



DISSERTAÇÃO DE MESTRADO

**Análise Numérica e Semianalítica da
Recuperação de Petróleo Avançada
Utilizando WAG**

Vinícius Rafael de Freitas

Brasília, Janeiro de 2022

UNIVERSIDADE DE BRASÍLIA

FACULDADE DE TECNOLOGIA

UNIVERSIDADE DE BRASÍLIA
Faculdade de Tecnologia

DISSERTAÇÃO DE MESTRADO

**Análise Numérica e Semianalítica da
Recuperação de Petróleo Avançada
Utilizando WAG**

Vinícius Rafael de Freitas

*Dissertação de Mestrado submetida ao Departamento de Engenharia
Mecânica como requisito parcial para obtenção
do grau de Mestre em Sistemas Mecatrônicos*

Banca Examinadora

Prof. Dr. Eugênio Libório Feitosa Fortaleza
Orientador

Prof. Dr. Evandro Leonardo Silva Teixeira
Examinador interno

Prof. Dr. André von Borries Lopes
Examinador externo

FICHA CATALOGRÁFICA

FREITAS, VINÍCIUS RAFAEL

Análise Numérica e Semianalítica da Recuperação de Petróleo Avançada Utilizando WAG [Distrito Federal] 2022.

xvi, 92 p., 210 x 297 mm (ENM/FT/UnB, Mestre, Sistemas Mecatrônicos, 2022).

Dissertação de Mestrado - Universidade de Brasília, Faculdade de Tecnologia.

Departamento de Engenharia Mecânica

1. Injeção Alternada de Água e Gás

3. Simulação de Reservatório

I. ENM/FT/UnB

2. Recuperação Avançada de Petróleo

4. OPM Flow

II. Sistemas Mecatrônicos

REFERÊNCIA BIBLIOGRÁFICA

FREITAS, V. R. (2022). *Análise Numérica e Semianalítica da Recuperação de Petróleo Avançada Utilizando WAG*. Dissertação de Mestrado, Departamento de Engenharia Mecânica, Universidade de Brasília, Brasília, DF, 92 p.

CESSÃO DE DIREITOS

AUTOR: Vinícius Rafael de Freitas

TÍTULO: Análise Numérica e Semianalítica da Recuperação de Petróleo Avançada Utilizando WAG.

GRAU: Mestre em Sistemas Mecatrônicos ANO: 2022

É concedida à Universidade de Brasília permissão para reproduzir cópias desta Dissertação de Mestrado e para emprestar ou vender tais cópias somente para propósitos acadêmicos e científicos. O autor reserva outros direitos de publicação e nenhuma parte dessa Dissertação de Mestrado pode ser reproduzida sem autorização por escrito do autor.

Vinícius Rafael de Freitas

Depto. de Engenharia Mecânica (ENM) - FT

Universidade de Brasília (UnB)

Campus Darcy Ribeiro

CEP 70919-970 - Brasília - DF - Brasil

Dedicatória

Dedico este trabalho a todos aqueles que, de maneira sincera e honesta, se esforçam em passar o conhecimento que possuem.

Vinícius Rafael de Freitas

Agradecimentos

Agradeço imensamente à minha mãe Cristiane que sempre me apoiou em todas as minhas decisões e nunca mediu esforços em me ajudar. Gostaria de um dia ser, ao menos, metade do que ela é.

Agradeço também ao meu padrasto Beto que sempre me instigou a ser curioso. À minha irmã Nanai e meu cunhado Márcio, por sempre me ajudarem a cuidar dos meus pais. Estes se tornaram a rede de apoio de minha mãe na minha ausência.

Ao meu primo Valter que sempre acreditou no meu potencial e me encorajou a seguir meus sonhos. Aos meus tios, Ciso e Sandra, por todo amor e carinho.

Ao meu orientador Fortaleza, por ser uma pessoa incrível. Em diversos momentos surgiram inseguranças e questionamentos sobre o futuro. Agradeço muito todas as nossas conversas, que sempre me apaziguaram e motivaram.

Ao meu amigo Marco Emílio, que muito me ajudou e ensinou, além das inúmeras conversas para me acalmar e racionalizar sobre o futuro.

Agradeço também aos demais integrantes do grupo de pesquisa que ativamente me auxiliaram em minha jornada: Emanuel, Oniram e William. Ao Lucas Gomes, que cursou comigo diversas disciplinas e me ajudou sempre que pôde.

Ao amigo Max, que longe também se fez presente por meio de horas e horas de videochamadas, compartilhando sobre sua rotina, dificuldades e alegrias.

Ao amigo André Damiani, que mesmo longe, ajudou com meus diversos questionamentos sobre a carreira acadêmica, a dinâmica da pesquisa e como viver em paz diante disso tudo.

Agradeço ainda à minha namorada Aliny por seu esforço, dedicação e compreensão quando mais precisei.

Durante este trabalho de mestrado passei por diversas dificuldades pessoais, assim como talvez a maioria dos demais pesquisadores. As pessoas supracitadas foram essenciais em minha trajetória. Obrigado a todos. Deixo ainda uma pequena citação: "Tu te tornas eternamente responsável por aquilo que cativas", O Pequeno Príncipe.

Vinícius Rafael de Freitas

RESUMO

O presente trabalho busca otimizar o Valor Presente Líquido (VPL) de uma exploração de petróleo através da técnica de injeção alternada de água e gás (WAG) para o reservatório SPE5 (*Fifth Comparative Solution Project of Society of Petroleum Engineers*). Para isso, uma análise semianalítica da frente de WAG foi desenvolvida para determinar uma mistura ótima dos fluidos injetados para manter uma fronteira estável com o óleo.

Os resultados da análise indicam que não é possível aplicar tal proporção da mistura com a massa específica ideal para o caso do gás imiscível e reservatório estudado. Em seguida, um novo calendário de injeção foi proposto (*Waterflood-Gas*). Tal calendário é denominado WFG e consiste na injeção inicial de uma grande bolha de água e, próximo ao fim da vida útil do reservatório, alterna-se a injeção para uma grande bolha de gás até que se atinja o máximo VPL da exploração. Tal técnica considera a maior eficiência de varrido macroscópica da injeção de água, a capacidade da injeção de gás na manutenção da fronteira com o óleo e o tempo necessário para os fluidos injetados percorrerem todo reservatório e atingir o poço produtor.

Simulações numéricas de reservatório foram realizadas com o simulador de código aberto *Open Porous Media Flow* (OPM Flow) para comparar o VPL alcançado pelas técnicas de injeção WFG, injeção contínua de água e WAG para diferentes configurações de completação, miscibilidade e refino de malha. O WFG proposto neste trabalho resultou no maior VPL entre os casos estudados. As curvas de produção para os casos supracitados também são avaliadas para melhor compreensão da dinâmica do escoamento no reservatório.

Por fim, um estudo com diferentes razões WAG é realizado para o caso imiscível e completação em apenas uma camada. Neste, a comparação de VPL é feita com o WFG e a injeção contínua de água. O WFG apresentou o maior VPL. A segregação gravitacional e o efeito da viscosidade são discutidos aprofundadamente neste estudo.

Palavras-chave: Injeção Alternada de Água e Gás, Reservatório de Petróleo, Simulação, OPM Flow, Valor Presente Líquido, Produção de Óleo.

ABSTRACT

The present work seeks to optimize the Net Present Value (NPV) of a petroleum exploration through the technique of water alternating gas injection (WAG) to the SPE5 reservoir (Fifth Comparative Solution Project of Society of Petroleum Engineers). For this, a semi-analytical analysis of the WAG front was developed to determine an optimal mixture of the injected fluids to maintain a stable boundary with the oil.

The analysis results indicate that it is not possible to apply such a proportion of the mixture with the ideal density for the case of the immiscible gas and reservoir studied. Then, a new injection schedule was proposed (Waterflood-Gas). This schedule is called WFG and consists of the initial injection of a large bubble of water and, near the end of the reservoir's useful life, the injection is switched to a large bubble of gas until the maximum NPV of the exploration is reached. This technique considers the greater efficiency of the macroscopic sweep of the water injection, the ability of the gas injection to maintain the border with the oil, and the time required for the injected fluids to travel through the entire reservoir and reach the producing well.

Numerical reservoir simulations were performed with the open source simulator Open Porous Media Flow (OPM Flow) to compare the NPV achieved by WFG injection, continuous water injection, and WAG injection techniques for different completion, miscibility, and refining mesh configurations. The WFG proposed in this work resulted in the highest NPV among the studied cases. The production curves for the aforementioned cases are also evaluated for a better understanding of the flow dynamics in the reservoir.

Finally, a study with different WAG ratios is performed for the immiscible case and completion in only one layer. In this, the comparison of NPV is made with the WFG and the continuous injection of water. WFG had the highest NPV. Gravitational segregation and the effect of viscosity are discussed in depth in this study.

Keywords: Water Alternating Gas, Oil Reservoir, Simulation, OPM Flow, Net Present Value, Oil Production.

SUMÁRIO

1	INTRODUÇÃO	1
1.1	Contextualização do WAG na Recuperação de Petróleo	1
1.1.1	Reservatório de Petróleo	1
1.1.2	Recuperação primária e secundária	1
1.1.3	Recuperação avançada de óleo (EOR)	2
1.1.4	Técnicas de Injeção	4
1.2	Objetivos	7
1.2.1	Objetivo geral	7
1.2.2	Objetivos específicos	7
1.3	Plano de dissertação	7
1.4	Artigos publicados	8
2	REVISÃO DA LITERATURA	9
2.1	Conceitos Básicos de reservatório	9
2.1.1	Propriedades dos Fluidos	9
2.1.2	Propriedades das Rochas	11
2.1.3	Lei de Darcy	14
2.1.4	<i>Viscous Fingering</i>	14
2.2	Revisão Detalhada	15
3	ANÁLISE SEMI-ANALÍTICA DA FRONTEIRA WAG	34
3.1	<i>Benchmarks</i> e Premissas	34
3.1.1	O <i>Benchmark</i> SPE5	34
3.1.2	OPEN POROUS MEDIA FLOW	35
3.1.3	Valor Presente Líquido (VPL)	37
3.2	Equivalente isotrópico	38
3.3	Análise da massa específica do WAG	40
3.4	Cálculo da massa específica do WAG	43
4	RESULTADOS NUMÉRICOS E DISCUSSÃO	48
4.1	Investigação da Injeção Final de Fluidos para o caso Imiscível	48
4.1.1	Caso 1: 7x7x3 – Completação original – Caso imiscível	50
4.1.2	Caso 2: 7x7x3 – Completação original – Caso miscível	53

4.1.3	Caso 3: 7x7x3 – Completação total – Caso imiscível	56
4.1.4	Caso 4: 7x7x3 – Completação total – Caso miscível	58
4.1.5	Caso 5: 10x10x10 – Completação original – Caso imiscível	62
4.1.6	Caso 6: 10x10x10 – Completação original – Caso miscível	64
4.1.7	Caso 7: 10x10x10 – Completação total – Caso imiscível	66
4.1.8	Caso 8: 10x10x10 – Completação total – Caso miscível	68
4.2	Razão WAG	71
4.2.1	Análise Numérica	71
5	CONCLUSÕES	74
5.1	Sugestões para trabalhos futuros	75
	REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS	76
	APÊNDICES	80
I	CÓDIGO COMPUTACIONAL	81

LISTA DE FIGURAS

1.1	Reservatório com mecanismo combinado, extraído de Rosa, Carvalho e Xavier (2006).	1
1.2	Diagrama esquemático EOR, extraído de Doghaish (2008).	3
1.3	Diagrama esquemático da injeção WAG, extraído de Zahoor, Derahman e Yunan (2011).	5
1.4	Variações de processos WAG com base em diferentes atributos, extraído de Afzali, Rezaei e Zendejboudi (2018).	6
2.1	Força capilar, extraído de Rosa, Carvalho e Xavier (2006).	10
2.2	Seção transversal de uma amostra de rocha, extraído de Rosa, Carvalho e Xavier (2006).	12
2.3	Exemplo de curva de permeabilidade relativa, extraído de Rosa, Carvalho e Xavier (2006).	12
2.4	Quatro condições possíveis para isotropia/anisotropia e homogeneidade/heterogeneidade, extraído de Schlumberger (2017).	13
2.5	Distribuição mais comum dos fluidos no interior dos poros da rocha-reservatório, extraído de Rosa, Carvalho e Xavier (2006).	14
2.6	Concentração de fluidos em diferentes tempos, extraído de Kumar, Pramanik e Mishra (2016).	15
2.7	Construção para cálculo da ótima razão de WAG, extraído de Christie (1989). . . .	16
2.8	Relação de miscibilidade das aplicações WAG em campos reais, extraído de Christensen, Stenby e Skauge (2001).	17
2.9	Relação de tipos de gás injetado em aplicações WAG em campos reais, extraído de Christensen, Stenby e Skauge (2001).	18
2.10	Frente de deslocamento experimental e numérica para diferentes valores de VP injetados, extraído de Al-Shuraiqi (2005).	20
2.11	Análise de recuperação de óleo para todos os experimentos em diferentes momentos, extraído de Al-Shuraiqi (2005).	21
2.12	Recuperação de óleo para diferentes tamanhos de bolha e razão WAG, extraído de Al-Shuraiqi (2005).	22
2.13	Esquema de injeção SWAG modificado, extraído de Al-Ghanim, Gharbi e Algharib (2009).	23
2.14	Modelo sintético utilizado por Christensen, Stenby e Skauge (2001), extraído de Christensen, Stenby e Skauge (2001).	24

2.15	Imagens de tomografia computadorizada, extraído de Andrianov et al. (2012).	26
2.16	Curvas de drenagem e embebição usadas na modelagem do efeito de histerese, extraído de Ampomah et al. (2016).	27
2.17	Visão 2D da fração molar do componente de CO ₂ dentro do reservatório no final da comparação do histórico de inundação de CO ₂ , extraído de Ampomah et al. (2016).	28
2.18	Resultados experimentais do teste de inundação do núcleo para tamanhos de pacote de 0,2 PV, extraído de Van e Chon (2017).	29
2.19	Resultados experimentais do teste de inundação do núcleo para tamanhos de pacote de 0,4 PV, extraído de Van e Chon (2017).	29
2.20	Segregação gravitacional durante diferentes esquemas de injeção, extraído de Elsharafi et al. (2018).	31
2.21	Fator de recuperação de óleo para diferentes calendários de injeção, extraído de Samba, Aldokali e Elsharaf (2019).	32
2.22	Taxa de produção de petróleo, produção de gás e produção cumulativa de petróleo do produtor, bem como pressão de fundo de poço do injetor para o <i>benchmark</i> SPE 5, caso 1. Retirado de Rasmussen et al. (2021).	33
3.1	Malha numérica do Benchmark SPE5.	34
3.2	Seção transversal no reservatório isotrópico equivalente SPE5.	40
3.3	Vista frontal da seção transversal no reservatório isotrópico equivalente SPE5.	41
4.1	Cronogramas de Injeção CW e WAG.	49
4.2	Cronogramas de Injeção WFG.	49
4.3	Esquemas de Completação SPE5.	49
4.4	Taxa de produção ao longo do tempo para o caso 1.	51
4.5	VPL do caso 1.	53
4.6	Taxa de produção ao longo do tempo para o caso 2.	54
4.7	VPL do caso 2.	55
4.8	Taxa de produção ao longo do tempo para o caso 3.	57
4.9	VPL do caso 3.	58
4.10	Taxa de produção ao longo do tempo para o caso 4.	59
4.11	VPL do caso 4.	60
4.12	Taxa de produção ao longo do tempo para o caso 5.	63
4.13	VPL do caso 5.	64
4.14	Taxa de produção ao longo do tempo para o caso 6.	65
4.15	VPL do caso 6.	66
4.16	Taxa de produção ao longo do tempo para o caso 7.	67
4.17	VPL do caso 7.	68
4.18	Taxa de produção ao longo do tempo para o caso 8.	69
4.19	VPL do caso 8.	70
4.20	VPL do reservatório SPE5 para diferentes calendários de injeção.	72

4.21 Plot de saturação ternário do reservatório SPE5 no dia 731.	73
--	----

LISTA DE TABELAS

3.1	Características das diferentes camadas do SPE5.	35
3.2	Características gerais do SPE5.	35
3.3	Composição molar do gás injetado, extraído de Killough e Kossack (1987).	45
4.1	Tabela de VPL para malha 7x7x3.	61
4.2	Tabela de VPL para malha 10x10x10.	71

LISTA DE SÍMBOLOS

Símbolos Latinos

f_m	Fração molar
g	Vetor gravitacional
k	Permeabilidade
L	Comprimento
l	Distância
M	Razão de mobilidade
MM	Massa molar
m	Massa
N	Número capilar
n	Número de mols
P	Ponto auxiliar
p	Pressão
p_c	Pressão capilar
q	Densidade de fluxo de saída
s	Saturação
t	Tempo
u	Velocidade
v_i	velocidade do componente i
V	Volume
V^*	Volume-limite
x	Distância na direção x
y	Distância na direção y
z	Distância na direção z

Símbolos Gregos

μ	Viscosidade dinâmica
σ	Tensão Interfacial óleo/água
λ	Mobilidade
ϕ	Porosidade
α	Pseudocomponente
θ	Ângulo entre a horizontal e a linha que conecta os poços injetor e produtor.
β	Ângulo entre a vertical e a linha que conecta os poços injetor e produtor.
ρ	Massa específica
∇	Operador Nabla
ω	Multiplicador de volume poroso

Subscritos

eq	Equivalente
gas	Gás
mix	Mistura
oil	Óleo
ref	Referência
s	Direção do escoamento
tot	Total
transv	Transveral
wag	WAG
wat	Água
wells	Entre poços injetor e produtor
x	Direção do eixo x
y	Direção do eixo y
z	Direção do eixo z

Sobrescritos

—	Valor médio
---	-------------

Siglas

BHP	<i>Bottom Hole Pressure</i>
CO ₂	Dióxido de Carbono
CMG	<i>Computer Modelling Group</i>
CW	Injeção Contínua de Água
EOR	<i>Enhanced Oil Recovery</i>
FCM	<i>First Contact Miscibility</i>
GOR	<i>Gas-Oil Ratio</i>
H ₂ S	Sulfeto de hidrogênio
IMPES	<i>Implicit Pressure, Explicit Saturation</i>
IWAG	<i>Immiscible Water Alternating Gas</i>
MCM	<i>Multiple Contact Miscibility</i>
MISTRESS	Simulador Numérico de Reservatório
MME	<i>Minimum Miscibility Enrichment Composition</i>
NPV	<i>Net Present Value</i>
OOIP	<i>Original Oil in Place</i>
OPM Flow	<i>Open Porous Media Flow</i>
SPE5	<i>Fifth Comparative Solution Project</i>
SWAG	<i>Simultaneous Water Alternating Gas</i>
UTCOMP	Simulador composicional de reservatório
VP	Volume Poroso
VPI	Volume Poroso Injetado
VPL	Valor Presente Líquido
WAG	<i>Water Alternating Gas</i>
WFG	Injeção Inicial de Água e Final de Gás

1 INTRODUÇÃO

1.1 CONTEXTUALIZAÇÃO DO WAG NA RECUPERAÇÃO DE PETRÓLEO

1.1.1 Reservatório de Petróleo

De acordo com Schlumberger (2017), um reservatório pode ser definido como um corpo subterrâneo de rocha com porosidade e permeabilidade suficientes para armazenar e transmitir fluidos. Um campo de petróleo consiste em um reservatório em uma determinada forma que permita a retenção de hidrocarbonetos, sendo coberto por uma rocha impermeável ou selante.

Os fluidos de um reservatório variam de acordo com o tempo que os hidrocarbonetos ficaram submetidos à determinada pressão e temperatura em sua formação. Além do petróleo, o gás natural também pode ser encontrado associado ao campo, podendo estar completamente dissolvido no óleo ou formando uma fase contínua.

Dependendo das condições de temperatura e pressão, uma mistura de hidrocarbonetos pode se apresentar com as fases líquido e vapor em equilíbrio. Quando isto ocorre, a fase vapor (gás livre), por ser bem menos densa que o líquido, se acumula nas partes mais altas do meio poroso, formando o que se denomina capa de gás (Rosa, Carvalho e Xavier, 2006). Ainda, aquíferos também são comumente encontrados em reservatórios de petróleo. A Figura 1.1 representa esquematicamente um reservatório sujeito a um mecanismo combinado (Rosa, Carvalho e Xavier, 2006).

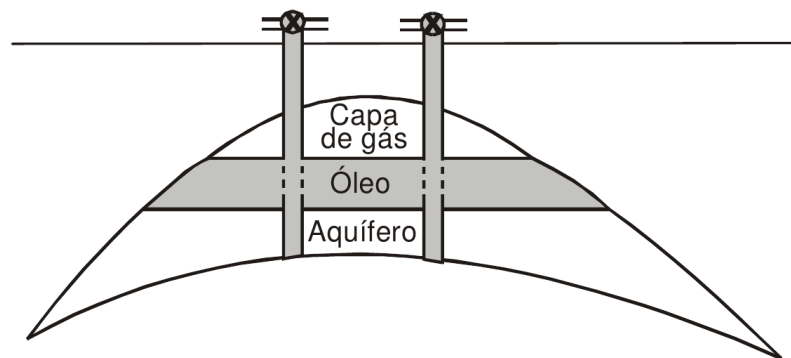


Figura 1.1: Reservatório com mecanismo combinado, extraído de Rosa, Carvalho e Xavier (2006).

1.1.2 Recuperação primária e secundária

Um reservatório de petróleo, antes de ser explorado, possui certa quantidade de energia acumulada decorrente do processo de formação do mesmo. Tal energia é dissipada na exploração graças à descompressão dos fluidos do reservatório e pelas resistências encontradas pelos mesmos ao fluírem em direção aos poços de produção. Existem duas formas de reduzir os efeitos de

dissipação de energia causada na exploração de um determinado reservatório de petróleo, sendo elas o aumento artificial de pressão do reservatório e a redução das resistências viscosas e/ou capilares do sistema fluido/rocha (Rosa, Carvalho e Xavier, 2006).

A forma de se categorizar os métodos de recuperação de petróleo sofreram alterações ao longo do tempo. No passado, métodos aplicados com o objetivo de suplementar a energia do reservatório, logo após a fase de recuperação primária, eram denominados métodos de recuperação secundária, enquanto que após a fase de recuperação secundária eram utilizados os chamados métodos de recuperação terciária. Os métodos eram então classificados de acordo com a sua cronologia de aplicação em um determinado campo ou reservatório (Rosa, Carvalho e Xavier, 2006). Devido à dificuldade de classificação cronológica da produção de petróleo, a classificação baseada na descrição do processo é mais útil e atualmente é a abordagem geralmente aceita. Os processos de recuperação de óleo atualmente são classificados como processos primários, secundários e EOR (Green e Willhite, 2018).

A recuperação primária resulta da utilização da energia natural presente em um reservatório como principal fonte de energia para o deslocamento do petróleo para os poços produtores. O mecanismo específico de levantamento do óleo para a superfície, uma vez que está no poço, não é um fator no esquema de classificação (Green e Willhite, 2018).

A recuperação secundária resulta do aumento da energia natural por meio da injeção de água ou gás para deslocar o petróleo em direção aos poços de produção. A injeção de gás, neste caso, ocorre na capa de gás tanto para manter a pressão da mesma ou ainda expandi-la em direção à coluna de óleo e desloca-lo para os poços de produção (Green e Willhite, 2018). O método convencional de recuperação secundária mais utilizado no mundo é a injeção de água, que foi primeiramente utilizada no campo de Bradford, EUA, no início do século. No Brasil o primeiro campo a usar esse processo de recuperação foi o de Dom João, localizado na Bahia, em 1953, na época gerenciado pela antiga Região de Produção da Bahia (RPBA) do Departamento de Produção (DEPRO) da Petrobras (Rosa, Carvalho e Xavier, 2006).

1.1.3 Recuperação avançada de óleo (EOR)

De uma maneira geral, o principal objetivo dos métodos de Recuperação Avançada de Óleo (*Enhanced Oil Recovery* - EOR) é obter o melhor desempenho em termos de perspectivas econômicas e de fator de recuperação. As técnicas de EOR visam produzir um movimento mais eficaz de deslocamento e fluidos deslocados no reservatório, mantendo uma relação de mobilidade favorável ($M < 1, 0$) e aumentando o número capilar (Afzali, 2021).

Os processos EOR podem envolver a injeção de fluidos de algum tipo no reservatório. Os fluidos injetados e os processos de injeção suplementam a energia natural presente no reservatório para deslocar o óleo para um poço produtor. Além disso, os fluidos injetados interagem com o sistema de rocha/óleo para criar condições favoráveis para a recuperação. Essas interações podem, por exemplo, resultar em tensão interfacial menor, *oil swelling*, redução da viscosidade do óleo

ou modificação da molhabilidade. As interações podem ocorrer em decorrência de mecanismos físicos ou químicos e à injeção ou produção de energia térmica. A inundação simples de água e a injeção de gás seco para manutenção da pressão ou deslocamento de óleo estão excluídas da definição (Green e Willhite, 2018). A Figura 1.2 apresenta um diagrama esquemático das técnicas EOR.

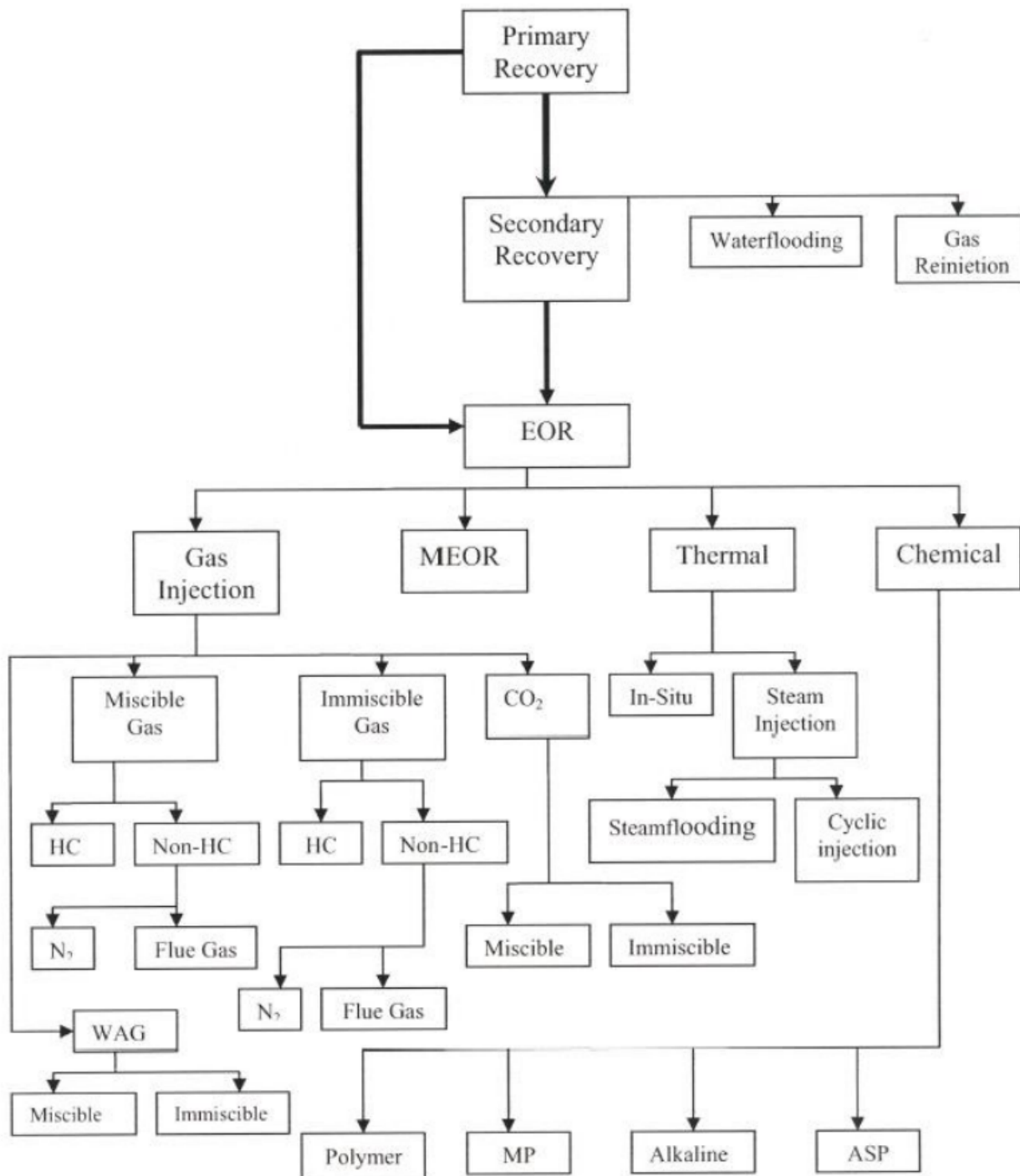


Figura 1.2: Diagrama esquemático EOR, extraído de Doghaish (2008).

1.1.4 Técnicas de Injeção

1.1.4.1 Injeção de Água

A injeção de água é um dos métodos de injeção de fluido mais usados e sua popularidade se deve à disponibilidade geral de água, à relativa facilidade com que a água é injetada, devido à carga hidráulica que possui no poço de injeção, a capacidade com a qual a água se espalha por uma formação de óleo e eficiência da água em óleo de exibição (Craig, 1971).

Em reservatórios convencionais, a injeção de água é o mais eficiente dos vários mecanismos de recuperação de óleo, recuperando 40-80% do óleo original no local (*Original Oil in Place - OOIP*), sendo tipicamente de 50% do OOIP. Se a produção primária recuperar 25% do OOIP, a injeção de água recupera um adicional de 25% de OOIP (Speight, 2013).

O desempenho da inundação depende do volume e da localização da água injetada. Portanto, o estudo do reservatório deve recomendar um padrão e especificar taxas e pressões esperadas pelo poço ou padrão (Rose, Buckwalter e Woodhall, 1989).

A eficiência desse deslocamento depende de muitos fatores, como por exemplo, viscosidade do óleo e características da rocha. Buckwalter (1959) recomenda injetar tanta água quanto for econômica em termos de equipamento disponível e disponibilidade de fonte de água.

1.1.4.2 Injeção de Gás

A inundação de gás miscível é um método para aumentar a recuperação de óleo. O princípio é reduzir a tensão interfacial entre o solvente de deslocamento e o óleo e, assim, atingir uma redução significativa na saturação de óleo residual em comparação com a inundação de água imiscível (Brodie, Jhaveri e Moulds, 2012). Em condições ideais, a inundação miscível pode recuperar quase 100% do OOIP. Em condições de campo, este limite raramente é alcançado devido diversos fatores como varredura volumétrica imperfeita e deslocamento incompleto do óleo na rocha (Stalkup, 1983).

Entretanto a produção de óleo é feita mais vagarosamente, de modo que o Valor Presente Líquido (VPL) da exploração é prejudicada. Ainda, uma relação de viscosidade entre o gás e o óleo é altamente desfavorável, o que leva ao fenômeno de *viscous fingering* que reduz a eficiência de varredura (Afzali, Rezaei e Zendehboudi, 2018).

1.1.4.3 Injeção alternada de água e gás (WAG)

Em reservatórios que foram inundados com água ou gás, ainda é possível recuperar uma quantidade significativa do óleo remanescente por injeção alternada de água e gás, em inglês *Water Alternating Gas (WAG)* (Sohrabi et al., 2004). O WAG foi originalmente proposto como um método para melhorar a varredura da injeção de gás, principalmente por usar a água para controlar a mobilidade do deslocamento e estabilizar a frente. Uma vez que o deslocamento microscópico

do óleo pelo gás normalmente é melhor do que pela água, a injeção WAG combina a eficiência de deslocamento aprimorada da inundação de gás com uma varredura macroscópica aprimorada pela injeção de água (Christensen, Stenby e Skauge, 2001).

O WAG é o método EOR mais bem-sucedido e amplamente utilizado. Injetar grandes volumes de gás é caro e, ao injetar doses alternadas de água, reduz-se o volume injetado de gás necessário para manter a pressão. Da mesma forma, a presença de água reduz a tendência da passagem do gás injetado pelo óleo, sendo este último menos móvel (Lie, 2019).

A injeção WAG pode levar a uma melhor recuperação de óleo, combinando um melhor controle de mobilidade e fazendo com que zonas anteriormente aprisionadas possam ser varridas através do melhor deslocamento microscópico (Christensen, Stenby e Skauge, 2001). A Figura 1.3 mostra um diagrama esquemático da injeção WAG.

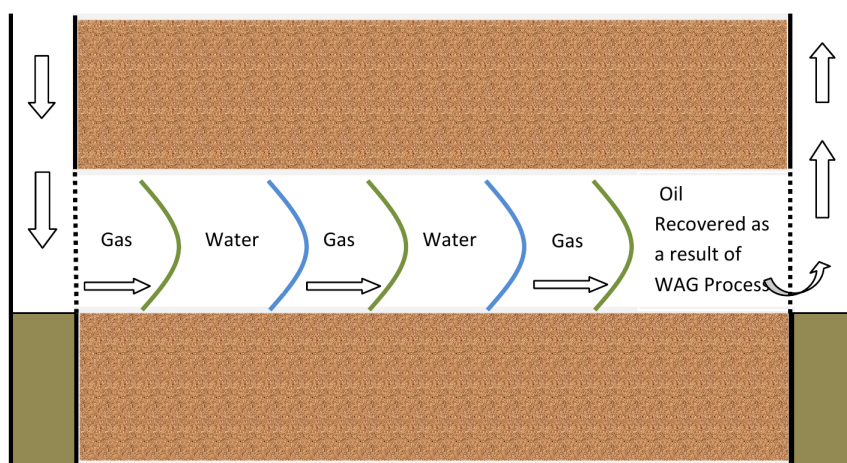


Figura 1.3: Diagrama esquemático da injeção WAG, extraído de Zahoor, Derahman e Yunan (2011).

Para melhor entender os aspectos físicos por trás da injeção WAG faz-se necessário compreender, isoladamente, os métodos de recuperação secundário de injeção de água e injeção de gás.

Atualmente, a injeção WAG é reconhecida como uma tecnologia comum para aumentar a recuperação total do petróleo por meio da reinjeção do gás produzido em poços de injeção de água em campos de petróleo maduros (Afzali, Rezaei e Zendehboudi, 2018). Skauge e Stensen (2003) revisaram 59 campos WAG. O estudo revelou que a recuperação média de óleo aumenta em até 10% *Originally Oil In Place* para todos os casos WAG.

No Brasil, o WAG tem sido utilizado nos campos do pré-sal como os campos de Lula, Sapinhoá e Búzios (ANP, 2020a) responsáveis por 87,1% da produção do pré-sal em maio de 2020 (ANP, 2020b). Nos reservatórios do pré-sal, principalmente por sua alta pressão, o gás injetado é miscível com o óleo, o que aumenta a eficiência do deslocamento e a recuperação final (ANP, 2020a).

Diferentes variações de WAG são encontradas na literatura com base em diferentes atributos (Afzali, Rezaei e Zendehboudi, 2018). As variações podem envolver o esquema do processo:

injeção alternada de água e gás convencional (WAG), injeção simultânea de água e gás (SWAG) e híbrido-WAG); Modificações também foram aplicadas nos fluidos (fase gasosa ou aquosa) para melhorar a eficiência da varredura. As modificações da fase gasosa incluem as seguintes alternativas: Espuma (em Foam-Assisted WAG ou FAWAG), gás miscível, CO₂ e Vapor (WASP). As modificações da fase líquida incluem as seguintes alternativas para água: Água de Baixa Salinidade (LSW), aditivos de polímero solúvel em água (Polímero WAG ou PWAG ou PAG), aditivos surfactantes e emulsões (Emulsões WAG ou EWAG). Um resumo das variações do WAG pode ser visto na Figura 1.4.

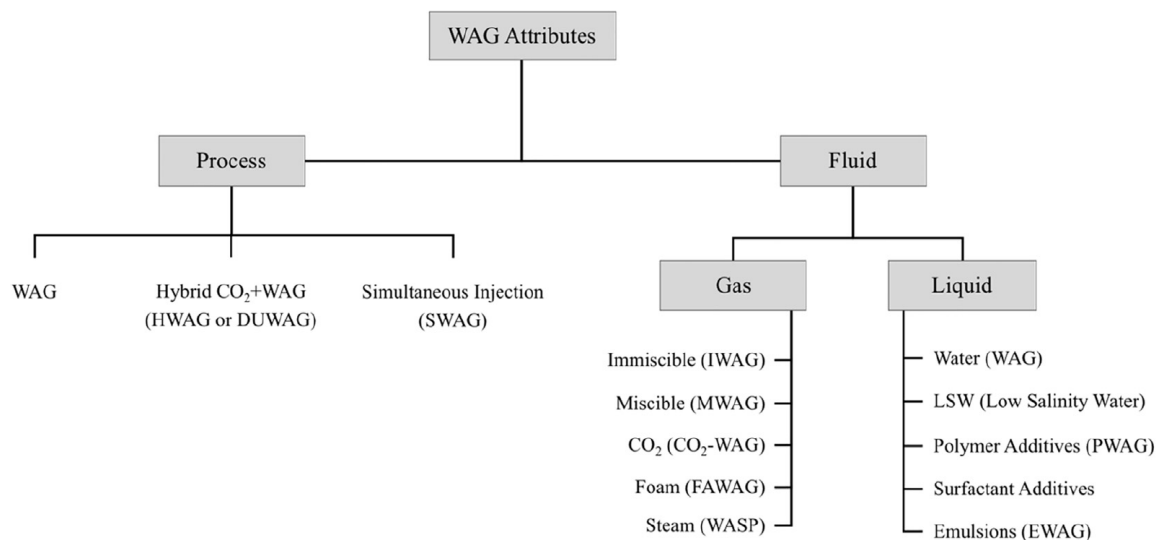


Figura 1.4: Variações de processos WAG com base em diferentes atributos, extraído de Afzali, Rezaei e Zendehboudi (2018).

A classificação mais importante do WAG é baseada na condição de miscibilidade nos ciclos de gás (WAG miscível versus WAG imiscível) (Afzali, Rezaei e Zendehboudi, 2018). Para casos miscíveis, o gás mistura-se com o óleo diminuindo sua viscosidade e, aumentando a mobilidade do óleo. Porém, em casos imiscíveis, tal mistura não ocorre, a tensão interfacial entre os fluidos é diferente de zero e existe uma diferença de pressão capilar na interface entre gás e óleo, aumentando a tendência de *viscous fingering* (instabilidade de Saffman-Taylor). O trabalho de Kulkarni e Rao (2005) indica que há um atraso na produção de óleo com injeção contínua de gás quando comparado ao WAG nos casos imiscíveis, o que não ocorre nos casos miscíveis. A injeção de gás aumenta a chance do rompimento precoce de gás e, segundo Fortaleza et al. (2019), tal rompimento pode ser um fator limitante na produtividade de alguns poços de petróleo.

Os principais problemas de projeto do WAG são as características e heterogeneidade do reservatório, as características da rocha e do fluido, a composição do gás de injeção, o padrão de injeção, a razão do WAG, os efeitos da permeabilidade relativa trifásica e a dispersão do fluxo (Elsharafi et al., 2018; Afzali, Rezaei e Zendehboudi, 2018; Rogers e Grigg, 2000).

Outro problema relevante na escolha de um calendário de injeção WAG é a razão WAG (Kulkarni e Rao, 2004), pois, a injeção excessiva de um ou outro fluido pode acarretar em rompimento

precoce e impacto negativo no VPL. O trabalho de revisão de Christensen, Stenby e Skauge (2001) mostra que a experiência em campo da relação WAG mais popular é de 1:1. O trabalho de pesquisa de Afzali, Rezaei e Zendehboudi (2018) mostra que outra proporção WAG popular é 1:4 e 4:1, conforme usado em trabalhos de Al-Shuraiqi (2005) e Christie et al. (1993).

1.2 OBJETIVOS

1.2.1 Objetivo geral

Propor um novo calendário de injeção que maximize o valor presente líquido de uma exploração de petróleo através de técnicas semi-analítica e numérica.

1.2.2 Objetivos específicos

- Encontrar uma mistura ótima de água e gás que mantenha a fronteira com o óleo estável no reservatório SPE5;
- Simular a injeção alternada de água e gás no ambiente de simulação OPM Flow;
- Discutir o impacto da miscibilidade do gás no óleo, da completação dos poços injetores e produtores no reservatório SPE5 explorado via WAG;
- Propor um novo calendário de injeção que maximize o VPL da exploração e comparar tal resultado com demais calendários de injeção.

1.3 PLANO DE DISSERTAÇÃO

O trabalho está dividido em 5 capítulos principais:

No Capítulo 2, apresenta-se conceitos básicos de reservatório e uma revisão sistemática da literatura sobre WAG.

No Capítulo 3, apresenta-se o reservatório e o simulador utilizado no trabalho bem como desenvolve-se uma análise semianalítica da massa específica ótima da mistura WAG. Ainda, um novo calendário de injeção é proposto.

No Capítulo 4, apresenta-se os resultados numéricos obtidos para três diferentes calendários de injeção

As conclusões deste trabalho são apresentadas no Capítulo 5 assim como propostas para trabalhos futuros.

Além do corpo do trabalho, já apresentado, o apêndice I apresenta o código do OPM Flow que foi modificado para obter o WAG imiscível no SPE5.

1.4 ARTIGOS PUBLICADOS

O trabalho realizado nesse manuscrito permitiu o desenvolvimento do seguinte artigo:

[36] FREITAS, V.; FORTALEZA, E.; LIMAVERDE FILHO, J. O. A.; PERIN, F. Analysis of water alternating gas (WAG) in an immiscible reservoir. In: *XXVI International Congress of Mechanical Engineering*. [S.l.]: ABCM, 2021.

2 REVISÃO DA LITERATURA

Neste capítulo serão apresentados os conceitos básicos de reservatório bem como trabalhos disponíveis na literatura, através de uma revisão detalhada no tema de WAG e suas variações.

2.1 CONCEITOS BÁSICOS DE RESERVATÓRIO

2.1.1 Propriedades dos Fluidos

Um fluido é uma substância que se deforma continuamente sob a aplicação de uma tensão de cisalhamento (tangencial), não importando o quão pequeno seja o seu valor (Fox, McDonald e Pritchard, 2006). Em um reservatório de petróleo podem existir três fluidos: gás, óleo e água. As propriedades mais relevantes para este trabalho são apresentadas à seguir.

2.1.1.1 Massa Específica

Para um fluido, a massa específica ρ é uma propriedade termodinâmica que pode ser definida como massa por unidade de volume, ou ainda, mais precisamente como (White, 1962):

$$\rho = \lim_{\delta V \rightarrow \delta V^*} \frac{\delta m}{\delta V} \quad (2.1)$$

Em que δm é a massa molecular contida dentro de um dado volume δm . O volume-limite (δV^*) é aproximadamente 10^9mm^3 para todos os líquidos e para os gases à pressão atmosférica.

A massa específica é normalmente relatada em g/cm^3 ou libras por barril (lama de perfuração) no ramo de petróleo (Schlumberger, 2017).

Quando há mais de um fluido no mesmo meio físico (poros de um reservatório por exemplo), a relação de massa específica entre estes será responsável por definir a disposição horizontal entre os fluidos. Tal fenômeno é chamado de segregação gravitacional.

2.1.1.2 Viscosidade

Viscosidade μ é uma medida quantitativa da resistência de um fluido ao escoamento. Mais especificamente, ela determina a taxa de deformação do fluido que é gerada pela aplicação de uma dada tensão de cisalhamento (White, 1962).

A viscosidade de um líquido é afetada pelas variações de temperatura e de pressão. Ao contrário do comportamento de um gás ideal, nos líquidos a viscosidade decresce com a tem-

peratura e cresce com a pressão. Além disso, no caso dos hidrocarbonetos líquidos a viscosidade decresce com o aumento da quantidade de gás em solução (Rosa, Carvalho e Xavier, 2006).

Poise é a unidade de viscosidade. Como um poise representa uma alta viscosidade, 1/100 poise, ou um centipoise (cP), é usado para medições de lama. Um centipoise equivale a um milipascal-segundo (Schlumberger, 2017).

2.1.1.3 Tensão Superficial e Pressão Capilar

A tensão interfacial ou superficial é uma propriedade da interface entre duas fases imiscíveis. A tensão interfacial ocorre porque uma molécula próxima a uma interface tem interações moleculares diferentes de uma molécula equivalente do lado oposto da interface, isto é, dentro do segundo fluido (Schlumberger, 2017).

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 2.1 (Rosa, Carvalho e Xavier, 2006):

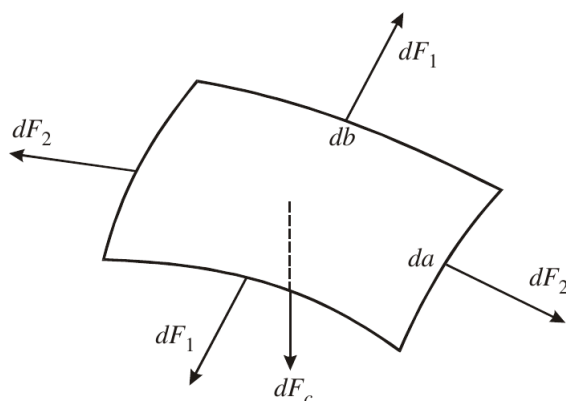


Figura 2.1: Força capilar, extraído de Rosa, Carvalho e Xavier (2006).

A tensão superficial σ na superfície de contato entre o líquido e o gás é dada por:

$$\sigma = \frac{dF_1}{db} = \frac{dF_2}{da} \quad (2.2)$$

A pressão capilar, por outro lado, pode ser calculada como sendo o quociente entre a força capilar e a área sobre a qual está aplicada essa força. Assim, a partir da Figura 2.1, a pressão capilar pode ser definida como (Rosa, Carvalho e Xavier, 2006):

$$p_c = \frac{F_c}{A} = \frac{dF_c}{dA} \quad (2.3)$$

2.1.1.4 Miscibilidade

Miscibilidade é a capacidade de duas ou mais substâncias se misturarem e formarem uma fase homogênea. Se dois fluidos miscíveis, querosene e óleo, por exemplo, são colocados em um recipiente, eles se misturam um no outro sem qualquer interface. Sem interface não há forças capilares (Rosa, Carvalho e Xavier, 2006).

Dois tipos de deslocamento são possíveis quando mais de um fluido ocupa o meio poroso. O primeiro tipo envolve o fluxo simultâneo de duas ou mais fases fluidas imiscíveis em meios porosos. O deslocamento óleo-água é um bom exemplo desse tipo de fluxo. A tensão interfacial entre os dois fluidos é diferente de zero e existe uma diferença de pressão capilar na interface entre os fluidos. O segundo tipo de deslocamento é o deslocamento miscível, no qual os dois fluidos podem ser misturados em todas as proporções para formar uma única fase. A tensão interfacial entre os fluidos miscíveis é zero e não existe diferença de pressão capilar na interface (Al-Shuraiqi, 2005).

2.1.2 Propriedades das Rochas

2.1.2.1 Saturação

Saturação é definida como a quantidade relativa de água, óleo e gás nos poros de uma rocha, expresso geralmente como uma porcentagem do volume, como mostrado na Equação (2.4).

$$s_{\text{wat}} = \frac{V_{\text{wat}}}{V_{\text{tot}}} \quad ; \quad s_{\text{oil}} = \frac{V_{\text{oil}}}{V_{\text{tot}}} \quad ; \quad s_{\text{gas}} = \frac{V_{\text{gas}}}{V_{\text{tot}}} \quad (2.4)$$

$$s_{\text{wat}} + s_{\text{oil}} + s_{\text{gas}} = 1 \quad (2.5)$$

em que V_{α} é o volume da fase α .

2.1.2.2 Porosidade e Permeabilidade

A porosidade é uma das mais importantes propriedades das rochas na engenharia de reservatórios, já que ela mede a capacidade de armazenamento de fluidos (Rosa, Carvalho e Xavier, 2006). Porosidade é definida como a porcentagem de volume poroso ou espaço vazio dentro da rocha que pode conter fluidos (Schlumberger, 2017).

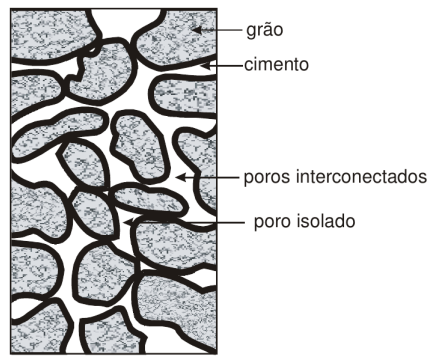


Figura 2.2: Seção transversal de uma amostra de rocha, extraído de Rosa, Carvalho e Xavier (2006).

A permeabilidade de um meio poroso é uma medida de sua capacidade de se deixar atravessar por fluidos. Em outras palavras, a permeabilidade é uma medida da condutividade de fluidos de um material (Rosa, Carvalho e Xavier, 2006). Ainda, caso dois ou mais fluidos escoem no mesmo meio físico, há a necessidade da introdução do conceito da permeabilidade relativa.

Segundo Schlumberger (2017), a permeabilidade relativa é a razão da permeabilidade efetiva de um fluido específico em uma saturação específica para a permeabilidade absoluta desse fluido na saturação total. Se um único fluido está presente em uma rocha, sua permeabilidade relativa é 1,0. O cálculo da permeabilidade relativa permite a comparação das diferentes habilidades dos fluidos em fluir na presença um do outro, uma vez que a presença de mais de um fluido geralmente inibe o fluxo. Em outras palavras, a presença de um fluido atrapalha o escoamento de um segundo fluido no mesmo meio, logo a permeabilidade relativa é normalmente menor do que se houvesse apenas um fluido escoando. A Figura 2.3 mostra um exemplo de curva de permeabilidade relativa.

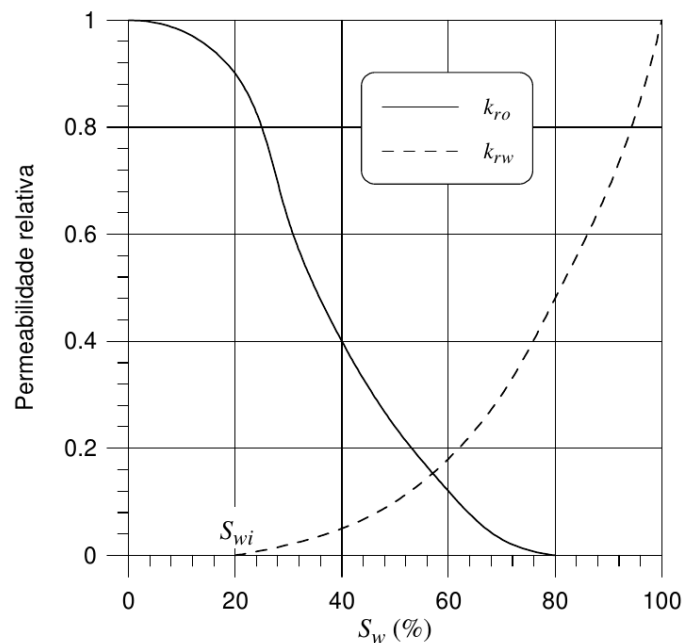


Figura 2.3: Exemplo de curva de permeabilidade relativa, extraído de Rosa, Carvalho e Xavier (2006).

2.1.2.3 Anisotropia e Homogeneidade

A anisotropia é uma qualidade de uniformidade direcional no material, de modo que as propriedades físicas não variam em diferentes direções. Nas rochas, mudanças nas propriedades físicas em diferentes direções, como o alinhamento dos grãos minerais ou a velocidade sísmica medida paralela ou perpendicular às superfícies de acamamento, são formas de anisotropia (Schlumberger, 2017).

Diferentemente, a homogeneidade é dita como a qualidade de uniformidade de um material. Se as irregularidades são distribuídas uniformemente em uma mistura de material, o material é homogêneo (Schlumberger, 2017). A Figura 2.4 melhor ilustra as diferenças entre os anisotropia e homogeneidade.

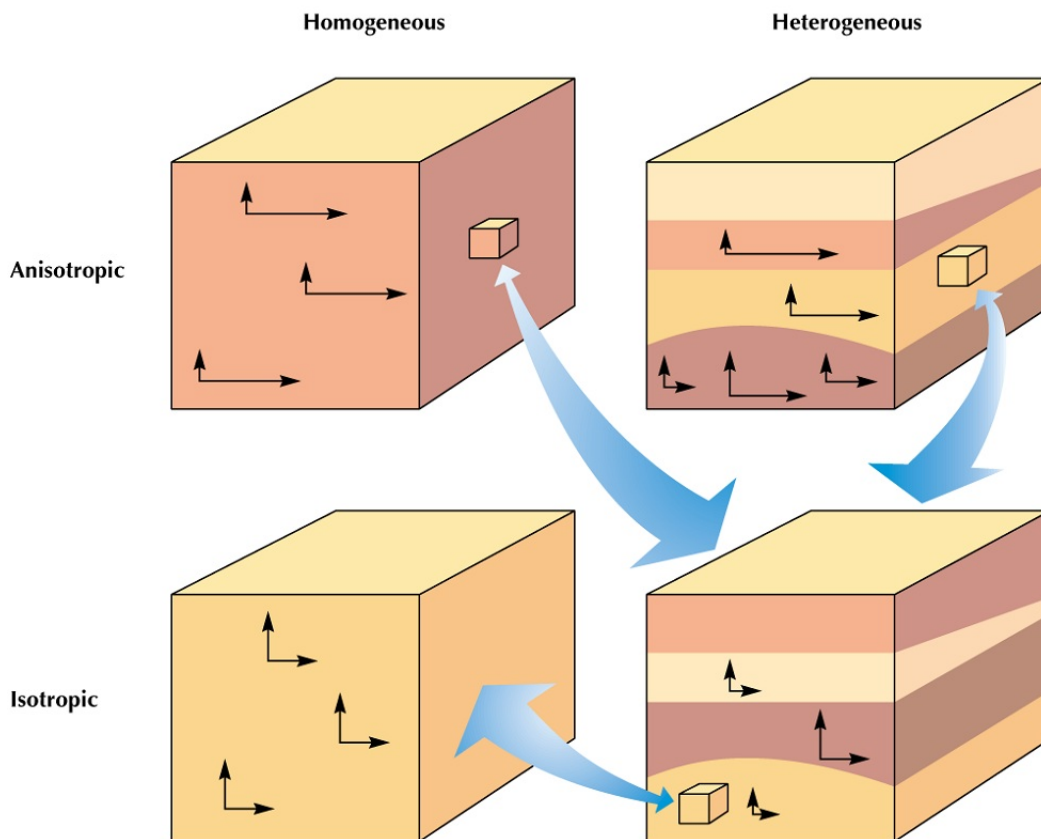


Figura 2.4: Quatro condições possíveis para isotropia/anisotropia e homogeneidade/heterogeneidade, extraído de Schlumberger (2017).

2.1.2.4 Molhabilidade

Molhabilidade é a preferência de um sólido para entrar em contato com um líquido ou gás, conhecida como fase molhante, ao invés de outro. A fase molhante tende a se espalhar na superfície sólida e um sólido poroso tende a embeber a fase molhante, em ambos os casos deslocando a fase de não molhante. Tanto a água quanto o óleo molham a maioria dos materiais em preferência ao gás, mas o gás pode molhar o enxofre, o grafite e o carvão. A molhabilidade afeta a perme-

abilidade relativa, as propriedades elétricas, os tempos de relaxamento da ressonância magnética nuclear e os perfis de saturação no reservatório (Schlumberger, 2017). A Figura 2.5 mostra a distribuição de fluidos, quanto a molhabilidade, mais comum de se encontrar no sistema rocha/reservatório.

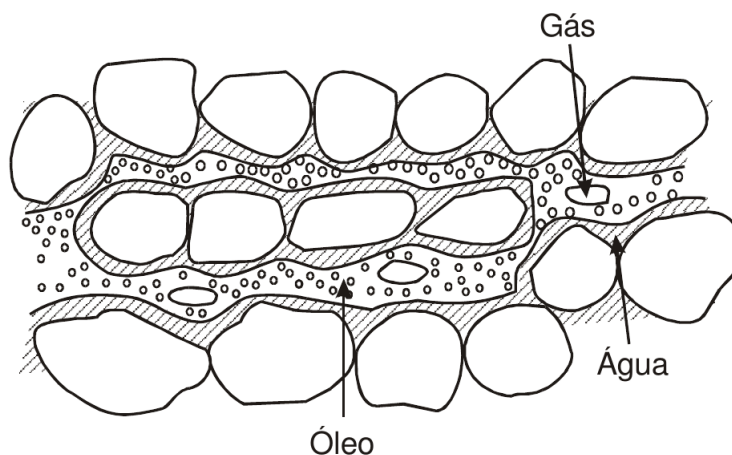


Figura 2.5: Distribuição mais comum dos fluidos no interior dos poros da rocha-reservatório, extraído de Rosa, Carvalho e Xavier (2006).

2.1.3 Lei de Darcy

A equação de maior utilização prática para o estudo do fluxo de fluidos em meios porosos foi formulada por Henry Darcy em 1856 (Rosa, Carvalho e Xavier, 2006), estabelecida sob certas condições:

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

A equação de Darcy é dada por:

$$v_s = \frac{k}{\mu} \nabla p \quad (2.6)$$

Em que v_s é a velocidade de escoamento na direção s medida em m/s, k é a permeabilidade média do meio físico medido em m^2 ou mD (mildarcy), μ é a viscosidade dinâmica do fluido Pa \times s ou cP (centipoise) e ∇p é o gradiente de pressão medido em Pa/m.

2.1.4 Viscous Fingering

Em um meio poroso, se o fluido de deslocamento tiver uma viscosidade mais baixa do que o fluido deslocante, a interface desenvolverá padrões semelhantes a dedos; este fenômeno é conhe-

cido como *viscous fingering* (Saffman, 1986). A Figura 2.6 mostra um exemplo do desenvolvimento do fenômeno.

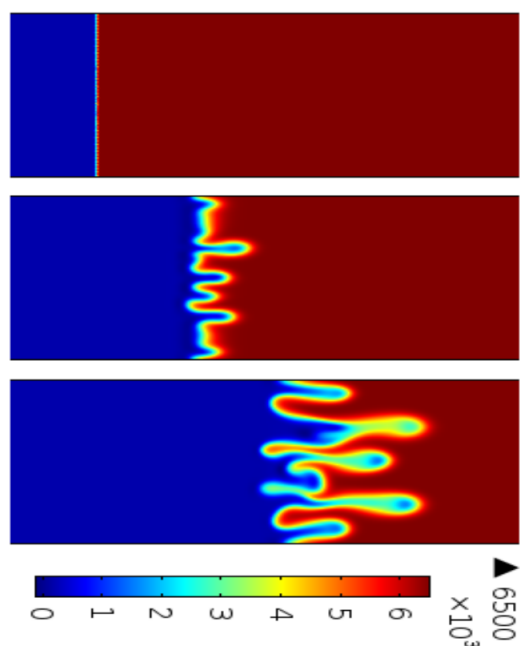


Figura 2.6: Concentração de fluidos em diferentes tempos, extraído de Kumar, Pramanik e Mishra (2016).

O resultado do *viscous fingering* é uma ação de varredura ineficiente que pode ignorar volumes significativos de óleo recuperável e, em casos graves, um rompimento precoce dos fluidos injetados em poços de produção (Schlumberger, 2017). Deste modo, tal fenômeno é extremamente indesejado e alvo de técnicas de mitigação, assim como o WAG.

Entretanto, a escala em que ocorre a *viscous fingering* é geralmente muito menor do que o tamanho dos blocos de grade usados na simulação de reservatório (Barker e Evans, 1995).

2.2 REVISÃO DETALHADA

Nesta sessão apresentamos revisão detalhada da literatura utilizada como base para esta dissertação.

- Christie (1989) desenvolveu um método numérico acurado para resolver as equações governantes em escoamento bifásico para predizer o comportamento de *viscous fingering* para escoamentos miscíveis e imiscíveis.

O simulador utiliza a técnica de diferenças finitas e dois tipos de malha, linear e um quarto de five-spot. A injeção de água e gás é feita de forma simultânea e o efeito gravitacional é ignorado.

Uma das conclusões de seu trabalho é de que para calendário WAG com injeção simultânea de água e gás, a razão ótima dos fluidos injetados é de tal forma que a velocidade de esco-

maneto de ambos os fluidos seja a mesma, isto é, que ambas as fronteiras com o óleo viajem juntas ao longo do reservatório, como pode ser visto na Figura 2.7.

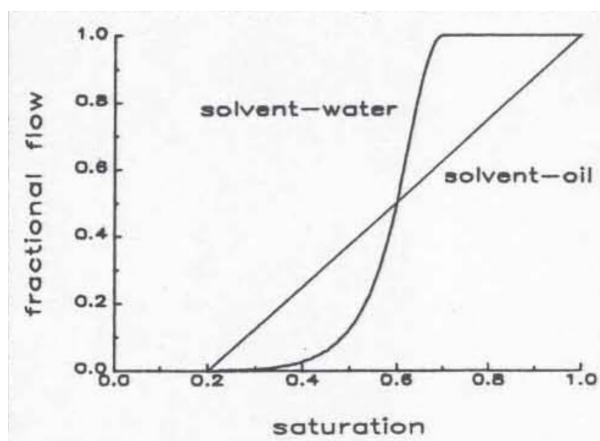


Figura 2.7: Construção para cálculo da ótima razão de WAG, extraído de Christie (1989).

- Um estudo de caso de WAG, apresentado por (Stenmark e Andfossen, 1995), foi desenvolvido no campo de Snorre pela Statoil. Simulações com modelo *black oil* no ECLIPSE¹, com considerações tanto para os casos miscíveis quanto para imiscíveis foi desenvolvido.

A injeção WAG resultou em um aumento imediato na produção de petróleo, entretanto, um rompimento inicial de gás foi relatado em um dos poços, o qual foi atribuído a camadas de alta permeabilidade. Outros produtores não experimentaram muito desenvolvimento de razão gás-óleo (GOR) e uma pequena redução no desenvolvimento de corte de água também foi observada no primeiro ano de injeção de WAG no campo de Snorre.

As incertezas associadas ao grau de segregação vertical combinadas com a possibilidade de vazamento de gás em direção ao bloco de falhas vizinho significam que uma observação adicional do piloto é necessária para verificar os resultados simulados.

Apesar de ambos modelos de miscibilidade terem sido desenvolvidos, as suposições de modelagem imiscível resultaram na reprodução mais precisa do desenvolvimento de GOR nos produtores para o campo de Snorre.

- Li e Lake (1995) apresentaram um método geral para dimensionar o fluxo através de meio poroso anisotrópico heterogêneo para um deslocamento imiscível do óleo pela água em uma malha bidimensional com propriedades estatisticamente estacionárias. Um número capilar é proposto pelos autores (Equação 2.7):

$$N_2 = \frac{\lambda_2 (\sigma \cos \theta) \sqrt{\bar{k}_x \phi}}{L \times u_T} \quad (2.7)$$

no qual λ_2 é a mobilidade relativa da fase dois, σ é a tensão interfacial óleo/água, θ é o ângulo de contato, \bar{k}_x é a permeabilidade média na direção x , ϕ é a porosidade, L é o comprimento, u_T é a velocidade de Darcy total.

¹ECLIPSE - Simulador numérico de reservatório referência na indústria de petróleo.

O termo $(\sigma \cos \theta)$ aparece no numerador e a velocidade no denominador, sendo que seu recíproco é o mais comum em estudos de deslocamento.

Ainda, o estudo mostra que existem três heterogeneidades para um campo de permeabilidade em regime estacionário: heterogeneidade global, local e zonal, sendo as duas primeiras as responsáveis pelo fenômeno de *viscous fingering* e de fluxos dispersivos. O número capilar tem um efeito misto na eficiência de recuperação de óleo que depende do domínio do efeito microscópico ou macroscópico para o fluxo de *fingering*.

- Christensen, Stenby e Skauge (2001) revisaram sistematicamente 59 projetos reais que utilizaram a técnica de injeção WAG entre os anos de 1957 a 1996. Os autores discutiram as principais características que influenciam o desempenho de projetos bem e mal sucedidos. O aumento da recuperação de óleo foi na faixa de 5 à 10% do OOIP, mas há casos de até 20% de aumento na recuperação. O autor não discute o tempo levado para exploração destes casos.

Segundo os autores, a escolha da miscibilidade do gás injetado é o primeiro fator a ser decidido e é baseado na disponibilidade e em fatores econômicos. Uma técnica comum é a de repressurização para atingir a miscibilidade antes do início da injeção de WAG. Dentre os projetos revisados, 47 foram planejados para serem miscíveis e 10 foram planejados para serem imiscíveis, enquanto 2 não foram classificados. A Figura 2.8 compara os mecanismos de miscibilidade do gás encontrados, observa-se que apesar da maioria das aplicações serem miscíveis existe um número considerável de aplicações imiscíveis.

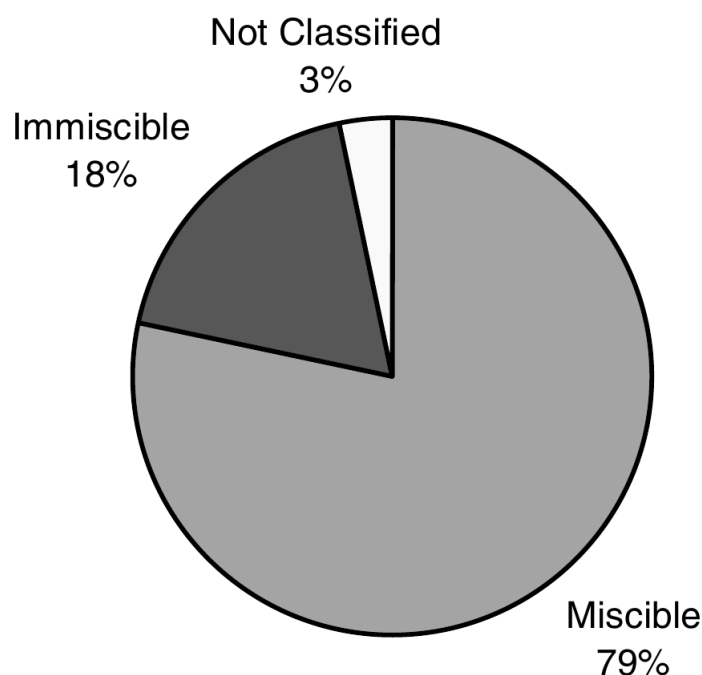


Figura 2.8: Relação de miscibilidade das aplicações WAG em campos reais, extraído de Christensen, Stenby e Skauge (2001).

Os gases de injeção usados em projetos WAG podem ser classificados em aproximada-

mente três grupos: CO₂, hidrocarbonetos e não-hidrocarbonetos (excluindo CO₂). O CO₂ é um gás caro e geralmente é usado quando a unidade miscível deve ser alcançada ou se houver opções especiais para liberação. O gás hidrocarboneto está disponível diretamente da produção. Por esta razão, todas as injeções de WAG offshore usam gases de hidrocarbonetos. Vinte e quatro dos casos de campo revisados usaram gás de hidrocarboneto injetado como gás seco ou enriquecido antes da injeção (Christensen, Stenby e Skauge, 2001). A Figura 2.9 mostra uma relação dos tipos de gases injetados em aplicações WAG em campos reais. Observa-se que em 89% dos casos o gás injetado é o gás natural ou CO₂.

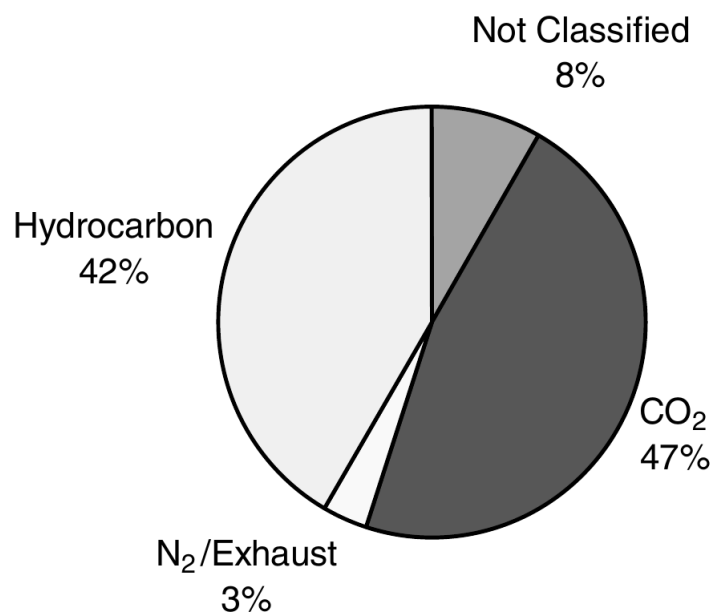


Figura 2.9: Relação de tipos de gás injetado em aplicações WAG em campos reais, extraído de Christensen, Stenby e Skauge (2001).

Ainda, a razão WAG, relação entre volume de água e gás injetado, de 1:1 é a mais utilizada devido à maior eficiência de recuperação embora outras razões também sejam aplicadas. Em relação ao tipo de alocação de poços, o padrão de injeção *five-spot* é a configuração mais comum em campos terrestres.

- Rao (2001) faz uma breve discussão sobre as bases conceituais da recuperação avançada envolvendo injeção de gás. Dentre elas estão questões que tangem a classificação do método, caracterização da miscibilidade e seu impacto sobre o projeto, dificuldades de estabelecer corretamente a molhabilidade de um reservatório e seu conseqüente impacto na recuperação dos fluidos, efeitos da heterogenidade da rocha nos mecanismos de deslocamento, dentre outros.

Segundo o autor, uma forma de se extrair óleo residual preso na rocha é diminuir a tensão superficial entre os fluidos do reservatório à um valor extremamente baixo. O Número Capilar (equação (2.8)), definido como a razão entre forças viscosas e capilares, é um parâmetro comumente utilizado para avaliar a eficiência da extração do óleo residual, o qual por sua

vez deve possuir valor tendendo ao infinito para evitar que grande quantidade de óleo fique preso no reservatório.

$$N_1 = \frac{\text{Forças Viscosas}}{\text{Forças Capilares}} = \frac{u \times \mu}{\sigma \cos \theta} \quad (2.8)$$

A injeção de gás miscível tem a função de reduzir as forças capilares a valores baixos para elevar o Número Capilar. Outra forma de se atingir alto Número Capilar é no caso do sistema fluido-rocha do reservatório apresentar molhabilidade intermediária, isto é, ângulo θ próximo à 90° , entanto, o autor destaca a dificuldade em estabelecer corretamente a condição de molhabilidade de sistema fluido-rocha.

- Johns, Bermudez e Parakh (2003) estuda a otimização de injeção WAG com escoamento de gás acima do MME (*Minimum Miscibility Enrichment Composition*) através de simulações composicionais. O simulador utilizado foi o UTCOMP, o qual utiliza método IMPES (*Implicit Pressure, Explicit Saturation*) baseado em volume para resolver as equações do modelo composicional. Seções transversais $x - z$ são utilizadas para quantificar os efeitos dos parâmetros WAG, bem como de dispersão numérica, nível de enriquecimento do gás e heterogeneidade nas eficiências de deslocamento local e varredura.

Os autores mostram que quanto mais rico é o gás acima do MME, menor é o número de ciclos WAG necessários para a recuperação máxima de óleo em uma dada razão WAG. Ainda, a injeção contínua de bolha tem um desempenho melhor do que o WAG quando as maiores camadas de permeabilidade estão no fundo do aquífero, gases mais ricos são usados e a razão de permeabilidade vertical para horizontal é pequena. É sugerido o uso de grades mais grossas para estimar a diferença de recuperação entre dois níveis de enriquecimento acima do MME.

- Kulkarni e Rao (2005) realizaram uma investigação experimental para avaliar o desempenho da injeção WAG como uma função da miscibilidade do gás e a composição da salmoura. Os autores relataram uma diminuição na recuperação de óleo com a diminuição da salinidade da água injetada devido ao aumento da solubilidade do CO_2 na salmoura.

Os resultados de injeção WAG miscível apresentaram maior recuperação de OOIP em relação aos resultados para WAG imiscível. Ainda, os resultados experimentais mostram que uma bolha de 0,7 PV de gás miscível seguido por 1:1 WAG apresenta maior recuperação de OOIP.

- Al-Shuraiqi (2005) realizou um trabalho experimental e numérico para investigar o comportamento do *First Contact Miscible* WAG para maximizar a produção total de óleo. O calendário de injeção utilizado no trabalho foi de injeção simultânea de água e gás. Seu trabalho numérico utilizou o simulador MISTRESS (3D, diferenças finitas, IMPES²). Como simplificação, as curvas de permeabilidade relativa entre Água-Óleo e Água-Solvente foram adotadas como idênticas.

²IMPES - Implicit Pressure, Explicit Saturation.

Na primeira parte do estudo, o autor investiga a influencia da razão de mobilidade (equação 2.9) em função do volume poroso (VP) injetado.

$$M = \frac{\mu_{\text{deslocado}}}{\mu_{\text{deslocante}}} = \frac{\mu_{\text{oil}}}{\mu_{\text{wag}}} \quad (2.9)$$

É possível observar na Figura 2.10 que no primeiro caso ($M = 1$) o deslocamento é similar à um pistão e que recupera aproximadamente 100% em 1 VP injetado enquanto que nesse mesmo momento para $M = 7$ foi recuperado apenas cerca de 80% do OOIP, bem como a existência de *viscous fingers* e o conseqüente rompimento precoce do fluido injetado.

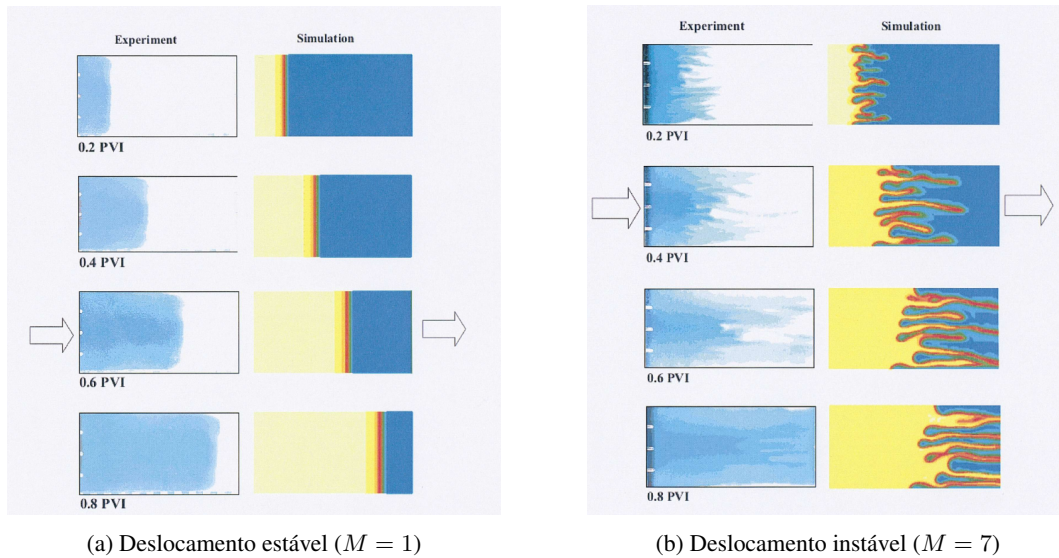


Figura 2.10: Frente de deslocamento experimental e numérica para diferentes valores de VP injetados, extraído de Al-Shuraiqi (2005).

O autor investiga ainda o impacto da razão WAG nas condições supracitadas, os resultados são mostrados na Figura 2.11. A injeção de 20% de solvente com água (WAG 4:1) não melhora significativamente a recuperação de óleo no rompimento ou no 1 PVI, em comparação com a inundação de água. No entanto, esta injeção de solvente melhora a recuperação tardia. Observa-se que WAG 1:1 tem a maior recuperação de óleo após o rompimento, enquanto a injeção de água tem a menor recuperação de óleo em função da elevada presença de óleo residual.

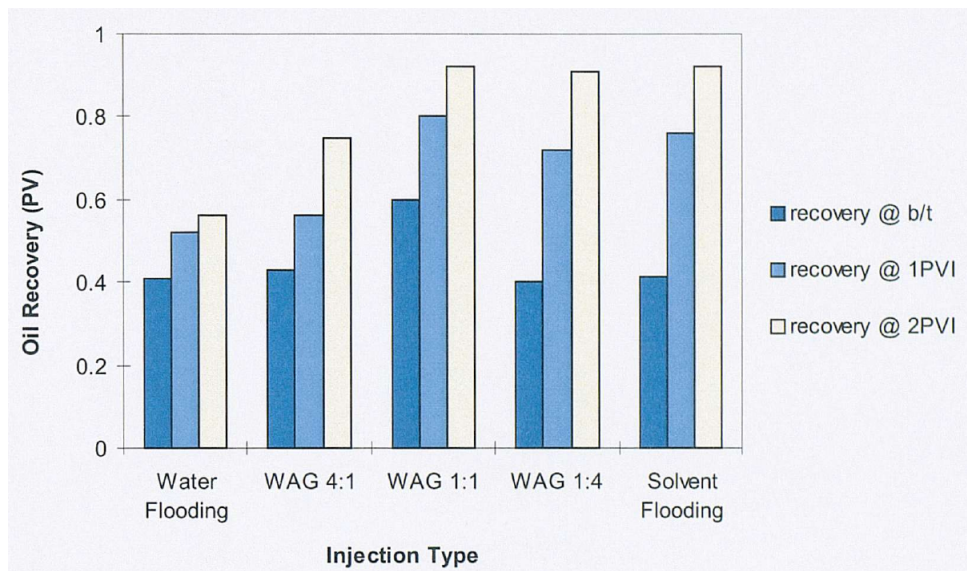
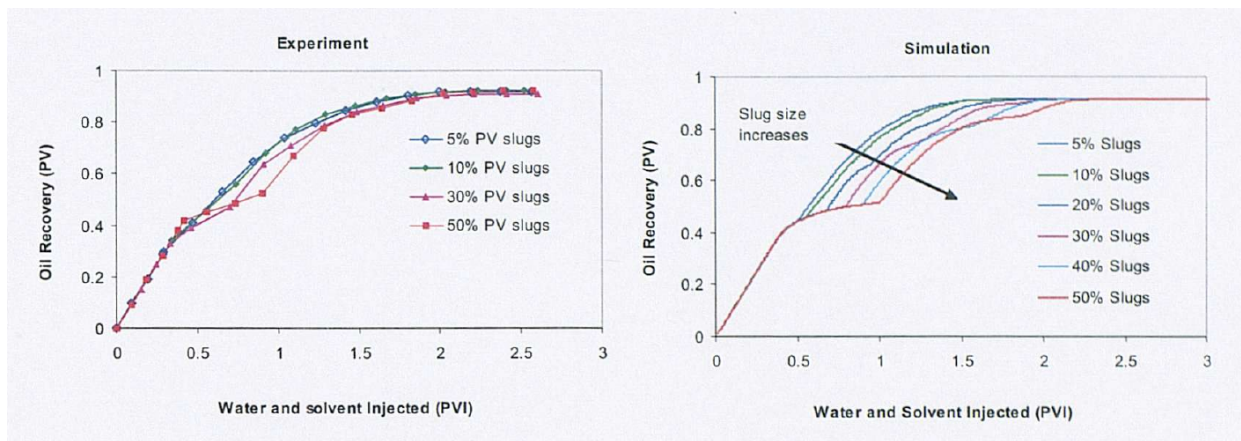
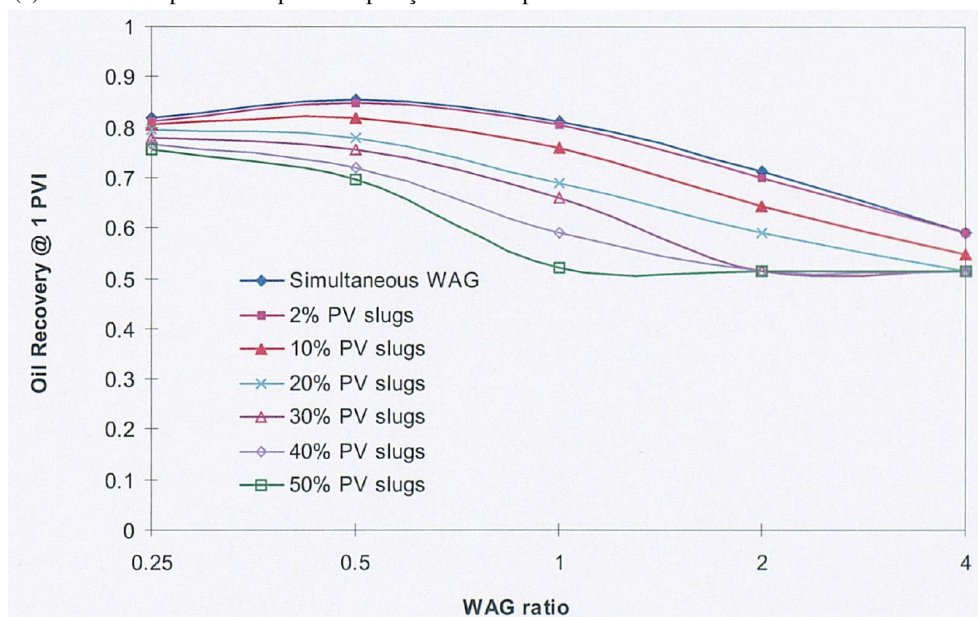


Figura 2.11: Análise de recuperação de óleo para todos os experimentos em diferentes momentos, extraído de Al-Shuraiqi (2005).

Por fim, o impacto do tamanho de bolha e da razão WAG na recuperação de óleo são investigados, os resultados são mostrados na Figura 2.12. A recuperação total do óleo é alcançada mais adiante para as bolhas pequenas, nas quais o *viscous fingering* são mais importantes.



(a) Resultado experimental para recuperação de óleo para diferentes tamanhos de bolha em WAG 1:1.



(b) Recuperação de óleo no instante de 1 VP para diferentes razões de WAG e bolha de solvente

Figura 2.12: Recuperação de óleo para diferentes tamanhos de bolha e razão WAG, extraído de Al-Shuraiqi (2005).

O tempo rompimento (*breakthrough* ou b/t) do solvente é fortemente influenciado pelo tamanho das bolhas sendo gradualmente atrasado conforme o tamanho da bolha injetada aumenta. Entretanto, o tempo de rompimento da água é controlado pela permeabilidade relativa. Além disso, de modo geral a Figura 2.12 mostra que:

- A razão ótima de WAG está abaixo de 1 para tamanhos de bolhas maiores que 10% PV.
- Para bolhas abaixo de cerca de 5% PV, a recuperação de óleo para diferentes proporções WAG é semelhante à injeção simultânea de WAG para todas as proporções WAG.
- Para bolhas de solvente maiores que 15% PV, a recuperação muda significativamente entre as razões de WAG de 0,5 e 1.
- A fraca recuperação para grandes tamanhos de bolha e alta razão de WAG (maiores que 1) é atribuída ao aprisionamento de óleo pela água, visto que o calendário de injeção

se inicia com água neste estudo.

- Al-Ghanim, Gharbi e Algharaib (2009) realizou um estudo numérico para maximizar a recuperação total de óleo através da injeção simultânea de água e gás (SWAG). Um simulador tridimensional *black oil* de diferenças finitas foi utilizado no estudo. O reservatório estudado possui dois poços injetores horizontais e um poço produtor vertical. Uma nova técnica de injeção SWAG é proposta pelos autores, injeção de água no poço horizontal na parte superior do reservatório e injeção de gás no poço horizontal na parte inferior de reservatório, de forma simultânea (Figura 2.13).

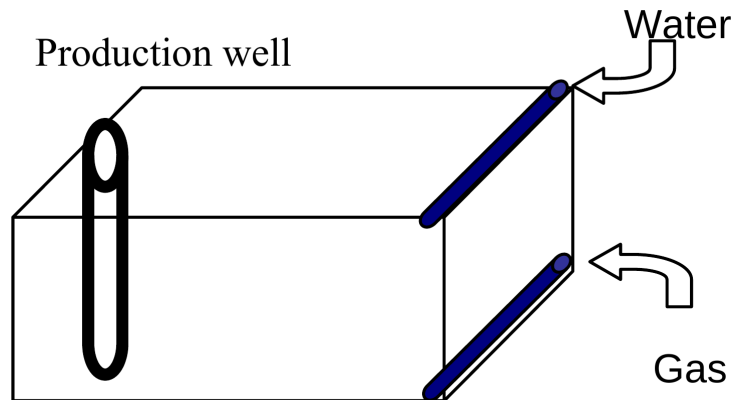


Figura 2.13: Esquema de injeção SWAG modificado, extraído de Al-Ghanim, Gharbi e Algharaib (2009).

Devido à diferença de massa específica, a água tende a varrer os hidrocarbonetos para baixo e o gás tende a varrer os hidrocarbonetos para cima. Dois mecanismos de deslocamento são considerados, deslocamento da água para baixo e deslocamento do gás para cima.

Dentre os parâmetros considerados estão; a razão de mobilidade entre as fases de óleo e água, a razão de viscosidade entre as fases de gás e óleo, a localização da água e dos injetores de gás e as taxas de injeção de água e gás. Tais aspectos foram estudadas para maximizar o desempenho de recuperação.

As conclusões dos autores são:

1. O desempenho do esquema SWAG modificado é sensível às taxas de injeção de água e gás. Casos com altas taxas de injeção de água e gás resultaram em melhor recuperação fracionada de óleo do que casos com baixas taxas de injeção de água e gás.
2. Casos com alta razão de viscosidade de gás/óleo ou baixa taxa de mobilidade de água/óleo geraram melhor desempenho de recuperação.
3. As localizações dos injetores de água e gás não são muito críticas quando o injetor de gás é colocado longe do injetor de água.
4. Os parâmetros investigados têm efeito significativo na quantidade de gás in situ no final do estudo. Esse fato pode ser utilizado no projeto e nas operações de armazenamento de gás.

- O trabalho de Ramachandran, Gyani e Sur (2010) estudou a técnica WAG com injeção de hidrocarbonetos imiscíveis. Seu estudo utilizou investigações de laboratório e simulações numéricas como base para a aplicação em campo de um reservatório de arenito na Índia.

Inicialmente, a injeção de água foi realizada no início da vida do reservatório e recuperou cerca de 30% do OIIP. O WAG foi proposto em função da disponibilidade de gás natural em reservatórios mais profundos naquele campo. O reservatório não foi considerado adequado para o processo miscível devido à alta pressão de miscibilidade.

A investigação de laboratório mostrou que a injeção de WAG como técnica EOR apresenta eficiência de deslocamento 14,5% maior em comparação com a inundação de água no mesmo local. A simulação 1-D do processo de injeção de WAG realizada para a área piloto indicou que a injeção de WAG poderia render em aproximadamente 9,5% de recuperação incremental em relação ao caso base de injeção de água. O processo de injeção de WAG com proporção de WAG de 1:1 e duração de 2 meses foi considerado o processo ideal para o piloto.

- Uma investigação sobre diferentes esquemas de injeção de WAG imiscível (IWAG) foi realizada por Mirkalaei et al. (2011). O ponto de comparação foi o fator de recuperação de óleo. Um modelo *black oil* sintético simples, homogêneo, bidimensional com reservatório mergulhado em camadas foi utilizado (Figura 2.14).

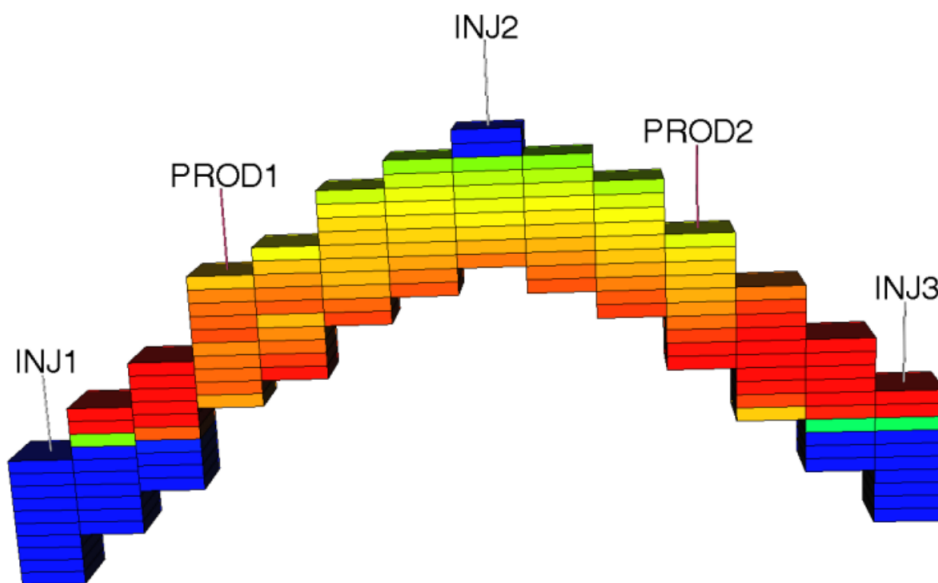


Figura 2.14: Modelo sintético utilizado por Christensen, Stenby e Skauge (2001), extraído de Christensen, Stenby e Skauge (2001).

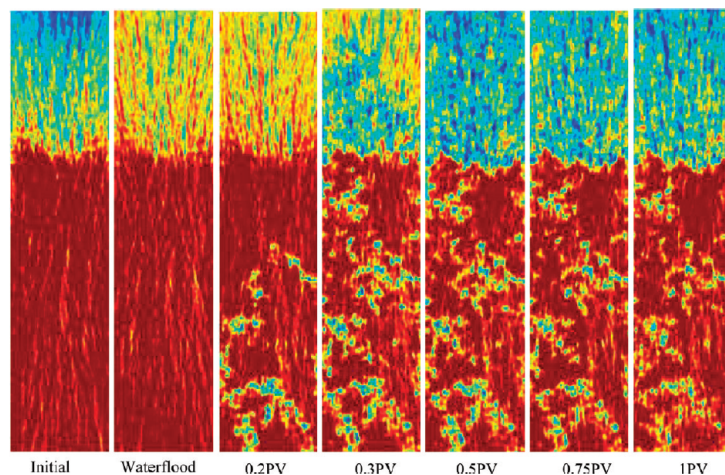
Diferentes parâmetros de projeto são considerados incluindo a razão de mobilidade entre as fases de água e óleo, localização dos injetores de água e gás, taxa de injeção, ciclo de injeção de WAG. Os autores demonstraram que, para um reservatório de arenito com múltiplas camadas e capa de gás, um fator de recuperação maior pode ser obtido com um esquema IWAG do que usando apenas injeção contínua de água ou injeção contínua de gás

na parte superior de reservatório e injeção contínua de água na parte inferior do reservatório. O esquema de injeção proposto injeta água na camada inferior na primeira metade do ciclo enquanto, simultaneamente, injetou gás na parte superior. Para a segunda metade do ciclo WAG, os fluidos injetáveis foram invertidos nos poços. O estudo relatou uma recuperação de 42% sem IWAG e uma recuperação de 56% com o esquema IWAG, portanto, uma recuperação incremental de 14%.

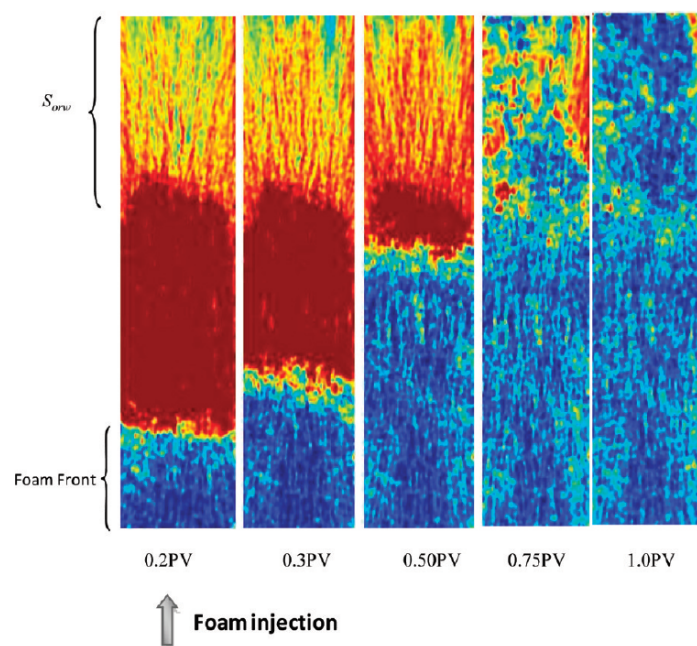
Ainda, a taxa de injeção deve ser otimizada para diferentes esquemas de WAG. A taxa de injeção inferior ou superior ao valor ótimo pode causar segregação gravitacional o *viscous fingering*, o que leva a um fator de recuperação mais baixo.

- Um dos principais problemas com a injeção de gás é a formação de *viscous fingering*. Andrianov et al. (2012) relata os resultados de um estudo experimental da injeção de espuma imiscível para aumentar a recuperação de óleo. A espuma é uma dispersão de gás em uma fase líquida contínua na qual as bolhas de gás são separadas por finas películas líquidas chamadas lamelas. Trata-se de uma mistura instável que tende a se desfazer na presença do óleo. O autor avalia, entre outras coisas, o surfactante que melhor se estabiliza neste cenário, uma vez que não há consenso na literatura sobre o comportamento dessa microestrutura na presença de óleo. A espuma tem maior viscosidade aparente quando adquirida com gás livre, fazendo com que a relação de mobilidade entre as fases deslocante e deslocada melhore.

O impacto da espuma ao invés da injeção de gás, após uma injeção inicial de água, é visto nas Figuras 2.15a e 2.15b. A Figura 2.15a mostra os resultados experimentais para injeção de gás após um período de injeção inicial de água, enquanto a Figura 2.15b mostra os resultados experimentais para injeção de espuma após um período de injeção inicial de água. Observa-se que o rompimento do gás ocorre logo após o início da injeção do gás e pode ser alterado pela espuma.



(a) Inundação de CO₂



(b) Inundação de espuma.

Figura 2.15: Imagens de tomografia computadorizada, extraído de Andrianov et al. (2012).

Um dos resultados do trabalho é que a otimização da mistura do surfactante pode resultar em espumas fortes na presença de óleo no meio poroso. Portanto, a espuma tem um grande potencial para melhorar a inundação de gás (incluindo WAG). As inundações do núcleo revelaram que a espuma aumenta a recuperação de óleo em até 20% do óleo inicialmente existente (OIIP) em comparação com a inundação de água, enquanto a injeção de gás aumenta a recuperação de óleo em apenas 10%. Assim, a espuma pode atingir uma recuperação adicional de até 10% em relação à injeção de gás (Andrianov et al., 2012).

- Um estudo numérico dos mecanismos de armazenamento de CO₂ no reservatório de arenito Upper Morrow da Pensilvânia foi conduzido por Ampomah et al. (2016) com base em dados geofísicos, geológicos e de engenharia de campo, como sísmica 3D de superfície,

perfis de poços e análise de fluidos. O foco do estudo foi aumentar a produção de petróleo e sequestrar uma grande parte do CO₂ injetado. A simulação foi realizada em um simulador composicional e os efeitos do ciclo WAG, salinidade e histerese no armazenamento de CO₂ são estudados.

O modelo tem um tamanho de grade de 81 × 77 × 5 blocos com dimensões de gridblock de 200 pés × 200 pés com total de 25 poços WAG e 35 produtores. A permeabilidade varia de 0,01 mD a 181 mD com um valor médio de 58 mD. A injeção de WAG com reciclagem de CO₂ foi continuada por um total de 25 anos após a inundação com uma razão WAG constante de 2:1 e poços fechados para monitorar o armazenamento por 200 anos adicionais como uma função de diferentes mecanismos

Os resultados numéricos demonstram que o efeito de histerese (Figura 2.16) deve ser considerado para garantir uma modelagem precisa do armazenamento de CO₂. Essa modelagem deve ser feita corretamente, pois existe a possibilidade de superestimar a recuperação de óleo quando modelada sem o fenômeno de histerese.

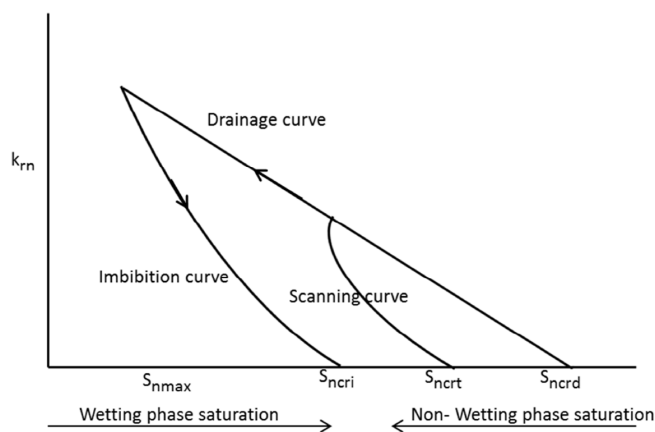


Figura 2.16: Curvas de drenagem e embebição usadas na modelagem do efeito de histerese, extraído de Ampomah et al. (2016).

Observou-se também que a dissolução do CO₂ no óleo é o principal mecanismo de captura do dióxido de carbono em reservatórios maduros. No entanto, o CO₂ ainda pode ser dissolvido na água de formação e esse efeito é função de sua salinidade, formações de baixa salinidade tendem a dissolver uma porcentagem maior de CO₂ na água de formação. A Figura 2.17 mostra uma visão 2D da fração molar do componente de CO₂ dentro do reservatório no final da comparação do histórico de inundação de CO₂.

O aumento na razão WAG tem o potencial de aumentar o armazenamento de CO₂ e a recuperação de óleo, no entanto, a formação de *viscous fingering* neste cenário é mais provável de tornar os ciclos WAG ideais desejados para controlar a mobilidade de CO₂.

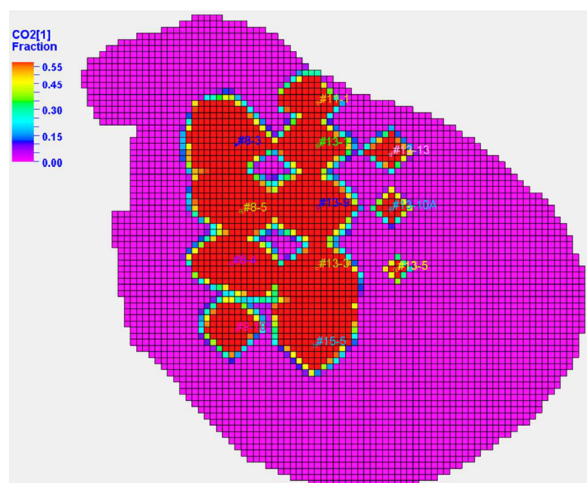


Figura 2.17: Visão 2D da fração molar do componente de CO₂ dentro do reservatório no final da comparação do histórico de inundação de CO₂, extraído de Ampomah et al. (2016).

- O aumento da salinidade da água diminui teoricamente a solubilidade do gás na fase aquosa. No entanto, os efeitos da salinidade ainda são uma questão a ser estudada. Van e Chon (2017) centra-se na investigação do impacto da variação da salinidade e do tamanho do ciclo WAG no aumento da recuperação de óleo. Neste estudo experimental, conduzido no arenito de rocha sedimentar Berea, a proporção de 1:1 no WAG foi mantida, de forma que o tamanho do ciclo de água e gás foi o mesmo. Primeiramente, foi determinada a pressão mínima miscível (12,62 MPa) para que todos os experimentos fossem mantidos acima dela (15,17 MPa) e a condição de miscibilidade fosse mantida. No total, 15 experimentos de inundação de núcleo foram conduzidos com três tamanhos de ciclo e cinco salinidades após o término da inundação de água de 2,0 PV como mencionado acima, com o fator de recuperação de óleo sendo o principal avaliado.

Segundo o próprio autor, não há dados de medição suficientes disponíveis para entender o comportamento dos processos de inundação após a injeção de um determinado volume correspondente a alterações nos parâmetros de projeto. Assim, é necessário associar um conjunto de dados registrados a uma ferramenta matemática no lugar da simulação numérica, neste caso, foi utilizada a ferramenta matemática da metodologia de superfície de resposta para cada um dos conjuntos de dados registrados específicos disponíveis.

O tamanho do pacote é comumente dito em função do VP (volume poroso), os resultados experimentais combinados (tamanho do pacote e salinidade) de Le Van, são mostrados nas Figuras 2.18 e 2.19.

Assim, os resultados afirmam a existência de uma salinidade ótima devido ao volume de fluido injetado (VP) no WAG, o que é, portanto, um ponto que não deve ser esquecido. Também é possível inferir que a recuperação do óleo está intimamente relacionada às taxas de injeção de água, que devem empurrar o fluido a uma velocidade uniforme. Se a taxa de injeção aumentar, a eficiência da varredura pode diminuir, levando a uma diminuição na taxa de recuperação de óleo. Além disso, óleo morto viscoso foi usado neste estudo,

portanto, o óleo foi deslocado através de processos de *Multiple Contact Miscibility* (MCM) nos testes de inundação do núcleo em vez de *First Contact Miscibility* (FCM).

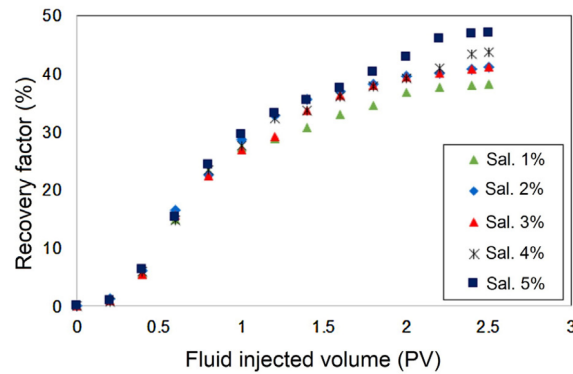


Figura 2.18: Resultados experimentais do teste de inundação do núcleo para tamanhos de pacote de 0,2 PV, extraído de Van e Chon (2017).

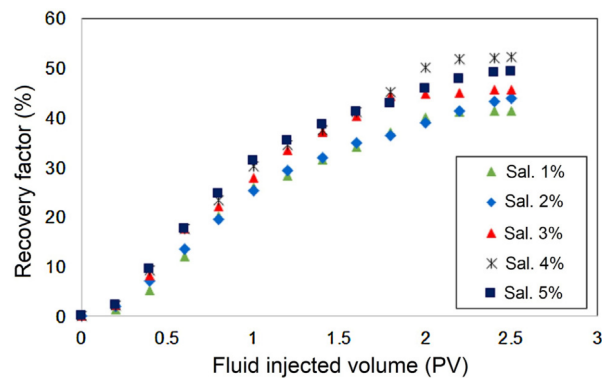


Figura 2.19: Resultados experimentais do teste de inundação do núcleo para tamanhos de pacote de 0,4 PV, extraído de Van e Chon (2017).

- Afzali, Rezaei e Zendeboudi (2018) fez uma pesquisa de levantamento sobre Recuperação Avançada de Petróleo por injeção WAG com base em 261 artigos e livros didáticos. A pesquisa *survey* é definida como a coleta de informações de uma amostra de indivíduos por meio de suas respostas às perguntas Check e Schutt (2011). O trabalho estudou extensivamente e resumiu a teoria WAG, aplicações, mecanismos que regem o deslocamento de fluidos e produção de petróleo em escala de poro a campo. As principais conclusões de Afzali, em síntese, pertinentes a este trabalho, são:

1. O CO_2 é o gás mais utilizado nas operações do WAG, porém, recentemente, o uso de ar de alta pressão também foi proposto devido à sua abundância;
2. A composição da salmoura e a salinidade são parâmetros importantes no WAG;
3. A injeção de WAG em volumes iguais de ciclos de água e gás (relação WAG de 1:1) é preferida e tem resultado na produção ideal de óleo, embora existam trabalhos controversos sobre a otimização da relação WAG na literatura. Em geral, a razão WAG

não influencia o desempenho de recuperação de óleo em formações com molhabilidade mista;

4. O histórico de saturação nos processos individuais de drenagem e embebição, e o histórico do ciclo cronológico da injeção de água e gás no WAG afetarão significativamente a distribuição dos fluidos em escoamento trifásico;
 5. Nos processos de recuperação WAG miscíveis e imiscíveis, um modelo de permeabilidade relativa precisa é necessário para determinar valores confiáveis de distribuição e produção de fluidos no escoamento trifásico em meio poroso;
 6. A molhabilidade controla significativamente o desempenho dos processos WAG. Os valores ideais de taxa de injeção, razão WAG, número de ciclos, salinidade da salmoura e concentração de aditivo de polímero serão significativamente afetados pela molhabilidade;
 7. Tapering (variação da razão WAG) é uma estratégia potencial para controlar a produção excessiva de gás. Também reduz o tempo de resposta e acelera o banco de óleo, chegando aos poços produtores.
- Elsharafi et al. (2018) realizou um abrangente estudo da literatura disponível sobre o WAG. O artigo aborda aspectos físicos, classificações e problemas associados à técnica de injeção WAG. Dentre estes, ressalta-se o impacto da gravidade na técnica de injeção, bem como as completações e o consequente comportamento dos fluidos no reservatório.

Segundo os autores, é reconhecido que a gravidade desempenha um papel importante em todos os reservatórios, especialmente no reservatório mais espesso. Simulações numéricas indicam que os efeitos da gravidade podem ser significativos se as forças viscosas não forem suficientes para superar as forças da gravidade (Elsharafi et al., 2018).

A injeção WAG é frequentemente limitada pela segregação gravitacional, que faz com que a injeção de gás suba para cima da formação e a água para o fundo, conforme mostrado na Figura 2.20.

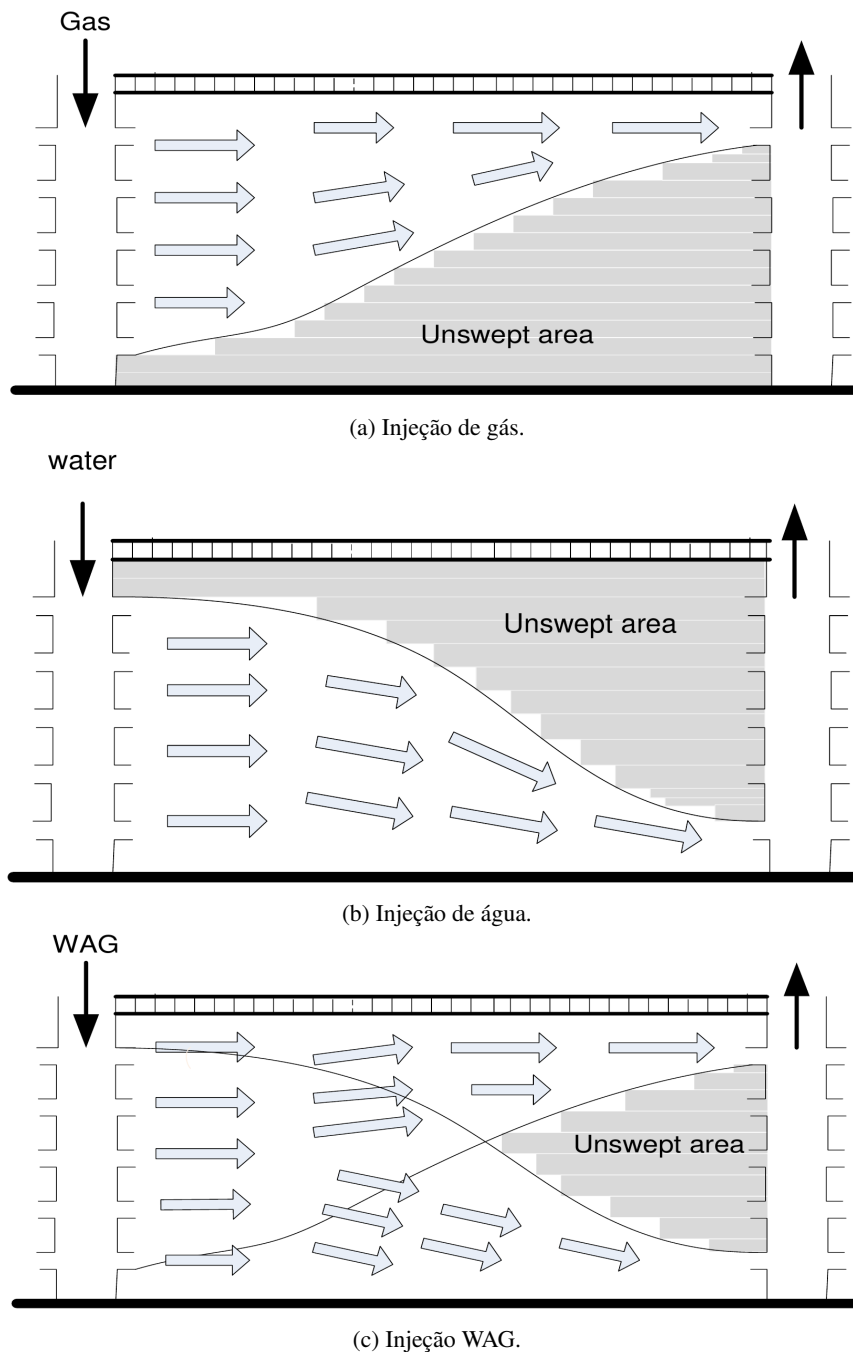


Figura 2.20: Segregação gravitacional durante diferentes esquemas de injeção, extraído de Elsharafi et al. (2018).

A estabilidade da frente do WAG com base no conceito de solução de ondas viajantes, muitas vezes referido como deslocamento estável da gravidade. A solução da onda viajante corresponde a um equilíbrio dos efeitos da gravidade e da heterogeneidade, resultando em uma velocidade uniforme da frente de deslocamento em uma seção transversal e, portanto, em uma alta eficiência de varredura vertical.

- Samba, Aldokali e Elsharaf (2019) propuseram um novo método de EOR com injeção alternada de dois diferentes tipos de gás. O estudo foi realizado através de simulação numérica no SPE5 benchmark utilizando o simulador composicional GEM, da *Computer Modelling*

Group (CMG). Diferentes tipos de gases foram comparados entre si, gás carbonico, dióxido de carbono, nitrogênio, sulfeto de hidrogênio e ar.

Um estudo de sensibilidade foi desenvolvido para verificar os fatores de recuperação de óleo de cada calendário de injeção. O caso básico utilizado foi de tal forma que os dois primeiros anos foi de produção livre, sem injeção de nenhum fluido. Em seguida, uma primeira bolha de gás é injetada durante oitos anos e por fim a segunda bolha injetada também por oito anos.

A técnica que se mostrou economicamente mais atrativa foi de GAG (Ar + CO₂), injeção alternada de dois tipos de gases, pois o ar não precisa de uma fonte próxima ao campo. Ainda a técnica que obteve maior recuperação de óleo, conforme Figura 2.21 é a de (H₂S + CO₂) que obteve uma recuperação de 74% do OOIP.

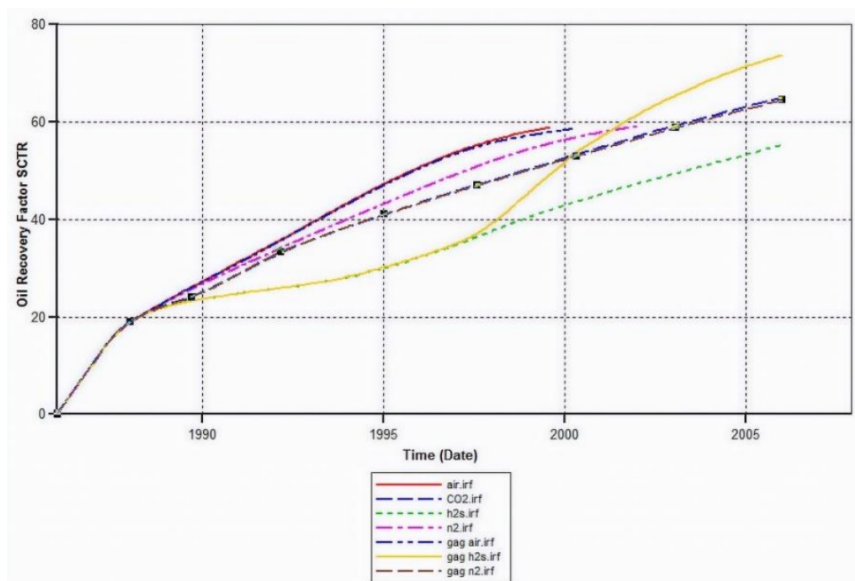


Figura 2.21: Fator de recuperação de óleo para diferentes calendários de injeção, extraído de Samba, Aldokali e Elsharaf (2019).

- O trabalho de Rasmussen et al. (2021) apresenta o OPM Flow, simulador de reservatório de código aberto. O trabalho compara os resultados obtidos pelo OPM e pelo ECLIPSE, simulador comercial largamente utilizado na indústria de petróleo. São apresentados comparações de diversos *benchmark*, dentre eles o SPE5.

A Figura 2.22 mostra que, exceto por algumas discrepâncias menores na taxa de produção de gás e na pressão do fundo do poço do injetor, há um acordo geral entre as respostas do poço calculadas pelo Fluxo OPM e aquelas calculadas pelo módulo de solvente no ECLIPSE. Uma investigação mais detalhada revela que as discrepâncias são causadas principalmente por diferenças em como a mistura de densidade do modelo Todd-Longstaff é implementada (Rasmussen et al., 2021).

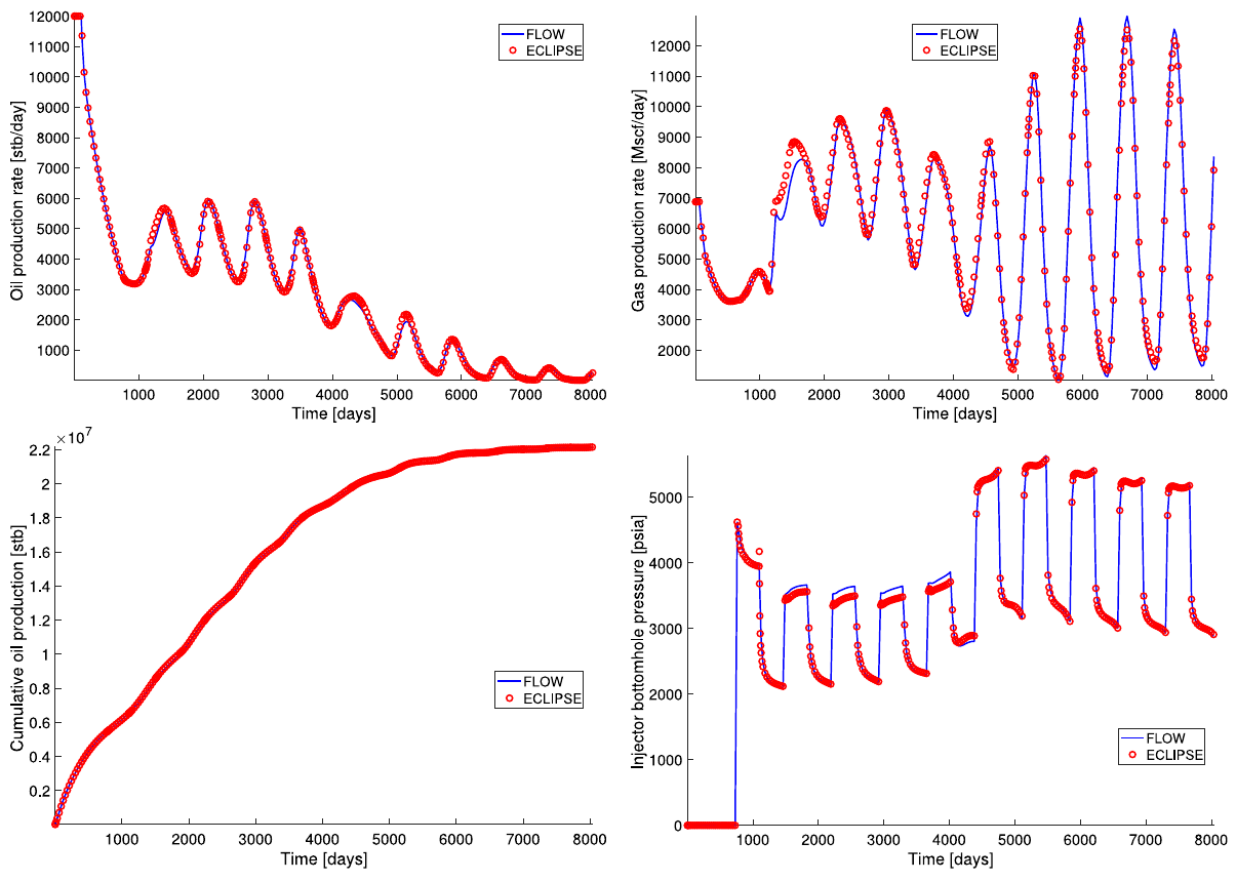


Figura 2.22: Taxa de produção de petróleo, produção de gás e produção cumulativa de petróleo do produtor, bem como pressão de fundo de poço do injetor para o benchmark SPE 5, caso 1. Retirado de Rasmussen et al. (2021).

A revisão sistemática da literatura evidencia que a técnica de injeção WAG apresenta o benefício de melhorar a eficiência de deslocamento e varredura, controlando a mobilidade do gás e estabilizando a fronteira com o óleo.

Entretanto, diversas questões técnicas e econômicas devem ser consideradas e estudadas antes da implementação de um projeto de injeção WAG. Os parâmetros técnicos incluem a localização dos poços, inclinação e formato do reservatório, pressão, temperatura, propriedades do fluido e da rocha. Os parâmetros mais especificamente relacionados ao WAG incluem a razão WAG, tamanho da bolha, taxa de injeção e produção, miscibilidade do gás no óleo, completação dos poços injetor e produtor e tamanho do ciclo WAG.

Ainda, verifica-se que a execução de pilotos anterior à implementação de qualquer projeto WAG em campo é recomendável para melhor entendimento do comportamento do campo e validação dos dados simulados. A pesquisa de laboratório e a simulação detalhada do reservatório desempenham um papel muito importante no desenvolvimento e implementação de projetos de injeção de WAG. A modelagem de simulação é necessária para entender o mecanismo do processo de recuperação.

Por fim, o estudo do reservatório deve ser feito de forma individual, considerando todas as características supracitas de modo à melhor desenvolver o projeto de injeção WAG e suas variações.

3 ANÁLISE SEMI-ANALÍTICA DA FRONTEIRA WAG

Neste capítulo será apresentado o reservatório, simulador e método de cálculo do valor presente líquido utilizados no trabalho. Depois disso, um equivalente isotrópico do reservatório é encontrado, uma análise de massa específica e seu calculo são feitos.

3.1 BENCHMARKS E PREMISSAS

3.1.1 O Benchmark SPE5

O quinto Projeto de Solução Comparativa (SPE5) apresentou os resultados das comparações entre simuladores de inundação miscíveis de quatro componentes e modelos de simulação de reservatório totalmente composicionais de sete participantes diferentes para uma série de três casos de teste (Killough e Kossack, 1987). Modificando a sequência de alternância e as taxas de água e gás, diferentes condições de miscibilidade são obtidas (Killough e Kossack, 1987), tornando a dinâmica da frente do fluido injetado mais complexa.

Este reservatório é um *benchmark* que originalmente trabalha com o WAG, possibilitando a comparação de resultados das simulações. O SPE5 consiste em três camadas paralelas ao vetor gravitacional, o que permite estudar o problema da segregação gravitacional.

A grade do SPE5 é composta por 147 células, 7 elementos no eixo x , 7 elementos no eixo y e 3 elementos no eixo z . O comprimento total do eixo x e do eixo y é de 3.500 pés e para o eixo z é de 100 pés. Um poço injetor foi alocado para a célula (1x1x1) e um poço produtor para a célula (7x7x3), conforme apresentado na Figura 3.1.

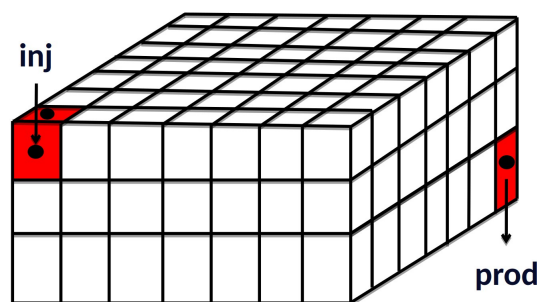


Figura 3.1: Malha numérica do Benchmark SPE5.

O SPE5 é um reservatório anisotrópico com diferentes comprimentos de células. Essa característica pode ser vistas na Tabela 3.1.

Tabela 3.1: Características das diferentes camadas do SPE5.

Característica	Camada 1	Camada 2	Camada 3
dx e dy	500 ft	500 ft	500 ft
dz	20 ft	30 ft	50 ft
$x - perm$ e $y - perm$	500 mD	50 mD	200 mD
$z - perm$	50 mD	50 mD	25 mD

As outras propriedades e características do reservatório são mostradas na Tabela 3.2. Para as Tabelas PVT e mais detalhes, consulte (Killough e Kossack, 1987).

Tabela 3.2: Características gerais do SPE5.

Característica	Valor
Profundidade	8400 ft
Saturação inicial de óleo	0.8
Saturação inicial de água	0.2
Pressão inicial	4000 psia
Raio do poço	0.25 ft
Máximo BHP no poço injetor	10000 psia
Mínimo BHP no poço produtor	1000 psia

A massa específica original de óleo, água e gás são, respectivamente, 38,53 lb/ft³, 62,4 lb/ft³ e 0,06864 lb/ft³. As viscosidades originais de óleo, água e gás são, respectivamente, 1,14 cP, 0,7 cP e 0,034 cP. No entanto, as características do óleo foram alteradas nos estudos de razão de WAG.

3.1.2 OPEN POROUS MEDIA FLOW

O Open Porous Media Flow (OPM Flow) é um simulador de *black oil* totalmente implícito, capaz de executar modelos de simulação padrão da indústria (Baxendale, 2020). O OPM Flow visa representar a geologia do reservatório, o comportamento do fluido e a descrição de poços e instalações de produção como em simuladores comerciais e, portanto, oferecer suporte aos formatos de entrada e saída padrão da indústria (Rasmussen et al., 2021). No trabalho Rasmussen et al. (2021), os resultados numéricos obtidos pelo fluxo OPM Flow para o SPE5 são comparados com os resultados obtidos pelo ECLIPSE (simulador de reservatório largamente utilizado na indústria) e, exceto por algumas pequenas discrepâncias na taxa de produção de gás e na pressão de fundo de poço do injetor, há um acordo geral entre as respostas do poço calculadas por OPM Flow e ECLIPSE.

De acordo com o Christensen, Stenby e Skauge (2001), às vezes a primeira parcela de gás se dissolve em algum grau no óleo, para evitar isso, o modelo foi adaptado para garantir que a condição de imiscibilidade seja mantida. O código do modelo foi alterado para excluir as palavras que descrevem como o gás se dissolve no óleo. Desta forma, independentemente da pressão no reservatório, os fluidos não se misturam garantindo que as taxas de injeção e produção não alterem

as condições de miscibilidade.

As características originais do óleo do SPE5 foram alteradas para serem semelhantes às encontradas no pré-sal brasileiro. De acordo com Nakano et al. (2009), o grau API do óleo do pré-sal é em torno de 28. Para simplificar, o grau API usado neste trabalho foi 30, resultando em uma massa específica de 54,70 lb/ft³ ou 876,21 kg/m³.

Diferente do trabalho de de Aquino Limaverde Filho, Cordoba e Fortaleza (2016) que propõe técnicas de controle no poço de produção, este trabalho mantém inalterada a taxa de injeção e produção, ambas valendo 12.000 Mcf/d ou bbl/d. As alterações foram feitas apenas no esquema de injeção.

3.1.2.1 *Black Oil*

As equações de *black oil* constituem o modelo de fluxo mais amplamente utilizado na simulação de reservatórios de hidrocarbonetos. O modelo é baseado na premissa de que temos três diferentes fases fluidas (aquosa, oleosa e gasosa) e três (pseudo) componentes: água, óleo e gás. Petróleo e gás não são espécies únicas de hidrocarbonetos, mas representam todas as espécies de hidrocarbonetos que existem na forma líquida e vapor nas condições de superfície. A mistura é permitida, no sentido de que tanto óleo quanto gás podem ser encontrados na fase oleosa, na fase gasosa ou em ambas. A quantidade de gás dissolvido na fase oleosa e óleo vaporizado na fase gasosa devem ser monitoradas. A seguir, usaremos os subscritos w, o, g para indicar a quantidade relacionada a cada uma das fases ou componentes (Rasmussen et al., 2021).

As equações de *black oil* podem ser deduzidas a partir da conservação de massa para cada componente com relações de fechamento adequadas, como a lei de Darcy e as condições iniciais e de contorno. As equações são discretizadas no espaço com um esquema de volumes finitos upwind usando uma aproximação de fluxo de dois pontos e no tempo usando um esquema de Euler implícito (para trás). As equações resultantes são resolvidas simultaneamente em uma formulação totalmente implícita por uma linearização do tipo Newton com um solucionador linear iterativo devidamente pré-condicionado. Fornecemos as equações contínuas e discretas (Rasmussen et al., 2021).

As leis de conservação formam um sistema de equações diferenciais parciais, uma para cada pseudocomponente α .

$$\frac{\partial}{\partial t} (\phi_{\text{ref}} A_{\alpha}) + \nabla \cdot \mathbf{v}_{\alpha} + q_{\alpha} = 0, \quad (3.1)$$

em que os termos de acumulação e fluxos são dados por

$$A_{\text{wat}} = \omega b_{\text{wat}} s_{\text{wat}}, \quad \mathbf{v}_{\text{wat}} = b_{\text{wat}} \mathbf{u}_{\text{wat}}, \quad (3.2a)$$

$$A_{\text{oil}} = \omega (b_{\text{oil}} s_{\text{oil}} + r_{\text{og}} b_{\text{gas}} s_{\text{gas}}), \quad \mathbf{v}_{\text{oil}} = b_{\text{oil}} \mathbf{u}_{\text{oil}} + r_{\text{og}} b_{\text{gas}} \mathbf{u}_{\text{gas}}, \quad (3.2b)$$

$$A_{\text{gas}} = \omega (b_{\text{gas}}s_{\text{gas}} + r_{\text{go}}b_{\text{oil}}s_{\text{oil}}), \quad \mathbf{v}_{\text{gas}} = b_{\text{gas}}\mathbf{u}_{\text{gas}} + r_{\text{go}}b_{\text{oil}}\mathbf{u}_{\text{oil}}. \quad (3.2c)$$

e os fluxos de fase são dados pela lei de Darcy:

$$\mathbf{u}_{\alpha} = -\lambda_{\alpha}\mathbf{k}(\nabla p_{\alpha} - \rho_{\alpha}\mathbf{g}). \quad (3.3)$$

Além disso, as seguintes relações de fechamento devem ser mantidas:

$$s_{\text{wat}} + s_{\text{oil}} + s_{\text{gas}} = 1, \quad (3.4)$$

$$p_{\text{c,ow}} = p_{\text{c,oil}} - p_{\text{c,wat}}, \quad (3.5)$$

$$p_{\text{c,og}} = p_{\text{c,oil}} - p_{\text{c,gas}}. \quad (3.6)$$

em que ϕ_{ref} é a porosidade de referência, \mathbf{v}_{α} é a velocidade de fase referente à fase α , \mathbf{u}_{α} é a componente da velocidade da componente α , q_{α} a vazão da pseudocomponente α no poço, ω o multiplicador de volume poroso, b_{α} é o fator de expansão da fase α , r_{og} a razão de óleo vaporizado no gás na fase gasosa, r_{go} a razão de gás dissolvido no óleo para fase oleosa, λ_{α} a mobilidade da fase α , $p_{\text{c},\alpha\beta}$ a pressão capilar entre as fases α e β e s_{α} a saturação referente à fase α .

3.1.3 Valor Presente Líquido (VPL)

A técnica mais usada para avaliar os fatores econômicos vinculados a um determinado projeto de engenharia é a abordagem VPL (ou da sigla em inglês, NPV). Consiste em descontar todos os fluxos de caixa futuros (tanto de entrada quanto de saída) resultantes do projeto de inovação com uma dada taxa de desconto e, em seguida, somá-los (Žižlavský, 2014). Fonseca et al. (2017) e Fortaleza, Neto e Miranda (2020) usam a abordagem VPL da equação (3.7).

$$NPV = \sum_{n=1}^{N_t} \left\{ \frac{\Delta t_n}{(1+b)^{\frac{t_n}{365}}} \left[\sum_{j=1}^{N_P} (r_o \cdot \overline{q_{o,j}^n} - c_w \cdot \overline{q_{w,j}^n}) - \sum_{k=1}^{N_I} (c_{wi} \cdot \overline{q_{wi,k}^n} - c_{gi} \cdot \overline{q_{gi,k}^n}) \right] \right\}, \quad (3.7)$$

em que $i = 1, 2, \dots, N_e$; N_e é o número de modelos geológicos aleatórios; n denota o passo de tempo n –ésimo do simulador de reservatório; N_t é o número total de etapas de tempo; o tempo no final de n –ésimo passo de tempo é denotado por t_n ; Δt_n é o tamanho do passo de tempo n –ésimo; b é a taxa de desconto anual; N_P e N_I denotam o número de produtores e injetores, respectivamente; r_o é a receita do petróleo; c_w , c_{wi} e c_{gi} , respectivamente, denotam o custo de descarte da água produzida e o custo da injeção de água e o custo da injeção de gás; $\overline{q_{o,j}^n}$ e $\overline{q_{w,j}^n}$, respectivamente, denotam a taxa média de produção de petróleo e taxa média de produção de água no j –ésimo produtor para o passo de tempo n –ésimo; $\overline{q_{wi,k}^n}$ e $\overline{q_{gi,k}^n}$, respectivamente,

denotam a taxa média de injeção de água e a taxa média de injeção de gás no k – ésimo injetor para o passo de tempo n – ésimo (Fonseca et al., 2017).

Os valores usados nos cálculos do VPL deste trabalho vêm dos trabalhos de Fonseca et al. (2018) e Chen, Reynolds et al. (2016) e são: receita do petróleo de 45 USD/bbl (r_o); custo de produção de água de 6 USD/bbl (c_w); custo de produção de gás de 0 USD/bbl; custo de injeção de água de 2 USD/bbl (c_{wi}); a injeção de gás custa 1,5 USD/Mscf (c_{gi}) e a taxa de desconto anual de 0,08.

3.2 EQUIVALENTE ISOTRÓPICO

O *benchmark* SPE5 é um reservatório anisotrópico e para facilitar os cálculos vamos encontrar seu equivalente isotrópico. Será necessário inicialmente encontrar as permeabilidades médias na horizontal (eixo x) e vertical (eixo z), considerando fluxo paralelo linear e fluxo linear em série, respectivamente, de acordo com Rosa, Carvalho e Xavier (2006) para o fluxo linear na direção x temos:

$$\bar{k}_x = \frac{k_{x1}h_1 + k_{x2}h_2 + k_{x3}h_3}{h_1 + h_2 + h_3}, \quad (3.8)$$

$$\bar{k}_x = \frac{500 \times 20 + 50 \times 30 + 200 \times 50}{20 + 30 + 50} = 215\text{mD}, \quad (3.9)$$

ainda, para o fluxo paralelo na direção z, temos:

$$\bar{k}_z = \frac{h_1 + h_2 + h_3}{\frac{h_1}{k_{z1}} + \frac{h_2}{k_{z2}} + \frac{h_3}{k_{z3}}}, \quad (3.10)$$

$$\bar{k}_z = \frac{20 + 30 + 50}{\frac{20}{50} + \frac{30}{50} + \frac{50}{25}} = 33.33\text{mD}, \quad (3.11)$$

Por fim, o valor médio equivalente da permeabilidade é dada por:

$$\bar{k} = \sqrt{\bar{k}_x \times \bar{k}_z} = 83.525\text{mD} = 8.3545 \times 10^{-14}\text{m}^2, \quad (3.12)$$

em que k_{xi} , k_{zi} e h_i são, respectivamente, permeabilidade horizontal, permeabilidade vertical e altura, todas referindo-se à camada i . Ainda, \bar{k} , \bar{k}_x e \bar{k}_z são, respectivamente, permeabilidade média total, permeabilidade média horizontal e permeabilidade média vertical. Temos ainda a seguinte correlação:

$$\frac{z_{\text{eq}}}{x_{\text{eq}}} = \sqrt{\frac{k_z}{k_x}}, \quad (3.13)$$

de modo que:

$$z_{\text{eq}} = 0.3938 \times x_{\text{eq}}. \quad (3.14)$$

Além disso, a relação entre os equivalentes anisotrópicos e isotrópicos, para preservar a área, é dada por:

$$z \times x = z_{\text{eq}} \times x_{\text{eq}}, \quad (3.15)$$

Utilizando o valor encontrado na equação (3.14), temos:

$$z \times x = 0.3938 \times x_{\text{eq}}^2, \quad (3.16)$$

Utilizando as dimensões originais do reservatório, temos:

$$x_{\text{eq}} = \sqrt{\frac{z \times x}{0.3938}} = 942.81\text{ft}, \quad (3.17)$$

Por fim,

$$z_{\text{eq}} = 0.3938 \times 942.81 = 371.23\text{ft}. \quad (3.18)$$

Com tais dimensões equivalentes, o próximo passo é calcular a distância entre os poços injetor e produtor, bem como o ângulo θ formado. Temos que, ao tomar a vista de cima em duas dimensões, a distância diagonal é dada por:

$$L_{\text{transv}} = \sqrt{x_{\text{eq}}^2 + y_{\text{eq}}^2}. \quad (3.19)$$

mas $x = y$ e, portanto, $x_{\text{eq}} = y_{\text{eq}}$. De modo que:

$$L_{\text{transv}} = \sqrt{2 \times x_{\text{eq}}^2} = 1333.33\text{ft}. \quad (3.20)$$

além disso, a distância entre os poços é dada por:

$$L_{\text{wells}} = \sqrt{L_{\text{transv}}^2 + z_{\text{eq}}^2} = 1348.05\text{ft} = 421.86\text{m}. \quad (3.21)$$

finalmente, o ângulo θ formado é:

$$\theta = \arctan\left(\frac{z_{eq}}{L_{transv}}\right) = 15.01^\circ, \quad (3.22)$$

e seu complementar:

$$\beta = 74.99^\circ. \quad (3.23)$$

Em resumo, temos:

$$x_{eq} = 287.37 \text{ m} \quad ; \quad z_{eq} = 113.15 \text{ m} \quad ; \quad L_{wells} = 421.86 \text{ m}, \quad (3.24)$$

$$\beta = 74.99^\circ \quad ; \quad \bar{k} = 8.3545 \times 10^{-14} \text{ m}^2, \quad (3.25)$$

em que x_{eq} e z_{eq} são a distância nos equivalentes isotrópicos do eixo x e do eixo z, respectivamente, L_{wells} é a distância isotrópica equivalente entre os poços injetor e produtor, β é o ângulo isotrópico equivalente entre a diagonal que conecta os poços injetores e produtores e a vertical e \bar{k} é a permeabilidade média equivalente isotrópica do meio poroso. Todos os cálculos subsequentes foram realizados com as características deste reservatório equivalente e o subíndice *eq* equivalente foi omitido para melhor legibilidade.

3.3 ANÁLISE DA MASSA ESPECÍFICA DO WAG

Com o reservatório isotrópico equivalente devidamente calculado, torna-se possível, a partir do desenvolvimento analítico, encontrar uma correlação para a massa específica da mistura WAG. Para tanto, foi feito um corte transversal no reservatório isotrópico equivalente, conforme Figura 3.2.

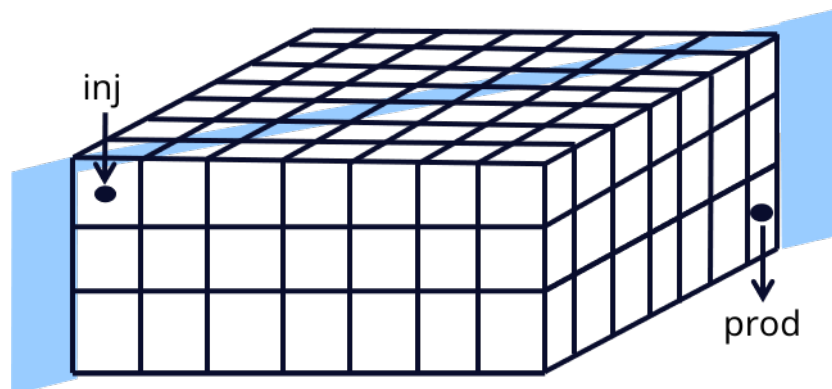


Figura 3.2: Seção transversal no reservatório isotrópico equivalente SPE5.

Em seguida, 4 pontos foram escolhidos de forma que os pontos 1 e 3 fiquem na diagonal que

conecta os poços injetores e produtores e os pontos 2 e 4 ficam na diagonal oposta e coincidem com o limite entre WAG e Petróleo, conforme mostrado na Figura 3.3.

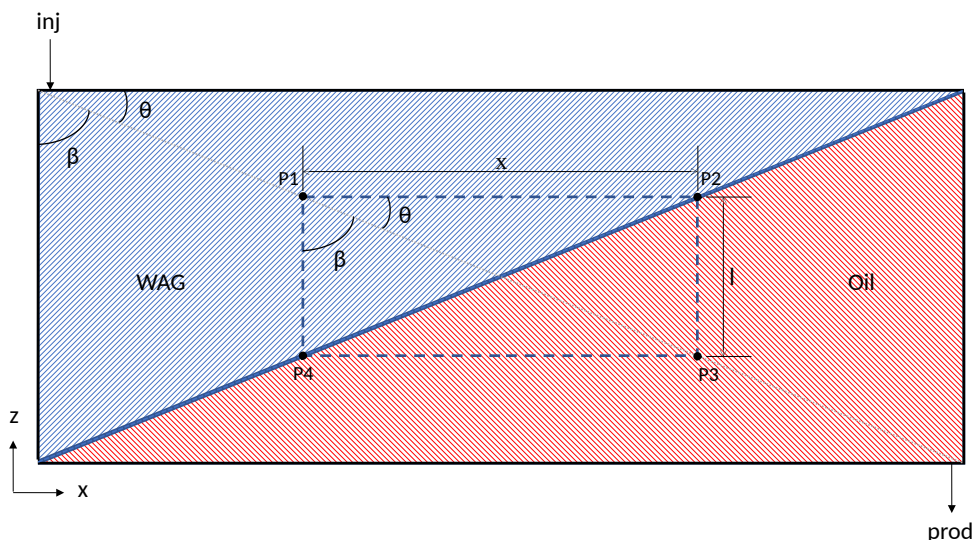


Figura 3.3: Vista frontal da seção transversal no reservatório isotrópico equivalente SPE5.

Observe que a distância entre os pontos está relacionada a:

$$x = l \times \tan(\beta). \quad (3.26)$$

A queda de pressão na componente horizontal entre quaisquer pontos é devido ao gradiente de pressão entre eles, por outro lado, a queda de pressão na componente vertical entre quaisquer pontos é dada pela coluna de fluido entre tais pontos.

$$\frac{p_1 - p_4}{l} = \rho_{\text{wag}} \times g, \quad (3.27)$$

$$\frac{p_2 - p_3}{l} = \rho_{\text{oil}} \times g, \quad (3.28)$$

$$\frac{p_1 - p_2}{l \times \tan(\beta)} = \nabla p_{\text{wag}}, \quad (3.29)$$

$$\frac{p_4 - p_3}{l \times \tan(\beta)} = \nabla p_{\text{oil}}. \quad (3.30)$$

Tomando p_3 como referência, ou seja, igual a zero, as equações (3.28) e (3.30) se tornam, respectivamente:

$$\frac{p_2}{l} = \rho_{\text{oil}} \times g, \quad (3.31)$$

$$\frac{p_4}{l \times \tan(\beta)} = \nabla p_{\text{oil}}. \quad (3.32)$$

Adicionando (3.27) em (3.32),

$$\frac{p_1 - p_4}{l} + \frac{p_4}{l} = \rho_{\text{wag}} \times g + \nabla p_{\text{oil}} \times \tan(\beta), \quad (3.33)$$

$$\frac{p_1}{l} = \rho_{\text{wag}} \times g + \nabla p_{\text{oil}} \times \tan(\beta). \quad (3.34)$$

Isolando l na equação (3.31) e substituindo na equação (3.34),

$$p_1 = \frac{p_2}{\rho_{\text{oil}} \times g} [\rho_{\text{wag}} \times g + \nabla p_{\text{oil}} \times \tan(\beta)]. \quad (3.35)$$

Isolando p_1 na equação (3.29) e substituindo l da equação (3.31), temos:

$$p_1 = \frac{p_2}{\rho_{\text{oil}} \times g} \nabla p_{\text{wag}} \times \tan(\beta) + p_2, \quad (3.36)$$

$$p_1 = \frac{p_2}{\rho_{\text{oil}} \times g} [\nabla p_{\text{wag}} \times \tan(\beta) + \rho_{\text{oil}} \times g]. \quad (3.37)$$

Substituindo (3.37) em (3.35),

$$\frac{p_2}{\rho_{\text{oil}} \times g} [\nabla p_{\text{wag}} \times \tan(\beta) + \rho_{\text{oil}} \times g] = \frac{p_2}{\rho_{\text{oil}} \times g} [\rho_{\text{wag}} \times g + \nabla p_{\text{oil}} \times \tan(\beta)], \quad (3.38)$$

$$\nabla p_{\text{wag}} \times \tan(\beta) + \rho_{\text{oil}} \times g = \rho_{\text{wag}} \times g + \nabla p_{\text{oil}} \times \tan(\beta), \quad (3.39)$$

em que a massa específica da mistura ótima de WAG é dada por:

$$\rho_{\text{wag}} = \frac{1}{g} [\nabla p_{\text{wag}} \times \tan(\beta) + \rho_{\text{oil}} \times g - \nabla p_{\text{oil}} \times \tan(\beta)]. \quad (3.40)$$

Também é possível verificar se a massa específica da mistura WAG encontrada na equação (3.40) unidades de medidas corretas, ou seja, no sistema internacional kg/m^3 . A análise dimensional é dada por:

$$\rho_{\text{wag}} = \left[\frac{s^2}{m} \right] \left(\left[\frac{Pa}{m} \right] + \left[\frac{kg}{m^3} \right] \times \left[\frac{m}{s^2} \right] - \left[\frac{Pa}{m} \right] \right), \quad (3.41)$$

$$\rho_{\text{wag}} = \left[\frac{s^2}{m} \right] \left(\left[\frac{N}{m^2} \right] \times \left[\frac{1}{m} \right] + \left[\frac{kg}{m^3} \right] \times \left[\frac{m}{s^2} \right] - \left[\frac{N}{m^2} \right] \times \left[\frac{1}{m} \right] \right), \quad (3.42)$$

$$\rho_{\text{wag}} = \left[\frac{s^2}{m} \right] \left(\left[\frac{kg \times m}{s^2} \right] \times \left[\frac{1}{m^2} \right] \times \left[\frac{1}{m} \right] + \left[\frac{kg}{m^3} \right] \times \left[\frac{m}{s^2} \right] - \left[\frac{kg \times m}{s^2} \right] \times \left[\frac{1}{m^2} \right] \times \left[\frac{1}{m} \right] \right), \quad (3.43)$$

$$\rho_{\text{wag}} = \left[\frac{s^2}{m} \right] \left(\left[\frac{kg}{s^2 \times m^2} \right] + \left[\frac{kg}{s^2 \times m^2} \right] - \left[\frac{kg}{s^2 \times m^2} \right] \right), \quad (3.44)$$

$$\rho_{\text{wag}} = \left[\frac{kg}{m^3} \right]. \quad (3.45)$$

3.4 CÁLCULO DA MASSA ESPECÍFICA DO WAG

Para encontrar a massa específica da equação (3.40), é necessário encontrar ∇p_{wag} e ∇p_{oil} . Gradientes da mistura de óleo e WAG podem ser obtidos pela equação de Darcy, que relaciona gradiente de pressão, permeabilidade média, viscosidade do fluido, vazão e dimensões médias.

Rearranjando os termos da equação 2.6, chegamos em:

$$\nabla p = \frac{\mu}{k} v_s. \quad (3.46)$$

em que a velocidade v_s é a velocidade em qualquer direção. Ainda assim, pode ser definida como distância pelo tempo, de acordo com resultados de simulações temos que a água injetada no reservatório demorou aproximadamente 1550 dias para chegar ao poço produtor, de forma que:

$$v_s = \frac{L_{\text{wells}}}{t} = \frac{421.86 \text{ m}}{2400 \text{ d}} = \frac{421.86}{2400 \times 24 \times 60 \times 60} \frac{\text{m}}{\text{s}} = 2.034 \times 10^{-6} \frac{\text{m}}{\text{s}}. \quad (3.47)$$

A componente x da velocidade é dada por:

$$v_x = v_s \times \cos(\theta) = 2.034 \times 10^{-6} \times \cos(15.01) = 1.97 \times 10^{-6} \frac{\text{m}}{\text{s}}. \quad (3.48)$$

De acordo com Nakano et al. (2009), a viscosidade do óleo do pré-sal é aproximadamente 1.14cP ou 1.14×10^{-3} Pa.s. Então:

$$\nabla p_{\text{oil}} = \frac{\mu_{\text{oil}}}{k} v_x = \frac{1.14 \times 10^{-3}}{8.3545 \times 10^{-14}} \times 1.97 \times 10^{-6} = 26881.32 \frac{\text{Pa}}{\text{m}}. \quad (3.49)$$

Analogamente, o gradiente de pressão na mistura WAG é dado por

$$\nabla p_{\text{wag}} = \frac{\mu_{\text{wag}}}{k} v_x. \quad (3.50)$$

No entanto, a viscosidade da mistura WAG é desconhecida. Trabalhos de Kendall e Monroe (1917) e Arrhenius (1887) definem a relação das viscosidades dinâmicas quando há mistura de fluidos. A correlação de Kendall e Moroe Kendall e Monroe (1917) é dada por:

$$\mu_{\text{mix}}^{(1/3)} = f m_1 \mu_1^{(1/3)} + f m_2 \mu_2^{(1/3)}, \quad (3.51)$$

em que $f m_1$ e $f m_2$ são as frações molares dos componentes 1 e 2. Da mesma forma, a correlação de Arrhenius (1887) é dada por:

$$\log(\mu_{\text{mix}}) = f m_1 \log(\mu_1) + f m_2 \log(\mu_2). \quad (3.52)$$

A fração molar $f m_i$ é definida por:

$$f m_i = \frac{n_i}{n_{\text{total}}}, \quad (3.53)$$

em que n_i é o número de mols do fluido e n_{total} é o número total de mols da mistura. Também tem-se que o número de moles n é dado por:

$$n = \frac{m}{MM}, \quad (3.54)$$

$$n = \frac{V \times \rho}{MM}. \quad (3.55)$$

Portanto, as frações molares de gás são dadas por:

$$f m_{\text{gas}} = \frac{\frac{V_{\text{gas}} \times \rho_{\text{gas}}}{MM_{\text{gas}}}}{\frac{V_{\text{gas}} \times \rho_{\text{gas}}}{MM_{\text{gas}}} + \frac{V_{\text{wat}} \times \rho_{\text{wat}}}{MM_{\text{wat}}}}. \quad (3.56)$$

A Tabela 3.3 mostra a composição do gás injetado (fração molar):

Elemento	Fração molar
C_1	0.77
C_3	0.20
C_6	0.03
C_{10}	0
C_{15}	0
C_{20}	0

Tabela 3.3: Composição molar do gás injetado, extraído de Killough e Kossack (1987).

Portanto, a massa molar do gás injetado é dada por:

$$MM_{\text{gas}} = 0.77 \times MM_{C_1} + 0.2 \times MM_{C_3} + 0.03 \times MM_{C_6}, \quad (3.57)$$

$$MM_{\text{gas}} = 0.77 \times 16.042 + 0.2 \times 44.094 + 0.03 \times 86.172 = 23.7563. \quad (3.58)$$

Sob condições de superfície, 12.000 srb/d (1907,85 m³/d) de água e 12.000 Mscf/d (339802,16 m³/d) de gás são injetados de modo à coincidir com os valores utilizados no *benchmark* SPE5. Nas condições do reservatório, de acordo com as informações das Tabelas 1 e 8 do trabalho de Killough e Kossack (1987), esses valores passam a 1907,85 m³/d de água e 1115,75 m³/d de gás. Além disso, pelas Tabelas 1 e 8 do trabalho de Killough e Kossack (1987), a massa específica da água e do gás são 999,55 kg/m³ e 277,9 g/cm³ e viscosidades de 0,7 cp (0,0007 Pa.s) e 0,034 cp (0,000034 Pa. s) respectivamente. Voltando em 3.56 e substituindo, temos:

$$fm_{\text{gas}} = \frac{\frac{1115.75 \times 277.9}{23.7563}}{\frac{1115.75 \times 277.9}{23.7563} + \frac{1907.85 \times 999.55}{18.01528}} = 0.11. \quad (3.59)$$

Da mesma forma, para a água, temos:

$$x_{\text{wat}} = \frac{\frac{V_{\text{wat}} \times \rho_{\text{wat}}}{MM_{\text{wat}}}}{\frac{V_{\text{gas}} \times \rho_{\text{gas}}}{MM_{\text{gas}}} + \frac{V_{\text{wat}} \times \rho_{\text{wat}}}{MM_{\text{wat}}}}, \quad (3.60)$$

$$fm_{\text{wat}} = \frac{\frac{1907.85 \times 999.55}{18.01528}}{\frac{1115.75 \times 277.9}{23.7563} + \frac{1907.85 \times 999.55}{18.01528}} = 0.89. \quad (3.61)$$

Baseado nas Tabelas e propriedades disponíveis em Killough e Kossack (1987), a equação (3.51) se torna:

$$\mu_{\text{mix1}}^{\left(\frac{1}{3}\right)} = 0.11 \times 0.000034^{\left(\frac{1}{3}\right)} + 0.89 \times 0.0007^{\left(\frac{1}{3}\right)}, \quad (3.62)$$

$$\mu_{\text{mix1}} = 0.000563, \quad (3.63)$$

e a Equação (3.52) se torna:

$$\log(\mu_{\text{mix2}}) = 0.11 \log(0.000034) + 0.89 \log(0.0007), \quad (3.64)$$

$$\mu_{\text{mix2}} = 0.000502. \quad (3.65)$$

Tomando a viscosidade da mistura WAG como a média de ambos os métodos, temos:

$$\mu_{\text{mix}} = \frac{\mu_{\text{mix1}} + \mu_{\text{mix2}}}{2} = 0.0005325 \text{ Pa.s} \quad (3.66)$$

Substituindo a viscosidade da mistura encontrada em (3.66) na equação (3.50), temos:

$$\nabla p_{\text{wag}} = \frac{\mu_{\text{wag}}}{k} v_x = \frac{0.0005325}{8.3545 \times 10^{-14}} \cdot 1.97 \times 10^{-6} = 12524.66 \frac{\text{Pa}}{\text{m}} \quad (3.67)$$

Utilizando os valores obtidos em (3.49) e (3.67), a massa específica da mistura WAG é dada por:

$$\rho_{\text{wag}} = \frac{1}{g} [\nabla p_{\text{wag}} \times \tan(\beta) + \rho_{\text{oil}} \times g - \nabla p_{\text{oil}} \times \tan(\beta)], \quad (3.68)$$

$$\rho_{\text{wag}} = \frac{1}{9.81} [12524.66 \times \tan(74.99) + 876.21 \times 9.81 - 26881.32 \times \tan(74.99)], \quad (3.69)$$

$$\rho_{\text{wag}} = -4581.73 \frac{\text{kg}}{\text{m}^3}. \quad (3.70)$$

O valor encontrado para a massa específica da mistura WAG é negativo, logo não é possível encontrar uma mistura de água e gás que mantenha o equilíbrio de forças para o escoamento em regime permanente.

Do ponto de vista matemático, para que a fronteira seja estável a queda de pressão entre p_1 e p_3 (ver Fig. 3.2) por ambos os caminhos deve ser a mesma. Em outras palavras, a queda de pressão vertical no WAG devido à força gravitacional entre os pontos p_1 e p_4 , governada pela massa específica, somada à queda de pressão horizontal no óleo resultante do gradiente de pressão entre

os pontos p_4 e p_3 , regido pela viscosidade, deve ser igual à queda de pressão horizontal no WAG devido ao gradiente de pressão entre os pontos p_1 e p_2 , regido pela viscosidade, mais a queda de pressão vertical no óleo devido à força gravitacional entre os pontos p_2 e p_3 , governada pela massa específica. No entanto, devido à diferença de massa específica e viscosidade entre o óleo e a mistura WAG, para equilibrar as forças, o valor da massa específica WAG deve ser negativo, o que é fisicamente impossível.

Apesar da melhor eficiência de varrido microscópica do gás, o contato entre este e o óleo apresenta baixa eficiência de varrido macroscópica, devido à sua baixa viscosidade, sendo então prejudicial para produção de óleo. A injeção contínua de água, por outro lado, apresenta alta eficiência de varrido macroscópica e, portanto, a injeção de outro fluido ou mistura só se justifica próximo ao final da exploração

A mistura supracitada deve ter a menor massa específica possível. Como é fisicamente impossível obter-se o valor encontrado, ao final da exploração inicia-se a injeção contínua de gás para que este tenha tempo hábil para percorrer e varrer o reservatório e atinja o poço produtor em um tempo próximo da água. O cronograma de injeção WFG é proposto para maximizar o lucro da exploração e em reusmo é dado por: injeção contínua de água (grande bolha de água) e antes que ocorra o rompimento da mesma, injeção contínua de gás até atingir o VPL máximo.

4 RESULTADOS NUMÉRICOS E DISCUSSÃO

Neste capítulo o cronograma ótimo de injeção em diferentes cenários de miscibilidade, completação de injetor e produtor e refino de malha. Ainda, diferentes razões WAG são comparadas com injeção contínua de água (CW) e a técnica proposta (WFG).

4.1 INVESTIGAÇÃO DA INJEÇÃO FINAL DE FLUIDOS PARA O CASO IMISCÍVEL

Uma nova técnica de injeção (WFG) é proposta de tal forma que o rompimento de gás e de água injetados no reservatório ocorram o mais próximo possível, para que a produção destes fluidos indesejados não atinjam valores que prejudiquem a exploração de maneira considerável.

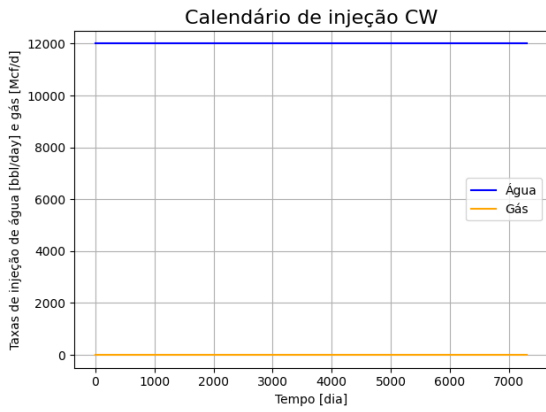
No WFG, primeiramente é injetado um rolha de água que possui maior viscosidade que o gás, de maneira à gerar maior eficiência de varrido macroscópica. Depois, uma rolha de gás é injetada no final da simulação levando em consideração os resultados da seção anterior sobre a massa específica ideal para retomar o equilíbrio de forças na fronteira entre os fluidos injetados e o óleo no reservatório. Além disso, o tempo de injeção de água e gás considera o tempo mínimo que ambos os fluidos levam para percorrer o reservatório partindo do poço injetor até atingir o poço produtor, de modo que ambos os fluidos comecem a ser produzidos ao mesmo tempo. Este tempo mínimo é estimado observando a primeira produção de água/gás a partir de uma injeção contínua do fluido observado.

Deste modo, nas simulações WFG, água é injetada por 2277 dias para os casos imiscíveis e por 1460 dias para os casos miscíveis. Passado esse período, gás é injetado continuamente até atingir máximo VPL.

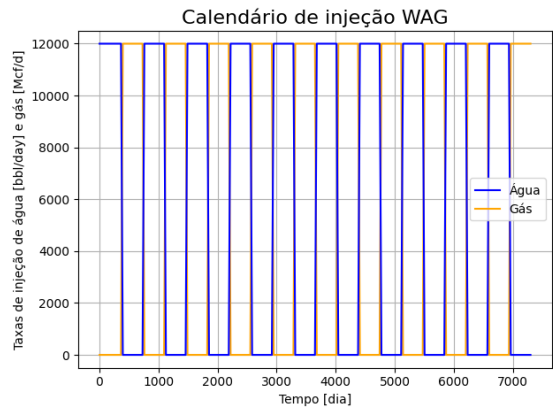
A investigação será realizada através da comparação de resultados numéricos de três calendários de injeção: Injeção contínua de água (CW), injeção inicial de água e final de gás (WFG) e injeção alternada de água e gás (WAG) 1:1. Para isso, foram realizados 24 cenários baseados no SPE5:

- Malhas 7x7x3 e 10x10x10;
- Condições de miscibilidade (miscível ou imiscível);
- Injeção de fluido (CW, WAG ou WFG);
- Completção, na primeira camada (original) ou em todas as camadas.

Os calendários de injeção usados nos diferentes casos são mostrados nas Figuras 4.1 e 4.2.

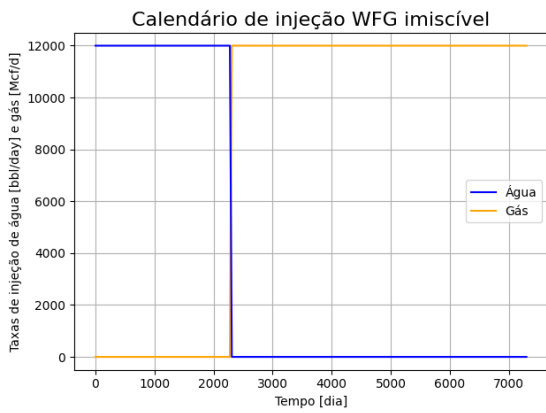


(a) Calendário de injeção CW

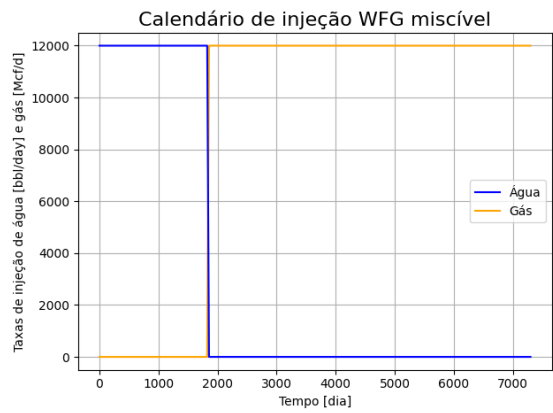


(b) Calendário de injeção WAG

Figura 4.1: Cronogramas de Injeção CW e WAG.



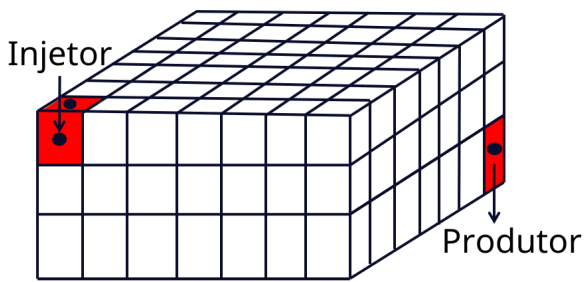
(a) Calendário de injeção WFG imiscível



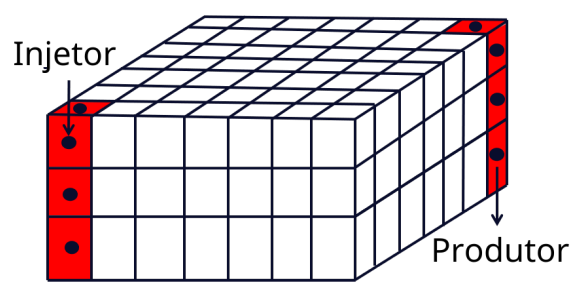
(b) Calendário de injeção WFG miscível

Figura 4.2: Cronogramas de Injeção WFG.

Os dois esquemas de completação diferentes são mostrados na Figura 4.3.



(a) Completção em uma camada.



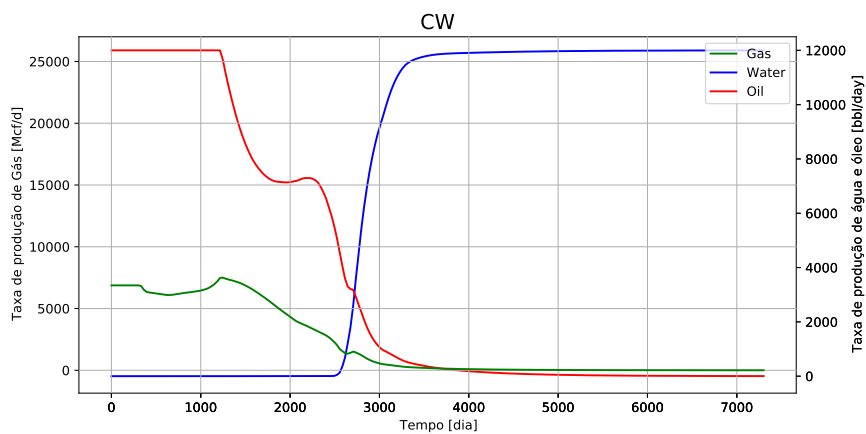
(b) Completção total.

Figura 4.3: Esquemas de Completção SPE5.

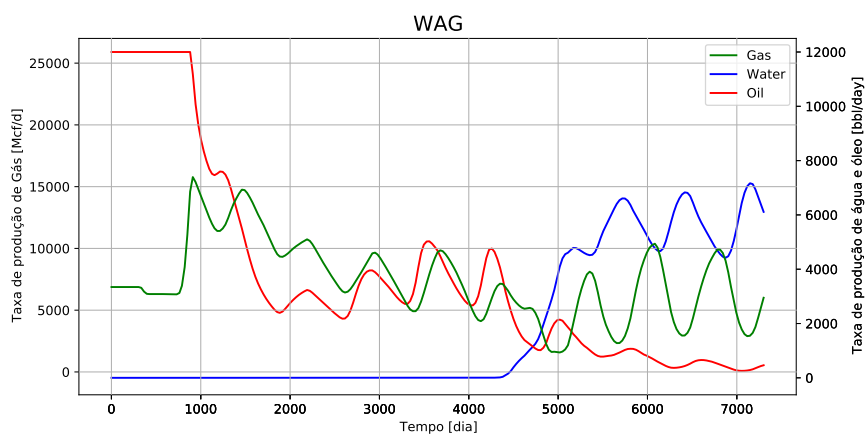
4.1.1 Caso 1: 7x7x3 – Completação original – Caso imiscível

As taxas de produção ao longo do tempo para o caso 1 são apresentadas na Figura 4.4 para os três esquemas de injeção estudados. O calendário de injeção CW (Figura 4.4a), apesar de injetar apenas água, produz gás decorrente da existência do mesmo no reservatório SPE5 anterior à sua exploração. O pico de produção de gás é de 7505,89 Mcf/d e ocorre no dia 1246 e, nesta mesma data, a produção de óleo no reservatório sai de seu máximo (12000 bbl/d) e inicia a queda. Como a produção de gás está atrelada à produção de óleo, visto que o gás produzido está dissolvido no óleo do reservatório, a queda inicial na produção de óleo resulta na queda de produção de gás e, conseqüentemente, no aumento da produção de óleo por volta do dia 2200. É possível ainda verificar que existe um terceiro máximo local na produção de óleo por volta do dia 2700.

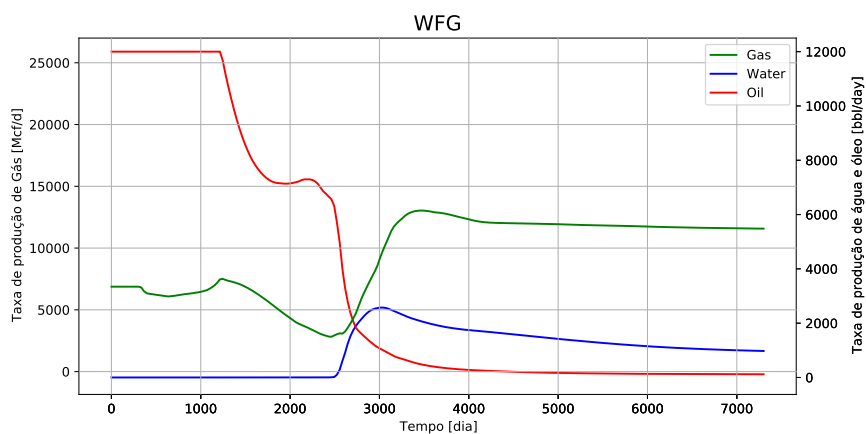
A produção de água é praticamente nula até o dia 2500 em que a taxa inicia um crescimento acentuado até por volta do dia 3500. No mesmo período, as taxas de produção dos demais fluidos tendem à zero.



(a) Injeção CW.



(b) Injeção WAG.



(c) Injeção WFG.

Figura 4.4: Taxa de produção ao longo do tempo para o caso 1.

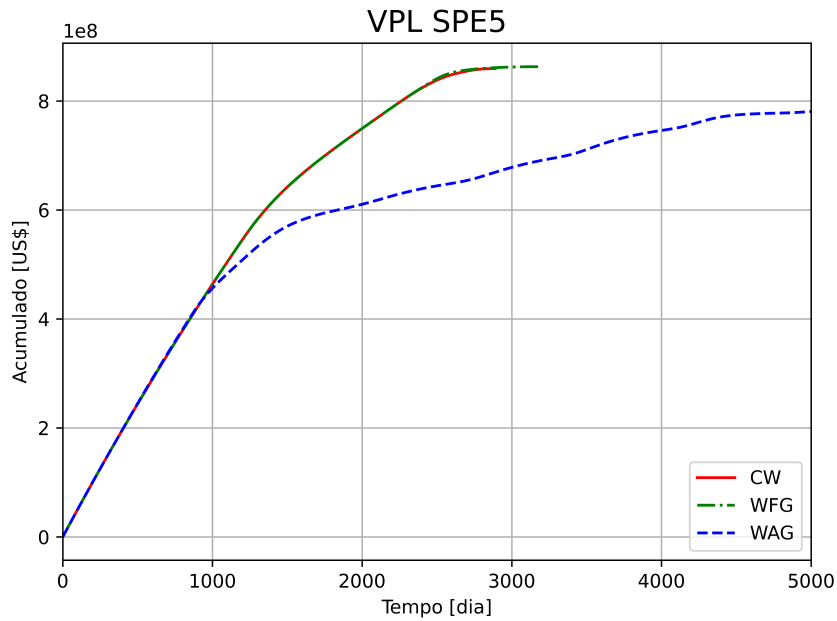
O calendário de injeção WAG (Figura 4.4b) apresenta diversos máximos locais nos três fluidos produzidos. Isto ocorre em função da característica cíclica do calendário WAG que alterna a injeção de água e gás. A produção de gás apresenta um pico de 15776,67 Mcf/d no dia 911 e, após isso, a taxa de produção alterna máximos e mínimos locais sucessivamente, sendo então o

fluido que primeiro apresenta variações cíclicas em sua produção. Isso se justifica em função de sua baixa viscosidade, fazendo com que rapidamente o gás injetado atinja o poço produtor e crie então um caminho preferencial até o mesmo. Por consequência, a produção de óleo também se comporta de maneira cíclica a partir desta data, entretanto, de maneira defasada em relação aos picos de produção do gás. Análogamente ao ocorrido no calendário de injeção CW, após um máximo de produção de gás existe um pequeno máximo local na produção de óleo.

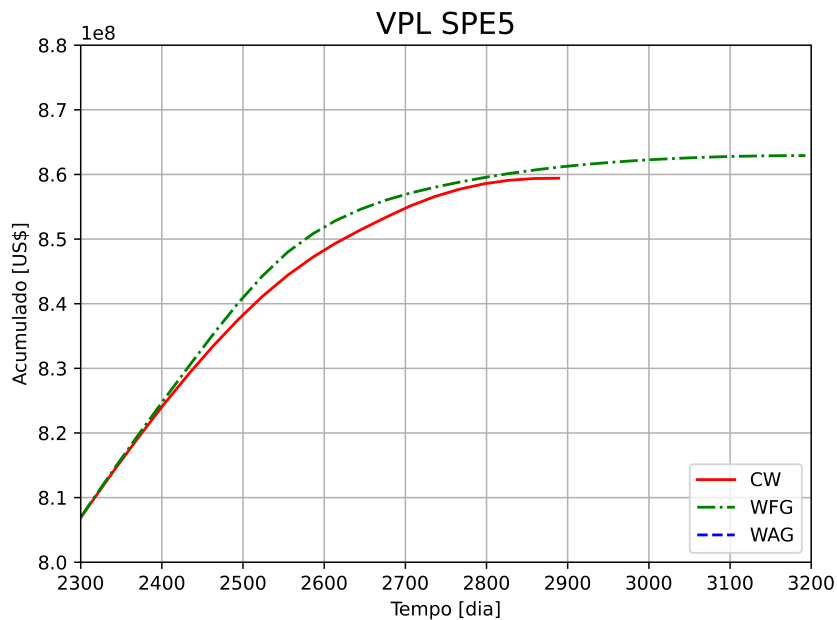
A água injetada no reservatório, por sua vez, atinge o poço produtor apenas por volta do dia 4400 e seu crescimento é mais vagaroso quando comparada ao ocorrido no calendário de injeção CW. A partir deste momento, a taxa de produção de óleo cai e os fluidos produzidos passam a ser praticamente apenas aqueles injetados.

O calendário de injeção WFG (Figura 4.4c) apresenta curva de produção de óleo similar ao caso CW, entretanto com apenas um máximo local após o decréscimo inicial da produção. Este pico local de produção ocorre por volta do dia 2200 e, devido à taxa de desconto no cálculo do VPL, tal deslocamento de máximo local resulta em maior VPL para este calendário de injeção conforme Figura 4.5. Como a injeção de água ocorre por um período finito, a taxa de produção da mesma apresenta um pico, inferior aos demais, e depois decresce. Entretanto o mesmo não ocorre na taxa de produção de gás que, após o rompimento próximo ao dia 3200, se estabiliza em 12000 Mcf/d, isto é, todo gás injetado é produzido a partir desta data.

Um comparativo de VPL para o caso 1 é apresentado na Figura 4.5. Observa-se que o WFG é o calendário de injeção que apresentou maior VPL, seguido do CW e, por fim, do WAG. O comportamento cíclico da curva de produção do WAG atrelado à taxa de desconto faz com que esse calendário de injeção apresente o menor VPL para este caso. O aumento do VPL pela técnica WFG é justificada pela produção precoce do óleo bem como ao menor custo atrelado à injeção e produção de gás quando comparada à água.



(a) Vista geral.

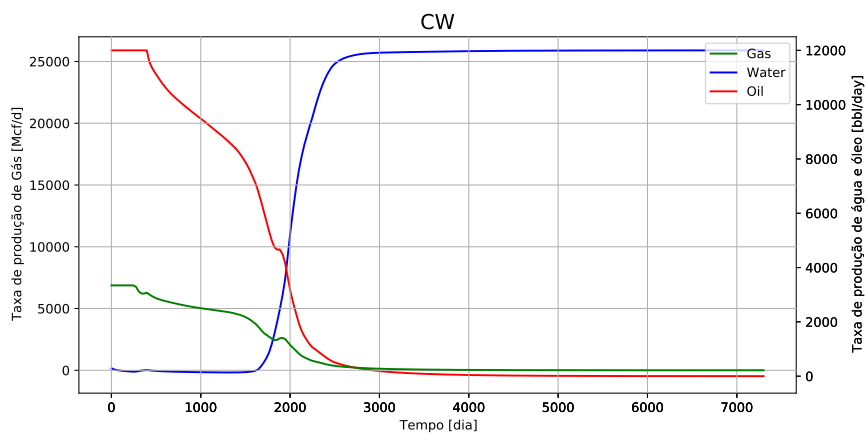


(b) Vista destacada.

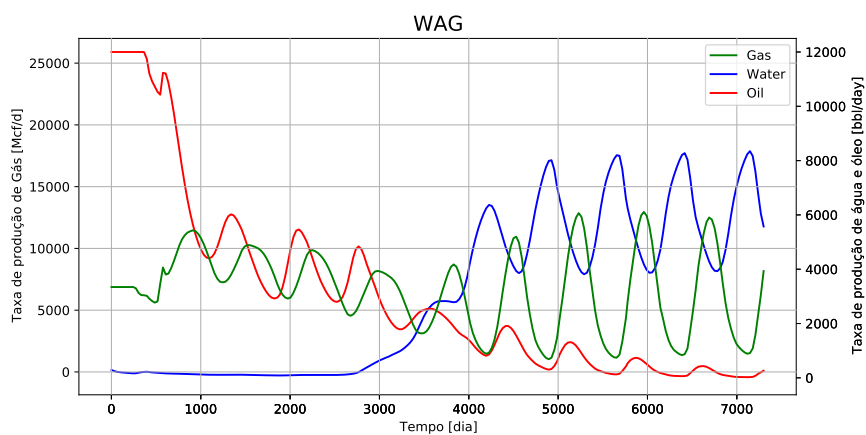
Figura 4.5: VPL do caso 1.

4.1.2 Caso 2: 7x7x3 – Completação original – Caso miscível

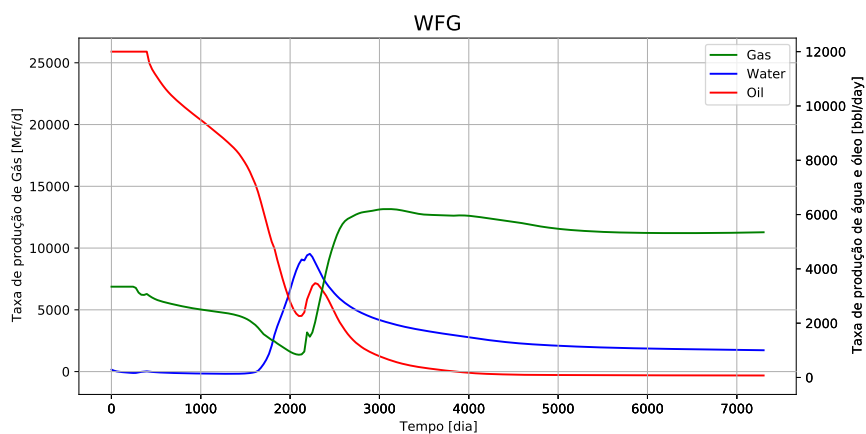
A taxa de produção ao longo do tempo para o caso 2 é mostrada na Figura 4.6 para os três esquemas de injeção estudados. Para o calendário de injeção CW (Figura 4.6a) o decréscimo na curva de produção de óleo ocorre de maneira menos abrupta em função da mistura do gás no óleo. Pelo mesmo motivo, a curva de produção de gás não apresenta um máximo local menos expressivo.



(a) Injeção CW.



(b) Injeção WAG.



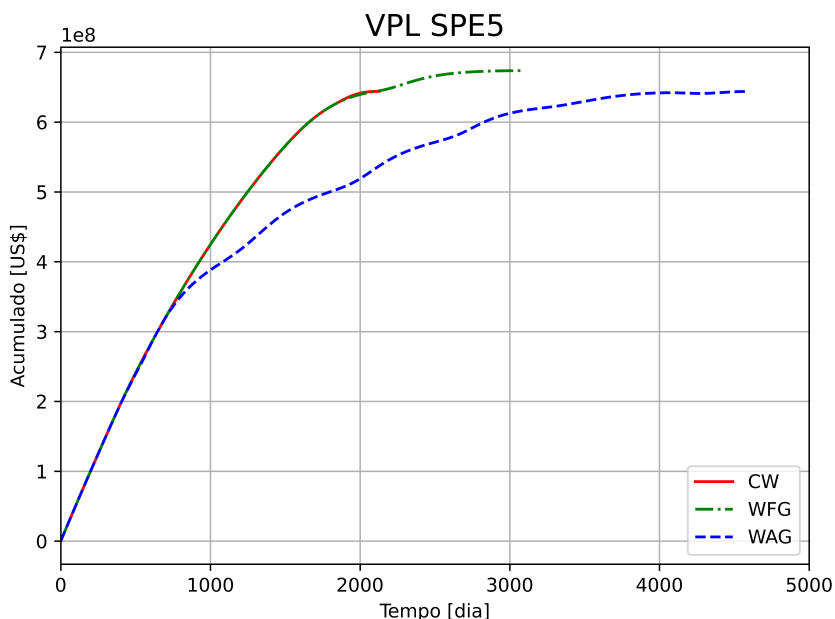
(c) Injeção WFG.

Figura 4.6: Taxa de produção ao longo do tempo para o caso 2.

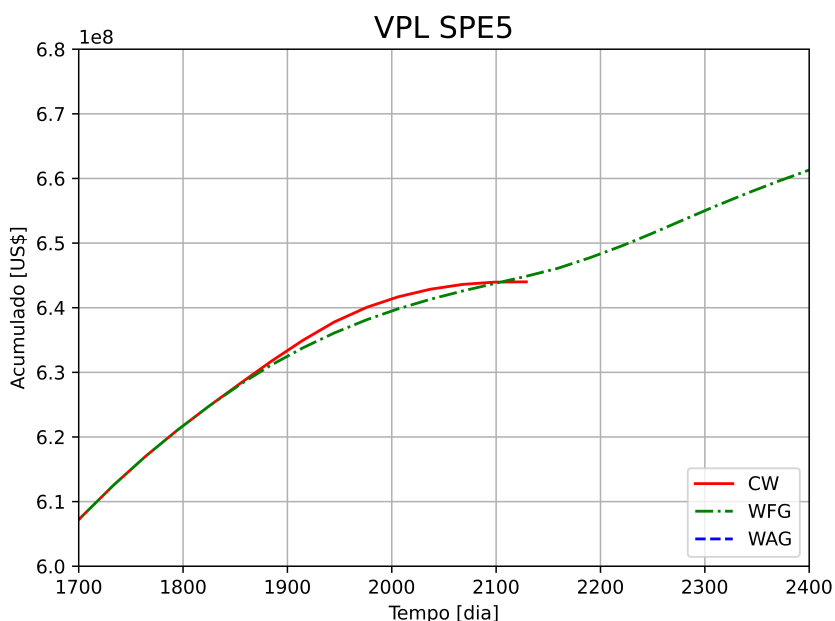
As curvas de produção para o calendário de injeção WAG (Figura 4.6b) possuem comportamento similar ao WAG imiscível do caso 1 (Figura 4.4b), entretanto, a produção de óleo apresenta queda inicial de maneira mais precoce. Enquanto que para o caso imiscível a queda inicial ocorre no dia 850, no caso miscível ocorre no dia 396, acompanhado da produção também mais precoce

do gás. No caso miscível, apesar do gás atingir o poço produtor mais rapidamente, a produção do mesmo se mantém em um nível estável ao longo do tempo, com máximos locais de mesma magnitude. A produção de óleo também se comporta de forma mais homogênea, entretanto, com decréscimos nos máximos locais ao longo do tempo.

O calendário WFG apresenta um máximo local na ordem de 2300 bbl/d próximo ao dia 2200, diferentemente do caso imiscível. Este ponto está atrelado ao decréscimo na produção da água que havia atingido o poço produtor próximo ao dia 1900 e precede o rompimento do gás.



(a) Vista geral.



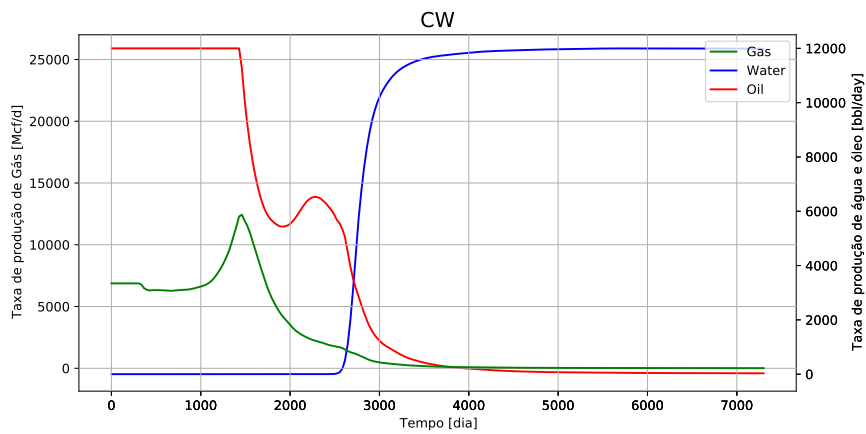
(b) Vista destacada.

Figura 4.7: VPL do caso 2.

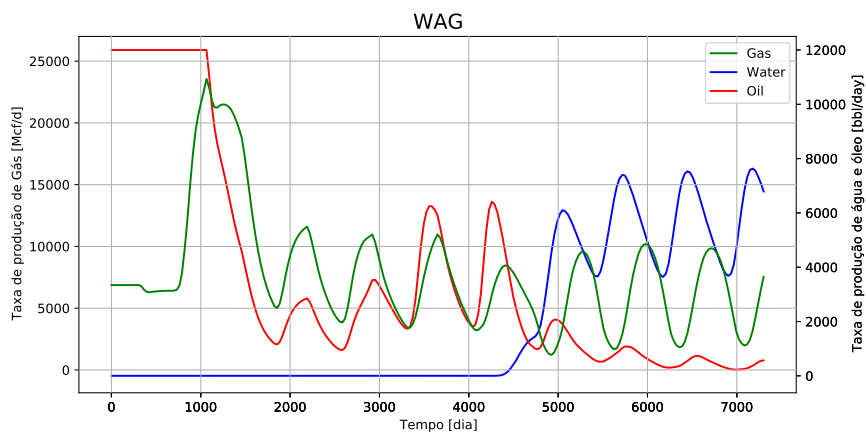
Um comparativo de VPL para o caso 2 é apresentado na Figura 4.7. Observa-se que o WFG é o calendário de injeção que apresentou maior VPL, seguido do CW e, por fim, do WAG. A miscibilidade impactou de maneira positiva o VPL da exploração nos casos em que o gás foi injetado, entretanto não foi suficiente para alterar a ordem dos calendários que apresentaram maior VPL.

4.1.3 Caso 3: 7x7x3 – Completação total – Caso imiscível

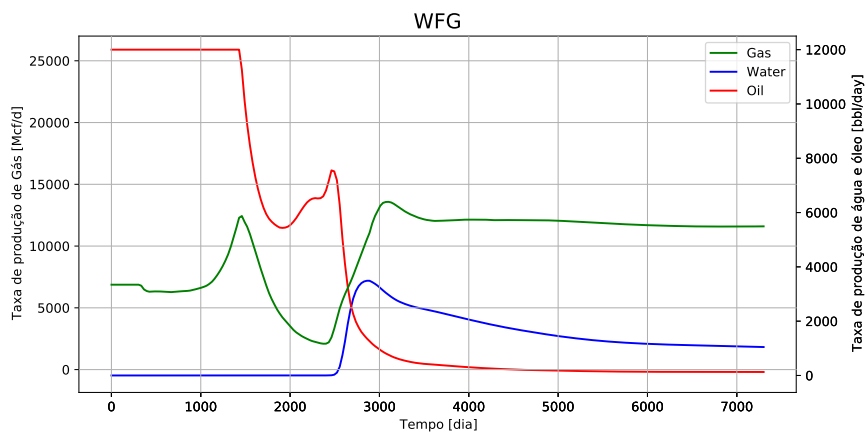
A taxa de produção ao longo do tempo para o caso 3 é mostrada na Figura 4.8 para os três esquemas de injeção estudados. Em todos os calendários de injeção propostos há um expressivo aumento na taxa de produção de gás decorrente da completação do poço produtor ocorrer também na camada superior do reservatório, camada esta na qual o gás escoar com maior facilidade e velocidade em função de sua massa específica e viscosidade. No mais, as curvas de produção apresentam comportamento similar ao caso 1.



(a) Injeção CW.



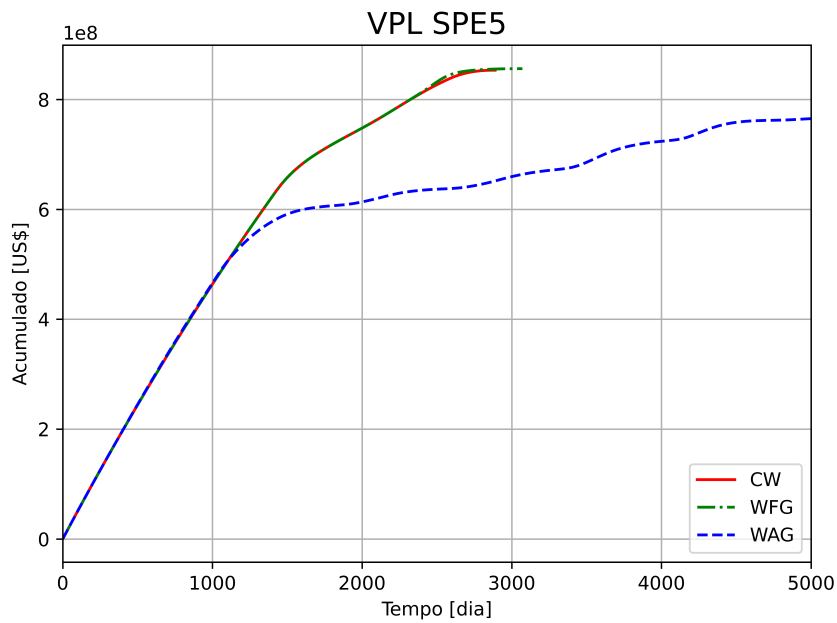
(b) Injeção WAG



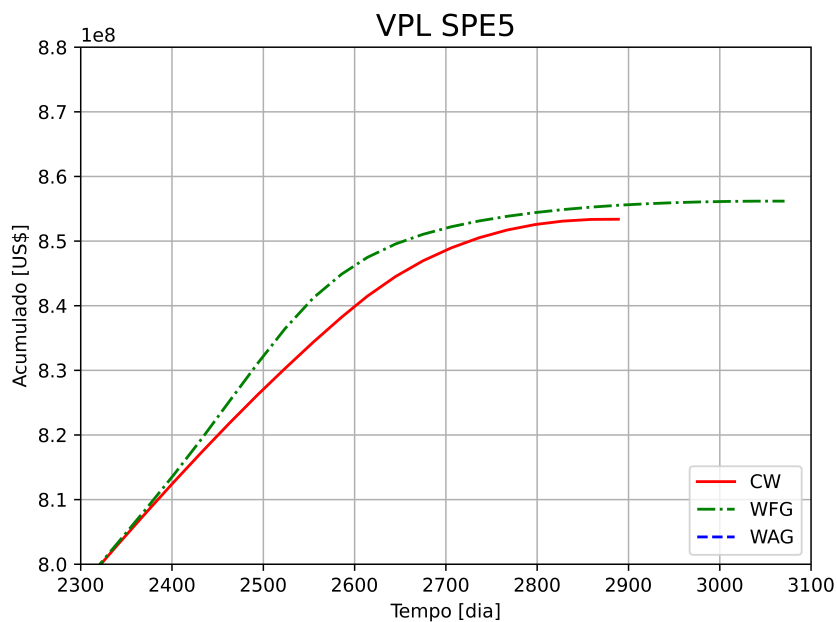
(c) Injeção WFG.

Figura 4.8: Taxa de produção ao longo do tempo para o caso 3.

O VPL para o caso 3 é mostrado na Figura 4.9. Nota-se decréscimo no VPL acumulado, quando comparado ao caso 1, nos calendários de injeção WAG e WFG os quais apresentam injeção de gás. Tal fato sugere que a completação em todas as camadas e o consequente aumento na produção de gás impacta negativamente no VPL quando há injeção de gás.



(a) Vista geral.

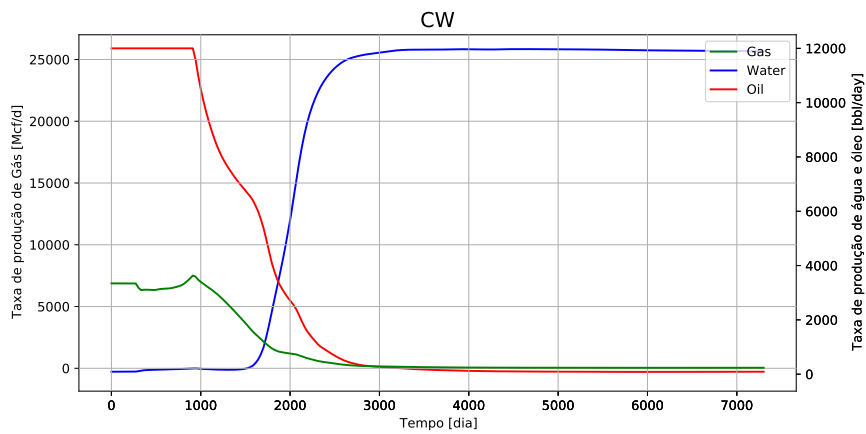


(b) Vista destacada.

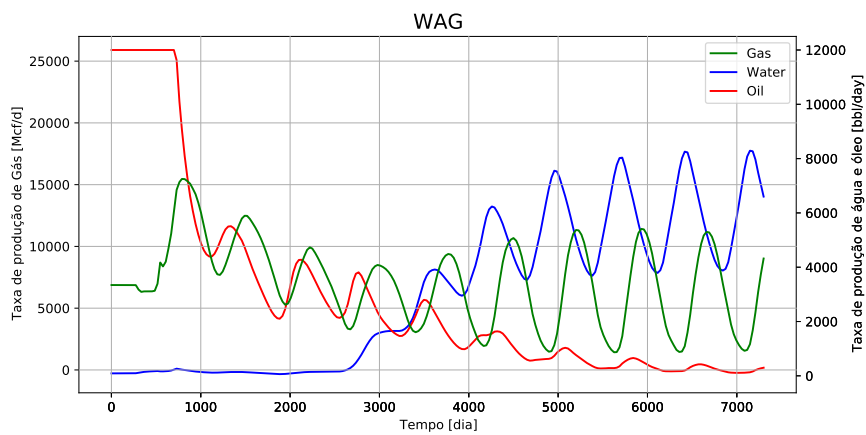
Figura 4.9: VPL do caso 3.

4.1.4 Caso 4: 7x7x3 – Completação total – Caso miscível

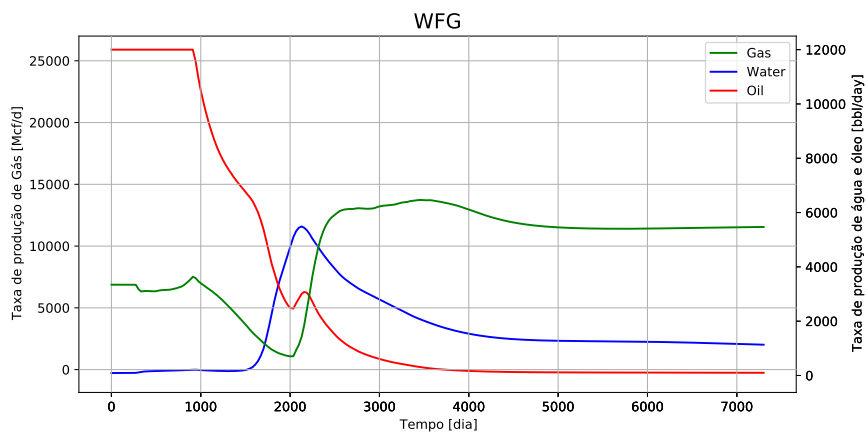
A taxa de produção ao longo do tempo para o caso 4 é mostrada na Figura 4.10 para os três esquemas de injeção estudados.



(a) Injeção CW



(b) Injeção WAG.

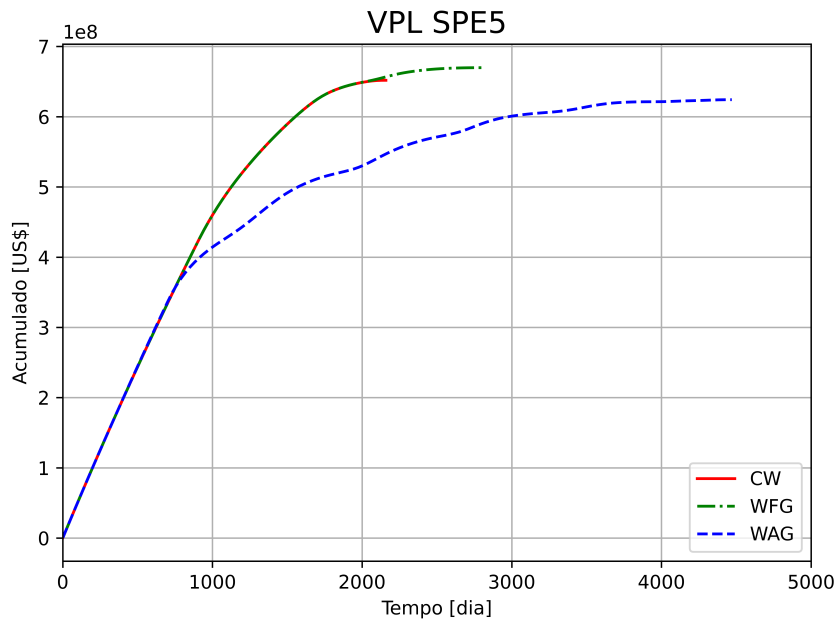


(c) Injeção WFG.

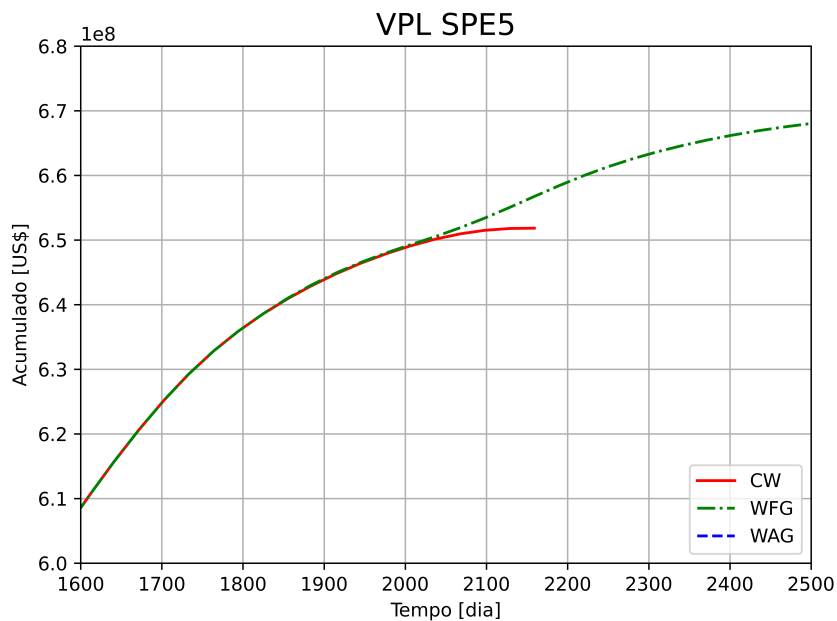
Figura 4.10: Taxa de produção ao longo do tempo para o caso 4.

O aumento na produção de gás em relação ao caso 2 ocorre, entretanto, em menor grau do que o aumento do caso 3 em relação ao caso 1. Tal fato é justificado pela mistura do óleo e do gás fazer com que a produção de gás esteja altamente atrelado à produção de óleo, isto é, a camada é menos impactante uma vez que o gás não forma uma fase contínua na parte superior do

reservatório. No mais, o comportamento das curvas é similar ao caso 2. O VPL para este caso é mostrado na Figura 4.11.



(a) Vista geral.



(b) Vista destacada.

Figura 4.11: VPL do caso 4.

A Tabela 4.1 mostra os resultados numéricos dos casos de 1 à 4. Nota-se que a técnica de injeção proposta WFG atingiu o maior VPL em todos os casos para a malha 7x7x7, seguido pela injeção CW e, por fim, o WAG.

Caso	Máximo VPL [US\$]	Miscibilidade	Completação	Δ VPL [US\$]
1	WAG	783.211.634,07		-
	CW	859.411.901,03	Imiscível	76.200.266,96
	WFG	862.920.964,18		79.709.330,11
2	WAG	643.845.785,72		-
	CW	644.002.283,92	Miscível	156.498,21
	WFG	673.575.325,81		29.729.540,10
3	WAG	766.314.376,29		-
	CW	853.378.484,15	Imiscível	87.064.107,86
	WFG	856.178.709,89		89.864.333,60
4	WAG	624.219.849,96		-
	CW	651.839.335,18	Miscível	27.619.485,22
	WFG	669.812.879,33		45.593.029,37

Tabela 4.1: Tabela de VPL para malha 7x7x3.

Mesmo para injeção CW há uma diferença entre o VPL dos casos miscíveis e imiscíveis devido à presença de gás dissolvido no óleo anterior à injeção.

Os casos imiscíveis apresentaram maior diferença percentual entre as técnicas de injeção, tanto para completação total quanto para apenas uma camada. Tal fato sugere que a imiscibilidade do gás injetado pela técnica WAG não é capaz de aumentar o VPL e, quando injetada no caso WFG, apesar de ajudar na manutenção da pressão do reservatório, tem menor eficiência.

O contrário se mostra verdadeiro, quando o gás é miscível no óleo do reservatório, a presença do mesmo melhora a diferença percentual da técnica de injeção que contém gás, quando comparada ao caso imiscível. Isto é, os casos miscíveis de WFG apresentam maior ganho percentual em relação ao segundo colocado CW e os casos miscíveis de WAG, apesar de apresentar VPL inferior ao CW, apresentam menor diferença percentual do mesmo.

As diferenças entre os casos 1 e 3, assim como entre os casos 2 e 4, são significativamente inferior à diferença entre os casos 1 e 2, assim como entre os casos 3 e 4. Isto é, a completação apresenta menor impacto no VPL do que a miscibilidade em todos os casos estudados para a malha 7x7x7. Tal fato sugere que a dinâmica do reservatório (forças viscosas, forças inerciais, relação entre comprimento e profundidade do reservatório, diferença de permeabilidade horizontal e vertical entre as camadas) é de tal forma que a segregação gravitacional irá ocorrer independente da camada injetada e produzida no sistema fluido/rocha estudado, assim como ilustrado na Figura 2.20.

Como o reservatório estudado possui gás dissolvido no óleo antes da injeção, a injeção de gás miscível para aumentar a eficiência microscópica não é tão impactante quanto em outros reservatórios, isto é, a injeção de gás miscível não diminui a viscosidade do óleo de forma considerável, uma vez que a mesma já é baixa, e não ajuda na prevenção do aprisionamento pela água.

É observado que o óleo produzido pela técnica de injeção CW, após primeiro declínio, possui

dois momentos de alteração da inclinação da curva, sendo até mesmo um pico em alguns casos. Tal alteração na produção de óleo está vinculada ao aumento de produção de gás no poço produtor. No CW, como não há injeção de gás, todo o gás produzido já estava presente originalmente no reservatório, de modo que o declínio na curva de produção de gás gera um aumento na produção de óleo. Tal fenômeno só ocorre antes da água atingir o poço produtor, momento este que a vazão de produção se torna praticamente apenas de água.

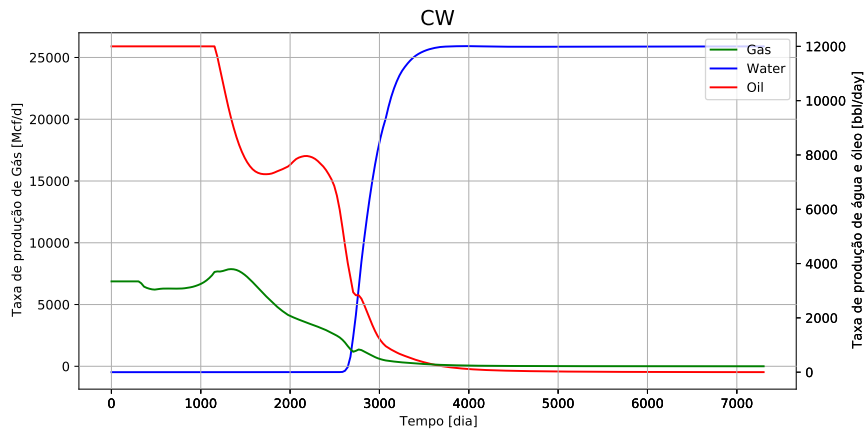
Na técnica de injeção WFG há uma tentativa de se unir o momento em que a água e o gás atingem o poço produtor, de maneira a elevar o pico secundário da produção de óleo, uma vez que os três fluidos são produzidos simultaneamente até que a vazão de produção se torna praticamente só de gás. Essa variação na produção de óleo, bem como os fatores econômicos atrelados aos fluidos injetados e produzidos, causam um pequeno aumento no VPL da exploração.

Tal mecanismo não é encontrado na injeção WAG na qual os picos de produção de gás se alternam com a produção de gás, de maneira análoga, até que a água injetada chega ao poço produtor e a produção de óleo cai vertiginosamente.

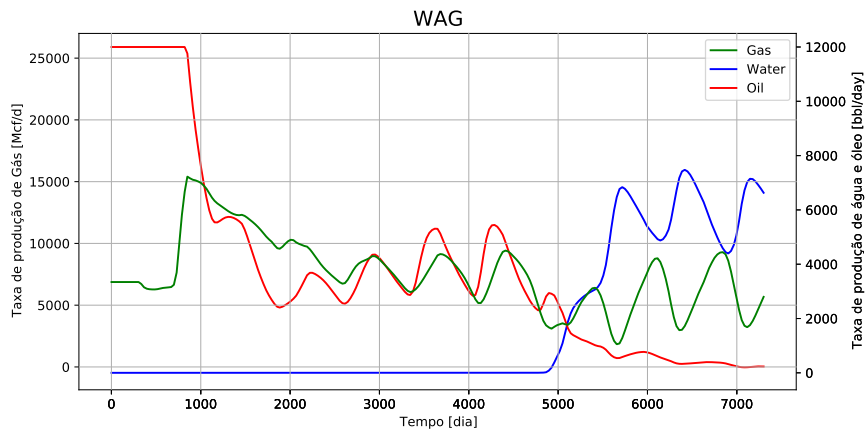
À seguir são apresentados os resultados numéricos dos casos 5 a 8 com maior refino de malha (10x10x10). Não houve variação significativa no comportamento das curvas de produção e no VPL da exploração quando comparados um a um com os casos análogos de 1 a 4.

4.1.5 Caso 5: 10x10x10 – Completação original – Caso imiscível

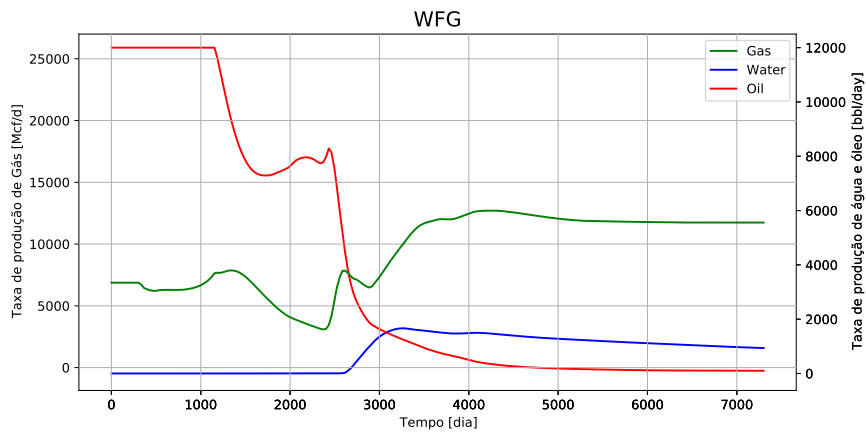
As taxas de produção ao longo do tempo para o caso 5 são mostradas na Figura 4.12 para os três esquemas de injeção estudados. O VPL para este caso é mostrado na Figura 4.13.



(a) Injeção CW.

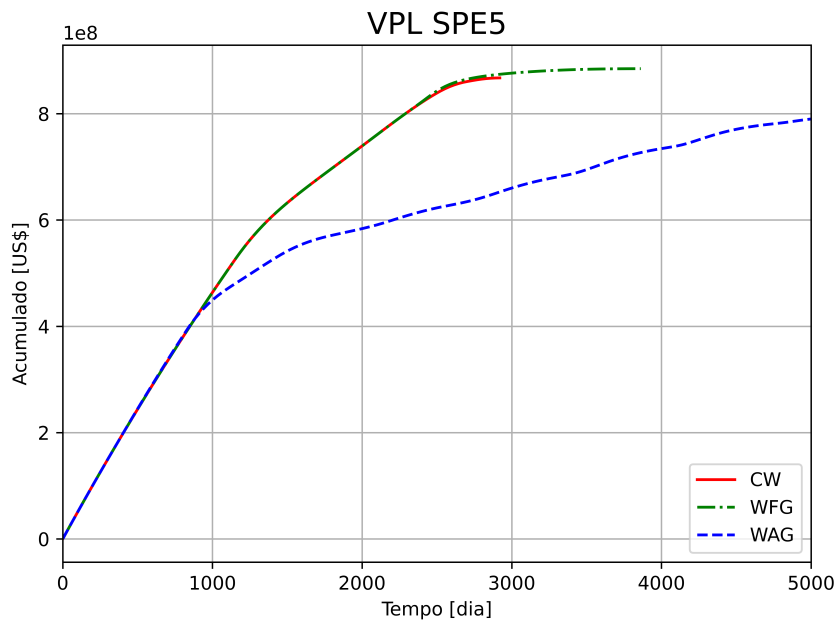


(b) Injeção WAG

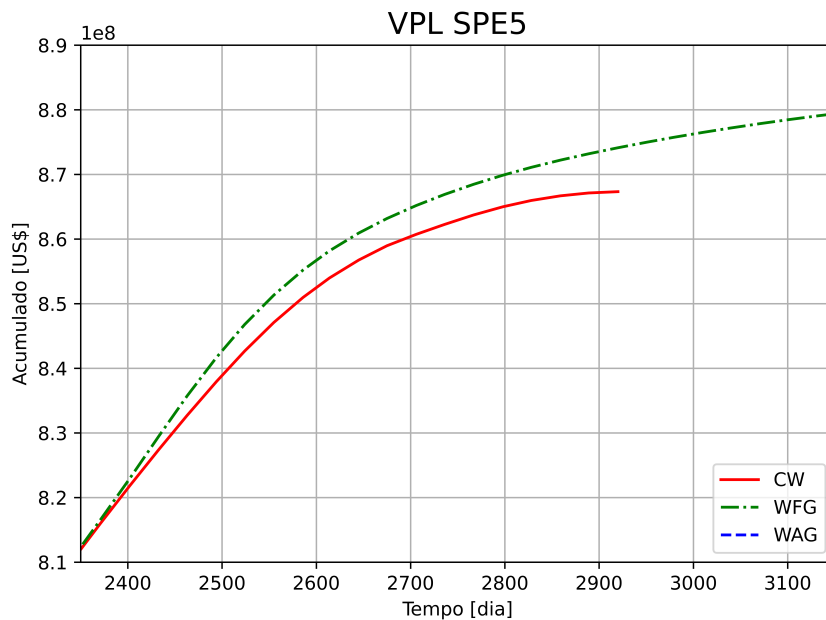


(c) Injeção WFG.

Figura 4.12: Taxa de produção ao longo do tempo para o caso 5.



(a) Vista geral.

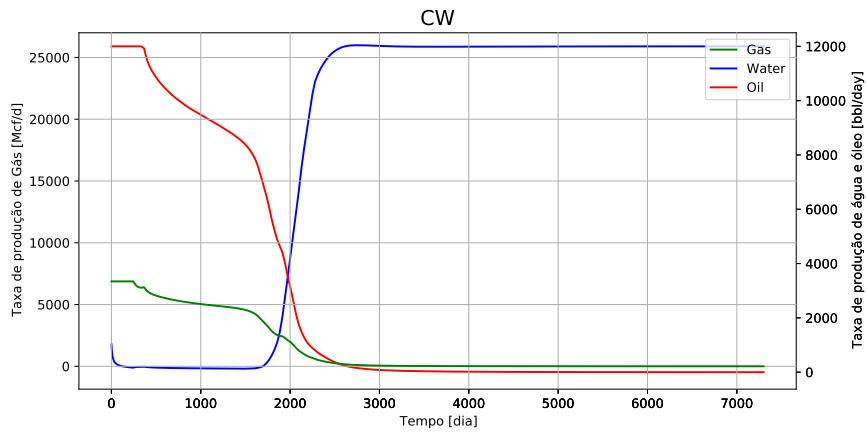


(b) Vista destacada.

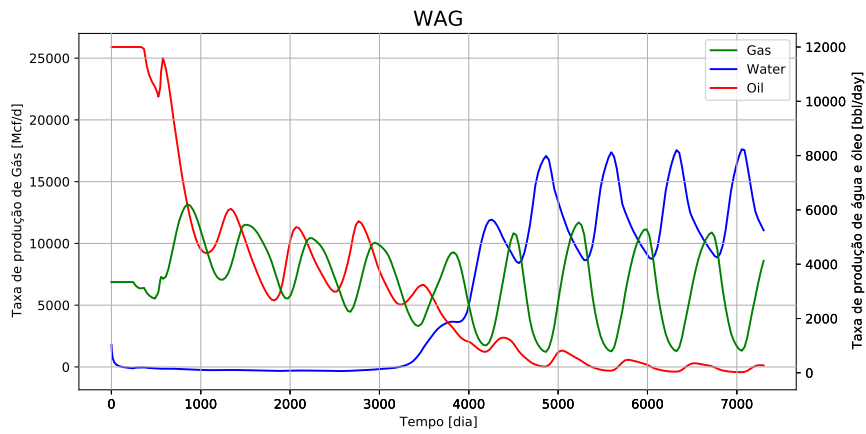
Figura 4.13: VPL do caso 5.

4.1.6 Caso 6: 10x10x10 – Completação original – Caso miscível

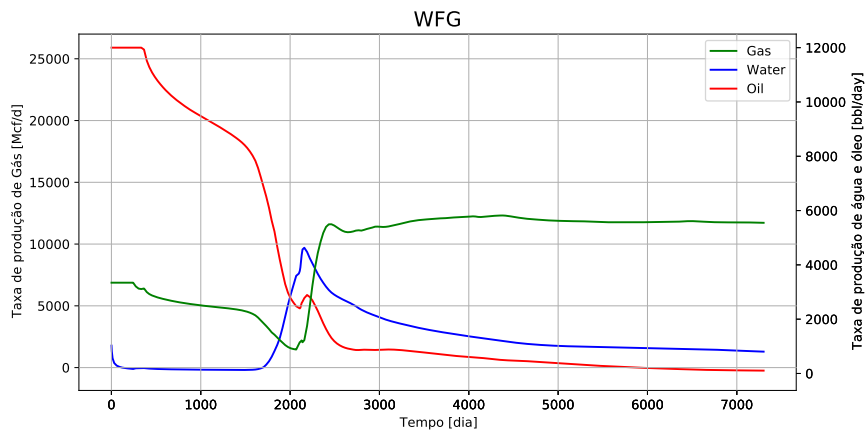
A taxa de produção ao longo do tempo para o caso 6 é mostrada na Figura 4.14 para os três esquemas de injeção estudados. O VPL para este caso é mostrado na Figura 4.15.



(a) Injeção CW.

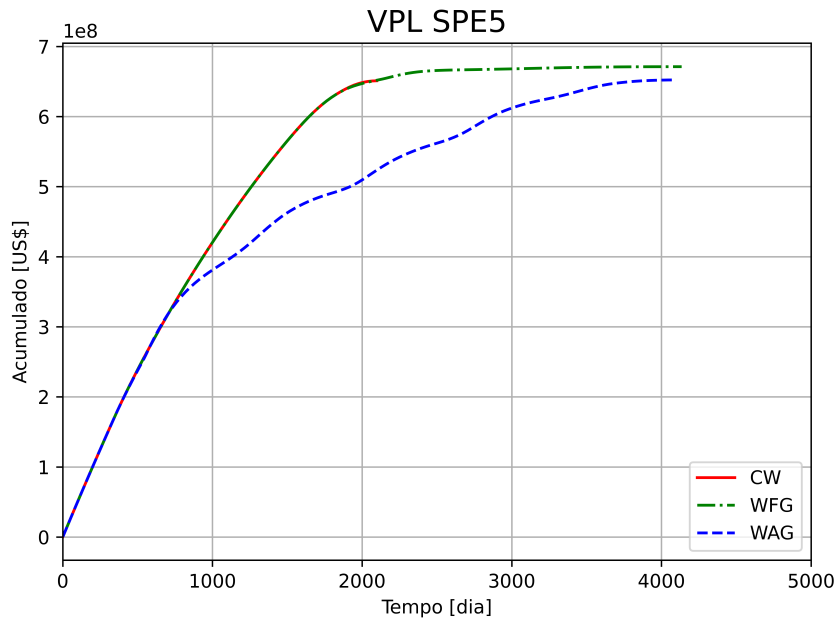


(b) Injeção WAG.

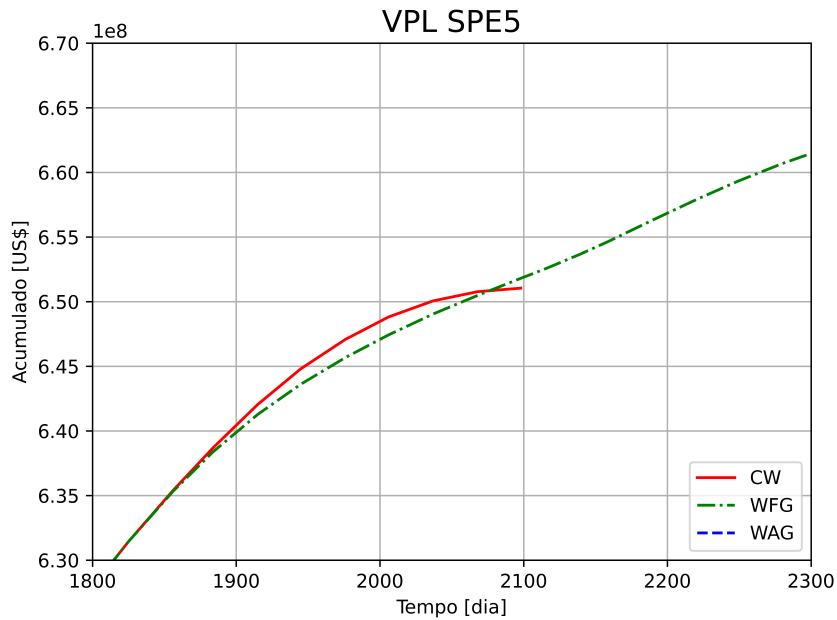


(c) Injeção WFG.

Figura 4.14: Taxa de produção ao longo do tempo para o caso 6.



(a) Vista geral.

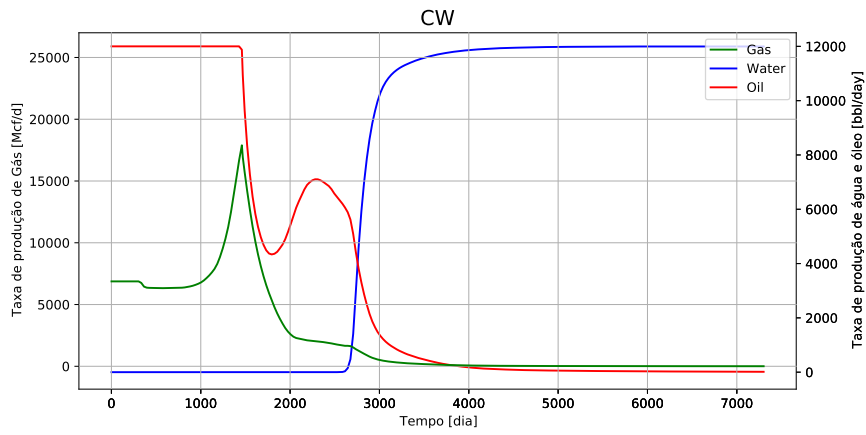


(b) Vista destacada.

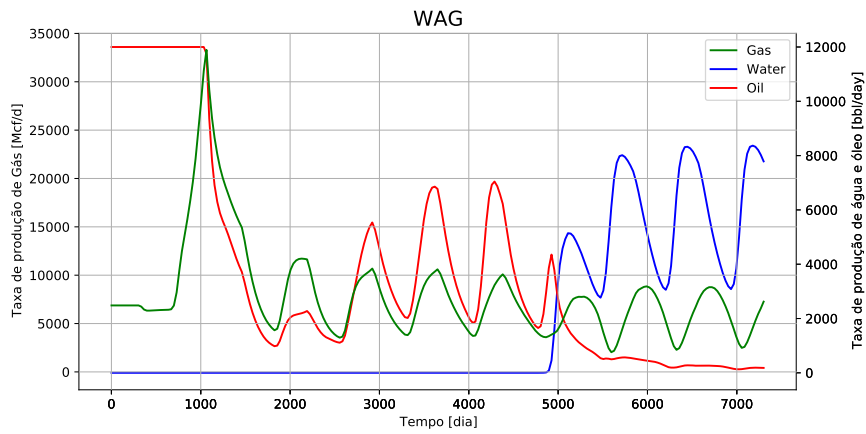
Figura 4.15: VPL do caso 6.

4.1.7 Caso 7: 10x10x10 – Completação total – Caso imiscível

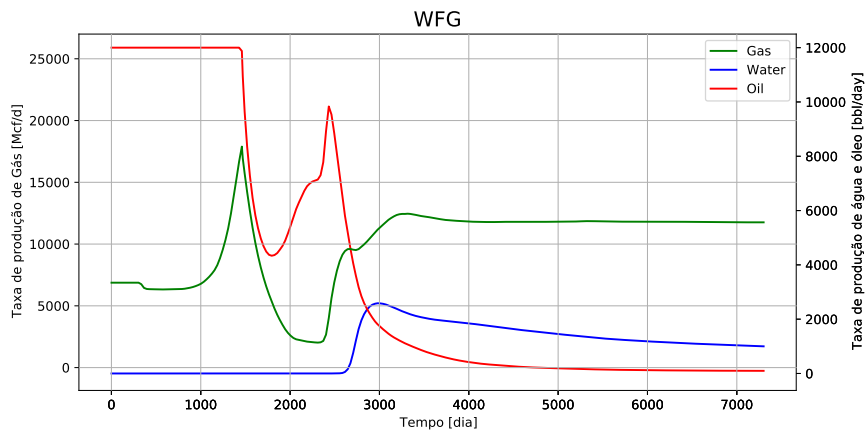
A taxa de produção ao longo do tempo para o caso 7 é mostrada na Figura 4.16 para os três esquemas de injeção estudados. O VPL para este caso é mostrado na Figura 4.17.



(a) Injeção CW.

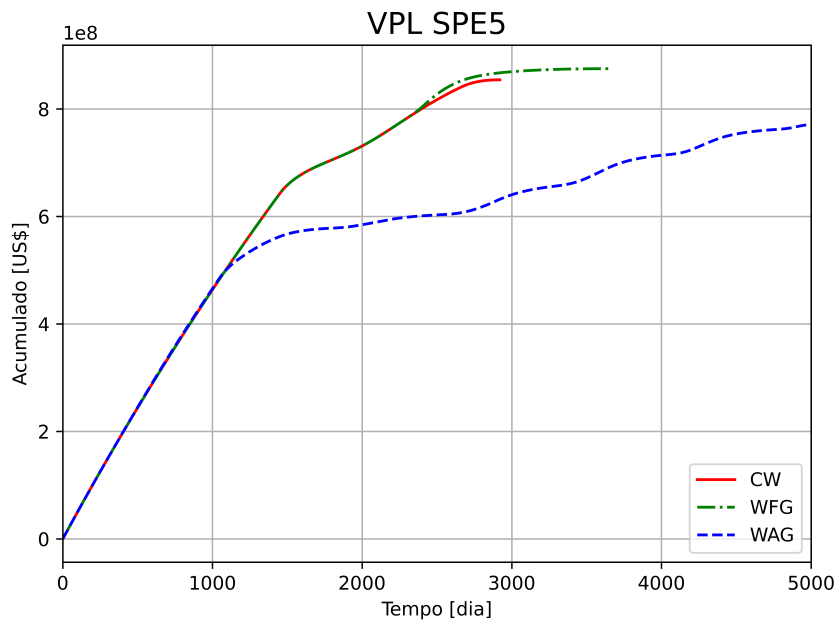


(b) Injeção WAG.

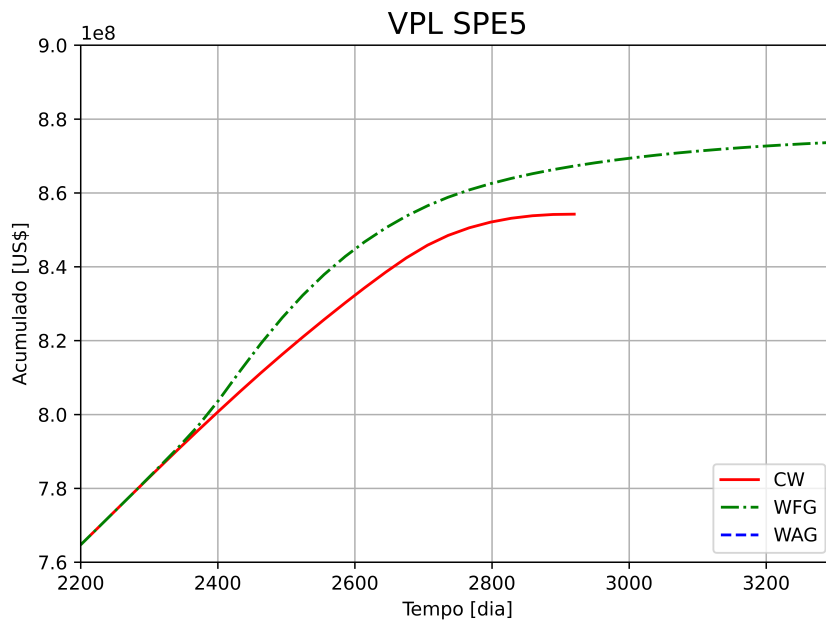


(c) Injeção WFG.

Figura 4.16: Taxa de produção ao longo do tempo para o caso 7.



(a) Vista geral.

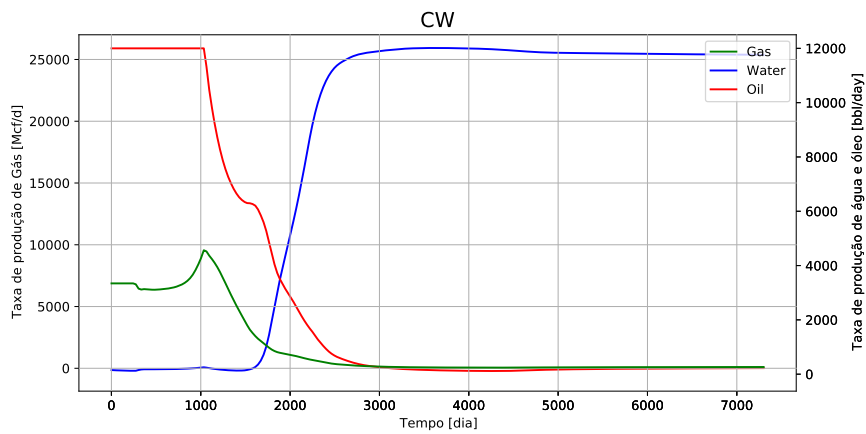


(b) Vista destacada.

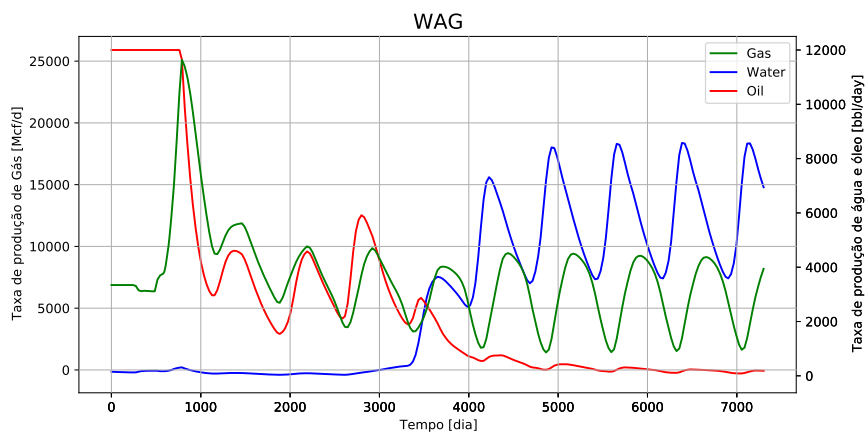
Figura 4.17: VPL do caso 7.

4.1.8 Caso 8: 10x10x10 – Completação total – Caso miscível

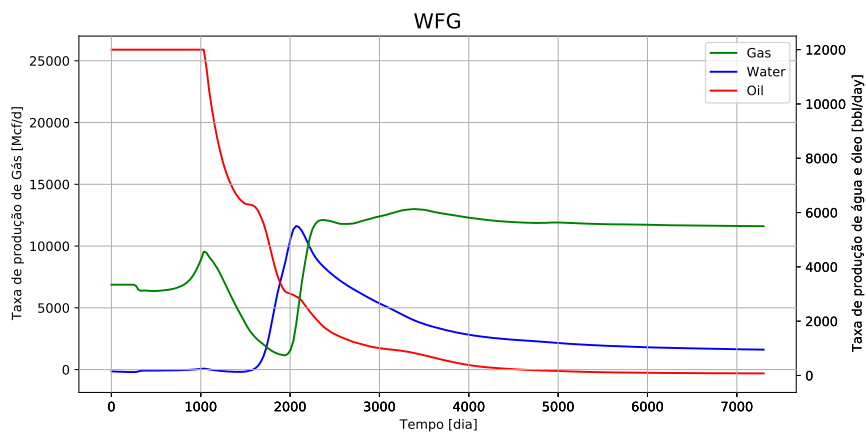
A taxa de produção ao longo do tempo para o caso 8 é mostrada na Figura 4.18 para os três esquemas de injeção estudados. O VPL para este caso é mostrado na Figura 4.19.



(a) Injeção CW.

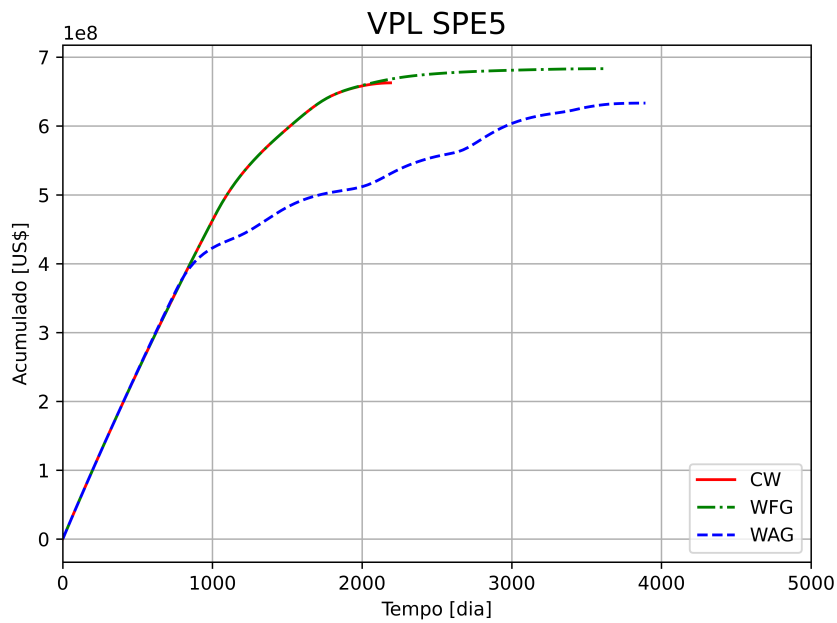


(b) Injeção WAG.

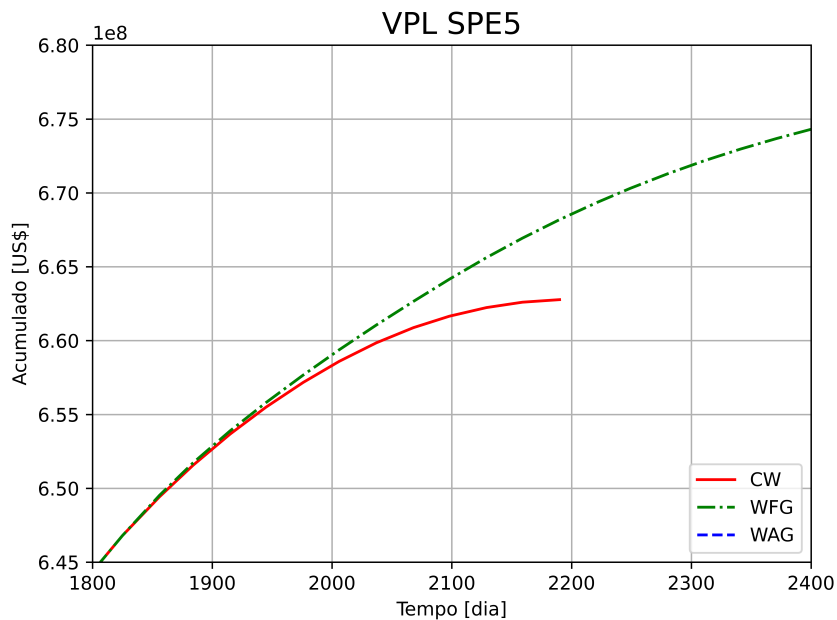


(c) Injeção WFG.

Figura 4.18: Taxa de produção ao longo do tempo para o caso 8.



(a) Vista geral.



(b) Vista destacada.

Figura 4.19: VPL do caso 8.

Os estudos de 5 a 8 são análogos aos estudos de 1 a 4, porém, com refino da malha do reservatório SPE5. A Tabela 4.2 mostra os resultados numéricos de VPL obtidos.

Caso		Máximo VPL [US\$]	Miscibilidade	Completação	Δ VPL [US\$]
5	WAG	793.914.991,92	Imiscível	Original	-
	CW	867.334.519,92			73.419.528,00
	WFG	884.666.331,96			90.751.340,03
6	WAG	652.223.975,88	Miscível	Original	-
	CW	651.047.558,12			-1.176.417,76
	WFG	671.160.031,25			18.936.055,37
7	WAG	772.978.737,94	Imiscível	Total	-
	CW	854.243.555,07			81.264.817,13
	WFG	874.984.007,84			102.005.269,90
8	WAG	633.345.476,29	Miscível	Total	-
	CW	662.774.345,86			29.428.869,57
	WFG	683.347.474,12			50.001.997,83

Tabela 4.2: Tabela de VPL para malha 10x10x10.

Observa-se que, de maneira geral, os comportamentos discutidos anteriormente se mantêm com o refino realizado. Algumas flutuações são encontradas em função de erros numéricos.

No caso 6, tal flutuação fez com que o segundo e terceiro maior VPL do caso estudado trocassem de posição. Entretanto, o caso análogo com menor refino (caso 2) apresentou VPL muito próximos para o CW e WAG, logo a troca de posição é decorrente dos erros numéricos supracitados.

Apesar da ordem de grandeza ter sido mantida, as flutuações encontradas sugerem que novo refino deva ser feito para que os resultados sejam mais precisos. Para tal, a relação entre custo computacional e precisão deve ser considerada na tomada de decisão. Para os fins deste trabalho, o novo refino não se faz necessário.

4.2 RAZÃO WAG

Nesta seção, um estudo detalhado sobre o calendário de injeção proposto será realizado através de comparação com variações de razão WAG imiscível para determinar o calendário ótimo que maximize o VPL.

4.2.1 Análise Numérica

Simulações numéricas foram realizadas usando OPM Flow com o WFG proposto. O caso simulado é de gás imiscível e completação em apenas uma camada (original). A água foi injetada continuamente por 2277 dias e, a partir daí, injeção contínua de gás até o final da exploração. Para fins comparativos, os resultados obtidos por diferentes esquemas de injeção foram usados: inundação contínua de água (CW) e injeção de WAG em três proporções diferentes (1:1, 1:4 e

4:1). Para os casos WAG, a injeção começa com água e tem ciclos de um ano em todos os casos. Em resumo, WAG 1:1 alterna injeções de 1 ano de água seguido por 1 ano de injeção de gás, WAG 1:4 alterna injeções de 1 ano de água seguido por 4 anos de injeção de gás, e WAG 4:1 alterna 4 anos de injeções de água seguidas por 1 ano de injeção de gás. A Figura 4.20 compara o VPL alcançado pelos diferentes esquemas de injeção mencionados: WFG, CW e razão WAG de 1:1, 1:4 e 4:1.

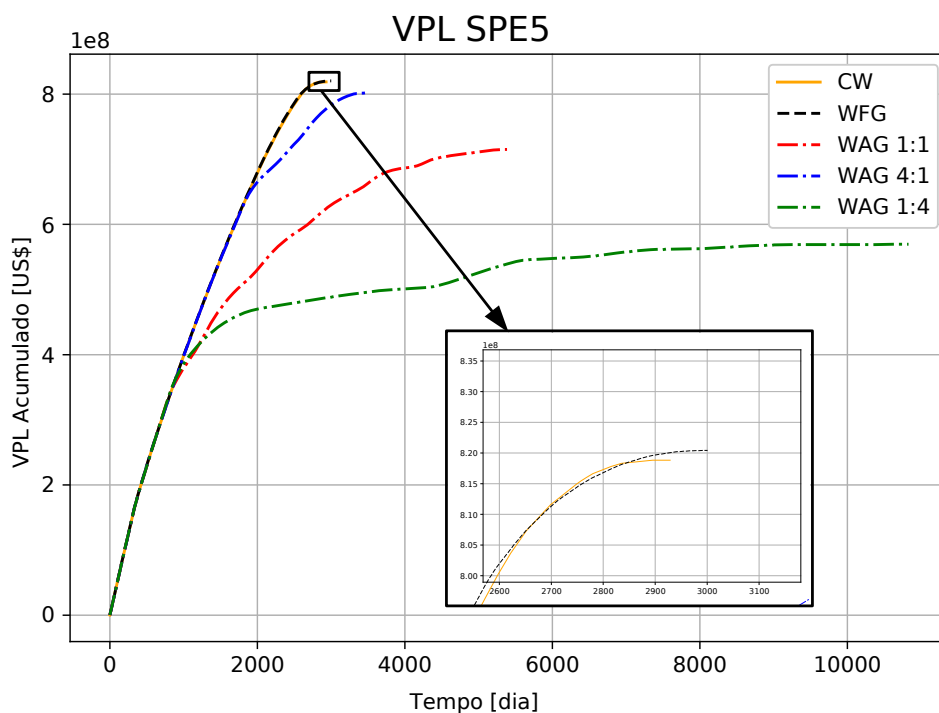
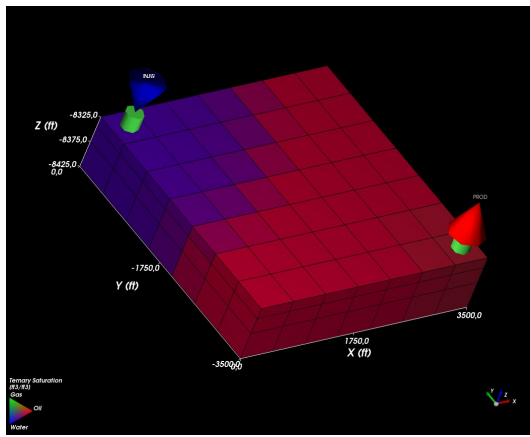


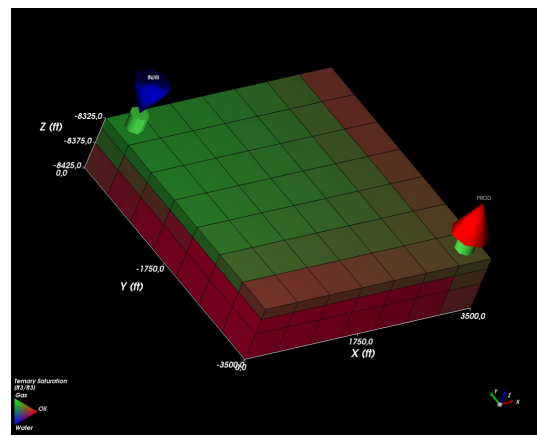
Figura 4.20: VPL do reservatório SPE5 para diferentes calendários de injeção.

Ao comparar o VPL das diferentes razões do WAG, nota-se que quanto maior a razão água/gás no WAG, maior o VPL. A Figura 4.21 mostra a Saturação Ternária SPE5 no dia 731, é possível verificar que a vazão de água no reservatório não apresenta grande segregação gravitacional, fluindo de forma semelhante nas três camadas do reservatório. O mesmo não ocorre com o gás, que flui principalmente na primeira camada do reservatório e avança mais rapidamente para o poço produtor, culminando no indesejado conning precoce de gás.

Tais comportamentos podem ser melhor compreendidos na análise de permeabilidades das camadas e propriedades dos fluidos, como massa específica e viscosidade. A Tabela 3.1 mostra que a segunda camada possui a menor permeabilidade, justificando assim o avanço da maioria dos gases na camada superior do reservatório. Pela lei da conservação da massa, para que o fluxo seja mantido o mesmo, a velocidade aumenta para manter o fluxo constante. Além disso, a baixa viscosidade do gás também contribui para o aumento da velocidade de avanço. Porém, no caso do CW, a água possui viscosidade e massas específicas relativamente mais próximas do óleo, resultando em uma distribuição mais homogênea da água nas 3 camadas de forma que haja um equilíbrio das forças viscosa e gravitacional.



(a) Injeção contínua de água.



(b) Injeção contínua de gás.

Figura 4.21: Plot de saturação ternário do reservatório SPE5 no dia 731.

Por fim, para o gás imiscível e completação em apenas uma camada (original), nota-se que o caso com o maior VPL é o proposto neste trabalho com um acréscimo de \$1.597.216,11 (0,19 %) para o segundo colocado CW. Esse ganho de VPL é justificado por questões financeiras ligadas ao custo de injeção e produção. A injeção final de gás não acarreta aumento na produção de petróleo, mas reduz os custos de exploração. O gás é capaz de manter a pressão no reservatório, porém, a um custo consideravelmente menor, justificando assim o maior VPL desse esquema de injeção.

5 CONCLUSÕES

Diversos aspectos são considerados na exploração de um campo de petróleo. O calendário de injeção WAG tem se tornado uma opção cada vez mais interessante diante das questões ambientais relacionadas ao gás produzido, ainda, unindo os pontos positivos de ambos os fluidos injetados (água e gás). Entretanto, tal melhoria é acompanhada por maior complexidade de análise, sendo necessário avaliar diversos fatores para otimizar a exploração e/ou o VPL.

Logo, para um melhor entendimento devem ser estudadas as características de injeção isolada de gás, injeção isolada de água e injeção WAG. Tal análise deve ser feita considerando fatores como viscosidade, massa específica, molhabilidade, permeabilidade relativa, segregação gravitacional, miscibilidade, razão WAG, tamanho da bolha, *viscous fingering*, histerese, condição de permeabilidade da rocha, entre outros.

O presente trabalho conduziu uma análise semianalítica da frente de WAG considerando um caso simplificado para determinar uma mistura ótima dos fluidos injetados para manter uma fronteira estável com o óleo e, assim, maximizar o VPL de produção. Os resultados da análise indicam que não é possível aplicar tal proporção da mistura com a massa específica ideal para o caso do gás imiscível e reservatório estudado. A injeção só de gás apresenta massa específica mais adequada para manter a fronteira estável, entretanto, a produção ocorre de forma mais tardia acarretando em impacto negativo no VPL. Desta forma, um cronograma de injeção foi proposto e simulações foram realizadas para determinar o melhor cronograma de injeção para maximizar o VPL de exploração. O WFG proposto neste trabalho resultou no maior VPL entre os casos estudados.

O estudo da seção 4 aborda diversos aspectos importantes na escolha de um calendário de injeção WAG, tendo como principais conclusões que:

- WAG é menos eficaz para casos imiscíveis quando comparada às demais técnicas de injeção;
- A técnica WFG apresentou maior VPL em todos os casos avaliados;
- Mesmo nos casos de injeção apenas de água, o gás rompe em função do gás original dissolvido no óleo do reservatório;
- Apesar da alta produção de óleo nos casos WAG, este não apresenta maior VPL pois a produção ocorre de forma cíclica ao longo do tempo de modo que o VPL não é tão atrativo em função do fator de desconto;
- O rompimento de gás para os casos imiscíveis é consideravelmente maior do que para os casos miscíveis;
- Os resultados das diferentes malhas não apresentam variações significativas entre si;

Ainda, o estudo sobre a razão WAG imiscível e sua comparação com o calendário de injeção proposto sugere que a injeção de gás imiscível na camada superior torna-se mais atrativa se houver a intenção de varrer o reservatório por cima, devido à forte heterogeneidade, por exemplo. Entretanto, cada caso tem suas peculiaridades e o estudo do reservatório deve ser feito individualmente, de acordo com suas características como permeabilidade, porosidade, inclinação, forma, bem como posições dos poços injetores e produtores e suas completações.

O recurso de miscibilidade provou ser extremamente relevante para a escolha do calendário de injeção. No caso miscível, a mistura de óleo e gás diminui a viscosidade do óleo e, portanto, aumenta sua mobilidade e pode reduzir a saturação de óleo residual a um número muito baixo (Bahagio, 2013). No entanto, no caso imiscível, esse aumento na eficiência de varredura não ocorre e a não mistura dos fluidos resulta em uma tendência maior de formar *viscous fingering* devido à menor viscosidade do gás e à tensão interfacial diferente de zero e diferença de pressão capilar existente na interface entre fluidos (Al-Shuraiqi, 2005). Portanto, a injeção de gás imiscível não se justifica na maioria dos casos, principalmente quando o custo de construção dos poços é levado em consideração.

A busca constante por petróleo tem tornado a exploração offshore em águas ultraprofundas cada vez mais comum, de modo que tais reservatórios têm maior probabilidade de apresentar pressões cada vez mais elevadas e, portanto, a condição de miscibilidade é atendida. O resultado deste trabalho é relevante para o WAG imiscível, entretanto, a consideração é uma primeira aproximação semianalítica que pode ser útil para casos miscíveis próximos ao final da exploração.

5.1 SUGESTÕES PARA TRABALHOS FUTUROS

Para trabalhos futuros o autor recomenda que o modelo numérico utilizado nas simulações seja composicional, pois fatores como histerese e mudança de fase do gás são melhor modeladas no mesmo. Não obstante, investigar a pressão de miscibilidade para que alterações no código do simulador não sejam necessárias.

No presente trabalho, o ciclo de um ano de injeção foi utilizado sem alterações, entretanto, tal período de tempo deve ser estudado para avaliar seu impacto na produção e dinâmica do reservatório.

Ainda no calendário de injeção, a alternância entre completações pode ser investigada, uma vez que a mistura dos fluidos injetados é de grande valia na dinâmica do reservatório.

Por fim, a composição do gás injetado deve ser estudada, entretanto, tal característica deve considerar o contexto do campo estudado, caso o mesmo não seja um *benchmark*.

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- 1 ROSA, A. J.; CARVALHO, R. de S.; XAVIER, J. A. D. *Engenharia de reservatórios de petróleo*. [S.l.]: Interciência, 2006.
- 2 DOGHAISH, N. Analysis of enhanced oil recovery-a literature review. *Dalhousie University. Halifax: unpublished work*, 2008.
- 3 ZAHOR, M.; DERAHMAN, M.; YUNAN, M. WAG process design—an updated review. *Brazilian Journal of Petroleum and Gas*, v. 5, n. 2, 2011.
- 4 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.
- 5 SCHLUMBERGER. *Oilfield Glossary*. 2017. Disponível em: <https://glossary.oilfield.slb.com/en/>. Acesso em: 04 de Agosto de 2021.
- 6 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*. [S.l.: s.n.], 2016. p. 20–21.
- 7 CHRISTIE, M. High-resolution simulation of unstable flows in porous media. *SPE Reservoir Engineering*, OnePetro, v. 4, n. 03, p. 297–303, 1989.
- 8 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.
- 9 AL-SHURAIQI, H. S. Mechanisms of oil recovery via first contact miscible WAG injection. Imperial College London, 2005.
- 10 AL-GHANIM, W.; GHARBI, R.; ALGHARAIB, M. K. Designing a simultaneous water alternating gas process for optimizing oil recovery. In: ONEPETRO. *EUROPEC/EAGE Conference and Exhibition*. [S.l.], 2009.
- 11 ANDRIANOV, A.; FARAJZADEH, R.; NICK, M. M.; TALANANA, M.; ZITHA, P. L. Immiscible foam for enhancing oil recovery: bulk and porous media experiments. *Industrial & Engineering Chemistry Research*, ACS Publications, v. 51, n. 5, p. 2214–2226, 2012.
- 12 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.
- 13 VAN, S. L.; CHON, B. H. Effects of salinity and slug size in miscible CO₂ water-alternating-gas core flooding experiments. *Journal of Industrial and Engineering Chemistry*, Elsevier, v. 52, p. 99–107, 2017.
- 14 ELSHARAFI, M. O. et al. Literature review of water alternation gas injection. *Journal of Earth Energy Engineering*, Universitas Islam Riau (UIR) Press, v. 7, n. 2, p. 33–45, 2018.
- 15 SAMBA, M. A.; ALDOKALI, I.; ELSHARAF, M. O. A new eor technology: Gas alternating gas injection. *Journal of Earth Energy Engineering*, Universitas Islam Riau (UIR) Press, v. 8, n. 1, p. 27–32, 2019.

- 16 RASMUSSEN, A. F.; SANDVE, T. H.; BAO, K.; LAUSER, A.; HOVE, J.; SKAFLESTAD, B.; KLÖFKORN, R.; BLATT, M.; RUSTAD, A. B.; SÆVAREID, O. et al. The open porous media flow reservoir simulator. *Computers & Mathematics with Applications*, Elsevier, v. 81, p. 159–185, 2021.
- 17 KILLOUGH, J.; KOSSACK, C. Fifth comparative solution project: evaluation of miscible flood simulators. In: SOCIETY OF PETROLEUM ENGINEERS. *SPE Symposium on Reservoir Simulation*. [S.l.], 1987.
- 18 GREEN, D. W.; WILLHITE, G. P. *Enhanced oil recovery*. [S.l.]: Society of Petroleum Engineers, 2018. v. 6.
- 19 AFZALI, S. *Mathematical modeling and simulation of water-alternating-gas (WAG) injection*. Tese (Doutorado) — Memorial University of Newfoundland, 2021.
- 20 CRAIG, F. F. *The reservoir engineering aspects of waterflooding*. [S.l.]: HL Doherty Memorial Fund of AIME New York, 1971. v. 3.
- 21 SPEIGHT, J. G. *Enhanced recovery methods for heavy oil and tar sands*. [S.l.]: Elsevier, 2013.
- 22 ROSE, S.; BUCKWALTER, J.; WOODHALL, R. The design engineering aspects of waterflooding, vol. 11. *Richardson, Texas: Monograph Series, SPE*, 1989.
- 23 BUCKWALTER, J. F. e. a. Waterflood oil recovery is lessened by restricting rates. In: *Handbook of modern secondary recovery methods: waterflooding, thermal methods, gas injection, miscible-phase flooding*. [S.l.: s.n.], 1959. p. 15–26.
- 24 BRODIE, J.; JHAVERI, B.; MOULDS, T. Review of gas injection projects in bp. In: ONEPETRO. *SPE Improved Oil Recovery Symposium*. [S.l.], 2012.
- 25 STALKUP, F. I. Miscible displacement. Society of Petroleum Engineers, Richardson, TX, 1983.
- 26 SOHRABI, M.; TEHRANI, D.; DANESH, A.; HENDERSON, G. D. Visualization of oil recovery by water-alternating-gas injection using high-pressure micromodels. *Spe Journal*, OnePetro, v. 9, n. 03, p. 290–301, 2004.
- 27 LIE, K.-A. *An introduction to reservoir simulation using MATLAB/GNU Octave: User guide for the MATLAB Reservoir Simulation Toolbox (MRST)*. [S.l.]: Cambridge University Press, 2019.
- 28 SKAUGE, A.; STENSEN, J. Review of WAG field experience. In: *Oil Recovery–2003, 1st International Conference and Exhibition, Modern Challenges in Oil Recovery*. [S.l.: s.n.], 2003. p. 19–23.
- 29 ANP. *Study on the use of the Pre-Salt natural Gas*. 2020. Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis Publication - 7/29/2020. Available in <http://www.anp.gov.br/arquivos/estudos/ingles-aproveitamento-gn-pre-sal.pdf>, access on June 1, 2021.
- 30 ANP. *Búzios, Lula e Sapinhoá produzem 87,1 percent do pré-sal*. 2020. Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis Publication - 7/09/2020. Available in <https://www.presalpetroleo.gov.br/ppsa/noticias/buzios-lula-e-sapinhoa-produzem-871-do-pre-sal>, access on June 1, 2021.
- 31 KULKARNI, M.; RAO, D. 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.

- 32 FORTALEZA, E. L.; FILHO, J. O. L.; GONTIJO, G. S.; ALBUQUERQUE, É. L.; SIMÕES, R. D.; SOARES, M. M.; MIRANDA, M. E.; ABADE, G. C. Analytical, numerical and experimental study of gas coning on horizontal wells. *Journal of the Brazilian Society of Mechanical Sciences and Engineering*, Springer, v. 41, n. 3, p. 1–16, 2019.
- 33 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*. [S.l.], 2000.
- 34 KULKARNI, M.; RAO, D. Experimental investigation of various methods of tertiary gas injection. In: SOCIETY OF PETROLEUM ENGINEERS. *SPE Annual Technical Conference and Exhibition*. [S.l.], 2004.
- 35 CHRISTIE, M.; MUGGERIDGE, A.; BARLEY, J. et al. 3d simulation of viscous fingering and WAG schemes. *SPE Reservoir Engineering*, Society of Petroleum Engineers, v. 8, n. 01, p. 19–26, 1993.
- 36 FREITAS, V.; FORTALEZA, E.; FILHO, J. O. de A. L.; PERIN, F. Analysis of water alternating gas (WAG) in an immiscible reservoir. In: *XXVI International Congress of Mechanical Engineering*. [S.l.]: ABCM, 2021.
- 37 FOX, R. W.; MCDONALD, A. T.; PRITCHARD, P. J. *Introdução à Mecânica dos Fluidos*. [S.l.]: LTC, 2006. v. 6.
- 38 WHITE, F. M. *Mecânica dos fluidos*. [S.l.]: McGraw Hill Brasil, 1962.
- 39 SAFFMAN, P. Viscous fingering in Hele-Shaw cells. *Journal of Fluid Mechanics*, Cambridge University Press, v. 173, p. 73–94, 1986.
- 40 BARKER, J.; EVANS, S. A predictive model for viscous fingering in compositional WAG floods. *SPE Reservoir Engineering*, OnePetro, v. 10, n. 02, p. 116–122, 1995.
- 41 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*. [S.l.], 1995.
- 42 LI, D.; LAKE, L. W. Scaling fluid flow through heterogeneous permeable media. *SPE Advanced Technology Series*, OnePetro, v. 3, n. 01, p. 188–197, 1995.
- 43 RAO, D. Gas injection eor-a new meaning in the new millennium. *Journal of Canadian Petroleum Technology*, OnePetro, v. 40, n. 02, 2001.
- 44 JOHNS, R. T.; BERMUDEZ, L.; PARAKH, H. WAG optimization for gas floods above the mme. In: ONEPETRO. *SPE Annual Technical Conference and Exhibition*. [S.l.], 2003.
- 45 RAMACHANDRAN, K. P.; GYANI, O. N.; SUR, S. Immiscible hydrocarbon WAG: laboratory to field. In: ONEPETRO. *SPE oil and gas India conference and exhibition*. [S.l.], 2010.
- 46 MIRKALAEI, S. M. M.; HOSSEINI, S. J.; MASOUDI, R.; ATAEI, A.; DEMIRAL, B. M.; KARKOOTI, H. Investigation of different I-WAG schemes toward optimization of displacement efficiency. In: ONEPETRO. *SPE Enhanced Oil Recovery Conference*. [S.l.], 2011.
- 47 CHECK, J.; SCHUTT, R. K. *Research Methods in Education*. [S.l.]: Sage Publications, 2011.
- 48 BAXENDALE, D. *OPEN POROUS MEDIA Flow Documentation Manual*. 2020. Equinor ASA - Heyerdahlsvei 12b, 0777 Oslo, Norway.

- 49 NAKANO, C. M. F.; PINTO, A. C. C.; MARCUSO, J. L.; MINAMI, K. et al. Pre-salt Santos basin-extended well test and production pilot in the Tupi area-the planning phase. In: OFFSHORE TECHNOLOGY CONFERENCE. *Offshore Technology Conference*. [S.l.], 2009.
- 50 de Aquino Limaverde Filho, J. O.; CORDOBA, L. M. I.; FORTALEZA, E. Identification and nonlinear control strategy for two-dimensional gas coning problem. *IFAC-PapersOnLine*, v. 49, n. 18, p. 909 – 914, 2016. ISSN 2405-8963. 10th IFAC Symposium on Nonlinear Control Systems NOLCOS 2016. Disponível em: (<http://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S2405896316318626>).
- 51 ŽIŽLAVSKÝ, O. Net present value approach: method for economic assessment of innovation projects. *Procedia-Social and Behavioral Sciences*, Elsevier, v. 156, p. 506–512, 2014.
- 52 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.
- 53 FORTALEZA, E. L. F.; NETO, E. P. B.; MIRANDA, M. E. R. Production optimization using a modified net present value. *Computational Geosciences*, Springer, v. 24, n. 3, p. 1087–1100, 2020.
- 54 FONSECA, R.; ROSSA, E. D.; EMERICK, A.; HANEA, R.; JANSEN, J. Overview of the Olympus field development optimization challenge. In: EUROPEAN ASSOCIATION OF GEOSCIENTISTS & ENGINEERS. *ECMOR XVI-16th European Conference on the Mathematics of Oil Recovery*. [S.l.], 2018. v. 2018, n. 1, p. 1–10.
- 55 CHEN, B.; REYNOLDS, A. C. et al. Ensemble-based optimization of the water-alternating-gas-injection process. *SPE Journal*, Society of Petroleum Engineers, v. 21, n. 03, p. 786–798, 2016.
- 56 KENDALL, J.; MONROE, K. P. The viscosity of liquids. ii. the viscosity-composition curve for ideal liquid mixtures. *Journal of the American Chemical Society*, ACS Publications, v. 39, n. 9, p. 1787–1802, 1917.
- 57 ARRHENIUS, S. Über die dissociation der in wasser gelösten stoffe. *Zeitschrift für physikalische Chemie*, De Gruyter Oldenbourg, v. 1, n. 1, p. 631–648, 1887.
- 58 BAHAGIO, D. Ensemble optimization of CO₂ WAG eor. 2013.

APÊNDICES

I CÓDIGO COMPUTACIONAL

```
1 -- This reservoir simulation deck is made available under the Open Database
2 -- License: http://opendatacommons.org/licenses/odbl/1.0/. Any rights in
3 -- individual contents of the database are licensed under the Database Contents
4 -- License: http://opendatacommons.org/licenses/dbcl/1.0/
5
6 -- Copyright (C) 2016 IRIS
7
8 -- This simulation is based on the data given in
9 -- 'Fifth comparison of Solution Project: Evaluation of Miscible Flood Simulators'
10 -- by Killough et al. SPE16000 1987
11
12
13 -----
14 ----- SPE5 - BASE INPUT -----
15 -----
16
17 DIMENS
18     7 7 3 /
19
20 -- The number of equilibration regions is inferred from the EQLDIMS
21 -- keyword.
22 EQLDIMS
23 /
24
25 TABDIMS
26 /
27
28 OIL
29 GAS
30 WATER
31 DISGAS
32
33 FIELD
34
35 -- Start simulation from the year SPE5 was published by Killough et al.
36 START
37     1 'JAN' 1987 /
38
39 WELLDIMS
40 -- Item 1: maximum number of wells in the model
41 --     - there are two wells in the problem; injector and producer
42 -- Item 2: maximum number of grid blocks connected to any one well
43 --     - must be one as the wells are located at specific grid blocks
44 -- Item 3: maximum number of groups in the model
45 --     - we are dealing with only one 'group'
```

```

46 -- Item 4: maximum number of wells in any one group
47 --   - there must be two wells in a group as there are two wells in total
48   3 30 2 2 /
49
50 UNIFOOT
51
52 GRID
53 -----
54 -- Grid is specified in Table 1, 2 and 3 in Killough et al.:
55 NOECHO
56
57 INIT
58
59 DX
60 -- There are in total 147 cells with length 1000ft in x-direction
61   147*500 /
62 DY
63 -- There are in total 147 cells with length 1000ft in y-direction
64   147*500 /
65 DZ
66 -- The layers are 20, 30 and 50 ft thick, in each layer there are 49 cells
67   49*20 49*30 49*50 /
68
69 TOPS
70 -- The depth of the top of each grid block
71   49*8325 /
72
73 PORO
74 -- Constant porosity of 0.3 throughout all 147 grid cells
75   147*0.3 /
76
77 PERMX
78 -- The layers have perm. 500mD, 50mD and 200mD, respectively.
79   49*500 49*50 49*200 /
80
81 PERMY
82   49*500 49*50 49*200 /
83
84 PERMZ
85   49*50 49*50 49*25 /
86
87 ECHO
88
89 PROPS
90 -----
91
92 -- From Table 1 in Killough et al.
93 PVTW
94 -- Item 1: pressure reference (psia)
95 -- Item 2: water FVF (rb per bbl or rb per stb)
96 -- Item 3: water compressibility (psi-1)
97 -- Item 4: water viscosity (cp)

```

```

98 -- Item 5: water 'viscosibility' (psi-1)
99 -- In FIELD units:
100      14.7 1.0 3.3E-6 0.70 0.0 /
101
102 -- From Table 1 in Killough et al.
103 ROCK
104 -- Item 1: reference pressure (psia)
105 -- Item 2: rock compressibility (psi-1)
106      14.7 5E-6 /
107
108 -- From Table 3 in Killough et al.
109 SWFN
110 -- Column 1: water saturation
111 -- Column 2: water relative permeability
112 -- Column 3: water-oil capillary pressure (psi)
113 0.2000 0      45.00
114 0.2899 0.0022 19.03
115 0.3778 0.0180 10.07
116 0.4667 0.0607 4.90
117 0.5556 0.1438 1.8
118 0.6444 0.2809 0.50
119 0.7000 0.4089 0.05
120 0.7333 0.4855 0.01
121 0.8222 0.7709 0.0
122 0.9111 1.00 0.0
123 1.0000 1.00 0.0 /
124
125 -- From Table 3 in Killough et al.
126 SGFN
127 -- Column 1: gas saturation
128 -- Column 2: gas relative permeability
129 -- Column 3: oil-gas capillary pressure (psi)
130 0 0.0 0
131 0.05 0.0 0
132 0.0889 0.001 0
133 0.1778 0.010 0
134 0.2667 0.030 0.001
135 0.3556 0.050 0.001
136 0.4443 0.100 0.030
137 0.5333 0.200 0.80
138 0.6222 0.350 3.0
139 0.650 0.390 4.0
140 0.7111 0.560 8.0
141 0.80 1.0 30.0/
142
143 --From Table 3 in Killough et al.
144 SOF3
145 -- Column 1: oil saturation
146 -- Column 2: oil relative permeability when oil, gas and connate water are present
147 -- Column 3: oil relative permeability when only oil and water are present
148 -- SOIL      KROW      KROG
149 0 0.0 0.0

```

```

150 0.0889 0.0 0.0
151 0.150 1* 0.0
152 0.1778 0.0 0.011
153 0.2667 0.0 0.037
154 0.30 0.0 1*
155 0.3556 0.0123 0.0878
156 0.4444 0.0835 0.1715
157 0.5333 0.2178 0.2963
158 0.6222 0.4153 0.4705
159 0.7111 0.6769 0.7023
160 0.75 1* 0.88
161 0.80 1.0 1.0 /
162
163
164 -- for now use the same input as KROG
165 SOF2
166 -- SOIL KRP
167 0 0.0
168 0.0889 0.0
169 0.1778 0.0
170 0.2667 0.0
171 0.30 0.0
172 0.3556 0.0123
173 0.4444 0.0835
174 0.5333 0.2178
175 0.6222 0.4153
176 0.7111 0.6769
177 0.80 1.0 /
178
179
180
181 DENSITY
182 -- Density (lb per ft3) at surface cond. of
183 -- oil, water and gas, respectively (in that order)
184 -- In FIELD units:
185 54.7 62.4 0.06864 /
186 -- gas density (stb) / (gas density at stb (Table 7) / solvent density at stb (
187 -- Table 8)) = 0.06864 / (0.0011 / 0.0010)
188 -- from Killough et al.
189
190 -- Using values from Table 9 in Killough et al.:
191 PVDG
192 -- Column 1: gas phase pressure (psia)
193 -- Column 2: gas formation volume factor (rb per Mscf)
194 -- Column 3: gas viscosity (cP)
195 14.700 211.416 0.01070
196 500.0 5.92420 0.01270
197 1000.0 2.85060 0.01340
198 1200.0 2.34410 0.01360
199 1500.0 1.84570 0.01450
200 1800.0 1.52020 0.01530

```

```

201 2000.0 1.36020 0.01590
202 2302.3 1.17510 0.01700
203 2500.0 1.10250 0.01770
204 3000.0 0.98030 0.01950
205 3500.0 0.91160 0.02140
206 4000.0 0.86210 0.02320
207 4500.0 0.82240 0.02500
208 4800.0 0.80320 0.02610
209 /
210
211
212 -- Using values from Table 9 in Killough et al.:
213 PVTO
214 -- Column 1: dissolved gas-oil ratio (Mscf per stb)
215 -- Column 2: bubble point pressure (psia)
216 -- Column 3: oil FVF for saturated oil (rb per stb)
217 -- Column 4: oil viscosity for saturated oil (cP)
218 0.0000 14.7 1.0348 0.310 /
219 0.1176 500.0 1.1017 0.295 /
220 0.2226 1000.0 1.1478 0.274 /
221 0.2677 1200.0 1.1677 0.264 /
222 0.3414 1500.0 1.1997 0.249 /
223 0.4215 1800.0 1.2350 0.234 /
224 0.4790 2000.0 1.2600 0.224 /
225 0.5728 2302.3 1.3010 0.208 /
226 0.6341 2500.0 1.3278 0.200 /
227 0.7893 3000.0 1.3956 0.187 /
228 0.9444 3500.0 1.4634 0.175 /
229 1.0995 4000.0 1.5312 0.167 /
230 1.2547 4500.0 1.5991 0.159 /
231 1.3478 4800.0 1.6398 0.155
232 5500.0 1.6305 0.165 /
233 -- It is required to enter data for undersaturated oil for the highest GOR
234 -- (i.e. the last row) in the PVTO table.
235 -- The oil formation volume factor slope above bobble point is -21.85e-6 RB/STB/PSI
236 -- (From Table 1 in Killough et al.)
237 -- For the viscosity we use the same relative factor as found in the spe1 deck
238 --  $(700 * 9e-5 + 1) * 0.155$ 
239 /
240
241 SOLUTION
242 -----
243
244 EQUIL
245 -- Item 1: datum depth (ft)
246 -- Item 2: pressure at datum depth (psia)
247 -- Item 3: depth of water-oil contact (ft)
248 -- - chosen to be directly under the reservoir
249 -- Item 4: oil-water capillary pressure at the water oil contact (psi)
250 -- Item 5: depth of gas-oil contact (ft)
251 -- - chosen to be directly above the reservoir
252 -- Item 6: gas-oil capillary pressure at gas-oil contact (psi)

```

```

253 -- Item 7: RSVD-table
254 -- Item 8: RVVD-table
255 -- Item 9: Set to 0 as this is the only value supported by OPM
256
257 -- Item #: 1 2      3      4 5      6 7 8 9
258      8400 4000 8800 0 8300 0 1 0 0 /
259
260 -- Solution gas at reservoir oil saturation pressure 2302.3 psia
261 -- Based on values in Table 1 and Table 9 in Killough et al.
262 RSVD
263      8300 0.5728
264      8450 0.5728 /
265
266 SUMMARY
267 -----
268
269 -- In order to compare Eclipse with Flow:
270 -- This are not the output compared in Killough et al.
271 WBHP
272      'INJW'
273      'INJG'
274      'PROD'
275 /
276 WGIR
277      'INJW'
278      'INJG'
279      'PROD'
280 /
281 WGIT
282      'INJW'
283      'INJG'
284      'PROD'
285 /
286 WGPR
287      'INJW'
288      'INJG'
289      'PROD'
290 /
291 WGPT
292      'INJW'
293      'INJG'
294      'PROD'
295 /
296 WOIR
297      'INJW'
298      'INJG'
299      'PROD'
300 /
301 WOIT
302      'INJW'
303      'INJG'
304      'PROD'

```

```

305 /
306 WOPR
307   'INJW'
308   'INJG'
309   'PROD'
310 /
311 WOPT
312   'INJW'
313   'INJG'
314   'PROD'
315 /
316 WWIR
317   'INJW'
318   'INJG'
319   'PROD'
320 /
321 WWIT
322   'INJW'
323   'INJG'
324   'PROD'
325 /
326 WWPR
327   'INJW'
328   'INJG'
329   'PROD'
330 /
331 WWPT
332   'INJW'
333   'INJG'
334   'PROD'
335 /
336
337 SCHEDULE
338 -----
339 RPTSCHED
340   'PRES' 'SGAS' 'SSOL' 'SWAT' 'SOIL' 'WELLS' 'KRN' 'KRG' 'KRO' 'KRW' /
341
342 RPTRST
343   'BASIC=1' /
344
345 WELSPECS
346 -- Item #: 1      2      3      4      5      6
347   'PROD' 'G1'      7      7      1*   'OIL' /
348   'INJW' 'INJ'     1      1      1*   'WATER' /
349   'INJG' 'INJ'     1      1      1*   'GAS' /
350 /
351
352 COMPDAT
353 -- Item #: 1      2      3      4      5      6      7      8      9
354   'PROD' 7      7      3      3      'OPEN' 1* 1* 0.5 10000/
355   'INJW' 1      1      1      1      'OPEN' 1* 1* 0.5 10000/
356   'INJG' 1      1      1      1      'OPEN' 1* 1* 0.5 10000/

```

```

357 /
358
359
360 WCONPROD
361 -- Item #:1 2      3      4      5  9
362 'PROD' 'OPEN' 'ORAT' 12000 4* 1000 /
363 /
364
365 WCONINJE
366 -- Item #:1 2  3  4  5      6  7
367 'INJW' 'WATER' 'OPEN' 'RATE' 12000 1* 10000 /
368 'INJG' 'GAS' 'OPEN' 'RATE' 12000 1* 10000 /
369 /
370
371 -- Start WAG injection after 2 years with 1 year cycle
372 WELOPEN
373 'INJW' 'OPEN' /
374 'INJG' 'SHUT' /
375 /
376
377 TSTEP
378 --Advance the simulator once a month for ONE years:
379 31 28 31 30 31 30 31 31 30 31 30 31
380 /
381
382
383 WELOPEN
384 'INJW' 'SHUT' /
385 'INJG' 'OPEN' /
386 /
387
388 TSTEP
389 --Advance the simulator once a month for ONE years:
390 31 28 31 30 31 30 31 31 30 31 30 31
391 /
392
393 WELOPEN
394 'INJW' 'OPEN' /
395 'INJG' 'SHUT' /
396 /
397
398 TSTEP
399 --Advance the simulator once a month for ONE years:
400 31 28 31 30 31 30 31 31 30 31 30 31
401 /
402
403
404 WELOPEN
405 'INJW' 'SHUT' /
406 'INJG' 'OPEN' /
407 /
408

```



```

409 TSTEP
410 --Advance the simulator once a month for ONE years:
411 31 28 31 30 31 30 31 31 30 31 30 31
412 /
413
414
415 WELOPEN
416 'INJW' 'OPEN' /
417 'INJG' 'SHUT' /
418 /
419
420 TSTEP
421 --Advance the simulator once a month for ONE years:
422 31 28 31 30 31 30 31 31 30 31 30 31
423 /
424
425
426 WELOPEN
427 'INJW' 'SHUT' /
428 'INJG' 'OPEN' /
429 /
430
431 TSTEP
432 --Advance the simulator once a month for ONE years:
433 31 28 31 30 31 30 31 31 30 31 30 31
434 /
435
436
437 WELOPEN
438 'INJW' 'OPEN' /
439 'INJG' 'SHUT' /
440 /
441
442 TSTEP
443 --Advance the simulator once a month for ONE years:
444 31 28 31 30 31 30 31 31 30 31 30 31
445 /
446
447
448 WELOPEN
449 'INJW' 'SHUT' /
450 'INJG' 'OPEN' /
451 /
452
453 TSTEP
454 --Advance the simulator once a month for ONE years:
455 31 28 31 30 31 30 31 31 30 31 30 31
456 /
457
458
459 WELOPEN
460 'INJW' 'OPEN' /

```

```

461 'INJG' 'SHUT' /
462 /
463
464 TSTEP
465 --Advance the simulator once a month for ONE years:
466 31 28 31 30 31 30 31 31 30 31 30 31
467 /
468
469
470 WELOPEN
471 'INJW' 'SHUT' /
472 'INJG' 'OPEN' /
473 /
474
475 TSTEP
476 --Advance the simulator once a month for ONE years:
477 31 28 31 30 31 30 31 31 30 31 30 31
478 /
479
480
481 WELOPEN
482 'INJW' 'OPEN' /
483 'INJG' 'SHUT' /
484 /
485
486 TSTEP
487 --Advance the simulator once a month for ONE years:
488 31 28 31 30 31 30 31 31 30 31 30 31
489 /
490
491
492 WELOPEN
493 'INJW' 'SHUT' /
494 'INJG' 'OPEN' /
495 /
496
497 TSTEP
498 --Advance the simulator once a month for ONE years:
499 31 28 31 30 31 30 31 31 30 31 30 31
500 /
501
502
503 WELOPEN
504 'INJW' 'OPEN' /
505 'INJG' 'SHUT' /
506 /
507
508 TSTEP
509 --Advance the simulator once a month for ONE years:
510 31 28 31 30 31 30 31 31 30 31 30 31
511 /
512

```

```

513
514 WELOPEN
515   'INJW' 'SHUT' /
516   'INJG' 'OPEN' /
517 /
518
519 TSTEP
520 --Advance the simulator once a month for ONE years:
521 31 28 31 30 31 30 31 31 30 31 30 31
522 /
523
524
525 WELOPEN
526   'INJW' 'OPEN' /
527   'INJG' 'SHUT' /
528 /
529
530 TSTEP
531 --Advance the simulator once a month for ONE years:
532 31 28 31 30 31 30 31 31 30 31 30 31
533 /
534
535
536 WELOPEN
537   'INJW' 'SHUT' /
538   'INJG' 'OPEN' /
539 /
540
541 TSTEP
542 --Advance the simulator once a month for ONE years:
543 31 28 31 30 31 30 31 31 30 31 30 31
544 /
545
546
547 WELOPEN
548   'INJW' 'OPEN' /
549   'INJG' 'SHUT' /
550 /
551
552 TSTEP
553 --Advance the simulator once a month for ONE years:
554 31 28 31 30 31 30 31 31 30 31 30 31
555 /
556
557
558 WELOPEN
559   'INJW' 'SHUT' /
560   'INJG' 'OPEN' /
561 /
562
563 TSTEP
564 --Advance the simulator once a month for ONE years:

```

```

565 31 28 31 30 31 30 31 31 30 31 30 31
566 /
567
568
569 WELOPEN
570 'INJW' 'OPEN' /
571 'INJG' 'SHUT' /
572 /
573
574 TSTEP
575 --Advance the simulator once a month for ONE years:
576 31 28 31 30 31 30 31 31 30 31 30 31
577 /
578
579
580 WELOPEN
581 'INJW' 'SHUT' /
582 'INJG' 'OPEN' /
583 /
584
585 TSTEP
586 --Advance the simulator once a month for ONE years:
587 31 28 31 30 31 30 31 31 30 31 30 31
588 /
589
590
591
592
593 END

```

O código acima simula o reservatório SPE5 com alterações para garantir imiscibilidade e calendário de injeção WAG, com ciclo de injeção de 1 ano, controlado por vazão. O código foi executado no Open Porous Media Flow versão 2021.10 e em um computador com distribuição Ubuntu Linux 20.04.3 LTS.