UNIVERSIDADE FEDERAL DO RIO DE JANEIRO

ESCOAMENTO TRIFÁSICO EM MEIOS POROSOS: PERMEABILIDADE RELATIVA ÓLEO-GÁS-ÁGUA

Rafael Trevisan Pegoraro

RIO DE JANEIRO
2012

ESCOAMENTO TRIFÁSICO EM MEIOS POROSOS: PERMEABILIDADE RELATIVA ÓLEO-GÁS-ÁGUA

Rafael Trevisan Pegoraro

Dissertação de mestrado apresentada ao programa de Pós-Graduação em Tecnologia em Processos Químicos e Bioquímicos da Escola de Química da Universidade Federal do Rio de Janeiro (UFRJ), como parte dos requisitos necessários à obtenção do título de Mestre em Tecnologia de Processos Químicos e Bioquímicos.

Orientador:

Prof. Dr. Frederico Wanderley Tavares

Rio de Janeiro

2012

P376e Pegoraro, Rafael Trevisan.

Escoamento trifásico em meios porosos: permeabilidade relativa óleo-gás-água / Rafael Trevisan Pegoraro. – 2012.

xxxi, 98 f.: il.

Dissertação (Mestrado em Tecnologia de Processos Químicos e Bioquímicos) – Universidade Federal do Rio de Janeiro, Escola de Química, Rio de Janeiro, 2012.

Orientador: Frederico Wanderley Tavares (Dsc.)

1. WAG. 2. Meio Poroso. 3. Permeabilidade – Teses. I. Tavares, Frederico Wanderley. (Orient.). II. Universidade Federal do Rio de Janeiro, Programa em Tecnologia de Processos Químicos e Bioquímicos, Escola de Química. III. Título.

CDD: 532.5

Escoamento trifásico em meios porosos: permeabilidade relativa óleo-gás-água.

RAFAEL TREVISAN PEGORARO

Dissertação de mestrado apresentada ao programa de Pós-graduação em Tecnologia de Processos Químicos e Bioquímicos da Escola de Química da Universidade Federal do Rio de Janeiro (UFRJ), como parte dos requisitos necessários à obtenção do título de Mestre em Tecnologia de Processos Químicos e Bioquímicos.

Aprovada por:

_____
Prof. Dr. Frederico Wanderley Tavares (EQ/UFRJ)

_____
Dr. Rogério Oliveira Espósito (CENPES/Petrobras)

_____
Profa. Dra. Heloísa Lajas Sanches (EQ/UFRJ)

_____
Prof. Dr. Márcio Luis Lyra Paredes (IQ/UERJ)

Rio de Janeiro, março de 2012.

AGRADECIMENTOS

À Petrobras, por incentivar a formação de seus profissionais e por permitir e financiar esse mestrado.

À Universidade Heriot-Watt, na pessoa do prof. Mehran Sohrabi, por me receber e permitir a realização dos experimentos, além de todo o pessoal do laboratório, Hamid, Mobeem, Shaun, Graeme, Kamram, sempre pacientes e dispostos a ajudar.

Aos colegas do CENPES; Pedro, Fábio, Alexandre, Rogério, sempre dispostos a ajudar, opinar e discutir qualquer que fosse a dúvida e que tanto colaboraram nas simulações. Ao colega Raphael, profundo conhecedor do tema, com quem aprendi muito e espero poder colaborar no que for possível.

Aos colegas, Priscila, Luiz, Coelho, Carlos, Rodrigo, Alexandre, Cláudio, que desde que cheguei, só fizeram contribuir para um excelente convívio, proporcionando todas as condições para desenvolver meu trabalho.

Ao meu gerente Eugenio por seu empenho em garantir as condições para que esse mestrado acontecesse.

Ao meu orientador Fred pela receptividade, pelas conversas, pela paciência, por direcionar este trabalho e por melhorar significativamente este texto.

À minha esposa Sinara pela companhia, por me tranqüilizar e apoiar sempre, pelo exemplo de pesquisadora e, principalmente, por ser a principal alegria e dar sentido à minha vida.

À minha família, meu pai Aluízio e minha mãe Ivaníria, que sempre incentivaram meus estudos e sempre me deram tudo que eu precisei, e muito mais. Por serem exemplos de como eu quero ser para meus filhos.

RESUMO

Apresenta-se estudo do escoamento trifásico em meio poroso, por meio de dados experimentais e simulações numéricas, com o objetivo de caracterizar o processo de recuperação avançada de petróleo por injeção Alternada de Água e Gás - WAG. São obtidos dados experimentais de injeção de água e CO_2 em rochas carbonáticas. Como essas rochas são suscetíveis à dissolução, verifica-se um aumento acentuado de permeabilidade absoluta, mostrando que a obtenção dos parâmetros necessários para descrever o escoamento em rochas carbonáticas requer procedimentos experimentais bem mais elaborados do que os atualmente existentes. É avaliada uma metodologia para caracterização de experimentos em rochas não carbonáticas, de forma a permitir uma previsão adequada do comportamento do método WAG em escala de laboratório e de campo. Os modelos de conversão das permeabilidades relativas bifásicas em trifásicas e o modelo de histerese de permeabilidades relativas são testados. Avalia-se que a escolha do modelo de permeabilidade trifásico deve ser criteriosa e baseada em resultados de experimentos realizados em condições próximas às do reservatório em questão. Diferentes modelos produzem resultados bastante díspares em determinadas condições, podendo causar diferenças enormes na previsão de produção. O fenômeno de histerese de permeabilidades relativas foi levado em consideração. O efeito de histerese em processos WAG fica claro nos dados experimentais, tanto na produção de óleo quando nos diferenciais de pressão envolvidos, que afetam a injetividade dos fluidos. Demonstra-se que a correta caracterização da histerese é essencial para uma representação mais acurada dos dados experimentais e para uma adequada previsão do comportamento do método WAG em escala de campo.

ABSTRACT

We study three phase flow in porous media by means of experimental data and numerical simulations, to characterize the oil recovery in Water Alternating Gas injection (WAG) process. We evaluate experimental data of water and CO_2 injection in carbonate rocks. As these rocks are susceptible to react with injected fluids, we obtain a fast increase in absolute permeability, showing that the experimental procedure to obtain the necessary parameters for characterization of three-phase flow in carbonate rocks needs conceptual changes. A flow characterization methodology for non carbonate rocks is evaluated to enable an appropriate description of WAG process in laboratory and field scale. Models for three-phase relative permeability, obtained from two phase measures, and for relative permeability hysteresis are tested. The choice of three-phase relative permeability model should be judicious and based on results of experimental data performed in conditions close to reservoir condition. We observed large deviations of oil recovery and pressure difference obtained from different models. The relative permeability hysteresis was considered to calculate the multiphase flow. The hysteresis effect in WAG processes is clearly important, as shown in the experimental data and computational simulations, in terms of both oil production and pressure differences. It is also clear that the hysteresis affects the fluid injectivity. It is shown that the correct characterization of hysteresis effect is essential for a more accurate representation of experimental data and for a suitable prediction of production trough WAG injection in field scale.

SUMÁRIO

CAPÍTULO 1. INTRODUÇÃO **14**
1.1. Motivação **14**
1.2. Objetivo **15**
1.3. Organização da Dissertação **16**

CAPÍTULO 2. REVISÃO BIBLIOGRÁFICA **18**
2.1. Revisão geral Recuperação de Reservatórios de Petróleo **18**
2.1.1 Miscibilidade **23**
2.1.2 Permeabilidade Relativa **27**
2.2. Recuperação Avançada de Petróleo - injeção alternada de água e gás - WAG **30**
2.2.1 Descrição do Processo WAG **31**
2.2.1.1 Mecanismos de Funcionamento do Método WAG **33**
2.2.1.2 Histórico de Aplicação do Método WAG **34**
2.2.2 Permeabilidade Relativa Trifásica **35**
2.2.3 Histerese de Permeabilidade Relativa **41**
2.2.3.1 Modelos de Histerese de Permeabilidade Relativa **44**
2.2.4 Simulação de Reservatórios **51**

CAPÍTULO 3. METODOLOGIA EXPERIMENTAL **54**
3.1. Experimentos Realizados **56**
3.2. Experimentos utilizados para Simulação **57**
3.3. Simulação Numérica dos Experimentos **59**

CAPÍTULO 4. RESULTADOS E DISCUSSÕES **63**
4.1. Dados Experimentais Obtidos **63**
4.2. Simulação Experimento A – Injeção de Gás em plugue de 1000mD **67**
4.3. Simulação Experimento B – Injeção WAG em plugue de 1000mD **70**
4.4. Simulação Experimento C – Injeção WAG em plugue de 65mD **79**
4.5. Simulação injeção WAG em escala de campo **82**

CAPÍTULO 5. CONCLUSÕES E SUGESTÕES **90**
5.1. Conclusões **90**
5.2. Sugestões **91**
REFERÊNCIAS **93**
APÊNDICE A **98**

LISTA DE FIGURAS

Figura 1 – Efeito da razão de mobilidade no varrido em uma seção areal sobre o Fator de Recuperação (adaptado de Klins, 1984). 21

Figura 2 – Curvas de permeabilidades relativas gás/líquido para baixos valores de tensão interfacial (Klins, 1984). 25

Figura 3 – *Fingers* viscosos diminuídos devido à técnica de injeção alternada de água e gás, para diferentes razões água:gás. 27

Figura 4 – Exemplo de curvas de permeabilidade relativa água-óleo e gás-líquido, obtidas a partir de experimento bifásico (adaptado de Manual do Simulador GEM). 29

Figura 5 – Diagrama ternário de permeabilidades trifásicas ao óleo em função de possíveis caminhos de saturações percorridos durante um processo WAG. (adaptado de FATEMI et al. (2011)). 36

Figura 6 – Diagrama de permeabilidade relativa bifásico ilustrando a histerese para a água (Adaptado de Jarrel *et al.*, 2002). 42

Figura 7 – Permeabilidades relativas da fase não-molhante ao longo dos ciclos considerando um modelo bifásico (A) e trifásico (B) (adaptado de ELEMENT et al., 2003). 46

Figura 8 – Foto do laboratório da Universidade Heriot Watt, Edimburgo, Escócia. 54

Figura 9 – Representação esquemática da unidade experimental onde os testes são realizados. (equipamento semelhante ao usado por FATEMI et al., 2011). 55

Figura 10 - Gotas de água sobre a superfície da rocha de molhabilidade mista (b), o que não ocorre em sistema molhável à água (a). (fonte: FATEMI et al., 2011). 58

Figura 11 – Modelo do plugue para as simulações dos experimentos. 61

Figura 12 – Curvas de permeabilidade relativa calculada por modelos de histerese de 2 e 3 fases (A e B, respectivamente) retiradas da literatura (Spiteri e Juanes, 2005) e as mesmas propriedades calculadas aqui utilizando o simulador GEM (C e D). 62

Figura 13 – Queda do diferencial de pressão causada pela dissolução da calcita pela injeção de água carbonatada. 63

Figura 14 – Queda do diferencial de pressão causada pela dissolução da calcita pela injeção de água carbonatada no experimento 2. 65

Figura 15 – Imagens tomográficas do canal gerado pela dissolução da calcita pela injeção de água carbonatada. 65

Figura 16 – Plugue carbonático (calcita) com canal formado (face de entrada) pela dissolução causada pela água carbonatada. 66

Figura 17 – Razão entre as concentrações de íons nas correntes de saída e entrada do plugue. A concentração de Cálcio é maior no efluente devido à dissolução da rocha. 66

Figura 18 – Curvas de permeabilidade relativa bifásica água/óleo (k_{rw}/k_{row}) e gás/líquido (k_{rg}/k_{rog}). (curvas medidas por FATEMI et al. 2011). 68

Figura 19 – Curvas de permeabilidade relativa trifásicas ao óleo (k_{ro}) calculadas pelos modelos (a)*Segregated*, (b) *Stone2*, (c) *LinearIsoperm* e (d) *Stone1*. A seta vermelha representa o caminho de saturação percorrido no Experimento A e as setas cinza o Experimento B. 69

Figura 20 – Fator de recuperação em função do volume injetado. Simulações com diferentes modelos de permeabilidade trifásica em comparação com os dados experimentais do Experimento A. 70

Figura 21 – Fator de recuperação de óleo no Experimento B e nas simulações com os diferentes modelos de permeabilidade trifásica disponíveis no simulador GEM. 71

Figura 22 – Aumento da pressão de injeção no segundo ciclo de injeção de água, causado pela histerese. 73

Figura 23 – Efeito da constante C de Land ($S_{grmáx}$) do modelo de histerese sobre o FR. 75

Figura 24 – Efeito do coeficiente α do modelo de histerese no FR. 76

Figura 25 – Minimização da função objetivo para as diversas rodadas de simulação com variação nos parâmetros $S_{grmáx}$ e α. 77

Figura 26 – Melhor ajuste dos dados de produção de óleo do experimento, com e sem modelo de histerese. 78

Figura 27 – Dados experimentais de diferencial de pressão e simulados com e sem o modelo de histerese. 78

Figura 28 – Fator de recuperação de óleo no Experimento C e obtido por simulação com os diferentes modelos de permeabilidade trifásica. 79

Figura 29 – Variação no diferencial de pressão durante o experimento. 80

Figura 30 – Curvas de permeabilidade relativa trifásicas ao óleo (K_{ro}) calculadas pelos modelos (a)*Segregated*, (b) *Stone2*, (c) *LinearIsoperm* e (d) *Stone1* no Eperimento C. 81

Figura 31 – Par injetor-produtor de um modelo de campo real. 82

Figura 32 – FR para os casos homogêneos de 65 e 1000mD, com (linha tracejada) e sem (linha contínua) histerese. 83

Figura 33 – Queda na injetividade da água para os casos homogêneos de 65 e 1000mD, com (linhas tracejadas) e sem (linhas contínuas) histerese. 84

Figura 34 – FR para a simulação do campo com diferentes modelos de Krel trifásica. 85

Figura 35 – FR para a simulação do campo. Sem histerese (curva contínua), Histerese ajustada ao experimento (azul tracejada) e histerese não ajustada (verde tracejada). 86

Figura 36 – Queda de injetividade da água (vazões anualizadas). Sem histerese (vermelho), Histerese ajustada ao experimento (azul) e histerese não ajustada (verde). 87

Figura 37 – FR em função do volume de água injetada, maior quando considerada a histerese. 88

LISTA DE TABELAS

Tabela 1 - Fenômenos observados em experimentos WAG e suas representatividades nos modelos de histerese de permeabilidade relativa. Experimentos em rocha molhada por água. **47**

Tabela 2 - Fenômenos observados em experimentos WAG e suas representatividades nos modelos de histerese de permeabilidade relativa. Experimentos em rocha de molhabilidade intermediária. **47**

Tabela 3 – Propriedades físico-químicas dos fluidos utilizados, na condição do experimento. **58**

LISTA DE SÍMBOLOS, SIGLAS E ABREVIATURAS

API	American Petroleum Institute
BT	Breakthrough
CMG	Computer Modelling Group
EOR	Enhanced Oil Recovery
FR	Fator de Recuperação
IOR	Improved Oil Recovery
MEOR	Microbial Enhanced Oil Recovery
MMC	Miscíveis por Múltiplos Contatos
MPC	Miscíveis ao Primeiro Contato
PMM	Pressão Mínima de Miscibilidade
WAG	Water Alternating Gas injection
E	Eficiência de Recuperação
E_V	Eficiência de Varrido
E_D	Eficiência de Deslocamento
E_A	Eficiência de varrido Areal
E_v	Eficiência de varrido Vertical
w	Subíndice para água
o	Subíndice para óleo
g	Subíndice para gás
λ	Mobilidade do fluido
M	Razão de Mobilidade
μ	Viscosidade do fluido
K	Permeabilidade absoluta
k	Permeabilidade efetiva ao fluido
k_{ri}	Permeabilidade relativa ao fluido i
S_i	Saturação da fase i na rocha
S_{ir}	Saturação residual ou irredutível do fluido i

S_{oi}	Saturação de óleo inicial
S_{gf}	Saturação de gás livre
p_c	Pressão capilar
σ	Tensão interfacial
θ	Ângulo de contato entre fluido e sólido
N_c	Número capilar
ΔP	Diferencial de pressão
Q_i	Vazão da fase i
V_p	Volume poroso
W1	Primeiro ciclo de injeção de água em um processo WAG
G1	Primeiro ciclo de injeção de gás em um processo WAG

1. INTRODUÇÃO

1.1. Motivação

Para suprir as demandas mundiais de energia nos próximos anos, é necessário aumentar as reservas de petróleo. Isso pode ser feito por meio da exploração e descoberta de novos campos de petróleo ou pelo aumento do Fator de Recuperação (FR) dos reservatórios de petróleo já descobertos. A média mundial de fator de recuperação gira em torno de 35% (LABASTIE, 2011), ou seja, mais da metade do petróleo dos campos descobertos não é produzido, permanecendo no reservatório. Em outras palavras, para cada barril de óleo produzido, aproximadamente dois barris são deixados nos poros das rochas.

Esse é o motivo para se investir em métodos que aumentem a recuperação. Visando retirar mais petróleo dos reservatórios, diversas tecnologias são empregadas pela indústria petrolífera, partindo da injeção de água, o mais utilizado dos métodos, até métodos de recuperação avançada de petróleo como injeção de gás, vapor, produtos químicos, entre outros.

Analisando esse cenário mundial, juntamente com as novas descobertas de petróleo leve com teores de CO_2 do pré-sal brasileiro, a injeção do gás produzido ganha destaque. Essa técnica passa a ser não só uma oportunidade para aumento do FR desses campos, como também uma maneira de estocar o CO_2 produzido, atuando positivamente na questão ambiental, tão requisitada atualmente.

Almeida et al. (2010) afirmam que a alternativa para os campos do pré-sal é a re-injeção do gás produzido, contendo CO_2, e que o método de injeção alternada de água e gás - WAG (*Water Alternating Gas)* - tem uma boa perspectiva de aumento do fator de recuperação de petróleo desses reservatórios.

A injeção alternada de água e gás (WAG) é uma técnica que visa combinar os benefícios da injeção de água com os da injeção de gás. O processo WAG tende a aumentar a eficiência de recuperação comparada com aquela que se atingiria com a injeção de gás ou água isoladamente. A aplicação dessa técnica, porém, envolve fenômenos físico-químicos bastante complexos, alguns dos quais ignorados nos processos usuais de produção de reservatórios. Esses fenômenos são de difícil caracterização e, consequentemente, a predição do desempenho do processo WAG

em escala de campo é bastante complicada. A simulação numérica desse processo é um desafio ainda distante de ser completamente entendido no atual estado de desenvolvimento. A alternância da injeção de água e gás modifica completamente as permeabilidades relativas no reservatório, conferindo, por exemplo, uma grande importância ao cálculo da permeabilidade relativa trifásica e ao fenômeno de histerese, fenômenos estes ainda não completamente compreendidos pela indústria de petróleo.

Os modelos de permeabilidade relativa trifásica e histerese, implementados nos simuladores de reservatório comerciais, foram desenvolvidos a partir de (poucos) dados experimentais de sistemas molháveis a água e não há garantia que representem bem o escoamento em meios de molhabilidade mista. Acredita-se que, grande parte dos reservatórios reais tende a ser de molhabilidade mista ou intermediária, principalmente no caso de reservatórios de rochas carbonáticas como o pré-sal.

É imprescindível conhecer melhor o comportamento do processo WAG, inicialmente em escala de laboratório. Através da simulação de experimentos, avaliar se os simuladores de reservatórios, que são amplamente utilizados pela indústria para previsão e desenvolvimento da produção, têm condição de representar satisfatoriamente os fenômenos presentes numa injeção WAG, com os modelos de permeabilidade trifásica e histerese disponíveis atualmente.

1.2. Objetivo

O objetivo deste trabalho é entender melhor os fenômenos envolvidos no processo de injeção alternada de água e gás (WAG) em meios porosos, e avaliar, especificamente, os efeitos de permeabilidade relativa trifásica e o fenômeno de histerese, através da análise e simulação computacional dos dados experimentais obtidos em laboratório.

Por meio de dados experimentais de injeção de água e CO_2 em rochas carbonáticas, avaliar a interação entre fluidos injetados e rocha e sua implicação na obtenção de parâmetros necessários para descrever o escoamento nesse tipo de reservatório.

A partir de experimentos de escoamento em meio poroso não carbonático, realizados em condições de molhabilidade mista, pretende-se avaliar a capacidade

do simulador de reservatório em representar os dados experimentais medidos, para avaliar esses fenômenos de escoamento multifásico em meios porosos nos experimentos, possibilitando assim uma análise da eficiência do método para aplicação em escala de campo. Sem uma representação adequada desses fenômenos, a simulação do processo WAG é inadequada, inviabilizando a previsão, avaliação econômica e planejamento da produção de um campo submetido a essa técnica.

Os diferentes modelos de permeabilidade relativa trifásica e histerese de permeabilidade relativa, além de modelo de histerese, usados nos simuladores serão testados. Além disso, pretende-se avaliar o efeito desses fenômenos de permeabilidade relativa trifásica e histerese e sua adequada representação em escala de campo. Visto que dados de processos WAG em reservatórios reais não são disponíveis, será avaliado o efeito da utilização de parâmetros de histerese de permeabilidade relativa obtidos dos dados experimentais de laboratório para uma adequada previsão do comportamento da técnica WAG em campo.

1.3. Organização da Dissertação

Esta dissertação está dividida em mais 4 capítulos.

O Capítulo 2 apresenta uma revisão bibliográfica contendo engenharia de reservatórios e características da recuperação de petróleo. Aspectos importantes são destacados, em especial os que se aplicam ao método de recuperação avançada por injeção alternada de água e gás (WAG). O método WAG é, então, apresentado com certo detalhamento de suas características, e principlmente no que se refere à importância das permeabilidades relativas trifásicas e do fenômeno de histerese. Uma breve revisão sobre a simulação de reservatórios de petróleo é, também, apresentada.

O Capítulo 3 descreve a metodologia experimental utilizada. O aparato experimental do laboratório é apresentado e os experimentos realizados são explicados. Em seguida, os dados experimentais que serão utilizados para os estudos de simulação, obtidos previamente no mesmo laboratório e sob a mesma metodologia experimental, são descritos.

O Capítulo 4 apresenta os resultados obtidos. Inicialmente, são apresentados os dados experimentais obtidos com injeção de água/CO_2 em rochas carbonáticas. A discussão se refere às dificuldades experimentais de obtenção de parâmetros para descrever o comportamento do escoamento de fluidos ácidos em rochas carbonáticas, devido ao processo de dissolução da rocha durante o período de observação experimental. Em seguida, os resultados obtidos das simulações computacionais para descrever o escoamento em rochas não reativas são discutidos.

O Capítulo 5 reúne as principais conclusões obtidas neste estudo e sugestões para trabalhos futuros. Levantam-se os possíveis problemas oriundos das interações rocha-fluido em rochas reativas, como as carbonáticas, em condições de reservatório e consequente dificuldade experimental. Destaca-se a importância das permeabilidades relativas trifásicas e do fenômeno de histerese para descrever o método de recuperação WAG.

2. REVISÃO BIBLIOGRÁFICA

2.1. REVISÃO GERAL SOBRE ESCOAMENTO EM MEIOS POROSOS: RECUPERAÇÃO DE PETRÓLEO

O processo de produção de petróleo de um reservatório pode ocorrer de diferentes maneiras e diversos tipos de classificação já foram propostos. Durante o processo de produção, a energia do reservatório é dissipada pela própria redução da massa de hidrocarbonetos, pela descompressão e por dissipações viscosas e capilares encontradas ao longo do reservatório (ROSA; CARVALHO; XAVIER, 2006).

De maneira geral, a Recuperação Primária utiliza a energia acumulada no reservatório de petróleo, determinada pelo volume e natureza dos fluidos presentes e pelos níveis de pressão e temperatura. Muskat (1949) a define como o período de produção desde a descoberta do campo até que sua energia não seja mais suficiente para sustentar uma produção economicamente viável de petróleo. A Recuperação Secundária se vale da injeção de fluidos, basicamente água, podendo também ser gás, com objetivo de manutenção, ou restauração, da pressão do reservatório. A Recuperação Terciária ocorre quando métodos especiais são utilizados para reduzir as resistências presentes no reservatório, por exemplo, alterando propriedades dos fluidos ou alterando interações rocha-fluido.

Essa sequência cronológica de procedimentos indica que após o esgotamento da energia primária, parte-se para a recuperação secundária e então para a terciária. Isso não é regra geral, visto que os métodos de recuperação podem ser, e cada vez mais são, aplicados em qualquer momento, desde o início da vida de um campo, de forma a maximizar o Fator de Recuperação (FR) dos reservatórios.

Em outra forma de classificação, os métodos convencionais de recuperação englobam a recuperação primária e injeções de fluidos, água ou gás imiscível, apenas com a finalidade de deslocar o óleo dos poros da rocha, ou para manter a pressão do reservatório.

Os métodos especiais de recuperação consistem da injeção de fluido(s) no reservatório com o objetivo de vencer as resistências ao escoamento e de aumentar

o FR além do obtido (ou do que seria obtido) pelos métodos convencionais. Esses processos recebem diversos nomes diferentes: *Enhanced Oil Recovery* (EOR), Métodos Especiais de Recuperação, Recuperação Melhorada de Petróleo, ou até mesmo Recuperação Terciária. A Recuperação Avançada de Petróleo - *Improved Oil Recovery* (IOR) - é qualquer ação para aumentar o FR de um reservatório, incluindo outras ações de diferentes naturezas como perfuração de novos poços, otimização da malha de drenagem, sísmica para melhor caracterização das acumulações, entre outros. De uma maneira geral a IOR engloba a EOR.

Dentro dos métodos especiais de recuperação podemos destacar alguns dos principais:

- Métodos Químicos: polímeros, surfactantes, álcalis, espumas.
- Métodos Térmicos: vapor, combustão in situ.
- Métodos Miscíveis: CO_2, N_2, solventes orgânicos.
- Métodos Microbiológicos (MEOR): injeção de microorganismos.

O principal método, amplamente utilizado no mundo inteiro, é a injeção de água.

A Eficiência de Recuperação de petróleo de rochas-reservatório é determinada por duas variáveis fundamentais: a eficiência de varrido (E_V, *sweep efficiency*) e a eficiência de deslocamento (E_D). A primeira está ligada à capacidade do fluido injetado de atingir as diversas regiões do reservatório. Já a última determina o quanto se pode remover de óleo, microscopicamente, de uma determinada porção de rocha que, efetivamente, é contatada pelo fluido deslocante.

$$E = E_V E_D \qquad \text{(eq. 1)}$$

- E = Eficiência de Recuperação
- E_V = Eficiência de varrido (eficiência volumétrica). Representa o quanto do fluido deslocante contatou o reservatório. É também chamada de eficiência macroscópica de deslocamento. Pode ser dividida em eficiência de varrido areal (E_A) e vertical (E_v):
- E_D = Eficiência de deslocamento. Representa o quanto de óleo foi "empurrado" em direção ao poço produtor, dentre o volume que foi efetivamente contatado pelo fluido deslocante. É também chamada de eficiência microscópica.

A eficiência de varrido (E_V) é determinada por fatores como: malha de drenagem, heterogeneidades do reservatório, importância relativa entre efeitos viscosos e gravitacionais, razão de mobilidade.

A mobilidade de um fluido (λ) é a relação entre a permeabilidade efetiva a esse fluido no meio poroso e a sua viscosidade. A razão de mobilidade (M) é a relação entre a mobilidade do fluido deslocante (água) e a mobilidade do fluido deslocado (óleo).

$$M = \frac{\lambda_w}{\lambda_o} = \frac{k_w / \mu_w}{k_o / \mu_o} = \frac{\mu_o}{\mu_w} \frac{k_w}{k_o} \qquad \text{(eq. 2)}$$

Sendo k_w e k_o as permeabilidades efetivas à água e ao óleo e μ_w e μ_o as viscosidades da água e do óleo.

Como a água é, normalmente, menos viscosa que o óleo do reservatório, sua mobilidade é maior que a deste e, consequentemente, a razão de mobilidade água/óleo é, geralmente, maior que a unidade. Além disso, os reservatórios de petróleo não são meios homogêneos e a água injetada penetra mais facilmente nas regiões com maior permeabilidade e encontra caminhos preferenciais, fluindo em direção aos poços produtores sem varrer algumas regiões do reservatório, implicando na diminuição da eficiência de varrido. Portanto, quanto maior a razão de mobilidade, menor a eficiência de varredura e, conseqüentemente, menor a eficiência de recuperação (Figura 1).

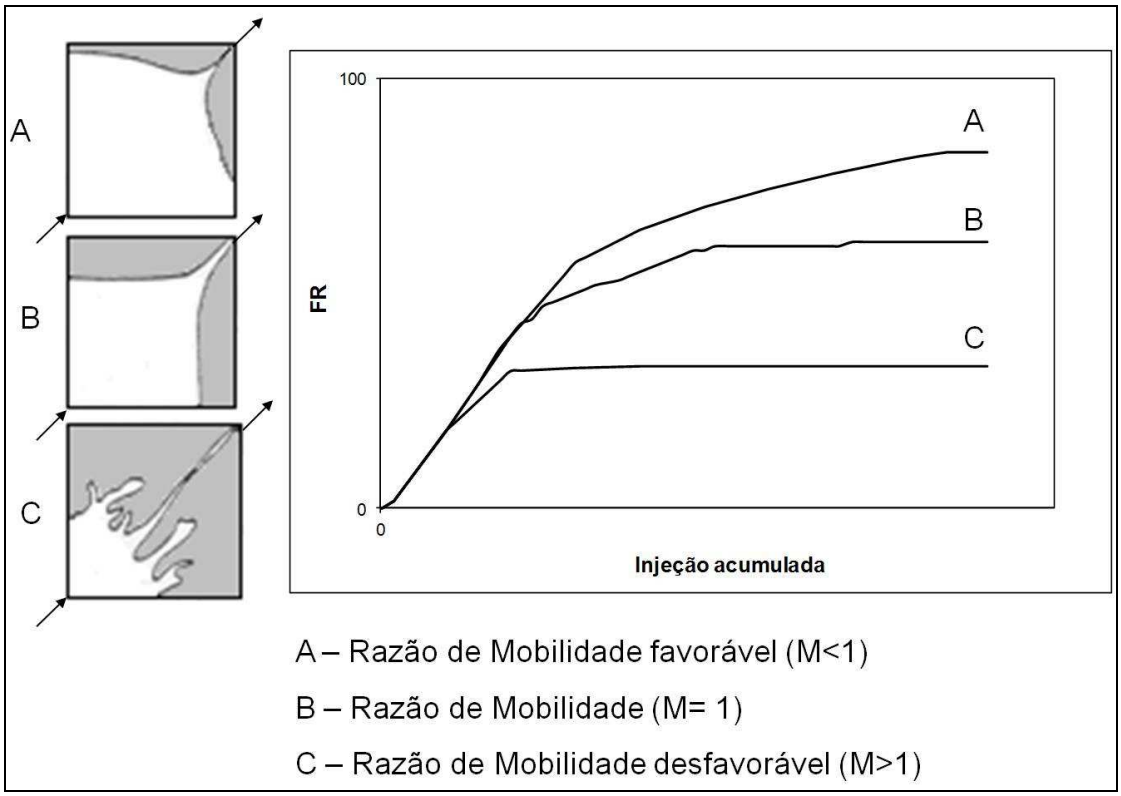


Figura 1 – Efeito da razão de mobilidade no varrido em uma seção areal sobre o Fator de Recuperação (adaptado de Klins, 1984).

A eficiência de deslocamento (E_D) está relacionada com a saturação de óleo residual (S_{or}) e representa a fração do óleo móvel recuperado (ROSA; CARVALHO; XAVIER, 2006):

$$E_D = \frac{S_{oi} - S_{or}}{S_{oi}} \qquad \text{(eq. 3)}$$

Sendo S_{oi} a saturação de óleo inicial, fração volumétrica do espaço poroso inicialmente ocupada por óleo e S_{or} a saturação de óleo residual que representa a fração volumétrica do espaço poroso ocupada por óleo ao final do processo. Vale ressaltar que o termo saturação, neste trabalho, representa a fração do volume poroso ocupado por determinado fluido.

A saturação residual, ou irredutível, se deve à existência dos fenômenos capilares, relacionados com as tensões superficiais e interfaciais entre os fluidos e a rocha e a geometria de poros. As tensões interfaciais mencionadas estão diretamente relacionadas à molhabilidade de cada fluido.

A pressão capilar entre dois fluidos imiscíveis pode ser interpretada como a pressão a ser exercida sobre um fluido não molhante para que ele penetre em um capilar (poro), deslocando um fluido molhante que inicialmente ocupava o capilar. A pressão capilar pode ser calculada pela equação de Laplace (ROSA; CARVALHO; XAVIER, 2006). Para um poro de geometria circular, tem-se:

$$p_c = \frac{2\sigma|\cos\theta|}{r_c} \qquad \text{(eq. 4)}$$

Sendo p_c a pressão capilar (N/m²), σ a tensão interfacial (IFT) entre os fluidos (N/m), r_c o raio do capilar (m) e θ o ângulo de contato entre o fluido não molhante e o sólido (radiano).

A molhabilidade da rocha reservatório e a tensão interfacial entre fluidos afetam diretamente o escoamento dos fluidos no meio poroso. A molhabilidade é definida em termos da interação de duas fases imiscíveis, como óleo e água, com uma superfície sólida, como os poros de uma rocha, e pode ser medida pelo ângulo de contato formado com a rocha (LAKE, 2007). A performance da injeção de água, gás ou do processo alternando gás e água é fortemente afetada pela condição de molhabilidade da rocha (FATEMI et al., 2011).

Nos processos usuais de deslocamento imiscível, como a injeção de água, a saturação de óleo residual (S_{or}) é comumente bastante elevada. Isto é atribuído à formação de interfaces entre os fluidos deslocante e deslocado, o que culmina na geração de forças capilares que atuam retendo óleo em alguns poros. Essa saturação residual é, portanto, função da estrutura porosa, molhabilidade, forças capilares, que são diretamente dependentes das tensões interfaciais entre os fluidos deslocante e deslocado e a rocha. Quanto menor a tensão interfacial, menor a S_{or}. A diminuição acentuada ou a eliminação destas forças capilares permitiria, teoricamente, reduzir a S_{or} a valores praticamente nulos (HOLM, 1976).

Para que ocorra um decréscimo significativo da saturação residual de óleo é necessário um aumento acentuado no número capilar (N_c), um grupo adimensional que representa a razão entre as forças viscosas e capilares:

$$N_c = \frac{forças\,viscosas}{forças\,capilares} = \frac{v\mu_d}{\sigma} \qquad \text{(eq. 5)}$$

Sendo v a velocidade do fluido deslocante (m/s), μ_d a viscosidade do fluido deslocante (N.s/m²) e σ a tensão interfacial (N/m).

Dificuldades de ordem prática, como a elevação da pressão acima da pressão de fratura do reservatório, impedem que se atue na velocidade do fluido deslocante para aumentar N_c através do aumento da pressão de injeção. Além do que, isso causaria um crescimento exponencial de tamanho e custos dos equipamentos (bombas, quantidade de água tratada). A solução é, então, diminuir a tensão interfacial entre o fluido deslocante e o óleo (KLINS, 1984).

Portanto, uma das formas de se melhorar a eficiência de deslocamento é injetar um fluido que seja totalmente miscível ao óleo, evitando a formação de interfaces e as forças capilares de retenção (HOLM, 1976). Este fluido é denominado de “solvente”.

2.1.1. Miscibilidade

Deslocamentos miscíveis ocorrem com a formação de uma região de uma "única fase" entre os fluidos deslocante e deslocado, sem aparente descontinuidade ou interface entre eles. Assim, a tensão interfacial é nula e a S_{or} tende à zero (KLINS, 1984). Dois fluidos são completamente miscíveis, ou miscíveis ao primeiro contato, se, quando misturados em quaisquer proporções, formam somente uma fase a uma dada temperatura e pressão. Excetuando-se a possibilidade de transformações químicas no processo de mistura ou condições drásticas de pressão, todos os gases são miscíveis entre si. Contudo, a miscibilidade entre dois líquidos depende de suas semelhanças químicas, de suas composições e das condições de pressão e temperatura. A miscibilidade, portanto, pode ser parcial, isto é, ocorrer apenas sob determinadas condições (ROSA; CARVALHO; XAVIER, 2006).

Nos processos com baixas eficiências de deslocamento, ou seja, onde o fluido injetado não consegue expulsar o óleo dos poros da rocha devido às altas tensões interfaciais e/ou superficiais, os métodos miscíveis de recuperação são os mais indicados. Esses métodos se ocupam da injeção de fluidos que sejam miscíveis ou que venham a se tornar miscíveis com o óleo do reservatório, de tal modo que não existam tensões interfaciais e forças capilares de retenção. Alguns

exemplos de fluidos que podem ser utilizados para deslocamentos miscíveis são: gás natural, dióxido de carbono, nitrogênio e gás de combustão (*flue gas*), entre outros (ROSA; CARVALHO; XAVIER, 2006).

A pressão mínima de miscibilidade (PMM) depende fundamentalmente da temperatura (quanto maior a T, maior a PMM), da composição do óleo e da composição do solvente.

Os processos miscíveis podem ser divididos nas seguintes categorias:

- Miscíveis ao Primeiro Contato (MPC)

Dois fluidos são completamente miscíveis, ou miscíveis ao primeiro contato, se, quando misturados em quaisquer proporções, formam somente uma fase a uma dada temperatura e pressão. Neste caso, o fluido injetado seria diretamente miscível com o óleo do reservatório nas condições de pressão e temperatura existentes (GREEN; WILLHITE, 1998).

- Miscíveis por Múltiplos Contatos (MMC)

O processo de miscibilidade depende da modificação da composição da fase injetada e/ou da fase oleosa, através de múltiplos contatos e da transferência de massa entre elas (GREEN; WILLHITE, 1998). Dois fluidos são miscíveis por múltiplos contatos se, fixando-se a temperatura e a pressão, a composição de miscibilidade for atingida em um ponto qualquer do sistema. A miscibilidade por múltiplos contatos ocorre pelo mecanismo de solubilização/extração. Parte do solvente extrai componentes do óleo e parte nele se solubiliza, até que ambas as fases dêem origem a uma única fase estável (JARREL et al., 2002).

Um ponto interessante é que, dependendo do comportamento de fases, esses múltiplos contatos necessários para solubilização podem ocorrer ainda próximos ao poço injetor e o processo pode ser tão eficiente quanto na condição MPC (KLINS, 1984).

Mesmo que a miscibilidade completa não seja atingida, a injeção de um gás imiscível (ou próximo à miscibilidade) também é capaz de proporcionar saturações residuais de óleo menores do que as que a água proporcionaria. Isso é atribuído a uma série de fenômenos que atuam conjuntamente, como a redução de viscosidade e o inchamento do óleo (*oil swelling*). No caso de solventes gasosos, há o efeito adicional da maior eficiência de deslocamento, em comparação com a eficiência de deslocamento dos líquidos. Com a redução da tensão interfacial para valores próximos a zero, a saturação de óleo residual (quantidade de óleo que ficaria

aprisionada nos poros) se aproxima de zero e as curvas de permeabilidade relativa se transformam em linhas retas, facilitando o deslocamento de óleo, conforme se observa na Figura 2 (KLINS, 1984).

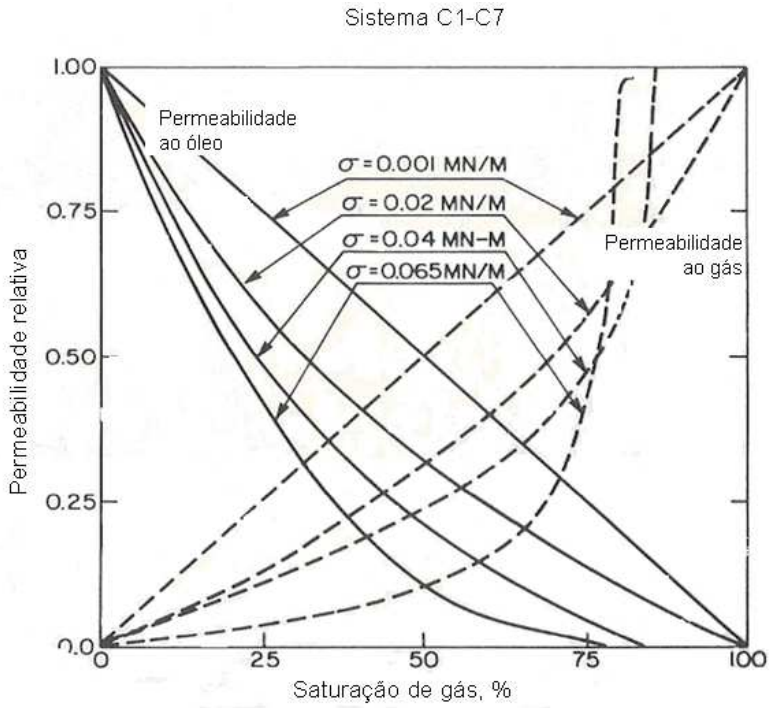


Figura 2 – Curvas de permeabilidades relativas gás/líquido para baixos valores de tensão interfacial (Klins, 1984).

Behzadi e Alvarado (2010) citam que, apesar de alguns simuladores levarem em consideração a mudança de composição dos fluidos (simulação composicional) e representarem adequadamente as mudanças de propriedades dos fluidos quando fenômenos de miscibilidade se fazem presentes, eles não são capazes de calcular mudanças nas permeabilidades relativas dos mesmos.

Dentre os solventes a serem utilizados em processos de recuperação avançada de petróleo, o CO_2 é um dos que apresenta melhor eficiência e é o escolhido para grande parte das aplicações no mundo.

Mas a injeção de gás apresenta algumas desvantagens, como:

- Disponibilidade de fonte: principalmente para o caso do CO_2, é preciso haver fonte com as especificações de pureza, volume e disponibilidade adequadas. A presença de gases contaminantes no CO_2 são fatores que prejudicam o processo. Pode ser observado menor capacidade de redução de viscosidade, antecipação de *breakthrough* (BT) e aumento da produção de gás (SPIVAK; GARRISON; NGUYEN, 1990). Holm (1974) cita que cerca de 10% de metano no CO_2 pode causar uma

perda apreciável de recuperação, e para contornar este efeito é preciso elevar a pressão do gás injetado.

- Dissolução do gás, principalmente CO_2, na água: a solubilidade do CO_2 na água pode reduzir a sua disponibilidade e retardar a mobilização do óleo, especialmente se o reservatório já tiver sido suficientemente “lavado”. Isso ocorre devido à maior dificuldade de acesso do CO_2 à fase oleosa.
- Dissolução da rocha: apesar de poder elevar o fator de recuperação, devido ao aumento de permeabilidade e injetividade, a dissolução da rocha causada pelo aumento de acidez da água devido à presença de CO_2, pode levar a problemas geomecânicos sérios, como subsidência e danos à integridade dos poços. Além disso, pode haver a criação de canais de alta permeabilidade, prejudicando a eficiência de varrido (KLINS, 1984).
- Precipitação de asfaltenos e parafinas: o CO_2 pode induzir deposições orgânicas de asfaltenos ou de n-parafinas. Essas deposições alteram a molhabilidade da rocha, deixando-a mais molhável ao óleo (ZEKRI; SHEDID; ALMEHAIDEB, 2007).
- Aumento de viscosidade da fase oleosa: a viscosidade da fase oleosa, rica em CO_2, pode, sob certas condições, aumentar bastante. Isso, possivelmente, só ocorreria em estágio muito avançado do processo, onde prevaleceriam baixas saturações de óleo remanescente na rocha, cercado de grandes quantidades de CO_2.
- Segregação gravitacional e *fingers* viscosos: talvez a principal desvantagem da injeção de gás em reservatórios. Podem representar problema grave, principalmente se a condição de injeção for imiscível. O gás, menos denso e viscoso que o óleo, acaba contatando apenas uma pequena parcela do óleo presente no reservatório. Para o caso do CO_2, este pode extrair os componentes mais leves do óleo (principalmente C1), aumentando ainda mais a razão entre a viscosidade da fase oleosa e da fase gasosa, o que prejudica substancialmente a eficiência de varrido.

A técnica de injeção alternada de água e gás (WAG) - *Water alternating Gas injection*, pode ajudar a mitigar este problema (Figura 3), estabilizando a frente de avanço. A figura a seguir mostra que alterando a razão água:gás injetada, pode-se reduzir a formação dessas instabilidades de deslocamento.

Figura 3 – *Fingers* viscosos diminuídos devido à técnica de injeção alternada de água e gás, para diferentes razões água:gás.

2.1.2. Permeabilidade Relativa

A equação básica usada nos simuladores para descrever o escoamento de fluidos em meio poroso é a equação desenvolvida por Darcy. Para um fluido monofásico escoando em um meio poroso: (ROSA; CARVALHO; XAVIER, 2006)

$$Q = \frac{KA\Delta P}{\mu L} \qquad \text{(eq. 6)}$$

Sendo Q a vazão; K a permeabilidade absoluta ou permeabilidade do meio; A a área transversal; ΔP a diferença de pressão; μ a viscosidade do fluido e L o comprimento do meio poroso.

Quando dois ou mais fluidos saturam o meio poroso, a capacidade de transmissão de cada um desses fluidos através do meio é chamada de permeabilidade efetiva do meio poroso ao fluido considerado (ROSA; CARVALHO; XAVIER, 2006). Quando a saturação de uma fase na rocha aumenta (saturação entendida como a fração do volume poroso ocupada pelo fluido), sua permeabilidade efetiva aumenta, sendo sempre menor que a permeabilidade absoluta.

A permeabilidade relativa é o quociente entre a permeabilidade efetiva e a permeabilidade absoluta. Essa definição de permeabilidade relativa permite tornar adimensional a escala de permeabilidades em um reservatório.
Nesse caso, a equação de Darcy fica:

$$Q_i = \frac{Kk_{ri} A \Delta P}{\mu_i L} \qquad \text{(eq. 7)}$$

Sendo Q_i a vazão da fase i; k_{ri} a permeabilidade relativa da fase *i*; μ_i a viscosidade da fase *i*.

Embora a equação de Darcy tenha embasamento teórico para o escoamento monofásico, a sua extensão para escoamento multifásico é uma simples aproximação empírica (SPITERI e JUANES, 2005). Embora simplificada, a equação de Darcy estendida para sistemas multifásicos é bastante útil para descrever o complexo escoamento em reservatórios de petróleo.

As permeabilidades relativas bifásicas são obtidas a partir de experimentos laboratoriais que podem ser realizados em regime permanente ou em regime transiente. Algumas hipóteses simplificadoras são adotadas: os fluidos são incompressíveis, o fluxo é unidimensional e isotérmico, não há transferência de massa entre as fases e o escoamento é imiscível.

- Experimentos em Regime Permanente: injeta-se água e óleo simultaneamente na amostra de rocha em diferentes proporções de água e óleo, mantendo-se constante a vazão total. Para cada proporção utilizada, quando se atinge o estado estacionário de escoamento (diferencial de pressão e de produção de fluidos em proporção constante), a equação de Darcy pode ser aplicada diretamente para cada uma das fases, obtendo-se as respectivas permeabilidades efetivas. Os cálculos são simples e abrangem uma gama maior de saturações do meio poroso, mas esse tipo de experimento consome muito mais tempo que um experimento em regime transiente, visto que o tempo necessário para a obtenção do escoamento em regime permanente pode ser proibitivo.
- Experimentos em Regime Transiente: desloca-se um fluido (óleo) do interior do meio poroso injetando outro fluido (água ou gás) a vazão constante ou a pressão constante. Os fluidos produzidos, juntamente com o diferencial de pressão (entrada e a saída do meio poroso), são os dados utilizados no cálculo das permeabilidades

relativas. Supõe-se um meio poroso e distribuição de fluidos homogêneos. A partir dos dados medidos, as permeabilidades relativas bifásicas são interpretadas utilizando metodologias disponíveis na literatura como Welge (1952), Corey (1956), Johnson, Bosller e Naumann (1959) e Jones-Roszell, (1978).

Simplificadamente, em um plugue completamente saturado de óleo, onde a permeabilidade relativa ao óleo (k_{ro}) será 100%, inicia-se a injeção de água. Quando a saturação de água no plugue atingir um valor tal que a permita fluir (S_{wi}), a permeabilidade relativa à água (k_{rw}) passa a aumentar enquanto a k_{ro} vai diminuindo com a diminuição de sua saturação. Como geralmente a água é o fluido molhante, esse é um processo de embebição. Procedimento semelhante é realizado para a medição da permeabilidade gás-óleo, com o gás sendo injetado (geralmente considerado fluido não-molhante), onde ocorre o processo de drenagem.

A Figura 4 exemplifica essas curvas, onde: S_w é a saturação de água, S_o é a saturação de óleo, S_g é a saturação de gás, S_{wr} é a saturação de água residual ou irredutível, S_{orw} é a saturação de óleo residual à água, S_{org} é a saturação residual de óleo ao gás, S_{gr} é a saturação residual de gás, k_{rw} é a permeabilidade relativa à água, k_{rg} é a permeabilidade relativa ao gás, k_{row} é a permeabilidade relativa ao óleo no experimento água-óleo, k_{rog} é a permeabilidade relativa ao óleo no experimento gás-óleo.

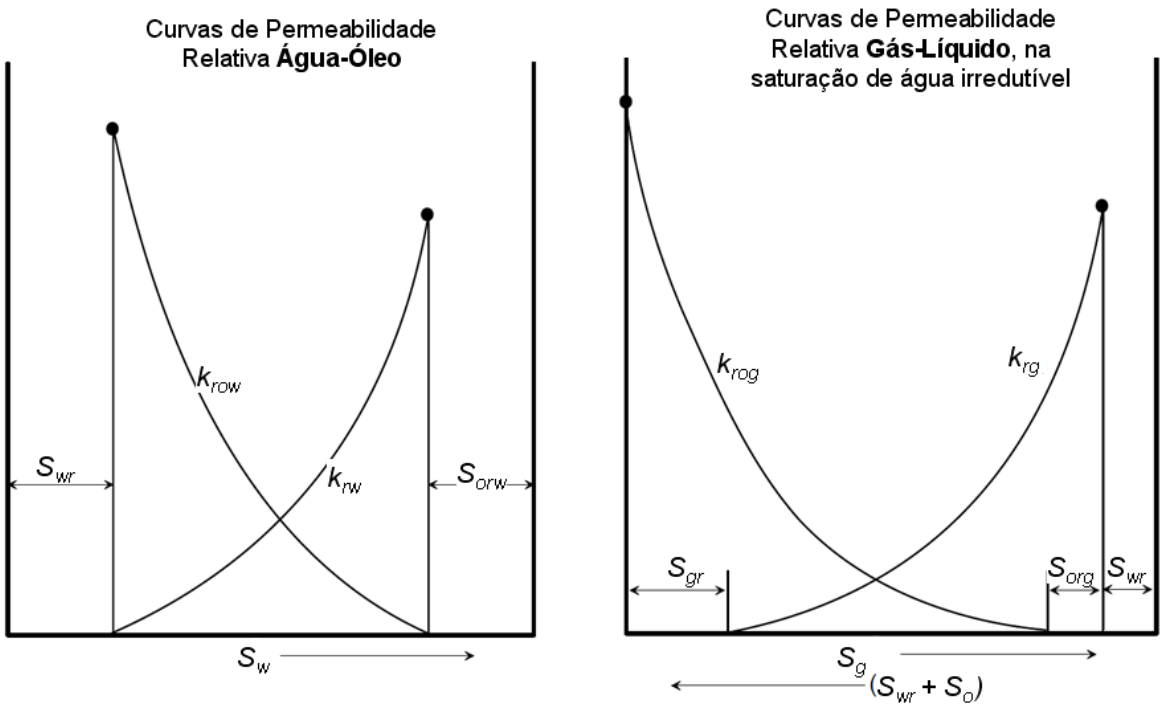


Figura 4 – Exemplo de curvas de permeabilidade relativa água-óleo e gás-líquido, obtidas a partir de experimento bifásico (adaptado de Manual do Simulador GEM).

Esses dois pares de curvas de permeabilidades relativas água-óleo e gás-óleo são dados de entrada dos simuladores de reservatório, como o GEM, da CMG (Computer Modelling Group). Nos processos de recuperação primária, ou nos métodos convencionais de recuperação, principalmente injeção de água, o escoamento no reservatório é basicamente bifásico, e as permeabilidades bifásicas são suficientes para representar e simular o processo no campo. Até mesmo para injeção de gás num reservatório saturado de óleo e água imóvel, essas curvas são suficientes.

Alguns fatores que influenciam o formato dessas curvas são a estrutura (geometria interna), molhabilidade da rocha, tensão interfacial entre os fluidos e o histórico ou processo de saturação, se drenagem ou embebição.

A obtenção dessas permeabilidades relativas bifásicas em laboratório é essencial para qualquer campo de petróleo e já é dominada pela indústria petrolífera sendo usualmente realizada nos laboratórios das empresas. É um dado de entrada básico para qualquer estudo de previsão de comportamento de produção de reservatórios. O desafio maior surge quando o processo de explotação do reservatório envolve o escoamento simultâneo das três fases (óleo, água e gás), como, por exemplo, a injeção alternada de água e gás. A medida de permeabilidades trifásicas ou obtenção das mesmas a partir de medidas bifásicas, juntamente com a histerese de permeabilidade relativa, é tema ainda não completamente dominado pela indústria do petróleo e, por isso, tema deste trabalho.

2.2. RECUPERAÇÃO AVANÇADA DE PETRÓLEO PELA INJEÇÃO ALTERNADA DE ÁGUA E GÁS – WAG

Um dos problemas da injeção de solventes de baixo peso molecular, sobretudo de solventes gasosos e imiscíveis, é que eles apresentam baixas eficiências de varrido, a despeito de suas maiores eficiências de deslocamento. Razões de viscosidade desfavoráveis, da ordem de 8-50 são comumente observadas (GREEN; WILLHITE, 1998). Isto acarreta instabilidades na frente de deslocamento e a formação de *fingers* viscosos. Como consequência, há irrupção precoce de gás e redução do fator de recuperação.

Uma técnica para melhorar o desempenho da injeção contínua de gás, sobretudo através da redução da mobilidade do fluido deslocante e do consequente aumento da eficiência de varrido foi utilizada pela primeira vez em 1957 (CHRISTENSEN et al., 2001).

2.2.1. Descrição do processo WAG

A idéia do processo WAG é alternar bancos de gás e água, de forma que haja trapeamento parcial do primeiro pelo segundo fluido, levando a efeitos de histerese de permeabilidade relativa capazes de reduzir a mobilidade do gás e provocar seu escoamento em regiões inicialmente não varridas. A água permite, para uma mesma quantidade de gás disponível, maximizar o volume de rocha contatada (DRID; DJEBBAR, 2004). Além disso, ajuda a carrear em direção aos poços produtores, o óleo deslocado pelo gás (ESPIE, 2005). Esta técnica foi denominada “Injeção Alternada de Água e Gás" (*Water Alternating Gas* – WAG) e não é raro que com ela se consiga atingir saturações residuais de óleo menores do que se conseguiria isoladamente com água ou gás.

O método WAG, portanto, é considerado uma junção sinérgica dos processos de recuperação por injeção de água e injeção de gás. Ele combina a melhor eficiência de deslocamento do gás com a melhor eficiência de varrido da água (CHRISTENSEN; STENBY, 2001). Sohrabi et al. (2004), através de experimentos em micromodelos em altas pressões mostraram que, para sistemas com baixa tensão interfacial entre os fluidos, sob qualquer condição de miscibilidade, a recuperação de óleo pelo método WAG é maior que pela injeção de água ou gás isoladamente. Fatemi et al. (2011) também chegam a essa conclusão em experimentos WAG em meio poroso. O método só não é recomendado se o reservatório tiver permeabilidade muito baixa, pois a injetividade pode ser significativamente reduzida pela injeção alternada de água e solvente (KLINS, 1984; ROSA; CARVALHO; XAVIER, 2006).

As quantidades (ou os bancos) de água e gás injetadas são relativamente pequenas em comparação com as dimensões do reservatório e o processo deve ser distinto de uma injeção esporádica de água que é normalmente usada para conter a produção excessiva de gás em uma injeção contínua (HUANG; HOLM, 1988). Os tamanhos dos bancos de água e gás precisam ser otimizados. A injeção de muita

água resultará em baixa eficiência de deslocamento. Já a injeção de muito gás resultará em baixa eficiência de varrido (CHRISTENSEN; STENBY, 2001).

Outros benefícios apontados para o método WAG estão ligados à área ambiental. No caso de se utilizar o gás natural, se a venda deste gás não for comercialmente vantajosa ou tecnicamente possível, a reinjeção evita a sua queima. No caso do uso do CO_2, a principal substância causadora do efeito estufa, a técnica WAG pode evitar o lançamento ou permitir o sequestro de grandes quantidades deste gás (CHRISTENSEN; STENBY, 2001).

Apesar de aparentemente simples, a técnica WAG envolve fenômenos termodinâmicos e de interação rocha-fluido bastante complexos. Isso dificulta a sua modelagem e, consequentemente, a predição de seu desempenho em escala de campo.

Para que se possa, acuradamente, predizer as curvas de produção de reservatórios submetidos à injeção alternada de água e gás é preciso caracterizar os seguintes aspectos e fenômenos:

a) Geologia do campo. Porosidade, permeabilidade, heterogeneidades, entre outros.

b) Comportamento termodinâmico de fases. Entre outros efeitos, isso determina em que condições as fases surgirão e desaparecerão no meio poroso, quais serão suas saturações e como o solvente se solubilizará nas várias fases.

c) Transporte dos componentes entre as fases e dentro das próprias fases. Não só o equilíbrio dos componentes nas diversas fases deve ser representado apropriadamente. O tempo que este equilíbrio leva para ser atingido deve ser modelado e isso pode ser feito através da inclusão e parametrização de equações de transferência de massa.

d) Permeabilidades relativas trifásicas, com influência direta sobre a dinâmica de escoamento e sobre as distribuições de pressão e saturação ao longo do campo e do tempo.

e) Efeitos de histerese sobre as permeabilidades relativas, que controlam a eficácia do processo WAG.

Somente após uma adequada caracterização dos fenômenos supracitados é que se pode realmente otimizar as variáveis de projeto do método WAG (volume total de solvente injetado, razão água-gás, número de ciclos e tamanho dos ciclos).

No que tange ao escoamento multifásico, é preciso realizar caracterizações que em muito fogem às usualmente feitas para campos submetidos às simples injeções de água ou gás isoladamente. Por exemplo, as permeabilidades relativas trifásicas e os efeitos de histerese a elas associados, antes negligenciáveis, assumem importância capital.

A caracterização do fluxo trifásico em meio poroso ainda é um desafio para a indústria do petróleo, pois permeabilidades relativas em sistemas com três (ou mais) fases são bastante difíceis de medir ou estimar. Os modelos que convertem permeabilidades bifásicas em trifásicas, principalmente em condições de molhabilidades intermediárias, podem não ser acurados, já que poucos experimentos embasam esses modelos.

Além de conhecer as curvas de permeabilidade relativa, é preciso saber como elas se comportam frente às várias alterações de direção de saturação causadas pela ciclagem dos fluidos. Isso é definido pelos modelos de histerese de permeabilidade relativa. Os experimentos laboratoriais necessários para a obtenção dos dados de entrada para esses modelos não são triviais.

2.2.1.1. Mecanismos de funcionamento do método WAG

Os seguintes mecanismos foram propostos para explicar o funcionamento do método WAG (HOLM, 1974; MINSSIEUX; DUQUERROIX, 1994), (alguns destes são comuns, também, na injeção contínua de gás).

a) Deslocamento miscível direto ou por múltiplos contatos. O solvente extrai componentes do óleo até que sua frente torna-se miscível a este. Essa miscibilidade pode ocorrer inclusive com o óleo residual, que se torna móvel.

b) Inchamento da fase oleosa devido à solubilização do gás, que pode inclusive retardar o *breakthrough* de gás. Este mecanismo é mais atuante em óleos subsaturados de gás.

c) Efeito de extração (*stripping*) de componentes leves do óleo pelo solvente injetado. Neste caso, há a necessidade de se utilizar um simulador composicional para representar o fenômeno. A importância do mecanismo de *stripping* pode ser avaliada experimentalmente através de análises cromatográficas do gás eluído.

d) Redução da viscosidade do óleo, ajudando a aproximar as mobilidades de gás e óleo.

e) Redução da permeabilidade relativa ao gás devido ao trapeamento desta fase pela água. Este mecanismo tem grande impacto no desempenho do processo. Mesmo quando não há miscibilidade do solvente na fase oleosa, este mecanismo permite que se recupere óleo devido à redistribuição de fluidos no meio poroso e ao subsequente arraste deste óleo deslocado pela água. Para que se possa tirar vantagem dos fenômenos de histerese, os bancos de solvente e água devem ter tamanho suficiente para causar variações significativas de saturação durante os ciclos.

f) Alteração de permeabilidade por dissolução da rocha. Especificamente no caso do CO_2 em contato com água e rochas reativas (como as carbonáticas), existe um mecanismo adicional que é a alteração da permeabilidade da rocha. O CO_2 se dissolve em água e gera ácido carbônico (H_2CO_3), que é um ácido fraco capaz de atacar calcita, dolomita e anidrita. O caráter benéfico ou danoso destas reações dependerá da composição da rocha, da composição da água, das condições termodinâmicas e da dinâmica do escoamento no meio poroso (HOLM, 1959; EGERMANN; BEKRI; VIZIKA, 2005). Holm (1959) reportou, a partir de dados experimentais em escala de bancada, aumentos de permeabilidade de até 3 vezes após o escoamento de cerca de oito volumes porosos de água carbonatada. No campo, este aumento de permeabilidade seria mais notado nas proximidades dos poços injetores, pelo menos no início da injeção e caso nenhuma medida que impedisse o contato do CO_2 com a água do ciclo anterior fosse tomada. Estas medidas são chamadas de "*switching procedures*" e servem, não só para garantir a integridade dos injetores quanto a colapsos devido à dissolução da rocha, como também para evitar a formação de hidratos e a corrosão das tubulações e equipamentos do injetor.

É preciso lembrar também, que parte do CO_2 será consumida pela rocha, não mais estando disponível para atuar como gás de arraste.

2.2.1.2. Histórico de aplicação do método WAG

A primeira aplicação de WAG reportada na literatura ocorreu em 1957 no campo North Pembina, operado pela Mobil Oil Company na província de Alberta, Canadá. Desde então, cerca de 60 aplicações foram reportadas na literatura, a

maioria localizada nos EUA e iniciada na década de 80 (CHRISTENSEN; STENBY, 2001).

Os solventes historicamente usados no processo WAG foram, predominantemente, hidrocarbonetos leves (HC) e CO_2. O uso do CO_2 se deu principalmente nos EUA, devido à disponibilidade de extensas jazidas em terra.

Christensen et al. (2001) fizeram uma abrangente revisão das aplicações de campo do método WAG, tendo encontrado 60 projetos reportados em literatura. As conclusões mais importantes são:

- A injeção WAG foi aplicada como técnica de recuperação terciária. Somente nas aplicações mais recentes do Mar do Norte o método foi aplicado no início da vida do campo, como método de recuperação secundária.
- Em condição miscível é normalmente necessária uma etapa de repressurização do reservatório para atingir a pressão de miscibilidade. Os projetos miscíveis tipicamente têm pequeno espaçamento interpoços. Porém, mais recentemente, injeções miscíveis têm sido também feitas em ambiente offshore.
- A razão água-óleo, em geral, gira em torno de 1, mas pode chegar a 3 ou 4. A quantidade total de gás varia de 0,1 a 3 volumes porosos.
- Nos casos levantados, o uso do CO_2 resultou em maiores recuperações.
- Nos casos bem-sucedidos, o aumento do fator de recuperação aplicando WAG é cerca de 5 a 10%.

2.2.2. Permeabilidade Relativa Trifásica

Como descrito anteriormente, nos processos convencionais de recuperação, a obtenção das permeabilidades trifásicas não é necessária, mas elas passam a ser imprescindíveis em alguns métodos especiais de recuperação, destacadamente no processo WAG, onde todos os fluidos que saturam a rocha (óleo, água e gás) são móveis na maior parte do tempo.

Sem o conhecimento das permeabilidades relativas trifásicas e dos fenômenos de histerese, torna-se difícil definir, por simulação numérica, o plano de desenvolvimento e as variáveis de processo que otimizarão o fator de recuperação e a economicidade de um projeto WAG em escala de campo.

Os fenômenos envolvidos no escoamento trifásico em um processo WAG ainda não são completamente entendidos para permitir uma predição confiável do

processo (SHAHVERDI, 2010). Para casos trifásicos, a definição dos processos de embebição (aumento da saturação da fase molhante e redução da saturação da fase não-molhante) e drenagem (aumento da saturação da fase não-molhante e redução da saturação da fase molhante), que são os processos usualmente realizados para medir as permeabilidades bifásicas, tornam-se ambíguas. Por exemplo, durante uma injeção de gás as saturações de água e óleo podem diminuir simultaneamente, o que não ocorre em um experimento bifásico (LARSEN; SKAUGE, 1998).

Para sistemas bifásicos, só existem dois caminhos possíveis, a saturação de uma fase aumenta ou diminui, enquanto que para um sistema trifásico, um número infinito de caminhos de saturações pode acontecer (SHAHVERDI, 2010). A Figura 5 apresenta dois diagramas ternários de saturações, com exemplos de diferentes caminhos que as saturações em uma amostra de rocha sob processo WAG poderiam percorrer. Cada vértice do triângulo representa saturação de 100% de uma das fases. Com as injeções alternadas de água e gás, a saturação do plugue vai se modificando de uma maneira diferente, podendo seguir incontáveis caminhos, dependendo das propriedades dos fluidos e da rocha, vazões de injeção de cada fluido, entre outros fatores.

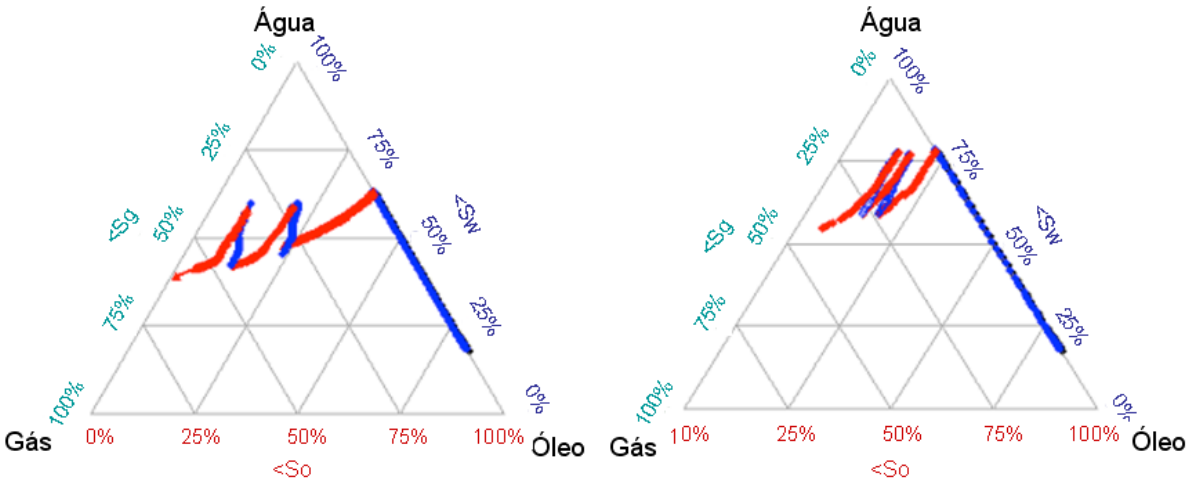


Figura 5 – Diagrama ternário de permeabilidades trifásicas ao óleo em função de possíveis caminhos de saturações percorridos durante um processo WAG. (adaptado de FATEMI et al. (2011)).

Muitos esforços têm sido feitos ao longo dos últimos anos para se entender melhor o fluxo trifásico em meios porosos.

Atualmente, as permeabilidades relativas trifásicas podem ser obtidas de forma experimental, através de complexos experimentos laboratoriais em sistemas trifásicos (seja em regime transiente ou em regime permanente) ou através de

tratamentos matemáticos das curvas bifásicas (medidas muito mais simples e já dominadas pela indústria, conforme Seção 2.1.2). Mas o fato é que a obtenção de tal função petrofísica é ainda um desafio para a indústria do petróleo.

A determinação experimental de permeabilidades relativas trifásicas é extremamente complicada, pois existem restrições de cunho operacional e de interpretação do teste (SHAHVERDI et al., 2011). Para os casos em que tais experimentos possam ser realizados, Shahverdi et al. (2010) desenvolveram um simulador de escoamentos trifásicos, baseado em algoritmo genético, que estima as permeabilidades trifásicas através do ajustes de histórico dos dados de produção de óleo, gás e água e do diferencial de pressão de experimentos de escoamentos trifásicos, obtidos em laboratório.

Outra dificuldade relacionada com as permeabilidades trifásicas é que há uma impossibilidade técnica de se cobrir todas as possíveis variações de saturação dos fluidos, já que envolve a variação de duas saturações independentes (SHAHVERDI et al., 2011). Em outras palavras, os experimentos trifásicos não são diretamente extrapoláveis para a condição de campo. Mede-se uma curva trifásica em determinada condição, mas ela não pode ser usada em todas as situações reais de campo.

As permeabilidades bifásicas comumente medidas em laboratório, onde apenas duas fases são móveis, precisam, então, ser extrapoladas para representar casos onde as três fases sejam móveis simultaneamente. A predição permeabilidades trifásicas a partir de tratamentos matemáticos, aplicados às permeabilidades bifásicas medidas experimentalmente, é a abordagem mais utilizada atualmente na indústria do petróleo (SHAHVERDI et al., 2011). São os chamados “métodos empíricos”, já que estes modelos de conversão de permeabilidades bifásicas em trifásicas (chamados de modelos trifásicos de permeabilidade relativa) foram desenvolvidos a partir de observações experimentais, e não a partir da fenomenologia do escoamento. Grande parte dessas correlações foi desenvolvida para sistemas molhados por água em que a fase oleosa é a fase de molhabilidade intermediária (SHAHVERDI et al., 2011).

Os modelos empíricos atualmente existentes para o cálculo de permeabilidades relativas trifásicas a partir de experimentos bifásicos (água-óleo e gás-óleo) não são acurados. Shahverdi et al. (2011) mostram que a escolha de um modelo inadequado para o sistema em estudo pode levar a erros enormes na

simulação de experimentos de escoamento em meio poroso. As previsões feitas por diferentes modelos podem ser muito variáveis. Para rochas de molhabilidade mista ou intermediária, uma situação muito mais comum em reservatórios reais, os modelos disponíveis podem não ser representativos (SHAHVERDI et al., 2011).

A razão principal é que algumas hipóteses simplificadoras utilizadas só são válidas em rochas fortemente molhadas por água ou fortemente molhadas por óleo. As duas principais hipóteses simplificadoras são:

- As permeabilidades relativas trifásicas das fases molhante (água) e não-molhante (gás) são funções apenas de sua própria saturação e são consideradas iguais às obtidas no escoamento bifásico.

- A permeabilidade relativa trifásica da fase de molhabilidade intermediária (geralmente o óleo) é função das saturações das outras fases e ela pode ser completamente determinada a partir das medições bifásicas água-óleo e gás-óleo, através de procedimentos interpolativos (STONE, 1973).

Os modelos de permeabilidade relativa trifásica mais amplamente utilizados são os modelos de Stone (1970 e 1973) e Baker (1988) que são, na verdade, uma interpolação entre as permeabilidades relativas água-óleo e gás-óleo, medidas em experimentos bifásicos (Seção 2.1.2).

Para Stone (1970), a fase molhante localiza-se primeiramente nos menores poros, a fase não-molhante nos poros maiores e a fase intermediária separando-os espacialmente. Segue que, para a mesma saturação de água, a distribuição microscópica dos fluidos na interface óleo-água será idêntica num sistema água-óleo ou num sistema água-óleo-gás, desde que a direção da mudança na saturação de água seja a mesma.

Isso implica que a permeabilidade relativa à água num sistema trifásico é função somente de sua própria saturação (STONE, 1970). Desenvolvimento similar se aplica ao gás. Assume então que as permeabilidades relativas das fases molhante (água) e não molhante (gás) são dependentes unicamente de suas respectivas saturações e idênticas no caso bi e trifásico. Apenas a permeabilidade relativa ao óleo é interpolada (a partir das curvas bifásicas água-óleo e gás-óleo) pelo modelo trifásico.

O comportamento da permeabilidade relativa ao óleo (fase de molhabilidade intermediária) pode ser estimado a partir das curvas de escoamento bifásico. De acordo com a hipótese de Stone, a presença de água e gás atrapalharia o

escoamento do óleo, fazendo com que a permeabilidade relativa a este fluido seja reduzida mais que proporcionalmente em relação à redução de saturação de óleo. Os fatores redutores β_w e β_g seriam dependentes apenas das saturações de água e gás, respectivamente, e tornam a variação da permeabilidade ao óleo dependente das saturações de água e gás: (modelo *STONE1*, (STONE, 1973))

$$\beta_w = \frac{k_{row}}{1 - S_w^*} \qquad \beta_g = \frac{k_{rog}}{1 - S_g^*} \qquad \text{(eq. 8)}$$

S_w^* e S_g^* são saturações normalizadas, calculadas a partir de:

$$S_w^* = \frac{S_w - S_{wc}}{1 - S_{wc} - S_{om}} \qquad \text{(eq. 9)}$$

$$S_g^* = \frac{S_g}{1 - S_{wr} - S_{om}} \qquad \text{(eq. 10)}$$

$$S_o^* = \frac{S_o - S_{om}}{1 - S_{wr} - S_{om}} \qquad \text{(eq. 11)}$$

Sendo S_{om} a saturação de óleo residual mínima, na presença das três fases. Para a previsão de S_{om}, caso não se disponha de um experimento trifásico, é possível adotar uma interpolação linear entre os valores obtidos nos escoamentos bifásicos.

$$S_{om} = \lambda S_{orw} + (1 - \lambda) S_{org} \qquad \lambda = 1 - \frac{S_g}{1 - S_{wi} - S_{org}} \qquad \text{(eq. 12)}$$

Assim, a permeabilidade relativa ao óleo é dada por:

$$k_{ro} = S_o^* \beta_w \beta_g \qquad \text{(eq. 13)}$$

Modificações da equação de Stone já foram propostas pelo próprio Stone (1973), Aziz e Settari (1979) e Hustad e Holt (1992).

Baker (1988) admite que, dadas as incertezas experimentais, é razoável usar interpolações lineares entre os dados bifásicos. Uma das propostas de Baker apresenta uma equação simples de interpolação em função das saturações de água e gás (*Saturarion-Weighted Interpolation*, modelo *SEGREGATED* (BAKER, 1988)).

$$k_{ro} = \frac{(S_w - S_{wc})k_{row} + (S_g - S_{gr})k_{rog}}{(S_w - S_{wc}) + (S_g - S_{gr})} \quad \text{(eq. 14)}$$

Blunt (2000) cita que o modelo de Baker (1988) é melhor que o modelo de Stone (1970) para sistemas molháveis à água, já Oliveira (2003) e Spiteri e Juanes (2005) mostram que o modelo Stone1 ajustou melhor os dados experimentais, também considerando sistemas molháveis à água. É nítida a falta de consenso.

Além desses modelos apresentados, outros modelos podem ser encontrados na literatura. O próprio Baker (1988) propôs ainda outra equação para prever permeabilidades trifásicas, onde as isopermas assumiriam o formato de uma reta (no simulador esse modelo é chamado de *LINEAR ISOPERM*). Outro método de interpolação baseado na ponderação pela saturação é baseado na formulação apresentada por Hustad e Hansen (Manual Eclipse, 2007) que usa um método geométrico no diagrama ternário de saturações. Egermann et al. (2000) desenvolveu outro método, Blunt e Jerauld desenvolveram mais recentemente modelos para sistemas de molhabilidade mista, mas eles são de difícil implementação em simuladores de reservatórios (BEHZADI; ALVARADO, 2010).

Behzadi e Alvarado (2010) afirmam que a maioria dos modelos não foi testada para sistemas de molhabilidade mista, provavelmente a situação mais encontrada em reservatórios reais.

O que se verifica é que ainda não existe uma metodologia adequada que permita determinar com acurácia as permeabilidades relativas trifásicas a serem usadas nos simuladores de reservatório. Há grande incerteza com relação à utilização das permeabilidades trifásicas e essa incerteza deve ser levada em consideração nos estudos de desenvolvimento de campos onde se aplique a técnica WAG. Principalmente em se tratando de reservatórios de molhabilidade mista, que apesar de ser possivelmente a condição de maior ocorrência na natureza, não dispõe de muitos dados experimentais (BEHZADI; ALVARADO, 2010).

Um dos objetivos desse trabalho é avaliar a capacidade dos modelos disponíveis nos simulador em reproduzir os resultados obtidos nos ensaios experimentais WAG em rocha de molhabilidade mista.

2.2.3. Histerese de Permeabilidade Relativa

O termo “histerese” de uma propriedade pode ser entendido como a “irreversibilidade” desta propriedade em função do histórico de variação de alguma grandeza da qual ela é dependente. No caso de um processo WAG, as permeabilidades relativas variam irreversivelmente, dependendo do modo como variam as saturações dos fluidos.

Certa fração do espaço poroso pode ser ocupada de diferentes maneiras por cada fluido, possibilitando medidas de permeabilidades relativas diferentes para mesmos valores de saturações, causadas por diferentes seqüencias de saturações (ELEMENT et al., 2003).

Spiteri e Juanes (2008) apresentam resultados experimentais de escoamento em meio poroso que mostram que o efeito da histerese ocorre tanto para as permeabilidades de gás quanto do óleo. Esses resultados mostram que as permeabilidades das fases molhante e não-molhante também sofrem histerese, ou seja, dependem não apenas da saturação da fase, mas, também, do caminho ou direção dessa saturação, se drenagem ou embebição.

Para o caso bifásico, diferenças nas permeabilidades relativas (e também pressão capilar) são causadas por diferentes trajetórias de saturação, sendo o tipo mais reportado de histerese (LARSEN; SKAUGE, 1998). A Figura 6 é um exemplo disso, mostrando a variação da permeabilidade relativa da água quando a rocha sofre um processo de drenagem ou embebição. Além disso, pode haver histerese entre processos com a mesma direção de saturação, mas separados por mudanças dessas direções, como por exemplo, diferenças na permeabilidade relativa entre uma drenagem primária ou secundária.

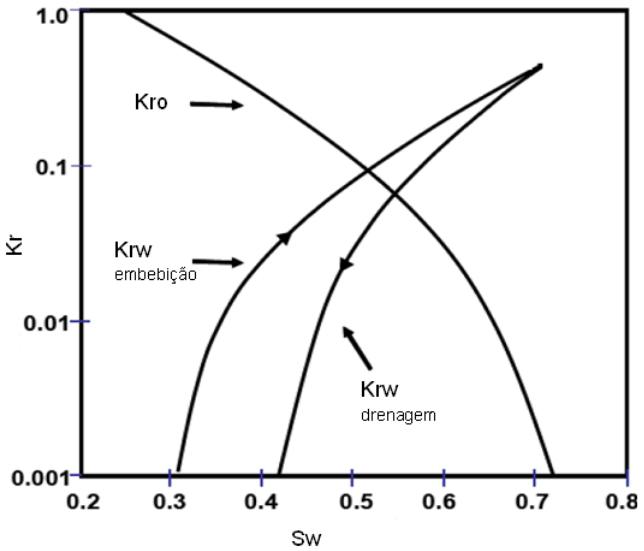


Figura 6 – Diagrama de permeabilidade relativa bifásico ilustrando a histerese para a água (Adaptado de Jarrel *et al.*, 2002).

No caso do escoamento multifásico de fluidos em meios porosos, a histerese se manifesta principalmente através da diferença observada nas curvas de permeabilidade relativa como resultado da alteração sequencial do processo de saturação (embebição ou drenagem) e do número de vezes que estas alterações já ocorreram (SPITERI; JUANES, 2008).

Tradicionalmente, as permeabilidades relativas são consideradas dependentes apenas dos valores absolutos das saturações dos fluidos nas rochas. Porém, essa hipótese é uma consequência da forma como normalmente as jazidas petrolíferas são explotadas. Nos processos convencionais de recuperação de petróleo (depleção, injeção de água e injeção de gás) só há uma direção importante de alteração de saturações no meio poroso e, por isso, é perfeitamente aceitável que os fenômenos de histerese sejam negligenciados. Por exemplo, é muito comum que apenas as curvas de permeabilidade relativa água-óleo de embebição sejam alimentadas aos simuladores matemáticos no caso da injeção de água. No caso da injeção de gás, são fornecidas também as curvas gás-óleo de drenagem.

Porém, nos processos especiais de explotação que envolvem a alternância de diferentes fluidos, como a injeção alternada de água e gás (WAG), a histerese tem papel fundamental, sobretudo no que tange às permeabilidades relativas das várias fases envolvidas. Além disso, o efeito da histerese cresce significantemente quando o escoamento envolve três fases móveis (LARSEN; SKAUGE, 1998). Portanto, é necessário dispor de algoritmos que possam prever como as curvas de

permeabilidade relativa se comportarão durante as alterações de direção de saturação. Os simuladores de reservatório utilizados para a predição do comportamento do processo WAG devem, necessariamente, ter modelos de histerese de permeabilidade relativa embutidos, de forma que possam fornecer resultados acurados.

Na escala de poros, a histerese de permeabilidade relativa tem três causas principais (SPITERI; JUANES, 2008):

a) Variação de ângulos de contato nos processos de embebição e drenagem. O ângulo de contato de avanço de uma fase molhante deslocando uma fase não-molhante é maior do que o ângulo de contato de retrocesso desta mesma fase molhante. Isto ocorre devido à rugosidade das superfícies, efeitos hidrodinâmicos e adsorção de compostos orgânicos.

b) Trapeamento de fase não-molhante. Durante um processo de embebição, uma fração da fase não-molhante pode acabar sendo desconectada, na forma de gotículas, tornando-se imóvel (trapeada). Este fenômeno ocorre sempre que existe uma fase pela qual a rocha tenha maior preferência (Carlson, 1981). É o tipo de histerese mais descrito, sendo causado por mudanças de direção dos processos de saturação (LARSEN; SKAUGE, 1998). Vale lembrar que em sistemas trifásicos de molhabilidade intermediária ou mista, todas as três fases podem ser trapeadas. Num sistema molhado por água ou molhado por óleo, somente as fases gás e óleo podem ser trapeadas (LARSEN; SKAUGE, 1998).

c) Variações nos processos de trapeamento e destrapeamento de fase não-molhante. Nos casos que envolvem variados ciclos de embebição e drenagem, como é o caso do método WAG, a fase não-molhante pode não ser trapeada (embebição) e destrapeada (drenagem) sempre da mesma forma. Isso acarreta um fenômeno chamado na literatura de “histerese de trapeamento”, “histerese de ciclo” ou “irreversibilidade de curvas *scanning*”.

Os efeitos de histerese de permeabilidade relativa normalmente ajudam a aumentar a eficiência do processo de injeção alternada de água e gás. A mobilidade da água é reduzida após a injeção de um banco de gás, além do que, a injeção de água após a injeção de gás aprisiona uma parte deste gás no meio poroso, reduzindo também a sua mobilidade. Este trapeamento representa, portanto, um benefício, visto que a mobilidade do gás será substancialmente reduzida. Como consequência, o varrido será melhorado e a produção será feita com menor razão

gás-óleo (RGO). Logo, o processo WAG não pode ser modelado corretamente sem que se leve em conta os fenômenos de histerese (SPITERI; JUANES, 2008).

Por outro lado, a alternância de fluidos também traz algumas dificuldades. A principal delas diz respeito à injetividade dos fluidos. No momento da troca de fluido injetado (por exemplo, ao final de uma injeção de gás alterna-se para a injeção de água), o novo fluido (água) encontrará, inicialmente, a rocha saturada quase que exclusivamente do fluido injetado anteriormente (gás), o que resulta em permeabilidade relativa elevada ao gás e permeabilidade relativa bastante reduzida à água, causando perda de injetividade. Essa perda de injetividade resulta em menor quantidade injetada e/ou aumento na pressão de injeção, podendo resultar em redução no fator de recuperação.

Diversos autores citam a perda de injetividade como um problema do processo WAG (GOODYEAR et al., 2002; GRIGG; SVEC, 2008; LaFORCE; ORR, 2008). Rogers e Grigg (2000) citam que anormalidades na injetividade durante ciclos WAG tem sido fator limitante em vários projetos. Porém, em um projeto piloto de campo na Malásia, Nadeson et al. (2004) relatam não ter havido problemas de injetividade. Goodyear et al. (2002) citam casos com aumento de injetividade durante injeção WAG, que é atribuído ao aumento de permeabilidade causado pela reação do CO_2 com a rocha carbonática.

Assim, a molhabilidade da rocha-reservatório, as permeabilidades relativas trifásicas e a histerese, são considerados os fenômenos de maior influência para os processos que envolvem ciclagem de fluidos (ELEMENT et al., 2003).

A histerese é também muito importante quando se pensa em projetos de sequestro e armazenagem de CO_2. Simulações mostram que o processo é mais bem descrito com a inclusão dos fenômenos de histerese, o que resulta em uma maior saturação de gás retida no reservatório, ou seja, maior capacidade de estocagem de CO_2 (GHOMIAN; POPE; SEPEHRNOORI, 2008).

2.2.3.1. Modelos de Histerese de Permeabilidade Relativa

Diversos modelos de histerese de permeabilidade relativa foram desenvolvidos (Killough, 1976; Carlson, 1981; Lenhard e Parker, 1987; Jerauld, 1997; Lenhard e Oostrom, 1998; Blunt, 2000; Kjosavik et al, 2002; Larsen e Skauge, 1998).

Os primeiros modelos de histerese desenvolvidos, chamados modelos bifásicos de histerese, são modelos empíricos, que, consideram o trapeamento da fase não-molhante pela fase molhante e a redução da sua permeabilidade quando a direção da saturação é alterada. Porém, eles não consideram a redução adicional de permeabilidade da fase não-molhante quando os ciclos de alteração de saturação são repetidos. A curva '*scanning*' de embebição, calculada pelo modelo de histerese a partir das permeabilidades relativas medidas, é utilizada como curva de drenagem dos subseqüentes ciclos, e não mais a curva de permeabilidade relativa bifásica medida, conforme se observa na Figura 7. Diz-se, então, que os modelos bifásicos não contemplam a "histerese de ciclo" ou a "irreversibilidade" dos ciclos de saturação. O primeiro modelo bifásico de histerese é atribuído a Land (1968). A chamada "Equação de Land" é usada até hoje como relação empírica para a predição do trapeamento de fases em meios porosos submetidos à ciclagem de fluidos, e é a base dos modelos mais recentes de histerese. Outros modelos bifásicos usados foram desenvolvidos por Killough (1976) e Carlson (1981). Element et al. (2003) citam que esses modelos bifásicos são expressões empíricas, não validadas por dados experimentais.

Nos modelos chamados trifásicos, a permeabilidade relativa de uma determinada fase depende não somente de sua saturação e de seu histórico de saturações, mas, também, da saturação e do histórico de saturações das outras fases. Esta dependência de uma segunda fase faz com que os modelos trifásicos apresentem um diferencial fundamental em relação aos modelos bifásicos, que é a possibilidade deles representarem a histerese de ciclo, ou seja, o aumento de trapeamento de fase não-molhante e a redução de sua permeabilidade relativa à medida que os ciclos de saturação são repetidos (Figura 7). A permeabilidade ao óleo aumentaria com o aumento do trapeamento de gás e redução da saturação de óleo residual.

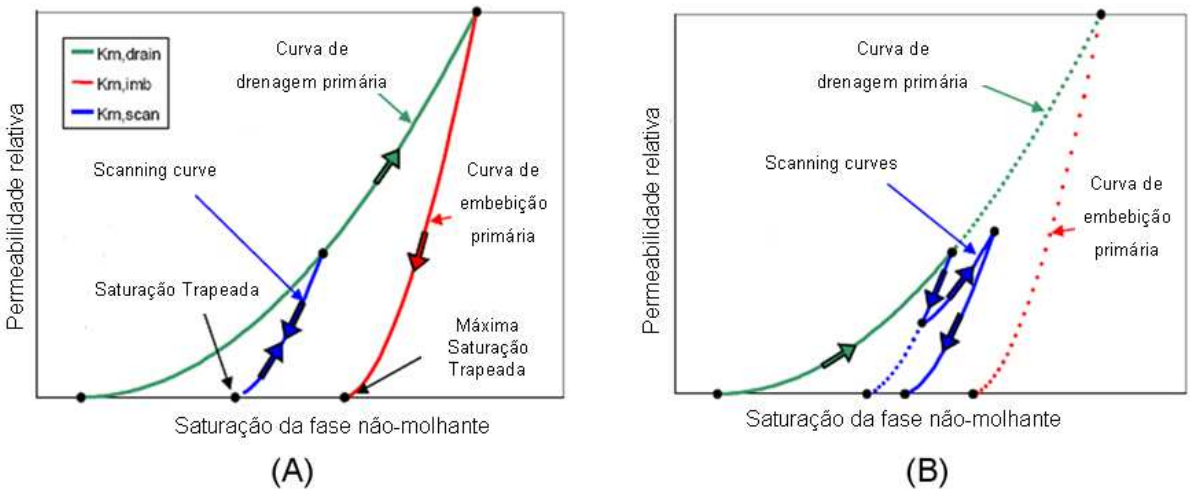


Figura 7 - Permeabilidades relativas da fase não-molhante ao longo dos ciclos considerando um modelo bifásico (A) e trifásico (B) (adaptado de ELEMENT et al., 2003).

Element et al., (2003) listaram os fenômenos que um bom modelo de histerese deve representar:

- Trapeamento de gás pela água.
- Redução da permeabilidade ao gás na presença do gás trapeado.
- Redução da permeabilidade à água na presença do gás trapeado (observado em rochas molhadas por água). Os dados experimentais, no entanto, sugerem que a fase não molhante tem histerese de permeabilidade relativa muito mais intensa do que a fase molhante (SPITERI; JUANES, 2008).
- Variação no fator de trapeamento de Land ao longo dos ciclos de saturação.
- Irreversibilidade dos ciclos de saturação.
- Variações de fluxo fracionário com a saturação de gás trapeado, resultante das mudanças de permeabilidade relativa à água e ao gás.
- Redução da S_{or} devido ao trapeamento de gás por água (não muito evidente em rochas de molhabilidade intermediária).

Apesar de alguns modelos trifásicos de histerese de permeabilidade relativa incluírem alguns dos efeitos citados, nenhum inclui todos. Os autores apresentaram duas tabelas resumindo os fenômenos representados pelos mais importantes modelos (Tabelas 1 e 2).

Tabela 1 - Fenômenos observados em experimentos WAG e suas representatividades nos modelos de histerese de permeabilidade relativa. Experimentos em rocha molhada por água. (adaptada de ELEMENT et al., 2003).

Característica / Modelo de histerese	Carlson (1981)	Killough (1976)	Larsen e Skauge (1998)	Blunt (2000)	Egermann (2000)
Redução da saturação de óleo residual com o trapeamento do gás	x	x	✓	✓	✓
Trapeamento do gás pela água	✓	✓	✓	✓	✓
Redução da permeabilidade ao gás após seu trapeamento	x	x	✓	✓	✓
Irreversibilidade dos ciclos de histerese	x	x	✓	x	✓
Redução da permeabilidade à água na presença do gás	x	x	✓	x	✓
Variação no fluxo fracionário com o trapeamento do gás	✓	✓	✓	✓	✓
Variação do fator de trapeamento de Land entre os ciclos	x	x	x	x	x

Tabela 2 - Fenômenos observados em experimentos WAG e suas representatividades nos modelos de histerese de permeabilidade relativa. Experimentos em rocha de molhabilidade intermediária. (adaptada de ELEMENT et al., 2003).

Característica / Modelo de histerese	Carlson (1981)	Killough (1976)	Larsen e Skauge (1998)	Blunt (2000)	Egermann (2000)
Trapeamento do gás pela água	✓	✓	✓	✓	✓
Redução da permeabilidade ao gás após seu trapeamento	x	x	✓	✓	✓
Redução da permeabilidade à água	x	x	✓	x	✓
Variação no fluxo fracionário com o trapeamento do gás	✓	✓	✓	✓	✓
Variação do fator de trapeamento de Land entre os ciclos	x	x	x	x	x

Os resultados apresentados por Spiteri e Juanes (2008) revelaram que as simulações de WAG são extremamente sensíveis ao modelo de permeabilidade e histerese considerado. Os modelos trifásicos, que levam em conta a maioria dos efeitos de histerese, predizem recuperações muito maiores que os modelos que não levam em conta a histerese de permeabilidade relativa. Segundo os autores, a diferença no fator de recuperação pode ser de até 15 pontos percentuais para mais. Dentre os vários modelos tipicamente disponíveis nos simuladores comerciais, os maiores fatores de recuperação foram obtidos com modelos trifásicos de

permeabilidade relativa, considerando os diferentes efeitos de histerese. Esta opção foi também a que melhor ajustou os dados experimentais.

Kossak, (2000) e Egermann, (2000) apresentaram simulações numéricas do processo WAG usando diferentes modelos de histerese de permeabilidade relativa. Ambos ressaltaram a importância de se considerar modelos trifásicos completos de histerese para que se possa prever adequadamente o desempenho do processo. As principais conclusões indicam que a não consideração do fenômeno de histerese leva a menores fatores de recuperação, *breakthrough* prematuro de gás e *breakthrough* tardio de água.

Element et al. (2003) afirmam que um modelo trifásico de histerese é requerido para simular um processo WAG. Afirmam ainda que experimentos laboratoriais devem ser realizados e que os modelos de histerese devem ser validados e ajustados através do ajuste de histórico desses dados experimentais. Karkooti et al. (2011), destacam a necessidade de experimentos laboratoriais de deslocamento em meio poroso em condições próximas às do campo para obtenção dos parâmetros de histerese adequados.

O modelo trifásico de histerese mais comumente encontrado nos simuladores de reservatório comerciais, inclusive no simulador utilizado neste estudo, GEM da CMG (Computer Modeling Group), é o modelo desenvolvido por Larsen e Skauge (1998). Esse modelo considera a água como fase molhante e gás como fase não molhante. Neste modelo, a permeabilidade relativa de uma fase é dependente não só de sua própria saturação e de seu próprio histórico de saturações, como também da saturação e do histórico de saturações da outra fase. Isto permite modelar a irreversibilidade dos ciclos e representar fenômenos como a perda de injetividade observada depois de repetidos ciclos de WAG.

Para a fase não molhante (gás), a principal característica do modelo é a redução da permeabilidade do gás durante os ciclos WAG, por causa de seu trapeamento durante uma embebição. Segundo Land (1971), durante a drenagem (aumento da saturação da fase não-molhante, o gás), a fase não-molhante ocupa os canais preferenciais, isto é, os poros maiores. Numa seguinte embebição, parte da fase não-molhante é sobre passada pela fase molhante, permanecendo em condição imóvel.

Em um processo de drenagem (injeção de gás) chega-se a uma saturação máxima de gás (S_{gm}) seguida por um processo de embebição (injeção de água) no qual chega-se a uma saturação de gás trapeada (S_{gt}), dada pela Eq. 15.

$$S_{gt} = S_{gr} - \frac{S_{gf}}{1 + CS_{gf}} \qquad \text{(eq. 15)}$$

A constante C é calculada a partir das saturações de gás inicial (S_{gi}) e a saturação de gás residual (S_{gr}).

$$\frac{1}{S_{gr}} - \frac{1}{S_{gi}} = C \qquad \text{(eq. 16)}$$

Conforme esse modelo, a saturação de gás residual (S_{gr}) aumenta quanto maior for a saturação inicial de gás, sendo máxima quando S_{gi} é a unidade, então C pode ser calculada por:

$$C = \frac{1}{S_{grmáx}} - 1 \qquad \text{(eq. 17)}$$

Para Spiteri e Juanes (2005), o coeficiente de trapeamento C de Land é um parâmetro crucial e sua medida deve ser criteriosa, dado seu significativo efeito nos resultados da simulação.

Para os processos de drenagem, uma segunda (ou enésima) curva (curvas *scanning*), será calculada:

$$\left[k_{rg}^{drain}\right]_n = \left\{\left[k_{rg}^{input}\left(S_g\right) - k_{rg}^{input}\left(S_g^{start}\right)\right] * \left(\frac{S_{wi}}{S_w^{start}}\right)^{\alpha}\right\}_n + \left[k_{rg}^{imb}\left(S_g^{start}\right)\right]_{n-1} \qquad \text{(eq. 18)}$$

Sendo, $\left[k_{rg}^{drain}\right]_n$ a permeabilidade relativa calculada para drenagem n; $k_{rg}^{input}\left(S_g\right)$ a permeabilidade relativa de entrada (curva de permeabilidade bifásica (drenagem) original); $k_{rg}^{input}\left(S_g^{start}\right)$ a permeabilidade relativa de entrada (curva de permeabilidade bifásica original) na saturação de gás inicial da curva de drenagem n (*scanning*); S_w^{start} a saturação de água no início da curva enésima de drenagem; $k_{rg}^{imb}\left(S_g^{start}\right)$ a permeabilidade relativa no início do enésimo processo de drenagem (ou a

permeabilidade relativa ao final da curva de embebição anterior); e α o expoente de redução.

A permeabilidade relativa ao gás na embebição é função da saturação de gás livre S_{gf}:

$$k_{rg}^{imb}\left(S_g\right) = k_{rg}^{drain}\left(S_{gf}\right) \qquad \text{(eq. 19)}$$

Que é dada pela equação de Land (1968):

$$S_{gf} = S_{gcrit} + \frac{1}{2}\left[\left(S_g - S_{gr}\right) + \sqrt{\left(S_g - S_{gr}\right)^2 + \frac{4}{C}\left(S_g - S_{gr}\right)}\right] \qquad \text{(eq. 20)}$$

Para a fase molhante (água), a redução da permeabilidade relativa está conectada com a saturação de gás no início do processo e do gás livre. Além da curva bifásica de permeabilidade à água medida, uma segunda curva é necessária como dado de entrada, representando uma curva trifásica de permeabilidade a água após uma injeção de gás. A partir das duas curvas, serão interpoladas as permeabilidades de cada ciclo subsequente, de acordo com a saturação de gás inicial de cada ciclo de injeção de água.

$$k_{rw}^{imb} = k_{rw}^{W2}\left(1 - \frac{S_g^I}{S_{gmáx}}\right) + k_{rw}^{W3}\left(\frac{S_g^I}{S_{gmáx}}\right) \qquad \text{(eq. 21)}$$

Sendo, k_{rw}^{imb} a permeabilidade relativa calculada; k_{rw}^{W2} a permeabilidade relativa lida da curva bifásica; k_{rw}^{W3} permeabilidade relativa lida da curva trifásica; $S_{gmáx}$ máxima saturação de gás atingível (1 − S_{wr} − S_{org}); S_g^I saturação de gás no início do processo de embebição.

Shahverdi et al. (2011) afirmam, porém, que a mobilidade da água pode ser aumentada em escoamentos trifásicos, em comparação com escoamentos bifásicos, ao contrário da idéia geral, e do que é descrito pelos modelos, que a mobilidade da água seria reduzida (ROGERS e GRIGG, 2000; ELEMENT et al., 2003). Mas, de acordo com diversos autores, a histerese é muito mais significativa para a fase não-molhante (gás), tendo pequeno efeito na fase molhante (água) (LARSEN e SKAUGE, 1998; Egermann, 2000).

Para a fase de molhabilidade intermediária (óleo), o elemento final do modelo é uma alteração no modelo de *Stone1*, de forma que a saturação de óleo residual seja função da saturação trapeada de gás.

$$S_{or} = \left(S_{or}\right)_{S_{gt=0}} - aS_{gt} \qquad \text{(eq. 22)}$$

2.2.4. Simulação de Reservatórios

A simulação de reservatórios é um dos métodos empregados na engenharia de petróleo para estimar características e prever o comportamento de um reservatório de petróleo. É uma etapa fundamental para avaliar a economicidade e otimizar projetos de explotação de campos petrolíferos.

Inicialmente, métodos para prever o comportamento de reservatórios baseavam-se em curvas de declínio da produção e balanço de materiais, que tratavam o reservatório como um bloco único, sem levar em consideração a complexidade desse sistema, como anisotropias, heterogeneidades, geometrias complexas, entre outros. Atualmente, os simuladores numéricos utilizam o método das diferenças finitas para tratar de modelos com cada vez mais blocos, que tentam incluir todas as informações disponíveis de cada reservatório, como características geométricas e geológicas, propriedades dos fluidos, entre outros.

Lake (2007) cita que as ferramentas para estudo de um reservatório a serem utilizadas para um estudo de simulação vão desde a intuição e julgamento do engenheiro, para selecionar dados de entrada importantes, até complexos modelos matemáticos. (LAKE, 2007)

O modelo matemático resolvido pelos simuladores, para descrever o escoamento em meios porosos, tem como ponto central a equação da Difusividade. Esta equação combina três princípios básicos: a Equação da Continuidade, que representa a conservação de massa; a Lei de Darcy, que é uma equação de transporte de massa; e uma Equação de Estado (EOS) (ROSA; CARVALHO; XAVIER, 2006). Modelos numéricos de diferenças finitas se baseiam em uma discretização espacial e temporal para resolver, de forma aproximada, a equação da difusividade.

O processo de simulação é composto, basicamente, das seguintes etapas (MELLO, 2011):

- Caracterização de reservatórios, onde se reúne as informações disponíveis para conceber modelos geológicos e de escoamento que representem adequadamente a jazida. São de interesse informações sobre a geometria do sistema, distribuições de permeabilidades e porosidades (heterogeneidades), propriedades dos fluidos (PVT) e de interação com a rocha (permeabilidades relativas e pressões capilares) e distribuições iniciais de pressões e saturações.
- Definição e construção do modelo de simulação, como número de blocos e de camadas, tipo de modelo (*black-oil* ou composicional), geometria (retangular, radial).
- Ajuste do histórico de produção (quando há presença de dados de produção), para calibração do modelo.
- Previsão de comportamento (extrapolação).

Os simuladores podem ser classificados como volumétricos (*black-oil*) ou composicionais (ROSA; CARVALHO; XAVIER, 2006).

No modelo *black-oil* , admite-se que cada uma das fases (água, óleo e/ou gás) presentes seja constituída de um único componente, mesmo que se saiba que o óleo, por exemplo, é uma mistura de diversos hidrocarbonetos. (ROSA; CARVALHO; XAVIER, 2006). O componente gás, que reúne todos os componentes voláteis, pode ocorrer tanto na fase líquida quanto na fase vapor, dependendo das pressões envolvidas, enquanto o componente óleo apenas ocorre na fase líquida. Algumas das hipóteses assumidas em um modelo *black-oil*: temperatura constante; existem no máximo três fases, uma fase óleo, uma fase aquosa, e uma fase gasosa; equilíbrio instantâneo entre as fases; componentes voláteis são aproximados por um único componente, com propriedades próximas ao metano; não há transferência de massa entre a fase aquosa e as demais fases e; ausência de reações químicas.

O modelo composicional, além de considerar o efeito da pressão e da temperatura sobre as propriedades termodinâmicas, considera as composições das diversas fases presentes no reservatório e utiliza equações de estado para o cálculo do equilíbrio de fases. Considera também, uma equação de balanço de massa para cada componente. Esses simuladores são menos utilizados, principalmente por exigirem um maior esforço computacional, mas são necessários em alguns problemas onde o tratamento simplificado de fluidos por modelo *black-oil* não é suficiente para modelar o problema.

Os componentes hidrocarbonetos que formam o óleo, geralmente em número bastante significativo, podem ser reunidos em pseudo-componentes (*lumping)*. O

lumping mais recomendado varia de autor para autor. Uma análise composicional adequada dos componentes hidrocarbonetos é necessária para que se possa fazer a modelagem dos fluidos e suas caracterizações termodinâmicas, possibilitando o uso de simuladores composicionais de escoamento em meio poroso (AL-QURAINI; SOHRABI; JAMIOLAHMADY, 2007).

As equações de Estado cúbicas (EOS) são usadas para descrever o comportamento volumétrico e as propriedades termodinâmicas das fases (MELLO, 2011). O equilíbrio entre as fases é também calculado pela EOS. O potencial químico (geralmente expresso em termos de fugacidade) de cada componente na fase líquida deve se igualar ao potencial químico de cada componente na fase gasosa (MELLO, 2011). Na verdade, a conta é do tipo flash, que além da imposição de fugacidade de cada componente, obedece a restrição de balanço de massa.

Devido à complexidade dos fenômenos inerentes ao processo de injeção alternada de água e gás (WAG), é de se esperar que a simulação numérica deste processo não seja tarefa simples. Dentre as dificuldades esperadas, pode-se destacar a representação do comportamento de fases, do transporte dos componentes entre as fases e das propriedades petrofísicas trifásicas, assim como a inclusão dos efeitos de histerese a elas associados. Se o solvente injetado for o CO_2, seu comportamento supercrítico cria uma dificuldade adicional à simulação, relacionada ao seu estado físico (gás ou líquido) e ao processo de condensação retrógrada. Além disso, a questão da dissolução da rocha é outro ponto ainda não resolvido.

3. METODOLOGIA EXPERIMENTAL

Os experimentos apresentados nessa dissertação foram realizados nos laboratórios do Centro de Recuperação Avançada de Petróleo e Soluções para CO_2 do Instituto de Engenharia de Petróleo da Universidade Heriot-Watt em Edimburgo, Escócia, Reino Unido, sob coordenação do Professor Mehran Sohrabi. Essa universidade possui capacidade laboratorial e experiência reconhecida para realização desse tipo de experimento tão complexo.

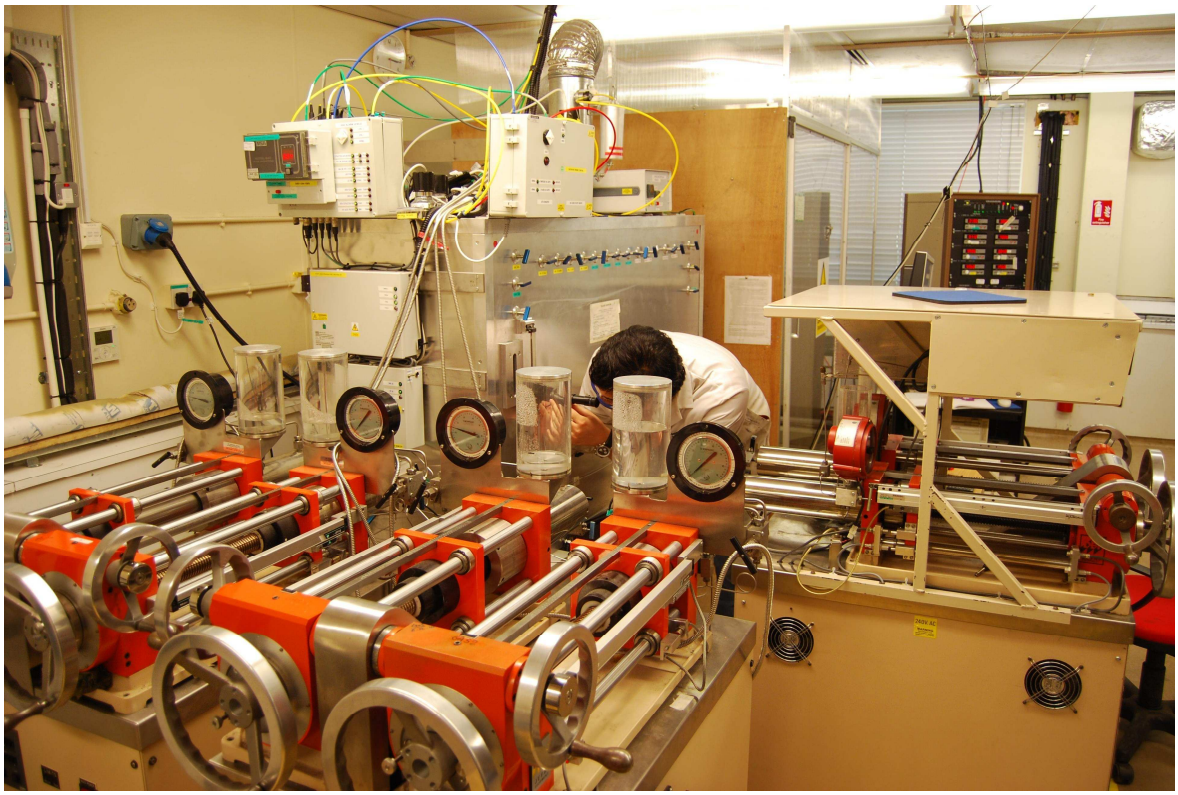


Figura 8 – Foto do laboratório da Universidade Heriot Watt, Edimburgo, Escócia.

Experimentos em escala de laboratório em condições de reservatório (altas pressões e temperaturas, da ordem de até 10.000psi e 150℃) são bastante complexos. Para suportar condições severas de temperatura e pressão, todos os equipamentos utilizados nos experimentos devem ser especialmente construídos em materiais especiais. Garrafas acumuladoras, linhas e conexões devem ser projetadas para suportar essas altas temperaturas e pressões. Nessas condições, misturas de água e gás (CO_2) podem ser altamente corrosivas, exigindo materiais resistentes também à corrosão. As vedações utilizadas precisam ser de materiais

especiais, já que quando em contato com o CO_2, borrachas comuns podem sofrer inchamento e falham. Bombas de deslocamento com essas características são mais complexas e caras. As questões de segurança devem ser seriamente consideradas quando se lida com experimentos em tais condições de pressão. Por esses motivos, dados experimentais em injeção WAG, em tais condições, principalmente para sistemas não molháveis à água, são raros (FATEMI et al., 2011).

A unidade experimental usada é equipada com raio-X, que permite acompanhar as condições de saturação da amostra antes, durante e depois dos experimentos. Essa unidade, onde os experimentos apresentados neste trabalho foram realizados, é apresentada esquematicamente na Figura 9. Os fluidos são armazenados em garrafas na pressão e temperatura do teste, dentro de uma estufa. Cada fluido possui bombas de deslocamento individuais, controladas automaticamente. A amostra de rocha (plugue) fica confinada sob pressão num *core holder*, na unidade de teste, que dispõe da unidade móvel de Raio-X, que pode se deslocar ao longo da amostra, registrando as saturações ao longo do comprimento do plugue. Os fluidos são injetados na sequência desejada e produzidos, sempre sob condições controladas de temperatura e pressão.

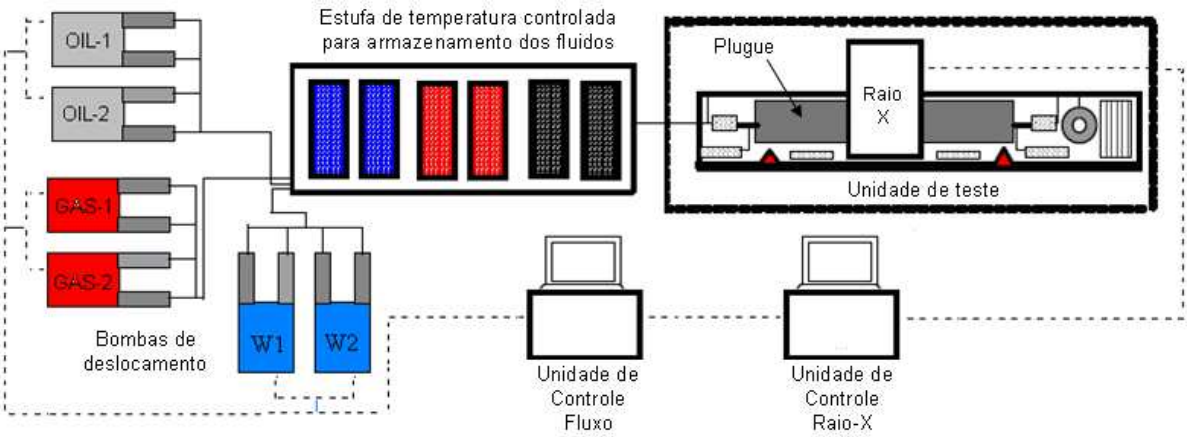


Figura 9 – Representação esquemática da unidade experimental onde os testes foram realizados. (equipamento semelhante ao usado por FATEMI et al., 2011).

Antes dos experimentos em si, uma caracterização completa dos plugues de rocha deve ser realizada para garantir que estejam adequados para os experimentos. O plugue é limpo, através da injeção de solventes como acetona e/ou metanol, seguidos por nitrogênio e depois seco no forno. Seu peso e dimensões são

medidos. O plugue é escaneado por raio-X para verificação da homogeneidade da amostra quanto à sua porosidade.

Com o objetivo de exemplificar a complexidade desse tipo de experimento, é citada a questão da molhabilidade. O estado de molhabilidade de amostras retiradas de reservatórios geralmente sofre alterações desde sua extração até sua preparação e teste. Experimentos laboratoriais desse porte, que exigem medições precisas, necessitam ser realizados em condições o mais próximo das reais possível. Restaurar as condições originais pode consumir muito tempo e, normalmente, requer mais tempo que o experimento em si (FATEMI et al., 2011).

3.1. EXPERIMENTOS REALIZADOS

Um dos objetivos iniciais deste trabalho era realizar experimentos de injeção alternada de água e gás contendo CO_2 em rocha carbonática, para avaliar o efeito das permeabilidades relativas trifásicas, medir os parâmetros de histerese e avaliar a eficiência do método WAG em condições próximas às do pré-sal brasileiro.

Para tal, foram utilizados plugues de afloramento de calcita (Indiana Limestone), com permeabilidade de 5mD e porosidade de 15%.

Esse tipo de teste deve ser realizado em condições próximas do equilíbrio termodinâmico, para evitar transferências de massa entre as fases durante o experimento, complicando as medidas das saturações das fases no plugue, visando isolar assim os efeitos petrofísicos, objetivo desses experimentos. A água de injeção deve, então, ser pré-equilibrada com o CO_2 antes do experimento. Nesse processo, parte do CO_2 se solubiliza na água, tornando-a ácida, o que pode causar dissolução de rochas carbonáticas. Experimentos preliminares de injeção dessa água carbonatada em rochas de afloramentos carbonáticos, foram realizados para avaliar esse efeito. Uma foto dessa rocha pode ser vista na Figura 16.

O primeiro teste (**Experimento 1**) foi realizado com a injeção de água do mar dessulfatada, equilibrada com CO_2 puro na pressão de 4750 psi e temperatura de 59℃, em rocha carbonática saturada de água, sem alteração de molhabilidade.

Um segundo teste (**Experimento 2**) foi realizado com o intuito de representar mais aproximadamente uma condição real de campo. O fluido de injeção, neste segundo teste, é água do mar dessulfatada equilibrada com gás contendo 10% de CO_2. A molhabilidade da rocha foi alterada através de contato da rocha com óleo

morto, por três semanas. Dessa forma, a rocha passa a ter molhabilidade mista ou intermediária (com uma maior tendência ao óleo), condição mais próxima ao esperado em reservatórios carbonáticos. Em seguida, o plugue foi novamente saturado com água para o início do teste da injeção de água carbonatada.

Estes resultados preliminares trouxeram algumas informações valiosas, que serão apresentados na Seção 4 deste trabalho, que mostram a enorme dificuldade de operar experimentos com rochas carbonáticas e injeção de CO_2.

3.2. EXPERIMENTOS UTILIZADOS PARA SIMULAÇÃO

Visando o estudo do escoamento trifásico água-óleo-gás, permeabilidades relativas e histerese, optou-se por utilizar resultados de experimentos semelhantes, realizados anteriormente pela Universidade Heriot-Watt, nos mesmos laboratórios e seguindo os mesmos procedimentos. Dessa maneira, poder-se-á avaliar uma metodologia de simulação para esse tipo de experimento. Esses experimentos foram realizados com rochas areníticas, que são menos reativas que as rochas carbonáticas. Os resultados foram publicados por Fatemi et al. (2011) e Shahverdi et al. (2011) e são descritos a seguir.

Dois plugues areníticos foram utilizados, um com permeabilidade de 1000mD e outro de 65mD, com diâmetros de 5cm, comprimentos da ordem de 65cm e porosidades de 18%.

A água utilizada é uma salmoura sintética, preparada com cloreto de sódio (NaCl) e cloreto de cálcio ($CaCl_2$), preparada para evitar possíveis reações com a rocha.

O fluido hidrocarboneto usado em todos os experimentos é uma mistura de metano (C1) e n-butano (n-C4), de baixa tensão interfacial (0,04mN/m). Para eliminar a transferência de massa entre as fases durante os experimentos, os fluidos (óleo, gás e água) foram pré-equilibrados à pressão e temperatura do teste (1840psi e 38℃). Esse procedimento visa isolar o efeito pet rofísico do efeito termodinâmico nesse experimento.

O ponto crítico dessa mistura (C1 e n-C4) é 1860psia e 38℃, então, à pressão do experimento (1840psia), o sistema está muito próximo ao ponto crítico, em condições próximas da miscibilidade (SHAHVERDI et al., 2011).

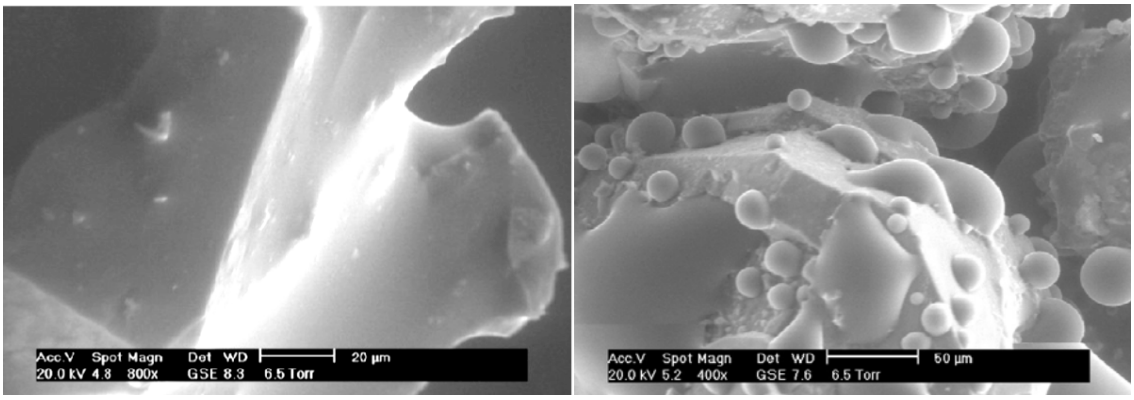
Os dados dos fluidos utilizados nos experimentos encontram-se na Tabela 3:

Tabela 3 – Propriedades físico-químicas dos fluidos utilizados, na condição do experimento.

Viscosidade do gás	0,0249 cP
Viscosidade do óleo	0,0405 cP
Viscosidade da água	0,68 cP
Densidade do gás	211,4 Kg/m^3
Densidade do óleo	317,4 Kg/m^3
Densidade da água	992,9 Kg/m^3
Tensão interfacial gás-óleo	0,036 mN/m

O arenito utilizado nos experimentos é originalmente molhável à água. Para atender o objetivo de avaliar os modelos de permeabilidade relativa trifásica e sua histerese no simulador de reservatório em condições de molhabilidade mista, mais comum em reservatórios, a rocha precisa passar pelo procedimento de alteração de molhabilidade. Esse processo, também chamado de envelhecimento (ou *ageing*), consiste em deixar a rocha em contato com o óleo por certo período de tempo, ou alternativamente, escoar óleo pela rocha, por algumas semanas, a uma vazão muito baixa.

Fatemi et al. (2011) apresentam imagens de microscopia eletrônica de seções molháveis à água (esquerda) e de molhabilidade mista (direita). Na rocha molhável a água, gotas de água não se formam. Na rocha que passou pelo processo de envelhecimento, alguns grãos tem gotas de água em sua superfície, e não filmes, o que demonstra a alteração de molhabilidade. O ângulo de contato dessas gotas é diferente em cada ponto, já que a condição de molhabilidade é variável.



(a) (b)

Figura 10 – Gotas de água sobre a superfície da rocha de molhabilidade mista (b), o que não ocorre em sistema molhável à água (a). (fonte: FATEMI et al., 2011).

Após cuidadosa limpeza do plugue, para evitar a retirada dos materiais orgânicos adsorvidos (que provocaram a alteração de molhabilidade), os seguintes experimentos foram realizados por Fatemi et al. (2011).

O **Experimento A** consiste na injeção de gás, continuamente, na rocha inicialmente saturada com 60% de óleo e 40% de água, representando assim um experimento onde os três fluidos são móveis. O equivalente a um volume poroso do plugue (Vp) foi injetado. Este experimento foi realizado em plugue de permeabilidade 1000mD.

O **Experimento B** consiste em um experimento WAG, no plugue de 1000mD, iniciando pela injeção de água (W1) no plugue saturado de óleo (a menos de sua saturação irredutível de água, 8%), seguida por injeção de gás (G1), nova injeção de água (W2) e novamente injeção de gás (G2).

O **Experimento C** é semelhante ao Experimento B, realizado com os mesmos fluidos e condições de P e T, só que num plugue de permeabilidade de 65mD, saturação irredutível de água de 18% e com 3 ciclos WAG realizados (W1, G1, W2, G2, W3, G3).

Os fluidos são injetados à vazão constante, a vazão de produção é acompanhada e o diferencial de pressão é medido durante todo o experimento.

3.3. SIMULAÇÃO NUMÉRICA DOS EXPERIMENTOS

Uma questão extremamente importante em um estudo de reservatório é como utilizar resultados de experimentos laboratoriais para melhorar a caracterização e previsão de produção de um campo. Cada vez mais se utiliza a ferramenta de

simulação para, após uma adequada representação dos resultados obtidos em laboratório, avaliar os efeitos dos parâmetros medidos na produção de um campo.

Para simular os citados experimentos e, posteriormente, transportar os resultados para simulações de reservatórios, utilizou-se o simulador composicional GEM da CMG (2010), por ser um software comercialmente disponível e amplamente utilizado pela indústria petrolífera. Apesar de os experimentos serem realizados com os fluidos pré-equilibrados, para evitar a transferência de massa entre os fluidos durante o teste, o que permitiria a utilização de um simulador *blackoil*, mais simples, o modelo de histerese trifásico a ser estudado só está implementado no simulador composicional. O simulador composicional é o mais adequado para a simulação de processos de injeção de gás por contemplar diversos efeitos como: vaporização de componentes da fase oleosa; condensação de componentes da fase gasosa; inchamento e redução de viscosidade do óleo pelo solvente; redução de tensão interfacial gás-óleo; miscibilidade por múltiplos contatos; solubilidade dos diversos componentes na fase aquosa.

O fluido utilizado nos experimentos é uma mistura binária de C1 e C4, de propriedades conhecidas. A equação de estado de Peng-Robinson foi utilizada para ajustar as propriedades medidas de densidade e a equação de Jossi-Stiel-Thodos para viscosidade dessa mistura. Sabendo que os fluidos foram equilibrados previamente, juntamente com a condição isotérmica do teste e com os baixos diferenciais de pressão, não se espera observar a transferência de massa entre fases ou qualquer efeito composicional durante o teste.

Um modelo unidimensional foi gerado para representar o plugue. O formato quadrangular do modelo de simulação do plugue não interfere na sua representação real, já que o equacionamento utilizado no simulador considera apenas a área da seção transversal. A transmissibilidade entre um bloco e outro é calculada a partir das áreas das seções transversais dos blocos e, essas sim, devem ser idênticas às do plugue real. Na direção longitudinal, o modelo foi dividido em 70 blocos, representando aproximadamente 1 cm por bloco, como pode ser visto na Figura 11. A injeção dos fluidos ocorre em uma extremidade enquanto a produção acontece na extremidade oposta.

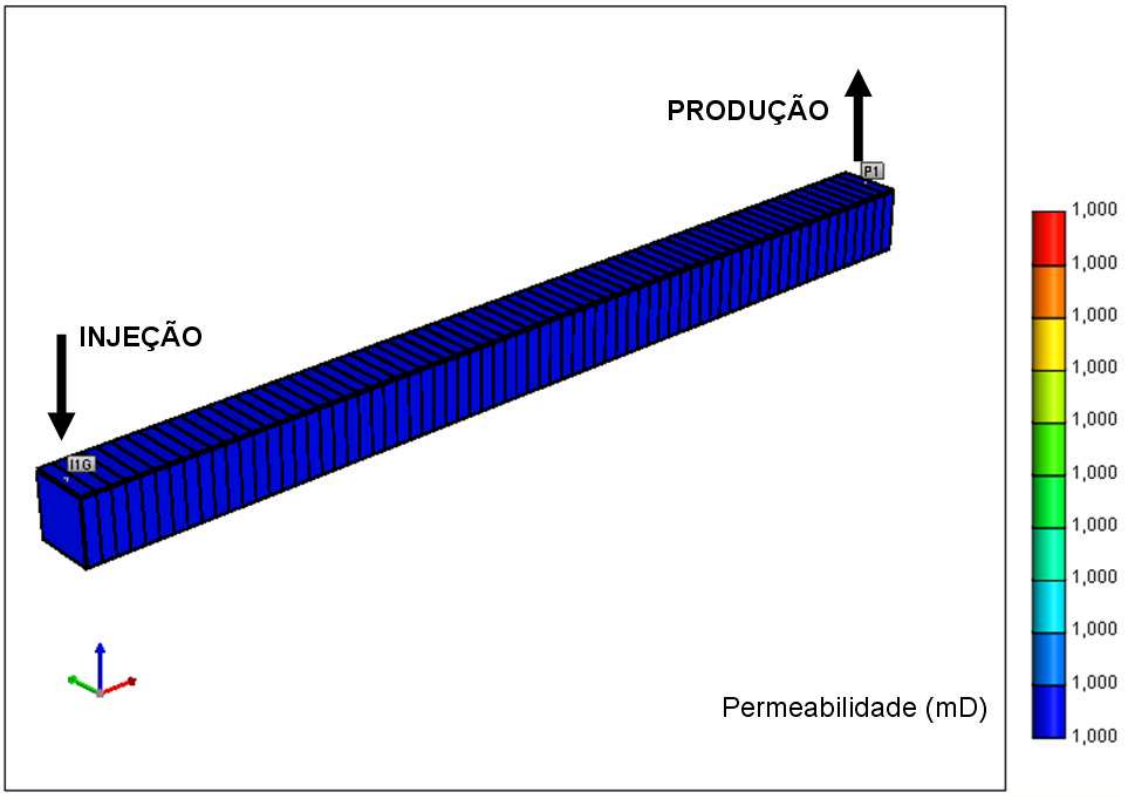


Figura 11 – Modelo do plugue para as simulações dos experimentos

O simulador GEM foi escolhido por utilizar o modelo trifásico de histerese de permeabilidade relativa de Larsen e Skauge (1998), considerado um dos mais completos. Visando testar e verificar a capacidade deste simulador em representar o fenômeno de histerese, foram realizadas algumas simulações teste. A Figura 12 apresenta curvas de permeabilidade relativa ao gás, geradas por modelos bifásicos e trifásicos de histerese disponíveis na literatura, em comparação com curvas obtidas utilizando os modelos bifásico e trifásico do simulador GEM. Fica visível a capacidade do simulador em representar tal fenômeno.

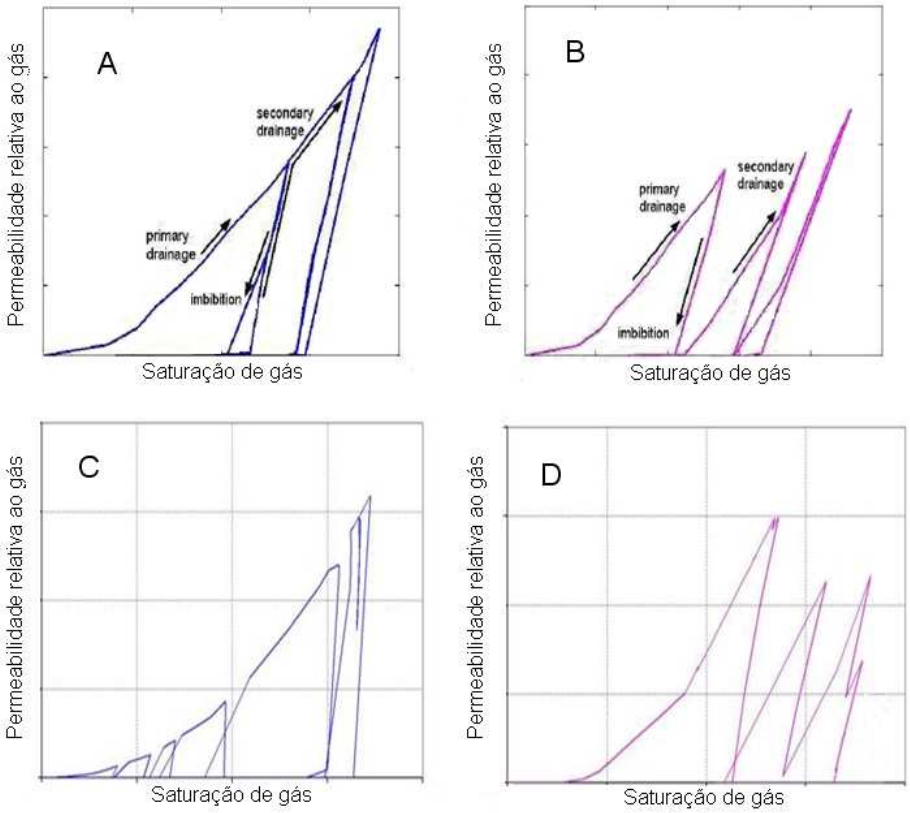


Figura 12 – Curvas de permeabilidade relativa calculada por modelos de histerese de 2 e 3 fases (A e B, respectivamente) retiradas da literatura (Spiteri e Juanes, 2005) e as mesmas propriedades calculadas aqui utilizando o simulador GEM (C e D).

Algoritmo

E1 - Saturação da fase não-molhante sendo reduzida, então n=0:
Calcula gás trapeado.

4. RESULTADOS E DISCUSSÃO

Nesta seção serão apresentados os resultados dos experimentos realizados em laboratório e os resultados das simulações de experimentos. A Seção 4.1 apresenta os experimentos realizados na universidade Heriot-Watt, onde se discute a dissolução da rocha causada pela injeção de água carbonatada. As Seções 4.2 a 4.4 apresentam simulações de experimentos semelhantes realizados na mesma universidade, seguindo os mesmos procedimentos experimentais descritos. A Seção 4.5 apresenta simulações dos efeitos de histerese de permeabilidade em um modelo representativo de campo, com o objetivo de observar os efeitos medidos em laboratório na escala de campo.

4.1. DADOS EXPERIMENTAIS OBTIDOS

A Figura 13 mostra a queda do diferencial de pressão entre a entrada e a saída da amostra, durante o Experimento 1, injeção de água carbonatada em rocha carbonática. Como a vazão de injeção é mantida constante, a redução na pressão observada representa um aumento na permeabilidade da amostra, causada pela dissolução da calcita.

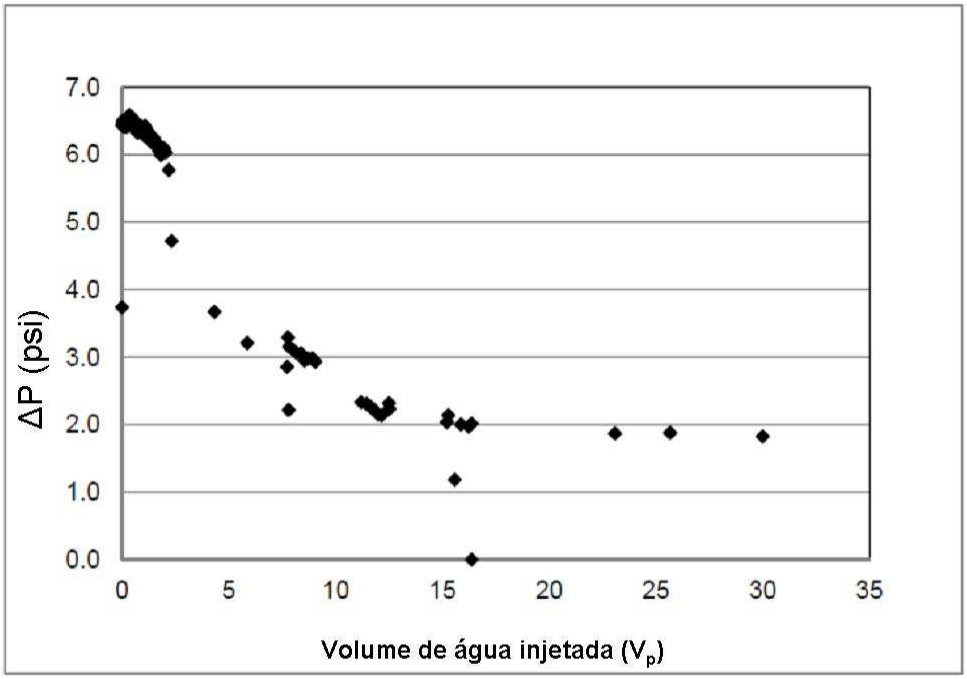


Figura 13 – Queda do diferencial de pressão causada pela dissolução da calcita pela injeção de água carbonatada.

A possibilidade de dissolução de rocha carbonática em contato com água e CO_2 é reportada em literatura. (BERENBLYUM et al., 2009). Em reservatórios podem ter diferentes efeitos, desde aumento da injetividade devido ao aumento da permeabilidade, até problemas geomecânicos.

Em escala de laboratório, esse resultado inviabiliza as medidas de permeabilidades relativas ou qualquer outra propriedade petrofísica, já que a permeabilidade absoluta da rocha não é mantida constante. Dessa maneira não se tem controle sobre as saturações dos fluidos e fica impossível medir a permeabilidade relativa a um fluido. Assim, os dados de injeção e produção não podem ser usados neste trabalho com a finalidade de testar a metodologia de simulação de escoamento trifásicos em meios porosos.

O Experimento 2 foi realizado com um menor teor de CO_2 e com a alteração da molhabilidade da rocha, visando reduzir o processo de dissolução da rocha, para que as medidas das permeabilidades fossem possíveis. Essa condição é mais próxima da condição real de um reservatório.

Mesmo para esse segundo experimento, foi verificada uma dissolução intensa da rocha, reduzindo o diferencial de pressão à praticamente zero (Figura 14), após alguns volumes porosos injetados (~$15V_p$). O processo de dissolução pode ser comprovado pelas imagens tomográficas do plugue após o experimento (Figura 15) e, também, visualmente na Figura 16. Nota-se da figura, que o processo de dissolução contínua da rocha criou um canal (*wormhole*) que comunicou a entrada e a saída da amostra.

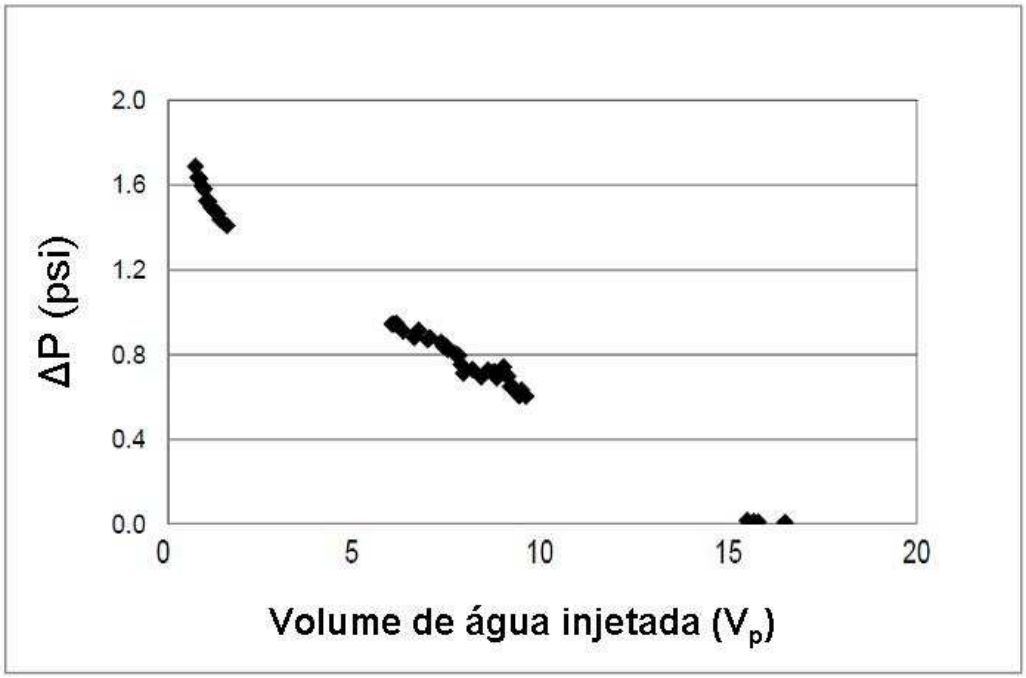


Figura 14 – Queda do diferencial de pressão causada pela dissolução da calcita pela injeção de água carbonatada no experimento 2.

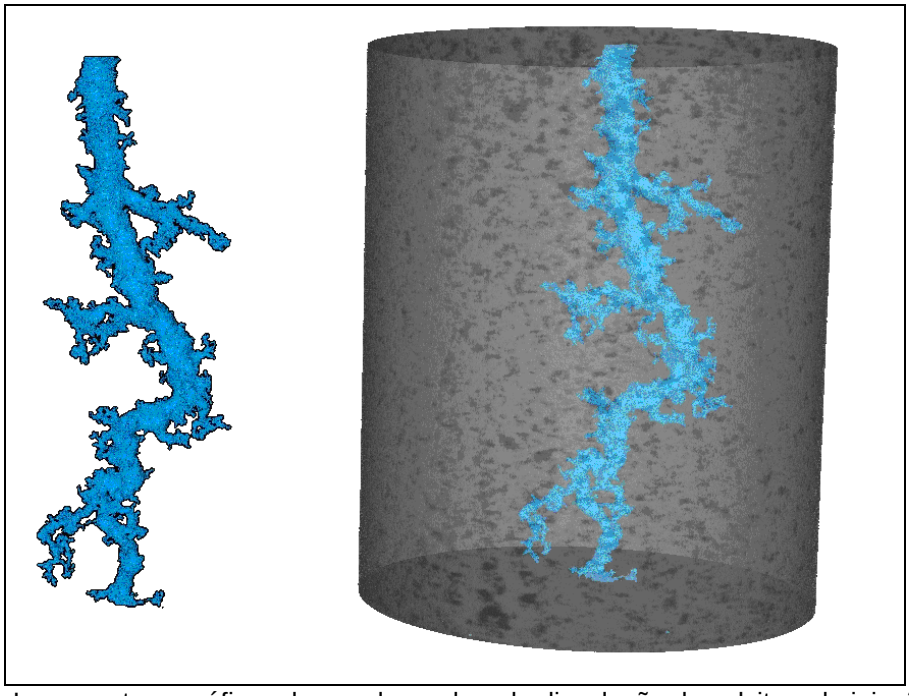


Figura 15 – Imagens tomográficas do canal gerado pela dissolução da calcita pela injeção de água carbonatada.

Figura 16 – Plugue carbonático (calcita) com canal formado (face de entrada) pela dissolução causada pela água carbonatada.

O processo de dissolução, evidenciado nas Figuras 15 e 16, é típico de percolação com reação em meios porosos. A Figura 17 apresenta a produção de íons na água que sai da amostra e coletada durante o Experimento 2. Observa-se um aumento acentuado de íons cálcio na água produzida, o que evidencia a dissolução da rocha.

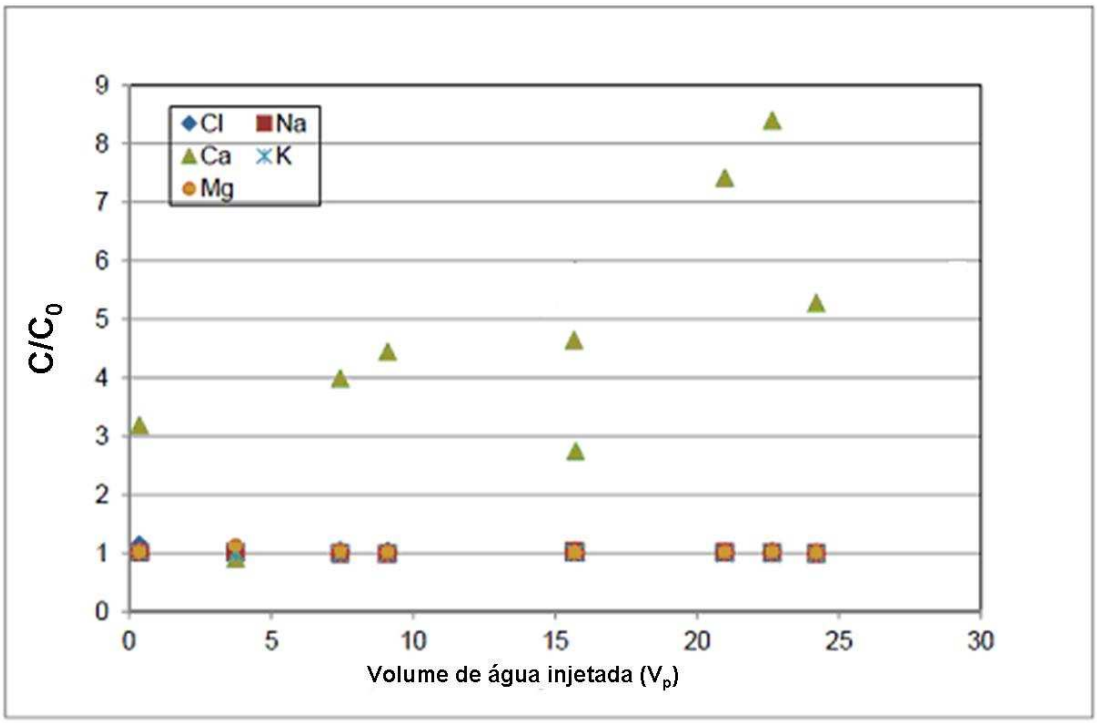


Figura 17 – Razão entre as concentrações de íons nas correntes de saída e entrada do plugue. A concentração de Cálcio é maior no efluente devido à dissolução da rocha.

Esses resultados são muito importantes e têm um impacto direto nos ensaios laboratoriais a serem realizados para estudos de recuperação avançada de petróleo por métodos de injeção de gás/CO_2 em rochas carbonáticas. Medidas e simulações de transporte reativo são extremamente importantes e devem ser realizados para avaliação de tais efeitos.

Cabe ressaltar que a rocha utilizada nesses experimentos é composta quase que 100% de calcita, que apresenta maior reatividade. A própria água injetada, mesmo sem a presença do CO_2, pode reagir, visto que não se encontra, inicialmente, em equilíbrio químico com a rocha. Em rochas carbonáticas com dolomita, quartzo e outros minerais, além da calcita, esse efeito deve ser menor. Segundo Stumm (1992), a taxa de reação da dolomita é cerca de uma ordem de grandeza mais lenta que a calcita.

Em escala de campo, com rochas reais, ainda não se sabe o efeito que esse tipo de reação pode causar. Espera-se que seja em menor escala, visto que os volumes injetados são bem menores relativamente, da ordem de fração do volume poroso do reservatório, e não a circulação de diversos volumes porosos pela rocha. Esse efeito tende a ficar restrito à região próxima ao poço injetor, por onde maior volume injetado fluirá, já que os fluidos se afastam radialmente do poço injetor. Após certa quantidade de água injetada, a reação com a rocha ocorre e satura a água com cálcio (em equilíbrio com a rocha) cessando o processo de dissolução.

De forma geral, a dissolução tende a ocorrer em ordem crescente à concentração de CO_2, aumentando a permeabilidade próxima ao poço injetor. O efeito desse aumento, dependendo da ordem de grandeza, pode ser benéfico, causando aumento da injetividade. Para os experimentos de laboratório, porém, esse é um problema sério, pois afeta medidas da pressão de injeção, medidas de recuperação adicional de óleo, além das medidas de permeabilidade.

4.2. SIMULAÇÃO DO EXPERIMENTO A - INJEÇÃO DE GÁS - PLUGUE 1000mD

O Experimento A consiste da injeção de gás em plugue saturado com água e óleo, e permite avaliar a capacidade do simulador de reservatório em representar um ensaio em que as três fases são móveis. Para tal, será utilizado o simulador composicional GEM.

O simulador só aceita a entrada de curvas de permeabilidade relativa bifásica água/óleo e gás/óleo e calcula as permeabilidades trifásicas da fase de molhabilidade intermediária (óleo), pois as permeabilidades trifásicas das fases molhante (água) e não-molhante (gás) são assumidas como constantes, iguais à sua permeabilidade bifásica.

A Figura 18 apresenta as curvas bifásicas, medidas experimentalmente, e utilizadas como dado de entrada para a simulação. A Figura 19 mostra o diagrama ternário com as isopermas ao óleo calculadas pelos diferentes modelos de permeabilidade trifásicas a partir dessas curvas bifásicas.

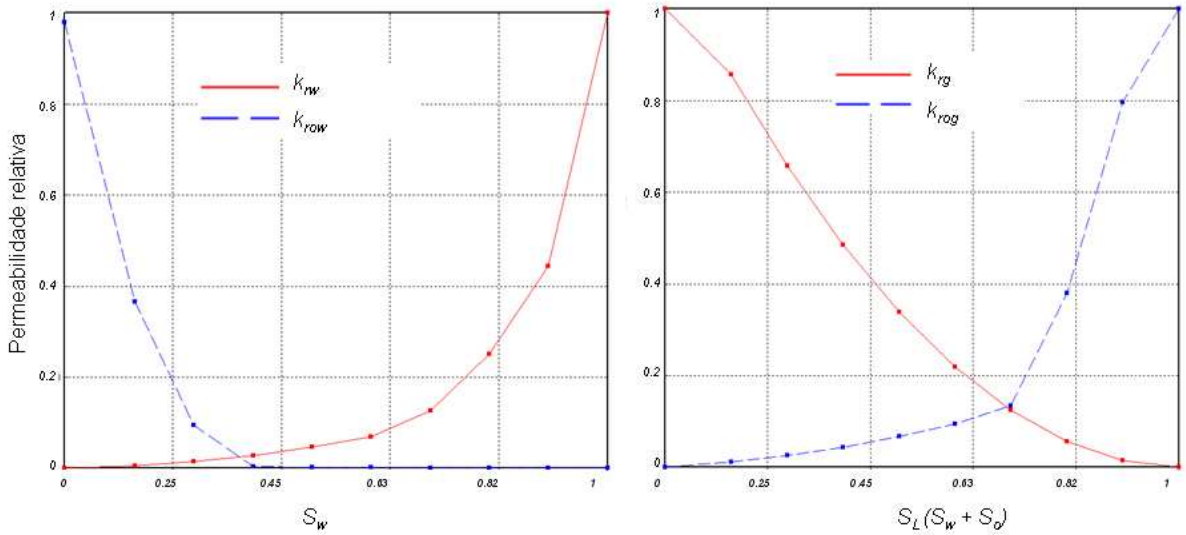


Figura 18 – Curvas de permeabilidade relativa bifásica água/óleo (k_{rw}/k_{row}) e gás/líquido (k_{rg}/k_{rog}). (curvas medidas por FATEMI et al. 2011)

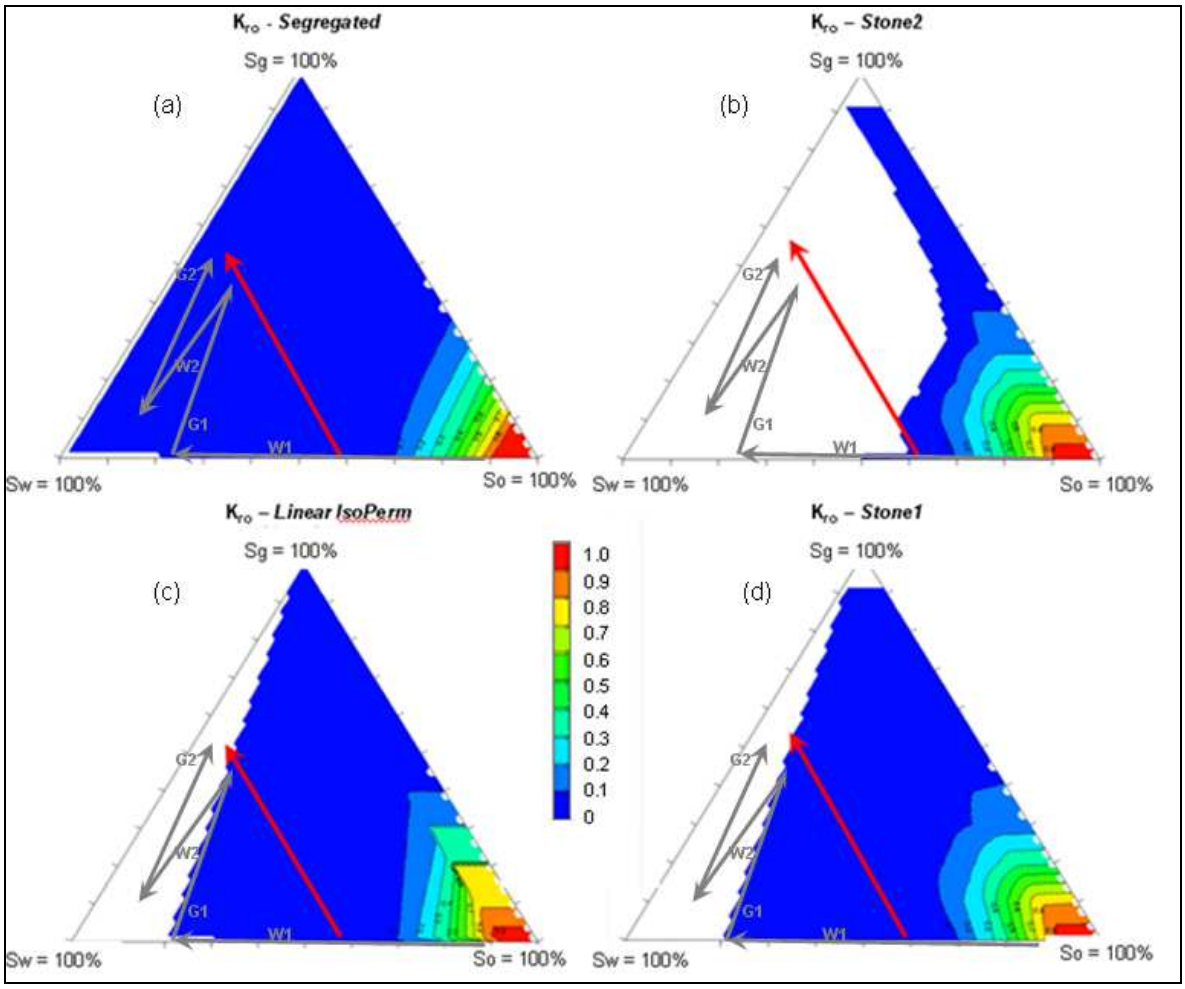


Figura 19 – Curvas de permeabilidade relativa trifásicas ao óleo (k_{ro}) calculadas pelos modelos (a)*Segregated*, (b) *Stone2*, (c) *LinearIsoperm* e (d) *Stone1*. A seta vermelha representa o caminho de saturação percorrido no Experimento A e as setas cinza o Experimento B.

A Figura 20 mostra o fator de recuperação (FR) do experimento em função da quantidade de volumes porosos injetados, comparando com as simulações utilizando os quatro modelos trifásicos de permeabilidade disponíveis no simulador, apresentados no Capítulo 2.

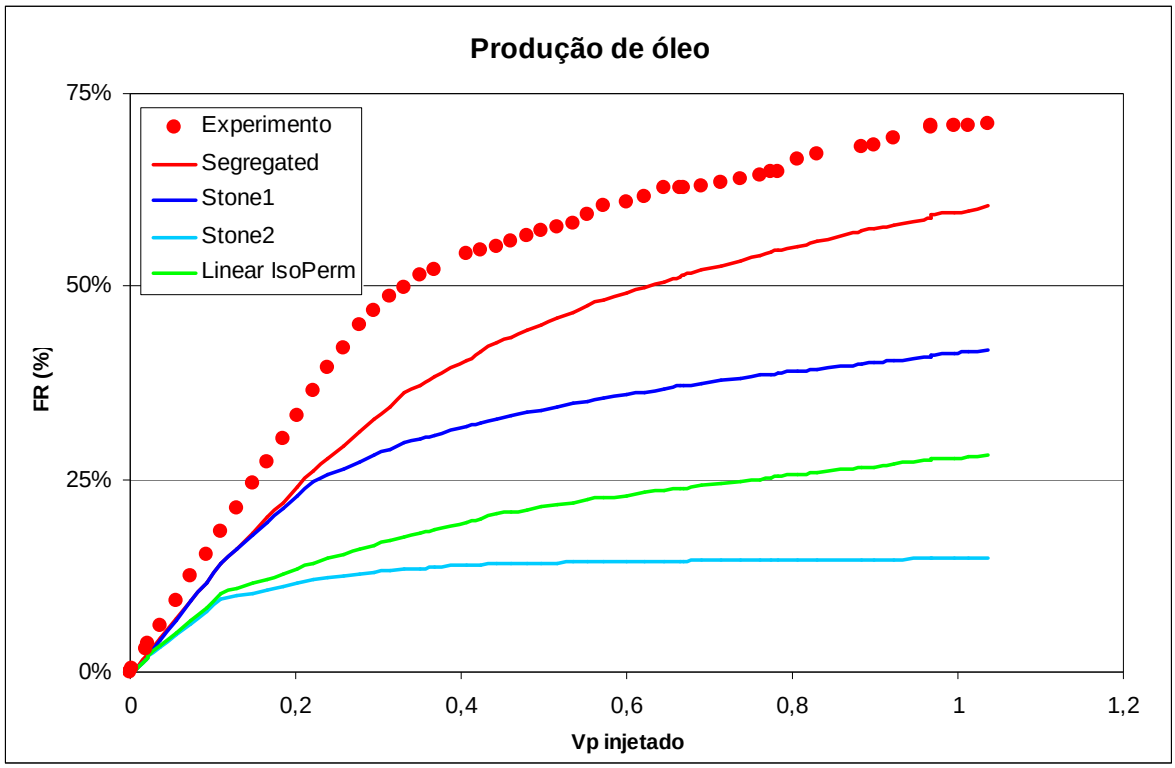


Figura 20 – Fator de recuperação em função do volume injetado. Simulações com diferentes modelos de permeabilidade trifásica em comparação com os dados experimentais do Experimento A.

Pode-se observar claramente a enorme diferença no Fator de Recuperação de óleo (FR) obtido a partir de cada modelo. Como visto na Figura 19, para alguns modelos de permeabilidade trifásica, o caminho de saturações do experimento cai numa região com k_{ro} calculado igual a zero, o que causa a subestimação da produção de óleo. O melhor resultado, quando comparado aos dados experimentais, é obtido pelo modelo *Segregated* (BAKER, 1988).

A inadequação desses modelos foi reportada recentemente (Shahverdi et al., 2011), sendo justificada por terem sido desenvolvidos para sistemas fortemente molháveis à água e de alta tensão interfacial (imiscíveis), e por terem sido desenvolvidos sem dados experimentais que os comprovassem. A escolha errada do modelo para cálculo de permeabilidade relativa trifásica a partir dos dados bifásicos pode apresentar resultados completamente diferentes, levando a previsões que podem fugir em muito da realidade.

4.3. SIMULAÇÃO DO EXPERIMENTO B – WAG - PLUGUE 1000mD

Essa etapa visa avaliar a capacidade do simulador em representar um processo com alternância de fluidos injetados, utilizando os modelos para cálculo de

permeabilidades trifásicas disponíveis. Além disso, a alternância dos fluidos injetados causa o fenômeno de histerese de permeabilidade relativa, efeito que também será avaliado por simulação.

O experimento a ser simulado é o Experimento B, que representa um processo WAG, no mesmo plugue do Experimento A. Iniciando pela injeção de água (W1) em plugue completamente saturado com óleo (na S_{wi}), seguido de injeção de gás (G1), nova injeção de água (W2) e finalizando com nova injeção de gás (G2). O caminho de saturações percorrido durante o experimento pode ser visto na Figura 19.

A Figura 21 mostra a produção acumulada de óleo (FR) durante o experimento em comparação com a produção simulada utilizando os quatro modelos trifásicos de permeabilidade disponíveis no simulador. Vale ressaltar que o modelo de histerese não foi incluído nesta etapa.

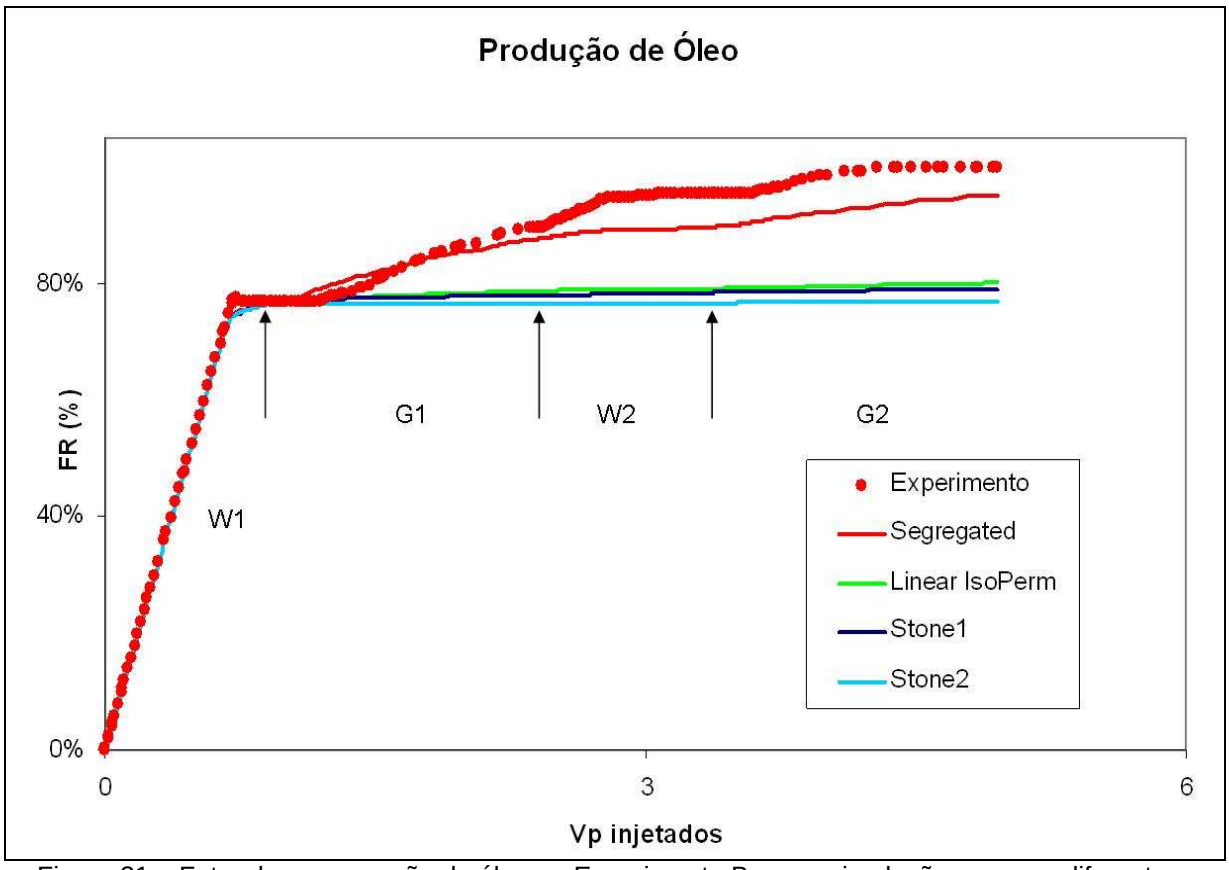


Figura 21 – Fator de recuperação de óleo no Experimento B e nas simulações com os diferentes modelos de permeabilidade trifásica disponíveis no simulador GEM.

A primeira injeção de água (W1) é um escoamento bifásico, já que nenhum gás está presente. Esse experimento é realizado usualmente para gerar as curvas

de permeabilidade relativa bifásica (Figura 18). Dessa maneira, já que só duas fases estão presentes, os modelos de conversão de permeabilidades bifásicas em trifásicas não tem significado e qualquer um deles gera o mesmo resultado. A partir de G1, quando as três fases passam a estar móveis na rocha, as diferenças entre os modelos de conversão das permeabilidades bifásicas em trifásicas começam a ficar visíveis. Fica nítido que, a exemplo do Experimento A, o único modelo que apresenta um comportamento semelhante aos dados experimentais de produção de óleo é o modelo *Segregated* de Baker, o qual será utilizado no restante deste capítulo. Em estudo semelhante, Spiteri e Juanes (2005), verificaram que o modelo *Stone1* era o mais adequado para um experimento em rocha molhável à água.

Após o primeiro ciclo (W1-G1) fica mais evidente a diferença entre a produção de óleo do experimento WAG e aquelas obtidas nas simulações. Os modelos de permeabilidade relativa, sem levar em consideração o efeito da histerese, não são capazes de captar toda a produção adicional de óleo observada no experimento, principalmente nos ciclos seguinte de injeção de água. É essa produção adicional que torna o método WAG atrativo e promissor para aplicação em campo e pode não estar sendo bem representada nos modelos atuais utilizados nos simuladores.

Como já relatado, a histerese altera as curvas de permeabilidade relativa, reduzindo a mobilidade da água e do gás, resultando num ganho em eficiência de varrido, mas também causa uma redução na injetividade, principalmente da água, (Rogers e Grigg, 2000), conforme apresentado na Figura 22. Pode-se observar o aumento do diferencial de pressão no segundo ciclo, causado pela histerese e não representado pela simulação (sem o modelo de histerese incluído).

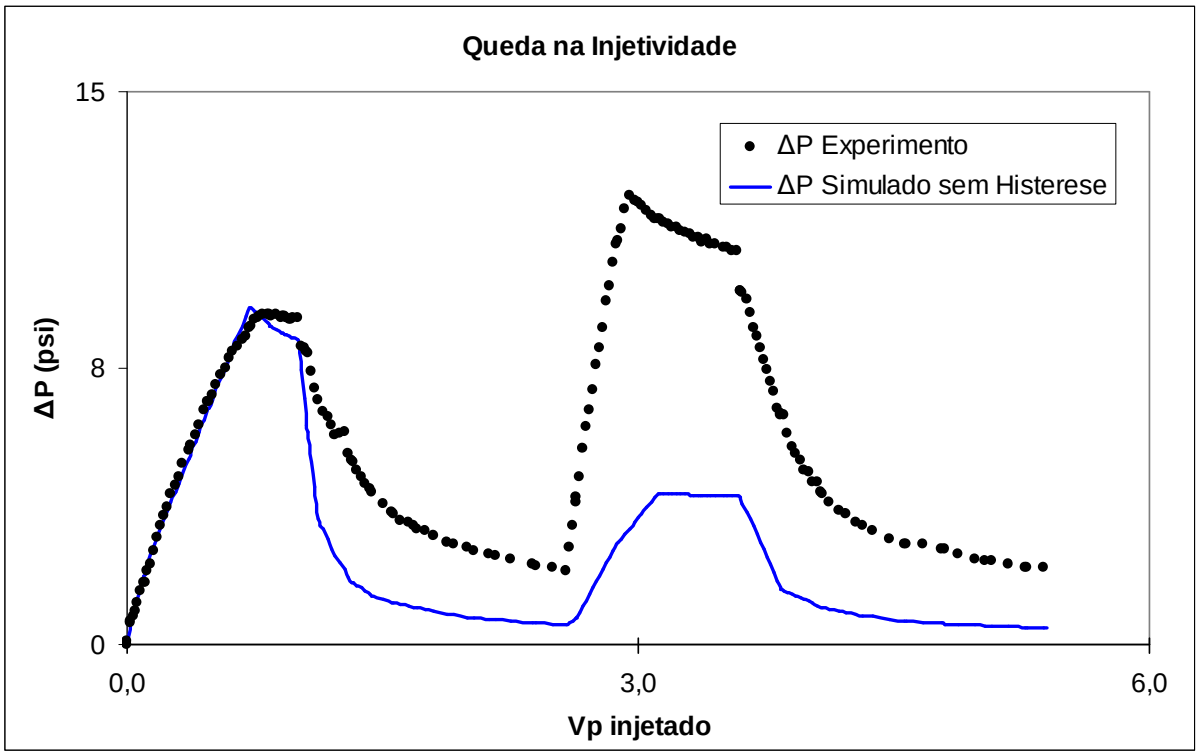


Figura 22 – Aumento da pressão de injeção no segundo ciclo de injeção de água, causado pela histerese.

O modelo de histerese de Larsen e Skauge (1998), usado nos simuladores comerciais e citado na literatura como um dos mais completos (ELEMENT; JAYASEKERA; GOODYEAR, 2006), será testado neste trabalho.

Os parâmetros de entrada requeridos para o modelo de histerese trifásico de Larsen e Skauge (1998) são:

a) Máxima saturação de gás residual ($S_{grmáx}$), que permite calcular a constante de Land (C). Determina curva de embebição em função da drenagem. Este parâmetro pode ser obtido em um experimento de injeção de gás em amostra 100% saturada de água (curva de drenagem), seguida por uma injeção de água (curva de embebição).

b) Fator (expoente) de redução da permeabilidade relativa ao gás em função da saturação de água para as curvas de drenagem (α). Alfa representa o impacto da água móvel na permeabilidade relativa ao gás e permite que se modele a histerese de ciclo (irreversibilidade dos ciclos). Este parâmetro pode ser obtido através de um experimento de injeção de gás em amostra saturada de óleo e na S_{wi} (G1), seguida por uma de injeção de água (W1) e por uma segunda injeção de gás (G2).

c) Parâmetro (a): modifica a saturação de óleo residual. Relação empírica entre saturação residual de óleo e a saturação gás trapeado. Este parâmetro só é válido se o modelo *Stone1* for especificado. Pode ser obtido de experimentos de injeção de água em amostra saturada de óleo na S_{wi} (W1), seguida por uma injeção de gás (G1) e por uma segunda injeção de água (W2). Quanto mais ciclos forem realizados, maior será a acurácia na estimativa da constante "a".

d) Curva adicional de permeabilidade relativa para a fase aquosa k_{rw}^{W3}, (além da curva de permeabilidade bifásica medida originalmente, dado de entrada) para um cenário trifásico, que representa a permeabilidade relativa à água após uma injeção de gás. Essa curva k_{rw}^{W3} pode ser obtida em um experimento de injeção de água após uma injeção de gás. O modelo de histerese interpola entre a curva original e essa curva k_{rw}^{W3} para obter a curva trifásica a ser usada, de acordo com a saturação de gás inicial de cada ciclo de injeção de água. Se S_g=0 a curva utilizada é k_{rw} original, se S_g = $S_{gmáx}$, então usa a curva k_{rw}^{W3}.

O parâmetro a só é válido se o modelo de permeabilidade relativa trifásica *Stone1* for especificado, o que não o caso desse estudo, já que esse modelo não foi o que melhor ajustou os dados experimentais.

A curva de permeabilidade trifásica à água k_{rw}^{W3} não foi medida para este experimento. Para avaliação desse parâmetro, as permeabilidades bifásicas à água medidas originalmente, serão utilizadas, multiplicada por ½ e ¼, representando uma redução na mobilidade da água, conforme prevê a literatura (KAMATH et al. 1998; ROGERS e GRIGG, 2000). O efeito deste parâmetro não se mostrou significativo para as condições desse estudo.

Os parâmetros $S_{grmáx}$ e α mostram ser mais significativos para as condições do presente estudo, e serão avaliados em mais detalhes.

- Parâmetro $S_{grmáx}$: determina a constante C de Land. Mantendo-se os outros parâmetros fixos, o parâmetro $S_{grmáx}$ foi variado para verificação de seu efeito nos resultados de FR das simulações. A Figura 23 mostra os resultados dessas simulações.

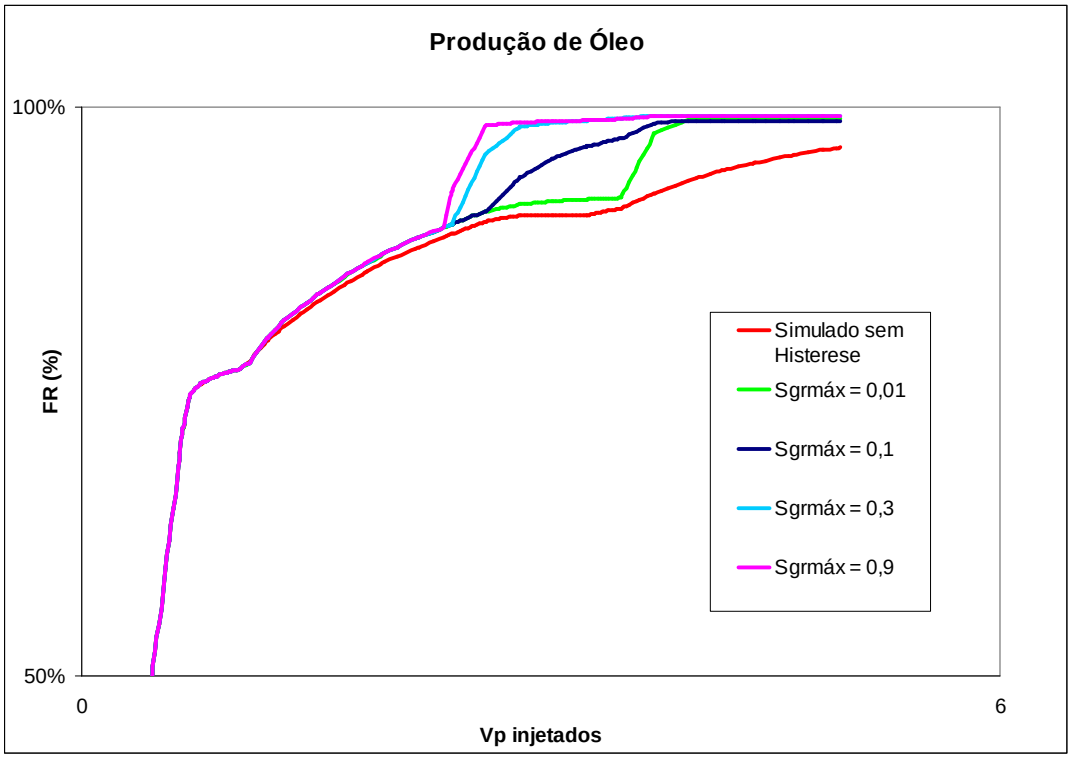


Figura 23 – Efeito da constante C de Land ($S_{grmáx}$) do modelo de histerese sobre o FR.

A saturação de gás trapeado vai determinar a seguinte curva de embebição da água. Quanto maior a saturação de gás trapeada, melhor é a eficiência da seguinte injeção de água. A W2, que na simulação original (sem histerese), não produzia quase nenhum óleo, passa a ter uma produção aumentada de acordo com a alteração da saturação de gás trapeada.

Os modelos de histerese chamados de bifásicos levam em consideração apenas esse efeito.

- Coeficiente α: Alfa representa o impacto da água móvel na permeabilidade relativa ao gás, ou seja, a saturação de água móvel em cada ciclo de injeção de gás vai alterar a curva de permeabilidade ao gás, alterando sua eficiência de deslocamento do óleo. Diferentes valores de alpha, alterando o modo como a curva de permeabilidade do gás é modificada, alteram a produção de óleo durante G2.

Mantendo-se os outros parâmetros fixos, a constante α foi variada para verificação de seu efeito nos resultados da simulação. A Figura 24 mostra o resultado dessas simulações.

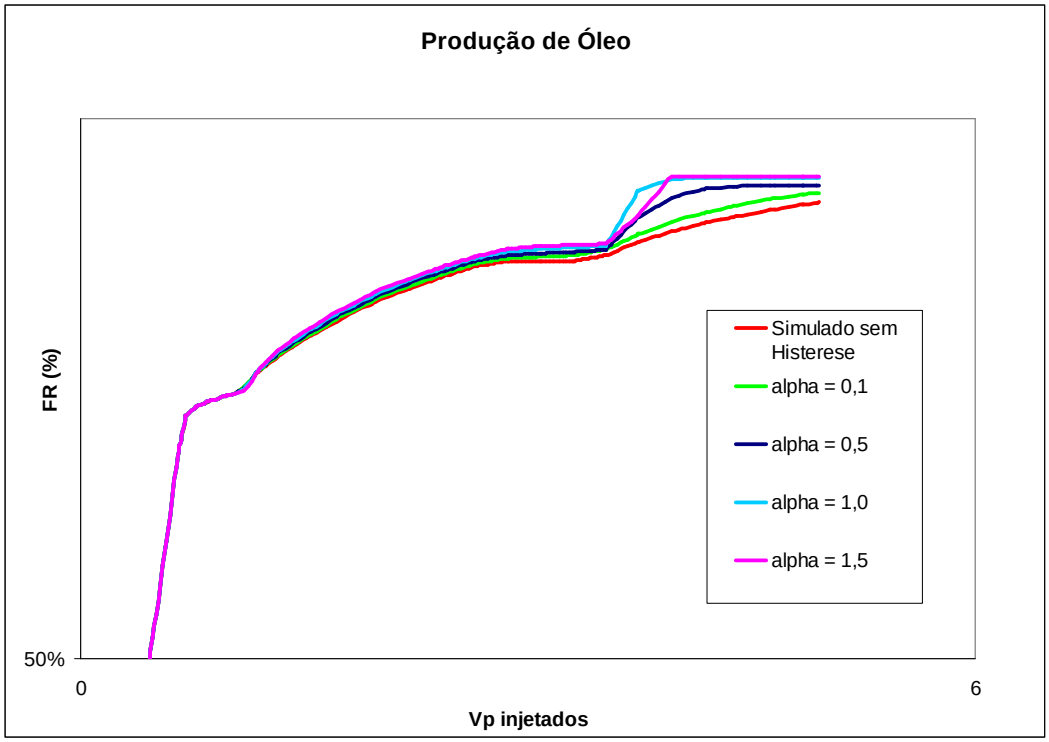


Figura 24 – Efeito do coeficiente α do modelo de histerese no FR.

Como nem sempre é possível medir todos esses parâmetros para modelar a histerese, como é o caso aqui, é necessário estimá-los de forma a melhorar o ajuste dos dados experimentais.

Para tal, diversas simulações foram rodadas variando os parâmetros $S_{grmáx}$ e α, dentro de limites pré-definidos, visando minimizar o erro em relação aos dados experimentais, tanto na produção de óleo, água e gás, quanto no diferencial de pressão do experimento. O software Cmost, da CMG foi utilizado para esta tarefa. A função objetivo a ser minimizada é o erro entre os dados experimentais e simulados, dada pelo erro quadrático. Não foram conferidos pesos diferenciados a nenhuma das propriedades.

O parâmetro $S_{grmáx}$, máxima saturação de gás trapeada, foi variado entre 0 e 0,92 (1-S_{wi}) e o parâmetro α, foi variado entre 0 e 5. A Figura 25 mostra a resultado da função objetivo nas diversas simulações, com destaque para os valores que a minimizam.

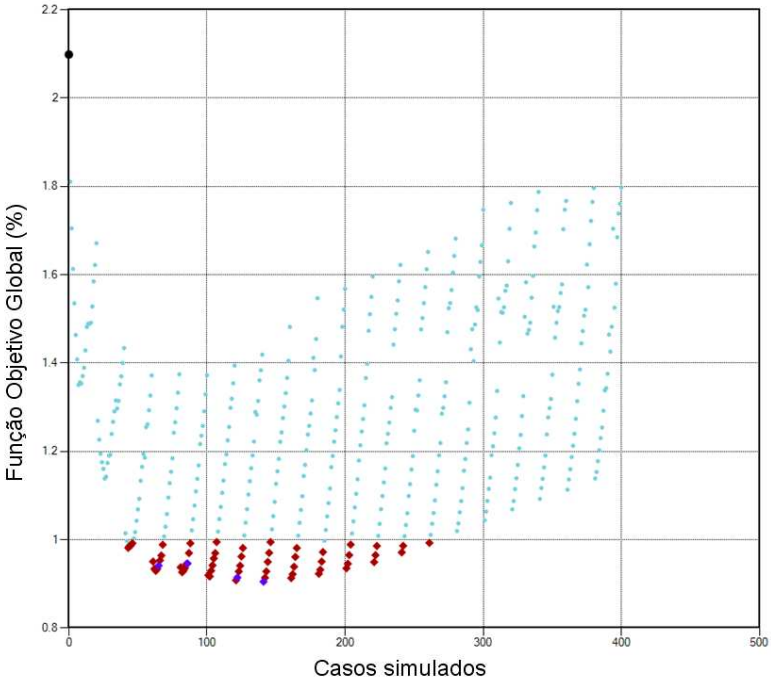


Figura 25 – Minimização da função objetivo para as diversas rodadas de simulação com variação nos parâmetros $S_{grmáx}$ e α.

O par de parâmetros que minimiza o erro em relação aos dados experimentais é $S_{grmáx}$ = 0,19 e α = 0,01.

Finalmente, com as curvas de permeabilidade bifásicas água-óleo e gás-óleo (medidas experimentalmente), o modelo *Segregated* (Baker, 1988) de conversão de permeabilidades bifásicas em trifásicas, o modelo de histerese de permeabilidade relativa trifásica de Larsen e Skauge (1998) com os parâmetros $S_{grmáx}$ e α otimizados, chega-se ao melhor ajuste dos dados experimentais, conforme Figuras 26 e 27. A simulação representa adequadamente a produção de óleo obtida no experimento e capta a queda da injetividade, representada pelo aumento na pressão de injeção do W2. As produções de água e gás também foram bem representadas na simulação.

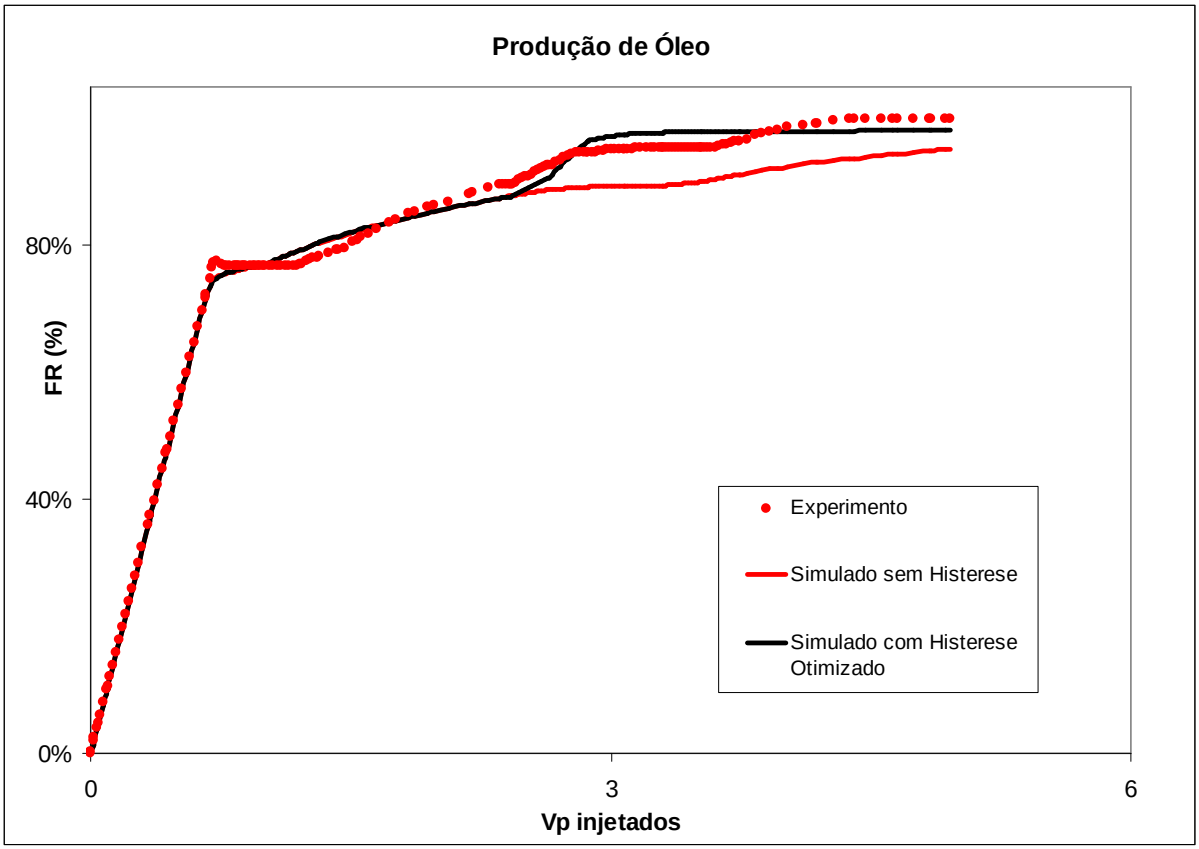


Figura 26 – Melhor ajuste dos dados de produção de óleo do experimento, com e sem modelo de histerese.

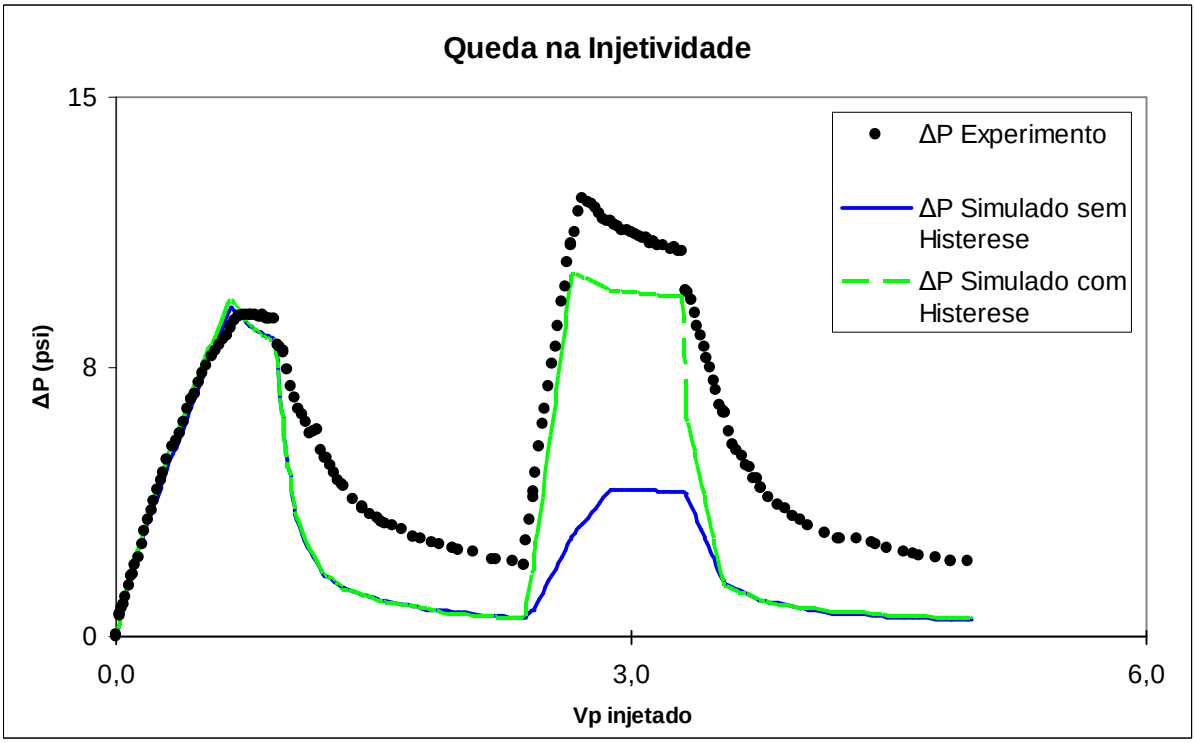


Figura 27 – Dados experimentais de diferencial de pressão e simulados com e sem o modelo de histerese.

Apesar de algumas limitações, o método de ajuste dos parâmetros do modelo de histerese para simulação de experimentos WAG mostrou-se satisfatório, resultando em um comportamento de simulação bem semelhante ao experimento real, o que possibilita uma simulação do processo WAG com maior acuracidade.

O mecanismo de histerese se mostra muito importante para descrever tanto o aumento na produção de óleo quanto na variação da pressão (que irá refletir diretamente na injetividade) do experimento.

4.4. SIMULAÇÃO EXPERIMENTO C – WAG 65mD

Para comprovar a metodologia proposta, o processo de simulação foi repetido para o Experimento C. A Figura 28 mostra o resultado da simulação desse experimento com os quatro modelos de permeabilidade trifásica testados.. A exemplo do Experimento B, o modelo *Segregated* (Baker, 1988) é o que melhor representa os dados experimentais, embora, nesse caso, os resultados com os outros modelos, não tenham ficado tão dispersantes quanto no exemplo anterior.

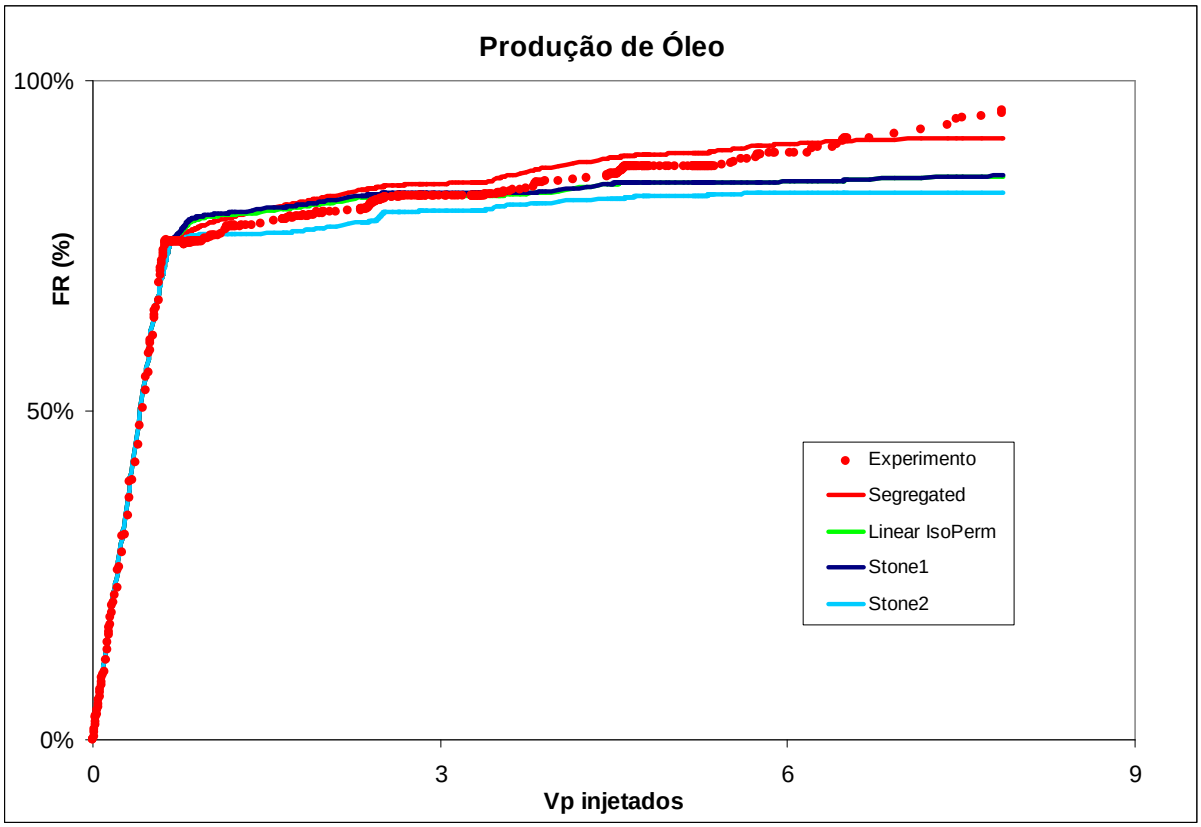


Figura 28 – Fator de recuperação de óleo no Experimento C e obtido por simulação com os diferentes modelos de permeabilidade trifásica.

A principal diferença para o Experimento B é que, para o plugue de menor permeabilidade usado no Experimento C, a simulação dos dados experimentais de produção de óleo ficou muito precisa, mesmo sem a incorporação do modelo de histerese.

Quando se analisa os dados de pressão diferencial do experimento, observa-se novamente o aumento na pressão de injeção (queda de injetividade) nos ciclos posteriores de injeção de água, efeito da histerese. A Figura 29 mostra que a simulação, apesar de ajustar muito bem os dados de produção de óleo, água e gás, não consegue captar esse efeito da histerese no diferencial de pressão.

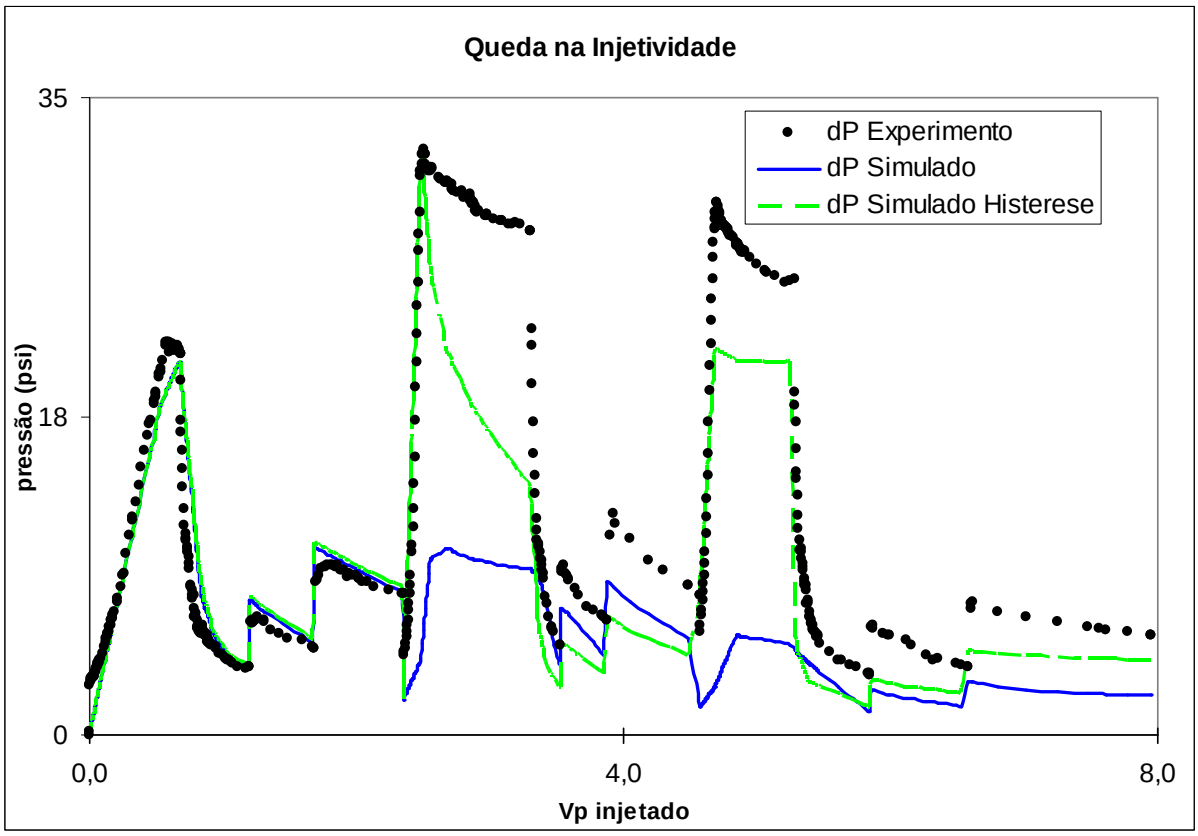


Figura 29 – Variação no diferencial de pressão durante o experimento.

Na simulação do Experimento C, a inclusão do modelo de histerese, não melhora o ajuste da produção de óleo, que já apresentava um resultado muito bom. Quando o diferencial de pressão é mais bem representado (curva verde), a curva de produção de óleo ficou desajustada. A histerese parece afetar mais a injetividade do que a produção, nesse caso.

Além das permeabilidades absolutas dos plugues dos Experimentos B e C serem diferentes (1000mD e 65mD, respectivamente), as curvas de permeabilidade

relativa bifásica medida são diferentes para cada um desses plugues. A partir de cada uma dessas permeabilidades bifásicas, os modelos matemáticos calculam diferentes permeabilidades trifásicas, conforme pode se observar pela comparação da Figura 30, que mostra as isopermas de permeabilidade trifásica do óleo calculadas pelos diferentes modelos trifásicos, para o Experimento C, com a Figura 19.

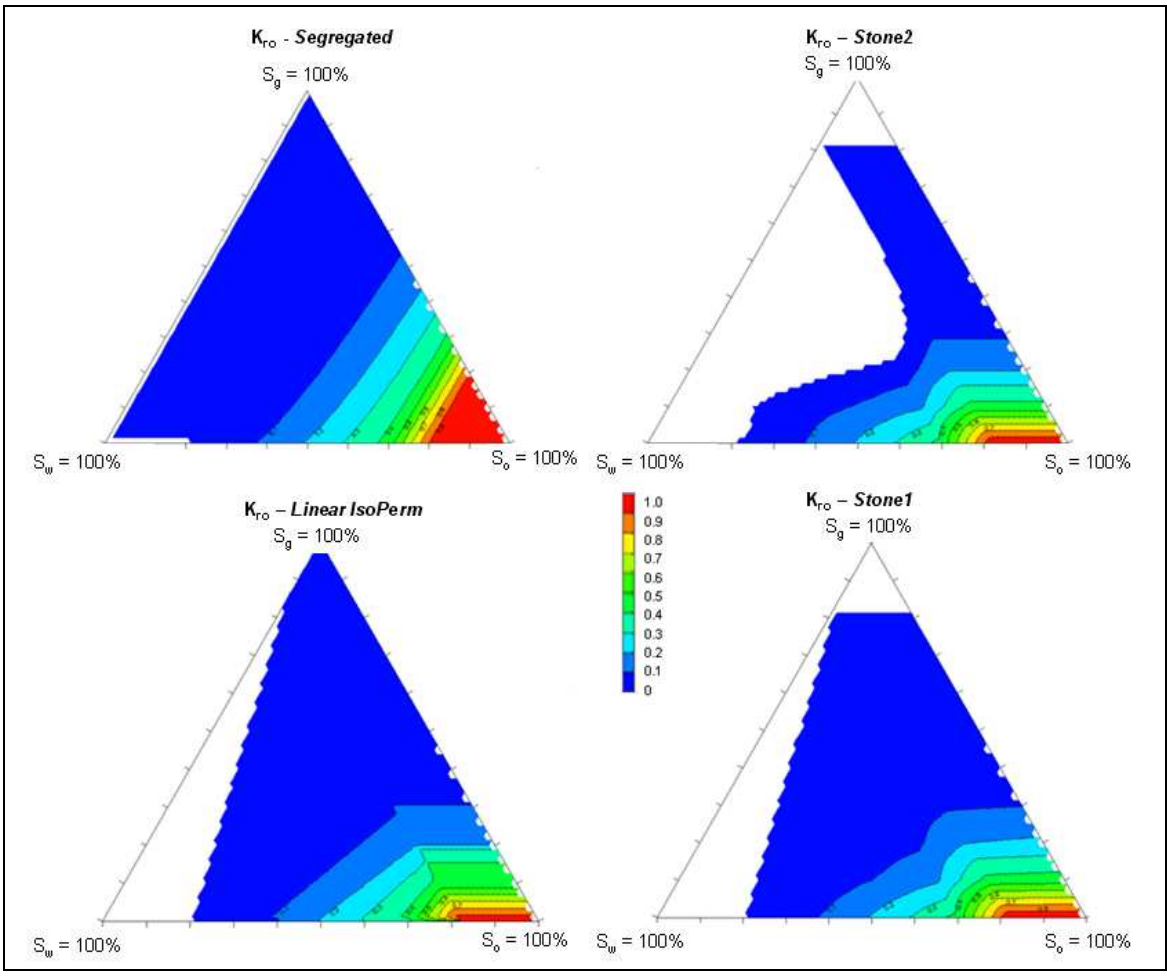


Figura 30 – Curvas de permeabilidade relativa trifásicas ao óleo (K_{ro}) calculadas pelos modelos (a)*Segregated*, (b) *Stone2*, (c) *LinearIsoperm* e (d) *Stone1* no Eperimento C.

Isso, somado ao fato de que cada um dos experimentos varre uma diferente faixa de saturações nos plugues, faz com que alguns modelos tenham um desempenho muito ruim em um experimento e melhor no outro. Esse resultado indica que não é possível eleger um modelo como melhor para ser usado em qualquer estudo de simulação. Experimentos com características próximas às reais do reservatório em estudo devem ser realizados para possibilitar a escolha do

modelo trifásico mais representativo para cada reservatório específico. Os parâmetros de histerese também precisam ser medidos, ou, pelo menos, validados pela comparação de resultados obtidos via simulação com dados experimentais obtidos em laboratório.

4.5. SIMULAÇÃO EM ESCALA DE CAMPO

Um dos objetivos deste trabalho é mostrar a influência da permeabilidade trifásica e da histerese, e sua correta caracterização, em escala de campo. Para tal, foi utilizado um modelo típico de um campo real (Figura 31), contendo um poço injetor e um produtor, para simular o processo WAG. O modelo representativo do campo foi extraído de um modelo de campo real e consiste em uma malha de 3.285 blocos de aproximadamente 200x200x1m. O modelo é heterogêneo, com permeabilidades variando de aproximadamente 1 até 1000mD. A permeabilidade vertical é de 1% da permeabilidade horizontal. As curvas de permeabilidade relativa utilizadas foram as mesmas dos experimentos A e B, portanto, representando molhabilidade mista. O óleo desse modelo também é um óleo real, de 30ºAPI, a pressão do reservatório é de 8.000psi e a temperatura de 58ºC.

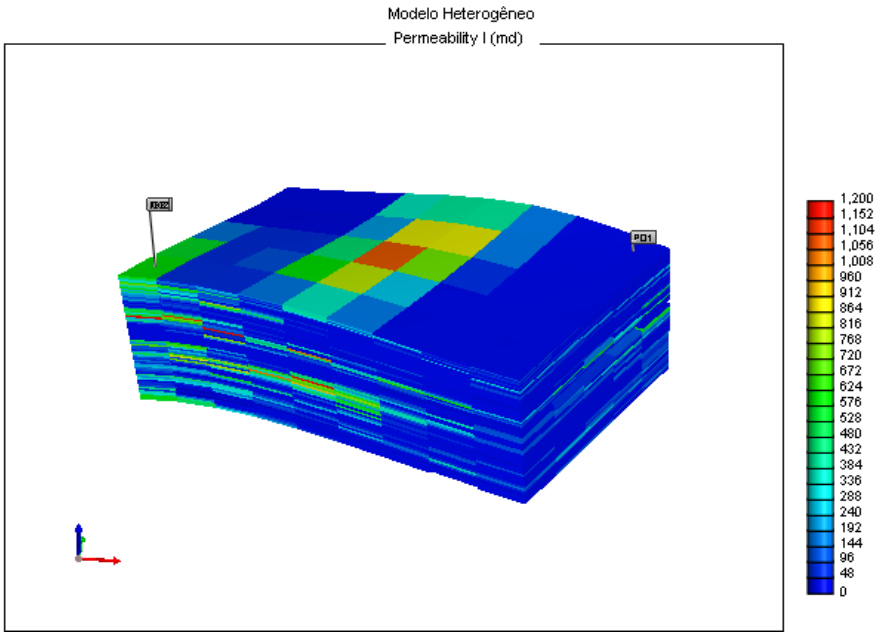


Figura 31 – Par injetor-produtor de um modelo de campo real.

Inicialmente, o modelo "real" de campo foi transformado em um modelo homogêneo, com permeabilidade constante de 1000mD ou 65mD, para observar melhor o efeito da histerese no processo WAG. Considerou-se então a simulação com e sem histerese, nesse caso utilizando os parâmetros de histerese ajustados do Experimento B.

A Figura 32 mostra que, para o caso de alta permeabilidade (verde), considerando-se o efeito da histerese, obtém-se uma maior produção de óleo, enquanto que, para o caso de baixa permeabilidade (azul), o FR é reduzido.

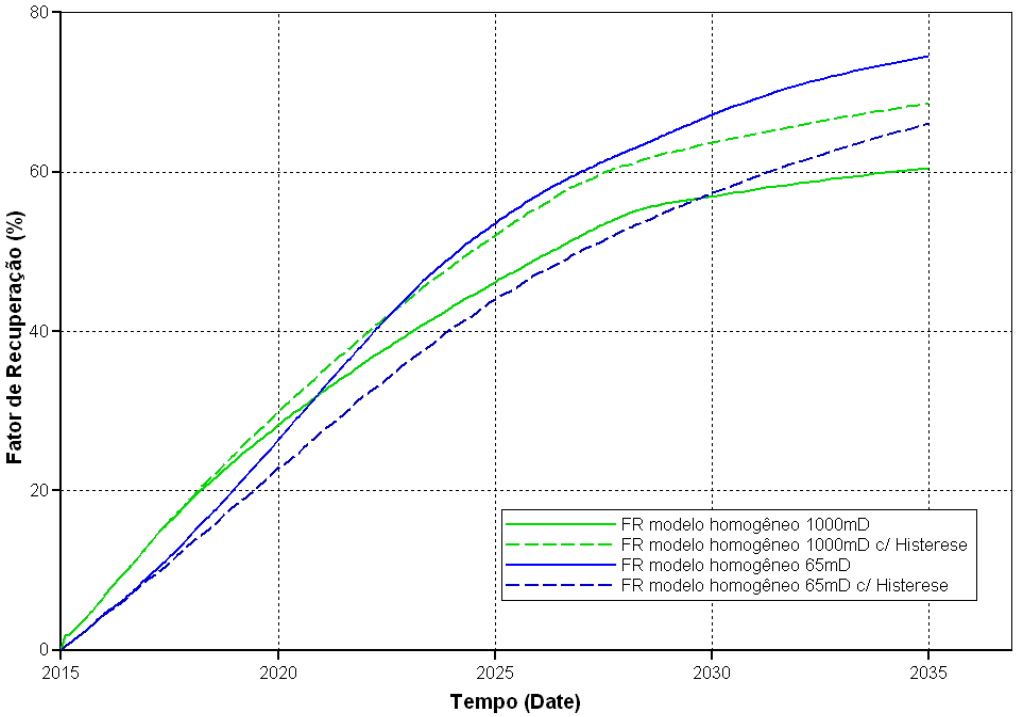


Figura 32 – FR para os casos homogêneos de 65 e 1000mD, com (linha tracejada) e sem (linha contínua) histerese.

Isso pode ser explicado pelo efeito da redução de injetividade, principalmente da água, causada pela histerese, como observado na Figura 33. Para um caso com altas permeabilidades (verde), os fluidos são injetados mais facilmente, a redução de injetividade causada pela histerese não é significativa, e o efeito benéfico da histerese no aumento da eficiência de varrido aparece, aumentando o FR. Já para o caso de baixa permeabilidade (azul), ao invés de ser responsável por um aumento na eficiência do método WAG, os resultados de FR da simulação onde se considera a histerese foram piores do que no caso que não a considera. A explicação para tal fato é o menor volume de fluido injetado, cujo efeito é maior do que a redistribuição dos fluidos que melhoraria a eficiência de varrido.

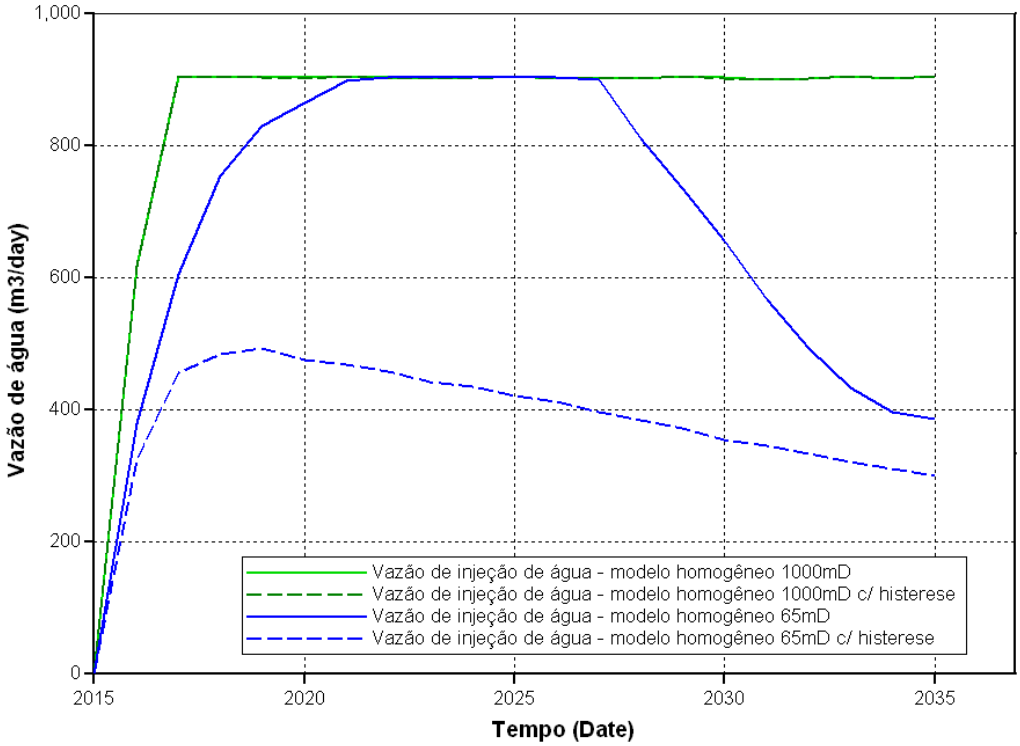


Figura 33 – Queda na injetividade da água para os casos homogêneos de 65 e 1000mD, com (linhas tracejadas) e sem (linhas contínuas) histerese.

O mesmo tipo de simulação será realizado para o modelo heterogêneo "real".

Inicialmente, será avaliado o efeito dos diferentes modelos de conversão de permeabilidade relativa bifásica em trifásica para a escala de campo. Na Figura 34 observa-se que, apesar de menor do que nas simulações dos experimentos, a diferença entre as previsões de produção de óleo calculadas, ainda variam de acordo com a escolha do modelo, da ordem de 2,5 pontos percentuais, recuperação considerável do ponto de vista de um método de recuperação avançada de um campo de petróleo.

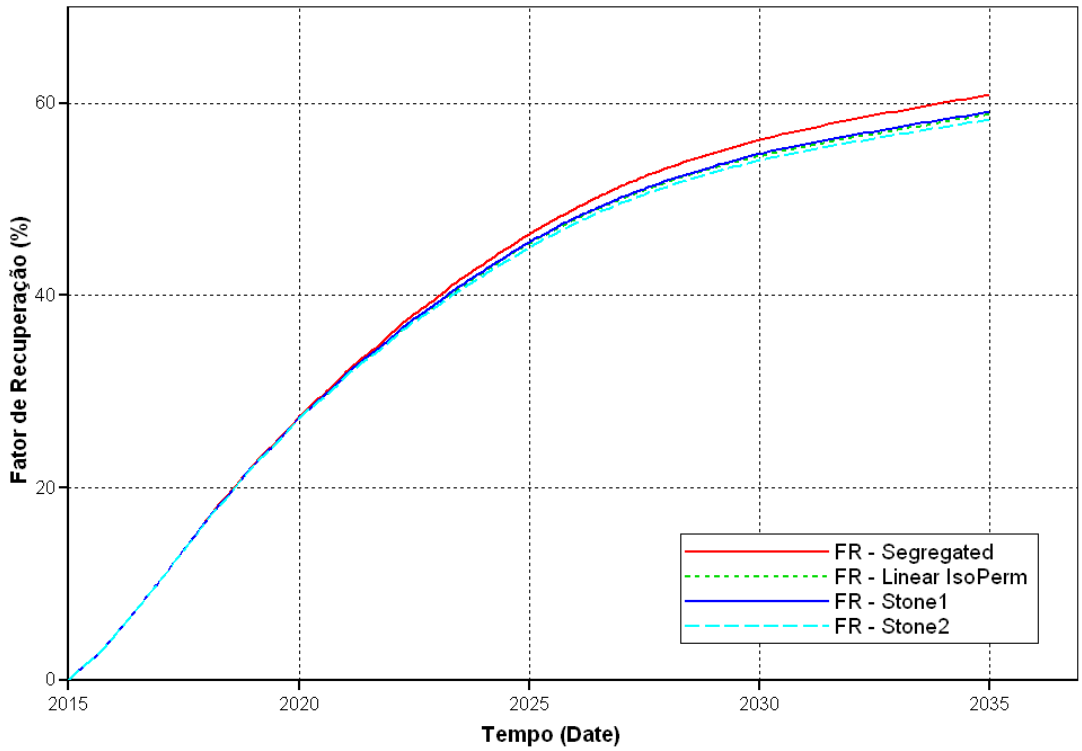


Figura 34 – FR para a simulação do campo com diferentes modelos de permeabilidade relativa trifásica.

Para análise do efeito da histerese, o modelo trifásico a ser utilizado será o modelo *Segregated* (Baker, 1998). Cabe lembrar que, dados os problemas de dissolução dos plugues nos Experimentos 1 e 2, não foi possível a realização dos experimentos para as medidas dos parâmetros de histerese para a rocha carbonática em condições reais do campo. Esses parâmetros foram obtidos pelo ajuste dos dados do Experimento B, realizado com outro óleo, outra rocha e em condições diferentes de pressão e temperatura. Portanto os parâmetros de histerese não são os ideais para representar o fenômeno de histerese "real" desse campo. De qualquer maneira, esses parâmetros "ajustados", podem ser utilizados para representar, pelo menos de forma qualitativa, o efeito da histerese em escala de campo. Para mostrar a importância da medição (ou de uma correta estimativa através do ajuste de dados experimentais) desses parâmetros para a previsão de comportamento do método WAG, serão comparadas simulações com diferentes parâmetros de histerese. Os parâmetros de histerese obtidos pelo ajuste dos dados experimentais serão considerados como "corretos" para representação do efeito real, enquanto parâmetros escolhidos aleatoriamente serão considerados como

"errados" (por não terem sido medidos ou estimados em laboratório). Os valores impostos aos parâmetros foram $S_{grmáx}$ = 0,6 e α = 1,5.

A Figura 35 apresenta o resultado das simulações, comparando o caso sem considerar os efeitos da histerese com casos com modelo de histerese utilizando parâmetros ajustado pelos dados experimentais ("corretos") ou utilizando parâmetros impostos ("errados").

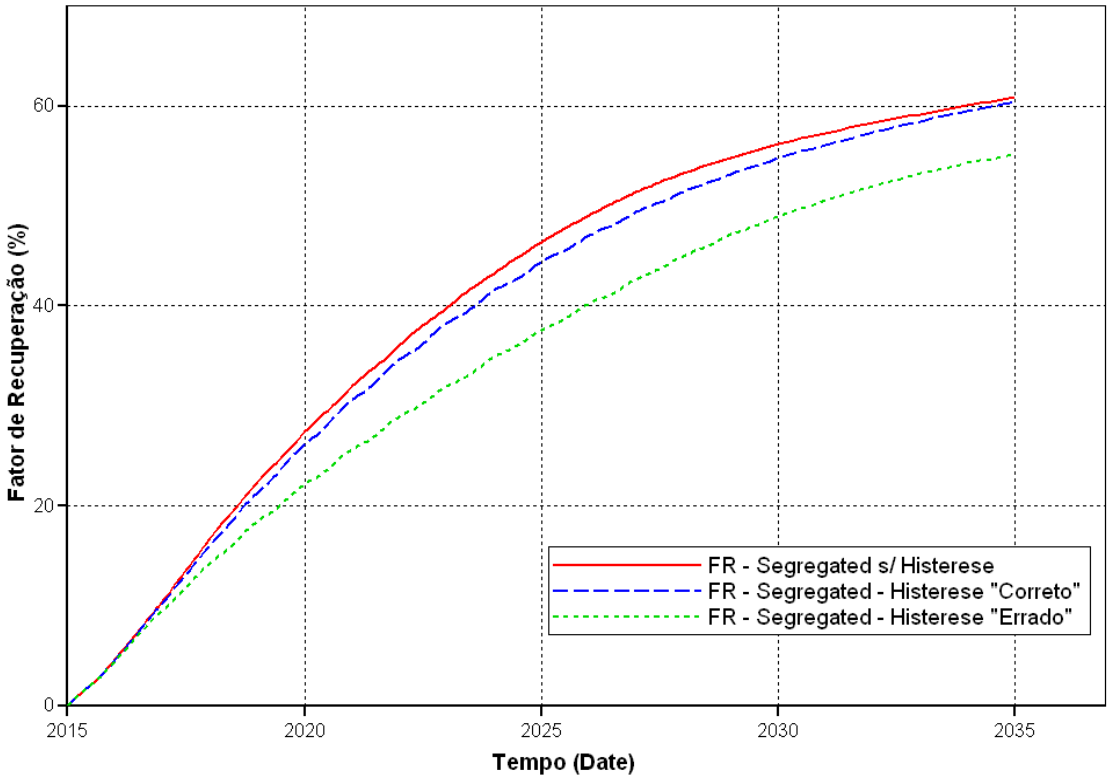


Figura 35 – FR para a simulação do campo. Sem histerese (curva contínua), Histerese ajustada ao experimento (azul tracejada) e histerese não ajustada (verde tracejada)

A primeira observação é que a histerese realmente tem um efeito significativo na produção do campo. Não considerá-la ou considerá-la com parâmetros "errados" pode causar enormes diferenças na previsão de comportamento do processo WAG em escala de campo. O efeito da histerese (e dos parâmetros utilizados no modelo de histerese) se mostrou mais significativo (dá ordem de 5% no FR) do que o efeito da escolha do modelo de permeabilidade trifásica a ser usado (2% no FR).

A queda de injetividade da água e a diferença em sua previsão também são claramente observadas na Figura 36.

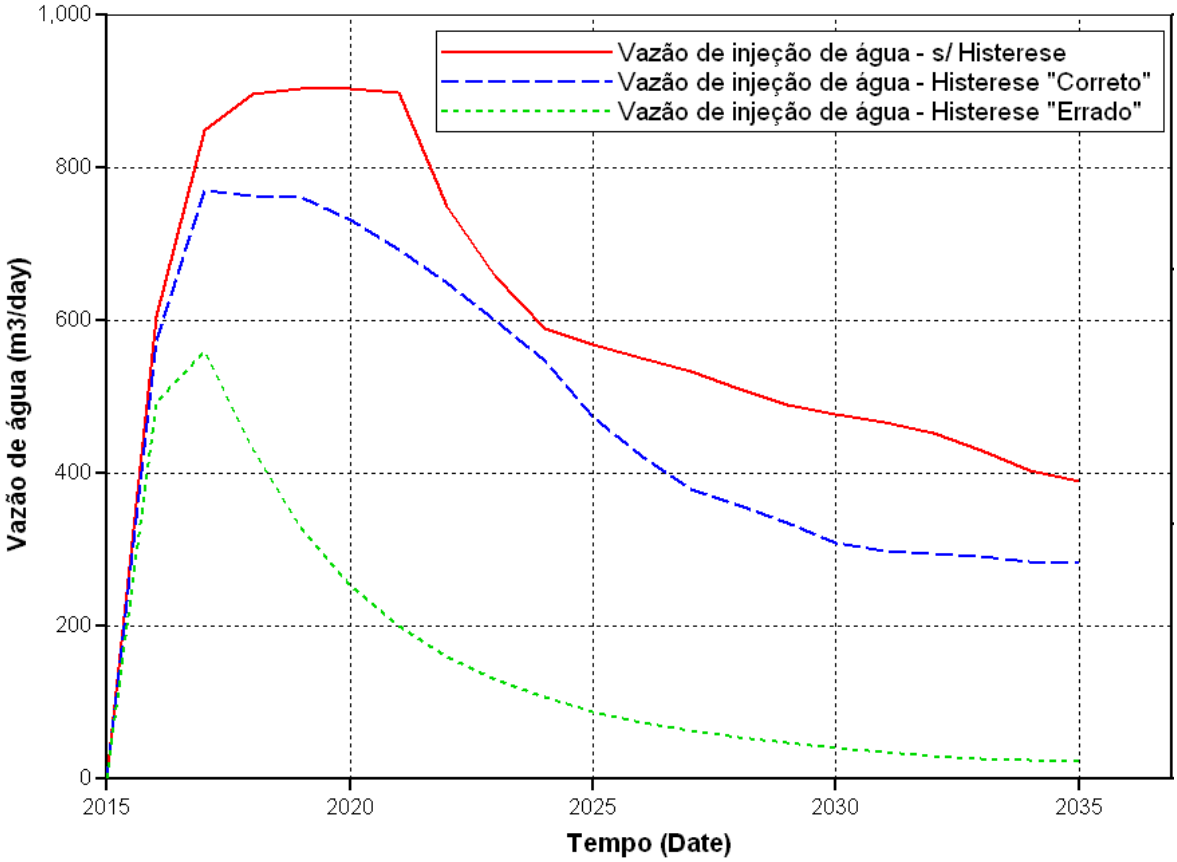


Figura 36 – Queda de injetividade da água (vazões anualizadas). Sem histerese (vermelho), Histerese ajustada ao experimento (azul) e histerese não ajustada (verde).

A queda na injetividade em processos com alternância de fluidos pode ser um grande limitador para a aplicação do processo WAG. Christensen et al. (2000) já relataram simulações em escala de campo onde a histerese reduz a recuperação de óleo.

Os poços injetores são especificados com uma pressão máxima de injeção, que, se atingida, faz com que a vazão de injeção seja diminuída. Quando o efeito da histerese é considerado, essa pressão limite é atingida, causando a queda de injetividade observada, diminuindo o volume total de água injetada, afetando a recuperação. Em escala de laboratório foi observado um aumento do diferencial de pressão durante o teste, mas não suficiente para impedir a injeção de todo o volume previsto.

Essa pressão limite de injeção geralmente é definida de acordo com a capacidade dos equipamentos ou de acordo com pressão de fratura da formação. Se o efeito da queda de injetividade causado pela histerese não puder ser superado por um aumento na pressão de injeção, o benefício da histerese em termos de

melhora da eficiência de varrido pode ser superado pela redução nas vazões injetadas.

Outro parâmetro significante para a eficiência do processo WAG é a relação entre a permeabilidade vertical e horizontal, pois vai definir maior ou menor facilidade de segregação das fases gás e água, e, portanto, a criação de uma maior ou menor região de contato entre as três fases.

Cabe lembrar que, apesar de ser um campo real, esse estudo deve ser analisado qualitativamente. Os dados de histerese não foram medidos para essas condições específicas, portanto as vazões e pressões envolvidas não representam valores exatos, apenas estimativas para representar possíveis respostas de campo.

O efeito de redução de injetividade é sério e pode inclusive inviabilizar o processo WAG caso a pressão de injeção não seja suficiente para injetar um volume necessário, o que pode reduzir significativamente o FR previsto para o projeto.

Plotando o FR contra o volume de água injetado (Figura 37), pode-se verificar a maior eficiência do processo quando os efeitos da histerese são levados em consideração. Para um mesmo volume de água injetado, a recuperação é maior quando a histerese é levada em consideração.

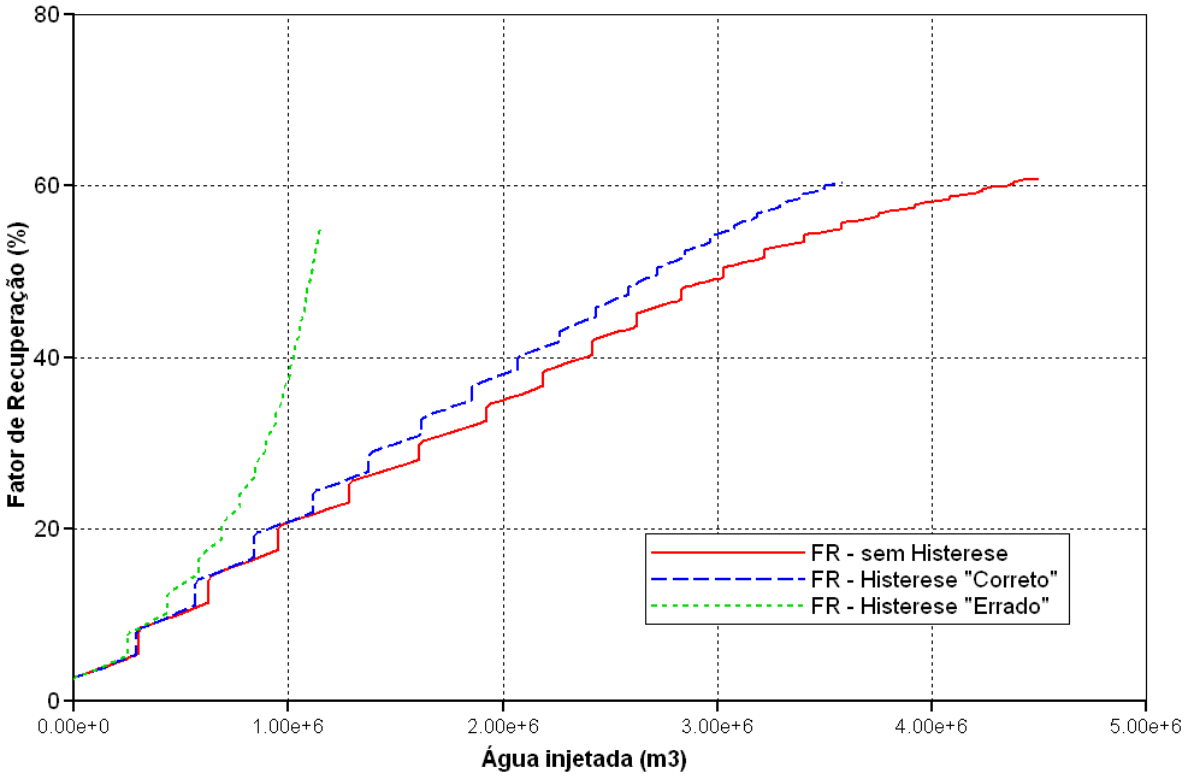


Figura 37 – FR em função do volume de água injetada, maior quando considerada a histerese.

Pode-se concluir, então, que a eficiência do processo WAG vai ser definida pelo balanço entre os efeitos positivos e negativos causados pela histerese. Vai depender se o aumento da eficiência de varrido e consequente ganho de produção, causado pela alternância de fluidos injetados, será suficiente para compensar a perda de injetividade causada pela histerese. Para possibilitar essa análise, é fundamental a medição em escala de laboratório de tais parâmetros e adequado estudo de simulação para previsão desses efeitos em escala de campo.

5. CONCLUSÕES E SUGESTÕES

5.1. CONCLUSÕES

A complexidade dos fenômenos envolvidos na aplicação da técnica WAG, faz com que previsão de sua eficiência em campo não seja simples. O escoamento multifásico em meios porosos, onde óleo, gás e água dividem o mesmo espaço, ainda não é completamente entendido, como são os métodos convencionais de recuperação, onde, geralmente, apenas duas fases são móveis.

A permeabilidade relativa trifásica passa a ter enorme importância nesses processos de recuperação onde as três fases (óleo, gás e água) são móveis. A medição experimental dessas permeabilidades trifásicas é muito complexa e cara. Os modelos de conversão das permeabilidades bifásicas, mais simples e usualmente medidas em laboratório, em permeabilidades trifásicas, não se mostram muito confiáveis. Esses modelos são empíricos e não foram desenvolvidos para condições diversas de molhabilidade da rocha, por exemplo.

A simulação de experimentos apresentada aqui mostra a discrepância de resultados obtida pelo uso de diferentes modelos. Parece não ser possível a definição de um melhor modelo de permeabilidades trifásicas, utilizável em qualquer situação. A escolha do modelo a ser utilizado para um determinado campo deve ser realizada através do ajuste de dados experimentais obtidos de experimentos específicos, realizados em amostras de rocha típicas e em condições representativas do reservatório alvo.

O efeito da histerese de permeabilidade relativa, tanto na produção de óleo quanto no diferencial de pressão, foi comprovado com dados de laboratório usados aqui, mesmo em condições próximas da miscibilidade, e deve ser considerado nas simulações. O ganho em eficiência, dado pela melhor distribuição da água e gás injetados, efeito da histerese, pode ser reduzido pela perda de injetividade causada pela alternância de fluidos injetados. São necessários dados experimentais para que se tenha uma informação confiável dos efeitos da histerese sobre o escoamento trifásico em meios porosos, possibilitando uma estimativa desse efeito em simulação de campo.

O modelo de histerese disponível no simulador numérico de escoamento usado neste trabalho consegue representar alguns dos principais efeitos, mas

necessita de bons parâmetros de entrada. Esses parâmetros devem ser medidos, idealmente, em experimentos realizados em condições próximas das reais, com rocha, fluido, pressões e temperatura do reservatório em questão. Caso não se disponha desses dados, a metodologia de ajuste dos dados de produção de um experimento pode ser adotada, como forma de estimar esses parâmetros mais adequadamente.

Uma dificuldade experimental adicional surge quando a rocha é carbonática, principalmente se o gás utilizado for CO_2. Nos experimentos realizados, foram obtidos resultados que mostram forte dissolução da rocha carbonática, causando aumento de permeabilidade devido ao aparecimento de caminhos preferenciais no plugue.

Os experimentos foram realizados com amostras de calcita, mais reativa do que, por exemplo, a dolomita, também presente em reservatórios carbonáticos. Dessa maneira, espera-se, em campo, um efeito de dissolução menor do que o obtido aqui. Além disso, espera-se esse efeito mais restrito à região próxima ao poço injetor, onde maior quantidade dessa água carbonatada circularia.

Com a metodologia atual, é muito difícil a obtenção das permeabilidades relativas e parâmetros de histerese, necessários para descrever o comportamento do escoamento em meios porosos. Novos equipamentos e metodologias devem ser propostos para esse fim.

5.2. SUGESTÕES

Os modelos de permeabilidade relativa trifásica devem ser testados em um número maior de experimentos, de diferentes rochas e molhabilidades, para dar uma maior confiabilidade para os resultados. O modelo que melhor ajustou os dados dos experimentos deste trabalho não é o mesmo que teve o melhor desempenho em outros experimentos da literatura. Definir um modelo ideal pelo ajuste de apenas um conjunto de dados experimentais não permite a extrapolação das conclusões para qualquer situação.

A medição de permeabilidades relativas trifásicas diretamente a partir de experimentos trifásicos é uma alternativa para descrever o escoamento desse tipo de sistema. Apesar de mais difícil medição, essa metodologia pose gerar resultados mais confiáveis.

Testes de injetividade em projetos piloto de campo são recomendáveis para verificar o efeito de redução de injetividade causado pela histerese.

Uma sugestão para contornar os problemas de dissolução da rocha carbonática em escala de laboratório, e permitir, assim, a obtenção dos dados de permeabilidade relativa necessários, é realizar experimentos nessas rochas utilizando apenas água e gás sem a presença de CO_2. Paralelamente, seriam realizados experimentos em rochas menos reativas, como arenitos, com e sem a presença de CO_2. Dessa forma, poder-se-ia contabilizar o efeito da presença do CO_2 no gás pela diferença entre os resultados obtidos por estes experimentos. Essa diferença seria, então, transportada para os resultados obtidos nos experimentos em carbonatos, sem a presença do CO_2.

Avaliar o impacto dessas reações em escala de campo, seja por experimentos com rochas de reservatórios carbonáticos reais, seja por simulação geoquímica desses processos, gerariam informações valiosas para definir o impacto da injeção de CO_2 em reservatórios do pré-sal.

REFERÊNCIAS

ALMEIDA, A.S.; LIMA, S.T.C.; ROCHA, P.S.; ANDRADE, A.M.T; BRANCO, C.C.M.; PINTO, A.C.C. **CCGS Opportunities in the Santos basin Pre-Salt development**. Paper SPE126566. In: SPE International Conference, Rio de Janeiro, Abril 2010.

AL-QURAINI, A.; SOHRABI, M.; JAMIOLAHMADY, M. **Heavy oil recovery by liquid CO_2/Water injection.** SPE 107163. In: EUROPEC/EAGE Conference and Exhibition, June 2007, London, U.K

AZIZ, K.; SETTARI, A. **Petroleum reservoir simulation.** Applied Science Publishers, London, pg. 398, 1979.

BAKER, L.E. **Three-phase relative permeability correlations.** paper SPE17369. In: SPE/DOE EOR Symposium Abril, 1988, Tulsa, USA

BEHZADI, S.H.; ALVARADO, V. **Selection of three-phase relative permeability model for mixed-wet reservoirs.** In: SPE Western regional Meeting, Anaheim, Califórnia. Paper SPE 132849. Maio, 2010.

BERENBLYUM, R.; CALDERON, G.; SURGUCHEV, L. **Simulating CO2 EOR process: Numerical Investigation based on the experimental results.** In: SPE International Conference on CO2 Capture, Storage and Utilization, San Diego, Califórnia. Paper SPE 126423. Novembro, 2010.

BLUNT, M.J. **An empirical model for three-phase relative permeability.** SPE Journal paper SPE67950, USA, v.5, n.4, p. 435-445, dezembro 2000

CARLSON, F.M. **Simulation of relative permeability hysteresis to the nonwetting phase.** SPE 10157 In: 56th Annual Fall Technical Conference and Exhibition, San Antonio, USA, Outubro 1981.

CHRISTENSEN, J.R.; E.H. STENBY; SKAUGE, A.; **Review of WAG field experience.** SPE 71203. SPE Reservoir Evaluation & Engineering Journal, v.4, n.2, USA, Abril, 2001.

CHUNG, F.T.H.; Jones, R.A.; Burchfield, T.E. **Recovery of viscous oil under high pressure by CO_2 displacement: a laboratory study.** SPE 17588. In: International Meeting on Petroleum Engineering, Tianjin, China, Novembro, 1988.

DACUN, LI; KUMAR, K.; MOHANTY, K.K. **Compositional simulation of WAG processes for a viscous oil.** SPE 84074. In: SPE Reservoir Evaluation & Engineering, Denver, Colorado, Outubro, 2003.

DAKE, L.P. **Fundamentals of reservoir engineering.** Ed.: Elsevier Science B. V., Amsterdã, Holanda. 1978

DRID, N.; DJEBBAR, T.; **The performance of WAG in a stratified reservoir, Hassi-Messaoud field, Algeria.** SPE 88482. In: SPE Asia Pacific Oil and Gas Conference and Exhibition, Perth, Austrália, Outubro, 2004.

EGERMANN, P.; BEKRI, S.; VIZIKA, O. **An integrated approach to assess the petrophysical properties of rocks altered by rock/fluid interactions (CO_2 injection).** SCA-2005-03 In: International Symposium of the Society of Core Analysts; Toronto, Canadá, 2005.

EGERMANN, P.; VIZIKA, O.; DALLET, L.; REQUIN, C.; SONIER, F. **Hysteresis in three-phase flow: experiments, modeling and reservoir simulations.** SPE 65127 In: SPE European Petroleum Conference. Paris, França, Outubro, 2000.

ELEMENT, D.J.; MASTERS, J.H.K.; SARGENT, N.C.; JAYASEKERA, A.J.; GOODYEAR, S.G. **Assessment of three-phase relative permeability models using laboratory hysteresis data.** SPE 84903. In: SPE International Improved Oil Recovery Conference in Asia Pacific, Kuala Lumpur, Malásia. Outubro, 2003.

ESPIE; A.A. **A new dawn for CO_2 EOR.** SPE 10935-MS. In: International Petroleum Technology Conference, Doha, Qatar. Novembro, 2005.

FATEMI, S.M.; SOHRABI, M.; JAMIOLAHMADY, M.; IRELAND, S.; ROBERTSON, G. **Experimental Investigation of near-miscible water-alternating-gas (WAG) injection performance in water-wet and mixed-wet systems.** In: SPE Offshore Europe Oil and Gas Conference and Exhibition, Aberdeen, Reino Unido. Paper SPE 145191 Setembro, 2011.

GHARBI, R.B.C. **Integrated reservoir simulation studies to optimize recovery from a carbonate reservoir.** SPE 80437. In: SPE Asia Pacific Oil and Gas Conference and Exhibition, Jakarta, Indonésia. Setembro, 2003.

GHOMIAN, Y.; POPE, G.A.; SEPEHRNOORI, K. **Hysteresis and field-scale optimization of WAG injection for coupled CO_2-EOR and sequestration.** SPE 110639.In: SPE Symposium on Improved Oil Recovery, Tulsa, USA. Abril, 2008.

GOODYEAR, S.C.; HAWKYARD, I.R.; MASTERS, J.H.K.; WOODS, C.L.; JAYASEKERA, J. **Subsurface issues for CO_2 flooding of UKCS reservoirs.** In: IEA Collaborative Project on EOR 23rd International Workshop and Symposium, Caracas, Venezuela. Setembro, 2002.

GOZALPOUR, F.; REN, S.R.; TOHIDI, B. **CO_2 EOR and storage in oil reservoirs.** Oil & Gas Science and Technology – Rev. IFP, vol. 60 (2005), no 3, pp. 537-546.

GREEN, D.W.; WILLHITE, G.P. **Enhanced oil recovery.** SPE Textbook Series Vol. 6. p.186. Ed: Henry L. Doherty Memorial Fund of AIME, SPE, Richardson, Texas, USA, 1998.

GRIGG, R.B.; SVEC, R.K. **Injectivity changes and CO2 retention for EOR and sequestration projects**. In: SPE/DOE IOR Symposium, Tulsa, USA. Abril, 2008.

HADLOW, R.E. **Update of industry experience with CO_2 injection**. SPE 24928. In: SPE Annual Technical Conference and Exhibition, Washington D.C., USA. Outubro, 1992.

HOLM, L.W.; **Status of CO_2 and hydrocarbon miscible oil recovery methods.** Journal of Petroleum Engineering, v.28, n.1., p.76-84. paper SPE 5560-PA, 1976

HOLM, L.W.; **Evolution of the carbon dioxide flooding project**. Journal of Petroleum Engineering, v.39, n.11., p.1337-1342. paper SPE 17134-PA, Novembro, 1987.

HOLM, L.W.; **Carbon dioxide solvent flooding for increased oil recovery**. Petroleum Transactions, AIME, v. 216, p. 225-231 paper SPE 1250-G, 1959.

HONARPOUR, M.; KOEDERITZ, L.; HARVEY, A.H.; **Relative Permeability of Petroleum Reservoirs**, CRC Press., Boca Raton, Florida, USA 1986.

HUANG, E.T.S.; HOLM, L.W. **Effect of WAG injection and rock wettability on oil recovery during CO_2 flooding.** SPE 15491. SPE Reservoir Engineering Journal, v.3, n.1, p.119-129, Fevereiro, 1988.

HUSTAD, O.S.; HOLT, TORLEIF. **Gravity Stable Displacement of Oil by Hydrocarbon Gas after Water flooding.** In: SPE/DOE Enhanced Oil Recovery Symposium, Tulsa, Oklahoma, paper SPE 24116-MS, Abril 1992.

IZGEC, O.; DEMIRAL, B.; BERTIN, H. AKIN, S. **CO_2 injection in carbonates.** In: SPE Western Regional Meeting. Irvine, Califórnia, Paper SPE 93773, 2005.

JARREL, P.M.; FOX, C.E.; STEIN, M.H.; WEBB, S.L. **Practical aspects of CO_2 flooding.** SPE Monograph volume 22. SPE Henry L.. Doherty series, 2002.

KAMATH, J.; NAKAGAWA, F.M.; BOYER, R.E.; EDWARDS, K.A. **Laboratory investigation of injectivity losses during WAG in West Texas dolomites.** In: SPE Permian Basin Oil and Gas Recovery Conference, Midland, Texas, paper SPE 39791, Março, 1998.

KARKOOTI, H.; MASOUDI, R.; ARIF, A.M.; DARMAN, N.H.; OTHMAN, M.B. **Evaluation of the impact of relative permeability hysteresis and three phase modeling on the performance of water alternative gas EOR processes.** SPE143982, SPE Enhanced Oil Recovery Conference, Kuala Lumpur, Malásia, Julho 2011.

KILLOUGH, J.E.; **Reservoir simulation with history-dependent saturation functions.** SPE Journal, v.16, n. 1, paper SPE 5106, Fevereiro, 1976.

KLINS, M.A. **Carbon dioxide flooding. Basic mechanisms and project design.** Ed: D.Reidel Publishing Company, Dordrecht, Holanda, 1984.

KLINS, M.A.; FAROUQ ALI, S.M. **Oil production in shallow reservoirs by carbon dioxide injection.** In: SPE Eastern Regional Meeting, Columbus, Ohio. paper SPE 10374. Novembro, 1981

KOSSACK, C.A.. **Comparison of reservoir simulation hysteresis options.** In: SPE Annual Technical Conference and Exhibition, Dallas, Texas, paper SPE 63147. Outubro, 2000.

LABASTIE, A. **Increasing recovery factors: a necessity.** Journal of Petroleum Technology, Agosto 2011. Disponível em: <http://www.spe.org/jpt/print/archives/2011/08/5PresidentColumn.pdf> Acesso em: 03 fev. 2012.

LAFORCE T.; M. ORR. JR., F.**Development of gas/oil miscibility in water and gas injection.** In: SPE Annual Technical Conference and Exhibition, Denver, USA. Paper SPE 116119, Setembro, 2008.

LAKE, L.W. **Petroleum Engineering Handbook: Reservoir Engineering and Petrphysics.** Ed.: SPE, Richardson, Texas. 2007.

LAND, C.S. **Calculation of imbibition relative permeability for two and three-phase flow from rock properties.** SPE 1942. Society of Petroleum Engineers Journal. p.149-156, 1968

LAND, C.S. **Comparison of calculated with experimental imbibition relative permability.** SPE 3360. In: SPE Rocky Mountain Regional Meeting, Billings, USA 1971.

LARSEN, J.A.; SKAUGE, A.. **Methodology for numerical simulation with cycle-dependent relative permeabilities.** SPE Journal, v.3, n.2, paper SPE 38456. Junho, 1998

LAWRENCE, J.J.; TELETZKE, G.F.; HUTFILZ, J.M.; WILKINSON, J.R. **Reservoir simulation of gas injection processes.** In: Middle East Oil Show, Bahrain. Paper SPE 81459, Junho, 2003.

CMG - Computer Modelling Group. **Manual dos simuladores CMG**; IMEX, STARS, GEM, versão 2009.10.

Schlumberger - **Manual dos simuladores Schlumberger** - Eclipse 100 e 300, versão 2007.

MASALMEH, S.K.; WEI, L. Impact of relative permeability hysteresis, IFT dependent and three phase models on the performance of gas based EOR processes. In: International Petroleum Exhibition and Conference, Abu Dahbi. Paper SPE 138203. Novembro, 2010.

MARTIN F.D.; TABER, J.J. **Carbon dioxide flooding**. Journal of Petroleum Technology, v.44, n.4, paper SPE 23564, 1992.

MELLO, S.F**. Estudo sobre simulação composicional de reservatórios de petróleo com injeção de CO_2**. Dissertação. (Mestrado em Ciências e Engenharia de Petróleo) faculdade de Engenharia Mecânica e Instituto de Geociências, Universidade Estadual de Campinas, 2011.

MINSSIEUX, L. **WAG flow mechanisms in presence of residual oil.** In: SPE Annual Technical Conference and Exhibition, New Orleans. paper SPE 28623. Setembro, 1994.

NADESON, G.; ANUA, N.A.B.; SINGHAL, A.; IBRAHIM, R.B. **Water-Alternating-Gas (WAG) pilot implementation, a first EOR development project in Dulang Field, offshore peninsular Malaysia.** In: SPE Asia Pacific Oil and Gas Conference and Exhibition, Perth, Austrália. Paper SPE 88499, Outubro, 2004.^

RAMACHANDRAN, K.P.; GYANI, O.N.; SUR, S. Immiscible hydrocarbon WAG: laboratory to Field. In: SPE Oil and gas Índia Conference and Exhibition, Mumbai, India. Paper SPE 128848. Janeiro, 2010.

ROSA, A.; CARVALHO, R.; XAVIER, D. **Engenharia de reservatórios de petróleo.** Rio de Janeiro, Brasil. Editora Interciência Ltda., 2006.

ROGERS, J.D.; GRIGG, R.B. **A literature analysis of the WAG injectivity abnormalities in the CO2 process.** In: SPE/DOE Improved Oil Recovery Symposium, Tulsa, EUA. Paper SPE 59329 Abril, 2000.

SHAHVERDI, H.; SOHRABI, M.; FATEMI, M.; JAMIOLAHMADY, M.; IRELAND, S.; ROBERTSON, G. **Evaluation of three-phase relative permeability models for WAG injection using water-wet and mixed-wet core flood experiments.** In: SPE EUROPEC/EAGE Annual Conference and Exhibition, Viena, Áustria. Paper SPE 143030 Maio, 2011.

SHAHVERDI, H.; SOHRABI, M.; JAMIOLAHMADY, M. **A new algorithm for estimating three-phase relative permeability from unsteady-state core experiments.** In: International Symposium of the Society of core analysts, Halifax, Canadá Paper SCA 2010-42. Outubro, 2010.

SPITERI, E.J.; JUANES, R. **Impact of relative permeability hysteresis on the numerical simulation of WAG injection.** In: SPE Annual Technical Conference and Exhibition, Houston, Texas. Paper SPE 89921. Setembro, 2004.

SPITERI, E.J.; JUANES, R.; BLUNT, M.J.; ORR, F.M. **A new model of trapping and relative permeability hysteresis for all wettability characteristics.** SPE Journal, v.13, n.3, p. 277-288. Paper SPE 96448, Stembro, 2008.

SPIVAK, A.; GARRISON, W.H.; NGUYEN, J.P. **Review of an immiscible CO_2 project, tar zone, fault block V, Wilmington field, California.** Journal SPE Reservoir Engineering, v.5, n.2. Paper SPE 17407. Maio, 1990.

STONE, H.L. **Probability model for estimating three-phase relative permeability.** Journal of Petroleum Technology, v.22, n.2, p. 214-218. Paper SPE 2116. Fevereiro, 1970.

STUMM, W. **Chemistry of the Solid-Water Interface, Processes at the Mineral – Water and Particle – Water Interface in Natural Systems.** A Willey-Interscience Publication, New York, USA, 1992.

YUAN, C.; POPE, G.A. **A new method to model relative permeability in composicional simulators to avoid discontinuous changes caused by phase identification problems.** SPE142093. SPE Reservoir Simulation Symposium, The Woodlands, USA, 21-23 Fevereiro 2011.

ZEKRI, A.Y.; SHEDID, S.A.; ALMEHAIDEB, R.A. **Possible alteration of tight limestone rock properties and the effect of water shielding on the performance of supercritical CO_2 flooding for carbonate formation.** In: SPE Middle East Oil and Gas Show and Conference, Bahrain. Paper SPE 104630. Março, 2007.

APÊNDICE A

ALGORITMO PARA CÁLCULO DA HISTERESE DE PERMEABILIDADE RELATIVA PELO MODELO DE LARSEN & SKAUGE (1998)

Permeabilidade relativa ao gás (não-molhante)

- Na drenagem (aumento da saturação de gás):

$$\left[k_{rg}^{drain}\right]_n = \left\{\left[k_{rg}^{input}\left(S_g\right) - k_{rg}^{input}\left(S_g^{start}\right)\right] * \left(\frac{S_{wi}}{S_w^{start}}\right)^{\alpha}\right\}_n + \left[k_{rg}^{imb}\left(S_g^{start}\right)\right]_{n-1}$$

- Na embebição (redução da saturação de gás):

$k_{rg}^{imb}\left(S_g\right) = k_{rg}^{drain}\left(S_{gf}\right)$ S_{gf} dada pela (eq. 23).

Permeabilidade relativa à água (molhante)

- Na embebição (aumento da saturação de água):

$$k_{rw}^{imb} = k_{rw}^{W2}\left(1 - \frac{S_g^I}{S_{gmáx}}\right) + k_{rw}^{W3}\left(\frac{S_g^I}{S_{gmáx}}\right)$$

- Na drenagem (redução da saturação de água) (dependente da saturação de gás):

  - Para $\left(S_g - S_g^I\right) > 0$, representando injeção de gás:

$$k_{rw}^{drain} = (k_{rw}^{imb})_f\left(1 - \frac{S_g - S_g^I}{S_{gmáx} - S_g^I}\right) + k_{rw}^{W3}\left(\frac{S_g - S_g^I}{S_{gmáx} - S_g^I}\right)$$

  - Para $\left(S_g - S_g^I\right) < 0$, representando injeção de óleo:

$$k_{rw}^{drain} = (k_{rw}^{imb})_f\left(1 - \frac{S_g^I - S_g}{S_g^I}\right) + k_{rw}^{W3}\left(\frac{S_g^I - S_g}{S_g^I}\right)$$

  - Para saturação de gás constante:

$$k_{rw}^{drain} = (k_{rw}^{imb})_f$$

Sendo, $(k_{rw}^{imb})_f$ = permeabilidade relativa à água do último processo de embebição ocorrido (embebição do ciclo anterior).