



UFBA

UNIVERSIDADE FEDERAL DA BAHIA
ESCOLA POLITÉCNICA
PROGRAMA DE PÓS GRADUAÇÃO EM
ENGENHARIA INDUSTRIAL - PEI

MESTRADO EM ENGENHARIA INDUSTRIAL

LADISLANE DOS SANTOS BASTOS

ESTUDO DO SIMULADOR BOAST: AVALIAÇÃO DE
PARÂMETROS E APLICAÇÃO ALTERNADA ÁGUA-GÁS
(WAG) EM RESERVATÓRIO DE PETRÓLEO



SALVADOR
2018



LADISLANE DOS SANTOS BASTOS

**ESTUDO DO SIMULADOR BOAST: AVALIAÇÃO DE
PARÂMETROS E APLICAÇÃO ALTERNADA ÁGUA-GÁS
(WAG) EM RESERVATÓRIO DE PETRÓLEO**

SALVADOR

2018

Ficha catalográfica elaborada pelo Sistema Universitário de Bibliotecas (SIBI/UFBA),
com os dados fornecidos pelo(a) autor(a).

Bastos, Ladislane dos Santos

Estudo do simulador BOAST: Avaliação de parâmetros e aplicação alternada água-gás (WAG) em reservatório de petróleo / Ladislane dos Santos Bastos. -- Salvador, 2018.

203 f. : il

Orientador: Marcelo Embiruçu.

Coorientadora: Gloria Meyberg Nunes Costa.

Dissertação (Mestrado - Programa de Pós-graduação em Engenharia Industrial) -- Universidade Federal da Bahia, Escola Politécnica, 2018.

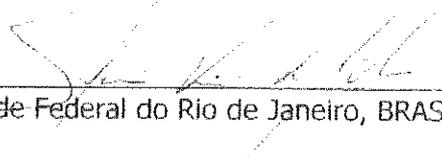
1. BOAST. 2. Simulação de reservatório. 3. Modelagem black-oil. 4. WAG. 5. Petróleo. I. Embiruçu, Marcelo. II. Costa, Gloria Meyberg Nunes. III. Título.

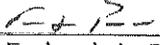
**"ESTUDO DO SIMULADOR BOAST: AVALIAÇÃO DE PARÂMETROS E
APLICAÇÃO ALTERNADA ÁGUA-GÁS (WAG) EM RESERVATÓRIO DE
PETRÓELO"**

LADISLANE DOS SANTOS BASTOS

Dissertação submetida ao corpo docente do programa de pós-graduação em Engenharia Industrial da Universidade Federal da Bahia como parte dos requisitos necessários para a obtenção do grau de mestre em Engenharia Industrial.

Examinada por:

Prof. Dr. Silvio Alexandre Beisl Vieira de Melo 
Doutor em Engenharia Química, pela Universidade Federal do Rio de Janeiro, BRASIL,
1997

Prof. Dr. Prof. Fernando Luiz Pellegrini Pessoa 
Doutor em Engenharia Química, pela Universidade Federal do Rio de Janeiro, BRASIL,
1992

Prof. Dr. Zaqueu Ernesto da Silva 
Doutor em Thermique Et Energétique, pelo Institut National des Sciences Appliquées
de Lyon, FRANÇA, 1997

Salvador, BA - BRASIL
Novembro / 2018

A Terezinha, Ladislau e Ianara, família e base de tudo.

A Deus, sem o qual nada seria possível.

DEDICO E OFEREÇO.

AGRADECIMENTOS

Agradeço primeiramente a Deus, autor da vida, que me dá a cada dia um mundo de oportunidades, me guia, protege e abençoa. Obrigada por estar sempre presente e por colocar pessoas tão especiais ao meu lado!

Aos meus pais (Terezinha e Ladislau) e minha irmã (Ianara), que são meu porto seguro e exemplo de vida, agradeço por todo apoio, pelos ensinamentos e pelo amor ofertado ao longo de toda minha vida. Amo vocês infinitamente!

Agradeço aos amigos, que mesmo não contribuindo diretamente acreditaram e me incentivaram a encarar os desafios deste trabalho.

Ao Programa de Pós-graduação em Engenharia Industrial (PEI – UFBA), em nome dos amigos que aqui conheci e que compartilharam momentos de alegria e angústias, mas principalmente de muito aprendizado.

À Fapesb pelo apoio financeiro.

Agradeço também em especial aos meus orientadores, a professora Dr^a. Gloria Meyberg Nunes Costa e ao professor Dr. Marcelo Embiruçu, por todos os ensinamentos, pela paciência e atenção, pela forma extraordinária que se dedicaram à orientação de todas as etapas de desenvolvimento deste trabalho. Os admiro ainda mais por toda seriedade, comprometimento e profissionalismo.

Por fim, ninguém vence sozinho... Obrigada a todos!

“O senhor saiba: eu toda a minha vida
pensei por mim, forro, sou nascido
diferente. Eu sou é eu mesmo. Divêrjo de
todo o mundo...Eu quase que nada [...] sei.
Mas desconfio de muita coisa.” (João
Guimarães Rosa)

Resumo da Dissertação apresentada ao PEI/UFBA como parte dos requisitos necessários para a obtenção do grau de Mestre em Ciências (M.Sc.).

Estudo do simulador BOAST: avaliação de parâmetros e aplicação alternada água-gás (WAG) em reservatório de petróleo

Ladislane dos Santos Bastos

Orientadores: Prof. Marcelo Embiruçu

Prof. Gloria Meyberg Nunes Costa

Além do controle da produção, o desenvolvimento de novas tecnologias ou a melhoria de tecnologias existentes são alguns dos principais desafios da Engenharia de reservatórios, que tem como principal objetivo o aumento da recuperação de petróleo, sobretudo quando os métodos primários tornam-se inviáveis técnica e economicamente. Neste contexto, simuladores são uma importante ferramenta pois permitem inferir o comportamento produtivo dos reservatórios. O BOAST, simulador de reservatório de domínio público, *black-oil*, tridimensional e trifásico, foi investigado nesta dissertação para um entendimento mais abrangente desta ferramenta e de sua aplicabilidade. Um manual estendido complementar foi elaborado com o estudo detalhado deste simulador, o que pode servir como guia para sua utilização ou para incorporação de melhorias no código do programa em trabalhos futuros. Vale ressaltar essa contribuição deste trabalho, visto que os manuais existentes do BOAST não são bem detalhados. Esta dissertação também apresenta em detalhe alguns estudos de caso que exemplificam a aplicabilidade do BOAST, a saber: análise de sensibilidade das propriedades PVT e de variáveis de entrada relacionadas a propriedades da rocha e aos parâmetros de produção na simulação de reservatórios; e avaliação técnica do método de recuperação avançada denominado injeção alternada de água e gás (WAG). Estes estudos também possibilitaram uma discussão teórica de particularidades da simulação de reservatórios, como os conceitos de eficiência, permeabilidade trifásica, histerese da permeabilidade e descrição de métodos de recuperação como o WAG.

Palavras-chave: BOAST, simulação de reservatório, modelagem *black-oil*, WAG, petróleo.

Abstract of the Master Thesis presented to PEI/UFBA as part of the requirements needed to obtain the degree of Master in Science (M.Sc.).

BOAST simulator study: parameters evaluation and water alternating gas (WAG) flooding case study in oil reservoir

Ladislane dos Santos Bastos

Advisor(s): Prof. Marcelo Embiruçu
Prof. Gloria Meyberg Nunes Costa

Besides the production control, the development of new technologies or the improvement of existing ones are some of the main reservoir engineering challenges, whose main objective is to increase oil recovery, especially when the primary recovery methods become technical and economically unfeasible. In this context, simulators are an important tool because they allow inferring the productive behavior of the reservoirs. In this work BOAST, a free, black-oil, three-dimensional and three-phase simulator, was investigated for a more comprehensive understanding itself and its applicability. A supplementary extended manual was developed based on the detailed study of this simulator, which can serve as a guide for its use or to incorporate improvements in the program code during future work. It is worth emphasizing this contribution of this work since the existing BOAST manuals are not very detailed. This work also presents in detail some case studies that exemplify the applicability of BOAST, such as: sensitivity analysis of PVT properties and input variables related to rock properties and production parameters in the reservoirs simulation; and technical evaluation of the advanced recovery method called water alternating gas injection (WAG). These studies also allowed a theoretical discussion of reservoir simulation features, for instance: efficiency, three-phase permeability, permeability hysteresis concepts and description of recovery methods such as WAG.

Keywords: BOAST, reservoir simulation, black-oil, parameter analysis, WAG, petroleum.

ÍNDICE DE TABELAS

TABELA II. 1: ANÁLISE DO ESTADO DA ARTE	15
TABELA IV. 1: DADOS DE ENTRADA DO EXEMPLO 3 DO BOAST	65
TABELA IV. 2: PROPRIEDADES DO RESERVATÓRIO	66
TABELA IV. 3: RESTRIÇÕES DE PRODUÇÃO E SIMULAÇÃO	66
TABELA IV. 4: PROPRIEDADES PVT DAS FASES ÓLEO, ÁGUA E GÁS	66
TABELA V. 1: PROPRIEDADES OTIMIZADAS NA ANÁLISE PARAMÉTRICA (CAPÍTULO IV).....	89
TABELA V. 2: PERMEABILIDADE RELATIVA E PRESSÃO CAPILAR NO SISTEMA ÁGUA-ÓLEO	89
TABELA V. 3: PERMEABILIDADE RELATIVA E PRESSÃO CAPILAR NO SISTEMA LÍQUIDO-GÁS	90
TABELA V. 4: COMPOSIÇÃO DO ÓLEO	90
TABELA V. 5: PROPRIEDADES PVT PREDITAS PELO WINPROP.....	91
TABELA V. 6: COMPARAÇÃO - ESTUDO PREDITIVO FATOR VOLUME FORMAÇÃO DO ÓLEO – SPECS	92
TABELA V. 7: COMPARAÇÃO - ESTUDO PREDITIVO FATOR VOLUME FORMAÇÃO DO GÁS – SPECS	92
TABELA V. 8: COMPARAÇÃO - ESTUDO PREDITIVO RAZÃO DE SOLUBILIDADE GÁS-ÓLEO – SPECS	93
TABELA V. 9: COMPARAÇÃO - ESTUDO PREDITIVO FATOR VOLUME FORMAÇÃO DO ÓLEO – WINPROP	94
TABELA V. 10: COMPARAÇÃO - ESTUDO PREDITIVO FATOR VOLUME FORMAÇÃO DO GÁS – WINPROP.....	94
TABELA V. 11: COMPARAÇÃO - ESTUDO PREDITIVO RAZÃO DE SOLUBILIDADE GÁS-ÓLEO – WINPROP.....	95
TABELA V. 12: COMPARAÇÃO - ERRO PERCENTUAL DAS CURVAS COMPARATIVAS DE PRODUÇÃO DE ÓLEO - SPECS/WINPROP	96
TABELA V. 13: COMPARAÇÃO - ERRO PERCENTUAL DAS CURVAS COMPARATIVAS DE PRODUÇÃO DE GÁS – SPECS / WINPROP	98
TABELA VI. 1: DADOS PETROFÍSICOS DO RESERVATÓRIO.....	118
TABELA VI. 2: RECEITAS E CUSTOS ASSOCIADOS A PRODUÇÃO COM INJEÇÃO DE ÁGUA E GÁS.....	118
TABELA VI. 3: DADOS DE INJEÇÃO E PRODUÇÃO DE ÓLEO, ÁGUA E GÁS ASSOCIADO	127
TABELA VI. 4: RESULTADOS DE VPL PARA OS MÉTODOS DE RECUPERAÇÃO	128

ÍNDICE DE FIGURAS

FIGURA III. 1: ELEMENTO DE MEIO POROSO	28
FIGURA III. 2: DIAGRAMA DE BLOCOS TABLE	48
FIGURA III. 3: DIAGRAMA DE BLOCOS UINITL.....	50
FIGURA III. 4: DIAGRAMA DE BLOCOS CODES	51
FIGURA III. 5: DIAGRAMA DE BLOCOS AQUI.....	52
FIGURA III. 6: DIAGRAMA DE BLOCOS NODES.....	53
FIGURA III. 7: DIAGRAMA DE BLOCOS QRATE.....	54
FIGURA III. 8: DIAGRAMA DE BLOCOS SOLONE	55
FIGURA III. 9: DIAGRAMA DE BLOCOS SOLTWO	55
FIGURA III. 10: DIAGRAMA DE BLOCOS GAUS1D	56
FIGURA III. 11: DIAGRAMA DE BLOCOS LSORX.....	56
FIGURA III. 12: DIAGRAMA DE BLOCOS LSORY	57
FIGURA III. 13: DIAGRAMA DE BLOCOS LSORZ	57
FIGURA III. 14: DIAGRAMA DE BLOCOS REPRS1	58
FIGURA III. 15: DIAGRAMA DE BLOCOS MATBAL	59
FIGURA III. 16: DIAGRAMA DE BLOCOS PRTPS	60
FIGURA III. 17: DIAGRAMA DE BLOCOS POSTP	60
FIGURA IV. 1: GEOMETRIA DA MALHA DE ESTUDO.	66
FIGURA IV. 2: PROPRIEDADES DO RESERVATÓRIO	66
FIGURA IV. 3: RESTRIÇÕES DE PRODUÇÃO E SIMULAÇÃO.....	66
FIGURA IV. 4: PROPRIEDADES PVT DAS FASES ÓLEO, ÁGUA E GÁS	66
FIGURA V. 1: LIBERAÇÃO DIFERENCIAL.....	87
FIGURA V. 2: COMPARAÇÃO - CURVAS DE PRODUÇÃO DE ÓLEO EXPERIMENTAL - SPECS / WINPROP.....	96
FIGURA V. 3: DESTAQUE - CURVAS COMPARATIVAS DE PRODUÇÃO DE ÓLEO EXPERIMENTAL - SPECS / WINPROP.....	96
FIGURA V. 4: COMPARAÇÃO - CURVAS DE PRODUÇÃO DE GÁS EXPERIMENTAL - SPECS / WINPROP.....	98
FIGURA VI. 1: ATENUAÇÃO DA FORMAÇÃO DE FINGERS - COMPARAÇÃO WAG E INJEÇÃO CONTÍNUA.....	103
FIGURA VI. 2: ESQUEMÁTICO DO PROCESSO WAG.....	104
FIGURA VI. 3: PERMEABILIDADE RELATIVA SISTEMA ÁGUA-ÓLEO.....	109
FIGURA VI. 4: PERMEABILIDADE RELATIVA SISTEMA ÁGUA-ÓLEO - INFLUÊNCIA DO PROCESSO DE SATURAÇÃO.....	109

FIGURA VI. 5: EFEITO DE HISTERESE DA PERMEABILIDADE RELATIVA DO GÁS.....	113
FIGURA VI. 6: PRODUÇÃO ACUMULADA DE ÓLEO EM FUNÇÃO DO TEMPO DE PRODUÇÃO PARA DIFERENTES VALORES DE TAXA DE INJEÇÃO CONTÍNUA DE ÁGUA.....	119
FIGURA VI. 7: PRODUÇÃO ACUMULADA DE ÓLEO EM FUNÇÃO DO TEMPO DE PRODUÇÃO PARA DIFERENTES VALORES DE TAXA DE INJEÇÃO CONTÍNUA DE GÁS.	121
FIGURA VI. 8: ESQUEMÁTICO DA MALHA DE SIMULAÇÃO.	122
FIGURA VI. 9: PRODUÇÃO ACUMULADA DE ÓLEO EM FUNÇÃO DO TEMPO DE PRODUÇÃO PARA DIFERENTES LOCALIZAÇÕES DO POÇO INJETOR DE ÁGUA.	122
FIGURA VI. 10: PRODUÇÃO ACUMULADA DE ÓLEO EM FUNÇÃO DO TEMPO DE PRODUÇÃO PARA DIFERENTES LOCALIZAÇÕES DO POÇO INJETOR DE GÁS.....	124
FIGURA VI. 11: PRODUÇÃO ACUMULADA DE ÓLEO EM FUNÇÃO DO TEMPO DE PRODUÇÃO PARA DIFERENTES CICLOS WAG.....	125
FIGURA VI. 12: ANÁLISE COMPARATIVA DAS CURVAS ÓTIMAS DE INJEÇÃO CONTÍNUA E ALTERNADA.	125
FIGURA VI. 13: PRODUÇÃO ACUMULADA DE ÓLEO EM FUNÇÃO DO TEMPO DE PRODUÇÃO PARA DIFERENTES LOCALIZAÇÕES DO POÇO INJETOR (ALTERNÂNCIA ÁGUA E GÁS).....	127
FIGURA VI. 14: INFLUÊNCIA DO CÁLCULO DA PERMEABILIDADE TRIFÁSICA NA PRODUÇÃO ACUMULADA DE ÓLEO.....	129
FIGURA VI. 15: PRODUÇÃO ACUMULADA DE ÓLEO EM FUNÇÃO DO TEMPO DE PRODUÇÃO – WAG COM PERMEABILIDADE TRIFÁSICA.	130
FIGURA A. 1: ELEMENTO DE MEIO POROSO.	138

LISTA ABREVIATURAS

BOAST	Black-Oil Applied Simulation Tool
PMM	Pressão mínima de miscibilidade
VPL	Valor presente líquido do projeto
WAG	WAG Water Alternating Gas

LISTA DE SÍMBOLOS

B	Fator volume formação
b	Fator de encolhimento
C_p	Concentração da fase p
Co	Coefficiente de Compressibilidade Isotérmica do Óleo
Ed	Eficiência de deslocamento
EL	Elevação
Fn	Valores futuros envolvidos no fluxo de caixa
g	Aceleração da gravidade
i	Taxa mínima de atratividade
J	Fluxo
k	Permeabilidade
kr	Permeabilidade relativa
n	Número de períodos de um projeto
N	Período final de avaliação do projeto
P	Pressão
PBO	Pressão de bolha inicial
Pc	Pressão capilar
q	Taxa de injeção ou produção
Rs	Razão de solubilidade
S	Saturação
t	Tempo
T	Temperatura
Tx	Transmissibilidade na direção x
x	Coordenada x / Fração molar
y	Coordenada y
z	Coordenada z / profundidade “bruta”
znet	Profundidade “líquida”
Z	Fator de compressibilidade

Subscrito g Fase gás

Subscrito goc	Contato gás-óleo
Subscrito i	Tempo inicial / Componente ou fase genérica
Subscrito o	Fase óleo
Subscrito ow	Sistema água-óleo
Subscrito og	Sistema gás-óleo
Subscrito pc	Pseudo-crítica
Subscrito pr	Pseudo-reduzida
Subscrito sc	Condições de superfície
Subscrito w	Fase água
Subscrito aoc	Contato água-óleo

LISTA DE SÍMBOLOS GREGOS

Δ	Delta
γ	Gravidade específica
ρ	Massa específica
λ	Mobilidade
ϕ	Porosidade
μ	Viscosidade

SUMÁRIO

CAPÍTULO I- INTRODUÇÃO	1
I.1. MOTIVAÇÃO E JUSTIFICATIVA.....	1
I.2. OBJETIVOS	4
I.2.1. Objetivo Geral.....	4
I.2.2. Objetivos Específicos	4
I.3. MATERIAIS E MÉTODOS	5
I.4. ESTRUTURA DA DISSERTAÇÃO	6
I.5. REFERÊNCIAS	7
CAPÍTULO II- REVISÃO BIBLIOGRÁFICA	9
II.1. REVISÃO DO ESTADO DA ARTE – MODELAGENS <i>BLACK-OIL</i> E COMPOSICIONAL	9
II.1.1 Modelagem Black-Oil.....	10
II.1.2. Modelagem Composicional.....	11
II.1.3. Análise Comparativa, Limitações e Aplicabilidade	12
II.2. SIMULADORES PROPRIETÁRIOS PARA ESCOAMENTO DE RESERVATÓRIO.....	19
II.3. SIMULADORES LIVRES PARA ESCOAMENTO DE RESERVATÓRIO	19
II.4. CONCLUSÕES	21
II.5. REFERÊNCIAS.....	21
CAPÍTULO III- TEORIA BÁSICA DO BOAST	25
III.1. SIMULADOR BOAST	25

III.2. MODELAGEM <i>BLACK-OIL</i>	28
III.3 MÉTODO IMPES	30
III.4. CORRELAÇÕES DA MODELAGEM <i>BLACK-OIL</i>	32
<i>III.4.1. Gravidade Específica</i>	32
<i>III.4.2. Grau API</i>	32
<i>III.4.3. Fator Volume Formação do Óleo (Bo)</i>	33
<i>III.4.4. Fator de Encolhimento (bo)</i>	33
<i>III.4.5. Razão de Solubilidade Gás-Óleo (Rs)</i>	33
<i>III.4.6. Fator Volume Formação do Gás</i>	34
<i>III.4.7. Fator Volume Formação Total</i>	34
<i>III.4.8. Coeficiente de Compressibilidade Isotérmica do Óleo</i>	34
III.5. CORRELAÇÕES UTILIZADAS NO BOAST	36
<i>III.5.1. Leitura dos Dados de Entrada</i>	36
<i>III.5.1.1. Leitura das Dimensões do Reservatório</i>	37
<i>III.5.1.2. Leitura dos Dados de Porosidade e Permeabilidade de cada Região do Reservatório</i>	38
<i>III.5.1.3. Cálculo da Transmissibilidade entre os Blocos e Leitura de Valores para Blocos onde Existem Modificações</i>	40
<i>III.5.1.4. Leitura de Dados das Regiões da Rocha e PVT</i>	41
<i>III.5.2. Condições Iniciais</i>	48
<i>III.5.2.1. Condições Iniciais de Pressão e Saturação na Malha</i>	48
<i>III.5.2.2. Parâmetros de Controle da Simulação</i>	51
<i>III.5.2.3. Cálculo do Influxo do Aquífero</i>	52
<i>III.5.3. Leitura das Taxas</i>	52
<i>III.5.3.1. Dados do Usuário Referentes aos Poços Injetores e Produtores</i>	52
<i>III.5.3.2. Cálculo de Parâmetros Referentes aos Poços Injetores e Produtores</i>	53
<i>III.5.4. Cálculo dos Coeficientes da Equação de Fluxo</i>	54
<i>III.5.5. Resolução de Nós Desconhecidos</i>	56

<i>III.5.6. Atualização das Propriedades</i>	57
<i>III.5.7. Relatório de Saída</i>	59
III.5. CONCLUSÕES	60
III.6. REFERÊNCIAS	61
 CAPÍTULO IV- ANÁLISE DE SENSIBILIDADE APLICADA À SIMULAÇÃO DE RESERVATÓRIOS DE PETRÓLEO UTILIZANDO O SIMULADOR BOAST	 62
IV.1. INJEÇÃO CONTÍNUA DE ÁGUA E ANÁLISE DE SENSIBILIDADE	62
IV.2. CONDIÇÕES DE SIMULAÇÃO	64
IV.3. RESULTADOS E ANÁLISES	67
<i>IV.3.1. Variação da Taxa de Injeção de Água</i>	67
<i>IV.3.2. Variação da Porosidade</i>	71
<i>IV.3.3. Variação da Permeabilidade do Reservatório na Direção x</i>	74
<i>IV.3.4. Variação da Saturação Inicial de Água</i>	76
<i>IV.3.5. Variação do Número de Blocos na Direção x</i>	78
IV.4. CONCLUSÕES	80
IV.5. REFERÊNCIAS	81
 CAPÍTULO V- INFLUÊNCIA DO CÁLCULO DAS PROPRIEDADES PVT NA SIMULAÇÃO DE RESERVATÓRIOS	 83
V.1. PROPRIEDADES PVT	83
V.2. OBTENÇÃO DO FATOR VOLUME FORMAÇÃO DE ÓLEO, DO FATOR VOLUME FORMAÇÃO DE GÁS E DA RAZÃO DE SOLUBILIDADE GÁS- ÓLEO NOS SIMULADORES SPECS E WINPROP	86
<i>V.2.1 Considerações Gerais sobre a Liberação Diferencial</i>	86
<i>V.2.2 Caracterização do Simulador WinProp</i>	88
<i>V.2.3 Caracterização do Simulador Specs</i>	88
V.3. CASOS DE ESTUDO	89

V.4. RESULTADOS E ANÁLISES	92
V.5. CONCLUSÕES	98
V.6. REFERÊNCIAS	99
CAPÍTULO VI- ANÁLISE DA INJEÇÃO ALTERNADA DE ÁGUA E GÁS UTILIZANDO O SIMULADOR BOAST.....	
	101
VI.1. INJEÇÃO ALTERNADA DE ÁGUA E GÁS	101
VI.2. INFLUÊNCIA DA PERMEABILIDADE TRIFÁSICA	108
VI.3. HISTERESE DA PERMEABILIDADE	112
VI.4. ANÁLISE ECONÔMICA	114
VI.5. CENÁRIOS PRODUTIVOS AVALIADOS	116
VI.6. RESULTADOS E DISCUSSÃO	119
<i>VI.6.1. Vazão Ótima para Injeção Contínua de Água</i>	119
<i>VI.6.2. Vazão Ótima para Injeção Contínua de Gás</i>	120
<i>VI.6.3. Otimização da Localização do Poço Injetor</i>	121
<i>V.6.3.1 Localização Ótima - Injeção Contínua de Água</i>	122
<i>V.6.3.2 Localização Ótima - Injeção Contínua de Gás</i>	123
<i>VI.6.4. Ciclo Ótimo para Injeção Alternada de Água e Gás</i>	124
<i>VI.6.5. Localização Ótima do Poço Injetor para Injeção Alternada de Água e Gás</i>	126
<i>VI.6.6. Avaliação Econômica</i>	127
<i>VI.6.7. Influência da Permeabilidade Trifásica</i>	128
VI.7. CONCLUSÕES	130
VI.8. REFERÊNCIAS	131
CAPÍTULO VII- CONCLUSÕES E RECOMENDAÇÕES PARA TRABALHOS FUTUROS	
	134
VII.1. CONCLUSÕES	134

VII.2. RECOMENDAÇÕES PARA TRABALHOS FUTUROS	136
APÊNDICE A- TEORIA BÁSICA DO BOAST - DEDUÇÃO DA MODELAGEM BLACK-OIL	137
A.1. MODELAGEM COMPOSICIONAL.....	137
A.2. MODELAGEM <i>BLACK-OIL</i>	142
A.3. MÉTODO IMPES	144
APÊNDICE B- MANUAL DE FLUXOGRAMAS DO BOAST	150
B.1. FLUXOGRAMA GERAL.....	150
B.2. FLUXOGRAMA POR FINALIDADE	154
B.3. FLUXOGRAMA DOS INDICADORES	158

CAPÍTULO I- INTRODUÇÃO

I.1. Motivação e Justificativa

Devido ao aumento da demanda por energia e ao desenvolvimento acelerado de alguns países é muito provável que o petróleo, juntamente com os seus derivados, continue a dominar a matriz energética do mundo pelos próximos anos. No Brasil, a produção de petróleo cresceu 3% em 2016 em relação ao ano anterior, sendo a maior parte da produção de origem *offshore*, conforme o último Relatório do Balanço Energético Nacional divulgado pelo Ministério de Minas e Energia (MME, 2017a). O relatório associa este aumento ao crescimento da produção nos campos localizados no pré-sal das Bacias de Santos e Campos, e indica também que o principal setor de consumo nacional dos derivados de petróleo continua sendo o setor de transportes. Neste cenário, o documento também apontou um recuo no consumo dos derivados de petróleo decorrente da retração da economia nacional. No entanto, a mais recente Resenha Energética Brasileira (MME, 2017b), também apresentada pelo Ministério de Minas e Energia em 2017, destaca que o petróleo e seus derivados permanecem como a principal fonte tanto da matriz energética brasileira (36,5% da oferta interna) quanto da matriz energética mundial (31,5% da oferta mundial).

Além da importância destacada do petróleo na matriz energética mundial, considerando adicionalmente o fato de que o petróleo é uma fonte de energia não renovável e o crescimento da preocupação mundial com as questões ambientais, a necessidade de garantir a maximização da retirada do petróleo das rochas-reservatórios torna-se mais acentuada. Por estes motivos, investimentos em pesquisa e desenvolvimento de novas tecnologias, ou melhoria de tecnologias existentes, que possam contribuir para o aumento da quantidade de óleo produzida são de fundamental importância.

Neste contexto, simuladores são uma importante ferramenta na engenharia de reservatórios. Estes simuladores matemáticos são concebidos com base na teoria do escoamento de fluidos em meios porosos e, a partir de informações referentes a propriedades das rochas e dos fluidos contidos ou injetados nas formações, permitem caracterizar e inferir o comportamento produtivo dos reservatórios de petróleo, auxiliando na estimativa das reservas, nas previsões de produção e atualmente também na avaliação da viabilidade de métodos de recuperação avançada de petróleo.

Ao selecionar um simulador de reservatório é necessário analisar se ele é adequado para reproduzir o sistema a ser estudado, ou seja, se o modelo em que ele se baseia (equações, premissas e restrições) é compatível com o reservatório sob estudo. Por isso, o manuseio de simuladores de reservatório, tanto como usuário (para seleção do *software* e também para interpretação dos resultados) quanto como desenvolvedor, requer diversos conhecimentos: das propriedades do reservatório e dos fluidos nele contidos; dos fenômenos físicos e químicos que ocorrem no meio poroso; dos mecanismos de produção utilizados; dos tipos de modelagem matemática (restrições e considerações do modelo) e métodos numéricos; e de programação ou codificação (no caso de desenvolvedores de simuladores).

No modelo composicional o tratamento matemático considera as composições das diversas fases eventualmente presentes no meio poroso, possibilitando uma caracterização mais adequada da realidade. No entanto, por ser uma modelagem mais detalhada e abrangente, apresentando um número maior de equações e variáveis, e requerendo o cálculo de equilíbrio de fases a cada *step time* (passo de integração) e para cada bloco da malha de estudo, simuladores que se baseiam nesta abordagem requerem maior memória computacional e maior tempo de processamento (BETTÉ *et al.*, 1991). Já o modelo *black-oil*, mais frequentemente utilizado em simuladores, é uma simplificação do modelo composicional e considera as três fases (água, óleo, gás) como sendo constituídas de um único componente (as propriedades da fase são definidas com base neste único componente), além de temperatura constante e equilíbrio instantâneo entre as fases. Apesar destas simplificações, conforme estudos comparativos dos resultados de simulação com dados do histórico de produção, os modelos *black-oil* são aplicados satisfatoriamente para a simulação de diversos cenários na indústria do petróleo. Por exemplo, este modelo adequa-se bem a reservatórios contendo óleos

pesados ou de baixa volatilidade (NOGUEIRA *et al.*, 2012). Os métodos mais comuns de recuperação, como a injeção contínua de água, são frequentemente simulados utilizando a abordagem *black-oil*. Os casos de depleção podem também ser simulados com a simplificação *black-oil*, desde que os dados PVT estejam apropriadamente determinados, conforme alertado por Fevang *et al.* (2000). Uma boa consistência entre os resultados das simulações *black-oil* e composicional na avaliação do processo de injeção alternada de água e gás foi observada por Namani e Kleppe (2011), indicando mais um cenário de aplicação para o modelo *black-oil*. Recentemente, cenários de produção com deposição de asfalteno também foram bem reproduzidos com consideração a *black-oil*, como reportado por Solaimany-Nazar e Zonnouri (2011), que utilizam um modelo *black-oil* com quatro fases.

O BOAST (*Black Oil Applied Simulation Tool*) é um simulador de reservatórios de domínio público, disponibilizado pelo Departamento de Energia dos Estados Unidos, desenvolvido em linguagem de programação Fortran, que utiliza a modelagem *black-oil* e o método de resolução IMPES (IMplicito na Pressão e Explicito na Saturação). Uma das vantagens do BOAST é que, por ser um *software* com o código aberto, é possível alterá-lo visando implementar adequações e melhorias na modelagem tomada como base para a simulação. Por exemplo, é possível alterar as correlações utilizadas para a estimativa de propriedades ou incluir uma etapa de modelagem para descrever um fenômeno físico/ químico não contemplado no código original. No entanto, os manuais do BOAST não são bem detalhados, o que dificulta tanto a utilização do *software* quanto o manuseio do seu código, observação também relatada na literatura por Bartoszeck (2009) e Júnior (2013).

Diante disso, esse trabalho se propõe a apresentar um manual estendido complementar do BOAST, contendo fluxograma geral das sub-rotinas e fluxogramas por finalidade das sub-rotinas e indicadores, além de um detalhamento das correlações utilizadas na modelagem do simulador. Como consequência, este manual colabora para um melhor entendimento do *software*, à medida que detalha peculiaridades suas que não são apresentadas com clareza nos manuais disponibilizados pelos desenvolvedores, contribuindo para trabalhos futuros que envolvam melhorias no simulador ou alterações do código para atender fenômenos físico-químicos não representados pela sua modelagem original. Este trabalho também contém em detalhe alguns estudos de caso

que exemplificam a aplicabilidade deste *software*, a saber: análise de sensibilidade das propriedades PVT e de variáveis de entrada relacionadas a propriedades da rocha e aos parâmetros de produção na simulação de reservatórios; e avaliação técnica do método de recuperação avançada denominado injeção alternada de água e gás (WAG - *Water alternating gas*).

I.2. Objetivos

I.2.1. Objetivo Geral

O objetivo geral deste trabalho é avaliar o processo (WAG) utilizando o BOAST, um *software* disponível na literatura aberta, baseado no modelo *black-oil* e empregado na simulação numérica de reservatórios de petróleo.

I.2.2. Objetivos Específicos

Para atingir o objetivo geral as seguintes metas específicas foram formuladas e cumpridas:

- ✓ Estudar as propriedades do petróleo;
- ✓ Estudar as propriedades das rochas e o fluxo de líquidos em meios porosos;
- ✓ Estudar em todos os detalhes as teorias e as várias sub-rotinas nas quais o *software* se baseia e está estruturado;
- ✓ Detalhar as sub-rotinas existentes no *software* correspondentes à modelagem do processo de escoamento em reservatórios de petróleo;
- ✓ Elaborar fluxogramas do *software*: geral; por finalidades; de indicadores; e por cálculo;
- ✓ Elaborar um manual auxiliar para a sua utilização do BOAST;
- ✓ Elaborar um estudo de sensibilidade das propriedades PVT e de variáveis de entrada do simulador aplicado a injeção contínua de água como base para melhor compreensão do BOAST e de sua aplicação no cenário WAG.

I.3. Materiais e Métodos

A metodologia desse trabalho compreendeu o estudo detalhado de um simulador de reservatório de domínio público, o BOAST, através das seguintes etapas:

- 1) Estudo da teoria relacionada à modelagem *black-oil*;
- 2) Análise do código do programa, identificando as sub-rotinas, suas finalidades e seus indicadores, seguida da elaboração de diagramas de blocos resumizando os resultados desta análise;
- 3) Identificação, através de levantamento bibliográfico e comparação com as equações identificadas no código do programa, das correlações utilizadas no BOAST para cálculo de propriedades e parâmetros;
- 4) Estudo dos arquivos de entrada do simulador, acompanhado de uma análise paramétrica de algumas das variáveis de entrada, selecionadas pela importância que apresentam por estarem relacionadas à capacidade de armazenamento e de deslocamento dos fluidos no reservatório;
- 5) Análise de sensibilidade dos dados PVT (variáveis de entrada do BOAST) através de comparação gráfica dos resultados obtidos da simulação do BOAST em três situações: utilizando dados experimentais (i); e utilizando dados estimados pelos simuladores Specs (ii) e Winprop (iii) a partir da composição do óleo;
- 6) Simulação de cenários de produção a partir da injeção alternada de água e gás (WAG) para identificar áreas específicas da modelagem utilizada no BOAST a serem ajustadas para melhorar a representatividade da simulação do processo WAG;
- 7) Identificação de melhorias a serem implementadas no simulador como sugestões para trabalhos futuros.

I.4. Estrutura da Dissertação

Este trabalho é composto de mais seis capítulos, além deste de Introdução, e de dois apêndices.

O Capítulo II tem como objetivo apresentar uma revisão, contemplando os trabalhos mais relevantes na área de simulação comercial de reservatórios e debatendo os tipos de modelagem utilizadas, com ênfase na modelagem *black-oil* e na utilização do simulador BOAST. No fim deste capítulo é apresentada uma tabela contendo referências dos simuladores livres e comerciais mais citados na literatura, com o respectivo estudo de caso.

O Capítulo III destaca resumidamente a modelagem matemática em que o BOAST está baseado, bem como algumas de suas funcionalidades e recursos. Adicionalmente apresenta as correlações empregadas no modelo *black-oil* e especificamente no simulador estudado neste trabalho.

Usando o simulador BOAST, o Capítulo IV é dedicado à apresentação dos resultados obtidos de um estudo de análise paramétrica, onde é avaliada a influência de cinco variáveis de entrada do simulador (porosidade efetiva, saturação inicial de água, número de blocos na direção x, permeabilidade na direção x e taxa de injeção de água) na produção acumulada de óleo e no perfil de pressão ao longo do reservatório.

O Capítulo V tem como objetivo propor um estudo de sensibilidade das propriedades PVT (razão de solubilidade e fator volume formação de óleo e gás) na simulação de reservatórios, comparando os resultados de três simulações conduzidas no BOAST para um mesmo reservatório, utilizando dados PVT oriundos de diferentes fontes, a saber: i) dados obtidos experimentalmente; ii) dados preditos pelo simulador Specs e iii) dados preditos pelo simulador Winprop.

O Capítulo VI apresenta uma avaliação técnica e econômica do processo de injeção alternada de água e gás associado utilizando o BOAST como ferramenta de simulação. Neste tópico também são discutidos os conceitos de permeabilidade trifásica e histerese da permeabilidade.

Finalmente, o Capítulo VII compendia as conclusões obtidas nesta dissertação e traz sugestões para trabalhos futuros.

O Apêndice A apresenta, detalhadamente, a modelagem matemática em que se baseia o BOAST. O principal objetivo deste apêndice é descrever esta modelagem de forma mais didática do que a apresentada no próprio manual do *software*, além de versar sobre as diferenças, em termos matemáticos, existentes entre as abordagens *black-oil* e composicional.

No Apêndice B consta um manual estendido do simulador BOAST, onde são apresentadas informações complementares às disponíveis nos manuais disponibilizados pelo seu desenvolvedor, apresentando os seguintes fluxogramas do *software*: geral por finalidades de indicadores e por cálculo.

I.5. Referências

BARTOSZECK, Marcelo Kulevicz. Simulação de fluxo em um modelo 3D análogo a um reservatório fraturado de gás. Tese de Doutorado - Pós-Graduação em Geologia, Universidade Federal do Paraná, Curitiba, 2009.

BETTÉ, Srinivas; HARTMAN, K.J.; HEINEMANN, R.F. Compositional modeling of interfacial tension effects in miscible displacement processes. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 6, 1991. p. 1-14.

BRASIL. Ministério de Minas e Energia - MME. Balanço energético nacional - Ano base 2016,2017a.

BRASIL. Ministério de Minas e Energia - MME. Resenha Energética Brasileira - Ano base 2016,2017b.

FEVANG, ivind; SINGH, Kameshwar; WHITSON, Curtis H. Guidelines for Choosing Compositional and Black-Oil Models for Volatile Oil and Gas-Condensate Reservoirs. 2000 SPE Annual Technical Conference, 2000.

JÚNIOR, Bismarck Gomes Souza. Simulador numérico bidimensional para escoamento monofásico em meios porosos. Monografia - Centro de Ciências e Tecnologia da Universidade Estadual do Norte Fluminense, Macaé, 2013.

NAMANI, M.; KLEPPE, J. Investigation of the Effect of Some Parameters in Miscible WAG Process Using Black-Oil and Compositional Simulators. Presented at the SPE Enhanced Oil Recovery Conference, Kuala Lumpur, 19–21, 2011.

NOGUEIRA, R. L.; LIMA, I. C. M.; FERNANDES, B. R. B.; MARCONDES, F. Simulação de reservatório de petróleo utilizando o modelo black-oil em conjunto com malhas não-estruturadas. HOLOS, Ano 28, Vol 2, 2012. p. 3-21.

SOLAIMANY-NAZAR, Ali R.; ZONNOURI, Ashkan. Modeling of asphaltene deposition in oil reservoirs during primary oil recovery. Journal of Petroleum Science and Engineering, 2011, p. 251–259.

CAPÍTULO II- REVISÃO BIBLIOGRÁFICA

Simuladores de reservatório apresentam um papel fundamental como ferramentas da engenharia de reservatórios, conforme mencionado no Capítulo I. Estes *softwares* permitem estudar o comportamento de um reservatório e adicionalmente avaliar seu perfil produtivo, o que auxilia na estimativa das reservas, nas previsões de produção e na avaliação da viabilidade de métodos de recuperação de petróleo, por exemplo.

No âmbito da engenharia de reservatórios, existe uma variedade de simuladores matemáticos, tanto comerciais quanto livres. No que concerne à modelagem do processo, indiferentemente da forma como são disponibilizados, normalmente dois tipos diferentes de abordagens são utilizados por esses simuladores: a *black-oil*; ou a composicional. Neste contexto, este capítulo tem como objetivo apresentar uma revisão sobre simuladores de reservatórios, abordando os tipos de modelagem utilizados e exemplos de aplicações, destacando trabalhos que envolvem o simulador BOAST e exemplificação também de outros simuladores proprietários e de domínio público.

II.1. Revisão do Estado da Arte – Modelagens *Black-Oil* e Composicional

Simuladores de reservatório também são conhecidos como simuladores de fluxo porque são utilizados com o objetivo de descrever o comportamento do fluxo de fluidos no meio poroso (ROSA *et al.*, 2006). As etapas necessárias para o desenvolvimento de um simulador se resumem em (PEGORARO, 2012): caracterização do reservatório (fornecimento de dados relacionados às propriedades do meio, às propriedades dos fluidos, às propriedades de interação rocha-fluido e à geometria do volume de controle estudado); escolha do modelo numérico de simulação; ajuste do histórico de produção para validação do modelo; e a simulação propriamente dita, com a previsão de comportamento do reservatório.

No âmbito da etapa de escolha do modelo numérico de simulação é levada em consideração a formulação matemática empregada para descrever o comportamento físico do reservatório, que segue as seguintes etapas, conforme destacado por Rosa *et al.* (2006):

- 1) Formulação do problema físico: aplicação das leis básicas de conservação de massa, energia e *momentum*; descrição dos fenômenos de transporte relacionados à natureza do processo; uso de equações de estado adequadas; e uso de relações auxiliares (como por exemplo, equações que permitem o cálculo de determinada variável);
- 2) Aplicação de premissas e simplificações compatíveis com o grau de sofisticação que se espera do modelo;
- 3) Resolução das equações obtidas após implementação das hipóteses adotadas nas equações que descrevem o problema físico;
- 4) Análise da solução obtida.

Normalmente dois tipos diferentes de modelagem são utilizados em simuladores de reservatório: a *black-oil*; e a composicional. Ambas se baseiam na associação da equação de conservação de massa para cada componente do sistema com a Lei de Darcy que descreve o escoamento em meio poroso. As considerações que diferenciam um modelo do outro são descritas nos tópicos a seguir.

II.1.1 Modelagem Black-Oil

Simuladores *black-oil* são simuladores multifásicos, que consideram que cada uma das fases presentes no reservatório (água, óleo e gás) é constituída de um único componente, de forma que as propriedades da fase são definidas a partir deste único componente.

Simuladores *black-oil* são os mais utilizados atualmente, apesar de apresentarem algumas hipóteses simplificadoras, tais como (MELLO, 2011; RANKIN e RIVIERE,2015): temperatura constante; os componentes voláteis são considerados como um único componente gás que pode estar dissolvido na fase gasosa ou na fase óleo; não há transferência de massa entre a fase aquosa e as demais fases (água existe

apenas na fase aquosa); equilíbrio instantâneo entre as fases; e ausência de reações químicas.

O modelo *black-oil* tem a característica de ser, em geral, um modelo isotérmico cujo comportamento das fases é regido por relações PVT (pressão, volume e temperatura). Como as composições das fases óleo e gás são consideradas fixas e trata-se de um sistema isotérmico, as propriedades PVT destas fases são consideradas dependentes apenas da pressão do reservatório e da pressão de bolha, isto porque as propriedades variam de forma diferente caso o fluido se encontre numa condição de pressão acima ou abaixo da pressão de bolha (EWING e HEINEMANN, 1984).

Para formular matematicamente o modelo *black-oil*, normalmente utiliza-se como variáveis primárias a pressão do óleo e as saturações de cada fase. Todavia, este tipo de formulação apresenta problemas em escoamentos envolvendo a fase gasosa, porque em algumas regiões do reservatório, devido às condições termodinâmicas, ocorre variação na composição das fases (NOGUEIRA *et al.*, 2012).

Pourafshary *et al.* (2009) mencionam que na abordagem *black-oil* considera-se que a gravidade específica do petróleo e do gás permanecem constantes no poço, e as propriedades das fases que contêm hidrocarbonetos são funções únicas da pressão e da temperatura, sendo calculadas para cada condição P e T. Nesta abordagem correlações empíricas são aplicadas para calcular o gás dissolvido na fase oleosa e os efeitos de variação de composição das fases são negligenciadas. Portanto, a principal questão em usar uma aproximação *black-oil* é a sua validade, visto que para a simulação condizer com a realidade de alguns casos operacionais, os efeitos da variação de composição das fases deveriam ser considerados. Uma alternativa é usar um método mais detalhado para descrever a composição, em substituição à aproximação *black-oil*, abordagem esta que será detalhada a seguir.

II.1.2. Modelagem Composicional

Um modelo mais complexo é o chamado modelo composicional, que considera o caso mais geral no qual existe um número variado de espécies químicas, ou componentes, as quais podem estar presentes em qualquer uma das três fases (SESINI, 2004).

Para Pourafshary *et al.* (2009), o termo "composição" pressupõe que a composição *in situ* do fluido pode variar, ponto a ponto como função de pressão, temperatura e transferência entre as fases.

Simuladores composicionais também representam fluxos multifásicos, mas adicionalmente calculam o equilíbrio de fases dos vários componentes que compreendem as fases de hidrocarbonetos através de equações de estado. A natureza multicomponente destes modelos é ideal para simular uma ampla gama de processos de reservatórios (EWING e HEINEMANN, 1984). Por exemplo, simuladores que levam em consideração a mudança de composição dos fluidos representam adequadamente as mudanças de propriedades dos fluidos quando fenômenos de miscibilidade se fazem presentes (PEGORARO, 2012).

II.1.3. Análise Comparativa, Limitações e Aplicabilidade

Simuladores de reservatórios, do ponto de vista numérico, consistem em um sistema de equações que são resolvidas atendendo condições iniciais e de contorno. O modelo *black-oil*, que pode ser enxergado como uma simplificação do modelo composicional, apresenta neste contexto a vantagem de um número reduzido destas equações a serem manipuladas, visto que o número de equações de conservação usadas como base do modelo é igual ao número de componentes, que nesta abordagem se resume ao número de fases (ÁCS *et al.*, 1985). Já a modelagem composicional apresenta um número superior de equações, e por isso requer um maior esforço computacional para resolução do sistema de equações composto por (COATS *et al.*, 1995): equações da conservação para atender a cada uma das espécies químicas existentes no meio; equações de equilíbrio de fases em quantidade equivalente ao número de componentes; além das restrições como os somatórios de fração mássica e de saturação que devem ser iguais a 1.

Em termos de aplicabilidade, o modelo *black-oil* tem sido empregado com sucesso em diversos cenários. Esta modelagem, por exemplo, adequa-se bem a reservatórios contendo óleos pesados ou de baixa volatilidade (NOGUEIRA *et al.*, 2012). Além disso, os métodos de recuperação secundários são normalmente simulados pela modelagem *black-oil*, como exemplificado por Junior (2014) que realizou um estudo de otimização com o simulador *black-oil* IMEX, considerando incertezas na determinação da permeabilidade, em um cenário de produção através da injeção de

água. Musa (2005) também realizou um estudo de otimização da produção por injeção de água (método de recuperação secundário), utilizando o simulador *black-oil* ECLIPSE.

A limitação do modelo *black-oil* está no fato dele não poder ser utilizado para estudar casos onde o equilíbrio de fases não pode ser simplificado como, por exemplo, problemas relacionados a reservatórios de óleo volátil e de gás úmido, já que nesses reservatórios a composição e as propriedades físicas das fases modificam-se bastante com a pressão (SANSONE, 2014; CHANG *et al.*, 1990).

Mello (2011) também mostra que os modelos composicionais são necessários em alguns casos específicos, a saber: reservatórios de óleos leves com presença de CO₂ na sua composição e sujeitos a recuperação miscível; quando o efeito da fase volátil é importante; quando há grande variação na concentração e no número de componentes de cada fase; e em estudos com possível formação por reação química/ deposição de subprodutos que causam incrustação, como hidratos, parafinas e asfaltenos.

Betté *et al.* (1991) e Wang e Stenby (1994) também defendem que a simulação de métodos de recuperação avançada requer uma modelagem composicional em que o sistema de hidrocarbonetos é descrito como uma mistura multicomponente. Um estudo comparativo, por exemplo, de sete simuladores comerciais, englobando a abordagem composicional e também *black-oil* com 4 componentes, foi conduzido por Killough e Kossack (1987) para avaliação da injeção alternada de água e gás, mostrando boa concordância entre os resultados obtidos. Mas assim como destacado por outros autores, os resultados indicaram o melhor desempenho de simuladores composicionais em casos com vaporização de componentes do óleo.

Em contrapartida, alguns autores exemplificam a utilização de simuladores *black-oil* para avaliação de métodos de recuperação avançada.

O método de injeção alternada de água e gás (método de recuperação avançada) foi avaliado utilizando os dois tipos de simuladores, *black-oil* e composicional, por Namani e Kleppe (2011). Na comparação, apesar da diferença obtida nos dados de pressão, produção de água e óleo e fator de recuperação de óleo, os resultados foram considerados consistentes entre os dois simuladores.

Nasri (2010) também utilizou o BOAST, um simulador *black-oil*, para estudar a influência da deposição de asfaltenos no desempenho de reservatórios de óleo carbonáticos de baixa permeabilidade durante processo de injeção de água.

Dantas (2008) realizou um estudo de otimização da função objetivo lucro para o processo de recuperação através da injeção de polímero (método de recuperação avançada), e para tanto utilizou o simulador *black-oil* IMEX para estimar as curvas de produção, acoplado ao algoritmo de otimização. Em sua abordagem ele considera o polímero totalmente dissolvido na fase aquosa.

Com o objetivo de generalizar a seleção do tipo de modelagem adequada para determinado método de produção, avaliando as simulações *black-oil* e composicional para alguns tipos de óleos, Fevang *et al.* (2000) obtiveram conclusões que direcionam a escolha entre a utilização de uma modelagem ou outra para estes casos específicos, a saber:

- *Black-oil* é sempre adequado para simulação de produção por depleção, desde que as propriedades PVT dos fluidos sejam fornecidas apropriadamente;

- Para produção através da injeção de gás, é recomendada a utilização da modelagem composicional. Mas o modelo *black-oil* também pode ser utilizado quando existe mínima vaporização ou em reservatórios de gás condensado pobre em ciclo acima da pressão de orvalho.

Dentro desse escopo de revisão do estado da arte, a Tabela 1 sintetiza as características dos trabalhos analisados, indicando a abordagem empregada (*black-oil* ou composicional) e o cenário de estudo de caso envolvido. Adicionalmente é especificado qual simulador é utilizado no trabalho e se ele é livre ou comercial. Este quadro permite vislumbrar os diferentes casos de estudo que têm por base a utilização de simuladores de reservatório, além de destacar os diferentes tipos de simuladores que são utilizados na área acadêmica, com ênfase na variedade de trabalhos que empregam a modelagem *black-oil* e o BOAST.

Tabela II. 1: Análise do estado da arte

Autor(es)	Estudo de caso	Tipo de modelagem		Simulador	
		<i>Black-oil</i>	Composicional	Descrição	Característica
Ewing e Heinemann (1984)	Melhoria do método numérico baseado em elementos finitos mistos aplicado a simulador composicional		x	-	-
Fang (1986)	Resolução de problemas numéricos observados no BOAST modificado para descrever o deslocamento de hidrocarbonetos miscíveis	x		BOAST	Simulador livre
Killough e Kossack (1987)	Estudo comparativo do desempenho de simuladores (<i>black-oil</i> e composicional) de sete diferentes companhias durante injeção alternada de água e gás	x	x	ARCO, COMP II, IMEX, Chevron, PORES	Simuladores comerciais
Arastoopour <i>et al.</i> (1988)	Modificação do simulador BOAST para simular reservatório de gás contendo apenas as fases água e gás	x		BOAST	Simulador livre
Chang <i>et al.</i> (1990)	Utilização de método diferenças finitas de terceira ordem em simulador composicional com aplicação em reservatório de gás condensado		x	-	-
Betté <i>et al.</i> (1991)	Modelagem composicional abrangendo influencia da tensão interfacial na permeabilidade relativa aplicada a processo com injeção de CO ₂		x	-	-
Gao <i>et al.</i> (1993)	Modificação do simulador BOAST para abranger processos com polímero-gel	x		BOAST	Simulador livre
Wang e Stenby (1994)	Desenvolvimento de algoritmo para cálculo de flash não iterativo aplicado ao processo de injeção miscível e imiscível de gás		x	-	-
Coats <i>et al.</i> (1995)	Desenvolvimento de simulador englobando as abordagens <i>black-oil</i> e composicional	x	x	-	-

Akin e Demiral (1998)	Desenvolvimento de um algoritmo para estimativa da permeabilidade relativa atualizada com os dados de pressão e saturação	x		BOAST acoplado a um algoritmo para estimativa da permeabilidade relativa	Simulador livre
Fevang <i>et al.</i> (2000)	Estudo comparativo entre simulação <i>black-oil</i> e composicional aplicada a reservatórios de gás úmido e de óleo volátil	x	x	-	-
Soares (2002)	Desenvolvimento de simulador para computadores paralelos com memória distribuída (programação utilizando o conceito de paralelização)	x		BOAST é usado para validação do simulador desenvolvido	Simulador livre
Silva <i>et al.</i> (2003)	Aplicação da técnica computacional de paralelização em sub-rotinas do BOAST (mudança de um sistema que utiliza apenas um processador durante a simulação, com a partição do problema em linhas de execução simultâneas reduzindo o tempo de processamento)	x		BOAST	Simulador livre
Musa <i>et al.</i> (2005)	Estudo de otimização da produção da unidade leste do campo do Sudão através da injeção de água	x		ECLIPSE	Simulador comercial
Savioli e Binder (2005)	Desenvolvimento de modelagem bifásica de resolução radial e semi-implícita	x		BOAST é utilizado em comparação ao simulador desenvolvido	Simulador livre
Queiroz (2006)	Análise da influência de variáveis na injeção cíclica de vapor		x	STARS	Simulador comercial
Dantas (2008)	Otimização do processo de recuperação com injeção de polímero, associando simulador de reservatório com algoritmo tendo como função objetivo o lucro	x		IMEX	Simulador comercial

Bartoszeck (2009)	Inclusão da modelagem de fraturas no simulador BOAST	x		BOAST	Simulador livre
Pourafshary <i>et al.</i> (2009)	Desenvolvimento de simulador composicional acoplado com simulador para computar distribuição de temperatura e pressão aplicado a reservatório de óleo altamente volátil e de gás condensado		x	-	-
Nasri e Dabir (2010)	Estudo da influência da deposição de asfalto em reservatório de óleo carbonático com baixa permeabilidade, considerando fluxo bifásico com deslocamento por embebição	x		BOAST	Simulador livre
Basile (2011)	Avaliação da influência do teor de CO ₂ na recuperação através da injeção alternada de água e CO ₂		x	MASTER	Simulador livre
Namani e Kleppe (2011)	Estudo do método de injeção alternada de água e gás, comparando os resultados da simulação <i>black-oil</i> e composicional	x	x	ECLIPSE 100 e ECLIPSE 300	Simulador comercial
Mello (2011)	Estudo da modelagem composicional com aplicação na injeção de CO ₂		x	-	-
Nogueira <i>et al.</i> (2012)	Melhoria do método numérico de resolução da modelagem <i>black-oil</i> utilizando o método EbFVM (método dos volumes finitos baseado em elementos)	x	-	-	-
Pegoraro (2012)	Avaliação do método de injeção alternada de água e gás		x	-	-
Júnior (2013)	Desenvolvimento de um simulador de reservatório monofásico e bidimensional para uso acadêmico	-	-	-	-
Júnior (2014)	Estudo de otimização e análise de incerteza da permeabilidade	x		IMEX	Simulador comercial
Oliveira <i>et al.</i> (2014)	Análise paramétrica do deslocamento de óleo governado pela teoria Buckley-Leverett		x	UTCHEM	Simulador comercial

Romero e Pereira (2014)	Avaliação da influência de parâmetros como tipo de fluido deslocante, vazão de injeção e tempo de injeção, tendo como foco a injeção de CO ₂ em um reservatório genérico		x	ECLIPSE	Simulador comercial
Macias <i>et al.</i> (2015)	Estudo da influência da pressão capilar na resposta sísmica de um aquífero onde CO ₂ está sendo estocado	x		BOAST associado a um simulador de propagação de onda	Simulador livre
Rankin e Riviere (2015)	Formulação para resolução de modelagem <i>black-oil</i> aplicada a reservatórios saturados e subsaturados	x		-	-
Wang <i>et al.</i> (2015)	Desenvolvimento de um simulador <i>black-oil</i> com a técnica de paralelização	x		-	-
Goudarzi <i>et al.</i> (2016)	Estabelece uma comparação entre os simuladores comerciais UTCHEM, STARS e ECLIPSE		x	UTCHEM, ECLIPSE, STARS	Simulador comercial

II.2. Simuladores Proprietários para Escoamento de Reservatório

Dentre os simuladores comerciais mencionados na literatura como ferramentas auxiliares para os estudos na área de reservatórios, os mais conhecidos são os simuladores do grupo CMG, o UTCHEM, e o Eclipse.

O grupo CMG compreende três simuladores: o IMEX (simulador *black-oil*); o GEM (simulador composicional); e o STARS (simulador composicional térmico). O GEM (*Generalized Equation of State Model Reservoir Simulator*) é um simulador composicional trifásico com equação de estado que inclui alguns fluidos que não são hidrocarbonetos. O STARS é um simulador composicional trifásico que se aplica aos métodos de recuperação térmica e permite a utilização de variados modelos de malha (QUEIROZ, 2006).

O UTCHEM (*University of Chemical Compositional Simulator*) é um simulador composicional, tridimensional, multifásico e multicomponente que também se adequa a comportamentos de fases complexos e reações químicas (GOUDARZI *et al.*, 2016).

O ECLIPSE, desenvolvido pela Schlumberger, compreende o ECLIPSE 100 (simulador *black-oil*) e o ECLIPSE 300 (simulador composicional e térmico), simuladores trifásicos e tridimensionais, que podem ser aplicados a diferentes processos de recuperação avançada (GOUDARZI *et al.*, 2016).

II.3. Simuladores Livres para Escoamento de Reservatório

A grande vantagem acadêmica na utilização de simuladores livres é a possibilidade de alteração do código de programação destes *softwares*, possibilitando a implementação de melhorias, sejam elas no campo do método numérico utilizado ou para inclusão da modelagem de diferentes fenômenos físicos.

Na literatura destacam-se alguns simuladores de reservatório que são de domínio público, dentre os mais mencionados estão o MRST, o MASTER e o BOAST.

O MRST (*MATLAB Reservoir Simulation Toolbox*) é desenvolvido e disponibilizado pelo SINTEF ICT como um pacote de ferramentas, como por exemplo o

MRST-CO₂lab, que é uma ferramenta para modelagem da migração de CO₂ em aquíferos (NILSEN *et al.*, 2015).

O MASTER (*Miscible Applied Simulation Techniques for Energy Recovery*) é um simulador multicomponente e pseudomiscível disponibilizado pelo Departamento de Energia dos Estados Unidos (BASILE, 2011).

O BOAST (*Black-Oil Applied Simulation Tool*) é desenvolvido e disponibilizado pelo Departamento de Energia dos Estados Unidos. Ele é um simulador isotérmico, trifásico e tridimensional que utiliza o método IMPES (IMplicito na Pressão e Explicito na Saturação) para a resolução numérica (FANCHI *et al.*, 1982).

O BOAST foi selecionado para ser estudado visto que, apesar de ser um dos primeiros simuladores de reservatório disponibilizados de forma livre no início da década de 80, atualmente ainda é bem qualificado para utilização em fins acadêmicos. O BOAST é bem mencionado na literatura, como apresentado na Tabela 1, e inclusive é utilizado como base para desenvolvimento de outros simuladores, como o próprio MASTER, que foi citado mais acima nesta seção.

O BOAST pode ser usado em diversas aplicações, simulando a recuperação de óleo e/ ou gás por expansão do fluido, deslocamento, drenagem gravitacional ou mecanismos de embebição capilar. Dentre as técnicas de produção, o BOAST é mencionado como bem adequado para estudos envolvendo depleção primária, métodos que envolvem a manutenção da pressão através da injeção de água ou gás e métodos de recuperação secundária como através da inundação de água (FANCHI *et al.*, 1982).

Ainda conforme a Tabela 1, observa-se que o BOAST tem sido empregado como ferramenta para a avaliação do desempenho de diferentes métodos de produção (NASRI e DABIR, 2010; MACIAS *et al.*, 2015), como referência para validação de novos simuladores (SOARES, 2002; SAVIOLI e BINDER, 2005) e também como base para o desenvolvimento de novos simuladores com a introdução de novas funcionalidades na modelagem original (FANG, 1986; ARASTOPOUR *et al.*, 1988; GAO *et al.*, 1993; AKIN e DEMIRAL, 1998; BARTOSZECK, 2009). Alguns estudos também estão voltados para aprimorar o método numérico utilizado no BOAST (SILVA *et al.*, 2003). No entanto, conforme mencionado no Capítulo I, os manuais do BOAST não são bem detalhados, o que dificulta tanto a utilização do *software* quanto o manuseio do seu

código, observação também relatada na literatura por Bartoszeck (2009) e Júnior (2013). Como nenhum trabalho foi encontrado voltado para o detalhamento do BOAST, esta foi uma motivação importante para esta pesquisa, no sentido de elaborar um manual auxiliar para a utilização do simulador e avaliar em detalhes alguns cenários de sua aplicação.

II.4. Conclusões

Esta revisão do estado da arte mostra a importância dos simuladores no âmbito da engenharia de reservatórios. Várias são as vertentes de estudo envolvendo estas ferramentas, que vão desde a utilização de simuladores para avaliação de métodos de produção, passando pela análise comparativa dos diferentes tipos de modelagem em que se baseiam os simuladores, pelos estudos de aperfeiçoamento de simuladores existentes, incluindo melhorias do método numérico ou inclusão de tratamento matemático para reproduzir diferentes fenômenos físicos, e até o desenvolvimento de novos simuladores.

As modelagens *black-oil* e composicional, que são as mais citadas na literatura, foram discutidas neste capítulo com suas particularidades e aplicabilidades. Alguns exemplos de simuladores de reservatórios também foram abordados, classificando-os como comerciais ou de domínio público e apresentando aplicações. Dentre os simuladores livres destaca-se o BOAST, simulador *black-oil* estudado nos próximos capítulos, que como mencionado anteriormente é um dos precursores dos simuladores de reservatório livres, bem qualificado para utilização em fins acadêmicos e inclusive utilizado como base para desenvolvimento de outros simuladores.

II.5. Referências

ÁCS, Gábor; DOLESCHALL, Sándor; FARKAS, Éva. General Purpose Compositional Model. Society of Petroleum Engineers Journal, 1985.

ARASTOPOUR , Hamid; CHEN, Shyh-Tsung; HARIRI, M. H. Analysis of Flow of Gas and Water in a Low Permeability Reservoir. Energy Sources, p.183-193, 1988.

AKIN, Serhat; DEMIRAL, Birol. Genetic algorithm for estimating multiphase flow functions from unsteady-state displacement experiments. *Computers & Geosciences*, 24, p. 251-258, 1998.

BARTOSZECK, Marcelo Kulevicz. Simulação de fluxo em um modelo 3D análogo a um reservatório fraturado de gás. Tese de Doutorado - Pós-Graduação em Geologia, Universidade Federal do Paraná, Curitiba, 2009.

BASILE, Franciane Rozestolato. Estudo do efeito do teor de CO₂ injetado sobre o fator de recuperação de reservatório sintético submetido ao processo de recuperação especial WAG-CO₂. Monografia de graduação – Departamento de Engenharia Química e de Petróleo da Universidade Federal Fluminense, Niterói, 2011.

BETTÉ, Srinivas; HARTMAN, K.J.; HEINEMANN, R.F. Compositional modeling of interfacial tension effects in miscible displacement processes. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 6, 1991. p. 1-14.

CHANG, Yih-bor; POPE, Gary A.; SEPEHRNOORI, Kamy. A higher-order finite-difference compositional simulator. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 5, 1990. p. 35-50.

COATS, K. H.; THOMAS, L. K.; PIERSON, R.G. Compositional and Black-oil Reservoir Simulation. *Society of Petroleum Engineers Journal*, 1995.

DANTAS, Vinicius. Otimização da injeção de polímeros em reservatórios de petróleo. Dissertação de mestrado – Universidade Federal de Pernambuco, 2008.

DUMKWU, F. A.; ISLAM, A. W.; CARLSON, E. S. Review of well models and assessment of their impacts on numerical reservoir simulation performance. *Journal of Petroleum Science and Engineering* 82–83, 2012. p 174–186.

EWING,R.E.; HEINEMANN, R.F. Mixed finite element approximation of phase velocities in compositional reservoir simulation. *Computer methods in applied mechanics and engineering* 47, 1984. p. 161-175.

FANCHI, J. R.; HARPOLE, K. J.; BUJNOWSKI, S. W., 1982, BOAST: A three-dimensional, three-phase black oil applied simulation tool (Version 1.1), Vol. 1: Technical Description and FORTRAN Code. Work Performed for the Department of Energy Under Contract No. AC19-80BC10033.

FANG, David K. Solution of numerical problems related to gas phase appearance or disappearance in IMPES black oil or pseudo miscible simulation. 37th Annual Technical Meeting of the Petroleum Society of CIM Held IN Calgary, 1986.

FEVANG, ivind; SINGH, Kameshwar; WHITSON, Curtis H. Guidelines for Choosing Compositional and Black-Oil Models for Volatile Oil and Gas-Condensate Reservoirs. 2000 SPE Annual Technical Conference, 2000.

GAO, Hong W.; CHANG, Mlng.Mlng; BURCHFIELD, Thomas E.; THAM, Min K. Permeability Modification Simulator Studies of Polymer-Gel-Treatment Initiation Time and Crossflow Effects on Waterflood Oil Recovery. *SPE Reservoir Engineering*, 1993.

GOUDARZI, Ali; DELSHAD, Mojdeh; SEPEHRNOORI, Kamy. A chemical EOR benchmark study of different reservoir simulators. *Computers & Geosciences*, 94, 2016 p. 96-109

JÚNIOR, Bismark Gomes Souza. Simulador numérico bidimensional para escoamento monofásico em meios porosos. Monografia – Universidade Estadual do Norte Fluminense, Macaé, 2013.

JUNIOR, J. D. Lira; WILLMERSDORF, R. B. ; HOROWITZ, B. ; AFONSO, S. M. B. Waterflooding Optimization Under Uncertainty. *Blucher Mechanical Engineering Proceedings*, 1, 2014.

KILLOUGH, J. E.; KOSSACK, C. A. Fifth comparative solution project: Evaluation of miscible flood simulators. *Society of Petroleum Engineers Journal*, 1987.

MACIAS, Lucas A.; SAVIOLI, Gabriela B.; SANTOS, Juan E.; CARCIONE, José M.; GEI, Davide. Analysis of capillary pressure effect on the seismic response of a CO₂-storage site applying multiphase flow and wave propagation simulators. *International Journal of Greenhouse Gas Control*, 39, p.335–348, 2015.

MELLO, Samuel Ferreira de. Estudo sobre simulação composicional de reservatórios de petróleo com injeção de CO₂. Dissertação – Universidade Estadual de Campinas (Faculdade de Engenharia Mecânica e Instituto de Geociências de pós-graduação em Ciências e Engenharia de petróleo) -UNICAMP, São Paulo, 2011.

MUSA, Tagwa Admed; IBRAHIN, Ahmed Abd Elaziz; ZHENLIANG, Guan; QI, Fei. Optimization of Field Development Scheduling, East Unity Oil Field, Sudan. *American Journal of Environmental Sciences*, 1, p.29-33, 2005.

NAMANI, M.; KLEPPE, J. Investigation of the Effect of Some Parameters in Miscible WAG Process Using Black-Oil and Compositional Simulators. Presented at the SPE Enhanced Oil Recovery Conference, Kuala Lumpur, p. 19–21, 2011.

NASRI, Z.; DABIR, B. Modeling of carbonate oil reservoirs in imbibition displacement with considering asphaltene deposition. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 70, p. 273–281, 2010.

NILSEN, Halvor Møll; LIE, Knut-Andreas; ANDERSEN, Odd. Analysis of CO₂ trapping capacities and long-term migration for geological formations in the Norwegian North Sea using MRST-co2lab. *Computers & Geosciences*, 79, p.15–26, 2015.

NOGUEIRA, R. L.; LIMA, I. C. M.; FERNANDES, B. R. B.; MARCONDES, F. Simulação de reservatório de petróleo utilizando o modelo black-oil em conjunto com malhas não-estruturadas. *HOLOS*, Ano 28, Vol 2, 2012. p. 3-21.

OLIVEIRA, Camylla Moreira de; CORDEIRO, Daniel Cardoso; TREVIZANI, Alexandre Alex; CANZIAN, Estefânia Pintor; ASSUNÇÃO, Gustavo Gomes. Análise paramétrica do deslocamento de óleo em um meio poroso governado pela teoria de Buckley-Leverett. *Latin American Journal of Energy Research*, 2014. p. 82-90.

ROMERO, Oldrich Joel. Análise paramétrica de deslocamento de óleo em um meio poroso pela teoria de Buckley-Leverett. *Latin American Journal of Energy Research*, 1, p.82-90, 2014.

PEGORARO, Rafael Trevisan. Escoamento trifásico em meios porosos: permeabilidade relative óleo-gás-água. Dissertação – Universidade Federal do Rio de Janeiro, Escola de Química, Rio de Janeiro, 2012.

POURAFSHARY, P.; VARAVEI, A.; SEPEHRNOORI, K.; PODIO, A. A compositional wellbore/reservoir simulator to model multiphase flow and temperature distribution. *Journal of Petroleum Science and Engineering* 69, 2009. p. 40–52.

QUEIROZ, Gertrudes Oliveira. Otimização da injeção cíclica de vapor em reservatórios de óleo pesado. Dissertação de Mestrado – Departamento de Engenharia Química da Universidade Federal do Rio Grande do Norte, Natal, 2006.

RANKIN, Richard; RIVIERE, Beatrice. A high order method for solving the black-oil problem in porous media. *Advances in Water Resources* 78, 2015. p. 126–144.

ROMERO, Oldrich Joel; PEREIRA, Flavio Rios. Modelagem computacional da injeção de dióxido de carbono como método de recuperação de petróleo. *Estudos Tecnológicos em Engenharia*, vol. 10, 2014.

ROSA, Adalberto José; CARVALHO, Renato de S.; XAVIER, José Augusto Daniel. Engenharia de reservatórios de petróleo. Rio de Janeiro: Interciência, 2006.

SANSONE, Eduardo César. Simulação de reservatórios. 2014. Notas de aula.

SAVIOLI, Gabriela B.; BIDNER, M. Susana. Simulation of the oil and gas flow toward a well — A stability analysis. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 48, p. 53–69, 2005.

SILVA, Fabrício A. B.; LOPES, Ernesto P.; AUDE, Eliana P. L.; MENDES, Flavio, SERDEIRA, Henrique; SILVEIRA, Julio. Parallelizing Black Oil Reservoir Simulation Systems for SMP Machines. *Proceedings of the 36th Annual Simulation Symposium*. 2003.

SOARES, Adriano Augusto Mucarbel. Simulação de Reservatórios de Petróleo em Arquiteturas Paralelas com Memória Distribuída. Dissertação de Mestrado - Pós-Graduação em Engenharia Civil da Universidade Federal de Pernambuco, 2002.

WANG, Peng; STENBY, Erling H. Non-iterative Flash Calculation Algorithm in Compositional Reservoir Simulation. *Fluid Phase Equilibria*, 94, 1994. p. 93-108.

CAPÍTULO III- TEORIA BÁSICA DO BOAST

Simuladores de reservatórios podem ser classificados de diferentes maneiras. No capítulo anterior foram abordadas duas destas formas de classificação: quanto à disponibilização (comercial ou livre); e quanto à modelagem (*black-oil* ou composicional). Alguns exemplos foram apresentados e, dentre os simuladores livres, foi selecionado o BOAST para ser estudado nesta dissertação, que, como mencionado no capítulo anterior, é um dos precursores dos simuladores de reservatório livres, bem qualificado para utilização em fins acadêmicos e inclusive utilizado como base para desenvolvimento de outros simuladores.

As principais características do BOAST são apresentadas neste capítulo. Por se tratar de um simulador *black-oil*, é dado um enfoque neste tipo de modelagem, detalhando as equações básicas e as correlações comumente utilizadas para este tipo de abordagem, sempre relacionando ao que consta na formulação do BOAST.

III.1. Simulador BOAST

O BOAST (*Black-Oil Applied Simulation Tool*) é uma ferramenta computacional para modelar reservatórios de petróleo, desenvolvida e distribuída de forma livre pelo Departamento de Energia dos Estados Unidos. As principais características deste simulador são:

- Simula o fluxo isotérmico e tridimensional de três fases (água, óleo e gás), com base na modelagem *black-oil*;
- Utiliza o método de diferenças finitas para discretização do problema e a formulação IMPES (IMplicito na Pressão e Explicito na Saturação) para resolução do sistema de equações;

- Foi desenvolvido em linguagem de programação Fortran.

O BOAST é um dos primeiros simuladores a ser disponibilizado de forma livre. A sua primeira versão data do início da década de oitenta, em 1982. Posteriormente, o programa foi servindo de base para o desenvolvimento de outras versões. Segue abaixo o histórico de atualização das versões disponibilizadas do BOAST:

- BOAST II: versão lançada em 1989. Atualmente é a primeira versão disponibilizada no *site* do Departamento de Energia dos Estados Unidos, em substituição à versão original. Manteve a linguagem de programação em Fortran e incluiu algumas características ao *software*, tais como: algoritmo opcional para cálculo da permeabilidade trifásica; disponibilização de diferentes modelos de aquífero; e permissão para múltiplas regiões PVT e de rocha;

- BOAST 3: versão lançada em 1996 em modificação ao BOAST II para incluir as sub-rotinas B3PLOT2 e COLORGRID. A primeira é um pacote utilizado para fazer gráficos de dados como produção, pressão e saturação em função do tempo. A segunda sub-rotina é utilizada para visualizar a malha de diferenças finitas na tela em vista plana ou de elevação, a grade é colorida com base na faixa de parâmetros selecionados;

- BOAST 98: uma versão lançada em 1998 como atualização do BOAST 3, que permite tamanho da malha superior às versões anteriores. Esta versão pode interagir com a ferramenta EdBOAST, que é uma aplicação de edição dos arquivos com dados de entrada. Quando o BOAST é rodado a partir do EdBOAST, o tamanho da malha é limitado com base no tamanho da memória virtual. Esta versão requer maior espaço em disco;

BOAST-VHS: É uma versão baseada no BOAST original, que possibilita a simulação com combinação de poços vertical, horizontal e inclinado. Muitas das características implementadas no BOAST II não estão presentes no BOAST-VHS por restrição de memória;

- BOAST-NFR: é uma modificação do BOAST-VHS, projetada para ser utilizada no ambiente Windows, os dados de entrada e saída são escritos no Excel enquanto o programa principal executa sub-rotinas no Visual Basic.

Optou-se utilizar como base para este trabalho a versão BOAST II, que mantém o código de programação original desenvolvido no Fortran com as funcionalidades básicas iniciais. Visando avaliar melhorias que podem ser incorporadas ao programa, seu código mais simplificado é uma vantagem, visto que as alterações das versões posteriores ao BOAST II não remetem a modificações na modelagem do fenômeno físico. O fato de ser um simulador de código aberto é uma grande vantagem do BOAST por dois principais motivos. O primeiro refere-se à isenção de custos para aquisição e treinamento de usuários, como é necessário quando se trata de simuladores comerciais. O segundo motivo está na possibilidade de manipulação do código em pesquisas acadêmicas, viabilizando a implementação de melhorias na formulação ou complementação da modelagem.

O BOAST tem sido referenciado por alguns autores em seus trabalhos como ferramenta empregada na simulação de diferentes cenários de produção. Nasri (2010) utilizou o BOAST para realizar um estudo da influência da deposição de asfalto no desempenho de reservatórios de baixa permeabilidade. Bartoszeck (2009) utilizou o BOAST para simulação de reservatórios fraturados de gás. Macias *et al.* (2015) utilizam o BOAST como um simulador de fluxo para avaliar a variação da pressão e da saturação com o tempo de injeção de CO₂, utilizando posteriormente estas informações como dados de entrada para uma análise sísmica. Mendes (2010) fez um trabalho voltado para a propagação de incerteza de váriavies, fazendo uma comparação entre o método de Monte Carlo e o método de colocação probabilística nas simulações realizadas no BOAST.

O próprio manual do BOAST indica que ele pode ser usado em diversas aplicações, simulando a recuperação de óleo e/ ou gás por expansão do fluido, deslocamento, drenagem gravitacional ou mecanismos de embebição capilar. Dentre as técnicas de produção, o BOAST é mencionado como bem adequado para estudos envolvendo depleção primária, métodos que envolvem manutenção da pressão através da injeção de água ou gás e métodos de recuperação secundária como através da inundação de água (FANCHI *et al.*, 1982). No entanto, conforme citado nos capítulos anteriores, os manuais do BOAST não são bem detalhados, o que dificulta tanto a sua utilização quanto o manuseio do seu código, observação também relatada por

Bartoszeck (2009) e Júnior (2013), e que foi uma das principais motivações para a realização deste trabalho de detalhamento do simulador BOAST.

A seguir serão apresentadas de forma sucinta as equações em que se baseia a modelagem *black-oil*, e conseqüentemente o BOAST. No Apêndice A as etapas para obtenção destas equações são apresentadas de forma detalhada, incluindo as considerações da abordagem e os rearranjos matemáticos.

III.2. Modelagem *Black-Oil*

Para a modelagem do escoamento de petróleo, engenheiros de reservatório dispõem das leis que descrevem o fluxo de fluidos em meios porosos, são elas: equação da continuidade (conservação da massa); equação de transporte (a lei de Darcy); e equações de estado. A associação destas equações resulta na chamada equação da difusividade hidráulica. Inicialmente, a equação de conservação de massa é aplicada para um elemento de controle representativo do meio poroso, conforme Figura III.1, com dimensões Δx , Δy e Δz .

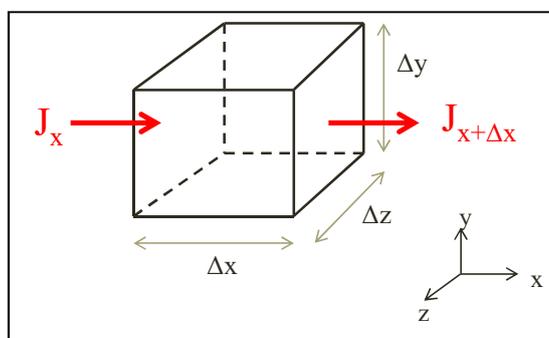


Figura III. 1: Elemento de meio poroso

Considera-se para este elemento de controle o fluxo nas três direções (x, y e z) de três fases (óleo, água e gás), que apresentam, respectivamente, saturações S_o , S_w e S_g , durante um intervalo de tempo Δt , obtendo-se após o balanço de massa a equação da continuidade conforme apresentado na Equação III.1:

$$-\frac{\partial J_x}{\partial x} - \frac{\partial J_y}{\partial y} - \frac{\partial J_z}{\partial z} \pm q = \frac{\partial C_p}{\partial t}$$

(Eq. III.1)

onde:

- J representa os fluxos de entrada e de saída em uma direção;
- q indica a vazão mássica que entra ou sai do elemento de meio poroso (se o elemento representa um poço injetor $q < 0$ e se representa um poço produtor $q > 0$);
- C_p representa a concentração de cada uma das fases p.

O fluxo em uma direção considerada para estudo pode ser escrito como o produto da densidade do fluido com a velocidade do fluido na direção considerada, de forma que a equação da continuidade pode ser reescrita como:

$$\frac{-\partial(\rho v_x)}{\partial x} - \frac{\partial(\rho v_y)}{\partial y} - \frac{\partial(\rho v_z)}{\partial z} \pm q = \frac{\partial C_p}{\partial t}$$

(Eq. III.2)

Posteriormente, a equação da continuidade é associada à lei de Darcy, lei que descreve o escoamento de fluidos em meio poroso. A lei de Darcy escrita para o escoamento de óleo na direção x é apresentada na Equação III.3:

$$v_{xo} = \frac{-k_x \cdot k_{ro}}{\mu_o} \cdot \frac{\partial(P_o - \rho_o \cdot g \cdot z)}{\partial x}$$

(Eq. III.3)

onde:

- μ_o = viscosidade da fase óleo;
- k_x = permeabilidade absoluta do meio poroso;
- k_{ro} = permeabilidade relativa ao óleo;
- $k_{ro} \cdot k_x$ = permeabilidade efetiva do meio poroso ao óleo;
- P_o = pressão da fase óleo;
- ρ_o = densidade da fase óleo;

- z = profundidade;
- g = aceleração da gravidade.

De forma análoga, a lei de Darcy pode ser escrita para o escoamento de óleo nas direções y e z e para o escoamento de água e gás também nas três direções. Combina-se então estas relações com a Equação III.2 para obtenção das equações básicas da modelagem *black-oil*, apresentadas nas Equações III.4, III.5 e III.6 para o óleo, para a água e para o gás, respectivamente:

$$\nabla \cdot \left[\rho_o \cdot \frac{k \cdot k_{ro}}{\mu_o} \cdot (\nabla P_o - \rho_o \cdot g \cdot \nabla z) \right] \pm q_o = \frac{\partial(\rho_o \cdot S_o \cdot \phi)}{\partial t} \quad (\text{Eq. III.4})$$

$$\nabla \cdot \left[\rho_w \cdot \frac{k \cdot k_{rw}}{\mu_w} \cdot (\nabla P_w - \rho_w \cdot g \cdot \nabla z) \right] \pm q_w = \frac{\partial(\rho_w \cdot S_w \cdot \phi)}{\partial t} \quad (\text{Eq. III.5})$$

$$\nabla \cdot \left[\rho_g \cdot \frac{k \cdot k_{rg}}{\mu_g} \cdot (\nabla P_g - \rho_g \cdot g \cdot \nabla z) \right] \pm q_g = \frac{\partial(\rho_g \cdot S_g \cdot \phi)}{\partial t} \quad (\text{Eq. III.6})$$

III.3 Método IMPES

Para a resolução numérica do sistema composto pelas Equações III.4, III.5 e III.6, o BOAST utiliza o IMPES, um método que é implícito na pressão e explícito na saturação. A ideia básica deste método é obter uma única equação que tem a pressão na fase óleo como incógnita (Equação III.7), e após o cálculo da pressão a saturação é atualizada explicitamente através das relações apresentadas nas Equações III.8, III.9 e III.10. As etapas de cálculo para obtenção da equação da pressão (Equação III.7) também são apresentadas com maiores detalhes no Apêndice A.

$$\begin{aligned} (B_o - R_{so}B_g) \left[\nabla \cdot \vec{k} \frac{\lambda_o}{B_o} \nabla P_o + CG_o - \frac{q_o}{\rho_{osc}} \right] + (B_w - R_{sw}B_g) \left[\nabla \cdot \vec{k} \frac{\lambda_w}{B_w} \nabla P_o + CG_w - \frac{q_w}{\rho_{wsc}} \right] \\ + B_g \left[\nabla \cdot \vec{k} \left(\frac{\lambda_g}{B_g} + \frac{R_{so}\lambda_o}{B_o} + \frac{R_{sw}\lambda_w}{B_w} \right) \nabla P_o + CG_g - \frac{q_g}{\rho_{gsc}} \right] = \frac{\partial c_t}{\partial t} \frac{\partial P_o}{\partial t} \end{aligned} \quad (\text{Eq. III.7})$$

$$\nabla \cdot \vec{k} \left(\frac{\lambda_o}{B_o} \right) \nabla P_o + CG_o - \frac{q_o}{\rho_{osc}} = \frac{\partial}{\partial t} \left(\phi \frac{S_o}{B_o} \right) \quad (\text{Eq. III.8})$$

$$\frac{\nabla \cdot \vec{k} \lambda_w}{B_w} \nabla P_o + CG_w - \frac{q_w}{\rho_{wsc}} = \frac{\partial}{\partial t} \left(\phi \frac{S_w}{B_w} \right) \quad (\text{Eq. III.9})$$

$$S_o + S_g + S_w = 1 \quad (\text{Eq. III.10})$$

onde:

$$CG_o = - \frac{\nabla \cdot \vec{k} \lambda_o}{B_o} \nabla \left(\frac{\rho_o Z}{144} \right);$$

$$CG_w = - \frac{\nabla \cdot \vec{k} \lambda_w}{B_w} \left(\frac{\nabla \rho_w Z}{144} + \nabla P_{cow} \right) \quad CG_w = - \frac{\nabla \cdot \vec{k} \lambda_w}{B_w} \left(\frac{\nabla \rho_w Z}{144} + \nabla P_{cow} \right);$$

$$CG_g = \nabla \cdot \left\{ \vec{k} \cdot \left[\left(\frac{\lambda_g}{B_g} \right) \nabla \left(P_{cgo} - g \frac{\rho_g Z}{144} \right) - \frac{R_{so} \lambda_o}{B_o} \nabla \left(\frac{\rho_o Z}{144} \right) - \frac{R_{sw} \lambda_w}{B_w} \nabla \left(P_{cow} + \frac{\rho_w Z}{144} \right) \right] \right\};$$

- k é a permeabilidade absoluta do meio poroso ao fluido na direção do fluxo;
- P_o é a pressão da fase oleosa;
- P_{cow} é a pressão capilar entre as fases óleo e água (diferencial de pressão na interface entre dois fluidos imiscíveis, neste caso a diferença entre a pressão na fase não molhante e a pressão na fase molhante);
- P_{cgo} é a pressão capilar entre as fases gás e óleo;
- ρ é a massa específica da fase;
- q é a taxa de produção ou injeção;
- B é o fator volume formação;
- S é a saturação da fase;
- R_{so} é a razão de solubilidade de gás no óleo;
- R_{sw} é a razão de solubilidade de gás na água;
- λ é a mobilidade da fase;
- c_t é a compressibilidade total;
- t é o tempo de produção;
- z é a profundidade do reservatório;

- \emptyset é a porosidade do meio, que representa a relação entre volume de espaços vazios interconectados (espaço ocupado por fluidos que podem ser retirados do meio poroso) e o volume total da rocha;
- os subscritos o, g e w correspondem, respectivamente, às fases óleo, gás e água;
- o subscrito sc indica que a propriedade foi determinada nas condições de superfície.

Assim, nas Equações III.7, III.8, III.9 e III.10 as incógnitas são a pressão da fase óleo e as saturações das três fases. As demais variáveis são conhecidas e algumas delas, as que correspondem a propriedades *black-oil*, são discutidas na seção a seguir.

III.4. Correlações da Modelagem *Black-Oil*

Estão apresentados nessa seção as correlações e definições básicas, mencionadas por McCain (1990), válidas para a modelagem *black-oil*. São descritas as propriedades utilizadas na modelagem da simulação *black-oil* apresentadas nas Seções III.2 e III.3.

III.4.1. Gravidade Específica

A gravidade específica representa a razão entre a densidade de um líquido e da água, que devem ser medidas nas mesmas condições de temperatura e pressão. A gravidade específica é determinada pela expressão mostrada na Equação III.11:

$$\gamma_o = \frac{\rho_o}{\rho_w} \quad (\text{Eq. III.11})$$

III.4.2. Grau API

O grau API é uma propriedade de uso comum na engenharia de reservatórios, sendo utilizada para determinar se um óleo é leve, médio ou pesado. O grau API é calculado através da gravidade específica pela relação descrita pela Equação III.12:

$$^{\circ}API = \frac{141,5}{\gamma_o} - 131,5 \quad (\text{Eq. III.12})$$

Quanto maior a densidade de um óleo, menor seu grau API. A classificação do óleo em leve, médio ou pesado é feita seguindo a seguinte faixa de valores:

- Para °API maior do que 30, o óleo é considerado leve;
- Para °API entre 30 e 22, o óleo é considerado médio;
- Para °API menor que 22, o óleo é considerado pesado.

III.4.3. Fator Volume Formação do Óleo (B_o)

O fator volume formação de óleo representa a razão entre o volume do óleo e do gás dissolvido nas condições de reservatório e o volume do óleo quando a mistura produzida alcança as condições de superfície, de acordo com a Equação III.13:

$$B_o = \frac{(\text{volume de óleo} + \text{gás dissolvido}) \text{ nas condições de reservatório}}{\text{volume de óleo nas condições de superfície}} \quad (\text{Eq. III.13})$$

Esse fator B_o é função da pressão e varia linearmente com a pressão nas condições acima da pressão de bolha, ou seja, para a condição de óleo subsaturado.

III.4.4. Fator de Encolhimento (b_o)

Nos cálculos da engenharia de reservatório, o fator volume formação de óleo é utilizado para converter as propriedades do óleo da condição de reservatório para a condição de superfície e *vice-versa*, visto que as propriedades são determinadas nas condições de superfície, mas numericamente, nos balanços, o valor do volume do óleo no reservatório é que é utilizado. Para esta conversão utiliza-se o conceito de fator de encolhimento, que é o inverso do fator volume formação de óleo:

$$b_o = \frac{1}{B_o} \quad (\text{Eq. III.14})$$

III.4.5. Razão de Solubilidade Gás-Óleo (R_s)

A razão de solubilidade gás-óleo indica o volume de gás dissolvido na fase óleo e que é desprendido quando do óleo atinge as condições de superfície:

$$R_s = \frac{\text{volume de gás produzido nas condições de superfície}}{\text{volume de óleo no tanque nas condições de superfície}}$$

(Eq. III.15)

A razão R_s é função da pressão e assume um valor constante para pressões acima da pressão de bolha, visto que nesta condição o gás encontra-se totalmente dissolvido no óleo, sendo liberado quando a pressão diminui, atingindo a pressão de bolha.

III.4.6. Fator Volume Formação do Gás

O fator volume formação de gás segue o mesmo conceito do fator volume formação de óleo, sendo aplicado para a fase gás:

$$B_g = \frac{\text{volume de gás nas condições de reservatório}}{\text{volume de gás nas condições de superfície}}$$

(Eq. III.16)

III.4.7. Fator Volume Formação Total

O fator volume formação total considera o volume total de óleo e gás obtidos nas condições de superfície em relação ao volume total nas condições de reservatório, sendo expresso pela Equação III.17:

$$B_t = B_o + B_g(R_{sb} - R_s)$$

(Eq. III.17)

O segundo termo do somatório indica o volume de gás livre, ou seja, aquele que não está dissolvido no óleo. A razão R_{sb} representa a razão de solubilidade na pressão de bolha e R_s a razão de solubilidade nas condições de superfície.

III.4.8. Coeficiente de Compressibilidade Isotérmica do Óleo

O coeficiente de compressibilidade isotérmica do óleo representa a variação no volume do óleo devido à alteração da pressão durante o processo a temperatura constante. Para pressões acima da pressão de bolha o coeficiente de compressibilidade isotérmica do óleo é definido exatamente como o coeficiente de compressibilidade isotérmica do gás. Para pressões abaixo da pressão de bolha, um termo adicional deve ser acrescentado à definição, para explicitar o volume de gás que aumenta.

– Pressões acima da pressão de bolha. Pela definição de compressibilidade isotérmica do óleo tem-se:

$$C_o = -\frac{1}{V} \cdot \left(\frac{\partial V}{\partial p} \right)_T \quad (\text{Eq. III.18})$$

A compressibilidade do óleo é praticamente constante, exceto para pressões muito próximas da pressão de bolha. Com esta observação obtém-se a variação do volume do óleo com a mudança de pressão expressa por:

$$V_2 = V_1 \cdot \exp[C_o(P_1 - P_2)] \quad (\text{Eq. III.19})$$

– Pressão abaixo da pressão de bolha. Nesta condição, o volume do óleo no reservatório decresce com a redução de pressão. No entanto, o volume ocupado pela massa que era originalmente óleo aumenta devido à expansão do gás. Portanto, é preciso considerar:

- Mudança no volume do óleo:

$$\left(\frac{\partial B_o}{\partial p} \right)_T \quad (\text{Eq. III.20})$$

- Mudança na quantidade de gás livre:

$$-\left(\frac{\partial R_s}{\partial p} \right)_T \quad (\text{Eq. III.21})$$

A variação total no volume é a soma da mudança no volume do óleo e da mudança no volume do de gás livre, conforme apresentado na Equação III.22:

$$C_o = -\frac{1}{B_o} \cdot \left[\left(\frac{\partial B_o}{\partial p} \right)_T - B_g \left(\frac{\partial R_s}{\partial p} \right)_T \right] \quad (\text{Eq. III.22})$$

III.5. Correlações Utilizadas no BOAST

Neste tópico é apresentada a sequência de cálculos do BOAST, sendo especificadas as sub-rotinas do programa e suas funcionalidades. É dado maior enfoque às sub-rotinas diretamente relacionadas à modelagem *black-oil* e às correlações *black-oil* utilizadas, complementando o que foi exposto no item anterior.

A Figura III.2 apresenta um esquema do fluxograma de cálculo do BOAST, que é similar a outros simuladores de reservatório. Cada etapa é então discutida nas seções que seguem.

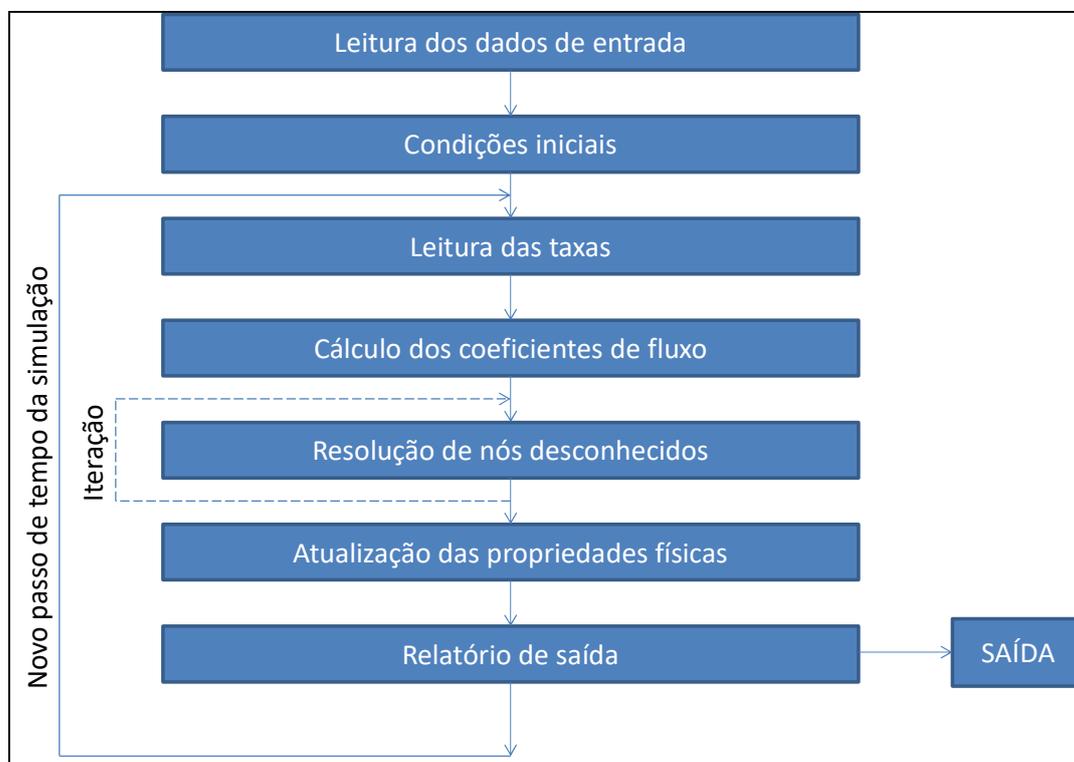


Figura III. 2: Fluxograma de cálculo do BOAST

Fonte: Adaptado de Fanchi (2006)

III.5.1. Leitura dos Dados de Entrada

Nesta etapa são especificados os dados de entrada que não sofrem variação ao longo do tempo de simulação, tais como: dimensões da malha, porosidade e permeabilidade da rocha e transmissibilidade.

III.5.1.1. *Leitura das Dimensões do Reservatório*

A sub-rotina GRIDZ estabelece as dimensões nas direções x (dx), y (dy) e z (dz e dznet) dos blocos da malha, conforme fornecido no arquivo de entrada editado pelo usuário. Para a dimensão z dois valores são fornecidos, um correspondente à espessura bruta (dz) e outro à espessura líquida (dznet). A variável dznet indica a espessura de óleo que pode efetivamente ser recuperado, enquanto dz é a espessura real. É executado também o teste da restrição em que dx, dy, dz e dznet devem assumir valores positivos. Adicionalmente nesta sub-rotina são especificados os blocos que apresentam dimensões diferentes dos demais da malha, com suas respectivas localizações e valores dx, dy, dz e dznet. Uma distribuição das dimensões é então explicitada. Ainda dentro do escopo desta sub-rotina está a especificação da profundidade dos blocos do topo da malha. A profundidade das demais camadas é calculada com base na profundidade do topo e considerando as dimensões dz dos blocos da malha. A Figura III.3 mostra o diagrama de blocos específico da sub-rotina GRIDSZ.

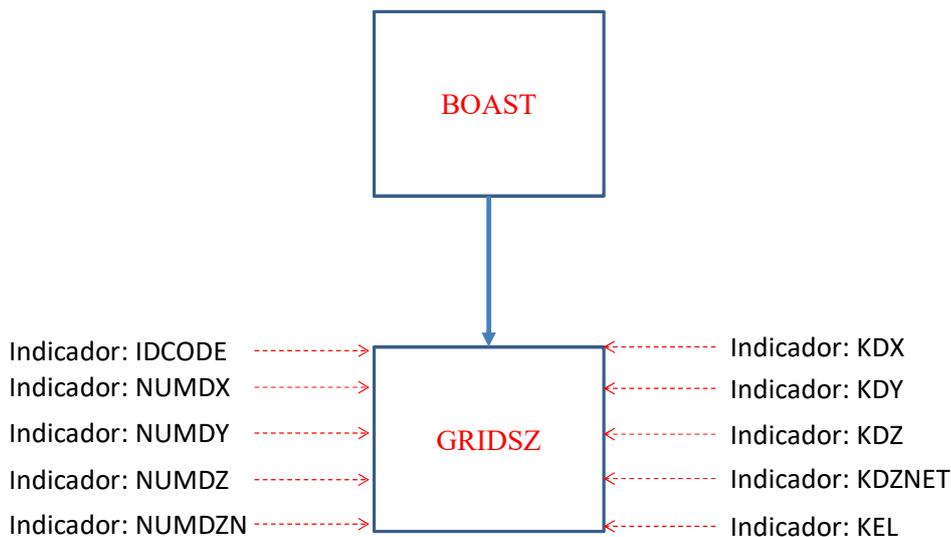


Figura III. 3: Diagrama de blocos GRIDSZ

Conforme apresentado na Figura III.3, alguns indicadores do simulador estão associados a esta sub-rotina, são eles: IDCOD, NUMDX, NUMDY, NUMDZ, NUMDZN, KDX, KDY, KDZ, KDZNET e KEL. Através destes indicadores é possível configurar diferentes cenários de simulação. As possibilidades que eles permitem são apresentadas no Apêndice B. Um sumário das funções destes indicadores é apresentado na lista a seguir:

- KDX: controle das dimensões dos blocos na direção x;
- KDY: controle das dimensões dos blocos na direção y;
- KDZ: controle das dimensões dos blocos na direção z (espessura bruta);
- KDZNET: controle das dimensões da espessura líquida;
- KEL: controle dos dados de entrada de profundidade;
- NUMDX: número de blocos da malha cuja dimensão na direção x deve ser alterada;
- NUMDY: número de blocos da malha cuja dimensão na direção y deve ser alterada;
- NUMDZ: número de blocos da malha cuja dimensão na direção z deve ser alterada;
- NUMDZN: número de blocos da malha cuja espessura líquida deve ser alterada;
- IDCODE: controle da impressão das modificações das dimensões.

III.5.1.2. Leitura dos Dados de Porosidade e Permeabilidade de cada Região do Reservatório

A sub-rotina PORPRM estabelece os valores de porosidade para os blocos da malha, conforme fornecidos pelo usuário como entrada para o simulador. Também são especificados nesta sub-rotina os blocos que apresentam porosidade diferente dos demais, com suas respectivas localizações e valores de porosidade, sendo então explicitada uma distribuição de porosidade dentro da malha.

Adicionalmente, nesta sub-rotina são especificados os valores de permeabilidade nas direções x (k_x), y (k_y) e z (k_z), conforme dados do arquivo de entrada do usuário. De forma análoga à porosidade, também são especificados os blocos que apresentam valores de permeabilidade diferentes dos demais da malha, com suas respectivas localizações e valores de permeabilidade k_x , k_y e k_z , sendo explicitada também uma distribuição das permeabilidades dentro do reservatório.

É executado também o teste da restrição em que a porosidade e a permeabilidade devem assumir valores positivos. Para a porosidade também é necessário que seu valor seja menor que a unidade.

A Figura III.4 mostra o diagrama de blocos específico para a sub-rotina PORPRM.

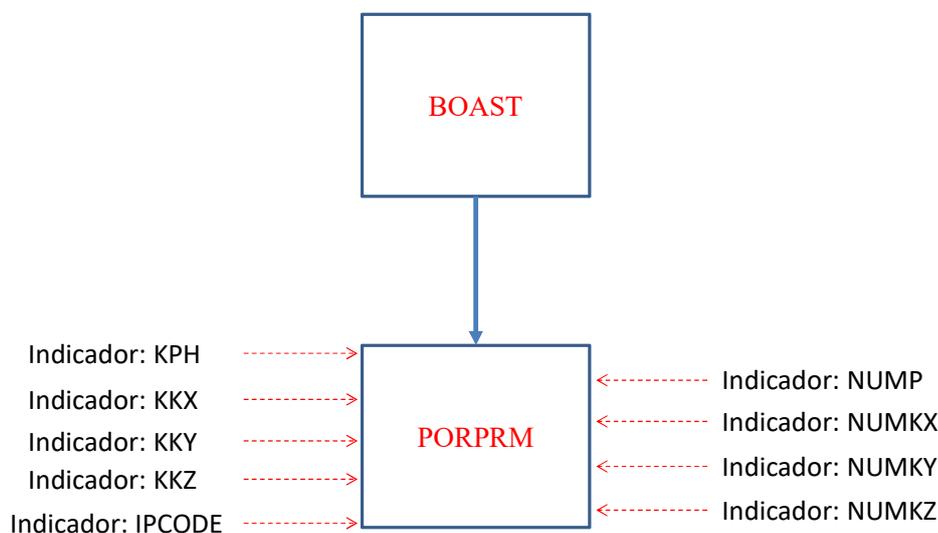


Figura III. 4: Diagrama de blocos PORPRM

Conforme apresentado na Figura III.4, alguns indicadores do simulador estão associados a esta sub-rotina, são eles: KPH, KXX, IPCODE, NUMP, NUMKX, NUMKY e NUMKZ. Através destes indicadores é possível configurar diferentes cenários de simulação. As possibilidades que eles permitem são apresentadas no Apêndice B. Um sumário das funções destes indicadores é apresentado na lista a seguir:

- KPH: controle dos dados de entrada de porosidade;
- KXX: controle dos dados de entrada da permeabilidade na direção x;
- KKY: controle dos dados de entrada da permeabilidade na direção y;
- KKZ: controle dos dados de entrada da permeabilidade na direção z;
- NUMP: número de blocos da malha cujo valor de porosidade deve ser alterado;
- NUMKX: número de blocos da malha cujo valor de permeabilidade na direção x deve ser alterado;
- NUMKY: número de blocos da malha cujo valor de permeabilidade na direção y deve ser alterado;
- NUMKZ: número de blocos da malha cujo valor de permeabilidade na direção z deve ser alterado;
- IPCODE: controle da impressão das modificações das distribuições de permeabilidade e porosidade.

III.5.1.3. Cálculo da Transmissibilidade entre os Blocos e Leitura de Valores para Blocos onde Existem Modificações

O fluxo entre blocos vizinhos dentro da malha é mensurado pelo parâmetro chamado transmissibilidade. A transmissibilidade de cada fase é determinada pelo produto da média da permeabilidade com a área da seção transversal que faz a interface entre os blocos vizinhos. O cálculo da transmissibilidade é executado dentro da sub-rotina TRANS, através da Equação III.23 (o procedimento é análogo para o cálculo da transmissibilidade nas direções y e z):

$$T_x = \frac{0,12656 * Ax_i * Ax_{i-1}}{dx_{i-1} * Ax_i + dx_i * Ax_{i-1}} \quad (\text{Eq. III.23})$$

onde:

$$Ax = \frac{4dx_i}{2dx_i + dx_{i+1} + dx_{i-1}} * Kx_i * dy_i * dznet_i;$$

dx é a dimensão do bloco, considerando a posição i, e as vizinhas i-1 e i+1;

Kx é permeabilidade na direção x;

dy e dznet são as dimensões dos blocos nas direções y e z, respectivamente;

Tx é a transmissibilidade na direção x.

Além do cálculo da transmissibilidade, esta sub-rotina especifica os blocos que apresentam valores de transmissibilidades distintos dos calculados. Os valores destes parâmetros e a localização dos blocos em que devem ser lidas as modificações são especificados pelo usuário. Com os valores calculados e os valores modificados fornecidos no arquivo de entrada, uma distribuição das transmissibilidades dentro do reservatório é organizada. Como requisito para continuidade dos cálculos, é requerido que os valores de transmissibilidades não sejam negativos. A Figura III.5 apresenta o diagrama de blocos específico para a sub-rotina TRANS.

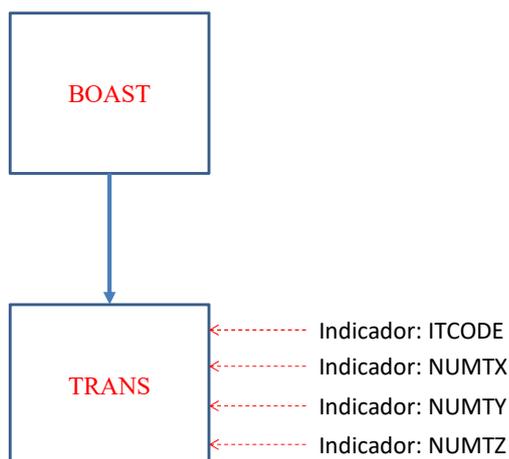


Figura III. 5: Diagrama de blocos TRANS

Conforme apresentado na Figura III.5, alguns indicadores do simulador estão associados a esta sub-rotina, são eles: ITCODE, NUMTX, NUMTY e NUMTZ. Através destes indicadores é possível configurar diferentes cenários de simulação. As possibilidades que eles permitem são apresentadas no Apêndice B. Um sumário das funções destes indicadores é apresentado na lista a seguir:

- NUMTX: número de blocos da malha cujo valor de transmissibilidade na direção x deve ser alterado;
- NUMTY: número de blocos da malha cujo valor de transmissibilidade na direção y deve ser alterado;
- NUMTZ: número de blocos da malha cujo valor de transmissibilidade na direção z deve ser alterado;
- ITCODE: controle da impressão das modificações da distribuição de transmissibilidade.

III.5.1.4. Leitura de Dados das Regiões da Rocha e PVT

No arquivo de entrada do simulador BOAST, o usuário deve informar dois diferentes grupos de propriedades. O primeiro grupo, associado à chamada região da rocha, refere-se às propriedades que são dependentes das saturações das fases, tais como permeabilidades relativas e pressão capilar. O segundo grupo, da chamada região PVT, refere-se ao pacote de propriedades que são determinadas em função da pressão, tais como viscosidade, fator volume formação e razão de solubilidade.

A sub-rotina que estabelece as propriedades das regiões da rocha e das regiões PVT é a sub-rotina TABLE. Outra informação lida nesta etapa é o valor da saturação irreduzível de água. A pressão de bolha para cada bloco da malha (PBOT) também é calculado na sub-rotina TABLE através da Equação III.24:

$$PBOT(i, j, k) = PBO + (PBODAT - EL(i, j, k)) * PBGRAD \quad (\text{Eq. III.24})$$

onde:

PBO é pressão de bolha inicial (psia);

PBODAT é a profundidade em que o valor PBO foi determinado (em ft);

EL é a elevação do bloco em que se deseja determinar PBOT (em ft);

PBGRAD é uma constante informada pelo usuário que indica o gradiente da pressão de bolha com a profundidade (em psia/ft).

A restrição do cálculo da pressão de bolha é que os valores determinados devem ser positivos. Em seguida uma distribuição da pressão de bolha ao longo da malha de estudo é especificada.

Dentro da sub-rotina TABLE também são especificados os valores de densidade das três fases (gás, óleo e água) nas condições de superfície.

A compressibilidade das fases é calculada e avaliada nesta sub-rotina para validação dos dados fornecidos pelo usuário. O critério de validação é que os valores de compressibilidade não sejam negativos. As compressibilidades são calculadas pelas relações:

$$C_o = -\frac{1}{B_o} \cdot \left(\frac{\Delta B_o}{\Delta P} - B_g * \frac{\Delta R_{so}}{\Delta P} \right) \quad (\text{Eq. III.25})$$

$$C_w = -\frac{1}{B_w} \cdot \left(\frac{\Delta B_w}{\Delta P} - B_g * \frac{\Delta R_{so}}{\Delta P} \right) \quad (\text{Eq. III.26})$$

$$C_{wg} = - \left(\frac{\Delta B_g}{\Delta P} \right)$$

(Eq. III.27)

O BOAST disponibiliza uma segunda opção, além da entrada de dados através de uma tabela pelo usuário, para determinação das propriedades PVT da fase gasosa. Para tanto é necessário que o usuário ative a opção de cálculo destas propriedades por correlações. Adicionalmente é necessário fornecer dados da composição da fase gasosa, a temperatura do reservatório e a densidade relativa do gás. Os componentes que podem ser considerados na composição do gás são: H₂S, CO₂, N₂ e as frações de hidrocarbonetos de C₁ a C₇₊. O cálculo das propriedades PVT do gás é executado na sub-rotina PSEUDO. Por sua vez, duas outras sub-rotinas são chamadas, uma para cálculo da viscosidade do gás (VISCY) e outra para cálculo do fator de compressibilidade do gás (ZANDC).

A seguinte correlação é utilizada na sub-rotina VISCY para cálculo da viscosidade do gás:

$$\mu = \mu_{gr} * \mu_{ga}$$

(Eq. III.28)

onde:

- μ_{gr} é um fator que relaciona a viscosidade nas condições de reservatório com a viscosidade na pressão atmosférica, utilizando dados de pressão e temperatura pseudo-reduzidas;
- O segundo termo é determinado pela relação:

$$\mu_{ga} = \mu_{gu} + COR_{N_2} + COR_{CO_2} + COR_{H_2S}$$

onde:

- μ_{gu} é a viscosidade sem correção, função da densidade e da temperatura;
- Os outros termos são fatores de correção devido à presença de N₂, CO₂ e H₂S. Estes termos são calculados pelas expressões:

$$\mu_{gu} = 0,1265865 * 10^{-1} - 0,611823 * 10^{-2} * \gamma_g + 0,164574 * 10^{-2} * \gamma_g^2 + 0,164574 * 10^{-4} * T - 0,719221 * 10^{-6} * T * \gamma_g - 0,609046 * 10^{-6} * T * \gamma_g^2$$

$$COR_{N_2} = \frac{(0,000170 * x_{N_2} * \gamma_G + 0,000021 * x_{N_2} + 0,000010 * \gamma_G)}{(1 + \gamma_G)} - 0,000006$$

$$COR_{CO_2} = \frac{(0,000134 * x_{CO_2} * \gamma_G + 0,00004 * x_{CO_2} + 0,000004 * \gamma_G)}{(1 + \gamma_G)} - 0,000003$$

$$COR_{H_2S} = \frac{(0,000113 * x_{H_2S} * \gamma_G + 0,000038 * x_{H_2S} + 0,00001 * \gamma_G)}{(1 + \gamma_G)} + 0,000001$$

onde:

- T: temperatura do reservatório;
- γ_g : densidade relativa da fase gás;
- x_{N_2} : fração molar de N_2 na fase gás;
- x_{CO_2} : fração molar de CO_2 na fase gás;
- x_{H_2S} : fração molar de H_2S na fase gás.

A correlação de Dranchuk-Purvis-Robinson é utilizada na sub-rotina ZANDC para cálculo do fator de compressibilidade do gás, conforme mostra a Equação III.29:

$$Z = 1 + G_1 \rho_r + G_2 \rho_r^2 + G_3 \rho_r^5 + G_4$$

(Eq. III.29)

onde:

$$- G_1 T_{pr} = A_1 + \frac{A_2}{T_{pr}} + \frac{A_3}{T_{pr}^3};$$

$$- G_2 T_{pr} = A_4 + \frac{A_5}{T_{pr}};$$

$$- G_3 = \frac{A_5 \cdot A_6}{T_{pr}};$$

- $G_4 = \frac{A_7}{T_{pr}^3} \rho_r^2 (1 + A_8 \rho_r^2) EXP(-A_8 \rho_r^2)$;
- Os coeficientes $A_1, A_2, A_3, A_4, A_5, A_6, A_7$ e A_8 assumem, respectivamente, os valores: 0,31506237 / -1,0467099 / -0,57832729 / 0,53530771 / -0,61232032 / -0,10488813 / 0,68157001 / 0,68446543;
- A densidade reduzida é expressa por: $\rho_r = 0,27 \cdot \frac{P_{pr}}{Z \cdot T_{pr}}$;
- Z é o fator de compressibilidade do gás;
- P_{pr} é a pressão pseudo-reduzida;
- T_{pr} é a temperatura pseudo-reduzida.

As relações para cálculo da pressão pseudo-reduzida e da temperatura pseudo-reduzida são apresentadas nas equações III.30 e III.31:

$$P_{pr} = \frac{P}{P'_{pc}} \tag{Eq. III.30}$$

$$T_{pr} = \frac{T}{T'_{pc}} \tag{Eq. III.31}$$

onde:

- P_{pc} é a pressão pseudo-crítica ajustada do gás;
- T_{pc} é a temperatura pseudo-crítica ajustada do gás.

A formulação para cálculo das propriedades pseudo-críticas ajustadas é apresentada nas Equações III.32 e III.33, levando em consideração um fator de correção devido à presença de gases não hidrocarbonetos (H_2S e CO_2):

$$T'_{pc} = T_{pc} - \varepsilon \tag{Eq. III.32}$$

$$P'_{pc} = \frac{P_{pc} T_{pc}}{T_{pc} + B(1 - B)\varepsilon}$$

(Eq. III.33) onde:

- P_{pc} é a pressão pseudo-crítica do gás;
- T_{pc} é a temperatura pseudo-crítica do gás;
- $\varepsilon = 120(A^{0,9} - A^{1,6}) + 15(B^{0,5} - B^{4,0})$;
- A = soma das frações molares de H_2S e CO_2 ;
- B = fração molar de H_2S .

Existem algumas restrições para utilização da correlação de Dranchuk-Purvis-Robinson, sendo informado erro nas seguintes condições:

- $T_{pr} < 1,05$ ou $T_{pr} > 3,0$; ou
- $P_{pr} < 0,0$ ou $P_{pr} > 15,0$; ou
- $A < 0$ ou $A > 0,85$.

As sub-rotinas INTERP, INTPVT e XLGR4 são sub-rotinas de interpolação. INTERP realiza uma interpolação linear para obter propriedades do reservatório. INTPVT realiza uma interpolação linear com variação da pressão de bolha para cálculo de propriedades PVT de óleo subsaturado, e XLGR4 realiza uma interpolação de Lagrange a partir de um conjunto de pontos listados no próprio código da sub-rotina para cálculo do fator que relaciona a viscosidade nas condições de reservatório com a viscosidade na pressão atmosférica, utilizando dados de pressão e temperatura pseudo-reduzidas.

Conforme apresentado na Figura III.6, que apresenta o diagrama de blocos da sub-rotina TABLE, alguns indicadores do simulador estão associados a esta sub-rotina, são eles: NROCK, NPVT, ITHREE, IREPRS e KGCOR. Através destes indicadores é possível configurar diferentes cenários de simulação. As possibilidades que eles

permitem são apresentadas no Apêndice B. Um sumário das funções destes indicadores é apresentado na lista a seguir:

- NROCK: número de regiões de rocha (grupo de dados fornecidos que são dependentes da saturação);
- NPVT: número de regiões PVT (grupo de dados fornecidos que são dependentes da pressão);
- ITHREE: ativação de algoritmo para cálculo da permeabilidade relativa trifásica;
- IREPRS: ativação de algoritmo de re-pressurização;
- KGCOR: controle da entrada das propriedades do gás.

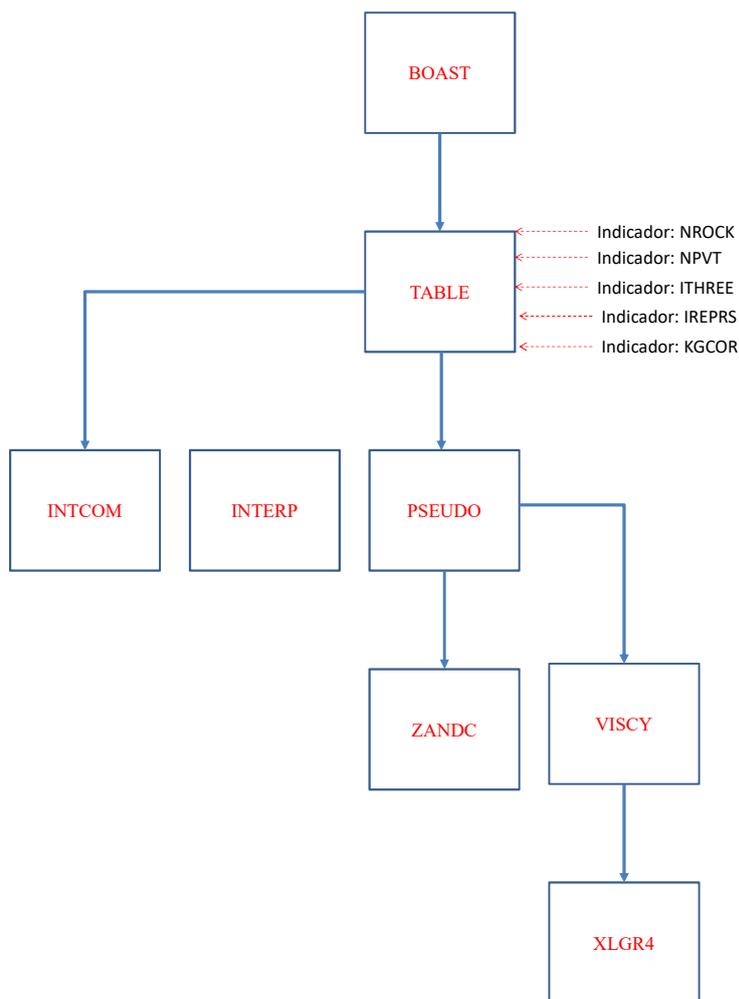


Figura III. 2: Diagrama de blocos TABLE

III.5.2. Condições Iniciais

Nesta etapa são definidas as condições iniciais do reservatório, tais como pressão e saturação.

III.5.2.1. Condições Iniciais de Pressão e Saturação na Malha

A sub-rotina UINITL especifica a distribuição inicial das condições de pressão e saturação dentro da malha. Os dados iniciais de saturação de óleo e água são fornecidos pelo usuário. Como o somatório das saturações é igual à unidade, nesta sub-rotina é então calculada a saturação da fase gás através da Equação III.34:

$$S_g = 1 - (S_o + S_w) \tag{Eq. III.34}$$

Os dados iniciais de pressão para cada bloco são calculados a partir dos valores de pressão e profundidade de contato gás/ óleo e água/ óleo, que são dados fornecidos pelo usuário no arquivo de entrada do simulador. A sequência para cálculo da pressão inicial é apresentada a seguir:

1 - Cálculo da densidade das fases, considerando os conceitos de fator volume formação e razão de solubilidade:

$$\rho_o = \frac{1}{B_o} (\rho_{osc} + R_{so} * \rho_{gsc})$$

(Eq. III.35)

$$\rho_w = \frac{1}{B_w} (\rho_{wsc} + R_{sw} * \rho_{gsc})$$

(Eq. III.36)

$$\rho_g = \frac{\rho_{gsc}}{B_g}$$

(Eq. III.37)

2 - Para cálculo da pressão, utiliza-se o conceito de pressão hidrostática:

$$P = P_0 + \rho gh$$

(Eq. III.38)

Neste caso, a pressão de base P_0 é a pressão de contato gás/ óleo ou água/ óleo, e h é a diferença de elevação entre o ponto de contato das fases e o bloco em análise. Assim:

- Se a elevação do bloco for menor do que a elevação do contato gás-óleo:

$$P_{i,j,k} = P_{goc} + \frac{\rho_g (EL_{i,j,k} - EL_{goc})}{144}$$

(Eq. III.39)

- Se a elevação do bloco for maior do que a elevação do contato água-óleo:

$$P_{i,j,k} = P_{woc} + \frac{\rho_w (EL_{i,j,k} - EL_{woc})}{144}$$

(Eq. III.40)

- Se a elevação do bloco estiver entre a elevação do contato gás-óleo e a elevação do contato água-óleo:

$$P_{i,j,k} = P_{woc} + \frac{\rho_o(EL_{i,j,k} - EL_{woc})}{144} \quad (\text{Eq. III.41})$$

onde:

EL_{goc} : elevação do ponto de contato gás-óleo;

EL_{woc} : elevação do ponto de contato água-óleo;

P_{goc} : pressão de contato gás-óleo;

P_{woc} : pressão de contato água-óleo.

A Figura III.7 apresenta o diagrama de blocos específico para a sub-rotina UINITL. As sub-rotinas INTPVT e INTERP são sub-rotinas de interpolação, utilizadas para determinar os valores do fator volume formação e da razão de solubilidade para os valores de pressão desejados, levando em consideração a tabela de valores especificados na sub-rotina TABLE detalhada na Seção III.5.1.4.

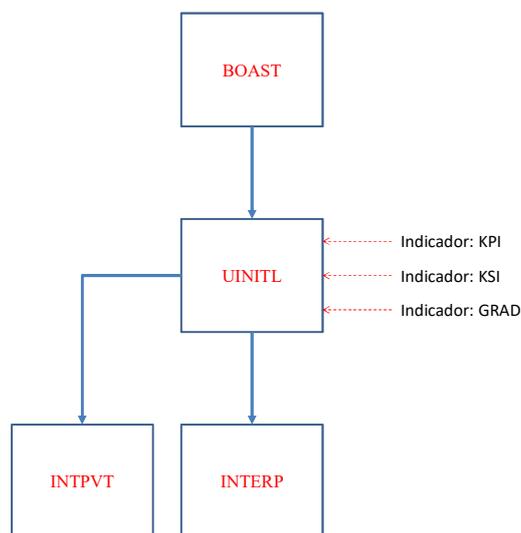


Figura III. 3: Diagrama de blocos UINITL

Conforme apresentado na Figura III.7, alguns indicadores do simulador estão associados a esta sub-rotina, são eles: KPI, KSI e GRAD. Através destes indicadores é possível configurar diferentes cenários de simulação. As possibilidades que eles

permitem são apresentadas no Apêndice B. Um sumário das funções destes indicadores é apresentado na lista a seguir:

- KPI: controle de entrada dos dados de pressão de inicialização;
- KSI: controle de entrada dos dados de saturação de inicialização;
- GRAD: controle de impressão do mapa de pressão.

III.5.2.2. Parâmetros de Controle da Simulação

A sub-rotina CODES especifica os parâmetros de controle da simulação que são fornecidos no arquivo de entrada editado pelo usuário. Estes parâmetros são: número máximo de passos de tempo da simulação; fator para aumento do passo de tempo da simulação; fator para redução do passo de tempo da simulação; tempo real máximo da simulação; máxima razão água-óleo para o poço produtor de óleo e máxima razão gás-óleo para o poço produtor de óleo; mínima pressão média do reservatório; e máxima pressão média do reservatório. A sub-rotina CODES também especifica o método de solução escolhido pelo usuário: BAND (método direto); LSORX (método iterativo com algoritmo tridiagonal na direção x); LSORY (método iterativo com algoritmo tridiagonal na direção y); ou LSORZ (método iterativo com algoritmo tridiagonal na direção z). Parâmetros relacionados ao método de solução também são especificados na sub-rotina CODES, a saber: número máximo de iterações por passo de tempo da simulação; máxima variação de pressão para convergência; máxima variação de saturação e de pressão ao longo do passo de tempo da simulação. A Figura III.8 traz o diagrama de blocos específico para a sub-rotina CODES.

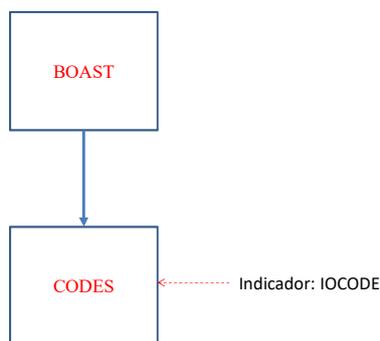


Figura III. 4: Diagrama de blocos CODES

Conforme apresentado na Figura III.8, o indicador IOCODE do simulador está associado a esta sub-rotina. Através deste indicador é possível controlar a impressão das

modificações dos métodos de solução. As possibilidades relacionadas a este indicador são apresentadas no Apêndice B.

III.5.2.3. Cálculo do Influxo do Aquífero

A sub-rotina AQUÍ é dedicada ao cálculo do influxo de água do aquífero para o reservatório. Nesta etapa, diferentes tipos de modelagem para o aquífero são apresentados, juntamente com os parâmetros de cálculo a depender do aquífero selecionado pelo usuário. Os modelos disponíveis são: POT; estacionário; e Carter-Tracy. A Figura III.9 mostra o diagrama de blocos específico para a sub-rotina AQUÍ.

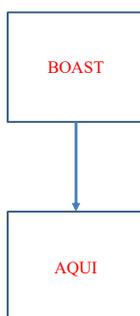


Figura III. 5: Diagrama de blocos AQUÍ

III.5.3. Leitura das Taxas

Nesta etapa são especificados dados que variam ou podem variar com o passo de tempo da simulação.

III.5.3.1. Dados do Usuário Referentes aos Poços Injetores e Produtores

A sub-rotina NODES especifica as informações referentes aos poços injetores e produtores. As seguintes informações são lidas e escritas nesta sub-rotina: número de poços; identificação e localização de cada um dos poços; tipo do poço (injetor ou produtor); taxa de injeção de água ou gás; taxa de produção de água, gás e óleo; índice de produtividade; e pressão de fundo do poço. Nem todas as informações são requeridas durante a simulação, dependendo da escolha do usuário em modelar o poço com controle da taxa ou controle da pressão de fundo. A Figura III.10 apresenta o diagrama de blocos específico para a sub-rotina NODES.

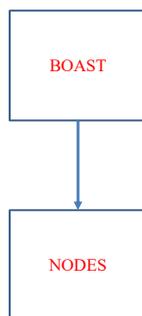


Figura III. 6: Diagrama de blocos NODES

III.5.3.2. Cálculo de Parâmetros Referentes aos Poços Injetores e Produtores

Em conformidade com o comentário da seção anterior, o usuário seleciona no arquivo de entrada se a modelagem dos poços injetores e produtores terá controle da taxa ou controle da pressão de fundo. Na sub-rotina QRATE são calculados os parâmetros dos poços quando esses controles estão ativados. Assim, quando a pressão de fundo de poço é especificada, as taxas precisam ser calculadas através desta sub-rotina que também utiliza as sub-rotinas INTERP e INTPVT para obter as propriedades necessárias nos cálculos.

A sub-rotina TRIKRO também é requerida nesta etapa para o cálculo da permeabilidade relativa trifásica. O BOAST utiliza a correlação desenvolvida por Stone (1973) para cálculo da permeabilidade trifásica. Este modelo é uma interpolação entre as permeabilidades relativas bifásicas experimentais água-óleo e gás-óleo, em função das saturações das fases. Maiores detalhes sobre este modelo serão discutidos no Capítulo VI desta dissertação. A Equação III.42 é a base da correlação de Stone:

$$k_{ro} = (k_{row} + k_{rw})(k_{rog} + k_{rg}) - (k_{rw} + k_{rg}) \quad (\text{Eq. III.42})$$

onde:

kro: permeabilidade relativa trifásica do óleo;

krow: permeabilidade reativa do óleo no sistema água-óleo;

krog: permeabilidade reativa do óleo no sistema água-gás;

krw: permeabilidade relativa trifásica da água;

kr_g: permeabilidade relativa trifásica do gás.

Conforme apresentado na Figura III.11, que apresenta o diagrama de blocos específico para a sub-rotina QRATE, o indicador KIP do simulador está associado a esta sub-rotina. As possibilidades relacionadas a este indicador são apresentadas no Apêndice B. Através deste indicador é possível especificar o desempenho dos poços, através das taxas (de injeção ou de produção) ou da pressão de fluxo de óleo.

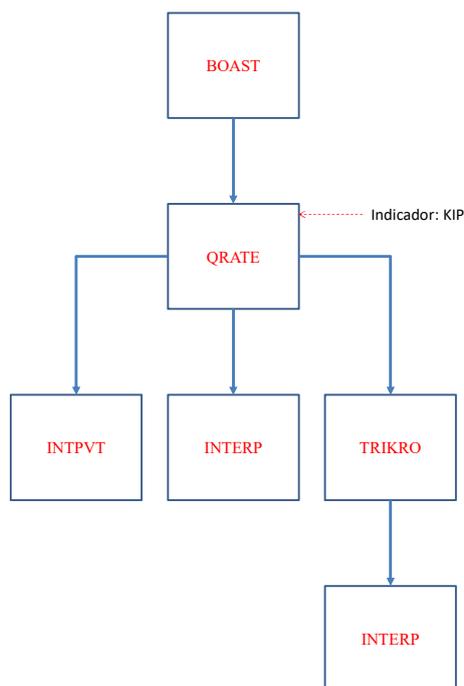


Figura III. 7: Diagrama de blocos QRATE

III.5.4. Cálculo dos Coeficientes da Equação de Fluxo

Nesta etapa são determinados os coeficientes da equação de fluxo que correspondem aos elementos da matriz de resolução da simulação, que por ser utilizado o método IMPES corresponde à equação da pressão. Os coeficientes podem ser calculados de duas diferentes formas, as quais estão desenvolvidas nas sub-rotinas SOLONE e SOLTWO. O usuário define a forma de cálculo, e portanto a sub-rotina a ser rodada, no arquivo de entrada do BOAST. A sub-rotina SOLONE calcula os coeficientes com um único ponto *upstream*. A sub-rotina SOLTWO calcula os coeficientes com dois pontos *upstream*. Os diagramas de blocos específicos para as sub-rotinas SOLONE e SOLTWO são apresentados nas Figuras III.12 e III.13.

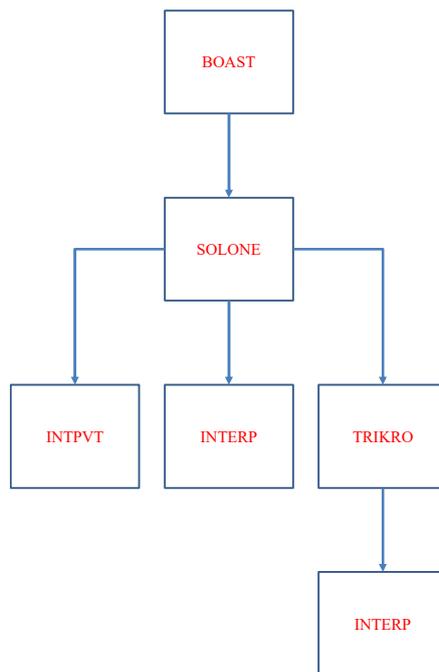


Figura III. 8: Diagrama de blocos SOLONE

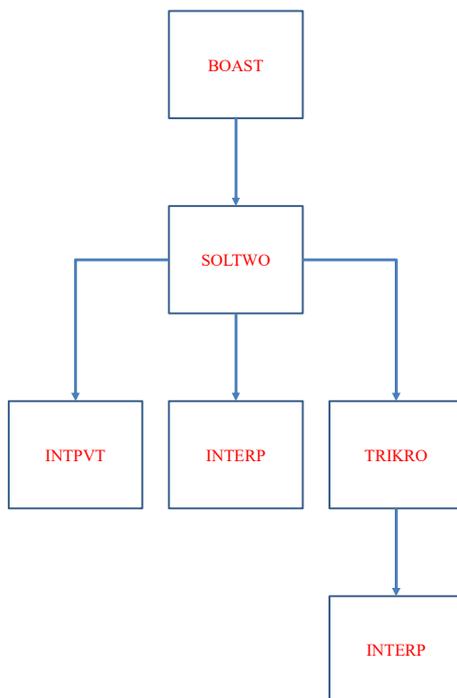


Figura III. 9: Diagrama de blocos SOLTWO

As sub-rotinas INTERP e INTPVT, já mencionadas anteriormente, são sub-rotinas de interpolação. A sub-rotina TRIKRO, também supracitada, calcula a permeabilidade relativa trifásica das fases óleo, gás e água.

III.5.5. Resolução de Nós Desconhecidos

Nesta etapa as variáveis desconhecidas são calculadas através de um dos métodos de cálculo especificados na sub-rotina CODES, detalhada na Seção III.5.2.2. Como mencionado, quatro diferentes métodos de cálculo podem ser utilizados, existindo uma sub-rotina específica para cada um deles. A sub-rotina GAUS1D executa o cálculo pelo método de resolução direta, indicada para sistemas unidimensionais e as sub-rotinas LSORX (na direção x), LSORY (na direção y) e LSORZ (na direção z) executam o cálculo por métodos iterativos com algoritmo tridiagonal. Os diagramas de blocos específicos para as sub-rotinas GAUS1D, LSORX, LSORY e LSORZ são apresentados nas Figuras III.14 a III.17.

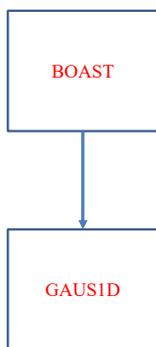


Figura III. 10: Diagrama de blocos GAUS1D

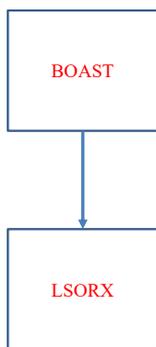


Figura III. 11: Diagrama de blocos LSORX

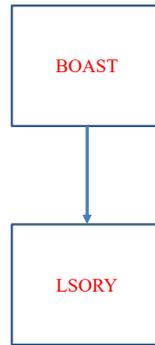


Figura III. 12: Diagrama de blocos LSORY

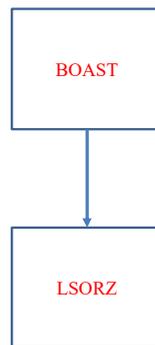


Figura III. 13: Diagrama de blocos LSORZ

III.5.6. Atualização das Propriedades

Nesta etapa as propriedades PVT são atualizadas para as novas condições de pressão e saturação determinadas no passo de tempo da simulação. Um novo valor para a pressão de bolha precisa ser determinado. Os valores atualizados são então utilizados como entrada para a simulação do novo passo de tempo da simulação.

A sub-rotina REPRS1 executa os cálculos para atualização das propriedades PVT (fator volume formação de gás e óleo) utilizando a sub-rotina de interpolação INTERP. A razão de solubilidade também é inicialmente recalculada pela sub-rotina de interpolação utilizando os dados de óleo saturado lidos na sub-rotina TABLE. No entanto, após etapa de produção a pressão do reservatório diminui e parte do gás dissolvido é desprendido da fase óleo. O valor da razão de solubilidade é então corrigido considerando as novas saturações, através da Equação III.43:

$$R_{s \text{ corrigido}} = R_s + \frac{S_g * B_o}{S_o * B_g}$$

(Eq. III.43)

A partir do valor corrigido da razão de solubilidade, o novo valor para a pressão de bolha é determinado por interpolação. A Figura III.18 mostra o diagrama de blocos específico para a sub-rotina REPRS1.

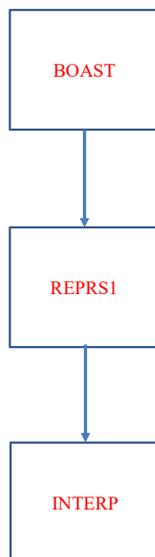


Figura III. 14: Diagrama de blocos REPRS1

No final do passo de tempo da simulação a sub-rotina MATBAL executa um balanço material simples comparando os valores iniciais de volume de água, gás e óleo “in place” (volume dos fluidos no reservatório, expresso nas chamadas condições padrão de temperatura e pressão) com o somatório dos valores finais de volume de água, gás e óleo “in place” e dos volumes de fluidos produzidos e reduzindo os volumes injetados:

$$\text{Volume inicial no reservatório} = \text{Volume final no reservatório} + \text{Volume produzido} - \text{Volume injetado}$$

Esta comparação tem a finalidade de verificar a consistência dos cálculos. A Figura III.19 mostra o diagrama de blocos específico para a sub-rotina MATBAL.

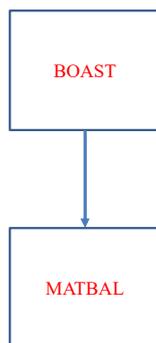


Figura III. 15: Diagrama de blocos MATBAL

III.5.7. Relatório de Saída

O relatório de saída é elaborado durante a simulação: inicialmente ele sumariza os dados de entrada e as condições iniciais do reservatório e em seguida os resultados obtidos a cada passo de tempo da simulação. Este relatório contempla tanto a apresentação dos dados de forma numérica quanto a opção de confecção de gráficos.

Duas sub-rotinas estão relacionadas à geração do relatório de saída, a sub-rotina PRTPS e a sub-rotina POSTP. A primeira delas especifica o *Summary report*, que é um resumo conciso da produção e injeção totais, das informações do influxo do aquífero, dos passo de tempo da simulação, e do balanço material, além de indicar onde as máximas variações de pressão e saturação estão sendo observadas. Esta sub-rotina também especifica no relatório de saída as distribuições da pressão de bolha, pressão e saturação na malha. A segunda sub-rotina especifica as taxas de produção e injeção, valores de produção e injeção acumuladas e pressão média do reservatório.

PLOT e PLOT1 são sub-rotinas associadas a PRTPS e POSTP para elaboração de gráficos de desempenho do reservatório com o tempo, como por exemplo as taxas de produção de óleo, água e gás. Os diagramas de blocos específicos para as sub-rotinas PRTPS e POSTP são apresentados nas Figuras III.20 e III.21.

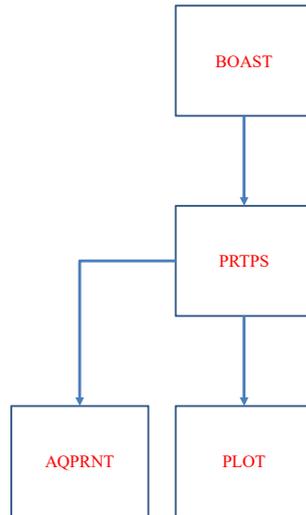


Figura III. 16: Diagrama de blocos PRTPS

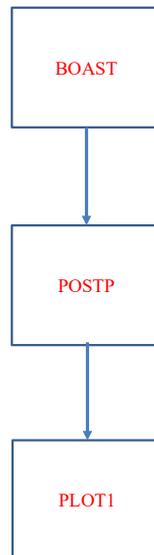


Figura III. 17: Diagrama de blocos POSTP

III.5. Conclusões

Neste capítulo foram apresentados detalhes sobre a modelagem *black-oil* e as correlações aplicadas a esta abordagem, relacionando ambas com o que é contemplado no BOAST. A descrição das sub-rotinas deste simulador possibilita um melhor entendimento das ferramentas disponibilizadas por ele, auxiliando tanto futuros trabalhos que objetivam a alteração do seu código quando o manuseio do *software* para estudo de métodos de produção. Dentro deste contexto, nos próximos capítulos são

apresentados alguns estudos de caso, demonstrando a aplicabilidade do BOAST no âmbito da Engenharia de reservatórios.

III.6. Referências

DANESH, A. **PVT and Phase Behavior of Petroleum Reservoir Fluids**. Editora Elsevier, Amsterdam, 1998.

FANCHI, J. R.; HARPOLE, K. J.; BUJNOWSKI, S. W., 1982, **BOAST: A three-dimensional, three-phase black oil applied simulation tool (Version 1.1)**, Vol. 1: Technical Description and FORTRAN Code. Work Performed for the Department of Energy Under Contract No. AC19-80BC10033.

FANCHI, J. R. **Principles of Applied Reservoir Simulation**. Third Edition Elsevier, 2006.

McCain, W.D. **The Properties of Petroleum Fluids**. 2nd Edition, PennWell Books, PennWell Publishing Company, Tulsa, 1990.

MENDES, Júlio Hoffmann; WILLMERSDORF, Ramiro Brito. Propagação de incertezas em reservatórios de petróleo usando o método de colocação probabilística em múltiplas variáveis. VI Congresso Nacional de Engenharia Mecânica. Campina Grande, Paraíba, Brasil, 2010.

PEDERSEN, Karen Schou; CHRISTENSEN, Peter L. **Phase Behavior of Petroleum Reservoir Fluids**. Taylor & Francis Group. 2006.

STONE, H. L. Estimation of three-phase relative permeability and residual oil data. The Journal of Canadian petroleum, 1973.

CAPÍTULO IV- ANÁLISE DE SENSIBILIDADE APLICADA À SIMULAÇÃO DE RESERVATÓRIOS DE PETRÓLEO UTILIZANDO O SIMULADOR BOAST

A utilização de simuladores de reservatório, apesar de ser visualizada como uma tarefa trivial de interface entre usuário e máquina, com a entrada de dados pelo usuário e o retorno de resultados pelo *software*, requer, na prática, maior conhecimento do usuário sobre a ferramenta utilizada. A manipulação do *software* e a interpretação dos resultados demanda conhecimento: das variáveis de entrada, sejam elas propriedades do reservatório ou dos fluidos nele contidos, e como elas influenciam no processo; dos fenômenos físicos e químicos que ocorrem no meio poroso; das particularidades dos mecanismos de produção utilizados; do modelo matemático em que o simulador se baseia, suas restrições e considerações; assim como do método numérico utilizado para resolução do sistema de equações da modelagem. Neste capítulo é apresentado um trabalho de análise de sensibilidade onde foi avaliada a influência de algumas variáveis de entrada do BOAST nos dados de produção acumulada de óleo e no perfil de pressão ao longo do reservatório para um cenário de produção a partir da injeção de água, considerando que esta é uma das etapas do processo WAG que é o foco de estudo desta dissertação.

IV.1. Injeção contínua de água e Análise de sensibilidade

Os mecanismos iniciais de produção dos reservatórios de petróleo se baseiam na energia natural do sistema, que promove o deslocamento dos fluidos até a superfície. Durante sua vida produtiva, os reservatórios vão perdendo esta energia primária até o ponto em que a recuperação de óleo através de métodos naturais torna-se inviável

econômica e tecnologicamente, e então métodos de elevação artificiais (métodos secundários) são utilizados para aumentar a taxa de recuperação de óleo (RAHMAWATI, 2013).

Os métodos secundários, de maneira geral, objetivam um aumento da eficiência de recuperação, por meio do aumento da eficiência de varrido (tanto horizontal quanto vertical) ou da eficiência de deslocamento de um fluido deslocante que é injetado. A eficiência de deslocamento refere-se à capacidade do fluido em deslocar o óleo residual para fora dos poros do meio, ocupando o seu lugar, por isso também é conhecida como eficiência microscópica, e caracteriza-se pela redução da saturação do óleo na região invadida pelo fluido deslocante. Já a eficiência de varrido mensura a capacidade do fluido em se estender pela maior área possível dentro do reservatório, podendo ser avaliada tanto na direção vertical quanto horizontal. O produto da eficiência de varrido vertical com a horizontal é chamado eficiência volumétrica, ou ainda eficiência macroscópica (ROSA *et al.*, 2006).

A injeção de água é um dos métodos secundários de produção mais comuns atualmente (SAYYAFZADEH, 2011). Esse método tem sido utilizado nos campos brasileiros há mais de 30 anos pela Petrobrás, por ser comprovadamente o mais econômico para manter a pressão do reservatório (BOSCO, 2017). Os mecanismos de recuperação de óleo pela injeção de água consistem na re-pressurização ou manutenção da pressão do sistema e no deslocamento do óleo residual através de uma região inundada pela água que cria uma frente de avanço que “empurra” o banco de óleo no sentido do poço produtor (ROSA *et al.*, 2006).

Embora as técnicas de recuperação secundária sejam bastante empregadas, a tomada de decisão quanto à utilização de um método produtivo em um determinado campo, como é o caso da injeção de água, precisa se basear na avaliação de aspectos tais como: as propriedades do reservatório e dos fluidos; o comportamento destas variáveis após a implementação do método; e valores estimados do ganho na recuperação de óleo. A análise de sensibilidade de variáveis do processo é um estudo importante no gerenciamento da produção de reservatórios de petróleo. Essa análise permite conhecer como as variáveis impactam (positiva ou negativamente) na produção de petróleo, além de assinalar até que ponto são favoráveis ou não, e identificar quais os parâmetros mais

significativos. Diversos são os parâmetros que podem ser avaliados, como por exemplo a influência de: grau de refinamento da malha; permeabilidade relativa do óleo; porosidade da formação; viscosidade do óleo; saturação inicial de água; taxa de injeção de água; densidade API; saturação crítica de gás; espaçamento de fraturas; entre outros parâmetros iniciais (De Oliveira *et al.*, 2014, em estudo aplicado ao modelo de escoamento de Buckley-Leverett; Makind e Lee, 2016, em avaliação para reservatório de óleos voláteis). O impacto destas variáveis na produção é mensurado com base na variação dos dados de produção dos fluidos ou ainda nas variações da distribuição de pressão e saturação das fases no meio poroso. Esses dados são normalmente obtidos através de simuladores, ferramentas de ampla aplicabilidade na engenharia de reservatórios.

No presente capítulo, o simulador BOAST é utilizado para uma análise de sensibilidade de importantes variáveis na simulação de reservatórios com produção a partir de injeção de água. Para atingir esta finalidade foram alterados individualmente os valores de número de blocos e da permeabilidade na direção x, da porosidade, da saturação inicial de água e da taxa de injeção de água, sendo avaliado o comportamento dos dados de saída (produção acumulada de óleo e distribuição de pressão) fornecidos pelo BOAST.

IV.2. Condições de Simulação

Na literatura existe uma grande dificuldade para se obterem dados completos de um reservatório, o que impossibilita a reprodução fiel de um sistema existente. Por esta razão, o sistema considerado para este estudo é um dos exemplos disponibilizados pelo *software* BOAST (Exemplo 3), que descreve a produção de óleo através da injeção de água em um reservatório com múltiplas zonas de completação durante um período de 300 dias.

Os dados de entrada do simulador de reservatório podem ser de diferentes tipos, relacionados, por exemplo: à geometria da malha de estudo; às propriedades dos fluidos ou da rocha; às condições de operação; e aos parâmetros de produção. Neste capítulo

foram selecionadas variáveis destes diferentes grupos: número de blocos na direção x; porosidade efetiva; saturação inicial de água; permeabilidade na direção x; e taxa de injeção de água. Estas variáveis foram selecionadas pela importância que apresentam, por estarem relacionadas à capacidade de armazenamento e de deslocamento dos fluidos no reservatório. Um sumário com os valores utilizados para estas variáveis é apresentado na Tabela IV.1.

Tabela IV. 1: Dados de entrada do Exemplo 3 do BOAST

Variável	Valor
Dimensões da malha (xyz)	10x1x4 blocos
Porosidade	0,25
Saturação inicial de água	0,2
Permeabilidades $k_x/ k_y/ k_z$	200/200/20 mD
Taxa de injeção de água	900 STB/d

As variáveis de entrada foram avaliadas separadamente. Em cada simulação o valor da entrada em estudo foi alterado e todos os outros dados de entrada foram mantidos constantes. Seguindo esse critério, a coordenada $y=1$ foi mantida inalterada. A Figura IV.1 apresenta um esquemático da malha utilizada na simulação, que engloba dois poços injetores localizados nas coordenadas (2,1,3) e (2,1,4) e quatro poços produtores localizados nas coordenadas (10,1,1), (10,1,2), (10,1,3) e (10,1,4).

Os demais dados de entrada referentes ao reservatório em estudo, necessários para a resolução das equações básicas do simulador *black-oil* (Equações III.7, III.8, III.9 e III.10, apresentadas previamente no Capítulo III) estão apresentados nas Tabelas IV.2, IV.3 e IV.4. Na Tabela IV.2 estão indicadas as propriedades do reservatório. Na Tabela IV.3 estão apresentados os dados de produção e os critérios de parada da simulação (tempo máximo e pressões limites máxima e mínima), e a Tabela IV.4 mostra as propriedades PVT (em função da pressão) das três fases.

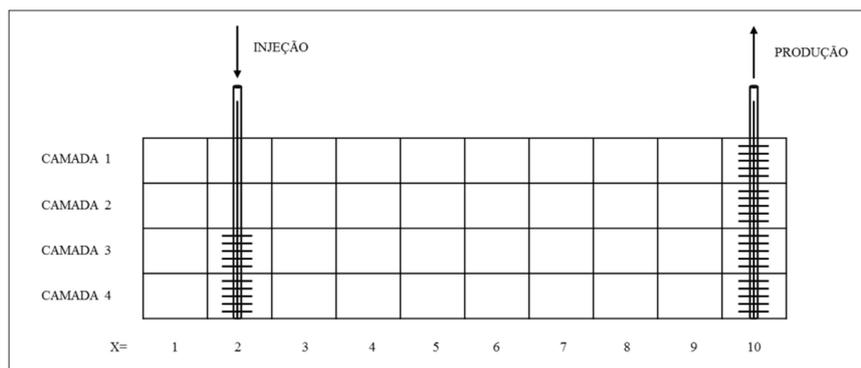


Figura IV. 1: Geometria da malha de estudo.

Tabela IV. 2: Propriedades do reservatório

Propriedade	Valor
Profundidade (ft)	8325
Compressibilidade da rocha (psia ⁻¹)	$3 \cdot 10^{-6}$
Saturação inicial de água	0,2
Saturação inicial de óleo	0,8
Saturação irreduzível de água	0,2
Massa específica do gás nas condições padrão (lb/ft ³)	0,0647
Massa específica do óleo nas condições de superfície padrão (lb/ft ³)	46,244
Massa específica da água nas condições de superfície padrão (lb/ft ³)	62,238

Fonte: Exemplo 3 do BOAST

Tabela IV. 3: Restrições de produção e simulação

Propriedade	Valor
Taxa de injeção de água (STB/D)	900
Tempo máximo real a ser simulado durante a corrida (dias)	300
Pressão média máxima limite para terminar a corrida (psia)	150
Pressão média mínima limite para terminar a corrida (psia)	10000

Fonte: Exemplo 3 do BOAST

Tabela IV. 4: Propriedades PVT das fases óleo, água e gás

Pressão reservatório (psia)	Óleo			Água		Gás	
	Fator volume formação (RB/STB)	Viscosidade (cP)	Razão de solubilidade gás/óleo (SCF/STB)	Fator volume formação (RB/SCF)	Viscosidade (cP)	Fator volume formação (RB/BBL)	Viscosidade (cP)
14,7	1,062	1,040	1,0	1,019	0,500	0,935800	0,0080
1014,7	1,295	0,830	371,0	1,016	0,501	0,017951	0,0140
2014,7	1,435	0,695	636,0	1,013	0,502	0,009063	0,0189
4014,7	1,695	0,510	1270,0	1,007	0,505	0,004554	0,0268
9014,7	2,350	0,203	2984,0	0,992	0,520	0,002167	0,0470

Fonte: Exemplo 3 do BOAST

IV.3. Resultados e Análises

Neste estudo foi realizado um acompanhamento das taxas de produção acumulada de óleo ao longo do tempo de simulação, visando comparar o comportamento produtivo do reservatório com a variação de parâmetros especificados. A pressão no reservatório é provavelmente o tipo de dado mais importante para monitorar as condições, obter descrições do reservatório e desenvolver esquemas de recuperação e previsão do seu desempenho. As equações básicas da modelagem *black-oil* mostram que as variações do sistema ocorrem tanto a nível temporal quanto espacial, por isto foi realizada a análise da distribuição de pressão por camadas do reservatório e por tempo de produção, através de curvas representativas obtidas com os dados de saída do simulador.

Nas próximas seções é avaliada a influência das variáveis de entrada selecionadas na produção acumulada de óleo e na distribuição de pressão do reservatório.

IV.3.1. Variação da Taxa de Injeção de Água

A injeção de água é uma técnica de recuperação secundária que consiste em injetar um fluido para aumentar a pressão do reservatório e assim impulsionar o óleo, deslocando-o para o poço produtor.

Tomando como base a taxa de injeção de 900 STB/d, utilizada no exemplo aqui analisado, os valores de taxa de injeção de água foram variados entre 500 e 1300 STB/d. A Figura IV.2 mostra o efeito da variação da taxa de injeção de água na produção acumulada de óleo e, como esperado, observa-se que quanto maior a taxa de injeção, maior a produção de óleo. Esta tendência é consequência do aumento da pressão do reservatório, o que provoca o deslocamento do óleo residual. No entanto, observa-se também, através da Figura IV.3, que taxas muito elevadas podem ser desfavoráveis ao processo. A curva para injeção de 1000 STB/d mostra que a taxa de crescimento da produção acumulada de óleo tem uma redução em torno de 180 dias de produção, e para taxas de injeção maiores do que 1000 STB/d a simulação foi interrompida antes dos 270 dias, pois a pressão máxima especificada (10000 psia) foi excedida. Adicionalmente observa-se que as curvas de 900 e 800 STB/d são bem próximas nos últimos dias de produção, não havendo um ganho significativo com o aumento da injeção.

A eficiência de deslocamento, entre outros aspectos, depende também do volume de fluido injetado, pois o aumento deste volume promove a redução da tensão interfacial, resultando na maior eficiência de deslocamento, o que é corroborado pela análise do gráfico da Figura IV.2. No entanto, o volume elevado de injeção pode favorecer a formação de caminhos preferenciais (*fingers*), o que diminui a eficiência de varrido, indicando que parte do óleo (entre os *fingers*) não é atingido e portanto não é deslocado pela água injetada. Este balanceamento entre as eficiências de deslocamento (que aumenta) e a eficiência de varrido (que diminui) justifica o ponto em que não há aumento significativo da recuperação porque a eficiência de recuperação é produto das eficiências de varrido e deslocamento. Estas observações revelam a importância de um estudo de otimização para determinação da melhor condição de operação dos poços injetores. A Figura IV.3 corrobora esta análise ao evidenciar que, para um mesmo intervalo de tempo e uma mesma camada, a curva de pressão assume valores maiores para simulações com maiores taxas de injeção.

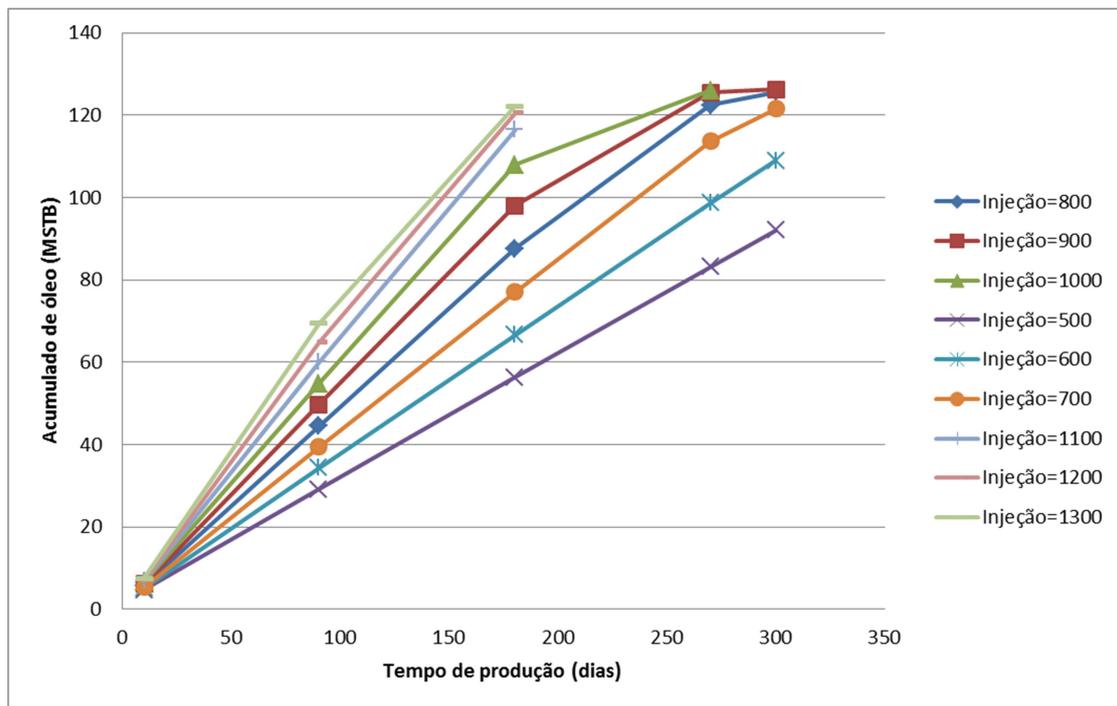


Figura IV. 2: Efeito da variação da taxa de injeção de água no acumulado de óleo produzido.

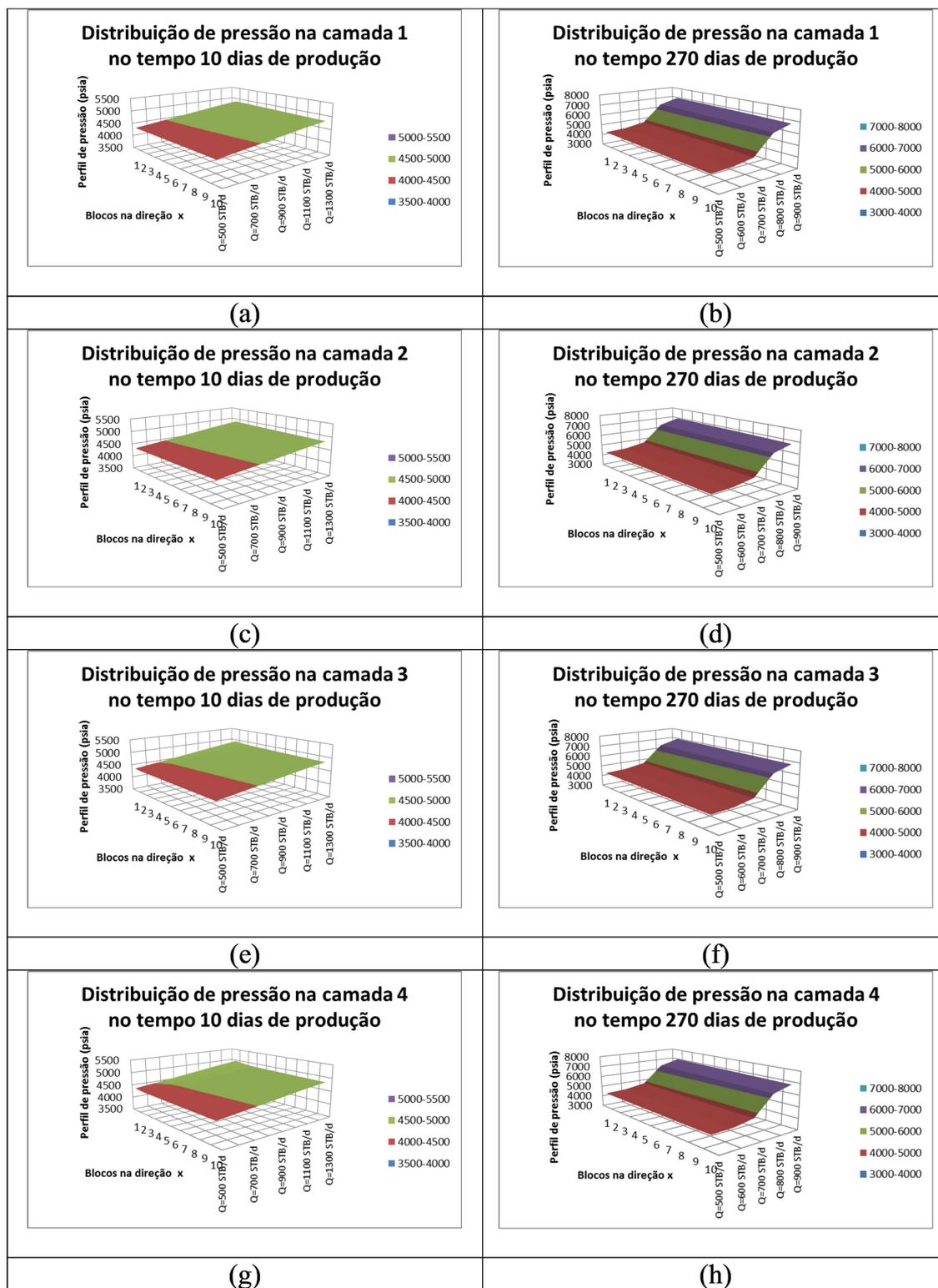


Figura IV. 3: Distribuição temporal e por camada de pressão com a variação da taxa de injeção de água.

Sobre o método de injeção de água, Rosa *et al.* (2006) mencionam que além de permitir o deslocamento do óleo residual, ele resulta na re-pressurização ou manutenção da pressão do sistema. Fixando a camada de estudo e comparando os gráficos correspondentes a 10 e 270 dias de produção, fica evidenciado pelo cenário mais avançado de produção (Figura IV.3b, d, f, h) que, após um período de completação, a injeção de água passa a atuar com o princípio de conservação da pressão do reservatório. Adicionalmente, para um tempo fixo de análise (10 dias de produção, por exemplo, conforme Figura IV.3a, c, e, g) e variando a posição, a pressão continua sendo maior para as camadas mais inferiores. A Figura IV.3e, g mostra que no ponto onde estão localizados os poços injetores ($x=2$ e $z=3$ e 4) existe um ponto de inflexão. Conforme colocado por Rosa *et al.* (2006), para um fluxo linear, com taxa de injeção constante, a pressão cresce linearmente antes do *fill-up* (enchimento) e a pressão na região não afetada (região posterior à frente de óleo deslocada pela água) é considerada constante, considerações estas que justificam o ponto de inflexão observado nos gráficos.

IV.3.2. Variação da Porosidade

Os valores de porosidade foram alterados entre 0,05 e 0,6. A Figura IV.4 indica que, com o aumento da porosidade, há aumento da produção acumulada de óleo. A proximidade das curvas mostra que, para o exemplo em questão, a porosidade não é uma variável tão influente na produção acumulada de óleo. Adicionalmente nota-se que para valores de porosidade abaixo de 0,25 o tempo de vida produtiva do reservatório é reduzido para menos de 270 dias, porque a pressão média máxima no reservatório foi excedida. Baixa porosidade significa que existem muitos poros que não estão interconectados, de forma que a taxa de injeção de água constante preenche um volume menor, resultando no aumento da pressão.

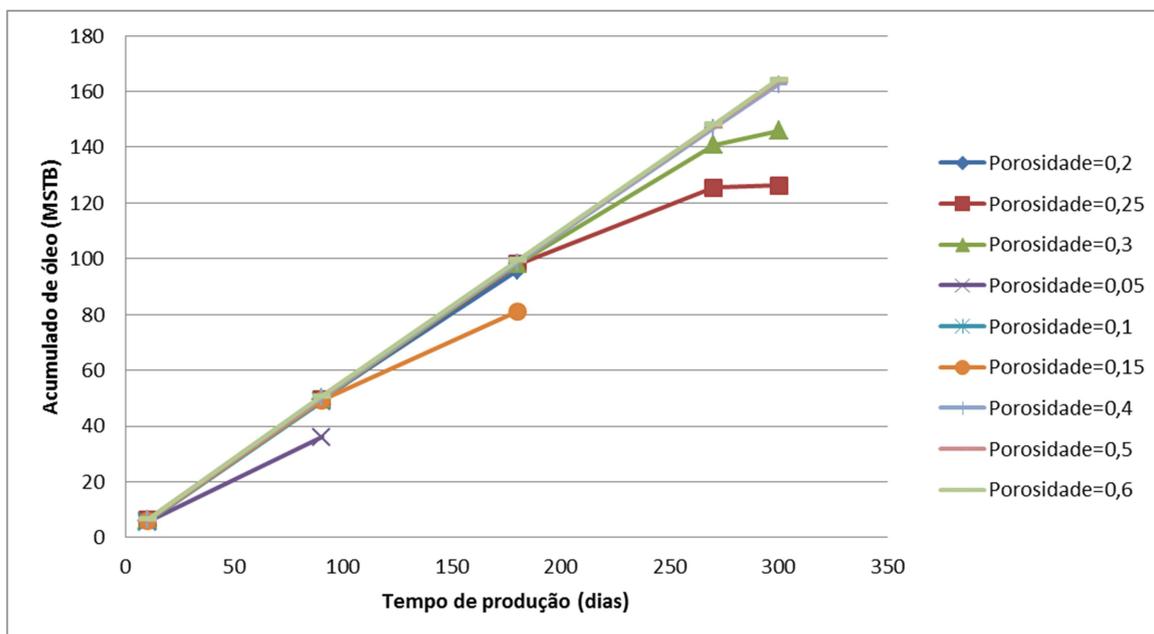


Figura IV. 4: Efeito da variação da porosidade no acumulado de óleo produzido.

Na Figura IV.5, fixando a posição e comparando o cenário de 10 dias de produção com o de 270 dias, a tendência apresentada é de aumento da pressão do reservatório com o tempo de produção, o que está relacionado ao fato da injeção de água ser um método que atua re-pressurizando o sistema. Fixando o tempo de 10 dias de produção, os perfis obtidos para as camadas 3 e 4 apresentam um ponto de inflexão acentuado no segundo bloco na direção x, já que para estas camadas existem dois poços injetores localizados em $x=2$. A justificativa para esse fenômeno é a mesma apresentada na seção anterior em que foi avaliada a influência da taxa de injeção de água.

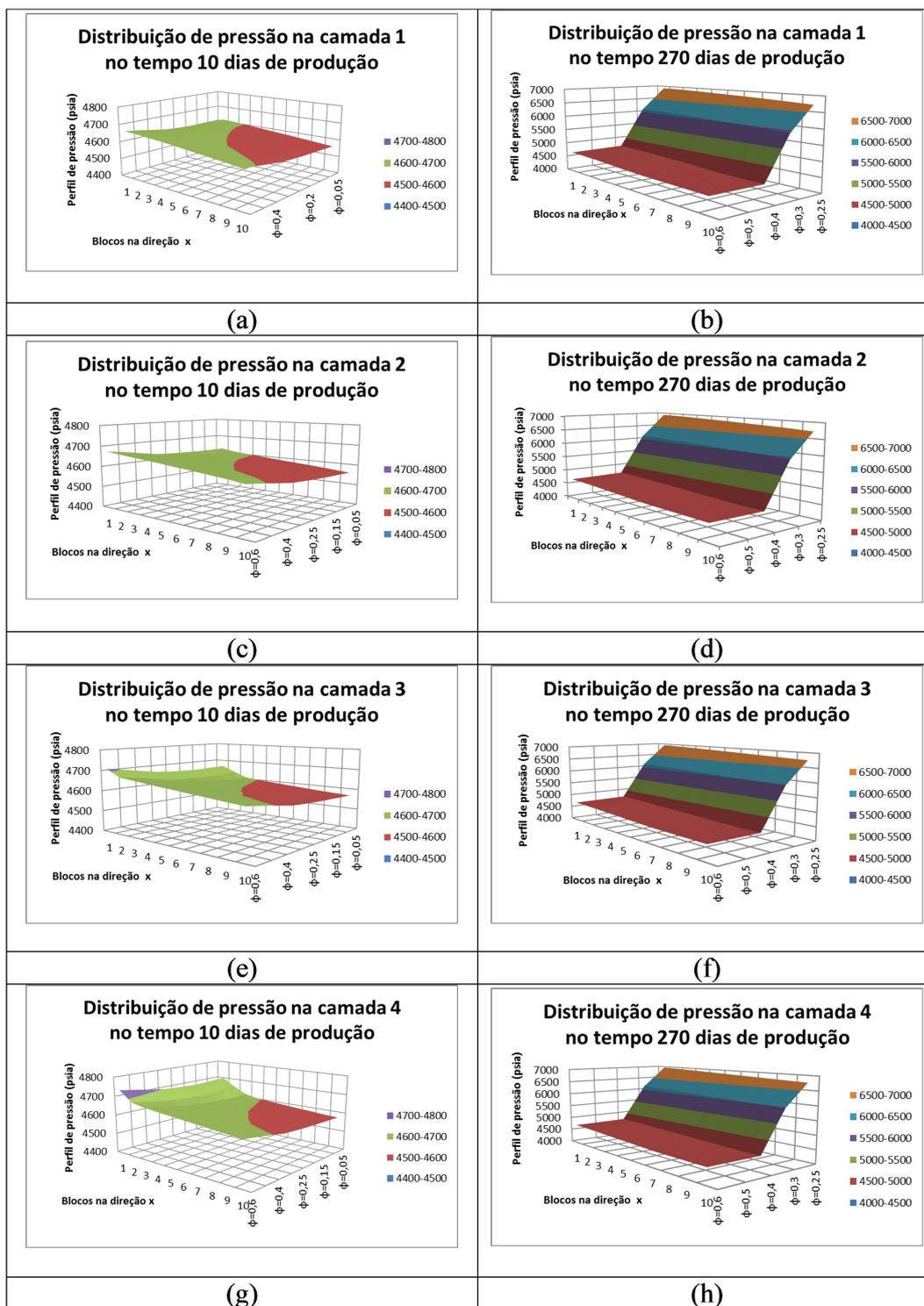


Figura IV. 5: Distribuição temporal e por camada de pressão com a variação da porosidade.

IV.3.3. Variação da Permeabilidade do Reservatório na Direção x

O exemplo retirado do BOAST considera um único valor para cada componente da permeabilidade, admitindo estas três direções: k_x , k_y e k_z . Neste trabalho está sendo avaliada a permeabilidade na direção x, que teve seu valor alterado entre 25 e 400 mD. As simulações indicam que com o aumento da permeabilidade há um aumento da produção acumulada de óleo (Figura IV.6), o que está em acordo com o conceito de permeabilidade. No entanto, a variação da permeabilidade não tem uma influência tão expressiva nos resultados de produção acumulada de óleo. Uma hipótese, neste caso, é de que a variável está relacionada ao meio e considera o fluxo de um único fluido, mas fisicamente (e conforme considerado na modelagem do simulador) duas fases estão sendo deslocadas e o aumento da permeabilidade favorece concomitantemente ambos os escoamentos, do óleo e também da água.

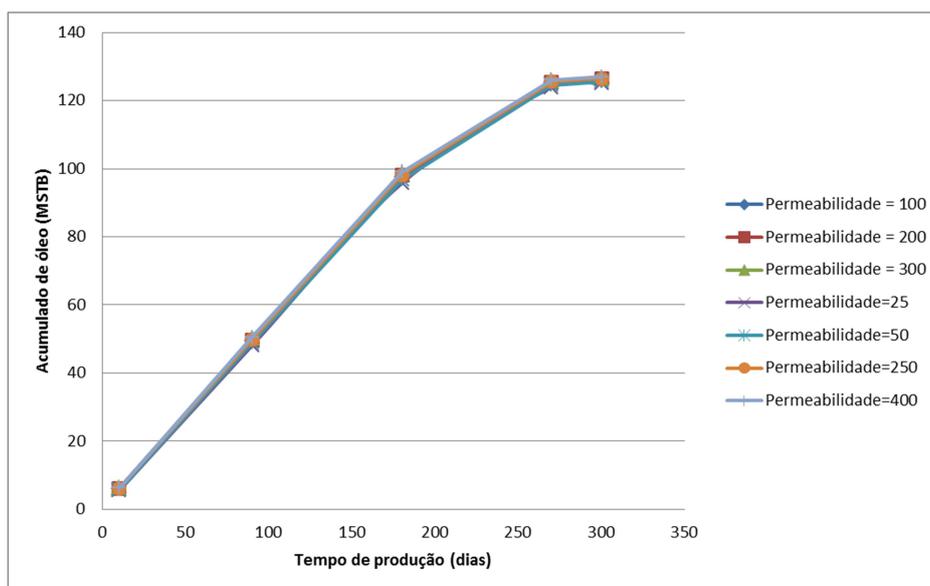


Figura IV. 6: Efeito da variação permeabilidade na direção x no acumulado de óleo produzido.

Na Figura IV.7, fixando a camada e observando o perfil de pressão de 10 dias em comparação ao de 270 dias de produção, nota-se que ocorre um aumento da pressão com o tempo de completação, pois a injeção de água promove a re-pressurização do sistema. Fixando o tempo de 10 dias de produção, as curvas para valores abaixo de 100 mD apresentam uma diferença maior de pressão ao longo da direção x. Para estes casos, como a permeabilidade é menor, existe uma maior dificuldade para o fluxo, portanto o deslocamento da frente de óleo é mais lento e conseqüentemente o processo de

“uniformização” da pressão também. O perfil observado nos casos anteriores, ao se fixar o tempo de produção, com ponto de inflexão na região em que estão localizados os poços injetores, também aparece na Figura IV.7.

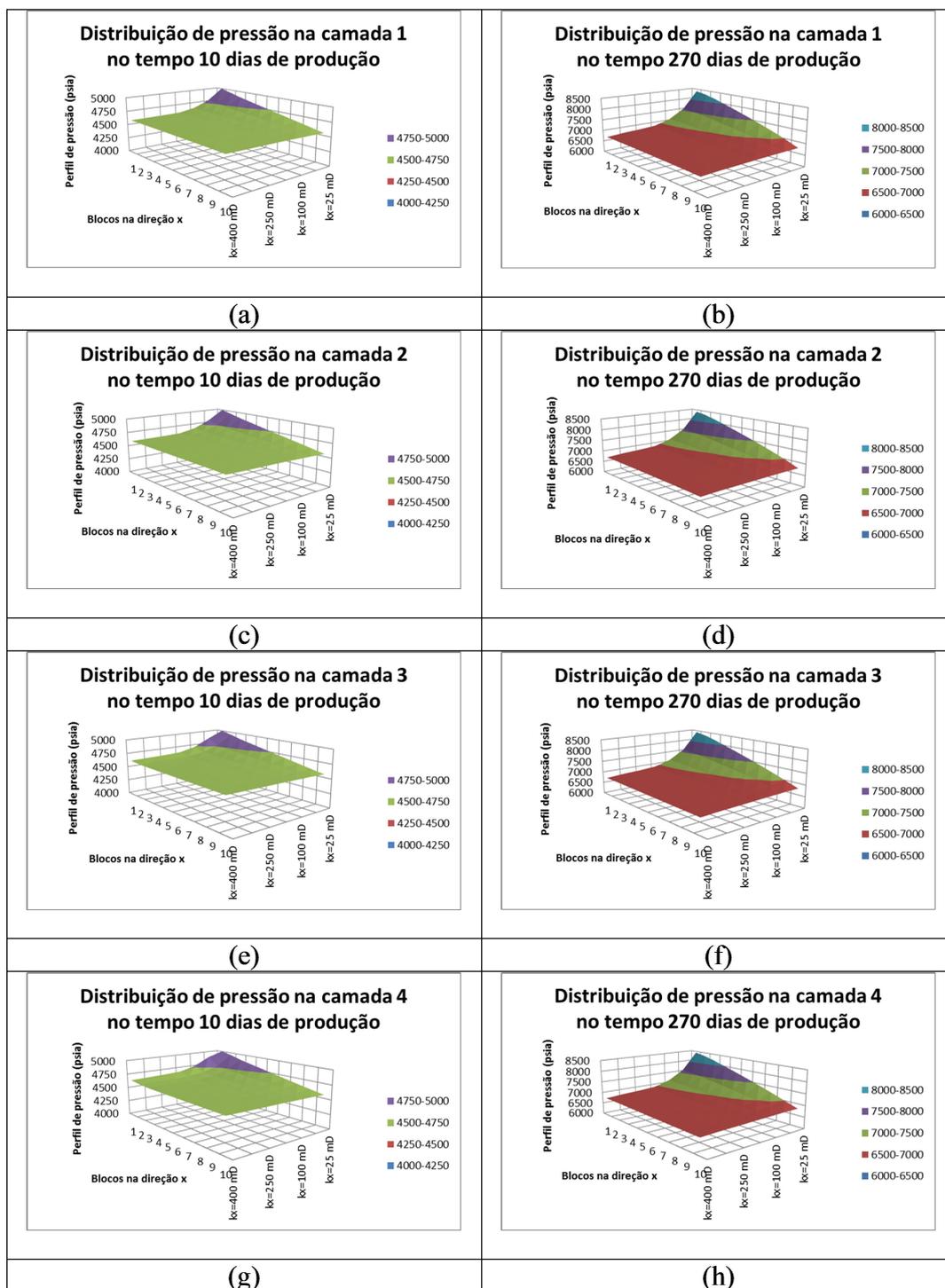


Figura IV. 7: Distribuição temporal e por camada de pressão com a variação da permeabilidade na direção x.

IV.3.4. Variação da Saturação Inicial de Água

Os valores de saturação inicial de água foram alterados de 0,1 até 0,5. Estes dados foram aumentados gradativamente, tal que para a condição de saturação inicial de água igual a 0,5 foi observada uma baixa recuperação de óleo, não sendo portanto avaliadas saturações superiores a esta.

Conforme destacado por Rosa *et al.* (2006), quando a saturação irreduzível de água é alcançada, atinge-se o limite entre escoamento ou não da fase aquosa. Para valores superiores ao ponto irreduzível, a água começa a fluir. No cenário estudado, o valor da saturação irreduzível de água mencionado na Tabela IV.2 é 0,2. Diante deste dado, e com base no gráfico mostrado na Figura IV.8, para valores de saturação inicial de água maiores do que 0,2 percebe-se que o tempo de vida produtiva do reservatório é reduzido para menos de 300 dias, e que o acumulado de óleo assume valores bem reduzidos. As curvas da Figura IV.8 para valores maiores do que a saturação irreduzível de água mostram que quanto maior for a saturação inicial de água, menor será o acumulado produzido de óleo e gás, o que é explicado pelo conceito de razão de mobilidade. A recuperação do óleo é favorecida quando a razão de mobilidade é menor ou igual a 1, o que significa fisicamente que o óleo tem maior facilidade de escoamento. A mobilidade, por sua vez, é a razão entre a permeabilidade relativa e a viscosidade de cada fase. Como a permeabilidade relativa é uma função da saturação, no processo de injeção de água quanto maior a saturação da fase aquosa, maior será a sua permeabilidade relativa, favorecendo o deslocamento da água e não do óleo.

Este comportamento também pode ser explicado em termos de eficiência de deslocamento, que pode ser expressa de duas formas diferentes, conforme equações IV.1 e IV.2, apresentadas em Rosa *et al.* (2006):

$$E_d = \frac{S_{oi} - S_{or}}{1 - S_{wi}} = \frac{1 - S_{wi} - S_{or}}{1 - S_{wi}} \quad (\text{Eq. IV.1})$$

$$E_d = S_{oi} - S_{or} = 1 - S_{wi} - S_{or} \quad (\text{Eq. IV.2})$$

onde:

E_d : eficiência de deslocamento;

S_{oi} : saturação inicial de óleo;

S_{or} : saturação residual de óleo;

S_{wi} : saturação inicial de água.

Por estas relações observa-se que quanto menor a saturação inicial de água, maior a eficiência de deslocamento e, portanto, maior a eficiência de recuperação do método como um todo. Ao mesmo tempo, à medida que a saturação de água aumenta, a eficiência de deslocamento diminui porque a saturação de óleo aumenta, bem como a interface entre as fases, o que resulta em forças capilares que retêm o óleo nos poros.

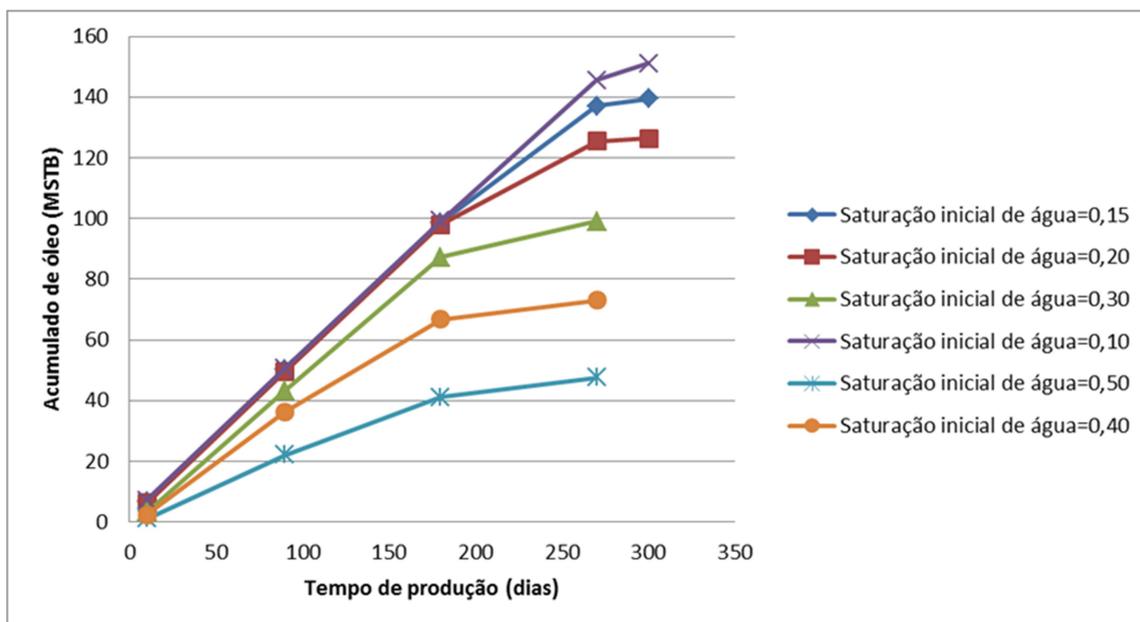


Figura IV. 8: Efeito da variação da saturação inicial de água no acumulado de óleo produzido.

Na Figura IV.9 as curvas indicam que, para todos os valores de saturação inicial de água, a tendência é o aumento da pressão do reservatório com o tempo. Neste cenário analisado a injeção de água atua exclusivamente na re-pressurização do sistema.

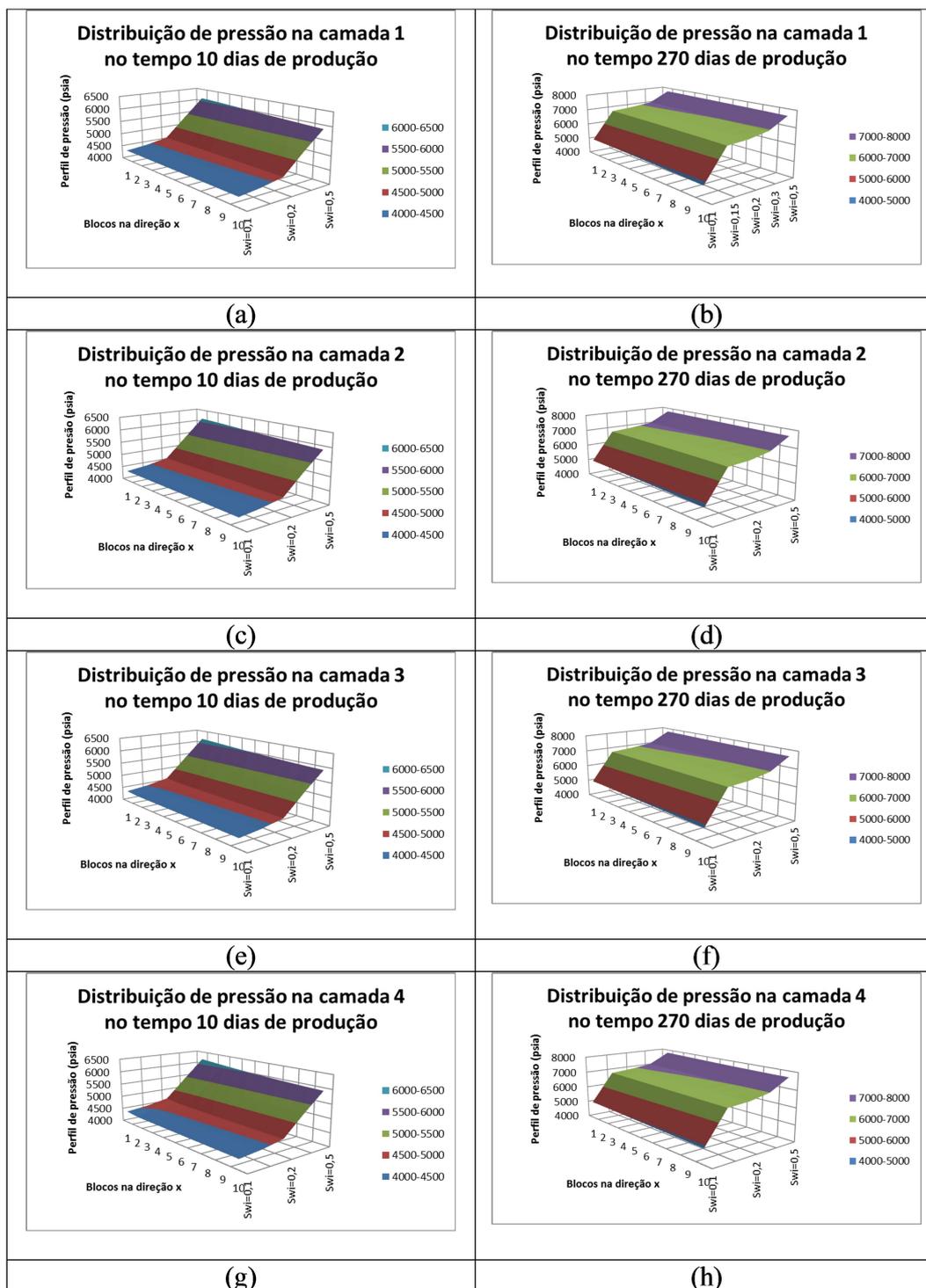


Figura IV. 9: Distribuição temporal e por camada de pressão com a variação da saturação inicial de água.

IV.3.5. Variação do Número de Blocos na Direção x

A forma como a malha é dividida, ou seja, o número de blocos definido para realizar a simulação, está relacionada ao nível de discretização do problema em estudo.

Assim, espera-se que quanto maior for o número de blocos escolhido mais a solução numérica se aproximará da solução analítica. Ou seja, considerando um grau de confiabilidade aceitável em relação ao simulador, o resultado apresentado estará mais próximo da realidade quanto maior for o número de blocos. No entanto, deve-se considerar também o aumento do esforço computacional para a resolução de um modelo mais complexo resultante de um maior número de blocos. Portanto, na seleção de uma malha de reservatório deve-se avaliar o impacto do seu tamanho no refinamento dos resultados, a fim de determinar o quanto é vantajoso aumentar ou diminuir a discretização.

Aqui, o número de blocos na direção x foi alterado entre 6 e 13 blocos (o número máximo de blocos na direção x no BOAST é 13). Na Figura IV.10 observa-se que não há diferença dos resultados de acumulado de óleo com a variação do número de blocos até aproximadamente 200 dias de produção, já que as curvas estão praticamente sobrepostas neste intervalo. As curvas passam a se diferenciar depois deste instante, de forma que para um número de blocos maior obtém-se maior acumulado de óleo. Para as malhas com 12 e 13 blocos a simulação foi interrompida antes dos 300 dias porque a pressão média máxima (10000 psia) foi excedida, o que parece indicar que o método numérico empregado no BOAST é pouco robusto, já que o aumento da discretização acima de 11 blocos afastou o resultado do comportamento esperado. Como o objetivo de uma simulação numérica é que o resultado seja o mais próximo possível da solução analítica, no caso em questão o valor mais adequado é de 11 blocos. Salientamos com isso a importância da escolha desta variável para se obter um resultado confiável e mais preciso.

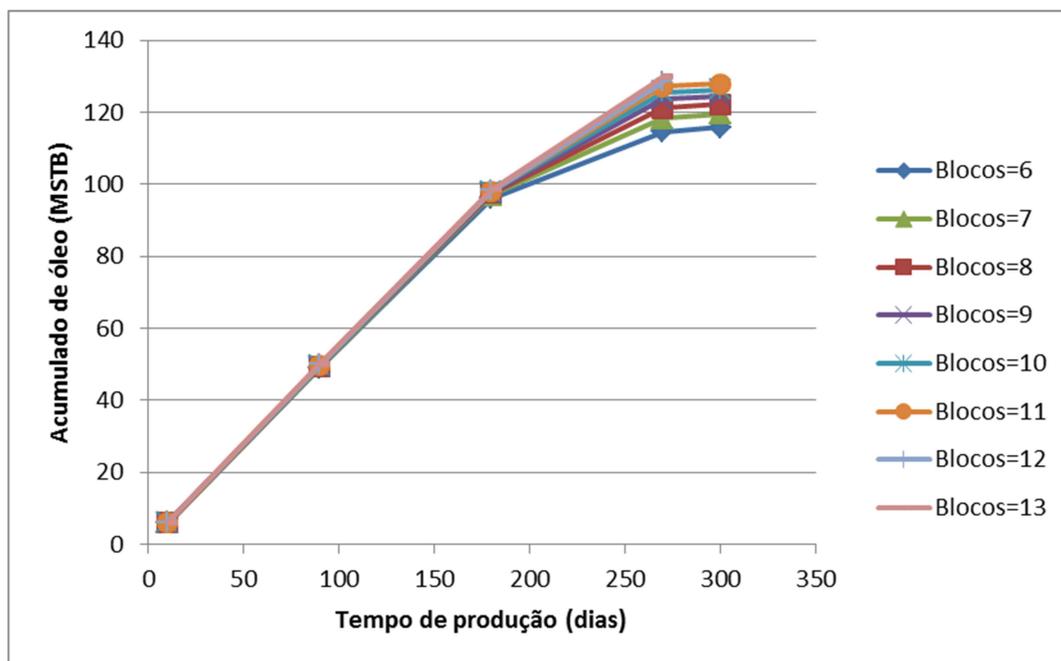


Figura IV. 10: Efeito da variação do número de blocos na direção x no acumulado de óleo produzido.

IV.4. Conclusões

A partir de variações nas variáveis de entrada selecionadas foi realizada uma análise dinâmica das taxas de produção acumulada de óleo e análises temporais (dinâmicas) e por camadas do reservatório para a distribuição de pressão no meio poroso. Um melhor entendimento dos efeitos evidenciados nas respostas do simulador permite uma melhor gestão do método de produção, visando obter um aumento da recuperação de óleo. Os princípios do método de injeção de água com deslocamento do óleo residual e re-pressurização e manutenção da pressão foram observadas nos resultados das simulações. A influência da localização do poço de injeção de água no perfil de pressão também foi discutida, sendo observado que nas curvas de pressão existe um ponto de inflexão na região do poço de injeção. Isto ocorre porque, para um fluxo linear com taxa de injeção constante, a pressão cresce linearmente antes do *fill-up* (enchimento) e a pressão na região não afetada (região posterior à frente de óleo deslocada pela água) é considerada constante.

A análise de sensibilidade permitiu avaliar o impacto das variáveis de entrada no desempenho produtivo do reservatório, além de evidenciar a importância de estudos deste tipo para a otimização da produção. De maneira geral os resultados corroboraram a expectativa de que variáveis cujo aumento favorece o fluxo de óleo no meio, como porosidade e taxa de injeção de água, melhoram o desempenho produtivo do reservatório com o seu incremento, enquanto a saturação inicial de água tem comportamento inverso. A permeabilidade na direção x não mostrou influência significativa no acumulado de óleo produzido. A análise do número de blocos na direção x indica que o método numérico do BOAST parece ser pouco robusto, tendo sido enfatizada a importância da escolha desta variável para se obter um resultado confiável e mais próximo da solução analítica.

IV.5. Referências

BOSCO, F. Além da água. *Petróleo & Gás*, 367. p. 8-10, 2016. Disponível em: <http://www.petroquimica.com.br/edicoes/ed_367/pg_367.html>. Acesso em: 02 abril 2017.

DE OLIVEIRA, Camylla Moreira; CORDEIRO, Daniel Cardoso; TREVIZANI, Alexandre Alex; CANZIAN, Estefânia Pintor; ASSUNÇÃO, Gustavo Gomes; ROMERO, Oldrich Joel. Análise paramétrica do deslocamento de óleo em um meio poroso governado pela teoria de Buckley-Leverett. *Latin American Journal of Energy Research*, p. 82-90, 2014.

EWING, R. E.; HEINEMANN, R.F. Mixed finite element approximation of phase velocities in compositional reservoir simulation. *Computer methods in applied mechanics and engineering* 47, 1984. p. 161-175.

FANCHI, J. R.; HARPOLE, K. J.; BUJNOWSKI, S. W., 1982, BOAST: A three-dimensional, three-phase black oil applied simulation tool (Version 1.1), Vol. 1: Technical Description and FORTRAN Code. Work Performed for the Department of Energy Under Contract No. AC19-80BC10033.

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

SAYYAFZADEH, M.; POURAFSHARY, P.; HAGHIGHI, M.; RASHIDI, F. Application of transfer functions to model water injection in hydrocarbon reservoir. *Journal of Petroleum Science and Engineering* 78 (2011) 139-148.

MAKINDE, Ibukun; LEE, W. John. Reservoir Simulation Models – Impact on Production Forecasts and Performance of Shale Volatile Oil Reservoirs. Global Journal of Researches in Engineering, p. 52 – 69, 2016.

CAPÍTULO V- INFLUÊNCIA DO CÁLCULO DAS PROPRIEDADES PVT NA SIMULAÇÃO DE RESERVATÓRIOS

Como mencionado no capítulo anterior, os dados de entrada do simulador de reservatório contemplam diferentes especificações relacionadas, por exemplo: à geometria da malha de estudo; às propriedades dos fluidos ou da rocha; às condições de operação; e aos parâmetros de produção. Neste mesmo capítulo foi apresentado um estudo de sensibilidade para propriedades relacionadas ao reservatório e a alguns parâmetros numéricos e de produção (porosidade, permeabilidade, saturação inicial, taxa de injeção de água e número de blocos da malha).

No presente capítulo, é apresentado um estudo de sensibilidade das propriedades PVT do óleo na simulação do reservatório. Foram realizadas simulações no BOAST utilizando dados PVT obtidos experimentalmente e comparados os resultados de produção acumulada de óleo e gás com os resultados das simulações utilizando dados preditos pelos simuladores Specs e WinProp. O objetivo desta análise é avaliar a representatividade dos métodos de predição das propriedades PVT como alternativa para obtenção de dados para simulação de reservatório quando dados experimentais não estão disponíveis, levando em consideração a complexidade e alto custo da determinação experimental destas propriedades.

V.1. Propriedades PVT

Conhecer o comportamento dos fluidos presentes no meio poroso é uma etapa fundamental para se estudar melhorias para otimizar a produção. As propriedades PVT expressam o comportamento volumétrico das fases em função da pressão e da temperatura, o que tem grande influência nas estimativas de produção, visto que as variações de pressão e temperatura entre as condições de reservatório e superfície determinam a composição e o quanto está sendo produzido de cada fase (gás e líquido).

Valores das propriedades PVT são requeridos nos cálculos que descrevem os fenômenos físicos que ocorrem no reservatório, cálculos estes nos quais se baseiam os simuladores, como apresentado no Capítulo 3 desta dissertação. Como mencionado também no Capítulo 4, os dados de entrada do simulador de reservatório podem ser de diferentes tipos, relacionados, por exemplo: à geometria da malha de estudo; às propriedades dos fluidos ou da rocha; às condições de operação; e aos parâmetros de produção. Neste contexto, destaca-se que as propriedades PVT são os principais dados relacionados às propriedades dos fluidos informados pelo usuário no início da simulação. Dentre estas propriedades, serão discutidas neste capítulo o fator volume formação de óleo (B_o), o fator volume formação de gás (B_g) e a razão de solubilidade gás-óleo (R_s).

O fator volume formação de um fluido é a razão entre o volume ocupado pela fase a uma determinada pressão e temperatura e o volume ocupado por ela nas condições padrão (no Brasil, considera-se como condição padrão pressão de 1 atm e temperatura de 20°C). Esta é uma propriedade que em termos matemáticos converte o volume de óleo ou gás a ser produzido das condições do reservatório para as condições padrão. A razão de solubilidade do gás determina o volume de gás dissolvido na fase óleo, volume este que será desprendido da fase oleosa nas condições de superfície.

A influência destas propriedades na simulação de reservatórios é significativa. O volume de óleo obtido na superfície é menor do que o observado no reservatório e o fator volume formação e a razão de solubilidade representam esta diferença em termos quantitativos. Três fenômenos estão relacionados a esta variação, conforme destacado por McCain (1990): a redução da pressão do reservatório até a superfície reduz a quantidade de óleo, porque ocorre a liberação do gás dissolvido (mensurado pela razão de solubilidade); e simultaneamente ocorrem a expansão do óleo devido à redução da pressão; e a contração do óleo devido à redução da temperatura (os valores são convertidos para nova condição PT pelo fator volume formação).

Experimentos PVT são realizados para caracterização e modelagem do comportamento volumétrico dos fluidos no reservatório e durante a produção, auxiliando assim nas decisões sobre estratégia de produção nos estudos de engenharia de reservatórios. No entanto, esses experimentos são caros e requerem que a amostra de fluido coletada seja representativa do líquido no reservatório (Pedersen e Christensen,

2006). Devido à complexidade e alto custo da determinação experimental, métodos de predição das propriedades PVT têm sido estudados por diferentes autores. A utilização destes métodos torna-se bastante útil também para estudos em que as propriedades dos fluidos não se encontram disponíveis. As correlações generalizadas são obtidas através de dados de laboratório, sendo desenvolvidas para determinadas localidades ou para grupos específicos de fluidos, portanto a confiabilidade destes métodos de predição, bem como a precisão da sua estimativa, está diretamente relacionada à escolha de uma correlação representativa do cenário em estudo (DANESH, 1998). Dentre as inúmeras correlações aplicadas a *black-oil*, algumas são mais amplamente mencionadas na literatura, por exemplo: Standing (1947); Lasaster (1958); Glaso (1980); Vazquez e Beggs (1980) e Velarde e Mc Cain (1999).

De uma forma geral, o fator volume formação é tratado por estas correlações como função da razão de solubilidade gás-óleo, da temperatura e da densidade das fases óleo e gás. Vazquez e Beggs adicionalmente utilizam a densidade °API nos cálculos. Por sua vez, a razão de solubilidade gás-óleo aparece como função da pressão, da temperatura e da densidade do gás e alguns pesquisadores também incluem a densidade do óleo e a densidade °API.

A pressão de bolha é uma variável de grande importância nos estudos PVT porque indica a pressão de alternância entre a condição de formação de uma única fase ou de duas fases (líquida e gasosa), e por isso experimentalmente a pressão de bolha é utilizada como um ponto de partida para os testes laboratoriais, e numericamente existem correlações diferenciadas para estimar as propriedades PVT caso o fluido esteja acima ou abaixo da pressão de bolha.

Alguns *softwares* comerciais disponibilizam ferramentas de predição das propriedades PVT a partir de dados de composição do óleo. Esta é a principal vantagem de utilizar estes *softwares*, porque eles determinam B_o , B_g e R_s a partir da composição do próprio óleo, ou seja, os cálculos são adequados para o cenário em estudo, enquanto que as correlações, anteriormente mencionadas, são validadas para óleos e reservatórios específicos, não necessariamente representativos do cenário que se deseja estudar. Dois destes *softwares* estão sendo utilizados neste capítulo, o Specs e o WinProp, os quais serão apresentados no tópico a seguir.

V.2. Obtenção do Fator Volume Formação de Óleo, do Fator Volume Formação de Gás e da Razão de Solubilidade Gás-Óleo nos Simuladores Specs e WinProp

O WinProp é um *software* desenvolvido pela CMG (*Computer Modelling Group*) para caracterização dos fluidos, fornecendo dados das propriedades PVT que são utilizadas como dados de entrada dos simuladores de reservatório desenvolvidos pela CMG (IMEX, GEM e STARS). O WinProp é utilizado para diversos estudos, tais como: estudo de miscibilidade; predição da produção de asfalto; construção de diagrama de fases; simulação de experimentos laboratoriais; dentre outros.

O Specs é um *software* desenvolvido pela *Technical University of Denmark*, utilizado para cálculos de separação e equilíbrio de fases, e por isso também é utilizado para caracterização do óleo, predizendo propriedades PVT do óleo a partir da composição do fluido. O Specs foi desenvolvido para trabalhos envolvendo tanto misturas complexas, tais como misturas polares e não-polares, quanto para misturas de óleos, misturas de polímero-solvente e soluções de eletrólitos aquosos (PRETEL, 1999).

A metodologia utilizada por estes *softwares* consiste na reprodução do experimento de liberação diferencial, utilizado em laboratório para determinação do fator volume formação de óleo, do fator volume formação de gás e da razão de solubilidade gás-óleo. Portanto estão apresentadas a seguir considerações gerais sobre a liberação diferencial.

V.2.1 Considerações Gerais sobre a Liberação Diferencial

Para caracterização e modelagem do comportamento volumétrico dos fluidos no reservatório e durante a produção, o que abrange verificar as alterações de volume do fluido devido a mudanças de pressão e temperatura, dois tipos de experimentos podem ser conduzidos para reproduzir a liberação de gás da fase líquida, são eles: a liberação *flash* e a liberação diferencial. Dentre eles, apenas a liberação diferencial é empregada para determinação de B_o , B_g e R_s .

Conforme esquematizado na Figura V.1, durante o experimento de liberação diferencial, que ocorre a temperatura constante com a redução da pressão da célula, o gás é liberado da solução e retirado do contato com o líquido, de forma que a composição total da mistura é alterada em cada estágio e não se estabelece equilíbrio

termodinâmico entre as fases. O volume de líquido na célula e o volume de gás liberado são determinados em cada etapa do experimento, que pode ser conduzido até atingir a pressão atmosférica (ROSA *et al.*, 2006). Estes volumes são então utilizados para calcular B_o , B_g e R_s , através das relações apresentadas no Capítulo III:

$$B_o = \frac{\text{volume de óleo + gás dissolvido nas condições da célula}}{\text{volume de óleo nas condições de superfície}}$$

$$B_g = \frac{\text{volume de gás nas condições da célula}}{\text{volume de gás nas condições de superfície}}$$

$$R_s = \frac{\text{volume de gás liberado nas condições de superfície}}{\text{volume de óleo na célula nas condições de superfície}}$$

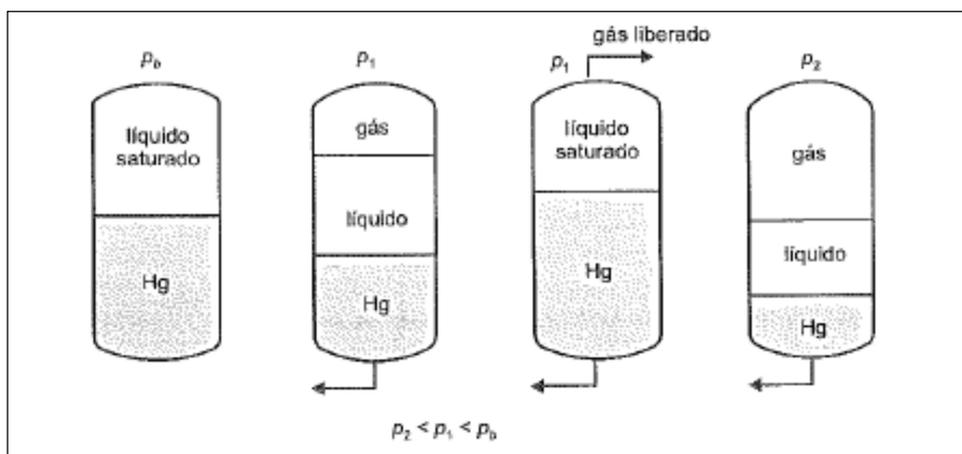


Figura V. 1: Liberação diferencial.

Fonte: Rosa *et al.* (2006)

Cada estágio de pressão da liberação diferencial corresponde a um *flash*. Portanto, ao reproduzirem este experimento, os *softwares* Specs e WinProp realizam sequências de cálculos de *flash* a partir da composição do óleo recombinado, que é a composição inicial do líquido presente na célula em cada etapa. Dentre os dados de entrada fornecidos pelo usuário ao Specs e ao WinProp está a composição do óleo até a fração C_{7+} . Para o cálculo de *flash*, a fração C_{7+} precisa ser expandida, ou seja, as frações superiores de hidrocarbonetos desconhecidas da fração pesada C_{7+} precisam ser identificadas, as chamadas SCN (*single carbono number*). O que diferencia, portanto, os softwares Specs e WinProp é a metodologia de caracterização da fração C_{7+} do óleo. Tais metodologias são apresentadas nos tópicos a seguir.

V.2.2 Caracterização do Simulador WinProp

O método de caracterização do WinProp baseia-se numa função de distribuição exponencial de duas etapas. Por este método, a fração molar de cada uma das frações SCN (x_{ci}) é descrita como função da massa molecular (MW) através da relação mostrada na Equação V.1:

$$x_{ci} = \int_{MW_i}^{MW_{i+1}} \xi dMW \quad (\text{Eq. V.1})$$

onde:

- $\ln \xi = (1 - f) \left[C_0 + \frac{C_1 - C_0}{M_1 - M_0} (MW - M_0) \right] + f [C_1 + C_2 (M - M_1)]$;
- $f = 0$, se $MW < M_1$;
- $f = 1$, se $MW > M_1$;
- M_0 é a massa molecular da fração $C_{(i-1)}$;
- C_0 é a fração molar da fração $C_{(i-1)}$ / 14;
- M_1 é a massa molecular da fração $C_{(i+1)+}$;
- C_1 é a fração molar da fração $C_{(i+1)+}$;
- C_2 é um parâmetro calculado com base na massa específica da fração C_{i+} .

V.2.3 Caracterização do Simulador Specs

A caracterização utilizada no Specs baseia-se na metodologia desenvolvida por Pedersen (2006), considerando uma relação linear entre o número de carbonos e o logaritmo da correspondente fração molar x_i .

$$C_i = A + B * \ln(z_i) \quad (\text{Eq. V.2})$$

A fração molar de cada uma das frações SCN (x_{ci}) é descrita atendendo as restrições de fração molar (x), massa molecular (M) e densidade (ρ) oriundas do balanço de massa:

$$x_+ = \sum_{i=C_+}^{C_{max}} x_i$$

(Eq. V.3)

$$M_+ = \frac{\sum_{i=C_+}^{C_{max}} x_i \cdot M_i}{\sum_{i=C_+}^{C_{max}} x_i}$$

(Eq. V.4)

$$\rho_+ = \frac{\sum_{i=C_+}^{C_{max}} x_i \cdot M_i}{\sum_{i=C_+}^{C_{max}} \frac{x_i \cdot M_i}{\rho_i}}$$

(Eq. V.5)

V.3. Casos de Estudo

Neste capítulo o BOAST foi utilizado para simular três diferentes casos de estudo. A base da simulação são os dados apresentados no Capítulo IV, retirados do Exemplo 3 do próprio *software*. Para este estudo, no entanto, foram utilizados os dados otimizados no estudo de análise paramétrica, os quais são apresentados na Tabela V.1.

Tabela V. 1: Propriedades otimizadas na análise paramétrica (Capítulo IV)

Variável	Valor
Dimensões da malha (xyz)	11x1x4 blocos
Porosidade	0,6
Saturação inicial de água	0,1
Permeabilidades kx/ ky/ kz	400/200/20 mD
Taxa de injeção de água	900 STB/d

Os dados das propriedades relacionadas à interação rocha-fluido (permeabilidades relativas e pressão capilar em função da saturação) foram atualizados como apresentado nas Tabelas V.2 e V.3, a partir das informações disponibilizadas por Bautista (2010).

Tabela V. 2: Permeabilidade relativa e pressão capilar no sistema água-óleo

Sw	krw	krow	Pcow
0,25	0	0,6769	3
0,3778	0,018	0,4153	2
0,4667	0,0607	0,2178	1,5
0,5556	0,1438	0,0835	1
0,6444	0,2809	0,0123	0,5
0,7	0,4089	0	0,05
0,7333	0,4855	0	0,01
0,8	0,7709	0	0

Tabela V. 3: Permeabilidade relativa e pressão capilar no sistema líquido-gás

Sl	kr _g	kro _g	Pcog
0,2889	0,56	0	8
0,35	0,39	0	4
0,3778	0,35	0,011	3
0,4667	0,2	0,037	0,8
0,5556	0,1	0,0878	0,03
0,6444	0,05	0,1715	0,01
0,7333	0,03	0,2963	0,001
0,8	0	0,6769	0

Os diferentes casos de estudo variam no que diz respeito à origem dos dados PVT do óleo (fator volume formação de óleo, fator volume formação de gás e razão de solubilidade gás-óleo), a saber:

- 1) Dados PVT experimentais, retirados da literatura (BAUTISTA, 2010);
- 2) Dados PVT preditos pelo simulador Specs;
- 3) Dados PVT preditos pelo simulador WinProp, retirados da literatura (Bautista, 2010).

Os dados experimentais relacionados à composição do óleo, densidade e peso molecular da fração C₇₊ e pressão de bolha do óleo, utilizados como dados de entrada para caracterização do óleo no Specs e no WinProp, foram retirados de Bautista (2010). Estes dados são os mesmos apresentados por McCain (1989) e Danesh (1998), conforme a Tabela V.4.

Tabela V. 4: Composição do óleo

Componente	Composição %molar
N ₂	0,16
CO ₂	0,91
H ₂ S	0
C ₁	36,47
C ₂	9,67
C ₃	6,95
i-C ₄	1,44
n-C ₄	3,93
i-C ₅	1,44
n-C ₅	1,41
C ₆	4,33
C ₇₊	33,29
Total	100,00
Peso molecular C ₇₊	218
Densidade C ₇₊	0,8515
Pressão de bolha	2634,7 psi
Densidade API a 15,5°C	35,1° API

Os dados da Tabela V.4 foram utilizados para a caracterização do óleo no Specs. Os dados PVT do óleo simulados no WinProp foram retirados do trabalho de Bautista (2010), que também utilizou os dados da Tabela V.4 como referência.

Tabela V. 5: Propriedades PVT previstas pelo Winprop

Pressão (psi)	Razão de solubilidade (ft ³ s / bl s)	Fator volume formação de óleo (bl r/bl s)	Fator volume formação de gás (ft ³ r / ft ³ s)
2634,7	948	1,619	0,00525
2364,7	848	1,571	0,00541
2114,7	754	1,526	0,00896
1864,7	669	1,480	0,0091
1614,7	593	1,446	0,00921
1364,7	517	1,409	0,00938
1114,7	443	1,372	0,01291
864,7	375	1,341	0,01975
614,7	306	1,302	0,02333
364,7	235	1,263	0,04715
173,7	167	1,223	0,10475

V.4. Resultados e Análises

Utilizando o *software* Specs, a partir dos dados do óleo apresentados na Tabela V.4, foram estimados os valores do fator volume formação do óleo (B_o), do fator volume formação do gás (B_g) e da razão de solubilidade gás-óleo (R_s). As Tabelas V.6, V.7 e V.8, apresentam os resultados obtidos e os erros percentuais em relação aos valores experimentais:

Tabela V. 6: Comparação - estudo preditivo fator volume formação do óleo – Specs

Pressão (psi)	B_o experimental (bl r/bl s)	B_o Specs (m ³ /m ³)	Erro percentual (%)
2634,7	1,6	1,5717	-1,76
2364,7	1,554	1,5207	-2,14
2114,7	1,515	1,477	-2,51
1864,7	1,479	1,4359	-2,91
1614,7	1,445	1,3971	-3,31
1364,7	1,412	1,3602	-3,67
1114,7	1,382	1,3245	-4,16
864,7	1,351	1,2895	-4,55
614,7	1,32	1,2539	-5,01
364,7	1,283	1,2142	-5,36
173,7	1,244	1,173	-5,71
14,7	1,075	1,0506	-2,27

Tabela V. 7: Comparação - estudo preditivo fator volume formação do gás – Specs

Pressão (psi)	B_g experimental (ft ³ r / ft ³ s)	B_g Specs (m ³ /m ³)	Erro percentual (%)
2634,7	-	0,005951	-
2364,7	0,00685	0,00712	3,94
2114,7	0,00771	0,007955	3,18
1864,7	0,00882	0,009039	2,48
1614,7	0,01034	0,010488	1,43
1364,7	0,01245	0,0125	0,40
1114,7	0,01552	0,015456	-0,41
864,7	0,02042	0,020172	-1,21
614,7	0,02931	0,028799	-1,74
364,7	0,05065	0,049433	-2,40
173,7	0,10834	0,105874	-2,28
14,7	-	1,319388	-

Tabela V. 8: Comparação - estudo preditivo razão de solubilidade gás-óleo – Specs

Pressão (psi)	Rs experimental (ft ³ s / ft ³ s)	Rs Specs (m ³ / m ³)	Erro percentual (%)
2634,7	152,23	166,66	9,48
2364,7	136,01	148,05	8,85
2114,7	121,93	132,07	8,32
1864,7	109,09	117,1	7,34
1614,7	96,97	103	6,22
1364,7	85,38	89,63	4,98
1114,7	74,15	76,84	3,63
864,7	63,10	64,46	2,16
614,7	52,05	52,21	0,31
364,7	39,75	39,28	-1,18
173,7	27,99	27,13	-3,07
14,7	0,00	0,00	0,00

As tabelas indicam que o Specs conseguiu prever com melhor qualidade (menor erro percentual) o fator de volume formação do gás, apresentando o maior erro de 4% dentre os pontos experimentais comparados. Para o fator volume formação do óleo o maior erro observado foi de 5,7% e para a razão de solubilidade gás-óleo, de 9,5%.

Como supracitado, os dados PVT do óleo simulados no WinProp foram retirados do trabalho de Bautista (2010). Observa-se que o WinProp estimou com melhor precisão o fator volume formação de óleo, com erro percentual máximo de 1,19%. Já as outras propriedades PVT foram previstas pelo WinProp com maior erro percentual, chegando a 21% para fator volume formação do gás e 11% para a razão de solubilidade gás-óleo, conforme apresentado nas Tabelas V.9, V.10 e V.11.

Tabela V. 9: Comparação - estudo preditivo fator volume formação do óleo – WinProp

Pressão (psi)	Bo experimental (bl r/bl s)	Bo WinProp (bl r/bl s)	Erro percentual (%)
2634,7	1,6	1,619	1,19
2364,7	1,554	1,571	1,09
2114,7	1,515	1,526	0,73
1864,7	1,479	1,480	0,07
1614,7	1,445	1,446	0,07
1364,7	1,412	1,409	-0,21
1114,7	1,382	1,372	-0,72
864,7	1,351	1,341	-0,74
614,7	1,32	1,302	-1,36
364,7	1,283	1,263	-1,56
173,7	1,244	1,223	-1,69
14,7	1,075	1,100	2,33

Tabela V. 10: Comparação - estudo preditivo fator volume formação do gás – WinProp

Pressão (psi)	Bg experimental (ft3 r / ft3 s)	Bg WinProp (ft3 r / ft3 s)	Erro percentual (%)
2634,7	-	0,00525	-
2364,7	0,00685	0,00541	-21,02
2114,7	0,00771	0,00896	16,21
1864,7	0,00882	0,0091	3,17
1614,7	0,01034	0,00921	-10,93
1364,7	0,01245	0,00938	-24,66
1114,7	0,01552	0,01291	-16,82
864,7	0,02042	0,01975	-3,28
614,7	0,02931	0,02333	-20,40
364,7	0,05065	0,04715	-6,91
173,7	0,10834	0,10475	-3,31
14,7	-	-	-

Tabela V. 11: Comparação - estudo preditivo razão de solubilidade gás-óleo – WinProp

Pressão (psi)	Rs experimental (ft ³ s / bl s)	Rs WinProp (ft ³ s / bl s)	Erro percentual (%)
2634,7	854	948	11,01
2364,7	763	848	11,14
2114,7	684	754	10,23
1864,7	612	669	9,31
1614,7	544	593	9,01
1364,7	479	517	7,93
1114,7	416	443	6,49
864,7	354	375	5,93
614,7	292	306	4,79
364,7	223	235	5,38
173,7	157	167	6,37
14,7	0	0	0

O fluido analisado neste estudo encontra-se subsaturado, ou seja, com pressão inicial nas condições de reservatório acima da pressão de bolha. Isso significa que o gás está dissolvido na fase oleosa e está sendo desprendido à medida que a produção está sendo elevada devido à simultânea redução da pressão.

Visando avaliar o impacto destes erros na simulação do reservatório, foi elaborado um gráfico comparativo do acumulado de óleo com o tempo de produção a partir de simulações com o BOAST. Como apresentado na Figura V.2, as curvas obtidas para as três simulações apresentam valores bem próximos (ver destaque na Figura V.3), sendo que a curva com os dados do Specs tem uma variação positiva em relação aos dados experimentais e a curva com os dados do WinProp uma variação negativa. A percepção desta variação pode ser melhor observada na Tabela V.12, com os erros percentuais para 5 pontos de avaliação (tempo de produção) do acumulado de óleo.

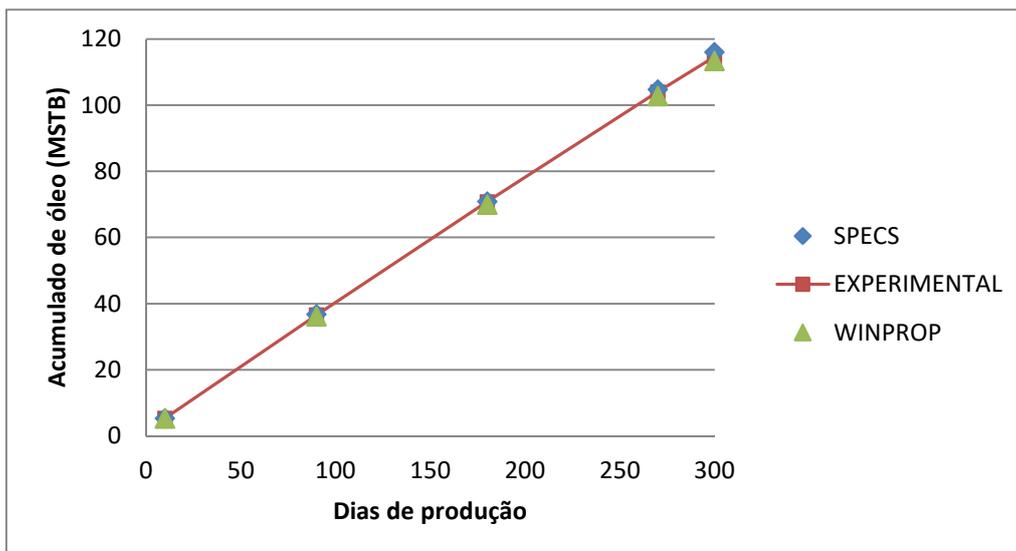


Figura V. 2: Comparação - curvas de produção de óleo experimental - Specs / WinProp.

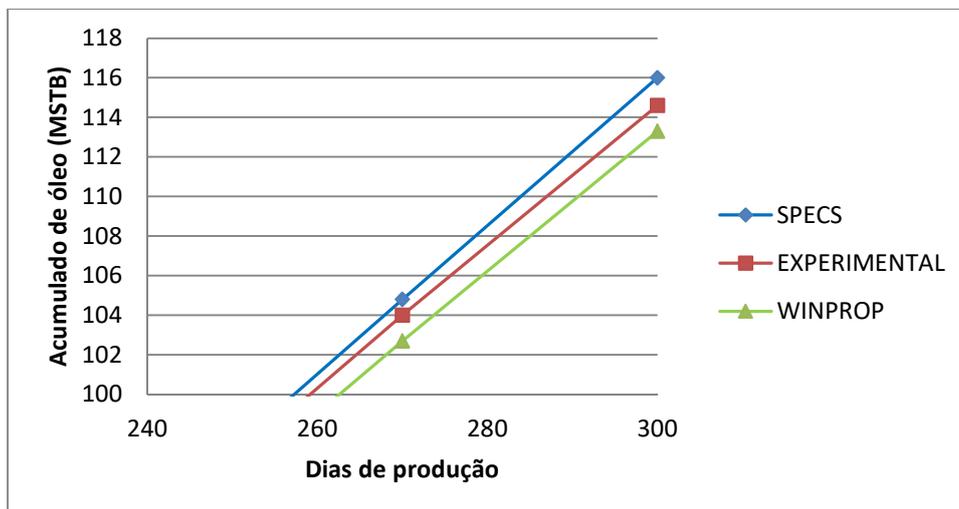


Figura V. 3: Destaque - curvas comparativas de produção de óleo experimental - Specs / WinProp.

Tabela V. 12: Comparação - erro percentual das curvas comparativas de produção de óleo - Specs/WinProp

Dias de produção	10	90	180	270	300
Erro percentual Specs (%)	0,00	0,55	0,14	0,77	1,22
Erro percentual WinProp (%)	-1,85	-1,09	-1,27	-1,35	-1,22

Pelo conceito teórico das variáveis fator volume formação e razão de solubilidade, destaca-se que estas propriedades, embora importantes para a realização da simulação, não estão diretamente relacionadas ao deslocamento do óleo no reservatório, o que

resultaria em maior influência sobre os dados de produção calculados. Estas propriedades, como supracitado, referem-se às variações volumétricas dos fluidos em função das diferenças de pressão e temperatura entre as condições do reservatório e da superfície. Assim, embora importantes para a simulação, os erros de predição destas variáveis não resultam em erros significativos em termos de estimativa de produção pelo simulador.

Os valores de fator volume formação de óleo estimados pelo Specs são menores do que os valores experimentais, conforme mostra a Tabela V.6. Como o fator volume formação de óleo representa a razão entre o volume nas condições do reservatório e o volume nas condições de superfície, para o Specs o volume de óleo obtido na superfície é superior ao esperado pela razão experimental, o que corrobora o gráfico da Figura V.2 que mostra que a produção acumulada de óleo estimada através dos dados do Specs é superior àquela estimada com dados experimentais.

De forma análoga, a mesma análise foi feita com os dados preditos pelo WinProp, no entanto foi observado um comportamento inverso. Os valores de fator volume formação de óleo estimados pelo WinProp são maiores do que os valores experimentais, conforme mostra a Tabela V.9. Assim, para o WinProp o volume de óleo obtido na superfície é inferior ao esperado pela razão experimental o que também é observado no gráfico da Figura V.2 que mostra que a produção acumulada de óleo estimada através dos dados do WinProp é inferior àquela estimada com dados experimentais.

Fazendo uma análise do balanço material da fase gasosa, foram construídas as curvas comparativas da Figura V.4, que mostram a produção acumulada de gás para as três condições simuladas. Observa-se através desta figura que os resultados das simulações obtidos com os dados do Specs e do WinProp indicam uma produção de gás superior à esperada pela simulação com dados experimentais, comportamento este justificado pela estimativa da razão de solubilidade por estes *softwares*: as Tabelas V.8 e V.11 mostram que os valores preditos pelo Specs e pelo WinProp são superiores ao valor determinado com dados experimentais, o que na prática significa que os cálculos do Specs e do WinProp indicam que um maior volume de gás está dissolvido no óleo, o que reflete em um maior volume de gás despreendido durante a produção indicada nas curvas da Figura V.4.

Apesar dos erros de predição do Winprop não apresentarem um comportamento regular, em sua maioria Bg assumiu valores menores do que os experimentais, justificando assim que, de acordo com os cálculos obtidos com o Winprop, o volume esperado de gás na superfície seja superior ao experimental, já que Bg representa a razão entre os volumes de gás nas condições do reservatório e de superfície. Para ambos os simuladores Bg não apresenta influência significativa na estimativa de produção acumulada de óleo.

Tabela V. 13: Comparação - erro percentual das curvas comparativas de produção de gás – Specs / WinProp

Dias de produção	10	90	180	270	300
Erro percentual Specs (%)	12,50	12,79	12,75	12,00	11,29
Erro percentual WinProp (%)	18,18	18,27	18,26	18,32	18,21

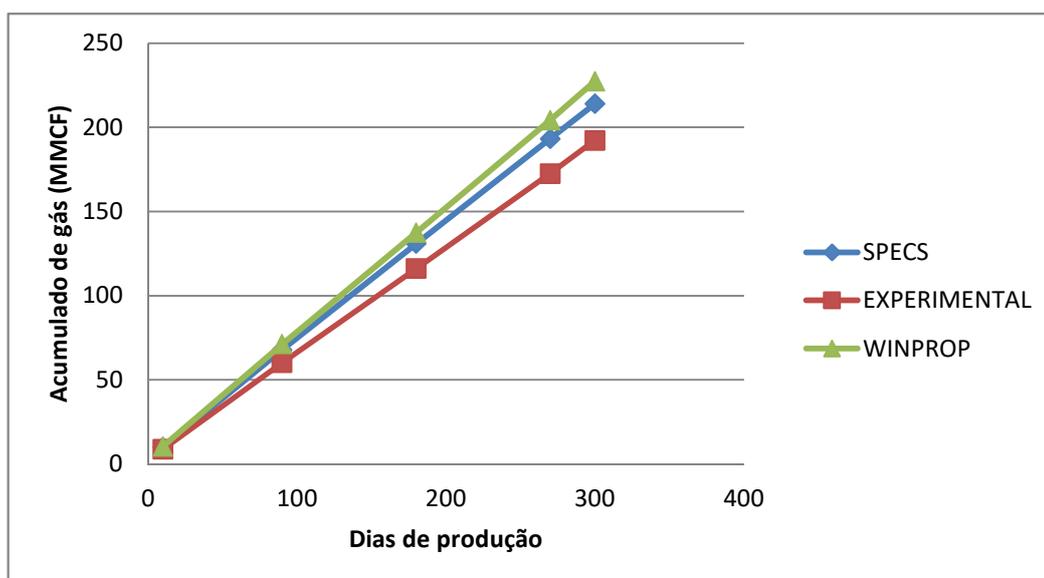


Figura V. 4: Comparação - curvas de produção de gás experimental - Specs / WinProp.

V.5. Conclusões

Como está sendo abordado ao longo desta dissertação, simuladores têm sido utilizados como ferramentas para estimar o comportamento produtivo de reservatórios de petróleo. Especificamente, tem sido avaliado o desempenho do BOAST, como simulador para diferentes cenários de estudo na Engenharia de reservatórios. No

entanto, o bom desempenho destes *softwares* também está relacionado com a qualidade dos dados de entrada fornecidos.

As propriedades PVT dos fluidos podem ser obtidas através de experimentos em laboratório, no entanto requerem a coleta de amostra representativa do líquido no reservatório, demandando tempo e dinheiro. Correlações empíricas têm sido então desenvolvidas e aperfeiçoadas para prever tais propriedades. Neste trabalho os simuladores Specs e WinProp foram utilizados como ferramenta para obtenção dos dados de fator volume formação de óleo e gás e da razão de solubilidade gás-óleo. As simulações no BOAST, utilizando estes dados foram comparadas com a simulação utilizando os valores PVT obtidos experimentalmente para o mesmo óleo.

Analisando individualmente as estimativas obtidas para cada propriedade, observa-se que o Specs conseguiu prever com menor erro o fator volume formação de gás, já o WinProp estimou com menor erro o fator volume formação de óleo. Em ambos os casos o erro obtido para a estimativa da razão de solubilidade gás-óleo foi relativamente alto. As discrepâncias estão relacionadas às correlações utilizadas por cada *software* para calcular estas propriedades, que foram desenvolvidos para abranger condições e fluidos específicos. No entanto, a comparação das curvas de produção acumulada obtidas no BOAST mostrou que não houve diferença significativa nos valores obtidos quando se utilizou dados experimentais e dados preditos pelo Specs e pelo WinProp, validando a utilização destes *softwares* para obtenção de dados PVT para conduzir a simulação de reservatórios.

V.6. Referências

BAUTISTA, Ernesto Vargas – **Análise paramétrica da simulação composicional do processo de Drenagem Gravitacional Assistida por Gás (GAGD)**. Dissertação de mestrado, UFRN, Programa de Pós-Graduação em Ciência e Engenharia de Petróleo. Área de Concentração: Engenharia e Geologia de Reservatórios e de Exploração de Petróleo e Gás Natural (ERE), Natal-RN, Brasil.

DANESH, A. **PVT and Phase Behavior of Petroleum Reservoir Fluids**. Editora Elsevier, Amsterdam, 1998.

GLASO, O. **Generalised Pressure-Volume-Temperature Correlations**, JPT, 785-795, 1980.

LASATER, J.A. **Bubble Point Pressure Correlation**, Trans. AIME, 213, 379-381, 1958.

MCCAIN, W.D. **The Properties of Petroleum Fluids**. 2nd Edition, PennWell Books, PennWell Publishing Company, Tulsa, 1990.

PEDERSEN, Karen Schou; CHRISTENSEN, Peter L.. **Phase Behavior of Petroleum Reservoir Fluids**. Taylor & Francis Group. 2006.

PRETEL, Eduardo. **Specs V4.0 Manual**. Institut for Kemiteknik, 1999.

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

STANDING, M.B. **A Pressure-Volume-Temperature Correlation for Mixtures of Californian Oils and Gases**, Drill. and Prod. Proc., 275-287, 1947.

VASQUEZ, M.; BEGGS, H.D. **Correlations for Fluid Physical Property Prediction**, JPT, 968-970, 1980.

VELARDE, J.; BLASINGAME, T.A.; MCCAIN JR., W.D.; **Correlation of Black Oil Properties at Pressures Below Bubblepoint Pressure - A New Approach**. Journal of Canadian Petroleum Technology, Volume 38, No. 13, 1999.

CAPÍTULO VI- ANÁLISE DA INJEÇÃO ALTERNADA DE ÁGUA E GÁS UTILIZANDO O SIMULADOR BOAST

O desenvolvimento de métodos de recuperação avançada de petróleo representa um dos principais desafios da Engenharia de reservatório e objetiva aumentar a taxa de recuperação de óleo após ser atingida a condição de inviabilidade técnica e econômica de produção através do método de recuperação primária. Simuladores de reservatório são então utilizados como ferramenta auxiliar para o estudo de viabilidade de métodos de produção em cenários específicos. Tendo melhor compreensão do simulador BOAST após os estudos de análise de sensibilidade apresentados nos capítulos IV e V, neste capítulo é apresentado um trabalho de análise de viabilidade do método avançado de recuperação denominado injeção alternada de água e gás (WAG, *Water Alternating Gas*), utilizando o BOAST para simular o perfil produtivo do reservatório, além de discutir aspectos como permeabilidade trifásica e histerese, que são considerados relevantes quando se emprega o método WAG.

VI.1. Injeção Alternada de Água e Gás

Os métodos secundários de injeção contínua de água ou gás são os mais frequentemente utilizados como alternativa para recuperação do óleo residual que não foi produzido através da técnica de elevação natural por questões técnicas ou econômicas. Na prática, a injeção destes fluidos, água ou gás imiscível, restabelece ou mantém a pressão do reservatório, possibilitando o escoamento do óleo ainda presente no reservatório até o poço produtor (PEGORARO, 2012). Como ressaltado por Rosa *et al.* (2016), nos métodos secundários não ocorre mistura entre o fluido injetado e o óleo no reservatório, o fluido deslocante desempenha apenas um papel de elemento mecânico.

Alguns problemas operacionais são mencionados quando estas técnicas são utilizadas. Por serem menos viscosos que o óleo, a água e o gás possuem maior mobilidade, ou seja, maior facilidade de escoamento, e por isso facilmente encontram caminhos preferenciais, formando canalizações, os chamados *fingers*, ou fluem diretamente para o poço produtor sem varrer algumas regiões do meio poroso (PEGORARO, 2012). Por não haver miscibilidade entre o fluido injetado e o óleo, uma alta tensão interfacial é observada entre estas fases, o que é uma condição desfavorável para a remoção do óleo retido nos poros (ROSA *et al.*, 2016).

A injeção contínua de água é definida como uma técnica de alta eficiência de varrido, ou seja, o fluido injetado consegue atingir uma grande extensão de regiões do reservatório. Em contrapartida, a injeção contínua de gás é uma técnica com alta eficiência de deslocamento, o que representa microscopicamente que maior volume de óleo é deslocado na zona varrida pelo fluido injetado. No entanto, a eficiência de recuperação de uma técnica é estimada pelo produto das eficiências de varrido (horizontal e vertical) pela eficiência de deslocamento, de forma que para uma alta eficiência do processo como um todo ambas as eficiências precisam ser altas (ROSA *et al.*, 2006). Por esta razão, o fator de recuperação da injeção contínua de água ou gás é baixo, ainda que superior ao método de recuperação natural.

Combinando então as vantagens particulares de cada uma destas técnicas, e visando superar os problemas operacionais apresentados por elas, um dos métodos de recuperação avançada que tem sido bastante investigado nos últimos anos, e inclusive utilizado no campo, é a injeção alternada de água e gás (WAG, *Water Alternating Gas*). A injeção WAG foi proposta para melhorar a eficiência de varrido de processos de produção por injeção de gás e posteriormente passou a ser empregada também em outras perspectivas, como a re-injeção do gás produzido em poços de injeção de água (TOURAY, 2013).

Este método tem sido pesquisado por diferentes autores, que destacam suas principais vantagens, tais como: associação da maior eficiência de deslocamento microscópico do gás com a melhor eficiência de varredura macroscópico da água (KULKARNI e RAO, 2005; JABER *et al.*, 2017); redução da quantidade de gás a ser injetado (JABER *et al.*, 2017); controle da mobilidade do gás (DANG *et al.*, 2016);

custo operacional relativamente baixo (ROSA *et al.*, 2016); e atenuação da formação de *fingers*, comum na injeção contínua de gás, conforme apontado por Pegoraro (2012) na Figura IV.1. Esta figura compara o fenômeno de formação de *fingers* durante injeção contínua de gás e para dois processos WAG com diferentes razões de injeção água/ gás. Recomenda-se, para que durante o processo WAG ocorra maior atenuação da formação de *fingers*, que a alternância entre um fluido e outro seja realizada antes que o fluido que está sendo injetado segregue ou forme canalizações (ROSA *et al.*, 2016).

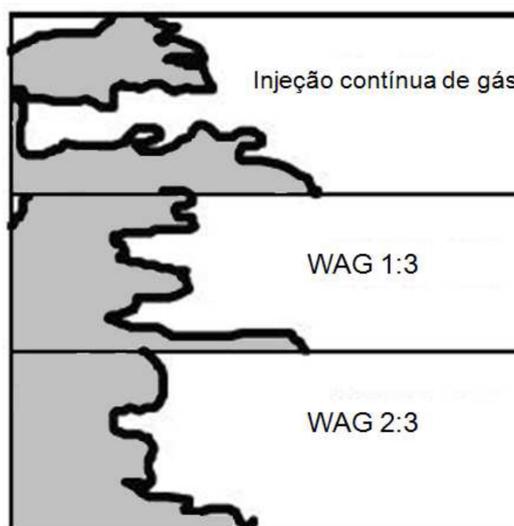


Figura VI. 1: Atenuação da formação de *fingers* - comparação WAG e injeção contínua.

Fonte: Pegoraro (2012)

O princípio de operação WAG é similar à injeção contínua de água ou gás, diferenciando-se pelo fato de que são formadas frentes de avanço alternadas destes fluidos que deslocam o óleo no sentido do poço produtor. Um esquemático do processo é apresentado na Figura VI.2. Na região do poço injetor forma-se um banco do fluido deslocante (água ou gás, a depender do fluido que está sendo injetado) devido ao aumento da saturação deste fluido. Camadas alternadas de água e gás vão sendo formadas em cada ciclo. Em seguida, verifica-se a existência de uma zona miscível, neste caso entre o gás e o óleo (em detalhe destaca-se a ação do gás movendo o óleo retido nos poros). E por fim observa-se o banco de óleo que é deslocado em direção ao poço produtor.

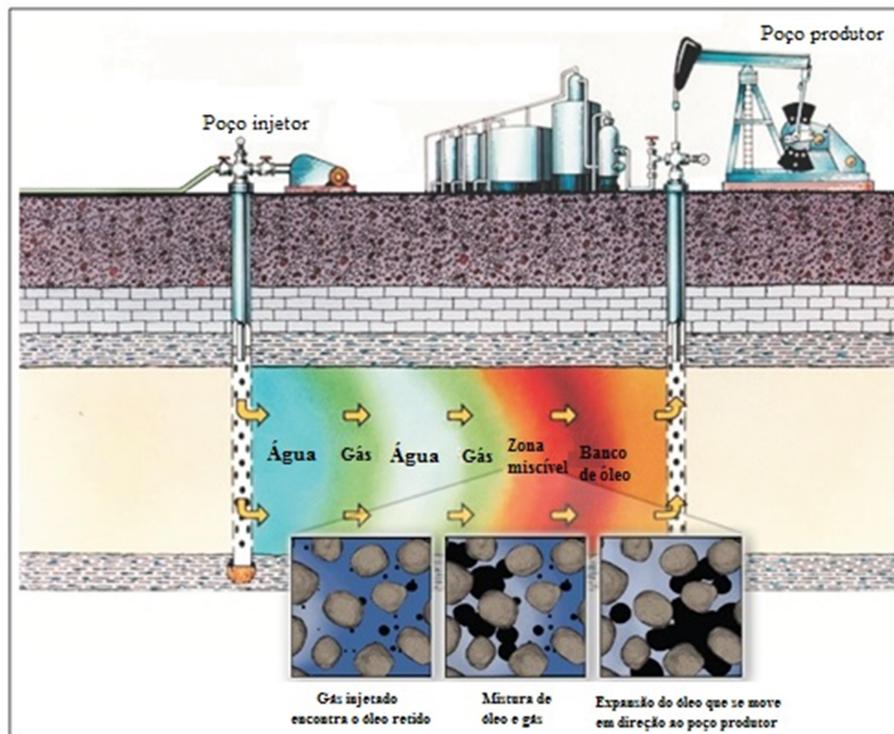


Figura VI. 2: Esquemático do processo WAG.
 Fonte: Adaptado de U.S Department of Energy, 2018

Neste cenário, em que ocorre o fluxo simultâneo das três fases e a injeção de diferentes fluidos em intervalos de tempo determinados, a saturação das fases é ajustada a cada ciclo, modificando as permeabilidades relativas e permitindo o controle de mobilidade, por isso observa-se maior estabilidade da frente de avanço no processo WAG. A adequação da razão água/ gás injetados e do intervalo de alternância é importante para este controle de mobilidade e para um melhor aproveitamento das vantagens de eficiência de varrido e deslocamento dos fluidos (ROSA *et al.*, 2016). A tensão interfacial ocasionada pela alta saturação de óleo residual é um problema observado nas injeções contínuas de água e gás. Já no processo WAG, observa-se que o sistema gás-óleo apresenta tensão interfacial inferior ao sistema água-óleo, permitindo que o gás desloque o óleo dos poros não acessíveis pela água. Por sua vez, a água aprisiona parte do gás nestes poros, o que pode mover o óleo em baixas saturações (TOURAY, 2013).

Alguns mecanismos possíveis durante o processo WAG podem ser observados no esquemático apresentado na Figura VI.2, em consonância com a listagem detalhada por Pegoraro (2012): deslocamento miscível direto (o fluido injetado extrai componentes do óleo até que sua frente torna-se miscível); inchamento da fase oleosa devido à

solubilização do gás; efeito de extração de componentes leves do óleo pelo solvente injetado; redução da viscosidade do óleo; redução da permeabilidade relativa ao gás devido ao aprisionamento desta fase pela água (quando o gás fica preso nos poros); e alteração de permeabilidade por dissolução da rocha (quando o fluido injetado interage com a rocha). Namani e Kleppe (2011) citam ainda a mudança composicional, a redução da tensão interfacial e a redução da saturação de óleo residual devido ao meio trifásico e ao efeito de histerese.

Algumas variações da técnica de injeção alternada de fluidos podem ser observadas na literatura, tais como (KULKARNI e RAO, 2005; AHMADI *et al.*, 2015; ROSA *et al.*, 2016; DANG *et al.*, 2016; RIAZI e GOLKARI, 2016; JABER *et al.*, 2017; TEKLU, 2016; ZHANG *et al.*, 2017): a injeção simultânea de água e gás; a injeção de água em diferentes condições (água de baixa salinidade ou a diferentes temperaturas, por exemplo); a injeção de diferentes tipos de gases (CO₂ e gás associado são os mais comuns); injeção envolvendo ou não miscibilidade gás-óleo; injeção alternada assistida por espuma; e injeção alternada com variações da direção do fluxo.

A injeção alternada de água e gás pode ser classificada como um processo miscível (ao primeiro contato ou por múltiplos contatos) ou imiscível. Na maioria dos projetos de injeção WAG investigados (Christensen *et al.*, 2011; Namani e Kleppe, 2011; Touray, 2013) ocorre a re-pressurização do reservatório para que a pressão no meio seja mantida acima da Pressão Mínima de Miscibilidade (PMM) dos fluidos, caracterizando-os como processos WAG miscíveis. A vantagem da miscibilidade está no fato de não existir uma tensão interfacial nem forças capilares para retenção do óleo, por isso a saturação de óleo residual tende a ser nula (PEGORARO, 2012). Em contrapartida, o método imiscível (que ocorre quando a pressão de injeção é inferior à pressão mínima de miscibilidade - PMM) também apresenta vantagens associadas a redução da viscosidade e inchamento do óleo, além de melhorar a estabilidade frontal e entrar em contato com zonas não varridas, já que a eficiência de deslocamento é melhorada (a eficiência de deslocamento de gases é melhor do que a de líquidos). Muitos são os fatores que devem ser observados no projeto de processos de injeção WAG. Touray (2013) destaca alguns deles:

- Heterogeneidade do reservatório: quanto mais heterogêneo o meio, maior a possibilidade de existirem barreiras de escoamento dos fluidos entre as camadas do reservatório, por isso este é um fator a ser observado durante o projeto de processos WAG;

- Propriedades petrofísicas: permeabilidade, porosidade efetiva e saturação são as propriedades da rocha que mais influenciam no processo de recuperação do óleo, pois indicam a facilidade de escoamento dos fluidos e o quanto de óleo pode ser extraído do reservatório;

- Molhabilidade: esta propriedade define a distribuição dos fluidos no meio poroso, o fluido molhante tende a ocupar os poros menores e expulsar os outros fluidos, por esta razão o processo WAG é favorecido quando o óleo não é o fluido molhante;

- Viscosidade: a mais importante dentre as propriedades do óleo para o processo WAG, mensurando a facilidade dele se deslocar;

- Padrão de injeção: a quantidade e localização dos poços injetores tem grande influência no sucesso do deslocamento do óleo em direção ao poço produtor e na produtividade do processo;

- Parâmetros WAG: dentre os parâmetros de produção que devem ser especificados e que têm grande influência na eficácia do processo de recuperação estão as vazões de injeção de cada fluido, a razão água/ gás e o número e a duração dos ciclos.

É importante destacar também que, apesar das vantagens relacionadas à injeção alternada de água e gás, alguns problemas operacionais podem ser identificados durante o processo. Alguns deles foram reportados por Christensen *et al.* (2011) e Rosa *et al.* (2016), tais como:

- Bloqueio por água: o escoamento de água aprisiona o óleo na forma de glóbulos, o que dificulta o acesso do gás ao óleo nos poros;

- Fadiga de colunas: problema ocasionado pela diferença nas temperaturas dos fluidos (gás e água) injetados no processo WAG;

- Perda de injetividade: este problema resulta em menos gás ou água sendo injetado, o que, por consequência, leva à queda de pressão e afeta o deslocamento e a produção do óleo;

- *Breakthrough* precoce de gás: problema relacionado ao avanço antecipado do gás, causado, por exemplo, por canalizações;

- Problemas devido à injeção de CO₂: o gás carbônico está associado a alguns problemas geomecânicos, como a dissolução de rochas carbonatadas, e também à precipitação de asfaltenos, que ocasiona entupimentos no sistemas e problemas no sistema de bombeio, além de estar associada à formação de incrustações e corrosão de equipamentos do sistema operacional;

- Formação de hidratos: problema observado principalmente devido a condições de operação em baixas temperaturas.

Com base na revisão do estado da arte, observa-se que a injeção alternada de dois diferentes fluidos ainda não é uma técnica totalmente dominada e que, assim como outras técnicas de recuperação, é necessária uma adequação das variáveis do processo para cada campo produtor, com o objetivo de viabilizá-la tecnicamente. No caso WAG, as principais variáveis a serem avaliadas são: o tipo dos fluidos que estão sendo injetados; o tempo de alternância entre a injeção deles; e a vazão de injeção de cada um. Neste contexto, os simuladores se apresentam como uma importante ferramenta na determinação dos valores ótimos destas principais variáveis de processo, à medida que fornecem uma previsão do desempenho produtivo, auxiliando na tomada de decisão quanto à escolha ou não de uma técnica para ser empregada em um determinado reservatório.

Simuladores *black-oil* e composicional são citados por Rosa *et al.* (2016) para reproduzir o processo WAG. O primeiro considera miscibilidade total e imediata do gás no óleo, admitindo assim um equilíbrio de fases imediato. O segundo utiliza equações de estado para o cálculo do equilíbrio de fases, o que é uma tarefa desafiadora e que introduz erros computacionais quando se trata de óleos pesados, como apontado pelos autores. Uma boa consistência entre os resultados das simulações *black-oil* e composicional na avaliação do processo de injeção alternada de água e gás foi

observada por Namani e Kleppe (2011), indicando a viabilidade de utilização de simuladores *black-oil* para esta finalidade.

Neste trabalho é utilizado o BOAST (*Black-Oil Applied Simulation*), simulador numérico de reservatórios tridimensional, trifásico e *black-oil*. Ainda que tenha sido utilizado por alguns autores, principalmente pelo fato de ser um simulador livre, nenhum trabalho foi encontrado utilizando o BOAST para a avaliação do processo de injeção alternada de água e gás (WAG). Ainda sobre a utilização de simuladores para análise do processo WAG, é importante salientar a complexidade dos fenômenos físicos envolvidos nesta técnica, destacando dois aspectos amplamente reportados na literatura, os quais são discutidos nas seções seguintes: a influência da permeabilidade trifásica; e o fenômeno de histerese das permeabilidades.

VI.2. Influência da Permeabilidade Trifásica

A permeabilidade relativa representa a facilidade de uma fase se deslocar dentro do reservatório em relação às outras fases presentes no meio. As permeabilidades relativas bifásicas, que consideram a existência de apenas duas fases no meio, são obtidas a partir de experimentos laboratoriais, como apresentado no gráfico da Figura VI.3, obtido experimentalmente considerando a água como o fluido que molha a rocha em um sistema bifásico água-óleo. A figura indica o aumento da permeabilidade relativa com o aumento da saturação da respectiva fase. A diferença no comportamento das curvas de cada fase é justificada pelo processo que cada uma está passando, ou seja, como ocorre o deslocamento de cada fluido (molhante e não molhante) no meio. Por exemplo, partindo da condição de um meio totalmente saturado pela água ($S_w=100\%$), à medida que a saturação de óleo aumenta a permeabilidade relativa da água diminui acentuadamente porque o óleo (fluido que não molha) ocupa inicialmente o centro dos capilares de maior diâmetro, desfavorecendo o deslocamento da água (ROSA, 2006).

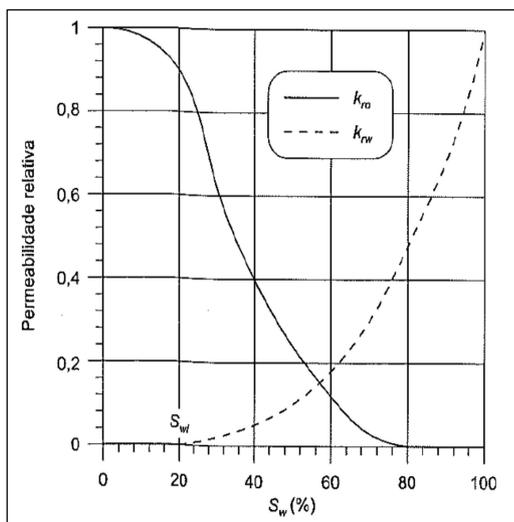


Figura VI. 3: Permeabilidade relativa sistema água-óleo.
 Fonte: Rosa (2006)

Neste mesmo contexto, é importante destacar a influência do processo de saturação (drenagem ou embebição) na determinação das permeabilidades relativas, como demonstrado na Figura VI.4.

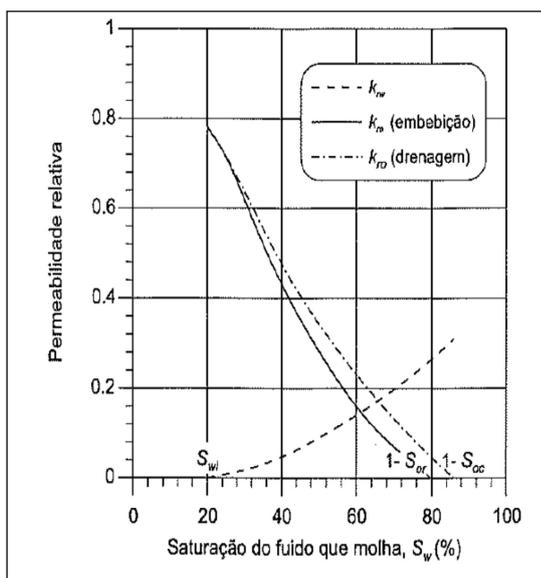


Figura VI. 4: Permeabilidade relativa sistema água-óleo - influência do processo de saturação.

Fonte: Rosa (2006)

O processo de drenagem refere-se àquele em que o meio está inicialmente saturado com o fluido molhante e a sua saturação vai sendo reduzida (com simultâneo aumento da saturação do fluido não-molhante). Por outro lado, em um processo de embebição, o meio está saturado com o fluido que não molha a rocha e a sua saturação vai reduzindo pela introdução do fluido molhante. A principal diferença entre as curvas

está no valor da saturação mínima em que se inicia o fluxo do fluido que não molha, ou seja, o ponto quando a permeabilidade da fase não molhante deixa de ser nula, indicada na Figura VI.4 como $1-S_{or}$ e $1-S_{oc}$ (ROSA, 2006). A compreensão destes processos e de sua influência nas curvas de permeabilidade é importante ao se analisar a injeção alternada de água e gás porque a alternância entre a injeção de um fluido e de outro, na prática, resulta na alternância entre os processos de drenagem e de embebição.

Adicionalmente, como o mecanismo de injeção alternada de água e gás caracteriza-se pelo fluxo trifásico (água, óleo e gás), a literatura recomenda a utilização da permeabilidade relativa trifásica em estudos de injeção WAG. No entanto, determinar a permeabilidade relativa trifásica experimentalmente não é uma tarefa trivial, o que tem conduzido pesquisadores a desenvolverem modelos matemáticos para estimar tais valores. Salienta-se que, ainda assim, a obtenção de dados de permeabilidade trifásica continua sendo um desafio para a engenharia de reservatórios, principalmente devido às infinitas possibilidades de variação da saturação dos fluidos, já que o processo WAG envolve a variação de duas saturações independentes, ao contrário dos sistemas bifásicos que apresentam duas únicas condições, a saturação de uma fase aumenta ou diminui (PEGORARO, 2012; SHAHVERDI *et al.*, 2011).

Comumente a predição das permeabilidades trifásicas é feita por correlações empíricas a partir dos dados de permeabilidades bifásicas que são medidas em laboratório. Estas correlações são desenvolvidas com base em condições específicas. Por exemplo, a maior parte das correlações assume que o fluido que molha a rocha é a água e o óleo é considerado a fase de molhabilidade intermediária. Portanto, a confiabilidade das correlações está diretamente relacionada à compatibilidade do cenário em estudo com as considerações feitas durante o tratamento matemático (PEGORARO, 2012; SHAHVERDI *et al.*, 2011). Assim, os simuladores de reservatório que apresentam esta funcionalidade (cálculo de permeabilidade trifásica) utilizam dados bifásicos de permeabilidade relativa, como dados de entrada, e posteriormente utilizam alguma correlação para determinar a permeabilidade trifásica. O BOAST utiliza a correlação desenvolvida por Stone (1973) para cálculo da permeabilidade trifásica, conforme apresentado no Capítulo III desta dissertação.

O modelo de Stone para cálculo da permeabilidade trifásica é uma interpolação entre as permeabilidades relativas bifásicas experimentais água-óleo e gás-óleo, em função das saturações das fases. Assim como a maioria das correlações, Stone (1973) considera a água como o fluido que molha a rocha e o óleo como o fluido de molhabilidade intermediária. A primeira premissa adotada é que as permeabilidades relativas trifásicas da água e do gás, que são respectivamente os fluidos molhante e não molhante, são funções unicamente da própria saturação dos fluidos, sendo, portanto, iguais às permeabilidades bifásicas. Posteriormente, no entanto, Shahverdi *et al.* (2011) alertaram para o fato das permeabilidades trifásicas de água e gás dependerem não apenas das próprias saturações, mas de duas saturações independentes. A segunda premissa do modelo de Stone considera que a permeabilidade trifásica do óleo (molhabilidade intermediária) é função das saturações dos fluidos molhante e não molhante (água e gás), podendo ser estimada por interpolação das permeabilidades relativas em sistemas bifásicos com cada um destes fluidos (sistema água e óleo e sistema gás e óleo). Assim, a equação básica proposta pelo modelo é:

$$k_{ro} = (k_{row} + k_{rw})(k_{rog} + k_{rg}) - (k_{rw} + k_{rg})$$

(Eq. VI.1)

onde:

k_{ro} : permeabilidade relativa trifásica do óleo;

k_{row} : permeabilidade relativa do óleo no sistema água-óleo;

k_{rog} : permeabilidade relativa do óleo no sistema água-gás;

k_{rw} : permeabilidade relativa trifásica da água;

k_{rg} : permeabilidade relativa trifásica do gás.

A metodologia de cálculo é descrita em Stone (1973):

1º Valores de saturação das fases água e gás no sistema trifásico são especificados;

2º Com o valor da saturação da fase água, determina-se a permeabilidade relativa trifásica da água e a permeabilidade relativa do óleo no sistema água-óleo;

3º Com o valor da saturação da fase gás, determina-se a permeabilidade relativa trifásica do gás e a permeabilidade relativa do óleo no sistema gás-óleo;

4º Valores de permeabilidades determinados nas etapas 2 e 3 são utilizados na Equação VI.1 para cálculo da permeabilidade trifásica do óleo.

VI.3. Histerese da Permeabilidade

Como já discutido anteriormente, o processo de injeção alternada de dois diferentes fluidos resulta em variações cíclicas das saturações das fases dentro do reservatório. Como a permeabilidade é função das saturações, por consequência também se observam durante o processo WAG variações das permeabilidades relativas a cada ciclo de alternância, ocasionando o fenômeno chamado histerese das permeabilidades relativas.

A histerese refere-se à irreversibilidade das curvas de permeabilidade relativa decorrente das variações de saturação, visto que a permeabilidade é função da saturação. Esta irreversibilidade é inerente à alternância dos processos de embebição (deslocamento do fluido não molhante pelo molhante) e drenagem (deslocamento do fluido molhante pelo não molhante) entre um ciclo de injeção e outro e do número de vezes que estas alterações ocorrem. Como discutido na Seção VI.2 e graficamente mostrado na Figura VI.4, as curvas de permeabilidade são distintas para estes processos, por isso a cada ciclo acumula-se uma defasagem nos valores de permeabilidade em relação ao ciclo anterior. O efeito histerese é observado tanto em sistemas bifásicos quanto em processos de fluxo trifásico, como o processo de injeção alternada de água e gás, embora para sistemas bifásicos este fenômeno seja normalmente negligenciado porque apenas um processo de saturação está envolvido (PEGORARO, 2012).

As principais causas deste fenômeno físico são: a variação de ângulos de contato dos fluidos com a rocha nos processos de embebição e drenagem; o aprisionamento de uma fração da fase não-molhante, o que a torna imóvel, durante o processo de embebição ; e variações nos processos de aprisionamento e liberação da fase não molhante durante as variações dos ciclos de drenagem e embebição (PEGORARO,

2012). A Figura VI.5 mostra os resultados da influência da histerese na permeabilidade relativa do gás, utilizando um modelo de cálculo de histerese trifásica, obtidos por Spiteri e Juanes (2004). Na figura fica claro o efeito da histerese proveniente das variações dos ciclos de drenagem e embebição. A influência da histerese na fase que não molha a rocha é maior do que na fase molhante. Assim, tanto gás quanto líquido sofrem este efeito, mas o gás apresenta maior influência em um processo com sistema molhado pela água (SPITERI e JUANES, 2004).

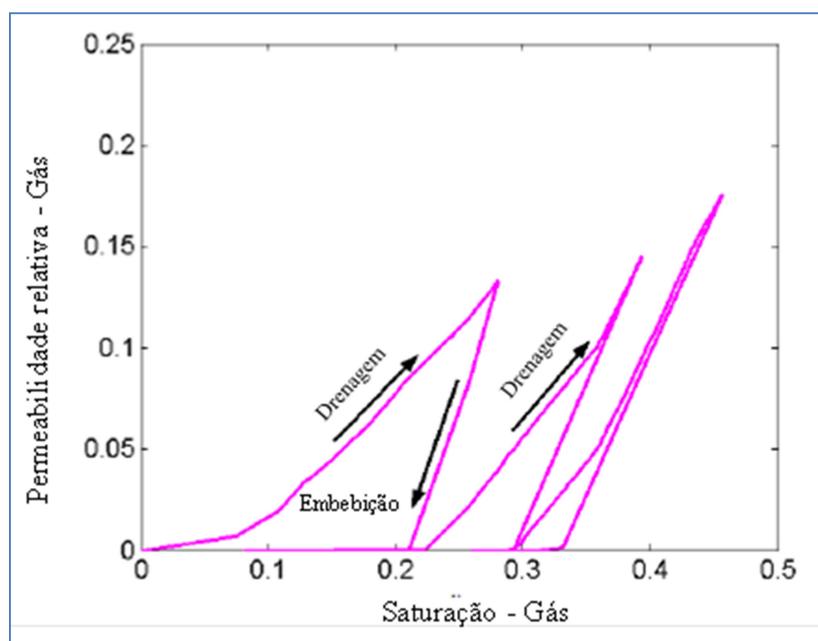


Figura VI. 5: Efeito de histerese da permeabilidade relativa do gás.
 Fonte: Adaptado de Spiteri e Juanes (2004)

O efeito da histerese das permeabilidades relativas tem sido objeto de pesquisa de diversos autores. Modelos de histerese da permeabilidade relativa têm sido estudados e incorporados aos simuladores de reservatório visando tornar as simulações mais representativas dos cenários de operação reais. Neste âmbito, por exemplo, um *software* de otimização trifásica que pode ser acoplado a simuladores comerciais como ECLIPSE e CMG foi desenvolvido por Mahzari e Sohrabi (2017). Adicionalmente, alguns simuladores comerciais já incorporam modelos para descrever a histerese em seus códigos (FATEMI e SOHRABI, 2018). Shahverdi *et al.* (2011) desenvolveram modelos que incorporam tanto o cálculo da permeabilidade trifásica quanto a influência do fenômeno da histerese nos valores desta propriedade. Em termos de simulação, a modelagem que considera os efeitos de histerese prediz recuperações superiores aos modelos que não levam em conta este fenômeno. Este segundo tipo de modelo, que

desconsidera a histerese, estima *breakthrough* prematuro de gás e *breakthrough* tardio de água (PEGORARO, 2012).

Um modelo de histerese deve representar bem os fenômenos físicos que ocorrem no meio, tais como: o aprisionamento de gás pela água; a redução da permeabilidade do gás e da água devido ao aprisionamento; a irreversibilidade dos ciclos de saturação; e a redução da saturação residual do óleo devido ao aprisionamento. Diante destes fenômenos relacionados à histerese da permeabilidade relativa, observa-se que a histerese favorece a eficiência da injeção WAG, porque a mobilidade da água reduz após a injeção do gás e a mobilidade do gás também reduz devido ao aprisionamento do gás pela água, melhorando a eficiência de varrido (PEGORARO, 2012).

O BOAST não contempla a abordagem deste fenômeno. A revisão do código do BOAST para inclusão de um módulo para cálculo da histerese da permeabilidade é, portanto, uma sugestão de melhoria a ser realizada em trabalhos futuros.

VI.4. Análise Econômica

A indústria do petróleo envolve valores financeiros muito elevados e, portanto, toda intervenção realizada que afeta os parâmetros econômicos precisa ser analisada com cuidado (PEREIRA, 2004). Nesse contexto, embora uma técnica de recuperação de petróleo (seja ela primária, secundária ou avançada) possa ter sido considerada viável tecnicamente em um campo produtivo, outro aspecto que precisa ser analisado antes da tomada de decisão quanto à sua implementação, aspecto é o econômico.

Os trabalhos de análise econômica aplicada a reservatórios de petróleo são por natureza muito complexos, pois envolvem diversas variáveis e podem abranger as diversas etapas do projeto de exploração de um campo produtor. As diversas etapas do processo produtivo de um reservatório devem passar por um estudo econômico, desde a fase de exploração (prospecção e perfuração de poços pioneiros), passando pelas fases de avaliação, desenvolvimento, produção primária, recuperação avançada até o abandono do campo.

Neste trabalho, especificamente, é realizada a avaliação econômica da fase de produção, quando ocorre a extração dos fluidos do reservatório com finalidades comerciais, sendo levados em consideração apenas os custos operacionais e as receitas provenientes do projeto. O fluxo de caixa (contabilização das entradas e saídas financeiras) baseia-se no cálculo dos valores de receita bruta e líquida, conforme relações apresentadas em Pereira (2004):

$$\text{Receita Bruta} = \text{Volume de Óleo Produzido} \cdot \text{Preço de Venda}$$

$$\text{Receita Líquida} = \text{Receita Bruta} - \text{Encargos da Produção}$$

Para a realização do estudo de viabilidade econômica são utilizados índices e indicadores, comparando normalmente diferentes cenários de produção (DE SENNA, 2011). Os principais indicadores econômicos utilizados como critério de avaliação de um projeto são: o valor presente líquido (VPL); a taxa interna de retorno (TIR); e o *payback* (tempo de retorno). Os dois primeiros são classificados como critérios de rentabilidade e o último como critério de liquidez. O critério de rentabilidade indica o quanto o projeto pode retornar financeiramente. Já o critério de liquidez indica a rapidez com que o investimento inicial é recuperado, e por isso é mais utilizado quando a empresa tem restrição de capital, necessitando do retorno do investimento rapidamente (DE SENNA, 2011). O *payback* é o período necessário, desde o início do investimento, para que o capital investido seja recuperado com as receitas líquidas do próprio projeto, por isso é também chamado de tempo de retorno. Este método consiste em analisar o ano em que o fluxo de caixa acumulado torna-se positivo (PEREIRA, 2004).

O indicador econômico utilizado para avaliação dos cenários produtivos neste capítulo foi o VPL (Valor Presente Líquido). O método VPL traz os valores futuros do fluxo de caixa para o presente, permitindo melhor coerência na comparação monetária, já que os valores são comparados na mesma referência temporal, além de ser um método de fácil interpretação (PEREIRA, 2004). Mas como alertado por Rodrigues (2012), apesar de ser internacionalmente aceito, outros critérios, além do VPL, também podem ser utilizados para complementar a análise econômica. O Valor presente líquido de um projeto pode ser determinado através da seguinte expressão:

$$VPL = \sum_{n=0}^N F_n (1+i)^{-n}$$

onde:

VPL é o valor presente líquido do projeto;

n é o número de períodos;

N é o período final de avaliação do projeto;

F_n são os valores futuros envolvidos no fluxo de caixa;

i é a taxa mínima de atratividade.

Conforme mostrado, para determinação do VPL é necessário especificar a Taxa Mínima de Atratividade (TMA), que equivale à rentabilidade das aplicações correntes e de pouco risco. Na prática, esta taxa representa o valor mínimo que o projeto deve retornar a fim de ser mais favorável investir nele do que em uma aplicação financeira de outra natureza (SILVA, 2012). Portanto, o VPL indica o lucro obtido além do valor “limite” estabelecido pela TMA (DE SENNA, 2011).

A Taxa Interna de Retorno (TIR) representa o percentual de rentabilidade do projeto e matematicamente é calculada como sendo a taxa que anula o valor presente líquido (PEREIRA, 2004). A taxa interna de retorno é um índice avaliado em comparação com a TMA, tornando o projeto vantajoso economicamente se a TIR for superior à TMA.

VI.5. Cenários Produtivos Avaliados

Diante da importância evidenciada dos estudos de viabilidade técnica e econômica para tomada de decisão quanto à implementação de uma tecnologia, neste capítulo está sendo apresentado um estudo do desempenho da recuperação avançada utilizando injeção alternada de água e gás associado em um reservatório de óleo subsaturado. O BOAST foi selecionado para estimar os dados de produção acumulada de óleo e auxiliar na determinação do ciclo ótimo de operação do processo WAG. Por fim, foi calculado o

VPL, considerando a condição ótima de produção através da WAG em comparação com os métodos de injeção contínua de água e gás associado, visando identificar a melhor tecnologia do ponto de vista econômico. Três diferentes cenários produtivos de um reservatório são avaliados, a saber:

- a) Recuperação avançada com injeção contínua de água;
- b) Recuperação avançada com injeção contínua de gás associado;
- c) Recuperação avançada com injeção alternada de água e gás associado.

Inicialmente foram realizadas simulações das injeções contínuas de água e de gás associado para determinação:

- i) das vazões ótimas de operação, ou seja, aquelas que resultam em maior produção acumulada de óleo;
- ii) do ponto ótimo de localização dos poços injetores.

Os valores de vazões ótimas e a configuração de localização ótima dos poços injetores obtidos na primeira etapa do trabalho foram utilizados como dados de entrada para determinação do ciclo ótimo no processo de injeção alternada de água e gás associado, avaliando a alternância mensal, bimestral, trimestral e semestral. Em seguida, para o melhor cenário em termos de produção acumulada de óleo, avaliou-se a localização ótima do poço injetor considerando a injeção alternada e não mais a injeção contínua de água e gás.

As propriedades petrofísicas do reservatório, apresentadas na Tabela VI.1, foram retiradas da literatura. Salienta-se a dificuldade de obtenção de dados completos de um reservatório real, sendo os dados mostrados na Tabela VI.1 uma exceção, devido ao fato de que estes dados são tratados com sigilo pelas empresas que os detêm.

Tabela VI. 1: Dados petrofísicos do reservatório

Propriedades	Valores
Permeabilidade horizontal	50 mD
Permeabilidade vertical	5 mD
Porosidade	21%
Saturação irreduzível de água	25%
Saturação inicial de água	25%
Saturação inicial do óleo	75%
Compressibilidade da rocha	$5 \times 10^{-6} \text{ psia}^{-1}$

Fonte: Bautista (2010)

Os demais dados de entrada para as simulações (relacionados a propriedades dos fluidos, parâmetros de produção e parâmetros da resolução numérica) foram mantidos conforme o Exemplo 3 disponibilizado pelo BOAST. Estes dados são apresentados nas tabelas da Seção IV.2 do Capítulo IV.

Por fim, um estudo de viabilidade econômica, a partir da determinação do VPL, foi realizado comparando os três métodos de recuperação avançada estudados neste capítulo, considerando as condições operacionais que resultaram em maior produção acumulada de óleo em cada um deles. A taxa mínima de atratividade utilizada no cálculo do VPL foi definida em 15% a.a., valor comumente utilizado nos trabalhos de avaliação econômica na área de reservatórios (PEREIRA, 2004; DE SENNA, 2011; RODRIGUES, 2012). Na Tabela VI.2 constam os valores referenciais de receitas e custos adotados para o cálculo do indicador VPL.

Tabela VI. 2: Receitas e custos associados a produção com injeção de água e gás

Receitas	
Óleo produzido	70,00 \$/bbl
Gás produzido	0,44 \$/m ³
Custos	
Água produzida	3,00 \$/m ³
Água injetada	1,50 \$/m ³
Gás injetado	0,22 \$/m ³
Poços perfurados	1.000.000,00 \$/poço

Fonte: Silva (2012)

Diante da importância, discutida na Seção VI.2, da utilização de dados de permeabilidade relativa trifásica nos estudos relacionados a injeção alternada de água e gás, um estudo adicional foi realizado para avaliar a influência do cálculo da permeabilidade trifásica nos resultados da simulação do processo WAG. Para tanto, foi utilizado o simulador BOAST, habilitando a opção disponibilizada no próprio *software* para cálculo de permeabilidade trifásica.

VI.6. Resultados e Discussão

VI.6.1. Vazão Ótima para Injeção Contínua de Água

O método de injeção contínua de água tem como objetivo restabelecer a pressão do reservatório para possibilitar o escoamento do óleo até o poço produtor. A injeção contínua de água é uma técnica definida como de alta eficiência de varrido, ou seja, o fluido injetado consegue atingir uma alta extensão de regiões do reservatório.

Tomando como base os valores apresentados em Silva (2012), a taxa de injeção de água foi variada entre 300 e 1000 STB/d, com o objetivo de determinar o valor ótimo de operação para o reservatório em estudo, cujas propriedades estão mostradas na Tabela VI.1. A princípio, quanto maior a taxa de injeção de água, maior a pressão estabelecida no reservatório e maior a produção de óleo, como pode ser observado na Figura VI.6, que apresenta as curvas de produção acumulada de óleo em função do tempo de produção para cada valor de taxa de injeção. Quando comparadas entre si, as curvas apresentam uma tendência crescente a partir da curva correspondente à injeção de 300 STB/d de água, de forma que, para um tempo de produção especificado, quanto maior a taxa de injeção, maiores os valores de produção acumulada de óleo.

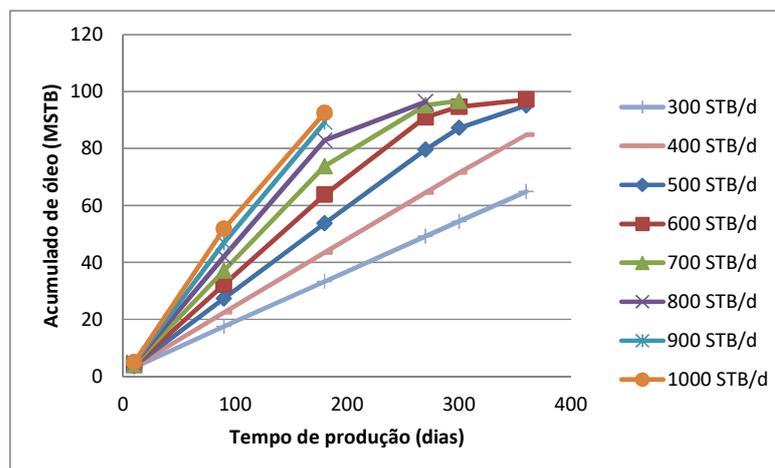


Figura VI. 6: Produção acumulada de óleo em função do tempo de produção para diferentes valores de taxa de injeção contínua de água.

No entanto, observa-se através da Figura VI.6 que taxas muito elevadas também podem ser desfavoráveis ao processo. As curvas para injeção de 700, 800, 900 e 1000 STB/d foram interrompidas antes dos 360 dias avaliados, pois a pressão máxima especificada (10000 psia) foi excedida. Adicionalmente, observa-se que a taxa de

crescimento da produção acumulada correspondente às menores taxas de injeção avaliadas (300 e 400 STB/d) apresenta comportamento sempre crescente no intervalo estudado, enquanto as curvas correspondentes às outras taxas de injeção, a partir de um determinado tempo de produção, apresentam uma redução da taxa de crescimento da produção acumulada.

Este tipo de estudo evidencia a importância da utilização de simuladores como ferramenta para estabelecer as melhores condições operacionais para um processo que será implementado. Para o exemplo em questão, no intervalo de produção de 1 ano, o valor ótimo de injeção contínua de água é 600 STB/d.

VI.6.2. Vazão Ótima para Injeção Contínua de Gás

Como mencionado anteriormente, diversos tipos de gases podem ser injetados no reservatório como alternativa para recuperação avançada do óleo residual. Neste trabalho está sendo considerada a reinjeção do gás associado, ou seja, o próprio gás oriundo da produção. Mas, independentemente do gás, o princípio deste processo é o deslocamento do óleo em direção ao poço produtor pelo gás injetado, sem que ocorra mistura entre as fases óleo e fluido deslocante.

A injeção contínua de gás é uma técnica com alta eficiência de deslocamento, o que representa microscopicamente que um maior volume de óleo é deslocado na zona varrida pelo fluido injetado. Para este trabalho, foi realizado um estudo variando a taxa de injeção de gás entre 5000 e 12000 MCF/d, tomando como base a faixa de valores estudados em Silva (2012), com o objetivo de determinar o valor ótimo de operação. A Figura VI.7 apresenta os resultados de produção acumulada de óleo em função do tempo de produção para cada valor de taxa de injeção de gás.

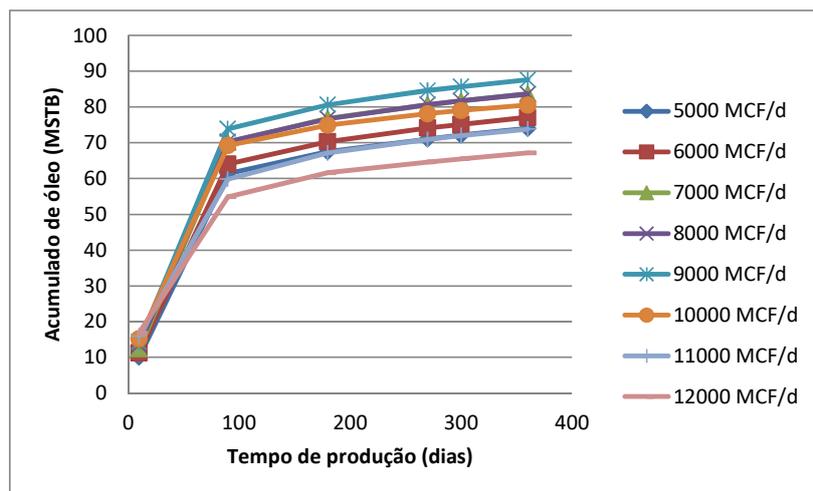


Figura VI. 7: Produção acumulada de óleo em função do tempo de produção para diferentes valores de taxa de injeção contínua de gás.

A análise da Figura VI.7 indica que, partindo da injeção de 5000 MCF/d de gás associado, o incremento da taxa de injeção resulta em uma maior produção acumulada de óleo até o valor ótimo de 9000 MCF/d. Depois deste valor o incremento da taxa de injeção acarreta a redução da produção acumulada de óleo. Dentre os fatores que podem justificar esse comportamento regressivo está a baixa eficiência de varrido deste método, que por sua vez é diretamente relacionada à razão de mobilidade. O aumento da taxa de injeção de gás, aumenta a saturação desta fase e por consequência a mobilidade do gás. No entanto, quanto maior a mobilidade do gás, maior a razão de mobilidade, ou seja, fluido deslocante (gás) tem mais facilidade em fluir, em detrimento da fluidez do fluido deslocado (óleo), o que é desfavorável para o processo de produção de óleo.

VI.6.3. Otimização da Localização do Poço Injetor

Após a determinação das vazões ótimas de operação, outro estudo foi realizado para avaliar o local ótimo para a instalação do poço injetor. Conforme esquemático da malha, apresentado na Figura VI.8, os poços produtores estão localizados na última coluna da malha de estudo nas camadas 1 a 4. Estes poços foram mantidos fixos.

A localização do poço injetor foi variada desde a coluna mais afastada do poço produtor (correspondente a uma injeção periférica em $x=1$) até uma coluna mais próxima do centro da malha ($x=3$), visto que, para colunas ainda mais próximas do poço produtor ($x>3$) a produção de óleo reduz significativamente. Simultaneamente, também

foi alternada a camada de injeção no reservatório, desde a mais superficial ($z=1$) até a mais profunda ($z=4$).

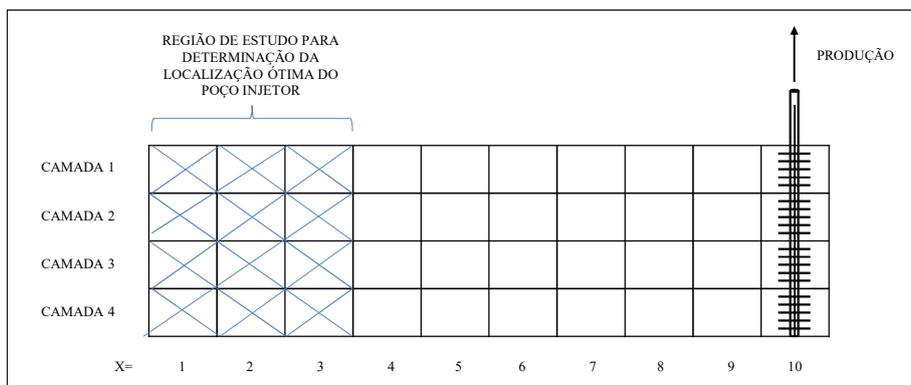


Figura VI. 8: Esquemático da malha de simulação.

O estudo da localização ótima do poço injetor foi realizado separadamente para as injeções contínuas de água e gás. Os resultados são apresentados nas seções a seguir.

V.6.3.1 Localização Ótima - Injeção Contínua de Água

A avaliação da localização ótima do poço injetor de água levou em consideração o valor pré-determinado de vazão ótima de 600 STB/d. A Figura VI.9 apresenta a produção acumulada de óleo em função do tempo de produção para cada localização do poço injetor de água. As curvas apresentam os mesmos valores até 180 dias de produção, como observado em Figura VI.9a. Após este tempo as curvas continuam bem próximas, por esta razão, para melhor a visualização, foi construída a Figura VI.9b que destaca os resultados a partir de 230 dias de produção.

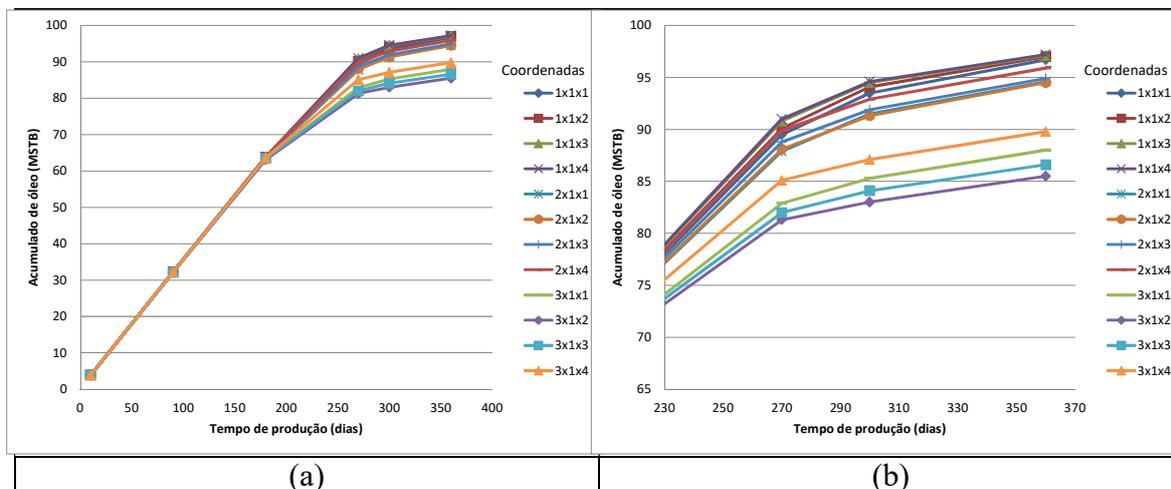


Figura VI. 9: Produção acumulada de óleo em função do tempo de produção para diferentes localizações do poço injetor de água.

Pela análise da Figura VI.9b, a injeção nos pontos mais periféricos, ou seja, mais afastados dos poços produtores, garantem melhores resultados. Enquanto que, quanto mais próximos estiverem os poços de injeção e produção, menor será a produção acumulada de óleo. Este comportamento está relacionado ao mecanismo de recuperação por esta técnica, em que a região inundada pela água cria uma frente de avanço que “empurra” o banco de óleo no sentido do poço produtor, assim quanto mais afastado do ponto de produção, maior a extensão de óleo que pode ser atingida pela frente de avanço e ser deslocada. A proximidade das curvas é justificada pela alta eficiência de varrido desta tecnologia.

Conforme mostra a Figura VI.9, a configuração que resulta em maior produção acumulada de óleo é a fixada em $x=1$, $y=1$ e $z=4$, que corresponde à mesma localização fixada durante a determinação da vazão ótima de injeção de água, e portanto torna-se desnecessário reavaliar este valor determinado como 600 STB/d de água. O mesmo estudo foi realizado utilizando as vazões diárias de 500 e 700 STB (valores logo acima e abaixo da vazão ótima). Os resultados indicaram que nenhuma combinação avaliada, de vazão e localização da injeção, resulta em maior recuperação de óleo do que a combinação 600 STB/d de água injetados em $x=1$, $y=1$ e $z=4$.

V.6.3.2 Localização Ótima - Injeção Contínua de Gás

Analogamente à análise realizada para injeção contínua de água, a avaliação da localização ótima do poço injetor de gás levou em consideração o valor pré-determinado de vazão ótima de 9000 MCF/d. De acordo com a Figura VI.10, que apresenta a produção acumulada de óleo em função do tempo de produção para cada localização do poço injetor de gás, a configuração que resulta em maior produção acumulada de óleo é a fixada em $x=1$, $y=1$ e $z=4$. Como esta localização é a mesma utilizada na etapa de otimização da taxa de injeção de gás, também não foi necessário reavaliar o valor ótimo determinado como 9000 MCF/d de gás. O mesmo estudo foi realizado utilizando as vazões diárias de 8000 e 10000 MCF (valores logo abaixo e acima da vazão ótima). Os resultados indicaram que nenhuma combinação avaliada, de vazão e localização da injeção, resulta em uma maior recuperação de óleo do que a combinação 9000 MCF/d de gás injetados em $x=1$, $y=1$ e $z=4$.

O princípio de recuperação de óleo através da injeção contínua de gás é similar à injeção contínua de água: uma frente de avanço é criada e desloca o óleo residual em direção ao poço produtor. Por esta razão, os pontos periféricos também garantem melhores resultados quando gás é injetado no reservatório, pois uma maior extensão de óleo pode ser atingida e deslocada.

Contrariamente ao comportamento observado na Figura VI.9, as curvas obtidas na Figura VI.10 se diferenciam desde o início da produção e permanecem afastadas umas das outras para uma mesma coluna. Essa diferenciação é resultado da baixa eficiência de varrido da injeção de gás, associada a sua alta eficiência de deslocamento.

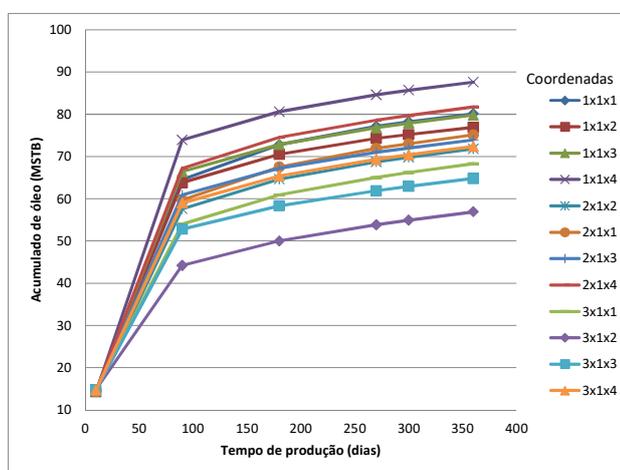


Figura VI. 10: Produção acumulada de óleo em função do Tempo de produção para diferentes localizações do poço injetor de gás.

VI.6.4. Ciclo Ótimo para Injeção Alternada de Água e Gás

A avaliação da técnica de injeção alternada de água e gás foi realizada com base nos resultados apresentados nos itens anteriores de otimização. A vazão diária adotada de água injetada foi 600 STB e a de gás foi 9000 MCF. O poço injetor para ambos os casos foi fixado nas coordenadas $x=1$, $y=1$ e $z=4$. Foram variados quatro diferentes intervalos de tempo para alternância do fluido injetado no período de um ano de produção: 30, 60, 90 e 180 dias. Adicionalmente, foram analisadas duas possibilidades de operação, a saber: a injeção inicial de água, seguida da injeção de gás e assim sucessivamente (denominado neste trabalho WAG); e a injeção inicial de gás, seguida da injeção de água e assim sucessivamente (diferenciado neste trabalho como GAW).

Os resultados das simulações realizadas com a injeção inicial de água estão mostrados na Figura VI.11a (produção acumulada de óleo em função do tempo de

produção para diferentes ciclos WAG - injeção inicial de água) e indicam que o ciclo ótimo neste caso corresponde à alternância de fluido a cada 60 dias. Os resultados das simulações realizadas com a injeção inicial de gás estão apresentados na Figura VI.11b (produção acumulada de óleo em função do tempo de produção para diferentes ciclos WAG - injeção inicial de gás) e indicam que o ciclo ótimo para este caso corresponde à alternância de fluido a cada 30 dias de operação.

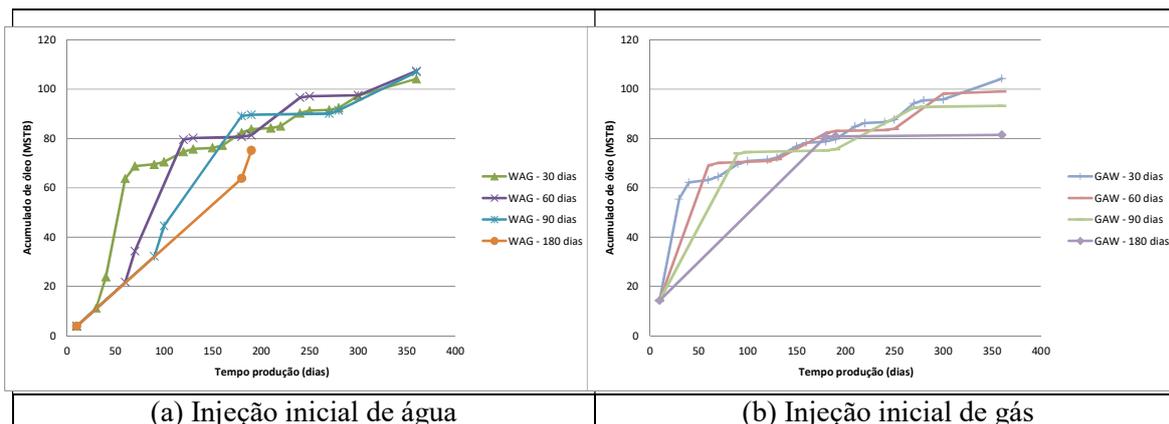


Figura VI. 11: Produção acumulada de óleo em função do Tempo de produção para diferentes ciclos WAG.

Visando comparar os métodos de recuperação avaliados neste trabalho, considerando o critério de produção acumulada de óleo, as curvas ótimas de cada um deles foram sobrepostas na Figura VI.12 (análise comparativa das curvas ótimas de injeção contínua e alternada de água e gás).

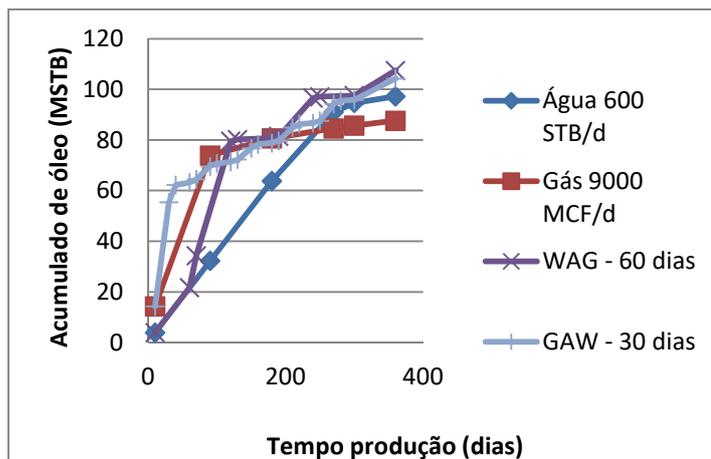


Figura VI. 12: Análise comparativa das curvas ótimas de injeção contínua e alternada.

Tecnicamente avaliando, o ciclo com alternância a cada 60 dias de água e gás, com as taxas especificadas de 600 STB/d e 9000 MCF/d, respectivamente, iniciando com a injeção de água, foi o ciclo que retornou a maior produção de óleo, inclusive em

comparação aos outros cenários mostrados na Figura VI.12: a injeção contínua de água; a injeção contínua de gás; e a injeção alternada iniciando o processo com injeção de gás.

VI.6.5. Localização Ótima do Poço Injetor para Injeção Alternada de Água e Gás

Com os resultados obtidos nas etapas anteriores de otimização, foram realizadas simulações para determinação da localização ótima do poço injetor para melhor condição de injeção alternada em termos de produção acumulada de óleo. Foi fixado o cenário que retornou maior produção de óleo, conforme apresentado na seção anterior: injeção alternada com ciclo de alternância a cada 60 dias, com injeção de 600 STB/d de água e 9000 MCF/d de gás, iniciando com a injeção de água.

A Figura VI.13 apresenta as curvas obtidas com as simulações realizadas para diferentes combinações para a localização do poço injetor, fixando a coordenada y em 1, variando a coordenada x entre 1 e 3 (do ponto mais afastado do poço produtor até um ponto intermediário) e variando a coordenada z entre 1 e 4 (da primeira à última camada do reservatório). Pela análise da Figura VI.13 a configuração que resulta em maior produção acumulada de óleo, para injeção alternada de água e gás, é a localização fixada em $x=1$, $y=1$ e $z=4$.

O mesmo estudo foi realizado utilizando os ciclos de 30, 90 e 180 dias para injeção alternada iniciando com a injeção de água, e utilizando os ciclos de 30, 60, 90 e 180 dias para injeção alternada iniciando com a injeção de gás. Os resultados indicaram que nenhuma combinação avaliada, de ciclo associado ao primeiro fluido a ser injetado, resulta em recuperação de óleo maior do que a injeção alternada com ciclo de alternância a cada 60 dias, com injeção de 600 STB/d de água e 9000 MCF/d de gás, iniciando com a injeção de água.

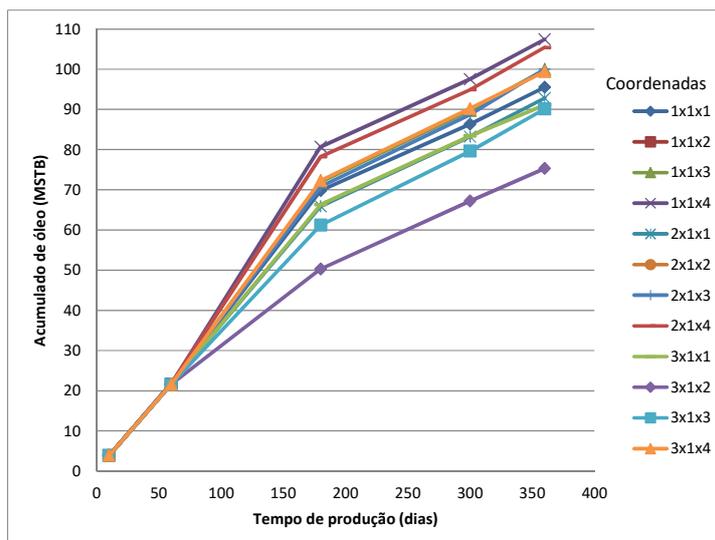


Figura VI. 13: Produção acumulada de óleo em função do Tempo de produção para diferentes localizações do poço injetor (alternância água e gás).

VI.6.6. Avaliação Econômica

Nos itens anteriores foi evidenciada a viabilidade técnica das injeções contínuas de água e gás e da injeção alternada destes fluidos (WAG). Adicionalmente foram determinadas as condições ótimas de operação para cada um dos casos. Tecnicamente, como já comentado, a injeção alternada de água e gás (injeção de 600 STB/d de água e 9000 MCF/d de gás, alternados a cada 60 dias, iniciando o processo com a injeção de água) apresentou os resultados mais favoráveis, baseado nos dados de produção acumulada de óleo. As vazões de injeção e produção de cada fluido obtidas da análise de viabilidade técnica, considerando as melhores condições de operação para cada método de produção, durante um ano de operação, estão sumarizadas na Tabela VI.3.

Tabela VI. 3: Dados de injeção e produção de óleo, água e gás associado

	Injeção contínua de água	Injeção contínua de gás	WAG	GAW
Óleo produzido (MSTB)	97,2	87,6	107,4	104,6
Gás produzido (MMCF)	123,6	3175,2	1568,4	1659,6
Água produzida (MSTB)	39,4	5,2	20,4	6,2
Água injetada (MSTB)	216,0	0,0	108,0	108,0
Gás injetado (MMCF)	0,0	3240,0	1620,0	1620,0

Com o histórico de produção apresentado na Tabela VI.3, foram determinados os valores de VPL para cada tecnologia avaliada, os quais podem ser observados na Tabela VI.4.

Tabela VI. 4: Resultados de VPL para os métodos de recuperação

	VPL
Injeção contínua de água (600 STB/d)	\$6.280.143,49
Injeção contínua de gás (9000 MCF/d)	\$21.309.883,69
WAG - 60 dias	\$13.831.270,52
GAW - 30 dias	\$14.654.809,13

Quanto maior o VPL do projeto, maior a sua rentabilidade, portanto, levando em consideração os valores de VPL apresentados na Tabela VI.4, a técnica de injeção contínua de gás é a mais viável economicamente para o cenário de estudo avaliado. Embora a injeção contínua de gás resulte em menor produção acumulada de óleo do que as outras tecnologias, conforme mostra a Tabela VI.3, dois fatores justificam o seu maior VPL: a maior produção de gás associado (considerada como receita); e a baixa quantidade de água produzida (considerada um custo para o projeto). Seguindo esta mesma avaliação, o método de injeção alternada é mais rentável quando iniciada pela injeção de gás, pois garante maior produção de gás e menor produção de água.

Neste contexto, é importante destacar a vantagem ambiental relacionada à utilização da injeção WAG, que é um aspecto também avaliado na tomada de decisão quando da utilização de um método, em conjunto com o resultado das análises técnica e econômica. No caso em estudo, a produção de água nos processos WAG é menor quando comparado com a injeção contínua de água, por exemplo. Adicionalmente, o gás associado produzido está ganhando um novo destino ao ser reinjetado, evitando ser queimado, o que é comumente realizado quando sua comercialização não é vantajosa técnica e economicamente.

VI.6.7. Influência da Permeabilidade Trifásica

Considerando a importância destacada na literatura da influência da permeabilidade trifásica no desempenho da produção através do método WAG, foi realizado um estudo comparativo utilizando o BOAST. Uma avaliação adicional foi realizada mantendo na simulação os dados de entrada iguais aos utilizados para o cenário que retornou maior produção acumulada de óleo (injeção alternada com ciclo de alternância a cada 60 dias, injeção de 600 STB/d de água e 9000 MCF/d de gás, iniciando com a injeção de água), habilitando a opção disponibilizada no BOAST para cálculo de permeabilidade trifásica.

A Figura VI.14 apresenta as curvas comparativas das duas simulações, considerando o cálculo da permeabilidade trifásica e considerando somente os dados de permeabilidade bifásica. Os resultados para a simulação com os dados de permeabilidade trifásica retornaram inicialmente valores de produção levemente inferiores aos obtidos com a simulação com dados de permeabilidade bifásica. A discrepância entre os valores aumenta com o decorrer do tempo de produção que acentua as variações de saturação das fases e consequentemente a influência de uma fase no deslocamento das outras. Outra diferença foi observada: a simulação considerando a permeabilidade trifásica foi interrompida antes dos 100 dias de produção, porque a pressão máxima especificada (10000 psia) foi excedida.

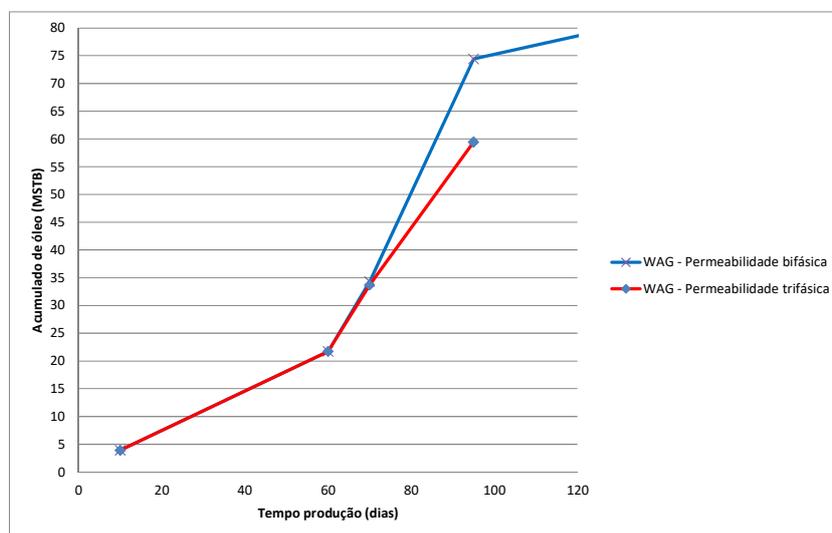


Figura VI. 14: Influência do cálculo da permeabilidade trifásica na produção acumulada de óleo.

Estes resultados indicam que as variáveis otimizadas para a simulação com permeabilidade bifásica precisam ser reajustadas. Mantendo fixo o ciclo de 60 dias de alternância, as vazões de água e gás injetadas foram variadas seguindo a mesma razão do valor ótimo determinado na etapa anterior (9000 MCF/d de gás / 600 STB/d de água = 15 MCF de gás / STB de água). Os resultados das simulações para estes novos valores são apresentados na Figura VI.15. Observando as curvas, para injeção alternada com ciclo de alternância a cada 60 dias, iniciando com a injeção de água, as vazões a serem aplicadas para maior produção acumulada em um ano são 11000 MCF/d de gás e 733 (mantendo a razão ótima de 15 MCF de gás / STB de água) STB/d de água. Para valores distintos destes as simulações foram interrompidas antes de um ano de produção devido ao fato da pressão máxima especificada (10000 psia) ter sido excedida.

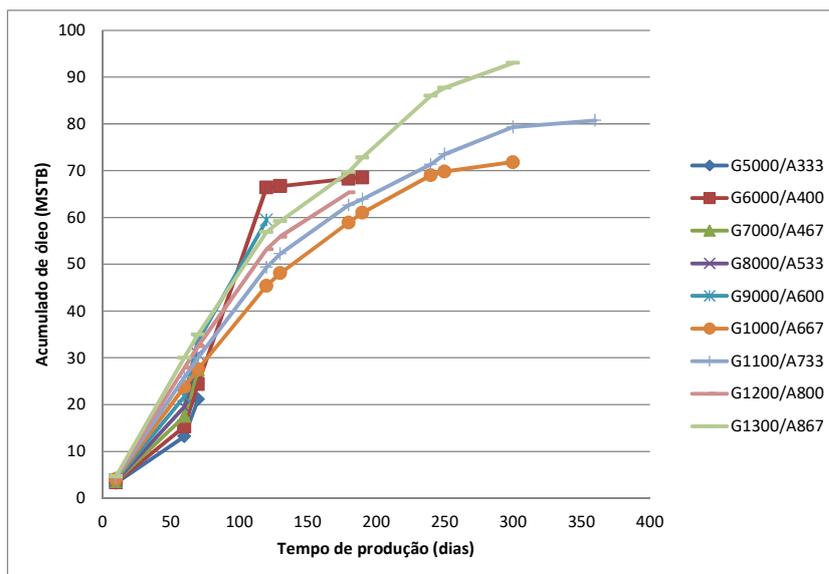


Figura VI. 15: Produção acumulada de óleo em função do Tempo de produção – WAG com permeabilidade trifásica.

Diante do exposto, para melhor avaliação do método de injeção alternada de água e gás, o mais indicado é uma otimização multivariável (em que todas as variáveis envolvidas são otimizadas ao mesmo tempo), que resulta em um problema de programação inteira mista não linear, ou seja, um modelo em que parte das variáveis são números inteiros.

VI.7. Conclusões

A viabilidade técnica e econômica de três diferentes métodos de recuperação de óleo foi avaliada neste capítulo. Inicialmente foram determinadas as condições ótimas de operação para cada um deles utilizando o critério de produção acumulada de óleo. Foi verificada que a vazão diária de 600 STB de água é a mais viável para injeção contínua deste fluido, fornecendo os maiores valores de produção acumulada de óleo em relação às outras taxas. Para o gás associado, pode-se verificar que a injeção diária de 9000 MCF corresponde ao valor ótimo para a injeção contínua deste fluido. O método de injeção alternada de água e gás foi avaliado de duas maneiras: considerando primeiro a injeção de água; e considerando primeiro a injeção de gás. O ciclo com alternância bimestral de água e gás, com as taxas especificadas de 600 STB/d e 9000 MCF/d respectivamente, iniciando com a injeção de água, foi o ciclo que retornou maior produção de óleo dentre as quatro tecnologias avaliadas. A partir dos valores

otimizados foi realizado o estudo de viabilidade econômica com base na determinação do indicador VPL. Os resultados indicaram que a injeção contínua de gás é a mais viável economicamente para o cenário de estudo avaliado, mesmo apresentando menor produção acumulada de óleo do que a WAG, isto porque a injeção contínua de gás possibilita maior produção de gás associado e baixa quantidade de água.

Adicionalmente, quando o cálculo de permeabilidade trifásica é considerado na simulação do processo WAG, diferentes valores ótimos são observados para injeção alternada com ciclo de alternância a cada 60 dias. Iniciando com a injeção de água, as vazões a serem aplicadas para maior produção acumulada em um ano são 11000 MCF/d de gás e 733 STB/d de água.

As análises e resultados apresentados neste trabalho enfatizam: a importância da combinação dos estudos de viabilidade técnica e econômica para tomada de decisão quanto à implementação ou não de um novo método de produção; as vantagens da utilização da injeção alternada de água e gás como método de recuperação avançada; a necessidade da determinação das melhores condições operacionais visando otimizar a produção de óleo; e a importante contribuição dos simuladores de reservatórios, neste caso o BOAST, para realização dos estudos de viabilidade.

VI.8. Referências

AHMADI, Yaser; ESHRAGHI; Seyed Ehsan; BAHRAMI, Peyman; HASANBEYGI, Mahdi; KAZEMZADEH, Yousef; VAHEDIAN, Atena. Comprehensive Water–Alternating-Gas (WAG) injection study to evaluate the most effective method based on heavy oil recovery and asphaltene precipitation tests. *Journal of Petroleum Science and Engineering* 133, p.123–129, 2015.

BAUTISTA, Ernesto Vargas. Análise paramétrica da simulação composicional do processo de drenagem gravitacional assistida por gás (GAGD). Universidade Federal do Rio Grande do Norte – UFRN. Natal, 2010.

CHRISTENSEN, J.R.; STENBY, E.H.; SKAUGE, A. Review of WAG Field Experience. *SPE Reservoir Evaluation & Engineering*, 2011.

DA ROSA, K.R.S.A.; BEZERRA, M.C.M.; PONZIO, E.A.; ROCHA, A.A. Recuperação avançada de petróleo: Potencialidades da injeção WAG (Water Alternating Gas). *Revista Virtual de Química*, v.8, p. 723-738, 2016.

DANG, Cuong; NGHIEM, Long; NGUYEN, Ngoc; CHEN, Zhangxin; NGUYEN, Quoc. Evaluation of CO₂ Low Salinity Water-Alternating-Gas for enhanced oil Recovery. *Journal of Natural Gas Science and Engineering* 35. p. 237-258, 2016.

DE SENNA, Brenny Dantas. Estudo da viabilidade econômica em campos maduros. Universidade Federal do Rio Grande do Norte – UFRN. Natal, 2011.

FATEMI, S. Mobeen; SOHRABI, Mehran. Relative permeabilities hysteresis for oil/water, gas/water and gas/oil systems in mixed-wet rocks. *Journal of Petroleum Science and Engineering* 161, p. 559–581, 2018.

JABER, Ahmed Khalil; AWANG, Mariyamni B.; LENN, Christopher P.. Box-Behnken design for assessment proxy model of miscible CO₂-WAG in heterogeneous clastic reservoir. *Journal of Natural Gas Science and Engineering*, v.40, p. 236-248, abril 2017.

KULKARNI, Madhav M.; RAO, Dandina N. Experimental investigation of miscible and immiscible Water-Alternating-Gas (WAG) process performance. *Journal of Petroleum Science and Engineering* 48. p. 1–20, 2005.

MAHZARI, Pedram; SOHRABI, Mehran. An improved approach for estimation of flow and hysteresis parameters applicable to WAG experiments. *Fuel* 197, p.359–372, 2017.

NAMANI, M.; KLEPPE, J. Investigation of the Effect of Some Parameters in Miscible WAG Process Using Black-Oil and Compositional Simulators. Presented at the SPE Enhanced Oil Recovery Conference, Kuala Lumpur, 19–21, 2011.

PEGORARO, Rafael Trevisan. Escoamento trifásico em meios porosos: permeabilidade relativa óleo-gás-água. Dissertação de mestrado – Universidade Federal do Rio de Janeiro, Escola de Química, Rio de Janeiro, 2012.

PEREIRA, Fabiano Aderne Pozes. Metodologia de análise econômica de projetos de óleo e gás. Universidade Federal do Rio de Janeiro – UFRJ. Rio de Janeiro, 2004.

RIAZI, Masoud; GOLKARI, Abdolah. The influence of spreading coefficient on carbonated water alternating gas injection in a heavy crude oil. *Fuel*, 178, p. 1–9, 2016.

RODRIGUES, Marcos Allyson Felipe. Análise de viabilidade de injeção de fluidos alternativos ao vapor em reservatório de óleo pesado. Tese de doutorado – Universidade Federal do Rio Grande do Norte, 2012.

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

SHAHVERDI, H.; SOHRABI, M.; FATEMI, M.; JAMIOLAHMADY, M. Three-phase relative permeability and hysteresis effect during WAG process in mixed wet and low IFT systems. *Journal of Petroleum Science and Engineering*. p.132-139, 2011.

SHAHVERDI, H.; SOHRABI, M. An improved three-phase relative permeability and hysteresis model for the simulation of a water-alternating-gas injection. *SPE Journal*, 2013.

SHAHVERDI, H.; SOHRABI, M. Modeling of cyclic hysteresis of three-phase relative permeability during water-alternating-gas injection. SPE Journal, 2014.

SILVA, Ciro Rodolfo Santos. Estudo comparativo entre a injeção de água e de gás em um reservatório com óleo leve. Universidade Federal do Rio Grande do Norte – UFRN. Natal, 2012.

SPITERI, Elizabeth J.; JUANES, Ruben. Impact of relative permeability hysteresis on the numerical simulation of WAG injection. SPE Annual Technical Conference and Exhibition, 2004.

STONE, H. L. Estimation of three-phase relative permeability and residual oil data. The Journal of Canadian petroleum, 1973.

TEKLU, Tadesse Weldu, ALAMERI, Waleed, GRAVES, Ramona M., KAZEMI, Hossein, ALSUMAITI, Ali M.. Low-salinitywater-alternating-CO₂ EOR. Journal of Petroleum Science and Engineering, 142, p.101–118, 2016.

TOURAY, Saikou. Effect of water alternating gas injection on ultimate oil recovery. Dissertação de mestrado – Dalhousie University, Nova Scotia, 2013.

U.S Department of Energy. Disponível em: <http://energy.gov/fe/science-innovation/oil-gas/enhanced-oil-recovery>. Acesso em 12/03/2018.

ZHANG, Yang; LU, Ranran; FOROUZANFAR, Fahim; REYNOLDS, Albert C.. Well placement and control optimization for WAG/SAG processes using ensemble-based method. Computers and Chemical Engineering 101, p.193–209, 2017.

CAPÍTULO VII- CONCLUSÕES E RECOMENDAÇÕES PARA TRABALHOS FUTUROS

Neste capítulo são apresentadas as conclusões do trabalho desenvolvido ao longo dos capítulos desta dissertação e as recomendações para continuidade dos trabalhos nesta área de estudo.

VII.1. Conclusões

Estudos de caso que exemplificam a aplicabilidade do BOAST foram apresentados nesta dissertação, a saber: análise de sensibilidade das propriedades PVT e de variáveis de entrada relacionadas a propriedades da rocha e aos parâmetros de produção na simulação de reservatórios. Estes estudos preliminares possibilitaram uma maior compreensão do simulador, sendo uma base para avaliação técnica do método de recuperação avançada denominado injeção alternada de água e gás (WAG).

- 1) A análise de sensibilidade apresentada no capítulo IV permitiu avaliar o impacto das variáveis de entrada no desempenho produtivo do reservatório, além de evidenciar a importância de estudos deste tipo para a otimização da produção. Corroborando o esperado, variáveis que favorecem o fluxo de óleo influenciaram positivamente a recuperação a partir do método de injeção de água;
- 2) No capítulo V discutiu-se a importância da qualidade dos dados de entrada, especificamente propriedades PVT, para o bom desempenho da simulação. Compararam-se as curvas de produção acumulada de óleo e gás obtidas no BOAST para simulações utilizando dados PVT experimentais e preditos pelos simuladores Specs e WinProp. Os

resultados validaram a utilização do Specs e WinProp para obtenção de dados PVT como alternativa a determinação experimental que é demorada e cara. Não houve diferença significativa nos valores obtidos nas curvas de produção acumulada obtidas no BOAST.

- 3) A simulação no BOAST apresentada no capítulo VI mostra a viabilidade técnica do método de injeção alternada de água e gás, apesar de ter se revelado como uma técnica menos vantajosa economicamente quando comparado com o desempenho da injeção contínua de gás. A partir deste estudo foi possível discutir também a importância do cálculo de permeabilidade trifásica e da histerese da permeabilidade em simulações do método WAG.

Estes estudos de caso possibilitaram uma discussão de particularidades da simulação de reservatórios, como conceitos de eficiência, razão de mobilidade, permeabilidade trifásica, histerese da permeabilidade e descrição de métodos de recuperação como injeção de água e injeção WAG. Destaca-se neste contexto a dificuldade encontrada para investigação de mais estudos de caso, frente a restrita disponibilidade na literatura de dados completos de diferentes cenários de produção.

desta pesquisa foi o detalhamento das rotinas e, por conseguinte, da modelagem do BOAST, a Adicionalmente, foi elaborado um manual estendido complementar, o qual pode servir tanto como guia para utilização do BOAST como para incorporação em trabalhos futuros de melhorias no código do programa, como por exemplo, a abordagem de diferentes fenômenos físico-químicos não contemplados na modelagem original. Ressalta-se, portanto também a contribuição científica deste trabalho visto que os manuais existentes do BOAST não são bem detalhados.

VII.2. Recomendações para trabalhos futuros

Como trabalhos a serem desenvolvidos a partir deste, podemos sugerir os seguintes:

- 1) O BOAST não contempla a abordagem do fenômeno da histerese da permeabilidade, abordado no capítulo VI. A revisão do código do BOAST para inclusão de um módulo para cálculo da histerese da permeabilidade é, portanto, uma sugestão de melhoria a ser realizada em trabalhos futuros;
- 2) Visando a simulação de métodos de recuperação em que a variação composicional é considerada importante, uma outra sugestão de trabalho é revisão do código do BOAST para alteração da modelagem black-oil para uma modelagem composicional, obtendo-se assim um simulador livre para fins acadêmicos com esta abordagem;
- 3) Observou-se também a limitação do BOAST em termos de divisão da malha (número de blocos em cada dimensão) que pode ser utilizada nas simulações. Sugere-se então a adequação do simulador e revisão da parte numérica para utilização de malhas com maior discretização.

APÊNDICE A- TEORIA BÁSICA DO BOAST - DEDUÇÃO DA MODELAGEM BLACK-OIL

Este apêndice apresenta a dedução das equações básicas utilizadas por simuladores de reservatório, partindo desde a modelagem composicional até a simplificação da modelagem *black-oil*, que é a abordagem utilizada pelo *software* BOAST. Na sequência é abordado o método IMPES (IMplicito na Pressão e Explicíto na Saturação), em que se baseia o BOAST para resolução numérica das equações diferenciais que descrevem os fenômenos físico-químicos em estudo.

A.1. Modelagem Composicional

Para estimar a quantidade de hidrocarbonetos que se pode retirar de uma reserva e o tempo em que essa produção se efetuará, engenheiros de reservatório dispõem das leis que descrevem o fluxo de fluidos em meios porosos, são elas: a equação da continuidade (conservação da massa); a equação de transporte de massa (a lei de Darcy); e equações de estado. A associação destas equações resulta na chamada equação da difusividade hidráulica.

Inicialmente, a equação de conservação de massa é aplicada para um elemento de controle representativo do meio poroso, conforme mostrado na Figura A.1, com dimensões Δx , Δy e Δz . Considera-se o fluxo nas três direções (x, y e z) de três fases (óleo, água e gás) que apresentam, respectivamente, as saturações S_o , S_w e S_g , durante um intervalo de tempo Δt .

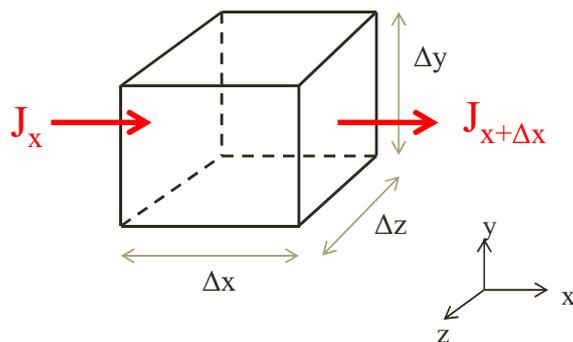


Figura A. 1: Elemento de meio poroso.

Assim, a massa que entra no elemento poroso pode ser expressa como:

$$[(J_x)_x \cdot \Delta y \cdot \Delta z + (J_y)_y \cdot \Delta x \cdot \Delta z + (J_z)_z \cdot \Delta x \cdot \Delta y] \cdot \Delta t$$

E a massa que sai do elemento de controle como:

$$[(J_x)_{x+\Delta x} \cdot \Delta y \cdot \Delta z + (J_y)_{y+\Delta y} \cdot \Delta x \cdot \Delta z + (J_z)_{z+\Delta z} \cdot \Delta x \cdot \Delta y] \cdot \Delta t + q \cdot \Delta x \cdot \Delta y \cdot \Delta z \cdot \Delta t$$

onde o fluxo de entrada e de saída em uma direção é representado por J e “q” indica a vazão mássica que entra ou sai do elemento de meio poroso (se o elemento representa um poço injetor $q < 0$ e se representa um poço produtor $q > 0$).

O acúmulo de massa pode ser expresso em termos de variação da concentração de cada uma das fases p (C_p) no intervalo de tempo entre t e $t+\Delta t$, conforme:

$$[(C_p)_{t+\Delta t} - (C_p)_t] \cdot \Delta x \cdot \Delta y \cdot \Delta z$$

A equação de conservação de massa é então escrita como:

$$\begin{aligned} & [(J_x)_x \cdot \Delta y \cdot \Delta z + (J_y)_y \cdot \Delta x \cdot \Delta z + (J_z)_z \cdot \Delta x \cdot \Delta y] \\ & - [(J_x)_{x+\Delta x} \cdot \Delta y \cdot \Delta z + (J_y)_{y+\Delta y} \cdot \Delta x \cdot \Delta z + (J_z)_{z+\Delta z} \cdot \Delta x \cdot \Delta y] \cdot \Delta t \\ & \pm q \cdot \Delta x \cdot \Delta y \cdot \Delta z \cdot \Delta t = [(C_p)_{t+\Delta t} \cdot \Delta x \cdot \Delta y \cdot \Delta z - (C_p)_t \cdot \Delta x \cdot \Delta y \cdot \Delta z] \end{aligned} \quad (\text{Eq. A.1})$$

Dividindo a equação anterior por $\Delta x \cdot \Delta y \cdot \Delta z \cdot \Delta t$, rearranjando e fazendo $\Delta x, \Delta y, \Delta z$ e $\Delta t \rightarrow 0$, obtém-se a equação da continuidade:

$$\frac{-\partial J_x}{\partial x} - \frac{\partial J_y}{\partial y} - \frac{\partial J_z}{\partial z} - q = \frac{\partial C_p}{\partial t} \Rightarrow \text{A equação da continuidade} \quad (\text{Eq. A.2})$$

O fluxo na direção considerada pode ser escrito como um produto da densidade do fluido pela velocidade do fluido na direção considerada. Assim sendo, a equação da continuidade é reescrita:

$$\frac{\partial(\rho v_x)}{\partial x} - \frac{\partial(\rho v_y)}{\partial y} - \frac{\partial(\rho v_z)}{\partial z} \pm q = \frac{\partial C_p}{\partial t}$$

(Eq. A.3)

E aplicando o divergente:

$$-\nabla \cdot (\rho \cdot \vec{v}) \pm q = \frac{\partial C_p}{\partial t}$$

(Eq. A.4)

Posteriormente, a equação da continuidade é associada à lei de Darcy, lei que descreve o escoamento de fluidos em meios porosos. A lei de Darcy escrita para o escoamento de óleo na direção x é a seguinte:

$$v_{xo} = \frac{-k_x \cdot k_{ro}}{\mu_o} \cdot \frac{\partial(P_o - \rho_o \cdot g \cdot z)}{\partial x}$$

(Eq. A.5)

onde:

- μ_o = viscosidade da fase óleo;
- k_x = permeabilidade absoluta do meio poroso;
- k_{ro} = permeabilidade relativa ao óleo;
- $k_{ro} \cdot k_x$ = permeabilidade efetiva do meio poroso ao óleo;
- P_o = pressão da fase óleo;
- ρ_o = densidade da fase óleo;
- z = profundidade;
- g = aceleração da gravidade.

O primeiro termo da equação é chamado de mobilidade λ , na medida em que descreve a facilidade de escoamento do fluido na direção avaliada:

$$\lambda = \frac{-k_x \cdot k_{ro}}{\mu_o}$$

O numerador do termo diferencial representa o diferencial de pressão durante o escoamento, sendo chamado de força motriz do fluxo Φ :

$$\Phi = P_o - \rho_o \cdot g \cdot z$$

Considerando o fluxo tridimensional, é possível aplicar a lei de Darcy para cada fase, obtendo as equações:

$$\vec{v}_o = \frac{-k \cdot k_{ro}}{\mu_o} \cdot (\nabla P_o - \rho_o \cdot g \cdot \nabla z) \quad (\text{Eq. A.6})$$

$$\vec{v}_w = \frac{-k \cdot k_{rw}}{\mu_w} \cdot (\nabla P_w - \rho_w \cdot g \cdot \nabla z) \quad (\text{Eq. A.7})$$

$$\vec{v}_g = \frac{-k \cdot k_{rg}}{\mu_g} \cdot (\nabla P_g - \rho_g \cdot g \cdot \nabla z) \quad (\text{Eq. A.8})$$

Substituindo as Equações A.6, A.7 e A.8 na equação da continuidade (Equação A.4), obtém-se as relações básicas para escoamento de cada fase (óleo, água e gás):

$$\nabla \cdot \left[\rho_o \cdot \frac{k \cdot k_{ro}}{\mu_o} \cdot (\nabla P_o - \rho_o \cdot g \cdot \nabla z) \right] \pm q_o = \frac{\partial C_o}{\partial t} \quad (\text{Eq. A.9})$$

$$\nabla \cdot \left[\rho_w \cdot \frac{k \cdot k_{rw}}{\mu_w} \cdot (\nabla P_w - \rho_w \cdot g \cdot \nabla z) \right] \pm q_w = \frac{\partial C_w}{\partial t} \quad (\text{Eq. A.10})$$

$$\nabla \cdot \left[\rho_g \cdot \frac{k \cdot k_{rg}}{\mu_g} \cdot (\nabla P_g - \rho_g \cdot g \cdot \nabla z) \right] \pm q_g = \frac{\partial C_g}{\partial t} \quad (\text{Eq. A.11})$$

A variável concentração, presente nas Equações A.9, A.10 e A.11, é definida como massa da fase por volume do elemento. Então, para o óleo:

$$C_o = \frac{m_o}{V_t} \quad (\text{Eq. A.12})$$

Utilizando os conceitos de saturação e porosidade e combinando estas relações, obtém-se a expressão para o volume total (Equação A.15):

$$S_o = \frac{V_o}{V_p} \quad (\text{Eq. A.13})$$

$$\emptyset = \frac{V_p}{V_t} \quad (\text{Eq. A.14})$$

Das Equações A.13 e A.14:

$$\frac{V_o}{S_o} = \emptyset \cdot V_t$$

$$V_t = \frac{V_o}{S_o \cdot \emptyset} \quad (\text{Eq. A.15})$$

Substituindo a Equação A.15 na Equação A.12 e utilizando o conceito de densidade:

$$\rho_o = \frac{m_o}{V_o}$$

$$C_o = \rho_o \cdot S_o \cdot \emptyset \quad (\text{Eq. A.16})$$

De forma análoga têm-se para o gás e para a água:

$$C_w = \rho_w \cdot S_w \cdot \emptyset \quad (\text{Eq. A.17})$$

$$C_g = \rho_g \cdot S_g \cdot \emptyset \quad (\text{Eq. A.18})$$

onde:

- S_p = saturação da fase p;
- \emptyset = porosidade do meio.

As Equações básicas A.9, A.10 e A.11 podem então ser reescritas:

$$\nabla \cdot \left[\frac{\rho_o \cdot k \cdot k_{ro}}{\mu_o} \cdot (\nabla P_o - \rho_o \cdot g \cdot \nabla z) \right] \pm q_o = \frac{\partial(\rho_o \cdot S_o \cdot \emptyset)}{\partial t} \quad (\text{Eq. A.19})$$

$$\nabla \cdot \left[\frac{\rho_{ow} \cdot k \cdot k_{rw}}{\mu_w} \cdot (\nabla P_w - \rho_w \cdot g \cdot \nabla z) \right] \pm q_w = \frac{\partial(\rho_w \cdot S_w \cdot \phi)}{\partial t} \quad (\text{Eq. A.20})$$

$$\nabla \cdot \left[\frac{\rho_g \cdot k \cdot k_{rg}}{\mu_g} \cdot (\nabla P_g - \rho_g \cdot g \cdot \nabla z) \right] \pm q_g = \frac{\partial(\rho_g \cdot S_g \cdot \phi)}{\partial t} \quad (\text{Eq. A.21})$$

Na modelagem composicional considera-se que N espécies químicas podem ser encontradas no meio poroso e elas podem estar presentes em cada uma das três fases. As Equações A.19, A.20 e A.21 representam o balanço global das fases oleosa, aquosa e gasosa, respectivamente. O balanço por componente pode então ser realizado multiplicando os termos destas equações pela fração mássica do componente presente na fase e somando a contribuição das três fases. Assim, o balanço material do componente i pode ser escrito como:

$$\begin{aligned} \nabla \cdot \left[\frac{x_{io} \cdot \rho_o \cdot k \cdot k_{ro}}{\mu_o} \cdot (\nabla P_o - \rho_o \cdot g \cdot \nabla z) + \frac{x_{iw} \cdot \rho_w \cdot k \cdot k_{rw}}{\mu_w} \cdot (\nabla P_w - \rho_w \cdot g \cdot \nabla z) \right. \\ \left. + \frac{x_{ig} \cdot \rho_g \cdot k \cdot k_{rg}}{\mu_g} \cdot (\nabla P_g - \rho_g \cdot g \cdot \nabla z) \right] \pm q_i \\ = \frac{\partial}{\partial t} (x_{io} \cdot \rho_o \cdot S_o \cdot \phi + x_{iw} \cdot \rho_w \cdot S_w \cdot \phi + x_{ig} \cdot \rho_g \cdot S_g \cdot \phi) \end{aligned} \quad (\text{Eq. A.22})$$

onde:

- x_{io} é a fração mássica do componente i na fase óleo;
- x_{iw} é a fração mássica do componente i na fase água;
- x_{ig} é a fração mássica do componente i na fase gás.

A Equação A.22 é a equação base da modelagem composicional, e N equações iguais a esta são escritas, uma para cada um dos N componentes.

A.2. Modelagem *Black-Oil*

A simplificação da modelagem *black-oil* pode ser aplicada à Equação A.22. Nesta abordagem consideram-se as três fases e que cada uma delas é composta por um único componente. Assim, na modelagem *black-oil* são escritas três equações de balanço material.

- Componente água

A premissa adotada é que a fase aquosa é composta apenas de água e que este componente não se encontra nas fases óleo e gás. Então, as frações mássicas do componente água nas fases óleo e gás são nulas ($x_{io} = x_{ig} = 0$) e a fração mássica na fase água é igual a 1. Aplicando esta simplificação na Equação A.22:

$$\nabla \cdot \left[\frac{\rho_w \cdot k \cdot k_{rw}}{\mu_w} \cdot (\nabla P_w - \rho_w \cdot g \cdot \nabla z) \right] \pm q_i = \frac{\partial}{\partial t} (\rho_w \cdot S_w \cdot \phi) \quad (\text{Eq. A.23})$$

- Componente óleo

A premissa adotada é que o componente óleo se encontra apenas na fase oleosa. Então, as frações mássicas do componente óleo nas fases água e gás são nulas ($x_{iw} = x_{ig} = 0$) e a fração mássica na fase óleo é igual a 1. Aplicando esta simplificação na Equação A.22:

$$\nabla \cdot \left[\frac{\rho_o \cdot k \cdot k_{ro}}{\mu_o} \cdot (\nabla P_o - \rho_o \cdot g \cdot \nabla z) \right] \pm q_i = \frac{\partial}{\partial t} (\rho_o \cdot S_o \cdot \phi) \quad (\text{Eq. A.24})$$

- Componente gás

A premissa adotada é que o componente gás é o componente único da fase gás, mas pode ser encontrado também dissolvido na fase óleo. Então, a fração mássica do componente gás na fase água é nula ($x_{iw} = 0$) e a fração mássica na fase gás é igual a 1. A fração mássica do gás na fase óleo é mensurada a partir da razão de solubilidade gás-óleo (R_s).

$$R_s = \frac{\text{volume de gás dissolvido no óleo}}{\text{volume de óleo na superfície}} = \frac{V_g}{V_o} \quad (\text{Eq. A.25})$$

Salienta-se que ambos os volumes são determinados nas condições padrão de temperatura e pressão.

$$V_g = \frac{\text{massa de gás dissolvido no óleo}}{\text{densidade do gás}} = \frac{m_g}{\rho_{gsc}} \quad (\text{Eq. A.26})$$

$$V_o = \frac{\text{massa de óleo}}{\text{densidade do óleo}} = \frac{m_o}{\rho_{osc}}$$

(Eq. A.27)

Substituindo as Equações A.26 e A.27 na Equação A.25:

$$R_s = \frac{m_g \cdot \rho_{osc}}{m_o \cdot \rho_{gsc}}$$

(Eq. A.28)

De onde se obtém:

$$x_{is} = \frac{R_s \cdot \rho_{gsc}}{\rho_{osc}}$$

(Eq. A.29)

E substituindo na Equação A.22:

$$\nabla \cdot \left[\rho_g \cdot \frac{k \cdot k_{rg}}{\mu_g} \cdot (\nabla P_g - \rho_g \cdot g \cdot \nabla z) \right] \pm q_g = \frac{\partial}{\partial t} \left[\rho_{gsc} \cdot \phi \left(\frac{S_g}{B_g} + \frac{R_{so} S_o}{B_o} \right) \right]$$

(Eq. A.30)

A.3. Método IMPES

O método IMPES, utilizado pelo BOAST para resolução numérica da modelagem *black-oil*, consiste em obter uma única equação que tem a pressão na fase óleo como incógnita e, após o cálculo da pressão, atualizar a saturação das fases de forma explícita. A seguir é apresentado o passo a passo para obtenção da referida equação da pressão, seguido das equações para determinação explícita das saturações.

A presença da pressão das fases óleo, gás e água nas Equações de conservação de massa A.23, A.24 e A.30 dificulta a resolução do problema. Para simplificar o manuseio da pressão das fases utiliza-se então o conceito de pressão capilar, que é a diferença de pressão entre um fluido não molhante e um molhante. Assim, a pressão capilar entre as fases óleo e água pode ser definida como:

$$P_{cow} = P_o - P_w$$

Logo:

$$P_w = P_o - P_{cow}$$

(Eq. A.31)

De forma análoga, a pressão capilar entre as fases óleo e gás pode ser definida como:

$$P_{cgo} = P_g - P_o$$

$$P_g = P_{cgo} - P_o$$

(Eq. A.32)

Substituindo as Equações A.31 e A.32 nas Equações A.23, A.24 e A.30:

$$\nabla \cdot \vec{k} \cdot \left(\frac{\lambda_o}{B_o} \right) \nabla P_o + CG_o - \frac{q_o}{\rho_{osc}} = \frac{\partial}{\partial t} \left(\phi \frac{S_o}{B_o} \right)$$

(Eq. A.33)

onde:

$$CG_o = -\nabla \cdot \vec{K} \cdot \left(\frac{\lambda_o}{B_o} \right) \nabla \left(\frac{\rho_o z}{144} \right)$$

$$\nabla \cdot \vec{k} \cdot \left(\frac{\lambda_o}{B_o} \right) \nabla P_o + CG_o - \frac{q_o}{\rho_{osc}} = \frac{\partial}{\partial t} \left(\phi \frac{S_o}{B_o} \right)$$

(Eq. A.34)

onde:

$$CG_w = -\nabla \cdot \vec{K} \cdot \left(\frac{\lambda_w}{B_w} \right) \nabla \left(\frac{\rho_w z}{144} \right) + P_{cow}$$

$$\nabla \cdot \vec{k} \cdot \left(\frac{\lambda_g}{B_g} + \frac{R_{so} \lambda_o}{B_o} + \frac{R_{sw} \lambda_w}{B_w} \right) \nabla P_o + CG_g - \frac{q_g}{\rho_{gsc}} = \frac{\partial}{\partial t} \left[\phi \left(\frac{S_g}{B_g} + \frac{R_{so} S_o}{B_o} + \frac{R_{sw} S_w}{B_w} \right) \right]$$

(Eq. A.35)

onde:

$$CG_g = \nabla \cdot \left\{ \vec{K} \cdot \left[\left(\frac{\lambda_g}{B_g} \right) \nabla \left(p_{cgo} - \frac{\rho_g z}{144} \right) - \frac{R_{so} \lambda_o}{B_o} \nabla \left(\frac{\rho_o z}{144} \right) - \frac{R_{sw} \lambda_w}{B_w} \nabla \left(p_{cow} + \frac{\rho_w z}{144} \right) \right] \right\}$$

Em termos numéricos, o simulador de reservatório resolve o sistema de equações formado por pelas Equações A.33, A.34 e A.35, juntamente com a restrição associada às saturações, cujo somatório deve ser igual a 1:

$$S_o + S_g + S_w = 1$$

(Eq. A.36)

Das Equações A.33, A.34, A.35 e A.36 determinam-se as variáveis: S_o , S_g , S_w e P_o . Todas as outras propriedades físicas na equação são conhecidas, obtidas em laboratório ou como função de S_o , S_g , S_w e P_o .

O procedimento IMPES utilizado pelo BOAST consiste na combinação das Equações A.33, A.34, A.35 e A.36 para obtenção de apenas uma equação cuja variável desconhecida é P_o .

Para o óleo, desmembrando os termos da Equação A.33, define-se:

$$L_o = \frac{\partial}{\partial t} \left(\phi \frac{S_o}{B_o} \right) \quad (\text{Eq. A.37})$$

$$L_o = \nabla \cdot \vec{k} \cdot \left(\frac{\lambda_o}{B_o} \right) \nabla P_o + C G_o - \frac{q_o}{\rho_{osc}} \quad (\text{Eq. A.38})$$

De forma análoga para a água e para o gás, a partir das Equações A.34 e A.35:

$$L_w = \frac{\partial}{\partial t} \left(\frac{\phi S_w}{B_w} \right) \quad (\text{Eq. A.39})$$

$$L_w = \frac{\nabla \cdot \vec{k} \cdot \lambda_w}{B_w} \nabla P_o + C G_w - \frac{q_w}{\rho_{wsc}} \quad (\text{Eq. A.40})$$

$$L_g = \frac{\partial}{\partial t} \left[\phi \left(\frac{S_g}{B_g} + \frac{R_{so} \cdot S_o}{B_o} + \frac{R_{sw} \cdot S_w}{B_w} \right) \right] \quad (\text{Eq. A.41})$$

$$L_g = \nabla \cdot \vec{k} \cdot \left(\frac{\lambda_g}{B_g} + \frac{R_{so} \cdot \lambda_o}{B_o} + \frac{R_{sw} \cdot \lambda_w}{B_w} \right) \nabla P_o + C G_g - \frac{q_g}{\rho_{gsc}} \quad (\text{Eq. A.42})$$

O fator volume formação, a razão de solubilidade e a porosidade são funções da pressão, mas a saturação independe da pressão. Destas informações, expandem-se os termos expressos nas Equações A.37, A.39 e A.41:

$$\begin{aligned} L_o &= \frac{\partial}{\partial t} \left(\phi \frac{S_o}{B_o} \right) = \frac{\phi}{B_o} \frac{\partial S_o}{\partial t} + \frac{S_o}{B_o} \frac{\partial \phi}{\partial P_o} \frac{\partial P_o}{\partial t} + \phi S_o \frac{\partial}{\partial P_o} \left(\frac{1}{B_o} \right) \frac{\partial P_o}{\partial t} \\ L_o &= \frac{\phi}{B_o} \frac{\partial S_o}{\partial t} + \frac{S_o}{B_o} \frac{\partial \phi}{\partial P_o} \frac{\partial P_o}{\partial t} + \left(-\frac{\phi S_o}{B_o^2} \frac{\partial B_o}{\partial P_o} \right) \frac{\partial P_o}{\partial t} \\ L_o &= \frac{\phi}{B_o} \frac{\partial S_o}{\partial t} + \left[\frac{S_o}{B_o} \frac{\partial \phi}{\partial P_o} - \frac{\phi S_o}{B_o^2} \frac{\partial B_o}{\partial P_o} \right] \frac{\partial P_o}{\partial t} \end{aligned} \quad (\text{Eq. A.43})$$

De forma análoga para a água e para o gás:

$$L_w = \frac{\partial}{\partial t} \left(\phi \frac{S_w}{B_w} \right) = \frac{\phi}{B_w} \frac{\partial S_w}{\partial t} + \frac{S_w}{B_w} \frac{\partial \phi}{\partial P_o} \frac{\partial P_o}{\partial t} + \phi S_w \frac{\partial}{\partial P_o} \left(\frac{1}{B_w} \right) \frac{\partial P_o}{\partial t}$$

$$L_w = \frac{\phi}{B_w} \frac{\partial S_w}{\partial t} + \frac{S_w}{B_w} \frac{\partial \phi}{\partial P_o} \frac{\partial P_o}{\partial t} + \left(-\frac{\phi S_w}{B_w^2} \frac{\partial B_w}{\partial P_o} \right) \frac{\partial P_o}{\partial t}$$

$$L_w = \frac{\phi}{B_w} \frac{\partial S_w}{\partial t} + \left[\frac{S_w}{B_w} \frac{\partial \phi}{\partial P_o} - \frac{\phi S_w}{B_w^2} \frac{\partial B_w}{\partial P_o} \right] \frac{\partial P_o}{\partial t}$$

(Eq. A.44)

$$L_g = \frac{\partial}{\partial t} \left[\phi \left(\frac{S_g}{B_g} + \frac{R_{so} \cdot S_o}{B_o} + \frac{R_{sw} \cdot S_w}{B_w} \right) \right]$$

$$\begin{aligned} L_g &= \frac{\phi}{B_g} \cdot \frac{\partial S_g}{\partial t} + \frac{S_g}{B_g} \frac{\partial \phi}{\partial P_o} \cdot \frac{\partial P_o}{\partial t} - \frac{S_g \phi}{B_g^2} \frac{\partial B_g}{\partial P_o} \cdot \frac{\partial P_o}{\partial t} - \frac{\phi S_o R_{so}}{B_o^2} \frac{\partial B_o}{\partial P_o} \cdot \frac{\partial P_o}{\partial t} + \frac{\phi S_o}{B_o} \frac{\partial R_{so}}{\partial P_o} \cdot \frac{\partial P_o}{\partial t} \\ &+ \frac{S_o R_{so}}{B_o} \frac{\partial \phi}{\partial P_o} \cdot \frac{\partial P_o}{\partial t} + \frac{\phi R_{so}}{B_o} \frac{\partial S_o}{\partial t} - \frac{\phi S_w R_{sw}}{B_w^2} \frac{\partial B_w}{\partial P_o} \cdot \frac{\partial P_o}{\partial t} + \frac{\phi S_w}{B_w} \frac{\partial R_{sw}}{\partial P_o} \cdot \frac{\partial P_o}{\partial t} \\ &+ \frac{S_w R_{sw}}{B_w} \frac{\partial \phi}{\partial P_o} \cdot \frac{\partial P_o}{\partial t} + \frac{\phi R_{sw}}{B_w} \cdot \frac{\partial S_w}{\partial t} L_g \\ &= \frac{\phi}{B_g} \frac{\partial S_g}{\partial t} + \left[\frac{S_g}{B_g} \frac{\partial \phi}{\partial P_o} - \frac{S_g \phi}{B_g^2} \frac{\partial B_g}{\partial P_o} \right] \frac{\partial P_o}{\partial t} + \frac{\phi R_{so}}{B_o} \frac{\partial S_o}{\partial t} \\ &+ \left[\frac{S_o R_{so}}{B_o} \frac{\partial \phi}{\partial P_o} + \frac{\phi S_o}{B_o} \frac{\partial R_{so}}{\partial P_o} - \frac{\phi S_o R_{so}}{B_o^2} \frac{\partial B_o}{\partial P_o} \right] \frac{\partial P_o}{\partial t} + \frac{\phi R_{sw}}{B_w} \frac{\partial S_w}{\partial t} \\ &+ \left[\frac{S_w R_{sw}}{B_w} \frac{\partial \phi}{\partial P_o} + \frac{\phi S_w}{B_w} \frac{\partial R_{sw}}{\partial P_o} - \frac{\phi S_w R_{sw}}{B_w^2} \frac{\partial B_w}{\partial P_o} \right] \frac{\partial P_o}{\partial t} \end{aligned}$$

(Eq. A.45)

Pela Equação A.36:

$$S_g = 1 - S_o - S_w$$

Logo:

$$\frac{\partial S_g}{\partial t} = -\frac{\partial S_o}{\partial t} - \frac{\partial S_w}{\partial t}$$

Substituindo esta relação na Equação A.45:

$$\begin{aligned} L_g &= \left(\frac{\phi R_{so}}{B_o} - \frac{\phi}{B_g} \right) \frac{\partial S_o}{\partial t} + \left(\frac{\phi R_{sw}}{B_w} - \frac{\phi}{B_g} \right) \frac{\partial S_w}{\partial t} \\ &+ \left(\frac{S_g}{B_g} \frac{\partial \phi}{\partial P_o} - \frac{S_g \phi}{B_g^2} \frac{\partial B_g}{\partial P_o} + \frac{S_o R_{so}}{B_o} \frac{\partial \phi}{\partial P_o} + \frac{\phi S_o}{B_o} \frac{\partial R_{so}}{\partial P_o} - \frac{\phi S_o R_{so}}{B_o^2} \frac{\partial B_o}{\partial P_o} \right. \\ &\left. + \frac{S_w R_{sw}}{B_w} \frac{\partial \phi}{\partial P_o} + \frac{\phi S_w}{B_w} \frac{\partial R_{sw}}{\partial P_o} - \frac{\phi S_w R_{sw}}{B_w^2} \frac{\partial B_w}{\partial P_o} \right) \frac{\partial P_o}{\partial t} \end{aligned}$$

(Eq. A.46)

Para obter o acúmulo total deve-se somar as Equações A.43, A.44 e A.46:

$$L_g + L_w + L_o = \text{Acúmulo total}$$

O fator volume formação total (B_t) é definido como sendo o quociente entre o volume total do fluido existente no reservatório a uma dada condição de pressão e temperatura e o volume de líquido que seria obtido se esse fluido fosse transportado para as condições padrão, sendo o somatório dos fatores volume formação individuais. Assim:

$$\begin{aligned} & (B_o - R_{so}B_g)L_o + (B_w - R_{sw}B_g)L_w + B_gL_g \\ (B_o - R_{so}B_g) & \left[\frac{\phi}{B_o} \frac{\partial S_o}{\partial t} \right] + (B_o - R_{so}B_g) \left[\frac{S_o}{B_o} \frac{\partial \phi}{\partial P_o} - \frac{S_o \phi}{B_o^2} \frac{\partial B_o}{\partial P_o} \right] \frac{\partial P_o}{\partial t} \\ & + (B_w - R_{sw}B_g) \left[\frac{\phi}{B_w} \frac{\partial S_w}{\partial t} \right] + (B_w - R_{sw}B_g) \left[\frac{S_w}{B_w} \frac{\partial \phi}{\partial P_o} - \frac{S_w \phi}{B_w^2} \frac{\partial B_w}{\partial P_o} \right] \frac{\partial P_o}{\partial t} \\ & + B_g \left[\left(\frac{\phi R_{so}}{B_o} - \frac{\phi}{B_g} \right) \frac{\partial S_o}{\partial t} \right] + B_g \left[\left(\frac{\phi R_{sw}}{B_w} - \frac{\phi}{B_g} \right) \frac{\partial S_w}{\partial t} \right] \\ & + B_g \left[\left(\frac{S_g}{B_g} \frac{\partial \phi}{\partial P_o} - \frac{S_g \phi}{B_g^2} \frac{\partial B_g}{\partial P_o} + \frac{S_o R_{so}}{B_o} \frac{\partial \phi}{\partial P_o} + \frac{\phi S_o}{B_o} \frac{\partial R_{so}}{\partial P_o} - \frac{\phi S_o R_{so}}{B_o^2} \frac{\partial B_o}{\partial P_o} \right. \right. \\ & \left. \left. + \frac{S_w R_{sw}}{B_w} \frac{\partial \phi}{\partial P_o} + \frac{\phi S_w}{B_w} \frac{\partial R_{sw}}{\partial P_o} - \frac{\phi S_w R_{sw}}{B_w^2} \frac{\partial B_w}{\partial P_o} \right) \frac{\partial P_o}{\partial t} \right] \end{aligned}$$

Simplificando, obtém-se:

$$\begin{aligned} & \left[(S_o + S_w + S_g) \frac{\partial \phi}{\partial P_o} - \frac{S_g \phi}{B_g} \frac{\partial B_g}{\partial P_o} + \phi S_o \left(\frac{B_g}{B_o} \frac{\partial R_{so}}{\partial P_o} - \frac{1}{B_o} \frac{\partial B_o}{\partial P_o} \right) \right. \\ & \left. + \phi S_w \left(\frac{B_g}{B_w} \frac{\partial R_{sw}}{\partial P_o} - \frac{1}{B_w} \frac{\partial B_w}{\partial P_o} \right) \right] \frac{\partial P_o}{\partial t} \end{aligned}$$

Assim sendo, obtém-se a Equação A.47:

$$\begin{aligned} & (B_o - R_{so}B_g)L_o + (B_w - R_{sw}B_g)L_w + B_gL_g \\ & = \left[(S_o + S_w + S_g) \frac{\partial \phi}{\partial P_o} - \phi S_w \frac{1}{B_g} \frac{\partial B_g}{\partial P_o} + \phi S_o \left(\frac{B_g}{B_o} \frac{\partial R_{so}}{\partial P_o} - \frac{1}{B_o} \frac{\partial B_o}{\partial P_o} \right) \right. \\ & \left. + \phi S_w \left(\frac{B_g}{B_w} \frac{\partial R_{sw}}{\partial P_o} - \frac{1}{B_w} \frac{\partial B_w}{\partial P_o} \right) \right] \frac{\partial P_o}{\partial t} \end{aligned} \tag{Eq. A.47}$$

Inserindo as Equações A.43, A.44 e A.46 na Equação A.47 obtém-se:

$$\begin{aligned} & (B_o - R_{so}B_g) \left[\vec{\nabla} \cdot \vec{k} \frac{\lambda_o}{B_o} \nabla P_o + CG_o - \frac{q_o}{\rho_{osc}} \right] + (B_w - R_{sw}B_g) \left[\vec{\nabla} \cdot \vec{k} \frac{\lambda_w}{B_w} \nabla P_o + CG_w - \frac{q_w}{\rho_{wsc}} \right] \\ & + B_g \left[\vec{\nabla} \cdot \vec{k} \left(\frac{\lambda_g}{B_g} + \frac{R_{so}\lambda_o}{B_o} + \frac{R_{sw}\lambda_w}{B_w} \right) \nabla P_o + CG_g - \frac{q_g}{\rho_{gsc}} \right] = \frac{\partial c_t}{\partial t} \frac{\partial P_o}{\partial t} \end{aligned} \tag{Eq. A.48}$$

A compressibilidade total é definida em função das compressibilidades das fases (óleo, água e gás) e da rocha como:

$$c_t = c_r + c_o S_o + c_w S_w + C_g S_g \tag{Eq. A.49}$$

Na Equação A.49 quem multiplica S_o é a compressibilidade do óleo, quem multiplica S_w é a compressibilidade da água e quem multiplica S_g é a concentração do gás. Assim, por definição:

$$c_o = \left(\frac{B_g}{B_o} \frac{\partial R_{so}}{\partial P_o} - \frac{1}{B_o} \frac{\partial B_o}{\partial P_o} \right)$$

$$c_w = \left(\frac{B_g}{B_w} \frac{\partial R_{sw}}{\partial P_o} - \frac{1}{B_w} \frac{\partial B_w}{\partial P_o} \right)$$

$$c_g = - \frac{1}{B_g} \frac{\partial B_g}{\partial P_o}$$

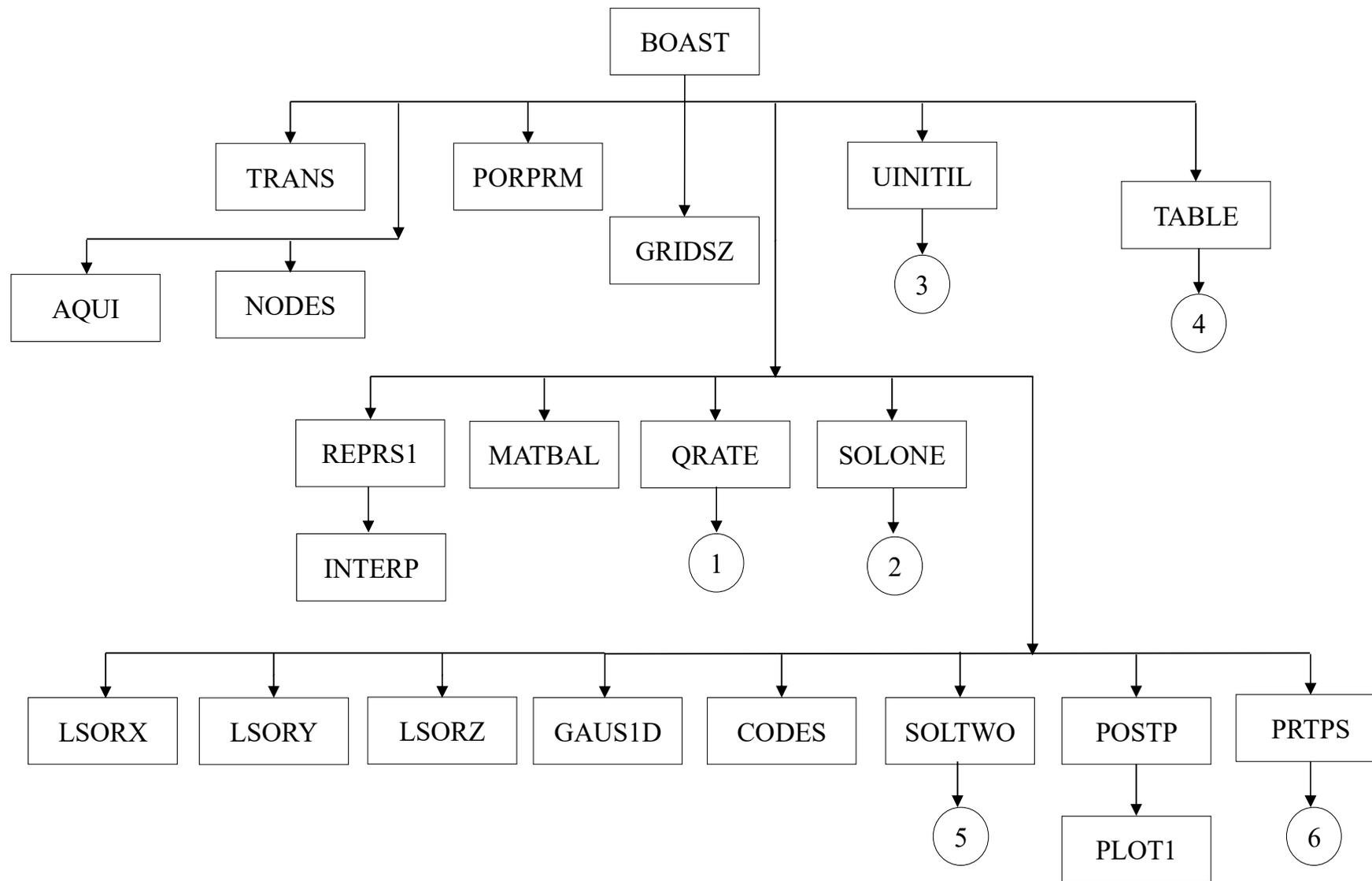
$$c_r = - \frac{1}{\phi} \frac{\partial \phi}{\partial P_o}$$

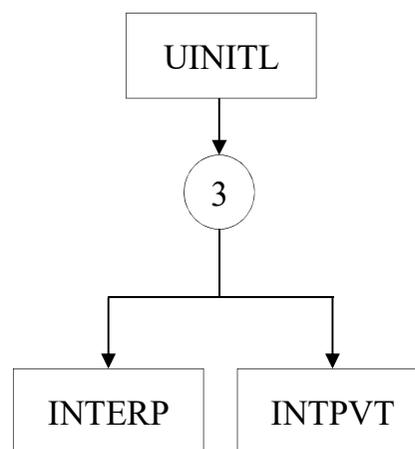
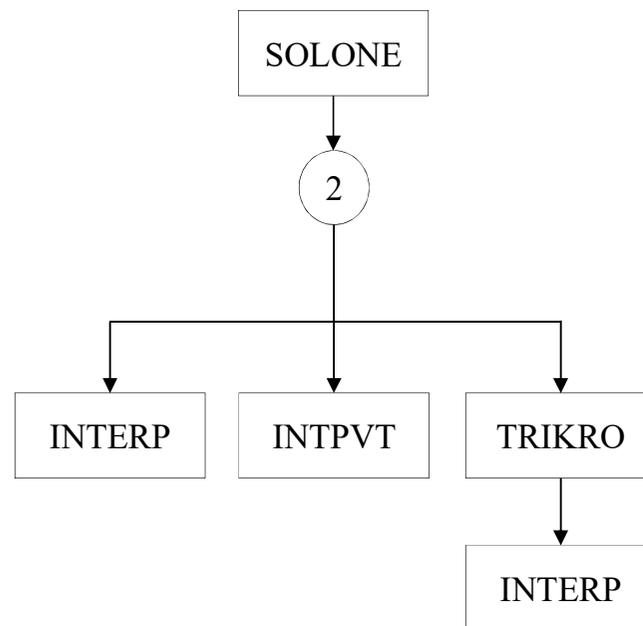
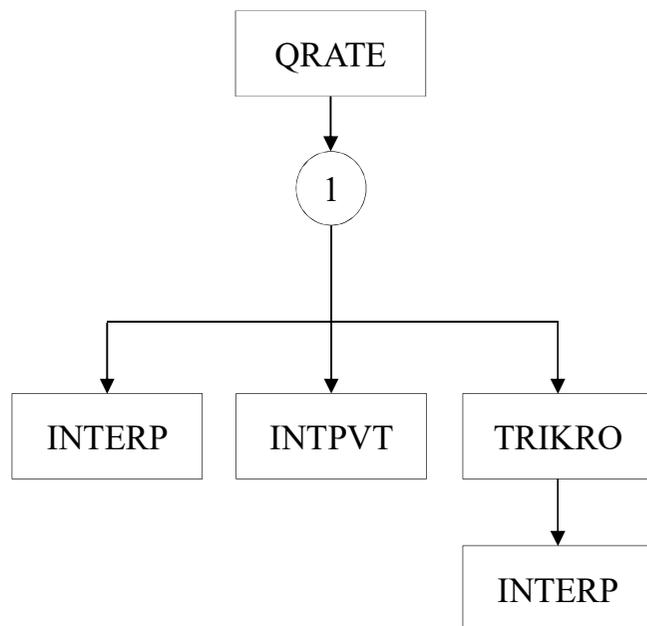
A Equação A.48 é chamada de equação da pressão, porque não há derivadas explícitas da saturação. Nesta metodologia, resolve-se a equação da pressão P_o , e utiliza-se os resultados nas Equações A.37, A.39 e A.41 para determinar as saturações das três fases, de forma que as saturações devem satisfazer a restrição da Equação A.36.

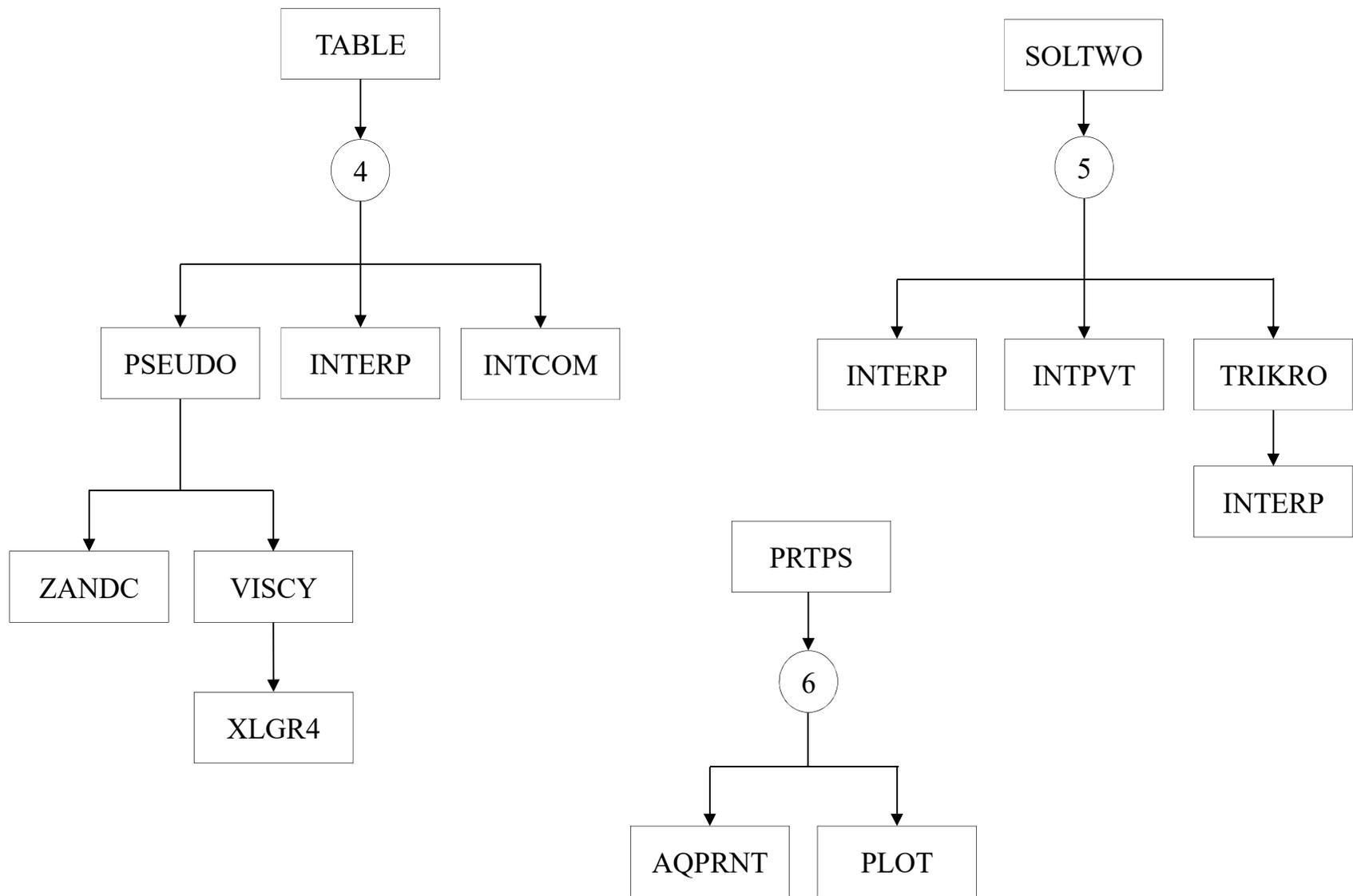
APÊNDICE B- MANUAL DE FLUXOGRAMAS DO BOAST

Este apêndice apresenta um manual de fluxogramas, com o detalhamento das subrotinas e dos indicadores do simulador BOAST. Nele está disposto o fluxograma completo do programa (Seção B.1) e o fluxogramas de detalhe de cada etapa (fluxograma por finalidade, Seção B.2; fluxograma dos indicadores, Seção B.3).

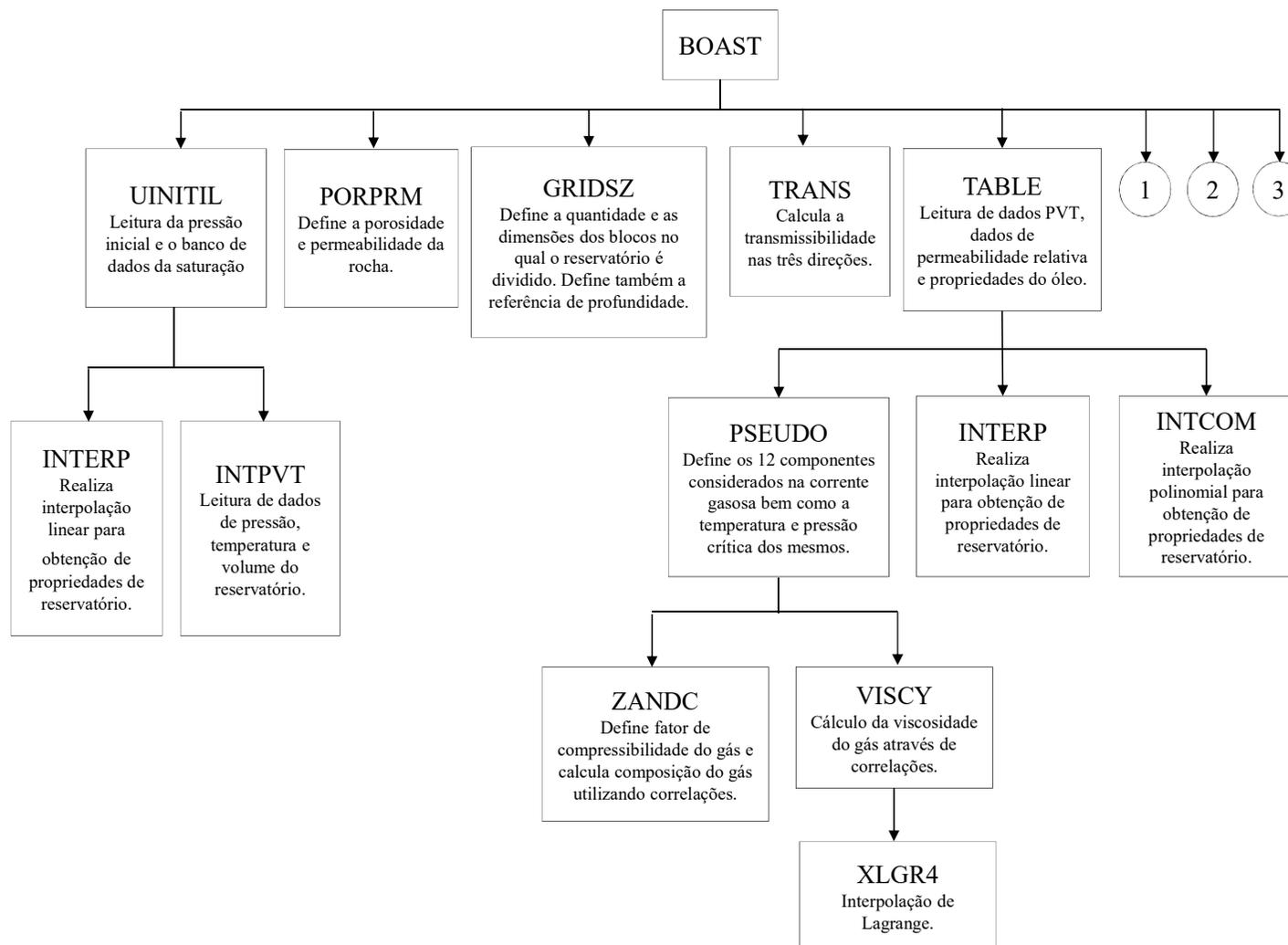
B.1. Fluxograma Geral

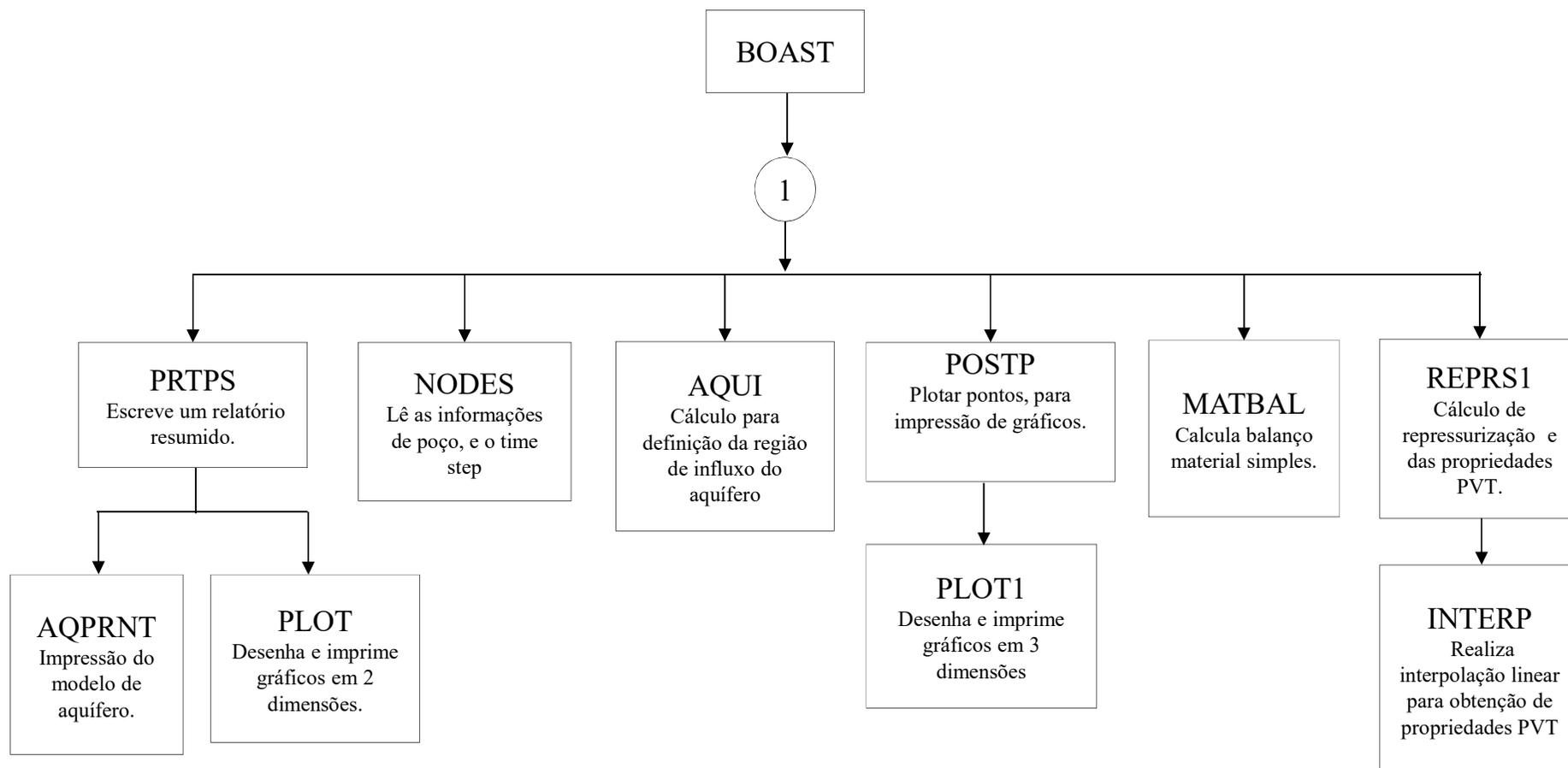


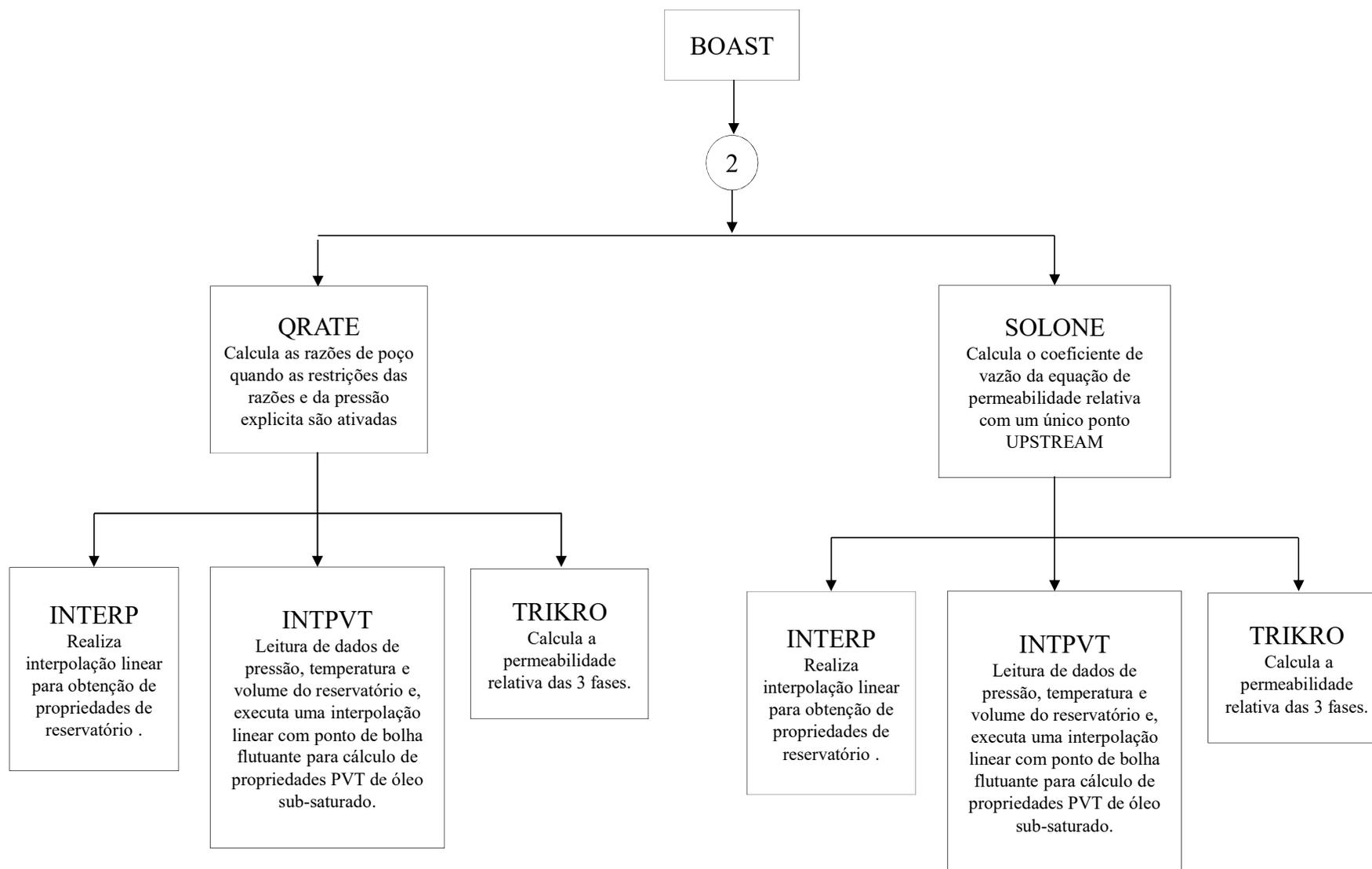


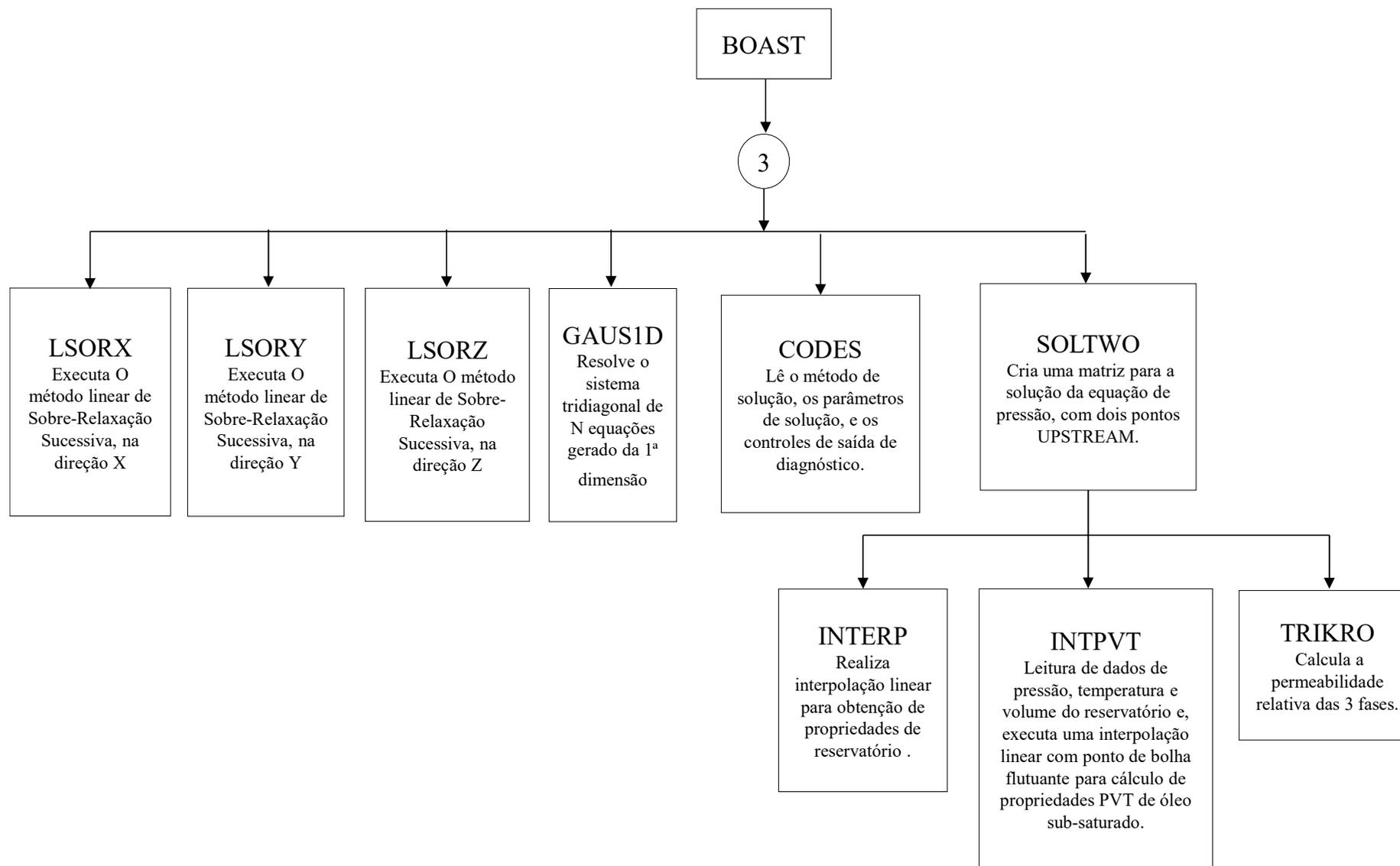


B.2. Fluxograma por Finalidade

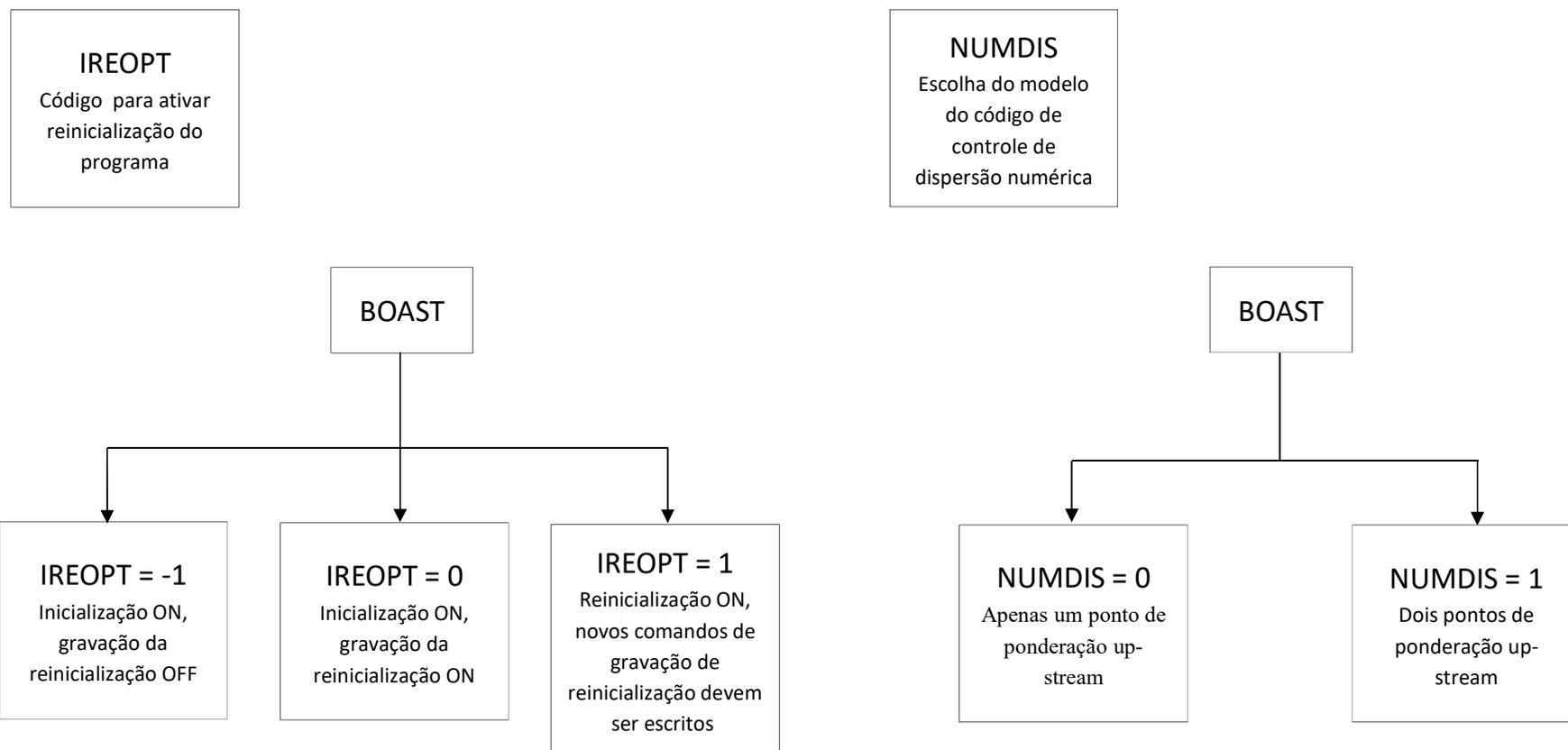


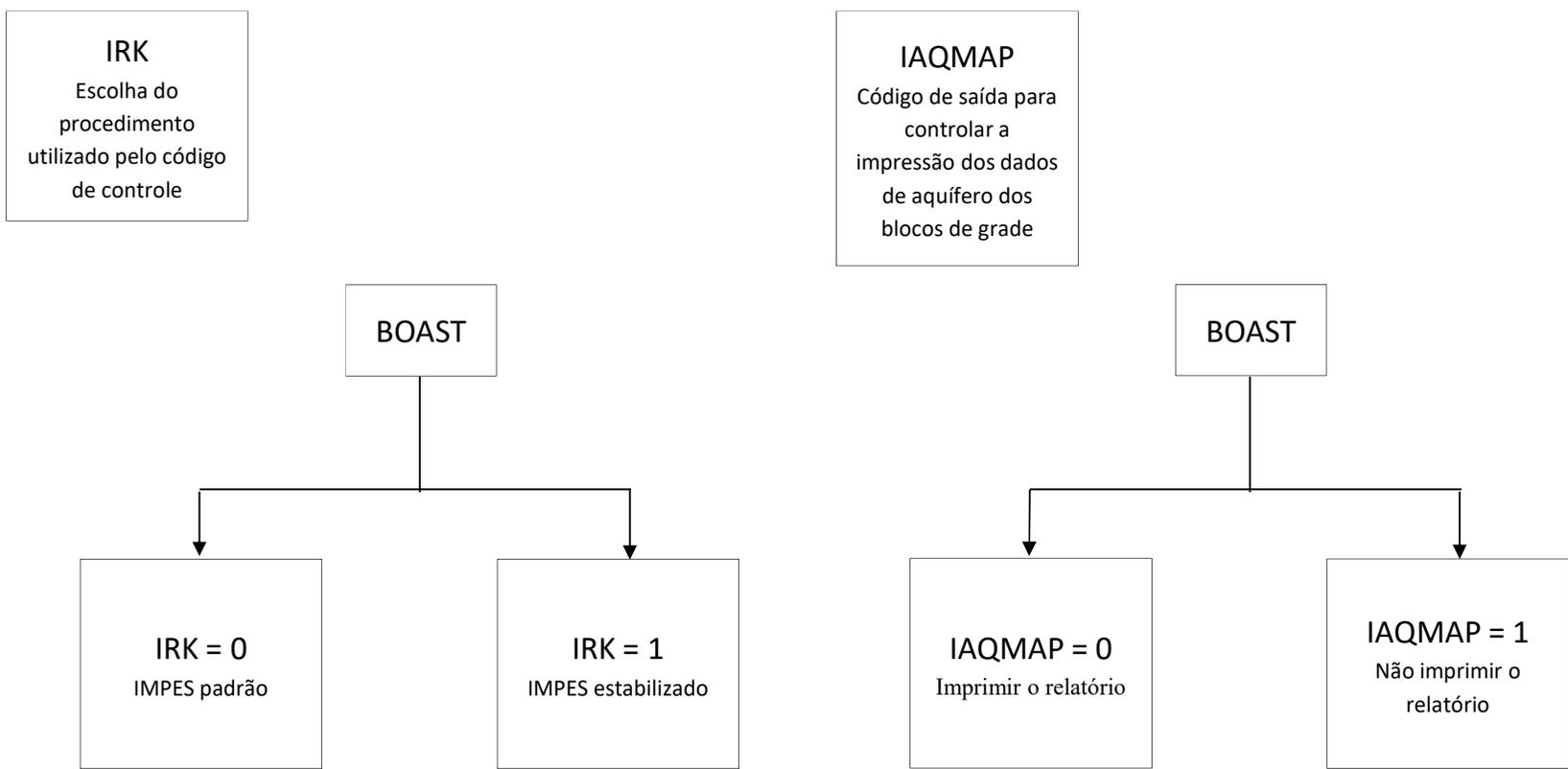






B.3. Fluxograma dos Indicadores





IWLCNG
Código para avisar ao programa se os cartões de informação devem ou não ser lidos time step

BOAST

IWLCNG = 0
Não ler a informação de poço no time step

IWLCNG = 1
Ler a informação de poço nesse time step

IWLREP
Código de saída para controlar a impressão de relatórios sobre o poço

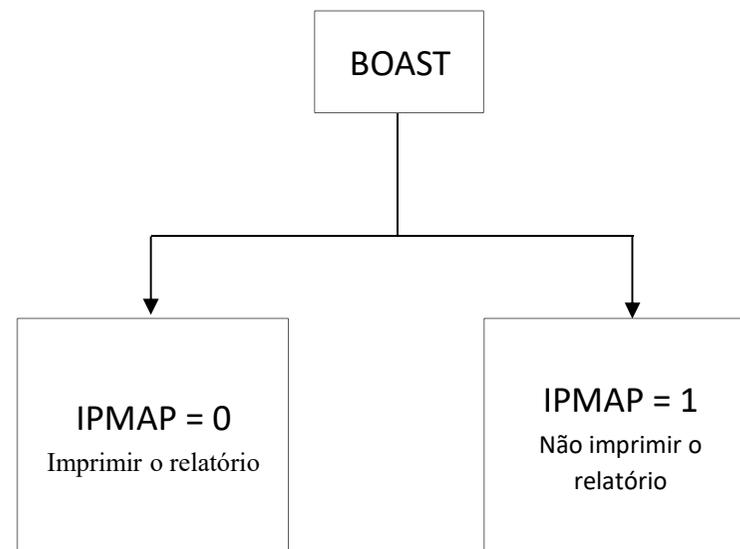
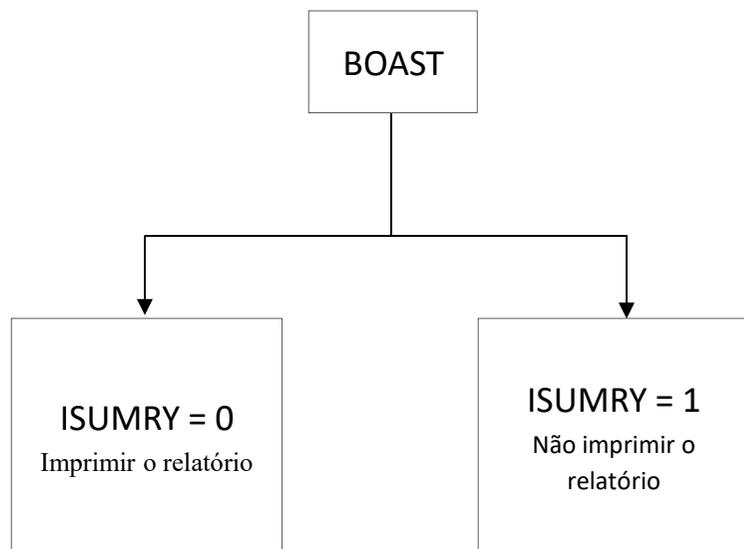
BOAST

IWLREP = 0
Imprimir o relatório

IWLREP = 1
Não imprimir o relatório

ISUMRY
Código de saída para controlar a impressão de relatórios do time step

IPMAP
Código de saída para controlar a impressão do mapa de pressões dos blocos de grade



ISOMAP
Código de saída para controlar a impressão das saturações do óleo dos blocos de grade

BOAST

ISOMAP = 0
Imprimir o relatório

ISOMAP = 1
Não imprimir o relatório

ISWMAP
Código de saída para controlar a impressão das saturações da água dos blocos de grade

BOAST

ISWMAP = 0
Imprimir o relatório

ISWMAP = 1
Não imprimir o relatório

ISGMAP
Código de saída para controlar a impressão das saturações do gás dos blocos de grade

BOAST

ISGMAP = 0
Imprimir o relatório

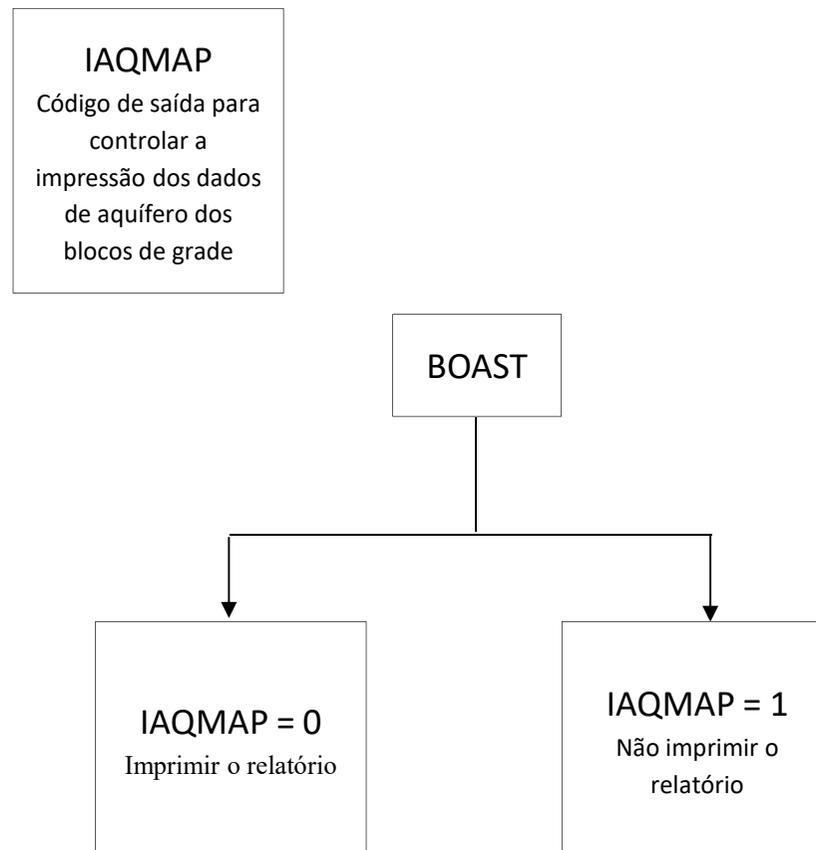
ISGMAP = 1
Não imprimir o relatório

IPBMAP
Código de saída para controlar a impressão das pressões de saturação dos blocos de grade

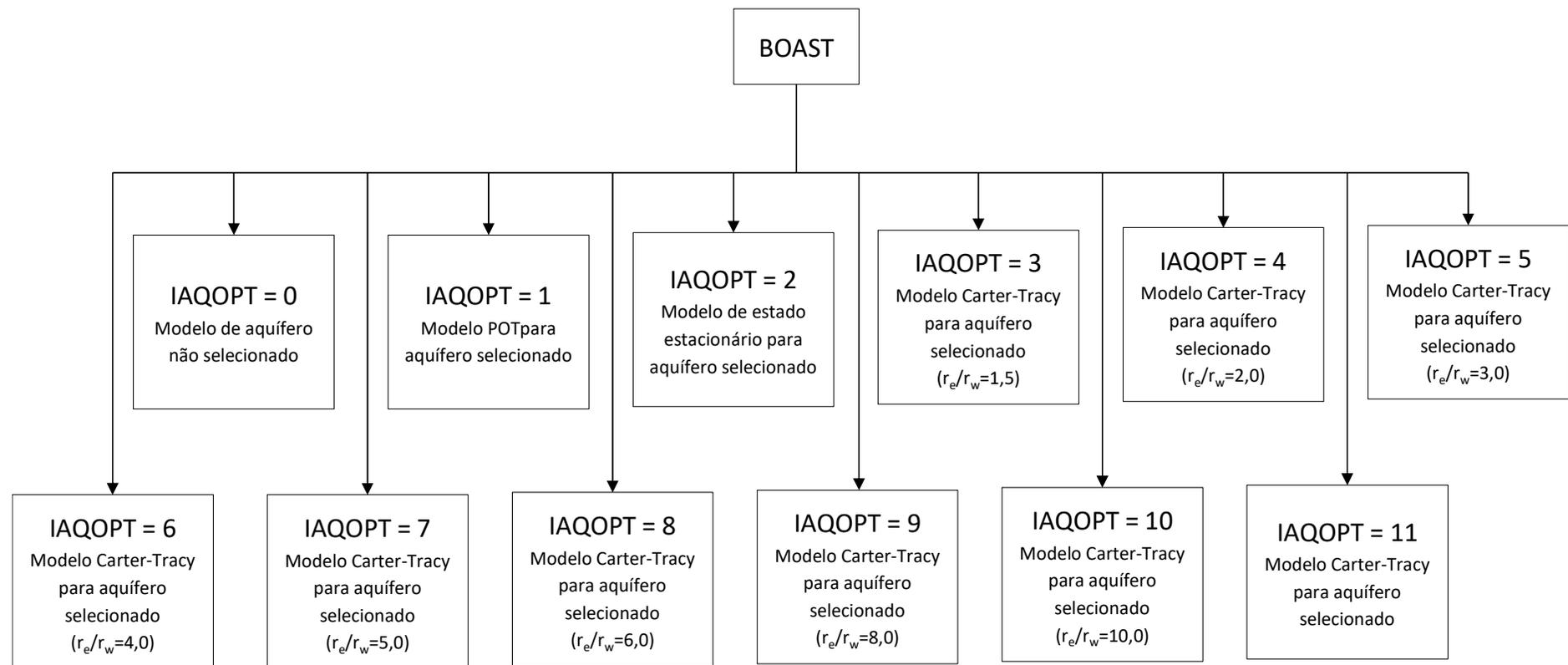
BOAST

IPBMAP = 0
Imprimir o relatório

IPBMAP = 1
Não imprimir o relatório



IAQOPT
Código do modelo de aquífero



KPI
Pressão de
inicialização

KSI
Saturação de
inicialização

UINITL

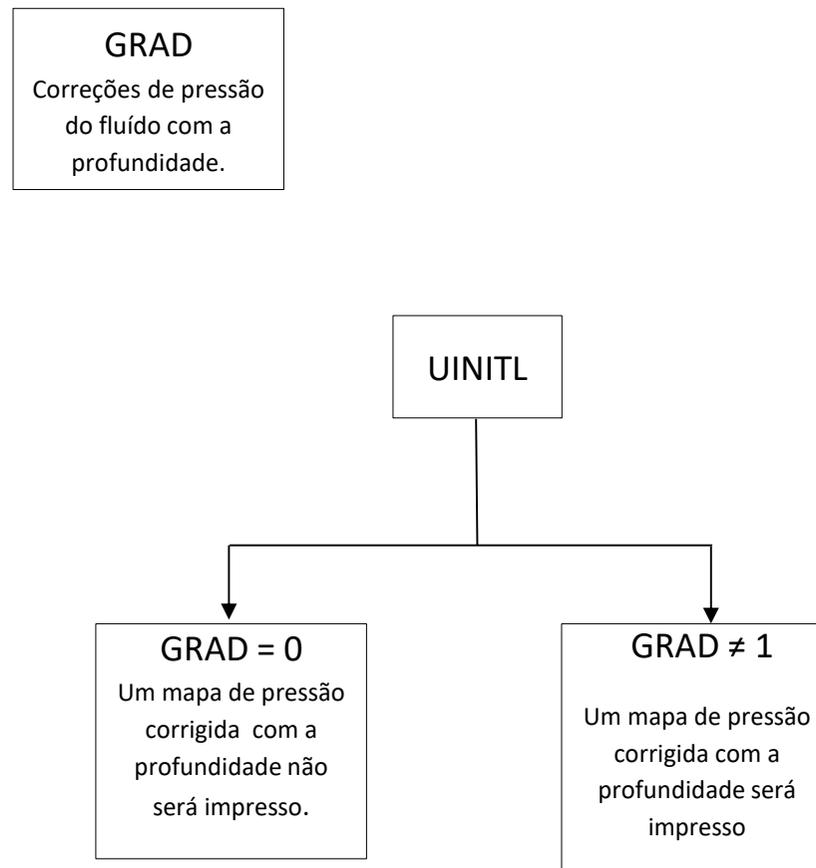
UINITL

KPI = 0
Usar pressão de inicialização de equilíbrio. Pressão no contato entre óleo/gás e óleo/água e profundidade de cada contato deve ser informado.

KPI = 1
Não usar a pressão de equilíbrio e ler a pressão para cada bloco

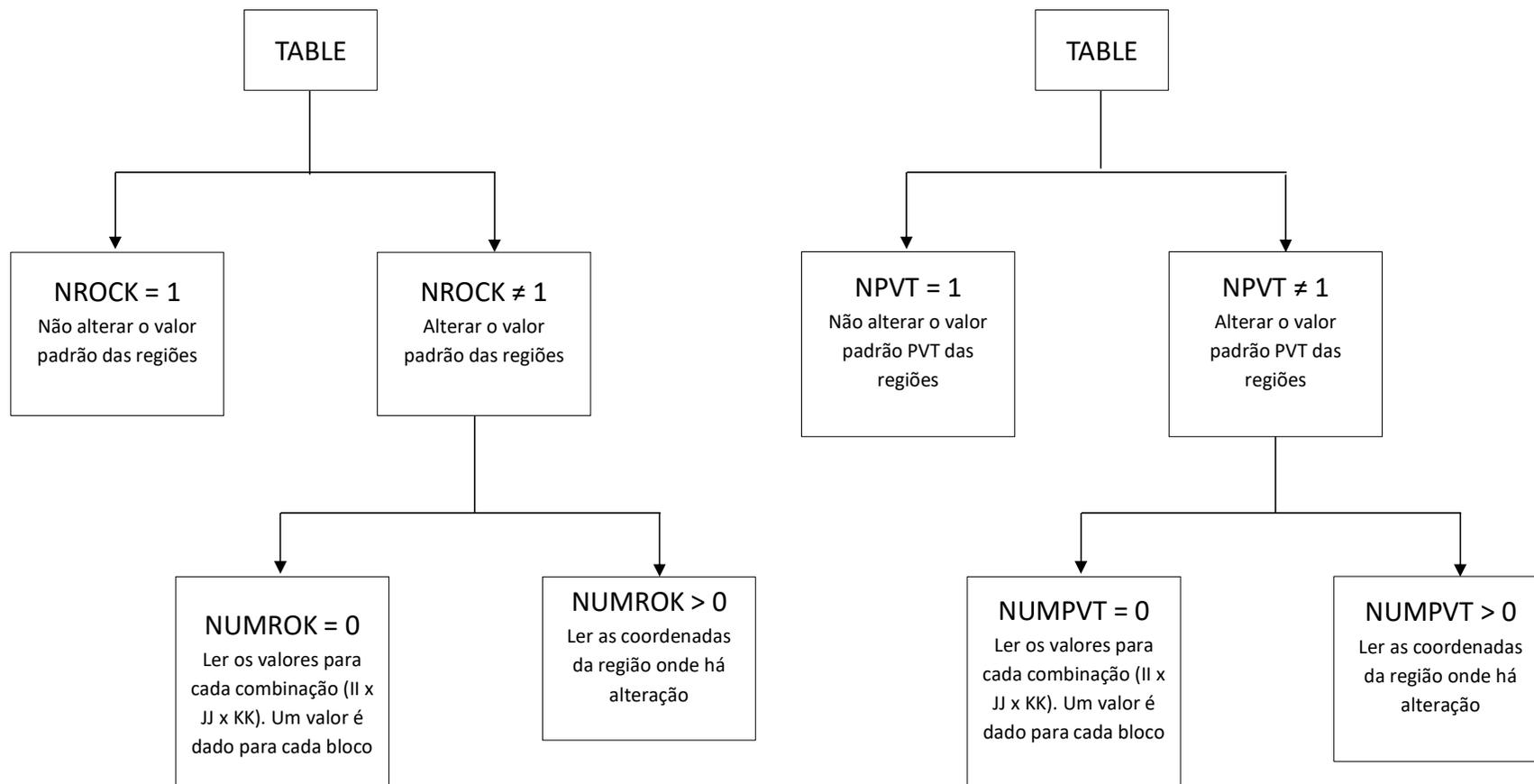
KSI = 0
Saturação inicial dos 3 fluidos é constante na entrada do modelo de grades

KSI = 1
Ler saturação de água e de óleo em cada bloco e calcular a do gás



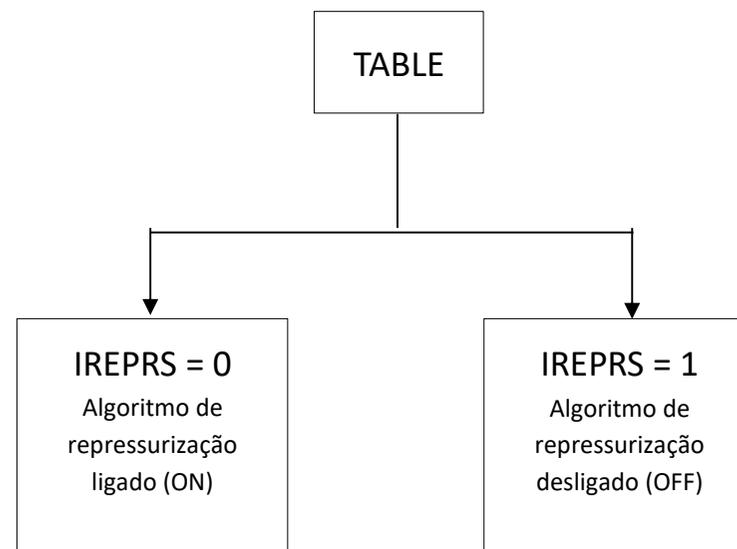
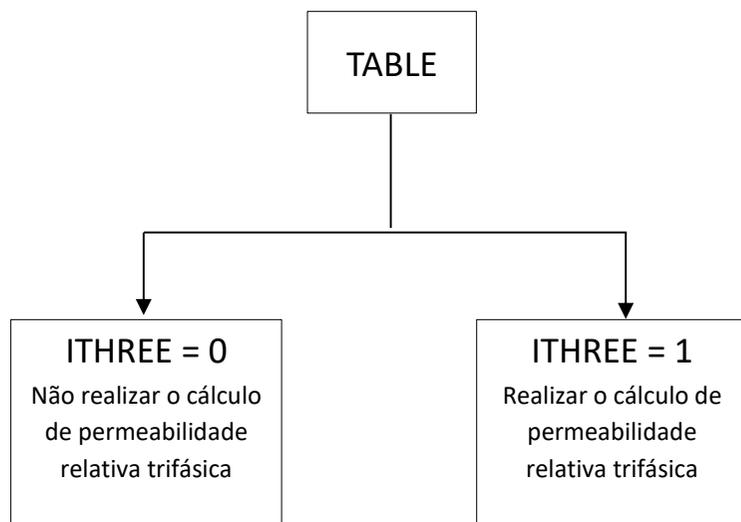
NROCK
Número de regiões
distintas da rocha

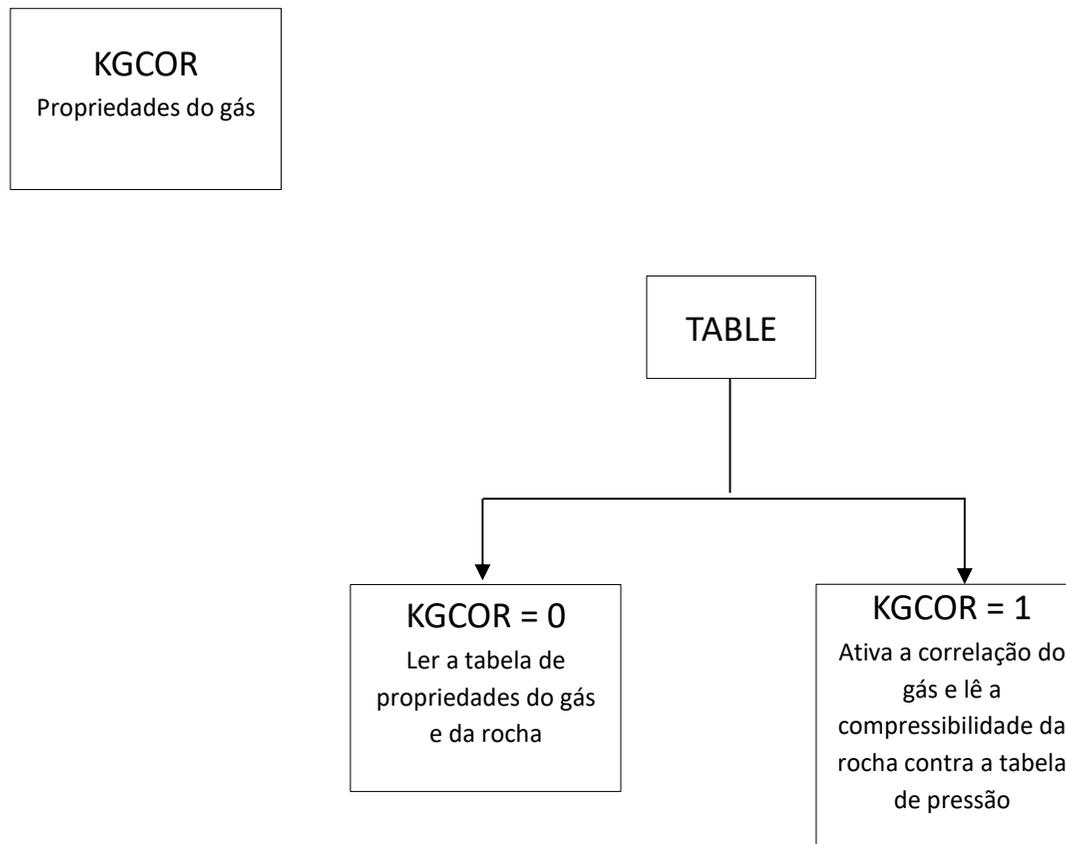
NPVT
Regiões de dados
PVT



ITHREE
Código que especifica a opção de permeabilidade relativa desejada

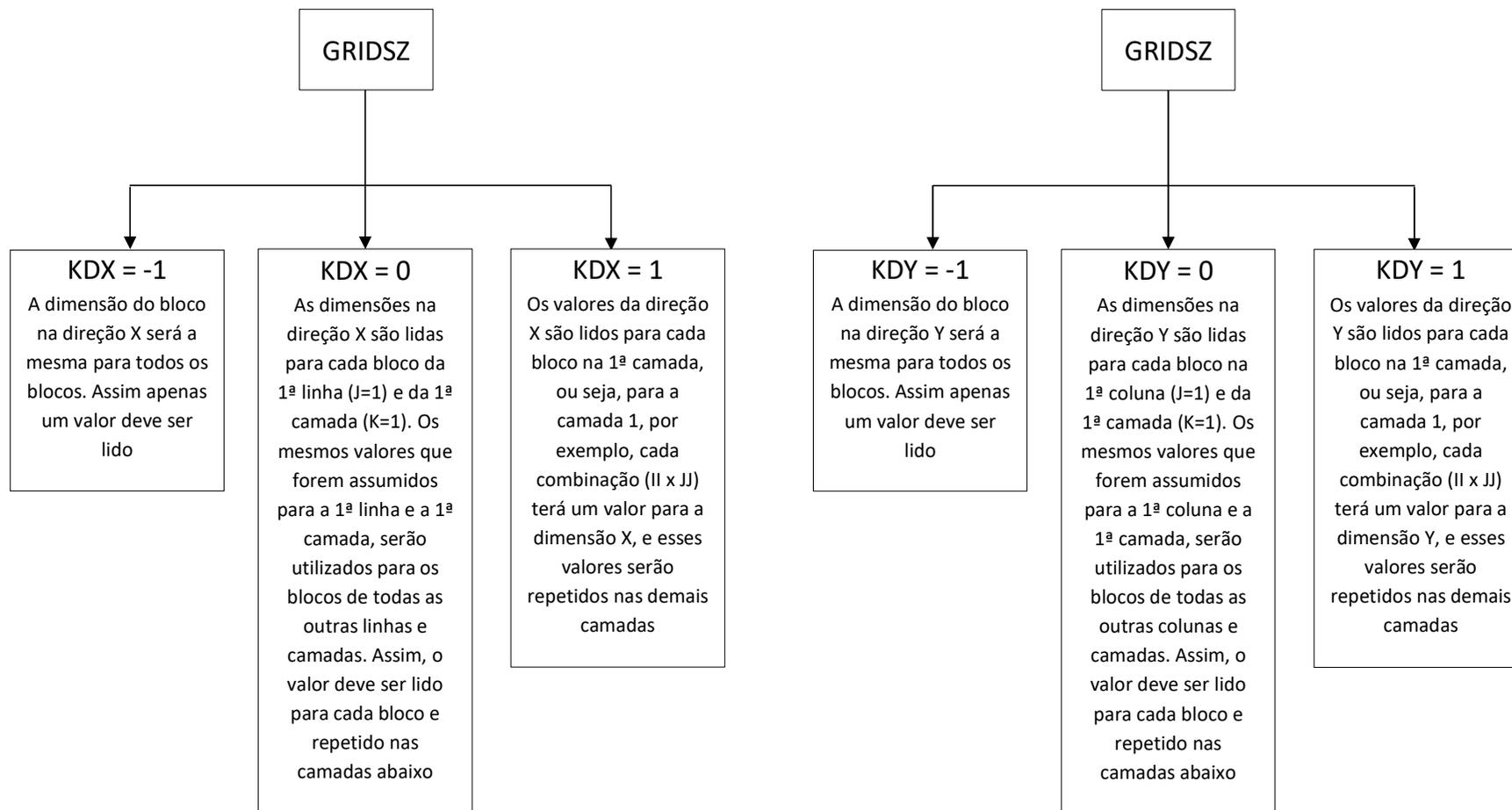
IREPRS
Algoritmo de repressurização

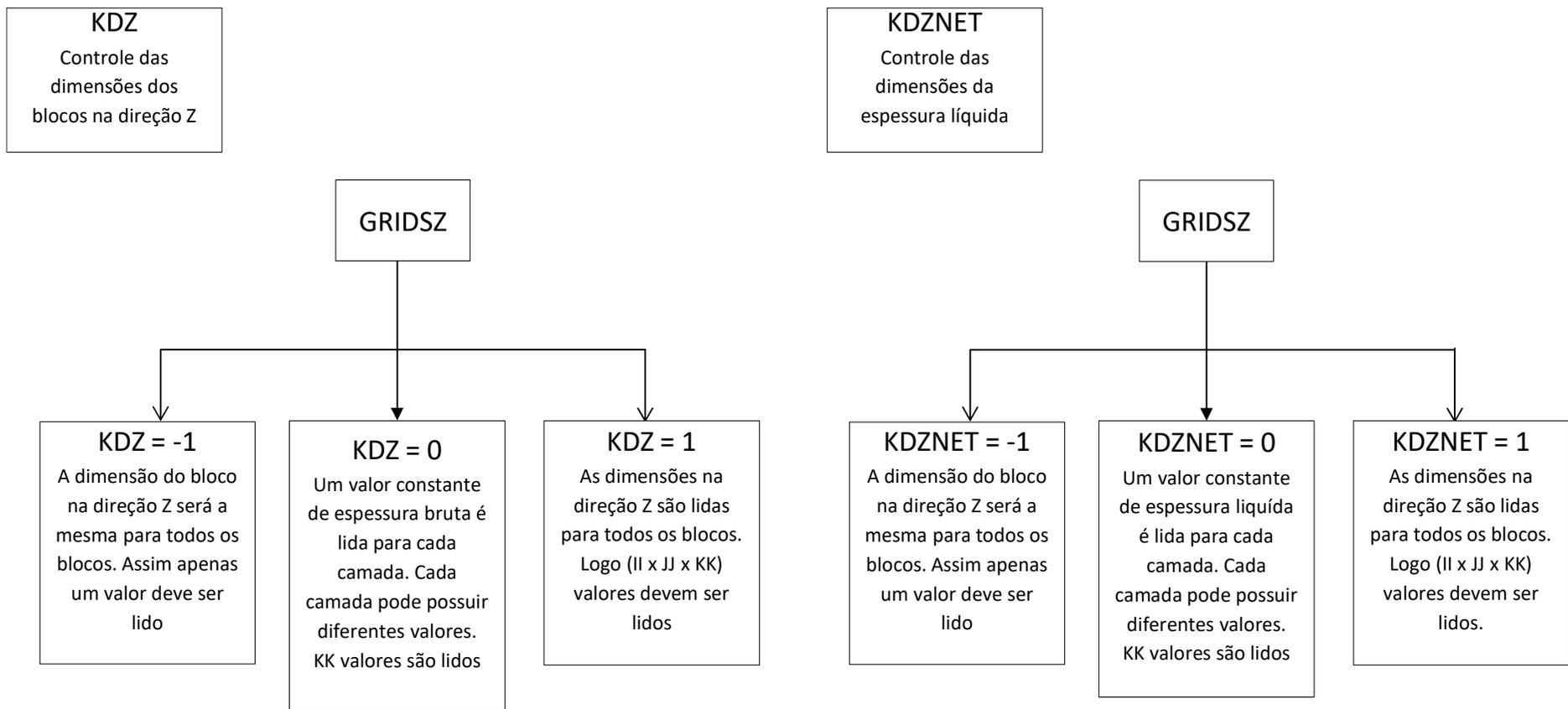


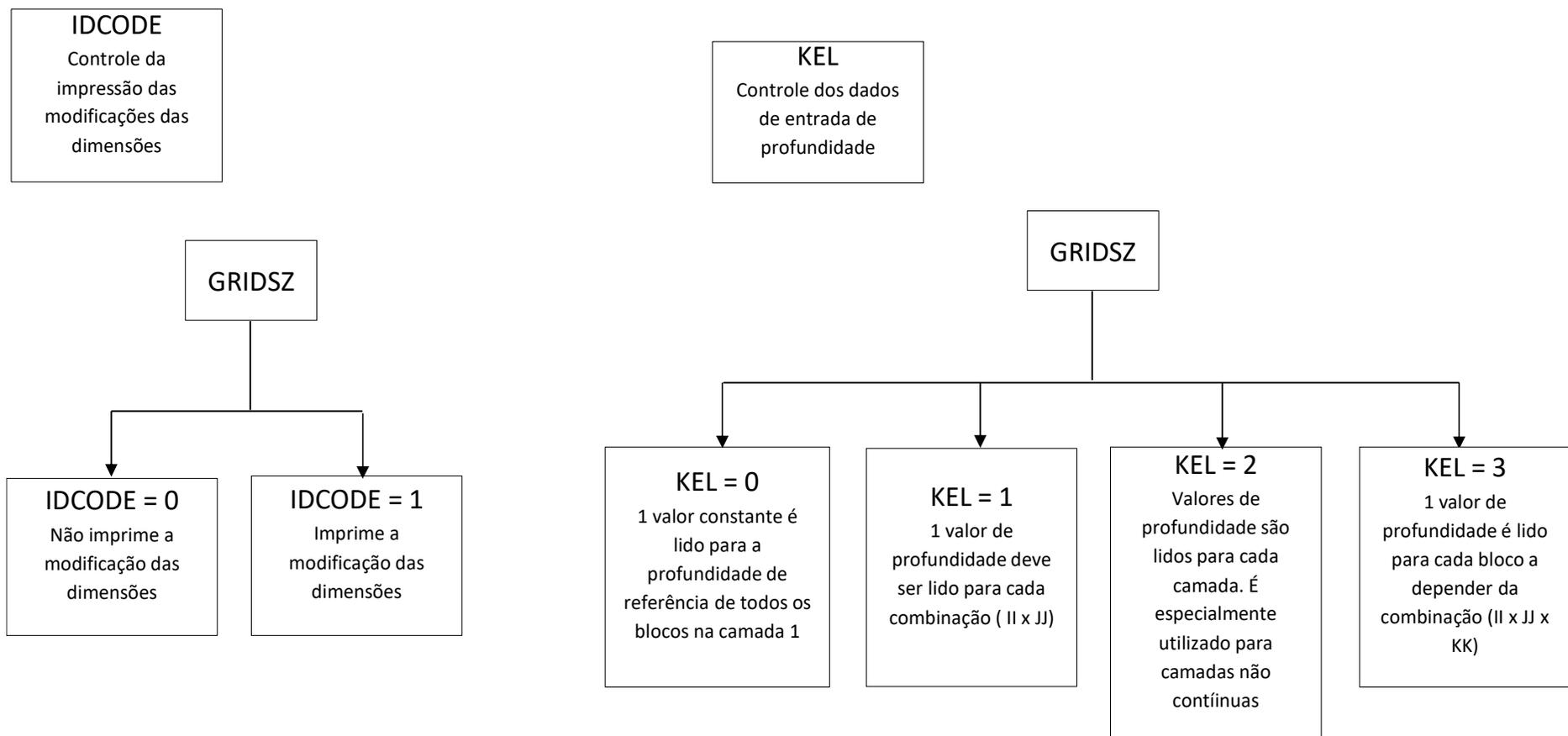


KDX
Controle das dimensões dos blocos na direção X

KDY
Controle das dimensões dos blocos na direção Y

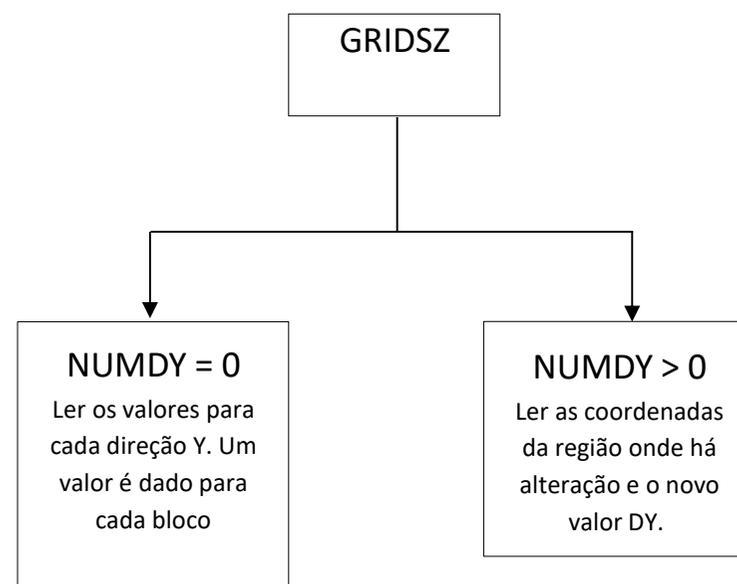
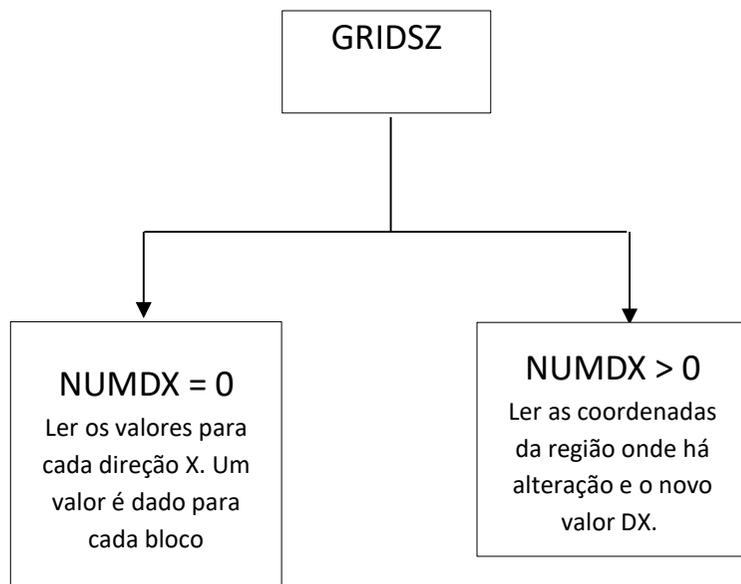






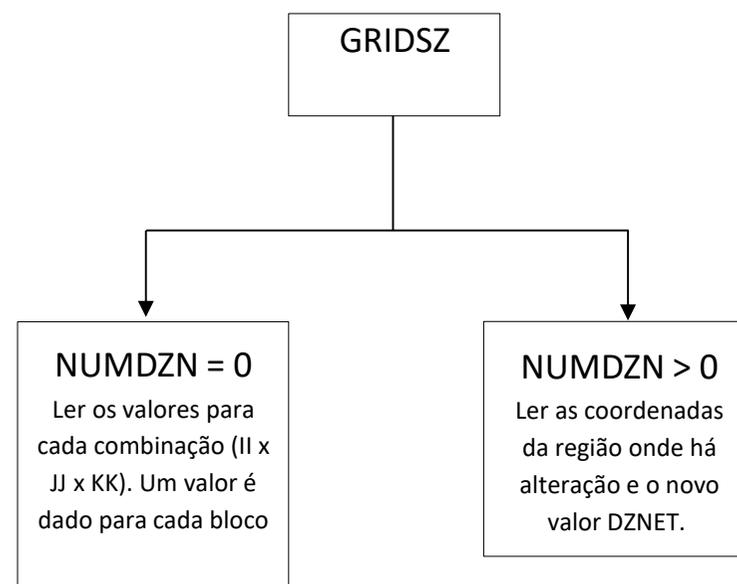
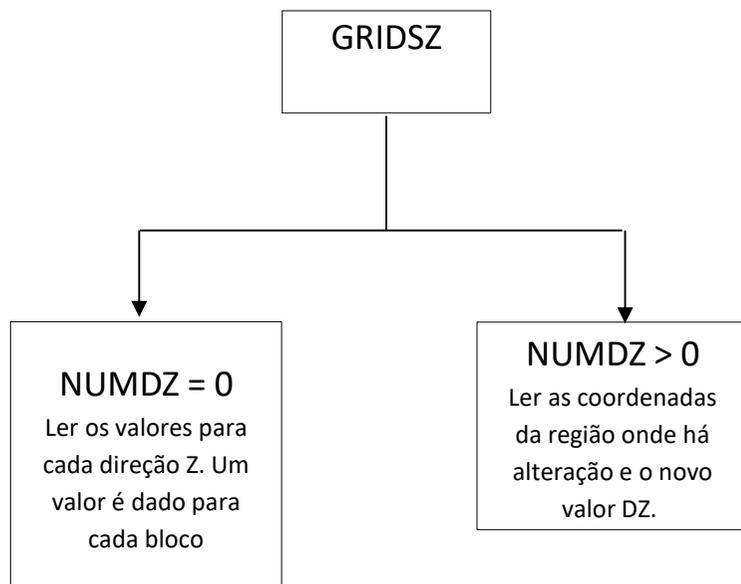
NUMDX
Número de blocos da grade na direção X (DX), onde a dimensão deve ser alterada

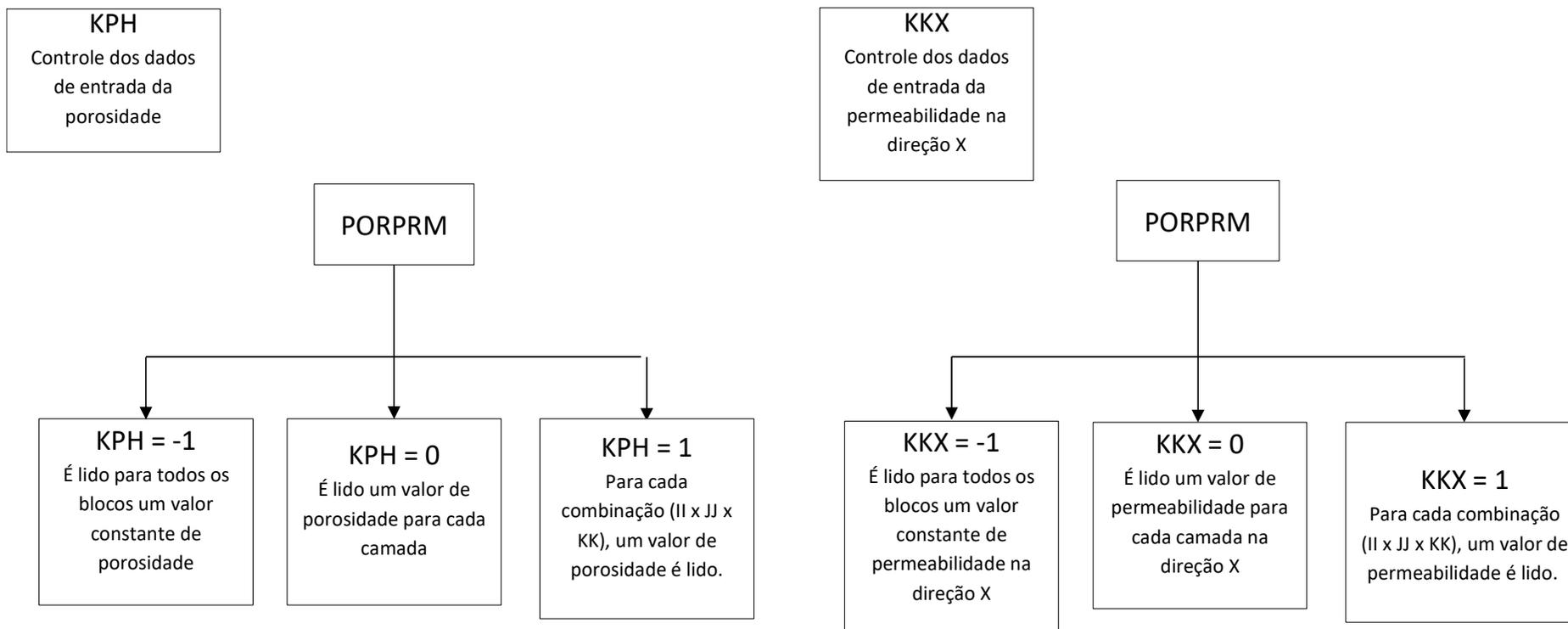
NUMDY
Número de blocos da grade na direção Y (DY), onde a dimensão deve ser alterada



NUMDZ
Número de blocos da grade na direção Z (DZ), onde a dimensão deve ser alterada

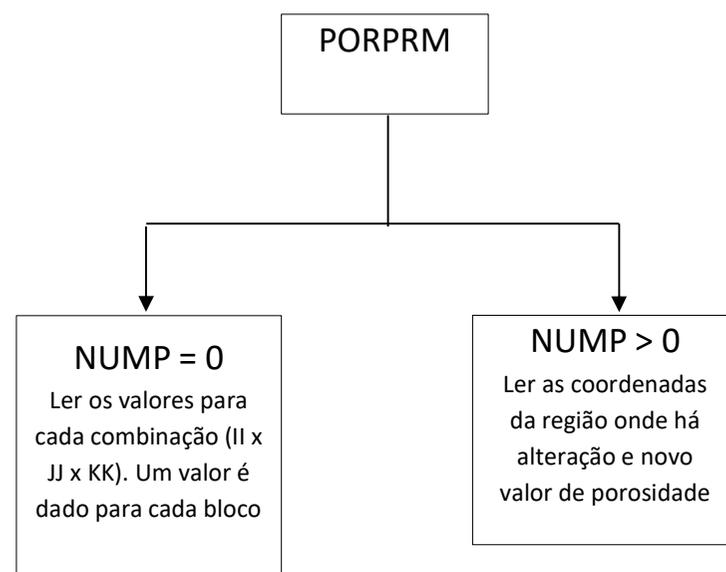
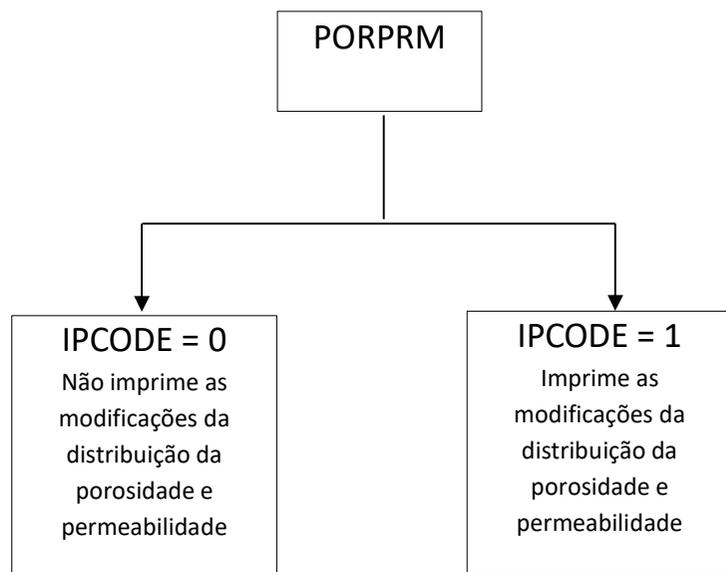
NUMDZN
Número de regiões onde a espessura líquida da direção do bloco deve ser alterada

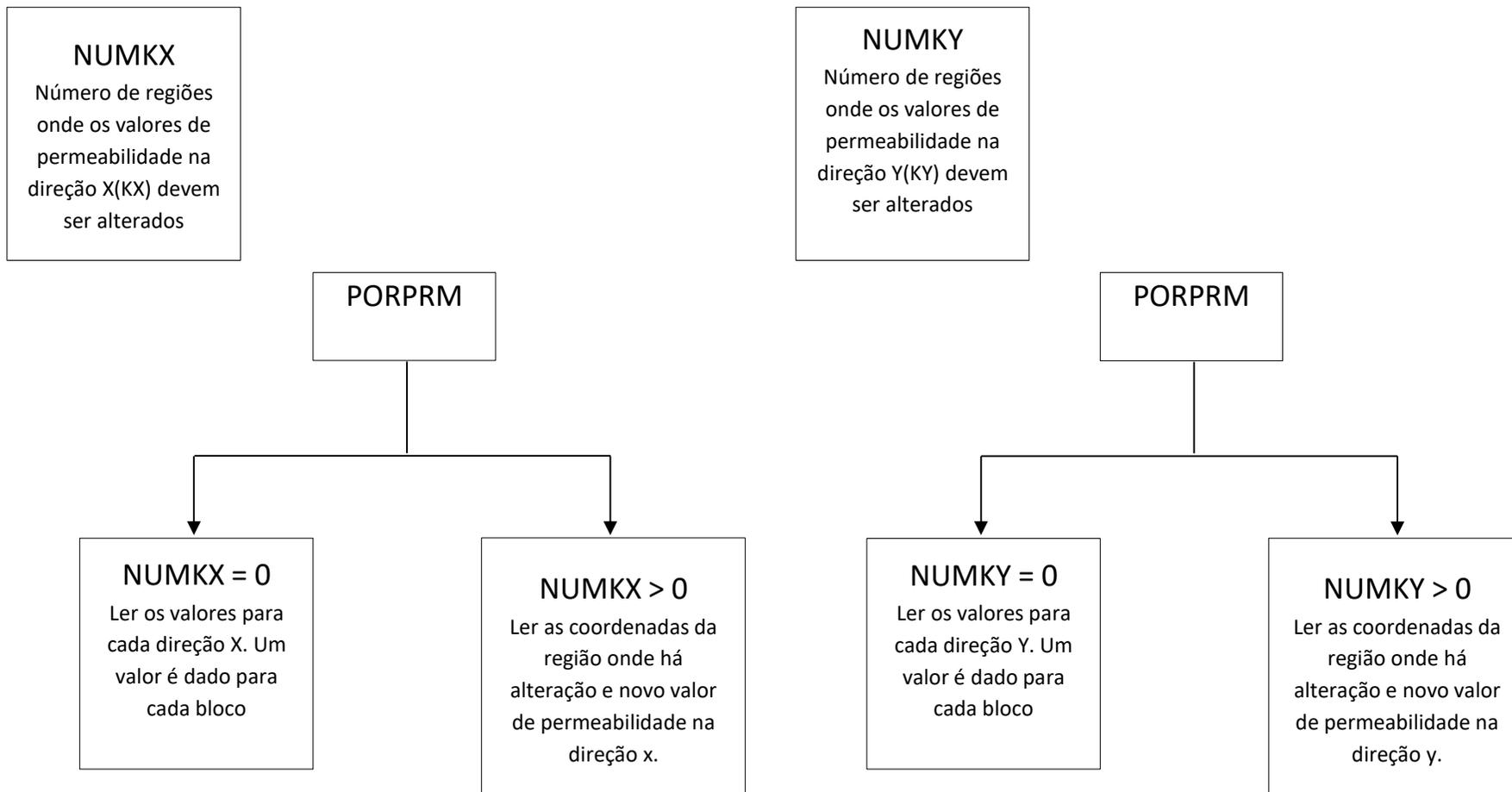


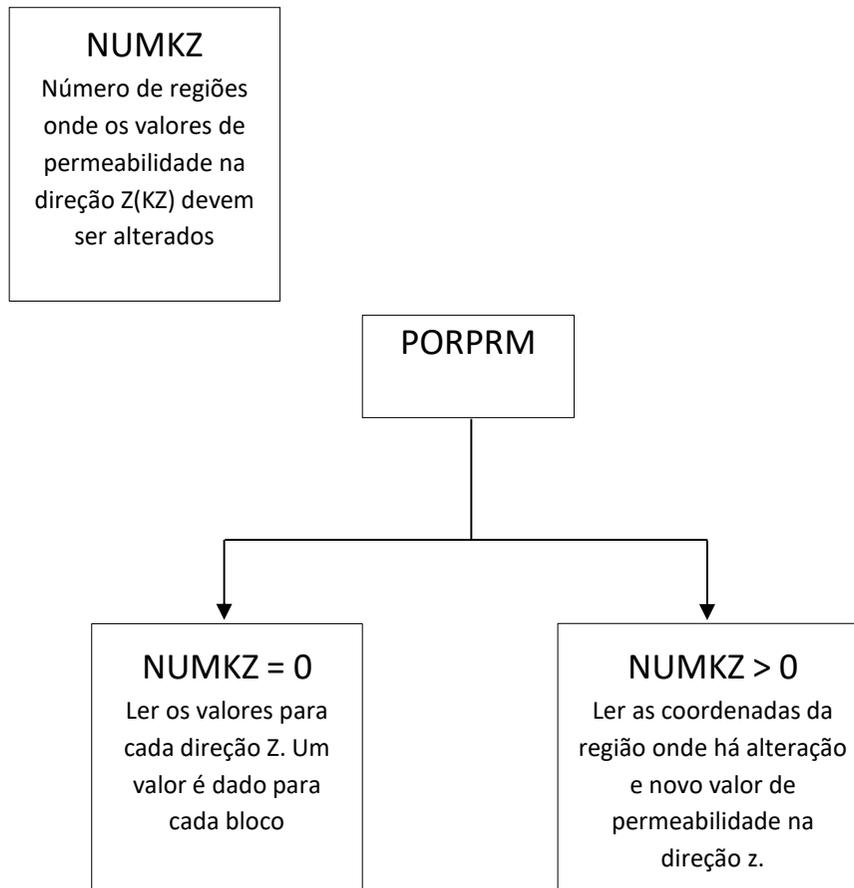


IPCODE
Controle da impressão das modificações da distribuição da permeabilidade e porosidade

NUMP
Número de regiões onde os valores de porosidade devem ser alterados

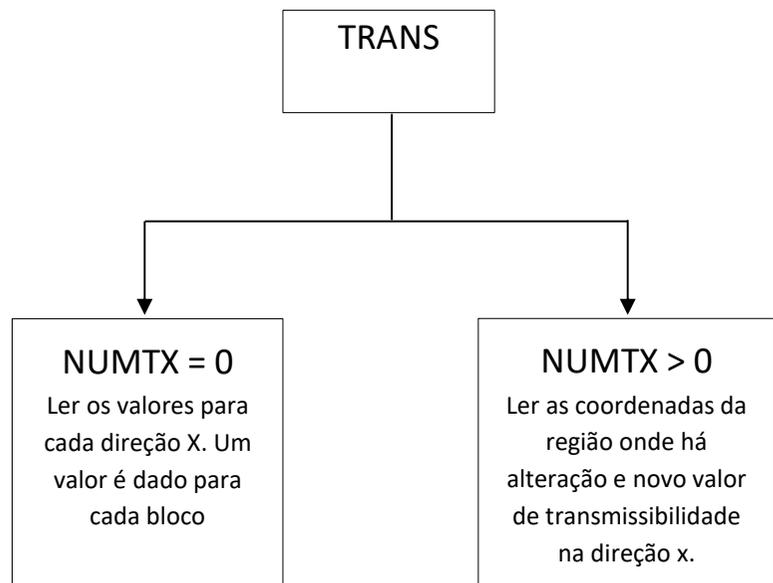
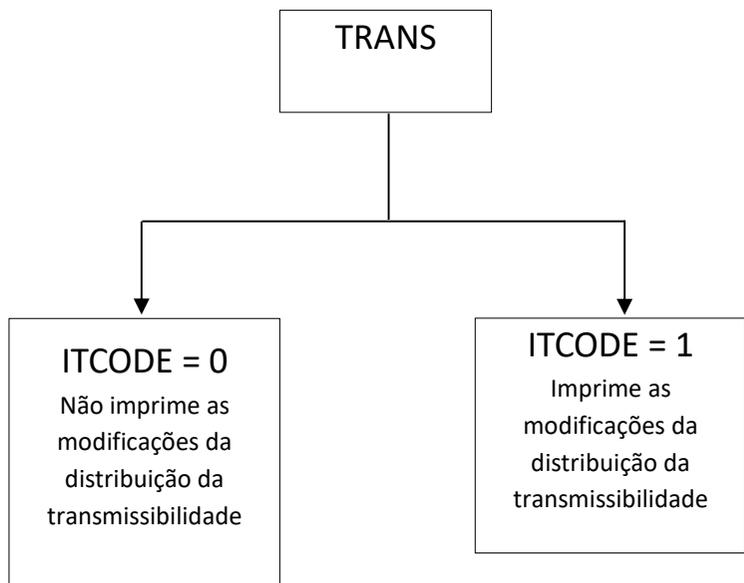






ITCODE
Controle da
impressão das
modificações da
distribuição da
transmissibilidade

NUMTX
Número de blocos da
grade onde os
valores de
transmissibilidade na
direção X(TX) devem
ser alterados



NUMTY
Número de blocos da grade onde os valores de transmissibilidade na direção Y(TY) devem ser alterados

NUMTZ
Número de blocos da grade onde os valores de transmissibilidade na direção Z(TZ) devem ser alterados

TRANS

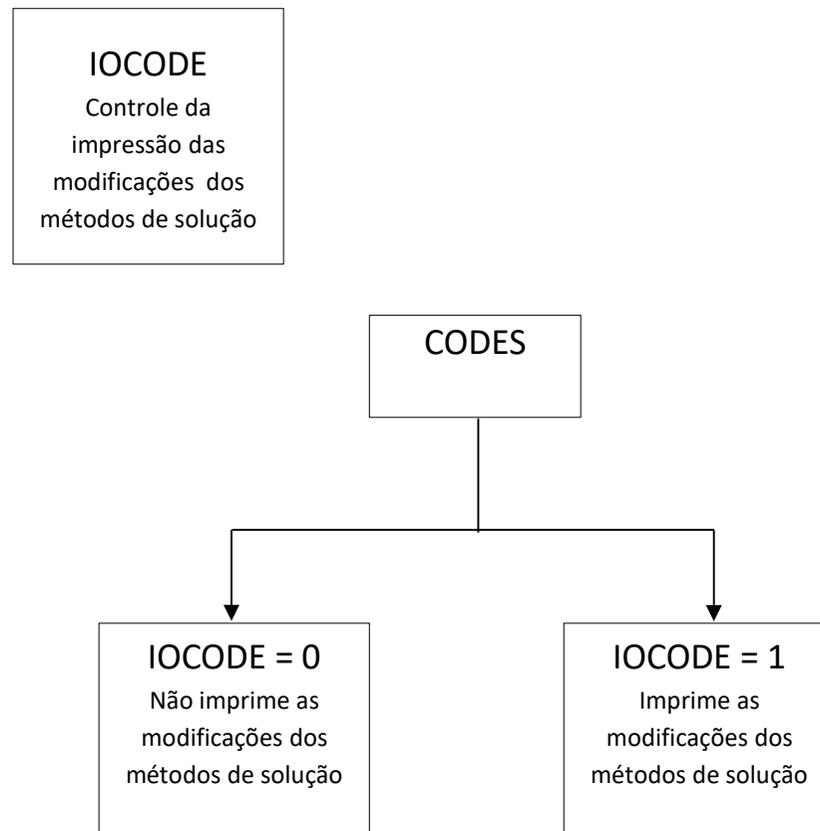
TRANS

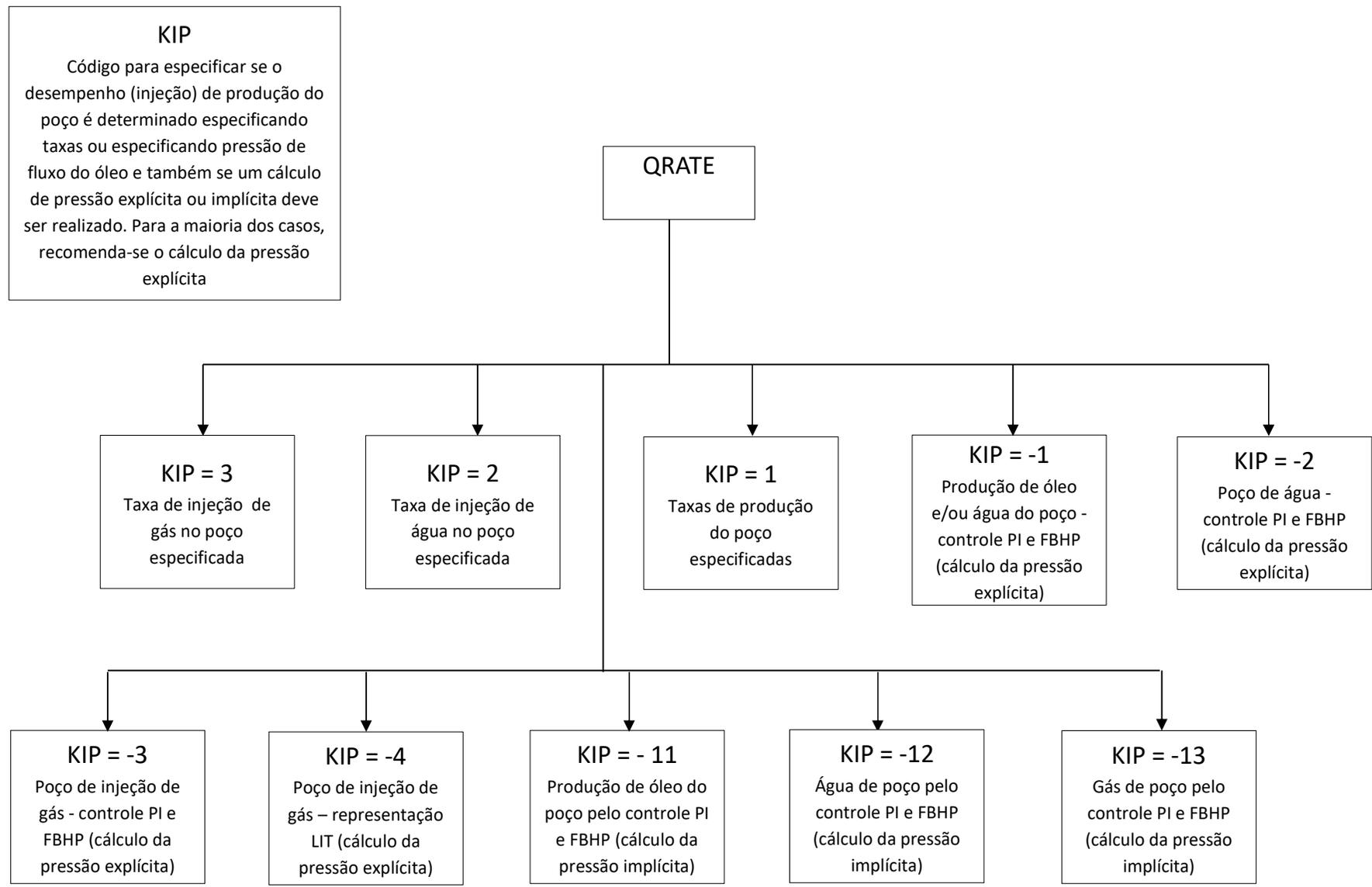
NUMTY = 0
Ler os valores para cada direção Y. Um valor é dado para cada bloco

NUMTY > 0
Ler as coordenadas da região onde há alteração e novo valor de transmissibilidade na direção y

NUMTZ = 0
Ler os valores para cada direção Z. Um valor é dado para cada bloco

NUMTZ > 0
Ler as coordenadas da região onde há alteração e novo valor de transmissibilidade na direção z





UFBA
UNIVERSIDADE FEDERAL DA BAHIA
ESCOLA POLITÉCNICA

PROGRAMA DE PÓS GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA INDUSTRIAL - PEI

Rua Aristides Novis, 02, 6º andar, Federação, Salvador BA

CEP: 40.210-630

Telefone: (71) 3283-9800

E-mail: pei@ufba.br

Home page: <http://www.pei.ufba.br>

