



Clewerton Teixeira de Souza Braga

**Impacto da segregação gravitacional na
recuperação de óleo no caso de injeção WAG
em cenário típico do Pré-Sal**

Dissertação de Mestrado

Dissertação apresentada como requisito parcial para obtenção do grau de Mestre pelo Programa de Pós-graduação em Engenharia Mecânica, do Departamento de Engenharia Mecânica do Centro Técnico Científico da PUC-Rio.

Orientador : Prof. Marcio da Silveira Carvalho
Coorientador: Dr. Marcos Vitor Barbosa Machado

Rio de Janeiro
Setembro de 2021



Clewerton Teixeira de Souza Braga

**Impacto da segregação gravitacional na
recuperação de óleo no caso de injeção WAG
em cenário típico do Pré-Sal**

Dissertação apresentada como requisito parcial para obtenção do grau de Mestre pelo Programa de Pós-graduação em Engenharia Mecânica da PUC-Rio. Aprovada pela Comissão Examinadora abaixo:

Prof. Marcio da Silveira Carvalho

Orientador

Departamento de Engenharia Mecânica – PUC-Rio

Dr. Marcos Vitor Barbosa Machado

Coorientador – Petrobras

Prof. Denis José Schiozer

Unicamp

Dr. Marcelo Curzio Salomão

Petrobras

Rio de Janeiro, 15 de Setembro de 2021

Todos os direitos reservados. A reprodução, total ou parcial do trabalho, é proibida sem a autorização da universidade, do autor e do orientador.

Clewerton Teixeira de Souza Braga

O autor graduou em Engenharia Elétrica com ênfase em Eletrotécnica pela Universidade Federal do Rio de Janeiro (UFRJ) em 2008. Ingressou na Petrobras em 2009 e concluiu uma pós-graduação lato sensu em Engenharia de Petróleo pela Universidade Petrobras no ano de 2010.

Ficha Catalográfica

Braga, Clewerton Teixeira de Souza

Impacto da segregação gravitacional na recuperação de óleo no caso de injeção WAG em cenário típico do Pré-Sal / Clewerton Teixeira de Souza Braga; orientador: Marcio da Silveira Carvalho; coorientador: Marcos Vitor Barbosa Machado. – 2021.

86 f: il. color. ; 30 cm

Dissertação (mestrado) - Pontifícia Universidade Católica do Rio de Janeiro, Departamento de Engenharia Mecânica, 2021.

Inclui bibliografia

1. Engenharia Mecânica – Teses. 2. Segregação Gravitacional. 3. Injeção WAG. 4. Pré-Sal brasileiro.. I. Carvalho, Marcio da Silveira. II. Machado, Marcos Vitor Barbosa. III. Pontifícia Universidade Católica do Rio de Janeiro. Departamento de Engenharia Mecânica. IV. Título.

CDD: 621

Para minha esposa Renata, meu filho Miguel,
meus pais Cleiman e Nelivanda e meu irmão Cleiderman.

Agradecimentos

Primeiramente agradeço aos meus pais, Cleiman e Nelivanda, pois seu exemplo e dedicação foram os principais fatores que me permitiram chegar até aqui. Agradeço também ao meu irmão, Cleiderman, e a minha esposa, Renata, pelo incentivo, suporte emocional e pelos conselhos que foram indispensáveis para a conclusão deste trabalho.

Gostaria de agradecer ao meu orientador Márcio Carvalho e ao meu co-orientador Marcos Barbosa, por aceitarem o desafio de me guiar na execução deste estudo. Seu suporte, paciência e objetividade foram imprescindíveis para o desenvolvimento deste trabalho.

Agradeço à Pontifícia Universidade Católica do Rio de Janeiro - PUC-Rio, pela oportunidade de cursar seu programa de mestrado, e à Coordenação de Aperfeiçoamento de Pessoal de nível Superior do governo federal do Brasil (CAPES) pelo financiamento necessário para eu concluir esta etapa da minha formação profissional. O presente trabalho foi realizado com apoio da Coordenação de Aperfeiçoamento de Pessoal de Nível Superior - Brasil (CAPES) - Código de Financiamento 001.

Por fim, agradeço a Petrobras pelo grande investimento que fez no meu crescimento pessoal e profissional, e agradeço aos meus colegas de trabalho por todas as discussões técnicas, em especial aos engenheiros Marcelo Salomão, pela ajuda na definição do tema deste trabalho, e Vitor Hespanhol, pelo auxílio na construção de parte das análises.

Resumo

Braga, Clewerton Teixeira de Souza; Carvalho, Marcio da Silveira; Machado, Marcos Vitor Barbosa. **Impacto da segregação gravitacional na recuperação de óleo no caso de injeção WAG em cenário típico do Pré-Sal**. Rio de Janeiro, 2021. 86p. Dissertação de Mestrado – Departamento de Engenharia Mecânica, Pontifícia Universidade Católica do Rio de Janeiro.

Na última década a participação dos campos do Pré-Sal brasileiro na produção nacional de petróleo aumentou substancialmente, tornando esses campos responsáveis por mais da metade da produção nacional e com perspectiva de crescimento para os próximos anos. Os reservatórios de petróleo encontrados nessa região são caracterizados por espessuras que podem variar de poucas dezenas a centenas de metros, rochas com boas qualidades permo-porosas e presença de óleo leve, com elevado teor de gás associado e com contaminantes como CO₂. Por estas características, diversos sistemas de produção instalados nestes reservatórios foram preparados e deverão adotar o método de recuperação suplementar com injeção alternada de água e gás. No presente trabalho foi feita uma análise paramétrica sobre a influência que propriedades de reservatório como espessura porosa, permeabilidade horizontal, permeabilidade vertical e razão k_v/k_h , e variáveis operacionais como vazão de operação, razão WAG e tempo de ciclo podem gerar no fator de recuperação em um cenário de produção típico do Pré-Sal brasileiro com e sem o efeito de segregação gravitacional. Pela comparação dos resultados em diversos casos de simulação numérica, foi possível identificar as variáveis com maior impacto e a influência decorrente do efeito gravitacional. Em seguida, a partir de uma análise de sensibilidade foi gerada uma equação para estimar o fator de recuperação em função das variáveis selecionadas. Números adimensionais propostos na literatura para avaliar a segregação gravitacional de fluidos em meio poroso foram calculados e utilizados para gerar outras equações para estimar o fator de recuperação. As estimativas do fator de recuperação feitas por cada função foram comparadas com os valores simulados para cada caso e foram identificadas as funções que apresentaram as estimativas mais próximas. Tais funções poderão ser utilizadas para estimar o fator de recuperação no cenário proposto e com aplicação em análises preliminares para projetos de desenvolvimento de campos de petróleo.

Palavras-chave

Segregação Gravitacional; Injeção WAG; Pré-Sal brasileiro.

Abstract

Braga, Clewerton Teixeira de Souza; Carvalho, Marcio da Silveira (Advisor); Machado, Marcos Vitor Barbosa (Co-Advisor). **Influence of Gravity Segregation on oil recovery for WAG injection in a typical Pre-Salt case.** Rio de Janeiro, 2021. 86p. Dissertação de Mestrado – Departamento de Engenharia Mecânica, Pontifícia Universidade Católica do Rio de Janeiro.

In the last decade, the contribution of Brazilian pre-salt fields in the national oil production has increased substantially, setting these fields as responsible for more than half of the national production and with growth perspectives for years to come. The oil reservoirs found in this region are characterized by thicknesses which can vary from a few tens to hundreds of meters, rocks with favorable matrix properties, and the presence of light oil with a high associated gas content and contaminants such as CO₂. Due to these characteristics, several production systems installed in these reservoirs were prepared and should adopt water alternating gas injection as supplementary recovery method. In the present study, a parametric analysis was performed on the influence that reservoir properties as porous thickness, horizontal permeability, vertical permeability, and k_v/k_h ratio, and operating variables as operating flow rate, WAG ratio, and cycle time can provoke in the recovery factor in a typical Brazilian pre-salt production scenario with and without the effect of gravitational segregation. By comparing the results in several cases of numerical simulation it was possible to identify the variables with the greatest impact and the influence of the gravity effect on recovery. From a sensitivity analysis, equations to estimate the recovery factor as a function of the selected variables or as a function of dimensionless numbers proposed in the literature to assess the gravitational segregation of fluids in porous media were adjusted. The recovery factor estimates made with each function were compared with the simulated values for each case and the functions that presented the best estimates were identified. Such functions can be used to estimate the recovery factor in the application scenario with application in preliminary analyzes for oil field development projects.

Keywords

Gravity Segregation; WAG Injection; Brazilian Pre-Salt.

Sumário

1	Introdução	17
2	Revisão Bibliográfica	20
2.1	Características do Pré-Sal Brasileiro	20
2.2	Recuperação Suplementar de Petróleo no Pré-Sal	22
2.2.1	Injeção WAG	22
2.3	Segregação Gravitacional em Meio Poroso	24
2.3.1	Avaliação da Segregação Gravitacional por Modelos Analíticos	25
2.3.2	Avaliação da Segregação Gravitacional por Modelos Numéricos	28
3	Metodologia	32
3.1	Modelo para Simulação Numérica	34
3.2	Seleção dos Números Adimensionais	36
3.2.1	Cálculo dos Números Adimensionais	38
3.3	Simulações nos Cenários Determinísticos	40
3.4	Função para Estimar o Fator de Recuperação	41
4	Resultados e Análises	44
4.1	Impacto de Propriedades de Reservatório e Variáveis de Operação	44
4.1.1	Impacto das Propriedades do Reservatório	45
4.1.2	Impacto das Variáveis Operacionais	49
4.1.3	Resumo da Análise nos Cenários Determinísticos	56
4.2	Funções para Estimar o Fator de Recuperação	57
4.2.1	Função das Propriedades de Reservatório e Variáveis Operacionais	58
4.2.2	Funções com Números Adimensionais	61
4.2.3	Resumo dos Resultados das Funções	71
5	Discussões	74
6	Conclusões	80
A	Fator de Recuperação após injeção de 1Vp dos Cenários Determinísticos	82
	Referências bibliográficas	85

Lista de figuras

Figura 2.1	Recorte do <i>Mapa de Exploração e Produção de Petróleo e Gás – Bacia de Campos e de Santos (Polígono do Pré-Sal)</i> . Fonte: http://www.anp.gov.br/dados-tecnicos/117-envio-de-dados-tecnicos-a-anp/5154-poligono-do-pre-sal	21
Figura 2.2	Comportamento dos fluidos no reservatório esperado em injeção WAG miscível, adaptados do artigo de Pizarro <i>et al.</i>	23
Figura 2.3	Gráfico e equações para estimativa de impacto da segregação gravitacional no fator de recuperação na chegada do fluido injetado proposto por Spivak.[9]	25
Figura 2.4	Gráfico e equação para estimativa de impacto do fator de recuperação na chegada do fluido injetado como função do parâmetro VGR , proposto por Stone.[10]	27
Figura 2.5	Parâmetros adimensionais propostos por Shook para caracterizar deslocamento de óleo por água em meio poroso e gráfico com comportamento do fator de recuperação em função do parâmetro N_g , adaptados do artigo de Shook <i>et al.</i> [12]	27
Figura 2.6	Exemplo de comportamento da frente de gás para diferentes valores de $R_{v/g}$ em modelo 2D (a esquerda), previsões de produção de óleo acumulada no <i>breakthrough</i> em termos de volumes porosos injetados (N_{PBT} , PVI) em função do $R_{v/g}$ (centro) e parâmetro adimensional $R_{v/g}$, adaptados do artigo de Tchelepi <i>et al.</i> [13]	29
Figura 2.7	Perfis de saturação de água em casos com co-injeção WAG em toda a espessura (a esquerda), com co-injeção WAG apenas nos últimos 5 metros (centro) e com injeção de água acima de gás em toda a espessura (a direita) adaptados do artigo de Rossen <i>et al.</i> [14]. A linha tracejada foi colocada para auxiliar na comparação da região varrida por gás nas diferentes estratégias.	30
Figura 2.8	Perfis de saturação de água em: (a) co-injeção WAG em toda a espessura; (b) injeção WAG com ciclos de injeção equivalentes a 0,001 volumes porosos; (c) injeção WAG com ciclos equivalentes a 0,034 volumes porosos, adaptados do artigo de Faisal <i>et al.</i> [15]	31
Figura 3.1	Fluxograma das atividades realizadas para o estudo.	32
Figura 3.2	Exemplo de modelo montado para o estudo.	33
Figura 3.3	Grids utilizados para simulação.	34
Figura 3.4	Curvas de permeabilidade relativa adotadas para simulação.	35
Figura 3.5	Exemplo de massa específica e viscosidade do óleo antes da abertura dos poços no modelo de maior espessura.	39
Figura 3.6	Exemplo de massa específica e viscosidade do gás no final da simulação no modelo de maior espessura.	39
Figura 3.7	Variáveis da análise de sensibilidade e suas respectivas distribuições.	42

Figura 4.1	Fluxograma de atividades com destaque para as tarefas tratadas na Seção 4.1.	44
Figura 4.2	Exemplo de saturação de fluidos em cenários com $k_h = 50$ mD e 2.000 mD, com e sem o efeito da Segregação Gravitacional no caso com espessura de 255 metros após a injeção de 1 volume poroso.	46
Figura 4.3	Exemplo de saturação final de fluidos em cenários com $k_v = 0, 5$ e 200 mD no caso com 255 metros de espessura.	47
Figura 4.4	Saturação final de fluidos em cenários com $k_v = 0$ para as diferentes espessuras avaliadas.	48
Figura 4.5	Exemplo de saturação de fluidos no final da injeção em cenários com $k_v/k_h = 0,01$ e 0,5 e espessura de 255 metros.	49
Figura 4.6	Saturação de fluidos após injeção de 1 Vp de casos com tempos de ciclo equivalentes a 120×10^{-3} e $3,29 \times 10^{-3}$ volumes porosos por ciclo, em cenários com e sem o efeito da segregação gravitacional em casos com espessura de 120 metros.	51
Figura 4.7	Saturação de fluidos após injeção de 1 Vp de casos com tempos de ciclo equivalentes a 120×10^{-3} e $3,29 \times 10^{-3}$ volumes porosos por ciclo, em cenários com e sem o efeito da segregação gravitacional em casos com espessura de 255 metros.	51
Figura 4.8	Exemplo de saturação de fluidos após injeção de 1 Vp de casos razão WAG equivalentes a 0,11 e 9.	52
Figura 4.9	Exemplo de saturação de fluidos após injeção de 1 Vp de casos com vazões de injeção equivalentes a 5×10^{-3} e 40×10^{-3} volumes porosos por ano, em cenários com e sem o efeito da segregação gravitacional com espessura média de 255 metros.	54
Figura 4.10	Gráficos de evolução do volume de óleo produzido por unidade de volume injetado em casos com alta e baixa vazão e em cenários com e sem o efeito de segregação gravitacional e com vazões proporcionais ao volume poroso de cada cenário.	55
Figura 4.11	Gráficos de evolução do volume de óleo produzido por unidade de volume injetado em casos com alta e baixa vazão e em cenários com e sem o efeito de segregação gravitacional e com vazões iguais às do caso de menor espessura adotadas para todos os casos, independente da espessura.	55
Figura 4.12	Resumo dos resultados de impacto no FR após a injeção de 1 volume poroso por aumento do valor das variáveis nos casos determinísticos.	56
Figura 4.13	Fluxograma de atividades com destaque para as tarefas tratadas na Subseção 4.2.	57
Figura 4.14	Gráficos de correlação entre FRs simulado e calculado pela superfície de resposta (esquerda) e do peso de cada variável para a estimativa do FR (direita).	58
Figura 4.15	Comparativo entre a influência dos parâmetros avaliados pelos resultados dos casos simulados e utilizando a superfície de resposta gerada pelo CMOST.	59

Figura 4.16 Curva de incremento de FR (E) x número adimensional G ajustada pelo método de mínimos quadrados com os resultados dos casos gerados nos <i>Cenários Automáticos</i> .	61
Figura 4.17 Curva de FR após a injeção de 1 volume poroso pelo número adimensional G ajustada pelo método de mínimos quadrados com os resultados dos casos gerados na análise de sensibilidade.	62
Figura 4.18 Comparativo entre a influência dos parâmetros avaliados pelos resultados dos casos simulados e utilizando a superfície de resposta ajustada para o adimensional G.	63
Figura 4.19 Curva de FR x número adimensional VGR ajustada pelo método de mínimos quadrados com os resultados gerados nos <i>Cenários Automáticos</i> em escala linear (esquerda) e semilog (direita).	65
Figura 4.20 Distribuição com variáveis discretas para análise de sensibilidade.	65
Figura 4.21 Curva de FR x VGR pelo método de mínimos quadrados com os resultados dos <i>Cenários Automáticos</i> com variáveis contínuas e com variáveis discretas em escala linear (esquerda) e semilog (direita).	66
Figura 4.22 Comparativo entre a influência dos parâmetros avaliados pelos resultados dos casos simulados e utilizando a superfície de resposta ajustada para o adimensional VGR.	66
Figura 4.23 Curva de FR x Ng ajustada pelo método de mínimos quadrados com os resultados das análises de sensibilidade com variáveis contínuas.	68
Figura 4.24 Ajuste de FR após a injeção de 1 volume poroso em função de Ng utilizando os resultados das análises de sensibilidade com variáveis contínuas, da forma $FR = a_1 + a_2 \times N_g^{a_3}$. Pontos em cinza correspondem aos casos com 575 metros de espessura dos <i>Cenários Automáticos</i> .	69
Figura 4.25 Comparativo entre a influência dos parâmetros avaliados pelos resultados dos casos simulados e utilizando a superfície de resposta ajustada para o adimensional N_g .	70
Figura 4.26 Resumo das diferenças entre os FRs calculados e os FRs simulados dos casos determinísticos após a injeção de 1 volume poroso.	71
Figura 4.27 Resumo de Erro RMS para variáveis avaliadas no estudo.	72
Figura 4.28 Quadro de avaliação do desvio do FR estimado pelas funções ajustadas em relação ao FR simulado nos casos com <i>Cenários Determinísticos</i> . Células em verde indicam desvio pequeno, células em amarelo indicam desvio intermediário e células em vermelho indicam maiores desvios.	72

- Figura 5.1 Influência das variáveis nos *Cenários Determinísticos* (esquerda) e nos *Cenários Automáticos* com variáveis contínuas e uniformes (direita). Influência da razão k_v/k_h (representada por *mult_kv*) e da razão WAG (representada por *fg* a esquerda e por *fw* a direita) foi distinta nas duas análises. Valores da tabela são referentes a diferença no FR em pontos percentuais, enquanto os valores do gráfico de barras remetem apenas aos pesos de cada variável para estimar o FR. 74
- Figura 5.2 Influência das variáveis nos casos da análise com *Cenários Determinísticos* (esquerda) e da análise com *Cenários Automáticos* com distribuição discreta das variáveis (direita). 75

Lista de tabelas

Tabela 4.1	Diferença de FR do caso de maior k_h para o de menor (p.p.).	45
Tabela 4.2	Diferença de FRs pelo aumento de k_v de 0 para 5 mD (coluna "Baixo k_v ") e de 0 para 200 mD (coluna "Alto k_v ") (p.p.).	47
Tabela 4.3	Diferença de FRs do caso com $k_v/k_h = 0,01$ para o com $k_v/k_h = 0,5$ para todas as espessuras avaliadas (p.p.).	49
Tabela 4.4	Diferença de FRs dos casos com tempo de ciclo equivalente a $3,29 \times 10^{-3}$ volumes porosos para os casos com tempo de ciclo equivalentes a 120×10^{-3} volumes porosos, em cenários com e sem efeito da segregação gravitacional (p.p.).	50
Tabela 4.5	Diferença de FRs dos casos com razão WAG equivalente a 9 para os casos com razão WAG equivalente 0,11, em cenários com e sem efeito da segregação gravitacional (p.p.).	52
Tabela 4.6	Vazão de operação em condição de reservatório equivalente a quantidade de volumes porosos injetados em 50 anos para cada espessura.	53
Tabela 4.7	Diferença de FRs após a injeção de 1 volume poroso gerado pelo aumento da vazão, em cenários com e sem efeito da segregação gravitacional (p.p.).	53
Tabela 4.8	Termos e respectivos coeficientes para cálculo do FR após a injeção de 1 volume poroso em cenário típico do Pré-Sal.	59
Tabela 4.9	Resumo de quantidade de casos com desvio inferior a 5 p.p. e erros RMS por espessura e total entre FRs simulados e calculados pela superfície de resposta para os casos determinísticos.	60
Tabela 4.10	Diferenças em pontos percentuais entre o fator de recuperação simulado e calculado pela superfície de resposta gerada pelo CMOST para os casos determinísticos, quantidade de casos com desvios inferiores a 5 p.p. e erros RMS.	60
Tabela 4.11	Resumo de quantidade de casos com desvio inferior a 5 p.p. e erros RMS por espessura e total entre FRs simulados e calculados pela Equação 4-1 para os casos determinísticos.	63
Tabela 4.12	Diferenças em pontos percentuais entre o fator de recuperação simulado e calculado pela Equação 4-1 para os casos determinísticos, quantidade de casos com desvios inferiores a 5 p.p. e erros RMS.	64
Tabela 4.13	Resumo de quantidade de casos com desvio inferior a 5 p.p. e erros RMS por espessura e total entre FRs simulados e calculados pela Equação 4-2 para os casos determinísticos.	67
Tabela 4.14	Diferenças em pontos percentuais entre o fator de recuperação simulado e calculado pela Equação 4-2 para os casos determinísticos, quantidade de casos com desvios inferiores a 5 p.p. e erros RMS.	67

Tabela 4.15 Diferenças em pontos percentuais entre o fator de recuperação simulado e calculado pela Equação 4-3 para os casos determinísticos, quantidade de casos com desvios inferiores a 5 p.p. e erros RMS.	70
Tabela 4.16 Resumo de quantidade de casos com desvio inferior a 5 p.p. e erros RMS por espessura e total entre FRs simulados e calculados pela Equação 4-3 para os casos determinísticos.	71
Tabela A.1 Fatores de recuperação simulados para os casos determinísticos	82
Tabela A.2 Fatores de recuperação estimados para os casos determinísticos utilizando a superfície de resposta gerada via CMOST	83
Tabela A.3 Fatores de recuperação estimados para os casos determinísticos utilizando a superfície de resposta gerada em função do adimensional G	83
Tabela A.4 Fatores de recuperação estimados para os casos determinísticos utilizando a superfície de resposta gerada em função do adimensional VGR	84
Tabela A.5 Fatores de recuperação estimados para os casos determinísticos utilizando a superfície de resposta gerada em função do adimensional Ng	84

Lista de Abreviaturas

- a – Área transversal ao fluxo de segregação (plano horizontal)
 \bar{A} – Área da seção transversal ao fluxo
 $^{\circ}$ API – Unidade de medição utilizada para densidade de óleo
bpd – Unidade de medição de vazão (barris por dia)
D – Darcy (unidade de permeabilidade)
 E – Grau de Segregação Gravitacional (Spivak)
 f_g – Fração de injeção de gás
 f_w – Fração de injeção de água
 FR – Fator de Recuperação de óleo de um meio poroso
 $FR_{semGrav}$ – Fator de Recuperação de óleo de um caso sem o efeito de segregação gravitacional
 g – Aceleração da gravidade
 G – Número adimensional sugerido por Spivak para avaliar o efeito gravitacional
 $grid_h$ – *Grid* utilizado (associado a espessura porosa do caso)
 H – Espessura porosa
 k_h – Permeabilidade horizontal
 k_{rg} – Permeabilidade relativa do gás
 k_{ro} – Permeabilidade relativa do óleo
 k_{rw} – Permeabilidade relativa da água
 k_v – Permeabilidade vertical
 L – Distância entre poço injetor e poço produtor
mD – miliDarcy (unidade de permeabilidade)
 M – Razão de mobilidades
 M^o – Razão de mobilidades no ponto terminal
 $mult_kv$ – Razão k_v/k_h
 N_g – Número gravitacional de Shook
 N_{P_c} – Número capilar de Shook
 N – Número de inclinação de Shook
 q_T – Vazão de operação
RGO – Razão Gás-Óleo
 R_L – Razão de forma efetiva de Shook
 $R_{v/g}$ – Razão entre forças viscosas e gravitacionais de Tchelepi

WAG – *Water Alternating Gas*, método de recuperação suplementar com injeção alternada de água e gás

t_{ciclo} – Tempo de ciclo de injeção

Vp_{50a} – Volumes porosos injetados em 50 anos

VGR – Razão entre forças viscosas e gravitacionais proposta por Stone

S_g – Saturação do gás

S_o – Saturação de óleo

S_{or} – Saturação de óleo residual

S_w – Saturação de água

S_{wc} – Saturação de água conata

u_T – Velocidade de escoamento

α – Inclinação do meio poroso

$\Delta\rho$ – Diferença de massa específica

ϕ – Porosidade

λ_{ro}^o – Mobilidade relativa do óleo no ponto terminal

λ_{rw}^o – Mobilidade relativa da água no ponto terminal

μ_g – Viscosidade do gás

μ_o – Viscosidade do óleo

μ_w – Viscosidade da água

σ – Tensão interfacial óleo/água

1

Introdução

Na primeira década do século XXI, acumulações de petróleo foram descobertas na costa brasileira, na região hoje conhecida como Pré-Sal da Bacia de Santos.

As jazidas descobertas no chamado *polígono do Pré-Sal* são responsáveis por mais da metade da produção de óleo bruto em território nacional desde 2018 e estão localizadas em águas ultra-profundas a aproximadamente 300 km da costa brasileira. Essas jazidas possuem grandes volumes de óleo leve com elevado teor de gás associado e presença de contaminantes como o CO₂. [1]

Um dos grandes desafios no desenvolvimento da produção de campos de petróleo é a identificação da estratégia de produção mais adequada às suas características constitutivas, visando maximizar o resultado econômico do projeto. A utilização de métodos de recuperação suplementar é uma das formas adotadas para aumentar o volume de óleo recuperado de certa jazida.

Esses métodos consistem na injeção de fluidos para a reposição da energia consumida pelo reservatório para a produção de hidrocarbonetos e para auxiliar no seu deslocamento para os poços produtores. Exemplos de métodos de recuperação secundária são: injeção de água, injeção de gás (pobre ou enriquecido), injeção alternada de água e gás (*Water Alternating Gas injection* ou injeção WAG), injeção de solvente, injeção de vapor, injeção de polímeros, injeção de espumas, entre outros. De todos os métodos de recuperação secundária, a injeção de água é o mais comum. [2]

Compostas por reservatórios com boas condições permo-porosas, com fluido com elevada razão gás óleo e eventual presença de contaminantes, as jazidas do Pré-Sal se configuram como um cenário adequado para a aplicação do método de injeção WAG e diversos sistemas de produção instalados para operar nestes reservatórios foram projetados prevendo a aplicação deste método de recuperação.

A principal vantagem que se espera pela escolha da injeção WAG em comparação com a injeção apenas de água é a postergação da chegada de fluidos injetados aos poços produtores, pois a presença de mais de um fluido injetado em determinada região de um reservatório de petróleo faz com que todos tenham maior dificuldade para escoar. Tal efeito reduz as velocidades

dos fluidos injetados e favorece o acesso destes a regiões por onde ainda não haviam passado, causando um impacto positivo na recuperação de óleo.

No entanto, como as densidades dos fluidos presentes no reservatório são diferentes, haverá a tendência de ocorrer a segregação dos fluidos no meio poroso. Assim, o efeito de segregação gravitacional, ao promover um aumento da mobilidade dos fluidos injetados, tem o potencial de reduzir a recuperação de óleo esperada pela aplicação do método WAG.

No presente trabalho foi realizada uma investigação sobre o impacto que o fenômeno da segregação gravitacional pode ter no *Fator de Recuperação* (FR) ao ser adotada a estratégia de injeção WAG em um cenário de produção do Pré-Sal. Também buscou-se identificar variáveis com maior influência no FR, propor ações mitigadoras e apresentar uma forma de estimar o fator de recuperação a partir de características médias do sistema.

A influência da segregação gravitacional no fator de recuperação foi avaliada por análises dos resultados de simulações numéricas realizadas em modelos utilizando os *softwares* GEM e CMOST, ambos da suíte de aplicativos da CMG (*Computer Modeling Group*), e pela utilização de números adimensionais idealizados para avaliar esse fenômeno encontrados na literatura.

Nos modelos numéricos foram simulados casos com e sem o efeito da segregação gravitacional variando outros parâmetros, como permeabilidade ou espessura do reservatório, e seus fatores de recuperação foram comparados, indicando o impacto do efeito e as variáveis mais sensíveis. Ainda com os modelos numéricos foi feita uma análise de sensibilidade simulando diferentes casos variando o conjunto de parâmetros operacionais e de projeto escolhidos em cenário em que o efeito de segregação gravitacional estava presente e foi calculada uma função relacionando o fator de recuperação com as variáveis.

Para cada caso simulado, os números adimensionais identificados na literatura foram calculados e foram geradas funções relacionando o fator de recuperação a estes parâmetros adimensionais. As equações em função das variáveis do sistema e dos parâmetros adimensionais foram comparadas.

Os principais objetivos deste trabalho foram: (1) verificar o impacto que determinadas propriedades do reservatório e variáveis operacionais podem ter no fator de recuperação por conta da segregação gravitacional dos fluidos injetados, (2) identificar os números adimensionais mais adequados para avaliar o efeito da segregação no FR em caso de injeção WAG em cenário típico do Pré-Sal e (3) propor uma função que permita estimar o fator de recuperação de um reservatório no cenário proposto a partir de características médias do sistema.

Além da presente introdução, este trabalho é composto por outros 5

capítulos.

No capítulo 2 será apresentada a revisão bibliográfica feita para a elaboração do trabalho sobre: as principais características do Pré-Sal brasileiro, métodos de injeção secundária, aspectos da injeção WAG e modelos conceituais, analíticos e numéricos para avaliar a influência da segregação gravitacional no fluxo em meios porosos.

No capítulo 3 será descrita a metodologia utilizada para realizar a avaliação do impacto da segregação gravitacional na previsão de recuperação em um cenário de injeção WAG em reservatório com características típicas do Pré-Sal brasileiro.

No capítulo 4 serão apresentados os resultados das análises realizadas.

No Capítulo 5 é feita uma discussão sobre os resultados apresentados no Capítulo 4 e no Capítulo 6 são tratadas as principais conclusões do trabalho.

2

Revisão Bibliográfica

Neste capítulo serão apresentadas as informações buscadas na literatura para aprofundar o entendimento sobre o fenômeno da segregação gravitacional e para auxiliar na elaboração do modelo numérico e nas análises dos resultados no cenário do Pré-Sal brasileiro.

Para montar o modelo de simulação foram levantadas as principais características dos reservatórios do Pré-Sal brasileiro, como espessura, tipo de fluido encontrado e capacidades operacionais adotadas.

Por ser uma estratégia prevista em grande parte dos reservatórios do Pré-Sal da Bacia de Santos [3][4] e pelo maior risco de ocorrência do fenômeno de segregação gravitacional de fluidos associado, o método de recuperação por injeção alternada de água e gás, adotado como referência nas análises do presente estudo, será brevemente apresentado na sequência.

Ao fim do capítulo será tratado o fenômeno da segregação gravitacional em si, sendo apresentados modelos conceituais idealizados em outros trabalhos e alguns resultados de estudos realizados por outros autores em modelos analíticos e numéricos.

2.1

Características do Pré-Sal Brasileiro

O Pré-Sal Brasileiro compreende as formações geológicas localizadas em bacias sedimentares da costa litorânea brasileira geradas durante a divisão do supercontinente *Gondwana*, há cerca de 160 milhões de anos[1]. O termo *Pré-Sal* é utilizado pelo fato dessas rochas terem se formado antes das espessas rochas de sal que as cobrem, geradas por diversos ciclos de alagamento / redução do nível de água durante a separação dos continentes africano e sul-americano.

Em 2006 um teste de produção realizado no poço RJS-628, perfurado no que se tornaria o campo de Lula, confirmou a existência de óleo de 28° API em um reservatório do Pré-Sal. Nos anos subsequentes mais testes confirmaram a presença de óleo de qualidade semelhante em outros campos no Pré-Sal da Bacia de Santos.

Os reservatórios do Pré-Sal da Bacia de Santos estão localizados a aproximadamente 300 km de distância da costa brasileira e em profundidade superior a 5.000 m. Algumas características encontradas nos reservatórios do Pré-Sal são listadas a seguir[1][3][4]:

- Óleo com densidade entre 27° API e 33° API e RGO de 200 a 400 m³/m³.
- Presença de CO₂ no fluido original, chegando a 15% do gás.
- Reservatórios com espessura de até 500 metros.
- Rochas com porosidade entre 10% e 20% e com permeabilidade variando de 10 mD a 6 D.
- Desenvolvimento dos campos com poços predominantemente verticais ou desviados, com vazões de produção que chegam a valores da ordem de 40.000 bpd.

Abrangendo uma extensa região entre as bacias de Campos e de Santos, o *Polígono do Pré-Sal* comporta as principais jazidas de petróleo do país atualmente, responsáveis por mais de 70% da média diária de produção nacional de petróleo equivalente no final do ano de 2020[3]. Na Figura 2.1 são apresentados o *Polígono do Pré-Sal* e campos de petróleo localizados nessa região.

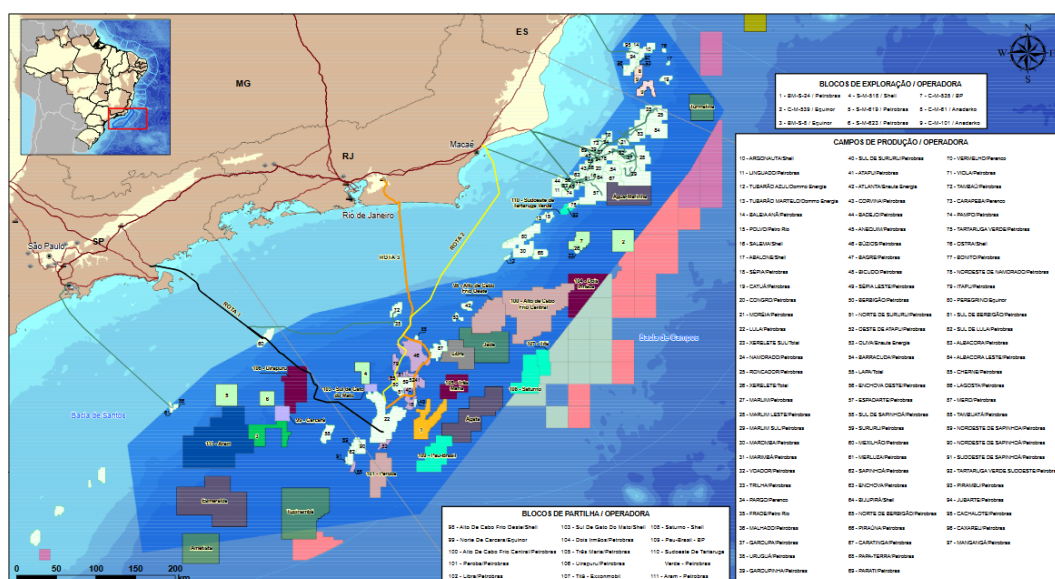


Figura 2.1: Recorte do *Mapa de Exploração e Produção de Petróleo e Gás – Bacia de Campos e de Santos (Polígono do Pré-Sal)*. Fonte: <http://www.anp.gov.br/dados-tecnicos/117-envio-de-dados-tecnicos-a-anp/5154-poligono-do-pre-sal>

Por conta da importância dos reservatórios do Pré-Sal para a produção de petróleo nacional atual e esperada para os próximos anos, esse foi o cenário escolhido como referência para o presente estudo. As características petrofísicas, de fluidos e operacionais apresentadas neste capítulo foram utilizadas como base para montar as análises que serão apresentadas nos próximos capítulos.

2.2

Recuperação Suplementar de Petróleo no Pré-Sal

Na indústria de produção de petróleo, os métodos de *recuperação suplementar de petróleo* (ou *Enhanced Oil Recovery, EOR*) são identificados como estratégias de produção para incrementar a produção de óleo de uma jazida em relação a que ocorreria apenas como fruto da energia originalmente presente nesta. Tais métodos envolvem uma complementação artificial da energia da jazida por meio da injeção de fluidos ou ainda pela redução das resistências viscosas e/ou capilares resultantes da interação rocha-fluido presente inicialmente no sistema.[2]

Os métodos de recuperação suplementar podem ser classificados em métodos convencionais (injeção de água e injeção de gás imiscível) e métodos especiais (miscíveis, térmicos, químicos ou outros), sendo a injeção de água o método de recuperação suplementar mais utilizado no mundo.[2]

No caso dos campos do Pré-Sal, a eventual presença de CO₂, a alta razão gás-óleo (RGO) no fluido do reservatório e o fato de se tratar de campos *offshore*, o que implica em limitações em termos de logística e planta de processamento combinada com grande disponibilidade de água do mar, são características muito favoráveis a aplicação de métodos de injeção contínua de água ou de gás ou ainda a sua combinação na injeção WAG, que tende a ser mais eficiente que os métodos de injeção contínua como será exposto mais adiante.[3]

2.2.1

Injeção WAG

A injeção alternada de água e gás é um método de recuperação suplementar bem conhecido na indústria de óleo e gás e tem como principal objetivo o controle de mobilidade dos fluidos injetados, retardando sua chegada nos poços produtores (*breakthrough*) e contribuindo para um aumento do fator de recuperação a depender das características da jazida.

Em 1957[8], Caudle *et al.* sugeriu a injeção simultânea de água e gás visando aumentar a eficiência de varrido em relação a injeção apenas de gás miscível como método de recuperação suplementar. Esse método é tido

como uma variação da injeção WAG, que consiste na realização de ciclos de injeção de cada fluido pelo mesmo poço, de tal modo que a água e o gás disputem as mesmas regiões do reservatório. O controle de mobilidade dos fluidos injetados na rocha é decorrente das variações de saturação geradas pelas ciclagens e promovem uma melhor distribuição dos fluidos injetados pelo meio poroso, elevando a eficiência de varrido. Nos casos de saturação residual de óleo deslocado por gás inferior à saturação residual de óleo deslocado por água, deve ser observado também um aumento na eficiência de deslocamento em relação ao cenário de injeção apenas de água. Na Figura 2.2 é exemplificado o comportamento esperado em injeção WAG miscível no plano vertical entre um par injetor-produtor. A figura foi adaptada de Pizarro *et al.*[3]

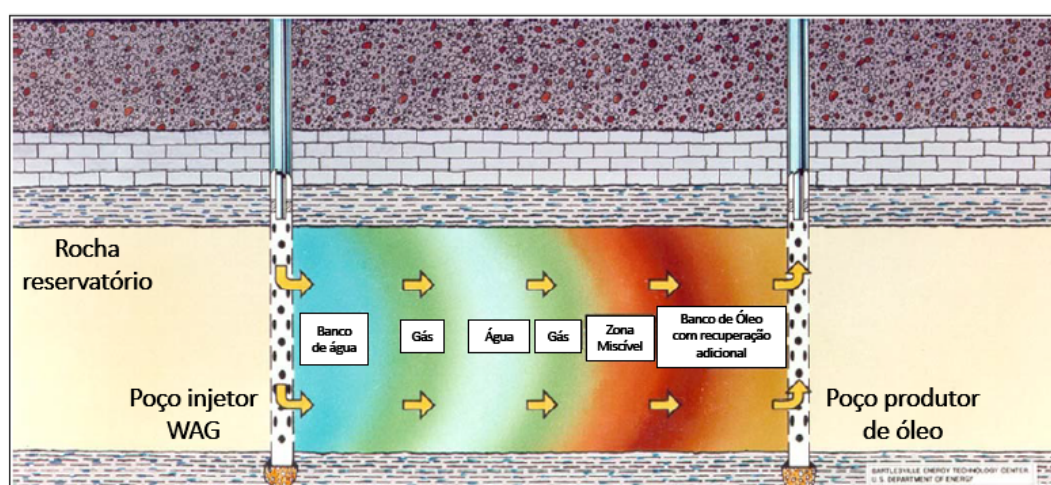


Figura 2.2: Comportamento dos fluidos no reservatório esperado em injeção WAG miscível, adaptados do artigo de Pizarro *et al.*

As principais variáveis que definem um projeto de injeção WAG estão associadas às características do gás que será injetado (CO_2 , gás de hidrocarboneto miscível, gás imiscível ou combinação de diferentes bancos de gás), os tempos de injeção de cada fluido e as vazões de injeção ou volume dos bancos. As condições de pressão e temperatura do reservatório também devem ser levadas em conta para avaliar a miscibilidade do gás injetado.

Christensen e colaboradores fizeram um levantamento sobre experiências operacionais em 59 campos com as mais variadas características e que operavam com injeção WAG em 1998[6]. Seu levantamento desencadeou uma discussão sobre a recuperação de óleo com foco na influência do tipo de rocha, na estratégia de injeção, na miscibilidade do gás e no espaçamento entre poços. Podem ser citados como pontos importantes do trabalho as seguintes observações:

- na maioria dos casos a adoção da estratégia foi bem sucedida, sendo atribuído ao método um incremento entre 5 e 10 pontos percentuais no fator de recuperação;
- em metade dos casos em que havia relato sobre o tamanho dos bancos de gás (15 de 30 casos), este ficou na faixa entre 0,1 a 3 volumes porosos (deve ser levado em conta que quase 90% dos campos avaliados eram *onshore*);
- na maioria dos casos a injeção WAG foi subsequente à injeção de água;
- formações carbonáticas apresentaram resultados melhores que arenitos;
- os problemas operacionais mais recorrentes nos relatos foram a chegada precoce de gás, a ocorrência de corrosão, principalmente quando da injeção de CO₂, e a perda de injetividade para a água, mas a maioria foi tratada de forma satisfatória.

Afzali e colaboradores apresentaram uma revisão geral sobre o método de injeção WAG em 2018[5]. Dentre as principais conclusões e observações dessa revisão, destacam-se: o uso recorrente de CO₂ para injeção WAG; a preferência pela operação com iguais volumes de água e gás (*WAG ratio* = 1) e independência da recuperação de óleo em relação a *WAG ratio* no caso de formações com molhabilidade mista; e, também, a chegada precoce de gás como um dos desafios mais comuns em operação com WAG.

Como pode ser observado, nos relatos de experiências operacionais a chegada precoce de gás é tida como um desafio associado à injeção WAG. Uma das possíveis causas para tal comportamento é o efeito da segregação gravitacional, que será abordado na próxima seção.

2.3

Segregação Gravitacional em Meio Poroso

A segregação gravitacional de fluidos imiscíveis é um fenômeno que ocorre quando fluidos de diferentes densidades disputam um mesmo espaço. Na medida em que outros fluidos como água ou gás passaram a ser utilizados para auxiliar na produção de petróleo, o entendimento sobre a segregação gravitacional dos fluidos no meio poroso se tornou mais importante.

Como mostrado nos estudos de Craig *et al.*[7] e Spivak[9], inicialmente o foco das análises era principalmente a segregação entre o fluido injetado (água ou gás) e o fluido a ser deslocado (óleo), que poderia levar a uma redução da eficiência de varrido na medida em que o fluido injetado tenderia a escoar pelo fundo (no caso da água) ou pelo topo (no caso de gás) do reservatório. Uma vez que esse efeito é uma função da diferença entre densidades, sua influência

pode ser especialmente importante na situação de injeção alternada de água e gás como método de recuperação suplementar.

Com o objetivo de aprimorar o entendimento sobre o efeito de segregação gravitacional nos casos de injeção WAG e verificar seus impactos na recuperação, foram buscadas na literatura análises que indicassem formas de estimar o impacto deste efeito no fator de recuperação ou que abordassem o fenômeno especificamente em casos de injeção WAG.

2.3.1

Avaliação da Segregação Gravitacional por Modelos Analíticos

Para avaliar a severidade do efeito de segregação gravitacional, diversas estratégias são encontradas na literatura: proposição de modelos analíticos como função das características do sistema[9][10][11], realização de simulações numéricas comparando diferentes estratégias de injeção[13][14][15][16] e análises experimentais[17][18] são alguns exemplos. Para o presente trabalho, foram tratados com um pouco mais de detalhe os dois primeiros grupos.

O trabalho mais antigo tomado como referência para o presente estudo e que indica uma forma de estimar a severidade do efeito da segregação gravitacional em escoamento em meio poroso foi a investigação publicada em 1974[9] por Spivak.

Em sua análise sobre o efeito da segregação no cenário de injeção de água ou gás para deslocar óleo, o autor definiu o "grau de segregação" (E) como um parâmetro calculado a partir do fator de recuperação até o *breakthrough*, observado em simulações numéricas de cenários com e sem o efeito de segregação gravitacional, e propôs uma correlação entre E , uma função de características do sistema (que chamou de G) e a razão de mobilidades. A Figura 2.3 ilustra as equações e o gráfico para estimativa do FR propostos.

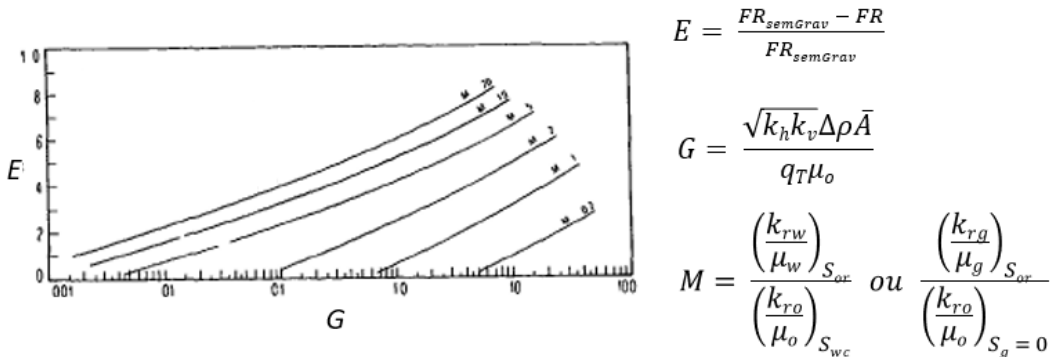


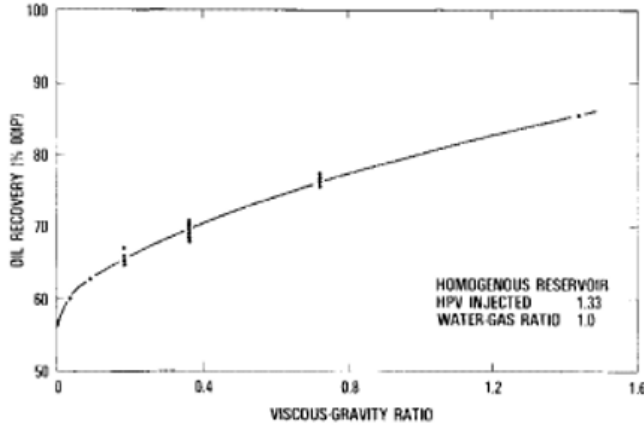
Figura 2.3: Gráfico e equações para estimativa de impacto da segregação gravitacional no fator de recuperação na chegada do fluido injetado proposto por Spivak.[9]

Nas equações, $FR_{semGrav}$ representa o fator de recuperação caso não houvesse o efeito gravitacional, $\Delta\rho$ é a diferença de massa específica entre o fluido injetado e o óleo, \bar{A} é a área da seção transversal ao fluxo e M é a razão de mobilidades no ponto terminal de acordo com o fluido injetado. Os resultados apresentados por Spivak no gráfico acima indicam que o aumento de permeabilidade do meio, da diferença entre as densidades dos fluidos, da área aberta ao fluxo ou da razão de mobilidades tornam mais crítica a redução no fator de recuperação por conta do efeito da segregação gravitacional. A diferença entre o fator de recuperação de um caso sem o efeito da segregação gravitacional e o mesmo caso com este efeito é reduzida com o aumento da vazão de escoamento ou da viscosidade do óleo.

Em 1982, Stone publicou um estudo em que tratava especificamente da segregação gravitacional entre os fluidos injetados no caso de adoção da estratégia de injeção simultânea de água e gás[10]. Stone analisou casos onde variou propriedades de reservatório e condições operacionais e calculou o valor de três números adimensionais: a razão entre forças viscosas e gravitacionais (*Viscous Gravity Ratio*, ou *VGR*), a razão entre as vazões de injeção de gás e água (*WAG Ratio*) e a razão entre a distância entre poços e a espessura porosa. Em seguida, comparou os resultados desses números adimensionais com os FRs calculados por um método analítico que se baseava na região do reservatório que seria varrida por gás ou não e na S_{or} de cada região. O autor concluiu que o *VGR* era o parâmetro que tinha uma relação mais perceptível com o fator de recuperação. Jenkins[11], que complementou a análise de Stone em 1984, chamou a atenção para a importância do *WAG Ratio* e ressaltou que o efeito desse parâmetro é mais evidente em casos com baixo *VGR*. O parâmetro *VGR* utilizado por Stone é apresentado Figura 2.4.

Na equação apresentada na Figura 2.4, q_T é a vazão total, a é a área transversal ao fluxo de segregação (área no plano horizontal) e $\frac{k_{rw}}{\mu_w}$ e $\frac{k_{rg}}{\mu_g}$ são as mobilidades da água e do gás na região em que os dois fluidos são móveis, ou seja, onde há segregação. Pelo gráfico, Stone mostra a correlação entre o fator de recuperação em regime permanente e o *VGR* proposto, que aponta para o aumento do fator de recuperação com o aumento da vazão de escoamento ou com a redução da diferença de densidades entre os fluidos injetados, da permeabilidade vertical, das mobilidades dos fluidos injetados ou da área no plano horizontal varrida pela injeção.

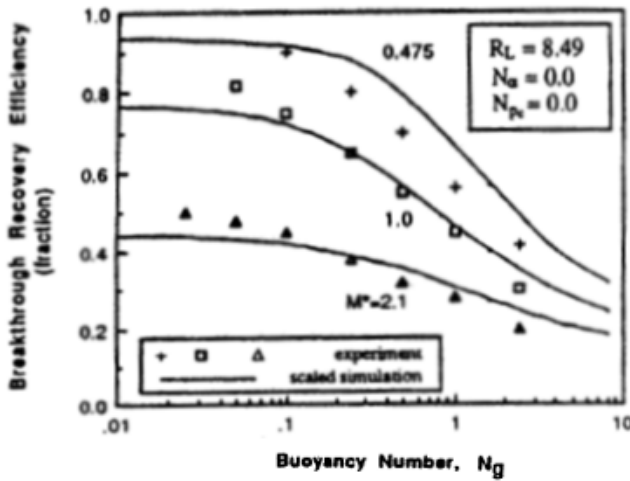
Outro estudo que trouxe um método analítico para avaliar o efeito gravitacional foi o apresentado por Shook *et al.* em 1992[12]. No trabalho, os autores propuseram um método para descrever o fenômeno de deslocamento imiscível de óleo por água em meio poroso por meio de cinco parâmetros



$$VGR = \frac{q_T}{\Delta\rho k_v a \left(\frac{k_{rw}}{\mu_w} + \frac{k_{rg}}{\mu_g} \right)}$$

Figura 2.4: Gráfico e equação para estimativa de impacto do fator de recuperação na chegada do fluido injetado como função do parâmetro VGR , proposto por Stone.[10]

adimensionais, buscando realizar estimativas da recuperação obtida até o *breakthrough* com a variação desses parâmetros. Os parâmetros propostos por Shook e um gráfico com o comportamento do FR em função do *Buoyancy Number*, N_g , associado à segregação gravitacional, é apresentado na Figura 2.5.



$$R_L = \frac{L}{H} \sqrt{\frac{k_v}{k_h}}$$

$$N_\alpha = \frac{L}{H} \tan(\alpha)$$

$$M^o = \frac{\lambda_{rw}^o}{\lambda_{ro}^o}$$

$$N_g = \frac{k_h \lambda_{ro}^o \Delta \rho g \cos(\alpha) H}{u_T L}$$

$$N_{P_c} = \frac{\lambda_{ro}^o \sigma}{L u_T} \sqrt{\phi k h}$$

Figura 2.5: Parâmetros adimensionais propostos por Shook para caracterizar deslocamento de óleo por água em meio poroso e gráfico com comportamento do fator de recuperação em função do parâmetro N_g , adaptados do artigo de Shook *et al.*[12]

Onde λ_{rw}^o e λ_{ro}^o são as mobilidades terminais da água e do óleo respectivamente, g é a aceleração da gravidade, α é o ângulo de inclinação do meio poroso, u_T é a velocidade total do escoamento, σ é a tensão interfacial entre

água e óleo, ϕ é a porosidade do meio, H é a espessura do meio poroso e L é a distância entre os poços injetor e produtor em um modelo bidimensional. No gráfico é possível observar a redução do fator de recuperação no *breakthrough* associada ao aumento da permeabilidade vertical, da mobilidade do óleo, da diferença de densidades ou da espessura porosa. Maiores velocidades de escoamento ou menores distâncias entre poços (injetor - produtor) causaram um impacto positivo no fator de recuperação e a redução da razão de mobilidades no ponto terminal elevou os valores de FR ao mesmo tempo que amplificou a resposta de FR em relação ao número adimensional N_g .

Além dos modelos analíticos, como os citados acima, outra forma de avaliar a segregação gravitacional de fluidos no escoamento em meio poroso encontrada na literatura são as análises numéricas. Algumas destas análises são apresentadas na próxima seção.

2.3.2

Avaliação da Segregação Gravitacional por Modelos Numéricos

Como dito anteriormente, na literatura também podem ser encontrados diversos estudos em que o impacto da segregação gravitacional na recuperação foi avaliado por modelos numéricos. Nesta seção serão apresentadas algumas análises desse tipo que foram tomadas como referência para o presente estudo.

No trabalho de Spivak[9], citado anteriormente, foram utilizados modelos numéricos para estimar o fator de recuperação e auxiliar na avaliação do impacto da segregação gravitacional nesses casos e esses resultados foram posteriormente comparados com a estimativa feita pelo número adimensional proposto pelo autor. Foram feitas comparações de FR de casos com segregação gravitacional em modelos 2D (fluxo no plano vertical entre os poços injetor e produtor) com a solução de *Buckley-Leverett* de modelos 1D e casos 3D com casos 2D areais. Para os casos sem segregação gravitacional esse efeito era suprimido ao considerar que a espessura total do modelo teria apenas 1 célula, o que deixava os casos com uma dimensão a menos. Suas análises sobre a segregação foram em casos com deslocamento horizontal, bifásico, imiscível e incompressível de óleo por água ou gás, não tendo avaliado a questão na injeção WAG. O autor chamou a atenção para o aumento da influência das forças gravitacionais com o aumento da permeabilidade horizontal e vertical, da diferença de densidade dos fluidos envolvidos, da razão de mobilidades e com a redução do nível de viscosidade mantida a razão de viscosidades ou da velocidade de escoamento da injeção. O parâmetro adimensional G proposto pelo autor e o método para estimar o impacto da segregação gravitacional no FR citados anteriormente levaram em consideração essas observações.

Em um estudo sobre a interação entre os fenômenos de segregação gravitacional, heterogeneidade do meio e canalização viscosa em casos de deslocamento de óleo por gás miscível publicado em 1993, Tchelepi e Orr[13] indicaram que representações em planos verticais (modelos 2D) não são adequados para prever o comportamento da frente de gás caso o escoamento ocorra numa zona de transição entre fluxo dominado pela viscosidade ou dominado pela gravidade. Para avaliar se o fluxo era dominado pelas forças viscosas ou gravitacionais, os autores utilizaram o parâmetro adimensional $R_{v/g}$. A Figura 2.6 apresenta um exemplo de previsão das frentes de canalização de gás em modelo 2D variando com o parâmetro adimensional, um gráfico de produção acumulada no *breakthrough* em função deste mesmo parâmetro e sua definição.

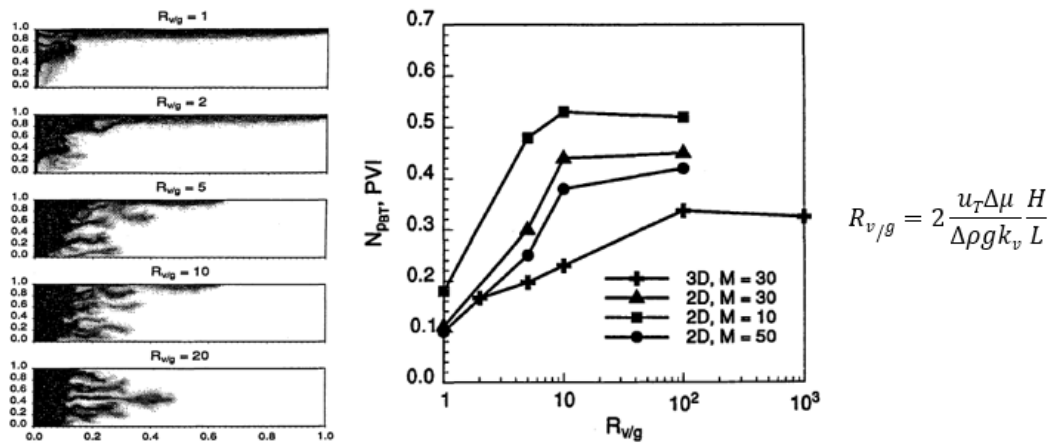


Figura 2.6: Exemplo de comportamento da frente de gás para diferentes valores de $R_{v/g}$ em modelo 2D (a esquerda), previsões de produção de óleo acumulada no *breakthrough* em termos de volumes porosos injetados (N_{pBT}, PVI) em função do $R_{v/g}$ (centro) e parâmetro adimensional $R_{v/g}$, adaptados do artigo de Tchelepi *et al.*[13]

Na Figura 2.6, u_T é a velocidade média de escoamento, g é a aceleração da gravidade e as demais variáveis já foram descritas anteriormente. Os autores identificaram $R_{v/g}$ igual a 1 como limite inferior a partir do qual o fluxo deixaria de ser dominado pelas forças gravitacionais e entraria na faixa em que as estimativas feitas em modelos 2D não seriam adequadas e o gráfico da Figura 2.6 indica que a região com influências equivalentes entre forças viscosas e gravitacionais no fluxo foi observada até $R_{v/g}$ igual a 100 em modelo 3D.

Outro estudo sobre o fenômeno que utilizou a simulação numérica foi o publicado por Rossen *et al.* em 2006[14]. Os autores aplicaram o modelo conceitual desenvolvido por Stone[10] e Jenkins[11], elaborado para estimar a distância até a completa segregação dos fluidos e o FR em condição de

regime permanente para injeção simultânea de água e gás (co-injeção WAG) em toda a espessura porosa ou apenas na base do reservatório, e verificaram a aplicabilidade do método em co-injeção WAG e co-injeção de água acima de gás. Os autores calcularam pelo método analítico a distância para a total segregação dos diferentes casos e posteriormente compararam com o resultado de simulações numéricas, para validação. As simulações numéricas foram realizadas em um modelo na forma de uma seção cilíndrica de 45° , sem inclinação e homogêneo. Foram simuladas as diferentes estratégias de injeção citadas e avaliadas as distâncias de segregação pelo perfil de saturação de água do modelo no regime permanente. Os perfis de saturação de água em simulações com co-injeção WAG em toda a espessura, em apenas parte da espessura porosa e na injeção de água sobre gás são apresentados na Figura 2.7.

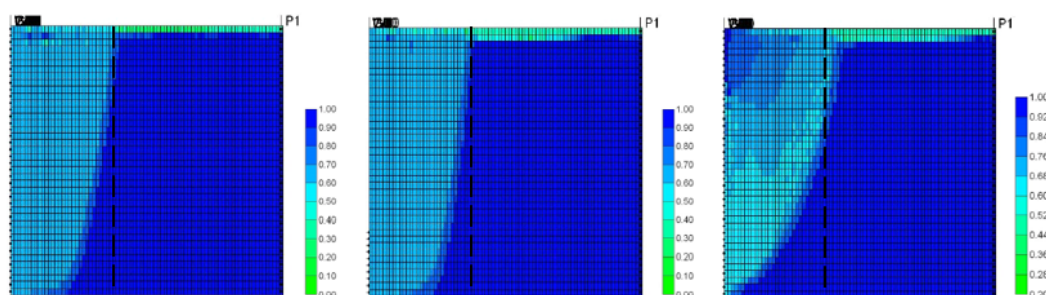


Figura 2.7: Perfis de saturação de água em casos com co-injeção WAG em toda a espessura (a esquerda), com co-injeção WAG apenas nos últimos 5 metros (centro) e com injeção de água acima de gás em toda a espessura (a direita) adaptados do artigo de Rossen *et al.*[14]. A linha tracejada foi colocada para auxiliar na comparação da região varrida por gás nas diferentes estratégias.

Nos perfis de saturação de água da Figura 2.7 é possível observar que não houve diferença perceptível entre o caso com co-injeção em toda a espessura porosa e o caso com co-injeção apenas nos últimos 5 metros de reservatórios, desde que mantida a vazão de injeção, e que na injeção simultânea de água sobre gás foi possível varrer uma região um pouco maior até a completa segregação. As principais conclusões foram que o método desenvolvido por Stone se mostrou adequado para prever a distância até a completa segregação em todos os casos analisados, que a injeção em apenas parte da espessura não amplia a região varrida por gás (que ajudaria a aumentar o FR) e que essa região pode ser ampliada pelo aumento da vazão de injeção, que pode ser alcançada com o aumento da mobilidade dos injetados adotando a estratégia de injeção de água sobre gás, por exemplo.

Em 2009, Faisal *et al.* publicaram um estudo sobre a segregação gravitacional e a injetividade em esquemas de injeção WAG, co-injeção WAG e co-injeção de água acima de gás, com e sem espuma, utilizando a simulação numérica[15] e o modelo de Stone[10] e Jenkins[11] como referência. Na análise foi considerado um modelo com geometria cilíndrica em um setor de 15° , com meio poroso horizontal, homogêneo e anisotrópico apenas na direção vertical e com 20 metros de espessura. Um dos objetivos do estudo foi comparar a eficácia dos diferentes métodos em um cenário com limitação na pressão de injeção. Pressão e *WAG Ratio* equivalentes entre os diferentes casos foram ajustados pelo tempo de injeção de cada fluido no caso WAG. As principais conclusões do estudo foram que as estimativas feitas pelo modelo analítico de Stone são aplicáveis a processos em que os ciclos de injeção são suficientemente pequenos tal que os fluidos injetados se misturam longe do poço e que mesmo para bancos de água (ou surfactante) e gás muito pequenos foram observados ganhos de injetividade em comparação com a co-injeção (sendo este ganho maior no caso de uso de espuma), o que evidencia uma vantagem da injeção alternada em relação a estratégia de injeção simultânea de água e gás nos casos estudados. Na Figura 2.8 estão ilustrados os perfis de saturação de água ao mudar a estratégia de co-injeção até a injeção WAG com ciclos longos.

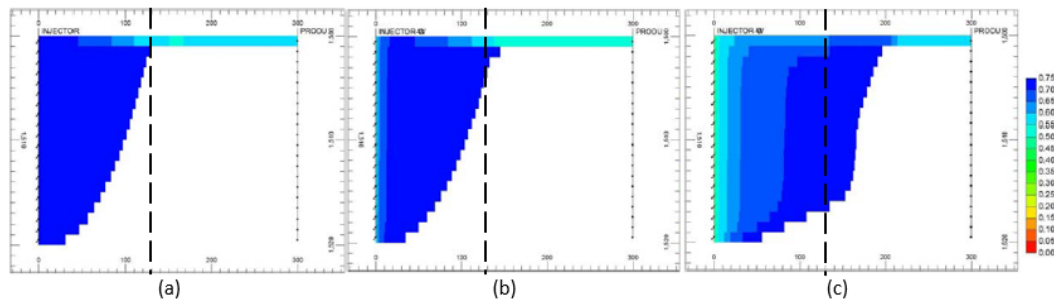


Figura 2.8: Perfis de saturação de água em: (a) co-injeção WAG em toda a espessura; (b) injeção WAG com ciclos de injeção equivalentes a 0,001 volumes porosos; (c) injeção WAG com ciclos equivalentes a 0,034 volumes porosos, adaptados do artigo de Faisal *et al.*[15]

Os modelos analíticos e numéricos apresentados nesse capítulo indicaram formas de estimar o impacto da segregação gravitacional em diversos cenários de injeção WAG, estratégias para mitigar este efeito e os principais desafios associados ao fenômeno. Com base nessas informações e nas características típicas dos reservatórios do Pré-Sal citados no início do capítulo, foram montados os casos de simulação para avaliação do fenômeno no cenário do Pré-Sal, tratados nos próximos capítulos.

3 Metodologia

O presente trabalho consiste em um estudo de simulação numérica de escoamento em meio poroso em que resultados de fator de recuperação simulados em diversos cenários variando propriedades do reservatório e parâmetros operacionais foram comparados com estimativas realizadas utilizando números adimensionais propostos na literatura.

O fluxo de atividades para a realização do trabalho é apresentado na Figura 3.1.

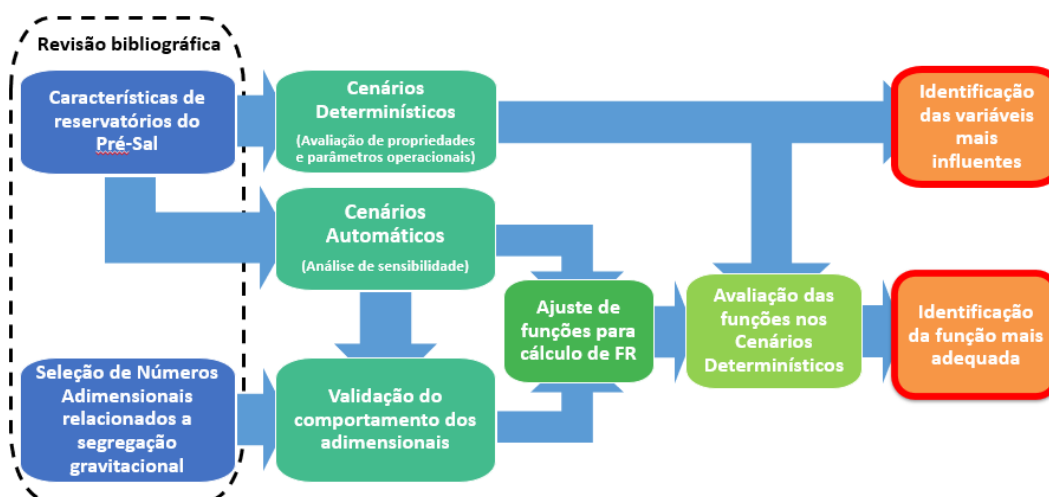


Figura 3.1: Fluxograma das atividades realizadas para o estudo.

Na literatura foram buscados trabalhos com características típicas de campos do Pré-Sal brasileiro, bem como estudos que indicassem formas analíticas de avaliar a severidade do fenômeno de segregação gravitacional no fator de recuperação.

Definido o cenário de produção que seria estudado, foi montado um modelo homogêneo para simulação de fluxo em meio poroso com um setor de 1/4 de uma malha *five spot* com um par de poços injetor-produtor, conforme mostrado na Figura 3.2. Pelas características de óleo leve e com alta RGO atribuídas ao cenário do Pré-Sal, o modelo de simulação foi implementado utilizando o simulador composicional GEM, da *Computer Modeling Group* (ou CMG).

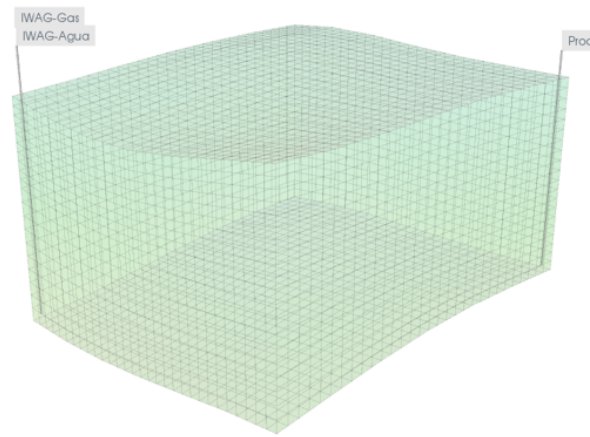


Figura 3.2: Exemplo de modelo montado para o estudo.

Posteriormente foram definidos quais parâmetros seriam avaliados individualmente, foi montado um modelo com um caso base para esses parâmetros e a avaliação de cada um deles foi feita pela comparação de FR entre casos onde a variável avaliada era estabelecida em seu valor máximo e em seu valor mínimo, de acordo com a faixa indicada na literatura. Os demais parâmetros eram mantidos em seus casos base. O conjunto de casos gerados desta forma foi denominado *Cenários Determinísticos*, por terem sido modelados e simulados individualmente. Tais cenários foram utilizados para avaliar a influência das diferentes variáveis do problema em cenários com e sem o efeito da segregação gravitacional, identificando as mais importantes e o grau de influência de cada uma delas. Ressalta-se que a supressão do efeito da segregação gravitacional foi ocorreu por meio da anulação da permeabilidade vertical de todos os blocos do modelo.

Na literatura também foram buscados os números adimensionais que seriam utilizados para caracterizar o fenômeno. Em conjunto com as variáveis de projeto e de operação definidas com suas respectivas faixas, foi feita uma análise de sensibilidade utilizando o *software* CMOST, também da CMG, onde centenas de cenários foram gerados e simulados, além de ter sido feito o registro dos fatores de recuperação e do valor dos números adimensionais de cada caso. O conjunto de casos gerados via CMOST foi denominado *Cenários Automáticos*, pelos casos terem sido gerados automaticamente com combinações dos parâmetros que foram avaliados.

Após as simulações dos casos com o efeito da segregação gravitacional no CMOST, uma equação para estimar o fator de recuperação nesse cenário em função de propriedades do reservatório e de variáveis operacionais foi proposta.

Utilizando os resultados de FR dos *Cenários Automáticos*, os valores dos adimensionais para cada caso e o *software* MATLAB, da *MathWorks*, foram propostas outras equações para estimar o FR, agora em função dos números adimensionais.

Ao fim, o valor de FR foi calculado por todas as equações propostas e os desvios em relação ao FR simulado foram utilizados para identificar a equação mais adequada para a estimativa de FR no cenário do Pré-Sal.

3.1

Modelo para Simulação Numérica

O modelo elaborado para o presente estudo é composto por um grid 30 x 30 no plano horizontal e com 5, 10, 20 ou 40 células na direção vertical, para avaliar cenários com diferentes espessuras. Cada célula do modelo simula um bloco com dimensões de 40 x 40 metros na horizontal e espessura média de 12 metros, um poço injetor WAG foi posicionado em uma extremidade do modelo e o produtor na extremidade oposta para representar uma malha de 1/4 de *five spot*, conforme mostrado na Figura 3.3.

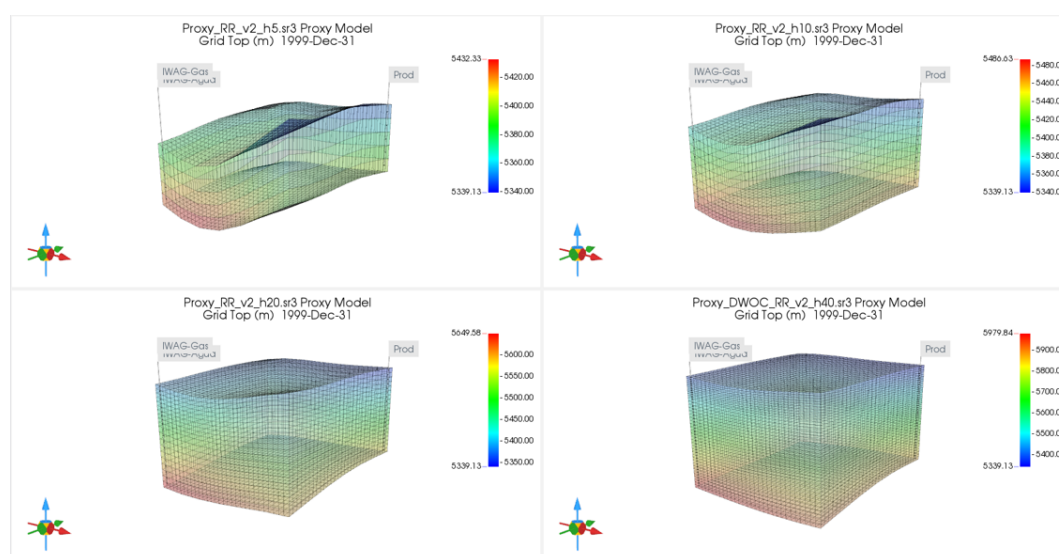


Figura 3.3: Grids utilizados para simulação.

Levando em consideração o cenário do Pré-Sal descrito na revisão bibliográfica e os números adimensionais que seriam utilizados para avaliar a segregação gravitacional, algumas características foram consideradas constantes para a construção dos modelos de simulação, enquanto outras ficaram como variáveis. Abaixo segue uma breve relação dessas características.

Características constantes entre os modelos e seus valores:

- Porosidade de 20%;

- Fluido original com 27° API e RGO de 200 m³/m³;
- Teor de CO₂ de 10% no fluido original;
- Fluido injetado com 50% de teor de CO₂, para garantir a miscibilidade com o fluido original a primeiro contato;

Características variáveis entre os modelos e suas faixas:

- Permeabilidade horizontal entre 50 mD e 2.000 mD;
- Permeabilidade vertical variando entre 0,5 mD e 1.000 mD;
- Espessura porosa variando de 60 a 575 metros;
- Vazão de produção variando de 1.000 bpd a 70.000 bpd;

As curvas de permeabilidade relativa utilizadas no modelo, apresentadas na Figura 3.4, foram arbitradas de forma que a permeabilidade relativa da água tivesse um comportamento linear com a saturação de água, enquanto o óleo e o gás apresentavam comportamentos mais próximos do exponencial, com ganhos de permeabilidade relativa pequenos para baixa saturação desses fluidos e ganhos elevados para altas saturações. Também foi arbitrado o valor de 30% para a saturação de óleo residual (quando deslocado por água) e para a saturação de água irreduzível. O ponto 100% de saturação de água foi adicionado para representar a situação em que todo o óleo teria sido deslocado pelo gás.

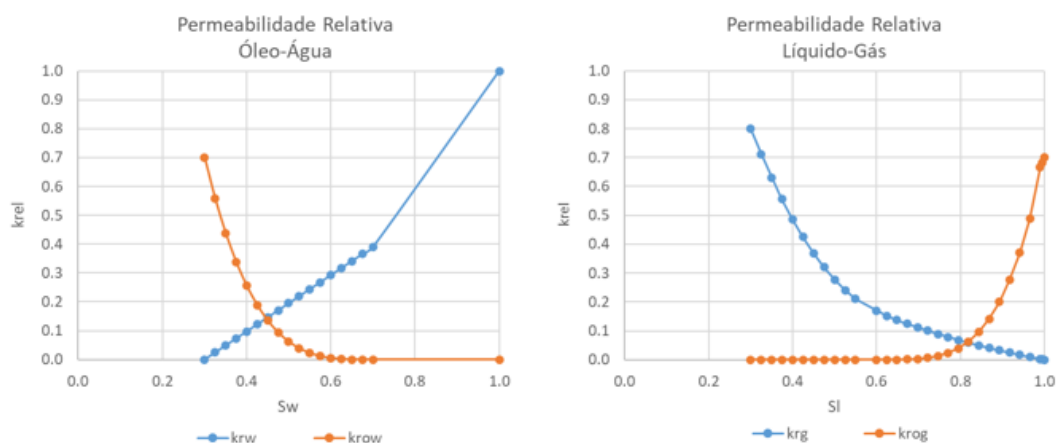


Figura 3.4: Curvas de permeabilidade relativa adotadas para simulação.

Além dos parâmetros variáveis citados acima, foram avaliadas outras duas variáveis de operação: o tempo necessário para completar um ciclo de injeção WAG, que poderia variar entre 60 e 2.190 dias, e a fração do tempo injetando gás (equivalente a razão WAG ou *WAG Ratio*), que estaria entre 10%

e 90% de um ciclo completo de injeção. Assim, a análise tratou basicamente de 4 propriedades do reservatório (permeabilidade horizontal, permeabilidade vertical, razão k_v/k_h e espessura porosa), que dependem exclusivamente das características da jazida, e 3 variáveis operacionais (vazão de operação, razão WAG e tempo de ciclo), que são parâmetros em que há poder de atuação durante a vida produtiva do campo. Definidos os valores que seriam adotados para cada variável em determinado caso, este era mantido fixo até o final da simulação.

Foram utilizados controles no modelo com o objetivo de manter a pressão média do reservatório próxima do valor original ao longo de todo o tempo de simulação, com vazões de injeção próximas a de produção em condição de reservatório. Em todos os casos, foi considerado que os poços estariam abertos ao fluxo em toda a espessura porosa e o fator de recuperação foi avaliado ao fim da injeção de 1 volume poroso (equivalente a 50 anos de operação na maior parte dos casos).

3.2

Seleção dos Números Adimensionais

A utilização de números adimensionais é uma forma que permite estimar a influência de determinado fenômeno minimizando o número de casos analisados. É possível encontrar na literatura diversas propostas para avaliar a relação entre forças viscosas e forças gravitacionais que atuam nos fluidos submetidos ao escoamento em meio poroso. Shook *et al.*[12] listaram diversos *Números Gravitacionais* propostos por outros autores e propuseram a sua própria relação por meio de uma *análise inspeccional* sobre fluxo bifásico imiscível em meio poroso.

As relações citadas no trabalho de Shook indicam uma razão entre a vazão ou velocidade de escoamento de Darcy, representando a componente das forças viscosas, e uma componente que representa as forças gravitacionais associada a permeabilidade no meio, a densidade dos fluidos envolvidos e a mobilidade relativa destes.

A definição de quais *Números Gravitacionais* seriam utilizados para estimar o FR no cenário proposto, levou em consideração relações que apresentavam formas distintas de representar a razão entre as forças viscosas e gravitacionais. Assim, foram selecionados os números apresentados por Spivak[9], por Stone[10] e por Shook, respectivamente indicadas nas Equações 3-1, 3-2 e 3-3 a seguir.

$$G = \frac{\sqrt{k_v k_h} \Delta \rho \bar{A}}{\mu_o q_T}, \quad (3-1)$$

onde k_v e k_h são respectivamente as permeabilidades vertical e horizontal do meio homogêneo, $\Delta\rho$ é o módulo da diferença de massa específica dos fluidos imiscíveis presentes no meio poroso \bar{A} é a área da seção transversal ao fluxo, μ_o é a viscosidade do óleo deslocado e q_T é a vazão total de escoamento no meio.

$$VGR = \frac{q_T}{\Delta\rho k_v a \left(\frac{k_{rw}}{\mu_w} + \frac{k_{rg}}{\mu_g} \right)}, \quad (3-2)$$

em que a é a projeção horizontal da área necessária para a completa segregação e $\frac{k_{rw}}{\mu_w}$ e $\frac{k_{rg}}{\mu_g}$ são as mobilidades relativas respectivamente da água e do gás na região com fluxo de ambos os fluidos injetados no meio.

$$N_g = \frac{k_h \lambda_{ro}^o \Delta\rho g \cos \alpha}{u_T} \frac{H}{L}, \quad (3-3)$$

onde λ_{ro}^o é a mobilidade relativa do óleo no ponto terminal, g é a aceleração da gravidade, α indica o grau de inclinação do meio entre os poços considerados e H e L representam respectivamente a espessura do meio e a distância entre os poços avaliados.

Com foco no impacto que a segregação gravitacional poderia causar em deslocamento imiscível, a análise de Spivak foi feita em modelos com 2 e 3 dimensões, em um cenário de deslocamento bifásico horizontal de óleo por água ou por gás imiscível e incompressível. O impacto no fator de recuperação no momento do *breakthrough* ocasionado pelo fenômeno é apresentado na Figura 2.3.

No estudo feito por Stone, a segregação entre água e gás foi avaliada em modelos bidimensionais na forma de um plano vertical entre os poços injetor e produtor, com co-injeção de água e de gás miscível a primeiro contato e FR verificado no momento em que o escoamento em meio poroso já estava ocorrendo em regime permanente, ou seja, a partir do momento em que não ocorriam mais alterações das saturações dos fluidos no meio poroso, com óleo apenas na saturação residual em todo o meio. A estimativa do FR em relação ao VGR de Stone foi proposta por meio do gráfico da Figura 2.4 e indica um aumento do FR com o aumento do VGR para determinada quantidade de volumes porosos injetados.

O cenário adotado por Shook *et al.* em seu trabalho foi o de escoamento bifásico imiscível, com deslocamento de óleo por água em um meio com geometria bidimensional na forma de um plano vertical entre os poços injetor e produtor. Apesar do objetivo do trabalho ser a identificação de uma quantidade mínima de números adimensionais necessários para descrever esse tipo de

escoamento, algumas estimativas de impacto no FR dos diferentes números propostos foram apresentados, como o gráfico da Figura 2.5, por exemplo.

Em todas as análises citadas acima foram considerados reservatórios homogêneos e anisotrópicos na região entre um par de poços injetor-produtor, ambos abertos ao fluxo em toda a espessura porosa.

Como outras propostas analíticas para avaliar a relação entre forças viscosas e gravitacionais indicavam números com pequenas variações em relação aos apresentados acima, foi tomada a decisão de seguir o trabalho utilizando apenas esses 3 números adimensionais.

3.2.1

Cálculo dos Números Adimensionais

Para o cálculo dos números adimensionais, os autores adotaram algumas simplificações que precisaram ser adaptadas para o presente trabalho. Nos modelos adotados pelos autores dos números adimensionais e nos modelos montados no presente estudo foram considerados modelos homogêneos, com ângulo de inclinação desprezível, pressão no reservatório constante e vazões de produção e injeção iguais em condições de reservatório.

A diferença de massa específica entre os fluidos que segregariam no meio poroso é necessária para calcular os três números adimensionais avaliados e a viscosidade do óleo e do gás também são utilizados. Apesar dos casos de estudo terem sido montados com gás miscível no óleo, para manter a aderência com o cenário do Pré-Sal, foram adotados valores fixos de massa específica e viscosidade para o óleo, gás e água, sendo 1000 kg/m³ e 0,5 cP os valores adotados para a água. Como o efeito da segregação é amplificado com o aumento da diferença de densidades e o efeito da miscibilidade gradualmente reduz a diferença de características entre óleo e gás, foram tomados como referência os valores originais de massa específica e viscosidade para ambos os fluidos. Observando que a variação ao longo de toda a espessura dos modelos era desprezível, para o óleo foram considerados os valores de 733 kg/m³ de massa específica e 1,03 cP, observados nas células do topo do reservatório antes da abertura dos poços nas simulações, como ilustrado na Figura 3.5.

No caso do gás, viscosidade e massa específica foram avaliadas em células próximas ao poço injetor e do topo do reservatório no final da simulação, para possibilitar uma leitura que minimizasse a influência da miscibilidade com o óleo. Os valores adotados foram 580 kg/m³ de massa específica e 0,07 cP de viscosidade, conforme apresentado na Figura 3.6.

Tratando especificamente do G de Spivak, o parâmetro \bar{A} , indicado no artigo como a média da área perpendicular ao fluxo, foi calculado como a área

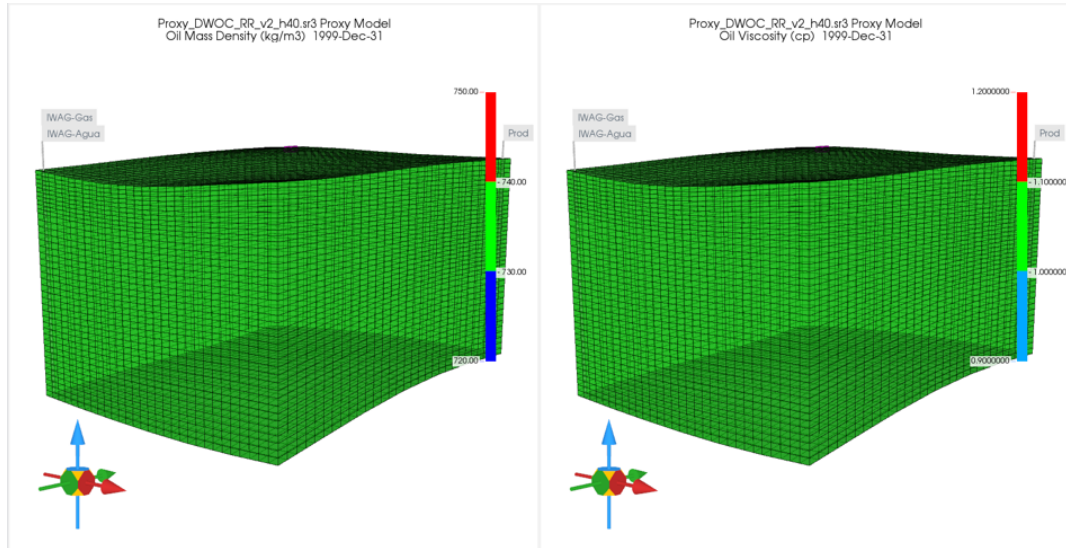


Figura 3.5: Exemplo de massa específica e viscosidade do óleo antes da abertura dos poços no modelo de maior espessura.

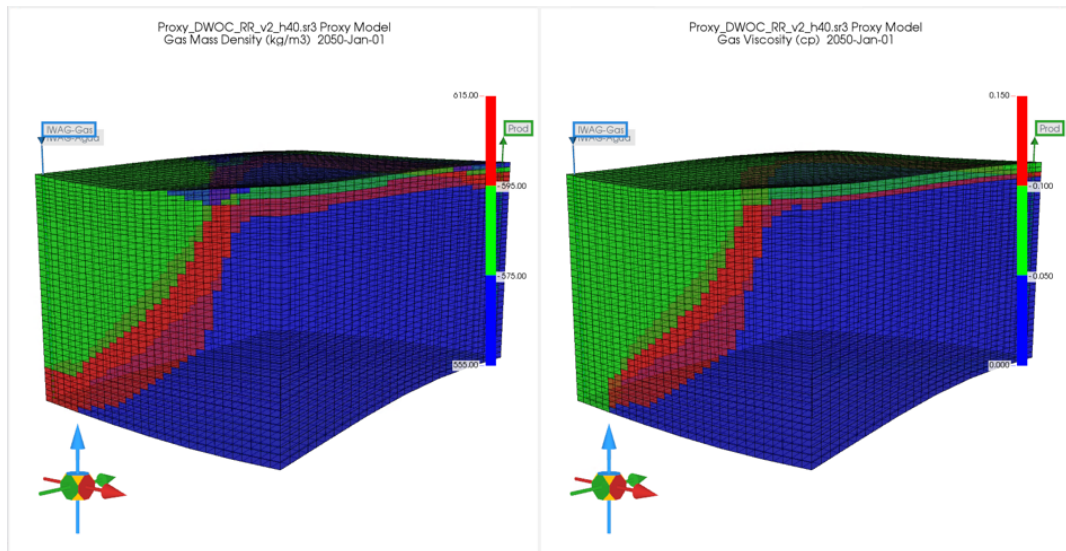


Figura 3.6: Exemplo de massa específica e viscosidade do gás no final da simulação no modelo de maior espessura.

do arco cilíndrico de 90° , utilizando o raio equivalente e a espessura de cada modelo. O raio equivalente foi calculado pela igualdade entre a área no plano horizontal entre os poços e a área de $1/4$ de circunferência.

Em relação ao *VGR* de Stone, o parâmetro a , indicado como a área projetada no plano horizontal da região onde ocorre a segregação gravitacional, foi considerada sendo a área de $1/4$ de circunferência calculada com o raio equivalente do modelo. Para a situação de coinjeção adotada no artigo de Stone, as mobilidades relativas da água e do gás foram tomadas no ponto de

saturação de água que é verificado na região em que água e gás são móveis, no fluxo em regime permanente. A saturação de água foi considerada constante pelo autor em toda essa região. No entanto, como o presente estudo trata de injeção alternada de água e gás, foram consideradas as mobilidades dos fluidos injetados em seus respectivos pontos terminais em uma região próxima do poços injetor que é varrida pelos dois fluidos (em $S_g = 0,8$ para a mobilidade do gás e em $S_w = 1,0$ para a mobilidade da água), que podem ser consultados nas curvas de permeabilidade relativa apresentadas na Figura 3.4.

Quanto ao número N_g de Shook, o parâmetro $\lambda_{r_o}^o$ foi calculado no presente estudo exatamente como indicado no artigo, como a mobilidade do óleo no ponto terminal (em $S_o = 0,7$), e a velocidade de Darcy u_T foi calculada pelo quociente da vazão de injeção / produção em condição de reservatório pela área da seção transversal ao fluxo, definida da mesma forma que o \bar{A} adotado para o cálculo do G de Spivak neste estudo. Os parâmetros H e L foram substituídos pela espessura média do meio poroso e pelo raio equivalente, respectivamente.

3.3

Simulações nos Cenários Determinísticos

Simulações em casos determinísticos foram realizadas com o objetivo de avaliar como o efeito da segregação gravitacional influencia o impacto gerado por variações das propriedades de reservatório e das variáveis de operação no fator de recuperação em cenário do Pré-Sal. Para tal, utilizando o modelo de simulação apresentado na seção 3.1 em cenários com e sem o efeito de segregação gravitacional, foram gerados casos em que cada variável era fixada em seu valor máximo ou mínimo, enquanto as demais variáveis eram mantidas no seu valor base. O impacto no FR pela variação de cada parâmetro individualmente foi avaliado em casos com e sem o efeito da segregação gravitacional, permitindo verificar se o efeito da segregação agrava ou suaviza este impacto.

Na seção 3.1 foram indicadas as faixas de variação de cada parâmetro estudado. A seguir são indicados os valores utilizados para estes parâmetros como cenário base:

- Permeabilidade horizontal de 200 mD;
- Permeabilidade vertical igual a 10% da horizontal;
- Vazão de produção equivalente a 1 volume poroso em condições de reservatório em 50 anos de operação;
- Ciclo completo de injeção de 730 dias;
- Fração do tempo injetando gás igual a 50%;

Os casos em que as variáveis acima foram fixadas individualmente nos seus valores máximo e mínimo foram simulados nos 4 cenários de espessura (60, 120, 255 e 575 metros de espessura média). Das variáveis citadas acima, a vazão de operação ficou parametrizada pelo volume poroso de cada caso para permitir comparações de FR em cenários de diferentes espessuras. O aumento de espessura foi simulado aumentando a quantidade de camadas de células do modelo (5, 10, 20 e 40, respectivamente) e a supressão do efeito da segregação gravitacional foi simulado anulando a permeabilidade vertical dos casos.

As avaliações do impacto do tempo de ciclo (t_{ciclo}) e da fração de injeção de gás (f_g) nos cenários com e sem segregação foram gerados mantendo as demais variáveis no valor base indicado acima, para cada espessura. Para a permeabilidade foram realizadas 3 avaliações: avaliação da permeabilidade horizontal, com a permeabilidade vertical fixada em 5 mD no caso com segregação; avaliação da razão k_v/k_h , apenas nos casos com segregação e com a permeabilidade horizontal fixada no valor base; e avaliação da permeabilidade vertical, comparando a diferença entre FRs de um caso com $k_v = 0$ mD e um caso com $k_v = 5$ mD com a diferença observada entre casos com 5 mD e 200 mD, em cenário com $k_h = 2.000$ mD e demais variáveis no valor base.

O impacto gerado pela variação da vazão foi analisado de duas formas: pela comparação da variação de FR entre casos com alta e baixa velocidade de escoamento em casos com e sem o efeito da segregação gravitacional após a injeção de 1 volume poroso; e, comparando a variação do volume de óleo produzido por volume de fluido injetado em condição de reservatório com a evolução de volumes porosos injetados. Os casos foram gerados com todas as demais variáveis em condição base.

Todos os cenários descritos acima foram gerados nos 4 cenários de espessura e seus resultados permitiram inferir como esta variável poderia influenciar os resultados de FR ou de volume de óleo produzido por unidade de volume injetado. Com as análises descritas acima, foi avaliado o impacto que cada variável pode gerar no FR por conta do efeito da segregação gravitacional e foram identificadas as variáveis com maior influência.

3.4

Função para Estimar o Fator de Recuperação

Visando identificar uma função que permitisse estimar o fator de recuperação de uma região entre um par de poços injetor WAG e produtor, foi realizada uma análise de sensibilidade utilizando o *software* CMOST onde foram gerados automaticamente mais de 200 experimentos pelo método de amostragem do hipercubo latino, denominados *Cenários Automáticos*, onde foram

variados os parâmetros dentro das faixas indicadas na seção 3.1 e coletados os valores de FR e dos respectivos números adimensionais.

Dentre as variáveis selecionadas para a análise de sensibilidade, apenas a espessura média porosa foi parametrizada com valores discretos de 60, 120, 255 e 575 metros, correspondente aos 4 *grids* estudados. As outras variáveis (permeabilidade horizontal, razão k_v/k_h , vazão de operação, razão WAG e tempo de ciclo) foram parametrizadas como uma distribuição uniforme dentro das faixas indicadas na Seção 3.1. Visando evitar distorções na geração automática dos casos, as vazões de operação (de injeção e produção) eram iguais em condições de reservatório, foram mantidas constantes em cada caso e parametrizadas de modo proporcional ao volume poroso do *grid* escolhido (variando entre o equivalente a 0,25 e 2 volumes porosos em 50 anos de operação). A permeabilidade vertical foi parametrizada como uma fração da permeabilidade horizontal escolhida (variando entre 1% e 50%) e a razão WAG foi parametrizada como a fração de tempo de ciclo injetando água. A Figura 3.7 apresenta as variáveis elencadas e suas faixas.

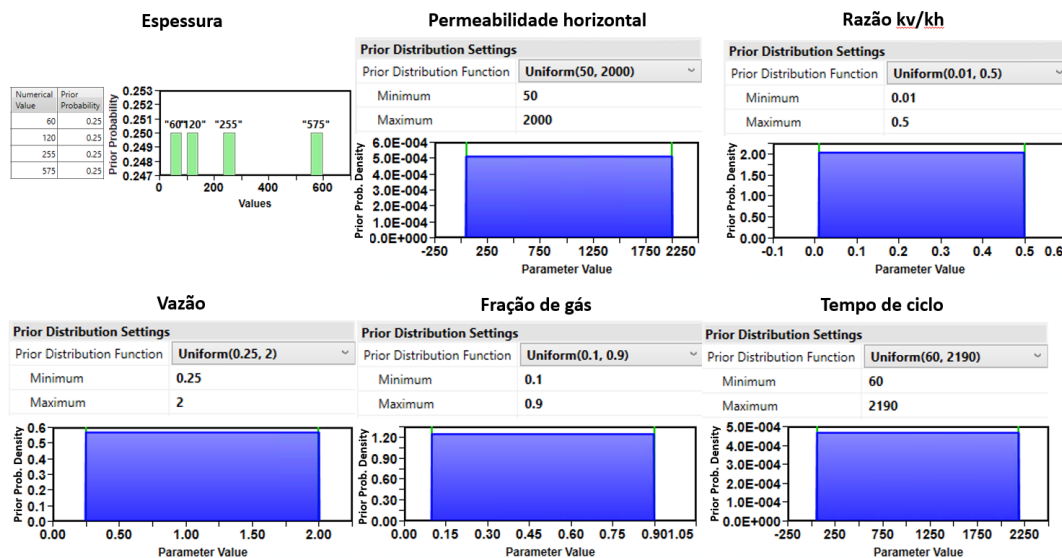


Figura 3.7: Variáveis da análise de sensibilidade e suas respectivas distribuições.

O fator de recuperação após a injeção de 1 volume poroso em condição de reservatório foi definido como função objetivo e uma equação para estimar seu valor em função das variáveis foi gerada pelo próprio CMOST.

Utilizando uma função para ajuste de curvas pelo método dos mínimos quadrados do programa Matlab, da MathWorks, foram geradas funções para estimar o FR a partir dos números adimensionais apresentados na seção 3.2. Para todos os casos simulados, os números adimensionais foram calculados conforme indicado na Seção 3.2.1 e foram geradas curvas relacionando os

números adimensionais com o FR que foram comparadas com as respostas obtidas pelos autores citados anteriormente, para validação.

Para verificar quais das funções geradas a partir dos *Cenários Automáticos* apresentavam as melhores estimativas para o FR, estas funções foram aplicadas aos casos dos *Cenários Determinísticos* e seus resultados foram comparados com os FRs simulados desses casos, tanto pelo desvio absoluto entre os valores simulados e os estimados, quanto pelo seu desvio RMS. O cálculo dos desvios RMS nas estimativas feitas para cada variável foi utilizado para identificar as melhores estimativas.

4

Resultados e Análises

Neste capítulo serão apresentados os resultados e as análises realizadas no estudo, tanto para a identificação do impacto que as variáveis escolhidas podem gerar no FR em casos com e sem o efeito da segregação gravitacional, permitindo verificar como o fenômeno o influencia, quanto para a proposição de funções que permitam estimar o FR da região entre um par injetor – produtor submetida às condições adotadas neste estudo.

4.1

Impacto de Propriedades de Reservatório e Variáveis de Operação

Nesta seção serão apresentados os resultados da análise para a identificação da influência dos parâmetros citados a seguir, trilhando o caminho do fluxograma apresentado no início do Capítulo 3 destacado na Figura 4.1.

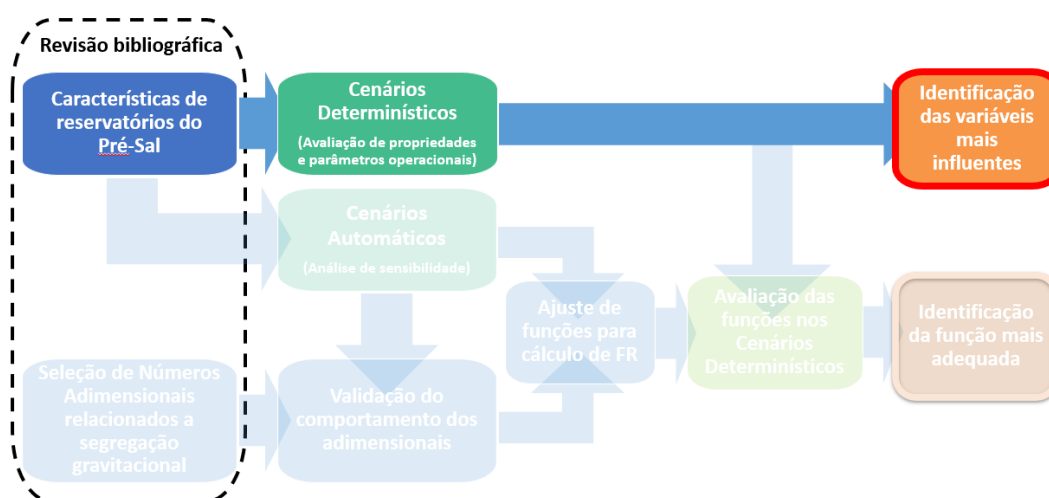


Figura 4.1: Fluxograma de atividades com destaque para as tarefas tratadas na Seção 4.1.

Como descrito no Capítulo 3, alguns parâmetros foram selecionados para verificar sua influência no FR no cenário típico do Pré-Sal. Os parâmetros selecionados podem ser divididos em 2 grupos: *Propriedades do reservatório*, que compreende permeabilidade horizontal, permeabilidade vertical e relação k_v/k_h ; e *Variáveis de operação*, que engloba tempo de ciclo, razão WAG e vazão

de operação. Todos os casos foram gerados em 4 cenários de espessura porosa, visando avaliar se os impactos verificados poderiam também possuir alguma relação com a variação de espessura.

4.1.1

Impacto das Propriedades do Reservatório

a. Permeabilidade Horizontal (k_h)

Iniciando pela permeabilidade horizontal, o impacto gerado pelo seu aumento foi avaliado pela diferença entre os FRs após a simulação de injeção equivalente a 1 volume poroso em modelos homogêneos com permeabilidade horizontal de 50 mD e 2.000 mD, e com as demais variáveis mantidas constantes no cenário base definido na Seção 3.1.

As diferenças de fatores de recuperação geradas pela variação de permeabilidade horizontal observadas estão listadas na Tabela 4.1. As diferenças de FR foram calculadas subtraindo-se o FR do caso com menor k_h do FR do caso com maior k_h , de tal modo que valores negativos na tabela indicam perda de FR com o aumento de k_h .

Tabela 4.1: Diferença de FR do caso de maior k_h para o de menor (p.p.).

Espessura	sem Grav	com Grav
60 m	-19	-7
120 m	-15	-7
255 m	-12	-13
575 m	-14	-18

Observando a resposta de FR para as diferentes espessuras, não foi possível perceber uma tendência na resposta com a variação de espessura para o caso sem o efeito da segregação gravitacional (valores da coluna *sem Grav*). Já para o caso com o efeito gravitacional foi verificada uma tendência de ampliação da perda de FR com o aumento de espessura combinado com o aumento de permeabilidade horizontal.

A Figura 4.2 ilustra a saturação dos fluidos no modelo após o último ciclo de injeção, utilizando como exemplo o cenário com espessura média equivalente a 255 metros (caso com 20 camadas de células), nos casos com segregação gravitacional ($k_v = 5$ mD, linha "com Grav") e sem este efeito ($k_v = 0$, linha "sem Grav").

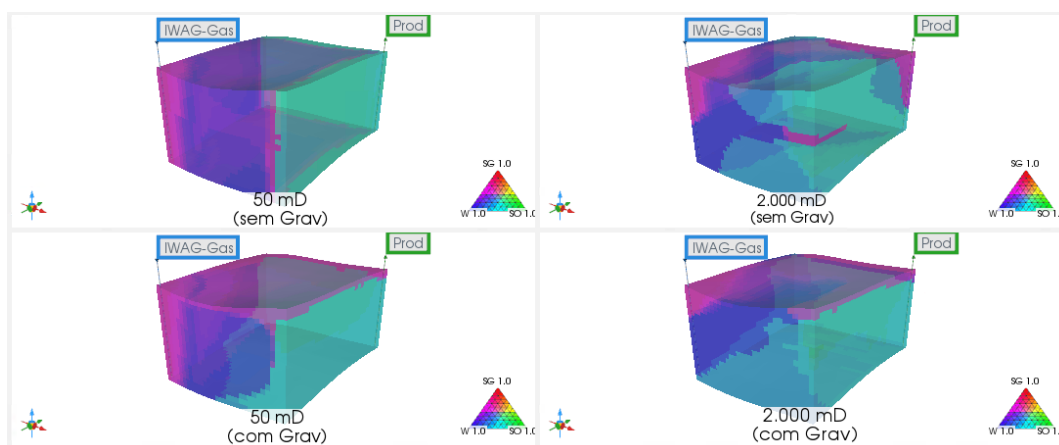


Figura 4.2: Exemplo de saturação de fluidos em cenários com $k_h = 50$ mD e 2.000 mD, com e sem o efeito da Segregação Gravitacional no caso com espessura de 255 metros após a injeção de 1 volume poroso.

Como o modelo de fluidos utilizado considera o gás miscível, na região varrida por gás a saturação de óleo atinge valores próximos de zero, enquanto nas regiões não varridas por gás a saturação mínima de óleo será a residual, de 30%. Assim, em todas as figuras em que é apresentado o perfil de saturação de fluidos, as cores serão representadas em um diagrama ternário com as regiões que forem varridas pelo gás em cores entre o azul escuro e o vermelho, por terem saturação de óleo inferior a residual, enquanto as células que com cores que vão do azul mais claro ao verde ainda possuem saturação de óleo maior ou igual a residual.

Na Figura 4.2 observa-se que mesmo o modelo sendo homogêneo e não tendo o efeito da segregação gravitacional, a saturação de gás se concentrou no topo do bloco no caso com alta k_h , enquanto ficou melhor distribuída no caso com menor k_h . Este efeito, que poderá ser observado também em outros exemplos de casos sem o efeito gravitacional mais adiante, pode estar associado a combinação da alta compressibilidade do gás, de sua baixa viscosidade e da curva de permeabilidade relativa ao gás, que favorecem a concentração de gás em camadas com os maiores diferenciais de pressão que ficam localizadas na parte superior do bloco por conta da diferença de densidade do gás injetado e o fluido que satura as células do modelo. Nos casos com o efeito da segregação, também foi possível observar que o aumento da k_h foi acompanhado de uma concentração ainda maior do gás na parte superior do bloco, resultado esperado para o fenômeno. Esses comportamentos foram observados para todas as espessuras.

b. Permeabilidade Vertical (k_v)

A influência da permeabilidade vertical foi avaliada comparando a diferença de FRs de casos com $k_v = 5$ mD ou $k_v = 200$ mD para casos com 0 mD (sem segregação gravitacional). Em todos os casos a permeabilidade horizontal foi mantida em 2.000 mD e os outros parâmetros foram mantidos conforme cenário base.

Na Tabela 4.2 são apresentadas as diferenças de FR ao aumentar a k_v de 0 para 5 mD (coluna *Baixo k_v*) e de 0 para 200 mD (coluna *Alto k_v*) para as diferentes espessuras, sendo possível verificar que o aumento da permeabilidade vertical ficou associado a uma redução do FR, sem tendência associada a espessura nos casos de *Baixo k_v* , mas com tendência de ampliar a perda de FR com o aumento da espessura nos casos mais favoráveis a segregação.

Tabela 4.2: Diferença de FRs pelo aumento de k_v de 0 para 5 mD (coluna "Baixo k_v ") e de 0 para 200 mD (coluna "Alto k_v ") (p.p.).

Espessura	Baixo k_v	Alto k_v
60 m	-11	-13
120 m	-16	-19
255 m	-16	-23
575 m	-10	-23

Na Figura 4.3 é apresentado o comportamento da saturação de fluidos após a injeção de 1 volume poroso nos casos com k_v igual a zero, com k_v pequeno e com k_v alto no modelo com 255 metros de espessura.

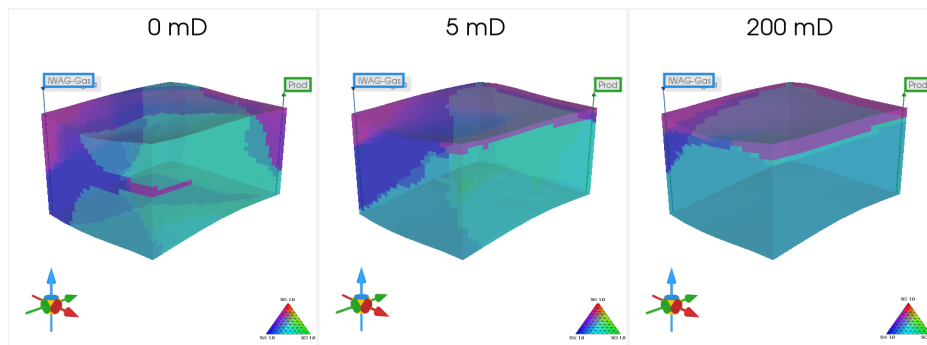


Figura 4.3: Exemplo de saturação final de fluidos em cenários com $k_v = 0, 5$ e 200 mD no caso com 255 metros de espessura.

A comparação entre os casos indica uma grande mudança de comportamento de saturação do caso de 0 mD para o de 5 mD de permeabilidade

vertical, com a concentração do gás no topo do bloco, comportamento que se agravou ao aumentar ainda mais a k_v . Dentre os casos com diferentes espessuras, foi observado que mesmo nos casos sem o efeito da segregação gravitacional ($k_v = 0$ mD) houve uma tendência de concentração de gás no topo do bloco nos casos de maior espessura, comportamento que não ficou evidente nos casos de menor espessura, como pode ser observado na Figura 4.4.

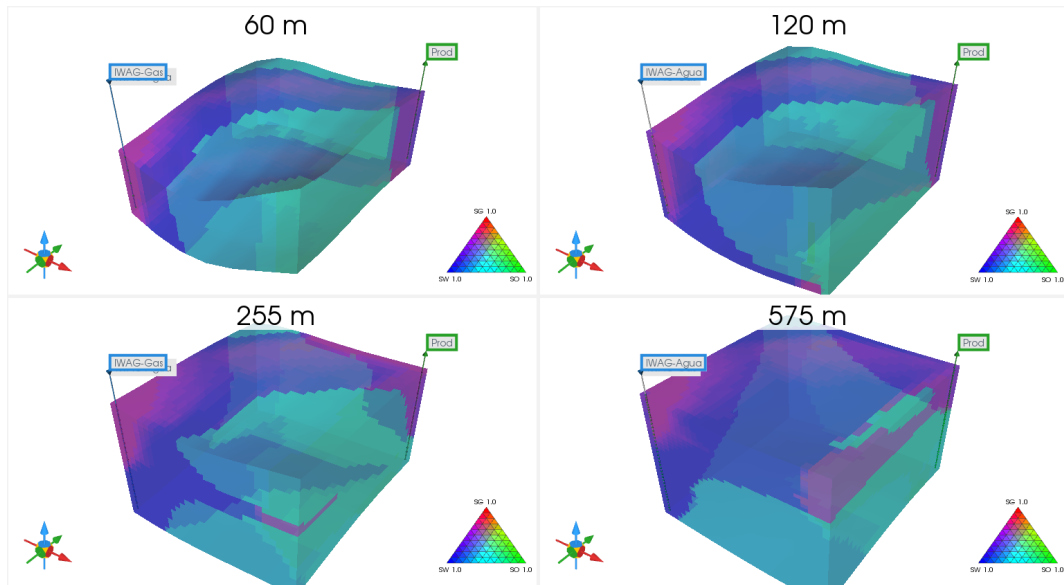


Figura 4.4: Saturação final de fluidos em cenários com $k_v = 0$ para as diferentes espessuras avaliadas.

Esse comportamento pode ser explicado pelo diferencial de pressão do poço para o reservatório ser maior no topo do bloco quando da injeção de gás, visto que o gás possui densidade inferior aos outros fluidos. Tal efeito pode ter sido suavizado nos casos de menor espessura por estes terem sido modelados com uma menor quantidade de camadas.

c. Razão de Permeabilidades (k_v/k_h)

A avaliação da razão k_v/k_h foi realizada pela comparação de cenários com k_v igual a 1% e 50% do k_h , que foi mantido constante em 200 mD em todos os casos, e com demais parâmetros mantidos em seus valores base.

Na Figura 4.5 são apresentadas como exemplo as saturações ao fim da injeção nos dois casos para a espessura de 255 metros, onde é possível observar uma redução significativa na região que foi varrida pelo gás com

o aumento da razão k_v/k_h . O mesmo comportamento foi observado em todas as espessuras.

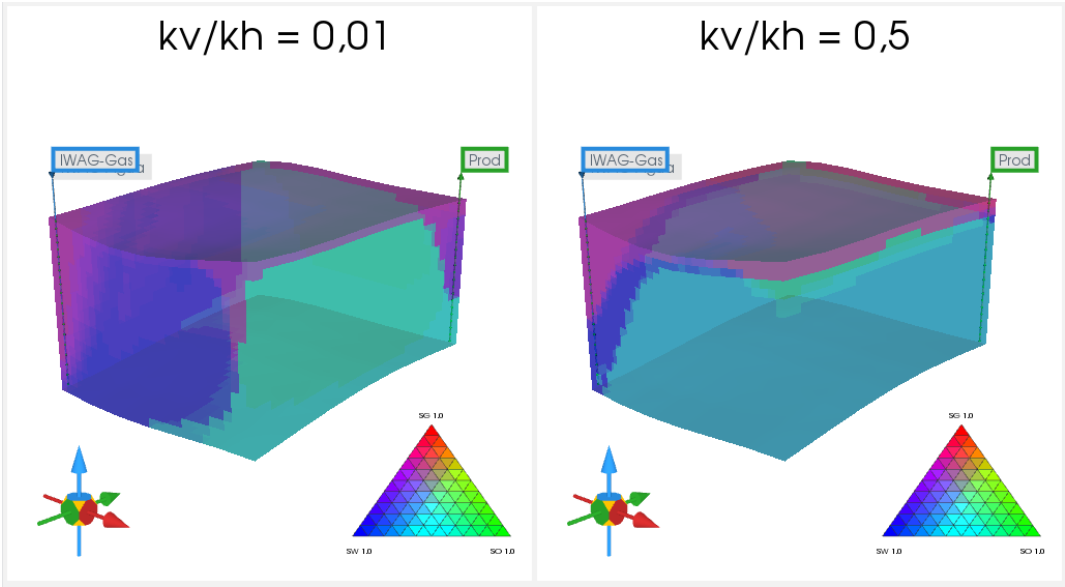


Figura 4.5: Exemplo de saturação de fluidos no final da injeção em cenários com $k_v/k_h = 0,01$ e $0,5$ e espessura de 255 metros.

A Tabela 4.3 apresenta os valores de diferença de FR encontrados após a injeção de 1 volume poroso para cada espessura entre os casos. Percebe-se que o aumento da razão k_v/k_h gerou redução do FR, que foi ampliada com o aumento de espessura porosa.

Tabela 4.3: Diferença de FRs do caso com $k_v/k_h = 0,01$ para o com $k_v/k_h = 0,5$ para todas as espessuras avaliadas (p.p.).

Espessura	delta FR
60 m	-15
120 m	-23
255 m	-31
575 m	-34

4.1.2
Impacto das Variáveis Operacionais

a. Tempo de Ciclo

Um dos parâmetros operacionais avaliados no estudo foi o tempo de ciclo, definido como o intervalo de tempo necessário para um ciclo completo de

injeção, ou seja, do início da injeção do primeiro fluido ao fim da injeção do segundo fluido. Como a vazão de injeção em condição de reservatório era constante, esse tempo também pode ser representado em termos de volumes porosos injetados por ciclo. Assim, este parâmetro foi avaliado comparando os FRs após a injeção de 1 volume poroso de casos com ciclos de injeção de $3,29 \times 10^{-3}$ volumes porosos, definido para emular um tempo de ciclo de 60 dias, aos FRs de casos com ciclos de 120×10^{-3} volumes porosos, equivalente a 2.190 dias de tempo de ciclo.

Na Tabela 4.4 são apresentadas as diferenças de FR ocasionadas pelo aumento do tempo de ciclo em casos com e sem o efeito da segregação para as espessuras avaliadas e ao fim da injeção de 1 volume poroso, com valores positivos indicando ganho de FR pelo aumento dos tempos de ciclo. Os resultados mostram que o efeito da segregação reduziu o impacto gerado pelo aumento do tempo de ciclo.

Tabela 4.4: Diferença de FRs dos casos com tempo de ciclo equivalente a $3,29 \times 10^{-3}$ volumes porosos para os casos com tempo de ciclo equivalentes a 120×10^{-3} volumes porosos, em cenários com e sem efeito da segregação gravitacional (p.p.).

Espessura	sem Grav	com Grav
60 m	8	2
120 m	5	0
255 m	7	-6
575 m	10	-4

Para exemplificar como o efeito gravitacional suavizou as respostas de FR ao aumentar o tempo de ciclo, nas Figuras 4.6 e 4.7 são apresentados os perfis de saturação de fluidos ao término da injeção em casos com espessuras de 120 metros e 255 metros, respectivamente.

Os perfis de saturação indicam que a maior diferença de comportamento para diferentes espessuras ocorreu nos casos com $k_v = 0mD$, com melhor distribuição da saturação de gás no caso de menor espessura. Os casos com o efeito da segregação gravitacional apresentaram comportamentos semelhantes para diferentes espessuras.

b. Razão WAG

O impacto da razão WAG em casos com e sem o efeito da segregação gravitacional foi avaliado no estudo pela comparação do fator de recu-

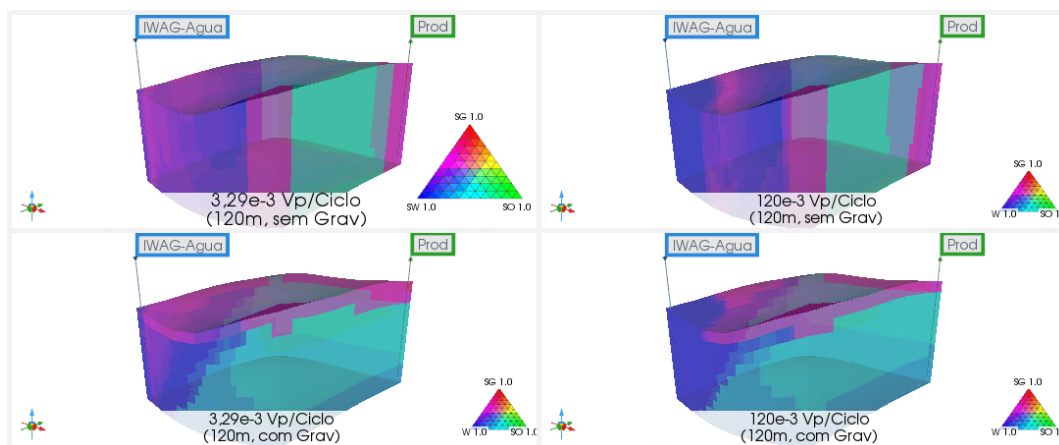


Figura 4.6: Saturação de fluidos após injeção de 1 Vp de casos com tempos de ciclo equivalentes a 120×10^{-3} e $3,29 \times 10^{-3}$ volumes porosos por ciclo, em cenários com e sem o efeito da segregação gravitacional em casos com espessura de 120 metros.

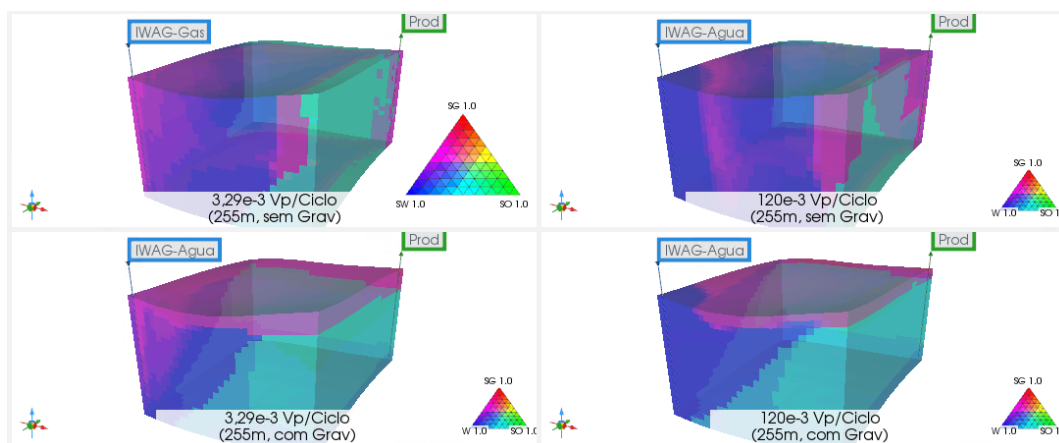


Figura 4.7: Saturação de fluidos após injeção de 1 Vp de casos com tempos de ciclo equivalentes a 120×10^{-3} e $3,29 \times 10^{-3}$ volumes porosos por ciclo, em cenários com e sem o efeito da segregação gravitacional em casos com espessura de 255 metros.

peração após a injeção de 1 volume poroso, entre casos em que 90% do volume injetado em cada ciclo foi de gás (razão WAG igual a 1/9 ou 0,11) e casos em que 90% do volume injetado foi água (razão WAG igual a 9). Como as vazões foram constantes em todos os casos a parcela correspondente a determinado fluido injetado era equivalente ao tempo de injeção deste fluido.

Na Tabela 4.5 são apresentados os resultados de diferença de FR obtidos subtraindo-se o FR dos casos com razão WAG igual a 0,11 do FR dos casos com razão WAG igual a 9, com valores negativos indicando perda de FR com o aumento da razão WAG (ou ganho de FR ao reduzir a

razão WAG).

Tabela 4.5: Diferença de FRs dos casos com razão WAG equivalente a 9 para os casos com razão WAG equivalente 0,11, em cenários com e sem efeito da segregação gravitacional (p.p.).

Espessura	sem Grav	com Grav
60 m	-11	-3
120 m	-17	-5
255 m	-15	-5
575 m	-12	-3

Os resultados indicaram redução de FR ao reduzir a fração de gás injetado (aumento da razão WAG). O resultado indica que a ocorrência do fenômeno da segregação gravitacional suavizou a diferença de FR entre os casos com alta e baixa razão WAG. Não foi observada tendência em relação a variação de espessura.

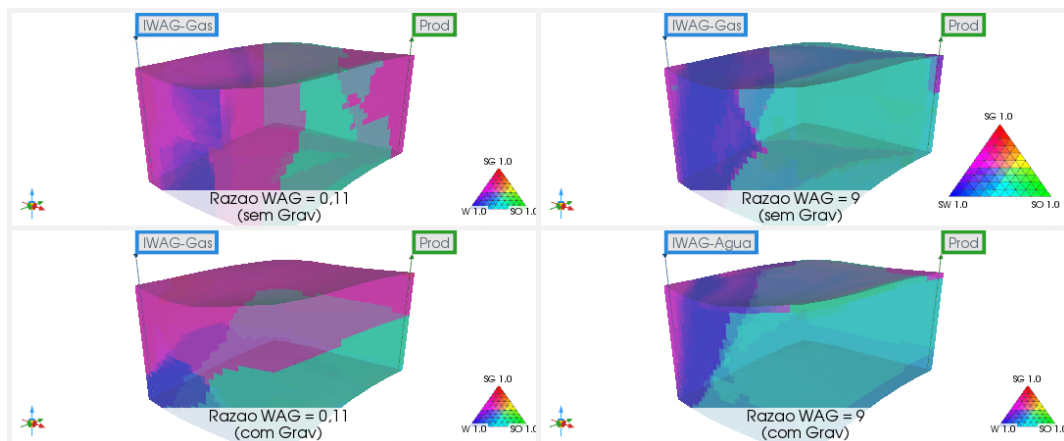


Figura 4.8: Exemplo de saturação de fluidos após injeção de 1 Vp de casos razão WAG equivalentes a 0,11 e 9.

A Figura 4.8 ilustra o comportamento da saturação de fluidos ao fim da injeção de 1 volume poroso no caso com 255 metros de espessura em cenários com e sem o efeito da segregação gravitacional.

A imagem permite observar um aumento considerável da região acessada pelo gás nos casos com baixa razão WAG, bem como a concentração de gás no topo do bloco nos casos com o efeito da segregação.

c. Vazão de Operação

Conforme explicado no Capítulo 3, a influência da vazão de operação em casos com e sem o fenômeno da segregação gravitacional foi avaliada tanto pela comparação de FRs ao fim da injeção de 1 volume poroso em casos com diferentes vazões, quanto pela variação de volume de óleo produzido por unidade de volume injetado ao longo do tempo em casos com vazão independente da espessura.

Nos cenários de vazão associada a espessura foram adotadas vazões equivalentes a injeção de 2 volumes porosos em 50 anos (ou 40×10^{-3} volumes porosos por ano) de operação para os casos com maior vazão e 0,25 volumes porosos no mesmo período (ou 5×10^{-3} volumes porosos por ano) para os casos de baixa vazão. Os valores de vazão em condição de reservatório correspondentes a injeção de 0,25, 1 e 2 volumes porosos em 50 anos de operação adotadas nos diferentes cenários de espessura estão apresentados na Tabela 4.6 e cobrem a faixa esperada para o cenário de produção do Pré-Sal brasileiro descrito no Capítulo 2.

Tabela 4.6: Vazão de operação em condição de reservatório equivalente a quantidade de volumes porosos injetados em 50 anos para cada espessura.

Espessura	Vazão de injeção (m ³ /d)		
	0,25 Vp	1,0 Vp	2,0 Vp
60 m	237	949	1.899
120 m	475	1.899	3.799
255 m	1.012	4.046	8.093
575 m	2.262	9.046	18.093

Tabela 4.7: Diferença de FRs após a injeção de 1 volume poroso gerado pelo aumento da vazão, em cenários com e sem efeito da segregação gravitacional (p.p.).

Espessura	sem Grav	com Grav
60 m	11	5
120 m	9	4
255 m	9	9
575 m	14	25

As diferenças de FR observadas ao fim da injeção de 1 volume poroso ocasionadas apenas pelo aumento de vazão são apresentadas na Tabela

4.7, para os casos com e sem o efeito da segregação gravitacional. É possível observar o aumento do FR com o aumento da vazão em todos os casos, além uma tendência de ampliação do ganho com o aumento da espessura no cenário com segregação gravitacional.

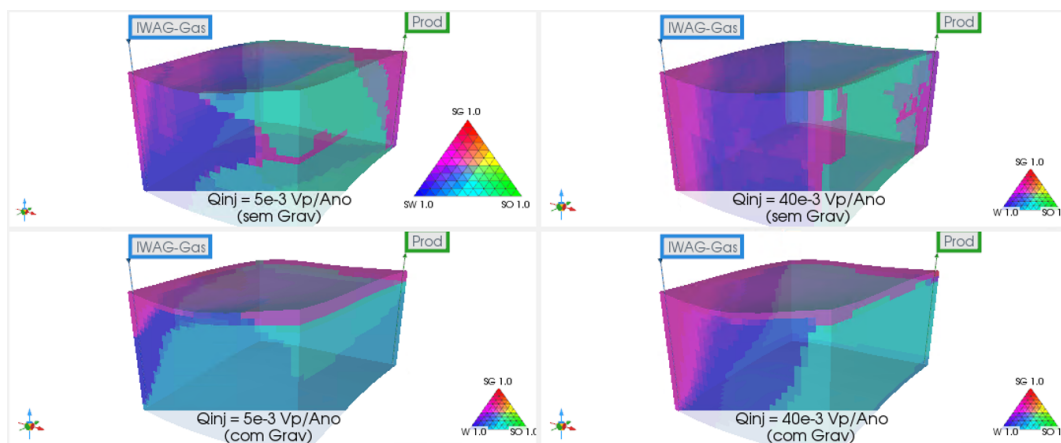


Figura 4.9: Exemplo de saturação de fluidos após injeção de 1 Vp de casos com vazões de injeção equivalentes a 5×10^{-3} e 40×10^{-3} volumes porosos por ano, em cenários com e sem o efeito da segregação gravitacional com espessura média de 255 metros.

Na Figura 4.9 é apresentado como exemplo o comportamento da saturação de fluidos ao fim da injeção de 1 volume poroso para o caso com 255 metros de espessura nos casos com alta e baixa vazão, em cenários com e sem o efeito da segregação gravitacional.

Comparando as saturações é possível observar que nos casos de baixa velocidade de escoamento apenas a região nas proximidades do poço injetor e o topo do bloco foram varridos por gás quando há segregação gravitacional, efeito que foi suavizado nos casos de alta velocidade. Esse comportamento foi observado para todas as espessuras.

O impacto causado pela variação da vazão também foi avaliado pela evolução do volume de óleo produzido por unidade de volume de fluido injetado contra a quantidade de volumes injetados em 2 cenários diferentes: um em que as vazões eram proporcionais ao volume poroso de cada *grid*, apresentados na Figura 4.10 e outro em que as vazões adotadas em condição de reservatório eram iguais às do caso de menor espessura para todos os casos, mostrado na Figura 4.11.

Em todos os casos é possível perceber uma redução do volume de óleo produzido por unidade de fluido injetado ao comparar cenários com o fenômeno gravitacional (linhas claras) e sem a ocorrência deste fenômeno

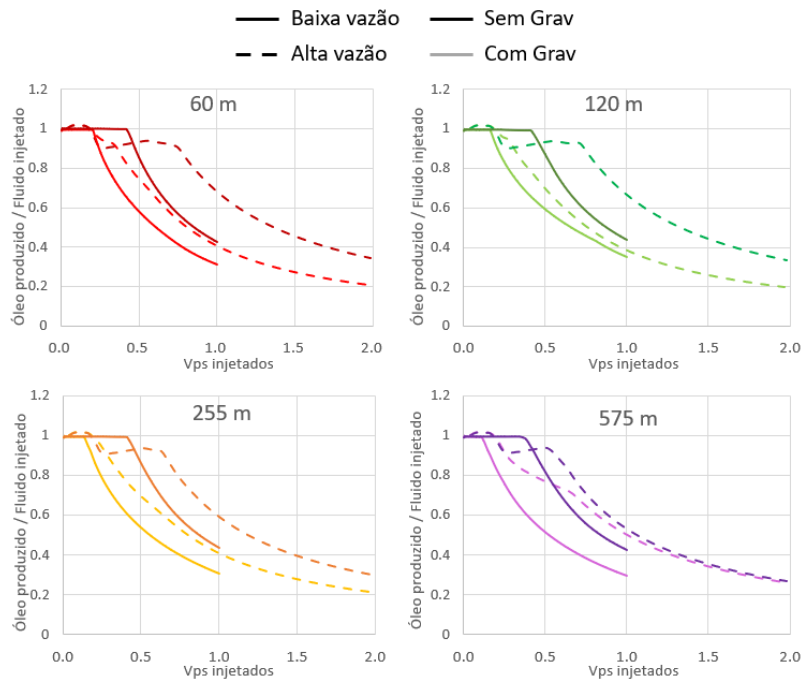


Figura 4.10: Gráficos de evolução do volume de óleo produzido por unidade de volume injetado em casos com alta e baixa vazão e em cenários com e sem o efeito de segregação gravitacional e com vazões proporcionais ao volume poroso de cada cenário.

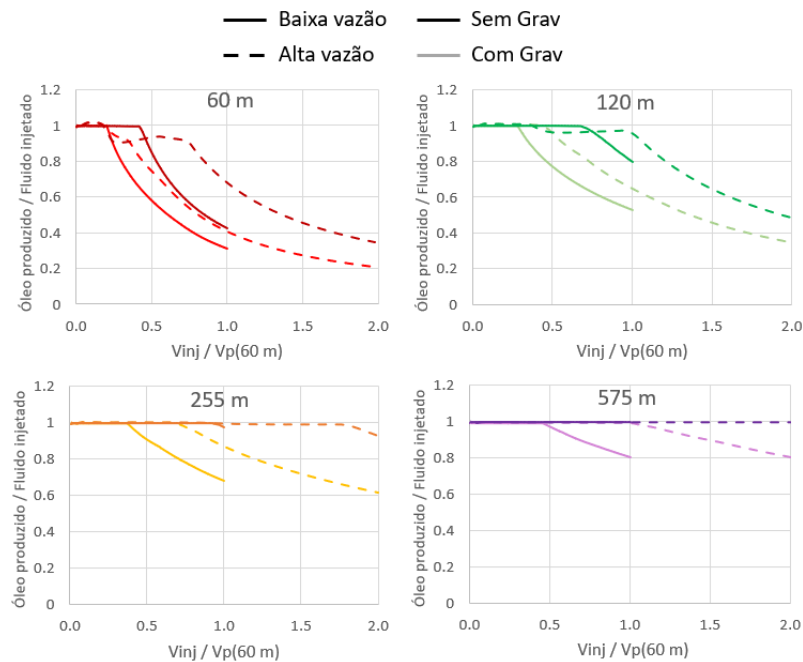


Figura 4.11: Gráficos de evolução do volume de óleo produzido por unidade de volume injetado em casos com alta e baixa vazão e em cenários com e sem o efeito de segregação gravitacional e com vazões iguais às do caso de menor espessura adotadas para todos os casos, independente da espessura.

(linhas escuras) para uma mesma espessura. Também pode ser observado que o aumento da velocidade de escoamento impactou positivamente os casos com o fenômeno da segregação gravitacional.

Para os casos em que as vazões foram proporcionais ao volume poroso do bloco (Fig. 4.10), a evolução de volume de óleo produzido por unidade de fluido injetado foi semelhante para as diferentes espessuras avaliadas, com exceção dos casos de alta velocidade no cenário de maior espessura. Em relação às comparações utilizando as mesmas vazões nominais em diferentes espessuras (Fig. 4.11), é possível observar aumento na razão de volume de óleo produzido por unidade de volume de fluido injetado e na diferença de resposta entre casos de alta e baixa vazão nos casos com o efeito gravitacional associados ao aumento de espessura.

4.1.3

Resumo da Análise nos Cenários Determinísticos

Na Figura 4.12 é apresentada uma compilação dos resultados de impacto no FR observados nos *Cenários Determinísticos* nos casos com e sem o efeito da segregação gravitacional, para todas as espessuras, ao fim das injeção de 1 volume poroso.

Espessura	Sem Grav					Com Grav					
	Vazão	fg	t_ciclo	kh	Baixo kv	Vazão	fg	t_ciclo	kh	Alto kv	mult_kv
60 m	11%	11%	8%	-19%	-11%	5%	3%	2%	-7%	-13%	-15%
120 m	9%	17%	5%	-15%	-16%	4%	5%	0%	-7%	-19%	-23%
255 m	9%	15%	7%	-12%	-16%	9%	5%	-6%	-13%	-23%	-31%
575 m	14%	12%	10%	-14%	-10%	25%	3%	-4%	-18%	-23%	-34%

Figura 4.12: Resumo dos resultados de impacto no FR após a injeção de 1 volume poroso por aumento do valor das variáveis nos casos determinísticos.

Na tabela estão apresentados as diferenças de FR em pontos percentuais para cada variável, com as células em azul indicando ganhos de FR e as células em vermelho indicando perda.

A razão WAG foi representada pelo termo fg , que corresponde a fração de gás injetada e indica ganho de FR com aumento de fg (ou com redução da razão WAG). Como é possível observar no compilado, nos casos sem o efeito da segregação gravitacional não houve indícios de influência da espessura na variação de FR associada a nenhum dos parâmetros. Para os casos com o efeito da segregação, a resposta no FR pela variação de vazão, da permeabilidade horizontal ou vertical e pela variação da relação k_v/k_h parecem guardar relação com a espessura porosa aberta ao fluxo.

Em resumo, os resultados dos casos com o efeito da segregação gravitacional indicaram que cenários com elevadas permeabilidades horizontais, permeabilidades verticais ou razão k_v/k_h tendem a sofrer mais com o efeito gravitacional, sendo a razão k_v/k_h a propriedade de maior impacto no FR. Os resultados também permitem concluir que o aumento da vazão de operação ou da fração de gás miscível injetado favorecem a recuperação de óleo, não tendo sido observada uma tendência clara associada ao aumento do tempo de ciclo.

4.2

Funções para Estimar o Fator de Recuperação

No fluxograma da Figura 4.13 são destacadas as atividades que serão tratadas nesta seção.

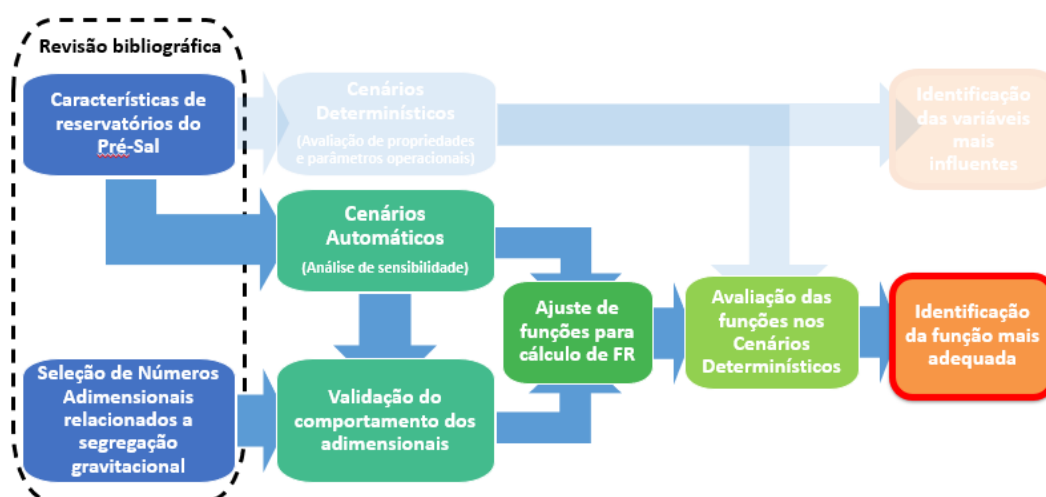


Figura 4.13: Fluxograma de atividades com destaque para as tarefas tratadas na Subseção 4.2.

Como descrito no Capítulo 3, foi realizada uma análise de sensibilidade no CMOST para propor funções que permitissem estimar o fator de recuperação em um cenário com características encontradas no Pré-Sal brasileiro, a partir dos valores dos parâmetros de projeto e operação ou a partir de números adimensionais selecionados.

Nas próximas subseções serão apresentados os resultados referentes as funções ajustadas para estimar o FR. Na Subseção 4.2.1 serão abordados os resultados da função ajustada a partir das propriedades do reservatório e variáveis operacionais. Na Subseção 4.2.2 serão tratados a validação do comportamento dos números adimensionais selecionados, apresentadas as funções para estimar o FR a partir desses parâmetros e mostrada a comparação entre as estimativas e os valores simulados nos *Cenários Determinísticos*. Por fim,

na Subseção 4.2.3 será apresentado um resumo dos resultados indicando quais funções apresentaram as melhores estimativas.

4.2.1

Função das Propriedades de Reservatório e Variáveis Operacionais

A partir das distribuições indicadas no Capítulo 3 e utilizando o método de amostragem por hipercubo latino para a geração de cenários, 224 casos com diferentes combinações das variáveis foram simulados. Foi gerada uma superfície de resposta para o fator de recuperação em função das variáveis de projeto e operação. Na Figura 4.14 são apresentados dois gráficos: um com os desvios entre os FRs dos casos simulados e os valores estimados pela superfície de resposta, e outro com as variáveis organizadas por ordem de influência sobre o fator de recuperação final.

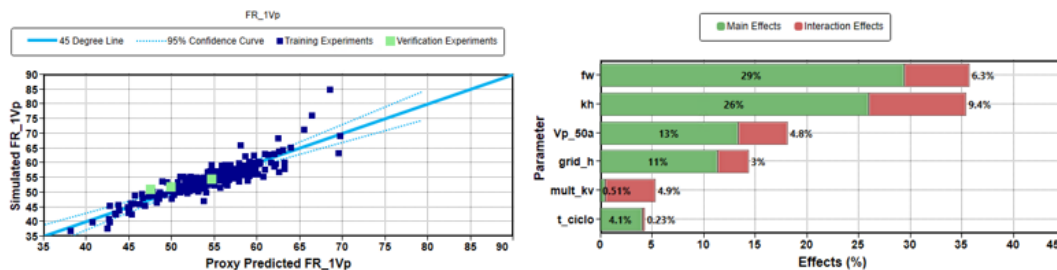


Figura 4.14: Gráficos de correlação entre FRs simulado e calculado pela superfície de resposta (esquerda) e do peso de cada variável para a estimativa do FR (direita).

No gráfico em que são comparados os FRs simulado e calculado pela superfície de resposta é possível verificar a correlação entre ambos. O quadrado do coeficiente de correlação (R^2), que varia entre 0 e 1 e com valores próximos de 1 indicando melhores correlações, calculado para as estimativas da superfície de resposta foi de 0,803.

Em relação ao peso de cada variável na estimativa do fator de recuperação, as divergências observadas entre os resultados verificados para os casos determinísticos e o resultado da análise de sensibilidade dizem respeito a influência da razão k_v/k_h , mais forte no primeiro caso, e da fração de injeção de gás (associada ao termo fw), mais fraca no primeiro caso. A ordem de importância das demais variáveis permaneceu semelhante nas duas análises.

A superfície de resposta gerada a partir da análise de sensibilidade para estimar o fator de recuperação da região entre um par injetor / produtor após a injeção de 1 volume poroso em condições de reservatório em função das

variáveis escolhidas é representada pela soma dos produtos entre os termos e seus respectivos coeficientes indicados na Tabela 4.8.

Tabela 4.8: Termos e respectivos coeficientes para cálculo do FR após a injeção de 1 volume poroso em cenário típico do Pré-Sal.

Termo	Coeficiente	Termo	Coeficiente
Independente	44,6962	$Vp_50a \times mult_kv$	-8,85857
Vp_50a	15,1598	fw^2	-43,0297
fw	48,8992	$fw \times grid_h$	0,0184972
$grid_h$	-0,04277	$fw \times kh$	0,00632996
kh	-0,0166984	$fw \times t_ciclo$	-0,00296229
$mult_kv$	-6,02528	$grid_h^2$	$4,40^{-05}$
t_ciclo	0,00515355	$grid_h \times kh$	$-5,66^{-06}$
Vp_50a^2	-1,60882	kh^2	$5,39^{-06}$
$Vp_50a \times fw$	-5,61453	$kh \times mult_kv$	0,0131138
$Vp_50a \times kh$	-0,00266163	t_ciclo^2	$-9,00^{-07}$

A Figura 4.15 apresenta uma comparação da influência de cada parâmetro observada pelos resultados dos casos simulados dos *Cenários Determinísticos* e pela aplicação da função ajustada utilizando o CMOST. É possível notar que, assim como nos casos simulados, a superfície de resposta indica ganho de FR com o aumento de vazão, com redução da permeabilidade horizontal ou do k_v/k_h , mas não conseguiu representar a relação com as demais variáveis.

Espessura	ΔFR simulado						ΔFR estimado CMOST					
	Vazão	fg	t_ciclo	kh	kv	mult_kv	Vazão	fg	t_ciclo	kh	kv	mult_kv
60 m	5%	3%	2%	-7%	-2%	-15%	13%	0%	4%	-9%	1%	-6%
120 m	4%	5%	0%	-7%	-3%	-23%	13%	-1%	4%	-10%	1%	-6%
255 m	9%	5%	-6%	-13%	-7%	-31%	13%	-3%	4%	-11%	1%	-6%
575 m	25%	3%	-4%	-18%	-14%	-34%	13%	-8%	4%	-14%	1%	-6%

Figura 4.15: Comparativo entre a influência dos parâmetros avaliados pelos resultados dos casos simulados e utilizando a superfície de resposta gerada pelo CMOST.

Para avaliar a precisão das estimativas feitas pela função proposta utilizando o CMOST, os FRs simulados dos casos do grupo de *Cenários Determinísticos* foram comparados com os valores estimados pela função.

A Tabela 4.9 apresenta um resumo dos resultados para cada grupo de espessura e para o total de casos.

Tabela 4.9: Resumo de quantidade de casos com desvio inferior a 5 p.p. e erros RMS por espessura e total entre FRs simulados e calculados pela superfície de resposta para os casos determinísticos.

Espessura	5 p.p.	RMS
60 m	83%	4,20
120 m	67%	6,53
255 m	50%	8,61
575 m	42%	10,23
Total	60%	7,73

Na Tabela 4.10 são apresentados o desvio de FR observado para cada caso, a parcela de casos com desvio inferior a 5 pontos percentuais (coluna *5 p.p.*) e o desvio RMS (coluna *RMS*) agrupando as diferentes espessuras de um mesmo cenário.

Tabela 4.10: Diferenças em pontos percentuais entre o fator de recuperação simulado e calculado pela superfície de resposta gerada pelo CMOST para os casos determinísticos, quantidade de casos com desvios inferiores a 5 p.p. e erros RMS.

Cenário	60 m	120 m	255 m	575 m	5 p.p.	RMS
Caso Base	4	8	6	-1	50%	5,48
$f_w/f_g = 1/9$	-4	-2	-4	-6	75%	4,36
$f_w/f_g = 9/1$	-1	5	5	4	100%	3,85
$k_v/k_h = 0,01$	-9	-15	-23	-23	0%	18,39
$k_v/k_h = 0,5$	0	2	3	5	75%	3,13
$k_v/k_h = 5/2.000$	0	-2	-9	-14	50%	8,36
$k_h = 2.000$	3	2	-1	1	100%	1,97
$k_h = 50$	2	1	-11	-18	50%	10,31
$Ciclo = 120 \times 10^{-3}Vp$	4	7	8	4	50%	6,15
$Ciclo = 3,3 \times 10^{-3}Vp$	2	4	-1	-3	100%	2,93
$Q_{inj} = 5 \times 10^{-3}Vp/ano$	1	3	2	5	75%	3,16
$Q_{inj} = 40 \times 10^{-3}Vp/ano$	8	11	6	-8	0%	8,31

Pelos valores nas tabelas observa-se que os casos com baixa razão k_v/k_h , com alta vazão e com maiores espessuras apresentaram resultados mais afastados do simulado. Tomando todos os casos comparados, 60% ficaram com

erro inferior a 5 pontos percentuais e o desvio RMS no fator de recuperação foi de 7,73.

4.2.2

Funções com Números Adimensionais

Conforme exposto na Seção 3.2, três números adimensionais apresentados na literatura para inferir sobre o impacto das forças gravitacionais em determinado cenário de escoamento em meio poroso foram selecionados para estimar o fator de recuperação de um cenário do Pré-Sal.

a. G de Spivak

O número adimensional proposto por Spivak[9] para estimar o efeito da segregação gravitacional foi avaliado em seu artigo em um modelo que considerava o deslocamento bifásico imiscível de óleo por água ou por gás (incompressível) e comparava com uma resposta de incremento de FR verificado no *breakthrough* do caso com o efeito da segregação para um caso com as mesmas características, mas sem o efeito da segregação gravitacional. Ainda que algumas premissas consideradas por Spivak tenham sido diferentes das observadas no cenário abordado no presente estudo, o mesmo comportamento do incremento de FR observado no artigo foi verificado tomando as respostas de FR no momento em que a fração de água produzida era 1%, assumido como *breakthrough* dos fluidos injetados, e o valor do número adimensional proposto por Spivak, como pode ser observado na Figura 4.16.

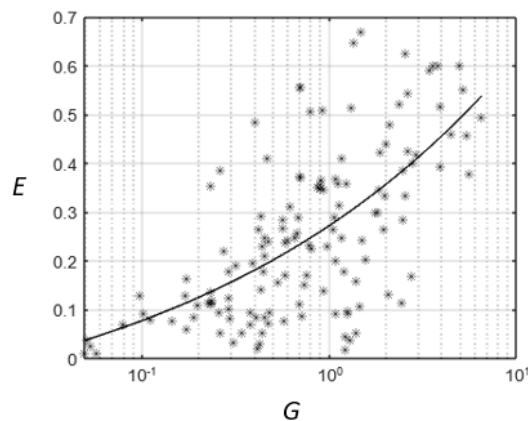


Figura 4.16: Curva de incremento de FR (E) x número adimensional G ajustada pelo método de mínimos quadrados com os resultados dos casos gerados nos *Cenários Automáticos*.

A curva apresentada na Figura 4.16 foi ajustada aplicando o método dos mínimos quadrados para relacionar as variáveis G e E , sendo G calculada

pelas características de cada caso conforme explicado no Capítulo 3 e a variável E calculada conforme apresentado na Figura 2.3. É possível observar que a curva ajustada apresentou o mesmo comportamento que as curvas apresentadas por Spivak, ilustradas na Figura 2.3.

Após validar a relação entre G e E com os resultados gerados nos *Cenários Automáticos*, os resultados desse conjunto de casos foram utilizados para ajustar uma função que relacionasse o G de Spivak diretamente com o FR nos cenários com a influência do efeito gravitacional. A curva do ajuste é apresentado na Figura 4.17 e a função ajustada na Equação 4-1.

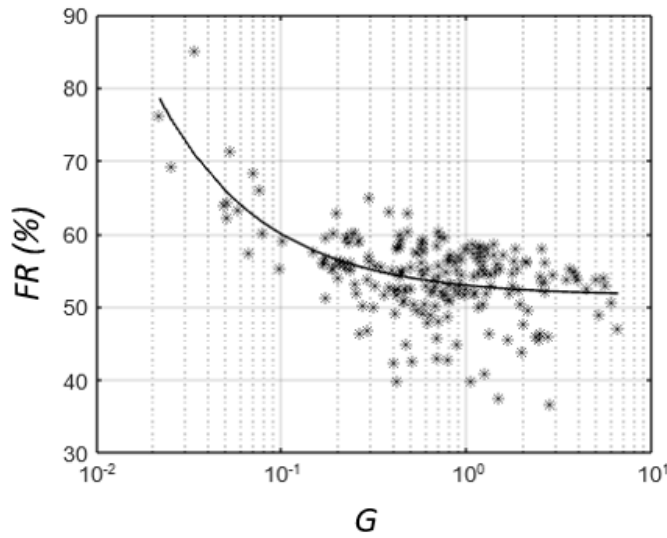


Figura 4.17: Curva de FR após a injeção de 1 volume poroso pelo número adimensional G ajustada pelo método de mínimos quadrados com os resultados dos casos gerados na análise de sensibilidade.

$$FR = 51.4535 + 1.4398 \times G^{-0.7662} \quad (4-1)$$

Em seguida, a função apresentada na equação 4-1 foi utilizada para estimar o FR ao fim da injeção de 1 volume poroso dos casos gerados para os *Cenários Determinísticos*. Na Figura 4.18 é apresentado um comparativo entre a influência dos parâmetros observada pelos resultados dos casos simulados dos *Cenários Determinísticos* e pela aplicação da função ajustada para o adimensional G , de Spivak. Como este adimensional é função da vazão e das permeabilidades horizontal e vertical, foram mantidas essas variáveis na tabela, além da razão k_v/k_h , sendo possível perceber as mesmas tendências para aumento de FR observadas nos casos simulados. No entanto, a tendência de ampliação dos efeitos associado ao aumento de espessura, indicada nos casos simulados, não foi observada

nas estimativas feitas com G , possivelmente pelo fato das vazões terem sido parametrizadas pelo volume poroso, que varia apenas com a espessura no estudo. A razão WAG e o tempo de ciclo foram removidos do comparativo por não influenciarem em G .

Espessura	ΔFR simulado				ΔFR estimado G			
	Vazão	kh	kv	mult_kv	Vazão	kh	kv	mult_kv
60 m	5%	-7%	-2%	-15%	11%	-17%	-4%	-15%
120 m	4%	-7%	-3%	-23%	11%	-17%	-4%	-15%
255 m	9%	-13%	-7%	-31%	11%	-17%	-4%	-15%
575 m	25%	-18%	-14%	-34%	11%	-17%	-4%	-15%

Figura 4.18: Comparativo entre a influência dos parâmetros avaliados pelos resultados dos casos simulados e utilizando a superfície de resposta ajustada para o adimensional G .

Visando avaliar o desvio entre os resultados simulados e os calculados pela superfície de resposta gerada em função de G , nas tabelas 4.11 e 4.12 são apresentados resumos considerando a diferença entre o FR estimado pela Equação 4-1 e o simulado nos casos dos *Cenários Determinísticos*. Na Figura 4.11 são indicados a parcela de casos com desvios inferiores a 5 pontos percentuais de FR e os erros RMS. Na Figura 4.12 também estão listados os desvios de FR em pontos percentuais de cada caso.

Tabela 4.11: Resumo de quantidade de casos com desvio inferior a 5 p.p. e erros RMS por espessura e total entre FRs simulados e calculados pela Equação 4-1 para os casos determinísticos.

Espessura	5 p.p.	RMS
60 m	92%	3,74
120 m	67%	4,85
255 m	75%	5,49
575 m	67%	6,70
Total	75%	5,30

Apesar do número adimensional proposto por Spivak ter sido idealizado para um caso de fluxo imiscível e bifásico, os resultados apresentados nas tabelas 4.11 e 4.12 indicam boa aderência das estimativas de FR feitas em função de G em comparação com os FRs simulados após a injeção de 1 volume poroso. Os maiores desvios observados para estimativas com este adimensional se concentraram nos casos com baixa razão k_v/k_h e

Tabela 4.12: Diferenças em pontos percentuais entre o fator de recuperação simulado e calculado pela Equação 4-1 para os casos determinísticos, quantidade de casos com desvios inferiores a 5 p.p. e erros RMS.

Cenário	60 m	120 m	255 m	575 m	5 p.p.	RMS
Caso Base	-1	4	5	-3	100%	3,40
$f_w/f_g = 1/9$	-2	2	3	2	100%	2,42
$f_w/f_g = 9/1$	0	7	8	5	50%	5,86
$k_v/k_h = 0,01$	-4	-9	-14	-15	25%	11,46
$k_v/k_h = 0,5$	-5	-1	2	4	100%	3,40
$k_v/k_h = 5/2.000$	-1	0	-3	-7	75%	3,69
$k_h = 2.000$	-3	-2	-1	3	100%	2,36
$k_h = 50$	9	10	0	-8	25%	7,60
$Ciclo = 120 \times 10^{-3}V_p$	-4	2	5	0	75%	3,34
$Ciclo = 3,3 \times 10^{-3}V_p$	-1	2	0	-4	100%	2,19
$Q_{inj} = 5 \times 10^{-3}V_p/\text{ano}$	-3	0	2	4	100%	3,01
$Q_{inj} = 40 \times 10^{-3}V_p/\text{ano}$	2	6	4	-10	50%	6,42

com baixo k_h , sendo observado também uma tendência de aumento do erro RMS com o crescimento da espessura porosa.

b. *VGR* de Stone

Para montar uma equação que permitisse estimar o FR a partir do *VGR*, foi aplicada estratégia parecida com a adotada para o *G* de Spivak: identificação de uma relação entre o número adimensional e o FR utilizando os FRs simulados e os *VGRs* calculados pelos modelos dos *Cenários Automáticos*, validação pelo comportamento da curva de FR em função de *VGR* apresentado no artigo com o ajuste feito, aplicação da curva ajustada nos *Cenários Determinísticos* e avaliação dos resultados em termos de desvio do FR estimado em relação ao simulado nos casos determinísticos e erro RMS.

Utilizando os resultados de FR dos 224 casos gerados nos *Cenários Automáticos* conforme a distribuição citada na Seção 3.4 e os *VGRs* calculados, a curva ajustada pelo método dos mínimos quadrados apresentada na Figura 4.19 não apresentou o mesmo comportamento observado no artigo, que pôde ser observado na Figura 2.4.

Pelo gráfico da esquerda da Figura 4.19, verifica-se que os pontos

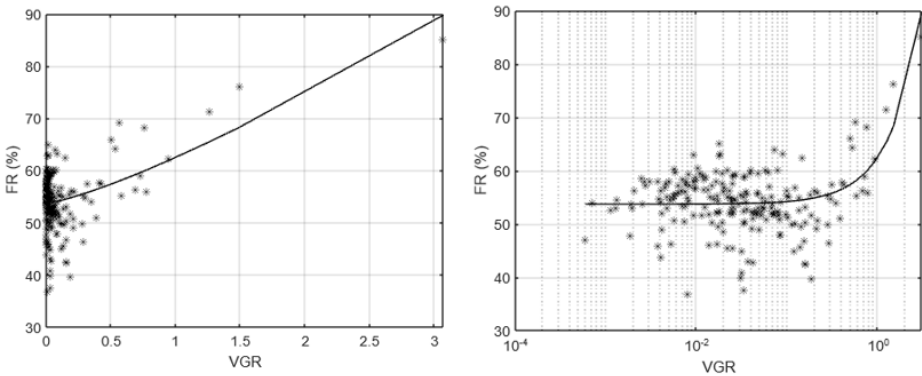


Figura 4.19: Curva de FR x número adimensional VGR ajustada pelo método de mínimos quadrados com os resultados gerados nos *Cenários Automáticos* em escala linear (esquerda) e semilog (direita).

utilizados para ajustar a função ficaram muito concentrados na região de $VGR < 0,5$. Este fato pode ter dificultado o ajuste de modo que o comportamento da curva ajustada ficasse próximo ao da indicada no artigo de Stone (Figura 2.4). Buscando ampliar a quantidade de casos com $VGR > 0,5$, foi realizada uma segunda análise de sensibilidade, respeitando as mesmas faixas adotadas para cada variável, mas desta vez com distribuições discretas para todas as variáveis, conforme indicado na Figura 4.20.

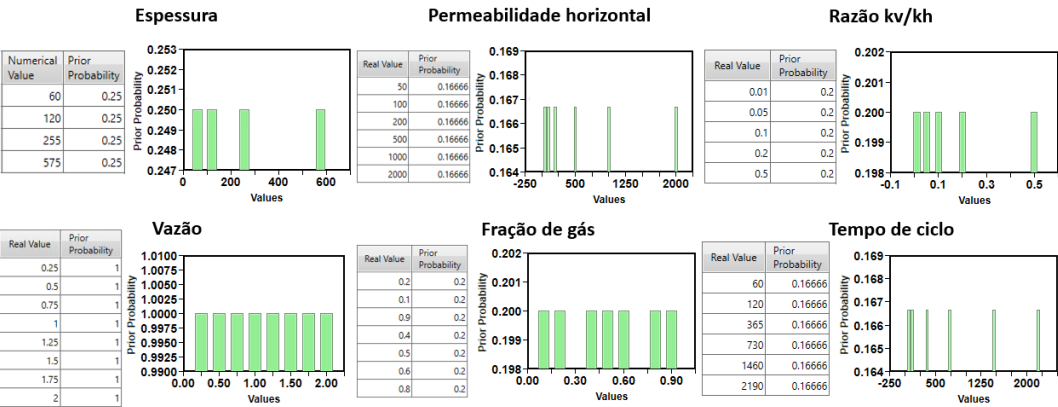


Figura 4.20: Distribuição com variáveis discretas para análise de sensibilidade.

Colocando em um mesmo conjunto os resultados das duas análises de sensibilidade, com variáveis contínuas e com variáveis discretas, uma nova curva de FR em função do VGR foi ajustada e é apresentada na Figura 4.21.

A curva da Figura 4.21, que apresenta comportamento semelhante ao observado no artigo de Stone, foi ajustada pela Equação 4-2.

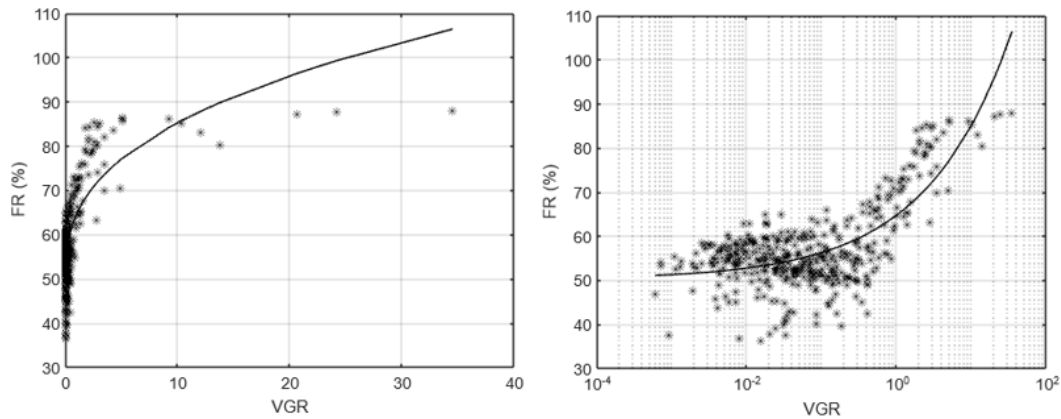


Figura 4.21: Curva de FR x VGR pelo método de mínimos quadrados com os resultados dos *Cenários Automáticos* com variáveis contínuas e com variáveis discretas em escala linear (esquerda) e semilog (direita).

$$FR = 50.1936 + 14.5690 \times VGR^{0.3813} \quad (4-2)$$

A função para estimar o FR em função do *VGR* foi utilizada para calcular o FR dos *Cenários Determinísticos* e um comparativo entre a influência da vazão e da permeabilidade vertical verificada nos casos simulados e estimada pela superfície de resposta do *VGR* é apresentado na Figura 4.22. Como dentre as variáveis analisadas este adimensional é função apenas da vazão e da permeabilidade vertical, somente estas foram mantidas no comparativo. Nota-se que as estimativas feitas com a superfície de resposta respeitaram as mesmas tendências para aumento de FR observadas nos casos simulados, preservando inclusive a influência do aumento de espessura.

Espessura	Δ FR simulado		Δ FR estimado VGR	
	Vazão	kv	Vazão	kv
60 m	5%	-2%	4%	-7%
120 m	4%	-3%	5%	-9%
255 m	9%	-7%	7%	-12%
575 m	25%	-14%	9%	-16%

Figura 4.22: Comparativo entre a influência dos parâmetros avaliados pelos resultados dos casos simulados e utilizando a superfície de resposta ajustada para o adimensional *VGR*.

Nas tabelas 4.13 e 4.14 são apresentados resumos considerando a diferença de FR entre as estimativas feitas com a superfície de resposta de *VGR* e os casos simulados nos *Cenários Determinísticos*.

Tabela 4.13: Resumo de quantidade de casos com desvio inferior a 5 p.p. e erros RMS por espessura e total entre FRs simulados e calculados pela Equação 4-2 para os casos determinísticos.

Espessura	5 p.p.	RMS
60 m	33%	6,19
120 m	92%	4,29
255 m	58%	5,70
575 m	25%	6,51
Total	52%	5,73

Tabela 4.14: Diferenças em pontos percentuais entre o fator de recuperação simulado e calculado pela Equação 4-2 para os casos determinísticos, quantidade de casos com desvios inferiores a 5 p.p. e erros RMS.

Cenário	60 m	120 m	255 m	575 m	5 p.p.	RMS
Caso Base	-5	2	5	1	100%	3,57
$f_w/f_g = 1/9$	-6	-1	3	6	100%	4,54
$f_w/f_g = 9/1$	-3	4	8	8	50%	6,46
$k_v/k_h = 0,01$	-12	-13	-12	-6	25%	10,97
$k_v/k_h = 0,5$	-7	-3	2	6	100%	4,86
$k_v/k_h = 5/2.000$	1	5	5	8	75%	5,40
$k_h = 2.000$	-4	-1	1	6	100%	3,40
$k_h = 50$	-6	-3	-8	-10	25%	7,22
$Ciclo = 120 \times 10^{-3}Vp$	-8	-1	5	4	75%	5,02
$Ciclo = 3,3 \times 10^{-3}Vp$	-5	0	0	0	100%	2,58
$Q_{inj} = 5 \times 10^{-3}Vp/ano$	-4	0	4	8	100%	4,83
$Q_{inj} = 40 \times 10^{-3}Vp/ano$	-6	0	1	-9	50%	5,24

De modo geral as estimativas de FR após a injeção de 1 volume poroso feitas com o *VGR* de Stone apresentaram resultados próximos dos simulados, apesar deste parâmetro não ser sensível a variações de permeabilidade horizontal, razão WAG ou tempo de ciclo.

Os desvios neste caso ficaram um pouco superiores aos observados pela estimativa a partir do *G* de Spivak. Os maiores desvios também foram observados nos casos com baixa razão k_v/k_h e com baixo k_h , mas não foi observada tendência de comportamento do erro RMS em relação a

espessura.

c. N_g de Shook

Em relação ao adimensional N_g proposto por Shook para descrever a relação entre forças gravitacionais e viscosas em escoamento bifásico imiscível em meio poroso homogêneo e bidimensional, os resultados da análise de sensibilidade com as variáveis contínuas foram utilizadas inicialmente para verificar se a relação entre N_g e FR no *breakthrough* apresentava o mesmo comportamento observado no artigo em que o adimensional é indicado. Na Figura 4.23 é apresentado um gráfico de FR por N_g com os resultados dos casos do *Cenário Automático* e a curva ajustada com estes pontos.

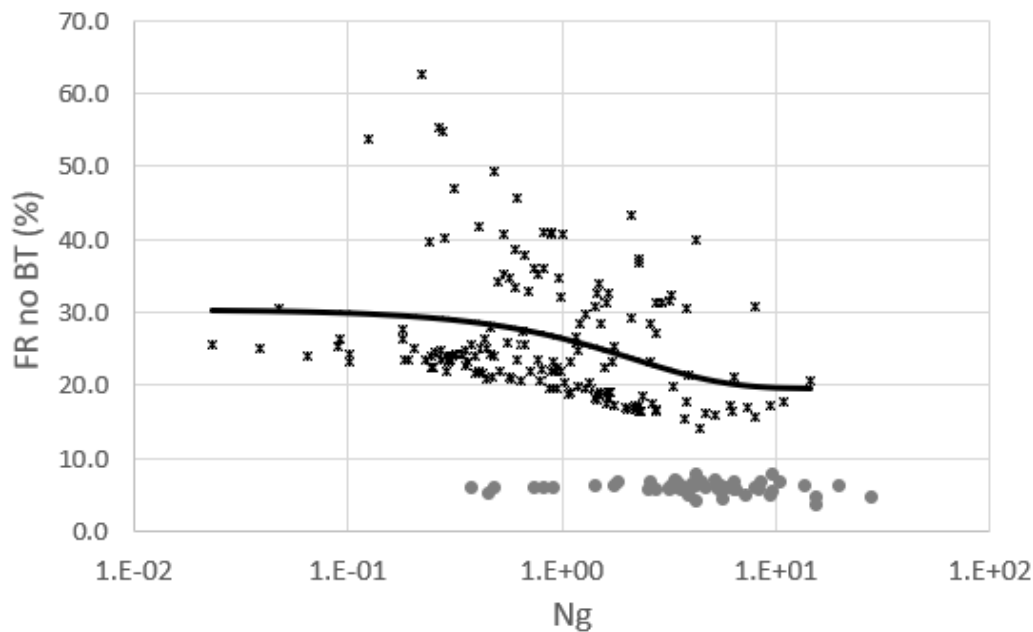


Figura 4.23: Curva de FR x N_g ajustada pelo método de mínimos quadrados com os resultados das análises de sensibilidade com variáveis contínuas.

Ao plotar os pontos no gráfico, foi possível observar que no conjunto de casos destacados pela cor cinza não foi observada relação entre FR no *breakthrough* e N_g . Este conjunto compreende os casos com 575 metros de espessura e, por não apresentarem relação entre o FR e N_g , apenas os outros casos foram utilizados para ajustar a função que relaciona esses parâmetros. A curva ajustada (em preto) apresentou um comportamento semelhante ao proposto por Shook e indicado na Figura 2.5.

O ajuste da curva de FR no *breakthrough* em função de N_g foi feito utilizando uma equação da forma $FR = a_1 + a_2 \times e^{a_3 \times N_g}$. No entanto,

não foi possível ajustar uma curva para o cálculo do FR após a injeção de 1 volume poroso utilizando a mesma configuração.

Na Figura 4.24 é apresentado o gráfico com o ajuste de FR em função de N_g em uma configuração semelhante a adotada para os ajustes com outros adimensionais, com a curva da forma $FR = a_1 + a_2 \times N_g^{a_3}$. No gráfico é possível observar que, diferente do observado quando se tratava do FR no *breakthrough*, os casos de maior espessura permaneceram na mesma tendência que os demais no caso de avaliar o FR após a injeção de 1 volume poroso.

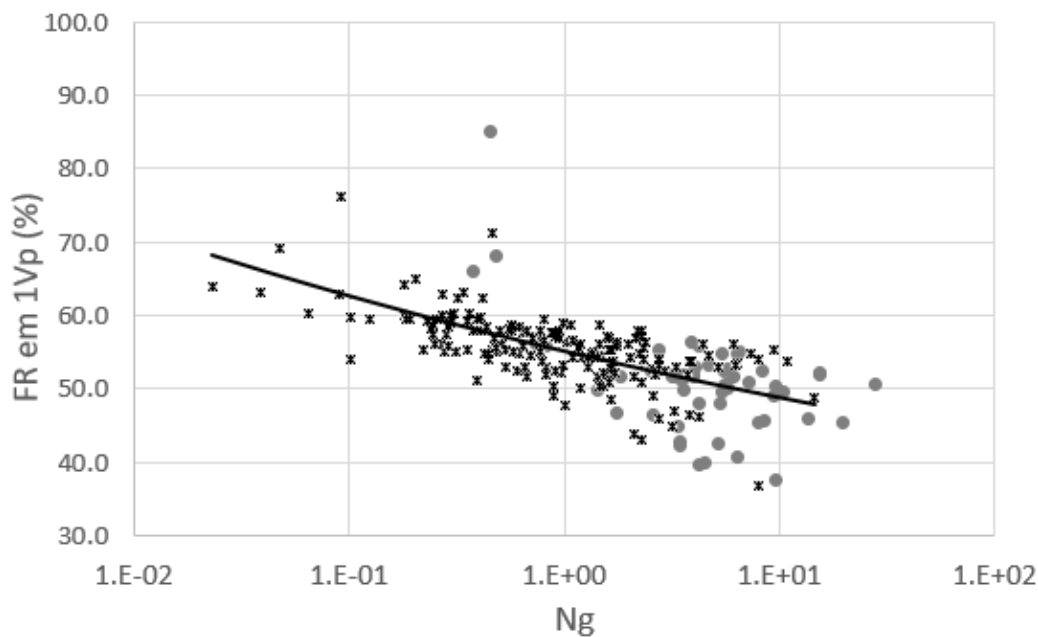


Figura 4.24: Ajuste de FR após a injeção de 1 volume poroso em função de N_g utilizando os resultados das análises de sensibilidade com variáveis contínuas, da forma $FR = a_1 + a_2 \times N_g^{a_3}$. Pontos em cinza correspondem aos casos com 575 metros de espessura dos *Cenários Automáticos*.

A curva ajustada é representada pela Equação 4-3.

$$FR = 15.9280 + 39.1668 \times N_g^{-0.0769} \quad (4-3)$$

Esta relação foi utilizada para estimar o FR dos *Cenários Determinísticos* e um comparativo entre a influência da vazão e da permeabilidade horizontal verificada nos casos simulados e estimada pela superfície de resposta do N_g é apresentado na Figura 4.25. Como N_g não é sensível em relação às outras variáveis analisadas, estas foram removidas do comparativo. As estimativas feitas com a superfície de resposta

respeitaram as mesmas tendências para aumento de FR observadas nos casos simulados, mas não foi observada variação relevante associada ao aumento de espessura, possivelmente por N_g ser função da razão entre a velocidade de escoamento de Darcy e a espessura porosa.

Espessura	ΔFR simulado		ΔFR estimado N_g	
	Vazão	kh	Vazão	kh
60 m	5%	-7%	7%	-13%
120 m	4%	-7%	7%	-12%
255 m	9%	-13%	6%	-11%
575 m	25%	-18%	6%	-11%

Figura 4.25: Comparativo entre a influência dos parâmetros avaliados pelos resultados dos casos simulados e utilizando a superfície de resposta ajustada para o adimensional N_g .

Tabela 4.15: Diferenças em pontos percentuais entre o fator de recuperação simulado e calculado pela Equação 4-3 para os casos determinísticos, quantidade de casos com desvios inferiores a 5 p.p. e erros RMS.

Cenário	60 m	120 m	255 m	575 m	5 p.p.	RMS
Caso Base	2	5	3	-7	75%	4,56
$f_w/f_g = 1/9$	1	2	1	-2	100%	1,67
$f_w/f_g = 9/1$	4	7	6	0	50%	5,20
$k_v/k_h = 0,01$	-12	-19	-27	-31	0%	23,57
$k_v/k_h = 0,5$	2	3	4	4	100%	3,39
$k_v/k_h = 5/2.000$	-3	-4	-10	-15	50%	9,25
$k_h = 2.000$	-1	-2	-3	-1	100%	1,77
$k_h = 50$	2	0	-11	-22	50%	12,46
$Ciclo = 120 \times 10^{-3}V_p$	-1	2	4	-4	100%	2,86
$Ciclo = 3,3 \times 10^{-3}V_p$	2	3	-2	-8	75%	4,45
$Q_{inj} = 5 \times 10^{-3}V_p/\text{ano}$	0	1	1	1	100%	1,14
$Q_{inj} = 40 \times 10^{-3}V_p/\text{ano}$	2	4	-1	-18	75%	9,31

Posteriormente foram calculados os desvios de FR entre as estimativas feitas com a superfície de resposta de N_g e os casos simulados. Tais desvios são apresentados em pontos percentuais na Tabela 4.15.

Na Tabela 4.16 é apresentado um resumo sobre a parcela dos casos com desvio de FR inferior a 5 pontos percentuais e o erro RMS na comparação dos valores simulados com os estimados em função de N_g .

Tabela 4.16: Resumo de quantidade de casos com desvio inferior a 5 p.p. e erros RMS por espessura e total entre FRs simulados e calculados pela Equação 4-3 para os casos determinísticos.

Espessura	5 p.p.	RMS
60 m	92%	4,09
120 m	83%	6,56
255 m	67%	9,36
575 m	50%	13,35
Total	73%	9,03

Observando as tabelas é possível verificar que os maiores desvios da estimativa de FR em função do N_g de Shook se concentraram nos casos com baixa razão k_v/k_h , além de uma tendência de ampliação do erro RMS com o aumento de espessura.

4.2.3

Resumo dos Resultados das Funções

Os principais resultados das comparações entre os FRs calculados pelas funções e os simulados para os casos determinísticos são resumidos na Figura 4.26. Nas colunas são identificados as funções utilizadas para estimar o FR: em função dos números adimensionais ou a equação proposta pelo CMOST em função das propriedades de reservatório e parâmetros operacionais definidos como variáveis do estudo. Nas linhas da tabela são identificados os resultados parciais por espessura e o resultado total. As células mais vermelhas indicam as piores respostas (menor quantidade de casos com desvio inferior a 5 pontos percentuais ou maiores erros RMS) e células mais azuis indicam melhores resultados.

Espessura (m)	Casos com desvio de até 5 p.p.				Erro RMS no FR			
	VGR	Ng	G	CMOST	VGR	Ng	G	CMOST
60	33%	92%	92%	83%	6.186	4.095	3.738	4.201
120	92%	83%	67%	67%	4.287	6.563	4.848	6.530
255	58%	67%	75%	50%	5.701	9.362	5.489	8.614
575	25%	50%	67%	42%	6.509	13.354	6.705	10.227
Total	52%	73%	75%	60%	5.73	9.03	5.30	7.73

Figura 4.26: Resumo das diferenças entre os FRs calculados e os FRs simulados dos casos determinísticos após a injeção de 1 volume poroso.

Na tabela é possível observar que as estimativas de FR em função do ajuste considerando apenas o adimensional G foram as que apresentaram menores erros RMS com grande parte dos desvios dentro da faixa de 5 pontos percentuais de diferença em relação ao FR simulado para os casos determinísticos. As estimativas realizadas com o adimensional VGR também apresentaram baixo erro RMS, apesar de quase metade dos casos terem apresentado desvio superior a 5 pontos percentuais de FR. Os maiores desvios em termos de erro RMS ficaram na ordem de 10 pontos percentuais e foram observados nos casos de maior espessura para a superfície de resposta gerada a partir do CMOST e para a equação ajustada em função do adimensional N_g .

Na Figura 4.27 são apresentados os erros RMS por variável avaliada, considerando o conjunto de estimativas feitas com as 4 equações ajustadas.

Erro RMS no FR									
kh		kv/kh		Razão WAG		Tempo de Ciclo		Vazão de Operação	
Baixo	Alto	Baixo	Alto	Baixo	Alto	Baixo	Alto	Baixo	Alto
10	2	17	4	3	5	3	5	3	7

Figura 4.27: Resumo de Erro RMS para variáveis avaliadas no estudo.

Com exceção das estimativas feitas com VGR , na Figura 4.26 é possível verificar que os casos apresentaram uma tendência de aumento do desvio com o aumento de espessura. Em relação às demais variáveis avaliadas no estudo, apresentadas na Figura 4.27, é possível notar que de um modo geral as funções também não apresentaram bons ajustes para situações com permeabilidade horizontal ou com razão k_v/k_h muito baixas.

	Espessura Porosa		kh		kv/kh		Razão WAG		Tempo de Ciclo		Vazão de Operação	
	Baixa	Alta	Baixa	Alta	Baixa	Alta	Baixa	Alta	Baixo	Alto	Baixa	Alta
VGR												
N_g												
G												
CMOST												

Figura 4.28: Quadro de avaliação do desvio do FR estimado pelas funções ajustadas em relação ao FR simulado nos casos com *Cenários Determinísticos*. Células em verde indicam desvio pequeno, células em amarelo indicam desvio intermediário e células em vermelho indicam maiores desvios.

Por fim, na Figura 4.28 é apresentado um quadro com as situações em que as funções ajustadas apresentaram melhores respostas em relação aos valores simulados, considerando a comparação realizada com os casos dos *Cenários Determinísticos*.

No quadro, é possível verificar as situações em que as estimativas apresentaram os melhores resultados, como descrito anteriormente.

5 Discussões

No presente estudo foi avaliada a influência que as propriedades do reservatório permeabilidade horizontal, permeabilidade vertical, razão k_v/k_h e espessura porosa e os parâmetros operacionais vazão de operação, razão WAG e tempo de ciclo, podem ter no fator de recuperação ao fim da injeção de 1 volume poroso, adotando a injeção WAG como estratégia de produção em um cenário típico do Pré-Sal brasileiro.

Comparando os resultados das análises feitas nos *Cenários Determinísticos* com o efeito gravitacional com os resultados dos casos da análise de sensibilidade feita nos *Cenários Automáticos* com distribuição contínua e uniforme para todas as variáveis, resumidos na Figura 5.1, é possível notar que k_h , vazão de escoamento e tempo de ciclo apresentaram influência semelhante nas duas análises, enquanto a fração de injeção de gás ou água (associado a razão WAG) e a razão k_v/k_h apresentaram comportamentos distintos, com grande impacto associado a razão k_v/k_h e baixo relacionado a razão WAG na análise nos *Cenários Determinísticos* e o contrário sendo observado nos *Cenários Automáticos*.

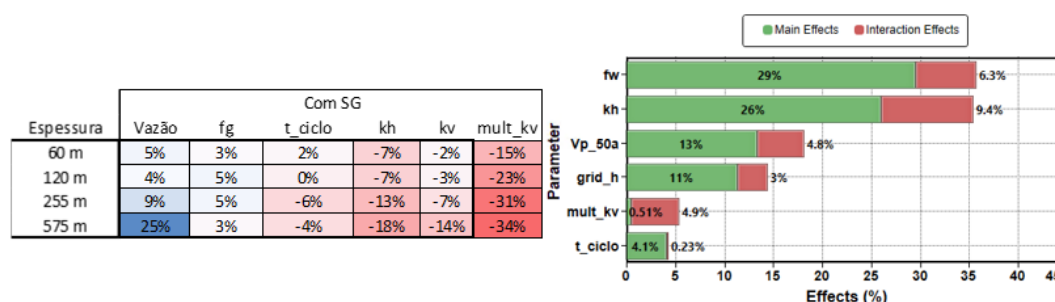


Figura 5.1: Influência das variáveis nos *Cenários Determinísticos* (esquerda) e nos *Cenários Automáticos* com variáveis contínuas e uniformes (direita). Influência da razão k_v/k_h (representada por *mult_kv*) e da razão WAG (representada por *fg* a esquerda e por *fw* a direita) foi distinta nas duas análises. Valores da tabela são referentes a diferença no FR em pontos percentuais, enquanto os valores do gráfico de barras remetem apenas aos pesos de cada variável para estimar o FR.

No entanto, na comparação indicada na Figura 5.2, entre os resultados da tabela e os da análise de sensibilidade com *Cenários Automáticos* gerados

com a distribuição discreta das variáveis descrita na Figura 4.20, é possível observar maior coerência entre os resultados.

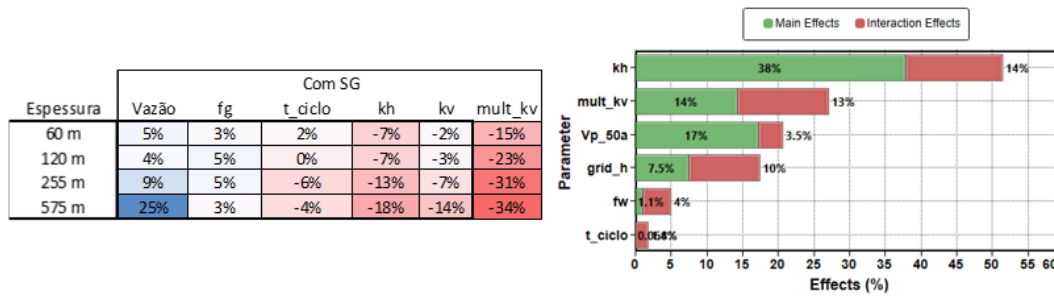


Figura 5.2: Influência das variáveis nos casos da análise com *Cenários Determinísticos* (esquerda) e da análise com *Cenários Automáticos* com distribuição discreta das variáveis (direita).

Uma diferença importante entre as duas distribuições utilizadas nas análises de sensibilidade com *Cenários Automáticos* diz respeito a distribuição de k_h , da razão k_v/k_h e do tempo de ciclo que ficaram com maior concentração de pontos na região de baixos valores no caso em que foram adotadas variáveis discretas, enquanto no caso com variáveis contínuas a distribuição foi uniforme. Assim, no caso com variáveis discretas há uma equivalência entre a quantidade de casos com razão k_v/k_h menor e maior que 0,1, enquanto para o caso com variáveis contínuas a equivalência ocorre para $k_v/k_h = 0,25$, valor que pode ser muito alto para esta variável. Na medida em que metade dos casos ficaram com k_v/k_h acima de 0,25, a influência dessa variável no FR pode ter reduzido.

No caso da fração de água injetada (fw), apesar das distribuições adotadas nas duas análises para esta variável serem mais uniformes, sua influência pode ter sido valorizada no caso com distribuição contínua e uniforme pela diferença na distribuição da permeabilidade horizontal: como no caso com distribuição contínua há mais casos com maiores valores de k_h , o gás injetado em maiores frações contactaria maiores regiões do reservatório, aumentando o impacto desta variável no FR, indicando que a adoção de baixa razão WAG pode ser ainda mais favorável em regiões com alta k_h .

Na tabela da Figura 5.2 é possível observar a redução do fator de recuperação associada ao aumento da permeabilidade horizontal, da permeabilidade vertical e da razão k_v/k_h , sendo esta última a que apresentou maior influência nesta análise. Enquanto a redução de FR nos cenários de aumento de k_v ou da razão k_v/k_h está diretamente relacionada ao efeito gravitacional, a redução do FR associada ao aumento também da permeabilidade horizontal nesses casos, citada por Spivak[9] em seu artigo, pode ser potencializada pelo aumento da concentração dos fluidos injetados nas poções superior ou inferior do reserva-

tório, decorrente da diferença de densidade entre os fluidos injetados e o fluido deslocado.

Ao comparar o comportamento dos parâmetros nos casos com e sem o efeito da segregação gravitacional é possível perceber que a influência deste fenômeno parece estar relacionada com a espessura. Os resultados indicaram que as influências da permeabilidade (horizontal ou vertical), da razão k_v/k_h e da vazão podem ser amplificadas ou suavizadas pelo aumento ou redução da espessura no caso com o efeito gravitacional em comparação com os casos em que este efeito foi suprimido. Nos casos sem o fenômeno não foi verificada nenhuma tendência associada a espessura. Também foi possível observar que a ocorrência do fenômeno reduziu as influências observadas para a razão WAG e tempo de ciclo em todas as espessuras. As respostas associadas a estes dois últimos parâmetros podem estar associadas ao volume de gás presente no reservatório ao fim de cada ciclo e, no caso com o efeito gravitacional, os casos menor razão WAG ou maior tempo de ciclo poderiam não ter um volume de gás presente no reservatório tão diferente do observado nos seus respectivos casos de referência (maior razão WAG ou menor tempo de ciclo).

Vale ressaltar que a opção adotada no presente estudo de representar os *grids* com menos *layers* (5, 10, 20 e 40 camadas para representar os *grids* com 60, 120, 255 e 575 metros de espessura, respectivamente) podem influenciar as comparações entre casos de diferentes espessuras.

Na bibliografia tomada como referência para o presente trabalho, a influência exclusiva da espessura no fator de recuperação não foi avaliada. Sua influência foi inferida associando-a com a vazão de escoamento[9], com a distância entre os poços[12][13] ou em casos com injeção apenas em parte da espessura porosa[14][15].

Em relação às variáveis de operação (vazão, razão WAG e tempo de ciclo), que são as variáveis com maiores possibilidades de intervenção durante a vida produtiva de um campo, a análise dos casos nos *Cenários Determinísticos* e a análise de sensibilidade nos *Cenários Automáticos* com a distribuição contínua das variáveis indicaram aumento de FR associado ao aumento da vazão de escoamento e pouca influência associada ao tempo de ciclo, enquanto a redução da razão WAG (aumento de fg) foi associada a impacto positivo no FR para os casos dos *Cenários Determinísticos*.

Para a vazão, as curvas apresentadas na Figura 4.10 referentes aos casos com o efeito gravitacional indicam que maiores vazões sempre apresentam melhores respostas de FR, comportamento que corrobora com as análises de diversos autores[9][10][11][12][13]. A relação deste comportamento com a segregação gravitacional deve estar associada ao menor tempo para a

ocorrência da segregação dos fluidos nos casos de adoção de maiores vazões.

Sobre a razão WAG, que no presente estudo foi avaliada apenas pela variação da fração de tempo injetando água ou gás, a análise com os *Cenários Determinísticos* sinalizou um pequeno aumento de FR associado ao aumento da fração de gás de 0,1 para 0,9 (ou redução da razão WAG de 9 para 0,11), que pode ser verificado na tabela da Figura 5.1. Um aumento do fator de recuperação associado a redução da razão WAG quando utilizando gás miscível, por promover a redução da saturação de óleo residual por onde passa, foi verificado na análise de Stone[10]. No entanto, o impacto da razão WAG pode ter sido subavaliado no presente trabalho, pois, conforme indicado na literatura[8], um dimensionamento adequado dos bancos de água e gás deve considerar as mobilidades dos fluidos e o simples aumento de um banco a partir de determinada medida pode favorecer a chegada prematura deste injetado, reduzindo seu impacto em FR.

Em relação ao tempo de ciclo, tanto a análise dos casos nos *Cenários Determinísticos* quanto a análise nos *Cenários Automáticos* indicaram pouca ou nenhuma influência desta variável no fator de recuperação dentro da faixa avaliada, que foi de 60 a 2.190 dias. Na literatura foram encontrados alguns trabalhos que consideraram a injeção simultânea de água e gás[10][11][14][16][19].

No trabalho de Faisal *et al.*[15] foi feita uma sensibilidade para casos limitados pela pressão de injeção variando o tamanho dos bancos de fluidos injetados, equivalente ao tempo de ciclo, observando aumento da área varrida por gás, decorrente do aumento de vazão de injeção, e associado ao aumento dos bancos injetados. As análises feitas no presente estudo podem complementar o entendimento sobre a influência dos tempos de ciclo ao indicarem que o simples aumento desta variável deve apresentar pouco impacto no FR e, por este motivo, resultados de FR de casos com tempos de ciclo mais elevados podem ser comparáveis aos de casos com injeção simultânea se as vazões injetadas em ambos os casos forem equivalentes.

Além da avaliação da influência de cada parâmetro, também foi verificada a aplicabilidade de 3 números adimensionais selecionados da literatura para estimar o fator de recuperação no cenário de análise, bem como foram elaboradas funções para estimar o FR após a injeção de 1 volume poroso a partir destes adimensionais.

Como pôde ser visto no Capítulo 4, apesar da diferença entre algumas premissas adotadas para o presente estudo e para os trabalhos em que os adimensionais foram propostos, foi possível ajustar curvas para relacionar esses adimensionais com o FR com comportamentos similares aos observados nos artigos de origem.

No caso do G de Spivak a principal diferença de premissa foi o fato de sua análise considerar o deslocamento bifásico de óleo por água ou gás, enquanto o presente estudo tratava de injeção WAG. Tal diferença pode ter sido amenizada por ter sido considerado gás miscível a primeiro contato, minimizando regiões do reservatório com fluxo trifásico. A relação originalmente proposta entre G e a parcela de fator de recuperação no *breakthrough* perdida pelo efeito gravitacional também levava em consideração a razão de mobilidades dos fluidos nos pontos terminais, parâmetro que foi considerado constante na presente análise.

Em relação ao VGR de Stone, algumas diferenças de premissas da análise original para o presente estudo foram a escolha pela injeção simultânea de água e gás e a adoção de um modelo bidimensional. Como citado anteriormente, não foi observada influência relevante do tempo de ciclo no FR, permitindo a comparação de resultados de injeção WAG com resultados de injeção simultânea de água e gás. As diferenças por comparar resultados de um modelo 2D com os de um 3D não foram tratadas. No artigo de Stone ainda são apresentadas curvas indicando que o fator de recuperação como uma função do VGR e da razão WAG, parâmetro que foi uma das variáveis analisadas no presente estudo.

Para o N_g de Shook as principais diferenças foram também a adoção de fluxo bifásico de óleo deslocado por água e um modelo bidimensional. Como exposto acima, talvez o fato de ter sido adotado gás miscível no presente estudo tenha reduzido a diferença por ter sido avaliado um modelo com injeção WAG e a divergência causada por comparar resultados de uma análise 2D com o de outra análise 3D não foi tratada. No artigo, os autores relacionam o fator de recuperação no *breakthrough* a 5 adimensionais, sendo o N_g e o fator de forma R_L definidos como funções de variáveis analisadas no presente estudo.

Ao todo foram ajustadas quatro equações para estimar o FR após a injeção de 1 volume poroso, sendo uma em função das variáveis de projeto e operação representada pela aplicação dos coeficientes às respectivas variáveis listados na Tabela 4.8 e três em que o FR é estimado exclusivamente por cada um dos números adimensionais escolhidos para o estudo e representadas pelas equações 4-1, 4-2 e 4-3. Ao utilizar as funções para estimar o FR nos *Cenários Determinísticos* e comparar as estimativas com os valores simulados para estes casos o erro RMS total ficou inferior a 10 pontos percentuais para todas as funções.

De modo geral, foi observado um aumento do erro associado aos casos com razão k_v/k_h muito baixa, que se aproximariam mais de uma situação sem o efeito da segregação gravitacional. Dentre as equações ajustadas, as que

apresentaram estimativas mais próximas aos valores simulados foram a equação de FR como uma função do adimensional G (Eq. 4-1) e a equação de FR em função apenas do adimensional VGR (Eq. 4-2), com erros RMS da ordem de 5 pontos percentuais.

A principal limitação em relação a superfície de resposta ajustada como função do adimensional G foi o fato de não ter sido identificada a influência da espessura porosa na segregação gravitacional. Em relação ao VGR a principal limitação está associada ao fato de desprezar a influência da permeabilidade horizontal e, consequentemente, da razão k_v/k_h .

O ajuste que apresentou o maior erro RMS total (9,03 pontos percentuais) foi a Equação 4-3, do FR em função apenas do adimensional N_g . Uma possível causa para a equação de FR em função do N_g ter apresentado o pior ajuste seria o fato de não ter sido considerada a influência do R_L , adimensional que é função da razão k_v/k_h , que é uma das variáveis avaliadas no estudo e que apresentou forte influência no fator de recuperação. Ressalta-se que, apesar de ter sido identificada uma falta de sensibilidade do FR no *breakthrough* em relação ao N_g para os casos de maior espessura (575 metros), o FR após a injeção de 1 volume poroso se mostrou sensível a este adimensional.

Por fim, podem ser citadas como limitações do presente trabalho a utilização de um modelo representando um reservatório homogêneo e confinado na região de entre um par injetor-produtor, a escolha de manter iguais os volumes injetado e produzido em condição de reservatórios durante todo o período e a adoção de apenas uma composição para o gás injetado.

6

Conclusões

No presente trabalho foram apresentadas análises feitas com o objetivo de avaliar o impacto na recuperação que algumas variáveis podem gerar no caso de injeção WAG em um cenário típico do Pré-Sal brasileiro sob a influência do fenômeno da segregação gravitacional e buscando propor funções que permitissem uma rápida estimativa do fator de recuperação neste cenário.

Em um modelo representando a região com um par de poços injetor-produtor e tomando o fator de recuperação após a injeção de 1 volume poroso como métrica, uma análise comparando casos em que cada variável foi avaliada individualmente nos seus valores mínimo e máximo e outra onde diversos casos com combinações destas variáveis foram gerados a partir de distribuições uniformes permitiram aferir seu impacto sobre o fator de recuperação e identificar as mais influentes nesse aspecto.

Em relação as propriedades de reservatório analisadas, os resultados indicaram forte influência da razão k_v/k_h , dos valores absolutos da permeabilidade horizontal e vertical (esta última principalmente para casos com grande espessura) no fator de recuperação ao fim da injeção de 1 volume poroso. De modo geral, o efeito da segregação gravitacional atuou apenas para amplificar ou suavizar as influências dos outros parâmetros, estando associado a espessura quando se trata de avaliar a resposta da permeabilidade (horizontal, vertical ou razão de permeabilidades) ou da vazão. Influência da razão WAG e do tempo de ciclo foram suavizados pelo fenômeno.

Quanto às variáveis de operação, que se destacam por poderem ser ajustadas durante a vida produtiva do campo, a vazão de operação foi a que apresentou influência mais significativa na análise. A influência da fração de gás injetado foi relativamente pequena nos casos ao comparar apenas os FRs com esta variável em seus valores extremos (10% e 90%) ou na análise de sensibilidade com variáveis discretas, mas apresentou impacto mais relevante na análise de sensibilidade com variáveis contínuas, indicando que pode ser um parâmetro importante para casos com altas permeabilidades. Não foi observado impacto relevante no FR relacionado ao tempo de ciclo no presente estudo.

Na literatura foram buscados números adimensionais propostos para exprimir a influência da segregação gravitacional. Equações para estimar o

FR como função das variáveis de projeto e operação selecionadas ou dos números adimensionais foram ajustadas a partir dos resultados de 224 casos gerados considerando uma distribuição contínua e uniforme para as variáveis dentro das faixas escolhidas. As funções ajustadas foram validadas levando em consideração o desvio entre as estimativas e os valores simulados de fator de recuperação ao fim da injeção de 1 volume poroso para outros 48 cenários, denominados *Cenários Determinísticos*.

As funções ajustadas apresentaram estimativas de FR com erros RMS em relação aos FRs simulados até valores da ordem de 10 pontos percentuais. Os dois melhores ajustes foram em função do adimensional G (proposto no artigo de Shook e outros autores) e do adimensional VGR , (proposto por Stone) que apresentaram erro RMS da ordem de 5 pontos percentuais em relação aos valores simulados. De modo geral os ajustes não apresentaram boas estimativas para os casos com razão k_v/k_h da ordem de 0,01, valor utilizado como limite inferior. Estimativas feitas pelas funções propostas podem ser úteis para uma avaliação preliminar do potencial da aplicação de injeção WAG em determinada região de um reservatório com as características dos encontrados no Pré-Sal brasileiro.

Como sugestões para análises em trabalhos futuros, podem ser citadas a avaliação do impacto no FR em modelos heterogêneos, influência de outras variáveis de operação como diferentes composições para o gás injetado ou com vazões diferentes para diferentes bancos injetados, análises que considerem uma mesma quantidade de camadas para representar diferentes espessuras porosas ou ainda a comparação entre a resposta observada para uma região que contempla apenas um par injetor-produtor e a resposta em um modelo com mais poços.

A

Fator de Recuperação após injeção de 1Vp dos Cenários Determinísticos

A seguir são apresentados os valores de Fator de Recuperação simulados e estimados pelas 4 superfícies de resposta apresentadas no Capítulo 3 para os *Cenários Determinísticos*.

O caso $k_v/k_h = 5/2.000$ foi comparado com o caso $k_h = 2.000mD$, que possui $k_v = 200mD$, para avaliar a permeabilidade vertical.

Tabela A.1: Fatores de recuperação simulados para os casos determinísticos

Cenário	Casos Simulados			
	60 m	120 m	255 m	575 m
Caso Base	61	56	55	62
$k_h = 50mD$	65	64	73	81
$k_h = 2.000mD$	56	54	54	50
$k_v/k_h = 5/2.000$	58	57	60	64
$k_v/k_h = 0,01$	75	79	85	86
$k_v/k_h = 0,5$	60	57	53	51
$V_w/V_g = 1/9$	62	58	56	57
$V_w/V_g = 9/1$	59	53	51	55
$t_{ciclo} = 3,3 \times 10^{-3}Vp$	61	57	60	63
$t_{ciclo} = 120 \times 10^{-3}Vp$	63	58	54	59
$Q_{inj} = 5 \times 10^{-3}Vp/ano$	58	54	52	50
$Q_{inj} = 40 \times 10^{-3}Vp/ano$	63	59	61	75

Tabela A.2: Fatores de recuperação estimados para os casos determinísticos utilizando a superfície de resposta gerada via CMOST

Cenário	Estimativa CMOST			
	60 m	120 m	255 m	575 m
Caso Base	65	63	61	62
$k_h = 50mD$	67	65	63	64
$k_h = 2.000mD$	59	57	53	50
$k_v/k_h = 5/2.000$	58	56	52	49
$k_v/k_h = 0,01$	66	64	62	63
$k_v/k_h = 0,5$	60	59	56	57
$V_w/V_g = 1/9$	58	56	52	51
$V_w/V_g = 9/1$	58	57	56	59
$t_{ciclo} = 3,3 \times 10^{-3}Vp$	63	61	59	60
$t_{ciclo} = 120 \times 10^{-3}Vp$	67	65	62	63
$Q_{inj} = 5 \times 10^{-3}Vp/ano$	58	57	54	55
$Q_{inj} = 40 \times 10^{-3}Vp/ano$	71	69	67	68

Tabela A.3: Fatores de recuperação estimados para os casos determinísticos utilizando a superfície de resposta gerada em função do adimensional G

Cenário	Estimativa G			
	60 m	120 m	255 m	575 m
Caso Base	59	59	59	59
$k_h = 50mD$	74	74	74	74
$k_h = 2.000mD$	53	53	53	53
$k_v/k_h = 5/2.000$	57	57	57	57
$k_v/k_h = 0,01$	71	71	71	71
$k_v/k_h = 0,5$	56	56	56	56
$V_w/V_g = 1/9$	59	59	59	59
$V_w/V_g = 9/1$	59	59	59	59
$t_{ciclo} = 3,3 \times 10^{-3}Vp$	59	59	59	59
$t_{ciclo} = 120 \times 10^{-3}Vp$	59	59	59	59
$Q_{inj} = 5 \times 10^{-3}Vp/ano$	54	54	54	54
$Q_{inj} = 40 \times 10^{-3}Vp/ano$	65	65	65	65

Tabela A.4: Fatores de recuperação estimados para os casos determinísticos utilizando a superfície de resposta gerada em função do adimensional VGR

Cenário	Estimativa VGR			
	60 m	120 m	255 m	575 m
Caso Base	56	57	59	63
$k_h = 50mD$	59	62	66	71
$k_h = 2.000mD$	52	53	54	55
$k_v/k_h = 5/2.000$	59	62	66	71
$k_v/k_h = 0,01$	63	67	72	80
$k_v/k_h = 0,5$	53	54	55	57
$V_w/V_g = 1/9$	56	57	59	63
$V_w/V_g = 9/1$	56	57	59	63
$t_{ciclo} = 3,3 \times 10^{-3}Vp$	56	57	59	63
$t_{ciclo} = 120 \times 10^{-3}Vp$	56	57	59	63
$Q_{inj} = 5 \times 10^{-3}Vp/ano$	53	54	56	58
$Q_{inj} = 40 \times 10^{-3}Vp/ano$	57	59	62	67

Tabela A.5: Fatores de recuperação estimados para os casos determinísticos utilizando a superfície de resposta gerada em função do adimensional Ng

Cenário	Estimativa Ng			
	60 m	120 m	255 m	575 m
Caso Base	62	60	58	55
$k_h = 50mD$	68	65	62	59
$k_h = 2.000mD$	55	53	51	49
$k_v/k_h = 5/2.000$	55	53	51	49
$k_v/k_h = 0,01$	62	60	58	55
$k_v/k_h = 0,5$	62	60	58	55
$V_w/V_g = 1/9$	62	60	58	55
$V_w/V_g = 9/1$	62	60	58	55
$t_{ciclo} = 3,3 \times 10^{-3}Vp$	62	60	58	55
$t_{ciclo} = 120 \times 10^{-3}Vp$	62	60	58	55
$Q_{inj} = 5 \times 10^{-3}Vp/ano$	58	56	53	51
$Q_{inj} = 40 \times 10^{-3}Vp/ano$	65	62	60	57

Referências bibliográficas

- [1] FILHO, J.; PINTO, A.; ALMEIDA, A.. Santos basin's pre-salt reservoirs development - the way ahead. Offshore Technology Conference, 2009.
- [2] ROSA, A.; CARVALHO, R.; XAVIER, D.. **Engenharia de Reservatórios de Petróleo**. Editora Interciência, Rio de Janeiro, 1st edition, 2011.
- [3] PIZARRO, J.; BRANCO, C.. Challenges in implementing an eor project in the pre-salt province in deep offshore brasil. SPE EOR Conference at Oil and Gas West Asia, 2012.
- [4] BRUHN, C.; PINTO, A.; JOHANN, P.; BRANCO, C.; SALOMÃO, M.; FREIRE, E.. Campos and santos basins: 40 years of reservoir characterization and management of hallow- to ultra-deep water, post- and pre-salt reservoirs - historical and future challenges. Offshore Technology Conference Brasil, 2017.
- [5] AFZALI, S.; REZAEI, N.; ZENDEHBOUDI, S.. A comprehensive review on enhanced oil recovery by water alternating gas (wag) injection. Fuel, 227:218–246, 2018.
- [6] CHRISTENSEN, J.; STENBY, E.; SKAUGE, A.. Review of wag field experience. SPE International Petroleum Conference and Exhibition of Mexico, 1998.
- [7] CRAIG, F.; SANDERLIN, J.; MOORE, D.; GEFFEN, T.. A laboratory study of gravity segregation in frontal drives. Petroleum Branch Fall Meeting, 1956.
- [8] CAUDLE, B.; DYES, A.. Improving miscible displacement by gas-water injection. 32nd Annual Fall Meeting of Society of Petroleum Engineers, 1957.
- [9] SPIVAK, A.. Gravity segregation in two-phase displacement processes. SPE-AIME 48th Annual Fall Meeting, 1973.

- [10] STONE, H.. **Vertical conformance in an alternating water-miscible gas flood.** 57th Annual Fall Technical Conference and Exhibition of the Society of Petroleum Engineers of AIME, 1982.
- [11] JENKINS, M.. **An analytical model for water/gas miscible displacements.** SPE/DOE Fourth Symposium of Enhanced Oil Recovery, 1984.
- [12] SHOOK, M.; LI, D.; LAKE, L.. **Scaling immiscible flow through permeable media by inspectional analysis.** IN SITU, 16(4):311–349, 1992.
- [13] TCHELEPI, H.; ORR, JR, F.. **The interaction of viscous fingering, permeability heterogeneity and gravity segregation in 3d.** 12th SPE Symposium on Reservoir Simulation, 1993.
- [14] ROSSEN, W.; DUIJN, C.; NGUYEN, Q.; VIKINGSTAD, A.. **Injection strategies to overcome gravity segregation in simultaneous gas and liquid injection into homogeneous reservoirs.** SPE/DOE Symposium on Improved Oil Recovery, 2006.
- [15] FAISAL, A.; BISDOM, K.; ZHUMABEK, B.; MOJJADAM ZADEH, A.; ROSSEN, W.. **Injectivity and gravity segregation in wag and swag enhanced oil recovery.** SPE Annual Technical Conference and Exhibition, 2009.
- [16] ROSSEN, W.; SHEN, C.. **Gravity segregation in gas-injection ior.** SPE Europec/EAGE Annual Conference and Exhibition, 2007.
- [17] HALES, H.; COOK, K.. **The mechanism of flow in reservoir regions dominated by gravity segregation.** Journal of Canadian Petroleum Technology, January 2011:64–68, 2011.
- [18] NAMANI, M.; SOURAKI, Y.; KLEPPE, J.; HOIER, L.; KARIMAIE, H.. **Scaled experimental and simulation study of segregation in water-above-gas injection.** SPE Reservoir Evaluation Engineering, 2015.
- [19] JAMSHIDNEZHAD, M.; SHEN, C.; KOOL, P.; MOJADDAM ZADEH, A.; ROSSEN, W.. **Improving injectivity to fight gravity segregation in enhanced oil recovery.** SPE Journal, 2010.