



UNIVERSIDADE FEDERAL RURAL DO SEMI-ÁRIDO
PRÓ-REITORIA DE GRADUAÇÃO
DEPARTAMENTO DE ENGENHARIA E TECNOLOGIA
CURSO DE ENGENHARIA DE PETRÓLEO

RIAN AURÉLIO VIEIRA

**ESTUDO DE RECUPERAÇÃO AVANÇADA DE PETRÓLEO UTILIZANDO O
MÉTODO WAG (*WATER ALTERNATING GAS*)**

MOSSORÓ
2025

RIAN AURÉLIO VIEIRA

**ESTUDO DE RECUPERAÇÃO AVANÇADA DE PETROLEO UTILIZANDO O
MÉTODO WAG (*WATER ALTERNATING GAS*)**

Monografia apresentada a Universidade
Federal Rural do Semi-Árido como
requisito para obtenção do título de
Bacharel em Engenharia de petróleo.

Orientador: Antonio Robson Gurgel,
Prof. Dr.

Co-orientador: Jardel Dantas da Cunha,
Prof. Dr.

MOSSORÓ

2025

©Todos os direitos estão reservados à Universidade Federal Rural do Semi-Árido. O conteúdo desta obra é de inteira responsabilidade do autor, sendo o mesmo, passível de sanções administrativas ou penais, caso sejam infringidas as leis que regulamentam a Propriedade Intelectual, respectivamente, Patentes: Lei nº 9.279/1996, e Direitos Autorais: Lei nº 9.610/1998. O conteúdo desta obra tornar-se-á de domínio público após a data de defesa e homologação da sua respectiva ata, exceto as pesquisas que estejam vinculadas ao processo de patenteamento. Esta investigação será base literária para novas pesquisas, desde que a obra e seu respectivo autor seja devidamente citado e mencionado os seus créditos bibliográficos.

V665e Vieira, Rian.
ESTUDO DE RECUPERAÇÃO AVANÇADA DE PETRÓLEO
UTILIZANDO O MÉTODO WAG (*WATER ALTERNATING GAS*) /
Rian Vieira. - 2025.
45 f. : il.

Orientador: Robson Gurgel.
Coorientador: Jardel Cunha.
Monografia (graduação) - Universidade Federal
Rural do Semi-árido, Curso de Engenharia de
Petróleo, 2025.

1. Recuperação avançada de petróleo. 2. Injeção
alternada de água e gás (WAG). 3. Dióxido de
carbono (CO₂). 4. Tnavigator. 5. Pré-sal
brasileiro. I. Gurgel, Robson, orient.
II. Cunha, Jardel, co-orient. III. Título.

Ficha catalográfica elaborada por sistema gerador automático em
conformidade com AACR2 e os dados fornecidos pelo
autor.

Biblioteca Campus Mossoró / Setor de Informação e Referência
Bibliotecária: Keina Cristina Santos Sousa e Silva
CRB: 15/120

RIAN AURELIO VIEIRA

ESTUDO DE RECUPERAÇÃO AVANÇADA DE PETROLEO UTILIZANDO O MÉTODO WAG (*WATER ALTERNATING GAS*)

Monografia apresentada a Universidade
Federal Rural do Semi-Árido como
requisito para obtenção do título de
Bacharel em engenharia de petróleo.

Defendida em: 04 / 08 / 2025.

BANCA EXAMINADORA

Documento assinado digitalmente
 **ANTONIO ROBSON GURGEL**
Data: 14/08/2025 14:25:33-0300
Verifique em <https://validar.iti.gov.br>

Antonio Robson Gurgel, Prof. Dr. (UFERSA)
Presidente

Documento assinado digitalmente
 **JARDEL DANTAS DA CUNHA**
Data: 14/08/2025 12:22:41-0300
Verifique em <https://validar.iti.gov.br>

Jardel Dantas da Cunha, Prof. Dr. (UFERSA)
Membro Examinador

Documento assinado digitalmente
 **KEILA REGINA SANTANA**
Data: 12/08/2025 15:57:22-0300
Verifique em <https://validar.iti.gov.br>

Keila Regina Santana, Prof.^a. Dra. (UFERSA)
Membro Examinador

Dedicatória

Dedico aos meus pais, Osanilde Aurélio e
Erivan Vieira, pelo amor, apoio, e por estarem
ao meu lado em cada momento.

Agradecimento

Agradeço à minha mãe, Osanilde Aurélio, especialmente pela força, dedicação e generosidade que sempre demonstrou.

Agradeço ao meu pai, Erivan Vieira, pelo exemplo de responsabilidade, perseverança e força de vida que sempre me inspirou.

Agradeço à minha irmã, Manuela Aurélio, por todo o incentivo e companheirismo.

Aos meus avós maternos, Manoel Aurélio e Osana Servolo, e aos meus avós paternos, José Felipe e Rosa Vieira, cujo respeito e amor guardo eternamente no coração.

Agradeço a minha namorada, Mariana Pontes, que esteve ao meu lado em cada passo, com palavras de incentivo, ombro amigo e amor constante.

Ao meu orientador, Antonio Robson Gurgel, agradeço a orientação e confiança ao longo deste processo.

Agradeço a *Rock Flow Dynamics* por fornecer as licenças do simulador *T-Navigator* para que fosse necessário realizarmos este trabalho.

E por fim, agradeço também a todas as pessoas que cruzaram meu caminho durante a graduação. Meus sinceros agradecimentos a todos que fizeram parte desta jornada!

RESUMO

Considerando as crescentes demandas por eficiência na produção *offshore* e o aproveitamento do CO₂ oriundo da própria produção, a pesquisa visa explorar a viabilidade e o desempenho do método WAG em condições representativas do pré-sal brasileiro. Este trabalho apresenta um estudo sobre a aplicação do método de recuperação avançada WAG (*Water Alternating Gas*), com foco na injeção alternada de água e gás carbônico (CO₂) em reservatórios de óleo leve, como estratégia para aumento do fator de recuperação de petróleo. Para isso, foi desenvolvido um modelo numérico de reservatório homogêneo com malha 1/4 five-spot, utilizando o simulador *tNavigator* da *Rock Flow Dynamics*. O estudo incluiu a modelagem composicional dos fluidos com base em dados de Moortgat et al. (2010), a determinação da Pressão Mínima de Miscibilidade (PMM) por análise da *Tie Line*, e a construção de curvas de permeabilidade relativa com base no modelo de Corey. Foram simulados diversos cenários operacionais, variando vazões de água (de 5 a 50 m³/dia) e de gás (de 3500 a 14000 m³/dia), avaliando seus impactos sobre o fator de recuperação (FR), produção acumulada e desempenho do deslocamento. Os resultados indicaram que o método WAG pode aumentar o fator de recuperação em mais de 12% em comparação com a injeção apenas de água, sendo sensível ao dimensionamento das vazões e à sequência dos ciclos. O modelo pseudoizado 1 apresentou melhor desempenho quanto à miscibilidade entre CO₂ e óleo, sendo adotado como referência nas simulações. Conclui-se que, quando adequadamente projetado, o método WAG representa uma alternativa eficaz para otimizar a recuperação de petróleo, com vantagens adicionais na gestão de CO₂, sendo especialmente promissor para campos do pré-sal, com isso, os principais resultados observados mostram que o tamanho dos ciclos, especialmente o de 6 meses de injeção resultou na melhor recuperação, a razão WAG de 0,89, e as vazões de injeção de água e gás, com 15 m³/dia e gás de 8000 m³/dia, respectivamente, representa a melhor estratégia de recuperação para o cenário avaliado ao fim dos 30 anos de produção. O estudo também oferece subsídios para futuros projetos de otimização e expansão de técnicas de recuperação avançada em ambientes similares.

Palavras-chave: Recuperação avançada de petróleo. Injeção alternada de água e gás (WAG). Dióxido de carbono (CO₂). *Tnavigator*. Pré-sal brasileiro.

ABSTRACT

This study presents a comprehensive investigation into the application of the WAG (Water Alternating Gas) enhanced oil recovery method, focusing on the alternating injection of water and carbon dioxide (CO₂) in light oil reservoirs as a strategy to increase the recovery factor. Given the growing demand for production efficiency in offshore operations and the potential reuse of CO₂ generated during production, the research evaluates the feasibility and performance of the WAG process under conditions representative of Brazil's pre-salt reservoirs. A homogeneous reservoir model was developed using a 1/4 five-spot well pattern and simulated with the tNavigator software from Rock Flow Dynamics. The study included compositional fluid modeling based on data from Moortgat et al. (2010), determination of the Minimum Miscibility Pressure (MMP) through Tie Line analysis, and the generation of relative permeability curves using the Corey model. Several operational scenarios were simulated, varying water injection rates (from 5 to 50 m³/day) and gas injection rates (from 3500 to 14000 m³/day), to assess their impact on recovery factor, cumulative oil production, and displacement efficiency. The results showed that the WAG method can improve oil recovery by more than 12% compared to water injection alone, with performance highly dependent on injection design and cycle scheduling. The pseudoized fluid model 1 exhibited the best miscibility performance and was adopted for simulation. The study concludes that, when properly designed, the WAG method is an effective and economically viable strategy for optimizing oil recovery and managing CO₂, especially in pre-salt reservoirs. Furthermore, the findings provide valuable insights for future optimization and application of enhanced oil recovery techniques in similar geological settings.

Keywords: Enhanced oil recovery. Water Alternating Gas (WAG). Carbon dioxide injection. Numerical simulation. tNavigator. Pre-salt reservoirs.

LISTA DE FIGURAS

Figura 1 - Exemplo de profundidade típica dos poços no pré-sal.	3
Figura 2 – Esquema de injeção de água.	6
Figura 3 – O efeito do inchamento do óleo.	8
Figura 4 – Representação do esquema de injeção do método WAG.	9
Figura 5 – Demonstração dos fingers.	10
Figura 6 -Saturação de óleo do modelo numérico semissintético homogêneo.	14
Figura 7 - Completação para injeções de água na base e gás no topo.	23
Figura 8 – Curva de FR, Vazão de óleo, RAO e Corte de água para 30 anos de simulação variando as injeções de água.	35
Figura 9 - Mapas de saturação de óleo residual.	36
Figura 10 - Mapas de saturação de gás residual.	37
Figura 11 - Curva de FR, Vazão de óleo, RGO e Gás produzido para 30 anos de simulação.	38
Figura 12 - Mapas de saturação de óleo residual.	39
Figura 13 - Mapas de saturação de gás residual.	39
Figura 14 - Resultado das completações no topo e na base.	40

LISTA DE GRÁFICOS

Gráfico 1 - Curva permeabilidade do sistema água-óleo.....	17
Gráfico 2 - Curva permeabilidade do sistema gás-líquido.	18
Gráfico 3 - Curva ajustada para os dados de fator volume formação do óleo (B_o).	24
Gráfico 4 - Curva ajustada para os dados de solubilidade do gás no gás (R_s).	25
Gráfico 5 - Curva ajustada para os dados de fator volume formação do gás (B_g).	25
Gráfico 6 - Curva ajustada para os dados de viscosidade do óleo (μ).	26
Gráfico 7 - Curva ajustada para os dados de densidade do óleo (ρ).	27
Gráfico 8 - Curva ajustada para os dados de Tie Line.	27
Gráfico 9 - Recuperação primária do modelo base.	28
Gráfico 10 - Influência das vazões de injeção de água no FR.	30
Gráfico 11 - Fator de recuperação para cada vazão de injeção de água em função do VPI.	31
Gráfico 12 - Influência das vazões de injeção de gás no FR.	32
Gráfico 13 - Fator de recuperação para cada vazão de injeção de gás em função do VPI.	33
Gráfico 14 - Fixando a vazão de gás e variando a de água para obter a RWAG.	34
Gráfico 15 - Fixando a vazão de água e variando a de gás para obter a RWAG.	37
Gráfico 16 - Estudo comparativo entre o melhor caso versus o pior caso em função do FR injetando água na base.	41
Gráfico 17 - Estudo comparativo entre o melhor caso versus o pior caso em função do FR injetando gás no topo.	42

LISTA DE FLUXOGRAMA

Fluxograma 1 - Fluxograma dos métodos de recuperação do petróleo	4
Fluxograma 2 - Fluxograma dos processos para realização do trabalho.	13

LISTA DE TABELAS

Tabela 1 – Características iniciais do reservatório.....	14
Tabela 2 – Condições operacionais.....	15
Tabela 3 – Composição do fluido do reservatório no experimento PVT.....	15
Tabela 4 – Esquema de agrupamento do fluido pseudoizado 01.....	16
Tabela 5 – Esquema de agrupamento do fluido pseudoizado 02.....	16
Tabela 6 – Refinamentos nos eixos “i” e “j”.	18
Tabela 7 – Refinamento em k.	19
Tabela 8 – Vazões de injeção de água e gás.....	19
Tabela 9 – Análise paramétrica – para a vazão de gás.....	22
Tabela 10 – Análise paramétrica – para a água injetada.	22
Tabela 11 – Simulação para escolha dos valores dos grids em “i” e “j”.....	29
Tabela 12 – Simulação para escolha dos valores dos grids em “k”.....	29
Tabela 13 – Vazão de produção de óleo para as 10 vazões de injeção utilizadas.	30
Tabela 14 - Análise comparativa entre o melhor e o pior cenário simulado de injeção de água.....	40
Tabela 15 - Análise comparativa entre o melhor e o pior cenário simulado de injeção de gás.....	40

LISTA DE ABREVIATURAS E SIGLAS

API	<i>American Petroleum Institute</i>	
API	Grau API do óleo	(Adimensional)
Bg	Fator volume formação de gás	(m ³ / m ³ std)
Bo	Fator volume formação de óleo	(m ³ / m ³ std)
Boed	Barril de óleo equivalente por dia	(boe/dia)
Bopd	Barril de óleo por dia	(bbl/dia)
CO ₂	Dióxido de carbono	
C _f	Compressibilidade da formação	(1/bar)
FR	Fator de recuperação	(%)
i	Direção do eixo “x”	
j	Direção do eixo “y”	
k	Direção do eixo “z”	
Np	Produção acumulada de óleo	(m ³)
PMM	Pressão mínima de miscibilidade	(Adimensional)
Q	Vazão de injeção	(m ³ /dia)
RAO	Razão água óleo	
RBA	<i>Rising bubble apparatus</i>	
Rs	Razão de solubilidade	(m ³ std/ m ³ std)
RWAG	Razão <i>water alternating gas</i>	
Sf	Saturação de fluidos	
TL	<i>Tie line</i>	(Adimensional)
VP	Volume poroso	(Adimensional)
VPI	Volume poroso injetado	(Adimensional)
V _{oip}	Volume de óleo <i>in place</i>	(m ³ std)
WAG	<i>Water Alternating Gas</i>	

LISTA DE SÍMBOLOS

μ	Viscosidade do fluido	(cP)
K	Permeabilidade absoluta	(mD)
K _i	Permeabilidade efetiva	(mD)
K _r	Permeabilidade relativa	(mD)
Φ	Porosidade	(%)

SUMÁRIO

1	INTRODUÇÃO	1
2	REVISÃO BIBLIOGRÁFICA	3
2.1	Reservatórios do pré-sal brasileiro	3
2.2	Métodos de recuperação	3
2.3	Pressão mínima de miscibilidade	4
2.4	Métodos convencionais	5
2.5	Injeção de água	5
2.6	Métodos especiais de recuperação.....	6
2.7	Injeção de gás carbônico (CO ₂)	7
2.8	Método miscível de CO ₂	8
2.9	Processo WAG (<i>water-alternating-gas</i>).....	9
2.10	Fatores que influenciam no projeto WAG.....	10
3	METODOLOGIA	13
3.1	Metodologia para realização do trabalho	13
3.2	Modelagem numérica do reservatório	14
3.3	Modelo de fluidos	15
3.4	Pressão mínima de miscibilidade (PMM) do CO ₂	17
3.5	Dados rocha fluido	17
3.6	Escolha do <i>grid</i>	18
3.7	Descrição do estudo de escolha de vazão	19
3.8	Descrição da escolha dos ciclos de injetividade	20
3.9	Descrição da escolha da Razão WAG (RWAG)	21
4.	RESULTADOS E DISCUSSÃO.....	24
4.1.	Modelo de Fluidos	24
4.2.	Recuperação primária do método/modelo base.....	28
4.3.	Refinamento dos <i>grids</i> do modelo numérico.....	29
4.4.	Otimização das vazões de injeção de água e gás	30
4.5.	Análise das razões WAG	33
4.5.1	Análise da razão WAG com Vazão de água variada.....	33

4.5.2	Análise da razão WAG com Vazão de gás variada	37
4.6.	Resultados da análise paramétrica.....	40
5.	CONCLUSÕES	43
6.	RECOMENDAÇÕES.....	44
7.	REFERÊNCIAS	45

1 INTRODUÇÃO

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

As maiores descobertas de petróleo, no Brasil, foram realizadas pela Petrobras na camada pré-sal localizada entre os estados de Santa Catarina, São Paulo, Rio de Janeiro e Espírito Santo, onde se encontrou grandes volumes de óleo leve com uma densidade em torno de 28° API, baixa acidez e baixo teor de enxofre. Esse óleo que possui uma grande quantidade de CO₂ dissolvido e assim uma solução pioneira para o destino desse gás vem sendo a recuperação avançada. Ademais, vale destacar que no ano de 2024, a Petrobras, atinge sua maior produção *offshore*, provenientes de seus campos do pré-sal, a produção comercial de óleo e gás natural em 2024 atingiu 2,4 milhões de (boed) e a produção de óleo foi de 2,2 milhões de barris por dia (bpd). (PETROBRAS, 2025).

O método de recuperação WAG foi proposto com objetivo de melhorar sua eficiência de varrido do gás, pelo controle de sua mobilidade pela água, dentro dos reservatórios, seguindo a combinação de injeção de dois fluidos puros, água e gás.

Atualmente, o interesse de novos projetos de injeção WAG é recorrente. A utilização do CO₂ produzido como fluido de injeção, é uma ideia atrativa para as embarcações marítimas, devido às limitações e exportações do gás. Com isso, combinadas essas produções em grandes quantidades de CO₂, podem viabilizar o uso de métodos de recuperação avançada de petróleo, como o WAG.

Uma das ferramentas mais utilizadas na indústria do petróleo são simuladores numéricos de reservatórios, pois possuem capacidade de gerenciar e simular condições reais em reservatórios de petróleo. São caracterizados por serem extremamente robustas e amplamente utilizadas na implementação de métodos numéricos bem como no gerenciamento do reservatório como um todo (CASTIÑEIRA, 2008; GILMAN; OZGEN, 2013; RIBEIRO, 2018).

Dessa forma, este trabalho tem como objetivo apresentar um estudo de recuperação avançada de petróleo, utilizando o método de injeção de água alternadas de gás (WAG), proporcionando a injeção de gás carbônico (CO₂), alternando a injeção de água.

O decorrer deste presente capítulo, exhibe um breve resumo acerca dos capítulos desenvolvidos neste trabalho.

O capítulo 02 (revisão bibliográfica), apresenta breve resumo acerca dos conceitos e da importância da técnica de ajuste de histórico. Além disso, é abordada a importância e a aplicabilidade dos métodos miscíveis usados como metodologia de recuperação

avançada neste trabalho, exibindo também alguns resultados onde essa mostra sua eficiência na aplicabilidade.

O capítulo 3 (metodologia), mostra os materiais e métodos usados para o desenvolvimento deste trabalho, desde as propriedades de entrada quanto o planejamento dele.

O capítulo 4 (resultados e discussão), apresenta os resultados obtidos e as análises realizadas das simulações após a aplicação da metodologia deste trabalho.

E por fim, os capítulos 5 e 6 (conclusões e recomendações) exibem as conclusões obtidas para os cenários avaliados da injeção de água alternada de gás em reservatórios de óleo leve. Além disso, é mostrado também as recomendações para futuros trabalho na área.

2 REVISÃO BIBLIOGRÁFICA

2.1 Reservatórios do pré-sal brasileiro

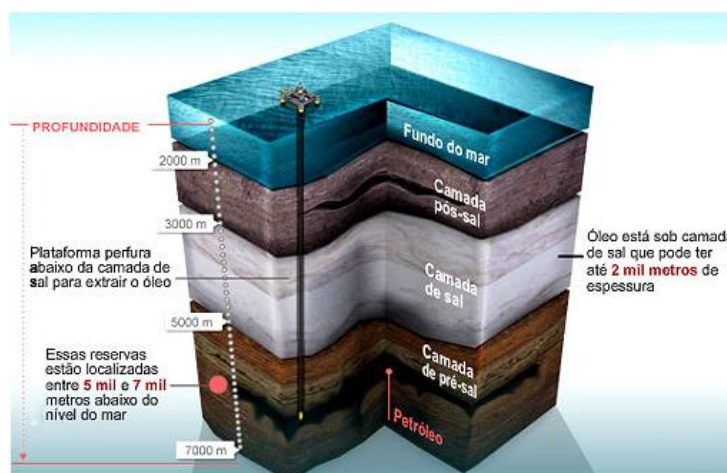
O petróleo bruto varia sua composição química e aparência, conforme as características de deposições geológicas da região de extração. Pode conter altos teores de enxofre ou metais, por exemplo. A sua composição é uma mistura complexa de hidrocarbonetos, além de pequenos volumes de nitrogênio, oxigênio, compostos de enxofre e íons metálicos (FGV ENERGIA, 2021).

Nos reservatórios do pré-sal brasileiro, estão presentes óleos com densidade próxima de 28° API, alto teor de CO₂ dissolvido, bastante gás natural e baixos níveis de acidez e contaminantes como o enxofre.

As reservas do pré-sal estão entre as descobertas mais relevantes da última década. Estes campos possuem grandes volumes de óleo leve, com elevado valor comercial. A produção nacional saltou de cerca de 41 mil barris por dia, em 2010, para 2,2 milhões de barris por dia em fevereiro de 2025 (PETROBRAS, 2025).

A figura 1 traz uma ilustração que condiz com a definição dada pela Petrobras, onde descreve como são as rochas do pré-sal como reservatórios situados sob extensa camada de sal, abrangendo os estados do Espírito Santo até Santa Catarina, em uma faixa de 800 km de comprimento por 200 km de largura (PETROBRAS, 2025).

Figura 1- Exemplo de profundidade típica dos poços no pré-sal.



Fonte: Wikigeo, 2012.

2.2 Métodos de recuperação

No processo de produção há uma dissipação da energia primária, causada pela descompressão dos fluidos do reservatório e pelas resistências encontradas pelos mesmos

ao fluírem em direção aos poços de produção. Essas resistências são devidas, ou associadas, às forças viscosas e capilares presentes no meio poroso. O consumo de energia primária reflete-se principalmente no decréscimo da pressão do reservatório durante a sua vida produtiva, e consequente redução da produtividade dos poços. (ROSA; CARVALHO; XAVIER, 2006).

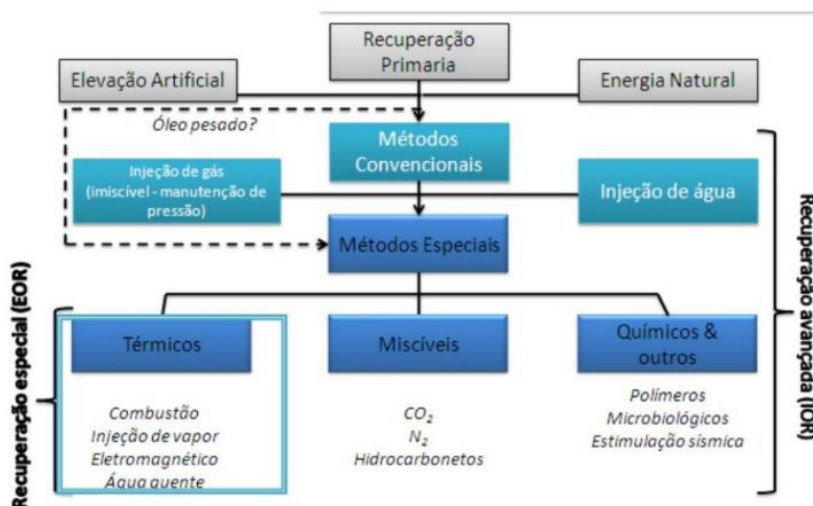
Para manter a pressão nos reservatórios e evitar uma queda eminente na produtividade dos poços, tem-se duas vertentes de ações para permanecer os reservatórios estáveis. Podemos suplementá-los com energia secundária, como injeção de água ou gás imiscível, ou reduzir as resistências viscosas e ou capilares por meio de métodos especiais, como a injeção de vapor ou gás miscível.

Os métodos de recuperação de petróleo são divididos em:

- Recuperação primária de óleo, é a produção que resulta da energia natural existente no reservatório;
- Métodos convencionais de recuperação de óleo, os quais geram acréscimo da energia natural por meio de injeção de água ou injeção imiscível de gás para a produção;
- Métodos especiais de recuperação de óleo, que utilizam da aplicação de processos especiais como injeção de químicos, térmicos, gases miscíveis e outros.

Fluxograma 1 – Fluxograma dos métodos de recuperação do petróleo.

Métodos de Recuperação Suplementar



Fonte: Adaptado de ROSA; CARVALHO; XAVIER (2006) apud GUEDES JÚNIOR (2016).

2.3 Pressão mínima de miscibilidade

A Pressão Mínima de Miscibilidade (PMM) é essencial para a eficiência da recuperação avançada de petróleo com injeção de CO₂, representando a menor pressão

necessária para miscibilidade entre o gás e o óleo. Ela pode ser alcançada por dois mecanismos: primeiro contato ou múltiplos contatos (Mello, 2015).

Impurezas afetam a PMM porque afetam a solubilidade do CO₂ no óleo e a habilidade do CO₂ vaporizar os componentes desse óleo. Isso faz com que a PMM aumente de maneira proporcionalmente direta à concentração de impurezas. Metano, hidrogênio e gás de queima (N₂, CO₂ e água) geralmente possuem maior PMM com óleo que o CO₂, embora em reservatórios de temperaturas muito elevadas, a PMM para o CO₂, o metano e o nitrogênio possam ser similares (Mello, 2015).

Para garantir miscibilidade, recomenda-se operar com pressão pelo menos 3,45 Mpa acima da PMM, embora esse valor possa variar conforme as características do reservatório. Em processos WAG, a perda de injetividade da água pode reduzir a pressão, comprometendo a miscibilidade (Mello, 2015).

A PMM pode ser determinada por testes de deslocamento em tubo delgado (*“slim-tube test”*) é um dos mais utilizados, pois simula as condições do reservatório e permite avaliar o deslocamento do óleo pelo gás. Outra técnica comum é o *“rising bubble apparatus”* (RBA), que observa o comportamento de bolhas de CO₂ em contato com o óleo e permite determinar a PMM com menor custo. Além dos testes experimentais, simuladores composicionais são amplamente utilizados para prever o comportamento da injeção de CO₂ em diferentes cenários (LIE, 2013).

2.4 Métodos convencionais

Na injeção de fluido no reservatório com a única finalidade de deslocar o óleo para fora dos poros da rocha, com um comportamento unicamente mecânico, tem-se um processo classificado como método convencional de recuperação. Neste método não há interação química ou termodinâmica entre os fluidos do reservatório. (THOMAS, 2001).

Ademais, outro objetivo dos métodos convencionais de recuperação é a própria aceleração da produção, tendo em vista que esse fator antecipa o fluxo de caixa esperado por um projeto, gerando redução de custos operacionais. Dessa forma, com a aplicação dos métodos convencionais, uma grande parcela de óleo residual fica retida nos poros da rocha em consequência do efeito da capilaridade.

2.5 Injeção de água

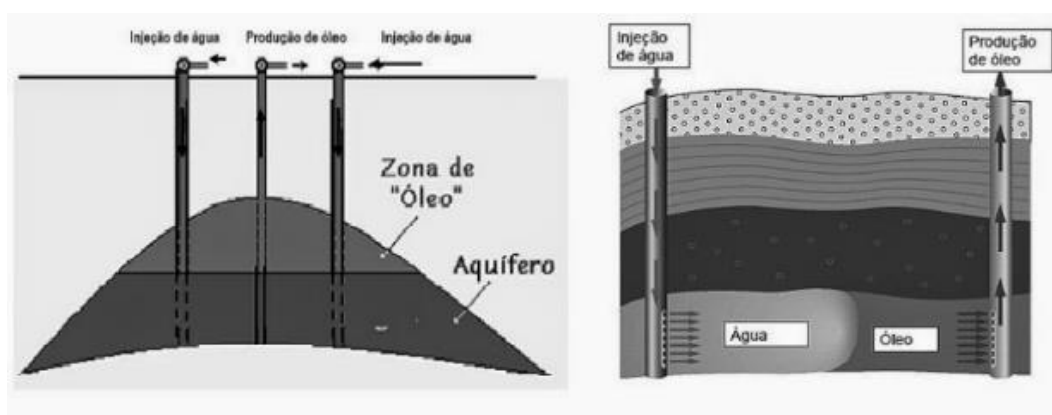
CRAIG (1993) diz que a injeção de água tem como objetivo a obtenção de um maior fator de recuperação, suprimindo a queda de pressão que o reservatório sofre pela depleção ao longo do tempo devido sua produção. Trata-se do método mais utilizado na indústria petrolífera, devido ao seu baixo custo econômico quando comparado com os demais métodos, sua boa recuperação nos primeiros anos de injeção e sua eficiência de varrido vertical, principalmente quando comparado com a injeção de gases miscíveis.

A água a ser utilizada na injeção do reservatório pode ter origem subterrânea, na superfície (rios e lagos), no mar, ou no próprio reservatório (água produzida). A água, antes de ser utilizada no processo de injeção, deve passar por um tratamento que a torne adequada ao reservatório, suas características e os fluidos nele existentes (Hermes, 2017).

Com o início da injeção, a saturação de água no reservatório se altera, aumentando nas proximidades do poço injetor e formando um banco de óleo à frente da água injetada. A frente de avanço, ou a região de transição entre a zona lavada e o banco de óleo marca uma queda abrupta na saturação de água. Esse processo aumenta temporariamente a produção de óleo, até que a frente atinja o poço produtor, caracterizando o fenômeno conhecido como *breakthrough*, o qual provoca elevação da razão água/óleo (RAO). A produção torna-se economicamente inviável quando a RAO atinge valores elevados, sendo necessário adotar outras estratégias de recuperação (ROSA, CARVALHO, XAVIER, 2006).

O processo de injeção de água (fluido deslocante) eleva a saturação nas regiões do poço injetor, desta forma um banco de óleo (fluido deslocado) a frente de água injetada é formada, como ilustrado na figura 2.

Figura 2 – Esquema de injeção de água.



Fonte: Santana, 2008.

2.6 Métodos especiais de recuperação

O ponto inicial de estudo sobre os métodos especiais de recuperação parte de uma avaliação sobre como os métodos convencionais funcionaram no reservatório. Atualmente, é comum ver projetos de métodos especiais de recuperação crescerem em determinados países ou campos, atingindo o seu pico e depois declinar, isso se dá muito pela ausência de características geológicas favoráveis à sua aplicação. (Hermes, 2017).

Com o passar do tempo de produção, a razão água/óleo (RAO) do campo se aproxima do limite econômico, deixando de ser viável a produção. Mas mesmo nessas condições ainda existem mecanismos diferentes para se extrair bastante óleo. Contudo, muitas das vezes não se espera chegar até esse ponto para se introduzir um método avançado de recuperação, podendo ser iniciada a qualquer momento da vida produtiva de um campo,

dependendo de características e situações de cada reserva (DONALDSON; CHILINGARIAN; YEN, 1985).

Segundo THOMAS (2001) os métodos especiais passam a ser considerados quando os convencionais se tornam ineficazes, especialmente em casos de elevada viscosidade do óleo e elevadas tensões interfaciais entre o óleo e o fluido injetado. Nessas condições, a grande diferença de viscosidade entre os fluidos favorece o avanço prematuro do fluido injetado por caminhos preferenciais, dificultando a varredura uniforme do reservatório e resultando na retenção de volumes significativos de óleo.

O diferencial de alguns dos métodos especiais em relação aos tradicionais é que além da repressurização e deslocamento do óleo, busca alterar as propriedades físicas e químicas dos fluidos e a interação entre eles e a rocha, fazendo com que a resistência do fluido no meio poroso seja reduzida e assim facilitada sua varredura (Ferreira, 2017).

2.7 Injeção de gás carbônico (CO₂)

A injeção de hidrocarbonetos, dióxido de carbono, ar e nitrogênio vem sendo praticada desde, aproximadamente, 1920, com o objetivo de melhorar a recuperação de óleos leves. No início os dois gases mais utilizados no processo de recuperação de óleos leves eram o gás seco e o gás liquefeito de petróleo. Contudo, nos anos 70 o interesse por injeção de gás foi renovado, principalmente o CO₂, devido principalmente ao aumento do preço do óleo e melhoria na capacidade da recuperação por injeção de gás (Stalkup Jr., 1985). Nas últimas duas décadas mostraram um significativo aumento na recuperação avançada de óleo por injeção de CO₂ e a injeção de hidrocarbonetos está perdendo a sua aplicabilidade devido ao aumento do preço do gás natural (Moritis, 2004).

Os principais tipos de injeção de gás de acordo com Kulkarni (2005) são:

- WAG – *Water Alternating Gas* (Injeção alternada de água e gás);
- Injeção Contínua de Gás (ICG);
- Híbrido WAG;
- WAG simultâneo;
- FAWAG — *Foam Assisted WAG* (injeção alternada de água e gás com espuma);
- Injeção de gás na crista do reservatório;
- Injeção de gás gravitacionalmente estável ou drenagem gravitacional do óleo por injeção de gás.

O primeiro método citado acima consiste em um injeção de água alternada com injeção de gás e o segundo somente uma injeção contínua de gás; em seguida, o terceiro método consiste em injetar inicialmente uma grande quantidade de CO₂ em seguida injetar bancos menores de água e gás; no quarto método, a água e o gás são misturados na superfície e injetados ao mesmo tempo; o quinto método consiste na utilização de espumas juntamente com a injeção alternada de água e gás para melhorar o varrido; no

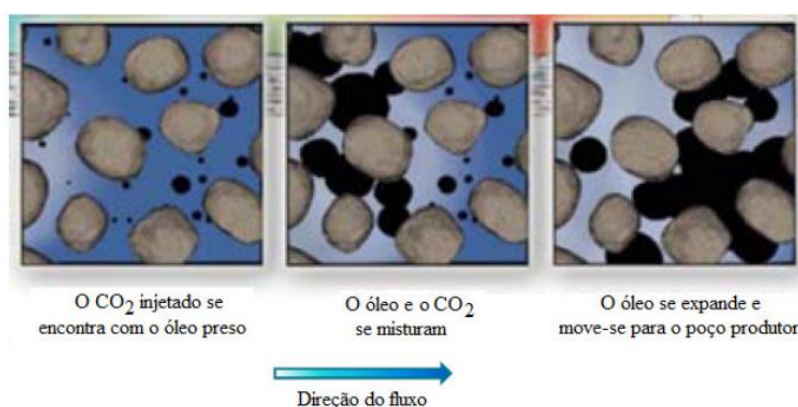
sexto método com o objetivo de manter a pressão o gás é injetado no topo do reservatório, de preferência em reservatórios com capa de gás, e finalmente no último método consiste na injeção de gás que é realizada no topo dos reservatórios que possuem alguma inclinação que contribua com a drenagem gravitacional.

2.8 Método miscível de CO₂

O dióxido de carbono (CO₂) é amplamente disponível na natureza, o que o torna uma opção atrativa para aplicação em métodos especiais de recuperação. Ele é uma substância simples, que pode existir nos estados gasoso, líquido ou sólido, possuindo temperatura crítica de 31,04°C, como a maioria dos reservatórios apresenta temperaturas superiores a esse valor, o CO₂ geralmente é utilizado em estado gasoso nos processos de deslocamento miscível (HOLM, 1982; ROSA et al., 2006).

O que o torna um bom agente dos métodos especiais de recuperação é o fato de ele ser altamente solúvel em óleo cru, acima de certas pressões de reservatório, e quando dissolvido no óleo, ele expande esse óleo de 10 a 60%, bem como reduz sua viscosidade de 5 a mais de 10 vezes. Se for injetada uma golfada de CO₂ a frente da água, em qualquer estágio da injeção de água, a mistura de óleo e CO₂ de baixa viscosidade escoar mais facilmente aos poços produtores e o óleo cru deixado para trás pode ser apenas 90 a 40% do óleo não inchado. A um primeiro contato, o CO₂ não é miscível com o óleo, contudo, sob condições favoráveis de temperatura, pressão e composição do óleo, gera-se uma frente miscível no reservatório (HOLM, 1982; ROSA et al., 2006). O efeito de inchamento do óleo é ilustrado na imagem 3.

Figura 3 – O efeito do inchamento do óleo.



Fonte: Diniz, 2015.

Mas a vantagem da adoção da injeção de CO₂, em relação à injeção de água e/ou gás, está relacionada com o motivo pelo qual o óleo é deixado para trás por esses métodos convencionais. Ele é deixado para trás tanto porque não recebe o contato dos fluidos injetados, mas também devido às forças capilares entre óleo, água e a rocha porosa nas porções contactadas, que armazenam e retêm o óleo. Portanto, qualquer processo de

recuperação avançada deve fazer contato com as áreas ignoradas ou liberar e reduzir o óleo preso, ou mesmo atuar das duas formas (HOLM, 1982).

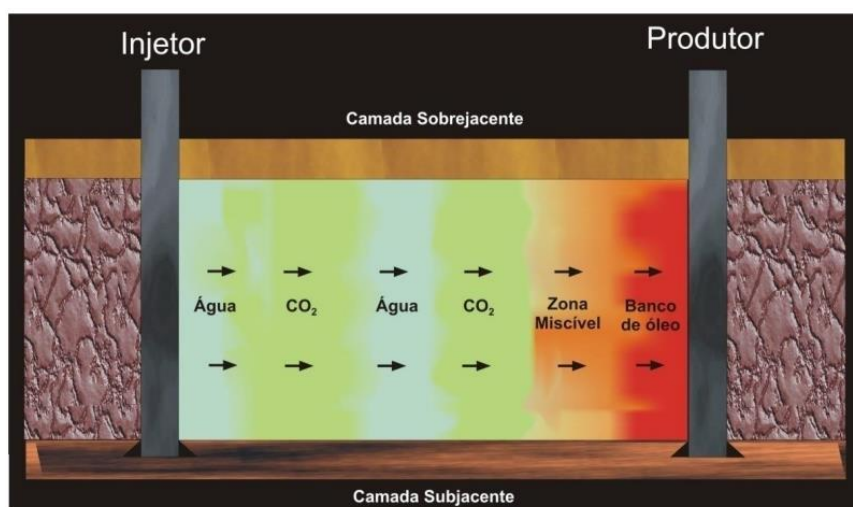
O CO₂ atua das duas formas, tanto invadindo as zonas que não foram anteriormente invadidas pela água, como reduzindo a saturação de óleo para aproximadamente 5% do volume poroso (VP), onde a invasão anterior da água havia reduzido para apenas 25% do VP. Entretanto, esses efeitos podem não acontecer se não houver um projeto cuidadoso da injeção de CO₂, com pressões suficientemente altas, obedecendo a padrões adequados de injeção, e com algum controle da injeção e escoamento dos fluidos necessários para o alcance dos objetivos de projeto (HOLM, 1982).

2.9 Processo WAG (*water-alternating-gas*)

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

A razão de mobilidade que controla a varredura volumétrica, entre o gás que é injetado e o banco de óleo que está sendo deslocado, geralmente é desfavorável devido à baixa viscosidade do gás. Agregado a esse problema causando baixa viscosidade, a diferença entre as densidades resulta em outro problema, a segregação gravitacional, o que leva a ineficiência de varredura volumétrica. Dessa forma, surge o (WAG – *Water alternating gas*), proposto por Caudle e Dyes (1959), a qual consiste em injeções alternadas de volume de água e gás, como exemplifica a imagem abaixo.

Figura 4 – Representação do esquema de injeção do método WAG.

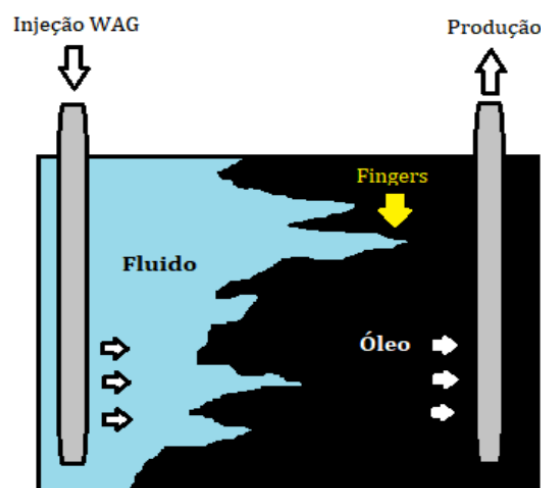


Fonte: Pinto, 2009.

Como consequência dessa alta mobilidade, o CO₂ tende a passar pelo óleo, através das zonas permeáveis, resultando em eficiências de varrido pobres (formação de *fingering*), assim como mostra a figura 5. Foi justamente para minimizar esse efeito que a técnica de injeção simultânea de água e gás foi desenvolvida, na busca de reduzir a mobilidade dos fluidos injetados. Logo as aplicações de campo indicaram que a injetividade foi melhorada quando cada fase era injetada em determinado momento, fazendo com que água e gás fossem injetados alternativamente, dando origem à nova técnica de injeção de água alternada com gás (WAG) (JIANG; NURYANINGSIH; ADIDHARMA, 2012).

Os tamanhos dos bancos de água e gás precisam ser otimizados. Com isso, a injeção de muita água proporcionará uma baixa eficiência de deslocamento. Já a injeção de muito gás resultará em baixa eficiência de varrido. A figura 5, exemplifica como surgem a formação inicial de canalizações e *viscous fingering*.

Figura 5 – Demonstração dos *fingers*.



Fonte: Neves, Bruno Ghisleri, 2021.

Logo, para se ter uma ideia de como o WAG miscível com CO₂ tem sido aplicado na América do Norte, Han e Gu (2014) afirmam que Christensen, Stenby e Skauge (2001) revisaram 59 aplicações do WAG em campo, dentre as quais 24 eram projetos de injeção miscível, em que a maioria desses projetos tinham fatores de recuperação maiores do que os obtidos com injeção de água, na faixa de 5 a 10%.

2.10 Fatores que influenciam no projeto WAG

Segundo Jiang, Nuryaningsih e Adidharma (2012), o desempenho do WAG é influenciado por diversos fatores, como as propriedades do reservatório (molhabilidade e

heterogeneidade), dos fluidos (tanto os do reservatório quanto os injetados), técnica de injeção (considerando tempos das injeções cíclicas), e parâmetros do WAG (incluindo a relação do WAG, o tamanho da golfada de meio ciclo, e o tamanho total da golfada).

Apesar da alta precisão das análises laboratoriais, os dados não representam o reservatório como um todo. As amostras são pontuais e os fluidos variam com o tempo, influenciados pelos processos de injeção e produção. Essas mudanças afetam a interação rocha-fluido, alterando a molhabilidade. Isso impacta diretamente a pressão capilar e a permeabilidade relativa, cujo qual são parâmetros essenciais para simulações numéricas (NANGACOVIE, 2012; ZAHOR; DERAHMAN; YUNAN, 2011).

Reservatórios apresentam alta heterogeneidade devido à variação no tamanho dos poros e na conectividade, o que impacta a permeabilidade. Em alguns casos, essa heterogeneidade pode ser organizada em camadas, formando zonas mais homogêneas. Estratificação e heterogeneidade afetam parâmetros como pressão capilar, permeabilidade relativa, mobilidade e eficiência do deslocamento. Em processos WAG, esses efeitos são críticos, principalmente quando há alta razão entre permeabilidades vertical e horizontal, favorecendo a segregação gravitacional e reduzindo a recuperação (NANGACOVIE, 2012; ZAHOR; DERAHMAN; YUNAN, 2011).

No WAG, a disponibilidade e a composição do gás são fatores cruciais. A disponibilidade influencia a viabilidade econômica, sendo comum a reinjeção do gás produzido. Já a composição definirá se haverá miscibilidade com o óleo, dependendo da pressão e temperatura do reservatório (NANGACOVIE, 2012; ZAHOR, DERAHMAN, YUNAN, 2011).

A relação WAG define a proporção entre os volumes de água e gás injetados a cada ciclo. Esse parâmetro impacta diretamente a eficiência da recuperação de óleo e deve ser otimizado conforme as características do reservatório. Taxas elevadas podem levar o aprisionamento de óleo ou impedir a miscibilidade. Já taxas muito baixas favorecem canais preferenciais de gás (*fingering*) e queda rápida de pressão. A definição da taxa ideal exige uma análise de sensibilidade. Além disso, os volumes injetados afetam os custos com instalações de superfície, influenciando a viabilidade econômica do projeto WAG (HAN; GU, 2014; NANGACOVIE, 2012; ZAHOR; DERAHMAN, YUNAN, 2011).

O espaçamento e o padrão de injeção são importantes para a eficiência do WAG. Malhas como o *five-spot* e o *four-spot* influenciam o controle do deslocamento, mas a escolha ideal depende do reservatório e de suas características, devendo ser definida através de simulações. Ambientes *offshore* limitam o uso de padrões regulares devido aos altos custos. Dessa maneira, as simulações ajudam a avaliar diferentes configurações e avaliar a otimizar do projeto (NANGACOVIE, 2012; ZAHOR; DERAHMAN, YUNAN, 2011; CHRISTENSEN; STENBY; SKAUGE, 2001; TOURAY, 2013).

A pressão de fundo do poço produtor influencia diretamente a produção. Pressões abaixo da pressão de bolha antecipam a erupção de gás e reduzem a recuperação de óleo. Para garantir a miscibilidade, a pressão de injeção deve estar acima da PMM, mas sem ultrapassar a pressão de fratura. O ideal é operar com as maiores vazões possíveis dentro

desses limites (NANGACOVIE, 2012; ZAHOR; DERAHMAN, YUNAN, 2011; CHRISTENSEN; STENBY; SKAUGE, 2001; TOURAY, 2013).

O processo WAG pode ser iniciado no começo ou em fases posteriores da produção. No entanto, recomenda-se sua aplicação precoce para manter a pressão do reservatório e maximizar a recuperação de óleo (NANGACOVIE, 2012).

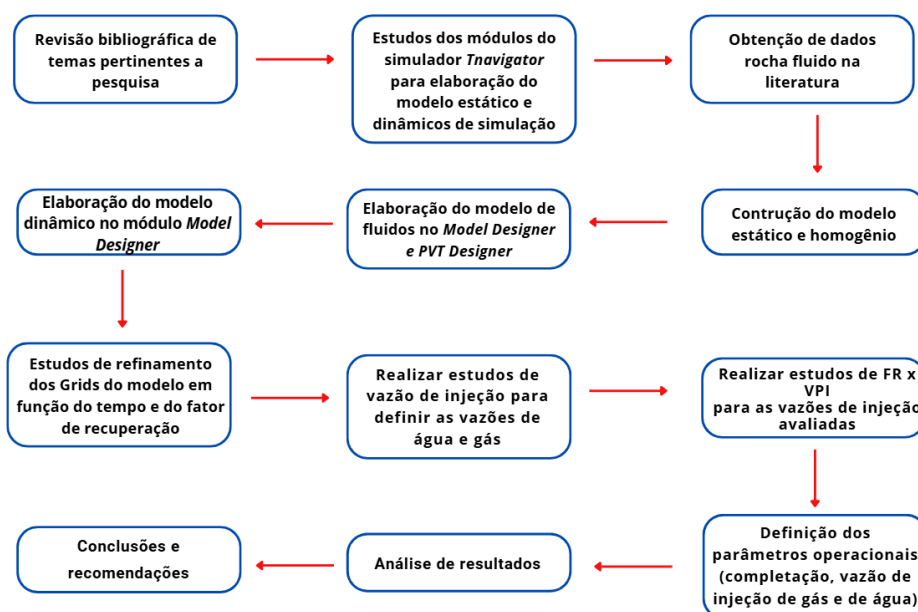
3 METODOLOGIA

A seguir, será apresentada a metodologia utilizada para o desenvolvimento desse trabalho.

3.1 Metodologia para realização do trabalho

O fluxograma da figura 02 apresenta um resumo de todo o processo desenvolvido para o desenvolvimento do trabalho.

Fluxograma 2 - Fluxograma dos processos para realização do trabalho.



Fonte: Autor próprio.

De acordo com o fluxograma apresentado, a primeira etapa do estudo envolveu a revisão bibliográfica dos principais conceitos e trabalhos científicos relacionados à simulação de reservatórios e métodos de recuperação avançada, com foco na injeção alternada de água e gás (WAG). Paralelamente, realizou-se a obtenção de dados petrofísicos e propriedades dos fluidos do trabalho realizado por *Moortgat et al.* (2010), que serviram como uma base para a configuração do modelo estático e homogêneo no simulador *Tnavigator*, incluindo caracterização inicial da malha e definição das condições de contorno.

A segunda etapa, procedeu-se com a modelagem dos fluidos nos módulos *Model Designer* e *PVT Designer*, com base nos dados previamente coletados foi avaliado parâmetros como: fator volume formação de óleo (Bo), fator volume formação de gás (Bg), razão de solubilidade (Rs), densidade e *tie line*. Em seguida, foi implementado o modelo dinâmico de simulação, no qual se avaliou o refinamento dos grids ao longo do tempo em função da resposta do fator de recuperação (FR). Com o modelo calibrado, foram realizados testes de sensibilidade com diferentes vazões de injeção de água e gás, com as análises paramétrica para injeções de água e gás, e por fim, simulações comparativas de FR em função do volume injetado (VPI) para cada cenário avaliado.

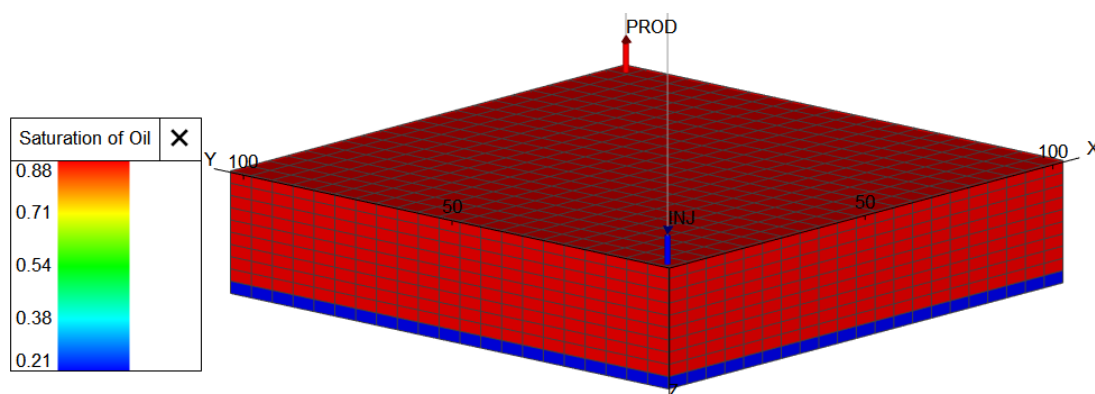
Na última etapa, foi realizada a análise integrada dos resultados simulados, considerando desempenho dinâmico, eficiência de varrido com as completações determinadas pela análise paramétrica e comportamento pressão-produção. A partir disso, foram definidas as recomendações quanto aos parâmetros operacionais ideais, como vazões de injeção e estratégias de completação, visando maximizar a recuperação do reservatório.

3.2 Modelagem numérica do reservatório

Uma vez finalizada a etapa de obtenção das propriedades dos fluidos e da rocha, foi iniciada a etapa de construção do modelo dinâmico de reservatório.

Para esse estudo foi definido um modelo do tipo $\frac{1}{4}$ de *five spot* em um sistema cartesiano de malhas nos eixos X, Y e Z com dimensões: 102,5 m; 102,5 m e 50 m, como pode ser observado na Figura 3.1.

Figura 6 -Saturação de óleo do modelo numérico semissintético homogêneo.



Fonte: Autor próprio.

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

O modelo utilizado do tipo semissintético e homogêneo, sendo suas demais características apresentadas na Tabela 01.

Tabela 1 – Características iniciais do reservatório.

Características iniciais	Valor
Número de blocos (m) i, j, k	21, 21, 10
Profundidade de referência (m)	5.050
Pressão na profundidade de referência (psi/Mpa)	5.622,09 / 38,76
Porosidade (%)	11
Permeabilidade horizontal (mD)	500

Permeabilidade vertical (mD)	50
Oil <i>in place</i> (m³ STD)	32.399
Viscosidade inicial do óleo (cP), @ P=126,35 kPa, T=288,15 K	9,26
Tempo de simulação (anos)	30

Fonte: Autor próprio.

A Tabela 2 mostra os parâmetros operacionais para o modelo-base utilizados na pesquisa.

Tabela 2 – Condições operacionais.

Condições operacionais	Valor
Vazão máxima de líquida no poço produtor (std m³/d)	3.000
Pressão máxima no poço produtor (psi/Mpa)	5.599,9/38,61
Distância entre o poço injetor e o poço produtor (m)	102,5
Pressão máxima nos poços injetores (psi/Mpa)	11.000/75,85

Fonte: Autor próprio.

3.3 Modelo de fluidos

Para a modelagem de fluidos foi utilizado o modelo proposto por *Moortgat et al.* (2010), que é 8% molar CO₂, com características são semelhantes às dos fluidos presentes no pré-sal brasileiro. Sua composição é mostrada na Tabela 03.

Tabela 3 – Composição do fluido do reservatório no experimento PVT.

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

Fonte: *Moortgat et al.* 2010.

A partir dos dados experimentais disponíveis no trabalho de *Moortgat et al.* (2010), foram gerados três modelos composicionais: modelo completo com composição idêntica à da tabela 3, pseudoizado 01 e pseudoizado 02 todos no módulo *PVT Designer*. O primeiro foi elaborado a partir das frações molares: N₂, CO₂, C₁, C₂, C₃, C₄, C₅, C₆... C₂₀₊, como exemplifica a tabela 01.

Para o segundo e terceiro, foi realizado um processo de pseudoização (agrupamento de componentes) resultando nos componentes: N₂, CO₂, C₁, C₂, C₃, C₄-C₅, C₆-C₉, C₁₀-C₁₄, C₁₅-C₁₉, C₂₀₊ e CO₂, N₂-C₁, C₂, C₃, C₄-C₅, C₆-C₉, C₁₀-C₁₄, C₁₅-C₁₉, C₂₀₊, observado na tabela 01, respectivamente.

A obtenção do ajuste entre os dados experimentais e aqueles fornecidos pelo simulador, foi realizada utilizando a equação de Peng-Robinson Modificada. O processo de ajuste se deu por meio do algoritmo de otimização *Particle Swarm Optimization* (PSO) cuja descrição mais detalhada pode ser encontrada no manual *Assisted History Matching User Guide* (2023). Neste algoritmo foram inseridos os valores das pressões, temperaturas e fatores acêntricos críticos ou pseudocríticos (P_c, T_c, w_c) no pseudocomponente C₂₀₊. Também foi avaliado o volume de translação (*volume shift*) na equação de estado. O ajuste da viscosidade foi obtido por meio do modelo da equação dos estados correspondentes de Pedersen (VECP) cujo detalhamento pode ser encontrando em Pedersen e Christensen (2007).

Tabela 4 – Esquema de agrupamento do fluido pseudoizado 01.

(Pseudo) Componente	Fração Molar
CO ₂	0,0824
N ₂	0,0037
C ₁	0,5129
C ₂	0,0707
C ₃	0,0487
C ₄ – C ₅	0,0414
C ₆ -C ₉	0,0656
C ₁₀ – C ₁₄	0,0613
C ₁₅ – C ₁₉	0,0371
C ₂₀₊	0,0762

Fonte: Moortgat et al. (2010).

Tabela 5 – Esquema de agrupamento do fluido pseudoizado 02.

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

Fonte: Moortgat et al. (2010).

3.4. Pressão mínima de miscibilidade (PMM) do CO₂

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

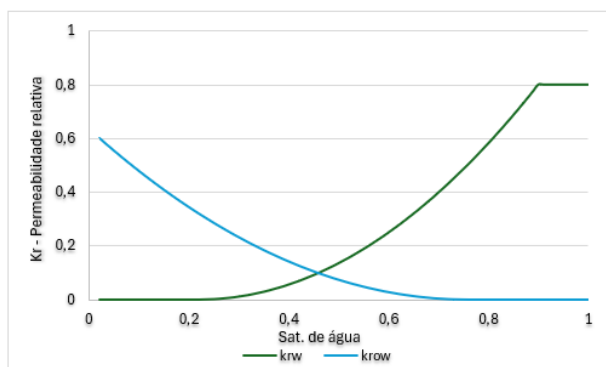
Nesta pesquisa, foi avaliado o comprimento da *Tie Line (TL)* para a completa miscibilidade da fase gás (CO₂) no óleo foi utilizado neste estudo. Um valor de TL igual a zero caracteriza a completa miscibilidade com a pressão neste estágio sendo considerado como a mínima pressão de miscibilidade (PMM), (AHMADI,2011).

Para a avaliação do melhor ajuste para todos os parâmetros avaliados na modelagem do fluido foi escolhida a mediana para avaliar o erro relativo entre os dados experimentais e os do modelo elaborados porque ela possui a vantagem de não ser afetada por valores extremos do conjunto de parâmetros analisados.

3.5. Dados rocha fluido

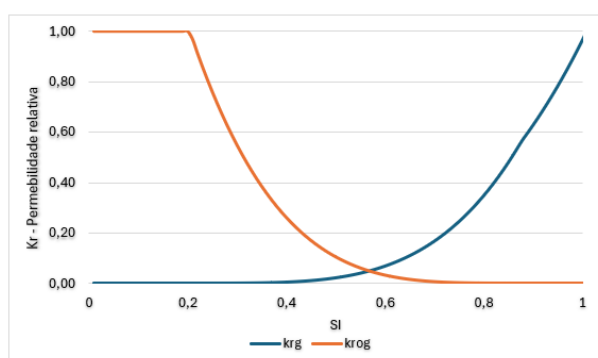
As curvas de permeabilidade relativa para o sistema água-óleo e gás-líquido, mostradas nos gráficos 1 e 2, foram obtidas a partir dos modelos analíticos de Corey no módulo PVT Designer. É importante destacar que neste sistema se considera que a rocha é molhável pela água.

Gráfico 1 - Curva permeabilidade do sistema água-óleo.



Fonte: Autor próprio.

Gráfico 2 - Curva permeabilidade do sistema gás-líquido.



Fonte: Autor próprio.

3.6. Escolha do *grid*

Para escolha do *grid*, foram realizadas simulações para avaliar a influência do tamanho dos *grids* nas dimensões X, Y e Z, em função do tempo de simulação e no FR do óleo. O modelo mais refinado foi considerado, como sendo o representativo em função FR mais próximo do real. O objetivo dessa análise é escolher um *grid* que não seja tão refinado a ponto de resultar em longos tempos de simulação, além de se aproximar de maneira satisfatória do modelo mais refinado em relação ao FR, produção acumulada de óleo, mas também leva em consideração a função erro, com objetivo de encontrar um refinamento que se aproxime de 0,0.

A Tabela 6 apresenta os dados numéricos dos números de blocos nas dimensões “i” e “j” e o comprimento de cada um.

Tabela 6 – Refinamentos nos eixos “i” e “j”.

Casos	Dimensão dos blocos, m, m (i,j)	VOIP (STD m ³)
01	2 x 2	32399,261
02	3 x 3	33025,319
03	4 x 4	32399,261
04	5 x 5	33025,319
05	8 x 8	32399,261
06	10 x 10	36245,475
07	11 x 11	36245,475
08	13 x 13	32399,261
09	14 x 14	37575,474

Fonte: Autor próprio.

Conforme pode ser observado, nesta serão realizadas nove simulações numéricas em X e Y para escolha do *grid*.

Após concluída a etapa da análise de refinamento anterior, serão realizadas simulações com o grid definido em 'i' e 'j' para a escolha do tamanho dos blocos na direção k. Neste caso, os valores na direção k estão descritos na Tabela 7.

Tabela 7 – Refinamento em k.

Casos	k (m)	VOIP (STD m ³)
01	1	32399,261
02	2	32932,336
03	2,941	31926,987
04	3,846	33013,027
05	5	32399,261
06	6,25	32346,105

Fonte: Autor próprio.

A avaliação dos modelos de grid seguiu da seguinte estrutura, para avaliar a variação no tempo de simulação relativos foi usada a Equação 24, que nos mostra a variação relativa do caso analisado em relação ao valor de maior FR. (ROSA, CARVALHO, XAVIER, 2006).

$$FR_{relativo}(\%) = \left(\frac{\text{Maior FR obtido} - \text{Valor do FR sendo avaliado}}{\text{Maior FR obtido}} \right) * 100 \quad (24)$$

Ademais, outro ponto relevante para avaliação foi validar a função erro, pois a função erro requer a precisão dos resultados, e quanto mais próximo de zero (0) mais adequado são os resultados. Dessa forma, o experimento 05 foi o mais adequado em termos de FR e função erro.

3.7. Descrição do estudo de escolha de vazão

Uma vez concluída a etapa de refinamento e análise da produção natural do reservatório, foram feitas simulações de injeção de água e gás na forma contínua com objetivo de avaliar as vazões de produção e melhorias do Fator de Recuperação. O estudo foi realizado utilizando os módulos *Simulation* para geração dos casos, o *Batch Jobs* para organizar o número de simulações necessárias e, por fim, o *Results Simulation* para visualização e análise dos resultados obtidos. Na Tabela 8, estão disponíveis os valores das vazões para a água e gás utilizados para trinta anos de projeto.

Tabela 8 – Vazões de injeção de água e gás.

Q _{wing} (std m ³ /dia)	Q _{ginj} (std m ³ /dia)
10	1000
15	2000
20	3000
25	4000

30	5000
35	6000
40	7000
45	8000
50	9000
-	10000

Fonte: Autor próprio.

Conforme pode ser observado na Tabela 8, os valores de vazão de injeção de água (Q_{winj}) e gás (Q_{ginj}) foram simulados nas condições de superfície (101,325 kPa e 288,15 K).

Os resultados obtidos com a simulação permitirão definir a vazão ótima para cada fluido injetado para que depois sejam utilizados no estudo do método WAG. O critério para a escolha da vazão de injeção foi a diferença em pontos percentuais entre o fator de recuperação atual e o anterior ($\Delta FR = FR_i - FR_{i-1}$) que deve ser menor do que 1.

3.8. Descrição da escolha dos ciclos de injetividade

Inicialmente, precisava-se definir o ciclo de injeção a ser utilizado no modelo de injeção alternada de água e gás, para assim começar a sequência de simulações para testar a eficiência do método WAG-CO₂ para este campo. Foram testados diferentes ciclos para definir o período a ser utilizado no trabalho e verificar qual proporcionaria uma melhor recuperação final.

Os ciclos mais curtos, como os de 3 meses, permitem uma resposta mais ágil do reservatório, possibilitando ajustes operacionais frequentes. Essa abordagem pode ser vantajosa em sistemas onde a comunicação entre fluidos ocorre rapidamente e onde se deseja evitar a formação de canais preferenciais de escoamento. No entanto, a alternância frequente entre os fluidos pode acarretar custos operacionais elevados e impactos na estabilidade da frente de varrido.

Os ciclos intermediários, de 6 meses, apresentam um equilíbrio entre eficiência de varrido e estabilidade operacional. Estudos indicam que essa duração apresenta ser mais eficaz em reservatórios heterogêneos, reduzindo os efeitos adversos da segregação gravitacional e permitindo uma melhor interação entre o gás injetado e o óleo remanescente no meio poroso (Alexander G, Sudad AO, Viktor S (2023)).

Por outro lado, ciclos mais longos, como os de 12 meses, podem ser mais apropriados para reservatórios de baixa permeabilidade ou onde a mobilidade dos fluidos é reduzida, permitindo que cada fase de injeção tenha tempo suficiente para impactar significativamente a saturação de óleo. No entanto, um tempo prolongado de injeção pode aumentar o risco de avanço prematuro do gás ou da água, reduzindo a eficiência do deslocamento do óleo (IJSER).

3.9. Descrição da escolha da Razão WAG (RWAG)

A análise da RWAG é um parâmetro fundamental para avaliação no projeto de recuperação avançada por injeção alternada de água e gás, especialmente neste trabalho onde aborda reservatórios carbonáticos do pré-sal. A escolha adequada dessa razão visa equilibrar a eficiência de varrimento, a estabilidade da frente de deslocamento, a manutenção da pressão e a maximização da recuperação de óleo

No presente estudo, foram consideradas três razões distintas: 0,5; 1,0; e 2,0, cada uma representando diferentes estratégias de operação para um ciclo de seis meses. Os volumes dos fluidos foram avaliados nas condições de reservatório.

- **RAZÃO WAG = 0,5:**

A injeção prioriza maior volume de gás em relação à água. Este cenário favorece mecanismos de recuperação relacionados à miscibilidade do gás com o óleo, promovendo uma redução da viscosidade do óleo e, potencialmente, melhorando a extração em microporos. No entanto, uma razão tão baixa aumenta o risco de *breakthrough* precoce do gás, reduzindo o varrido areal e vertical (KHALEF, Nidal (2009)).

- **RAZÃO WAG = 1,0:**

Volumes iguais de água e gás são injetados a cada ciclo. Esta configuração representa o balanceamento clássico entre as vantagens de ambos os fluidos: o gás atua para miscibilizar e expandir o óleo, enquanto a água promove um deslocamento estável da frente de produção, reduzindo a mobilidade do gás. Essa razão é tradicionalmente utilizada como base de comparação em estudos de otimização WAG (KHALEF, Nidal (2009)).

- **RAZÃO WAG = 2,0:**

Predominância da injeção de água. Este cenário prioriza o controle da mobilidade, favorecendo maior eficiência de varrido e reduzindo drasticamente o risco de *breakthrough* precoce do gás. Entretanto, pode comprometer o contato miscível e a eficiência de drenagem de óleo aprisionado em regiões menos acessíveis pela frente de água (KHALEF, Nidal (2009)).

Neste estudo, primeiramente foi fixado a vazão de gás otimizada em 8000 std m³/dia e foram variadas de água em 9, 18, e 35 std m³/dia. Outra etapa da simulação, foi realizada fixando a vazão de água em 15 std m³/dia de água e variando em 3500, 7000, e

14000 *std* m³/dia. A proposta é utilizar os valores de 0,5; 1,0; e 2,0 para os dois estudos analisados.

3.10. Análise paramétrica

A etapa final da análise consistiu em estudos para avaliar a influência dos seguintes parâmetros operacionais listados nas Tabelas 9 e 10. Para essa etapa do trabalho foi utilizado um planejamento fatorial do tipo 3³ para os dois estudos paramétricos totalizando 54 casos simulados.

Tabela 9 – Análise paramétrica – para a vazão de gás.

Parâmetros	-1	0	+1
Ciclos	3	6	12
Q _g	3500	8000	14000
Completação-Topo	5000 (30m)	5010 (20m)	5020 (10m)

Fonte: Autor próprio.

Tabela 10 – Análise paramétrica – para a água injetada.

Parâmetros	-1	0	+1
Ciclos	3	6	12
Q _w	9	15	35
Completação-Base	5010 (10m)	5020 (20m)	5030 (30m)

Fonte: Autor próprio.

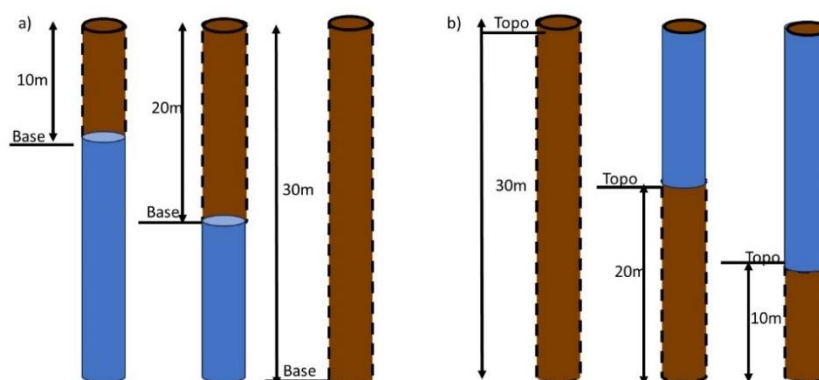
Onde Q_w e Q_g são as vazões de água e gás medidas nas condições de superfície.

Neste estudo, além das vazões de água e de gás, foram avaliados os ciclos de injeção e os intervalos de completação. O objetivo foi verificar a influência desses parâmetros no Fator de Recuperação, vazão de produção e produção de água e gás durante o tempo de projeto.

Optou-se por injetar a água na base e o gás no topo para avaliar a influência da densidade dos fluidos injetados, bem como a gravidade na eficiência de deslocamento. Para a análise da Tabela 9, a vazão de água foi mantida constante em 15 *std* m³/dia e para a Tabela 10, a de gás em 8000 *std* m³/dia.

Os esquemas de completação na base e no topo podem ser visualizados na Figura 07.

Figura 7 - Completação para injeções de água na base e gás no topo.



Fonte: Autor próprio.

Na Figura 7 as completações para a injeção de água nos comprimentos de 10, 20 e 30m medidos a partir da base na Figura 7a. Enquanto a Figura 7b mostra as completações medidas do topo do reservatório para a injeção de gás.

Para essa etapa do trabalho foi utilizado um planejamento fatorial do tipo 3^3 para os dois estudos paramétricos totalizando 54 casos simulados.

4. RESULTADOS E DISCUSSÃO

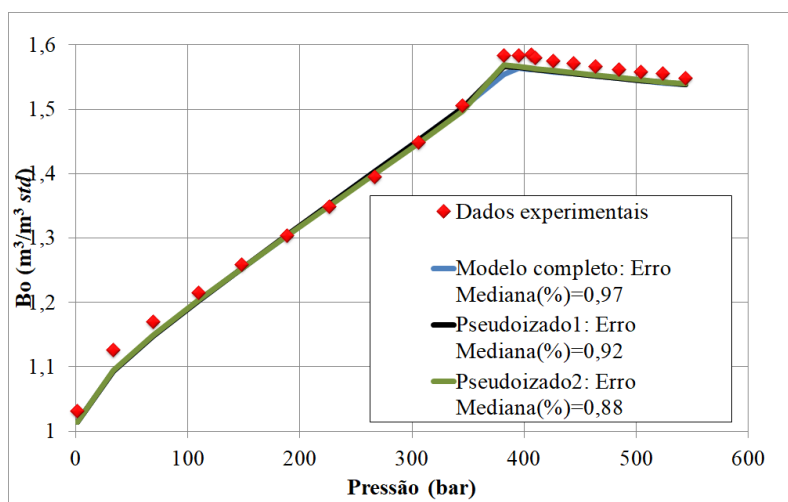
Este capítulo apresenta os principais resultados obtidos desta pesquisa acerca do estudo WAG. São mostrados os resultados da modelagem do fluido do reservatório, análises da recuperação primária e dos métodos de injeção de água e de injeção de CO₂, e o método WAG. Aspectos operacionais foram analisados e ajustados com o objetivo de obter o melhor fator de recuperação de óleo.

4.1. Modelo de Fluidos

Nos gráficos abaixo 3, 4, 5, 6, 7 e 8 estão os resultados dos ajustes entre os dados experimentais e os simulados numericamente para o fator-volume formação de óleo (B_o), fator-volume formação de gás (B_g), razão de solubilidade (R_s), massa específica do óleo (ρ), a viscosidade do óleo (μ) e a pressão mínima de miscibilidade (PMM).

No Gráfico 3, observamos que o modelo pseudoizado 2, apresentou o menor erro mediano, de 0,88%. Isso significa que, quando comparamos as estimativas de B_o feitas por este modelo com os valores de referência, a diferença percentual entre eles foi, na mediana dos casos analisados, de apenas 0,88%. Esse resultado indica que o modelo pseudoizado 2 consegue representar o comportamento volumétrico do óleo de forma bastante próxima da realidade, mesmo utilizando uma formulação com menos componentes.

Gráfico 3 - Curva ajustada para os dados de fator volume formação do óleo (B_o).

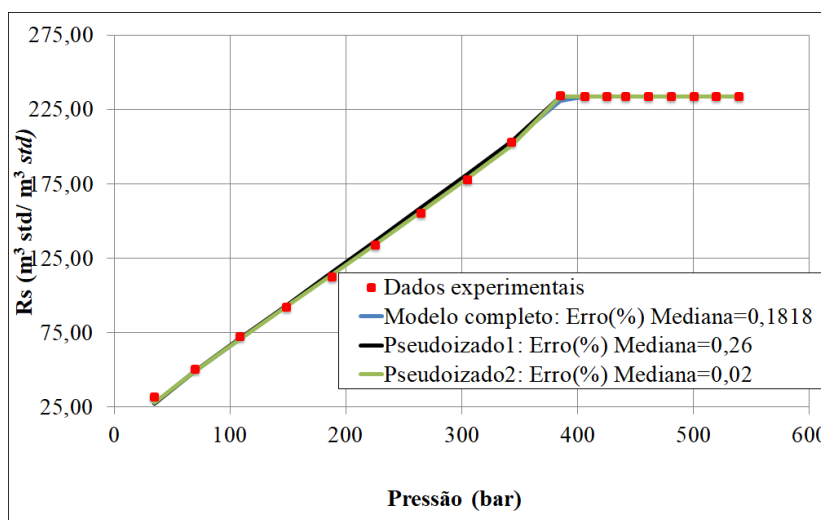


Fonte: Autor próprio.

No Gráfico 4, foi realizada a modelagem do fluido para ajuste da razão de solubilidade do gás no óleo (R_s). A R_s representa a quantidade de gás dissolvido em uma amostra líquida de hidrocarbonetos, em determinadas condições de pressão e temperatura, expressa como a razão entre o volume de gás liberado e o volume de óleo obtido, ambos em condições padrão. Entre os modelos analisados, o modelo pseudoizado 2 apresentou o menor erro mediano, de apenas 0,02%, indicando uma alta precisão na estimativa da R_s em relação aos dados experimentais. Esse resultado demonstra que, mesmo com uma

formulação simplificada, o modelo foi capaz de representar de forma coerente o comportamento da solubilidade do gás no óleo.

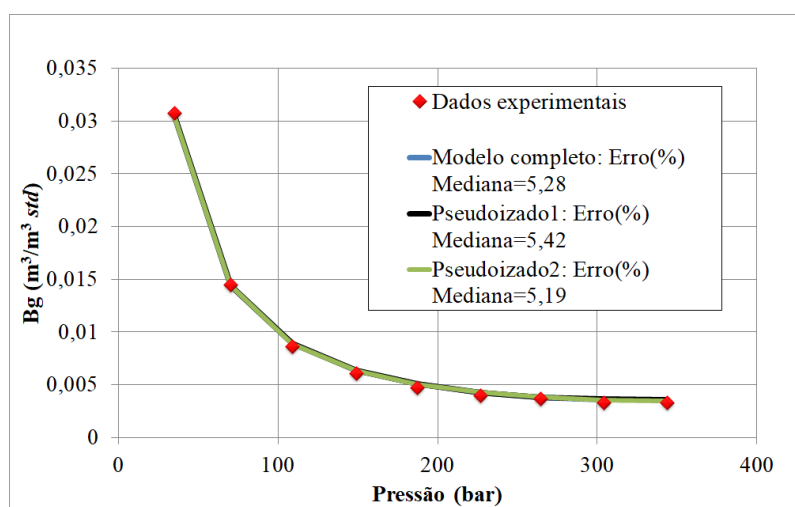
Gráfico 4 - Curva ajustada para os dados de solubilidade do gás no gás (Rs).



Fonte: Autor próprio.

O Gráfico 5 apresenta a curva ajustada para os dados do fator volume de formação do gás (Bg), que expressa a razão entre o volume ocupado pelo gás em determinadas condições de pressão e temperatura e o volume ocupado nas condições padrão. Observa-se que o Bg diminui significativamente com o aumento da pressão, tendendo à estabilização em pressões mais elevadas. Os ajustes realizados pelos modelos completo, pseudoizado 1 e pseudoizado 2, o que apresentaram boa aderência aos dados experimentais, com erros medianos de 5,28%, 5,42% e 5,19%, respectivamente, demonstrando que as simplificações adotadas nos modelos pseudoizados não comprometeram a representação do comportamento volumétrico do gás.

Gráfico 5 - Curva ajustada para os dados de fator volume formação do gás (Bg).

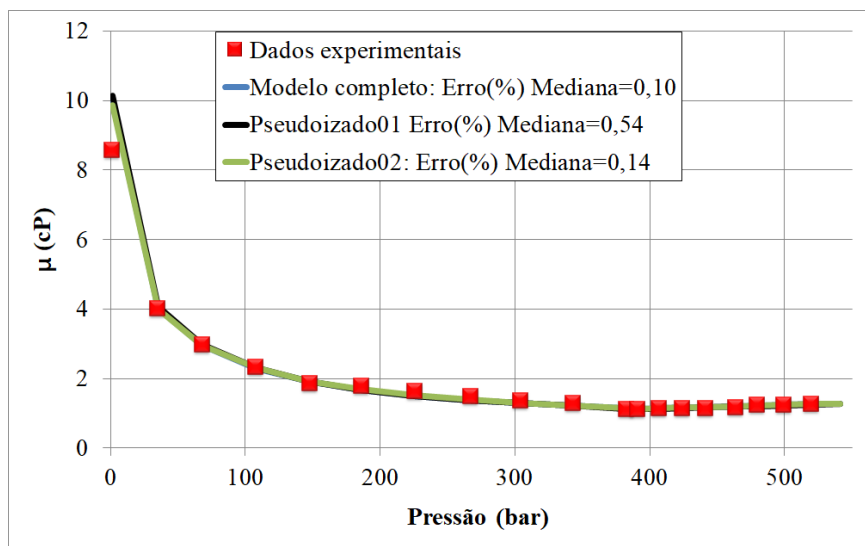


Fonte: Autor próprio.

No gráfico 6, observa-se que ao haver queda na pressão do reservatório até a pressão de saturação, aproximadamente 380 bar, a viscosidade do fluido decresce

suavemente, consequência dos gases dissolvidos presentes no óleo *in place*. Além disso, fica evidente a queda lenta e contínua da pressão do reservatório até atingir a pressão atmosférica, com isso os gases dissolvidos são liberados, causando o aumento da viscosidade do óleo. Dessa forma, verifica-se também que o óleo tem baixa viscosidade, menor que 2 cP para pressões acima de 200 bar.

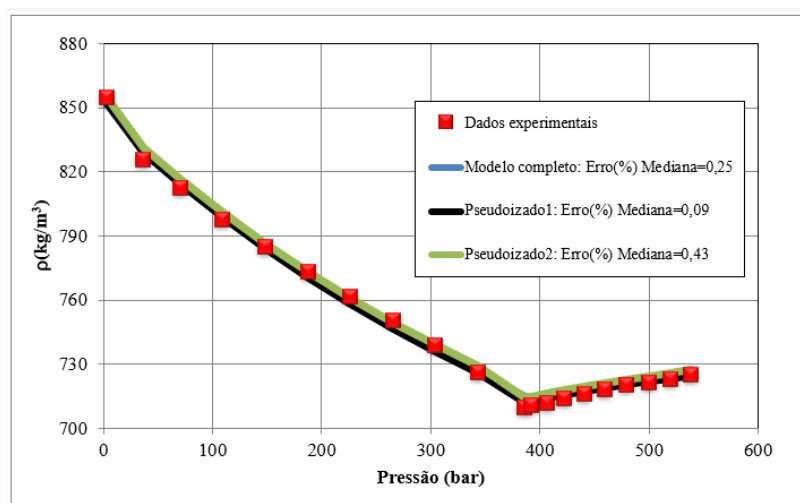
Gráfico 6 - Curva ajustada para os dados de viscosidade do óleo (μ).



Fonte: Autor próprio.

O Gráfico 7 apresenta a curva ajustada para os dados de densidade do óleo (ρ), obtidos ao longo de diferentes pressões. Observa-se que a densidade diminui gradualmente com a redução da pressão até aproximadamente 400 bar, quando passa a apresentar uma leve elevação. Os modelos testados: completo, pseudoizado 1 e pseudoizado 2, apresentam excelente aderência aos dados experimentais, com erros medianos de 0,25%, 0,09% e 0,43%, respectivamente. Esses resultados indicam que, mesmo com simplificações, os modelos pseudoizados foram capazes de representar de forma consistente o comportamento da densidade do óleo no intervalo de pressões analisado.

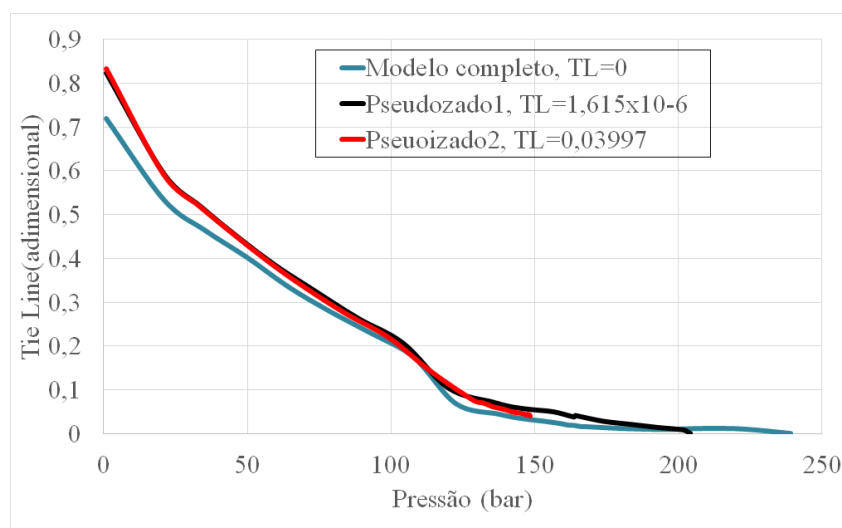
Gráfico 7 - Curva ajustada para os dados de densidade do óleo (ρ).



Fonte: Autor próprio.

No gráfico 8 foi avaliado o comprimento da *Tie line* para determinação da pressão mínima de miscibilidade, o qual indica a pressão essencial para a eficiência da recuperação avançada de petróleo com injeção de CO_2 , representando a menor pressão necessária para miscibilidade entre o gás e o óleo. Dessa forma, foi observado que o modelo pseudoizado1, atinge um comprimento da *Tie line* próxima a 0 (zero) a uma pressão de 204,06 bar, o que configura uma completa miscibilidade entre as fases, quando comparados aos demais modelos.

Gráfico 8 - Curva ajustada para os dados de *Tie Line*.



Fonte: Autor próprio.

De acordo com gráficos 3, 4, 5, todos os modelos apresentaram ajustes satisfatórios relacionados aos dados experimentais, com destaque para o modelo pseudoizado2 que apresentou três dos menores valores das medianas calculadas que foram: 0,88% para o

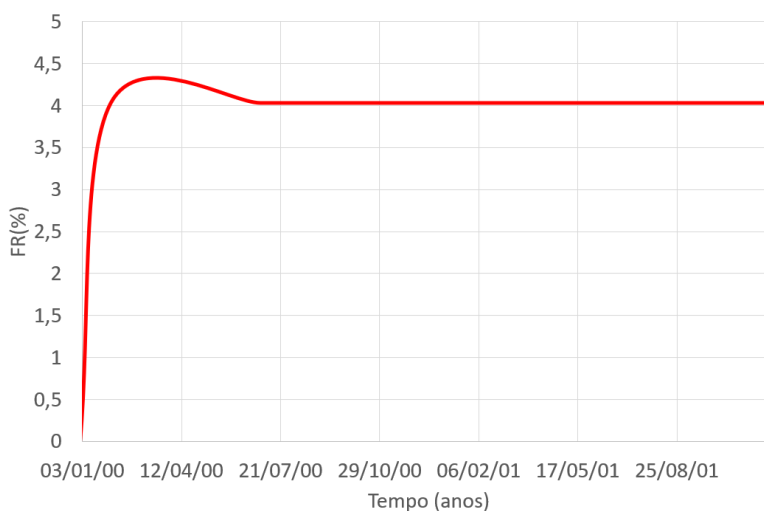
B_o, 5,19% para B_g, 0,02% para R_s. A exceção foi o parâmetro ρ (gráfico 7) que resultou em um valor maior (0,43%) em relação aos dados experimentais e simulados.

Nos gráficos 6 e 8, ao se avaliar os resultados dos ajustes para a viscosidade, observou-se que o modelo pseudoizado2 também forneceu ajustes satisfatórios com erro (%) =0,14 da mediana. Por outro lado, a análise da PMM para este modelo indicou TL=0,03997. De acordo com este critério, o CO₂ não atingiu uma completa miscibilidade na fase óleo. Por isso, optou-se pelo modelo pseudoizado1 que, apresentou resultados semelhantes em termos de ajustes em relação aos outros dois modelos composicionais, e quando comparado o comprimento da *tie line*, apresenta possuir o melhor resultado de PMM, além disso, apresenta reduções no tempo de simulação pelo agrupamento de componentes.

4.2. Recuperação primária do método/modelo base

Este estudo tem como propósito avaliar a influência da pressão de fundo de poço na produção primária do sistema analisado. Para isso, foi conduzida uma simulação considerando exclusivamente um poço produtor, sem a aplicação de qualquer método de injeção de fluidos no reservatório, de modo a isolar os efeitos naturais do declínio de pressão sobre o comportamento da produção. No gráfico 9, é possível observar o fator de recuperação primária do óleo obtido na simulação foi 4,038%.

Gráfico 9 - Recuperação primária do modelo base.



Fonte: Autor próprio.

Como esperado para a recuperação natural forneceu valores baixos de produção de óleo. Dessa forma, justifica-se o uso do método WAG para o aumento do FR% do óleo do reservatório.

4.3. Refinamento dos *grids* do modelo numérico

A Tabela 11 mostra os resultados das simulações para a escolha dos valores dos grids nas dimensões ‘i’ e ‘j’ do modelo numérico.

Tabela 11 – Simulação para escolha dos valores dos grids em “i” e “j”.

Caso	i, j	Tempo (h, min, s)	ΔFR (%)
1	2,2	3:56:55	0,000
2	3,3	01:00:51	0,031
3	4,4	00:23:59	0,238
5	5,5	00:12:54	0,328
6	8,8	00:03:34	0,545
7	10,10	00:02:07	0,716
8	11,11	00:01:49	0,692
10	13,13	00:01:15	0,757
11	14,14	00:01:13	0,763

Fonte: Autor próprio.

De acordo com os resultados obtidos na Tabela 11, pode-se observar que o melhor resultado obtido foi o caso 3. Nele, o tempo de simulação foi de 23 minutos e 59 segundos. Além disso, a diferença em termos de ganho na porcentagem do Fator de Recuperação (ΔFR (%)) entre o modelo mais refinado (1) e o (3) foi de 0,238 %. Apesar de ser um pouco maior do que o caso 2, o tempo de simulação foi inferior. Assim sendo a associação entre a proximidade com o modelo mais refinado e a diminuição no tempo de simulação justificaram a escolha do caso 3 para as dimensões “i” e “j”.

Na Tabela 12 estão os resultados para o estudo de refinamento do modelo numérico escolhido (caso 3) para a dimensão “k”.

Tabela 12 – Simulação para escolha dos valores dos grids em “k”.

Caso	k	tempo (h, min, s)	ΔFR (%)
1	1	02:27:00	0,00%
2	2	01:07:08	-0,31%
3	2,94	00:44:15	0,10%
4	3,846	00:32:05	-0,55%
5	5	00:23:55	-0,18%
6	6,25	00:10:08	-0,50%

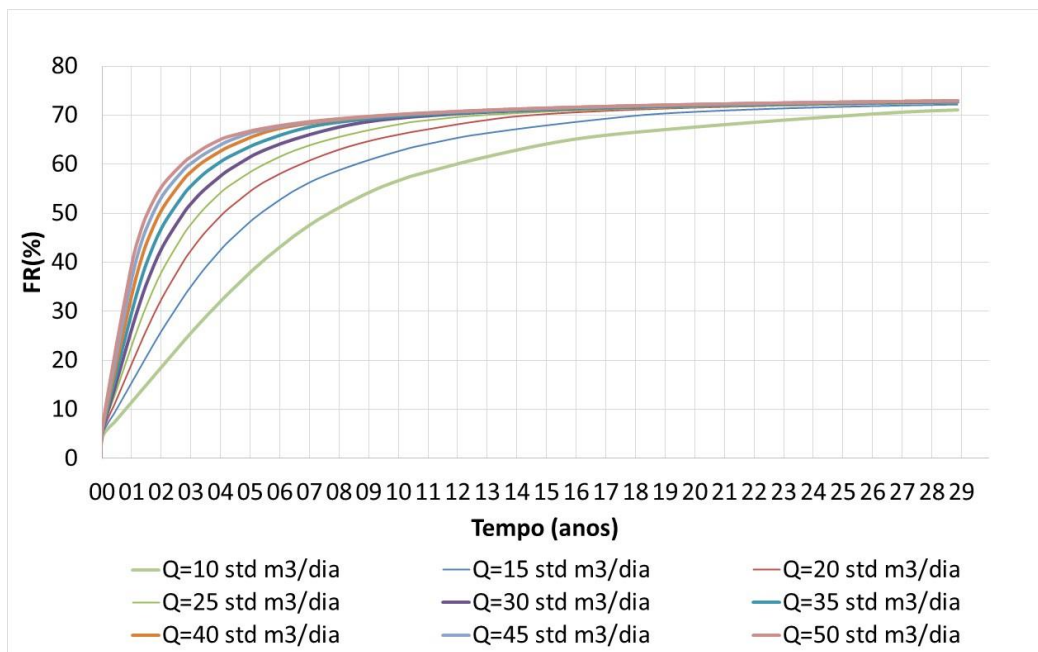
Fonte: Autor próprio.

Conforme pode ser observado na Tabela 12, o caso escolhido com base nos critérios utilizados (menor (ΔFR (%)) e tempo de simulação) foi o 5. De acordo com os resultados obtidos, o tempo de simulação foi de 23 minutos e 55 segundos e o (ΔFR (%)) foi de -0,18%.

4.4. Otimização das vazões de injeção de água e gás

O gráfico 10 mostra o comportamento do Fator de Recuperação em função das vazões de injeção de água durante o período de injeção de 30 anos.

Gráfico 10 - Influência das vazões de injeção de água no FR.



De acordo com o gráfico 10, os resultados do Fator de Recuperação em função do tempo mostraram que houve antecipações no Fator de Recuperação para todos os casos analisados quando se aumentaram as vazões de injeção de água, devido a melhoria da eficiência de deslocamento do óleo pela água. Entretanto, quando a vazão foi alterada de 15 std m³/dia para 20 std m³ não se observou ganhos significativos em pp% no $\Delta FR(\%) = 0,28$. Isso pode ser mais bem evidenciado na Tabela 13.

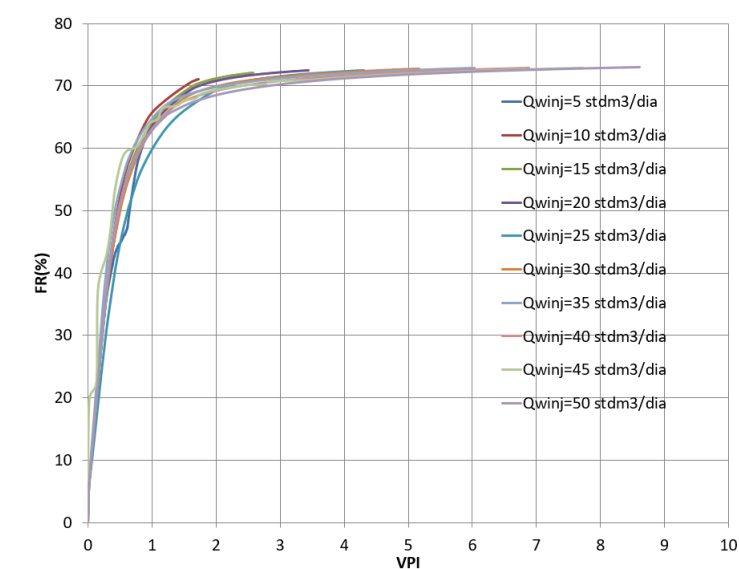
Tabela 13 – Vazão de produção de óleo para as 10 vazões de injeção utilizadas.

Q _{in} água (std m ³ /d)	FR(%)	$\Delta FR(\%)$	VPI
5	60,62	-	0,9
10	71,10	10,48	1,7
15	72,16	1,06	2,6
20	72,44	0,28	3,4
25	72,59	0,15	3,7
30	72,70	0,11	3,7
35	72,79	0,09	4,6
40	72,88	0,08	5,4
45	72,93	0,06	6,3
50	72,99	0,05	8,0

Fonte: Autor próprio.

A escolha da vazão de injeção de água de 15 std m³/dia foi fundamentada na análise dos ganhos de fator de recuperação (FR) e no volume percentual incremental (VPI). Segundo os dados da Tabela 13, houve um ganho de FR de 10,48% entre as vazões de 5 e 10 std m³/dia devido ao aumento da vazão de injeção de água. Entretanto, esses ganhos em pontos percentuais foram pouco significativos a partir de 15 std m³/dia $\Delta FR(\%)=1,06$. Além disso, vazões maiores de injeção de água, resultaram em incrementos no VPI conforme pode ser visualizado no Gráfico 11, associado a incrementos cada vez menos do FR. Dessa forma, a vazão de 15 std m³/dia representa um ponto ótimo, onde se obtém um bom equilíbrio entre incremento no FR e eficiência na utilização do volume injetado, evitando desperdícios e custos adicionais associados a vazões maiores, que trazem benefícios marginais reduzidos.

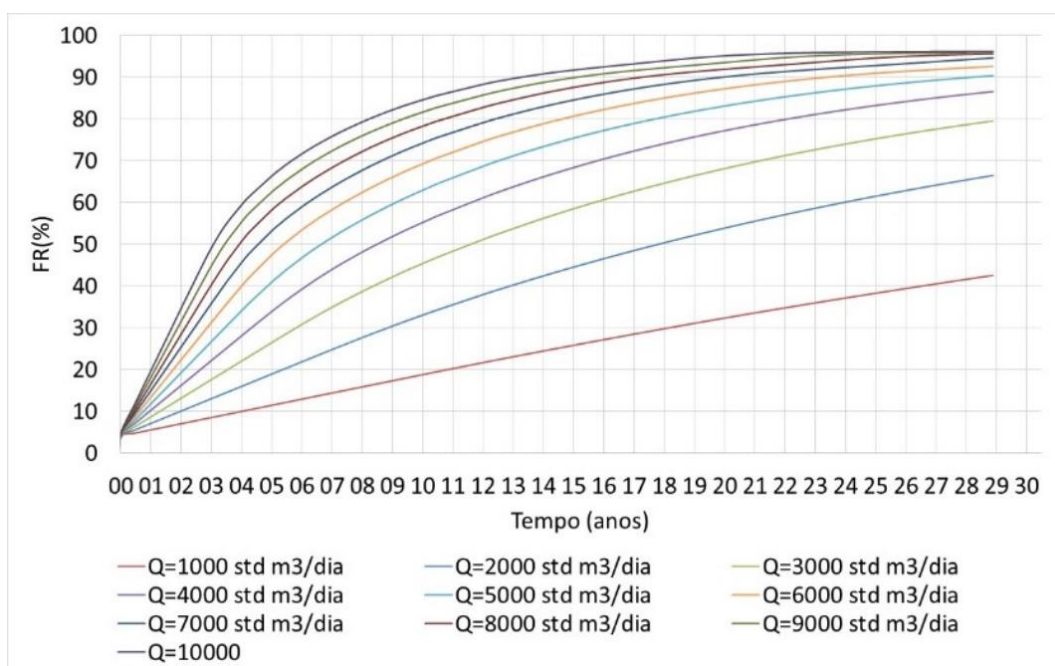
Gráfico 11 - Fator de recuperação para cada vazão de injeção de água em função do VPI.



Fonte: Autor próprio.

O gráfico 12 mostra o comportamento do Fator de Recuperação em função das vazões de injeção de gás durante o período de 30 anos.

Gráfico 12 - Influência das vazões de injeção de gás no FR.



De acordo com a Gráfico 12, o aumento do Fator de Recuperação esteve associado a aumentos na vazão de gás injetados. Gases acima da pressão de miscibilidade melhoram eficiência de descolamento. Por outro lado, de acordo com a Tabela 14, a partir de $Q_g = 8000$ std m³/dia incrementos em pp% foram inferiores a 1%. Dessa forma, optou-se pela vazão de 8000 std m³/dia de gás.

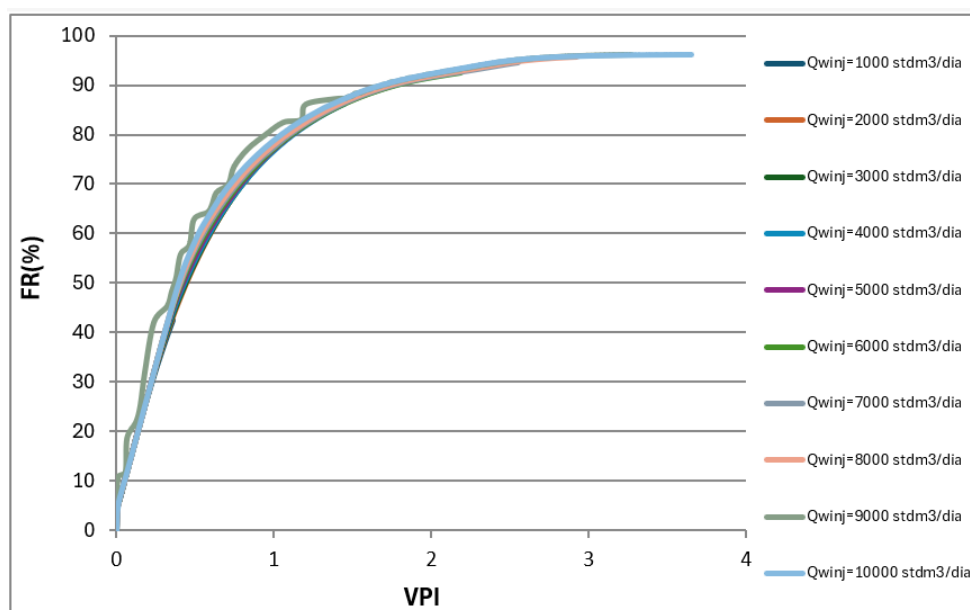
Tabela 14 – Vazão de produção de óleo para as 10 vazões de injeção utilizadas.

Q _{in} gás (std m ³ /d)	FR(%)	ΔFR(%)	VPI
1000	42,54	-	0,4
2000	66,50	23,96	0,7
3000	79,48	12,98	1,1
4000	86,49	7,01	1,5
5000	90,42	3,94	1,8
6000	92,61	2,18	2,2
7000	94,65	2,04	2,6
8000	95,69	1,04	2,9
9000	96,07	0,38	3,3
10000	96,23	0,16	3,6

Fonte: Autor próprio.

O Gráfico 13 mostra os resultados do FR em função do VPI.

Gráfico 13 - Fator de recuperação para cada vazão de injeção de gás em função do VPI.



Fonte: Autor próprio.

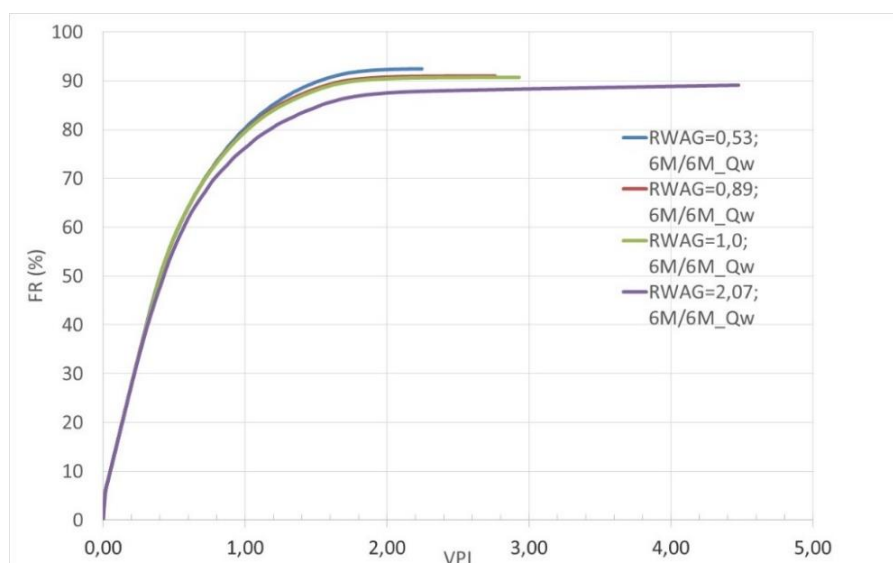
A escolha da vazão de injeção de gás de 8000 std m³/dia baseou-se no critério de rendimento marginal adotado, considerando o Δ FR mínimo de 1,04% como limite para ganhos relevantes. Conforme a tabela 14, o aumento de 7000 para 8000 std m³/dia elevou o FR de 94,65% para 95,69%, representando o último incremento significativo. Vazões superiores apresentaram ganhos marginais inferiores ao limiar estabelecido (0,38% e 0,16%), enquanto continuaram elevando o VPI, o que implicaria maior volume injetado e sem retorno proporcional em recuperação. Dessa forma, 8000 std m³/dia foi definida como a vazão ótima, conciliando elevado FR e eficiência no uso do volume injetado.

4.5. Análise das razões WAG

4.5.1 Análise da razão WAG com Vazão de água variada

O gráfico 14 apresenta os resultados da análise da RWAG correspondentes aos valores avaliados.

Gráfico 14 - Fixando a vazão de gás e variando a de água para obter a RWAG.

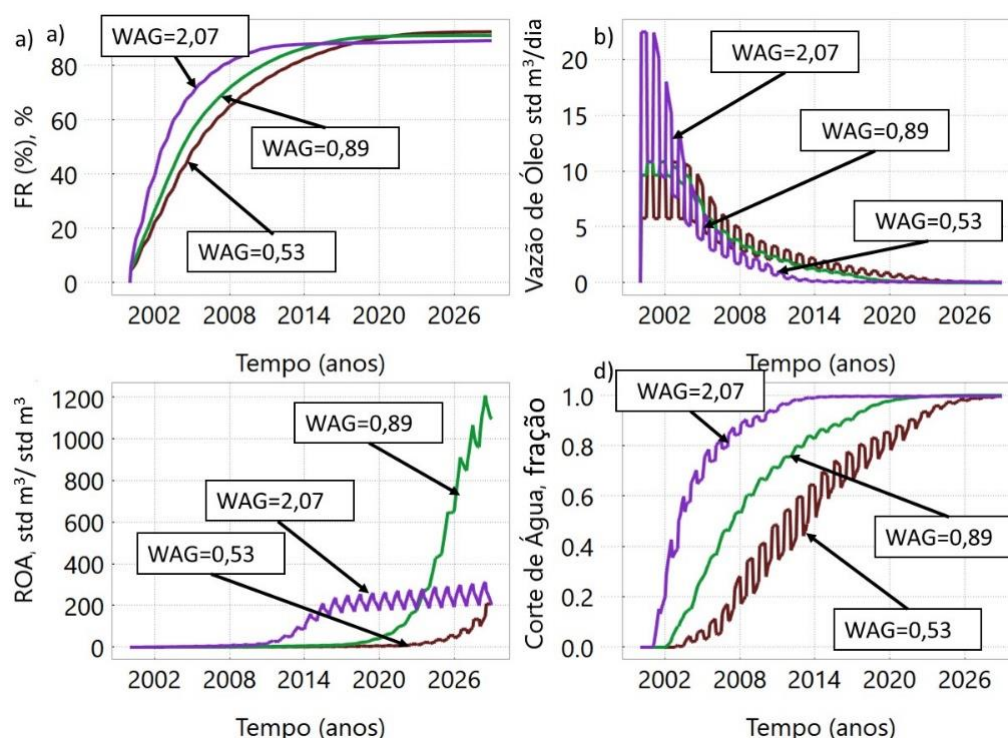


Fonte: Autor próprio.

A escolha da $RWAG = 0,89$ foi fundamentada na análise do equilíbrio entre recuperação de óleo e eficiência operacional. Conforme o Gráfico 14, aumentos na $RWAG$ implicaram maiores valores de VPI, devido ao maior volume de água injetada, sem, entretanto, proporcionarem ganhos expressivos no FR. Embora a $RWAG$ otimizada tenha apresentado um VPI próximo ao obtido com $RWAG = 1,00$, o ajuste para 0,89 demonstrou desempenho satisfatório nos principais indicadores (FR, vazão de óleo, RAO e corte de água), evitando elevação desnecessária do volume injetado e mantendo eficiência técnica e econômica. Dessa forma, $RWAG = 0,89$ representa um ponto operacionalmente vantajoso, conciliando alta recuperação com menor custo e risco de aumento do corte de água.

Os gráficos da Figura 8 mostram os resultados do ciclo WAG para o Fator de Recuperação(a), Vazão de Óleo (b), Razão Óleo Água (c) e Corte de Água (d) para o caso em que as vazões de água foram variadas e a de gás mantida fixa em 8000 std m³/dia.

Figura 8 – Curva de FR, Vazão de óleo, RAO e Corte de água para 30 anos de simulação variando as injeções de água.



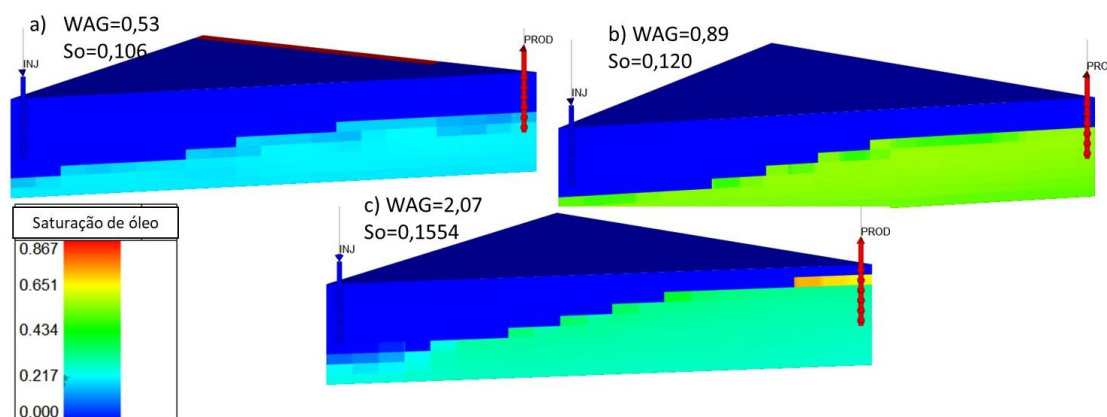
Fonte: Autor próprio.

Conforme apresentado na Figura 8, o aumento da RWAG promoveu uma antecipação significativa no Fator de Recuperação de óleo (FR), evidenciada pelo comportamento da curva para RWAG = 2,07, que atinge elevados valores de FR mais rapidamente em comparação às razões menores (0,89 e 0,53). Esse efeito se deve ao fato de que maiores volumes de água injetados aumentam a energia de deslocamento no reservatório, acelerando a varredura e mobilizando o óleo de forma mais imediata. Tal comportamento também se reflete nas vazões de produção de óleo (figura 8b), onde RWAG = 2,07 apresenta picos mais altos nos primeiros quatro anos (2002–2006), enquanto as razões menores resultam em picos mais modestos e produção mais distribuída ao longo do tempo.

Por outro lado, a maior injeção de água RWAG = 2,07 antecipou o avanço da frente de água, elevando rapidamente o corte de água (figura 8d) e resultando em grandes volumes de água produzida desde os primeiros anos. Contudo, a maior RAO registrada ao longo da simulação ocorreu para RWAG = 0,89 (figura 8c), especialmente na fase final do projeto. Esse pico não indica necessariamente maior volume total de água produzida, mas sim um efeito da queda da vazão de óleo (figura 8b) combinada à manutenção de um fluxo de água considerável, o que matematicamente faz a razão disparar. Já o RWAG = 0,53 apresentou RAO e corte de água mais baixos durante quase todo o período simulado, implicando menor volume de água a ser tratado e reinjetado, porém com recuperação de óleo (figura 8a) mais lenta e menor vazão nos primeiros anos.

A Figura 9 mostra os mapas de saturação de óleo residual média ao final de 30 anos de simulação do método, mantendo a vazão de gás fixa (8000 std m³/dia) e foram variadas as vazões de água.

Figura 9- Mapas de saturação de óleo residual.

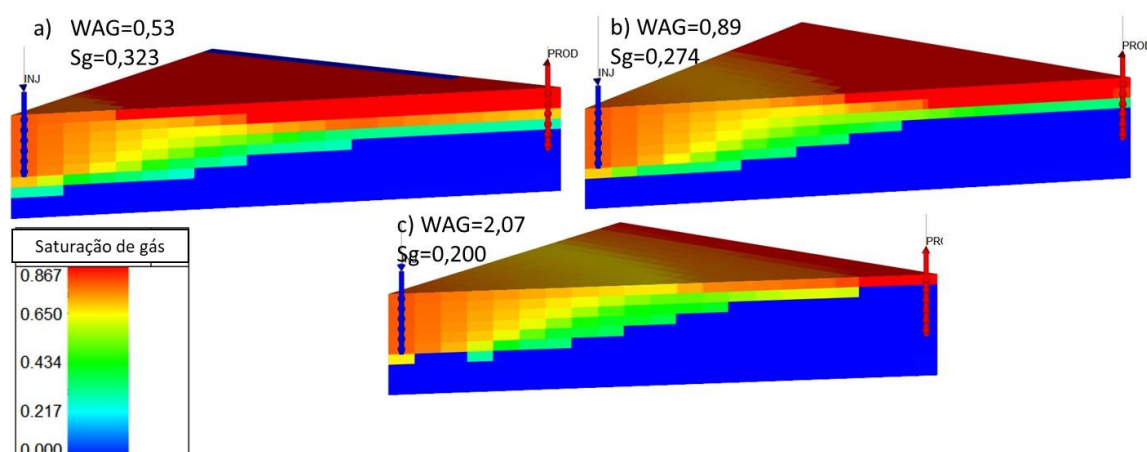


Fonte: Autor próprio.

A análise mostra que o $RWAG = 0,53$, apresentou a menor saturação média de óleo residual ao final de 30 anos ($S_o = 0,106$), indicando maior eficiência de varrido e menor produção de água. O $RWAG = 0,89$ obteve saturação residual intermediária ($S_o = 0,120$), mas registrou aumento expressivo da RAO no final da simulação devido à queda da vazão de óleo enquanto a vazão de água se mantinha significativa. Já o $RWAG = 2,07$ apresentou a maior saturação residual ($S_o = 0,1554$), consequência de canais preferenciais e deslocamento incompleto do óleo, além de volumes elevados de água produzida desde os primeiros anos. Esses resultados indicam que taxas menores de injeção de água favorecem a recuperação final e reduzem custos de manejo de água, enquanto taxas mais altas, embora acelerem a produção inicial, comprometem a eficiência do deslocamento em longo prazo.

Na Figura 10 estão disponíveis os mapas de saturação de gás para os três casos analisados do parâmetro WAG.

Figura 10 - Mapas de saturação de gás residual.



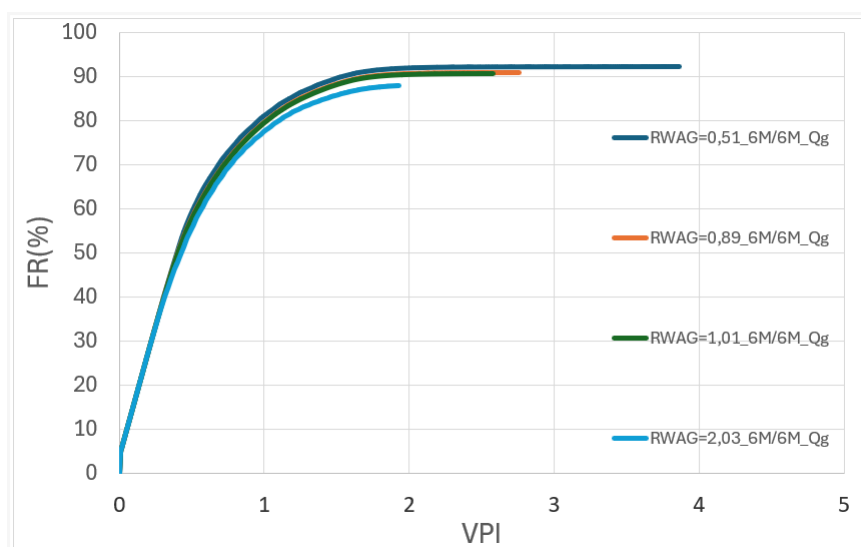
Fonte: Autor próprio.

De acordo com a Figura 10, a maior eficiência de deslocamento do óleo residual no reservatório esteve associada a uma presença maior no banco de CO₂ dentro do meio poroso que, por se apresentar acima da pressão de miscibilidade promoveu uma melhoria no varrido do óleo residual durante o processo de recuperação dos hidrocarbonetos.

4.5.2 Análise da razão WAG com Vazão de gás variada

O gráfico 15 mostra o Fator de Recuperação em função do VPI para o método WAG quando se mantém a injeção de água contante e varia-se a vazão de gás de acordo com os valores disponíveis na metodologia adotada.

Gráfico 15 - Fixando a vazão de água e variando a de gás para obter a RWAG.

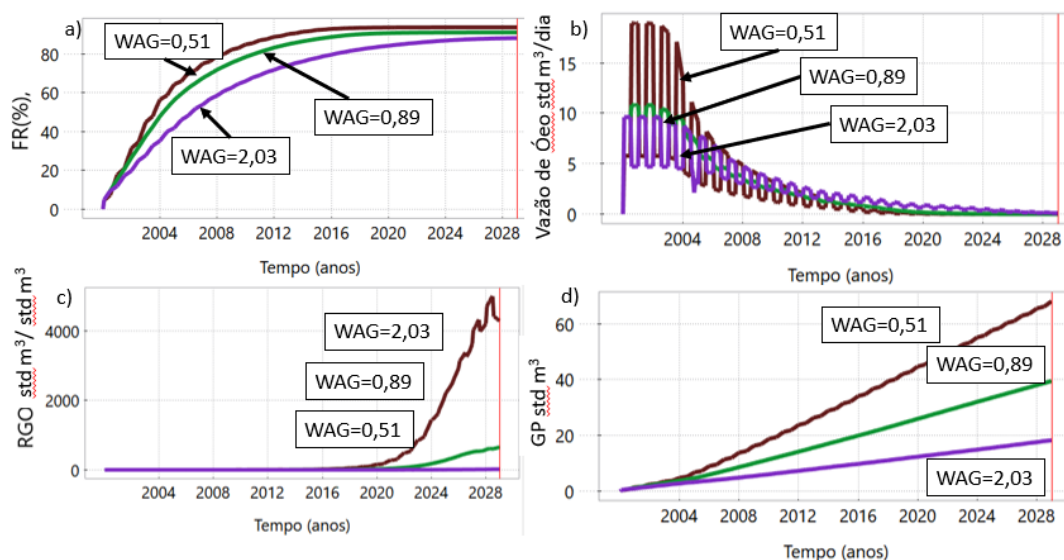


Fonte: Autor próprio.

De acordo com os resultados obtidos, a $RWAG=0,89$ apoia-se na análise de compromisso entre recuperação e eficiência volumétrica, conforme o gráfico 15, a combinação $RWAG=0,89$ com as vazões otimizadas (15 std m³/dia água e 8000 std m³/dia gás) entrega um FR praticamente igual ao obtido com $RWAG$ onde se injetou mais gás ($RWAG=0,51$), porém com VPI maior, ou seja, alcança recuperação similar consumindo mais volume injetado. Com o VPI mais alto implica maior consumo de água e gás e, consequentemente, maiores riscos de aumento de corte de água, a $RWAG=0,89$ representa um ponto equilibrado que preserva o ganho em recuperação sem elevar desnecessariamente o volume injetado.

A Figura 11 mostra os resultados do Fator de Recuperação, Vazão de óleo, Razão Gas-Óleo (RGO), e Volume de Gás produzido, todos em função do tempo para as três razões WAG avaliadas ao se manter a vazão de água constante e se varia as vazões de gás injetados.

Figura 11- Curva de FR, Vazão de óleo, RGO e Gás produzido para 30 anos de simulação.



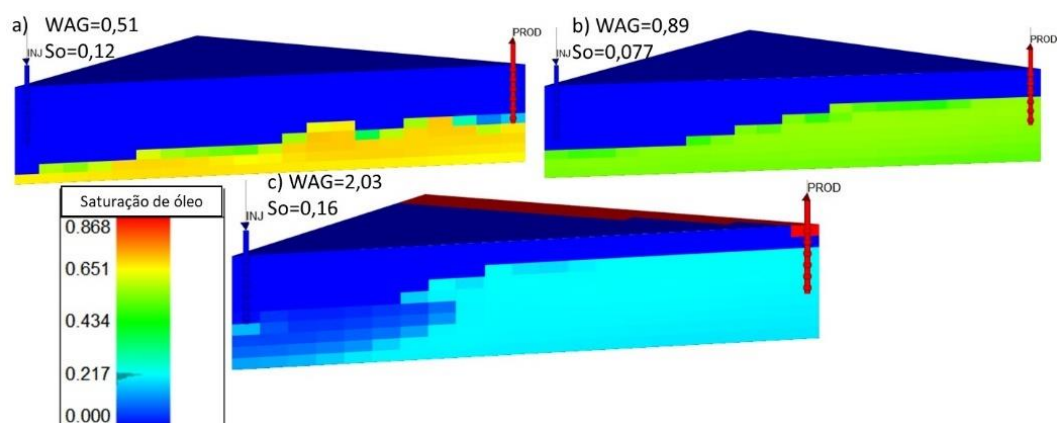
Fonte: Autor próprio.

A Figura 11 evidencia o comportamento do FR, vazão de óleo, RGO e gás produzido ao longo de 30 anos para as razões WAG de 0,51, 0,89 e 2,03, mantendo-se a vazão de água constante em 15 m³/dia e variando as vazões de gás injetado. Observa-se na figura 11(a) que a $RWAG = 0,51$ apresenta leve incremental no ganho do FR em relação às demais razões, sobretudo nos primeiros anos, porém com diferença na fase final. Na figura 11(b), nota-se que a $RWAG = 0,51$ mantém vazões iniciais de óleo mais elevadas, mas com declínio acentuado ao longo do tempo, enquanto a $RWAG = 0,89$ apresenta produção estável e competitiva, e a $RWAG = 2,03$ resulta nas menores vazões de óleo devido ao menor aporte de gás. A figura 11(c), mostra que a $RWAG = 2,03$ gera RGO mais elevado na fase tardia, indicando maior produção de gás livre, enquanto a $RWAG = 0,89$ apresenta valores intermediários e a $RWAG = 0,51$ mantém RGO mais baixo inicialmente, mas crescente ao longo do tempo. Na figura 11(d), a produção acumulada

de gás é maior para a $RWAG = 0,51$, seguida pela $RWAG = 0,89$, sendo mínima para a $RWAG = 2,03$, refletindo diretamente as vazões de gás injetadas. De forma geral, a $RWAG = 0,89$ equilibra bom desempenho em FR e produção de óleo, com menor volume de gás produzido que a $RWAG = 0,51$ e sem as perdas de recuperação associadas à $RWAG = 2,03$.

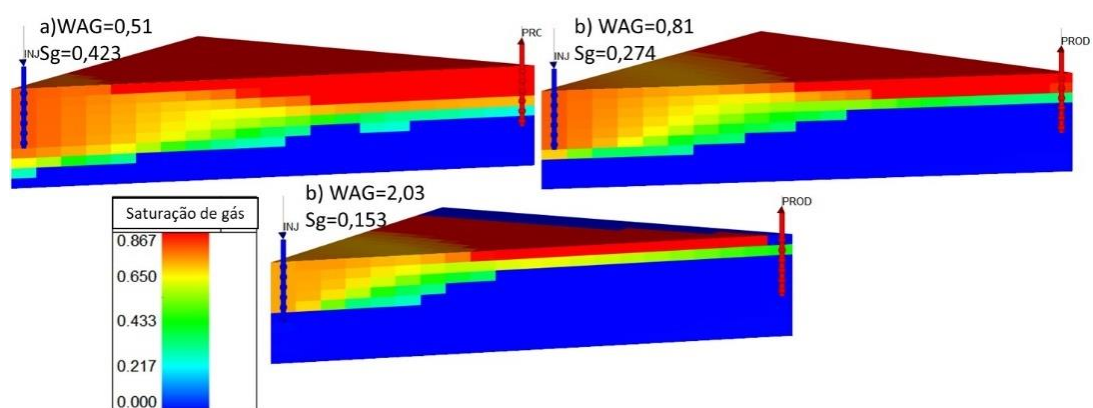
As Figura 12 e 13 mostram os mapas de saturação de óleo e de gás para as três razões WAG avaliadas considerando a vazão de água constante e variando as vazões de gás injetadas para 30 anos de simulação numérica.

Figura 12 - Mapas de saturação de óleo residual.



Fonte: Autor próprio.

Figura 13 - Mapas de saturação de gás residual.



Fonte: Autor próprio.

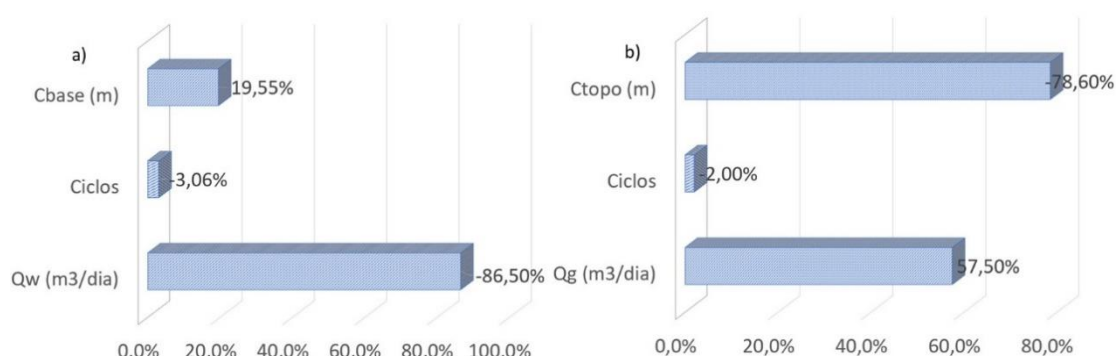
De acordo com os resultados obtidos, observa-se que a $RWAG$ de 0,51 caracterizada por apresentar proporcionalmente a maior vazão de gás forneceu uma maior eficiência de varrido por apresentar uma maior quantidade de gás injetada e miscível nas

condições de pressão e temperatura especificadas. Isso pode ser demonstrado pela maior quantidade de gás presente ao final dos 30 anos de simulação.

4.6. Resultados da análise paramétrica

A Figura 14 mostra o gráfico de pareto dos resultados da influência dos parâmetros da completção no topo e base, dos ciclos de injetividade para 3, 6 e 12 meses, e, por fim das vazões de injeção de água e gás.

Figura 14 - Resultado das completações no topo e na base.



Fonte: Autor próprio.

Ao se analisar a figura 14(a), observou-se que ao final de vinte anos de projeto, a variável que estatisticamente mais influenciou no volume de óleo produzido foi a vazão de água injetada. Pode-se inferir que proporcionalmente, ao se diminuir a quantidade de água injetada, aumentando-se a quantidade de gás acima da pressão mínima de miscibilidade, houve uma maior eficiência de deslocamento do banco de óleo pelo gás injetado. Isso também pode ser observado quando se manteve a vazão de água constante e se aumentou a quantidade de gás injetada figura 14(b). Com relação a análise da duração dos ciclos de injetividade, verificou-se que ciclos mais curtos favoreceram a melhoria na recuperação final de óleo. No entanto, a melhoria foi pouco significativa (-3,06% a 2%).

Tabela 14 - Análise comparativa entre o melhor e o pior cenário simulado de injeção de água.

Casos	Qw (m ³ /d)	Ciclo (meses)	Completção (Base)
03	30	3	5010 m (base)
01	9	3	5010 m (base)

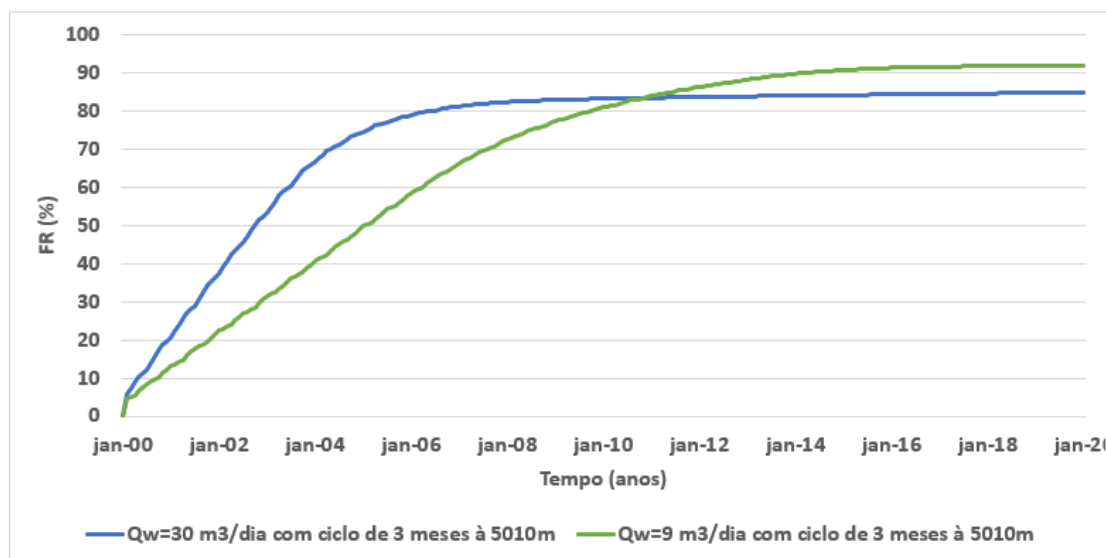
Fonte: Autor próprio.

Tabela 15 - Análise comparativa entre o melhor e o pior cenário simulado de injeção de gás.

Casos	Qg (m ³ /d)	Ciclo (meses)	Completção (Topo)
21	3500	12	5020 m (topo)
07	14000	3	5000 m (topo)

Fonte: Autor próprio.

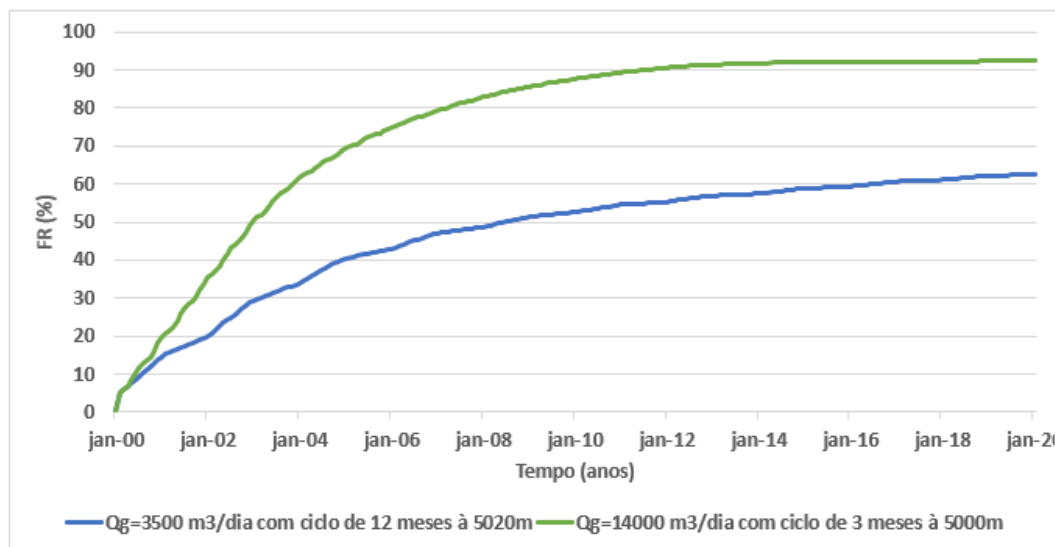
Gráfico 16 - Estudo comparativo entre o melhor caso versus o pior caso em função do FR injetando água na base.



Fonte: Autor próprio.

De acordo com o Gráfico 16, foram observados o melhor caso e o pior caso em função do FR mediante aos 54 casos simulados. Dessa maneira, quando se analisou as injeções de água na base, conforme a análise paramétrica avaliada nesse estudo, pode-se observar que, o caso '03' possui a maior injeção de água para o ciclo de 3 meses, com 30 m³/dia, possui inicialmente uma aceleração na produção de hidrocarbonetos, para os 10 primeiros anos, porém ao longo do tempo restante sua recuperação ficou estabilizada em torno de 85%, enquanto menor injeção de 9 m³/dia, ultrapassa a recuperação de óleo após 10 anos de injeção de água, atinge um FR em torno de 92%, ambos casos foram injetados água a 5010m.

Gráfico 17 - Estudo comparativo entre o melhor caso versus o pior caso em função do FR injetando gás no topo.



Fonte: Autor próprio.

Conforme observado o Gráfico 17, foram analisados o melhor caso e o pior caso em função do FR quando se analisou as injeções de gás no topo, conforme a análise paramétrica avaliada nesse estudo. Dessa maneira, pode-se observar que, o caso '07' possui a maior injeção de gás para o ciclo de 3 meses, com 14000 m³/dia injetando no topo, à 5000m, possui inicialmente uma aceleração na produção de hidrocarbonetos, para os 16 primeiros anos, pois promove maior aporte energético ao reservatório, mantém melhor o suporte de pressão e gera frentes de gás mais frequentes e intensos que melhoram a miscibilidade/arraste do óleo e reduzem perdas por segregação gravitacional e canalização e permanece estável sua recuperação de hidrocarbonetos, sendo o melhor caso simulado, recuperando em torno de 92%.

Por outro lado, observamos a menor injeção de gás com 3500 m³/dia, sendo injetada à 5020m, com um ciclo de 12 meses, fornece pouca taxa de gás por unidade de tempo e ciclos espaçados, o que reduz o efeito dinâmico da injeção, com menor pressão efetiva, menor capacidade de deslocamento miscível e maior influência de heterogeneidades, ocasionando um varrido menos eficiente e FR substancialmente menor que atinge uma recuperação de óleo em torno de 63%, corresponde o pior caso simulado da vazão em função da recuperação, conforme foi simulado o caso '21'.

5. CONCLUSÕES

Neste capítulo encontram-se as principais conclusões e recomendações para trabalhos futuros.

A modelagem de fluidos foi realizada com composições pseudoizadas, e indicou que o modelo pseudoizado 1 apresentou o melhor desempenho em relação aos demais modelos, apresentou resultados significantes para B_o , B_g , R_s e viscosidade, porém os dados de densidade e *tie line* foram importantes para definição e utilização do modelo pseudoizado 2, pois apresentou uma aproximação de zero, o que evidencia as condições adequadas de injeção miscível, mostrando uma completa miscibilidade.

Foram realizados estudos de refinamento dos blocos constituintes do modelo e os resultados mostraram que o melhor caso em termos de Fator de Recuperação e tempo de simulação em relação ao modelo mais refinado foi o de 4m x 4m x 5m, com 6760 blocos no eixo X, Y e Z.

Foram obtidas vazões otimizadas tanto para água quanto para gás que apresentaram um ganho expressivo em termos de fator de recuperação, quando avaliadas as variações de vazões de água e mantido fixa a vazão de gás, e quando variada as vazões de gás e mantido fixa a vazão de água, em função do tempo, volume poroso injetado e variação do fator de recuperação quando se refere a injeção anterior. Dessa maneira, foram definidos os valores de vazões otimizadas de água 15 m³/dia e gás 8000 m³/dia.

Os resultados, quando foram variadas as injeções água e mantido constante as injeções do volume de gás mostram que inicialmente a maior vazão de água resultará em uma produção antecipada de hidrocarbonetos, trazendo consigo um grande volume de água também. Os mapas de saturação de óleo residual mostraram que a menor vazão de água foi mais eficiente no varrido do óleo pelos fluidos injetados ao longo dos 30 anos de simulação e os mapas de saturação residual indicaram que a maior injeção de água representa o melhor caso.

Ao se variar a vazão de gás e mantido a vazão de água constante os resultados demonstraram que inicialmente a maior vazão de gás, que se refere ao caso WAG 0,51, possui uma maior produção no início dos 6 primeiros anos, mas ao fim dos 30 anos, possui um fator de recuperação bem próximos aos demais casos analisados.

Quando se observa os mapas de saturação de óleo residual, o WAG 0,89 apresentou a maior eficiência de varrido.

A análise paramétrica, demonstrou que, ao se reduzir as vazões de água injetada e aumentar a vazão de gás injetado acima da pressão de miscibilidade houve uma maior eficiência na recuperação final dos hidrocarbonetos. Por outro lado, ao se manter a vazão de água constante e aumentando-se a quantidade de gás, também houve um incremento final na recuperação de óleo. Por fim, ciclos de injetividade mais curtos favoreceram a melhoria na recuperação final de óleo.

6. RECOMENDAÇÕES

A partir do estudo realizado para o desenvolvimento deste trabalho, podem ser sugeridos como trabalhos futuros:

Como recomendações de trabalhos futuros, estudos para a avaliação de injeção de CO₂ de outras formas tais como WAG simultâneo e FAWAG com o objetivo de verificar o desempenho desses métodos no fator de recuperação de óleo.

Estudos do fenômeno da histerese também devem estar previstos para avaliar os seus impactos na recuperação final de petróleo.

7. REFERÊNCIAS

ALEXANDER G, SUDAD AO, VIKTOR S (2023) Numerical Simulation of Water Alternating Gas Injections (WAG) into Hydrocarbon Reservoirs: Factors Influencing Oil Recovery. J Geol Geophys. 12:1147.

BAGREZAIE, M. POURAFSHARY, GERAMI, S. Study of different water alternating carbon dioxide injection methods in various injection patterns in an Iranian non fractured carbonate reservoir. In: offshore technology conference asia, 2014, Kuala Lumpur. Disponível em: <<https://www.onepetro.org/conference-paper/OTC-24793-MS>>. Acesso em: 09 mar. 2025.

CASTIÑEIRA, P. P. Estudo da viabilidade econômica de projetos de recuperação suplementar para campos com alto grau de exploração. 2008.

CHRISTENSEN, J. R., STENBY, E. H., SKAUGE, A. Review of wag field experience. Houston: SPE International, 2001.

CRAIG, F. F. JR. The reservoir engineering aspects of waterflooding, monograph series, SPE; 1993.

DINIZ, ANTHONY ANDREY RAMALHO. Estudo da injeção de água e CO₂ em reservatório carbonático de óleo leve. Tese de Doutorado, UFRN, Programa de Pós-Graduação em Ciência e Engenharia de Petróleo. Área de Concentração: Engenharia e Geologia de Reservatórios de Exploração de Petróleo e Gás Natural (ERE), Natal-RN, Brasil.

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

FERNANDES, G. M. D. Estudo da configuração de poços no processo de drenagem gravitacional assistida por vapor (SAGD) em reservatório do nordeste brasileiro. Tese de Doutorado. Programa de Pós-Graduação em Ciência e Engenharia de Petróleo, Universidade Federal do Rio Grande do Norte, Natal, 2016.

Ferreira, F. T. C – Análise da injeção alternada de água e gás (wag) com escalonamento das vazões. 2017. 63 f TCC (graduação) - Curso de Engenharia de Petróleo, Universidade Federal do Rio Grande do Norte, Natal, Brasil, 2016.

FUNDAÇÃO GETULIO VARGAS (FGV). Manual de petróleo, qualidade, fatores de preço e mercados. 2021. Disponível em: https://repositorio.fgv.br/bitstream/handle/10438/30199/manual_petroleo_qualidade-fq_precos_e_mercados_jan_21_aprovado.pdf. Acesso em: 11 ago. 2025.

GAFFNEY, CLINE & ASSOCIATES. Review and evaluation of ten selected discoveries and prospects in the pre-salt play of the deepwater Santos Basin, Brazil. 2010. Disponível em: <<https://www.gov.br/anp/pt-br/>>. Acesso em: 22 fev. 2025.

GILMAN, J. R.; OZGEN, C. Reservoir Simulation: History Matching and Forecasting. [s.l: s.n.].

HAN, L.; GU, Y. Optimization of miscible CO₂ water-alternating-gas injection in the Bakken formation. Energy Fuels, n.28, p.6811-6819, 2014.

HERMES, BERNARDO. Análise de Injeção Alternada de Água e CO₂ (WAG-CO₂) em reservatórios semelhantes aos do pré-sal brasileiro. 2017.2 f. TCC (Graduação) - Curso de Engenharia de Petróleo, Universidade Federal do Rio Grande do Norte, Natal, Brasil, 2017.

HILDEBRAND, M. A, LIU, K., MEZZATESTA, A. G. A study of the influence of number of components on compositional reservoir simulation results. In: SPE Latin American and Caribbean Petroleum Engineering Conference, Buenos Aires, Argentina, 25-28 March, 2001.

HOLM, L. W. CO₂ flooding: its time has come. Journal of Petroleum Technology, v.34, n. 12, p.2739-2745, 1982.

JIANG, HAIFENG, NURYANINGSIH, LILY, AND HERTANTO ADIDHARMA. "The study of timing of cyclic injections in miscible co₂ wag." Paper presented at the

SPE Western Regional Meeting, Bakersfield, California, USA, March 2012.
doi: <<https://doi.org/10.2118/153792-MS>> Acesso em: 09 fev. 2025.

KHALEF, NIDAL. Studying the effects of wag parameters on CO_2 flooding recovery efficiency. 2009.

KULKARNI, M.M.: Multiphase mechanism and fluid dynamics in gas injection enhanced oil recovery processes. Dissertação de Ph.D, Universidade Estadual de Louisiana, Baton Rouge Agosto 2005.

LIE, S. H. Diffusion as an oil recovery mechanism during CO_2 injection in fractured reservoirs. 2013. 140f. Thesis (Master in Reservoir Physics), Department of Physics and Technology, University of Bergen, Bergen, 2013.

LIGERO, ELIANA L., SCHIOZER, DENIS J. Uma Abordagem para Redução do Tempo de Simulação do Processo WAG- CO_2 . Rio Oil & Gas Expo and Conference 2012, Rio de Janeiro, 17 de setembro de 2012.

MELLO, SAMUEL FERREIRA. Caracterização de fluido e simulação composicional de injeção alternada de água e CO_2 para reservatórios carbonáticos molháveis à água. Samuel Ferreira de Mello. – Campinas, SP : [s.n.], 2015.

MOORTGAT, J.; FIROOZABADI, A.; LI, Z.; ESPÓSITO, R. Experimental coreflooding and numerical modeling of CO_2 injection with gravity and diffusion effects. In: SPE ANNUAL TECHNICAL CONFERENCE AND EXHIBITION, 2010, Florence. Disponível em: <https://www.onepetro.org/download/conference>. Acesso em: 04 Abr. 2024.

MORITIS, G. special Report: EOR survey. Oil and Gas Journal, Volume 102.14, Abr. 12, 2004.

NANGACOVIE, H. L. M. Application of wag and swag injection techniques in norne e-segment. 2012. Disponível em: <<https://ntnuopen.ntnu.no/ntnu-xmlui/handle/11250/239925>>. Acesso em: 20 Nov. 2024.

NEVES, BRUNO GHISLERI. Métodos de Recuperação em Reservatórios de Petróleo do Pré-Sal: Análise da Injeção Alternada de Água e Gás / Bruno Ghisleri Neves; Joao Felipe Mitre de Araujo, orientador. Niterói, 2021.125 f.

PARAFITA, JOFRANYA WENDYANA ALVES. Análise paramétrica do método de injeção alternada de água e CO_2 (wag) em reservatórios de petróleo. Jofranya Wendyana Alves Parafita. - Natal. 2014.

ROCK FLOW DYNAMICS. tNavigator Simulation: User Manual. [S. l.: s. n.], 2024. Disponível em: <https://support.rfdyn.com>. Acesso em: 10 fev. 2024.

ROCK FLOW DYNAMICS. tNavigator Assisted History Matching: User Guide. [S. l.: s. n.], 2024. Disponível em: <https://support.rfdyn.com>. Acesso em: 15 jun. 2024.

ROCK FLOW DYNAMICS. tNavigator PVT Designer: User Guide. [S. l.: s. n.], 2024. Disponível em: <https://support.rfdyn.com>. Acesso em: 17 jun. 2024.

ROCK FLOW DYNAMICS. tNavigator Geology & Model Designer: User Guide. [S. l.: s. n.], 2024. Disponível em: <https://support.rfdyn.com>. Acesso em: 07 jul. 2024.

PEDERSEN, K. S., CHRISTENSEN, P. L.; Phase Behavior of Petroleum Reservoir Fluids, CRC Press, 2007.

PENG, D. Y.; ROBINSON, D. B. A new two-constant equation of state. industrial and engineering chemistry fundamentals, v. 15, n. 1, p. 59—64, 1976.

PETROBRAS. Petrobras descobre nova camada de óleo no pré-sal da Bacia de Santos. 2025. Disponível em: <https://agenciabrasil.ebc.com.br/economia/noticia/2025-02/petrobras-descobre-nova-camada-de-oleo-no-pre-sal-da-bacia-de-santos>. Acesso em: 04 Mar. 2025.

PETROBRAS, NEGOCIOS, 2025. Disponível em: <https://agencia.petrobras.com.br/w/negocio/petrobras-atinge-recordes-na-producao-do-pre-sal-em-2024-e-tem-maior-fator-de-utilizacao-das-suas-refinarias-em-10-anos> Acesso: Fev. 2025.

PINTO, T. A. Estudo paramétrico da recuperação de óleo no processo de drenagem gravitacional com injeção de CO₂. 2009. 133f. Dissertação de Mestrado. Programa de pós-graduação em ciência e engenharia de petróleo — PPGCEP, Universidade Federal do Rio Grande do Norte, Natal. 2009.

RIBEIRO, D. Simulação computacional como ferramenta para o gerenciamento de reservatórios. [s.l: s.n.].

ROSA, A. J.; CARVALHO, R. de S.; XAVIER, J. A. D. Engenharia de reservatórios de petróleo. 1. ed. Rio de Janeiro: Interciência, 2006.

THOMAS, JOSÉ EDUARDO ET AL. Fundamentos de engenharia de petróleo. 2. ed. Rio de Janeiro: Interciências, 2001.

SANTANA, ANA P. S. C. de. Recuperação suplementar. Apostila do curso de Tecnologia de Petróleo e Gás - 2008.

STALKUP JR., F.I. Miscible Displacement. Monograph Volume 8, Society of Petroleum Engineers, Henry L Doherty Series, 1985.

WIKIGEO. Camada pré-sal, 2012. Disponível
<<http://wikigeo.pbworks.com/w/page/36435679/Camada%20Pr%C3%A9-Sal>>
Acesso em: 04 mar. 2025.

ZAHOOOR, M. K.; DERAHMAN, M. YUNAN, M. H. WAG process design: an update review. Brazilian Journal of Petroleum and Gas, v.5, n.2, p. 109-121, 2011.