

**Universidade de Brasília
Faculdade de Tecnologia
Departamento de Engenharia Mecânica**

**Método Semi-analítico para Determinação de
Estratégia Ótima para Injeção WAG Miscível**

Gabriel da Silva Lima

DISSERTAÇÃO DE MESTRADO
PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM SISTEMAS MECATRÔNICOS

Brasília
2024

**Universidade de Brasília
Faculdade de Tecnologia
Departamento de Engenharia Mecânica**

Método Semi-analítico para Determinação de Estratégia Ótima para Injeção WAG Miscível

Gabriel da Silva Lima

Dissertação de Mestrado submetida ao Departamento de Engenharia Mecânica da Universidade Brasília como parte dos requisitos necessários para a obtenção do grau de Mestre

Orientador: Prof. Dr. Eugenio Libório Feitosa Fortaleza

Brasília
2024

Silva Lima, Gabriel da.
S769m Método Semi-analítico para Determinação de Estratégia Ótima para Injeção WAG Miscível / Gabriel da Silva Lima; orientador Eugenio Liborio Feitosa Fortaleza. -- Brasília, 2024.
108 p.

Dissertação de Mestrado (Programa de Pós-Graduação em Sistemas Mecatrônicos) -- Universidade de Brasília, 2024.

1. WAG miscível. 2. Proporção WAG. 3. Otimização. 4. Razão de solubilidade do gás no óleo. I. Liborio Feitosa Fortaleza, Eugenio, orient. II. Título

**Universidade de Brasília
Faculdade de Tecnologia
Departamento de Engenharia Mecânica**

**Método Semi-analítico para Determinação de Estratégia
Ótima para Injeção WAG Miscível**

Gabriel da Silva Lima

Dissertação de Mestrado submetida ao Departamento de Engenharia Mecânica da Universidade Brasília como parte dos requisitos necessários para a obtenção do grau de Mestre

Trabalho aprovado. Brasília, 20 de março de 2024:

Prof. Dr. Eugenio Liborio Feitosa
Fortaleza, UnB/FT/ENM
Orientador

Prof. Dr. Daniel Mauricio Muñoz
Arboleda, UnB/FGA
Examinador interno

Prof. Dr. André Benine Neto,
Universidade de Bordeaux
Examinador externo

Brasília
2024

*Este trabalho é dedicado àquele que É,
que Era, e que Há de vir.*

Agradecimentos

Agradeço primeiramente a Deus que me concedeu o dom da vida e a honra de me permitir admirar a beleza de Sua criação. Agradeço ao seu Santo Filho, Jesus Cristo, que concedeu Sua maravilhosa Graça, comprada por um alto preço na cruz do calvário, a este miserável homem para que pudesse receber vida em abundância e vida eterna. Digno é o Cordeiro de Deus de receber toda honra, glória e louvor pelos séculos dos séculos. Porque dEle, por Ele e para Ele são todas as coisas.

Em segundo lugar, agradeço ao meu orientador, Prof. Dr. Eugênio Liborio Feitosa Fortaleza pela oportunidade oferecida. Agradeço não só por todo conhecimento compartilhado, mas também por me auxiliar a ser um profissional melhor. Agradeço também ao meu coorientador Prof. Dr. William Wumberto Cuellar Sanchez por toda ajuda fornecida durante a pesquisa e redação da dissertação.

Agradeço ao meu colega e amigo, Vinicius Freitas por todo apoio, não só durante a pesquisa, mas também fora dela. Agradeço também aos demais membros do laboratório pelo ambiente amigável e incentivador, que nos impulsiona a sempre buscar melhores resultados.

Agradeço aos meus pais Aureo Cesar e Clemilda que por tantos anos se dedicaram a moldar o meu caráter e fazer de mim quem sou hoje. Sem o apoio deles, não sei se seria capaz de chegar em algum lugar. Agradeço à minha irmã Camila e meus avós, Cláudio e Leontina, por sempre me amarem e se importarem comigo. Agradeço aos meus sogros Kildare e Raquel, e meu cunhado Kildare Filho por me receberem como parte da família. Amo todos vocês com todo meu coração.

E por ultimo, mas nem de longe menos importante, agradeço à minha maravilhosa esposa Rayare que esteve ao meu lado nos bons e nos maus momentos. Que além de todo o carinho e cuidado em todo tempo, sempre orou e intercedeu por mim. Eu jamais seria capaz de imaginar o quão feliz eu sou ao seu lado. Espero poder retribuir o seu amor cada vez mais, até que Ele volte. Eu te amo, meu bem.

*“Quem subiu ao céu e desceu?
Quem encerrou os ventos nos seus punhos?
Quem amarrou as águas na sua roupa?
Quem estabeleceu todas as extremidades da terra?
Qual é o seu nome, e qual é o nome de seu filho, se é que o sabes?
Toda palavra de Deus é pura;
ele é escudo para os que nele confiam.”
(Provérbios 30:4-5)*

Resumo

A injeção alternada de água e gás (*Water Alternating Gas* - WAG) é uma técnica estabelecida de Recuperação Avançada de Petróleo que envolve a alternância de injeções de água e gás para aumentar a eficiência de varredura e maximizar a recuperação de hidrocarbonetos. Recentemente, a WAG tem sido reconhecida por sua eficácia na reinjeção de gás em reservatórios *offshore*, especialmente aqueles com alto teor de CO_2 , como os reservatórios de pré-sal do Brasil.

O desempenho da WAG é influenciado por propriedades do reservatório e parâmetros de injeção, sendo a proporção WAG uma variável crítica. Proporções WAG mal projetadas podem resultar em recuperação sub ótima de petróleo, tornando sua otimização essencial para uma recuperação bem-sucedida. Vários estudos têm empregado técnicas como redes neurais artificiais e algoritmos bio-inspirados para determinar a proporção WAG ideal, mas os altos custos computacionais associados a esses métodos limitam sua aplicação prática em modelos reais. Nesse contexto, é necessária uma metodologia analítica ou semi-analítica de baixo custo computacional para encontrar a proporção WAG para a injeção WAG miscível.

Esse estudo apresenta uma metodologia semi-analítica para determinar a proporção WAG com base na razão de solubilidade do gás no óleo (R_s). O R_s é usado para determinar a quantidade ideal de água e gás miscível a serem injetados visando reduzir a viscosidade do óleo e aumentar a eficiência de varrido, tudo isso enquanto evita a formação de fase contínua de gás em condições de reservatório. O principal objetivo é a otimização da produção total de óleo. Uma análise comparativa foi feita para avaliar a efetividade do método proposto em relação aos convencionais como injeção de água e de gás, além das diferentes proporções WAG encontradas na literatura, como: 1:1, 1:2, 2:1, 4:1 e 1:4. As simulações foram feitas usando os reservatórios Olympus e *Egg Model*, aplicando dois fluidos modificados para simular as condições do pré-sal brasileiro.

Os resultados mostram que o método R_s requer apenas duas simulações para determinar a proporção WAG, que foi 2,6:1 para o fluido 'A' e 3,2:1 para o fluido 'B', e alcançou a meta de reduzir a viscosidade e aumentar a produção de óleo, mesmo no pior caso, em 30% em comparação com a injeção contínua de água. Embora o método não tenha resultado na produção ótima em todos os casos, seus resultados mostram potencial para competir com as proporções WAG tradicionais e atuar como um guia prático para o aumento na recuperação de óleo sem a necessidade de algoritmos com alto custo computacional.

Palavras-chave: WAG miscível. Proporção WAG. Otimização. Razão de Solubilidade do gás

no óleo.

Abstract

Water-alternating-gas (WAG) injection is an established Enhanced Oil Recovery (EOR) technique involving alternating water and gas injections to enhance sweep efficiency and maximize hydrocarbon recovery. Recently, WAG has been recognized for its effectiveness in reinjecting gas into offshore reservoirs, especially those with high CO_2 content like Brazil's pre-salt reservoirs.

WAG performance is influenced by reservoir properties and injection parameters, with the WAG ratio being a critical variable. Poorly designed WAG ratios can result in suboptimal oil recovery, making its optimization essential for successful oil recovery. Various studies have employed techniques such as artificial neural networks and bio-inspired algorithms to determine the optimal WAG ratio, but the high computational costs associated with these methods limit their practical application in real models. In this context, an analytical or semi-analytical methodology of low computational cost is required to find the WAG ratio for miscible WAG injection.

This study presents a semi-analytical method to determine the WAG Ratio based on the reservoir's solution gas-oil ratio (R_s). The R_s is used to determine the ideal injection quantities of water and miscible gas, aiming to reduce oil viscosity and enhance sweep efficiency, all while avoiding the formation of continuous gas phases under reservoir conditions. The primary methodology goal is to optimize total oil production. A comparative analysis is performed to assess the effectiveness of the proposed method concerning conventional injections like Waterflooding and Gas flooding, as well as different WAG Ratios found in the literature, such as 1:1, 1:2, 2:1, 4:1, and 1:4. The reservoir simulation is carried out utilizing the Olympus and EGG models, employing two modified fluids to simulate conditions of the Brazilian pre-salt.

The results showed that the R_s method required only two simulations to determine the WAG Ratio, which was 2.6:1 for fluid 'A' and 3.2:1 for fluid 'B', and managed to reduce oil viscosity and improve oil production, in the worst case, by 30% compared to Waterflooding. Although the method did not yield the exact optimal oil production across all scenarios, its outcome demonstrates its potential to compete with the common WAG Ratios found in the literature and also to serve as a practical guide for improving oil recovery without relying on algorithms with high computational costs.

Keywords: Miscible WAG. WAG Ratio. Optimization. Solution Gas-Oil Ratio.

Lista de ilustrações

Figura 1 – Reservatório com mecanismo combinado.	23
Figura 2 – Fotomicrografia de arenito limpo.	24
Figura 3 – Exemplo de curva de permeabilidade relativa.	25
Figura 4 – Possíveis combinações de isotropia/anisotropia e homogeneidade/heterogeneidade.	26
Figura 5 – Força capilar na superfície de contato.	29
Figura 6 – Ângulo de contato do sistema água-óleo-sólido.	30
Figura 7 – Evolução da miscibilidade do CO_2 injetado no óleo no caso miscível e imiscível.	32
Figura 8 – Evolução espaço-temporal da concentração de diferentes fluidos.	34
Figura 9 – Distribuição dos fluidos em condição de reservatório e superfície.	35
Figura 10 – Fluxograma dos métodos EOR.	38
Figura 11 – Diagrama de funcionamento da injeção WAG.	39
Figura 12 – Representação esquemática da injeção WAG em um reservatório.	40
Figura 13 – Variações da injeção WAG baseadas em diferentes atributos.	41
Figura 14 – Definição de R_s inicial e R_s limite	57
Figura 15 – Exemplo de células ao longo de uma reta entre um injetor e um produtor.	58
Figura 16 – Fluxograma da metodologia proposta.	60
Figura 17 – Reservatório <i>Egg-Model</i> exibindo a posição dos injetores (azul) e produtores (vermelho).	64
Figura 18 – Permeabilidade do modelo de reservatório Olympus em escala.	66
Figura 19 – Todos os reservatórios utilizados no estudo.	69
Figura 20 – Comparação entre o <i>GAW Ratio</i> obtido e o desejado para o fluido 'A' no <i>Egg Model</i>	74
Figura 21 – Comparação entre o <i>GAW Ratio</i> obtido após o ajuste e o desejado para o fluido 'A' no <i>Egg Model</i>	74
Figura 22 – Comparação entre o <i>GAW Ratio</i> obtido e o ideal para o fluido 'B' no <i>Egg Model</i>	75
Figura 23 – Comparação entre o <i>GAW Ratio</i> obtido após o ajuste e o ideal para o fluido 'B' no <i>Egg Model</i>	76
Figura 24 – Gráfico de dispersão da viscosidade do óleo em função de R_s para o fluido 'A'.	77
Figura 25 – Gráfico de dispersão da viscosidade do óleo em função de R_s para o fluido 'B'.	78
Figura 26 – Gráfico de produção total de óleo no <i>Egg Model</i> com o fluido 'A'.	79
Figura 27 – Produção total de gás (a) e água (b) no <i>Egg Model</i> com o fluido 'A'.	80

Figura 28 – Gráfico de produção total de óleo no <i>Egg Model</i> com o fluido 'B'.	81
Figura 29 – Produção total de gás (a) e água (b) no <i>Egg Model</i> com o fluido 'B'.	82
Figura 30 – Comparação entre o <i>GAW Ratio</i> obtido e o desejado para o fluido 'A' no Olympus.	84
Figura 31 – Comparação entre o <i>GAW Ratio</i> obtido após ajuste e o desejado para o fluido 'A' no Olympus.	85
Figura 32 – Comparação entre o <i>GAW Ratio</i> obtido e o desejado para o fluido 'B' no Olympus.	86
Figura 33 – Gráfico de produção total de óleo no Olympus com o fluido 'A'.	87
Figura 34 – Produção total de gás (a) e água (b) no Olympus com o fluido 'A'.	88
Figura 35 – Gráfico de produção total de óleo no Olympus com o fluido 'B'.	89
Figura 36 – Produção total de gás (a) e água (b) no Olympus com o fluido 'B'.	90
Figura 37 – Produção total de óleo no Olympus com permeabilidade em Z 10x maior com o fluido 'A'.	92
Figura 38 – Produção total de óleo no Olympus com permeabilidade em Z 10x maior com o fluido 'B'.	93
Figura 39 – Produção total de óleo no Olympus com permeabilidade em Z 100x maior com o fluido 'A'.	95
Figura 40 – Produção total de óleo no Olympus com permeabilidade em Z 100x maior com o fluido 'B'.	96
Figura 41 – Produção total de gás (a) e água (b) no Olympus com o fluido 'A' e permeabilidade em Z x10.	106
Figura 42 – Produção total de gás (a) e água (b) no Olympus com o fluido 'A' e permeabilidade em Z x100.	107
Figura 43 – Produção total de gás (a) e água (b) no Olympus com o fluido 'B' e permeabilidade em Z x10.	107
Figura 44 – Produção total de gás (a) e água (b) no Olympus com o fluido 'B' e permeabilidade em Z x100.	108

Lista de tabelas

Tabela 1 – Exemplo de calendário WAG	62
Tabela 2 – Exemplo de calendário WAG com método R_s	62
Tabela 3 – Parâmetros da injeção WAG no <i>Egg Model</i>	64
Tabela 4 – Períodos de injeção WAG no <i>Egg Model</i>	65
Tabela 5 – Parâmetros da injeção WAG no Olympus	66
Tabela 6 – Períodos de injeção WAG no Olympus	67
Tabela 7 – Determinação do R_s inicial e limite em uma célula.	71
Tabela 8 – Resultados de ΔR_s para o fluido 'A'	71
Tabela 9 – Resultados de ΔR_s para o fluido 'B'	72
Tabela 10 – Taxas de injeção WAG R_s no <i>Egg Model</i>	73
Tabela 11 – Taxas de injeção WAG R_s no <i>Egg Model</i> após os ajustes	76
Tabela 12 – Variação da viscosidade dos fluidos	78
Tabela 13 – Produção de óleo para o fluido 'A' no <i>Egg Model</i>	80
Tabela 14 – Produção de óleo para o fluido 'B' no <i>Egg Model</i>	82
Tabela 15 – Taxas de injeção WAG R_s no Olympus	83
Tabela 16 – Taxas de injeção WAG R_s no Olympus após o ajuste	86
Tabela 17 – Produção de óleo para o fluido 'A' no Olympus	88
Tabela 18 – Produção de óleo para o fluido 'B' no Olympus	90
Tabela 19 – Produção de óleo (PTO) para o fluido 'A' no Olympus e no <i>Egg Model</i> . .	91
Tabela 20 – Produção de óleo (PTO) para o fluido 'B' no Olympus e no <i>Egg Model</i> . .	91
Tabela 21 – Produção de óleo para o fluido 'A' no Olympus com permeabilidade Z 10x maior	93
Tabela 22 – Produção de óleo para o fluido 'B' no Olympus com permeabilidade Z 10x maior	94
Tabela 23 – Produção de óleo para o fluido 'A' no Olympus com permeabilidade no eixo Z 100x maior	95
Tabela 24 – Produção de óleo para o fluido 'B' no Olympus com permeabilidade Z 100x maior	96
Tabela 25 – Produção de óleo para o fluido 'A' no Olympus com todas as diferentes permeabilidades	97
Tabela 26 – Produção de óleo para o fluido 'B' no Olympus com todas as diferentes permeabilidades	97

Lista de abreviaturas e siglas

CO ₂	Dióxido de Carbono	37
WAG Cycle	Tamanho do ciclo de injeção WAG.....	61
BHP	<i>Bottom Hole Pressure</i> - Pressão de Fundo de Poço.....	18
EOR	<i>Enhanced Oil Recovery</i> - Recuperação Avançada de Óleo.....	17
GOR	<i>Gas-Oil Ratio</i>	43
MMP	<i>Minimum Miscibility Pressure</i> - Pressão Mínima de Miscibilidade.....	17
VPL	Valor Presente Líquido.....	41
VRR	<i>Voidage Replacement Ratio</i> - Razão de reinjeção	51
WAG	<i>Water Alternating Gas</i> - Água Alternando Gás.....	17
WAG Ratio	Proporção de gás e água injetados	17
Taxa de reinjeção	62

Sumário

1	INTRODUÇÃO	16
1.1	Motivação	18
1.2	Objetivos	20
1.2.1	Objetivo Geral	20
1.2.2	Objetivos Específicos	20
1.3	Metodologia	20
1.4	Estrutura da Dissertação	20
1.5	Contribuições	21
2	CONCEITOS FUNDAMENTAIS	22
2.1	Propriedades das Rochas	23
2.1.1	Porosidade e Permeabilidade	24
2.1.2	Isotropia e Homogeneidade	25
2.1.3	Saturação	26
2.2	Propriedades dos Flúidos	27
2.2.1	Massa Específica	27
2.2.2	Viscosidade Dinâmica	27
2.2.3	Tensão Superficial	28
2.2.4	Pressão Capilar	28
2.2.5	Molhabilidade	30
2.2.6	Miscibilidade	31
2.2.7	Lei de Darcy	32
2.2.8	<i>Viscous Fingering</i>	33
2.2.9	Razão de Solubilidade	34
2.3	Recuperação primária e secundária	36
2.3.1	Primária	36
2.3.2	Secundária	37
2.4	Recuperação avançada de óleo	37
2.5	Injeção WAG	38
2.6	Revisão da Literatura	42
2.6.1	Ajuste de WAG Ratio	42
2.6.2	WAG-CO ₂	47
2.6.3	Algoritmos de Otimização	52
3	METODOLOGIA	56
3.1	Determinação da MMP	56

3.2	Método ΔR_s	56
3.3	Método ΔR_s para ajuste de calendário de injeção	60
3.4	Aplicabilidade em Modelos Reais	62
4	MODELOS DE RESERVATÓRIO	63
4.1	<i>Egg Model</i>	63
4.1.1	Alterações no modelo	64
4.2	Olympus	65
4.2.1	Alterações no modelo	66
4.3	Fluidos do Pré-Sal Brasileiro	67
4.4	Simulador Utilizado	68
5	RESULTADOS NUMÉRICOS E DISCUSSÃO	69
5.1	Cálculo da MMP dos fluidos	70
5.2	Cálculo de ΔR_s dos fluidos	70
5.3	<i>Egg Model</i>	72
5.3.1	Calendário de Injeção	72
5.3.2	Ajuste de injeção	73
5.3.3	Análise da Viscosidade	76
5.3.4	Produção total de óleo	79
5.4	Olympus	83
5.4.1	Calendário de injeção	83
5.4.2	Ajuste de injeção	84
5.4.3	Produção Total de óleo	86
5.4.4	Análise da Permeabilidade no Eixo Z	91
5.4.4.1	Permeabilidade Z 10x maior	92
5.4.4.2	Permeabilidade Z 100x maior	94
6	CONCLUSÕES	98
6.1	Sugestões para trabalhos futuros	99
	REFERÊNCIAS	100
	APÊNDICE A – PRODUÇÃO TOTAL DE ÁGUA E GÁS	106

1 Introdução

A indústria do petróleo desempenha um papel essencial no fornecimento global de energia, desenvolvimento econômico e avanço tecnológico. Além de ser uma fonte principal de energia, o petróleo é uma matéria-prima essencial para produtos químicos e contribui significativamente para a economia de muitos países. A indústria petrolífera gera empregos, receitas governamentais e impulsiona o desenvolvimento tecnológico (ROSA; SOUZA CARVALHO; XAVIER, 2006).

Tal recurso é encontrado em campos que são denominados como reservatórios de petróleo. Os reservatórios são formações geológicas subterrâneas que contêm grandes volumes de óleo e gás (WHITE, 2018). Esses reservatórios são compostos por rochas porosas e permeáveis, nas quais o petróleo é armazenado, e sua exploração e produção envolvem uma série de desafios técnicos (ROSA; SOUZA CARVALHO; XAVIER, 2006).

Ao serem descobertas, as reservas de petróleo possuem uma energia específica denominada energia primária. A quantidade dessa energia é influenciada pelo volume e pela composição dos fluidos na reserva, assim como pelos níveis de pressão e temperatura no reservatório. Durante a fase inicial de produção, conhecida como produção primária, ocorre uma dissipação de energia devido à descompressão dos fluidos na reserva e às resistências encontradas enquanto fluem em direção aos poços de extração. Conseqüentemente, o consumo de energia primária resulta na diminuição da pressão do reservatório ao longo de sua vida produtiva, o que por sua vez leva à redução da produtividade dos poços (ROSA; SOUZA CARVALHO; XAVIER, 2006).

Frente a essa realidade, é imprescindível complementar a energia inicial com energia secundária, que é introduzida artificialmente na área de extração, ou por métodos que visam otimizar a eficiência da energia inicial. Esse procedimento é conhecido como recuperação secundária. Além disso, também são designadas como recuperação secundária as atividades que visam obter essa quantidade adicional de óleo, além daquela obtida pela recuperação inicial. O método mais comum de recuperação secundária é a injeção de água (ROSA; SOUZA CARVALHO; XAVIER, 2006).

Na recuperação terciária, uma gama de técnicas é empregada para extrair o óleo remanescente do poço. Essas técnicas compreendem a recuperação avançada de petróleo (EOR - *Enhanced Oil Recovery*) e podem ocorrer através de processos químicos, térmicos e o uso de gás. Tais técnicas de EOR têm como objetivo gerar um deslocamento mais eficiente dos fluidos no reservatório, mantendo uma relação de mobilidade favorável ($M < 1,0$) e aumentando o número capilar (AFZALI; REZAEI; ZENDEHBOUDI, 2018). No Brasil, em particular, a aplicação de tais técnicas concentram-se em um dos maiores tesouros do país:

os reservatórios do pré-sal (PETROBRAS, 2020).

Dentre as técnicas EOR destaca-se a injeção WAG (*Water Alternating Gas*). Essa técnica envolve a injeção alternada de água e gás em reservatórios para melhorar a eficiência de recuperação de petróleo. A injeção de água aumenta a eficiência da recuperação microscópica, enquanto o gás aumenta a eficiência da recuperação macroscópica (AFZALI; REZAEI; ZENDEHBOUDI, 2018). Dentro da injeção WAG duas categorias principais podem ser destacadas: WAG miscível e WAG imiscível (AFZALI; REZAEI; ZENDEHBOUDI, 2018).

Quando o gás é miscível, ou seja quando a pressão do reservatório é maior que a Pressão Mínima de Miscibilidade (*Minimum Miscibility Pressure* - MMP), a viscosidade do hidrocarboneto diminui significativamente, resultando em uma maior eficiência de varrido (ALGHARAIB et al., 2007). Historicamente, como apresentado por Christensen, Stenby e Skauge (2001) a injeção WAG tem se mostrado eficaz na recuperação adicional de petróleo com aumento típico de 5 à 10% do *Original Oil in Place* (OOIP) e, atualmente, tem sido amplamente utilizada no pré-sal brasileiro (PETROBRAS, 2019).

Diversos estudos foram realizados para analisar os efeitos de diferentes parâmetros da injeção WAG, como o tamanho do *slug* WAG, a razão WAG, o número de ciclos WAG e a taxa de fluxo de injeção, no desempenho do WAG (BHATIA, J. et al., 2014; BHATIA, J. C. et al., 2012; KULKARNI; RAO, 2005; RAMACHANDRAN; GYANI; SUR, 2010; SRIVASTAVA; MAHLI, 2012; AL-SHURAIQI; MUGGERIDGE; GRATTONI, 2003). Em geral, esses parâmetros mostram fortes efeitos nas tendências de recuperação de petróleo durante uma injeção de WAG. Foi constatado que a redução do tamanho do *slug* e da proporção WAG, juntamente com o aumento do número de ciclos WAG, resultaria em uma maior recuperação de petróleo (BHATIA, J. et al., 2014; HAN; GU, 2014). No entanto, a proporção WAG ideal muitas vezes depende da molhabilidade da rocha do reservatório, das propriedades do fluido in-situ, do tipo de gás utilizado, bem como de avaliações econômicas (BHATIA, J. et al., 2014).

Entre os principais parâmetros operacionais da injeção WAG, destaca-se a proporção de gás e água injetados no reservatório, conhecida como *WAG Ratio*. A escolha apropriada do *WAG Ratio* é crucial para o êxito da aplicação do método em um reservatório (AFZALI; REZAEI; ZENDEHBOUDI, 2018). Consequentemente, diversas técnicas têm sido propostas na literatura para otimizar esse parâmetro como por exemplo o *Multi-layer Perceptron* (MLP), *Grey Wolf Optimizer* (GWO), *Ant Colony Optimization* (ACO), *Particle Swarm Optimization* (PSO), *Artificial Neural Networks* (ANN) e *Genetic Algorithm* (GA) como é apresentado nos estudos de Menad e Nouredine (2019), Amar et al. (2021), Freitas et al. (2023) e Bocoum e Rasaei (2023) e Chen et al. (2010).

No entanto, embora essas otimizações demonstrem resultados promissores localmente, muitas vezes estão associadas a um custo computacional elevado. Alguns métodos utilizam algoritmos de otimização que são computacionalmente intensivos, pois eles avaliam

a função custo centenas, ou até mesmo milhares de vezes. Isso implica que tais algoritmos podem levar horas para terminar a otimização devido ao alto número de simulações necessárias, mesmo no contexto de reservatórios pequenos compostos por dezenas de milhares de células como é relatado por [Amar et al. \(2021\)](#), [Nait Amar, Zeraibi e Redouane \(2018\)](#) e [Chen et al. \(2010\)](#). Isso se agrava exponencialmente se considerarmos simulações de reservatórios mais refinados utilizados pela indústria que possuem milhões de células. Logo, tais métodos são comumente aplicados à modelos simplificados que replicam em menor escala o reservatório real. Pois, caso os algoritmos fossem aplicados aos modelos refinados, as simulações poderiam durar semanas, ou até meses, deixando os operadores sem soluções práticas e eficazes para as demandas urgentes do campo.

Outro desafio enfrentado por técnicas encontradas na literatura é sua limitada aplicabilidade à reservatórios específicos, sugerindo que, se empregadas em contextos distintos, os resultados positivos podem não ser reproduzidos. Um exemplo notável de um problema pouco abordado por esses métodos é a elevada concentração de CO_2 nos hidrocarbonetos ([VIEIRA; CARDOSO; PIZARRO, J. O., 2019](#); [PIZARRO, J. G. A. H., 2022](#)). Essa concentração representa uma das principais preocupações no pré-sal brasileiro, pois está associada à produção significativa de gás livre junto ao petróleo extraído uma vez que a miscibilidade de um fluido é diretamente impactada por sua composição ([ROSA; SOUZA CARVALHO; XAVIER, 2006](#)).

Nesse contexto, é crucial encontrar um método para determinar o *WAG Ratio* que não apenas tenha baixo custo computacional, mas que também reduza a viscosidade do óleo para que haja um melhor efeito de varrido, para assim otimizar a produção ([AFZALI; REZAEI; ZENDEHBOUDI, 2018](#)). Uma proporção inadequada pode resultar na segregação de fluidos no reservatório, onde a água e o óleo podem se separar, reduzindo a eficiência na recuperação do petróleo ([BHATIA, J. et al., 2014](#)). Portanto, a determinação da proporção correta de injeção WAG requer um estudo cuidadoso das características do reservatório, como a saturação de fluidos e a pressão mínima de miscibilidade, juntamente de parâmetros operacionais como *WAG Ratio*, a Pressão de Fundo de Poço (*Bottom Hole Pressure - BHP*) e limites de injeção e produção.

Sendo assim, este trabalho foca no desenvolvimento de uma metodologia para determinar o *WAG Ratio*, no contexto da injeção WAG miscível, que resulte no aumento da produção de óleo. O método apresentado deve possuir baixo custo computacional, de modo que pode ser aplicado a reservatórios refinados e complexos.

1.1 Motivação

O boletim estatístico anual da [OPEC \(2022\)](#) (*Organization of the Petroleum Exporting Countries*) estima as reservas mundiais de óleo em 1,5 trilhão de barris. Contudo, aproxima-

damente 377 milhões de barris estão presos nos reservatórios mesmo após as recuperações primárias e secundárias (KULKARNI; RAO, 2005). Tamanha quantidade de petróleo preso é um grande motivador para o desenvolvimento de pesquisas e aplicação de novas técnicas de recuperação avançada de óleo.

A injeção WAG é um método bem estabelecido globalmente, especialmente nos reservatórios do pré-sal brasileiro, onde tem trazido benefícios notáveis (PETROBRAS, 2020). No caso da injeção WAG miscível, o fator-chave a ser otimizado é o *WAG Ratio* (AFZALI; REZAEI; ZENDEHBOUDI, 2018). O aprimoramento das técnicas para determinar esse parâmetro desempenha um papel crucial na ampliação do conhecimento científico sobre os desafios específicos enfrentados nas plataformas de extração, como a produção elevada de gás miscível.

Contudo, o estado da arte atual indica que muitos dos métodos de otimização de *WAG Ratio* empregados se baseiam em algoritmos bio-inspirados ou de aprendizado de máquina (MENAD; NOUREDDINE, 2019; BOCOUM; RASAEI, 2023; FREITAS et al., 2023; AMAR et al., 2021; CHEN et al., 2010). Embora esses métodos demonstrem resultados promissores, sua aplicação é computacionalmente custosa para campos reais, uma vez que tais campos são altamente complexos e refinados, aumentando significativamente o tempo de cada simulação.

Nesse sentido, propõe-se o desenvolvimento de um método semi-analítico de otimização fundamentado nas propriedades dos fluidos do reservatório, permitindo sua implementação em diversos reservatórios sem a necessidade de conduzir múltiplas simulações. Além disso, este estudo visa oferecer um método eficaz, com resultados competitivos entre as demais estratégias de injeção aplicadas na indústria petrolífera, fornecendo uma nova abordagem semi-analítica no cenário acadêmico atual acerca da injeção WAG miscível.

Tendo isso em vista, a dissertação proposta possui alta relevância prática. Pois, a injeção WAG é uma estratégia amplamente utilizada na indústria e a determinação precisa do *WAG Ratio* é uma variável crítica nesse processo para otimizar a produção de óleo. Ao aprimorar as técnicas existentes e superar os desafios associados à alta produção de gás, a pesquisa fornece uma compreensão valiosa para a indústria petrolífera, permitindo uma produção mais eficiente e sustentável nos reservatórios. A aplicabilidade direta dos resultados deste estudo pode levar a melhorias operacionais substanciais, redução de custos e aumento da rentabilidade para as empresas atuantes no setor.

Por fim, a viabilidade deste estudo é respaldada pela colaboração entre a academia e o setor industrial, possibilitando a troca de conhecimento e a validação prática dos resultados. A crescente importância da sustentabilidade na exploração de recursos naturais e a busca por soluções mais eficientes tornam este estudo não apenas oportuno, mas também viável para enfrentar os desafios atuais e futuros da indústria do petróleo no Brasil.

1.2 Objetivos

1.2.1 Objetivo Geral

O objetivo deste trabalho é propor um método semi-analítico baseado na razão de solubilidade para determinar o *WAG Ratio* a ser injetada em reservatórios em condições miscíveis com baixo custo computacional, afim de reduzir a viscosidade do óleo e aumentar a produção total de óleo.

1.2.2 Objetivos Específicos

- a) Determinar o *WAG Ratio* a ser injetado no reservatório com base na razão de solubilidade;
- b) Definir calendários de injeção WAG com base no método proposto;
- c) Validar a metodologia proposta mediante simulação e constatar o baixo custo computacional;
- d) Analisar o impacto do método na redução da viscosidade do óleo;
- e) Analisar o impacto da segregação gravitacional no método;
- f) Comparar os resultados com as principais proporções WAG propostas na literatura para constatar eficácia do método.

1.3 Metodologia

Para alcançar tal objetivo, desenvolveu-se uma técnica semi-analítica para determinar a máxima quantidade de gás a ser injetada sem a geração de gás livre na fase de óleo. Na sequência tal proporção foi testada em diferentes reservatórios com diferentes fluidos de modo a verificar a eficiência da técnica proposta. A metodologia é melhor detalhada no [Capítulo 3](#) deste trabalho.

Por fim, é conduzida uma análise comparativa dos resultados obtidos, avaliando o desempenho do método proposto em relação às estratégias de injeção WAG propostas pela literatura.

1.4 Estrutura da Dissertação

Na sequência à presente introdução, são apresentados no [Capítulo 2](#) os principais conceitos de reservatórios de petróleo utilizados na concepção do método proposto. A metodologia desenvolvida é apresentada no [Capítulo 3](#). Os reservatórios utilizados no estudo são

explicitados no [Capítulo 4](#). Em seguida, no [Capítulo 5](#), são abordados os resultados numéricos das simulações, além das discussões acerca dos mesmos. Finalmente, no [Capítulo 6](#), são apresentadas as conclusões deste trabalho e sugestões para trabalhos futuros.

1.5 Contribuições

O trabalho realizado neste manuscrito foi aplicado em dois reservatórios reais do pré-sal brasileiro e as simulações resultaram em um aumento significativo na produção total de óleo em ambos os casos.

2 Conceitos Fundamentais

Neste capítulo, serão expostos os princípios elementares relacionados a reservatórios de petróleo, suas principais características e propriedades.

Um reservatório de petróleo pode ser definido como um acúmulo de hidrocarbonetos, líquidos ou gasosos, em rochas porosas e permeáveis, como arenito ou calcário, que fora coberto por uma camada de rochas selantes, ou impermeáveis (ROSA; SOUZA CARVALHO; XAVIER, 2006). O petróleo e gás natural são extraídos desses reservatórios por meio de perfuração de poços produtores. A descoberta e exploração de reservatórios é fundamental para a indústria de petróleo e gás, que fornece uma fonte importante de energia para a economia global.

A exploração de reservatórios de petróleo é um processo complexo que envolve a utilização de tecnologias avançadas para localizar e avaliar as reservas. Isso pode incluir a utilização de métodos geofísicos para mapear a estrutura geológica da área, análise de amostras de rochas e fluidos, modelagem computacional e simulação de reservatórios para entender melhor a dinâmica do fluxo de fluidos, dentre outros.

Com base nas condições de temperatura e pressão, uma mistura de hidrocarbonetos pode existir simultaneamente nas fases líquida e vapor, em equilíbrio. Nesse cenário, a fase de vapor (gás livre), por sua menor densidade em comparação ao líquido, tende a se acumular nas regiões mais altas do meio poroso, formando o que é conhecido como "capa de gás" (ROSA; SOUZA CARVALHO; XAVIER, 2006). Além disso, os aquíferos são comumente encontrados em reservatórios de petróleo. A Figura 1 esquematiza um reservatório contendo gás, óleo e água, denominado reservatório com mecanismo combinado (ROSA; SOUZA CARVALHO; XAVIER, 2006).

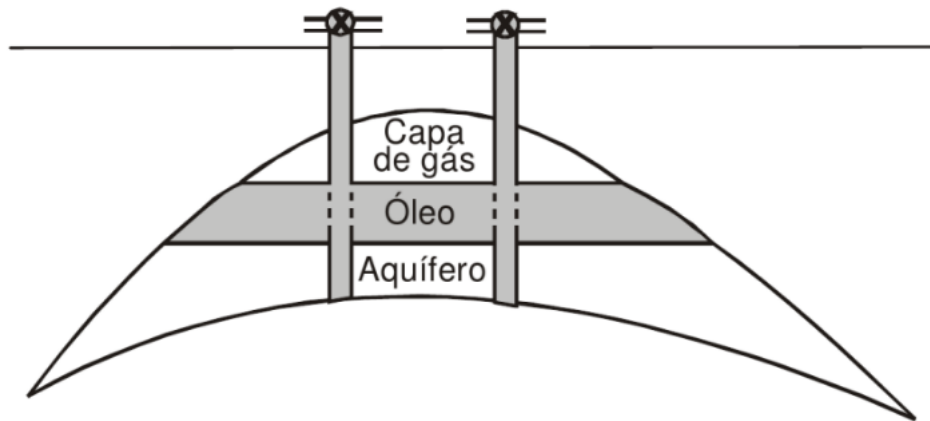


Figura 1 – Reservatório com mecanismo combinado.

Fonte: Rosa, Souza Carvalho e Xavier (2006)

Uma vez que um reservatório de petróleo é descoberto e avaliado, é necessário planejar a perfuração e a produção de poços para extrair o óleo. De acordo com o boletim estatístico anual da [OPEC \(2022\)](#) (*Organization of the Petroleum Exporting Countries*) divulgado em 2022, estima-se que as reservas de óleo mundiais seja de 1,5 trilhão de barris. Logo, se faz necessário o aproveitamento das reservas existentes, para isso, o aprimoramento de técnicas de recuperação se faz crucial, não só para aumentar a eficiência da extração, mas também para minimizar o impacto ambiental dessa atividade. Dessa forma, investimentos em pesquisa e desenvolvimento de tecnologias que permitam uma exploração mais limpa e eficiente são fundamentais para garantir a sustentabilidade do setor de petróleo a longo prazo.

2.1 Propriedades das Rochas

A rocha que possui características favoráveis para armazenar e transmitir hidrocarbonetos, como petróleo e gás natural, em seu interior é chamada de rocha reservatório (ROSA; SOUZA CARVALHO; XAVIER, 2006). Essas rochas são compostas por poros e permeabilidade suficientes para permitir a migração dos hidrocarbonetos através delas, além de apresentar uma capacidade de armazenamento adequada. Os reservatórios podem ser compostos por diferentes tipos de rochas, como arenitos, calcários e dolomitas, que apresentam características específicas. A identificação e caracterização de rochas reservatório são fundamentais para a exploração e produção de petróleo e gás natural. Serão abordadas somente as características mais importantes para este trabalho.

2.1.1 Porosidade e Permeabilidade

Porosidade das rochas é a fração do volume da rocha que consiste em espaços vazios, chamados de poros, em relação ao volume total da rocha. Os poros podem ser preenchidos com fluidos, como água, óleo ou gás, ou podem estar vazios. A porosidade das rochas é uma propriedade importante na caracterização de reservatórios de petróleo e gás, uma vez que afeta diretamente a capacidade da rocha de armazenar fluidos (ROSA; SOUZA CARVALHO; XAVIER, 2006).

A porosidade pode variar amplamente entre diferentes tipos de rochas e pode ser influenciada por vários fatores, incluindo a deposição da rocha, a compactação e a cimentação dos sedimentos. Um exemplo de rocha porosa pode ser vista na Figura 2 a seguir. Nela pode-se observar o arenito em amarelo e seus poros em azul. Tais poros são os espaços que armazenam os fluidos na rocha.

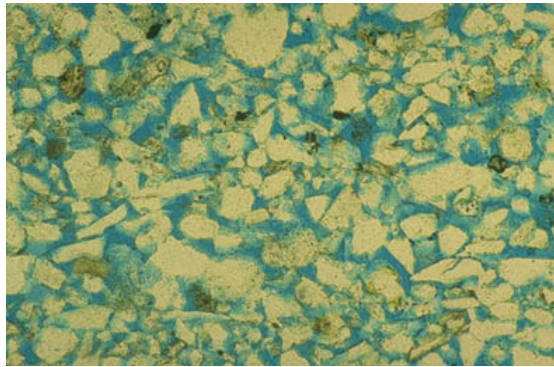


Figura 2 – Fotomicrografia de arenito limpo.

Fonte: Schlumberger (2023)

A permeabilidade de uma rocha, por outro lado, é a capacidade da rocha de permitir o fluxo de fluidos através de seus poros interconectados. É uma medida da facilidade com que um fluido pode se mover através da rocha sob uma dada pressão. A permeabilidade é uma propriedade importante na caracterização de reservatórios, pois afeta diretamente a capacidade da rocha de produzir ou injetar fluidos. A permeabilidade pode variar amplamente entre diferentes tipos de rochas e pode ser influenciada por fatores como a porosidade da rocha, a conectividade dos poros, a geometria dos poros e a presença de camadas impermeáveis (WHITE, 2018).

A presença de um outro fluido também pode alterar o escoamento de um fluido no meio poroso, nesse contexto é importante compreender a permeabilidade relativa. Permeabilidade relativa é definida como a razão entre a permeabilidade efetiva de um fluido e a permeabilidade absoluta da rocha (ROSA; SOUZA CARVALHO; XAVIER, 2006). Em outras palavras, é uma medida da eficiência relativa de um fluido em relação a outro de mover-se através de um meio poroso e frequentemente é representada por uma curva de permeabili-

dade relativa, como pode ser vista na [Figura 3](#). A permeabilidade relativa é importante, pois permite prever como diferentes fluidos se comportarão em um reservatório. A permeabilidade relativa é influenciada por vários fatores, incluindo a saturação e a viscosidade dos fluidos, bem como a geometria dos poros e sua molhabilidade.

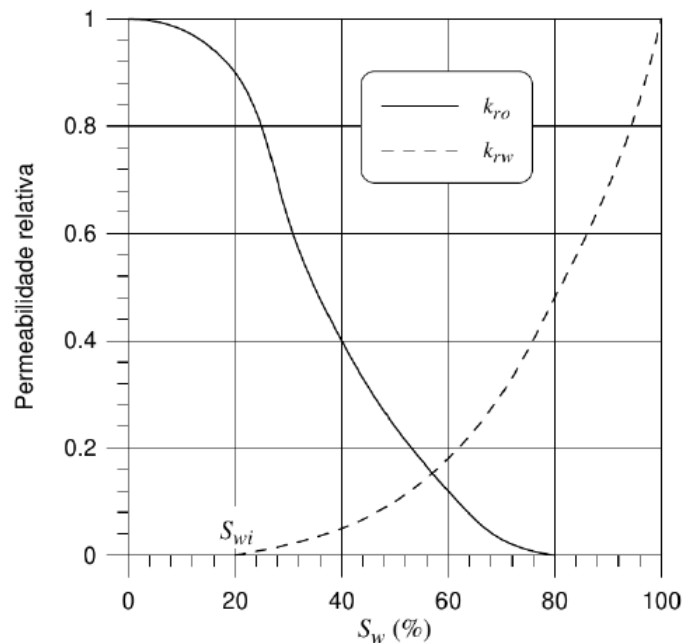


Figura 3 – Exemplo de curva de permeabilidade relativa.

Fonte: Rosa, Souza Carvalho e Xavier (2006)

2.1.2 Isotropia e Homogeneidade

A isotropia refere-se à uniformidade direcional no material, onde as propriedades físicas permanecem consistentes em várias direções. Nas rochas, as variações nas propriedades físicas em diferentes direções, como o alinhamento dos grãos minerais ou a velocidade sísmica medida paralela ou perpendicular às superfícies de estratificação, exemplificam formas de isotropia. Contudo, se as propriedades variam em direções distintas o material é dito anisotrópico (SCHLUMBERGER, 2023).

Diferentemente, a homogeneidade é definida como a qualidade de uniformidade de um material. Se as irregularidades são distribuídas de maneira uniforme em uma mistura de material, então o material é homogêneo, caso contrário o material é denominado heterogêneo (SCHLUMBERGER, 2023). A [Figura 4](#) ilustra as diferenças entre anisotropia e homogeneidade.

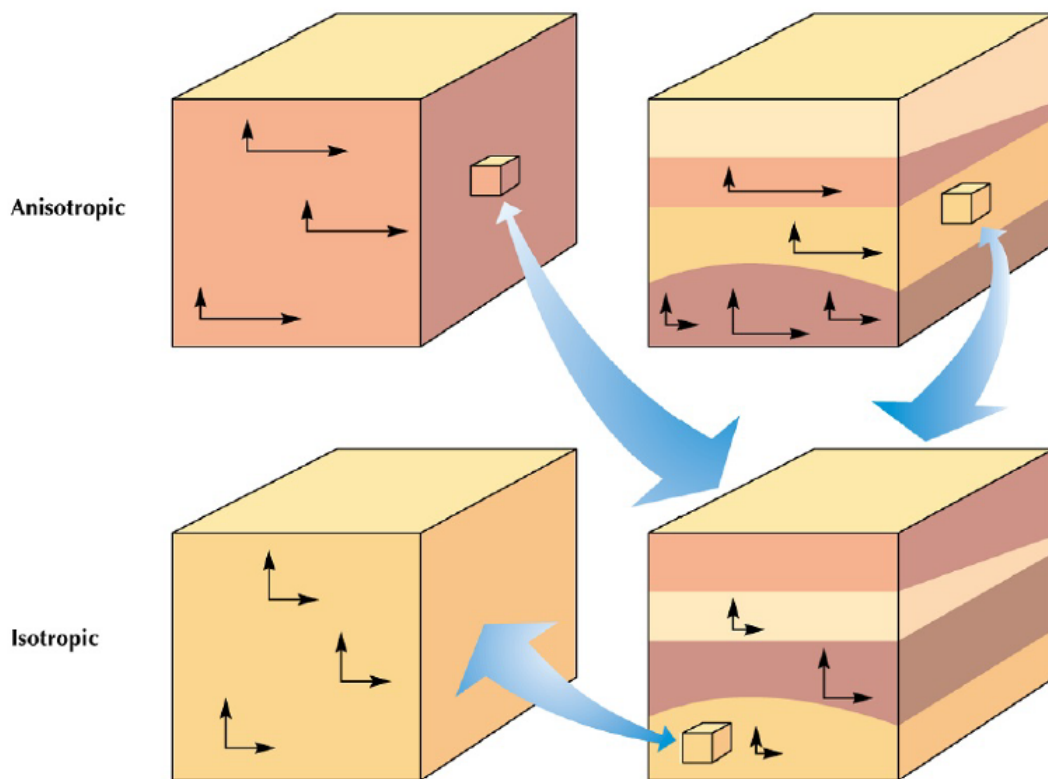


Figura 4 – Possíveis combinações de isotropia/anisotropia e homogeneidade/heterogeneidade.

Fonte: Schlumberger (2023)

2.1.3 Saturação

A saturação de fluido em uma rocha é a fração do volume de poros da rocha que é preenchida por um determinado fluido, como água ou óleo, em relação ao volume total dos fluidos no meio poroso (ROSA; SOUZA CARVALHO; XAVIER, 2006). Frequentemente a saturação é expressa como porcentagem do volume, como mostrado pela Equação 2.1.

$$s_{\text{água}} = \frac{V_{\text{água}}}{V_{\text{total}}}; s_{\text{óleo}} = \frac{V_{\text{óleo}}}{V_{\text{total}}}; s_{\text{gás}} = \frac{V_{\text{gás}}}{V_{\text{total}}} \quad (2.1)$$

$$s_{\text{água}} + s_{\text{óleo}} + s_{\text{gás}} = 1 \quad (2.2)$$

A saturação pode variar ao longo do tempo, à medida que fluidos são injetados ou produzidos no reservatório. Sua compreensão é fundamental para a caracterização de reservatórios de petróleo e gás e é frequentemente medida por meio de testes de laboratório em amostras de rochas ou estimada por modelos de simulação de reservatório.

A saturação pode ser influenciada por vários fatores, incluindo a permeabilidade da rocha, a molhabilidade da rocha, a viscosidade dos fluidos, a pressão e a temperatura do

reservatório. A compreensão da saturação é importante para a previsão do comportamento dos fluidos em reservatórios de petróleo e gás e para a otimização da produção.

2.2 Propriedades dos Fluidos

Um fluido é uma substância que se deforma continuamente quando submetida a uma força tangencial, ou cisalhamento, aplicada sobre ela. Essa deformação pode ser observada como uma mudança de sua forma ou volume (ROSA; SOUZA CARVALHO; XAVIER, 2006). Os fluidos podem ser líquidos, como a água e o óleo, ou gases, como o ar e o gás natural. Contudo, somente as propriedades mais relevantes para este trabalho serão apresentadas a seguir.

2.2.1 Massa Específica

No contexto de um fluido, a massa específica ρ é uma propriedade termodinâmica que pode ser definida como a massa por unidade de volume, ou de forma mais precisa como descrita por White (2018) :

$$\rho = \lim_{\delta V \rightarrow \delta V^*} \frac{\delta m}{\delta V} \quad (2.3)$$

Onde δm é a massa molecular contida dentro de um determinado volume δV . O volume-limite (δV^*) é aproximadamente de 10^9 mm^3 para todos os líquidos e para os gases à pressão atmosférica. A massa específica é comumente expressa em g/cm^3 ou libras por barril na indústria petrolífera (SCHLUMBERGER, 2023).

Quando há mais de um fluido no mesmo meio físico, como por exemplo nos poros de um reservatório, a relação de massa específica entre eles define a disposição horizontal dos fluidos. Esse fenômeno é conhecido como segregação gravitacional.

2.2.2 Viscosidade Dinâmica

Viscosidade dinâmica é uma propriedade física de fluidos que indica a resistência interna que o fluido apresenta ao fluxo ou ao movimento relativo entre camadas adjacentes. Em outras palavras, é a medida da resistência de um fluido ao cisalhamento ou deformação. É a relação entre a tensão de cisalhamento aplicada em um fluido e a taxa de deformação resultante (ROSA; SOUZA CARVALHO; XAVIER, 2006).

A viscosidade é medida em unidades de força por unidade de área, como pascal segundo (Pa.s) ou centipoise (cP). Os fluidos que possuem alta viscosidade, como o mel ou o xarope, são espessos e apresentam maior resistência ao fluxo. Por outro lado, os fluidos com baixa viscosidade, como a água ou o álcool, apresentam menor resistência ao fluxo (WHITE, 2018).

No contexto de reservatórios de petróleo, a viscosidade é uma propriedade importante dos fluidos, pois afeta diretamente sua capacidade de percolarem através do reservatório. A viscosidade do petróleo pode variar amplamente dependendo da sua composição química, da pressão e da temperatura do reservatório. Em geral, petróleos mais pesados tendem a apresentar viscosidades mais elevadas (WHITE, 2018). A viscosidade do petróleo é uma das propriedades que são consideradas na modelagem do fluxo de fluidos em reservatórios de petróleo e na previsão do comportamento do fluido durante o processo de produção.

Além disso, a viscosidade também é uma propriedade importante em outras áreas da indústria, como a indústria química, a produção de alimentos e a produção de materiais. Em muitos casos, a viscosidade é controlada para garantir o bom desempenho dos processos industriais e para assegurar a qualidade dos produtos finais.

2.2.3 Tensão Superficial

Tensão superficial é uma propriedade física dos fluidos que representa a força de coesão entre as moléculas do fluido na superfície líquida. É a força que mantém as moléculas do fluido juntas na superfície e se opõe à separação das mesmas. A tensão superficial é medida em unidades de energia por unidade de área, como joules por metro quadrado (J/m^2) ou dynes por centímetro (dyn/cm) (WHITE, 2018).

No contexto de reservatórios de petróleo, a tensão superficial é uma propriedade importante, pois influencia o comportamento dos fluidos em interfaces sólido-líquido e líquido-líquido. Por exemplo, a tensão superficial afeta a capacidade dos fluidos de petróleo de se moverem através das rochas porosas do reservatório, bem como a capacidade dos fluidos de se misturarem e se separarem durante as operações de produção.

2.2.4 Pressão Capilar

Pressão capilar é a pressão exercida pelos fluidos dentro de um material poroso, como uma rocha de reservatório de petróleo. É uma força resultante da tensão superficial entre o fluido e as paredes dos poros. Quando um fluido entra em contato com uma superfície sólida, a tensão superficial do líquido cria uma pressão no interior dos poros da superfície sólida. Tal pressão é denominada pressão capilar (ROSA; SOUZA CARVALHO; XAVIER, 2006).

Considere um elemento de uma superfície de contato entre um líquido e um gás. As forças dF_1 e dF_2 são as forças existentes no líquido na superfície de contato, nas duas direções principais consideradas. A força capilar dF_c seria a força resultante na direção vertical, ou seja, a força que faria com que a superfície de contato apresentasse a forma ilustrada na Figura 5 (ROSA; SOUZA CARVALHO; XAVIER, 2006).

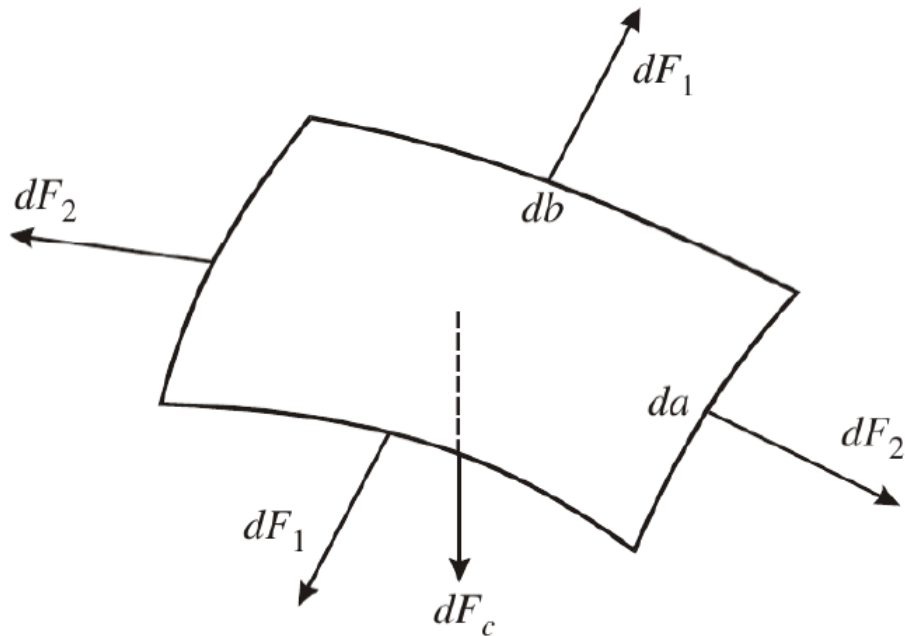


Figura 5 – Força capilar na superfície de contato.

Fonte: Rosa, Souza Carvalho e Xavier (2006)

A pressão capilar pode ser calculada como sendo o quociente entre a força capilar e a área sobre a qual está aplicada essa força. Assim, com base na Figura 5, a pressão capilar pode ser definida como (ROSA; SOUZA CARVALHO; XAVIER, 2006):

$$p_c = \frac{dF_c}{dA} \quad (2.4)$$

No contexto de reservatórios de petróleo, a pressão capilar é uma força importante que influencia o movimento dos fluidos nos poros da rocha. A pressão capilar é uma das forças responsáveis pela retenção de fluidos dentro dos poros de uma rocha. Quando o fluido no interior dos poros é submetido a uma pressão maior que a pressão capilar, ele é forçado a se mover através dos poros. A pressão capilar pode, portanto, impedir a produção eficiente de fluidos de um reservatório de petróleo.

Os valores de pressão capilar em um reservatório de petróleo variam com a geometria dos poros, a natureza dos fluidos e as propriedades da rocha do reservatório. A pressão capilar é afetada pela distribuição de tamanho dos poros, que determina a quantidade de fluido retido na rocha. Por exemplo, se a rocha do reservatório tem poros de tamanho muito pequeno, a pressão capilar será maior, pois a tensão superficial dos fluidos será mais forte. Isso significa que será mais difícil produzir fluidos de uma rocha com poros menores e mais numerosos (WHITE, 2018).

2.2.5 Molhabilidade

A molhabilidade refere-se à inclinação de um sólido para entrar em contato com um líquido ou gás específico, conhecido como fase molhante, em vez de outro. A fase molhante geralmente se espalha na superfície sólida, e um sólido poroso tem a tendência de absorver a fase molhante, em ambos os casos deslocando a fase não molhante. Em geral, tanto a água quanto o óleo têm tendência a molhar a maioria dos materiais em preferência ao gás, porém o gás pode demonstrar capacidade de molhamento em materiais como enxofre, grafite e carvão (SCHLUMBERGER, 2023).

A Figura 6 pode ser utilizada para melhor representar esse efeito. Nessa figura está apresentado um esquema do equilíbrio de forças na interface água-óleo-sólido, onde σ_{ow} é a tensão interfacial entre a água e o óleo, σ_{ws} a tensão interfacial entre o sólido e a água, e σ_{os} a tensão interfacial entre o sólido e o óleo (ROSA; SOUZA CARVALHO; XAVIER, 2006).

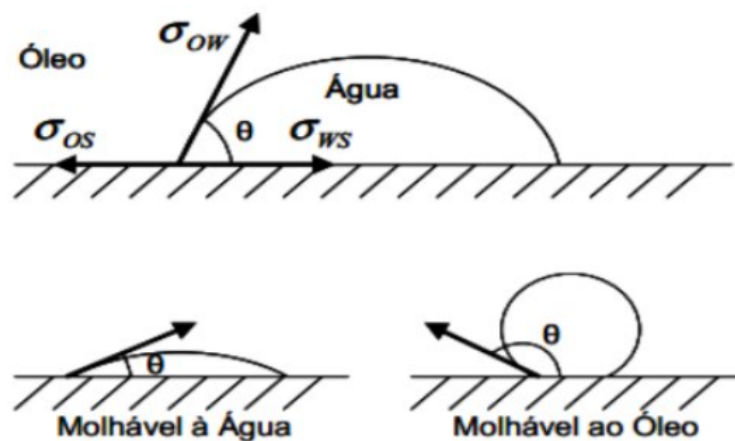


Figura 6 – Ângulo de contato do sistema água-óleo-sólido.

Fonte: Faerstein (2010)

Por definição, o ângulo de contato θ é o ângulo (variando entre 0° e 180°) medido no fluido mais denso. Quando esse ângulo de contato é inferior a 90° , diz-se que o líquido mais denso tem preferência em molhar o sólido; quando é superior a 90° , diz-se que o menos denso tem preferência em molhar o sólido. Seguindo essa convenção, a tensão de adesão (σ_A) é definida como a diferença de tensões ao longo do sólido (ROSA; SOUZA CARVALHO; XAVIER, 2006). Sendo assim, tem-se:

$$\sigma_A = \sigma_{os} - \sigma_{ws} = \sigma_{ws} \cos \theta_{ow} \quad (2.5)$$

de onde se obtém que:

$$\cos\theta_{ow} = \frac{\sigma_{os} - \sigma_{ws}}{\sigma_{ws}} \quad (2.6)$$

A tensão de adesão desempenha um papel crucial na ascensão ou descida de fluidos em capilares, determinando qual fluido tem preferência em molhar o sólido. Tanto a propriedade da molhabilidade quanto a tensão de adesão variam conforme os tipos de fluidos e sólidos envolvidos (ROSA; SOUZA CARVALHO; XAVIER, 2006). A molhabilidade influencia a permeabilidade relativa, as propriedades elétricas, os tempos de relaxamento da ressonância magnética nuclear e os perfis de saturação no reservatório (SCHLUMBERGER, 2023).

Existem várias técnicas utilizadas para medir a molhabilidade, incluindo testes de ângulo de contato e testes de imersão, que podem fornecer informações sobre como um líquido se comporta em relação a uma superfície sólida.

A compreensão da molhabilidade é importante para o desenvolvimento de modelos de simulação de reservatório, que são usados para prever o comportamento dos fluidos em reservatórios de petróleo e gás e otimizar a produção (AFZALI; REZAEI; ZENDEHBOUDI, 2018).

2.2.6 Miscibilidade

Miscibilidade é a capacidade de dois ou mais líquidos se misturarem completamente, formando uma solução homogênea. Essa propriedade é determinada pela compatibilidade química e física dos líquidos, que é afetada por fatores como a polaridade, a tensão superficial, a viscosidade e a temperatura dos líquidos. Quando dois líquidos são miscíveis, eles se dissolvem completamente um no outro, e não há separação de fases visíveis na mistura, ou seja, a tensão superficial entre os dois é nula (ROSA; SOUZA CARVALHO; XAVIER, 2006).

Em petróleo e gás, por exemplo, a miscibilidade é uma propriedade importante na caracterização de reservatórios e na produção de petróleo. Quando dois fluidos, como óleo e gás, são miscíveis, eles podem ser mais facilmente produzidos do reservatório, uma vez que se misturam e se deslocam juntos através dos poros da rocha.

Por outro lado, se os fluidos não são miscíveis, eles podem se separar em camadas distintas no reservatório, o que pode dificultar a produção e levar à necessidade de técnicas avançadas de recuperação de petróleo, como injeção de gases ou de solventes miscíveis (WHITE, 2018).

Um exemplo de processo de recuperação avançada que requer miscibilidade é a injeção de CO_2 (dióxido de carbono) para melhorar a recuperação de petróleo. Quando o CO_2 é injetado no reservatório, ele se dissolve no óleo e reduz a sua viscosidade, facilitando o seu movimento através dos poros da rocha (AL HINAI; SAEEDI, 2022).

No entanto, para que essa técnica seja efetiva, é necessário que haja miscibilidade entre o CO_2 e o óleo, para que eles possam se misturar de forma homogênea e reduzir a tensão interfacial entre eles como pode ser visto na [Figura 7](#).

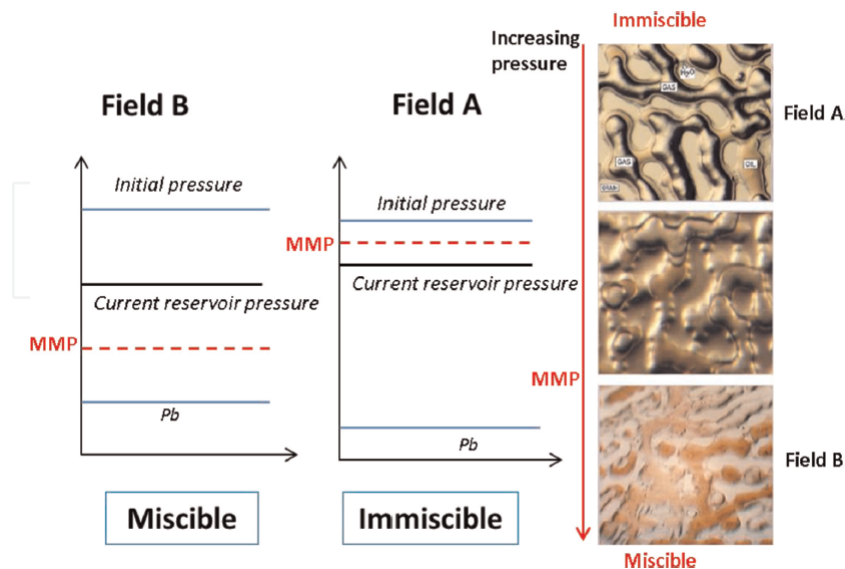


Figura 7 – Evolução da miscibilidade do CO_2 injetado no óleo no caso miscível e imiscível.

Fonte: [Al Hinai e Saeedi \(2022\)](#)

A miscibilidade entre os fluidos de um reservatório é afetada pelas suas propriedades físicas, como viscosidade, densidade, tensão superficial e pressão de vapor. Por exemplo, a miscibilidade entre o CO_2 e o óleo é afetada pela pressão e temperatura do reservatório, bem como pelas propriedades físicas do óleo, como sua composição química e grau de saturação em gás.

Em resumo, a miscibilidade é uma propriedade importante no contexto de reservatórios de petróleo, principalmente na injeção WAG, pois afeta a eficiência e a rentabilidade da produção de petróleo. Os engenheiros de reservatórios levam em consideração a miscibilidade dos fluidos do reservatório ao planejar e implementar processos de recuperação avançada ([AFZALI; REZAEI; ZENDEHBOUDI, 2018](#)).

2.2.7 Lei de Darcy

A lei de Darcy descreve o fluxo de fluido através de um meio poroso, como uma rocha reservatório. Foi proposta pelo hidrólogo francês Henry Darcy em 1856 e é amplamente utilizada na indústria de petróleo para estimar a produção de fluido em reservatórios ([ROSA; SOUZA CARVALHO; XAVIER, 2006](#)). Matematicamente, a lei de Darcy pode ser escrita como:

$$v_s = \frac{k}{\mu} \nabla_p \quad (2.7)$$

As condições definidas para sua aplicação são:

- a) Fluxo isotérmico, laminar e permanente.
- b) Fluido incompressível, homogêneo e de viscosidade invariável com a pressão.
- c) Meio poroso homogêneo, que não reage com o fluido.

Onde v_s é a velocidade de escoamento na direção s medida em m/s, K é a permeabilidade média do meio poroso medido em m^2 ou mD (milidarcy), μ é a viscosidade dinâmica do fluido medido em cP (centipoise) e ∇_p é o gradiente de pressão medido em Pa/m. Observa-se que a velocidade de escoamento é inversamente proporcional à viscosidade dinâmica. Isso implica que quanto menor a viscosidade dinâmica, maior a velocidade de escoamento. Em reservatórios com injeção de gás miscível deseja-se justamente reduzir a viscosidade do óleo no intuito de aumentar sua velocidade de escoamento.

Deste momento em diante, para fins de simplificação, a viscosidade dinâmica será referenciada apenas como viscosidade.

A lei de Darcy é uma simplificação do comportamento real dos fluidos em meios porosos, e é adequada para prever o fluxo de fluido em reservatórios homogêneos. No entanto, em reservatórios complexos, a lei de Darcy pode ser insuficiente para descrever o comportamento real dos fluidos, e modelos mais robustos, como simulação numérica, podem ser necessários.

2.2.8 *Viscous Fingering*

A instabilidade de Saffman-Taylor, mais comumente conhecida como *Viscous fingering* é um fenômeno que ocorre quando um fluido de alta viscosidade, como o óleo, é injetado em um meio poroso com baixa permeabilidade, como uma rocha reservatório, e se move em direção a um fluido de baixa viscosidade, como a água (ROSA; SOUZA CARVALHO; XAVIER, 2006). Nesse processo, o fluido de alta viscosidade pode se deslocar em canais estreitos, formando padrões de fluxo com forma de dedos, e deixando regiões do reservatório intocadas. A [Figura 8](#) mostra um exemplo de tal fenômeno.

À medida que o fluido de alta viscosidade se move em direção ao fluido de baixa viscosidade, a diferença de pressão entre as duas fases aumenta, forçando o fluido de alta viscosidade a se deslocar em canais estreitos (PIZARRO, J. G. A. H., 2022). À medida que os canais se alargam, mais fluido de baixa viscosidade é empurrado para as áreas adjacentes, aumentando ainda mais a diferença de pressão e levando à formação de mais dedos.

O fenômeno de *viscous fingering* é problemático para a produção de petróleo, pois ele reduz a eficiência da injeção de água ou outros fluidos de recuperação avançada, pois eles

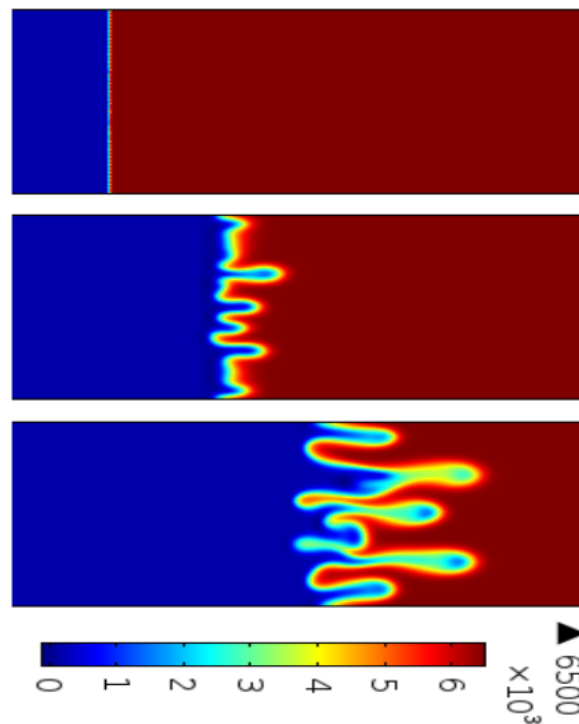


Figura 8 – Evolução espaço-temporal da concentração de diferentes fluidos.

Fonte: Kumar, Pramanik e Mishra (2016)

não conseguem alcançar todo o reservatório. Além disso, a formação de dedos pode resultar em uma produção heterogênea de petróleo, com algumas áreas do reservatório produzindo mais óleo do que outras (PIZARRO, J. G. A. H., 2022).

Os engenheiros de reservatórios usam várias técnicas para minimizar o efeito de *viscous fingering*, como a injeção de agentes tensoativos ou polímeros para aumentar a viscosidade do fluido de baixa viscosidade, ou a injeção de fluidos miscíveis para melhorar a recuperação do petróleo. O objetivo dessas técnicas é reduzir a diferença de viscosidade entre os fluidos e minimizar a formação de dedos, aumentando assim a eficiência da recuperação de petróleo (AFZALI; REZAEI; ZENDEHBOUDI, 2018).

2.2.9 Razão de Solubilidade

Por definição, a razão de solubilidade (R_s) de uma mistura líquida de hidrocarbonetos, a uma certa condição de pressão e temperatura, é a relação entre o volume de gás que está dissolvido, expresso em condições padrão, e o volume de óleo que será obtido da mistura, também em condições padrão (ROSA; SOUZA CARVALHO; XAVIER, 2006). Portanto, o R_s pode ser representada pela seguinte equação:

$$R_s = \frac{V_{Gd}}{V_o} \quad (2.8)$$

onde V_{Gd} é o volume de gás dissolvido no óleo e V_o é o volume de óleo.

No contexto de reservatórios, a solubilidade de gás no óleo se refere à capacidade do óleo em dissolver gases, como o dióxido de carbono (CO_2), o metano (CH_4) e outros hidrocarbonetos gasosos. Essa solubilidade depende de fatores como a pressão, a temperatura, a composição do óleo e a composição do gás. O óleo quando sujeito às condições de reservatório fica em fase contínua.

Contudo, quando começa a ser produzido a pressão e a temperatura do reservatório mudam para as condições de superfície. Consequentemente, à medida que a pressão é reduzida, a solubilidade do gás no óleo diminui, fazendo com que o gás se separe do óleo e forme bolhas. Esse fenômeno é conhecido como "liberação de gás" ou "separação de fases". Tal comportamento está representado na [Figura 9](#).

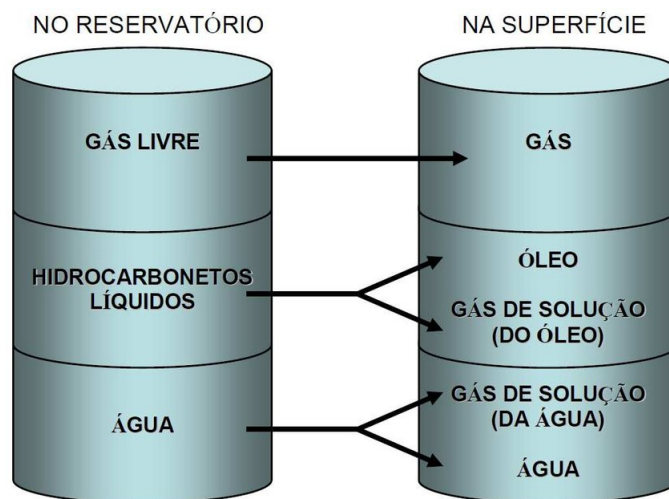


Figura 9 – Distribuição dos fluidos em condição de reservatório e superfície.

Fonte: [Filgueiras \(2005\)](#)

Na ausência de dados laboratoriais necessários para determinação do R_s , é possível utilizar correlações empíricas para estimar as propriedades dos fluidos de um reservatório. Diversas correlações foram desenvolvidas para calcular o fator de volume-formação do óleo e a razão de solubilidade de uma mistura de hidrocarbonetos, com base em parâmetros conhecidos.

Um exemplo dessas correlações é a proposta por [Standing e Katz \(1981\)](#). No entanto, é importante ressaltar que essas correlações foram desenvolvidas com base em propriedades de óleos da Califórnia, EUA, e podem não ser aplicáveis ao reservatório em estudo.

A razão de solubilidade pode ser estimada, segundo [Standing e Katz \(1981\)](#), a partir da densidade do gás (d_g), do grau API do óleo ($^{\circ}API$), da pressão (p) e da temperatura (T). No sistema americano de unidades é expressa por:

$$R_s(SCF/STB) = d_g \left[\frac{p(psia)}{18} \cdot \frac{10^{0,0125^\circ API}}{10^{0,00091T(^{\circ}F)}} \right]^{1,205} \quad (2.9)$$

Já no sistema brasileiro tem-se:

$$R_s(m^3/m^3) = 0,1341d_g \left[\frac{10^{0,0125^\circ API}}{10^{0,00091[1,8T(^{\circ}C)+32]}} \cdot p(kgf/cm^2) \right]^{1,205} \quad (2.10)$$

A solubilidade de gás no óleo é uma propriedade importante na produção de petróleo e gás, especialmente em reservatórios com alta concentração de gás. A liberação de gás pode afetar negativamente a produção de petróleo, aumentar a corrosão e a formação de incrustações nas tubulações e equipamentos de produção, e pode até mesmo causar danos ao reservatório.

Por outro lado, uma concentração ideal de gás dissolvido no óleo pode diminuir a viscosidade do óleo, reduzir a tensão superficial, mitigar os efeitos capilares da rocha, aumentar a velocidade de escoamento do óleo e ainda reduzir as chances de ocorrer *viscous fingering* no reservatório, podendo acarretar assim, em um aumento de produção de óleo.

Por esse motivo, é comum o uso de técnicas que façam injeção de gás, como a injeção de dióxido de carbono (CO_2), para aumentar a recuperação de petróleo e reduzir a liberação de gás durante a produção. Sendo assim, um calendário de injeção que utilize a razão de solubilidade como parâmetro de referencia tem um grande potencial no que tange o aumento da produção.

2.3 Recuperação primária e secundária

2.3.1 Primária

Os fluidos presentes numa rocha-reservatório precisam possuir uma certa quantidade de energia para que possa haver o processo de produção. A recuperação de óleo por meios de produção naturais é denominado **recuperação primária**, em outras palavras, a produção dos hidrocarbonetos se dá sem o uso de qualquer processo, tal como injeção de fluidos, para completar a energia natural do reservatório (ROSA; SOUZA CARVALHO; XAVIER, 2006). De maneira geral a produção de fluidos se dá de duas formas principais:

- a) **Descompressão:** à medida que o óleo vai sendo produzido, há uma queda na pressão interna do reservatório e como consequência os fluidos contidos se expandem e o volume dos poros diminui.
- b) **Deslocamento de fluidos:** consiste no deslocamento de um fluido em resultado da presença de outro fluido, por exemplo, a invasão da zona de óleo pela água de um aquífero.

2.3.2 Secundária

No processo de recuperação primária há uma dissipação de energia causada pela descompressão dos fluidos e pelas resistências encontradas pelos mesmos ao fluírem pela rocha em direção ao poço produtor. O consumo de energia primária acarreta na diminuição da pressão do reservatório ao longo de sua vida produtiva, e conseqüentemente redução na produtividade (ROSA; SOUZA CARVALHO; XAVIER, 2006).

O processo de suplementação de energia primária do reservatório é denominado **recuperação secundária**. Também denomina-se recuperação secundária as operações que conduzem ao aumento da quantidade de óleo recuperada, além daquela proporcionada pela recuperação primária. Tal processo pode começar antes mesmo de terminar a fase de produção primária com o objetivo de aumentar a eficiência de recuperação e acelerar a produção de óleo. Os métodos de recuperação secundária comumente aplicados são a injeção de água e injeção de gás imiscível (que não se mistura com o óleo); a escolha de cada fluido depende das condições específicas do reservatório.

2.4 Recuperação avançada de óleo

A recuperação avançada de óleo (*Enhanced Oil Recovery - EOR*) consiste em métodos sofisticados que buscam alterar as propriedades originais do óleo com o intuito de aumentar sua produção. Antigamente era denominada como recuperação terciária justamente por ser implementada depois da recuperação secundária. Contudo, atualmente tais técnicas podem ser empregadas em qualquer momento do ciclo de produção de um reservatório de petróleo (GLOSSARY, s.d.). Entre seus objetivos pode-se citar: restauração da pressão da formação, melhorar mobilidade, aumento da eficiência de varrido e aprimoramento do fluxo de óleo.

A principal diferença entre a recuperação secundária e a avançada é que a secundária se limita a pressurizar o reservatório de maneira a empurrar o óleo na direção do poço evitando a mistura entre os fluidos com a ajuda da separação gravitacional. Enquanto que na recuperação avançada o fluido injetado busca, além de pressurizar o reservatório, aumentar a eficiência de varrido na escala dos poros, trazendo assim uma melhor produtividade.

Existem diversas técnicas que podem ser aplicadas para aumentar a recuperação de óleo. Contudo, três categorias de EOR se destacam por serem comprovadamente viáveis economicamente em diversos casos. (DEPARTMENT, s.d.):

- a) **Recuperação térmica** consiste na injeção de vapor ou combustão *in-situ* com o propósito de reduzir a viscosidade de óleos pesados para aprimorar o fluxo no reservatório. Técnicas térmicas constituem mais de 40% da produção EOR dos Estados Unidos da América, primariamente na Califórnia.
- b) **Injeção química** pode envolver o uso de uma longa cadeia de moléculas cha-

madras polímeros para aumentar a efetividade da injeção de água, ou também o uso de surfactantes para diminuir a tensão superficial que comumente impede as gotas de óleo de se moverem no reservatório.

- c) **Injeção de gás** faz uso do gás natural, nitrogênio e dióxido de carbono (CO_2) que se expandem no reservatório e empurram o óleo em direção ao poço produtor. Também pode ser utilizado gases que se dissolvam no óleo para diminuir a viscosidade e aumentar a mobilidade. Injeção de gás corresponde a aproximadamente 60% da produção EOR nos Estados Unidos da América.

Existem ainda outras estratégias de injeção menos comuns na indústria e com poucos estudos na literatura, como por exemplo: microbiológica, eletromagnética e de vibração. Há também outros métodos de injeção que fazem combinação de técnicas consolidadas como é o caso da injeção alternada de água e gás que será melhor abordada na [seção 2.5](#). A [Figura 10](#) mostra um fluxograma resumido dos principais métodos EOR utilizados ao redor do mundo.

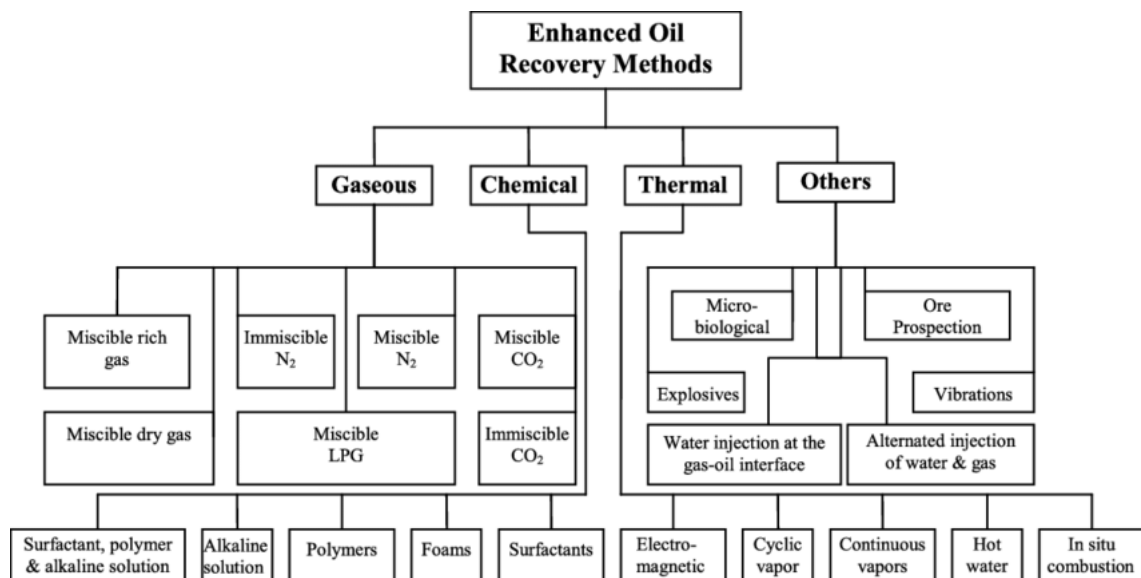


Figura 10 – Fluxograma dos métodos EOR.

Fonte: (NAZAR; SHAH; KHOSA, 2011)

2.5 Injeção WAG

Apesar da injeção de gás ser amplamente usada na indústria, tal processo possui uma baixa eficiência de varrido microscópica devido a baixa viscosidade do gás o que faz com que parte do óleo seja deixado na rocha, além disso tal injeção pode causar uma ruptura adiantada (*early breakthrough*) de gás criando um caminho preferencial para o gás no óleo, reduzindo assim a produção. Com o intuito de aumentar a eficiência de varrido e sanar tais problemas da injeção de gás, criou-se a injeção alternada de gás e água (*Water-Alternating-Gas - WAG*) como mostra a [Figura 11](#). Tal técnica foi inicialmente implementada em 1957

em Alberta no Canadá em um reservatório de arenito pela Mobil (CHRISTENSEN; STENBY; SKAUGE, 2001). O processo WAG combina o aumento de eficiência de varrido macroscópico da injeção de água com a alta eficiência de deslocamento da injeção de gás para incrementar a produção de óleo (TOURAY, 2013). Atualmente a injeção WAG é uma técnica EOR madura e amplamente utilizada em reservatórios de petróleo, sendo a re-injeção de parte do gás produzido em poços injetores de água um método muito comum (CHRISTENSEN; STENBY; SKAUGE, 2001).

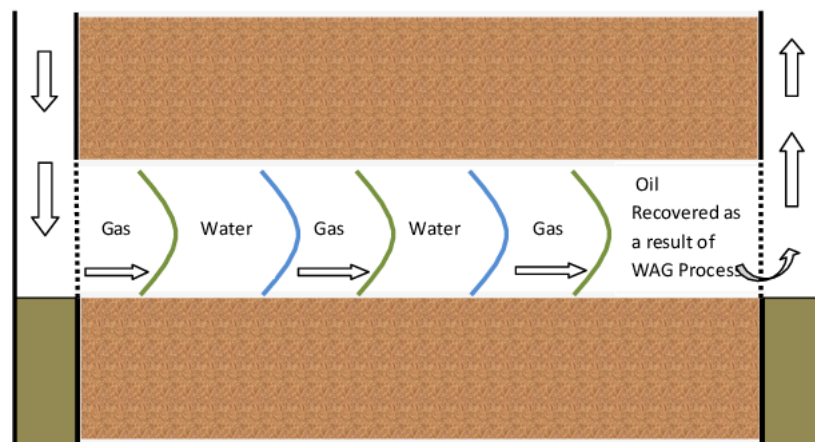


Figura 11 – Diagrama de funcionamento da injeção WAG.

Fonte: (YUNAN; M, 2011)

Existem diversos parâmetros que podem impactar o desempenho das operações de WAG. Alguns desses como molhabilidade, heterogeneidades geológicas e densidade, são propriedades inerentes do campo e não podem ser facilmente alteradas. A molhabilidade, por exemplo, influencia o fluxo de fluidos através de meios porosos ao afetar a permeabilidade relativa, pressão capilar e distribuição de fluidos (DARVISH SARVESTANI; ROSTAMI, 2022). Entretanto, injeção WAG pode diminuir significativamente a permeabilidade efetiva do gás no reservatório. Isso resulta na estabilização das interfaces dominantes entre os fluidos e em uma melhoria geral na eficiência do processo de varredura do óleo.

Embora haja diversos pontos proveitosos na injeção WAG, existem algumas dificuldades na sua utilização, como por exemplo o alto custo de completção e complexidade operacional. Outro fator crítico é a segregação por gravidade causada pela diferença de massa específica entre as fases (ROGERS; GRIGG, 2000). Essa segregação por gravidade melhora a eficiência de varredura vertical, deslocando o óleo, especialmente o óleo no fundo do reservatório, que pode ter sido ignorado devido à migração de gás para a parte superior do reservatório. As forças viscosas e de gravidade desempenham um papel vital no controle da eficiência de varredura vertical. Tal efeito pode ser melhor observado na Figura 12.

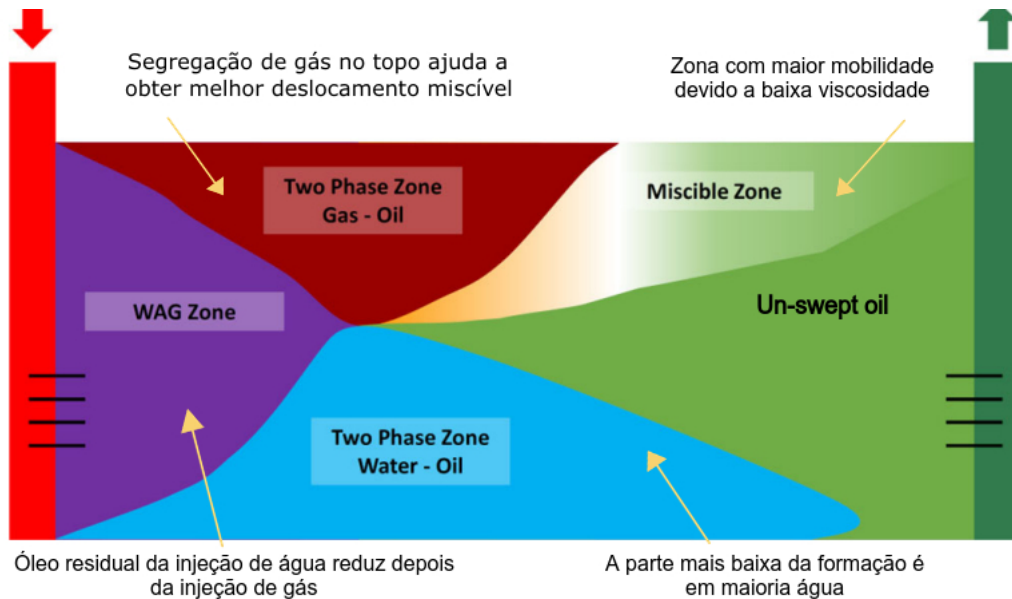


Figura 12 – Representação esquemática da injeção WAG em um reservatório.

Fonte: Adaptado de Afzali, Rezaei e Zendehboudi (2018, p. 221)

Visando uma melhor adequação aos cenários encontrados nos reservatórios, diferentes variações da injeção WAG podem ser encontradas na literatura, cada uma com base em diferentes atributos. Essas variações podem incluir a injeção simultânea de água e gás (SWAG) e modificações aplicadas nos fluidos (fase gasosa ou aquosa) para aumentar a eficiência da varredura. Algumas modificações na fase gasosa incluem o uso de espuma (em Foam-Assisted WAG ou FAWAG), gás miscível, CO_2 e vapor (WASP). As modificações na fase líquida incluem o uso de água de baixa salinidade (LSW), aditivos poliméricos solúveis em água (Polímero WAG ou PWAG ou PAG), aditivos surfactantes e emulsões (Emulsões WAG ou EWAG) para melhorar a eficiência do processo (AFZALI; REZAEI; ZENDEHBOUDI, 2018). Um resumo esquemático desses atributos é mostrado na Figura 13.

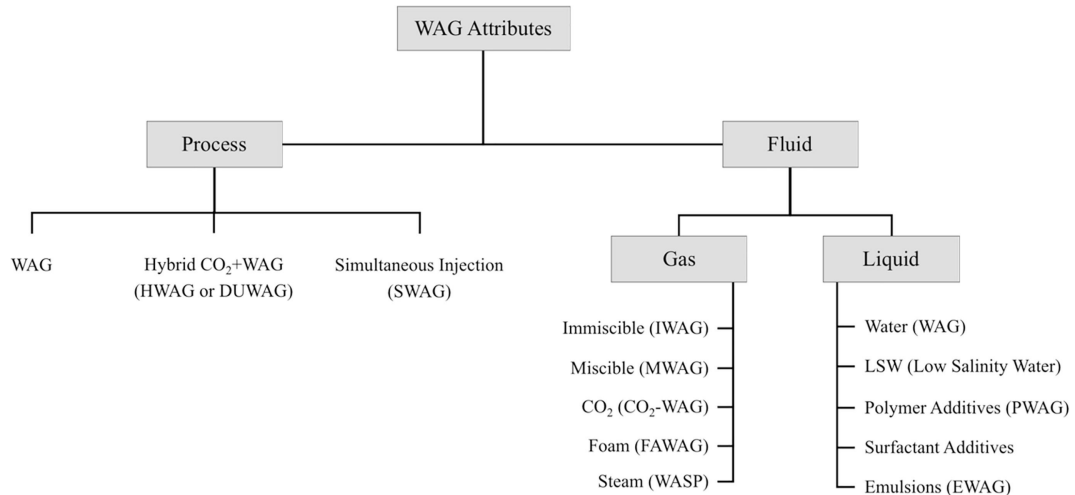


Figura 13 – Variações da injeção WAG baseadas em diferentes atributos.

Fonte: Afzali, Rezaei e Zendehboudi (2018, p. 221)

Contudo, de acordo com Afzali, Rezaei e Zendehboudi (2018) a classificação mais importante da injeção WAG se dá de acordo com a miscibilidade do gás injetado. No caso WAG miscível, o gás injetado se mistura com o óleo diminuindo a sua viscosidade e, consequentemente, aumentando a mobilidade do mesmo. Já no caso WAG imiscível, o gás não se mistura com o óleo, de modo que a tensão superficial entre os fluidos não é nula, aumentando assim a chance de ocorrer ruptura precoce de gás no óleo (*viscous fingering*, em inglês), também denominada de instabilidade de Saffman-Taylor.

Existem outros parâmetros operacionais que podem ser ajustados para melhorar o desempenho dos processos WAG. Por exemplo, a proporção WAG (*WAG Ratio*, em inglês) é um parâmetro crítico, especialmente em formações com molhabilidade água-óleo, pois a injeção excessiva de determinado fluido pode acarretar em um rompimento precoce e impacto negativo no VLP (Valor Presente líquido). A proporção WAG pode ser expressa em termos de injeção de reservatório, ou seja a razão entre os volumes de água e gás injetados, ou em termos de duração, ou seja a razão entre o tempo de injeção de água e gás (JARRELL et al., 2002). Outros fatores que desempenham um papel crucial na eficiência e na recuperação de óleo são: a taxa de injeção de gás, a taxa de injeção de água e o tamanho dos ciclos de injeção de gás e água (NAIT AMAR; ZERAIBI; REDOUANE, 2018). Sendo assim, determinar um calendário de injeção com uma ótima razão de injeção WAG é fundamental para o sucesso da produção de um reservatório que utilize tal injeção. O trabalho de Christensen, Stenby e Skauge (2001) apresenta que a proporção WAG mais comum nos campos é de 1:1. Já o trabalho de Afzali, Rezaei e Zendehboudi (2018) mostra que outras proporções WAG comuns são 1:4 e 4:1.

Entretanto, a maioria das estratégias de injeção WAG miscível encontradas na literatura não fornecem uma metodologia padrão que seja computacionalmente pouco custosa

para as plataformas que desejam utilizar o gás produzido para ser reinjetado no reservatório em uma proporção que resulte em um aumento significativo da produção de óleo. Para verificar isso, na [seção 2.6](#), serão apresentados os principais métodos de otimização da injeção WAG miscível empregadas na literatura desde o final da década de oitenta. Em seguida, será feita uma análise dos pontos positivos e negativos dos métodos empregados.

2.6 Revisão da Literatura

Esta seção aborda uma revisão abrangente da literatura relacionada à otimização da injeção WAG miscível. Os artigos foram dispostos em categorias e apresentados cronologicamente, visando proporcionar uma compreensão evolutiva das pesquisas. A revisão enfatiza as metodologias, descobertas e contribuições dos estudos selecionados. Além disso, o estudo específico desta pesquisa é introduzido, sendo contextualizado no panorama mais amplo da literatura revisada.

2.6.1 Ajuste de WAG Ratio

Nesta sub-seção são abordados alguns dos artigos que estudaram o impacto do *WAG Ratio* na produção de óleo, ou NPV. Além disso, são apresentados alguns estudos que abordam técnicas para definir, ou ajustar, o *WAG Ratio*.

- a) De acordo com [Attanucci et al. \(1993\)](#), um projeto de CO_2 miscível foi iniciado na Unidade Weber Sand em Rangely, no noroeste do Colorado, em 1986. Ao longo dos sete anos seguintes, o projeto ampliou sua área de atuação para abranger 80% da unidade e foram feitos investimentos significativos em instalações de injeção, produção e re-compressão de gás. Com o amadurecimento do projeto, o foco mudou de simplesmente adicionar novos padrões de injeção de CO_2 para a gestão cuidadosa da injeção de CO_2 , visando maximizar a recuperação e reduzir custos operacionais. A otimização do processo de injeção WAG desempenha um papel crucial nesse esforço.

A estratégia inicial de injeção foi formulada com base em estudos de simulação de reservatórios. No entanto, com a evolução do projeto, tornou-se evidente que seriam necessárias alterações nos processos de WAG para se adaptar às restrições operacionais e otimizar a eficiência econômica dos padrões de injeção. Para aprimorar o desempenho do projeto de injeção, foram realizadas simulações adicionais e testes de campo para analisar modificações no tamanho do *slug* de CO_2 e na sequência de redução da proporção de WAG. Novos métodos, baseados no desempenho dos padrões de injeção e em indicadores econômicos, foram adotados para gerenciar o processo WAG. Uma comparação preliminar entre o

desempenho previsto e real dos padrões de injeção com redução gradual das taxas de WAG foi realizada.

Estudos de simulação e testes de campo também foram concluídos para identificar o meio-ciclo ideal para o processo WAG em Rangely. O meio-ciclo refere-se à quantidade de CO_2 ou água injetada, medida em volumes de poros de hidrocarbonetos do padrão, antes de alternar para o fluido alternativo. Os resultados das simulações e do projeto-piloto sugerem que a redução do meio-ciclo proporciona benefícios econômicos. Além disso, o projeto-piloto indicou que é possível reduzir os custos de produção e manuseio de fluidos ao controlar as flutuações na produção de gás e água. Planos futuros para otimização do WAG incluíam a continuação do monitoramento do desempenho para aprimorar a estratégia de redução gradual e a expansão do uso do meio-ciclo reduzido para incluir a injeção simultânea de CO_2 e água.

- b) Um estudo de caso feito por [Stenmark e Andfossen \(1995\)](#) aborda um piloto de injeção WAG lançado no Campo Snorre em fevereiro de 1994. Isso teve como resultado um aumento imediato na produção de petróleo, uma vez que as restrições à exportação de gás não mais limitavam as taxas de produção de petróleo. No ano de 1994, estimou-se que a aceleração total na produção de petróleo devido à injeção de gás tenha sido de $1,5 \times 10^6$ metros cúbicos padrão (Sm^3).

Foi observada uma rompimento prematuro de gás em um dos poços. Desde então, houve produção limitada de gás injetado em apenas um dos outros poços produtores.

Foi obtida uma correspondência razoável entre o comportamento inicial do piloto com suposições de modelagem de reservatório tanto para o cenário miscível quanto imiscível. Embora experimentos de laboratório tenham indicado que as condições para um processo de injeção de gás miscível estão presentes no Campo Snorre, as suposições de modelagem imiscíveis parecem proporcionar a reprodução mais precisa do desenvolvimento da razão gás-óleo (GOR) nos poços produtores. O desempenho simulado a longo prazo é semelhante para ambas as abordagens. Os resultados sugerem um efeito positivo da injeção WAG contínua. Incertezas relacionadas ao grau de segregação vertical, combinadas com a possibilidade de vazamento de gás para o bloco de falha vizinho, indicam que mais observações no piloto são necessárias para verificar os resultados simulados.

- c) O estudo realizado por [Christensen, Stenby e Skauge \(2001\)](#) constitui uma análise da experiência de campo com o processo de WAG, conforme documentada na literatura atual, desde a primeira injeção de WAG relatada em 1957 no Canadá até as experiências no Mar do Norte. Cerca de 60 campos foram avaliados, incluindo projetos em terra e no mar, bem como injeções de WAG com gases de

hidrocarbonetos e gases não hidrocarbonetos. O espaçamento entre poços varia significativamente, com projetos em terra frequentemente adotando padrões mais refinados, enquanto projetos *offshore* apresentam espaçamentos da ordem de 1000 metros entre poços.

Para os campos analisados, uma tendência comum em injeções bem-sucedidas é um aumento na recuperação de petróleo na faixa de 5% a 10% do óleo inicialmente no local (OIIP). Poucos ensaios de campo foram relatados como malsucedidos, mas frequentemente observam-se problemas operacionais. Embora problemas de injetividade e produção geralmente não prejudiquem o processo de WAG, atenção especial tem sido dada à quebra das fases injetadas (água ou gás). A melhoria na recuperação de petróleo por meio da injeção de WAG é discutida em relação a fatores como o tipo de rocha, estratégia de injeção, gás miscível/imiscível e espaçamento entre poços.

- d) No artigo de [Al-Shuraiqi, Muggeridge e Grattoni \(2003\)](#) são apresentados resultados de uma série de injeções WAG bem caracterizados através de leitos de esferas de vidro. Os experimentos tinham como objetivo investigar o impacto da injeção miscível WAG no primeiro contato na recuperação de petróleo, esclarecer os processos físicos durante os deslocamentos e fornecer conjuntos de dados de referência para validar simulações de reservatórios. O uso de leitos de esferas de vidro permitiu que os autores observassem visualmente, pela primeira vez, que se tenha conhecimento, as interações fluidas durante cada experimento WAG.

Uma série de injeções secundárias miscíveis WAG foram realizadas em razões WAG de 1:1, 4:1 e 1:4. Estes foram realizados em uma variedade de taxas de fluxo para investigar a influência do número capilar na eficiência de recuperação. Seu comportamento foi comparado com o obtido a partir da injeção miscível simples e da injeção de água (Water Flooding).

Os resultados mostram que a eficiência de recuperação é uma função da taxa de injeção, bem como da razão WAG. Também observou-se que as permeabilidades relativas água-óleo e água-solvente não são as mesmas para os fluidos análogos utilizados. Isso apesar do fato do óleo e solvente serem miscíveis no primeiro contato. Se isso for verdadeiro para os fluidos de um reservatório, então claramente afetará a previsão da eficiência de recuperação WAG.

- e) O estudo conduzido por [Juanes e Martin J Blunt \(2007\)](#) mostra que na técnica de injeção miscível, a injeção de solvente costuma ser combinada com água para reduzir a disparidade de mobilidade entre os fluidos injetados e os deslocados, a fim de controlar o fenômeno de formação de dedos viscosos. [Stalkup \(1970\)](#), com base na teoria tradicional de fluxo fracionário, estimou a proporção ideal entre água e solvente (ou proporção WAG) quando os efeitos de formação de dedos

viscosos são desconsiderados, assumindo que os frentes de solvente e água se movem à mesma velocidade. Neste estudo, investigou-se como a eficiência de deslocamento e a relação de mobilidade através do frente de solvente variam com a proporção WAG quando a formação de dedos viscosos é levada em consideração na análise. Isso foi feito através do cálculo de soluções analíticas em um modelo unidimensional de fluxo miscível de três componentes em duas fases, que engloba os efeitos macroscópicos da formação de dedos viscosos. O modelo macroscópico, originalmente proposto por [Martin Blunt e Christie \(1993\)](#), emprega uma extensão do modelo de formação de dedos de Koval para fluxos multifásicos. A premissa é que o único parâmetro do modelo, a relação de mobilidade efetiva, deve ser calibrado dinamicamente até que seja alcançada a auto-consistência entre o valor de entrada e a disparidade de mobilidade através do frente de solvente. Esse modelo foi amplamente validado por meio de simulações de alta resolução que capturam detalhes da formação de dedos viscosos e experimentos de laboratório criteriosamente projetados.

Os resultados deste estudo indicam que, embora a previsão da proporção WAG ideal não sofra mudanças substanciais com a incorporação dos efeitos da formação de dedos viscosos, é vantajoso injetar uma quantidade maior de solvente do que a estimada pelo método de Stalkup. Ficou demonstrado que, nesse cenário, tanto os volumes de poros injetados (PVI) necessários para a recuperação completa de petróleo quanto o grau de formação de dedos viscosos são minimizados.

- f) Segundo [Alquriaishi e Shokir \(2011\)](#), a gestão de projetos que envolvem a injeção WAG requer a tomada de decisões cruciais relacionadas à proporção WAG, ao tamanho dos *slugs* no meio do ciclo e ao tamanho final desses *slugs* de solvente. Essas decisões têm um impacto direto no custo de capital do projeto e na recuperação adicional de petróleo ao longo do tempo.

Para compreender o impacto dessas decisões, realizaram-se ensaios de injeção de núcleo utilizando amostras de núcleo de 2 e 4 pés. Durante esses ensaios, foram investigados diferentes aspectos, incluindo o esquema de injeção contínua de gás (CGI) versus WAG, a proporção WAG e o tamanho dos *slugs*. Além disso, avaliou-se a eficiência da injeção miscível de WAG como um processo secundário, comparando-a à injeção convencional de gás miscível terciário.

Os resultados indicaram que a injeção miscível de gás em diferentes parâmetros de WAG (proporção WAG e tamanho dos *slugs*) mostrou que a proporção de 1:2 de WAG com um tamanho de *slug* de 0,2 PV se destacou como a combinação mais eficaz, proporcionando a maior recuperação e fatores de recuperação terciária mais elevados.

A injeção miscível de WAG como um processo secundário demonstrou uma

recuperação final mais robusta em comparação com a injeção convencional de WAG terciária. No entanto, é importante notar que a injeção inicial consome uma quantidade substancial de gás.

Além disso, os resultados mostraram que o modo de injeção CGI miscível, quando conduzido com n-decano como fase oleosa, pareceu ser mais eficiente em termos de recuperação do que a injeção miscível de WAG. No entanto, quando o petróleo leve da Arábia foi usado como fase oleosa, a injeção miscível de WAG resultou em uma recuperação ainda maior. Essa mudança de tendência se deve, em parte, à presença do petróleo bruto, que altera a afinidade da rocha em relação ao óleo e evita o bloqueio de água durante o processo de WAG.

Essas conclusões destacam a importância de selecionar cuidadosamente a estratégia de injeção de acordo com as condições específicas do reservatório, visando uma produção mais eficaz e a otimização do uso de recursos, ao mesmo tempo em que promove a sustentabilidade na indústria de petróleo e gás.

- g) [Rahimi, Bidarigh e Bahrami \(2017\)](#) conduziram um estudo experimental com o objetivo de avaliar o desempenho da injeção WAG miscível com CO_2 (CO_2 -WAG) como uma função do *slug size* e da proporção WAG com base na recuperação final de petróleo na formação Sarvak. Nesta pesquisa, inicialmente, um aparato de tubo fino foi usado para determinar a Pressão Mínima de Miscibilidade (MMP) do óleo pesado com CO_2 de Sarvak na temperatura constante do reservatório. Em seguida, um total de sete experimentos de inundação de núcleo foram realizados usando amostras de núcleo de arenito coletadas da formação Sarvak. Esses experimentos foram conduzidos através de respectivas inundações de água, inundações contínuas miscíveis de CO_2 e inundações miscíveis CO_2 -WAG. Na injeção miscível CO_2 -WAG, diferentes *slug sizes* de WAG de 0,15, 0,25 e 0,50 Volume Poroso (PV) e diferentes proporções WAG de 1:1, 2:1 e 1:2 foram aplicados para investigar seus efeitos no Fator de Recuperação (RF) de petróleo na formação Sarvak. Os resultados mostraram que, em geral, o processo de CO_2 miscível é capaz de mobilizar o óleo pesado e alcançar um RF alto e significativo na formação Sarvak. A injeção miscível CO_2 -WAG tem o maior RF de petróleo (84,3%) em comparação com a injeção de água (37,7%) e a injeção contínua de CO_2 miscível (61,5%). Além disso, o uso de *slug size* de WAG menor para a injeção miscível CO_2 -WAG leva a um RF maior de petróleo. A relação WAG ótima da injeção miscível CO_2 -WAG para a formação Sarvak é aproximadamente 2:1. Os resultados também demonstraram que mais de 50% do óleo pesado é produzido nos dois primeiros ciclos da injeção miscível CO_2 -WAG. A injeção miscível CO_2 -WAG ótima tem um consumo muito menor de CO_2 do que a injeção contínua miscível de CO_2 .
- h) O artigo produzido por [Bourgeois et al. \(2021\)](#) consiste em uma análise da injeção

miscível WAG em um campo terrestre do Oriente Médio, com petróleo muitíssimo leve e sub-saturado. As operações de Injeção WAG estão em andamento há cerca de 5 anos, o que é relativamente recente em comparação com mais de 40 anos de história de produção. O objetivo deste trabalho foi avaliar a eficiência deste WAG de hidrocarbonetos miscíveis e otimizá-lo em diferentes compartimentos, considerando miscibilidade, substituição de volume e reciclagem.

Dado que se trata de um campo maduro, com operações de WAG em cerca de 50 injetores e 9 blocos de falhas (compartimentos), o método de análise precisava ser robusto em relação às diferentes estratégias de injeção seguidas no passado. Foi baseado essencialmente em dados de injeção e produção, com uso de dados de pressão quando disponíveis. Calculamos as seguintes variáveis adimensionais: fator de recuperação de óleo, BSW (água produzida), razão de substituição de volume (VRR), bem como a razão WAG e a razão de reciclagem de gás (GRR). Sua evolução ao longo do tempo foi analisada e comparada entre os blocos de falhas.

O uso de variáveis adimensionais permitiu comparar blocos de falhas com diferentes volumes iniciais de petróleo e ilustrar tendências ao longo do tempo. Foi constatado que agrupar alguns compartimentos, quando havia comunicação comprovada por dados de pressão, foi benéfico. No lado da produção, utilizamos as variáveis convencionais BSW (percentual de água produzida) e GOR (relação gás-óleo) para quantificar a razão de reciclagem de água e gás. No lado da injeção, observamos que, em alguns compartimentos, a razão histórica de WAG era muito baixa na zona de óleo, o que pôde ser quantificado pela exclusão dos volumes de injeção de água periférica.

A análise também permitiu estimar o fator e a eficiência de utilização de gás, confirmando a alta eficiência geral da injeção de gás miscível em modo trifásico. Foi observado que a eficiência do fluido injetado se correlaciona com a geologia: a injeção de gás tende a ser mais eficiente em zonas com alta permeabilidade na parte inferior (aumento da permeabilidade em direção ao fundo), enquanto a injeção de água é mais adequada para zonas com alta permeabilidade na parte superior (aumento da permeabilidade em direção ao topo). Estimar essas eficiências de água e gás também permitiu otimizar a estratégia de injeção em nível de campo, comparando a eficiência da água com outras unidades do campo apenas sob injeção de água.

2.6.2 WAG- CO_2

Nesta sub-seção são abordados alguns dos artigos que estudaram o uso de WAG com CO_2 como gás injetado.

- a) O texto produzido por [Johns, Bermudez e Parakh \(2003\)](#) discute os resultados de um estudo sobre os efeitos da injeção de gás enriquecido acima da composição de enriquecimento miscível mínima (MME) em processos de injeção alternada de água e gás (WAG) para melhorar a eficiência de varredura em reservatórios heterogêneos. O estudo utiliza simulações composicionais para quantificar os efeitos dos parâmetros do WAG, dispersão numérica, nível de enriquecimento e heterogeneidade na eficiência de deslocamento local e eficiência de varredura.

Os principais resultados mostram que quanto mais rico o gás acima da MME, menor o número de ciclos de WAG necessários para a recuperação máxima de petróleo em uma determinada relação WAG. Também foi observado que o enriquecimento acima da MME melhora a recuperação principalmente quando as camadas de maior permeabilidade estão localizadas no fundo do reservatório. A injeção contínua de gás em *slug* apresenta melhor desempenho do que o WAG quando as camadas de maior permeabilidade estão no fundo do aquífero, são utilizados gases mais ricos e a razão de permeabilidade vertical para horizontal é baixa.

Além disso, o texto aborda a influência da mistura e do enriquecimento acima da MME na eficiência de deslocamento do óleo. Também são mencionados estudos anteriores sobre o assunto, incluindo as conclusões de pesquisas similares. O texto enfatiza a importância do tamanho dos blocos de grade usados nas simulações e destaca que os resultados dependem significativamente desse fator.

No geral, o estudo conclui que a injeção de gás enriquecido acima da MME em processos de WAG pode melhorar a recuperação de petróleo, especialmente em reservatórios heterogêneos. No entanto, os resultados são dependentes de vários fatores, como a razão WAG, o nível de enriquecimento, a distribuição de permeabilidade e a presença de comunicação vertical no reservatório.

- b) O estudo feito por [Amin et al. \(2012\)](#) apresenta como a injeção de gás miscível usando dióxido de carbono foi investigada como um possível processo de EOR (Recuperação Avançada de Petróleo) para vários reservatórios dos Emirados Árabes Unidos (EAU). Ela tem um alto potencial para melhorar a recuperação de petróleo, além de possivelmente utilizar a maioria das emissões de dióxido de carbono de fontes industriais. Os principais fatores que afetam a implementação das injeções de CO_2 são a disponibilidade de CO_2 a preços econômicos (geralmente dentro de 2 a 3 dólares por milhão de pés cúbicos - \$/MSCF) e a taxa líquida de utilização de CO_2 por barril de petróleo adicional recuperado. O uso líquido típico de CO_2 em injeções bem projetadas varia de campo para campo, mas em média tem sido estimado em 5,5 MSCF de CO_2 por barril adicional de petróleo em um estudo geral de EOR nos Estados Unidos realizado por [Broome, Bohannon e](#)

Stewart (1986) e entre 4-6 MSCF por barril em um estudo mais recente de Jeschke, Schoeling e Hemmings (2000). Em outros campos, pode chegar a 15 MSCF por barril ou mais.

Minimizar a utilização líquida requer controlar a alta razão de mobilidade na injeção de gás miscível, o que causa uma menor abrangência devido ao direcionamento de gás e desvio do petróleo no reservatório. Para controlar a razão de mobilidade, a técnica de WAG utilizando CO_2 é proposta, injetando alternadamente pequenas colunas de solvente [CO_2] e água. A coluna de água reduz a velocidade do solvente e a formação de dedos do solvente, melhorando assim a razão de mobilidade dos fluidos injetados em relação aos fluidos no lugar.

O trabalho avaliou experimentalmente a recuperação de petróleo com a injeção de CO_2 em um reservatório de carbonato selecionado nos Emirados Árabes Unidos. Foram realizados dois tipos de experimentos de injeção de CO_2 : injeção contínua miscível de CO_2 e injeção de CO_2 -WAG, usando um equipamento experimental especializado. Os efeitos da mudança na proporção CO_2 -Água e do tempo de WAG no desempenho geral da injeção foram investigados. Todos os testes de laboratório foram realizados sob condições controladas de pressão e temperatura, correspondentes às condições de campo. Os resultados desta investigação de laboratório revelam uma tendência geral de melhoria na recuperação de petróleo com o aumento do volume de CO_2 nas amostras do núcleo durante o processo de injeção. As recuperações de petróleo finais observadas variam de 52% com a injeção contínua de água a 72% do petróleo original no local com injeção contínua de CO_2 ao longo do período total do experimento, com as recuperações das injeções de CO_2 -WAG situadas no meio. A proporção ótima de CO_2 -WAG foi encontrada na proporção de 1:2.

- c) O artigo de Han e Gu (2014) aborda a otimização da injeção miscível de CO_2 em alternância com água (CO_2 -WAG) na formação de Bakken, através de estudos experimentais. Inicialmente, são caracterizadas amostras de rochas de reservatório de arenito compacto da formação de Bakken. Em seguida, é aplicada a técnica de tensão interfacial nula para determinar a pressão mínima de miscibilidade do óleo leve de Bakken e CO_2 na temperatura real do reservatório. Posteriormente, são realizados nove testes de injeção de fluido em núcleo, incluindo injeção de água, injeção contínua de CO_2 miscível e injeção de CO_2 -WAG miscível. Na injeção de CO_2 -WAG miscível, são utilizados diferentes tamanhos de *slug* de WAG (0,125, 0,250 e 0,500 vezes o volume poroso) e diferentes proporções de *slug* de WAG (2:1, 1:1 e 1:2) para estudar seus efeitos específicos no fator de recuperação de óleo (RF) na formação de Bakken. Além disso, também é testada a injeção de água alternada com gás CO_2 miscível (CO_2 -GAW) como uma sequência oposta de injeção de fluido à injeção de CO_2 -WAG miscível. Conclui-se que o método

de recuperação avançada de óleo com CO_2 é capaz de mobilizar o óleo leve de Bakken em amostras de núcleo de arenito compacto sob condições miscíveis. A injeção de CO_2 -WAG miscível apresenta o maior RF de óleo (78,8% no teste 3), em comparação com a injeção de água (43,2% no teste 1), injeção contínua de CO_2 miscível (63,4% no teste 2) e injeção de CO_2 -GAW miscível (66,2% no teste 8). Além disso, o uso de um tamanho de *slug* de WAG menor na injeção de CO_2 -WAG leva a um maior RF de óleo. A proporção ótima de *slug* de WAG é aproximadamente 1:1 para a formação de Bakken. Mais de 60% do óleo leve é produzido nos dois primeiros ciclos da injeção de CO_2 -WAG miscível. O consumo de CO_2 na injeção de CO_2 -WAG miscível ótima é muito menor do que na injeção contínua de CO_2 miscível.

- d) Neste artigo produzido por [Ampomah et al. \(2016\)](#), são apresentadas simulações numéricas dos mecanismos de armazenamento de CO_2 no reservatório de arenito Pennsylvanian Upper Morrow, conhecido localmente como Morrow B, na Farnsworth Unit (FWU) do Condado de Ochiltree, Texas. Os mecanismos de armazenamento de CO_2 abordados no estudo, sob o contexto da recuperação aprimorada de petróleo (EOR) com CO_2 , incluem aprisionamento estrutural-estratigráfico, dissolução de CO_2 na água e no óleo do reservatório, e aprisionamento residual. O modelo de simulação do reservatório foi construído com base em dados geofísicos, geológicos e de engenharia de campo, incluindo dados sísmicos tridimensionais de superfície, registros de poços e análise de fluidos. Um fluido representativo, coletado do reservatório, foi analisado e utilizado para calibrar a equação de estado. Posteriormente, a pressão mínima miscível termodinâmica foi calculada e comparada com resultados experimentais.

Um modelo com histórico compatível foi desenvolvido e serviu como referência para avaliar os efeitos de diferentes estratégias hipotéticas de injeção (considerando aquisição de CO_2 , reciclagem de gás e perfuração de novos poços), esquemas de injeção água-gás alternados (WAG) e variação da salinidade no armazenamento de CO_2 . As simulações revelaram que uma quantidade significativa de CO_2 armazenado estava dissolvida no óleo residual, o que contribuiu para uma recuperação adicional de petróleo durante a fase terciária das operações de campo. A quantidade de CO_2 na fase supercrítica no reservatório, em comparação com o CO_2 dissolvido na água do reservatório, variou de acordo com a estratégia de injeção de CO_2 adotada. A contribuição do aprisionamento residual foi particularmente relevante quando se considerou a histerese. Parâmetros como pressão, volume de fluido no reservatório, integridade da tampa de rocha e estratégias otimizadas de injeção WAG desempenharam um papel fundamental na determinação da capacidade de armazenamento de CO_2 a longo prazo na FWU. Análises da integridade da tampa de rocha mostraram que as camadas seladoras apresentaram

excelente capacidade de armazenamento, com potencial para suportar colunas de até 10.000 pés.

Esse estudo apresenta uma estratégia aprimorada para maximizar o armazenamento de CO_2 em um reservatório de petróleo exaurido. Os resultados destacam a importância de monitorar continuamente as mudanças de pressão no reservatório para otimizar o armazenamento de CO_2 . Além disso, este estudo serve como um ponto de referência para futuros projetos de EOR com CO_2 na Bacia de Anadarko ou em bacias geologicamente similares ao redor do mundo.

- e) O trabalho realizado por [Alklich et al. \(2021\)](#) aborda a injeção miscível de HC-WAG, que é uma técnica global de recuperação avançada de óleo (EOR) amplamente adotada e mostra-se robusta em muitos contextos. Grandes projetos de HC-WAG são encontrados em importantes reservatórios no Oriente Médio, onde a miscibilidade é crucial para garantir o sucesso da injeção de HC-WAG. Contudo, diversos projetos de injeção miscível relataram resultados desanimadores e desafios de implementação que diminuem o atrativo econômico dos processos miscíveis. Ainda há discussões em andamento sobre a interpretação de dados de laboratório e campo, bem como modelos preditivos.

Os autores afirmam que para que uma injeção miscível seja eficaz em um reservatório específico, várias condições precisam ser atendidas, já que a recuperação adicional de óleo depende muito das propriedades do reservatório e das características do fluido. Experiências de um projeto de HC-WAG miscível de grande porte em Abu Dhabi, implementado desde 2006, indicam que é possível alcançar uma recuperação incremental de até 10% do óleo original no local, comparado à injeção de água. No entanto, também surgem complicações, incluindo questões de injetividade da água devido à natureza mista da molhabilidade do reservatório, a obtenção de condições de miscibilidade em todo o campo, a manutenção *Voidage Replacement Ratio* (VRR) e comportamento de fluxo correspondente, a seleção de uma estratégia de monitoramento adequada, otimização de esforços pela restrição do gás e, principalmente, desafios na modelagem do comportamento de miscibilidade em toda a extensão do reservatório. Diversos planos e ações de mitigação são implementados para maximizar os impactos positivos da recuperação avançada de óleo pela injeção de HC-WAG. Se a injeção de gás for controlada para levar em consideração a gravidade e a dissolução, juntamente com uma compreensão apropriada das limitações do WAG, a injeção miscível pode gerar excelentes resultados no campo. Entretanto, a baixa frequência de certas atividades de monitoramento de reservatórios, o que resulta em menos dados disponíveis para avaliação e modelagem, pode limitar significativamente os benefícios do HC-WAG, tornando mais desafiador justificar a injeção de gás, especialmente em um contexto de ascensão do mercado doméstico de gás.

f) A equipe de [Darvish Sarvestani e Rostami \(2022\)](#) fala que dentro das variantes de processos WAG, o CO_2 -WAG se destaca como um dos métodos mais eficazes e ecologicamente corretos. A baixa pressão mínima de miscibilidade (MMP) do CO_2 faz desse gás uma opção especial para aplicação em EOR. Neste estudo, a influência do coeficiente de anisotropia e de parâmetros operacionais, como taxa de injeção, tamanho do padrão e tamanho do *slug*, no desempenho desse processo foi analisada em 360 simulações numéricas distintas. Também foi proposta uma adaptação para o índice de aspecto adimensional atualmente utilizado, visando aprimorar a precisão na previsão do fator de recuperação de óleo durante o processo WAG.

De maneira geral, observou-se que, independentemente do coeficiente de anisotropia, o fator de recuperação de óleo aumenta à medida que a relação entre a distância entre poços e a espessura do reservatório cresce. Por exemplo, para um coeficiente de anisotropia de 0,1, a média do fator de recuperação para uma relação entre a distância dos poços e a espessura do reservatório de 10 e 100 (m/m) foi de 68% e 74%, respectivamente. Além disso, constatou-se que o desempenho do processo WAG está correlacionado de forma logarítmica com o coeficiente de anisotropia e a relação entre a distância dos poços e a espessura do reservatório. Por fim, a adaptação proposta para o índice de aspecto adimensional foi percebida como um fator que aumentou significativamente a precisão das previsões.

2.6.3 Algoritmos de Otimização

Nesta sub-seção são abordados alguns dos artigos que estudaram o uso de algoritmos para otimizar a injeção WAG.

a) O artigo de [Chen et al. \(2010\)](#) discute o processo de *Water-Alternating-Gas* (WAG) em reservatórios de injeção de CO_2 miscível. O objetivo é reduzir o contraste de mobilidade entre o gás e os fluidos do reservatório, bem como reduzir o grau de instabilidade viscosa. O WAG é amplamente utilizado em projetos de recuperação avançada de petróleo, com a maioria dos projetos nos Estados Unidos utilizando essa técnica. O processo envolve a injeção alternada ou simultânea de água e gás, onde a água controla a mobilidade do gás para obter uma eficiência de varredura mais alta, enquanto a injeção de gás, especialmente de CO_2 miscível, proporciona uma eficiência de deslocamento microscópico mais alta.

O artigo propõe uma abordagem híbrida que combina as técnicas de Projeto de *Array* Ortogonal (OA) e Busca Tabu com o Algoritmo Genético (GA) para otimizar o desempenho do WAG em um reservatório heterogêneo de injeção de CO_2 miscível. A abordagem híbrida visa acelerar a velocidade de convergência e evitar ótimos locais. O Valor Presente Líquido (VPL) é utilizado como função

objetivo e considera parâmetros operacionais, como taxa de injeção, proporção WAG, tempo de ciclo e pressões de fundo de poço, para determinar os parâmetros ótimos de injeção e produção do WAG.

Os resultados mostraram que a abordagem híbrida obteve um aumento significativo no VPL em comparação com um caso de referência não otimizado. A recuperação de petróleo também foi melhorada, atingindo uma taxa de recuperação de 84,9% do petróleo *in situ*. Uma análise de sensibilidade foi conduzida para examinar os efeitos dos parâmetros de injeção e produção no desempenho do WAG. Através da análise de sensibilidade, é observado que o tamanho do *slug* de CO_2 , as pressões de fundo de poço dos produtores e a proporção global de WAG têm um impacto significativo na recuperação de petróleo.

O estudo conclui que a abordagem híbrida proposta é capaz de otimizar o desempenho do processo WAG, aumentando a recuperação de petróleo e o NPV. Além disso, demonstra-se que a abordagem híbrida acelera a velocidade de convergência em comparação com o GA simples. A análise de sensibilidade destaca a importância da seleção adequada dos parâmetros de injeção e produção para maximizar a recuperação de petróleo.

- b) O estudo proposto por [Menad e Noureddine \(2019\)](#) aborda um novo método para otimizar os processos de injeção de CO_2 alternando com água (WAG CO_2), uma das técnicas mais promissoras para melhorar a recuperação de petróleo. A implementação bem-sucedida do WAG CO_2 depende principalmente de seus parâmetros de design ótimos, determinados por meio de numerosas simulações numéricas rotineiras, que são demoradas e podem sobrecarregar a flexibilidade de aplicação.

Para otimizar os processos WAG em presença de múltiplos critérios conflitantes e restrições dependentes do tempo, foi aplicado um modelo híbrido baseado em perceptron multicamadas (MLP) e no Algoritmo Genético de Classificação Não Dominada versão II (NSGA-II). Três diferentes modelos MLP foram construídos implementando os algoritmos LMA, BR e SCG durante a fase de treinamento do MLP.

Os resultados mostraram que o modelo MLP-LMA é o proxy mais preciso, emulando as saídas em tempo real (*proxy* dinâmico) com alta precisão e tempo de execução mínimo. A hibridização NSGA II-proxy garante a aproximação da frente de Pareto ao problema WAG formulado, fornecendo muitos cenários WAG que levam a capacidades práticas de tomada de decisão.

Os resultados deste estudo podem ajudar a entender e estudar melhor os problemas de otimização baseados em multiobjetivos do WAG na presença de restrições dependentes do tempo.

- c) Já o trabalho proposto por [Amar et al. \(2021\)](#) visou implementar paradigmas de *proxy* robustos para investigar os parâmetros de design adequados de um projeto WAG aplicado a dados de campo reais do “Gullfaks” no Mar do Norte. Os modelos de *proxy* visavam reduzir significativamente o tempo de execução relacionado aos simuladores comerciais sem sacrificar a precisão.

Para isso, foram implementadas abordagens de aprendizado de máquina (ML), incluindo perceptron multicamadas (MLP) e rede neural de função de base radial (RBFNN) para estimar os parâmetros necessários para o problema de otimização formulado. Para melhorar a confiabilidade desses métodos ML, eles foram evoluídos usando algoritmos de otimização, nomeadamente Levenberg-Marquardt (LM) para MLP, e otimização de colônia de formigas (ACO) e otimização de lobo cinza (GWO) para RBFNN.

A análise de desempenho dos modelos de *proxy* revelou que o MLP-LMA tem melhor capacidade de previsão do que os outros dois paradigmas de *proxy*. Neste contexto, o maior desvio relativo absoluto médio observado por execuções pelo MLP-LMA foi inferior a 3,60%. Além disso, o melhor *proxy* implementado foi acoplado com ACO e GWO para resolver o problema de otimização WAG estudado.

Os resultados revelaram que os *proxies* sugeridos são baratos, precisos e práticos na emulação do desempenho do modelo de reservatório numérico. Além disso, os resultados demonstraram a eficácia do ACO e GWO na otimização dos parâmetros do processo WAG para os dados de campo reais usados neste estudo

- d) O grupo de [Bocoum e Rasaei \(2023\)](#) projetou um algoritmo híbrido que combinou Redes Neurais Artificiais (ANN) e NSGA-II para encontrar soluções ótimas para um processo de injeção CO_2 -WAG. O modelo *proxy* foi desenvolvido com base em um método de amostragem específico que considerou o tempo total de injeção de um ciclo WAG igual a um ano e caracterizado por um novo parâmetro, a razão de tempo de injeção de água e gás (GWITR).

O *Latin Hypercube Design* (LHD) é usado para amostrar as entradas (pressão de fluxo no fundo do poço dos produtores, e taxas de injeção de água e gás) e as saídas são o fator de recuperação de óleo acumulado (FOE) e o Valor Presente Líquido (NPV). Após a avaliação do modelo *proxy*, ele foi combinado com o Algoritmo Genético de Classificação Não Dominada II (NSGA-II) para encontrar a Frente de Pareto das soluções ótimas.

O modelo ANN desenvolvido foi capaz de prever as duas saídas simultaneamente com um R^2 maior que 0.999 e um MSE de $6.5E-5$. A frente de Pareto encontrada, com boa diversidade e convergência, forneceu ao operador várias soluções para a tomada de decisão.

e) Já o trabalho desenvolvido por [Freitas et al. \(2023\)](#) visa a otimização dos parâmetros WAG. Neste contexto, um algoritmo bioinspirado, a Otimização por Enxame de Partículas (PSO), é usado para determinar o melhor candidato para apenas dois parâmetros, tempo de injeção de água e gás, resultando na determinação do ciclo WAG e da razão WAG, reduzindo drasticamente a complexidade do problema.

O algoritmo de otimização de longo prazo proposto foi aplicado em uma versão modificada de um conhecido modelo de referência de reservatório *Egg Model*, no qual a composição do fluido foi adaptada para se assemelhar aos fluidos de reservatórios do pré-sal brasileiro e à injeção WAG.

Além disso, é mostrado que os melhores resultados obtidos consideram períodos mais longos de injeção de água e melhoram o Valor Presente Líquido (NPV) em 5,5%.

3 Metodologia

Neste capítulo será apresentada a metodologia de otimização da injeção WAG desenvolvida. O objetivo principal deste capítulo é oferecer uma visão clara e precisa dos métodos e técnicas empregados na coleta e análise dos dados, permitindo que outros pesquisadores possam replicar ou evoluir a pesquisa.

3.1 Determinação da MMP

A metodologia desenvolvida nesse estudo é aplicável nas condições em que o gás seja miscível com o óleo. Sendo assim, é necessário determinar a MMP do campo de modo a garantir que os fluidos estudados sejam sempre miscíveis. Existem várias formas de se realizar essa tarefa, sendo que a determinação via experimento laboratorial é a mais comum na indústria (RAHIMI; BIDARIGH; BAHRAMI, 2017). Contudo, é possível determinar a MMP utilizando programas de simulação de reservatórios, como por exemplo o Eclipse 300. O trabalho feito por Karamnia e Ashoori (2021) apresenta uma metodologia sólida e prática de determinar a MMP utilizando o Eclipse 300 com baixo erro numérico.

3.2 Método ΔR_s

A metodologia para determinar a proporção WAG ótima deste estudo se baseia no R_s . Uma vez que, na maioria dos casos, não se deseja a produção de gás livre no reservatório é possível determinar qual a proporção de gás a ser injetada de modo que o óleo fique saturado com o gás e ainda assim não chegue ao ponto de formar uma fase contínua de gás. Outro fator vantajoso é que o R_s é uma propriedade dos fluidos (Eq. 2.8, 2.9, 2.10). Isso implica que a metodologia pode ser facilmente implementada em diferentes casos, dado o conhecimento prévio dos hidrocarbonetos presentes no reservatório.

O primeiro passo consiste em observar a evolução do R_s nas células ao longo de uma injeção contínua de gás. Para tanto, faz-se uma simulação com injeção contínua de gás miscível (pressão do reservatório maior que a MMP), com intuito de identificar o momento exato em que começa a haver saturação de gás nas células avaliadas. Durante a realização da pesquisa notou-se que utilizar intervalos de simulação diários ao invés de mensais resulta em maior precisão dos valores de R_s .

O R_s limite será definido como o valor obtido no momento imediatamente anterior ao que é possível detectar uma fase contínua de gás na célula. Ou seja, R_s limite será a proporção máxima de gás dissolvido no óleo antes que haja a presença de gás na célula observada.

Para a escolha do poço injetor a ser utilizado na metodologia, faz-se necessário verificar a existência de gás livre nas células adjacentes ao mesmo. Apenas poços sem gás livre inicialmente em sua redondeza podem ser utilizados, sendo este um fator eliminatório.

A [Figura 14](#) é um exemplo das curvas de R_s e de saturação de gás em uma célula ao longo do tempo. Nela é possível constatar que R_s aumenta conforme a simulação avança enquanto a saturação de gás continua nula até certo ponto. O valor de R_s no momento em que começa a haver saturação de gás será o R_s limite.

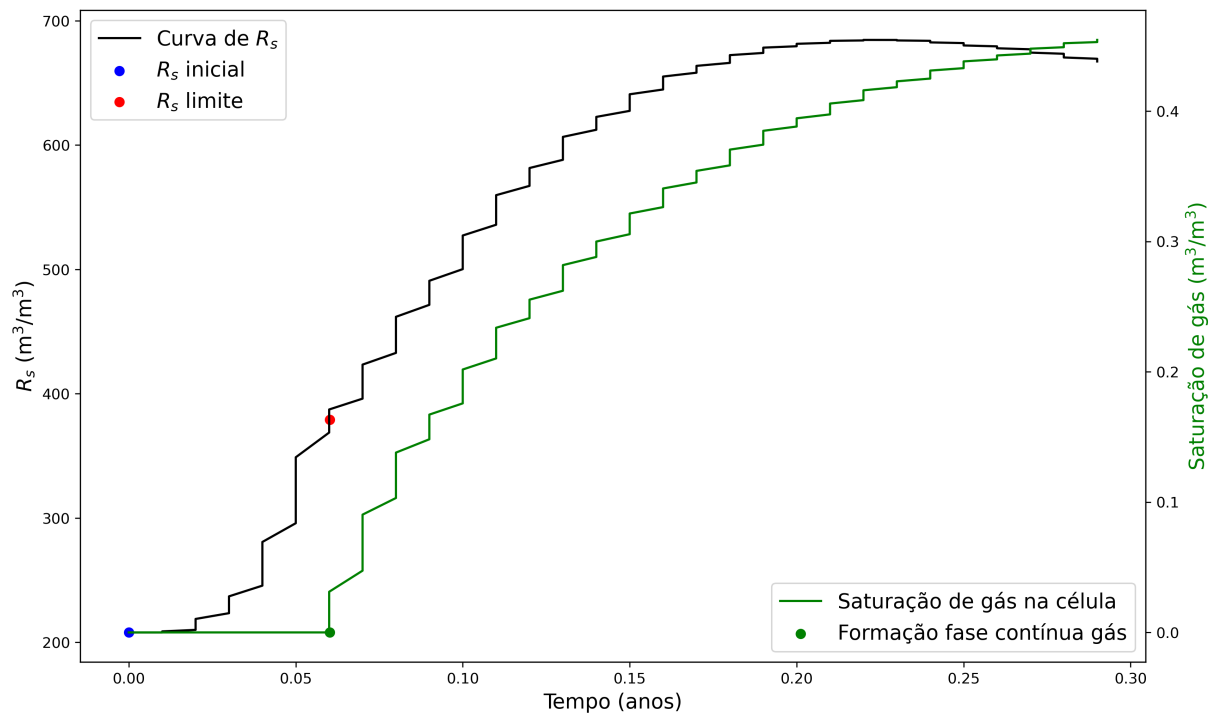


Figura 14 – Definição de R_s inicial e R_s limite

Fonte: Autor

É importante ressaltar que o R_s é altamente dependente da pressão na célula do reservatório. Dessa forma, pode haver uma variação significativa no valor de R_s limite obtido entre diferentes células do campo. Sendo assim, é possível utilizar a média aritmética entre os resultados para determinar o valor a ser aplicado no método. O processo de escolha das células para aplicação do método deve observar os seguintes pontos:

- Recomenda-se avaliar os valores de R_s limite nas células ao longo de uma reta entre um injetor e um produtor como mostra a [Figura 15](#). Ressalta-se que não há a necessidade de considerar todas as células, mas sim apenas aquelas ao longo da reta. Em seguida, repetir o processo para outras combinações de injetores e produtores;
- Recomenda-se considerar as células mais superiores do reservatório, devido ao gradiente de pressão formado na direção do vetor gravitacional, acarretando em

maior risco de formação de fase contínua de gás nesta região. Logo, se a formação de gás nesses pontos for evitada, possivelmente também será evitado nas demais células;

- c) Devido a uma limitação técnica, não é possível determinar corretamente R_s nas células onde estão os injetores.

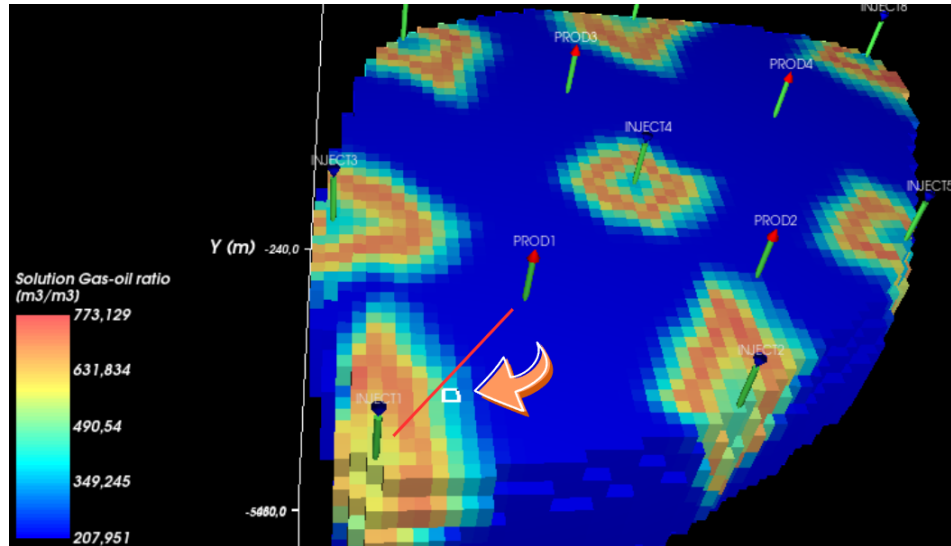


Figura 15 – Exemplo de células ao longo de uma reta entre um injetor e um produtor.

Fonte: Autor

Uma vez observados os critérios descritos, o R_s limite representará o ponto em que óleo possui maior concentração de gás dissolvido antes que haja a formação de fase de gás, implicando assim em um óleo menos viscoso e com consequente maior eficiência de varrido.

Sendo assim, deseja-se ajustar a injeção de fluidos de modo a garantir que o R_s médio nas células esteja próximo de R_s limite ao longo do tempo. Para isso, define-se a diferença entre as razões de solubilidade inicial e final da seguinte forma:

$$\Delta R_s = R_{s_{limite}} - R_{s_{inicial}} \quad (3.1)$$

O ΔR_s então será a proporção ideal de gás em relação ao óleo. Porém, para controlar a injeção de modo a atingir esse valor ideal é necessário encontrar uma correlação aproximada entre ΔR_s e o *WAG Ratio*. O *WAG Ratio* é definido como:

$$WAG\ Ratio = \frac{V_{a,i}}{V_{g,i}} \quad (3.2)$$

onde $V_{a,i}$ é o volume de água injetado em m^3 e $V_{g,i}$ é o volume de gás injetado, também em m^3 .

Para correlacionar o *WAG Ratio* e o ΔR_s , partiu-se da hipótese de que a água deslocará o óleo saturado com gás em proporção de um para um. É sabido que essa é uma aproximação. Contudo, a determinação mais acurada dessa hipótese não fez parte do escopo desta pesquisa. Portanto, temos que a proporção ideal da injeção WAG será dada por:

$$WAG\ Ratio\ ideal = \Delta R_s^{-1} \quad (3.3)$$

Em muitos casos de simulação numérica, o *WAG Ratio* é fornecido em condições de superfície o que resulta em um volume de gás muito maior do que o de água. Isso implicaria em valores de ΔR_s^{-1} muito baixos. Desse modo, para melhor compreensão numérica, daqui em diante assumiremos $GAW\ Ratio = WAG\ Ratio^{-1}$. Ou seja:

$$GAW\ Ratio = \frac{V_{g,i}}{V_{a,i}} \quad (3.4)$$

Consequentemente, tem-se:

$$GAW\ Ratio\ ideal = \Delta R_s \quad (3.5)$$

Em seguida, faz-se uma análise para verificar se o *GAW Ratio* aplicado pelos injetores está de fato próximo da proporção ideal fornecida pelo ΔR_s . Caso não esteja, é necessário realizar um ajuste no volume de injeção. Existem três cenários possíveis:

- a) Para *GAW Ratio* medido $> \Delta R_s$ é necessário aumentar o volume de injeção de água
- b) Para *GAW Ratio* medido $< \Delta R_s$ é necessário aumentar o volume de injeção de gás.
- c) Para *GAW Ratio* medido $= \Delta R_s$ mantém-se o volume de injeção dos fluidos.

Recomenda-se que o *GAW Ratio* médio seja, pelo menos, cerca de 5% menor que o valor de ΔR_s . Isso funciona como um fator de segurança para evitar a formação de gás livre dentro do reservatório.

Finalmente, a metodologia proposta pode ser resumida pelo fluxograma apresentado na [Figura 16](#).

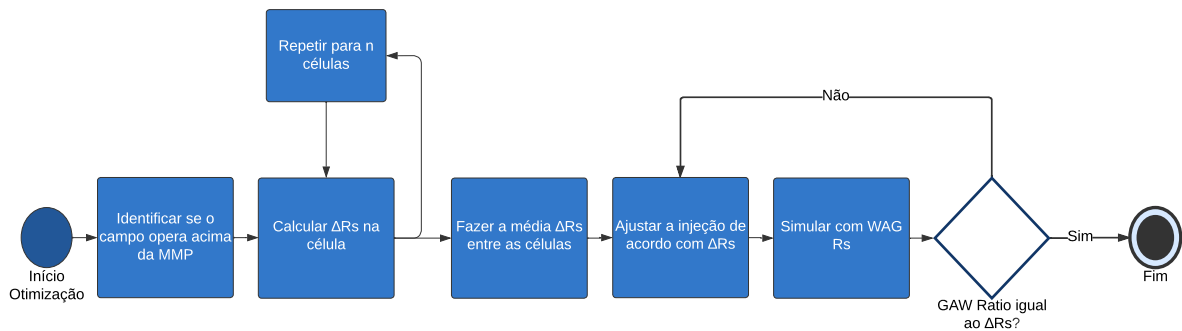


Figura 16 – Fluxograma da metodologia proposta.

Fonte: Autor

3.3 Método ΔR_s para ajuste de calendário de injeção

Embora o *GAW Ratio* ajustado de acordo com ΔR_s represente o volume ideal de fluidos a serem injetados, é compreensível que, em muitos casos em campos reais, o volume não pode ser alterado devido à várias restrições de plataforma, especialmente aquelas que já se encontram em operação. Uma solução para esse problema seria alcançar o volume ideal ajustando o período de injeção de cada fluido.

Nesses casos, o controle se dará por meio do ajuste do tamanho dos ciclos de injeção de cada fluido com base no *GAW Ratio inicial* que já é aplicado na plataforma e no ΔR_s determinado previamente.

Sabe-se que o volume total de um fluido injetado será dado pelo produto da taxa de volume de injeção e o período de injeção do fluido. Isso pode ser representado matematicamente da seguinte forma:

$$\frac{V_{g,i} \cdot T_{gás}}{V_{a,i} \cdot T_{água}} = \frac{V_{t,g,i}}{V_{t,a,i}} \quad (3.6)$$

onde $V_{t,g,i}$ é o volume total de gás injetado e $V_{t,a,i}$ é o volume total de água injetada. Em seguida, aplica-se a [Equação 3.4](#) na [Equação 3.6](#).

$$GAW\ Ratio\ inicial \cdot \frac{T_{gás}}{T_{água}} = \frac{V_{t,g,i}}{V_{t,a,i}} \quad (3.7)$$

Como dito anteriormente, assumiremos que as taxas de injeção dos fluidos será mantida inalterada. Dessa forma, o parâmetro a ser alterado é a razão entre os períodos de injeção de cada fluido. Sendo assim, deste ponto em diante, a proporção WAG (1:1, 1:2, 4:1, e outros) estarão se referindo à proporção entre os períodos de injeção de água e gás, respectivamente.

A metodologia aponta que o ΔR_s é a proporção a ser alcançada durante toda a vida do reservatório. Logo:

$$\frac{V_{t,g,i}}{V_{t,a,i}} = \Delta R_s \quad (3.8)$$

$$GAW \text{ Ratio inicial} \cdot \frac{T_{\text{gás}}}{T_{\text{água}}} = \Delta R_s \quad (3.9)$$

Sabendo que o período total do ciclo da injeção WAG (*WAG Cycle*) é dado por:

$$T_{\text{total}} = T_{\text{gás}} + T_{\text{água}} \quad (3.10)$$

onde,

$$T_{\text{água}} = X \cdot T_{\text{gás}} \quad (3.11)$$

tem-se:

$$T_{\text{gás}} = \frac{T_{\text{total}}}{X + 1} \quad (3.12)$$

Finalmente, pode-se substituir a [Equação 3.11](#) na [Equação 3.9](#), resultando:

$$X = \frac{GAW \text{ Ratio inicial}}{\Delta R_s} \quad (3.13)$$

Com isso, pode-se obter o calendário de injeção de água e gás ideais determinados pelo ΔR_s . A proporção entre os períodos de injeção determinadas pelo método será denotada como *WAG R_s* . Esses períodos podem ser descritos como intervalos de tempo quaisquer, sejam dias, meses ou anos.

Por fim, faz-se uma ultima análise para verificar se o *GAW Ratio*, medido ao longo do tempo, está de fato próximo da proporção ideal fornecida pelo ΔR_s . Caso não esteja, é necessário realizar um ajuste no período de injeção. Existem três cenários possíveis:

- a) Para *GAW Ratio* medido $> \Delta R_s$ é necessário aumentar o período de injeção de água.
- b) Para *GAW Ratio* medido $< \Delta R_s$ é necessário aumentar o período de injeção de gás.
- c) Para *GAW Ratio* medido $= \Delta R_s$ mantém-se o período de injeção dos fluidos.

Novamente, recomenda-se que o *GAW Ratio* médio seja, pelo menos, cerca de 5% menor que o valor de ΔR_s .

3.4 Aplicabilidade em Modelos Reais

Como mencionado anteriormente, em campos reais é comum que haja restrições de injeção, principalmente quando há necessidade de reinjeção de gás. Nos casos em que há um conjunto de poços WAG, geralmente, é necessário que pelo menos um poço esteja na fase gás para garantir a taxa de reinjeção (*Voidage Replacement*).

Tendo isso em vista, uma estratégia foi definida de forma a fazer com que o método ΔR_s possa ser aplicado. Para melhor compreender a questão, consideremos um caso hipotético de um campo com 3 poços, sendo 2 injetores WAG com proporção WAG 1:1 e 1 injetor de água. Como restrição, há a necessidade de que, no mínimo, 1 poço esteja injetando gás.

Nesse caso, a distribuição de estágios se dará da forma apresentada na [Tabela 1](#).

Tabela 1 – Exemplo de calendário WAG

Injetores	1º Ciclo Injeção	2º Ciclo Injeção
Injetor 1 (WAG)	Água	Gás
Injetor 2 (WAG)	Gás	Água
Injetor 3 (Água)	Água	Água

Fonte: Autor

Suponha-se que nesse caso a proporção WAG ideal determinada pelo ΔR_s foi de 2:1. Tem-se que a distribuição de estágios resultante do método se dará da forma presente na [Tabela 2](#).

Tabela 2 – Exemplo de calendário WAG com método R_s

Injetores	1º Ciclo Injeção	2º Ciclo Injeção	3º Ciclo Injeção
Injetor 1 (WAG)	Gás	Água	Água
Injetor 2 (WAG)	Água	Gás	Água
Injetor 3 (WAG)	Água	Água	Gás

Fonte: Autor

Dessa forma, ao converter o injetor de água em WAG e subdividir os 2 ciclos de injeção em 3, foi possível alcançar a proporção determinada pelo método em todos os poços e ainda cumprir as restrições do campo. Nesta configuração cada poço cumpre individualmente a proporção 2:1 determinada pelo método e, ainda, o campo sempre tem 2 poços no estágio de água e 1 de gás em cada ciclo, garantindo assim as restrições de campo.

Certamente em casos mais complexos, com vários poços e diversas restrições, tal tarefa de ajuste se torna mais complicada. Contudo, o método pode ser facilmente utilizado como um guia prático sobre a proporção de poços WAG a ser alcançada.

4 Modelos de Reservatório

Neste capítulo serão apresentados os modelos de reservatórios utilizados para as simulações. Utilizou-se dois modelos que são amplamente utilizados na literatura. Os modelos escolhidos foram o *Egg Model* e o *Olympus*.

Ambos foram originalmente desenvolvidos para simuladores *Black Oil*. Contudo, como a metodologia é aplicada para casos miscíveis, o emprego do *Black Oil* se torna menos confiável (UNICAMP, 2023). Sendo assim, houve a necessidade de alterar os fluidos presentes no reservatório, bem como fazer as demais modificações para que o modelo fosse aplicado em simuladores composicionais. O conceito de simulação *Black Oil* e composicional serão melhor abordados na [seção 4.4](#).

Além disso, cada um desses modelos será simulado com dois fluidos diferentes nativos do pré-sal brasileiro. As características gerais dos fluidos empregados será apresentada na [seção 4.3](#).

Dentre as alterações feitas nos reservatórios pode-se citar algumas que são comuns a ambos, são elas:

- a) Todos os injetores foram convertidos em poços WAG;
- b) Todos os casos WAG apresentados iniciam com injeção de gás, para depois injetar água;
- c) Em todos os casos, os poços injetam o mesmo fluido simultaneamente. Isso foi feito para reduzir o escopo do problema, uma vez que a combinação dos poços pode impactar a produção.
- d) As características geológicas dos modelos e seus parâmetros, como a localização dos poços de injeção e produção, foram mantidas inalteradas.

4.1 *Egg Model*

O método desenvolvido é aplicado ao conhecido *Egg Model* que é muito utilizado na literatura para a otimização do processo de injeção em diferentes cenários práticos e operacionais. O modelo original era um único reservatório determinístico apresentado em [Zandvliet et al. \(2007\)](#). Em [Essen et al. \(2009\)](#), um conjunto de 100 realizações de permeabilidade do *Egg Model* é utilizado para realizar otimização robusta de injeção de água. Este conjunto também é utilizado em [Rahul Rahul-Mark Fonseca et al. \(2017\)](#) para testar otimização robusta e diferentes estratégias estocásticas de simplex. Além disso, em [Deng e](#)

Pan (2020), uma abordagem de aprendizado de máquina é utilizada para otimizar a operação do reservatório.

O reservatório foi modelado com uma malha de 60x60x7, totalizando 25.200 células, das quais 18.553 estão ativas (JANSEN et al., 2014). As células não-ativas estão fora do modelo, restando assim um modelo em formato de ovo como pode ser visto na Figura 17.

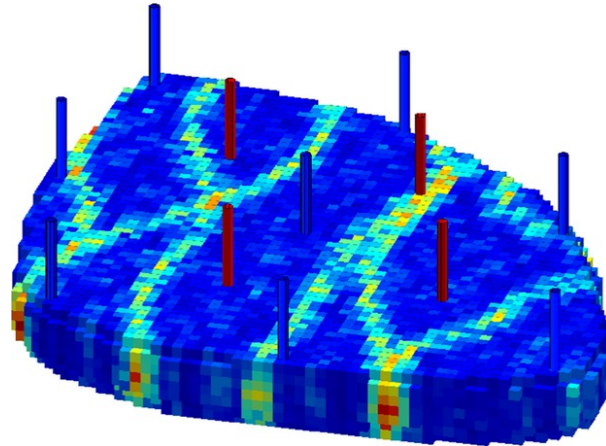


Figura 17 – Reservatório *Egg-Model* exibindo a posição dos injetores (azul) e produtores (vermelho).

Fonte: Jansen et al. (2014).

4.1.1 Alterações no modelo

Como a metodologia desenvolvida neste trabalho consiste na otimização da injeção WAG miscível, foi necessário alterar os fluidos iniciais presentes para que houvesse a presença de gás saturado no óleo. A composição dos hidrocarbonetos é similar ao que é encontrado no Pré-Sal. A seção 4.3 apresentará as características gerais dos fluidos.

A pressão do reservatório e taxas de injeção diárias foram adaptadas com base em dois reservatórios reais na região do pré-sal brasileiro. As taxas de injeção de gás foram definidas para cada fluido, enquanto a taxa de água foi mantida fixa para garantir que a proporção WAG de cada plataforma fosse respeitada. Todas as alterações feitas constam na Tabela 3.

Tabela 3 – Parâmetros da injeção WAG no *Egg Model*

Parâmetro	Unidades	Fluido 'A'	Fluido 'B'
Taxa de injeção de água	m^3/d	40	40
Taxa de injeção de gás	m^3/d	14.000	22.014
BHP limite - Injetores	bar	585	585
BHP limite - Produtores	bar	500	500
WAG Cycle	dias	72	72
Tempo total de simulação	anos	6,5	6,5

Para definir o *WAG Cycle* a ser aplicado para cada fluido, utilizou-se como base o tempo total médio de simulação do *Egg Model*, de modo a replicar, em escala, o ciclo aplicado em duas plataformas reais do pré-sal.

Com isso, é possível determinar o período de injeção WAG dos casos encontrados na literatura utilizados para comparação com o método proposto. Os períodos resultantes são apresentados na [Tabela 4](#). Vale ressaltar que em todos os casos o controle dos injetores foi feito por taxa de injeção, enquanto os produtores são controlados por BHP.

Tabela 4 – Períodos de injeção WAG no *Egg Model*

Caso	Tempo de injeção de água (dias)	Tempo de injeção de gás (dias)
<i>Waterflooding</i>	72	-
<i>Gas Flooding</i>	-	72
WAG 1:1	36	36
WAG 1:2	24	48
WAG 1:4	15	57
WAG 2:1	48	24
WAG 4:1	57	15

4.2 Olympus

O segundo modelo de reservatório sintético que foi utilizado no trabalho é o Olympus que foi desenvolvido como parte de um estudo de referência para otimização robusta acerca do desenvolvimento de campos sob incertezas, inspirado nos campos de petróleo do tipo *Brent* no Mar do Norte ([FONSECA, R. et al., 2018](#)). O reservatório abrange uma área de 9 km por 3 km e contém uma falha significativa em um dos lados e seis falhas internas menores. Tem 50 metros de espessura, divididos em zonas superior e inferior separadas por folhelhos impermeáveis. A zona superior contém areias de canal fluvial, enquanto a zona inferior é composta por areias grossas, médias e finas inclinadas, conhecidas como clinofomas ([FONSECA, R. et al., 2018](#)).

Utilizando células de aproximadamente 50 m × 50 m × 3 m, o modelo é composto por 341.728 células, das quais 192.750 são ativas. Atributos físicos do petróleo como porosidade, permeabilidade e relação líquido-sólido são gerados por métodos geo estatísticos padrão. É importante notar que nenhuma relação porosidade-permeabilidade é aplicada devido a limitações nos dados em estágios iniciais. Os valores de permeabilidade são uniformes nas direções X e Y, mas são reduzidos para 10% na direção Z; a permeabilidade na direção X pode ser observada na [Figura 18](#).

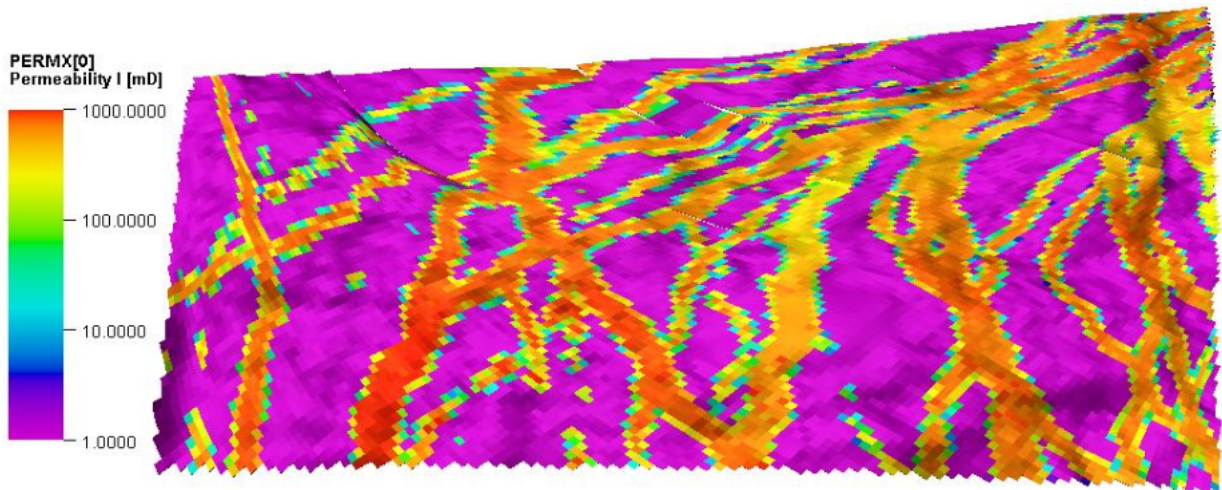


Figura 18 – Permeabilidade do modelo de reservatório Olympus em escala.

Fonte: (FONSECA, R. M.; GEEL; LEEUWENBURGH, 2017).

A profundidade da fronteira entre a água e o óleo, bem como a pressão hidrostática, são determinadas a partir de dados de poços. Por outro lado, a distribuição inicial de saturação de água foi determinada através de curvas de pressão capilar (FONSECA, R. M.; GEEL; LEEUWENBURGH, 2017).

4.2.1 Alterações no modelo

Semelhantemente ao *Egg Model*, a pressão do reservatório e taxas de injeção foram adaptadas com base em dois reservatórios reais na região do pré-sal brasileiro. As taxas de injeção de gás foram replicadas em escala para cada fluido, ao passo que a de taxa de água foi mantida fixa para ambos, de modo a garantir que a proporção WAG de cada reservatório real fosse respeitada. Todas as alterações feitas constam na [Tabela 5](#).

Em todos os casos o controle dos injetores foi feito por taxa de injeção, enquanto os produtores são controlados por taxa de produção de óleo. As composições dos hidrocarbonetos são as mesmas utilizadas no *Egg Model* e serão abordadas na [seção 4.3](#).

Tabela 5 – Parâmetros da injeção WAG no Olympus

Parâmetro	Unidades	Fluido 'A'	Fluido 'B'
Taxa de injeção de água	m^3/d	700	700
Taxa de injeção de gás	m^3/d	245.000	385.000
Taxa de produção de óleo	m^3/d	6500	6500
BHP limite - Injetores	bar	700	700
BHP limite - Produtores	bar	500	520
WAG Cycle	meses	12	12
Tempo total de simulação	anos	21	21

Semelhantemente ao *Egg Model*, o *WAG Cycle* foi definido de modo a replicar em escala àqueles utilizados nos campos reais. Com isso, pode-se então definir o período de injeção WAG dos casos encontrados na literatura utilizados para comparação com o método proposto. A [Tabela 6](#) apresenta o período de injeção WAG a ser utilizado no Olympus.

Tabela 6 – Períodos de injeção WAG no Olympus

Caso	Tempo de injeção de água (meses)	Tempo de injeção de gás (meses)
<i>Waterflooding</i>	12	-
<i>Gas Flooding</i>	-	12
WAG 1:1	6	6
WAG 1:2	4	8
WAG 1:4	2.4	9.6
WAG 2:1	8	4
WAG 4:1	9.6	2.4

4.3 Fluidos do Pré-Sal Brasileiro

Neste trabalho, dois fluidos distintos foram utilizados para a realização das simulações e serão denotados como: fluido 'A' e fluido 'B'. Ambos advêm de diferentes reservatórios do pré-sal. Embora suas composições não sejam iguais, ambos apresentam alta concentração de CO_2 .

Tais fluidos são compostos principalmente por petróleo e gás natural. A composição do petróleo varia de acordo com a localização e a idade do reservatório, mas geralmente apresenta alta densidade, teor de enxofre moderado e baixo teor de resinas e asfaltenos. O gás natural associado é composto principalmente por metano, com teores variáveis de etano, propano, butano e traços de outros hidrocarbonetos mais pesados (AL HINAI; SAEEDI, 2022).

As propriedades físicas dos fluidos incluem alta pressão e temperatura, além de uma elevada salinidade da água presente nos reservatórios. A pressão pode chegar a 10.000 psi (libras por polegada quadrada), enquanto as temperaturas variam de 50°C a 100°C. Quimicamente apresentam um teor significativo de compostos ácidos, como ácido naftênico e ácido sulfídrico, o que pode resultar em problemas de corrosão nos equipamentos de produção.

Dentre as principais distinções entre os fluidos empregados podem-se destacar as seguintes:

- a) O fluido 'A' possui uma massa específica 15% menor que o fluido 'B';
- b) O fluido 'A' possui uma concentração de CO_2 maior do que o fluido 'B';

- c) A composição química é muito distinta entre os fluidos, sendo que o fluido 'A' possui 7 componentes principais enquanto o 'B' possui 11.

4.4 Simulador Utilizado

Muitas das atividades e fases envolvidas no processo de Análise de Decisão através da simulação de reservatórios frequentemente se apoiam em uma abordagem mais simplificada de simulação conhecida como formulação *Black-oil*, que envolve três componentes e três fases. Essa abordagem geralmente atende bem às necessidades de previsão e modelagem de reservatórios em situações comuns, como reservatórios de gás seco ou óleo não-volátil sujeitos à recuperação primária, injeção de água ou gás imiscível, entre outros cenários (UNICAMP, 2023).

No entanto, quando o reservatório requer técnicas avançadas de recuperação, como métodos miscíveis, a simulação *Black-oil* torna-se menos confiável. Nestes casos, é necessário considerar o impacto na modelagem do reservatório utilizando um modelo mais avançado baseado em equilíbrio de fases, que leva em conta equações de estado, dados experimentais detalhados, transporte de massa, cinética química e termodinâmica rigorosa (UNICAMP, 2023).

Como neste trabalho emprega-se uma estratégia de injeção miscível, houve a necessidade de utilizar um simulador composicional. Dessa forma, foi empregado o simulador numérico Eclipse 300, desenvolvido pela Schlumberger, uma empresa líder no segmento de serviços para a indústria de petróleo e gás.

Este programa é amplamente reconhecido e utilizado na indústria petrolífera para a modelagem e simulação de reservatórios. O Eclipse 300 é um pacote abrangente de simulação composicional que ajuda os engenheiros a entender o comportamento dos reservatórios de petróleo e gás e otimizar a produção de forma eficiente.

5 Resultados Numéricos e Discussão

Neste Capítulo serão apresentados os principais resultados obtidos através das simulações no programa Eclipse 300 dos reservatórios *Olympus* e *Egg Model* com dois fluidos distintos advindos do pré-sal brasileiro. Os reservatórios e os fluidos empregados foram definidos no [Capítulo 4](#). Ao todo, serão considerados 8 cenários de reservatórios (2 no *Egg Model* e 6 no *Olympus*) como mostra a [Figura 19](#). A escolha das modificações feitas no *Olympus* serão detalhadas na [subseção 5.4.4](#).

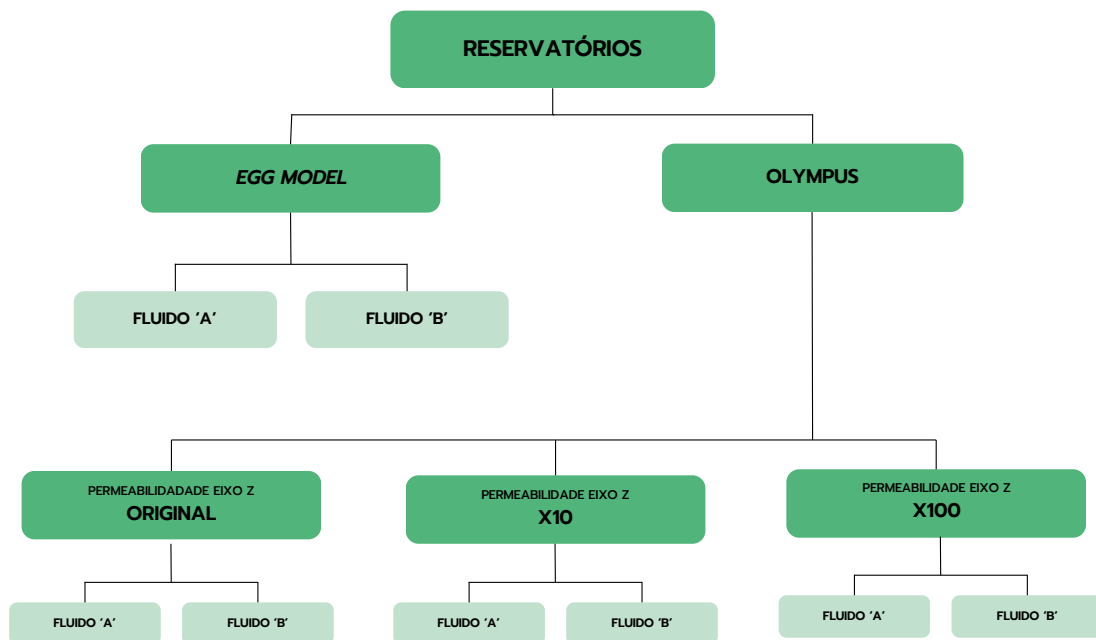


Figura 19 – Todos os reservatórios utilizados no estudo.

Fonte: Autor

Na sequência, são apresentadas as MMPs de cada fluido na [seção 5.1](#) utilizadas para definir as pressões do campo de modo que as injeções sejam do tipo miscível. Além disso, é apresentado na [seção 5.2](#) o cálculo de ΔR_s dos fluidos a serem aplicados nos reservatórios. Por fim, apresenta-se os resultados obtidos para o *Egg Model* e *Olympus*, na [seção 5.3](#) e [seção 5.4](#), respectivamente.

5.1 Cálculo da MMP dos fluidos

Como mencionado no [Capítulo 3](#), o método utilizado para determinar a MMP é baseado no artigo de [Karamnia e Ashoori \(2021\)](#). Com base nisso, criou-se um modelo cuja geometria tem 100m de comprimento e 1cm de largura, possui 500 células, com permeabilidade e porosidade advindas de testemunhos dos reservatório real. Em seguida, fez-se as simulações e obteve-se uma MMP de aproximadamente 319 (bar) para o fluido 'A'.

No que tange o fluido 'B', não foi necessário a realização da determinação da MMP, uma vez que esta foi estipulada laboratorialmente e fornecida pela parceira de pesquisa. A MMP do fluido 'B' é 449 (bar).

Com isso, foi possível ajustar a pressão de operação do reservatório tanto para o *Egg Model*, quanto para o Olympus de modo a garantir que injeção WAG seja miscível em todos os casos.

5.2 Cálculo de ΔR_s dos fluidos

Nesta seção será apresentada a execução da metodologia descrita para determinação dos R_s limites dos fluidos 'A' e 'B' que serão utilizados para a concepção dos calendários de injeção do *Egg Model* e do Olympus. Para isso, uma vez determinado que a pressão inicial do reservatório está acima da MMP, fez-se uma injeção contínua de gás miscível com passos de tempo curtos (diários) para determinar com precisão o R_s limite no *Egg Model* por necessitar de um menor tempo de simulação. Esse processo não precisa ser repetido no Olympus, uma vez que o R_s depende somente dos fluidos presentes e da pressão.

Em seguida, criou-se uma tabela com os valores de R_s e saturação de gás na célula ao longo do tempo. Isso permite avaliar o valor máximo que R_s pode assumir antes que haja a presença de gás livre na célula. A [Tabela 7](#) apresenta os R_s inicial e limite em uma das células superiores do reservatório. Vale ressaltar que os critérios utilizados para a escolha das células foi descrito na [seção 3.2](#).

Tabela 7 – Determinação do R_s inicial e limite em uma célula.

Data	Rs	Saturação de Gás
16/06/2011	207,951 - Inicial	0
17/06/2011	207,958	0
18/06/2011	208,086	0
19/06/2011	209,382	0
20/06/2011	212,398	0
21/06/2011	217,348	0
22/06/2011	225,948	0
23/06/2011	238,257	0
24/06/2011	272,302	0
25/06/2011	295,399	0
26/06/2011	324,167	0
27/06/2011	356,922	0
28/06/2011	380,339 - Limite	0
29/06/2011	395,288	0,043

Imediatamente após, determina-se o valor de ΔR_s conforme a [Equação 3.1](#) e repete-se o processo para as demais células ao longo de uma reta entre um injetor e um produtor. Vale enfatizar que isso deve ser repetido para outras combinações de injetores e produtores. Tal repetição é necessária para poder determinar a média de ΔR_s entre as células.

Neste estudo observou-se que, para ambos os fluidos, o resultado da média de ΔR_s foi muito similar entre as diferentes combinações de injetores e produtores, com uma diferença menor do que 2%. Sendo assim, serão apresentados somente os resultados de ΔR_s calculados entre as células partindo do **INJECT1** em direção ao **PROD1** do *Egg Model* ([Figura 15](#)). Os resultados são apresentados na [Tabela 8](#) e [Tabela 9](#).

Tabela 8 – Resultados de ΔR_s para o fluido 'A'

Nº da célula partindo do injetor	R_s Inicial	R_s Limite	ΔR_s
1º célula	198,72	332,00	133,29
2º célula		349,87	151,15
3º célula		349,70	150,98
4º célula		350,71	151,99
5º célula		357,89	159,17
Valor Médio	198,72	348,04	149,32

Tabela 9 – Resultados de ΔR_s para o fluido 'B'

Nº da célula partindo do injetor	R_s Inicial	R_s Limite	ΔR_s
1º célula	207,95	303,98	96,03
2º célula		329,36	121,41
3º célula		362,63	154,68
4º célula		415,19	207,25
5º célula		481,85	273,9
Valor Médio	207,95	378,61	170,65

Os valores médios de ΔR_s para os fluidos 'A' e 'B' foram 149,32 e 170,65, respectivamente. Conseqüentemente, pela [Equação 3.3](#) é possível determinar a proporção ideal de injeção para ambos os fluidos.

Para o fluido 'A', tem-se:

$$\text{GAW Ratio ideal} = \Delta R_s = 149,32 \quad (5.1)$$

Para o fluido 'B':

$$\text{GAW Ratio ideal} = \Delta R_s = 170,65 \quad (5.2)$$

5.3 *Egg Model*

A seguir serão apresentados todos os resultados obtidos no *Egg Model*. Como dito anteriormente no [Capítulo 4](#), os injetores serão controlados por taxa de injeção ao passo que os produtores serão controlados por BHP.

5.3.1 Calendário de Injeção

Para poder aplicar a metodologia em casos em que a quantidade de água e gás injetados não podem ser alterados devido à restrições de plataforma, optou-se por replicar os volumes de injeção em escala para o *Egg Model*. Dessa forma, a metodologia poderá ser implementada ao alterar o período de injeção WAG, sem necessitar alterar o volume de injeção. Os parâmetros de injeção do reservatório foram definidos na [Tabela 3](#).

Aplicando o *GAW Ratio inicial* advindo das taxas de injeção ([Tabela 3](#)), o *GAW Ratio* ideal dos fluidos ([Equação 5.1](#), [Equação 5.2](#)) e o *WAG Cycle* do campo nas equações [3.13](#), [3.11](#) e [3.12](#) é possível obter a proporção para cada fluido além dos períodos de injeção de água e gás.

Inicialmente, determina-se 'X' para o fluido 'A'. Em seguida, pode-se obter os períodos de injeção para cada um dos reservatórios.

$$X = \frac{350}{149,32} = 2,3 \quad (5.3)$$

Portanto:

$$T_{\text{gás}} = \frac{72}{2,3 + 1} = 21,8 ; T_{\text{água}} = 2,3 \cdot 21,8 = 50,18 \text{ dias} \quad (5.4)$$

O mesmo processo é feito então para o fluido 'B'. O resultado pode ser visto a seguir.

$$X = \frac{550}{170,65} = 3,2 \quad (5.5)$$

Logo:

$$T_{\text{gás}} = \frac{72}{3,2 + 1} = 17,1 ; T_{\text{água}} = 3,2 \cdot 21,8 = 54,9 \text{ dias} \quad (5.6)$$

Vale ressaltar que o ciclo do *Egg Model* se dá em dias. Na simulação, todos os períodos foram arredondados para valores inteiros. A [Tabela 10](#) apresenta os calendários de injeção do WAG R_s resultantes.

Tabela 10 – Taxas de injeção WAG R_s no *Egg Model*

Fluido	Proporção WAG R_s	T _{água} (dias)	T _{gás} (dias)
Fluido 'A'	2,3 : 1	50	22
Fluido 'B'	3,2 : 1	55	17

5.3.2 Ajuste de injeção

Uma vez determinado o período de injeção de gás e água para os fluidos 'A' e 'B' é necessário avaliar se o *GAW Ratio* medido ([seção 3.2](#)) de cada poço injetor ao longo do tempo está de fato na proporção determinada pelo ΔR_s . Para isso, faz-se a simulação completa com a injeção WAG ajustada pelo método. Em seguida, basta averiguar se a razão entre a taxa de injeção de gás e água em cada injetor é igual, ou levemente inferior, ao valor ideal (ΔR_s).

Inicialmente, fez-se a avaliação para o fluido 'A'. Como pode ser observado na [Figura 20](#), o *GAW Ratio* medido ao longo do tempo foi maior do que o ΔR_s .

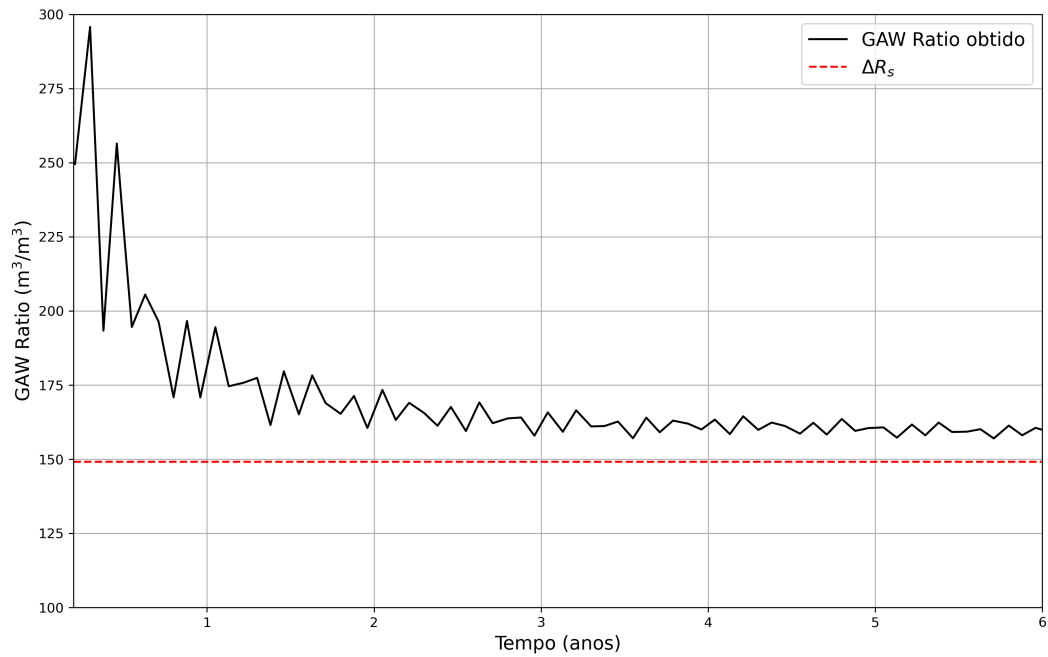


Figura 20 – Comparação entre o *GAW Ratio* obtido e o desejado para o fluido 'A' no *Egg Model*.

Fonte: Autor

Sendo assim, é necessário aumentar o período de injeção de água e reduzir o de gás. O período escolhido foi de 52 de água e 20 de gás. Depois do ajuste, *GAW Ratio* obtido alcança o ponto desejado como pode ser visto na [Figura 21](#).

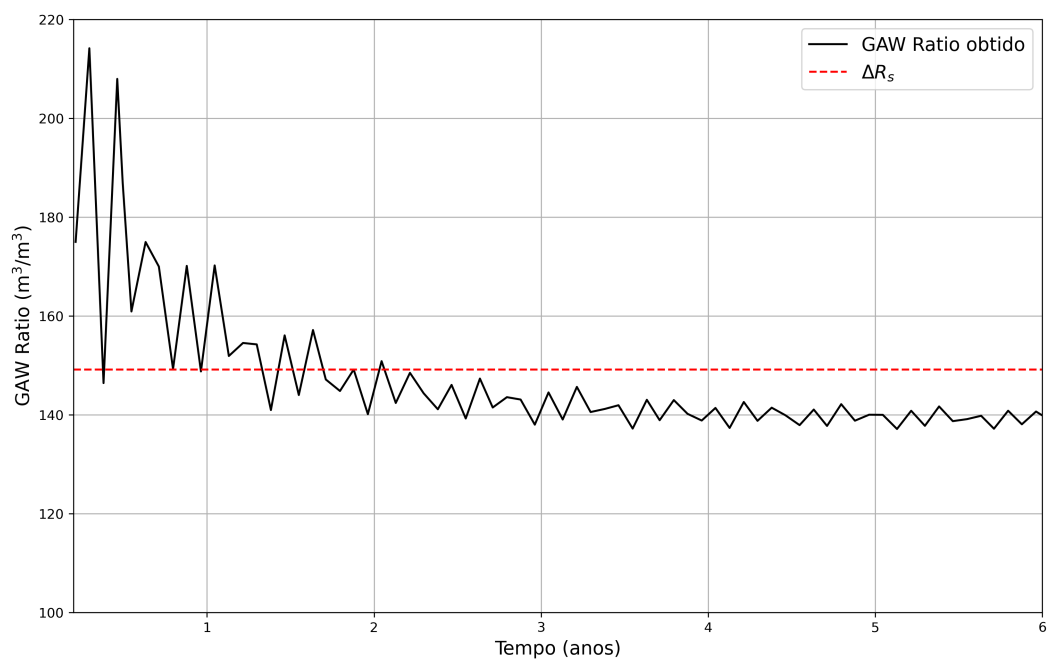


Figura 21 – Comparação entre o *GAW Ratio* obtido após o ajuste e o desejado para o fluido 'A' no *Egg Model*.

Fonte: Autor

Logo depois, fez-se a análise para o fluido 'B'. A [Figura 22](#) retrata essa avaliação no poço **INJECT1** do *Egg Model*.

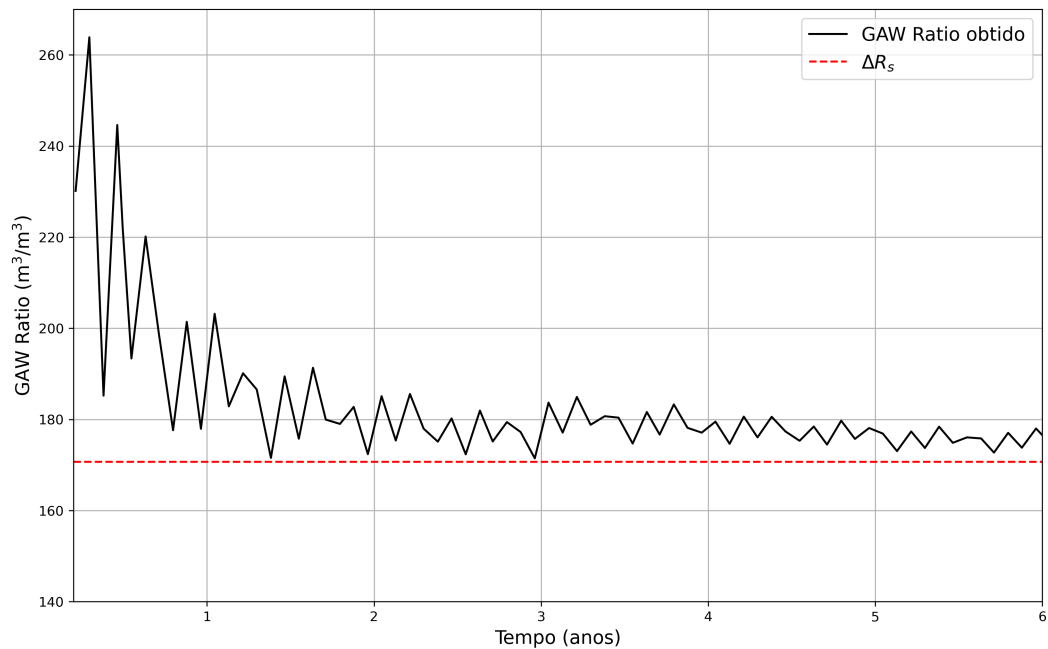


Figura 22 – Comparação entre o *GAW Ratio* obtido e o ideal para o fluido 'B' no *Egg Model*.

Fonte: Autor

Nota-se que o *GAW Ratio* obtido oscilou em valores acima de ΔR_s . Logo, deve-se aumentar o período de injeção de água. Sendo assim, foi feita mais uma simulação aumentando o período de injeção de água em um dia e reduzindo o tempo de gás em um dia, de modo a manter *WAG Cycle* correto. Isso resulta em um tempo de injeção de 56 dias de água e 16 de gás. A [Figura 23](#) mostra o resultado para o mesmo poço injetor depois do ajuste nas injeções.

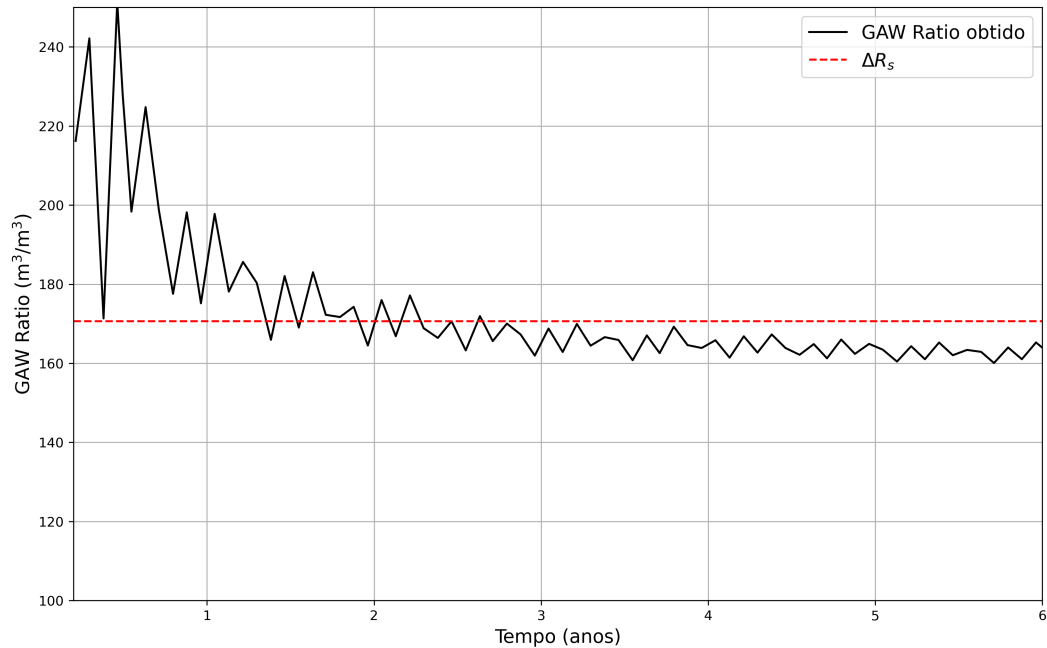


Figura 23 – Comparação entre o *GAW Ratio* obtido após o ajuste e o ideal para o fluido 'B' no *Egg Model*.

Fonte: Autor

Nesse caso, embora haja alguns momentos em que o *GAW Ratio* tenha ficado acima do ideal, no geral, seus valores ficaram ligeiramente abaixo de ΔR_s . Esse é o comportamento desejado, pois garante a redução na viscosidade antes que haja gás livre no reservatório. Esse comportamento se repetiu para os demais poços injetores.

Em suma, a [Tabela 11](#) apresenta as proporções WAG R_s resultantes no *Egg Model* após o ajuste. Esses serão os valores utilizados para a análise da produção de óleo entre o método proposto e as demais estratégias de injeção.

Tabela 11 – Taxas de injeção WAG R_s no *Egg Model* após os ajustes

Fluido	Proporção WAG R_s	T _{água} (dias)	T _{gás} (dias)
Fluido 'A'	2,6 : 1	52	20
Fluido 'B'	3,5 : 1	56	16

5.3.3 Análise da Viscosidade

Como dito anteriormente no [Capítulo 3](#), o método proposto visa determinar o ponto em que a viscosidade do óleo seja a menor possível antes que haja a presença de uma fase contínua de gás no reservatório. Para averiguar isso, utilizou-se a simulação do *Egg Model* concebida para o cálculo de ΔR_s para determinar a viscosidade do óleo nas células.

Em seguida, fez-se o gráfico de dispersão da viscosidade do óleo em função de R_s na célula com coordenadas [9, 51, 1] referentes à [x, y, z]. Os resultados são apresentados nas Figura 24 e Figura 25.

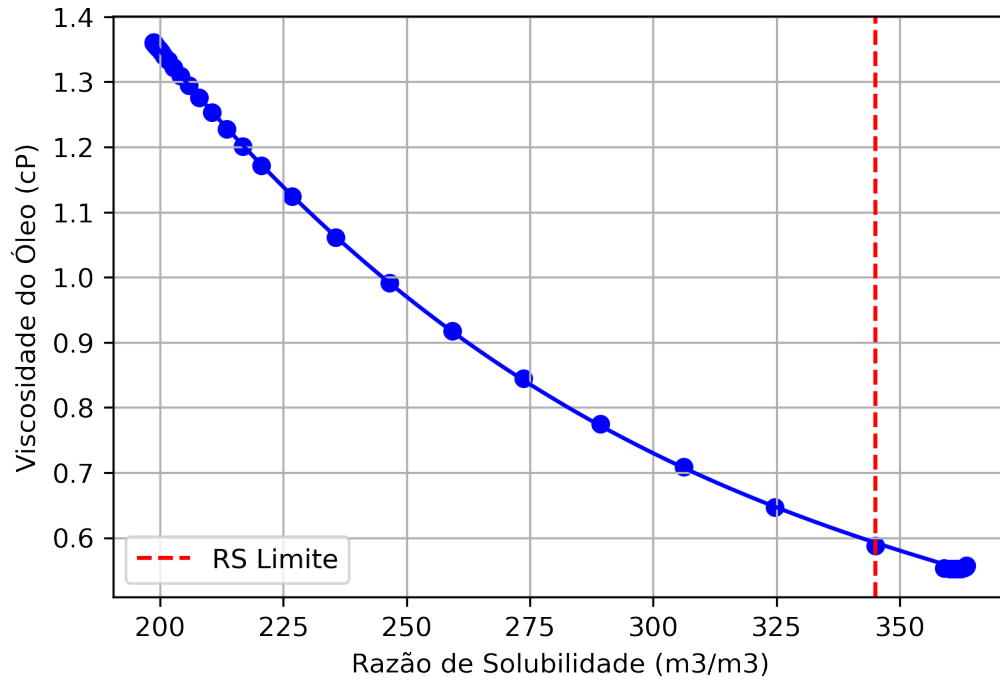


Figura 24 – Gráfico de dispersão da viscosidade do óleo em função de R_s para o fluido 'A'.

Fonte: Autor

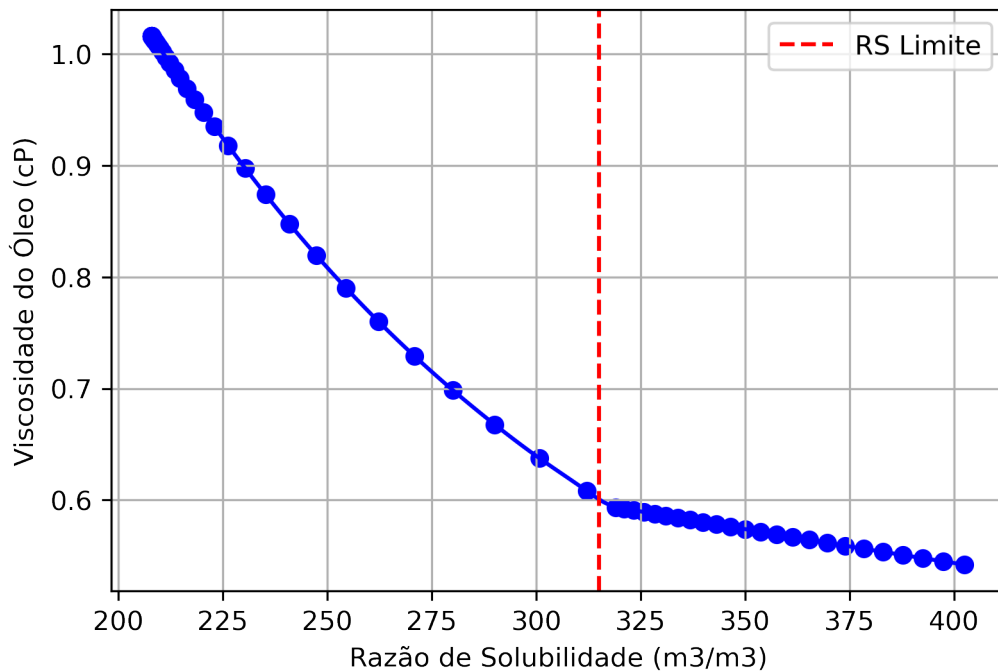


Figura 25 – Gráfico de dispersão da viscosidade do óleo em função de R_s para o fluido 'B'.

Fonte: Autor

Os valores de R_s limite determinados pelo método nessa célula para os fluidos 'A' e 'B' foram 345 e 315, respectivamente. Pelos gráficos é possível observar que há uma variação significativa da viscosidade observada no R_s inicial até o R_s limite para ambos os casos. Sendo que, após o R_s limite o decaimento da viscosidade é significativamente menor como é mostrado na [Tabela 12](#).

Tabela 12 – Variação da viscosidade dos fluidos na célula [9, 51, 1].

Fluidos	Redução da viscosidade até R_s limite (%)	Redução da viscosidade após R_s limite (%)
Fluido A	56,76	5,27
Fluido B	40,18	10,84

Fonte: Autor

Com base nesses resultados, é possível afirmar que a redução mais expressiva da viscosidade do óleo se dá até o ponto do R_s limite. Isso implica que o método de fato alcança a redução de viscosidade mais significativa antes que haja formação de gás livre na célula em condições de reservatório.

5.3.4 Produção total de óleo

A seguir serão apresentados os resultados de produção total de óleo ao longo do tempo considerando ambos os fluidos. A [Figura 26](#) mostra a produção de óleo para o fluido 'A'. É possível notar que a proporção WAG R_s (fornecida pelo método) resultou na segunda maior produção de óleo, ficando atrás somente do WAG 4:1.

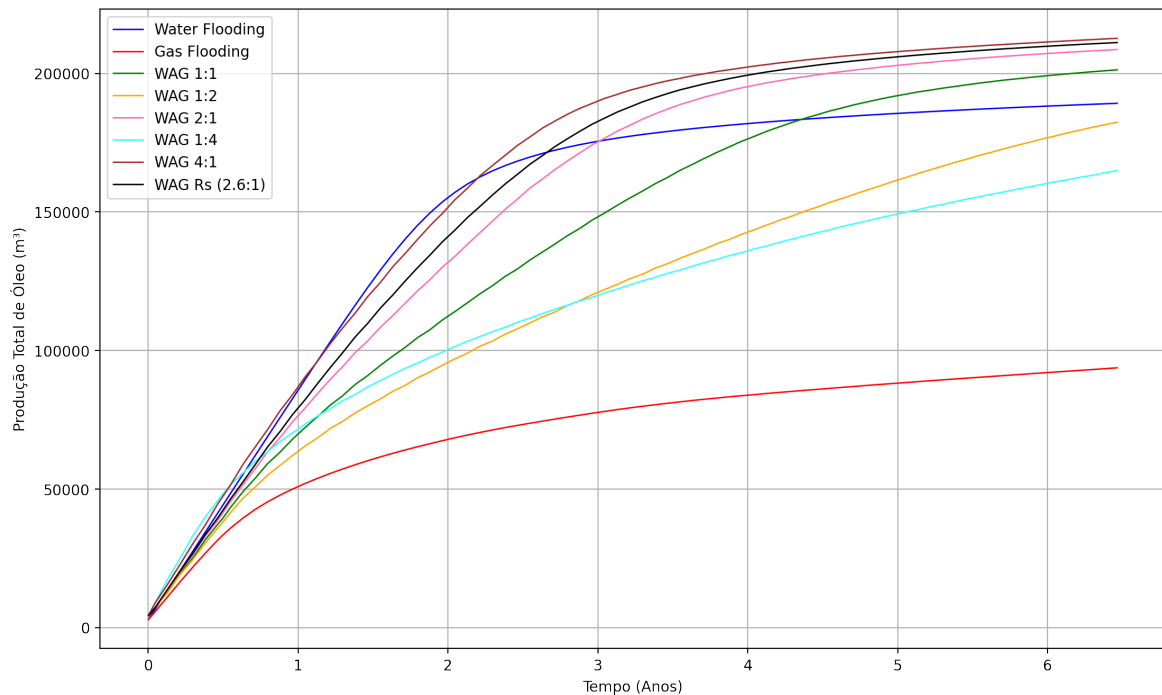


Figura 26 – Gráfico de produção total de óleo no *Egg Model* com o fluido 'A'.

Fonte: Autor

Vale enfatizar que, como as taxas de injeção são contínuas e somente o período de injeção é alterado, os resultados são diretamente proporcionais aos períodos de injeção aplicados. Ou seja, *Water Flooding* injeta mais água, sendo seguido pelo WAG 4:1, R_s , 2:1 e assim sucessivamente. O mesmo acontece para a injeção de gás. Portanto, os volumes totais injetados de gás e água não serão apresentados para nenhum caso em nenhum reservatório. Dito isso, serão apresentados somente os valores totais de produção.

A [Figura 27](#) apresenta a produção total de gás (a) e a produção total de água (b) de cada um dos casos estudados. Tais produções representam o volume total de cada fluido que chega ao produtor; em geral deseja-se reduzir a produção de ambos os fluidos, enquanto aumenta-se a de óleo. Nota-se que o WAG R_s teve a segunda menor produção de gás, ficando atrás somente do *Waterflooding*. É interessante notar ainda que as proporções WAG com mais gás (1:1, 1:2 e 1:4) produziram mais gás do que o próprio *Gas Flooding*, sendo que o WAG 1:1 foi o segundo maior produtor.

No que tange a produção de água, o WAG R_s foi o terceiro maior produtor. Isso era esperado, uma vez que o método apontou para uma proporção com mais água do que gás.

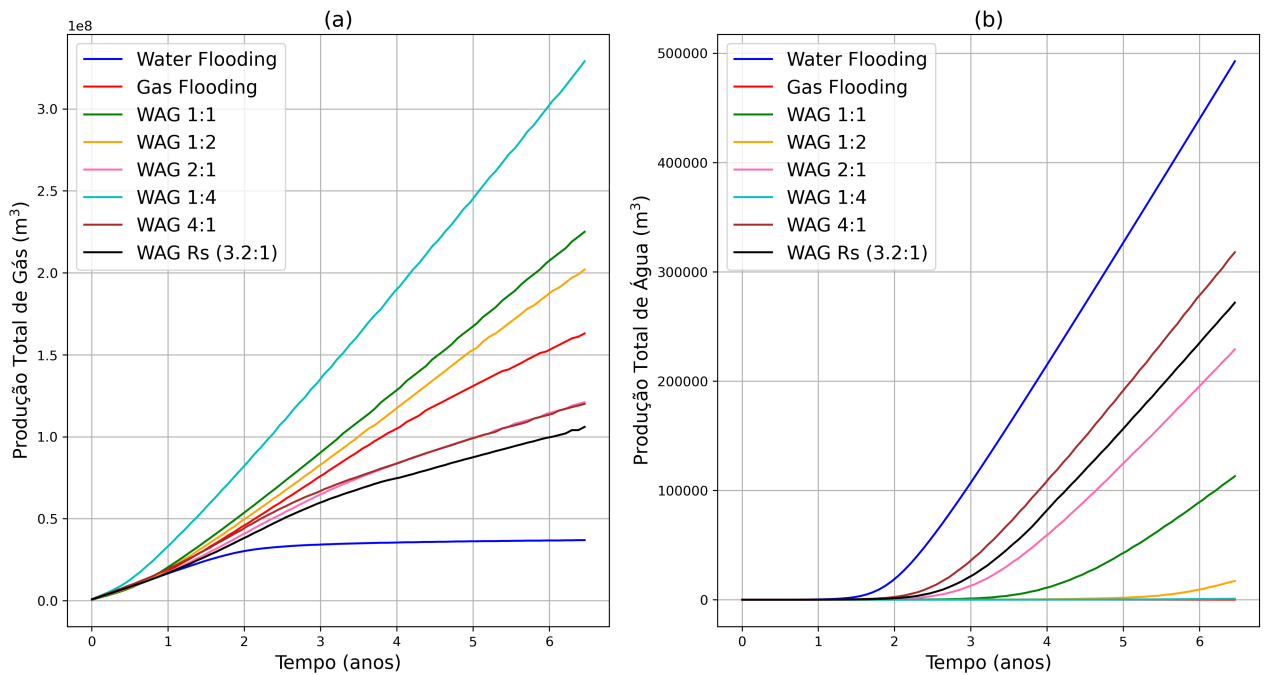


Figura 27 – Produção total de gás (a) e água (b) no *Egg Model* com o fluido 'A'.

Fonte: Autor

Tomaremos como referência a produção do caso de injeção contínua de água (*Waterflooding*) para poder comparar o aumento percentual de cada uma das estratégias apresentadas. O resultado da produção de cada caso, bem como sua variação percentual podem ser vistos na Tabela 13.

Tabela 13 – Produção de óleo para o fluido 'A' no *Egg Model*

Casos	Produção total óleo (km³)	Aumento (%)
<i>Waterflooding</i>	189,22	-
<i>Gas flooding</i>	93,77	-50,44
WAG 1:1	201,31	6,39
WAG 1:2	182,39	-3,60
WAG 1:4	164,95	-12,83
WAG 2:1	208,63	10,26
WAG 4:1	212,66	12,39
WAG R_s (2,6:1)	211,15	11,59

Este resultado indica que o WAG R_s de fato caminha em direção ao resultado que incrementa a produção total, alcançando um aumento de 11,59% em relação ao *Waterflooding*. A injeção contínua de gás (*Gas Flooding*) e os casos WAG com maior proporção de gás (WAG 1:2 e WAG 1:4) resultaram em uma produção menor que o *Waterflooding*.

Já para o fluido 'B', o resultado é apresentado na [Figura 44](#). Neste caso, nota-se que o WAG R_s resultou na maior produção de óleo, sendo que o WAG 4:1 teve uma produção total muito próxima.

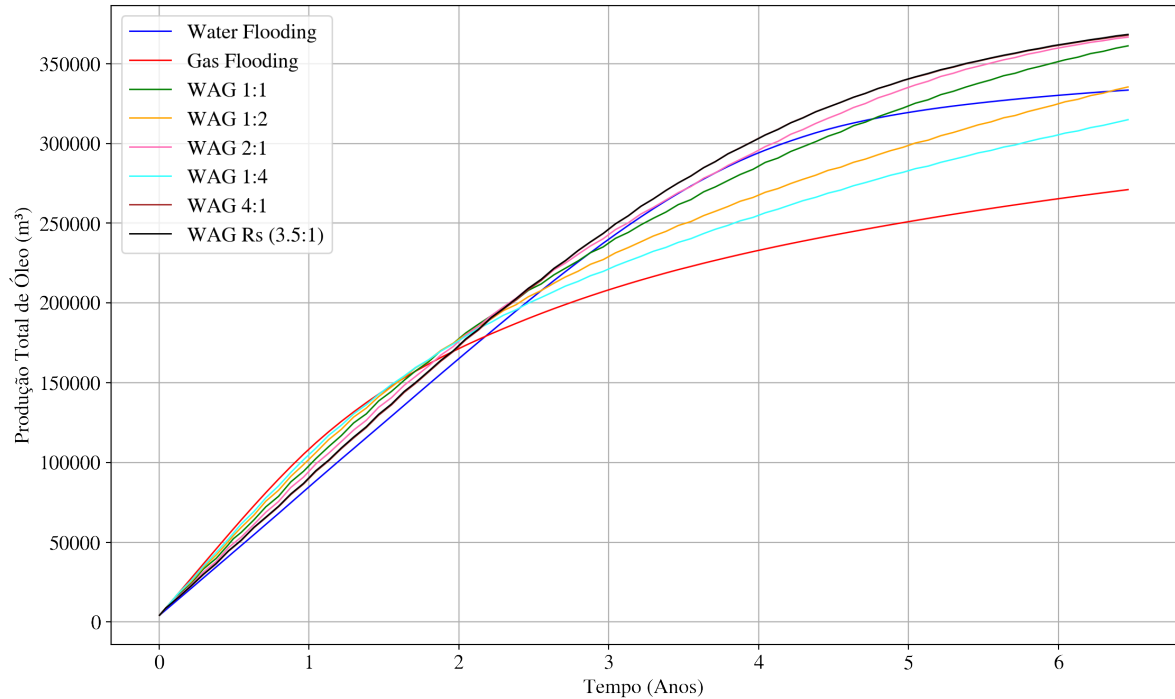


Figura 28 – Gráfico de produção total de óleo no *Egg Model* com o fluido 'B'.

Fonte: Autor

A [Figura 29](#) apresenta a produção total de gás (a) e a produção total de água (b) com fluido 'B' para cada um dos casos. Nesse caso percebe-se que o WAG R_s teve a terceira menor produção de gás, ficando atrás somente do WAG 4:1 e do *Waterflooding*. Diferentemente do *Egg Model* com fluido 'A', neste caso o *Gas Flooding* foi o maior produtor de gás, sendo seguido pelas proporções WAG.

Na produção de água, o resultado foi similar ao do *Egg Model* com fluido 'A'. Sendo o *Waterflooding* o maior produtor seguido das proporções WAG com mais água.

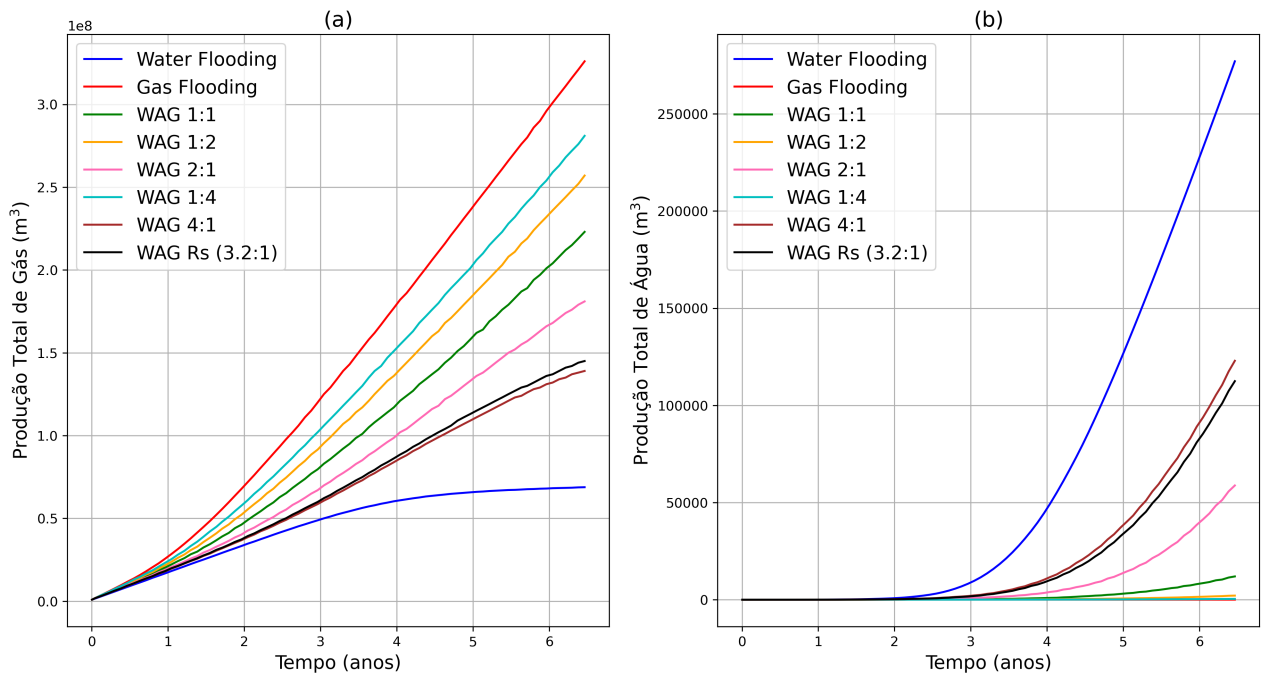


Figura 29 – Produção total de gás (a) e água (b) no *Egg Model* com o fluido 'B'.

Fonte: Autor

Novamente, os resultados da produção podem ser melhor observados na [Tabela 14](#). Neste cenário, o WAG R_s obteve a maior produção, com um aumento de 10,46% em relação ao WF. Os casos WAG 4:1 e WAG 2:1 tiveram um desempenho ligeiramente menor que o WAG R_s , obtendo um aumento de 10,29% e 9,95% respectivamente. Semelhantemente ao caso com fluido 'A', as proporções com alta injeção de gás obtiveram um resultado inferior, com exceção do caso WAG 1:2 que obteve um aumento de 0,58%.

Tabela 14 – Produção de óleo para o fluido 'B' no *Egg Model*

Casos	Produção total óleo (km^3)	Aumento (%)
Waterflooding	333,43	-
Gas flooding	271,03	-18,71
WAG 1:1	361,15	8,31
WAG 1:2	335,38	0,58
WAG 1:4	314,88	-5,56
WAG 2:1	366,59	9,95
WAG 4:1	367,77	10,29
WAG R_s (3,5:1)	368,294	10,46

É interessante notar que o caso WAG 1:1 obteve um aumento satisfatório, sendo 6,39% para o fluido 'A' e 8,31% para o fluido 'B'. Embora essa proporção seja uma das mais comuns dentre os campos que utilizam a injeção WAG, seu desempenho foi inferior ao do método proposto.

5.4 Olympus

A seguir serão apresentados todos os resultados obtidos no Olympus. Vale enfatizar que os injetores serão controlados por taxa de injeção ao passo que os produtores serão controlados por BHP, como mencionado anteriormente no [Capítulo 4](#).

5.4.1 Calendário de injeção

Novamente, optou-se por replicar os volumes de injeção de dois campos reais distintos em escala para o Olympus. Dessa forma, a metodologia poderá ser aplicada ao alterar o período de injeção WAG, sem necessitar alterar o volume de injeção. Os parâmetros de cada um dos fluidos estudados foram definidos na [Tabela 5](#).

Aplicando o *GAW Ratio inicial* advindo das taxas de injeção ([Tabela 5](#)), o *GAW Ratio* ideal dos fluidos ([Equação 5.1](#), [Equação 5.2](#)) e o *WAG Cycle* de cada campo nas equações [3.13](#), [3.11](#) e [3.12](#) é possível obter a proporção para cada fluido além dos períodos de injeção de água e gás.

Inicialmente, determina-se 'X' para o fluido 'A'. Em seguida, pode-se obter os períodos de injeção para cada um dos reservatórios.

$$X = \frac{350}{149,32} = 2,3 \quad (5.7)$$

Portanto:

$$T_{\text{gás}} = \frac{12}{2,3 + 1} = 3,64 ; T_{\text{água}} = 2,3 \cdot 3,64 = 8,36 \text{ meses} \quad (5.8)$$

O mesmo processo é feito então para o fluido 'B'. O resultado pode ser visto a seguir.

$$X = \frac{550}{170,65} = 3,2 \quad (5.9)$$

Logo:

$$T_{\text{gás}} = \frac{12}{3,2 + 1} = 2,86 ; T_{\text{água}} = 3,2 \cdot 2,86 = 9,14 \text{ meses} \quad (5.10)$$

Vale ressaltar que o ciclo do Olympus se dá em meses. Na simulação, todos os períodos foram arredondados para valores inteiros. A [Tabela 15](#) apresenta as taxas de injeção do WAG R_s resultantes.

Tabela 15 – Taxas de injeção WAG R_s no Olympus

Fluido	Proporção WAG R_s	T _{água} (meses)	T _{gás} (meses)
Fluido 'A'	2,3 : 1	8,36	3,64
Fluido 'B'	3,2 : 1	9,14	2,86

5.4.2 Ajuste de injeção

A simulação completa com a injeção WAG determinada pelo método foi feita para o Olympus com o fluido 'A'. O resultado é apresentado na [Figura 30](#). Nota-se que o *GAW Ratio* medido ficou acima do ideal durante toda simulação.

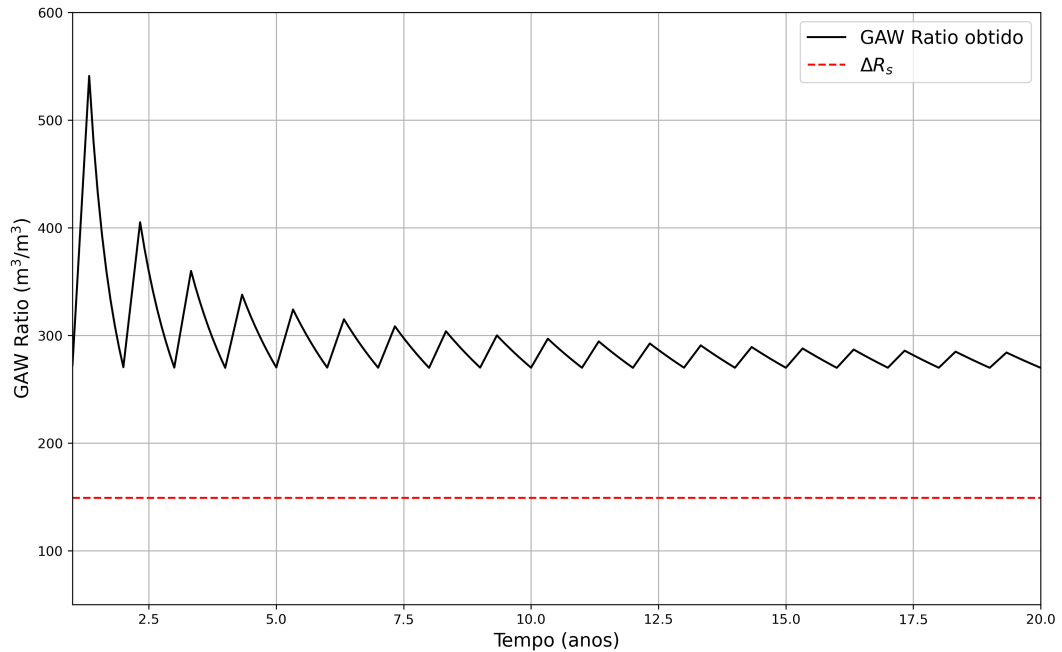


Figura 30 – Comparação entre o *GAW Ratio* obtido e o desejado para o fluido 'A' no Olympus.

Fonte: Autor

Portanto, é necessário aumentar o período de água em um mês e reduzir o de gás em um mês. O período resultante foi de 9,66 meses de água e 2,33 mês de gás. O resultado do ajuste pode ser visto na [Figura 31](#).

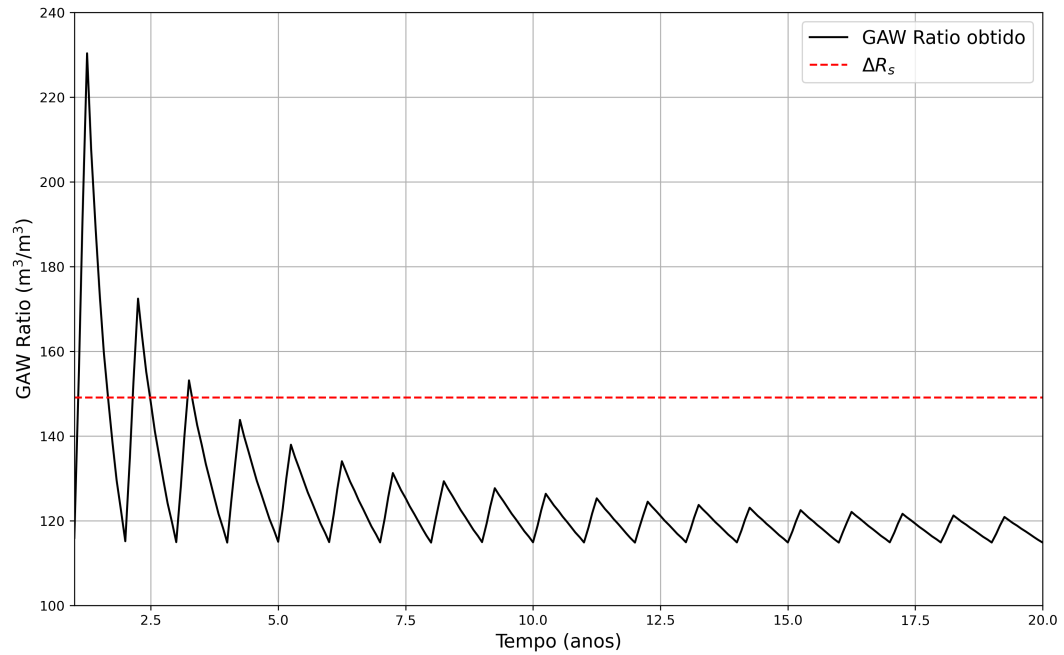


Figura 31 – Comparação entre o *GAW Ratio* obtido após ajuste e o desejado para o fluido 'A' no Olympus.

Fonte: Autor

O *GAW Ratio* estabilizou em 110, ou seja, 26,67% menor do que o ideal. Contudo, é preferível estar abaixo do ideal do que acima para evitar a formação de fase contínua de gás.

Em seguida, fez-se a simulação completa com a injeção WAG determinada pelo método foi feita para o Olympus com o fluido 'B'. O resultado é apresentado na [Figura 32](#).

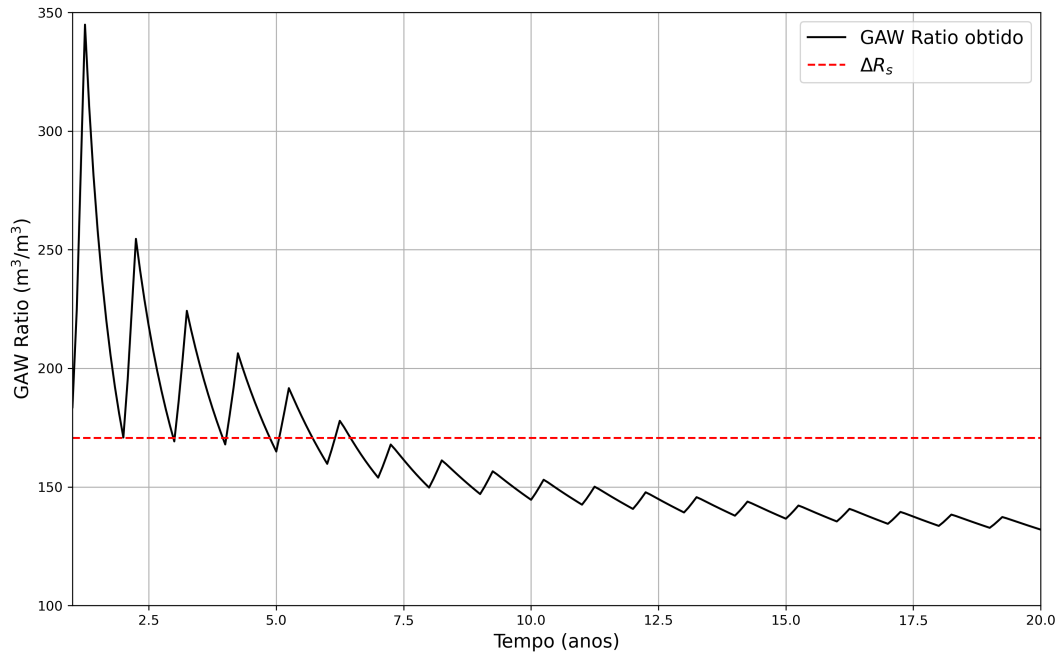


Figura 32 – Comparação entre o *GAW Ratio* obtido e o desejado para o fluido 'B' no Olympus.

Fonte: Autor

Pode-se observar que o *GAW Ratio* medido oscilou em valores acima de ΔR_s nos 7 primeiros anos da simulação. A partir desse momento, o *GAW Ratio* obtido se estabilizou na região desejada.

Para corrigir a oscilação inicial, poderia-se aumentar o período de injeção de água até os 7 primeiros anos e, em seguida, voltar para a proporção determinada de modo a fazer com que o *GAW Ratio* não ultrapassasse o valor ideal. Contudo, este trabalho atentou-se somente para injeções WAG uniformes, ou seja, cujo *WAG Ratio* não é alterado ao longo do tempo. Portanto, o período de injeção para o fluido 'B' não será ajustado.

Por fim, a [Tabela 16](#) apresenta as proporções WAG R_s resultantes no Olympus após o ajuste. Esses serão os valores utilizados para a análise da produção de óleo entre o método proposto e as demais estratégias de injeção.

Tabela 16 – Taxas de injeção WAG R_s no Olympus após o ajuste

Fluido	Proporção WAG R_s	$T_{\text{água}}$ (meses)	$T_{\text{gás}}$ (meses)
Fluido 'A'	4,14 : 1	9,66	2,33
Fluido 'B'	3,2 : 1	9,14	2,86

5.4.3 Produção Total de óleo

A seguir serão apresentados os resultados de produção total de óleo ao longo do tempo considerando ambos os fluidos. Na [Figura 33](#) é apresentada a produção total de óleo

para o fluido 'A'. É possível notar que a proporção WAG R_s resultou na maior produção de óleo.

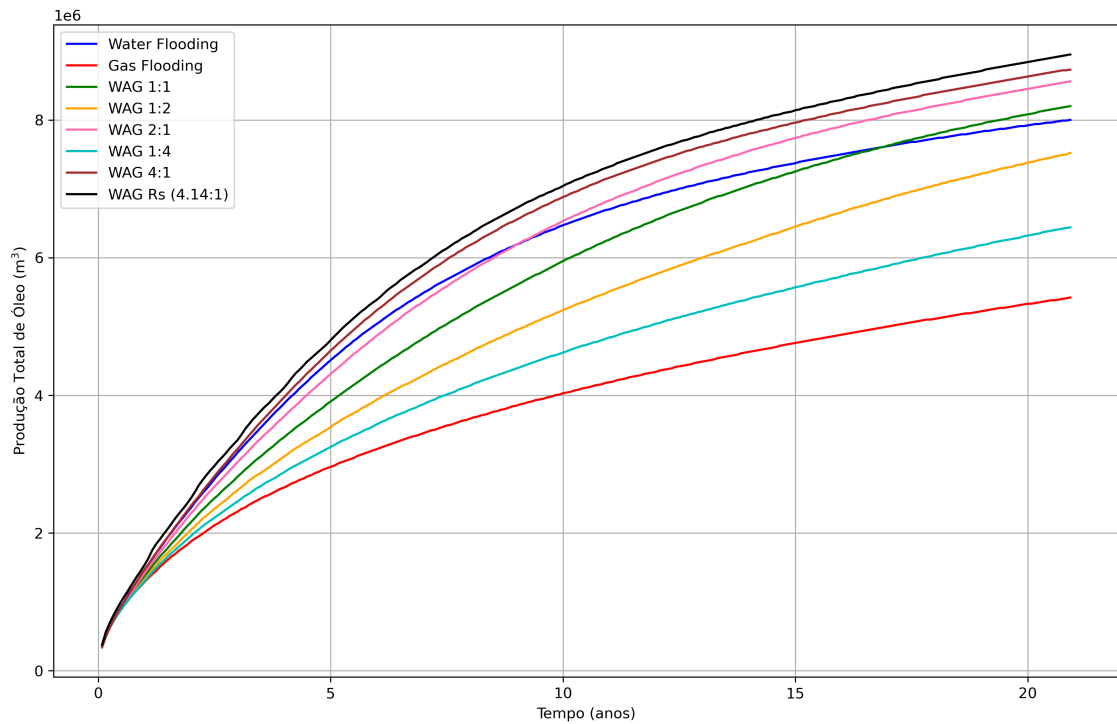


Figura 33 – Gráfico de produção total de óleo no Olympus com o fluido 'A'.

Fonte: Autor

A Figura 34 mostra a produção total de gás (a) e a produção total de água (b) com fluido 'A' para cada um dos casos. Percebe-se que o WAG R_s teve a quarta menor produção de gás, ficando atrás somente do WAG 2:1, 4:1 e do *Waterflooding*.

Na produção de água, o método obteve uma produção similar ao do *Waterflooding*. O maior produtor, nesse caso, foi o WAG 4:1.

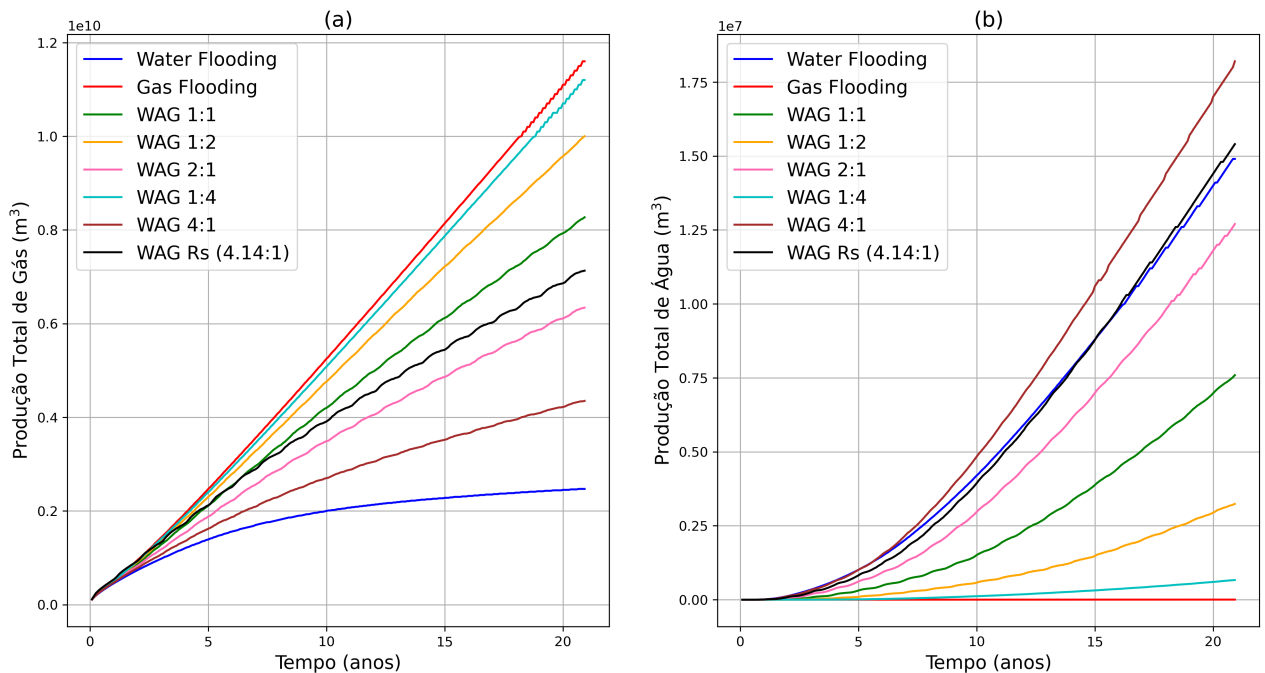


Figura 34 – Produção total de gás (a) e água (b) no Olympus com o fluido 'A'.

Fonte: Autor

Novamente, tomaremos como referência a produção do *Waterflooding* para poder comparar o aumento percentual de cada uma das estratégias apresentadas. O resultado da produção de cada caso, bem como sua variação percentual podem ser vistos na [Tabela 17](#).

Tabela 17 – Produção de óleo para o fluido 'A' no Olympus

Casos	Produção total óleo (Mm^3)	Aumento (%)
<i>Waterflooding</i>	8,00	-
<i>Gas flooding</i>	5,42	-32,29
WAG 1:1	8,19	2,44
WAG 1:2	7,52	-6,07
WAG 1:4	6,44	-19,50
WAG 2:1	8,56	6,98
WAG 4:1	8,73	9,15
WAG R_s (4,14:1)	8,95	11,80

Neste caso o WAG R_s resultou na maior produção de óleo, seguido pelas proporções com mais água. Já as proporções com mais gás resultaram em redução de produção. O WAG 1:1 obteve um desempenho mediano.

Para o fluido 'B', o resultado obtido é apresentado na [Figura 35](#). Neste caso, nota-se que o WAG 1:1 resultou na maior produção de óleo.

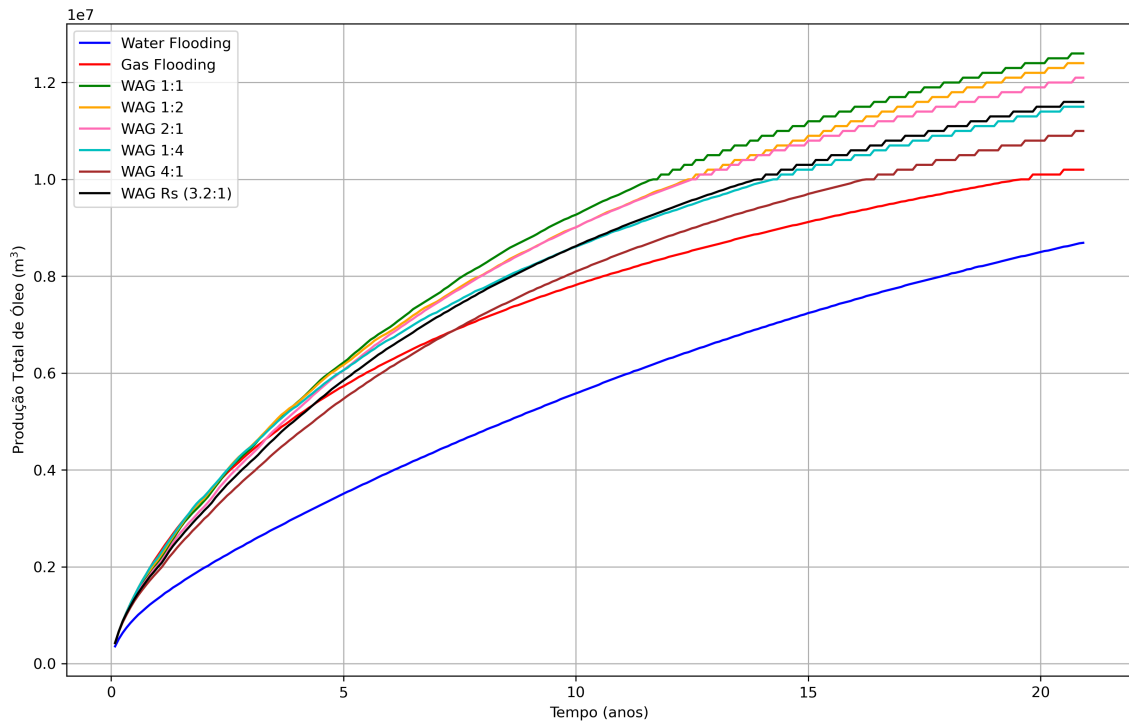


Figura 35 – Gráfico de produção total de óleo no Olympus com o fluido 'B'.

Fonte: Autor

A Figura 36 mostra a produção total de gás (a) e a produção total de água (b) com fluido 'B'. Nota-se que, dessa vez, o WAG R_s obteve a terceira menor produção de gás, ficando atrás somente do WAG 4:1 e do *Waterflooding*.

Na produção de água, o método ficou empatado com o WAG 4:1 como o maior produtor. Curiosamente, nesse caso, até mesmo o WAG 1:2 resultou em uma produção de água maior do que o *Water Flooding*.

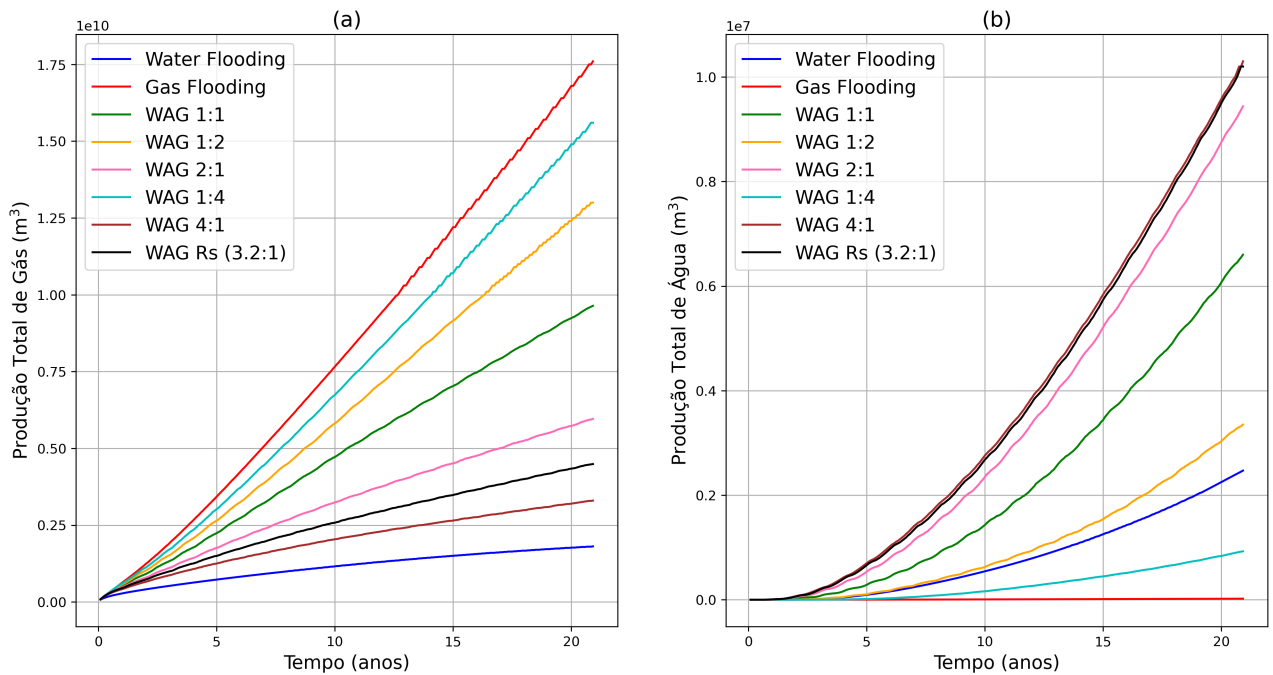


Figura 36 – Produção total de gás (a) e água (b) no Olympus com o fluido 'B'.

Fonte: Autor

Os resultados da produção podem ser melhor observados na [Tabela 18](#). Neste caso, todas estratégias WAG resultaram em uma maior recuperação de óleo do que o *Waterflooding*. Dentre todas estratégias, o WAG 1:1 obteve a maior produção e o WAG R_s resultou na quarta maior produção. Contudo, ainda assim, o método atingiu um aumento de mais de 33%.

Tabela 18 – Produção de óleo para o fluido 'B' no Olympus

Casos	Produção total óleo (Mm^3)	Aumento (%)
<i>Waterflooding</i>	8,69	-
<i>Gas flooding</i>	10,23	17,67
WAG 1:1	12,61	45,05
WAG 1:2	12,43	42,98
WAG 1:4	11,54	32,69
WAG 2:1	12,09	39,05
WAG 4:1	10,99	26,44
WAG R_s (3,2:1)	11,64	33,88

Em suma, a [Tabela 19](#) compara os resultados para o fluido 'A' tanto no *Egg Model* quanto no Olympus. Com isso, nota-se que, em ambos os casos, o WAG R_s ficou entre os dois primeiros colocados em produção de óleo. Além disso, o comportamento dos demais casos, em geral, foi semelhante. Em ambos reservatórios, proporções com maior injeção de água resultam em aumento de produção, ao passo que as proporções com mais gás geram redução. Já o WAG 1:1 obteve um desempenho razoável nos dois reservatórios.

Tabela 19 – Produção de óleo (PTO) para o fluido 'A' no Olympus e no *Egg Model*

Casos	PTO Olympus (Mm^3)	PTO Egg Model (km^3)
<i>Waterflooding</i>	8,00	189,22
<i>Gas flooding</i>	5,42	93,77
WAG 1:1	8,19	201,31
WAG 1:2	7,52	182,39
WAG 1:4	6,44	164,95
WAG 2:1	8,56	208,63
WAG 4:1	8,73	212,66
WAG R_s	8,95	211,15

Já a [Tabela 20](#) compara os resultados para o fluido 'B' no *Egg Model* e no Olympus. Nela, observa-se que no *Egg Model* o WAG R_s obteve a maior produção. Contudo, no Olympus, o método resultou na quarta maior produção. Outro ponto relevante é o fato de que no Olympus as proporções com mais gás resultaram em mais óleo do que as proporções com mais água.

Tabela 20 – Produção de óleo (PTO) para o fluido 'B' no Olympus e no *Egg Model*

Casos	PTO Olympus (Mm^3)	PTO Egg Model (km^3)
<i>Waterflooding</i>	8,69	333,43
<i>Gas flooding</i>	10,23	271,03
WAG 1:1	12,61	361,15
WAG 1:2	12,43	335,38
WAG 1:4	11,54	314,88
WAG 2:1	12,09	366,59
WAG 4:1	10,99	367,77
WAG R_s	11,64	368,29

A diferença significativa entre os reservatórios com fluido 'B' indicam que fatores geológicos podem impactar o resultado do método. A hipótese mais plausível é que a permeabilidade no Eixo Z esteja resultando em alta segregação gravitacional. Se esse for o caso, proporções com mais gás podem varrer melhor as camadas superiores do reservatório, ao passo que as com água varrerão melhor as camadas mais inferiores. A [subseção 5.4.4](#) fará a análise para o teste dessa hipótese.

5.4.4 Análise da Permeabilidade no Eixo Z

Como dito anteriormente, fez-se uma análise variando a permeabilidade no Eixo Z do Olympus para avaliar seu impacto na produção de óleo das diferentes estratégias WAG. O Olympus foi escolhido para os testes devido o fato de que seu resultado de produção entre os fluidos 'A' e 'B' foi muito distinto, ao passo que o *Egg Model* obteve uma produção mais semelhante.

A permeabilidade original do modelo foi utilizada para nos resultados da [subseção 5.4.3](#). Contudo, nesta seção serão apresentados os resultados da produção de óleo para o Olympus considerando a permeabilidade em Z 10x e 100x maior que a original. Os resultados de produção total de água e gás para cada um dos casos analisados nesta seção serão apresentados no [Apêndice A](#).

5.4.4.1 Permeabilidade Z 10x maior

Inicialmente considerou-se o caso da permeabilidade em Z sendo 10x maior que a original. Em seguida, fez-se as simulações das estratégias WAG para ambos os fluidos.

A [Figura 37](#) mostra o resultado da produção de óleo para o fluido 'A'. Os valores obtidos para produção constam na [Tabela 21](#).

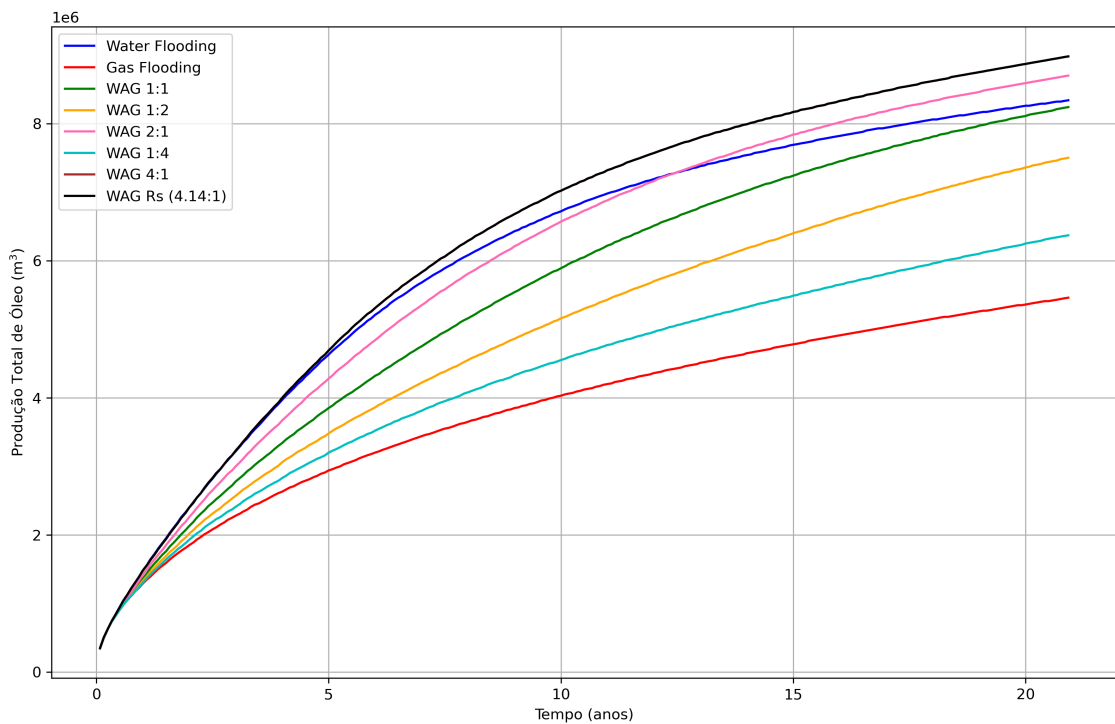


Figura 37 – Produção total de óleo no Olympus com permeabilidade em Z 10x maior com o fluido 'A'.

Fonte: Autor

Tabela 21 – Produção de óleo para o fluido 'A' no Olympus com permeabilidade Z 10x maior

Casos	Produção total óleo (Mm^3)	Aumento (%)
Waterflooding	8,34	-
Gas flooding	5,46	-34,56
WAG 1:1	8,24	-1,21
WAG 1:2	7,50	-10,00
WAG 1:4	6,37	-23,59
WAG 2:1	8,70	4,37
WAG 4:1	8,98	7,69
WAG R_s (4,14:1)	8,99	7,79

Ao compararmos a produção do fluido 'A' na permeabilidade original e a multiplicada por dez (Tabela 17 e Tabela 21) fica evidente que o resultado é similar. Em ambos os casos, maiores proporções de gás resultam em redução de produção, enquanto as proporções com mais água resultam em um aumento no óleo. Nota-se também que, nesse caso, o WAG R_s obteve uma produção muito próxima ao do WAG 4:1, chegando a ficarem sobrepostos na imagem.

Já para o fluido 'B', o resultado da produção de óleo é apresentado na Figura 38. Os valores obtidos constam na Tabela 22.

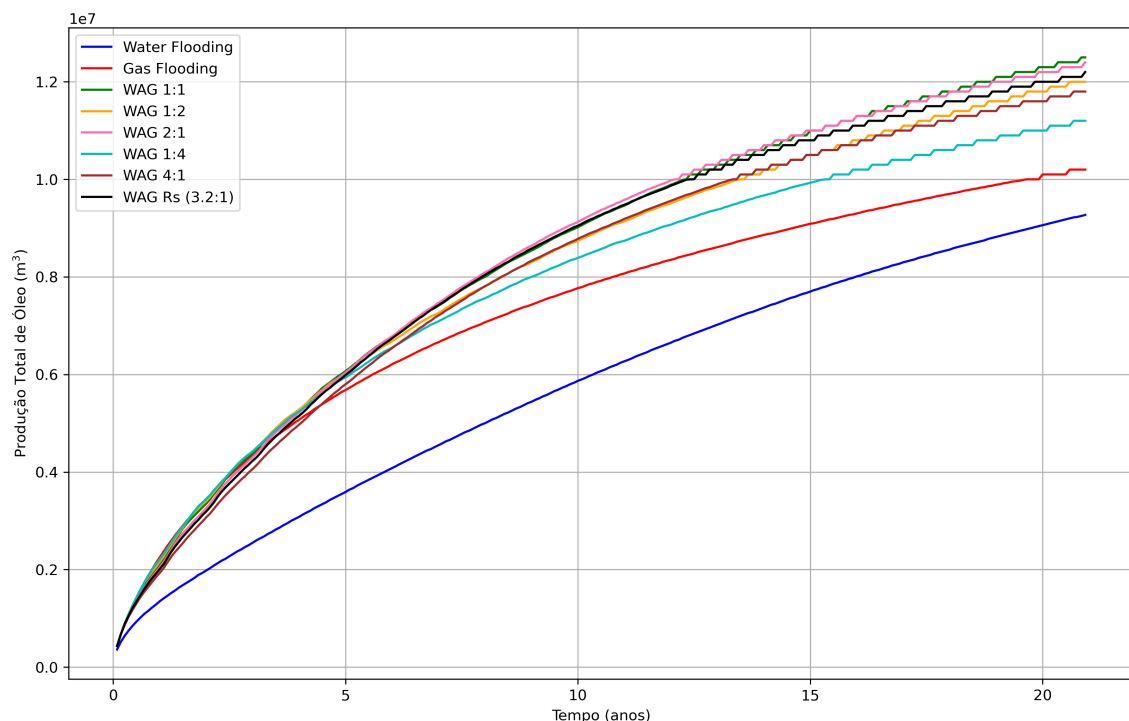


Figura 38 – Produção total de óleo no Olympus com permeabilidade em Z 10x maior com o fluido 'B'.

Fonte: Autor

Tabela 22 – Produção de óleo para o fluido 'B' no Olympus com permeabilidade Z 10x maior

Casos	Produção total óleo (Mm³)	Aumento (%)
<i>Waterflooding</i>	9,27	-
<i>Gas flooding</i>	10,21	10,14
WAG 1:1	12,48	34,61
WAG 1:2	12,03	29,72
WAG 1:4	11,20	20,81
WAG 2:1	12,35	33,21
WAG 4:1	11,79	27,21
WAG R _s (3,2:1)	12,15	31,03

Comparando a produção do fluido 'B' fica evidente que, no caso da permeabilidade 10x maior (Tabela 22), o aumento percentual de produção das injeções WAG em relação ao *Waterflooding* foi menor do que no caso original (Tabela 18). Por exemplo, o aumento de produção do WAG 1:1 no caso original foi de 54,05%, enquanto na permeabilidade aumentada o aumento foi de 34,61%.

Contudo, vale ressaltar que há uma diferença entre os ambos no óleo produzido pelo *Waterflooding*. O *Waterflooding* na permeabilidade 10x maior, produziu 6,67% mais óleo do que na permeabilidade original.

A Tabela 22 mostra que as proporções 2:1 e R_s ficaram em segundo e terceiro lugar, respectivamente. Seus resultados ficaram muito próximos ao do WAG 1:1.

5.4.4.2 Permeabilidade Z 100x maior

Posteriormente, considerou-se o caso da permeabilidade em Z sendo 100x maior que a original. Em seguida, fez-se as simulações das estratégias WAG para ambos os fluidos.

A Figura 39 mostra o resultado da produção de óleo para o fluido 'A'. Os valores obtidos para produção constam na Tabela 23.

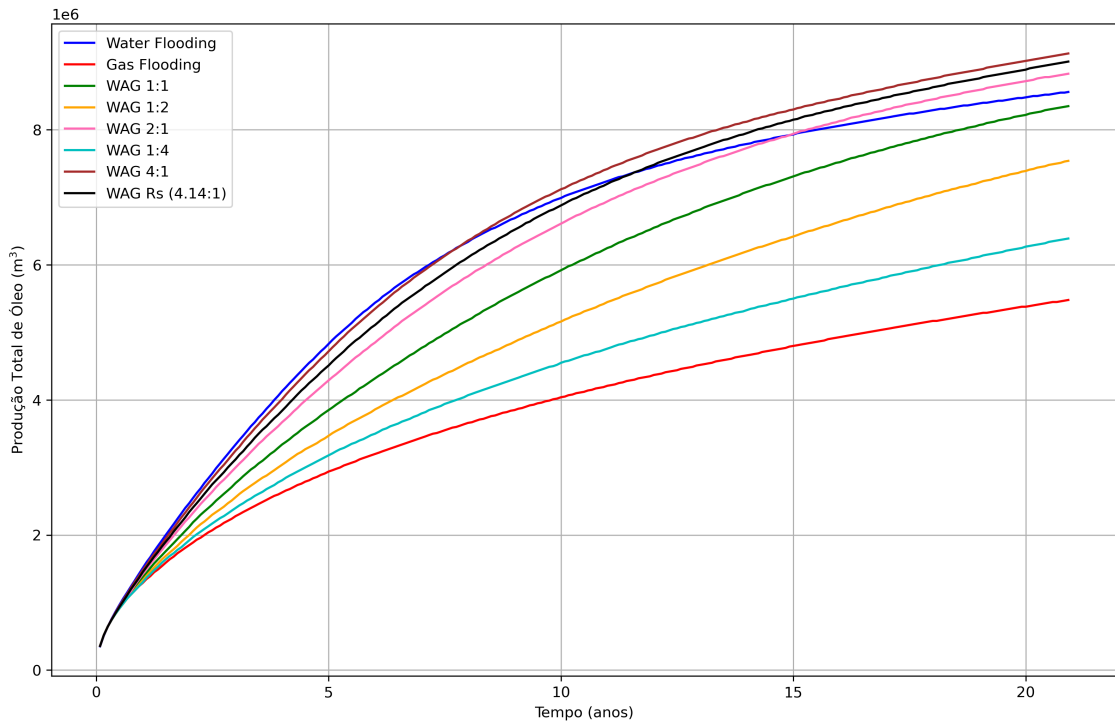


Figura 39 – Produção total de óleo no Olympus com permeabilidade em Z 100x maior com o fluido 'A'.

Fonte: Autor

Tabela 23 – Produção de óleo para o fluido 'A' no Olympus com permeabilidade no eixo Z 100x maior

Casos	Produção total óleo (Mm ³)	Aumento (%)
Waterflooding	8,56	-
Gas flooding	5,48	-35,98
WAG 1:1	8,35	-2,42
WAG 1:2	7,54	-11,90
WAG 1:4	6,39	-25,33
WAG 2:1	8,83	3,19
WAG 4:1	9,13	6,61
WAG R _s (4,14:1)	9,01	5,20

Se compararmos as Tabelas 17 e 23 novamente o resultado é similar. Maiores proporções de gás resultam em redução de produção, enquanto as com mais água resultam em um aumento no óleo.

Porém, nesse caso, o WAG 4:1 possui uma produção maior do que o WAG R_s. Logo, com base nos resultados para as três permeabilidades, é possível afirmar que, para o fluido 'A', quanto maior a permeabilidade em Z menor a recuperação de óleo do método proposto.

Já para o fluido 'B', o resultado da produção de óleo é apresentado na Figura 40. Os valores obtidos constam na Tabela 24.

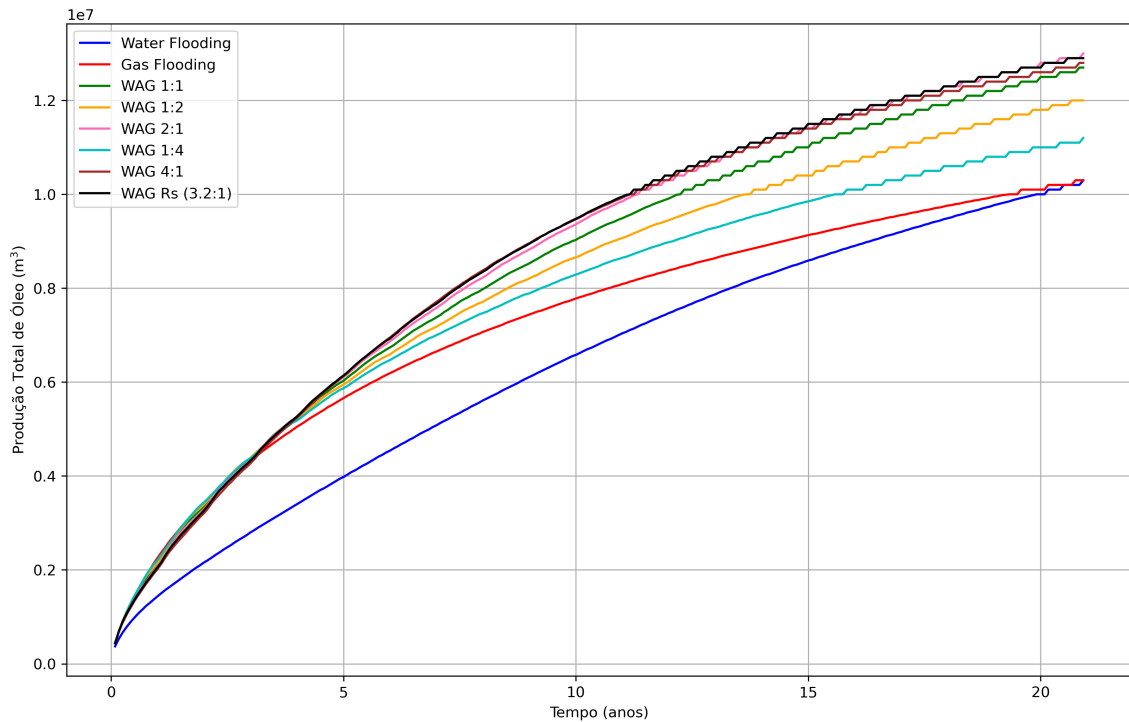


Figura 40 – Produção total de óleo no Olympus com permeabilidade em Z 100x maior com o fluido 'B'.

Fonte: Autor

Tabela 24 – Produção de óleo para o fluido 'B' no Olympus com permeabilidade Z 100x maior

Casos	Produção total óleo (Mm^3)	Aumento (%)
<i>Waterflooding</i>	10,26	-
<i>Gas flooding</i>	10,28	0,21
WAG 1:1	12,67	23,47
WAG 1:2	12,01	17,10
WAG 1:4	11,16	20,81
WAG 2:1	12,95	26,23
WAG 4:1	12,77	24,49
WAG R_s (3,2:1)	12,92	25,94

Neste cenário, pode-se observar pela [Tabela 22](#) que o WAG R_s resultou na segunda maior recuperação, ficando atrás somente do WAG 2:1.

Com base nos resultados das três permeabilidades com o fluido 'B' é possível afirmar que quanto maior a permeabilidade em Z, maior a recuperação de óleo pelo método proposto.

Por fim, as [Tabela 25](#) e [Tabela 26](#) apresentam a produção total de óleo (PTO) de todas as permeabilidades analisadas.

Tabela 25 – Produção de óleo para o fluido 'A' no Olympus com todas as diferentes permeabilidades

Casos	PTO Original(Mm^3)	PTO PermZ x10(Mm^3)	PTO PermZ x100(Mm^3)
<i>Waterflooding</i>	8,00	8,34	8,56
<i>Gas flooding</i>	5,42	5,46	5,48
WAG 1:1	8,19	8,24	8,35
WAG 1:2	7,52	7,50	7,54
WAG 1:4	6,44	6,37	6,39
WAG 2:1	8,56	8,70	8,83
WAG 4:1	8,73	8,98	9,13
WAG R_s (4,14:1)	8,95	8,99	9,01

Tabela 26 – Produção de óleo para o fluido 'B' no Olympus com todas as diferentes permeabilidades

Casos	PTO Original(Mm^3)	PTO PermZ x10(Mm^3)	PTO PermZ x100(Mm^3)
<i>Waterflooding</i>	8,69	9,27	10,26
<i>Gas flooding</i>	10,23	10,21	10,28
WAG 1:1	12,61	12,48	12,67
WAG 1:2	12,43	12,03	12,01
WAG 1:4	11,54	11,20	11,16
WAG 2:1	12,09	12,35	12,95
WAG 4:1	10,99	11,79	12,77
WAG R_s (3,2:1)	11,64	12,15	12,92

Com base em todos os resultados obtidos para as diferentes permeabilidades, observa-se que a produção de óleo aumentou em ambos os fluidos conforme o aumento da permeabilidade no eixo Z. Ainda é possível perceber que os casos com maior injeção de água (*Waterflooding*, WAG 2:1, WAG 4:1, WAG R_s) obtiveram um aumento de produção maior do que os casos com maior proporção de gás.

Isso se deve pelo fato de que, mesmo aumentando a permeabilidade, os casos com alta injeção de gás continuaram varrendo praticamente a mesma área, ao passo que os casos com mais água puderam varrer áreas superiores e, assim, aumentar a produção. Como nesses casos o método apontou para proporções com mais água, sua produção total também aumentou.

Portanto, ao considerar todos esses fatores em conjunto, é possível afirmar que está correta hipótese de que a segregação gravitacional tem impacto relevante sobre o método. Logo, esse é um fator que deve ser considerado na implementação do WAG R_s .

6 Conclusões

O presente estudo propôs, no [Capítulo 3](#), um método semi-analítico da injeção WAG miscível, utilizando a razão de solubilidade (R_s) para identificar a proporção WAG ideal, a fim de reduzir a viscosidade do óleo enquanto evita a formação de gás livre no reservatório, de modo a aumentar a produção total de óleo.

A metodologia desenvolvida pode ser facilmente implementada em diferentes tipos de fluidos miscíveis, como os que são encontrados no pré-sal brasileiro. A metodologia também contempla os campos com diversas restrições como: *Voidage Replacement* e taxas de injeção que não podem ser alteradas. Para esses casos foi definido também como o calendário de injeção WAG pode ser implementado ao alterar somente o período em que cada fluido é injetado, de modo que as restrições sejam cumpridas.

No que tange o cálculo de WAG R_s , foram necessárias apenas duas simulações, uma para cada fluido em cada reservatório. Em seguida, necessitou-se apenas de mais uma simulação para realização do ajuste proposto, para cada fluido em cada reservatório. Isso mostra que, para cada reservatório com seu fluido, foram necessárias apenas duas simulações para poder determinar o WAG R_s , comprovando assim que o método demanda baixíssimo custo computacional.

Os casos analisados foram: *Egg Model* com os fluidos 'A' e 'B' análogos ao pré-sal e 3 realizações no Olympus alterando a permeabilidade no eixo Z (original, x10 e x100) também com os fluidos 'A' e 'B'. Ao todo, foram considerados 8 casos distintos, sendo 2 no *Egg Model* e 6 no Olympus. As estratégias de injeção adotadas foram o *Waterflooding*, o *Gas flooding* e proporções WAG amplamente usadas na literatura como: 1:1, 1:2, 1:4, 2:1 e 4:1. Os principais resultados acerca da produção total de óleo são os seguintes:

- a) O WAG R_s resultou na melhor recuperação dentre as estratégias de injeção em três das oito simulações realizadas. Os aumentos na recuperação foram maiores do que 7% com relação ao *Waterflooding*;
- b) Embora o método não tenha resultado na maior produção em todos os casos, é possível afirmar que o mesmo obteve um ótimo desempenho, ficando em segundo lugar em produção em três das oito simulações realizadas. Nesses casos os aumentos foram de 5% a 26% em relação ao *Waterflooding*;
- c) Mesmo nos dois casos em que o WAG R_s ficou abaixo do segundo lugar, o aumento de produção de óleo do método foi maior do que 30% em relação ao *Waterflooding* ([Figura 44](#) e [Figura 38](#)).
- d) O WAG R_s obteve uma produção de óleo maior do que o WAG 1:1 em seis dos

oito casos. Os aumentos percentuais do método em relação ao WAG 1:1 foram de 2% a 9%.

Os resultados da análise de viscosidade feita na [subseção 5.3.3](#) indicam que o R_s limite, de fato, representa a proporção que resulta na maior redução da viscosidade do óleo antes que haja a presença de gás livre na célula em condições de reservatório.

A análise feita na [subseção 5.4.4](#) demonstrou que o aumento da permeabilidade no Eixo Z resultou num aumento proporcional de produção do WAG R_s . Isso denota que a permeabilidade é um fator que precisa ser considerado para implementação do WAG R_s .

Por fim, o resultado deste trabalho é relevante para o WAG miscível ao oferecer um método semi-analítico de fácil implementação, baixo custo computacional e que fornece um resultado competitivo entre os demais calendários WAG sugeridos pela literatura. Além disso, sua aplicação pode funcionar como um guia prático em direção da proporção WAG ideal.

6.1 Sugestões para trabalhos futuros

Para trabalhos futuros o autor recomenda que a hipótese de que $1m^3$ de água deslocará $1m^3$ de óleo saturado com gás seja refinada. Uma hipótese mais acurada poderá acarretar numa proporção WAG R_s mais adequada. Além disso, uma análise acerca da permeabilidade relativa permitirá um ajuste mais fino na metodologia.

No presente trabalho, a proporção WAG foi uniforme durante todo período de simulação. Entretanto, uma estratégia que faça com que a proporção WAG seja alterada ao longo do tempo (*Tapared WAG*) pode ser utilizada de modo a fazer com que a injeção sempre esteja próxima do valor ideal. Em outras palavras, é possível ajustar o *WAG Ratio* ao longo do tempo para ficar mais próximo do valor ideal fornecido pelo método (ΔR_s).

Por fim, um controle reativo dos injetores com base no R_s medido nas células pode ser investigado. Em outras palavras, é possível monitorar o R_s nas células ao longo do tempo de modo a fazer com que a quantidade de água e gás injetados sejam ajustados de acordo com o R_s limite, com o intuito de fazer com que a água sempre esteja em contato com óleo saturado com gás. Em tese, isso permitirá que a água esteja em contanto com o óleo menos viscoso resultando, assim, em um aumento na produção de óleo.

Referências

- AFZALI, S.; REZAEI, N.; ZENDEHBOUDI, S. A comprehensive review on enhanced oil recovery by water alternating gas (WAG) injection. **Fuel**, Elsevier, v. 227, p. 218–246, 2018. Citado nas pp. 16–19, 31, 32, 34, 40, 41.
- AL HINAI, N. M.; SAEEDI, A. Miscible Displacement Oil Recovery. In: ENHANCED Oil Recovery-Selected Topics. IntechOpen, 2022. Citado nas pp. 31, 32, 67.
- ALGHARAIB, M.; GHARBI, R.; MALALLAH, A.; AL-GHANIM, W. Parametric investigations of a modified swag injection technique. In: SPE. SPE Middle East oil and gas show and conference. 2007. spe-105071. Citado na p. 17.
- ALKLIH, M. Y.; ALJNEIBI, N. M.; KHAN, K. A.; DILSIZ, M. Does Miscibility Alone Predict the Success of WAG Projects? Key Issues in Miscible HC-WAG Injection. In: SPE. SPE Annual Technical Conference and Exhibition? 2021. d021s030r007. Citado na p. 51.
- ALQURIAISHI, A.; SHOKIR, E. E.-M. Experimental investigation of miscible CO₂ flooding. **Petroleum science and technology**, Taylor & Francis, v. 29, n. 19, p. 2005–2016, 2011. Citado na p. 45.
- AMAR, M. N.; GHAFHAROKHI, A. J.; NG, C. S. W.; ZERAIBI, N. Optimization of WAG in real geological field using rigorous soft computing techniques and nature-inspired algorithms. **Journal of Petroleum Science and Engineering**, Elsevier, v. 206, p. 109038, 2021. Citado nas pp. 17–19, 54.
- AMIN, M. E.; ZEKRI, A. Y.; ALMEHAIDEB, R.; AL-ATTAR, H. Optimization of CO₂ WAG processes in a selected carbonate reservoir-An Experimental approach. In: ONEPETRO. ABU Dhabi International Petroleum Conference and Exhibition. 2012. Citado na p. 48.
- AMPOMAH, W.; BALCH, R.; CATHER, M.; ROSE-COSS, D.; DAI, Z.; HEATH, J.; DEWERS, T.; MOZLEY, P. Evaluation of CO₂ storage mechanisms in CO₂ enhanced oil recovery sites: application to morrow sandstone reservoir. **Energy & Fuels**, ACS Publications, v. 30, n. 10, p. 8545–8555, 2016. Citado na p. 50.
- ATTANUCCI, V.; ASLESEN, K.; HEJL, K.; WRIGHT, C. WAG process optimization in the Rangely CO₂ miscible flood. In: SPE. SPE Annual Technical Conference and Exhibition? 1993. spe-26622. Citado na p. 42.

- BHATIA, J.; SRIVASTAVA, J.; SHARMA, A.; SANGWAI, J. S. Production performance of water alternate gas injection techniques for enhanced oil recovery: effect of WAG ratio, number of WAG cycles and the type of injection gas. **International Journal of Oil, Gas and Coal Technology**, Inderscience Publishers Ltd, v. 7, n. 2, p. 132–151, 2014. Citado nas pp. 17, 18.
- BHATIA, J. C.; SRIVASTAVA, P.; SANGWAI, J. S.; SHARMA, A. Investigations on gas trapping phenomena for different EOR-water alternate gas injection methodologies. In: EUROPEAN ASSOCIATION OF GEOSCIENTISTS & ENGINEERS. IPTC 2012: International Petroleum Technology Conference. 2012. cp–280. Citado na p. 17.
- BLUNT, M.; CHRISTIE, M. How to predict viscous fingering in three component flow. **Transport in porous media**, Springer, v. 12, p. 207–236, 1993. Citado na p. 45.
- BOCOUM, A. O.; RASAEI, M. R. Multi-objective optimization of WAG injection using machine learning and data-driven Proxy models. **Applied Energy**, Elsevier, v. 349, p. 121593, 2023. Citado nas pp. 17, 19, 54.
- BOURGEOIS, M. J.; BERRAHMOUN, H.; AL ATTAR, M. M.; BOULENOUAR, D.; HAMMADI, D.; ROMERO, C.; SHI, W.; TORREZ, M. F. Miscible WAG Efficiency Assessment on a Large Mature Carbonate Field. In: SPE. ABU Dhabi International Petroleum Exhibition and Conference. 2021. d041s106r002. Citado na p. 46.
- BROOME, J.; BOHANNON, J.; STEWART, W. The 1984 Natl. Petroleum Council Study on EOR: An Overview. **Journal of Petroleum Technology**, SPE, v. 38, n. 08, p. 869–874, 1986. Citado na p. 48.
- CHEN, S.; LI, H.; YANG, D.; TONTIWACHWUTHIKUL, P. Optimal parametric design for water-alternating-gas (WAG) process in a CO₂-miscible flooding reservoir. **Journal of Canadian petroleum technology**, SPE, v. 49, n. 10, p. 75–82, 2010. Citado nas pp. 17–19, 52.
- CHRISTENSEN, J. R.; STENBY, E. H.; SKAUGE, A. Review of WAG field experience. **SPE Reservoir Evaluation & Engineering**, OnePetro, v. 4, n. 02, p. 97–106, 2001. Citado nas pp. 17, 39, 41, 43.
- DARVISH SARVESTANI, A.; ROSTAMI, B. Impact of proper design of operating parameters on the performance of CO₂-Water Alternating Gas (CO₂-WAG) injection: a simulation study. **Petroleum Science and Technology**, Taylor & Francis, v. 40, n. 10, p. 1258–1277, 2022. Citado nas pp. 39, 52.
- DENG, L.; PAN, Y. Machine-learning-assisted closed-loop reservoir management using echo state network for mature fields under waterflood. **SPE Reservoir Evaluation & Engineering**, SPE, v. 23, n. 04, p. 1298–1313, 2020. Citado na p. 63.
- DEPARTMENT, E. **Enhanced Oil Recovery**. Disponível em: <<https://www.energy.gov/fecm/enhanced-oil-recovery>>. Citado na p. 37.

- ESSEN, G. v.; ZANDVLIET, M.; HOF, P. V. d.; BOSGRA, O.; JANSEN, J.-D. Robust waterflooding optimization of multiple geological scenarios. **Spe Journal**, SPE, v. 14, n. 01, p. 202–210, 2009. Citado na p. 63.
- FAERSTEIN, M. **Impactos da molhabilidade da rocha na produção e recuperação de petróleo**. 2010. Tese (Doutorado) – Dissertação de mestrado em engenharia civil (COOPE). Universidade Federal do ... Citado na p. 30.
- FILGUEIRAS, N. G. T. Modelagem, análise e controle de um processo de separação óleo/água. In: FEDERAL University of Rio de Janeiro (UFRJ). Engineering Post-graduate and Research Coordination (COPPE). Chemical Engineering Program (PEQ). M. Sc. dissertation, 2005. Citado na p. 35.
- FONSECA, R. M.; GEEL, C. R.; LEEUWENBURGH, O. Document title : Description of OLYMPUS reservoir model for optimization challenge. In. Disponível em: <<https://api.semanticscholar.org/CorpusID:201662411>>. Citado na p. 66.
- FONSECA, R. R.-M.; CHEN, B.; JANSEN, J. D.; REYNOLDS, A. A stochastic simplex approximate gradient (StoSAG) for optimization under uncertainty. **International Journal for Numerical Methods in Engineering**, Wiley Online Library, v. 109, n. 13, p. 1756–1776, 2017. Citado na p. 63.
- FONSECA, R.; DELLA ROSSA, E.; EMERICK, A.; HANEA, R.; JANSEN, J. Overview of the olympus field development optimization challenge. In: EUROPEAN ASSOCIATION OF GEOSCIENTISTS & ENGINEERS, 1. ECMOR XVI-16th European Conference on the Mathematics of Oil Recovery. 2018. v. 2018, p. 1–10. Citado na p. 65.
- FREITAS, V.; SANCHEZ, W.; LIMA, G.; PASTRANA TRIANA, M.; BARROSO, E.; MUÑOZ, D.; ALMEIDA, R.; FORTALEZA, E. WAG Optimization of Egg Model with Brazilian Pre-Salt Fluid Using PSO Algorithm. In. DOI: [10.4043/32825-MS](https://doi.org/10.4043/32825-MS). Citado nas pp. 17, 19, 55.
- GLOSSARY, E. **Enhanced Oil Recovery**. Disponível em: <<https://glossary.slb.com/en/terms/e/eor>>. Citado na p. 37.
- HAN, L.; GU, Y. Optimization of miscible CO₂ water-alternating-gas injection in the Bakken formation. **Energy & Fuels**, ACS Publications, v. 28, n. 11, p. 6811–6819, 2014. Citado nas pp. 17, 49.
- JANSEN, J.-D.; FONSECA, R.-M.; KAHROBAEI, S.; SIRAJ, M.; VAN ESSEN, G.; VAN DEN HOF, P. The egg model—a geological ensemble for reservoir simulation. **Geoscience Data Journal**, Wiley Online Library, v. 1, n. 2, p. 192–195, 2014. Citado na p. 64.
- JARRELL, P. M.; FOX, C. E.; STEIN, M. H.; WEBB, S. L. **Practical aspects of CO₂ flooding**. Society of Petroleum Engineers Richardson, TX, 2002. v. 22. Citado na p. 41.

- JESCHKE, P.; SCHOELING, L.; HEMMING, J. CO₂ flood potential of California oil reservoirs and possible CO₂ sources. In: SPE. SPE Annual Technical Conference and Exhibition? 2000. spe-63305. Citado na p. 49.
- JOHNS, R. T.; BERMUDEZ, L.; PARAKH, H. WAG optimization for gas floods above the MME. In: SPE. SPE Annual Technical Conference and Exhibition? 2003. spe-84366. Citado na p. 48.
- JUANES, R.; BLUNT, M. J. Impact of viscous fingering on the prediction of optimum WAG ratio. **Spe Journal**, OnePetro, v. 12, n. 04, p. 486–495, 2007. Citado na p. 44.
- KARAMNIA, V.; ASHOORI, S. Determination of Minimum Miscibility Pressure (MMP) using PVTi Software, Eclipse 300 and Empirical Correlations. **Iranian Journal of Oil and Gas Science and Technology**, Petroleum University of Technology, v. 10, n. 1, p. 107–126, 2021. Citado nas pp. 56, 70.
- KULKARNI, M. M.; RAO, D. N. Experimental investigation of miscible and immiscible Water-Alternating-Gas (WAG) process performance. **Journal of Petroleum Science and Engineering**, Elsevier, v. 48, n. 1-2, p. 1–20, 2005. Citado nas pp. 17, 19.
- KUMAR, A.; PRAMANIK, S.; MISHRA, M. COMSOL Multiphysics® Modeling in Darcian and Non-Darcian Porous Media. In: PROCEEDINGS of the 2016 COMSOL Conference, Bangalore, India. 2016. P. 20–21. Citado na p. 34.
- MENAD, N. A.; NOUREDDINE, Z. An efficient methodology for multi-objective optimization of water alternating CO₂ EOR process. **Journal of the Taiwan Institute of Chemical Engineers**, Elsevier, v. 99, p. 154–165, 2019. Citado nas pp. 17, 19, 53.
- NAIT AMAR, M.; ZERAIBI, N.; REDOUANE, K. Optimization of WAG process using dynamic proxy, genetic algorithm and ant colony optimization. **Arabian Journal for Science and Engineering**, Springer, v. 43, n. 11, p. 6399–6412, 2018. Citado nas pp. 18, 41.
- NAZAR, M.; SHAH, S.; KHOSA, M. Micro-emulsion in enhanced oil recovery- A review. **Petroleum Science and Technology**, v. 29, p. 1353–1365, mai. 2011. DOI: [10.1080/10916460903502514](https://doi.org/10.1080/10916460903502514). Citado na p. 38.
- OPEC. **Annual Statistical Bulletin**. 2022. Disponível em: <https://www.opec.org/opec_web/en/data_graphs/330.htm>. Citado nas pp. 18, 23.
- PETROBRAS. **Pré-Sal**. Disponível em: <https://petrobras.com.br/pt/nossas-atividades/areas-de-atuacao/exploracao-e-producao-de-petroleo-e-gas/pre-sal/> – acesso em 05 jun. 2023. 2020. Citado nas pp. 17, 19.

- PETROBRAS. **WAG Loop: saiba como essa tecnologia inédita pode resultar em economia na produção no pré-sal Petrobras**. Disponível em: <https://nossaenergia.petrobras.com.br/energia/wag-loop-saiba-como-essa-tecnologia-inedita-pode-resultar-em-economia-na-producao-no-pre-sal-petrobras/> – acesso em 05 jun. 2023. 2019. Citado na p. 17.
- PIZARRO, J. G. A. H. Minimum Miscibility Pressure, Miscible Displacement, CO₂ Capture, and Injection. IntechOpen, 2022. Citado nas pp. 18, 33, 34.
- RAHIMI, V.; BIDARIGH, M.; BAHRAMI, P. Experimental study and performance investigation of miscible water-alternating-CO₂ flooding for enhancing oil recovery in the Sarvak formation. **Oil & Gas Sciences and Technology–Revue d’IFP Energies nouvelles**, EDP Sciences, v. 72, n. 6, p. 35, 2017. Citado nas pp. 46, 56.
- RAMACHANDRAN, K. P.; GYANI, O. N.; SUR, S. Immiscible hydrocarbon WAG: laboratory to field. In: SPE. SPE Oil and Gas India Conference and Exhibition? 2010. spe-128848. Citado na p. 17.
- ROGERS, J. D.; GRIGG, R. B. A literature analysis of the WAG injectivity abnormalities in the CO₂ process. In: ONEPETRO. SPE/DOE improved oil recovery symposium. 2000. Citado na p. 39.
- ROSA, A. J.; SOUZA CARVALHO, R. de; XAVIER, J. A. D. **Engenharia de reservatórios de petróleo**. Interciência, 2006. Citado nas pp. 16, 18, 22–34, 36, 37.
- SCHLUMBERGER. **Energy Glossary**. Disponível em: <https://glossary.slb.com/en> – acesso em 22 jun. 2023. 2023. Citado nas pp. 24–27, 30, 31.
- AL-SHURAIQI, H.; MUGGERIDGE, A.; GRATTONI, C. Laboratory investigations of first contact miscible WAG displacement: the effects of WAG ratio and flow rate. In: SPE. SPE International Improved Oil Recovery Conference in Asia Pacific. 2003. spe-84894. Citado nas pp. 17, 44.
- SRIVASTAVA, J.; MAHLI, L. Water alternating gas (WAG) injection a novel EOR technique for mature light oil fields a laboratory investigation for GS-5C sand of gandhar field. In: A paper presented in biennial international conference and exposition in petroleum geophysics, Hyderabad. 2012. Citado na p. 17.
- STALKUP, F. I. Displacement of oil by solvent at high water saturation. **Society of Petroleum Engineers Journal**, SPE, v. 10, n. 04, p. 337–348, 1970. Citado na p. 44.
- STANDING, M.; KATZ, D. Volumetric and phase behavior of oil hydrocarbon systems. **Society of Petroleum Engineers of AIME, Dallas**, 1981. Citado na p. 35.
- STENMARK, H.; ANDFOSSEN, P. Snorre WAG Pilot-A case study. In: EUROPEAN ASSOCIATION OF GEOSCIENTISTS & ENGINEERS. IOR 1995-8th European Symposium on Improved Oil Recovery. 1995. cp-107. Citado na p. 43.

-
- TOURAY, S. Effect of water alternating gas injection on ultimate oil recovery. **Master of Engineering Dalhousie University**, v. 25, 2013. Citado na p. 39.
- UNICAMP. UNISIM. Disponível em: <https://www.unisim.cepetro.unicamp.br/pesquisas/tecnicas-de-simulacao/simulacao-composicional> – acesso em 22 jun. 2023. 2023. Citado nas pp. 63, 68.
- VIEIRA, R. A.; CARDOSO, M. A.; PIZARRO, J. O. An integrated WAG characterization study for an offshore oilfield. In: OTC. OFFSHORE Technology Conference Brasil. 2019. d031s033r001. Citado na p. 18.
- WHITE, F. M. **Mecânica dos fluidos**. McGraw Hill Brasil, 2018. Citado nas pp. 16, 24, 27–29, 31.
- YUNAN; M, H. WAG PROCESS DESIGN – AN UPDATED. In. Citado na p. 39.
- ZANDVLIET, M.; BOSGRA, O.; JANSEN, J.; VAN DEN HOF, P.; KRAAIJEVANGER, J. Bang-bang control and singular arcs in reservoir flooding. **Journal of Petroleum Science and Engineering**, Elsevier, v. 58, n. 1-2, p. 186–200, 2007. Citado na p. 63.

APÊNDICE A – Produção total de água e gás

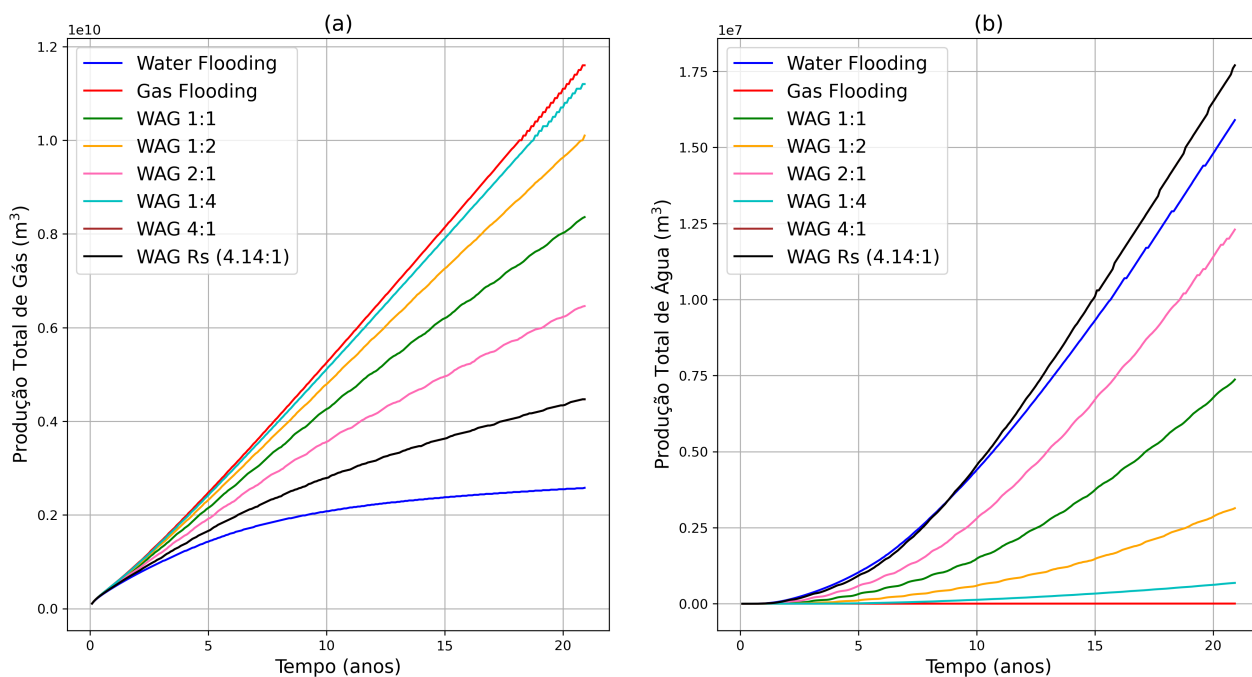


Figura 41 – Produção total de gás (a) e água (b) no Olympus com o fluido 'A' e permeabilidade em Z x10.

Fonte: Autor

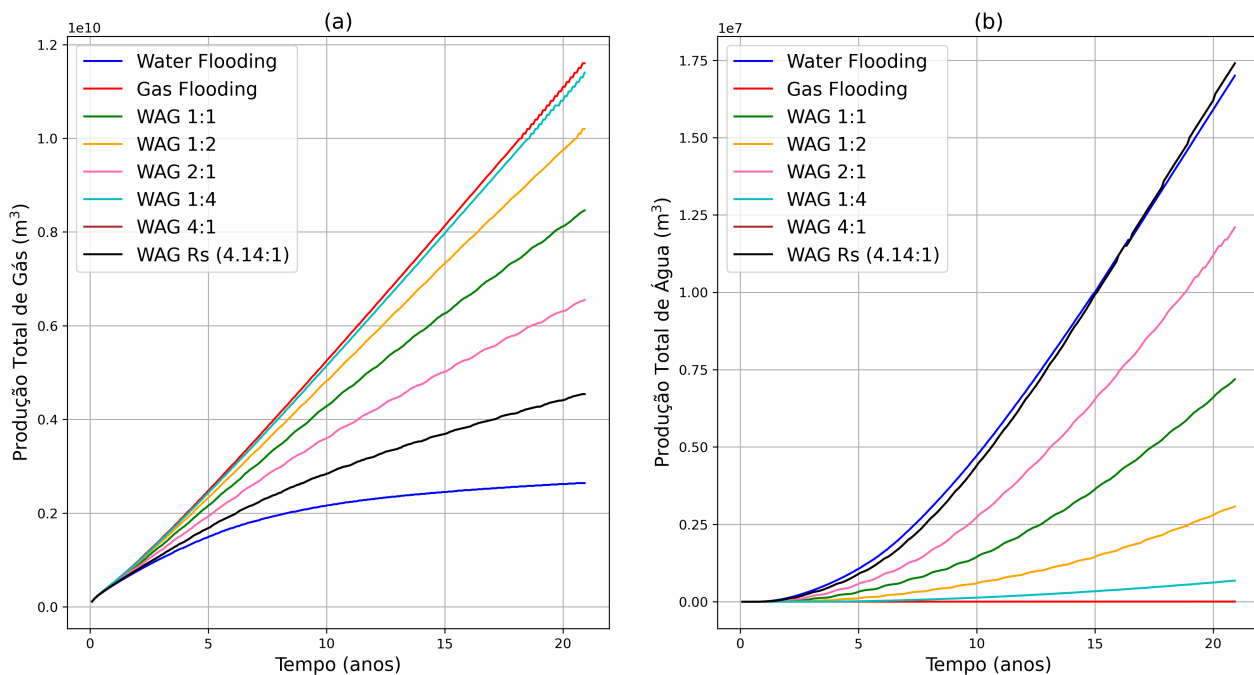


Figura 42 – Produção total de gás (a) e água (b) no Olympus com o fluido 'A' e permeabilidade em Z x100.

Fonte: Autor

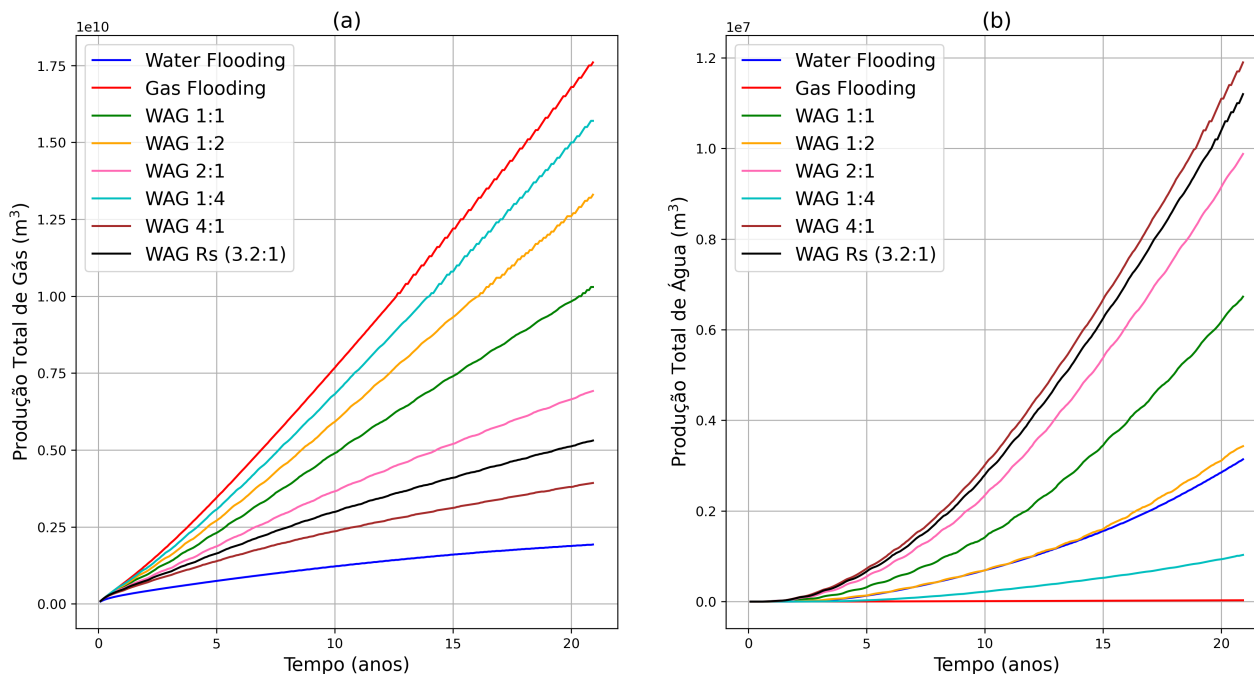


Figura 43 – Produção total de gás (a) e água (b) no Olympus com o fluido 'B' e permeabilidade em Z x10.

Fonte: Autor

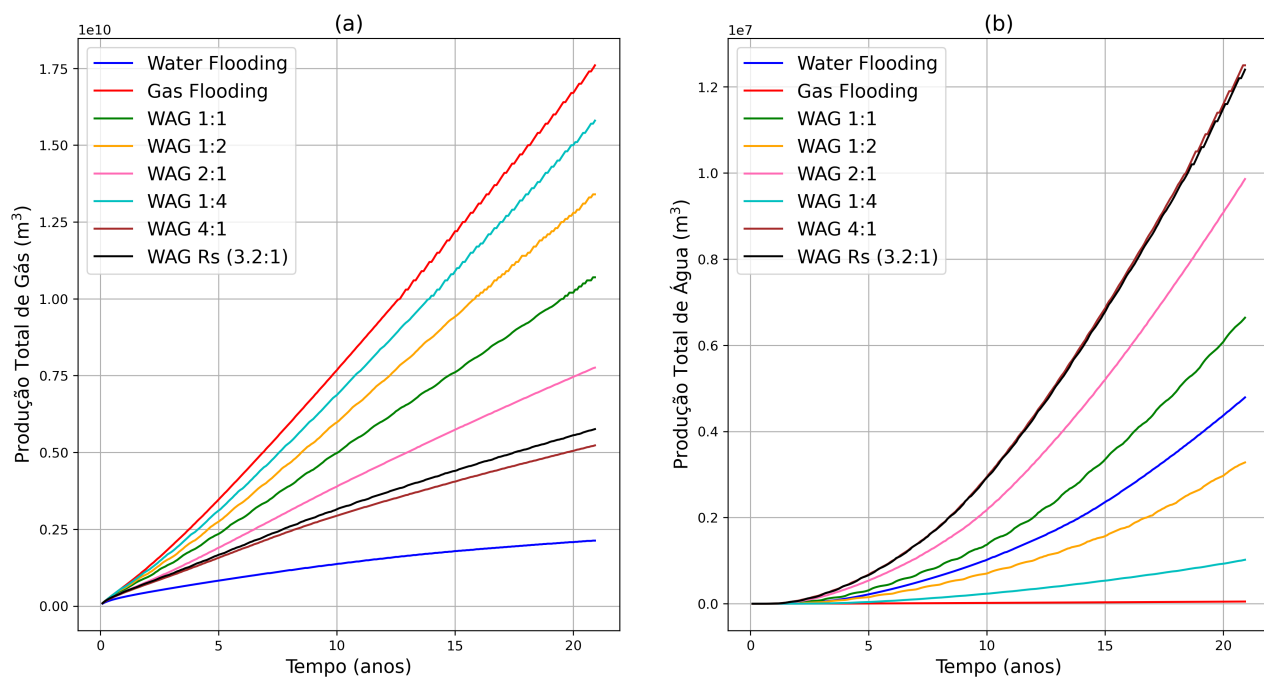


Figura 44 – Produção total de gás (a) e água (b) no Olympus com o fluido 'B' e permeabilidade em Z x100.

Fonte: Autor