as interações estatisticamente significativas foram: vazão de gás com tempo de ciclo; vazão de gás e vazão de água; e tempo de ciclo e vazão de água. Com base nessas interações estatisticamente significativas, foram construídas as superfícies de resposta mostradas na Figura 5.16.

Tabela 5.4 – Casos simulados para o processo WAG e respectivos fatores de recuperação obtidos para os 3 primeiros anos e o 6º ano.

|         | Tempo ciclo | Vazão gás | Vazão água | Fatores de recuperação (%) |        |        |        |
|---------|-------------|-----------|------------|----------------------------|--------|--------|--------|
|         |             |           |            | 1 ano                      | 2 anos | 3 anos | 6 anos |
| Caso 27 | T3          | G3        | W3         | 46,22                      | 78,15  | 86,75  | 87,59  |
| Caso 26 | T3          | G3        | W2         | 46,10                      | 75,07  | 83,50  | 84,70  |
| Caso 25 | T3          | G3        | W1         | 45,37                      | 74,69  | 82,06  | 82,62  |
| Caso 18 | T2          | G3        | W3         | 56,62                      | 76,36  | 78,60  | 79,26  |
| Caso 17 | T2          | G3        | W2         | 54,73                      | 74,35  | 76,33  | 76,89  |
| Caso 24 | T3          | G2        | W3         | 45,02                      | 61,91  | 72,28  | 74,53  |
| Caso 23 | T3          | G2        | W2         | 44,12                      | 61,24  | 71,37  | 73,28  |
| Caso 22 | T3          | G2        | W1         | 42,01                      | 62,21  | 72,13  | 73,26  |
| Caso 16 | T2          | G3        | W1         | 50,88                      | 69,93  | 71,97  | 72,25  |
| Caso 9  | T1          | G3        | W3         | 58,25                      | 67,50  | 69,07  | 70,43  |
| Caso 14 | T2          | G2        | W2         | 49,65                      | 66,55  | 69,24  | 70,00  |
| Caso 15 | T2          | G2        | W3         | 51,13                      | 66,18  | 68,85  | 69,92  |
| Caso 13 | T2          | G2        | W1         | 44,51                      | 61,79  | 65,44  | 65,94  |
| Caso 8  | T1          | G3        | W2         | 58,08                      | 64,34  | 64,79  | 65,16  |
| Caso 7  | T1          | G3        | W1         | 51,27                      | 63,66  | 64,17  | 64,42  |
| Caso 6  | T1          | G2        | W3         | 54,77                      | 59,95  | 61,97  | 64,20  |
| Caso 5  | T1          | G2        | W2         | 53,46                      | 59,40  | 60,03  | 60,57  |
| Caso 19 | T3          | G1        | W1         | 37,21                      | 49,79  | 56,19  | 60,18  |
| Caso 20 | T3          | G1        | W2         | 43,33                      | 50,88  | 55,68  | 58,69  |
| Caso 4  | T1          | G2        | W1         | 45,74                      | 56,97  | 57,78  | 58,06  |
| Caso 21 | T3          | G1        | W3         | 44,70                      | 51,93  | 55,36  | 57,42  |
| Caso 10 | T2          | G1        | W1         | 38,03                      | 51,43  | 55,19  | 56,12  |
| Caso 3  | T1          | G1        | W3         | 49,14                      | 52,87  | 53,82  | 56,07  |
| Caso 12 | T2          | G1        | W3         | 46,85                      | 53,91  | 55,09  | 55,77  |
| Caso 11 | T2          | G1        | W2         | 45,62                      | 52,81  | 54,31  | 55,14  |
| Caso 2  | T1          | G1        | W2         | 47,41                      | 52,49  | 52,95  | 53,61  |
| Caso 1  | T1          | G1        | W1         | 38,67                      | 51,02  | 52,14  | 52,62  |

Para o primeiro ano de projeto, a superfície de resposta da interação entre o tempo de ciclo e a vazão de gás (Figura 5.16a) indica que o maior fator de recuperação acontece para o menor tempo de ciclo (1 mês), combinado com a maior vazão de gás (40.000 m<sup>3</sup>/dia). Essa constatação para o tempo de ciclo se manteve quando examinada a superfície de resposta da interação entre o tempo de ciclo e a vazão de água (Figura 5.16b), onde se verificou que o maior fator de recuperação foi obtido novamente para o ciclo mais curto (1 mês), combinado com a maior vazão de água (300 m<sup>3</sup>/dia). O favorecimento do menor tempo de ciclo ao fator de recuperação, verificado nas superfícies de resposta, confirma a tendência já apresentada no diagrama de Pareto da Figura 5.15 e comentada anteriormente.

Figura 5.15 – Diagrama de Pareto para o primeiro ano do processo WAG.



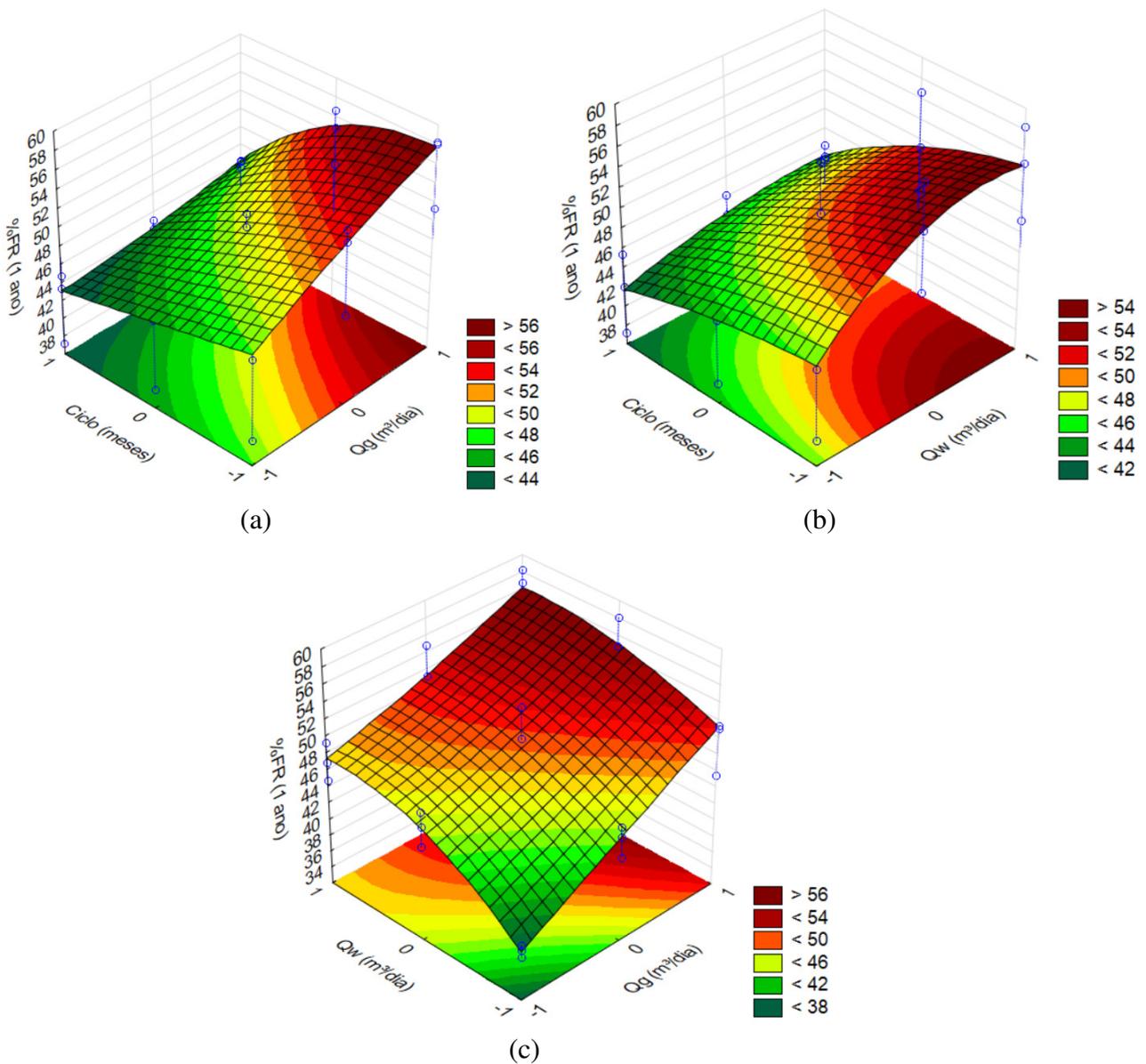
Quando verificada a interação produzida pelas vazões de água e gás (Figura 5.16c), constatou-se que o maior fator de recuperação foi obtido a partir da injeção das maiores vazões de água (300 m³/dia) e de gás (40.000 m³/dia). Portanto, para o primeiro ano de projeto, o maior fator de recuperação foi fruto de menores tempos de ciclo (1 mês) e maiores vazões de injeção de água (300 m³/dia) e gás (40.000 m³/dia).

Para o segundo ano de projeto foi construído o diagrama de Pareto mostrado na Figura 5.17, que indica que a vazão do gás permanece como o parâmetro individualmente mais influente do processo, repetindo a observação para o primeiro ano. Entretanto, a tendência negativa observada para o tempo de ciclo se inverteu para este segundo ano, porque esse tempo de projeto foi suficiente para que todas as configurações estudadas já tenham realizado vários ciclos de injeção.

Avaliando o mesmo diagrama de Pareto, em termos das interações entre os parâmetros, verifica-se que a interação entre o tempo de ciclo e a vazão de gás tem maior significância estatística, enquanto entre o tempo de ciclo e a vazão de água, bem como entre as vazões de água e gás, estão no limiar da significância estatística. Assim, decidiu-se por avaliar todas as interações mencionadas, o que possibilita comparar a influência

delas com as avaliadas para o primeiro ano de projeto, e pode servir de base para novas comparações, mas com as avaliações realizadas para os períodos seguintes.

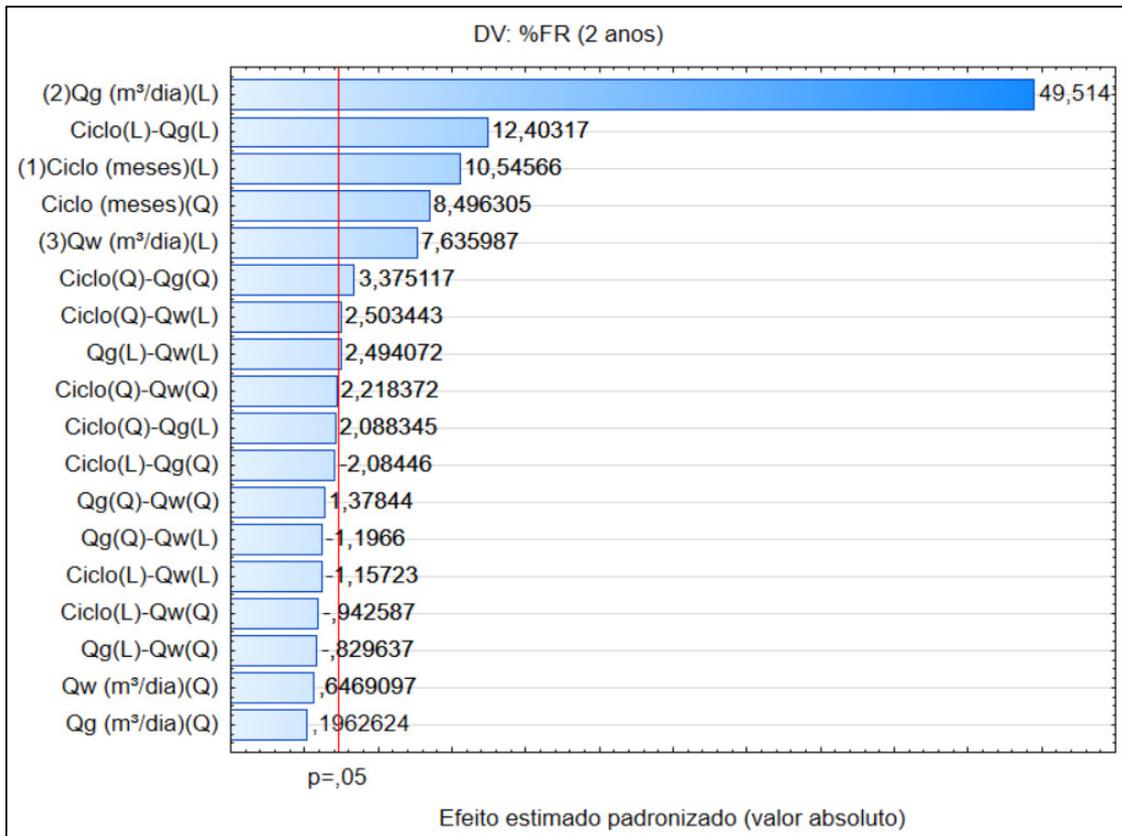
Figura 5.16 – Superfícies de resposta para o primeiro ano de projeto, com as seguintes interações: (a) tempo de ciclo e vazão de gás; (b) tempo de ciclo e vazão de água e (c) vazão de água e a vazão de gás.



Para o segundo ano, a superfície de resposta de interação entre o tempo de ciclo e a vazão de gás (Figura 5.18a), indica que o maior fator de recuperação é obtido para um tempo de ciclo entre os níveis intermediário (3 meses) e mais elevado (6 meses), apresentando um comportamento quadrático, combinado com a maior vazão de injeção de gás (40.000 m<sup>3</sup>/dia). Entretanto, como o tempo de ciclo é uma variável discreta

(semelhante à análise da influência de um catalisador em um processo químico), e o ponto máximo da curva está próximo ao nível mais elevado da escala (6 meses), foi assumido que o maior fator de recuperação é fruto do maior tempo de ciclo e da maior vazão de injeção de gás.

Figura 5.17 – Diagrama de Pareto para o segundo ano do processo WAG.

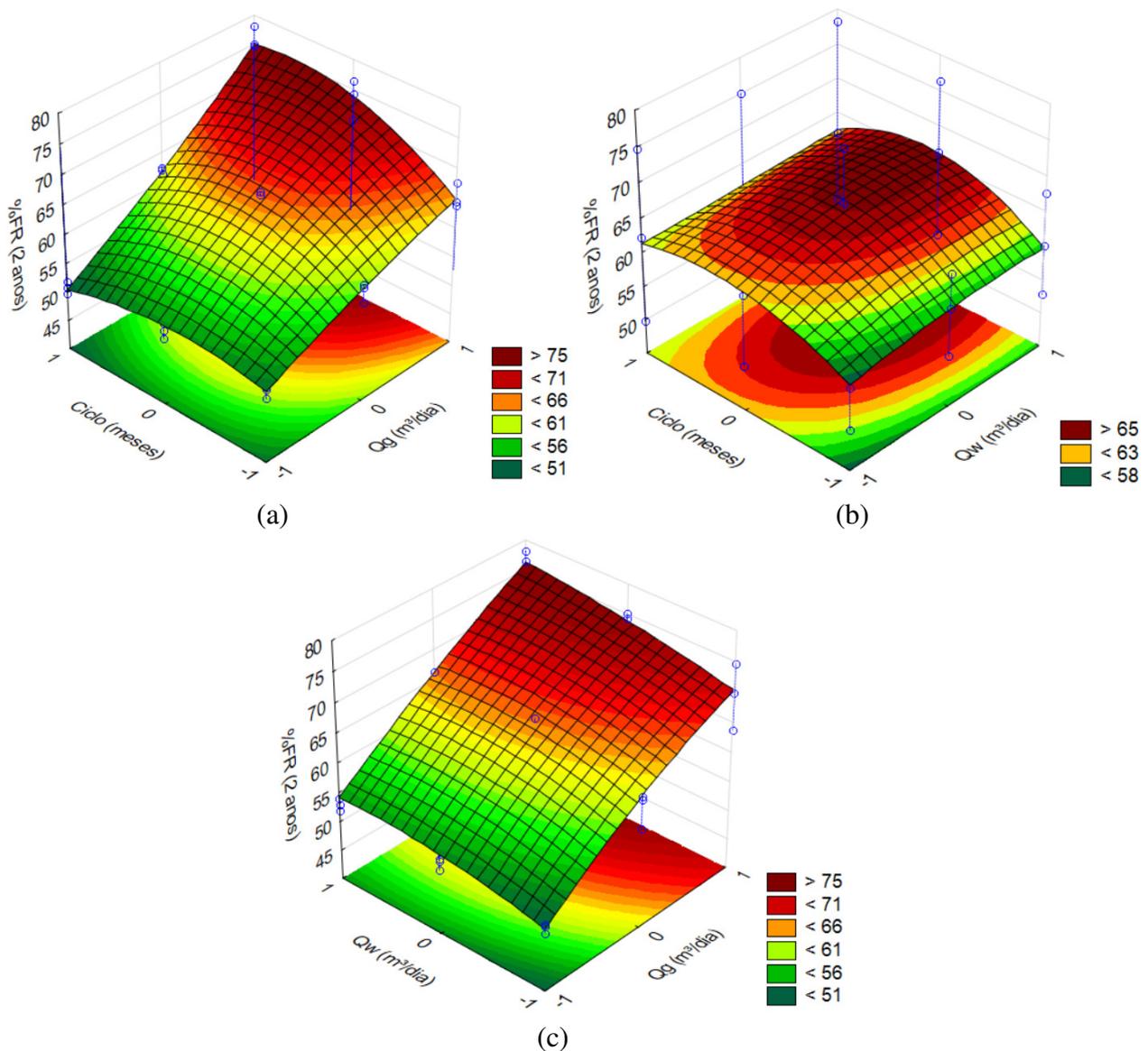


Para o caso da superfície de resposta da interação entre o tempo de ciclo e a vazão de água (Figura 5.18b), verifica-se que o maior fator de recuperação é obtido como resultado de um tempo de ciclo que está entre os níveis intermediário (3 meses) e mais elevado (6 meses), repetindo o comportamento quadrático observado anteriormente, bem como da maior vazão de água (300 m³/dia). Da mesma forma que no caso anterior, como o ponto de maior fator de recuperação está mais próximo do nível intermediário do tempo de ciclo, considerou-se que o maior fator de recuperação é resultado da combinação do nível intermediário (3 meses) do tempo de ciclo e da maior vazão de água (300 m³/dia).

Quando verificada a superfície de resposta da interação entre as vazões de água e gás (Figura 5.18c), observa-se que o maior fator de recuperação é obtido para as maiores vazões de água (300 m³/dia) e gás (40.000 m³/dia). Em termos de vazões, as condições são convergentes para todas as superfícies de resposta avaliadas, indicando que os

maiores fatores de recuperação são obtidos, para o segundo ano, quando se tem as maiores vazões de injeção de água (300 m<sup>3</sup>/dia) e gás (40.000 m<sup>3</sup>/dia). Entretanto, as condições não são convergentes para o tempo de ciclo, uma vez que a combinação do maior tempo de ciclo (6 meses) com a maior vazão de gás e do tempo de ciclo intermediário (3 meses) com a maior vazão de água, são as que resultam em maximização do fator de recuperação neste período.

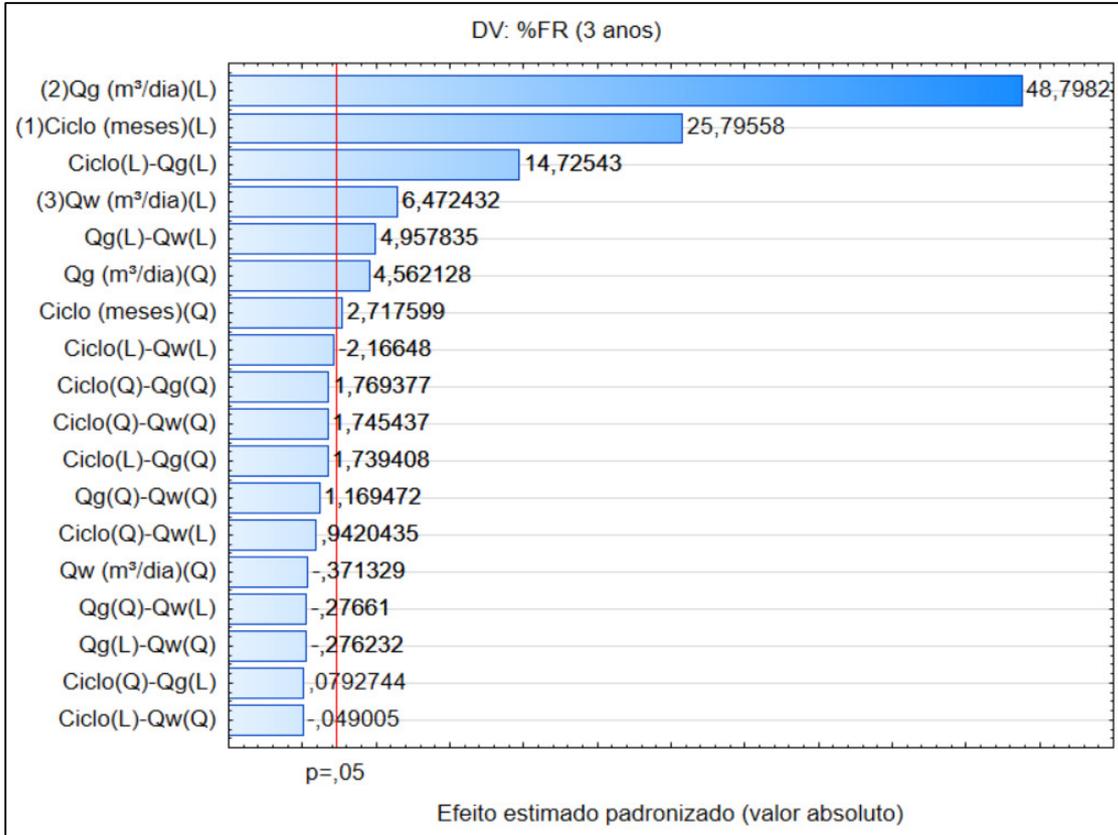
Figura 5.18 – Superfícies de resposta para o segundo ano de projeto, com as seguintes interações: (a) tempo de ciclo e vazão de gás; (b) tempo de ciclo e vazão de água e (c) vazão de água e a vazão de gás.



O diagrama de Pareto para o terceiro ano é mostrado na Figura 5.19, indicando novamente que a vazão de gás é o parâmetro individual mais importante. O

comportamento indicado para o tempo de ciclo se mantém, com influência positiva à mudança dos níveis, em relação ao diagrama de Pareto para o ano anterior.

Figura 5.19 – Diagrama de Pareto para o terceiro ano do processo WAG.



Avaliando o diagrama de Pareto para o terceiro ano, verifica-se que as interações estatisticamente significativas dos parâmetros são entre tempo de ciclo e a vazão de gás, bem como entre as vazões de gás e de água. Também foi avaliada a interação entre o tempo de ciclo e da vazão de água, que ficou no limiar da significância estatística, para auxiliar na compreensão do processo. As três superfícies de resposta de interação entre os parâmetros são mostradas na Figura 5.20.

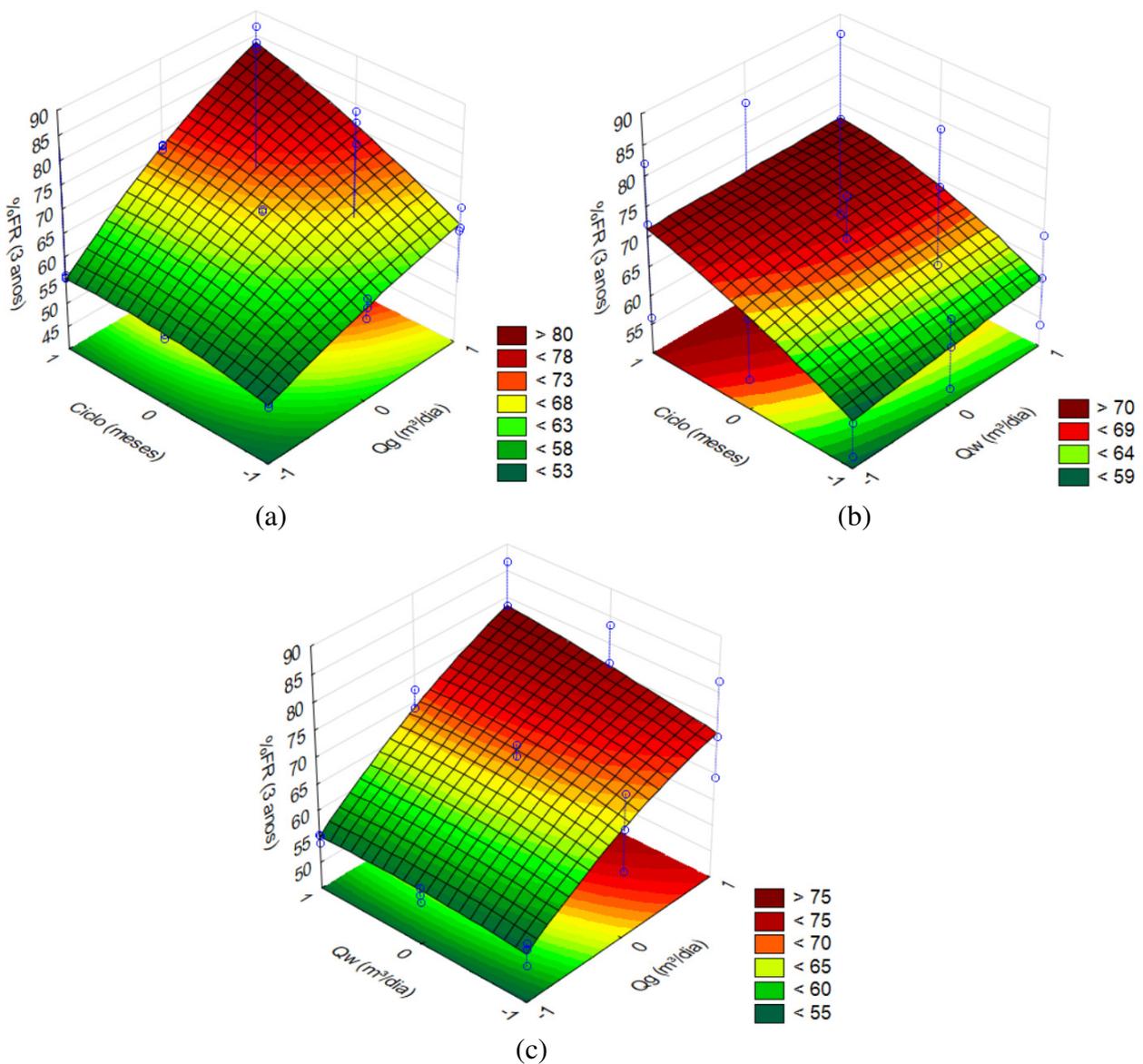
A partir da superfície de resposta da interação do tempo de ciclo com a vazão de gás (Figura 5.20a), verifica-se que o maior fator de recuperação foi obtido para a combinação do maior tempo de ciclo (6 meses) com a maior vazão de gás (40.000 m³/dia). Da mesma forma, também é possível verificar que o tempo de ciclo é mais influente para as maiores vazões, pois a inclinação da superfície vai se acentuando à medida que vai se dirigindo à região correspondente à maior vazão.

Para a superfície de resposta da interação entre o tempo de ciclo e a vazão de água (Figura 5.20b), verifica-se que o maior fator de recuperação é obtido para o maior tempo

de ciclo (6 meses) e a maior vazão de água (300 m<sup>3</sup>/dia). Mas para cada tempo de ciclo, a elevação na vazão de água repercute em pouco incremento no fator de recuperação.

Finalizando a avaliação do terceiro ano, a superfície de resposta da interação entre as vazões de água e gás (Figura 5.20c) indica que o maior fator de recuperação é obtido quando se injeta a maior vazão de água (300 m<sup>3</sup>/dia) e a maior vazão de gás (40.000 m<sup>3</sup>/dia).

Figura 5.20 – Superfícies de resposta para o terceiro ano de projeto, com as seguintes interações: (a) tempo de ciclo e vazão de gás; (b) tempo de ciclo e vazão de água e (c) vazão de água e a vazão de gás.

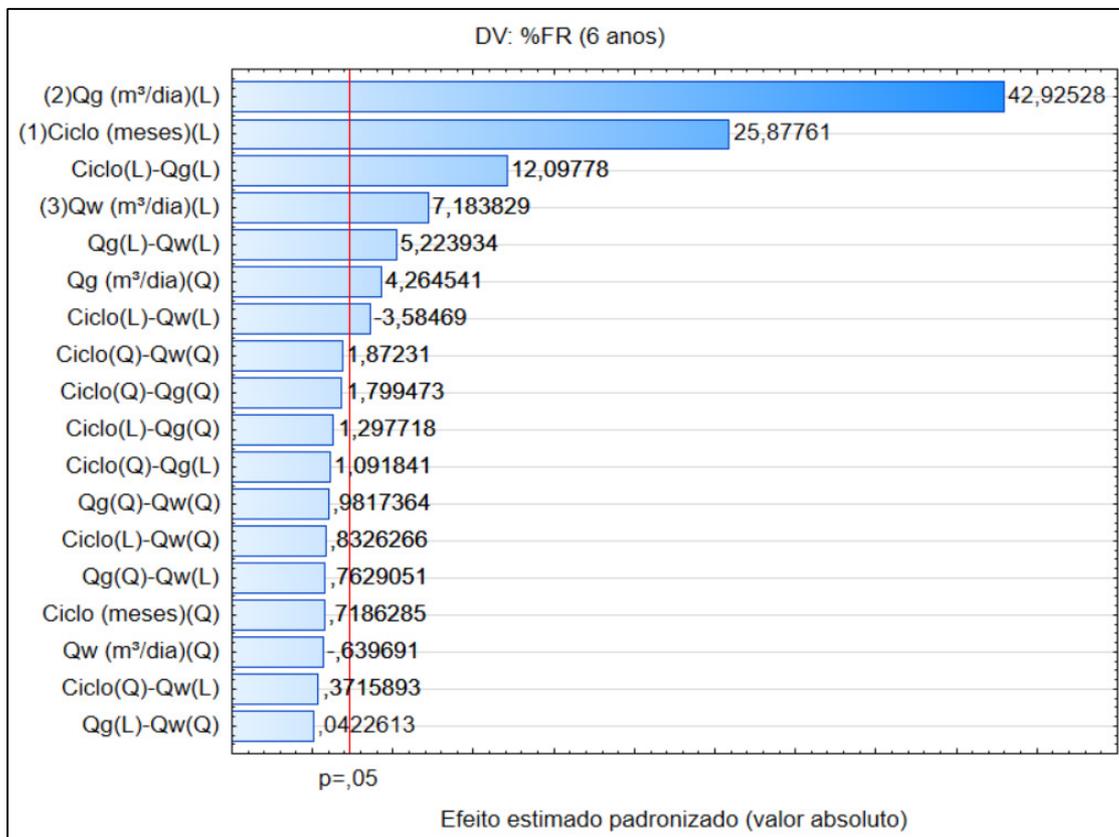


Portanto, para o terceiro ano, as condições de maximização do fator de recuperação são convergentes para as três superfícies de resposta avaliadas, ou seja, maior tempo de

ciclo (6 meses), com maior vazão de injeção de gás (40.000 m<sup>3</sup>/dia) e maior vazão de água (300 m<sup>3</sup>/dia).

Para o sexto ano de projeto, a Figura 5.21 mostra o diagrama de Pareto, que repete a indicação de todos os anos anteriores de que a vazão de injeção de gás é o parâmetro individualmente mais influente. Para as interações entre os parâmetros, são estatisticamente significativas as interações entre: tempo de ciclo e vazão de gás, tempo de ciclo e vazão de água, e as vazões de água e gás. As superfícies de resposta para essas interações são mostradas na Figura 5.22.

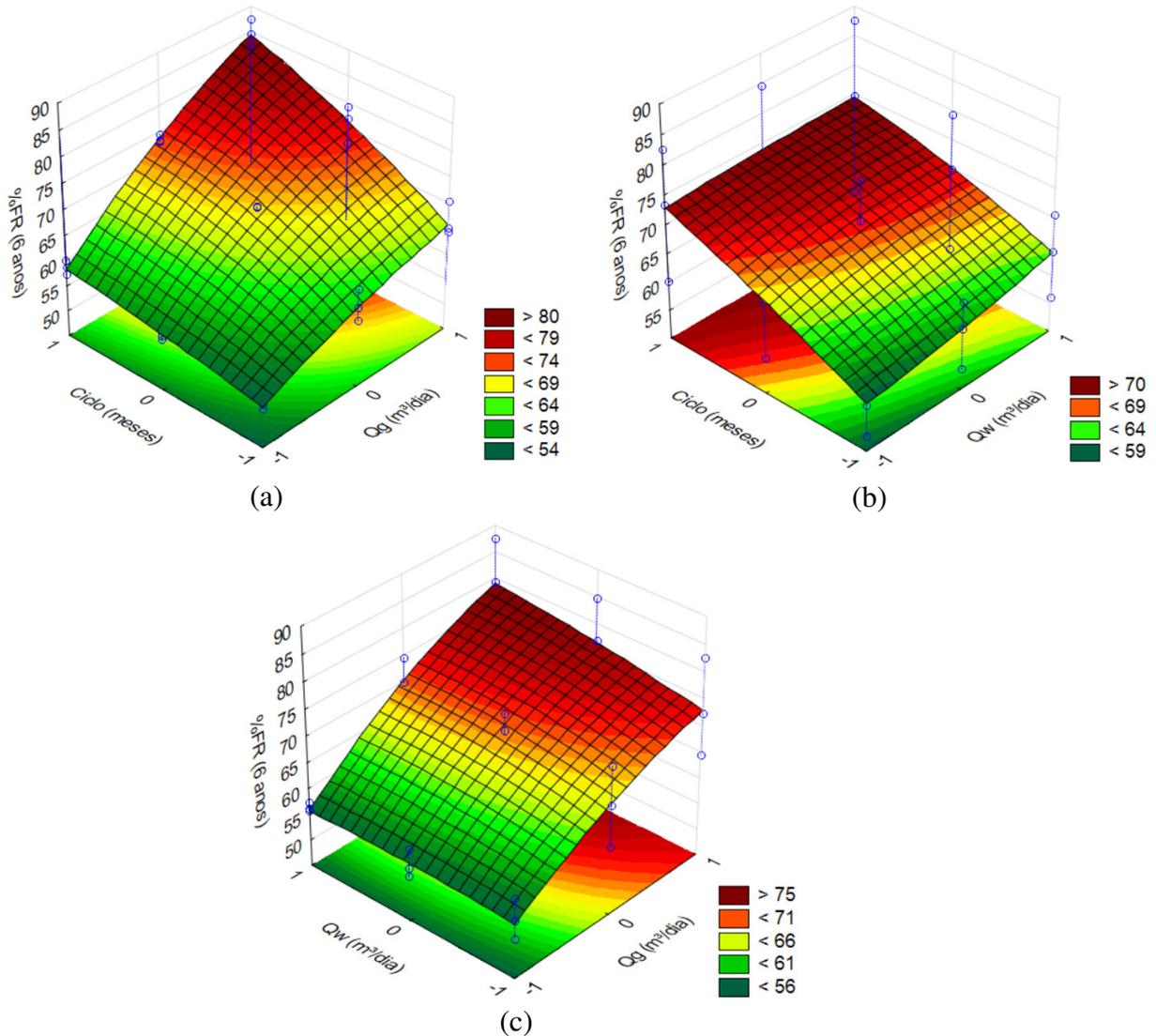
Figura 5.21 – Diagrama de Pareto para o sexto ano do processo WAG.



Para a superfície de resposta da interação entre o tempo de ciclo e a vazão de gás (Figura 5.22a), verifica-se novamente que o maior fator de recuperação é obtido para o maior tempo de ciclo (6 meses), com a maior vazão de injeção de gás (40.000 m<sup>3</sup>/dia). Da mesma forma, para a superfície de resposta da interação entre o tempo de ciclo e a vazão de água (Figura 5.22b), verifica-se que o maior fator de recuperação acontece para o maior tempo de ciclo (6 meses), combinado com a maior vazão de água (300 m<sup>3</sup>/dia).

Por fim, avaliando a superfície de resposta da interação entre as vazões de água e gás (Figura 5.22c), verifica-se que o maior fator de recuperação é obtido para o maior nível da vazão de água (300 m<sup>3</sup>/dia) e da vazão de gás (40.000 m<sup>3</sup>/dia).

Figura 5.22 – Superfícies de resposta para o sexto ano de projeto, com as seguintes interações: (a) tempo de ciclo e vazão de gás; (b) tempo de ciclo e vazão de água e (c) vazão de água e a vazão de gás.



Assim, a maximização do fator de recuperação foi obtida, para o sexto ano, quando adotado o maior tempo de ciclo (6 meses), com a maior vazão de injeção de gás (40.000 m<sup>3</sup>/dia) e maior vazão de injeção de água (300 m<sup>3</sup>/dia).

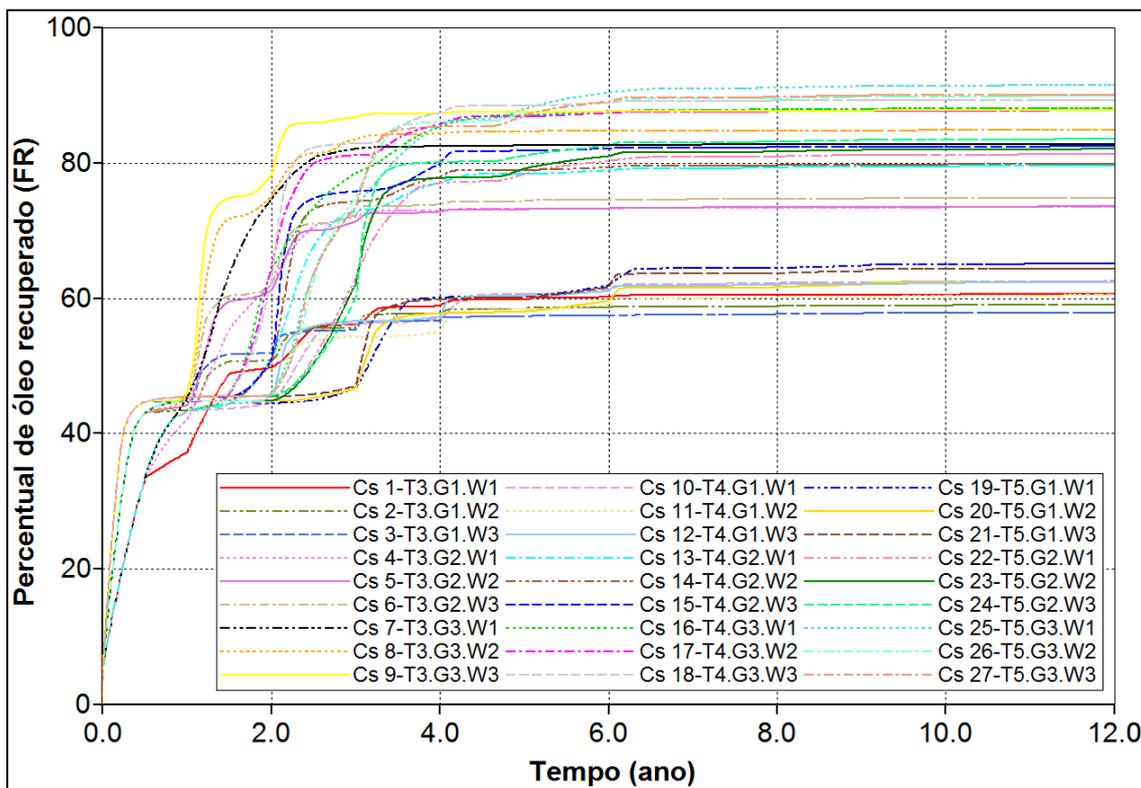
A partir da verificação de que o maior tempo de ciclo resultava em maior fator de recuperação, foram mantidas as mesmas vazões de teste e o maior tempo de ciclo

anteriormente testado (6 meses), mas optou-se por introduzir dois novos tempos de ciclo (12 meses e 18 meses) para verificar se a conclusão se mantinha para esses novos períodos. Os novos parâmetros e níveis são mostrados na Tabela 5.5 e os 27 casos resultantes da combinação deles são mostrados na Figura 5.23, também para um tempo de projeto de 12 anos.

Tabela 5.5 – Parâmetros e níveis avaliados na análise de sensibilidade do processo WAG, com os tempos de ciclo ampliados.

| Parâmetros             | -1         | 0           | +1          |
|------------------------|------------|-------------|-------------|
| Tempo de ciclo (meses) | 6 (T3)     | 12 (T4)     | 18 (T5)     |
| Vazão de gás (m³/dia)  | 8.000 (G1) | 24.000 (G2) | 40.000 (G3) |
| Vazão de água (m³/dia) | 100 (W1)   | 200 (W2)    | 300 (W3)    |

Figura 5.23 – Fatores de recuperação obtidos para 27 casos do planejamento fatorial completo do processo WAG, em 12 anos de projeto, com os tempos de ciclo ampliados.



Para os tempos de ciclo testados anteriormente, a avaliação foi realizada para os três primeiros anos do ciclo, em intervalos anuais, e para o 6º ano, uma vez que cada ano era tempo suficiente para que todos os ciclos fossem completamente executados. No caso dessa nova avaliação, como o maior ciclo (18 meses) necessita de 3 anos para ser completado, e alguns casos ainda registram alguma variação após 6 anos de projeto,

decidiu-se por realizar a avaliação dos nove primeiros anos de projeto, em intervalos trienais.

A partir dessa definição, a Tabela 5.6 apresenta os fatores de recuperação obtidos, em cada intervalo trienal, para os 27 casos simulados e que foram utilizados para a elaboração dos diagramas de Pareto.

Tabela 5.6 – Casos simulados para o processo WAG de tempos de ciclo ampliados, e respectivos fatores de recuperação obtidos para os 9 primeiros anos, em intervalos trienais.

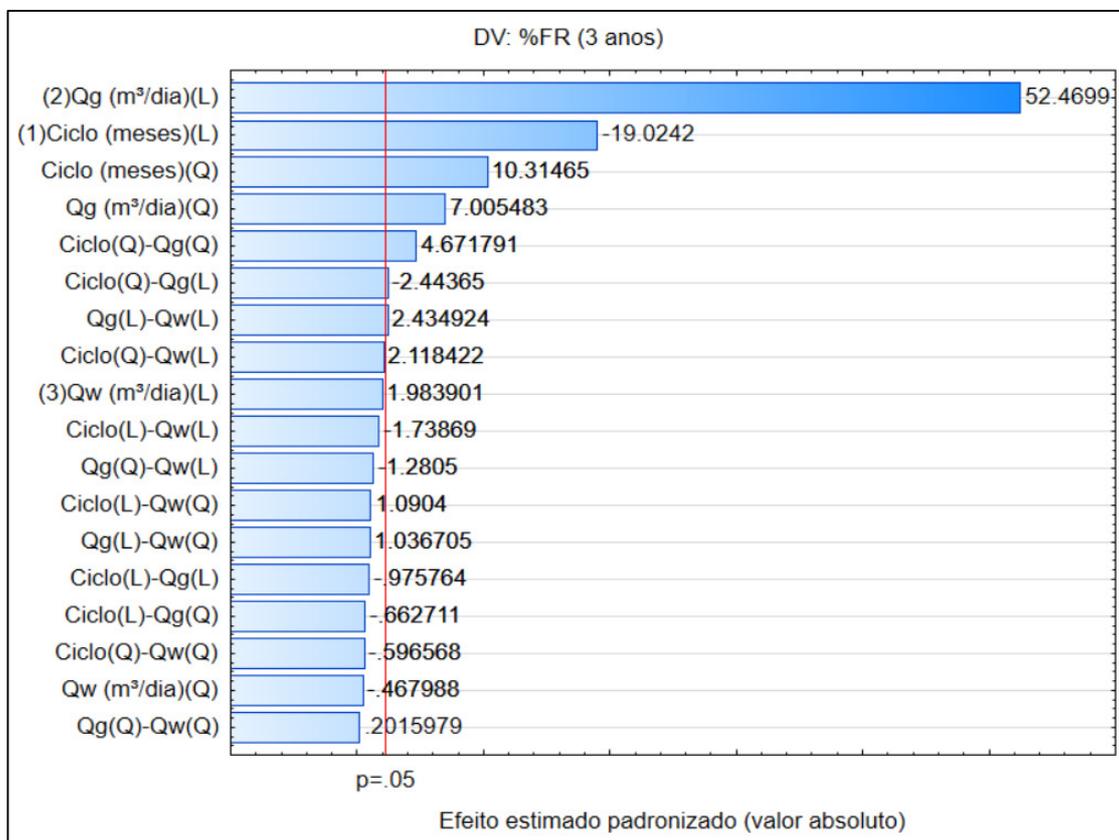
|         | Tempo ciclo | Vazão gás | Vazão água | Fatores de recuperação (%) |        |        |
|---------|-------------|-----------|------------|----------------------------|--------|--------|
|         |             |           |            | 3 anos                     | 6 anos | 9 anos |
| Caso 25 | T5          | G3        | W1         | 73,59                      | 90,38  | 91,34  |
| Caso 27 | T5          | G3        | W3         | 73,51                      | 89,07  | 89,94  |
| Caso 26 | T5          | G3        | W2         | 74,87                      | 88,93  | 89,74  |
| Caso 18 | T4          | G3        | W3         | 82,88                      | 88,92  | 89,24  |
| Caso 16 | T4          | G3        | W1         | 78,47                      | 87,63  | 87,98  |
| Caso 9  | T3          | G3        | W3         | 86,75                      | 87,59  | 87,72  |
| Caso 17 | T4          | G3        | W2         | 81,14                      | 87,35  | 87,67  |
| Caso 8  | T3          | G3        | W2         | 83,50                      | 84,70  | 84,78  |
| Caso 24 | T5          | G2        | W3         | 60,09                      | 82,53  | 83,36  |
| Caso 7  | T3          | G3        | W1         | 82,06                      | 82,62  | 82,75  |
| Caso 15 | T4          | G2        | W3         | 75,79                      | 82,11  | 82,36  |
| Caso 23 | T5          | G2        | W2         | 62,11                      | 80,97  | 81,90  |
| Caso 22 | T5          | G2        | W1         | 62,91                      | 80,27  | 81,16  |
| Caso 14 | T4          | G2        | W2         | 74,30                      | 79,33  | 79,71  |
| Caso 13 | T4          | G2        | W1         | 72,86                      | 78,90  | 79,44  |
| Caso 6  | T3          | G2        | W3         | 72,28                      | 74,53  | 74,73  |
| Caso 5  | T3          | G2        | W2         | 71,37                      | 73,28  | 73,51  |
| Caso 4  | T3          | G2        | W1         | 72,13                      | 73,26  | 73,38  |
| Caso 19 | T5          | G1        | W1         | 46,74                      | 61,91  | 64,79  |
| Caso 21 | T5          | G1        | W3         | 47,11                      | 61,62  | 64,01  |
| Caso 10 | T4          | G1        | W1         | 56,31                      | 61,28  | 62,41  |
| Caso 12 | T4          | G1        | W3         | 56,62                      | 61,03  | 62,14  |
| Caso 20 | T5          | G1        | W2         | 46,71                      | 59,59  | 62,00  |
| Caso 1  | T3          | G1        | W1         | 56,19                      | 60,18  | 60,51  |
| Caso 11 | T4          | G1        | W2         | 54,27                      | 59,04  | 60,29  |
| Caso 2  | T3          | G1        | W2         | 55,68                      | 58,69  | 58,90  |
| Caso 3  | T3          | G1        | W3         | 55,36                      | 57,42  | 57,77  |

A Figura 5.24 apresenta o diagrama de Pareto para o terceiro ano de projeto, considerando os tempos de ciclo ampliados. Em comportamento semelhante ao que ocorreu para os tempos de ciclo inicialmente considerados, a variável individualmente mais influente no processo WAG foi a vazão de gás. Da mesma forma, o tempo de ciclo,

para este primeiro momento, apresenta influência negativa no processo, indicando que a mudança em seu nível resulta em redução no fator de recuperação. Individualmente, a vazão de água não apresentou significância estatística nem para sua componente linear e nem para a quadrática, indicando pouca influência deste parâmetro no processo.

A partir do diagrama de Pareto também é possível verificar que as interações estatisticamente significativas entre os parâmetros ocorreram entre o tempo de ciclo e a vazão de gás, bem como entre as vazões de água e de gás, para as quais foram construídas as superfícies de resposta mostradas na Figura 5.25.

Figura 5.24 – Diagrama de Pareto para o terceiro ano do processo WAG, com tempos de ciclo ampliados.

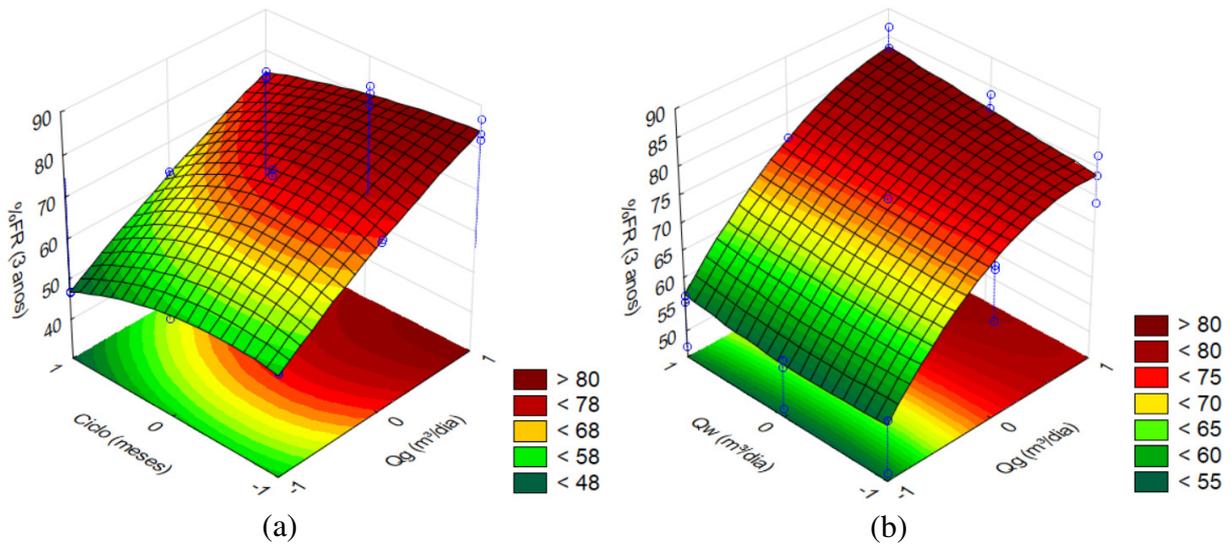


Para a superfície de resposta da interação entre o tempo de ciclo e a vazão de gás (Figura 5.25a), constata-se que o maior fator de recuperação é obtido quando se combina o menor tempo de ciclo (6 meses) com a maior vazão de injeção de gás (40.000 m³/dia). Também é possível observar que para cada vazão de gás a redução no tempo de ciclo provoca pequenos incrementos no fator de recuperação. Entretanto, quando se observa

cada tempo de ciclo, o incremento na vazão de gás provoca maior aumento no fator de recuperação, em função da inclinação da superfície de resposta naquela direção.

Para a superfície de resposta da interação entre as vazões de água e de gás (Figura 5.25b), verifica-se que o maior fator de recuperação é obtido na condição de maior vazão de injeção de água (300 m<sup>3</sup>/dia) e de maior vazão de injeção de gás (40.000 m<sup>3</sup>/dia). Constata-se também, da mesma forma que era indicado no diagrama de Pareto, que a vazão de gás possui grande influência no fator de recuperação, uma vez que, para cada vazão de água considerada, o aumento da vazão de gás provoca significativos incrementos no fator de recuperação, conforme observado na inclinação da superfície de resposta. Por outro lado, para cada vazão de gás, o aumento da vazão de água provoca incrementos pequenos no fator de recuperação.

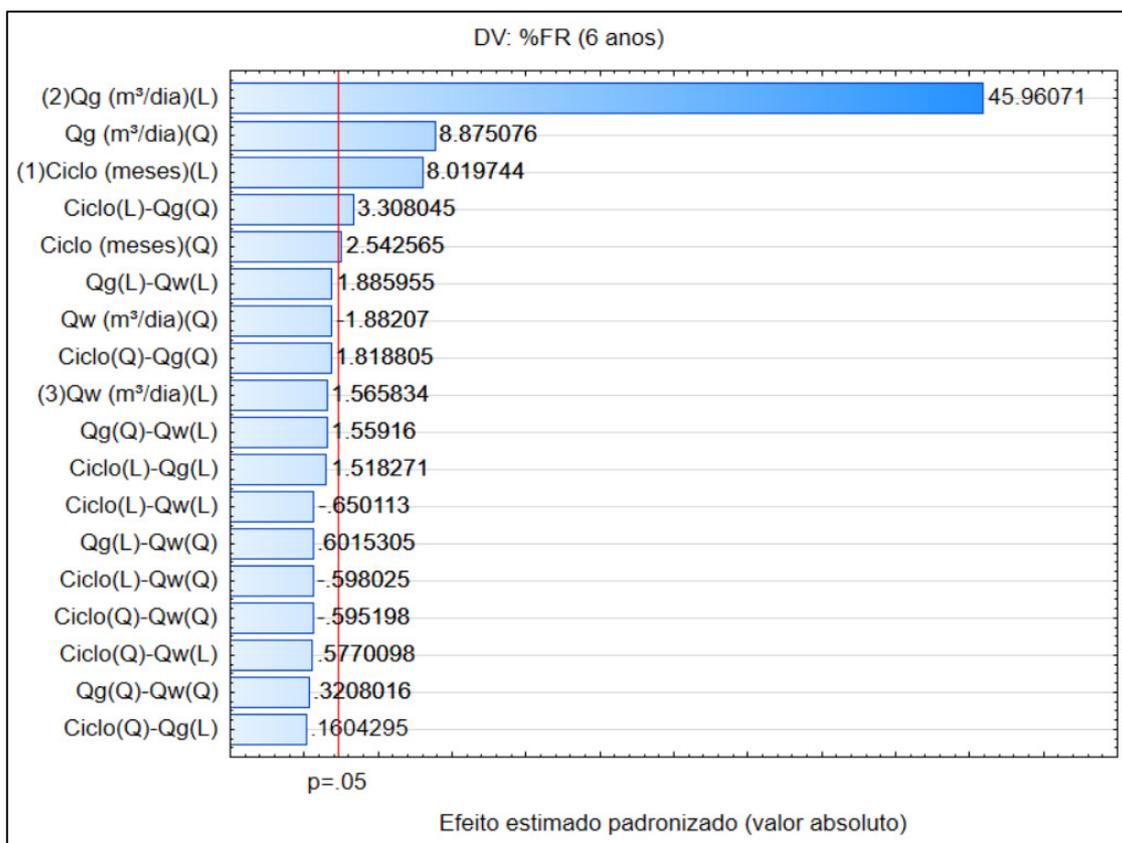
Figura 5.25 – Superfícies de resposta para o terceiro ano de projeto, com as interações entre (a) tempo de ciclo e vazão de gás e (b) vazão de água e a vazão de gás.



A Figura 5.26 apresenta o diagrama de Pareto para o sexto ano do processo WAG, considerando os tempos de ciclo ampliados, onde novamente se constata que a vazão de gás é o parâmetro individualmente mais influente do processo. Diferente do período anterior, a influência do tempo de ciclo passa a ser positiva, indicando que a mudança nos níveis favorece o incremento do fator de recuperação. Novamente, a vazão de água não apresentou significância estatística, indicando que este parâmetro não possui muita influência no processo.

Ainda verificando o diagrama de Pareto da Figura 5.26, verifica-se que a interação entre o tempo de ciclo e a vazão de gás foi a única estatisticamente significativa. Embora a interação entre as vazões de água e gás não tenha sido estatisticamente significativa, optou-se por incluí-la na análise, para facilitar a compreensão da evolução do processo. As superfícies de resposta geradas para essas interações dos parâmetros são mostradas na Figura 5.27.

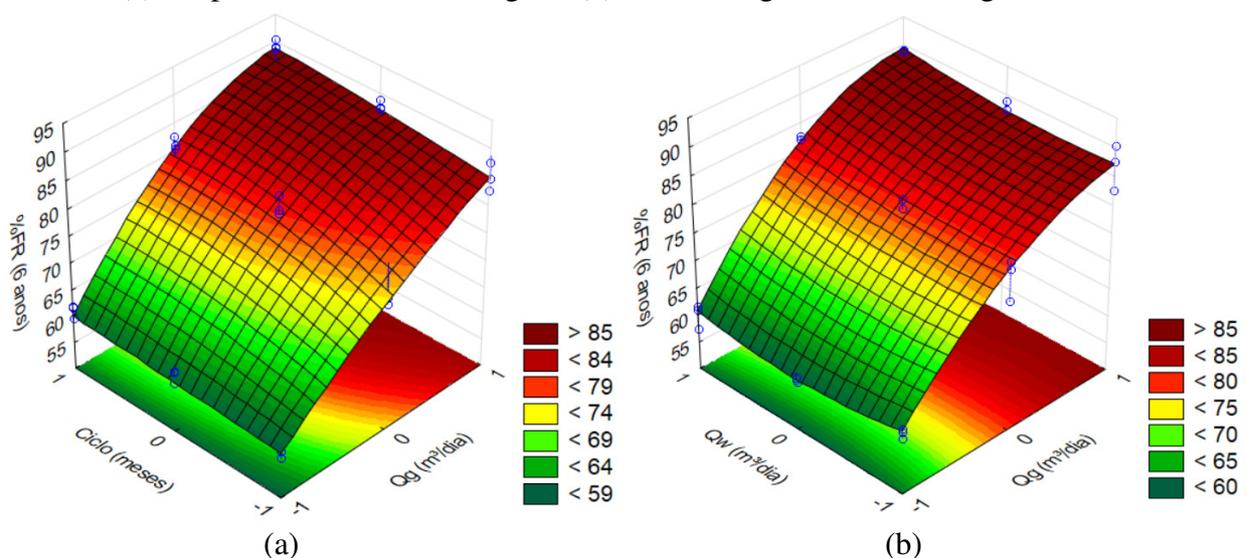
Figura 5.26 – Diagrama de Pareto para o sexto ano do processo WAG, com tempos de ciclo ampliados.



A partir da superfície de resposta da interação entre o tempo de ciclo e a vazão de gás (Figura 5.27a), verifica-se que o maior fator de recuperação é obtido na condição de maior tempo de ciclo (18 meses) e maior vazão de injeção de gás (40.000 m³/dia). Para cada tempo de ciclo, a mudança no nível da vazão de gás provoca aumento significativo no fator de recuperação, conforme pode ser observado através da inclinação da superfície de resposta naquele sentido. Entretanto, mantidos os níveis da vazão de injeção de gás, o incremento nos tempos de ciclo provoca pouco crescimento no fator de recuperação, que é ainda menor quando observado em relação à menor vazão de injeção de gás.

Avaliando a superfície de resposta da interação entre as vazões de água e gás (Figura 5.27b), é possível verificar que o maior fator de recuperação é fruto da combinação da maior vazão de água (300 m<sup>3</sup>/dia) com a maior vazão de gás (40.000 m<sup>3</sup>/dia). Entretanto, quando consideradas a maior e a menor vazão de gás, a tendência do fator de recuperação é quadrática negativa para a mudança nos níveis da vazão de água. Já para a vazão de gás intermediária (20.000 m<sup>3</sup>/dia), o fator de recuperação é crescente para as mudanças de nível da vazão de água. Quando se observa cada nível da vazão de injeção de água, a mudança do primeiro para o segundo nível da vazão de gás provoca um incremento significativo no fator de recuperação, que é menor quando o incremento acontece do segundo para o terceiro nível.

Figura 5.27 – Superfícies de resposta para o terceiro ano de projeto, com as interações entre (a) tempo de ciclo e vazão de gás e (b) vazão de água e a vazão de gás.



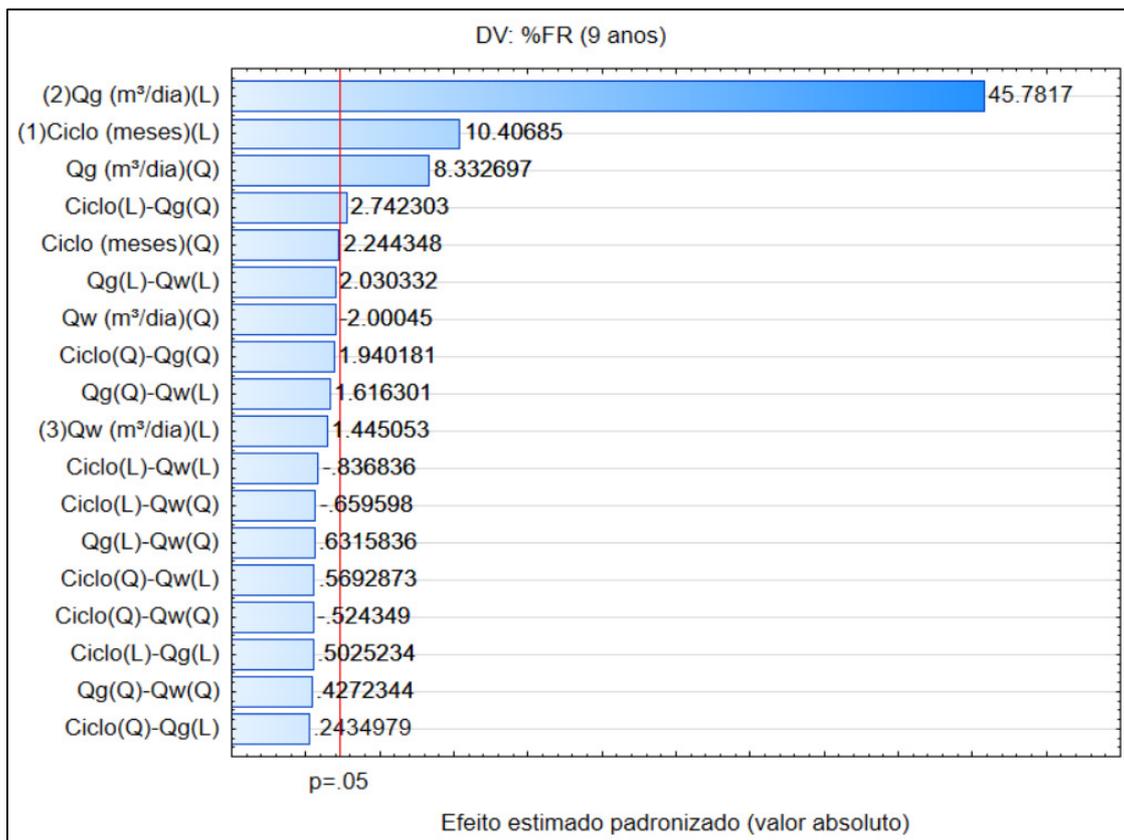
Por fim, a Figura 5.28 apresenta o diagrama de Pareto para o nono ano do processo WAG, onde é possível verificar que a vazão de injeção de gás permanece sendo o parâmetro individualmente mais influente no processo. Também é possível observar que a influência do tempo de ciclo no fator de recuperação é positiva, como no período anterior, indicando que a mudança no nível deste parâmetro favorece o aumento no fator de recuperação. Novamente, a injeção de água, individualmente, não possui componente estatisticamente significativa no processo.

Em relação às interações dos parâmetros, é possível verificar no diagrama que apenas a interação entre o tempo de ciclo e a injeção de gás é estatisticamente significativa. Contudo, mantendo o procedimento realizado anteriormente, será incluída

a interação entre as vazões de água e gás, para auxiliar na compreensão do processo. Para verificar essas interações foram construídas as superfícies de resposta mostradas na Figura 5.29.

A partir da superfície de resposta da interação entre o tempo de ciclo e a vazão de gás (Figura 5.29a), verifica-se que o maior fator de recuperação é obtido da combinação do maior tempo de ciclo (18 meses) com a maior vazão de gás (40.000 m<sup>3</sup>/dia). O comportamento da superfície de resposta é análogo ao verificado para o período anterior, com maior influência da vazão de gás no fator de recuperação do que do tempo de ciclo.

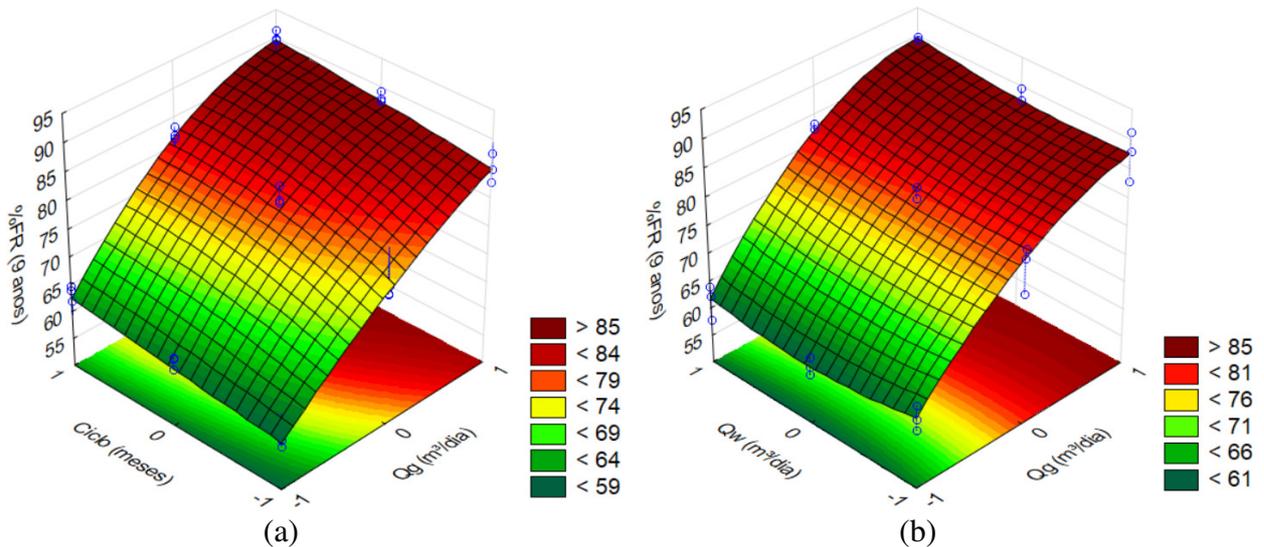
Figura 5.28 – Diagrama de Pareto para o nono ano do processo WAG, com tempos de ciclo ampliados.



Para a superfície de resposta da interação entre as vazões de água e gás (Figura 5.29b), verifica-se que o maior fator de recuperação é obtido em função da maior vazão de injeção de água (300 m<sup>3</sup>/dia), combinada com a maior vazão de injeção de gás (40.000 m<sup>3</sup>/dia). O comportamento da superfície de resposta também se manteve semelhante ao observado no período anterior, com a vazão de injeção de água apresentando baixa influência no fator de recuperação e comportamento quadrático negativo, enquanto a

vazão de injeção de gás apresenta muita influência no fator de recuperação e comportamento crescente, embora quadrático.

Figura 5.29 – Superfícies de resposta para o nono ano de projeto, com as interações entre (a) tempo de ciclo e vazão de gás e (b) vazão de água e a vazão de gás.



Ao final, avaliando-se os dois planejamentos fatoriais realizados, constata-se que, para o primeiro deles, o caso em que se obtém a maior recuperação de óleo é o caso em que foi adotado o maior intervalo de injeção (6 meses), com maiores vazões de injeção de gás (40.000 m<sup>3</sup>/dia) e de água (300 m<sup>3</sup>/dia), em que se recuperou 87,59% do óleo. Quando mantidas as mesmas vazões e aumentados os tempos de ciclo para o WAG, o melhor caso passou a ser o de maior intervalo de injeção (18 meses), novamente com as maiores vazões de injeção de gás e de água, onde foi recuperado 89,94% do óleo do reservatório, o que reforça a constatação de que o aumento no ciclo de injeção é positivo para o processo.

A Figura 5.30 mostra que, ao final do tempo de projeto, quanto maior o tempo de ciclo (tamanho da golfada ou *slug*), maior a eficiência de varrido do WAG no reservatório, pois favorece a estabilidade da frente de deslocamento e o varrido microscópico do ciclo de injeção de gás, deixando menos óleo no reservatório. Os ciclos mais curtos de injeção também favorecem a segregação gravitacional do gás, prejudicando mais uma vez o varrido microscópico do método, pois compromete o alcance do gás no interior do reservatório.

Como as vazões de água e gás estão sujeitas a variações nos valores de pressão e temperatura para a determinação de seu valor em condições de reservatório,

diferentemente das condições padrão, que são fixas, foram levantadas as curvas de vazão de gás e água para aquelas condições, conforme exemplos mostrados na Figura 5.31, com o intuito de determinar a relação do WAG (*WAG ratio*) de cada caso avaliado nos planejamentos. Com os valores médios dessas vazões, foram levantados os dados mostrados na Tabela 5.7.

Figura 5.30 – Saturação de óleo remanescente no reservatório ao final dos 12 anos de projeto, considerando os cinco tempos de ciclo testados para o WAG.

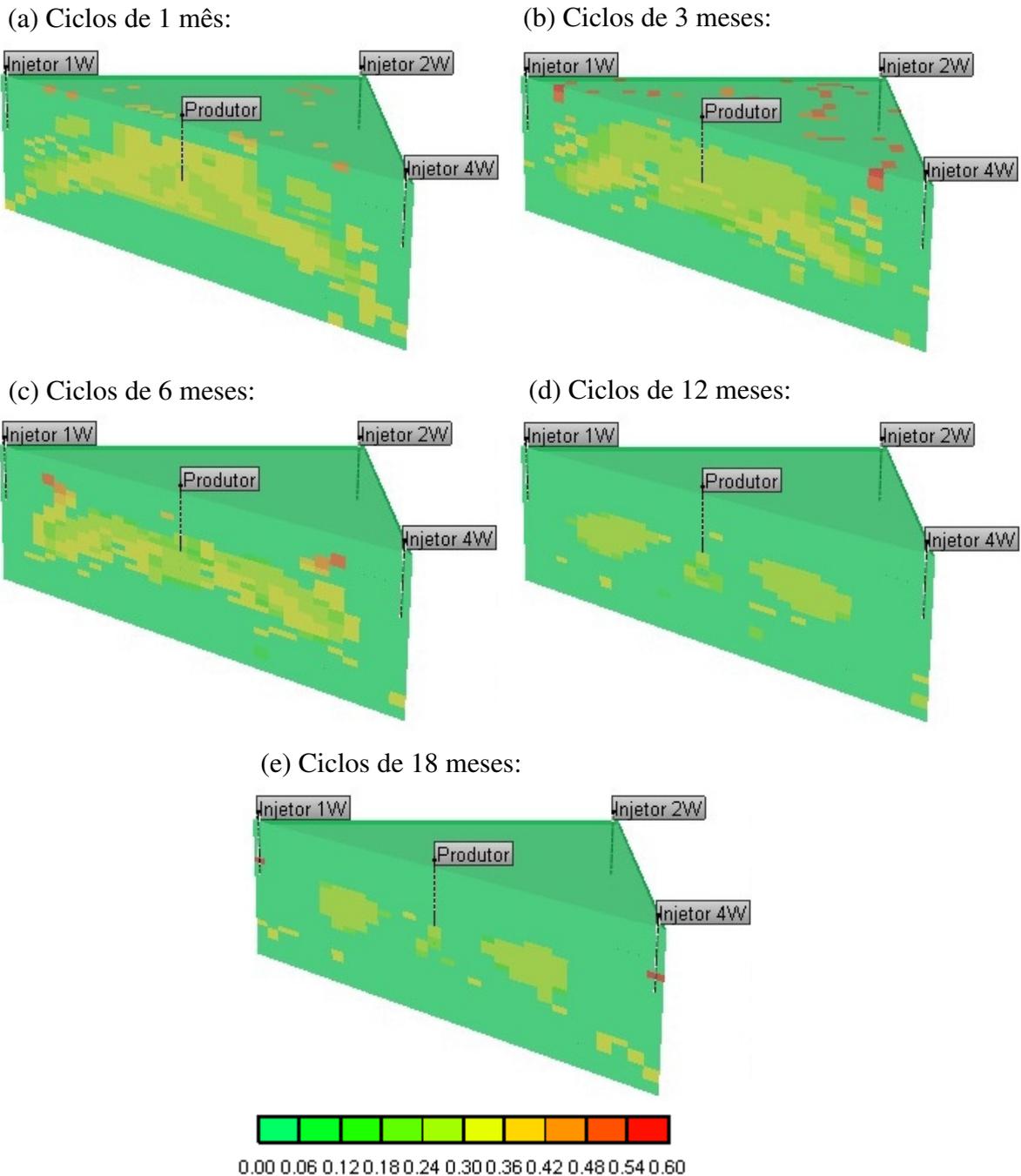
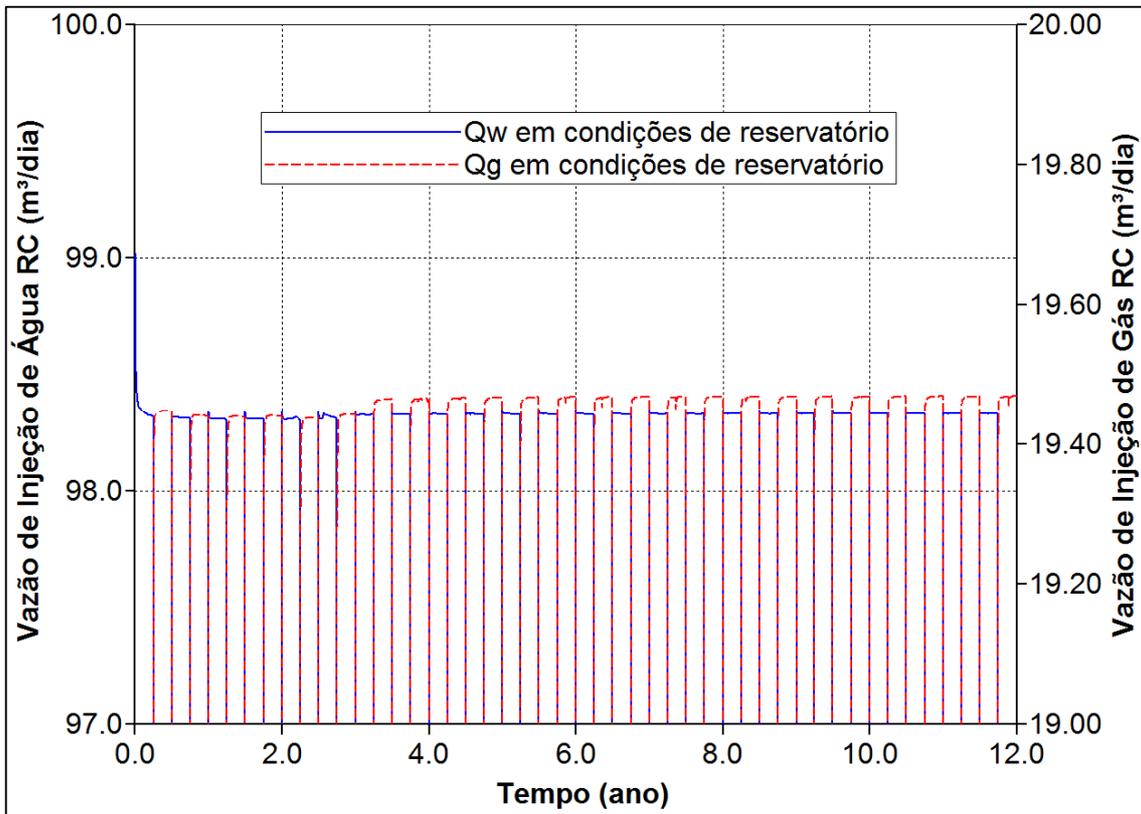


Figura 5.31 – Vazões de injeção de 100 m<sup>3</sup>/dia de água e de 8.000 m<sup>3</sup>/dia de gás, em condições de reservatório.



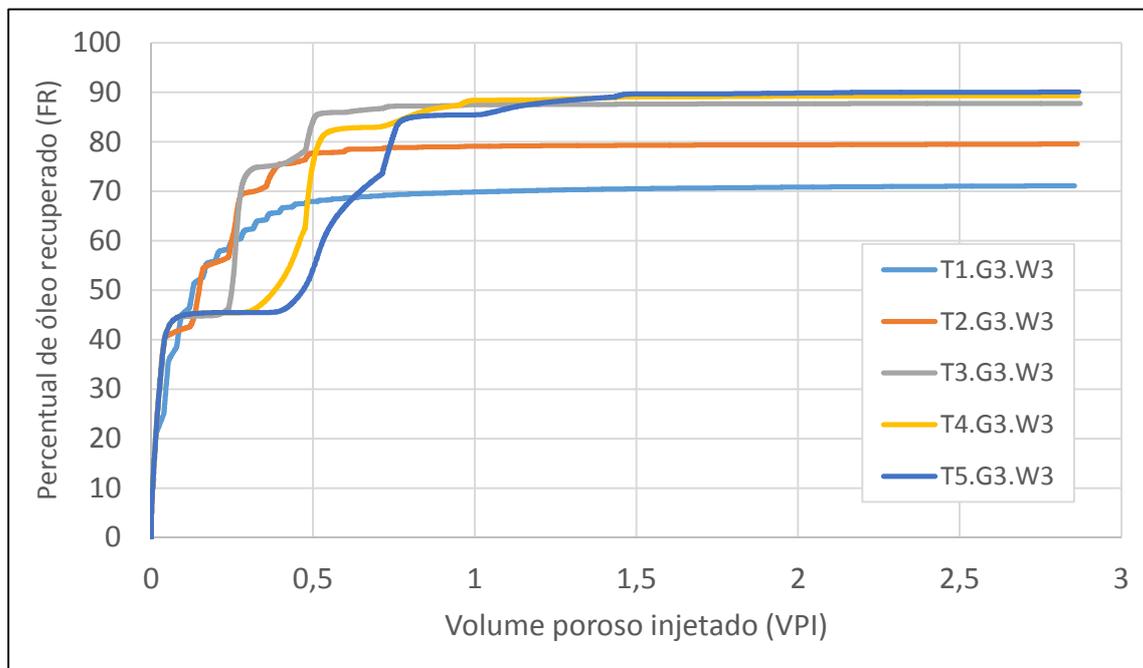
Além da análise temporal, foi realizada uma avaliação em termos dos volumes porosos injetados para o processo WAG. Entretanto, como foram investigados um total de 54 casos, foi realizada uma comparação inicial considerando as maiores vazões de água (300 m<sup>3</sup>/dia) e gás (40.000 m<sup>3</sup>/dia), mas com os diferentes ciclos de injeção, que foi a configuração de vazões que resultou no maior fator de recuperação para os ciclos curtos.

Tabela 5.7 – Relações WAG para os casos avaliados.

| Condições padrão (superfície) |                          | Condições de reservatório |                          | Relação WAG, em RC |
|-------------------------------|--------------------------|---------------------------|--------------------------|--------------------|
| Qw (m <sup>3</sup> /dia)      | Qg (m <sup>3</sup> /dia) | Qw (m <sup>3</sup> /dia)  | Qg (m <sup>3</sup> /dia) |                    |
| 100                           | 8.000                    | 98,3                      | 19,4                     | 5,06 : 1           |
| 100                           | 24.000                   | 98,3                      | 58,2                     | 1,68 : 1           |
| 100                           | 40.000                   | 98,3                      | 96,9                     | 1,01 : 1           |
| 200                           | 8.000                    | 196,6                     | 19,4                     | 10,13 : 1          |
| 200                           | 24.000                   | 196,6                     | 58,1                     | 3,38 : 1           |
| 200                           | 40.000                   | 196,6                     | 96,8                     | 2,03 : 1           |
| 300                           | 8.000                    | 294,8                     | 19,4                     | 15,19 : 1          |
| 300                           | 24.000                   | 294,8                     | 58,1                     | 5,07 : 1           |
| 300                           | 40.000                   | 294,8                     | 96,7                     | 3,04 : 1           |

A análise do fator de recuperação, em função do volume poroso injetado, é mostrada na Figura 5.32.

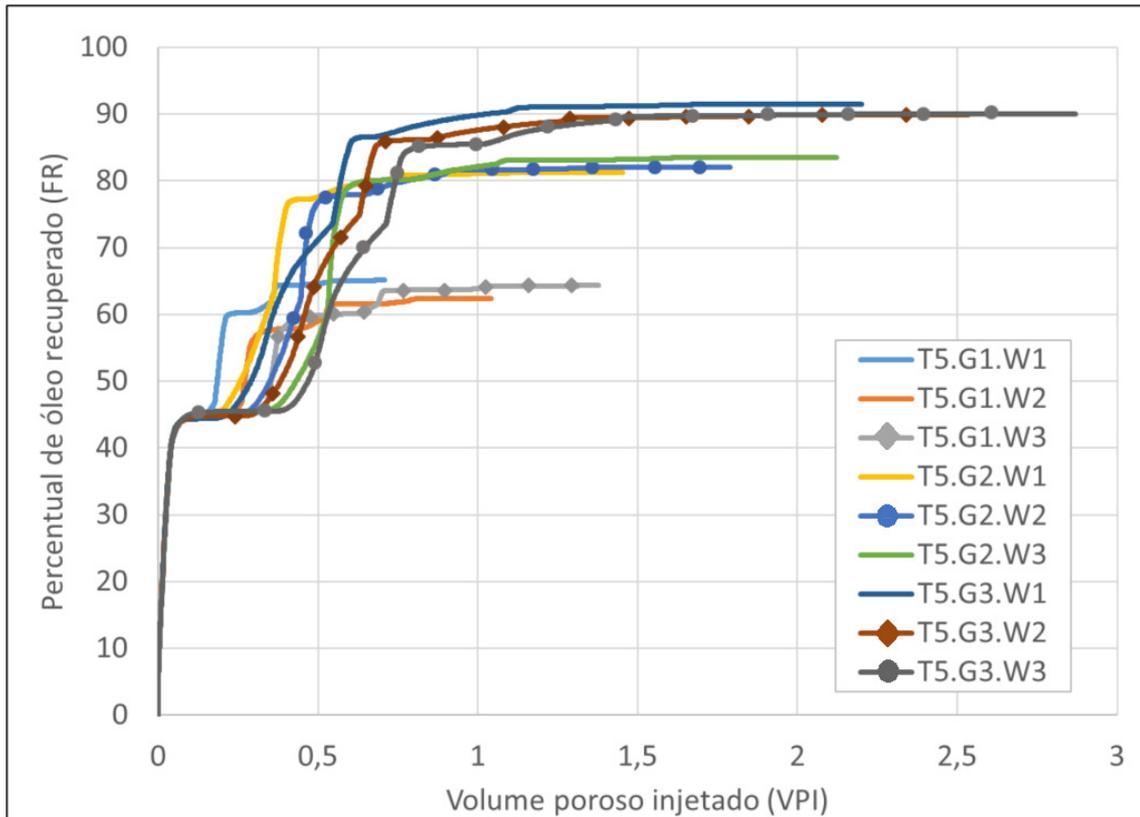
Figura 5.32 – Fator de recuperação em função do volume poroso injetado para o processo WAG com as maiores vazões de água e gás, mas com diferentes ciclos de injeção.



Com base na referida figura, verifica-se que, a partir de 1,5 volumes porosos injetados, não existe mudança significativa no fator de recuperação do processo. A partir de 1 volume poroso injetado, apenas o maior ciclo de injeção (T5) ainda registra mudança mais expressiva no fator de recuperação. Entretanto, com a injeção de 0,5 volume poroso, a opção de injetar com ciclo intermediário (T3) alcança 85% de recuperação, o que pode se mostrar uma boa opção, pois o melhor caso (T5.G3.W3) incrementa essa recuperação em 5 pontos percentuais, mediante a injeção do triplo de fluido (1,5 volumes porosos).

Ainda em termos dos volumes porosos injetados, foi realizada uma avaliação considerando o maior ciclo de injeção, de 18 meses (T5), mas variando as vazões de injeção nas 9 possibilidades, que coincidem com as combinações mostradas na Tabela 5.7 e cujo resultado é mostrado na Figura 5.33.

Figura 5.33 – Fator de recuperação em função do volume poroso injetado para o processo WAG com ciclo de injeção de 18 meses e as combinações de vazões testadas no planejamento experimental.



Observando as curvas geradas, verifica-se que a maioria delas estabilizou quando houve a injeção de 1 volume poroso, sendo que a combinação das menores vazões de injeção não chegou nem à injeção dessa quantidade de fluidos, tendo finalizado com apenas 0,7 volumes porosos.

Através das mesmas curvas, também é possível constatar que o maior fator de recuperação não é alcançado para as maiores vazões de injeção de água e gás, mas para a maior vazão de gás (40.000 m<sup>3</sup>/dia) e a menor vazão de água (100 m<sup>3</sup>/dia), que correspondem a uma taxa de WAG de aproximadamente 1:1, coincidindo com a taxa mais indicada na literatura para injeção, bem como com o melhor caso dos ciclos ampliados.

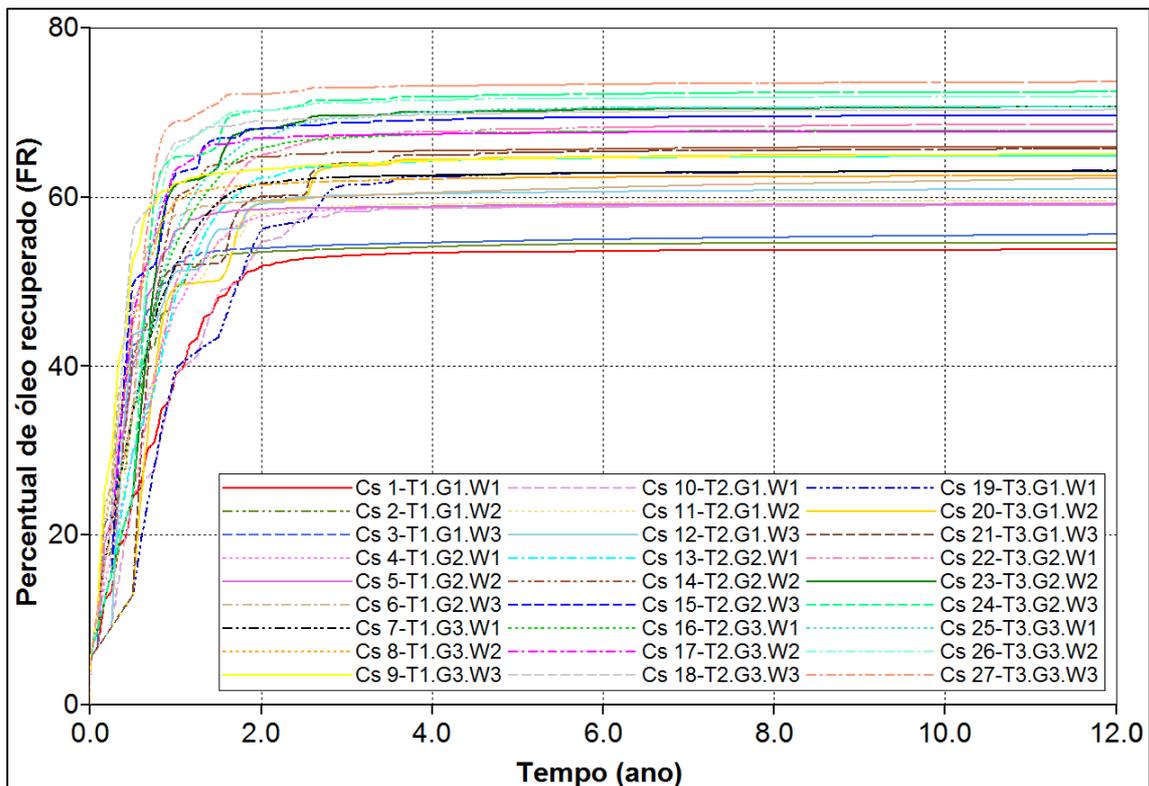
## 5.5 Injeção alternada de água e gás (WAG) com ciclo invertido

No item anterior, o processo de injeção alternada de água e gás (WAG) foi estudado levando-se em consideração que os ciclos eram iniciados com a injeção de água, seguida pela injeção de gás. Nessa etapa do estudo, a análise foi repetida, mas considerando uma inversão nesse ciclo de injeção, que agora inicia com gás e é seguido pela água. A partir das mesmas vazões utilizadas anteriormente para o WAG, obtidas a partir das avaliações prévias do reservatório com injeção de água e de gás, e dos mesmos tempos de ciclo testados anteriormente, cujos fatores e níveis são listados na Tabela 5.8, foram realizadas 27 simulações, onde as curvas obtidas para os fatores de recuperação são mostradas na Figura 5.34.

Tabela 5.8 – Parâmetros e níveis avaliados na análise de sensibilidade do WAG com ciclo invertido.

| Parâmetros                          | -1         | 0           | +1          |
|-------------------------------------|------------|-------------|-------------|
| Tempo de ciclo (meses)              | 1 (T1)     | 3 (T2)      | 6 (T3)      |
| Vazão de gás (m <sup>3</sup> /dia)  | 8.000 (G1) | 24.000 (G2) | 40.000 (G3) |
| Vazão de água (m <sup>3</sup> /dia) | 100 (W1)   | 200 (W2)    | 300 (W3)    |

Figura 5.34 – Fatores de recuperação obtidos para 27 casos do planejamento fatorial completo do processo WAG de ciclo de injeção invertido, em 12 anos de projeto.



A partir da referida figura, verifica-se as curvas se estabilizam em torno do 3º ano de projeto, ocorrendo apenas variações mínimas em alguns dos casos. Em comparação com o ciclo iniciado pela injeção de água, é possível constatar que a inversão no ciclo proporcionou menores recuperações de óleo, tendo o melhor caso recuperado 73,58% do óleo, quando o melhor caso do ciclo iniciado pela água recuperou 87,77%, ao final dos 12 anos de projeto, embora a estabilização das curvas tenha acontecido bem mais rapidamente do que na sequência de ciclo testada anteriormente.

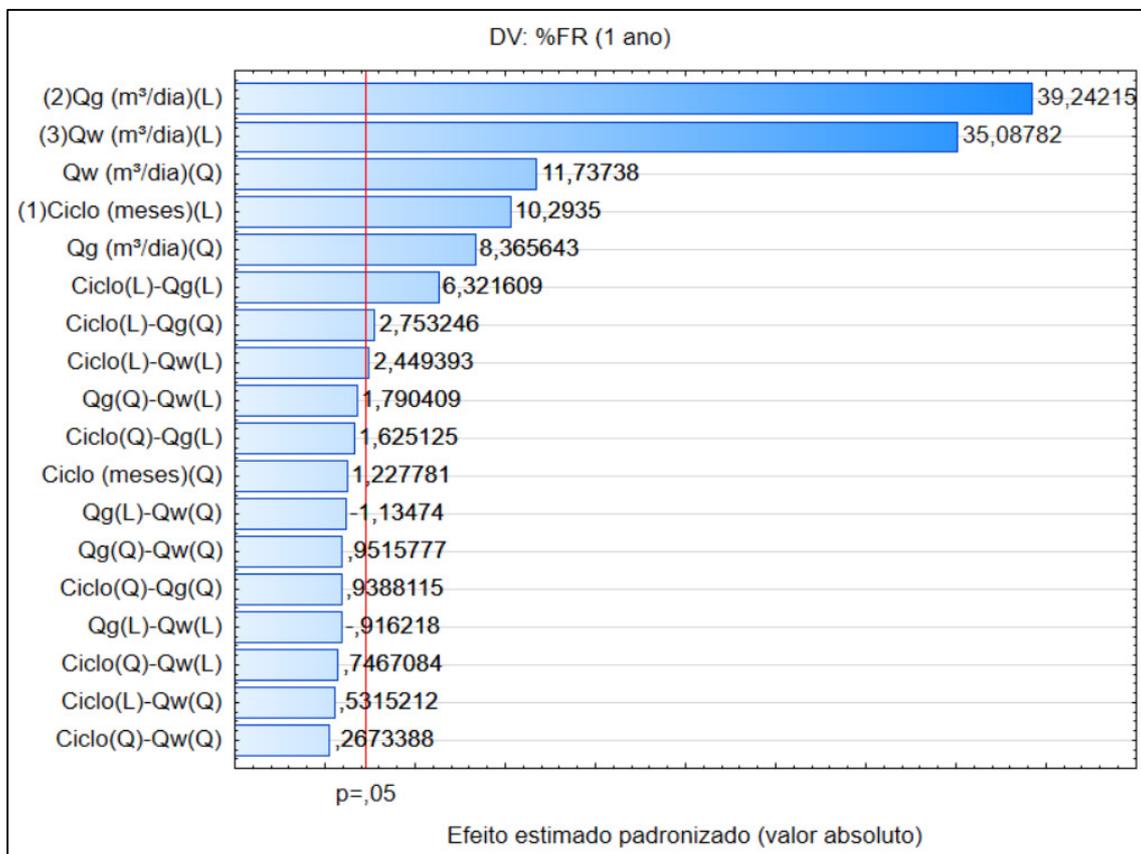
A Tabela 5.9 apresenta os fatores de recuperação obtidos com base nas curvas da Figura 5.34, escolhidos para os mesmos tempos estudados no caso do WAG iniciado com a injeção de água.

Tabela 5.9 – Casos simulados para o processo WAG com ciclo de injeção invertido e respectivos fatores de recuperação obtidos para os 3 primeiros anos e o 6º ano.

|         | Tempo ciclo | Vazão gás | Vazão água | Fatores de recuperação (%) |        |        |        |
|---------|-------------|-----------|------------|----------------------------|--------|--------|--------|
|         |             |           |            | 1 ano                      | 2 anos | 3 anos | 6 anos |
| Caso 27 | T3          | G3        | W3         | 68,89                      | 72,20  | 72,90  | 73,28  |
| Caso 24 | T3          | G2        | W3         | 64,71                      | 70,19  | 71,45  | 72,18  |
| Caso 26 | T3          | G3        | W2         | 65,69                      | 70,19  | 71,10  | 71,64  |
| Caso 25 | T3          | G3        | W1         | 55,71                      | 67,01  | 69,31  | 70,51  |
| Caso 23 | T3          | G2        | W2         | 61,46                      | 68,08  | 69,59  | 70,30  |
| Caso 18 | T2          | G3        | W3         | 66,49                      | 68,93  | 69,43  | 70,05  |
| Caso 15 | T2          | G2        | W3         | 62,74                      | 68,06  | 68,76  | 69,39  |
| Caso 22 | T3          | G2        | W1         | 49,82                      | 64,95  | 67,14  | 68,23  |
| Caso 16 | T2          | G3        | W1         | 54,31                      | 65,77  | 67,01  | 67,70  |
| Caso 17 | T2          | G3        | W2         | 63,24                      | 66,92  | 67,29  | 67,62  |
| Caso 14 | T2          | G2        | W2         | 59,76                      | 64,74  | 65,27  | 65,67  |
| Caso 21 | T3          | G1        | W3         | 51,90                      | 60,06  | 63,98  | 65,38  |
| Caso 20 | T3          | G1        | W2         | 49,54                      | 59,35  | 63,65  | 64,74  |
| Caso 9  | T1          | G3        | W3         | 61,61                      | 63,24  | 63,87  | 64,63  |
| Caso 13 | T2          | G2        | W1         | 48,25                      | 62,24  | 63,83  | 64,59  |
| Caso 7  | T1          | G3        | W1         | 51,90                      | 61,53  | 62,33  | 62,85  |
| Caso 19 | T3          | G1        | W1         | 39,68                      | 56,09  | 61,42  | 62,80  |
| Caso 8  | T1          | G3        | W2         | 59,52                      | 61,44  | 61,85  | 62,33  |
| Caso 6  | T1          | G2        | W3         | 57,85                      | 59,57  | 60,08  | 61,10  |
| Caso 12 | T2          | G1        | W3         | 51,16                      | 59,25  | 60,18  | 60,62  |
| Caso 11 | T2          | G1        | W2         | 49,25                      | 58,05  | 58,91  | 59,33  |
| Caso 5  | T1          | G2        | W2         | 56,05                      | 58,52  | 58,73  | 59,07  |
| Caso 4  | T1          | G2        | W1         | 46,88                      | 57,64  | 58,52  | 58,96  |
| Caso 10 | T2          | G1        | W1         | 39,06                      | 54,60  | 58,25  | 58,84  |
| Caso 3  | T1          | G1        | W3         | 52,19                      | 53,96  | 54,33  | 54,99  |
| Caso 2  | T1          | G1        | W2         | 49,28                      | 53,49  | 53,87  | 54,44  |
| Caso 1  | T1          | G1        | W1         | 39,01                      | 51,82  | 53,05  | 53,57  |

A partir dos dados da Tabela 5.9, foi construído o diagrama de Pareto mostrado na Figura 5.35 para o primeiro ano de projeto do processo WAG, com ciclo de injeção invertido (iniciado com gás). Analisando o diagrama, verifica-se a repetição do comportamento verificado para o processo iniciado com injeção de água, onde a variável mais influente do processo é novamente a injeção de gás. Da mesma forma, a influência é positiva, indicando que o incremento nos níveis contribui com o aumento no fator de recuperação.

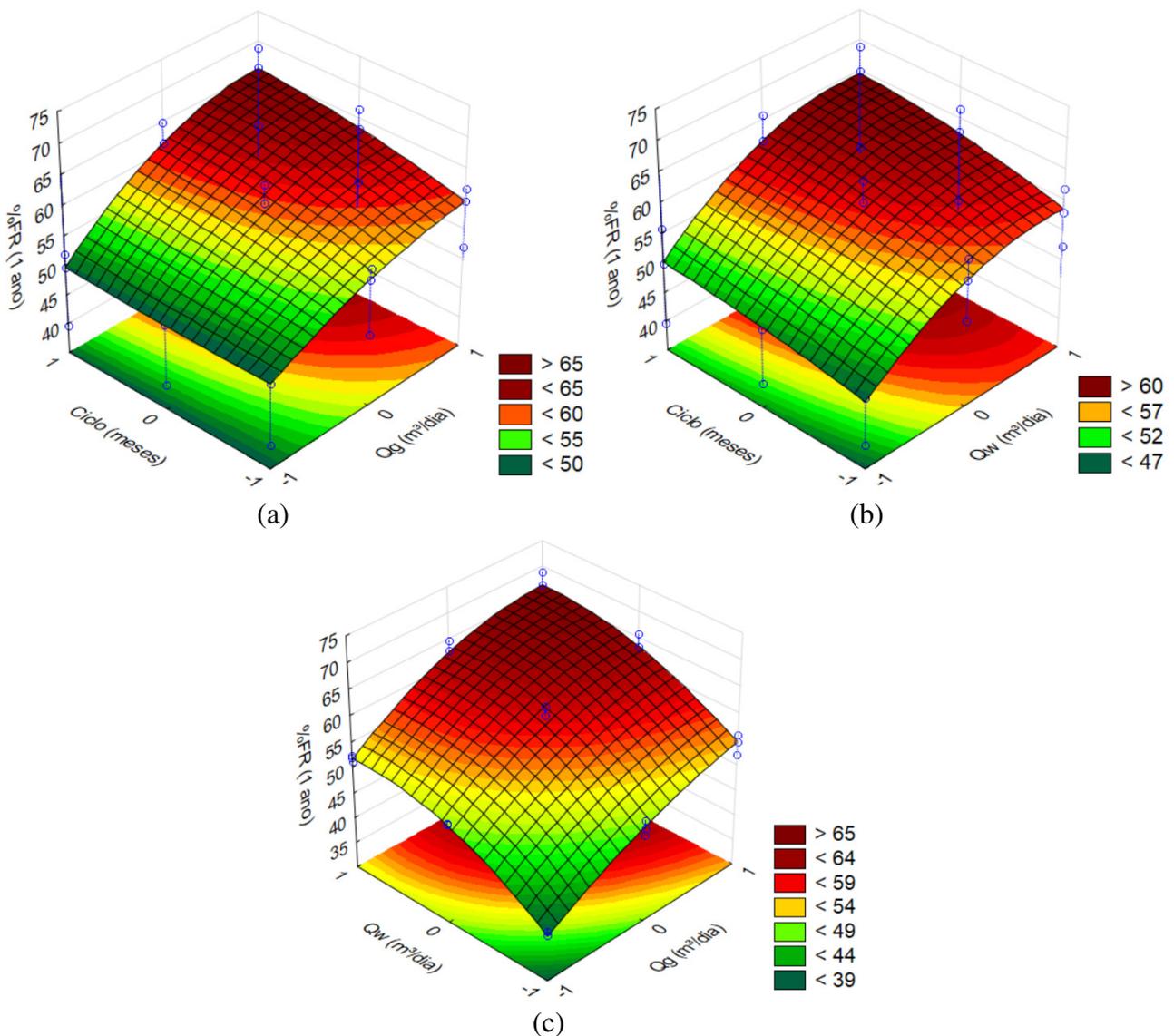
Figura 5.35 – Diagrama de Pareto para o primeiro ano do processo WAG, com ciclo de injeção invertido.



Entretanto, quando avaliadas as interações entre os parâmetros, verifica-se que a inversão na sequência de injeção resultou em um número menor de interações estatisticamente significativas para os parâmetros, em comparação ao número observado no ciclo comum de injeção, que eram três. O diagrama de Pareto indica a significância estatística, para o primeiro ano de projeto, das seguintes interações: tempo de ciclo com vazão de injeção de gás, e tempo de ciclo de injeção com vazão de injeção de água. A interação entre as vazões de água e gás ficou no limite da significância estatística para

esse período, o que ainda levou à inclusão dessa superfície, com o intuito de aumentar o conhecimento geral sobre o processo e possibilitar a sua comparação com a obtida para a sequência de injeção estudada anteriormente. As superfícies de resposta são mostradas na Figura 5.36.

Figura 5.36 – Superfícies de resposta para o primeiro ano de projeto, com as interações entre (a) tempo de ciclo e vazão de gás; (b) tempo de ciclo e vazão de água e (c) vazão de água e a vazão de gás.



Para a interação entre o tempo de ciclo e a vazão de injeção de gás (Figura 5.36a), verifica-se que o maior fator de recuperação ocorre quando se utiliza o maior tempo de ciclo (6 meses) e a maior vazão de injeção de gás (40.000 m³/dia). Para cada vazão de gás, a mudança no tempo de ciclo provoca incremento no fator de recuperação, mas os

incrementos são pequenos, conforme se observa pela inclinação da superfície nesse sentido. Da mesma forma, considerando cada tempo de ciclo, o incremento na vazão de gás proporciona um aumento no fator de recuperação, com maior grau de sensibilidade, conforme pode ser observado pela inclinação da superfície naquela direção, o que reforça a indicação do diagrama de Pareto em relação ao maior grau de influência da referida variável.

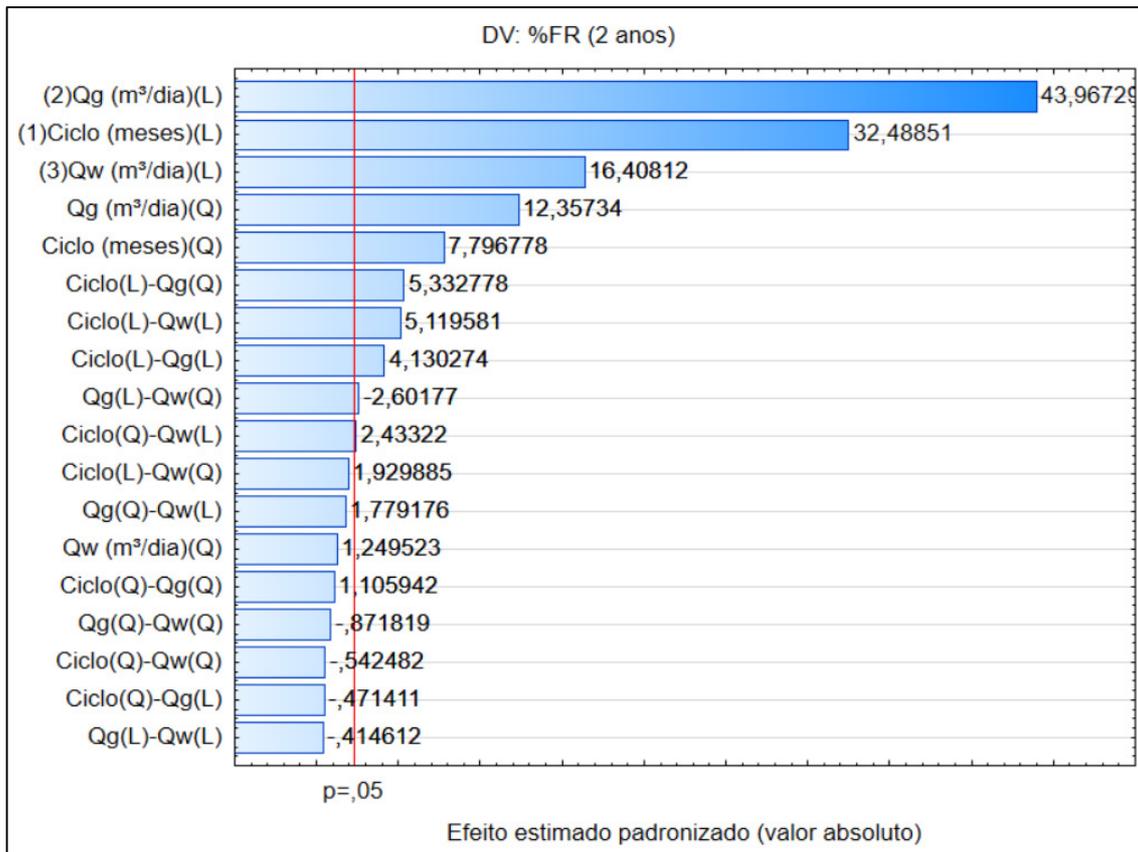
Para a interação entre o tempo de ciclo e a vazão de injeção de água (Figura 5.36b), verifica-se que o maior fator de recuperação é obtido quando é adotado o maior tempo de ciclo (6 meses) e a maior vazão de injeção de água (300 m<sup>3</sup>/dia). Considerando cada vazão de água, a mudança no tempo de ciclo provoca pequenos incrementos no fator de recuperação, conforme pode ser verificado em função da inclinação da superfície naquela direção.

O mesmo acontece quando se considera cada tempo de ciclo e verifica-se o comportamento da superfície de resposta em função do aumento na vazão de água. Entretanto, a influência da vazão de água é maior, verificada pela inclinação mais acentuada da superfície de resposta naquela direção. Essas constatações reforçam a ordem de influência das variáveis que é apresentada no diagrama de Pareto (Figura 5.35) e suas influências positivas, indicadas pelo número ao lado das barras referentes a cada uma dessas variáveis avaliadas.

Para a superfície de resposta adicional, da interação entre as vazões de água e gás (Figura 5.36c), verifica-se que o maior fator de recuperação é obtido a partir da combinação do maior nível de vazão de água (300 m<sup>3</sup>/dia) com o maior nível da vazão de gás (40.000 m<sup>3</sup>/dia). Adicionalmente, é possível verificar que o incremento do fator de recuperação é maior quando ambas as variáveis são modificadas do primeiro para o segundo nível, sendo menor quando a mudança ocorre do segundo para o terceiro nível, também de ambas.

A Figura 5.37 mostra o diagrama de Pareto construído para o segundo ano de aplicação do processo WAG, com ciclo de injeção invertido. Analisando o referido diagrama, é possível verificar que a variável de maior influência nesse tempo de projeto foi a vazão de injeção de gás, coincidindo com o que foi verificado no mesmo tempo de projeto, mas com a sequência oposta de injeção. Para esse tempo de projeto, a influência da vazão de injeção de gás é positiva, indicando que um incremento nos níveis de injeção provoca aumento no fator de recuperação.

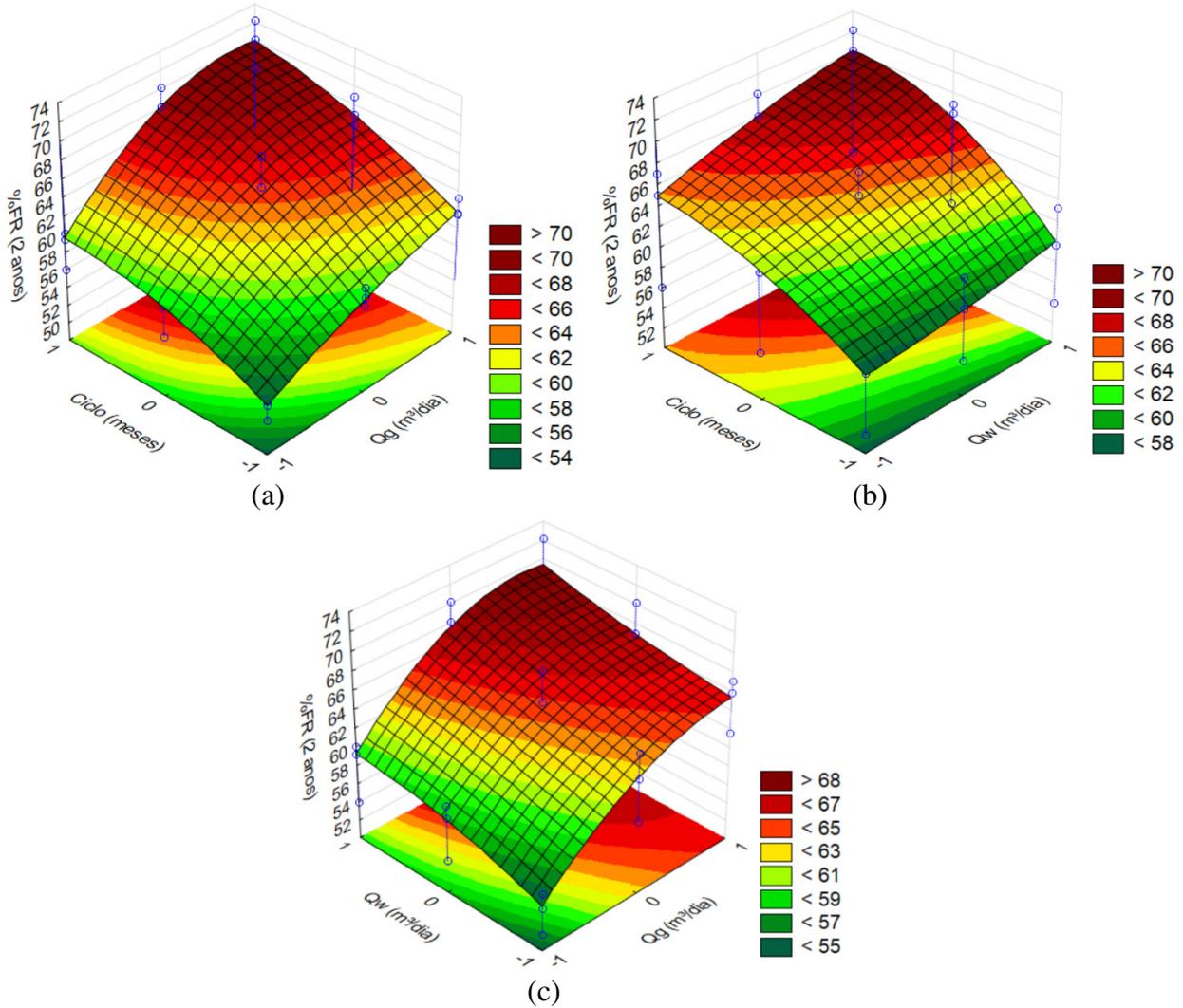
Figura 5.37 – Diagrama de Pareto para o segundo ano do processo WAG, com ciclo de injeção invertido.



Em termos das interações dos parâmetros, a partir do diagrama de Pareto é possível observar que as interações estatisticamente significativas foram as mesmas verificadas para o processo WAG com a sequência de injeção iniciada pela água: tempo de ciclo com vazão de gás, tempo de ciclo com vazão de água, e ainda a interação entre as vazões de gás e de água, mostradas na Figura 5.38.

Para a interação entre o tempo de ciclo e a vazão de injeção de gás (Figura 5.38a), verifica-se que o maior fator de recuperação é obtido a partir da combinação do maior tempo de ciclo (3 meses), com a maior vazão e injeção de gás (40.000 m³/dia), repetindo o comportamento para o tempo de projeto analisado anteriormente. Também é possível constatar, na mesma superfície, que existe maior sensibilidade ao aumento da vazão de gás para os segundo (2 meses) e terceiro (3 meses) tempos de ciclo, com a superfície de resposta apresentando maior inclinação da passagem do primeiro (8.000 m³/dia) para o segundo nível (24.000 m³/dia) de injeção de gás. Entretanto, na passagem do segundo (24.000 m³/dia) para o terceiro nível (40.000 m³/dia) de vazão de injeção de gás, a sensibilidade do fator de recuperação é menor.

Figura 5.38 – Superfícies de resposta para o segundo ano de projeto, com as interações entre (a) tempo de ciclo e vazão de gás; (b) tempo de ciclo e vazão de água e (c) vazão de água e a vazão de gás.



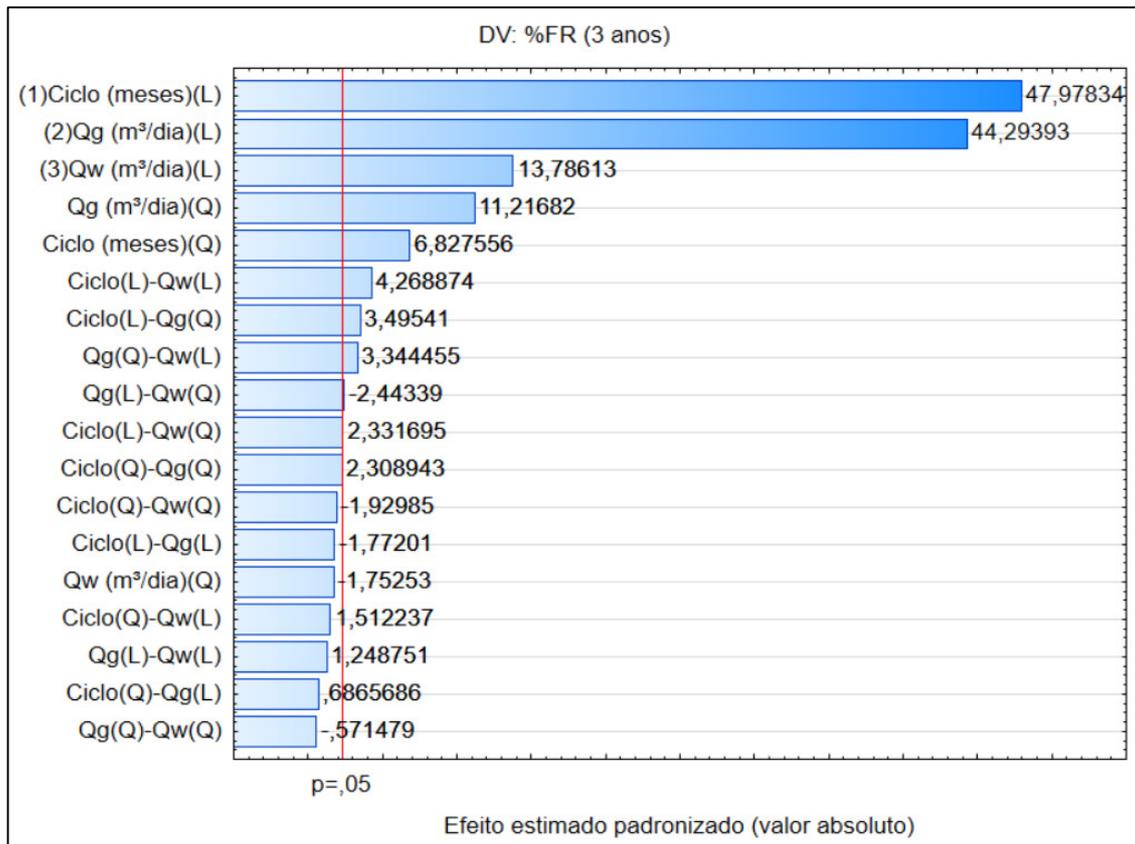
Para a superfície de resposta de interação entre o tempo de ciclo e a vazão de injeção de água (Figura 5.38b), verifica-se que o maior fator de recuperação é obtido da combinação do maior tempo de ciclo (3 meses), com a maior vazão de injeção de água (300 m³/dia). Observando cada tempo de ciclo, constata-se que a sensibilidade à mudança no nível da vazão de injeção de água aumenta para os tempos de ciclo maiores, uma vez que a inclinação da superfície de resposta vai aumentando naquele sentido. Repetindo a análise para cada vazão de injeção de água, verifica-se que a sensibilidade do fator de recuperação à mudança dos tempos de ciclo vai aumentando à medida que o nível da vazão de injeção de água vai sendo incrementado.

Analisando a superfície de resposta de interação entre as vazões de injeção de água e gás (Figura 5.38c), verifica-se que o maior fator de recuperação é obtido a partir da combinação das maiores vazões de injeção de água (300 m<sup>3</sup>/dia) e de gás (40.000 m<sup>3</sup>/dia). A superfície reproduz a tendência de maior sensibilidade do fator de recuperação à vazão de injeção de gás, observada através da maior inclinação naquele sentido. Contudo, a sensibilidade é maior quando se passa do primeiro (8.000 m<sup>3</sup>/dia) para o segundo nível (24.000 m<sup>3</sup>/dia) de injeção de gás.

Portanto, com base na análise das três superfícies de resposta, constata-se que o maior fator de recuperação é obtido como fruto de condições convergentes de maior tempo de ciclo (3 meses), maior vazão de injeção de água (300 m<sup>3</sup>/dia) e maior vazão de injeção de gás (40.000 m<sup>3</sup>/dia).

O diagrama de Pareto para o terceiro ano de processo, considerando o WAG iniciado com injeção de gás, é mostrado na Figura 5.39.

Figura 5.39 – Diagrama de Pareto para o terceiro ano do processo WAG, com ciclo de injeção invertido.



Comparando os resultados desse diagrama com os dos períodos anteriores, verifica-se que a vazão de injeção de gás deixou de ser a variável mais importante do processo,

cedendo lugar para o tempo de ciclo. Esse comportamento também diverge do observado para o mesmo período, considerando o processo WAG iniciado com a injeção de água, onde a vazão de injeção de gás era a variável individualmente mais importante no processo. Contudo, o tempo de ciclo mantém a contribuição positiva para o fator de recuperação, indicando que o aumento em seus níveis repercute no incremento da referida variável de interesse.

A partir da análise do diagrama de Pareto, constata-se que as interações estatisticamente significativas entre os parâmetros são as mesmas verificadas para o período anterior: tempo de ciclo com vazão de injeção de água, tempo de ciclo com vazão de injeção de gás e a interação entre as vazões de água e gás, sendo as referidas interações ilustradas pelas superfícies de resposta mostradas na Figura 5.40.

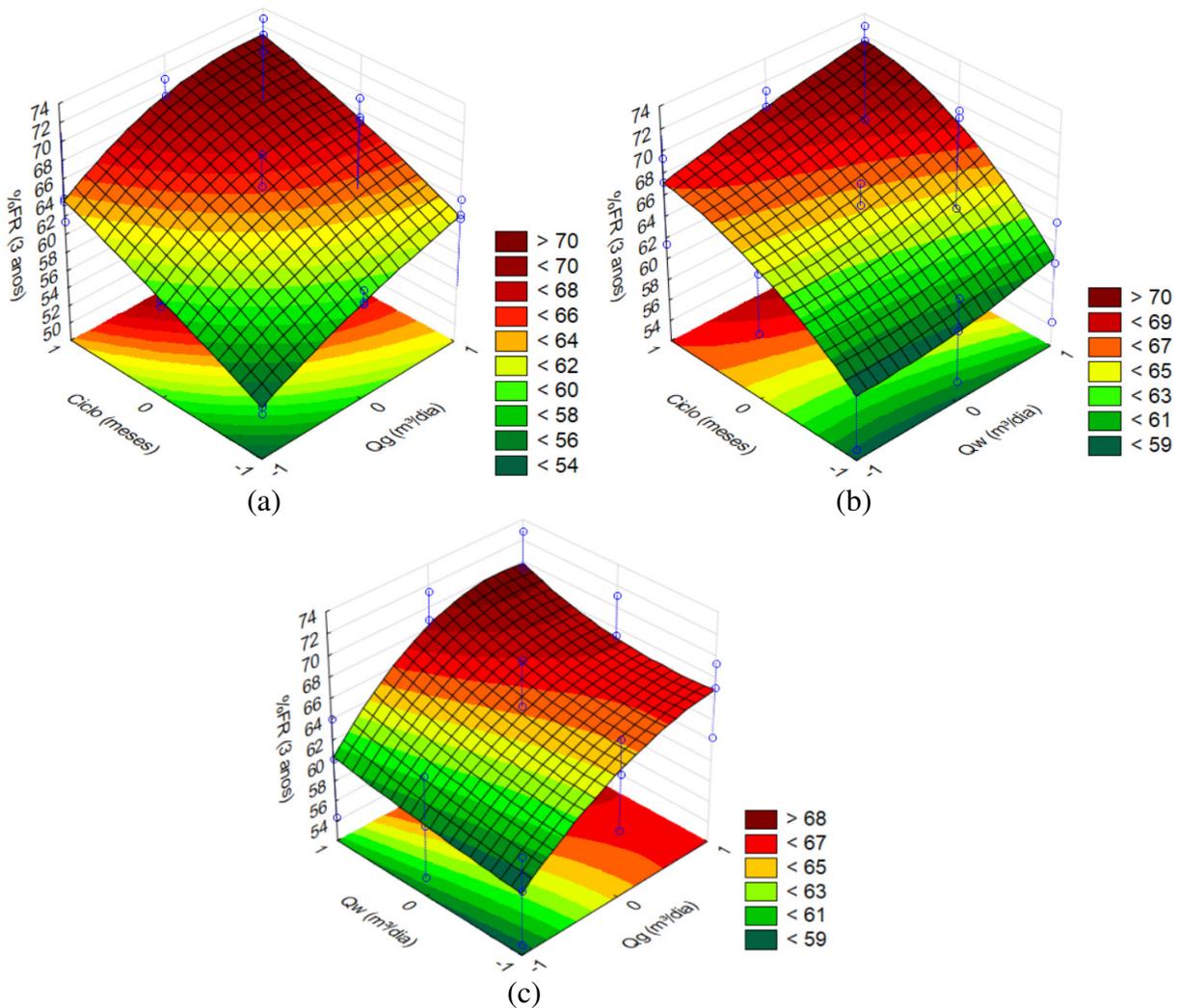
Avaliando a superfície de resposta de interação entre o tempo de ciclo e a vazão de injeção de gás (Figura 5.40a), verifica-se que o maior fator de recuperação de óleo é obtido nas condições em que se tem o maior tempo de ciclo (3 meses) e a maior vazão de injeção de gás (40.000 m<sup>3</sup>/dia). Embora a superfície de resposta possua inclinação acentuada em ambas as direções, verifica-se que a inclinação na direção do tempo de ciclo é mais acentuada, ilustrando a importância maior dessa variável, identificada no diagrama de Pareto para este período do processo. Para o segundo (2 meses) e o terceiro (3 meses) tempos de ciclo, observa-se que o incremento no fator de recuperação é maior quando se passa do primeiro (8.000 m<sup>3</sup>/dia) para o segundo (24.000 m<sup>3</sup>/dia) nível de injeção de gás.

Na superfície de resposta de interação entre o tempo de ciclo e a vazão de injeção de água (Figura 5.40b), observa-se que o maior fator de recuperação é obtido nas condições de maior tempo de ciclo (3 meses) e maior vazão de injeção de água (300 m<sup>3</sup>/dia). Ilustrando a maior influência do tempo de ciclo, verifica-se que a inclinação da superfície de resposta é maior naquela direção e que a mudança nos níveis implica em aumento no fator de recuperação do processo. Considerando cada vazão de injeção de água, a mudança do primeiro (1 mês) para o segundo (2 meses) tempo de ciclo, provoca um incremento maior no fator de recuperação de óleo.

Já a superfície de resposta da interação entre as vazões de injeção de água e de gás (Figura 5.40c), mostra que o maior fator de recuperação é obtido quando se combina a maior vazão de injeção de água (300 m<sup>3</sup>/dia), com a maior vazão de injeção de gás (40.000 m<sup>3</sup>/dia). Refletindo as indicações do diagrama de Pareto, a inclinação da superfície de resposta é mais acentuada no sentido da vazão de gás, uma vez que a sensibilidade do fator de recuperação à referida variável é maior do que à vazão de água. Entretanto, para

todos os níveis de injeção de água, a sensibilidade à injeção de gás é maior quando se passa do primeiro (8.000 m<sup>3</sup>/dia) para o segundo (24.000 m<sup>3</sup>/dia) nível. Quando se observa as vazões de gás, para o segundo (24.000 m<sup>3</sup>/dia) e o terceiro (40.000 m<sup>3</sup>/dia) níveis, a sensibilidade à mudança nos níveis de injeção de água é maior quando se passa do segundo (200 m<sup>3</sup>/dia) para o terceiro (300 m<sup>3</sup>/dia) nível, o que não acontece quando se observa a menor vazão de injeção de gás (8.000 m<sup>3</sup>/dia).

Figura 5.40 – Superfícies de resposta para o terceiro ano de projeto, com as interações entre (a) tempo de ciclo e vazão de gás; (b) tempo de ciclo e vazão de água e (c) vazão de água e a vazão de gás.

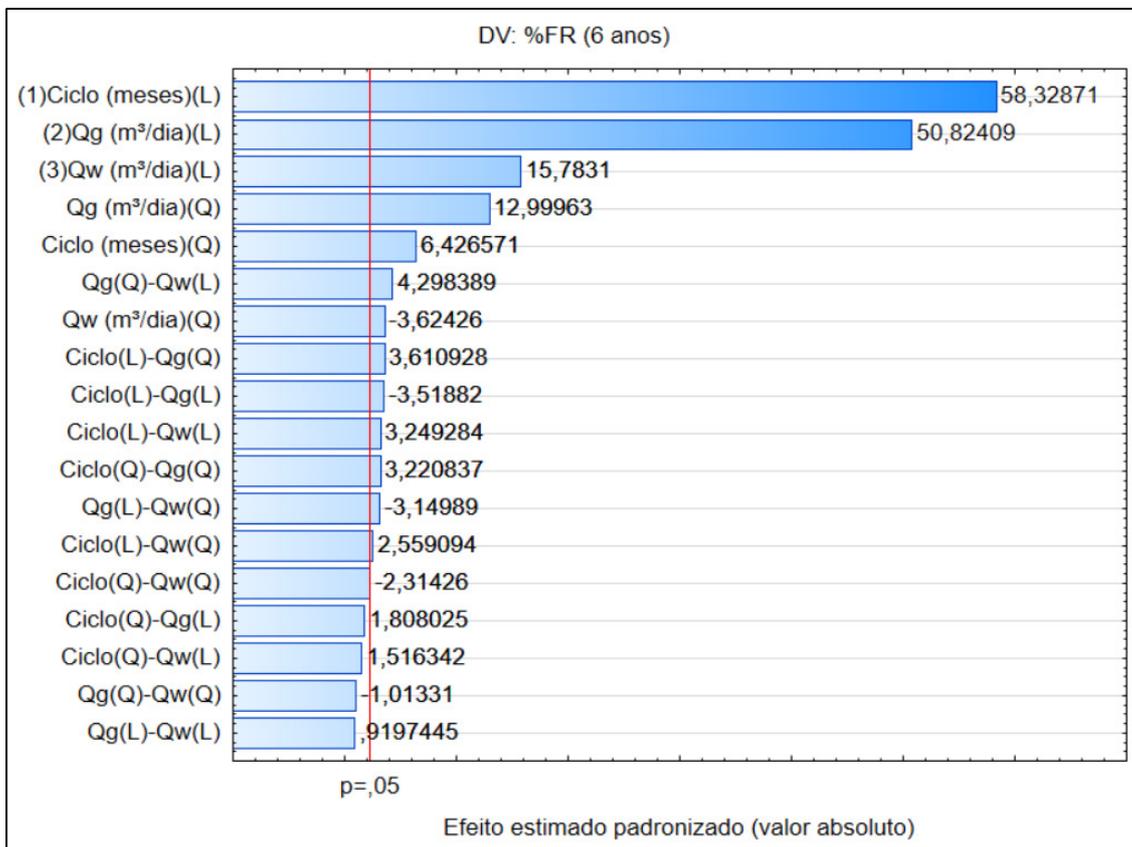


Em síntese, para este período de estudo, houve nova convergência nas condições de maximização do fator de recuperação: maior nível de tempo de ciclo (3 meses), com maior nível de vazão de injeção de água (300 m<sup>3</sup>/dia) e maior nível de vazão de injeção

de gás (40.000 m<sup>3</sup>/dia), que repetiram as condições de maximização do FR observadas para o período anterior.

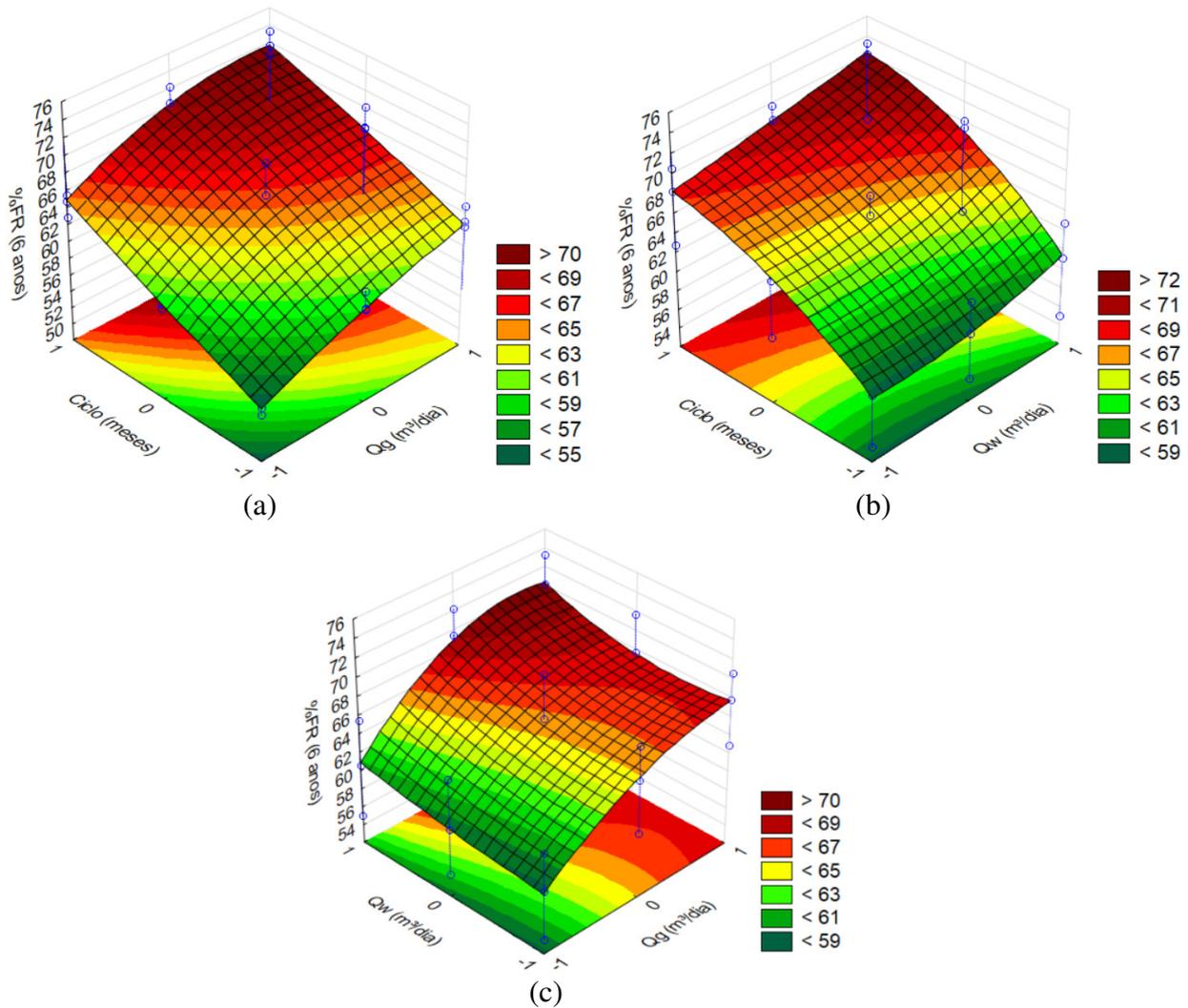
Por fim, a Figura 5.41 apresenta o diagrama de Pareto para o sexto ano de projeto, considerando o processo WAG iniciado com a injeção de gás. Repetindo o comportamento observado para o terceiro ano, verifica-se no referido diagrama que a variável individualmente mais influente no processo é o tempo de ciclo, com influência positiva, ou seja, cada mudança em seu nível influencia positivamente no fator de recuperação do processo.

Figura 5.41 – Diagrama de Pareto para o sexto ano do processo WAG, com ciclo de injeção invertido.



Também com base no diagrama de Pareto, observa-se que as interações estatisticamente significativas entre os parâmetros são as mesmas verificadas no período anterior: tempo de ciclo e vazão de injeção de gás, tempo de ciclo e vazão de injeção de água, e entre a vazão de injeção de água e de injeção de gás, representadas pelas superfícies de resposta mostradas na Figura 5.42.

Figura 5.42 – Superfícies de resposta para o sexto ano de projeto, com as interações entre (a) tempo de ciclo e vazão de gás; (b) tempo de ciclo e vazão de água e (c) vazão de água e a vazão de gás.



A partir da superfície de resposta da interação entre o tempo de ciclo e a vazão de injeção de gás (Figura 5.42a), constata-se que o maior fator de recuperação é obtido quando se adota o maior nível de tempo de ciclo (3 meses) e o maior nível de vazão de injeção de gás (40.000 m<sup>3</sup>/dia). Também é possível verificar na mesma superfície de resposta que a inclinação é maior no sentido do tempo de ciclo, o que é coerente com o grau de importância daquele parâmetro, identificado no diagrama de Pareto. Quando verificados os segundo (2 meses) e terceiro (3 meses) níveis do tempo de ciclo, constata-se que a maior sensibilidade do fator de recuperação ocorre na passagem do primeiro (100 m<sup>3</sup>/dia) para o segundo (200 m<sup>3</sup>/dia) nível de injeção de água. Para o primeiro tempo de ciclo (1 mês), a mudança nos níveis de injeção de água provoca alteração semelhante no fator de recuperação de óleo.

Com base na superfície de resposta de interação entre o tempo de ciclo e a vazão de injeção de água (Figura 5.42b), verifica-se que o maior fator de recuperação de óleo é obtido com a adoção do maior nível de tempo de ciclo (3 meses) e o maior nível de vazão de injeção de água (300 m<sup>3</sup>/dia). A mesma superfície de resposta também ilustra a maior importância do tempo de ciclo, em relação à vazão de injeção de água, que pode ser identificada através da maior inclinação da superfície na direção do tempo de ciclo. Para cada nível da vazão de injeção de água, a sensibilidade do fator de recuperação é maior à passagem do primeiro (1 mês) para o segundo nível (2 meses) do tempo de ciclo, sendo mais acentuada a sensibilidade para o maior nível de injeção de água (300 m<sup>3</sup>/dia). Quando observado cada nível do tempo de ciclo, a sensibilidade à mudança na variação dos níveis de injeção de água é bem menor, mas um pouco maior na passagem do segundo (200 m<sup>3</sup>/dia) para o terceiro nível (300 m<sup>3</sup>/dia) de injeção.

Na superfície de resposta da interação entre as vazões de injeção de água e de gás (Figura 5.42c), o maior fator de recuperação é obtido da combinação do maior nível da vazão de injeção de água (300 m<sup>3</sup>/dia) com o maior nível da vazão de injeção de gás (40.000 m<sup>3</sup>/dia). Refletindo a importância da vazão de injeção de gás, identificada no diagrama de Pareto (Figura 5.41), a inclinação da superfície de resposta na referida direção é mais acentuada.

Quando verificado o primeiro nível de injeção de gás (8.000 m<sup>3</sup>/dia), a mudança nos níveis de injeção de água implica em pequenos incrementos no fator de recuperação. Entretanto, para o segundo (24.000 m<sup>3</sup>/dia) e o terceiro (40.000 m<sup>3</sup>/dia) níveis de vazão de injeção de gás, quando a vazão de injeção de água muda do primeiro (100 m<sup>3</sup>/dia) para o segundo nível (200 m<sup>3</sup>/dia), o fator de recuperação apresenta um pequeno decréscimo; mas quando a vazão de injeção de água muda do segundo para o terceiro (300 m<sup>3</sup>/dia) nível, o fator de recuperação apresenta um incremento. Quando considerado cada nível da vazão de injeção de água, a mudança nos níveis de injeção de gás provoca incremento no fator de recuperação, sendo esse incremento mais acentuado na mudança do primeiro (8.000 m<sup>3</sup>/dia) para o segundo (24.000 m<sup>3</sup>/dia) nível.

Em síntese, o sexto ano também apresentou condições convergentes para maximização do fator de recuperação do óleo: maior nível do tempo de injeção (3 meses), com maior nível de injeção de água (300 m<sup>3</sup>/dia) e maior nível de vazão de injeção de gás

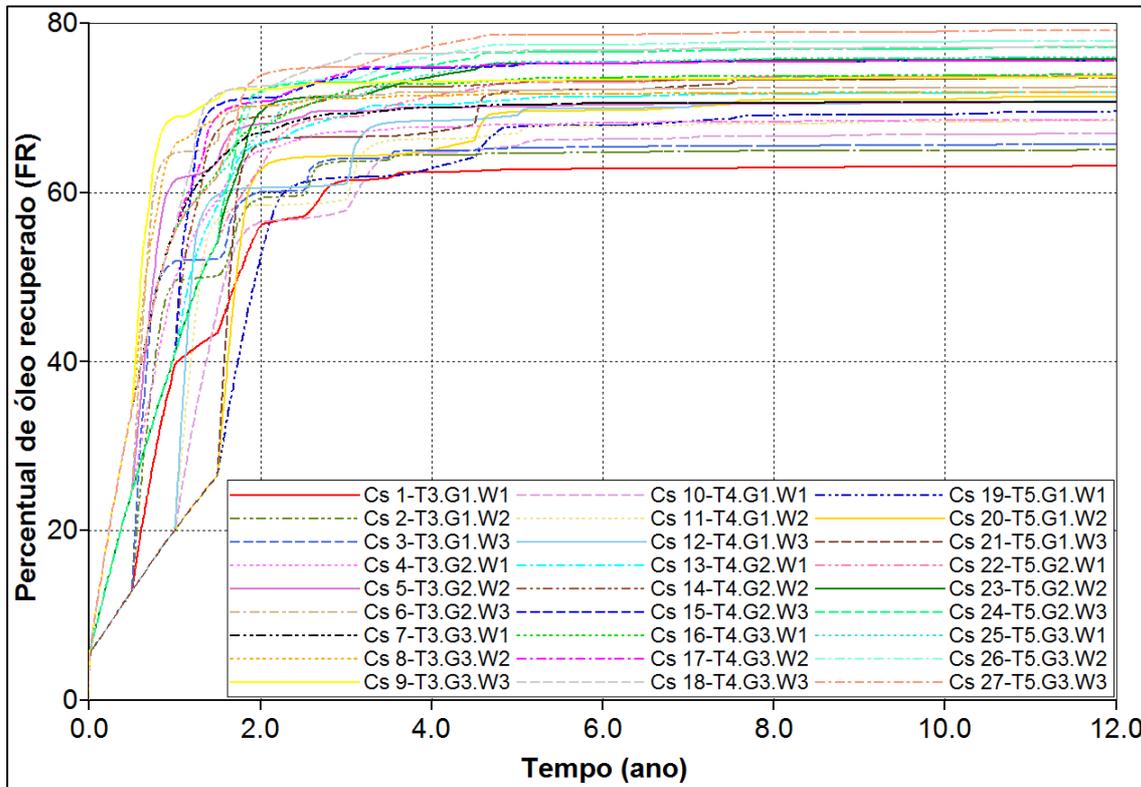
(40.000 m<sup>3</sup>/dia). Essa condição se repetiu para todos os períodos avaliados, o que não aconteceu para o processo WAG iniciado com injeção de água, que apresentou divergência de condições em um dos períodos analisados.

Como foi novamente verificado que o maior tempo de ciclo resultava em maior fator de recuperação, foi repetido o procedimento de ampliação dos tempos de ciclo utilizado para o WAG iniciado com injeção de água, utilizando os parâmetros e níveis mostrados na Tabela 5.10, cujos fatores de recuperação obtidos para os 27 casos resultantes da combinação deles são mostrados na Figura 5.43, para o tempo de projeto de 12 anos.

Tabela 5.10 – Parâmetros e níveis avaliados na análise de sensibilidade do processo WAG de ciclo de injeção invertido, com os tempos de ciclo ampliados.

| Parâmetros                          | -1         | 0           | +1          |
|-------------------------------------|------------|-------------|-------------|
| Tempo de ciclo (meses)              | 6 (T3)     | 12 (T4)     | 18 (T5)     |
| Vazão de gás (m <sup>3</sup> /dia)  | 8.000 (G1) | 24.000 (G2) | 40.000 (G3) |
| Vazão de água (m <sup>3</sup> /dia) | 100 (W1)   | 200 (W2)    | 300 (W3)    |

Figura 5.43 – Fatores de recuperação obtidos para o processo WAG de ciclo de injeção invertido, em 12 anos de projeto, com tempos de ciclo ampliados.



Comparando esses resultados com os obtidos para os tempos de ciclo ampliados para o processo WAG com injeção inicial de água (Figura 5.23), verifica-se que, naquela situação inicial, muitos dos casos simulados apresentaram fatores de recuperação superiores a 80%, enquanto nenhum dos casos simulados com o ciclo iniciando pela injeção de gás superou o referido patamar.

Na comparação desses mesmos resultados com os das simulações para os tempos de ciclo mais curtos, é possível observar que a ampliação dos tempos de ciclo possibilitou aumento nos fatores de recuperação, uma vez que todos os resultados obtidos no tempo de ciclo ampliado ficaram entre a faixa dos 60% e 80% de recuperação, enquanto no estudo anterior (Figura 5.34) foram obtidos fatores de recuperação de óleo inferiores e mais distantes da linha de 80%, com alguns dos casos finalizando o tempo de projeto com resultados inferiores a 60% de recuperação.

A partir da observação das curvas dos fatores de recuperação para os tempos de ciclo ampliados, observa-se que a partir do 6º ano não acontecem mudanças significativas na recuperação de óleo para os casos avaliados. A partir dessa constatação, e também do fato do maior ciclo (18 meses) necessitar de 3 anos para ser completado, decidiu-se pela avaliação dos 6 primeiros anos de projeto.

A Tabela 5.11 apresenta uma relação de todos os casos simulados e os fatores de recuperação obtidos para cada um deles, em 6 anos de projeto, considerando intervalos trienais, conforme especificado anteriormente. Foi com base nesses dados que foi construído o diagrama de Pareto mostrado na Figura 5.44, para os três primeiros anos de projeto, com tempos de ciclo ampliados.

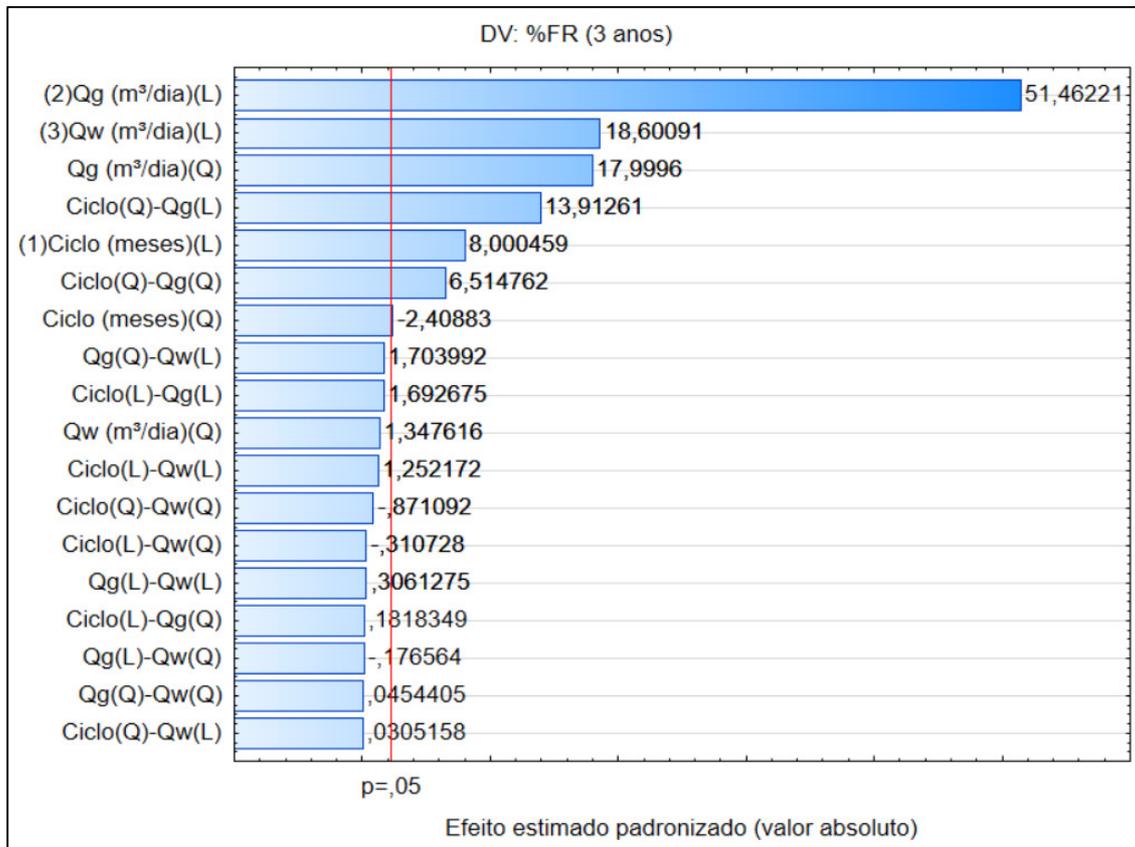
Analisando o referido Pareto, verifica-se que a variável individualmente mais influente no processo é a vazão de gás, repetindo o comportamento observado para o processo WAG com ciclo de injeção iniciado pela água e tempo ampliado (Figura 5.24). Entretanto, a segunda variável mais influente no processo é a vazão de injeção de água, quando na outra sequência de injeção era o tempo de ciclo. Para a vazão de injeção de gás, repetiu-se a influência positiva, o que significa que o aumento dos níveis repercute em incremento no fator de recuperação do óleo.

Tabela 5.11 – Casos simulados para o processo WAG com ciclo de injeção invertido e seus respectivos fatores de recuperação obtidos para os 6 primeiros anos, considerando tempos de ciclo ampliados.

|         | Tempo ciclo | Vazão gás | Vazão água | F. Rec. (%) |        |
|---------|-------------|-----------|------------|-------------|--------|
|         |             |           |            | 3 anos      | 6 anos |
| Caso 27 | T5          | G3        | W3         | 74,80       | 78,62  |
| Caso 26 | T5          | G3        | W2         | 73,35       | 77,43  |
| Caso 18 | T4          | G3        | W3         | 75,69       | 76,82  |
| Caso 24 | T5          | G2        | W3         | 72,97       | 76,55  |
| Caso 25 | T5          | G3        | W1         | 71,27       | 75,43  |
| Caso 17 | T4          | G3        | W2         | 74,09       | 75,25  |
| Caso 15 | T4          | G2        | W3         | 73,69       | 75,25  |
| Caso 23 | T5          | G2        | W2         | 71,35       | 75,22  |
| Caso 16 | T4          | G3        | W1         | 71,91       | 73,56  |
| Caso 9  | T3          | G3        | W3         | 72,90       | 73,28  |
| Caso 14 | T4          | G2        | W2         | 71,47       | 73,18  |
| Caso 22 | T5          | G2        | W1         | 68,92       | 72,97  |
| Caso 6  | T3          | G2        | W3         | 71,45       | 72,18  |
| Caso 21 | T5          | G1        | W3         | 66,53       | 72,14  |
| Caso 8  | T3          | G3        | W2         | 71,10       | 71,64  |
| Caso 13 | T4          | G2        | W1         | 69,17       | 71,31  |
| Caso 7  | T3          | G3        | W1         | 69,31       | 70,51  |
| Caso 5  | T3          | G2        | W2         | 69,59       | 70,30  |
| Caso 12 | T4          | G1        | W3         | 61,00       | 69,95  |
| Caso 20 | T5          | G1        | W2         | 64,28       | 69,66  |
| Caso 4  | T3          | G2        | W1         | 67,14       | 68,23  |
| Caso 19 | T5          | G1        | W1         | 61,79       | 67,94  |
| Caso 11 | T4          | G1        | W2         | 59,17       | 67,80  |
| Caso 10 | T4          | G1        | W1         | 57,87       | 66,27  |
| Caso 3  | T3          | G1        | W3         | 63,98       | 65,38  |
| Caso 2  | T3          | G1        | W2         | 63,65       | 64,74  |
| Caso 1  | T3          | G1        | W1         | 61,42       | 62,80  |

Em termos das interações entre os parâmetros, analisando o mesmo diagrama de Pareto, observa-se que apenas a interação entre o tempo de ciclo e a vazão de injeção de gás é estatisticamente significativa. Como não há restrições em avaliar outras interações sem significância estatística, e para facilitar a comparação com a análise realizada para a outra sequência de injeção, optou-se por incluir na análise a interação entre as vazões de água e gás. As superfícies de resposta geradas são mostradas na Figura 5.45.

Figura 5.44 – Diagrama de Pareto para o terceiro ano do processo WAG, com tempos de ciclo ampliados e ciclo de injeção invertido.

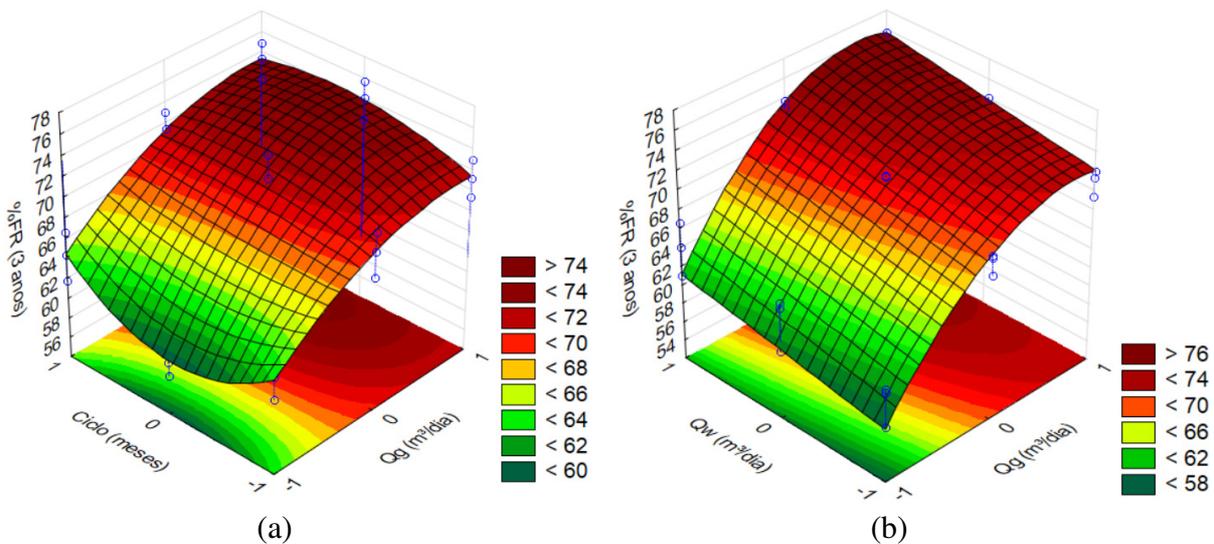


Analisando a superfície de resposta da interação entre o ciclo de injeção e a vazão de gás (Figura 5.45a), observa-se que o maior fator de recuperação é obtido a partir da combinação do nível intermediário do tempo de ciclo (12 meses), com o maior nível de injeção de gás (40.000 m³/dia). Avaliando cada nível da vazão de injeção, verifica-se que no menor nível (8.000 m³/dia), a mudança nos níveis do tempo de ciclo produz inicialmente um decréscimo e depois um incremento no fator de recuperação, ou seja, um comportamento quadrático, com concavidade voltada para cima. Esse comportamento se inverte para os segundo (24.000 m³/dia) e terceiro (40.000 m³/dia) níveis, onde a mudança nos níveis do tempo de ciclo faz os valores do fator de recuperação esboçarem comportamento quadrático, mas com a concavidade da parábola voltada para baixo. Quando analisados os níveis do tempo de ciclo, verifica-se que as mudanças nos níveis da vazão de gás implicam em aumento do fator de recuperação, conforme havia sido observado no diagrama de Pareto, com esse incremento sendo maior na passagem do primeiro (100 m³/dia) para o segundo nível (200 m³/dia) da vazão de injeção de água.

Já para a superfície de resposta da interação entre as vazões de água e gás (Figura 5.45b), constata-se que o maior fator de recuperação é obtido da combinação dos maiores

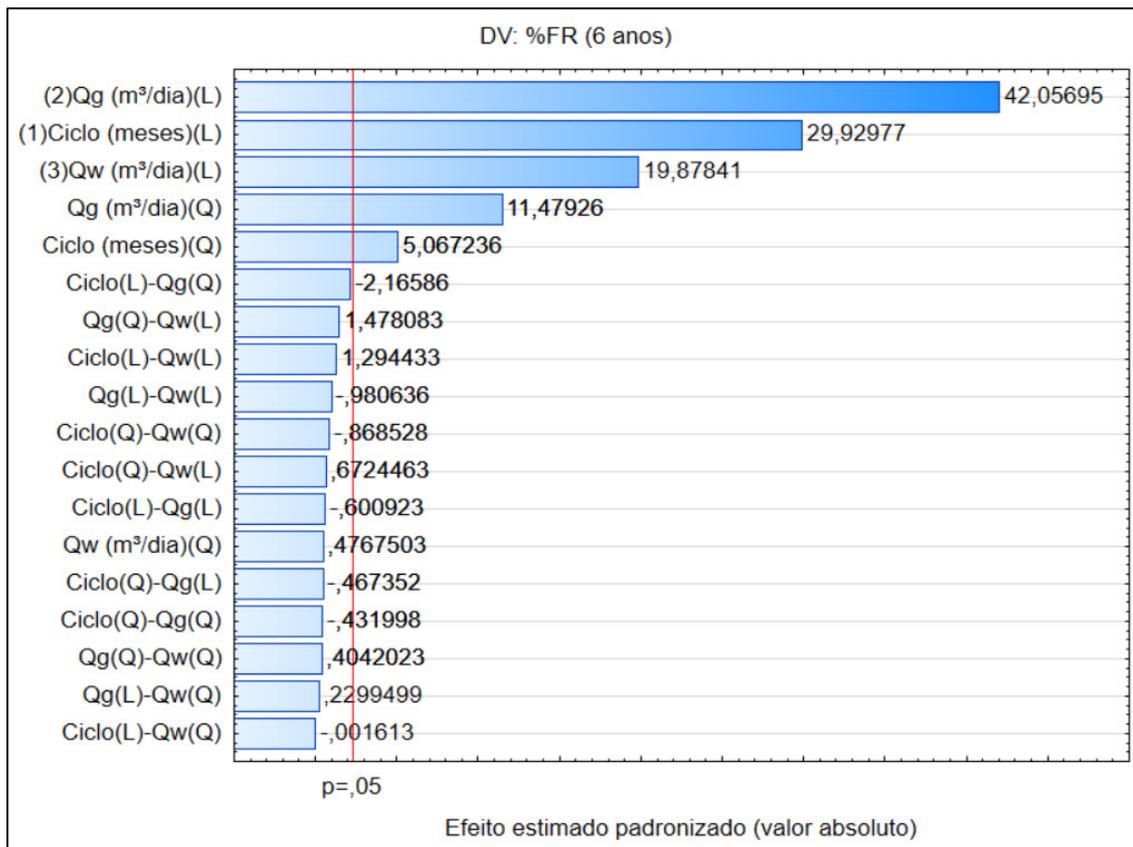
níveis de injeção de água (300 m<sup>3</sup>/dia) e de injeção de gás (40.000 m<sup>3</sup>/dia). Também em conformidade com os resultados do diagrama de Pareto, é possível observar uma maior inclinação da superfície de resposta no sentido da vazão de injeção de gás, que foi a variável individualmente mais influente no processo. Para cada nível da vazão de injeção de água, a passagem do primeiro (8.000 m<sup>3</sup>/dia) para o segundo (24.000 m<sup>3</sup>/dia) nível da vazão de injeção de gás implica em elevado incremento no fator de recuperação, o que acontece de forma mais atenuada na passagem do segundo para o terceiro nível (40.000 m<sup>3</sup>/dia) da vazão de gás. Quando considerado cada nível da vazão de injeção de gás, a passagem dos níveis da vazão de injeção de água aumenta o fator de recuperação, mas os incrementos são bem menores, se comparados ao efeito da mudança nos níveis da vazão de gás para cada vazão de água.

Figura 5.45 – Superfícies de resposta para o terceiro ano de projeto, considerando a sequência de injeção de fluidos invertida, com as interações entre (a) tempo de ciclo e vazão de gás e (b) vazão de água e a vazão de gás.



A Figura 5.46 apresenta o diagrama de Pareto para o sexto ano do processo WAG, considerando o ciclo de injeção iniciado com o gás e os tempos de ciclo ampliados. Examinando o diagrama, verifica-se que o parâmetro individualmente mais influente no processo é novamente a vazão de gás, repetindo o comportamento observado quando era considerado o ciclo de injeção iniciado com a água. A influência desse parâmetro é positiva, indicando que a mudança em seus níveis resulta em aumento no fator de recuperação do óleo.

Figura 5.46 – Diagrama de Pareto para o sexto ano do processo WAG, com tempos de ciclo ampliados e ciclo de injeção invertido.

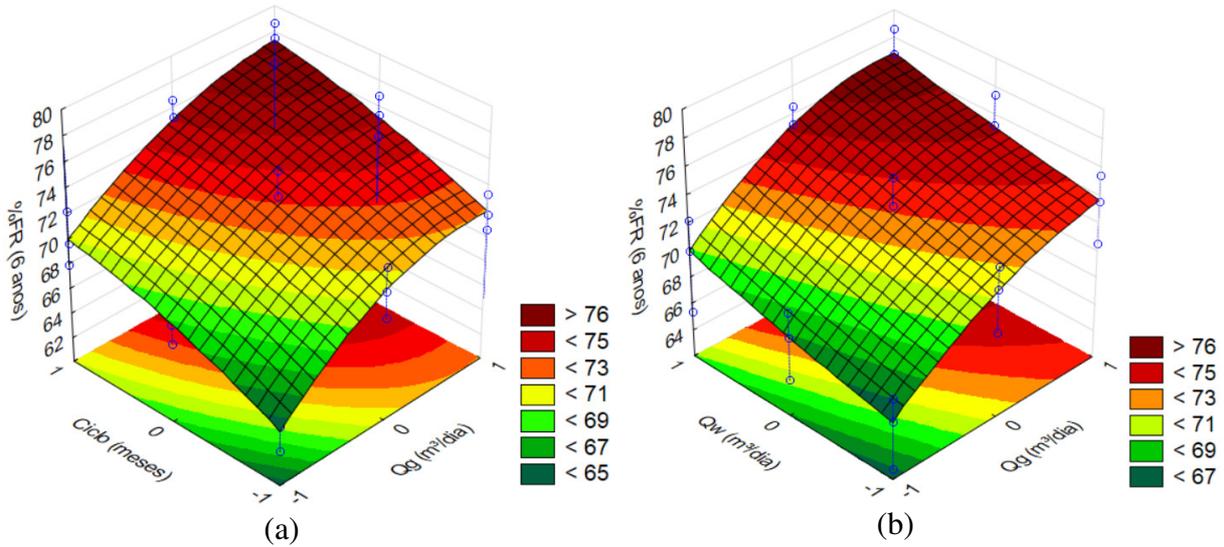


Contudo, quando avaliadas as interações entre os parâmetros, é possível observar que nenhuma das interações apresenta significância estatística, o que não aconteceu em nenhuma das situações mostradas anteriormente. Mas como essa condição não impede a avaliação das interações e com o objetivo de aumentar o conhecimento a cerca desse processo, optou-se por analisar as mesmas interações escolhidas no caso anterior, que também foram as mesmas avaliadas para o processo WAG iniciando com a injeção de água. Portanto, as superfícies de resposta geradas para o sexto ano de projeto são mostradas na Figura 5.47.

Examinando a superfície de resposta da interação entre o tempo de ciclo e a vazão de gás (Figura 5.47a), verifica-se que o maior fator de recuperação é obtido da combinação do maior nível de tempo de ciclo (18 meses), com o maior nível da vazão de injeção de gás (40.000 m³/dia). Também é possível verificar que o fator de recuperação tem maior sensibilidade às mudanças na vazão de injeção de gás, pois a superfície de resposta apresenta maior inclinação naquela direção. Considerando cada nível da vazão de injeção de gás, as alterações nos níveis do tempo de ciclo provocam pequenos incrementos no fator de recuperação, em um comportamento quase linear. Quando

considera-se cada nível do tempo de ciclo, as mudanças nos níveis da vazão de injeção de gás provocam maiores incrementos no fator de recuperação, sendo que esse acréscimo é maior do primeiro (8.000 m<sup>3</sup>/dia) para o segundo nível (40.000 m<sup>3</sup>/dia).

Figura 5.47 – Superfícies de resposta para o sexto ano de projeto, considerando a sequência de injeção de fluidos invertida, com as interações entre (a) tempo de ciclo e vazão de gás e (b) vazão de água e a vazão de gás.

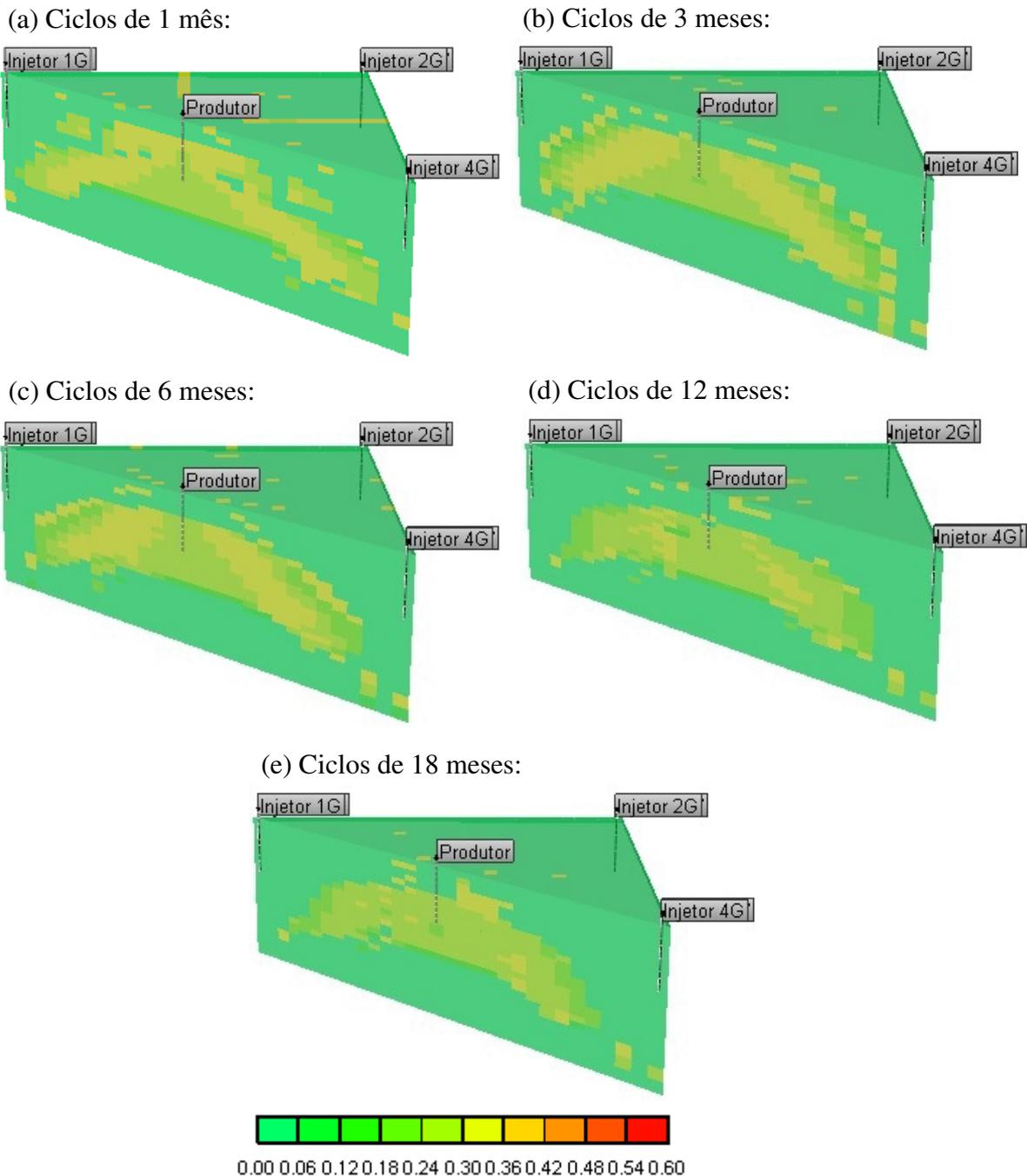


No caso da superfície de resposta da interação entre as vazões de água e gás (Figura 5.47b), o melhor fator de recuperação é obtido quando se injeta o maior nível da vazão de água (300 m<sup>3</sup>/dia), com o maior nível da vazão de injeção de gás (40.000 m<sup>3</sup>/dia). Novamente a superfície de resposta apresenta maior inclinação no sentido da vazão de injeção de gás, tendo em vista que essa variável é a mais influente de acordo com o diagrama de Pareto, sendo que a maior sensibilidade ocorre quando se passa do primeiro (8.000 m<sup>3</sup>/dia) para o segundo nível (40.000 m<sup>3</sup>/dia) da vazão de injeção de gás. Quando avaliado cada nível da vazão de injeção de gás, as mudanças nos níveis da vazão de injeção de água provocam incrementos pequenos e semelhantes, com comportamento quase linear.

Ao final, avaliando-se os dois planejamentos fatoriais realizados, para o primeiro deles, verifica-se que o caso em que se obtém a maior recuperação de óleo é o caso em que foi adotado o maior intervalo de injeção (6 meses), com maiores vazões de injeção de gás (40.000 m<sup>3</sup>/dia) e de água (300 m<sup>3</sup>/dia), em que se recuperou 73,58% do óleo. Mantidas as mesmas vazões e aumentados os tempos de ciclo, o melhor caso passou a ser o de maior intervalo de injeção (18 meses), também com as maiores vazões de injeção de

gás e de água, onde foi recuperado 79,11% do óleo do reservatório, repetindo o comportamento observado no WAG. Entretanto, os fatores de recuperação obtidos nessa configuração foram inferiores aos obtidos na anterior, uma vez que foi verificado que os ciclos iniciados com injeção de CO<sub>2</sub> favorecem a segregação gravitacional e a chegada do gás ao poço produtor, o que compromete o deslocamento microscópico do processo, conforme mostrado na Figura 5.48, para as maiores vazões de injeção de gás e água.

Figura 5.48 – Saturação de óleo remanescente no reservatório ao final dos 12 anos de projeto, considerando os cinco tempos de ciclo testados para o WAG de ciclo invertido.



Mais uma vez cientes de que as vazões dos fluidos em condições de reservatório dependem da pressão e temperatura a que estão submetidos, foi realizado um novo levantamento das relações WAG (*WAG ratio*) para os casos examinados, cujo resultado é mostrado na Tabela 5.12, tendo cada vazão sido calculada considerando a média dos dados de vazão obtidos nas simulações.

Tabela 5.12 – Relações WAG para os casos avaliados.

| Condições padrão (superfície) |                          | Condições de reservatório |                          | Relação WAG |
|-------------------------------|--------------------------|---------------------------|--------------------------|-------------|
| Qw (m <sup>3</sup> /dia)      | Qg (m <sup>3</sup> /dia) | Qw (m <sup>3</sup> /dia)  | Qg (m <sup>3</sup> /dia) |             |
| 100                           | 8.000                    | 98,3                      | 19,4                     | 5,06 : 1    |
| 100                           | 24.000                   | 98,3                      | 58,2                     | 1,68 : 1    |
| 100                           | 40.000                   | 98,3                      | <b>97,0</b>              | 1,01 : 1    |
| 200                           | 8.000                    | 196,6                     | 19,4                     | 10,13 : 1   |
| 200                           | 24.000                   | 196,6                     | <b>58,2</b>              | 3,38 : 1    |
| 200                           | 40.000                   | 196,6                     | <b>97,0</b>              | 2,02 : 1    |
| 300                           | 8.000                    | 294,8                     | 19,4                     | 15,19 : 1   |
| 300                           | 24.000                   | 294,8                     | <b>58,2</b>              | 5,07 : 1    |
| 300                           | 40.000                   | <b>294,9</b>              | <b>97,0</b>              | 3,04 : 1    |

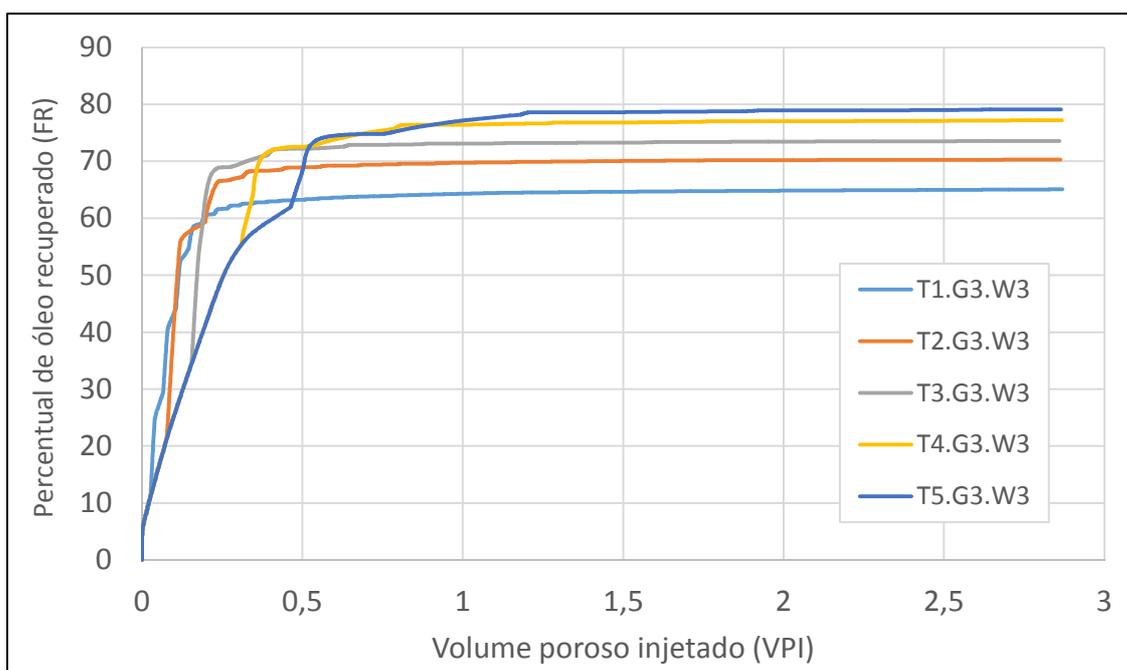
Comparando essa nova tabela com a anteriormente calculada para o ciclo de injeção iniciando com a água (Tabela 5.7), verifica-se que as relações WAG foram as mesmas. Na Tabela 5.12 foram destacados, em negrito, os valores que apresentaram divergências em relação à Tabela 5.7, mas vale destacar que essas diferenças foram mínimas, o que não impactou nas relações WAG finais. Como em ambos os processos (injeção inicial com água ou com gás), a pressão do reservatório passa a maior parte do tempo de projeto em valores próximos à pressão mínima de operação do poço (BHP mínimo), uma vez que o patamar dessa pressão é elevado, e o processo seja quase isotérmico, é provável que as vazões em condições de reservatório oscilem em uma faixa muito estreita.

Repetindo a avaliação em termos dos volumes porosos injetados para o processo WAG iniciado com a injeção de gás, como novamente foram investigados 54 casos, optou-se pela realização das mesmas comparações adotadas para o processo iniciado com a injeção de água. Na primeira delas, como os melhores fatores de recuperação foram obtidos como combinação da maior vazão de injeção de água (300 m<sup>3</sup>/dia) com a maior vazão de injeção de gás (40.000 m<sup>3</sup>/dia), foram traçadas as curvas do fator de recuperação do óleo em função do volume poroso injetado (VPI), considerando essas melhores

condições de vazão, mas para os cinco tempos de ciclo testados, o que originou as curvas mostradas na Figura 5.49.

Analisando as curvas de fator de recuperação em função do volume poroso injetado para o processo WAG com o ciclo de injeção invertido, verifica-se que a injeção de 0,5 volume poroso foi suficiente para que todos os casos alcançassem um patamar próximo do maior valor de seus fatores de recuperação. Ainda com base nessas curvas, verifica-se que o maior fator de recuperação foi obtido para o caso de maior tempo de ciclo, 18 meses (T5), embora esse caso tenha se mantido com fator de recuperação inferior aos demais até o ponto de 0,5 VPI.

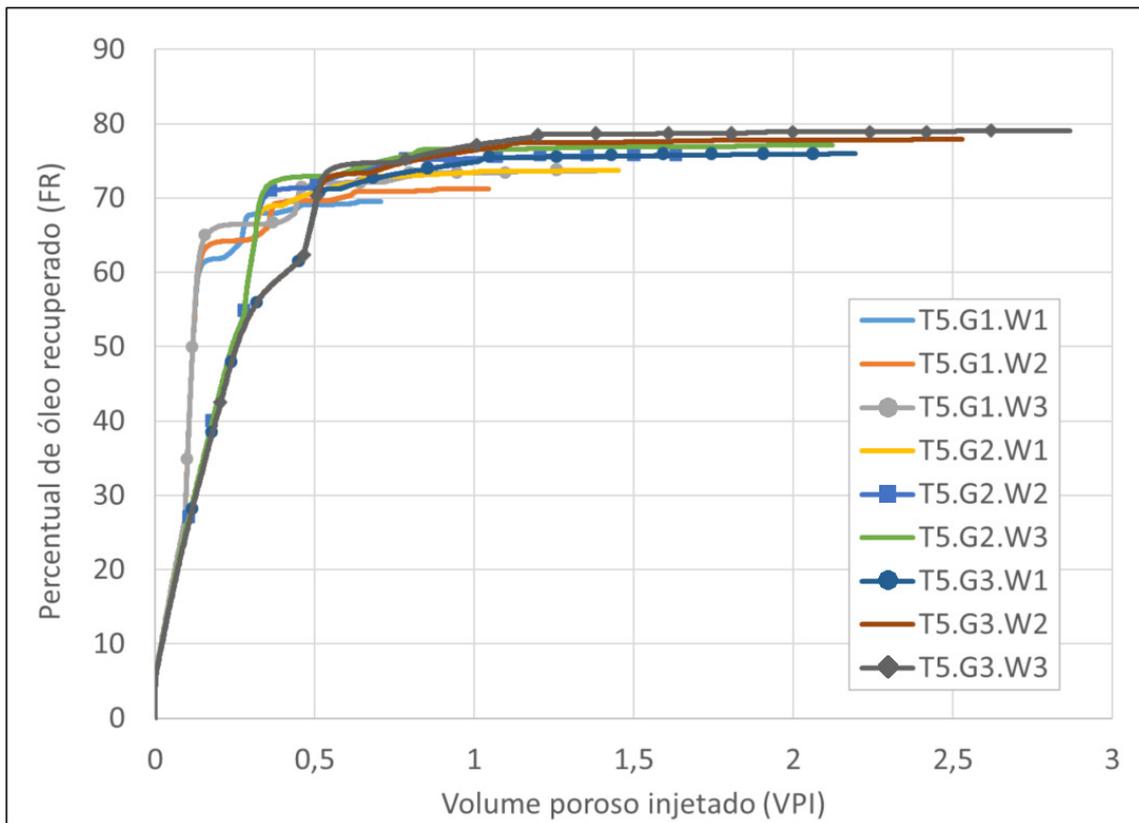
Figura 5.49 – Fator de recuperação em função do volume poroso injetado para o processo WAG com ciclo de injeção invertido, maiores vazões de água e gás, e diferentes tempos de ciclo.



Quando compara-se esses resultados com os obtidos para os ciclos iniciados com a injeção de água (Figura 5.32), verifica-se que os fatores de recuperação finais obtidos quando se inicia os ciclos pela injeção de água é maior. Entretanto, para os dois casos de maior tempo de ciclo (T4 e T5), o processo iniciado com injeção de gás produz um ritmo de crescimento mais acentuado até o ponto de injeção de 0,5 VPI, embora o fator de recuperação final seja inferior ao obtido com o ciclo de injeção iniciado pela água, em aproximadamente 10%.

A Figura 5.50 mostra os fatores de recuperação obtidos, em função do volume poroso injetado, para o processo WAG tendo os ciclos de injeção iniciados com gás, ao invés de água. Na referida figura, foi mantido o maior tempo de ciclo, 18 meses (T5), que resultou no maior fator de recuperação para os 54 casos testados, e variadas as vazões de injeção utilizadas no planejamento experimental.

Figura 5.50 – Fator de recuperação em função do volume poroso injetado para o processo WAG com ciclo de injeção de 18 meses, ciclo invertido de injeção, e combinações de vazões testadas no planejamento experimental.



Em comparação com a curva gerada para o ciclo de injeção iniciado com a água (Figura 5.33), o maior fator de recuperação obtido não alcança 80%, quando naquela outra situação alguns casos simulados tiveram resultados em torno de 90%, uma vez que o WAG iniciado com a injeção de gás é muito influenciado pela segregação gravitacional, comprometendo a sua eficiência de deslocamento. Para o ciclo de injeção invertido, o maior fator de recuperação foi obtido para a relação WAG de 3:1, divergindo da relação de 1:1, verificada no ciclo iniciado pela água.

Ainda comparando as duas figuras, verifica-se que o ciclo iniciado com gás é mais rápido, no sentido de que com 0,25 VPI, três dos casos simulados apresentam recuperações maiores que 60%, sendo o melhor caso, nessa situação, o que possui relação WAG de 15:1, com FR de aproximadamente 66,5%. Para 0,5 VPI, o melhor caso é o que apresenta relação WAG de 5:1, com FR de 73%, que fica pouco abaixo do melhor FR obtido com esse patamar de injeção no ciclo iniciado pela água.

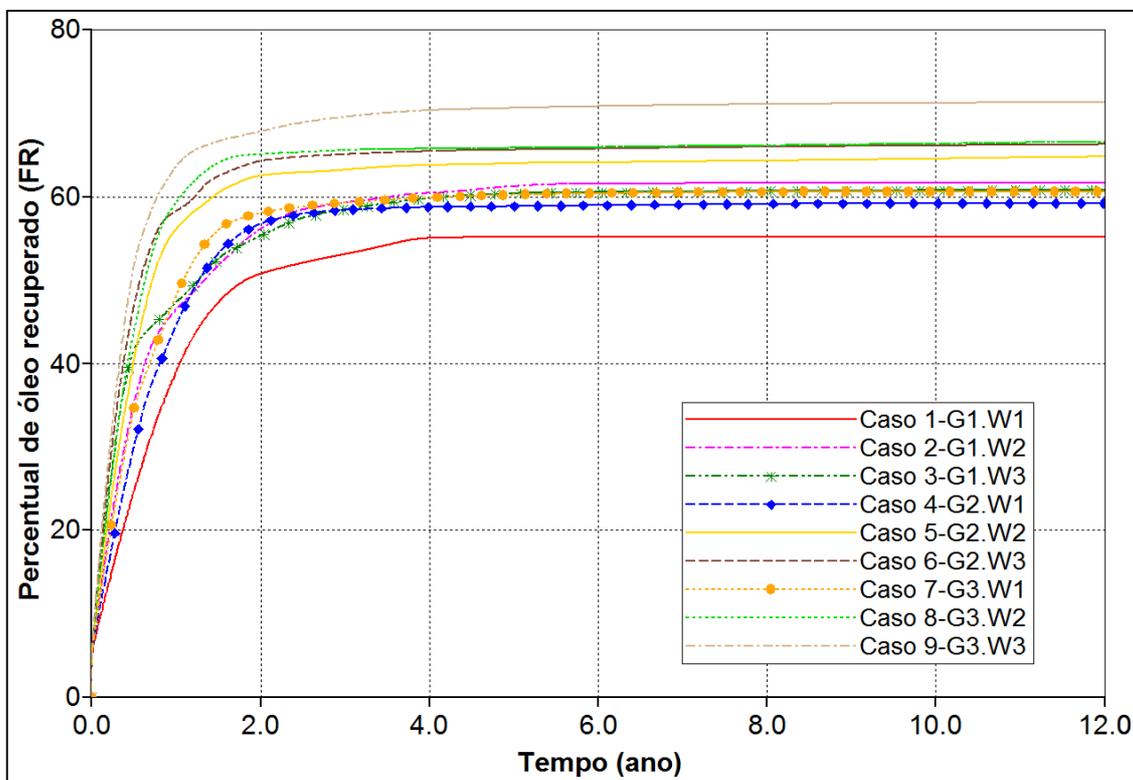
Como a quantidade de volume poroso injetado implica em custos, caberia uma comparação entre os casos considerados e uma avaliação econômica para a tomada de decisão quanto à situação que poderia ser efetivamente implementada.

## 5.6 Injeção simultânea de água e gás (SWAG)

Concluída a avaliação dos processos de injeção alternada de água e gás, onde foram considerados tanto o ciclo iniciado com a injeção de água, como o iniciado com a injeção de gás, optou-se por testar o processo de injeção simultânea de água e gás (SWAG) para as mesmas condições.

Para simular a aplicação do SWAG ao reservatório em estudo, os testes foram realizados mantendo-se os poços nas mesmas posições. Contudo, deixou de existir a necessidade de definição de ciclos de injeção, uma vez que os dois fluidos, água e gás, passaram a ser injetados juntos, como consequência de serem misturados na superfície ou mesmo no poço. Da mesma forma, as vazões testadas não precisaram mais ser o dobro das testadas inicialmente (itens 5.2 e 5.3), uma vez que a injeção dos fluidos passou a ser contínua. Os parâmetros e níveis testados estão listados na Tabela 4.9, que resultaram em 9 casos de simulação, cujos fatores de recuperação obtidos são mostrados na Figura 5.51.

Figura 5.51 – Fatores de recuperação obtidos para os 9 casos do processo SWAG, no período de 12 anos.



Adicionalmente, a Tabela 5.13 apresenta os fatores de recuperação obtidos especificamente para 2 anos, 4 anos, 6 anos e 12 anos de simulação, ordenados do maior para o menor fator de recuperação.

Tabela 5.13 – Casos simulados no processo SWAG e respectivos fatores de recuperação obtidos para 2 anos, 4 anos, 6 anos e 12 anos.

|        | Vazão gás | Vazão água | Fatores de recuperação (%) |        |        |         |
|--------|-----------|------------|----------------------------|--------|--------|---------|
|        |           |            | 2 anos                     | 4 anos | 6 anos | 12 anos |
| Caso 9 | G3        | W3         | 67,81                      | 70,33  | 70,82  | 71,30   |
| Caso 8 | G3        | W2         | 65,09                      | 65,75  | 65,94  | 66,56   |
| Caso 6 | G2        | W3         | 64,29                      | 65,45  | 65,73  | 66,27   |
| Caso 5 | G2        | W2         | 62,51                      | 63,77  | 64,12  | 64,79   |
| Caso 2 | G1        | W2         | 56,17                      | 60,45  | 61,56  | 61,68   |
| Caso 3 | G1        | W3         | 55,34                      | 59,85  | 60,54  | 60,84   |
| Caso 7 | G3        | W1         | 58,03                      | 59,88  | 60,41  | 60,58   |
| Caso 4 | G2        | W1         | 56,76                      | 58,75  | 58,97  | 59,22   |
| Caso 1 | G1        | W1         | 50,77                      | 55,04  | 55,16  | 55,20   |

Tomando o caso de maior recuperação (caso 9) como referência, a Figura 5.52 apresenta os mapas de saturação de óleo, gás e água, que possibilitam a observação da evolução do processo em 3 meses, 6 meses, 1 ano e com a conclusão dos 12 anos de projeto.

Apesar do método ter como objetivo a melhoria da eficiência de varrido das injeções de água e miscível de CO<sub>2</sub>, foi verificado que, em 1 ano, acontece a formação de dois canais preferenciais de escoamento do fluido injetado, um no topo e outro na base da camada de óleo, onde o deslocamento do óleo é mais eficiente. Na corrente de fluidos do topo, existe uma maior saturação de gás na mistura, e na corrente da base, a saturação de água está mais presente. Entretanto, nesse mesmo tempo, o fluido injetado também começa a formar um caminho preferencial na base do reservatório.

Ao final dos 12 anos de projeto, verifica-se que o método deslocou uma parte do óleo que se encontrava inicialmente no centro da camada, mas que ainda restou uma concentração na região mais central do reservatório, próxima ao topo, e outra que foi um pouco deslocada para a zona de água, ficando próxima à base da zona de óleo inicial. Da mesma forma, um terceiro caminho preferencial conseguiu se desenvolver e alcançar o poço produtor, sendo observado com mais destaque na Figura 5.53, onde a escala da saturação de gás foi reduzida, para facilitar a visualização e pode ser comparada com a de saturação de água, uma vez que é injetada uma mistura de ambos.

Figura 5.52 – Mapas de saturação de óleo, gás e água, para o reservatório no caso 9, de maior recuperação de óleo, com o método SWAG.

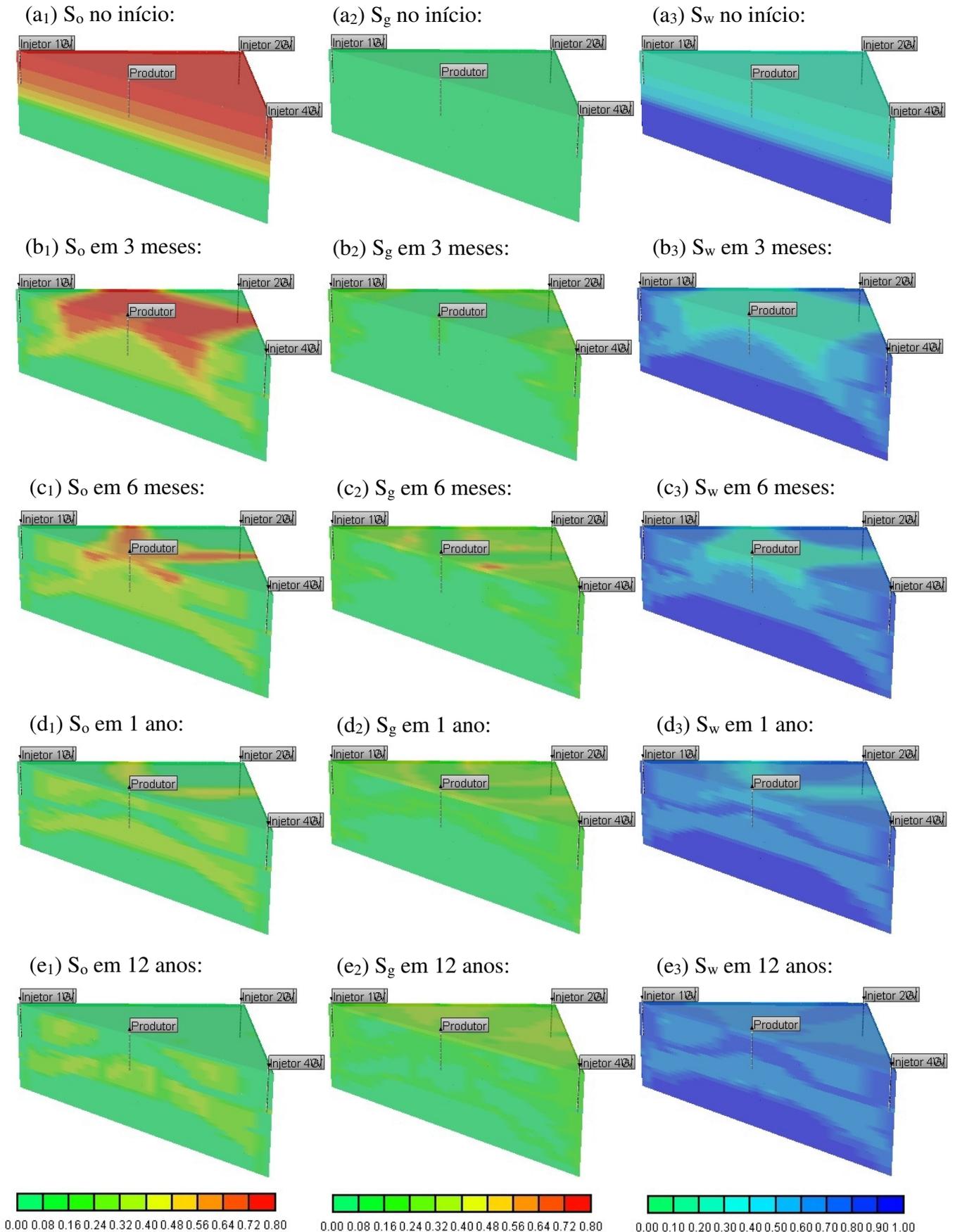
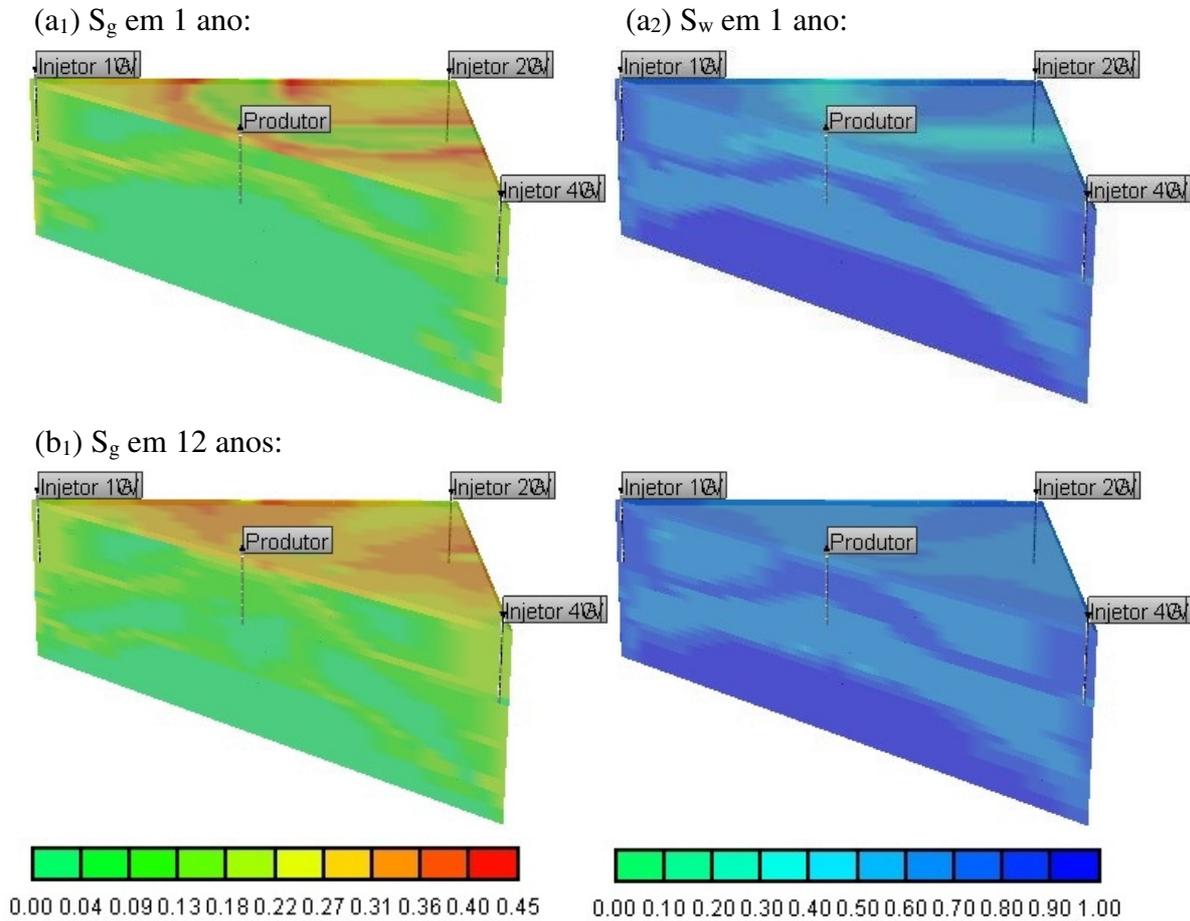


Figura 5.53 – Mapas de saturação de gás e água, para o reservatório no caso 9, de maior recuperação de óleo, com escalas de saturação de gás reduzidas.



Comparando o percentual de óleo recuperado na aplicação do processo SWAG com os resultados obtidos com a injeção apenas de água, conforme mostrado na Tabela 5.14, verifica-se que o SWAG propiciou maior patamar de recuperação, apesar da injeção de água possibilitar maior antecipação da produção, conforme verificado na Figura 5.4.

Quando comparados os processos SWAG e a injeção apenas de  $CO_2$  (Figura 5.13), verifica-se graficamente que o SWAG possui resposta mais rápida, mas que os fatores de recuperação finais obtidos com a injeção de  $CO_2$ , na vazão mais alta comparada (20.000  $m^3$ /dia), são maiores, conforme mostrado na Tabela 5.15.

Tabela 5.14 – Comparação dos resultados obtidos com a injeção de água e com a aplicação do processo SWAG.

| Vazão água | Injeç. Água     |           | SWAG            |  |
|------------|-----------------|-----------|-----------------|--|
|            | FR(%) - 12 anos | Vazão gás | FR(%) - 12 anos |  |
| W1         | 44,92           | G1        | <b>55,20</b>    |  |
|            |                 | G2        | <b>59,22</b>    |  |
|            |                 | G3        | <b>60,58</b>    |  |
| W2         | 44,64           | G1        | <b>61,68</b>    |  |
|            |                 | G2        | <b>64,79</b>    |  |
|            |                 | G3        | <b>66,56</b>    |  |
| W3         | 44,64           | G1        | <b>60,84</b>    |  |
|            |                 | G2        | <b>66,27</b>    |  |
|            |                 | G3        | <b>71,30</b>    |  |

Na comparação entre SWAG e WAG, em termos dos fatores de recuperação de óleo, verifica-se que o SWAG proporciona maior antecipação da produção, mas que os melhores casos do processo WAG, nas simulações com ciclo reduzido (Figura 5.14) e ampliado (Figura 5.23) proporcionam maior recuperação de óleo ao final do tempo de projeto. Já na comparação com o WAG com sequência de ciclo invertida (Figura 5.34) e tempos de ciclo mais curtos, vê-se que os resultados apresentam comportamento semelhante.

Tabela 5.15 – Comparação dos resultados obtidos com a injeção de CO<sub>2</sub> e com a aplicação do processo SWAG.

| Vazão água | Injeç. CO <sub>2</sub> |           | SWAG            |  |
|------------|------------------------|-----------|-----------------|--|
|            | FR(%) - 12 anos        | Vazão gás | FR(%) - 12 anos |  |
| G1         | <b>64,41</b>           | W1        | 55,20           |  |
|            |                        | W2        | 61,68           |  |
|            |                        | W3        | 60,84           |  |
| G2         | <b>80,43</b>           | W1        | 59,22           |  |
|            |                        | W2        | 64,79           |  |
|            |                        | W3        | 66,27           |  |
| G3         | <b>84,09</b>           | W1        | 60,58           |  |
|            |                        | W2        | 66,56           |  |
|            |                        | W3        | 71,30           |  |

Entretanto, quando a mesma comparação utiliza o WAG com sequência de ciclo invertida e tempos de ciclo ampliados (Figura 5.43), vê-se que o WAG volta a produzir melhores resultados, com alguns casos registrando tanto a antecipação na produção do óleo, como maiores recuperações ao final dos 12 anos de projeto. A Tabela 5.16 apresenta

o comparativo dos fatores de recuperação obtidos ao final do tempo de projeto com o SWAG e as duas configurações de WAG testadas.

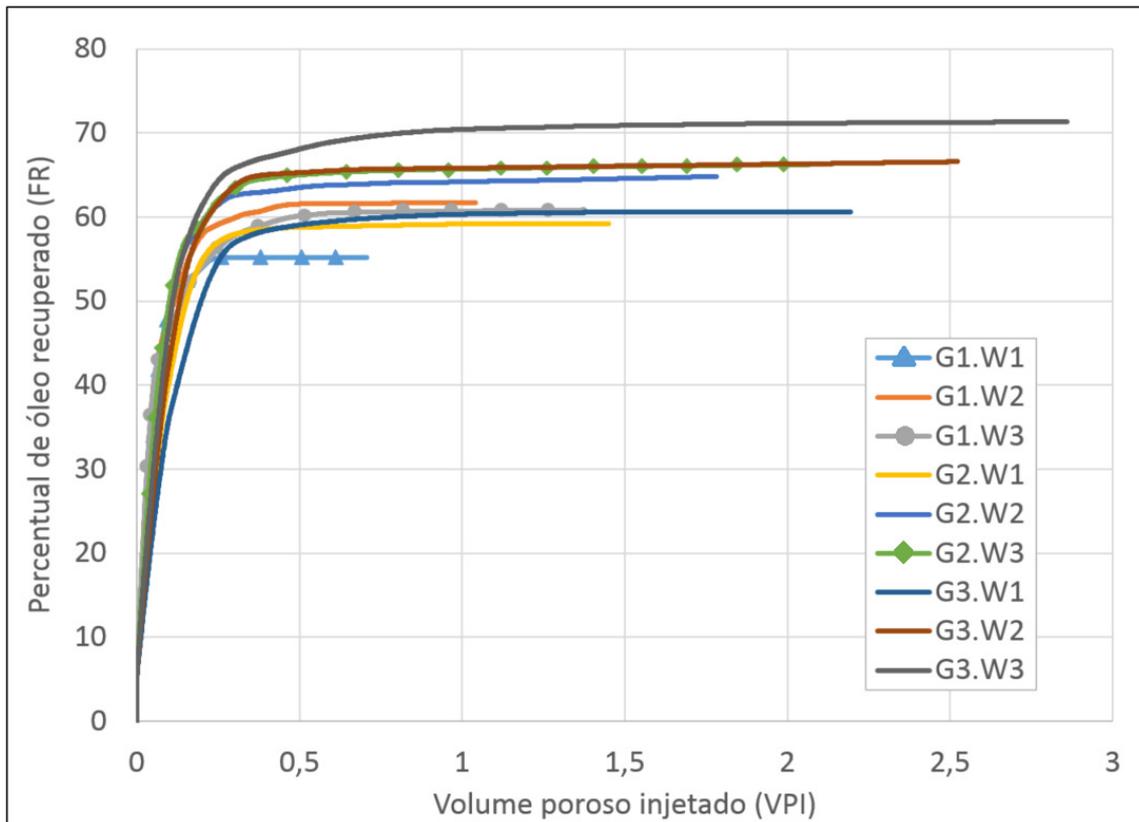
Tabela 5.16 – Comparação dos resultados obtidos com o WAG de ciclo longo, o WAG de ciclo de injeção invertido e longo, com a aplicação do processo SWAG.

| Vazão gás | Vazão água | SWAG            |             | WAG longo       |                 | WAG invert. longo |  |
|-----------|------------|-----------------|-------------|-----------------|-----------------|-------------------|--|
|           |            | FR(%) - 12 anos | Tempo ciclo | FR(%) - 12 anos | FR(%) - 12 anos |                   |  |
| G1        | W1         | 55,20           | T1          | 60,61           | 63,09           |                   |  |
|           |            |                 | T2          | 62,55           | 66,96           |                   |  |
|           |            |                 | T3          | 65,12           | 69,54           |                   |  |
|           | W2         | 61,68           | T1          | 59,02           | 65,02           |                   |  |
|           |            |                 | T2          | 60,46           | 68,46           |                   |  |
|           |            |                 | T3          | 62,40           | 71,27           |                   |  |
|           | W3         | 60,84           | T1          | 57,91           | 65,68           |                   |  |
|           |            |                 | T2          | 62,31           | 70,76           |                   |  |
|           |            |                 | T3          | 64,35           | 73,67           |                   |  |
| G2        | W1         | 59,22           | T1          | 73,46           | 68,52           |                   |  |
|           |            |                 | T2          | 79,55           | 71,85           |                   |  |
|           |            |                 | T3          | 81,29           | 73,74           |                   |  |
|           | W2         | 64,79           | T1          | 73,56           | 70,64           |                   |  |
|           |            |                 | T2          | 79,82           | 73,51           |                   |  |
|           |            |                 | T3          | 82,04           | 75,72           |                   |  |
|           | W3         | 66,27           | T1          | 74,84           | 72,42           |                   |  |
|           |            |                 | T2          | 82,45           | 75,55           |                   |  |
|           |            |                 | T3          | 83,52           | 77,08           |                   |  |
| G3        | W1         | 60,58           | T1          | 82,78           | 70,69           |                   |  |
|           |            |                 | T2          | 88,08           | 73,90           |                   |  |
|           |            |                 | T3          | 91,52           | 75,97           |                   |  |
|           | W2         | 66,56           | T1          | 84,85           | 71,85           |                   |  |
|           |            |                 | T2          | 87,75           | 75,57           |                   |  |
|           |            |                 | T3          | 89,91           | 77,89           |                   |  |
|           | W3         | 71,30           | T1          | 87,77           | 73,58           |                   |  |
|           |            |                 | T2          | 89,31           | 77,21           |                   |  |
|           |            |                 | T3          | 90,06           | 79,11           |                   |  |

A Figura 5.54 apresenta as curvas do fator de recuperação em função do volume poroso injetado para o processo de injeção simultânea de água e gás (SWAG). A partir da figura, verifica-se que é necessária a injeção de apenas 0,5 VPI para que a maioria dos casos estabilize ou fique próximo de sua máxima recuperação de óleo.

Em nova comparação com o WAG (Figura 5.33), verifica-se que seu melhor caso obtém recuperação da ordem de 78% com a injeção de 0,5 VPI, enquanto no SWAG obtém-se apenas em torno de 68% com o mesmo patamar de injeção.

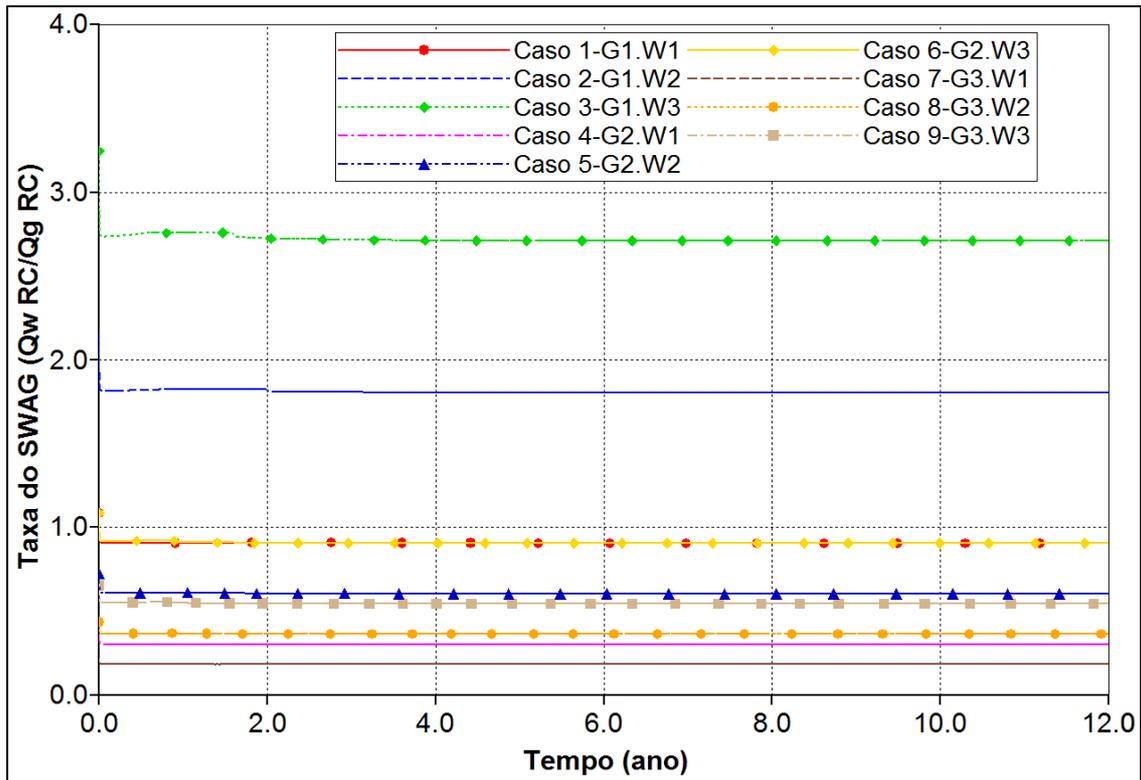
Figura 5.54 – Fator de recuperação em função do volume poroso injetado para o processo SWAG.



Com 0,5 VPI, o melhor caso do WAG com ciclo de injeção invertido (Figura 5.50) proporciona a recuperação de aproximadamente 73% do óleo, que também é superior ao resultado obtido com o SWAG.

Por fim, embora a relação do WAG seja definida como a taxa fixa de injeção das golfadas alternadas de água e gás, em cada ciclo, nas condições atuais de reservatório e não haja injeção alternada nesse processo, foi calculada a taxa entre as vazões contínuas de injeção, nas condições de reservatório, para os casos simulados. Como essa injeção se dá continuamente, a curva obtida é mostrada na Figura 5.55.

Figura 5.55 – Cálculo da relação WAG do processo SWAG, para os 9 casos simulados.



Adicionalmente, foram calculados os valores médios para cada curva, que são mostrados na Tabela 5.17.

Tabela 5.17 – Relações WAG para os 9 casos avaliados do processo SWAG.

| Caso | Condições padrão (superfície) |             | Relação SWAG, em RC |
|------|-------------------------------|-------------|---------------------|
|      | Qw (m³/dia)                   | Qg (m³/dia) |                     |
| 1    | 50                            | 4.000       | 0,9 : 1             |
| 2    | 50                            | 12.000      | 1,8 : 1             |
| 3    | 50                            | 20.000      | 2,7 : 1             |
| 4    | 100                           | 4.000       | 0,3 : 1             |
| 5    | 100                           | 12.000      | 0,6 : 1             |
| 6    | 100                           | 20.000      | 0,9 : 1             |
| 7    | 150                           | 4.000       | 0,2 : 1             |
| 8    | 150                           | 12.000      | 0,4 : 1             |
| 9    | 150                           | 20.000      | 0,5 : 1             |

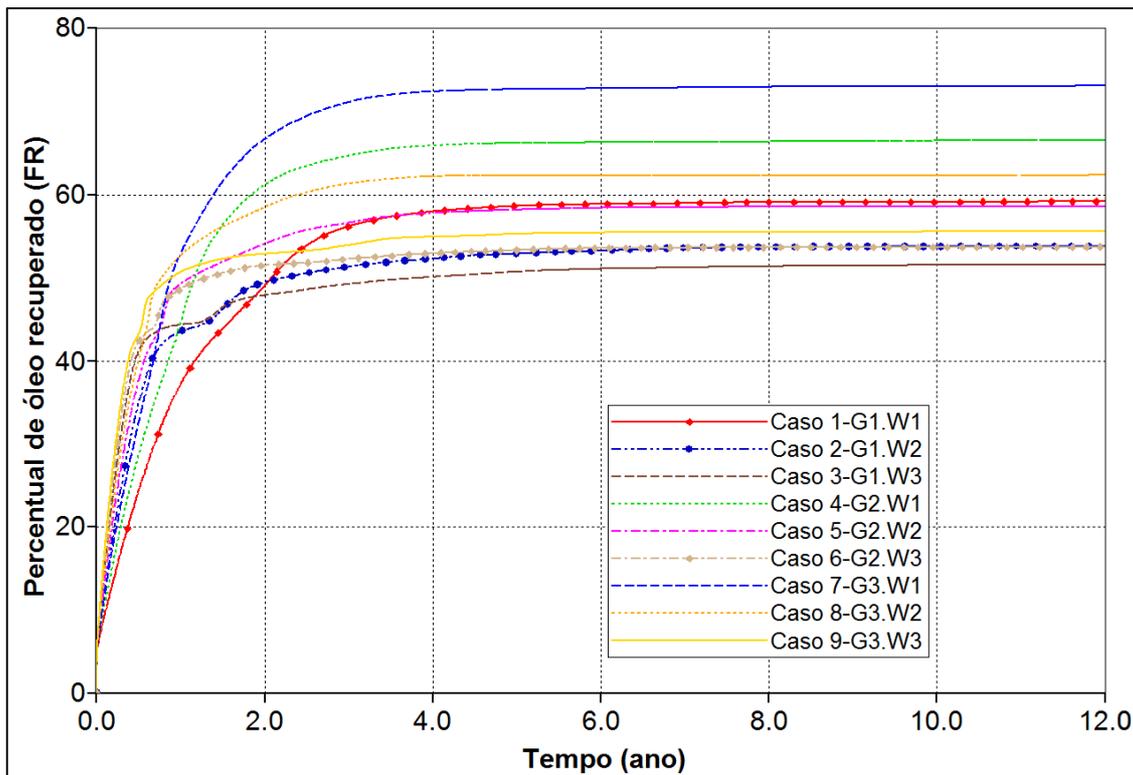
Diferente do que aconteceu nos casos de WAG com ciclo iniciado por água ou por gás, o caso que resultou em maior recuperação de óleo foi o que possuía uma relação entre vazões de 0,5 : 1. Embora os casos 1 e 6 tenham apresentado a mesma relação entre as vazões, o caso 6 registrou maior recuperação de óleo, pois as vazões de injeção dos fluidos é o dobro para água e o quántuplo para o óleo. Ressaltando que esse parâmetro é

citado na literatura para as injeções alternadas de água e gás e não para as contínuas e que ele foi calculado nesta pesquisa a título de referência.

## 5.7 Injeção simultânea seletiva de água e gás (SSWAG)

Finalmente, foi realizado um estudo da injeção simultânea seletiva de água e gás (SSWAG) no reservatório avaliado, em que o gás foi injetado na zona de água e a água na zona de óleo, na configuração mostrada na Figura 4.16 e cujos parâmetros e níveis avaliados também se encontram na Tabela 4.9, uma vez que o que difere os processos SWAG e SSWAG são apenas os pontos de injeção de fluidos. Da combinação dos fatores e níveis resultaram 9 casos, cujos fatores de recuperação obtidos são mostrados na Figura 5.56.

Figura 5.56 – Fatores de recuperação obtidos para os 9 casos do processo SSWAG, no período de 12 anos.



A Tabela 5.18 também apresenta os fatores de recuperação em 2 anos, 4 anos, 6 anos e 12 anos de simulação.

Tabela 5.18 – Casos simulados no processo SSWAG e respectivos fatores de recuperação obtidos para 2 anos, 4 anos, 6 anos e 12 anos.

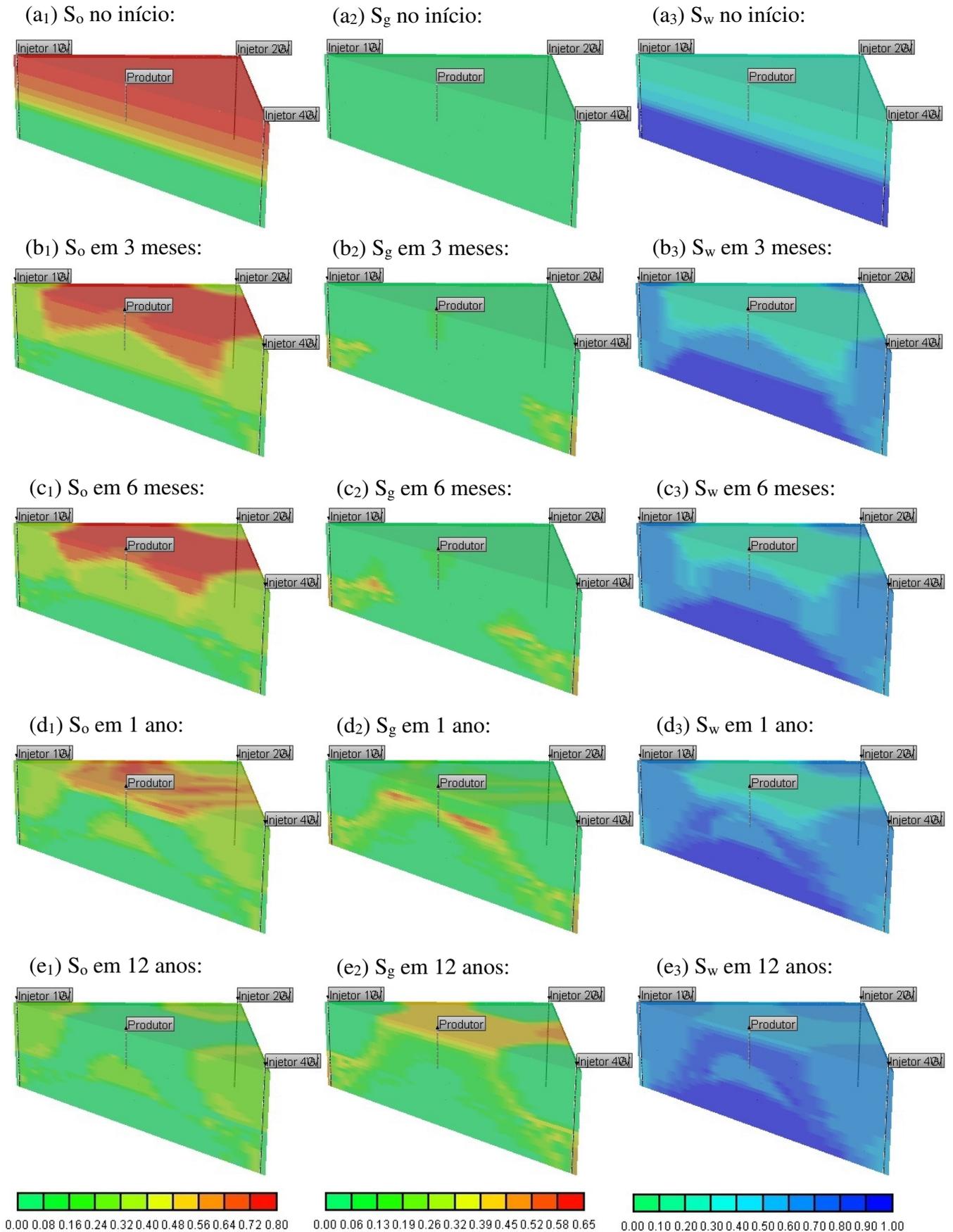
|        | Vazão gás | Vazão água | Fatores de recuperação (%) |        |        |         |
|--------|-----------|------------|----------------------------|--------|--------|---------|
|        |           |            | 2 anos                     | 4 anos | 6 anos | 12 anos |
| Caso 7 | G3        | W1         | 66,69                      | 72,38  | 72,74  | 73,06   |
| Caso 4 | G2        | W1         | 61,20                      | 65,89  | 66,27  | 66,53   |
| Caso 8 | G3        | W2         | 58,54                      | 62,19  | 62,30  | 62,34   |
| Caso 1 | G1        | W1         | 49,13                      | 57,99  | 58,85  | 59,18   |
| Caso 5 | G2        | W2         | 54,11                      | 57,81  | 58,42  | 58,60   |
| Caso 9 | G3        | W3         | 52,89                      | 54,98  | 55,45  | 55,58   |
| Caso 2 | G1        | W2         | 49,48                      | 52,31  | 53,26  | 53,82   |
| Caso 6 | G2        | W3         | 51,52                      | 52,96  | 53,56  | 53,73   |
| Caso 3 | G1        | W3         | 47,94                      | 50,13  | 51,11  | 51,62   |

Tomando o caso 7 como referência, por ter sido o de maior recuperação, a Figura 5.57 apresenta os mapas de saturação de óleo, gás e água, no instante inicial, em 3 meses, 6 meses, 1 ano e com a conclusão dos 12 anos de projeto, para possibilitar a visualização da evolução do processo.

Através dos mapas de saturação, verifica-se que o gás varreu os hidrocarbonetos para cima e a água os varreu para baixo, conforme proposto pelo método. Entretanto, a corrente de gás alcançou a zona de óleo a uma certa distância do poço injetor, deixando de varrer a região em torno do poço injetor de água. Já a água, deslocou os hidrocarbonetos que estavam na proximidade de seu poço injetor, mas sua eficiência de varrido macroscópico é limitada, o que reduz sua capacidade de empurrar o óleo para o poço produtor. Como consequência, ao final do tempo de projeto, resta uma saturação superior à residual, nas proximidades dos poços injetores de água.

Como a corrente de gás tende a buscar o topo do reservatório, devido à diferença de densidade dos fluidos, ele deixa de varrer a base da zona de óleo, na região logo abaixo do poço produtor, que alcançada apenas pela água, também termina com uma saturação de óleo superior à residual.

Figura 5.57 – Mapas de saturação de óleo, gás e água, para o reservatório no caso 7, de maior recuperação de óleo, com o método SSWAG.



Comparando-se as curvas de fatores de recuperação obtidos com a aplicação do SSWAG (Figura 5.56), com as curvas obtidas apenas com a injeção de água (Figura 5.7), é possível verificar que a resposta do sistema à injeção de água, no geral, resulta em antecipação da produção, embora o caso de aplicação do SSWAG que resultou em menor fator de recuperação (caso 3) ainda obtém melhor resultado (51,62%) do que os três casos de injeção de água. A Tabela 5.19 apresenta um comparativo dos fatores de recuperação obtidos a partir da aplicação do SSWAG e da injeção de água, ao final dos 12 anos de projeto.

Tabela 5.19 – Comparação dos resultados obtidos com a injeção de água e com a aplicação do processo SSWAG.

| Vazão água | Injeç. Água     |           | SSWAG           |  |
|------------|-----------------|-----------|-----------------|--|
|            | FR(%) - 12 anos | Vazão gás | FR(%) - 12 anos |  |
| W1         | 44,92           | G1        | <b>59,18</b>    |  |
|            |                 | G2        | <b>66,53</b>    |  |
|            |                 | G3        | <b>73,06</b>    |  |
| W2         | 44,64           | G1        | <b>53,82</b>    |  |
|            |                 | G2        | <b>58,60</b>    |  |
|            |                 | G3        | <b>62,34</b>    |  |
| W3         | 44,64           | G1        | <b>51,62</b>    |  |
|            |                 | G2        | <b>53,73</b>    |  |
|            |                 | G3        | <b>55,58</b>    |  |

Quando realizada a comparação dos resultados do processo SSWAG com os obtidos pela injeção de CO<sub>2</sub> (Figura 5.13), verifica-se que o SSWAG antecipa a produção do óleo, em comparação com a injeção de CO<sub>2</sub>, uma vez que, neste último, os 12 anos de projeto não são suficientes para que o fator de recuperação estabilize nos casos de injeção de CO<sub>2</sub>. A Tabela 5.20 apresenta uma comparação da recuperação final de óleo obtida com a aplicação da injeção de CO<sub>2</sub> e do SSWAG.

Entretanto, a injeção apenas de CO<sub>2</sub>, tanto na vazão intermediária (12.000 m<sup>3</sup>/dia), como na vazão máxima (20.000 m<sup>3</sup>/dia), produz fator de recuperação final maior que todos os casos simulados do SSWAG. Apenas a injeção da menor vazão de CO<sub>2</sub> (4.000 m<sup>3</sup>/dia), que obtém resultados superados por dois casos simulados do processo SSWAG. Uma comparação dos resultados obtidos, ao final do tempo de projeto, injetando água e com a aplicação do método SSWAG é mostrada na Tabela 5.20.

Tabela 5.20 – Comparação dos resultados obtidos com a injeção de CO<sub>2</sub> e com a aplicação do processo SSWAG.

| Vazão gás | Injeç. CO <sub>2</sub> | Vazão água | SSWAG           |
|-----------|------------------------|------------|-----------------|
|           | FR(%) - 12 anos        |            | FR(%) - 12 anos |
| G1        | <b>64,41</b>           | W1         | 59,18           |
|           |                        | W2         | 53,82           |
|           |                        | W3         | 51,62           |
| G2        | <b>80,43</b>           | W1         | 66,53           |
|           |                        | W2         | 58,60           |
|           |                        | W3         | 53,73           |
| G3        | <b>84,09</b>           | W1         | 73,06           |
|           |                        | W2         | 62,34           |
|           |                        | W3         | 55,58           |

Na comparação dos resultados obtidos na aplicação do processo SSWAG com os do WAG (Figura 5.14), verifica-se que os melhores casos do WAG proporcionam maior recuperação de óleo, com o melhor caso obtendo recuperação 14,5% maior do que o melhor caso do SSWAG. Resultado que se repete com o processo WAG de tempos de ciclo ampliados (Figura 5.23), cujo melhor caso obtém recuperação 18,28% superior ao melhor caso do SSWAG.

Quando compara-se o processo SSWAG com o processo WAG de ciclo de injeção invertido (Figura 5.34), constata-se que o segundo proporciona maior antecipação da produção de óleo, uma vez que alguns de seus casos praticamente estabilizam em um intervalo de apenas dois anos. Entretanto, quando comparados os fatores de recuperação, verifica-se que os melhores casos de ambos apresentam fatores de recuperação muito próximos, com o WAG de ciclo de injeção invertido levando pequena vantagem (73,28% *versus* 73,06%). Já o processo WAG de ciclo de injeção invertido e tempos de ciclo ampliados (Figura 5.43) possui uma resposta mais lenta que o de ciclos mais curtos, entretanto, na comparação com a resposta do processo SSWAG, verifica-se que o melhor caso do WAG passa agora a registrar recuperação de óleo 5,56% maior. Um comparativo dos resultados obtidos ao final do tempo de projeto com o WAG de ciclo longo, o WAG com ciclo de injeção invertido e longo, bem como com o processo SSWAG é mostrado na Tabela 5.21.

Tabela 5.21 – Comparação dos resultados obtidos com o WAG de ciclo longo, o WAG de ciclo de injeção invertido e longo, com a aplicação do processo SSWAG.

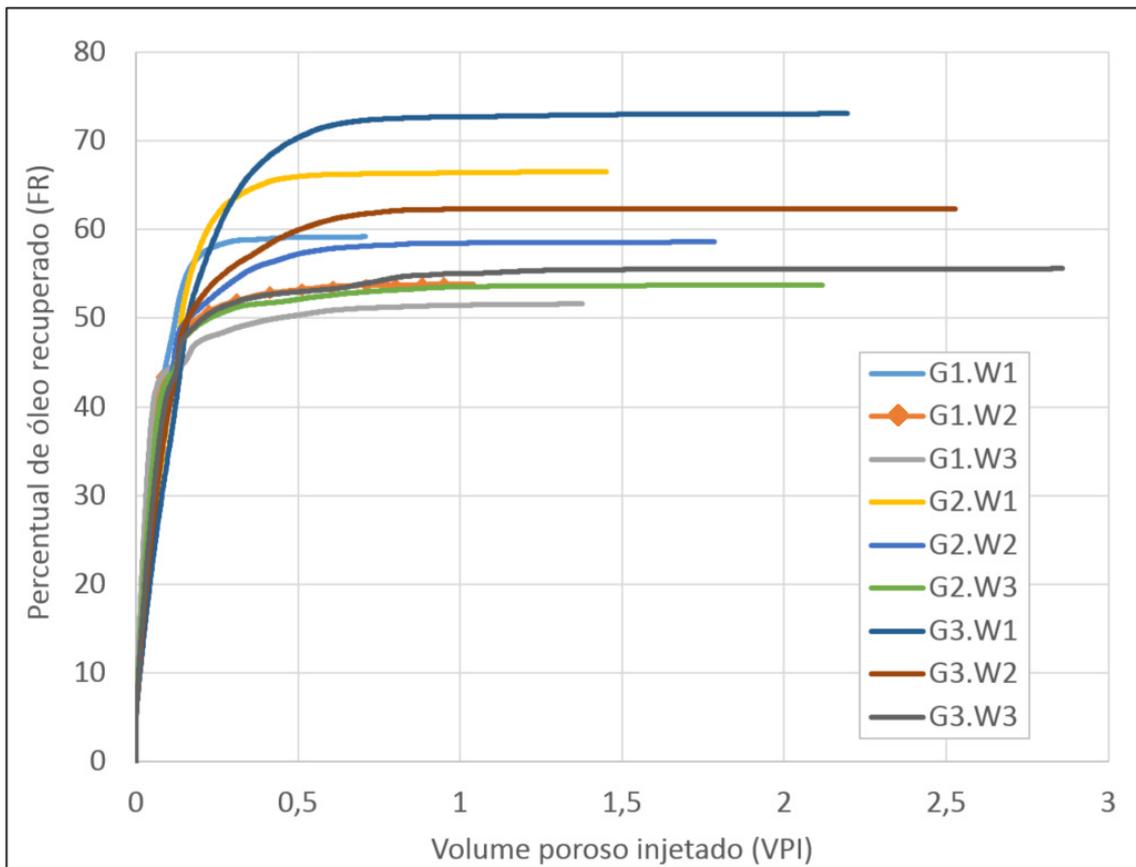
| Vazão gás | Vazão água | SSWAG           |             | WAG longo       |                 | WAG invert. longo |                 |
|-----------|------------|-----------------|-------------|-----------------|-----------------|-------------------|-----------------|
|           |            | FR(%) - 12 anos | Tempo ciclo | FR(%) - 12 anos | FR(%) - 12 anos | FR(%) - 12 anos   | FR(%) - 12 anos |
| G1        | W1         | 59,18           | T1          | 60,61           | 63,09           |                   |                 |
|           |            |                 | T2          | 62,55           | 66,96           |                   |                 |
|           |            |                 | T3          | 65,12           | 69,54           |                   |                 |
|           | W2         | 53,82           | T1          | 59,02           | 65,02           |                   |                 |
|           |            |                 | T2          | 60,46           | 68,46           |                   |                 |
|           |            |                 | T3          | 62,40           | 71,27           |                   |                 |
|           | W3         | 51,62           | T1          | 57,91           | 65,68           |                   |                 |
|           |            |                 | T2          | 62,31           | 70,76           |                   |                 |
|           |            |                 | T3          | 64,35           | 73,67           |                   |                 |
| G2        | W1         | 66,53           | T1          | 73,46           | 68,52           |                   |                 |
|           |            |                 | T2          | 79,55           | 71,85           |                   |                 |
|           |            |                 | T3          | 81,29           | 73,74           |                   |                 |
|           | W2         | 58,60           | T1          | 73,56           | 70,64           |                   |                 |
|           |            |                 | T2          | 79,82           | 73,51           |                   |                 |
|           |            |                 | T3          | 82,04           | 75,72           |                   |                 |
|           | W3         | 53,73           | T1          | 74,84           | 72,42           |                   |                 |
|           |            |                 | T2          | 82,45           | 75,55           |                   |                 |
|           |            |                 | T3          | 83,52           | 77,08           |                   |                 |
| G3        | W1         | 73,06           | T1          | 82,78           | 70,69           |                   |                 |
|           |            |                 | T2          | 88,08           | 73,90           |                   |                 |
|           |            |                 | T3          | 91,52           | 75,97           |                   |                 |
|           | W2         | 62,34           | T1          | 84,85           | 71,85           |                   |                 |
|           |            |                 | T2          | 87,75           | 75,57           |                   |                 |
|           |            |                 | T3          | 89,91           | 77,89           |                   |                 |
|           | W3         | 55,58           | T1          | 87,77           | 73,58           |                   |                 |
|           |            |                 | T2          | 89,31           | 77,21           |                   |                 |
|           |            |                 | T3          | 90,06           | 79,11           |                   |                 |

A Figura 5.58 apresenta as curvas do fator de recuperação em função do volume poroso injetado para o processo de injeção seletiva simultânea de água e gás (SSWAG). A partir da figura, verifica-se que é necessária a injeção de aproximadamente 0,75 VPI para que a maioria dos casos estabilize ou fique próximo de sua máxima recuperação de óleo.

Na comparação entre o melhor caso do processo SSWAG com o melhor do WAG (Figura 5.33 – T5.G3.W1), verifica-se que ambos alcançam patamar próximo a 70% de recuperação com a injeção de 0,5 VPI. Entretanto, a evolução do SSWAG é mais rápida até aquele ponto, embora a injeção de mais fluido no reservatório favoreça um incremento maior na recuperação do WAG, que alcança 90% com a injeção de 1 VPI, enquanto a

recuperação do SSWAG é pouco favorecida com a continuidade na injeção de fluido, evoluindo menos de 5% quando se alcança 1 VPI.

Figura 5.58 – Fator de recuperação em função do volume poroso injetado para o processo SSWAG.



Quando agora compara-se o melhor caso do processo SSWAG com o melhor caso do WAG de ciclo invertido (Figura 5.50 – T5.G3.W3), é possível observar que ambos alcançam o patamar de 70% de recuperação com a injeção de 0,5 VPI, mas que a evolução no SSWAG é mais rápida até pouco antes desse ponto de injeção, com o WAG acentuando o ritmo de recuperação quando chega bem próximo a esse ponto. Contudo, após 0,5 VPI, a velocidade da recuperação do WAG é maior. Quando ambos alcançam o ponto de 1 VPI, o WAG de ciclo invertido leva uma vantagem da ordem de 4,5% em relação à recuperação de óleo obtida no processo SSWAG.

Comparando os desempenhos do melhor caso do SWAG (Figura 5.54 – G3.W3) com o do SSWAG, observa-se que o SSWAG apresenta resultado ligeiramente maior no ponto de 0,5 VPI, mas que a evolução do SWAG é mais rápida até aquele ponto de

injeção. A partir de 1 VPI, ambos estão praticamente estabilizados, com diferença de 2,2% em favor do SSWAG. A Tabela 5.22 apresenta um comparativo dos fatores de recuperação finais obtidos a partir da aplicação dos métodos SWAG e SSWAG.

Tabela 5.22 – Comparativo das recuperações de óleo obtidas ao final do tempo de projeto para os processos SWAG e SSWAG.

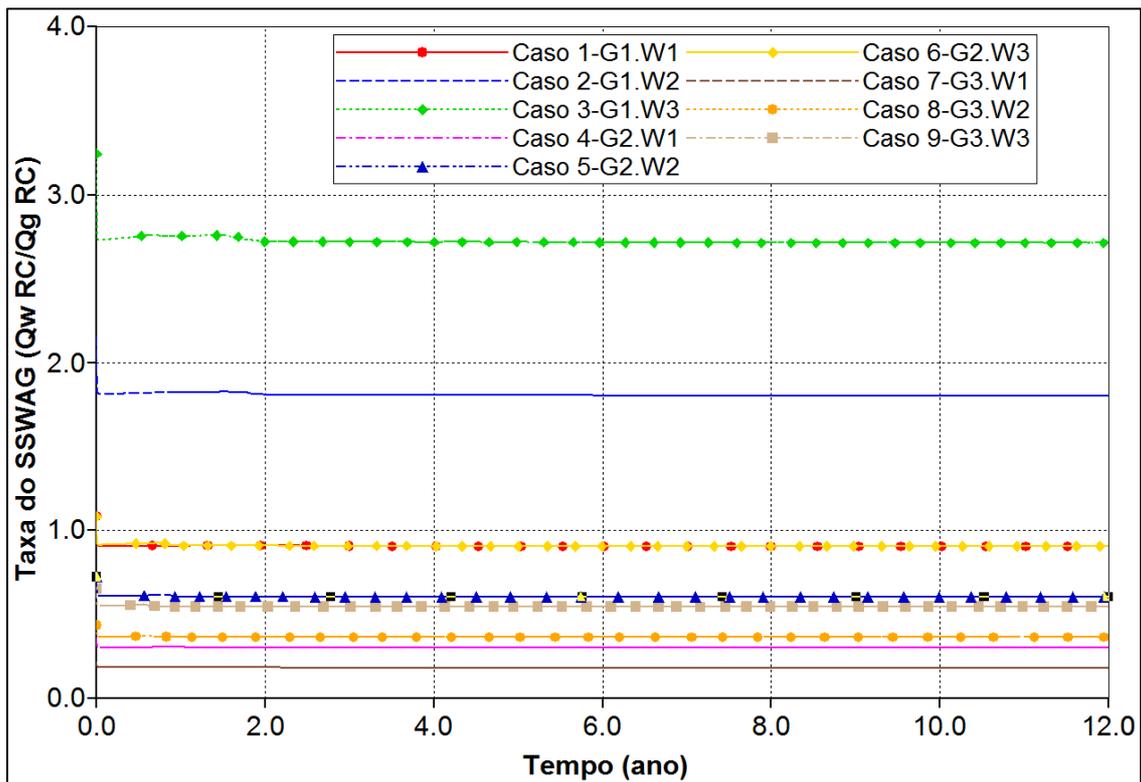
| Vazão água | Vazão gás | SWAG            | SSWAG           |
|------------|-----------|-----------------|-----------------|
|            |           | FR(%) - 12 anos | FR(%) - 12 anos |
| G1         | W1        | 55,20           | 59,18           |
|            | W2        | 61,68           | 53,82           |
|            | W3        | 60,84           | 51,62           |
| G2         | W1        | 59,22           | 66,53           |
|            | W2        | 64,79           | 58,60           |
|            | W3        | 66,27           | 53,73           |
| G3         | W1        | 60,58           | 73,06           |
|            | W2        | 66,56           | 62,34           |
|            | W3        | 71,30           | 55,58           |

Da mesma forma que no processo SWAG, foi calculada a taxa entre as vazões contínuas de injeção de água e gás, nas condições de reservatório. Como as injeções são simultâneas, as curvas dessa relação em função do tempo são mostradas na Figura 5.59. Ressaltando mais uma vez que a relação WAG é definida na literatura como a taxa fixa de injeção das golfadas “alternadas” de água e gás, em cada ciclo, nas condições atuais de reservatório, que difere do que acontece nesse processo. Os valores médios calculados para cada um dos casos avaliados são mostrados na Tabela 5.23.

Tabela 5.23 – Relações WAG para os 9 casos avaliados do processo SSWAG.

| Caso | Condições padrão (superfície) |                          | Relação SSWAG,<br>em RC |
|------|-------------------------------|--------------------------|-------------------------|
|      | Qw (m <sup>3</sup> /dia)      | Qg (m <sup>3</sup> /dia) |                         |
| 1    | 50                            | 4.000                    | 0,9 : 1                 |
| 2    | 50                            | 12.000                   | 1,8 : 1                 |
| 3    | 50                            | 20.000                   | 2,7 : 1                 |
| 4    | 100                           | 4.000                    | 0,3 : 1                 |
| 5    | 100                           | 12.000                   | 0,6 : 1                 |
| 6    | 100                           | 20.000                   | 0,9 : 1                 |
| 7    | 150                           | 4.000                    | 0,2 : 1                 |
| 8    | 150                           | 12.000                   | 0,4 : 1                 |
| 9    | 150                           | 20.000                   | 0,5 : 1                 |

Figura 5.59 – Cálculo da relação WAG do processo SSWAG, para os 9 casos simulados.

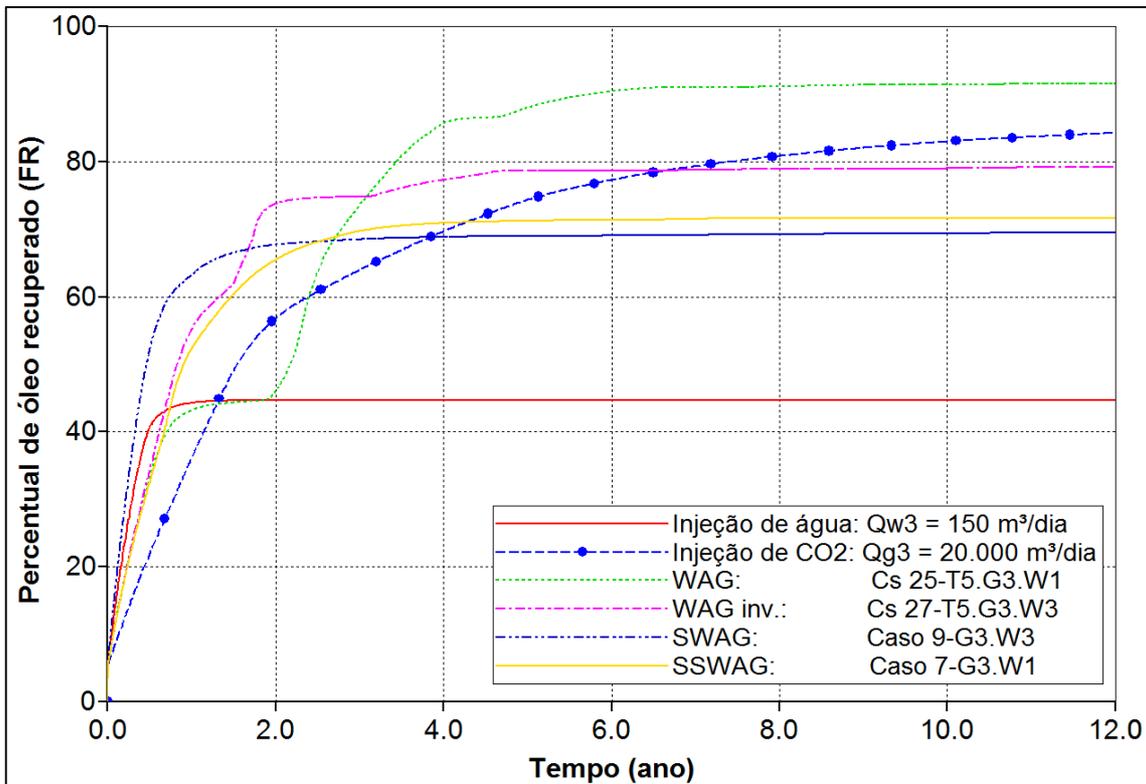


Comparando as taxas calculadas para o SWAG (Tabela 5.17) com as calculadas para o SSWAG (Tabela 5.23), observa-se que foram idênticas para os casos avaliados. Como foi considerado o mesmo reservatório para as duas situações e os mesmos valores de vazão, é provável que as condições de reservatório tenham ficado semelhantes, o que resulta em vazões no mesmo patamar e diferenças mínimas nos valores calculados. Entretanto, diferente do que foi observado no SWAG, o caso que apresentou maior recuperação de óleo possuía uma relação entre as vazões de 0,2:1. Repetiu-se a divergência entre os casos 1 e 6, que apresentam a mesma relação entre as vazões, mas recuperações de óleo diferentes.

## 5.8 Comparativo dos melhores casos dos métodos analisados

A Figura 5.60 apresenta os fatores de recuperação obtidos para todos os melhores casos dos métodos avaliados, com exceção das injeções de água e gás, em que foram considerados os melhores resultados dentre os casos selecionados para as etapas seguintes do estudo (Figura 5.7 e Figura 5.13).

Figura 5.60 – Comparativo das curvas dos fatores de recuperação obtidos para os casos destacados de todos os métodos estudados.



A partir da referida figura, é possível verificar que:

- Considerando o tempo total de projeto (12 anos), a maior recuperação de óleo (91,52%) foi obtida quando aplicado o método WAG, com maior tempo de ciclo e relação WAG mais recomendada na literatura (1:1);
- Na comparação dos resultados obtidos com a aplicação da injeção de água e os demais métodos, verifica-se que a injeção de água tanto apresentou a menor recuperação de óleo (44,92%), ao final do tempo de projeto, como foi o método com menor antecipação na curva de produção, uma vez que ele proporciona um varrido macroscópico do óleo do reservatório, limitado à saturação de óleo irreduzível observada nas curvas de permeabilidade (33%);
- Se considerado 1 ano de projeto, o SWAG apresenta maior antecipação da produção do que os demais métodos, alcançando uma recuperação da ordem de 63,35% no referido período;
- Em 2 anos de projeto, a melhor opção é o WAG iniciado com a injeção de CO<sub>2</sub>, cujo varrido microscópico favorece a recuperação do óleo e antecipação da

produção, alcançando uma recuperação da ordem de 73,81% no referido período;

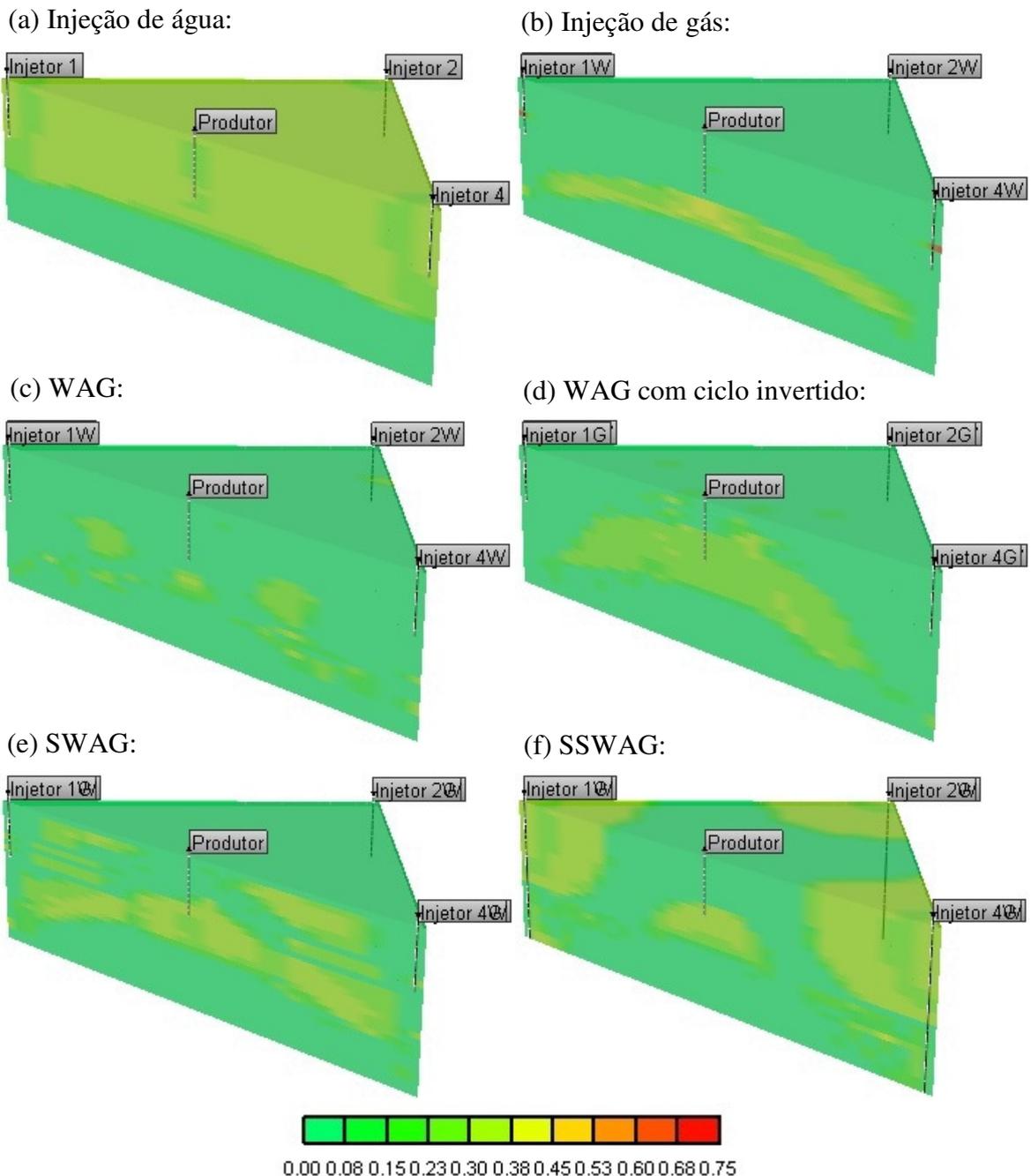
- A partir de pouco mais de 3 anos de projeto, a melhor recuperação passa a ser obtida como resultado da aplicação do WAG, que tem um ponto de intersecção com o WAG iniciado com CO<sub>2</sub> (74,74%) e depois passa a se tornar o método mais vantajoso, do ponto de vista da recuperação de óleo.

A Figura 5.61 mostra os mapas de saturação de óleo resultantes da aplicação de cada processo estudado, ao final dos 12 anos de projeto. Com base na referida figura, é possível observar que:

- No caso da injeção de água (Figura 5.61a), permanece uma quantidade significativa de óleo no reservatório, uma vez que o deslocamento macroscópico do óleo pela água fica limitado à saturação de óleo irreduzível;
- Na injeção de gás (Figura 5.61b), devido à condição de miscibilidade com o gás, o fluido injetado consegue reduzir bastante a saturação de óleo no reservatório, mas influenciado pela segregação gravitacional, permanece um pouco de óleo na base da zona correspondente;
- No WAG (Figura 5.61c), a injeção de uma grande quantidade de água, antecedendo a injeção do gás, favorece o varrido microscópico do CO<sub>2</sub>, que em condição de miscibilidade, consegue deslocar uma grande quantidade do óleo do reservatório, deixando uma saturação mínima dispersa no reservatório, inclusive na zona de água, para onde os fluidos injetados empurram uma parte do óleo;
- No WAG com ciclo de injeção invertido (Figura 5.61d), a injeção de uma grande quantidade de gás, no início, favorece a segregação gravitacional e formação de caminhos preferenciais, comprometendo a eficiência do método. Entretanto, o fato do gás ser injetado em condição de miscibilidade ainda favorece o deslocamento de uma quantidade significativa do óleo do reservatório;
- No SWAG (Figura 5.61e), verificou-se que a mistura de água e gás tende a sofrer influência da segregação gravitacional, no topo e base da zona de óleo, mas desenvolveu um caminho preferencial mais ao centro dessa mesma zona, comprometendo um pouco a eficiência do método no final do processo, embora ele tenha apresentado maior antecipação da produção, para o primeiro ano de projeto;

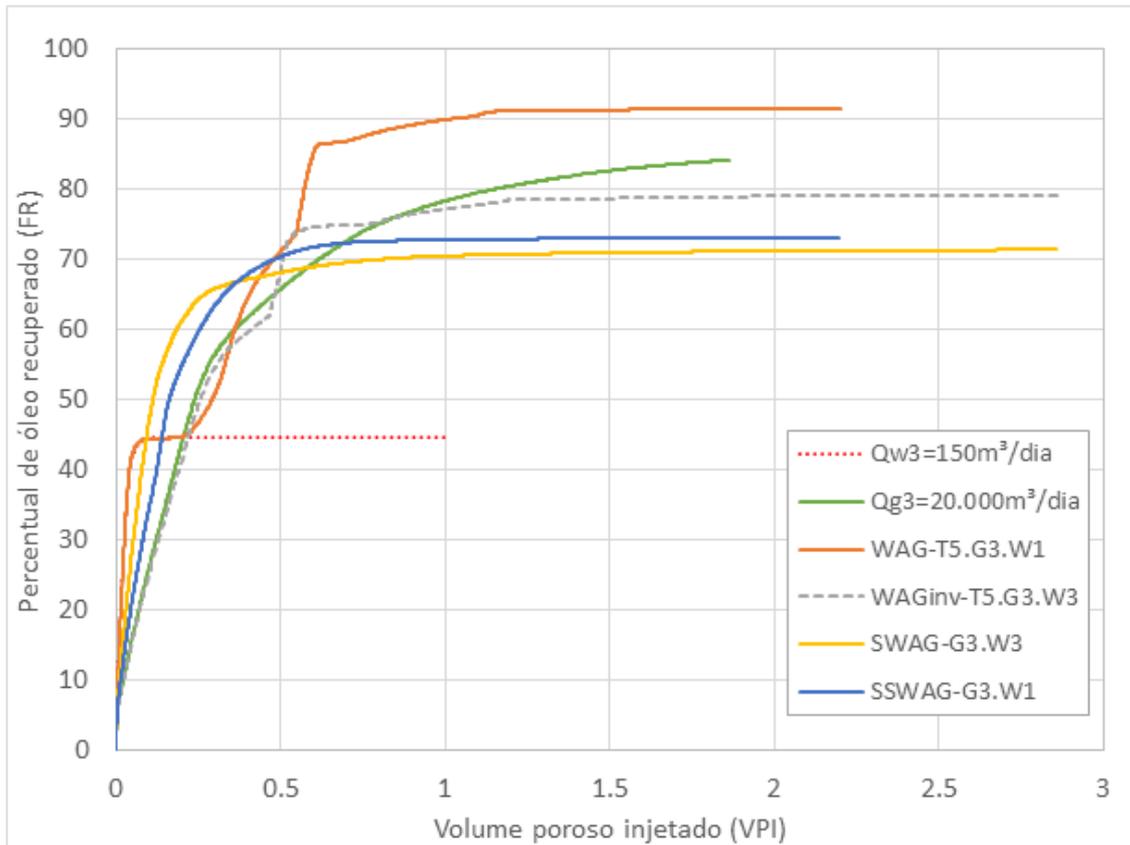
- Para o SSWAG (Figura 5.61f), foi observado que o CO<sub>2</sub> injetado tende a subir e a água a descer, mas o gás sobe a uma certa distância do seu poço injetor, deixando que apenas a água empurre o óleo ao redor de seu poço injetor. Como consequência, ao final do tempo de projeto, permanece uma maior saturação de óleo ao redor dos poços injetores de água, cujo varrido macroscópico é mais limitado. Da mesma forma, permanece óleo abaixo do poço produtor, em uma região que não consegue ser varrida por nenhum dos fluidos injetados.

Figura 5.61 – Comparativo das saturações de óleo, ao final dos 12 anos de projeto, para todos os métodos estudados.



A Figura 5.62 apresenta as curvas de percentual de óleo recuperado (FR) *versus* volume poroso injetado (VPI), para os casos avaliados anteriormente de aplicação dos métodos estudados.

Figura 5.62 – Comparativo dos volumes porosos injetados (VPIs) para os casos destacados de todos os métodos estudados, ao final dos 12 anos de projeto.



Com base na figura, observa-se que:

- Para que se atinja a maior recuperação obtida no processo de injeção de água (44,92%), foi necessária a injeção de apenas 0,1 VPI. Ainda para esse processo, ao final do tempo de projeto, injetou-se 1 VPI;
- Para o intervalo de injeção entre 0,1 VPI e 0,35 VPI, o SWAG mostra-se mais vantajoso, chegando a atingir uma recuperação máxima de aproximadamente 66,38% ao final desse intervalo;
- Já no intervalo compreendido entre 0,35 VPI e 0,48 VPI, o SSWAG é o processo que obtém maior recuperação de óleo, chegando a produzir aproximadamente 70%, ao final do intervalo;

- A partir da injeção de 0,48 VPI, o processo WAG mostra-se mais vantajoso para a recuperação de óleo nesse reservatório. Entretanto, em um pequeno intervalo compreendido entre 0,51 VPI e 0,55 VPI, os processos WAG tradicional e o iniciado com CO<sub>2</sub> resultam em percentuais de recuperação muito próximos;
- A partir de 1 VPI, apenas o processo de injeção de gás ainda sofre um incremento de aproximadamente 5 pontos percentuais na recuperação de óleo, sendo que os demais processos praticamente não conseguem mais recuperar óleo do reservatório.

---

## **CAPÍTULO VI**

---

## **6. Conclusões e Recomendações**

Tendo como objetivo a realização da avaliação de várias técnicas de injeção de CO<sub>2</sub> em um reservatório com características do pré-sal brasileiro, nesta pesquisa foi enfocada a injeção de água, de CO<sub>2</sub> e quatro técnicas de injeção de água e gás: injeção alternada de água e gás (WAG), com ciclo de injeção iniciado pela água; WAG, com ciclo de injeção invertido; injeção simultânea de água e gás (SWAG); e injeção simultânea seletiva de água e gás (SSWAG). Ao final, concluiu-se que:

- Com relação à injeção de água, verificou-se que o aumento nas vazões de água injetada resulta em antecipação na produção do óleo, mas não necessariamente em incremento na recuperação final, em razão da formação de caminhos preferenciais. Para as vazões testadas, os melhores fatores de recuperação obtidos não superaram 48%;
- Para a injeção de CO<sub>2</sub>, os aumentos nas vazões de injeção produziram aumento no fator de recuperação, que chegaram a alcançar valores da ordem 90%. Como o reservatório se encontra acima da PMM, o processo se torna miscível, resultando em inchamento do óleo e redução na saturação de óleo residual do reservatório, favorecendo o aumento na produção. Entretanto, a partir do momento em que ocorre a erupção do CO<sub>2</sub> injetado no poço produtor, ocorre perda de eficiência no processo, verificada através da redução no ritmo da produção;
- No caso da injeção alternada de água e gás (WAG), iniciada com injeção de água, foram testados 5 ciclos de injeção, possibilitando a constatação de que o aumento nos tempos de ciclo favorece o incremento do fator de recuperação, uma vez que aumenta a estabilidade da frente de deslocamento e dificulta a formação de caminhos preferenciais pelo gás. O melhor caso do WAG de ciclos mais curtos resultou na recuperação de 87,59% do óleo, que aumentou para 91,34% quando foram testados os ciclos mais longos. A análise paramétrica mostrou que a vazão de injeção de gás é o parâmetro mais influente do processo em todos os tempos avaliados. Nas avaliações do volume poroso injetado, foi observado que o melhor fator de recuperação foi obtido quando a relação WAG

foi 1:1, na avaliação dos tempos de ciclo mais longos, que coincide com o valor normalmente recomendado pela literatura;

- Para a injeção alternada de água e gás, iniciada com a injeção de gás, também foram testados 5 ciclos de injeção, repetindo a constatação de que o aumento no tempo de ciclo favorece o incremento no fator de recuperação. Entretanto, esse processo é mais influenciado pela segregação gravitacional do gás, mostrando-se menos eficiente que o WAG iniciado com injeção de água. O melhor caso dos ciclos mais curtos resultou na recuperação de 73,28% do óleo, que aumentou para 78,62% nos ciclos mais longos. Da análise paramétrica, constatou-se que a vazão de injeção de gás foi o parâmetro mais influente na maioria dos tempos avaliados, mas o tempo de ciclo foi mais influente nos momentos finais do estudo dos tempos de ciclo mais curtos. Nas avaliações do volume poroso injetado, verificou-se que o maior fator de recuperação foi obtido quando a relação foi de aproximadamente 3:1, mas não houve como comparar com dados da literatura, porque esse formato de injeção é preterido, em relação ao WAG iniciado com injeção de água, que produz melhor resultado;
- Na avaliação da injeção simultânea de água e gás (SWAG), foram investigados apenas 9 casos, pois a injeção de água e gás ocorre continuamente, onde foi constatado que o melhor caso resultou na recuperação de 71,30% do óleo. A eficiência de deslocamento do processo foi comprometida pela formação de caminhos preferenciais na zona de óleo, verificados mais ao topo, no centro e na base. Nas avaliações do volume poroso injetado, verificou-se que é necessário apenas 0,5 VPI para que a maioria dos casos atinja a recuperação máxima ou evolua pouco a partir desse ponto;
- Para a injeção simultânea seletiva de água e gás (SSWAG), também foram investigados apenas 9 casos, pela mesma razão que no SWAG, onde verificou-se que o melhor caso recuperou 73,06% do óleo. Verificou-se também que o processo não foi tão eficiente na região próxima aos poços injetores de água, uma vez que o gás injetado na zona de água entra na zona de óleo mais adiante, submetendo a região próxima aos injetores de água apenas ao varrido

macroscópico do processo. A avaliação da influência do volume poroso injetado no fator de recuperação mostrou resultado semelhante ao do processo SWAG, em que 0,5 VPI é suficiente para recuperar o máximo ou se obter pouco incremento além desse ponto, na maioria dos casos;

- Quando comparados os melhores casos de todos os métodos, verifica-se que:
  - todos os métodos testados produziram recuperação superior à injeção de água individualmente, no final do tempo de projeto;
  - todos os métodos de injeção de água e gás (WAGs, SWAG e SSWAG) produzem recuperação de óleo mais rápida que a injeção individual de CO<sub>2</sub>, no período de 2 anos;
  - o WAG, com ciclo iniciado pela injeção de água, resulta em maior recuperação de óleo, ao final do tempo de projeto, do que todos os outros métodos testados;
  - no WAG, a inversão na sequência de injeção (iniciado com gás) produz antecipação da produção, mas o processo se torna menos eficiente, devido à maior influência da segregação gravitacional do gás;
  - em termos de volume poroso injetado, a partir de 0,48 VPI, o melhor caso é o WAG iniciado com injeção de água, sendo que a injeção de água, o SWAG e o SSWAG se mostram mais vantajosos para pequenos intervalos de VPI menores que esse valor referenciado. Essa avaliação leva em consideração o montante de fluido injetado, mas não observa o tempo necessário para se atingir esse patamar, indicando que deve ser complementada por outras análises.

A partir desse estudo, podem ser recomendados como trabalhos futuros:

- Investigar o efeito de alterações nas completações dos poços, que foram mantidas fixas para facilitar as comparações dos quatro métodos;
- Examinar a influência de outras configurações de poços, uma vez que esta pesquisa, restringiu-se à aplicação do modelo *five-spot*;

- Ajustar os modelos, à medida que dados experimentais sejam divulgados na literatura, ou buscar parceria com a ANP para obtenção de amostras que viabilizem a investigação experimental;
- Estudar outras variações do WAG existentes na literatura, para complementar os conhecimentos apresentados nesta pesquisa;
- Verificar a influência da histerese de permeabilidade nos resultados, principalmente para os processos de injeção alternada dos fluidos;
- Complementar esse estudo com a avaliação econômica.

---

## **REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS**

---

## Referências Bibliográficas

AGÊNCIA PETROBRAS. 2006: descoberta do pré-sal. Disponível em: <<http://exposicao60anos.agenciapetrobras.com.br/decada-2000-momento-44.php>>.

Acesso em: 20 Nov. 2014.

AL-GHANIM, W.; GHARBI, R.; ALGHARAIB, M. Designing a simultaneous water alternating gas process for optimizing oil recovery. In: 2009 SPE EUROPEC/EAGE ANNUAL CONFERENCE AND EXHIBITION, 2009, Amsterdam.

ALMEIDA NETO, E.; ALONSO, P. S. R.; ROSSETTO FILHO, I. J.; SERPA, F. G. Pre-salt cluster long term supply strategy. In: OFFSHORE TECHNOLOGY CONFERENCE, 2009, Houston.

ALVARADO, V.; MANRIQUE, E. *Enhanced oil recovery: field planning and development strategies*. Amsterdam: Elsevier Inc., 2010.

ANTONY, J. *Design of experiments*. Burlington: Elsevier Science & Technology Books, 2003.

ARAÚJO, E. A. *Estudo do processo de combustão in-situ usando poços horizontais como produtores de óleo (toe-to-heel air injection)*. 2012. 113f. Dissertação (Mestrado em Ciências e Engenharia de Petróleo), Programa de Pós-Graduação em Ciência e Engenharia de Petróleo, Universidade Federal do Rio Grande do Norte, Natal, 2012.

ARAÚJO, M. V.; FARIAS NETO, S. R. Análise numérica do comportamento do óleo em reservatórios de petróleo quando se injeta água. In: VIII CONGRESSO BRASILEIRO DE ENGENHARIA QUÍMICA E INICIAÇÃO CIENTÍFICA, 2009, Uberlândia.

AWAN, A. R.; TEIGLAND, R.; KLEPPE, J. EOR survey in the North Sea. In: SPE/DOE SYMPOSIUM ON IMPROVED OIL RECOVERY, 2006, Tulsa.

BAGREZAIE, M. A.; POURAFSHARY, P.; GERAMI, S. Study of different water alternating carbon dioxide injection methods in various injection patterns in an Iranian non fractured carbonate reservoir. In: OFFSHORE TECHNOLOGY CONFERENCE ASIA, 2014, Kuala Lumpur. Disponível em: <<https://www.onepetro.org/conference-paper/OTC-24793-MS>>. Acesso em: 16 Jan. 2015.

BARILLAS, J. L. M. *Estudo do processo de drenagem gravitacional de óleo com injeção contínua de vapor em poços horizontais*. 2005. 163f. Dissertação (Mestrado em Engenharia Química), Programa de Pós-Graduação em Engenharia Química, Universidade Federal do Rio Grande do Norte, Natal, 2005.

BARROS NETO, B.; SCARMINIO, I. S.; BRUNS, R. E. *Planejamento e otimização de experimentos*. 2.ed. Campinas: Editora da UNICAMP, 1996.

BATYCKY, R. P.; THIELE, M. R.; COATS, K. H.; GRINDHEIM, A.; PONTING, D.; KILLOUGH, J. E.; SETTARI, T.; THOMAS, L. K.; WALLIS, J.; WATTS, J. W.; WHITSON, C. H. Reservoir simulation. In: LAKE, L. W. *Petroleum engineering handbook: reservoir engineering and petrophysics*, v.5, Richardson: Society of Petroleum Engineers, 2007. cap. 17, p. V-1399-V-1478.

BAUTISTA, E. V. *Análise paramétrica da simulação composicional do processo de drenagem gravitacional assistida por gás (GAGD)*. 2010. 138f. Dissertação (Mestrado em Ciências e Engenharia de Petróleo), Programa de Pós-Graduação em Ciência e Engenharia de Petróleo, Universidade Federal do Rio Grande do Norte, Natal, 2010.

BELTRÃO, R. L. C.; SOMBRA, C. L.; LAGE, A. C. V. M.; FAGUNDES NETTO, J. R.; HENRIQUES, C. C. D. Challenges and new technologies for the development of the pre-salt cluster, Santos Basin, Brazil. In: 2009 OFFSHORE TECHNOLOGY CONFERENCE, 2009, Houston.

BLACKWELL, R. J. Miscible displacement: its status and potential for enhanced oil recovery. In: FAYERS, F. J. *Enhanced oil recovery*. New York: Elsevier, 1981.

BRITISH PETROLEUM (BP). *BP statistical review of world energy: june 2014*. 2014. Disponível em: <<http://www.bp.com/content/dam/bp/pdf/Energy-economics/statistical-review-2014/BP-statistical-review-of-world-energy-2014-full-report.pdf>>. Acesso em: 11 Nov. 2014.

BUCHANAN, R.; CARR, T. R. *Geologic sequestration of carbon dioxide in Kansas*. 2011. Disponível em: <<http://www.kgs.ku.edu/Publications/PIC/pic27.html>>. Acesso em: 14 Jan. 2015.

CALADO, V.; MONTGOMERY, D. *Planejamento de experimentos usando o Statistica*. Rio de Janeiro: E-Papers Serviços Editoriais, 2003.

CANELAS, A. *Investimentos em exploração e produção após a abertura da indústria petrolífera no Brasil: impactos econômicos*. 2004. 107f. Monografia (Bacharelado em Economia), Instituto de Economia, Universidade Federal do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro, 2004.

CASTELLAR, G.; FEIJÓ, B. V. *O Brasil é auto-suficiente em petróleo?* 2006. Disponível em: <<http://super.abril.com.br/ciencia/brasil-auto-suficiente-petroleo-446464.shtml>>. Acesso em: 20 Nov. 2014.

CHEN, K. *Evaluation of EOR potential by gas and water flooding in shale oil reservoirs*. 2013. 145f. Thesis (Master of Science in Petroleum Engineering), Graduate Faculty, Texas Tech University, Lubbock, 2013.

CHEN, S. M.; OLYNYK, J.; ASGARPOUR, S. Effect of multiple-contact miscibility on solvent slug size determination. *Journal of Canadian Petroleum Technology*, v.25, n.3, p.29-35, 1986.

CHRISTENSEN, J. R.; STENBY, E. H.; SKAUGE, A. Review of WAG field experience. *SPE Reservoir Evaluation & Engineering*, v.4, n.2, p.97-106, 2001.

COMPUTER MODELLING GROUP LTD. *Builder user guide: simulation model-building application – version 2014*. Calgary: Computer Modelling Group Ltd., 2014a.

COMPUTER MODELLING GROUP LTD. *GEM user guide: compositional & unconventional reservoir simulator – version 2014*. Calgary: Computer Modelling Group Ltd., 2014b.

COMPUTER MODELLING GROUP LTD. *Results 3D user guide: visualization & Analysis – version 2014*. Calgary: Computer Modelling Group Ltd., 2014c.

COMPUTER MODELLING GROUP LTD. *Results graph user guide: user-definable graphs – version 2014*. Calgary: Computer Modelling Group Ltd., 2014d.

COMPUTER MODELLING GROUP LTD. *WinProp user guide: phase-behaviour & fluid property program – version 2014*. Calgary: Computer Modelling Group Ltd., 2014e.

CURBELO, F. D. S. *Recuperação avançada de petróleo utilizando tensoativos*. 2006. 169f. Tese (Doutorado em Engenharia Química), Programa de Pós-Graduação em Engenharia Química, Universidade Federal do Rio Grande do Norte, Natal, 2006.

DANESH, A. *PVT and phase behaviour of petroleum reservoir fluids*. 1.ed. London: Elsevier, 1998.

DONALDSON, E. C.; CHILINGARIAN, G. V.; YEN, T. F. *Enhanced oil recovery: fundamentals and analyses*. New York: Elsevier, 1985.

DONALDSON, E. C.; CHILINGARIAN, G. V.; YEN, T. F. *Microbial enhanced oil recovery*. New York: Elsevier, 1989.

DONALDSON, E. C.; CHILINGARIAN, G. V.; YEN, T. F.; SHARMA, M. K. Introduction. In: DONALDSON, E. C.; CHILINGARIAN, G. V.; YEN, T. F. *Enhanced oil recovery: processes and operations*. New York: Elsevier, 1989.

ELIAS JR.; MELLO, S. F.; SCHIOZER, D. J.; TREVISAN, O. V. PVT analysis process of pre-salt similar oil associated with compositional simulation. In: RIO OIL & GAS EXPO AND CONFERENCE, 2014, Rio de Janeiro. **Anais...** Rio de Janeiro: Instituto Brasileiro de Petróleo, Gás e Biocombustíveis, 2014.

EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA (EPE). *Balço energético nacional 2014: ano base 2013*. Rio de Janeiro: EPE, 2014.

FORMIGLI FILHO, J. M.; PINTO, A. C. C.; ALMEIDA, A. S. Santos Basin's pre-salt reservoirs development. In: OFFSHORE TECHNOLOGY CONFERENCE, 2009, Houston. Disponível em: <<https://www.onepetro.org/conference-paper/OTC-19953-MS>>. Acesso em: 19 Fev. 2015.

FOROOZANFAR, M.; AMINSHAHIDY, B. Efficiency evaluation of immiscible water alternating gas (IWAG) process in one of Iranian oil reservoirs. *Global Journal of Science, Engineering and Technology*, n.14, p.76-81, 2013.

GAFFNEY, CLINE & ASSOCIATES. *Review and evaluation of ten selected discoveries and prospects in the pre-salt play of the deepwater Santos Basin, Brazil*. 2010. Disponível em: <<http://www.anp.gov.br/>>. Acesso em: 03 Dez. 2014.

GALVÃO, E. R. V. P. *Análise paramétrica da injeção de vapor e solvente em reservatórios de óleo pesado*, 2012. 196f. Tese (Doutorado em Ciência e Engenharia de Petróleo), Programa de Pós-Graduação em Ciência e Engenharia de Petróleo, Universidade Federal do Rio Grande do Norte, Natal, 2012.

GIORDANO, G. A new dimension in the factorial techniques: the response surface. *Statistica Applicata*, v.18, n.2, p.359-373, 2006.

GHARBI, R. B. C. Integrated reservoir simulation studies to optimize recovery from a carbonate reservoir. In: SPE ASIA PACIFIC OIL & GAS CONFERENCE AND EXHIBITION, 2013, Jakarta.

GLOBAL CCS INSTITUTE. *How does it work?* 2005. Disponível em: <<http://decarboni.se/publications/global-status-ccs-2012/how-does-it-work>>. Acesso em: 19 Jan. 2015.

GREEN, D. W.; WILLHITE, G. P. *Enhanced oil recovery*. Richardson: SPE, 1998.

HAN, L.; GU, Y. Optimization of miscible CO<sub>2</sub> water-alternating-gas injection in the Bakken formation. *Energy Fuels*, n.28, p.6811-6819, 2014.

HOLM, L. W. CO<sub>2</sub> flooding: its time has come. *Journal of Petroleum Technology*, v.34, n.12, p.2739-2745, 1982.

HOLM, L. W. Miscibility and miscible displacement. *Journal of Petroleum Technology*, v.38, n.8, p.817-818, 1986.

HOLSTEIN, E. D.; STALKUP, F. I. Miscible processes. In: LAKE, L. W. *Petroleum engineering handbook: reservoir engineering and petrophysics*, v.5, Richardson: Society of Petroleum Engineers, 2007. cap. 14, p. V-1261-V-1308.

JÁKUPSSTOVU, S. *Simulation of gas injection processes*. 2002. 177f. Thesis (Ph.D. in Chemical Engineering), Department of Chemical Engineering, University of the Faroe Islands, Tórshavn, 2002.

JIANG, H.; NURYANINGSIH, L.; ADIDHARMA, H. The study of timing of cyclic injections in miscible CO<sub>2</sub> WAG. In: SPE WESTERN REGIONAL MEETING, 2012, Bakersfield. Disponível em: <<https://www.onepetro.org/conference-paper/SPE-153792-MS>>. Acesso em: 16 Jan. 2015.

JONES, C. M.; CHAVES, H. A. Assessment of yet-to-find oil in the Brazilian Pre-salt region. In: BRASIL OFFSHORE CONFERENCE, 2011, Macaé.

KHAN, G. *Experimental studies of carbon dioxide injection for enhanced oil recovery technique*. 2009. Disponível em: <[http://projekter.aau.dk/projekter/files/17375908/Master\\_Thesis\\_Report.pdf](http://projekter.aau.dk/projekter/files/17375908/Master_Thesis_Report.pdf)>. Acesso em: 26 Jan. 2015.

KOSSACK, C. *EOR processes: miscible gas injection*. 2013. Disponível em: <[http://www.ipt.ntnu.no/~kleppe/pub/Kossack\\_Lecture\\_2013-EOR-Miscible.pdf](http://www.ipt.ntnu.no/~kleppe/pub/Kossack_Lecture_2013-EOR-Miscible.pdf)>. Acesso em: 27 Jan. 2015.

LAKE, L. W.; SCHMIDT, R. L.; VENUTO, P. B. *A niche for enhanced oil recovery in the 1990s*. 1992. Disponível em: <[https://oilfieldcentral.com/~media/Files/resources/oilfield\\_review/ors92/0192/p55\\_61.pdf](https://oilfieldcentral.com/~media/Files/resources/oilfield_review/ors92/0192/p55_61.pdf)>. Acesso em: 27 junho 2013.

LANGSTON, L. V. *The lease pumper's handbook*. 2003. Disponível em: <<http://www.ok.gov/marginalwells/documents/A-Front%20Matter.pdf>>. Acesso em: 06 junho 2013.

LARSEN, J. A.; SKAUGE, A. Methodology for numerical simulation with cycle-dependent relative permeabilities. *SPE Journal*, v.3, n.2, p.163-173, 1998.

LIE, S. H. *Diffusion as an oil recovery mechanism during CO<sub>2</sub> injection in fractured reservoirs*. 2013. 140f. Thesis (Master in Reservoir Physics), Department of Physics and Technology, University of Bergen, Bergen, 2013.

LIGERO; E. L.; SCANAVINI, H. F. A.; SCHIOZER, D. J. CO<sub>2</sub>-EOR methods applied in a heterogeneous reservoir with light oil under high pressure and low temperature. In: SPE EUROPEC, 2013, London.

LIGERO, E. L.; SCHIOZER, D. J. Miscible WAG-CO<sub>2</sub> light oil recovery from low temperature and high pressure heterogeneous reservoir. In: SPE LATIN AMERICAN AND CARIBBEAN PETROLEUM ENGINEERING CONFERENCE, 2014, Maracaibo. Disponível em: <<https://www.onepetro.org/download/conference-paper/SPE-169296-MS?id=conference-paper%2FSPE-169296-MS>>. Acesso em: 26 Nov. 2014.

MAKLAVANI, A. M.; VATANI, A.; MORADI, B.; TANGSIRIFARD, J. New minimum miscibility pressure (MMP) correlation for hydrocarbon miscible injections. *Brazilian Journal of Petroleum and Gas*, v.4, n.1, p.11-18, 2010.

MANICHAND, R. D. *Análise do desempenho do aquecimento eletromagnético na recuperação de reservatórios de petróleo*. 2002. 77f. Dissertação (Mestrado em Engenharia Química), Programa de Pós-Graduação em Engenharia Química, Universidade Federal do Rio Grande do Norte, Natal.

MARINHO, M. R. M.; CASTRO, W. B. Planejamento fatorial: uma ferramenta poderosa para os pesquisadores. In: XXXIII CONGRESSO BRASILEIRO DE ENSINO DE ENGENHARIA, 2005, Campina Grande. Disponível em: <<http://www.abenge.org.br/CobengeAnteriores/2005/artigos/PB-5-61001198468-1118313321435.pdf>>. Acesso em: 03 Dezembro 2013.

MATTHEWS, C. S. Carbon dioxide flooding. In: DONALDSON, E. C.; CHILINGARIAN, G. V.; YEN, T. F. *Enhanced oil recovery: processes and operations*. New York: Elsevier, 1989.

MEDEIROS, E. J. R. *Estudo do aquecimento geral indireto como método de recuperação avançada de petróleo*. 2012. 257f. Tese (Doutorado em Ciência e Engenharia de Petróleo), Programa de Pós-Graduação em Ciência e Engenharia de Petróleo, Universidade Federal do Rio Grande do Norte, Natal.

MELLO, S. F. *Estudo sobre simulação composicional de reservatórios de petróleo com injeção de CO<sub>2</sub>*. 2011. 225f. Dissertação (Mestrado em Ciências e Engenharia de Petróleo), Faculdade de Engenharia Mecânica e Instituto de Geociências, Universidade Estadual de Campinas, Campinas, 2011.

MELLO, M. R.; AZAMBUJA FILHO, N. C.; BENDER, A.; COELHO, A. L. *The super giant discoveries in the pre-salt hydrocarbon province of Santos Basin, Brasil*. 2009. Disponível em: <<http://www.searchanddiscovery.com/abstracts/html/2009/annual/abstracts/mello02.htm>>. Acesso em: 02 Dez. 2014.

MOGHADAMZADEH, H.; MAGHSOODLOORAD, H.; ZARABPOUR, A.; HEMMATI, A.; SHAHSAVARI, S.; SHAHSAVARI, S. Impact of lumping techniques for fluid characterization in gas condensate reservoir. *Australian Journal of Basic and Applied Sciences*, v.7, n.1, p.320-333, 2013.

MOORTGAT, J.; FIROOZABADI, A.; LI, Z.; ESPÓSITO, R. Experimental coreflooding and numerical modeling of CO<sub>2</sub> injection with gravity and diffusion effects. In: SPE ANNUAL TECHNICAL CONFERENCE AND EXHIBITION, 2010, Florence.

Disponível em: <<https://www.onepetro.org/download/conference-paper/SPE-135563-MS?id=conference-paper%2FSPE-135563-MS>>. Acesso em: 26 Nov. 2014.

NAKANO, C. M. F.; PINTO, A. C. C.; MARCUSSO, J. L.; MINAMI, K. Pre-salt Santos Basin – extended well test and production pilot in the Tupi área – the planning phase. In: OFFSHORE TECHNOLOGY CONFERENCE, 2009, Texas.

NANGACOVIEÉ, H. L. M. *Application of WAG and SWAG injection techniques in Norne E-Segment*. 2012. Disponível em: <<http://www.diva-portal.org/smash/get/diva2:589680/FULLTEXT01.pdf>>. Acesso em: 20 Nov. 2014.

PETROBRAS. *Produção no pré-sal bate novo recorde e ultrapassa a barreira de 500 mil barris de petróleo por dia*. 2014. Disponível em: <<http://www.petrobras.com.br/fatos-e-dados/mais-uma-conquista-no-pre-sal-500-mil-barris-por-dia.htm>>. Acesso em: 20 Nov. 2014.

PIZARRO, J. O. S.; BRANCO, C. C. M. Challenges in implementing an EOR project in the Pre-salt province in deep offshore, Brazil. In: SPE EOR CONFERENCE AT OIL AND GAS WEST ASISA, 2012, Muscat.

PRIOUX, B.; MUXAGATO, B. A descoberta das jazidas do pré-sal: um desafio para o futuro da energia no Brasil. *Intellector*, v.VIII, n.15, p.1-33, 2011.

ROCHA, P. S.; CORREIA, J. S.; RIBEIRO, A. L.; MENEZES, P. R. Determinação da pressão mínima de miscibilidade do CO<sub>2</sub> em óleo através do *rising bubble apparatus*. In: 3º CONGRESSO BRASILEIRO DE P&D EM PETRÓLEO E GÁS, 2005, Salvador.

RODRIGUES, M. A. F. *Análise de viabilidade de injeção de fluidos alternativos ao vapor em reservatórios de óleo pesado*. 2012. 207f. Tese (Doutorado em Ciência e Engenharia de Petróleo), Programa de Pós-Graduação em Ciência e Engenharia de Petróleo, Universidade Federal do Rio Grande do Norte, Natal, 2012.

RODRIGUES, M. I.; IEMMA, A. F. *Planejamento de experimentos e otimização de processos: uma estratégia sequencial de planejamentos*. Campinas: Casa do Pão Editora, 2005.

ROSA, A. J.; CARVALHO, R. S.; XAVIER, J. A. D. *Engenharia de reservatórios de petróleo*. Rio de Janeiro: Interciência: Petrobras, 2006.

ROSA, B. *Brasil voltará a ser autossuficiente em petróleo em 2015, segundo a Petrobras*. 2014. Disponível em: <<http://oglobo.globo.com/economia/brasil-voltara-ser-autossuficiente-em-petroleo-em-2015-segundo-petrobras-11719226>>. Acesso em: 11 Nov. 2014.

SANTANA, G. M.; LIGERO, E. L.; SCHIOZER, D. J. Efeitos de histerese de permeabilidade relativa na recuperação de óleo pelo método WAG-CO<sub>2</sub>. In: RIO OIL & GAS EXPO AND CONFERENCE, 2014, Rio de Janeiro.

SANTOS, R. G.; LOH, W.; BANNWART, A. C.; TREVISAN, O. V. An overview of heavy oil properties and its recovery and transportation methods. *Brazilian Journal of Chemical Engineering*, v.31, n.3, p.571-590, 2014.

SCANAVINI, H. F. A.; LIGERO, E. L.; SCHIOZER, D. J. Metodologia para ajuste de equação de estado para uso na simulação composicional de processos com injeção de CO<sub>2</sub>. In: 2º CONGRESSO BRASILEIRO DE CO<sub>2</sub> NA INDÚSTRIA DO PETRÓLEO, GÁS E BIOCOMBUSTÍVEIS, 2013, Rio de Janeiro.

SCANAVINI, H. F. A.; SCHIOZER, D. J. The influence of lumping on the behavior of reservoir with light oil and CO<sub>2</sub>. In: RIO OIL & GAS EXPO AND CONFERENCE, 2012, Rio de Janeiro. *Anais...* Rio de Janeiro: Instituto Brasileiro de Petróleo, Gás e Biocombustíveis, 2014.

SKAUGE, A.; DALE, E. I. Progress in immiscible WAG modelling. In: 2007 SPE/EAGE RESERVOIR CHARACTERIZATION AND SIMULATION CONFERENCE, 2007, Abu Dhabi.

SPE INTERNATIONAL. *Compositional simulation of miscible processes*. 2014. Disponível em: <[http://petrowiki.org/Compositional\\_simulation\\_of\\_miscible\\_processes](http://petrowiki.org/Compositional_simulation_of_miscible_processes)>. Acesso em: 02 Jun. 2015.

TEMIZEL, C.; PURWAR, S.; AGARWAL, A.; ABDULLAYEV, A.; URRUTIA, K.; CHACON-GARCIA, A. J. Investigation of significance of critical components in optimization of WAG injection processes under uncertainty. In: SPE BIENNIAL ENERGY RESOURCES CONFERENCE, 2014, Port of Spain.

TOURAY, S. *Effect of water alternating gas injection on ultimate oil recovery*. 2013. Disponível em: <<http://www.dal.ca/content/dam/dalhousie/pdf/faculty/engineering/peas/MEngProjects/2013MEngProjects/Saikou%20Touray,%20Effect%20of%20Water%20Alternating%20Gas%20Injection%20on%20Ultimate%20Oil%20Recovery.pdf>>. Acesso em: 26 Fev. 2015.

TUNIO, S. Q.; CHANDIO, T. A.; MEMON, M. K. Comparative study of FAWAG and SWAG as an effective EOR technique for a Malaysian field. *Research Journal of Applied Sciences, Engineering and Technology*, v.4, n.6, p.645-648, 2012.

WALSH, M. P. Oil reservoir primary drive mechanisms. In: LAKE, L. W. *Petroleum engineering handbook: reservoir engineering and petrophysics*, v.5, Richardson: Society of Petroleum Engineers, 2007. cap. 9, p. V-895-V-980.

WIKIGEO. *Camada pré-sal*. 2012. Disponível em: <<http://wikigeo.pbworks.com/w/page/36435679/Camada%20Pr%C3%A9-Sal>>. Acesso em: 20 Nov. 2014.

WU, X.; OGBE, D. O.; ZHU, T.; KHATANIAR, S. Critical design factors and evaluation of recovery performance of miscible displacement and WAG process. In: 55<sup>th</sup> ANNUAL TECHNICAL MEETING, 2004, Calgary.

ZAHOOR, M. K.; DERAHMAN, M. N.; YUNAN, M. H. WAG process design: an update review. *Brazilian Journal of Petroleum and Gas*, v.5, n.2, p.109-121, 2011.

## **Artigos publicados em decorrência deste doutorado**

### ***Em congressos:***

DINIZ, A. A. R.; LEMOS FILHO, A. J. J.; PIRES, P. R. M.; KANAZAVA, S. M.; MELO, J. D.; DÓRIA NETO, A. D. Aplicação do Q-learning para definição da política ótima de acionamento de controladores PID, neural e fuzzy em um processo de controle de nível. In: XVIII CONGRESSO BRASILEIRO DE AUTOMÁTICA (CBA 2010), 2010, Bonito.

DINIZ, A. A. R.; PIRES, P. R. M.; MELO, J. D.; DÓRIA NETO, A. D.; LEMOS FILHO, A. J.; KANAZAVA, S. M. Reinforcement learning for controlling a coupled tank system based on the scheduling of different controllers. In: 2010 ELEVENTH BRAZILIAN SYMPOSIUM ON NEURAL NETWORKS, 2010, São Bernardo do Campo.

PEIXOTO, H. M.; DINIZ, A. A. R.; ALMEIDA, N. C.; DÓRIA NETO, A. D.; GUERREIRO, A. M. G. Modeling a system for monitoring an object using artificial neural networks and reinforcement learning. In: THE INTERNATIONAL JOINT CONFERENCE ON NEURAL NETWORKS (IJCNN), 2011, San Jose.

DINIZ, A. A. R.; SILVA, R. D.; DÓRIA NETO, A. D.; MELO, J. D. Ontology for industrial petrochemical processes: case study of a DEA process. In: 17<sup>th</sup> IEEE CONFERENCE ON EMERGING TECHNOLOGIES & FACTORY AUTOMATION (ETF A), 2012, Kraków.

DINIZ, A. A. R.; SILVA, R. D.; DÓRIA NETO, A. D.; MELO, J. D. Representação de plantas industriais de processos petroquímicos usando ontologias: estudo de caso de análise de alarmes de um processo DEA. In: XIX CONGRESSO BRASILEIRO DE AUTOMÁTICA (CBA), 2012, Campina Grande.

DINIZ, A. A. R.; ARAÚJO, E. A.; BARILLAS, J. L. M. Avaliação da injeção de água e gás (recuperação secundária) em um reservatório de óleo pesado. In: RIO OIL & GAS, 2014, Rio de Janeiro.

DINIZ, A. A. R.; ARAÚJO, E. A.; BARILLAS, J. L. M. Estudo do aquecimento eletromagnético resistivo aplicado a um reservatório de óleo pesado. In: RIO OIL & GAS, 2014, Rio de Janeiro.

MOURA, A. L. S.; DINIZ, A. A. R.; BARILLAS, J. L. M. Estudo da aplicação do VAPEX em reservatórios de óleo extrapesado. In: XX CONGRESSO BRASILEIRO DE ENGENHARIA QUÍMICA (COBEQ), 2014, Florianópolis.

BESSA JÚNIOR, F. P.; LIMA, D. M. S. B.; ARAÚJO, E. A.; DINIZ, A. A. R.; RODRIGUES, M. A. F.; MATA, W. Análise dos parâmetros operacionais e de reservatório aplicados a reservatório de gás com baixa permeabilidade. In: XX CONGRESSO BRASILEIRO DE ENGENHARIA QUÍMICA (COBEQ), 2014, Florianópolis.

DINIZ, A. A. R.; ARAÚJO, E. A.; BARILLAS, J. L. M. Avaliação do aquecimento elétrico resistivo aplicado a um reservatório de óleo pesado. In: XX CONGRESSO BRASILEIRO DE ENGENHARIA QUÍMICA (COBEQ), 2014, Florianópolis.

ARAÚJO JÚNIOR, A. D.; DINIZ, A. A. R.; ARAÚJO, E. A.; GURGEL, A. R.; BARILLAS, J. L. M.; DUTRA JÚNIOR, T. V.; RODRIGUES, M. A. F.; GALVÃO, E. R. V. P.; MATA, W. Electromagnetic heating recovery method in fractured wells. In: BRAZIL ONSHORE, 2014, Natal.

ARAÚJO, E. A.; DINIZ, A. A. R.; ARAÚJO JÚNIOR, A. D.; LIMA, D. M. S. B.; GURGEL, A. R.; DUTRA JÚNIOR, T. V.; RODRIGUES, M. A. F.; BARILLAS, J. L. M. Study of the process Toe-to-Heel air injection (THAI<sup>TM</sup>). In: BRAZIL ONSHORE, 2014, Natal.

DINIZ, A. A. R.; GURGEL, A. R.; LIMA, D. M. S. B.; ARAÚJO, E. A.; ARAÚJO JÚNIOR, A. D.; RODRIGUES, M. A. F.; BARILLAS, J. L. M.; MATA, W. Evaluation of the electromagnetic resistive heating applied to a heavy oil reservoir. In: BRAZIL ONSHORE, 2014, Natal.

***Em revista:***

ARAÚJO JÚNIOR, A. D.; RODRIGUES, M. A. F.; GURGEL, A. R.; DINIZ, A. A. R.; MATA, W. Oil recovery by electromagnetic heating method in fractured oil wells. *Revista IEEE América Latina*, v.13, p.1016-1021, 2015.

***Submetidos e em avaliação:***

DINIZ, A. A. R.; ARAÚJO, E. A.; LIMA, D. M. S. B.; GURGEL, A. R.; BARILLAS, J. L. M. Numerical simulation of water-alternating-gas (WAG) in a light oil reservoir in the Brazil's Pre-Salt layer. *Journal of Petroleum Science and Engineering*.

ARAÚJO, E. A.; DINIZ, A. A. R.; LIMA, D. M. S. B.; GURGEL, A. R.; DUTRA JÚNIOR, T. V.; BARILLAS, J. L. M. Numerical simulation of Toe-to-Heel air injection in a heavy oil reservoir. *Journal of Canadian Petroleum Technology*.