

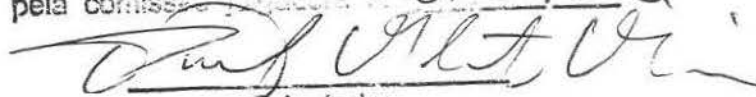
UNIVERSIDADE ESTADUAL DE CAMPINAS
FACULDADE DE ENGENHARIA MECÂNICA
DEPARTAMENTO DE ENGENHARIA DE PETÓLEO

**Estudo do Controle de Poço Considerando-se o
Comportamento de Fases da Mistura Gás-
Líquido**

Autora: Evilene Matias Bezerra
Orientador: Paulo Roberto Ribeiro

05/2006

Este exemplar corresponde a redação final
da tese defendida por EVILENE
MATIAS BEZERRA criada
pela comissão julgadora em 07/04/2006



**UNIVERSIDADE ESTADUAL DE CAMPINAS
FACULDADE DE ENGENHARIA MECÂNICA
DEPARTAMENTO DE ENGENHARIA DE PETÓLEO**

Estudo do Controle de Poço Considerando-se o Comportamento de Fases da Mistura Gás- Líquido

**Autora: Evilene Matias Bezerra
Orientador: Paulo Roberto Ribeiro**

Curso: Ciências e Engenharia de Petróleo

Dissertação de mestrado apresentada à Sub Comissão de Pós Graduação Interdisciplinar de Ciências e Engenharia de Petróleo (FEM e IG), como requisito para a obtenção do título de Mestre em Ciências e Engenharia do Petróleo.

Campinas, 2006
SP - Brasil

REF 72-ACT

Unidade BCCL
 T/UNICAMP 1B469e
 Cutter _____
 V. _____ Ed. _____
 Tombo BC 10 2690
 Proc. 16-95-14
 C. _____ D. X
 Preço R\$ 11,00
 Data 14 / 01 / 14
 Cod. tit. 947529

FICHA CATALOGRÁFICA ELABORADA PELA
 BIBLIOTECA DA ÁREA DE ENGENHARIA E ARQUITETURA - BAE - UNICAMP

B469e Bezerra, Evilene Matias
 Estudo do controle de poço considerando-se o comportamento de fases da mistura gás-líquido / Evilene Matias Bezerra. --Campinas. SP: [s.n.]. 2006.

Orientador: Paulo Roberto Ribeiro
 Dissertação (mestrado) - Universidade Estadual de Campinas. Faculdade de Engenharia Mecânica e Instituto de Geociências.

1. Solubilidade. 2. Poços de petróleo - Perfuração. 3. Poços de petróleo – Fluidos de perfuração. 4. Engenharia do petróleo. 5. Poços de petróleo. I. Ribeiro, Paulo Roberto. II. Universidade Estadual de Campinas. Faculdade de Engenharia Mecânica. III. Instituto de Geociências. IV. Título.

Titulo em Inglês: Study of well control considering phase behavior of the gás-liquid mixture

Palavras-chave em Inglês: Solubility. Drilling. Kick. Well control. Drilling fluids

Área de concentração: Engenharia de Petróleo

Titulação: Mestre em Ciências e Engenharia de Petróleo

Banca examinadora: Rosana Fátima Teixeira Lomba e Pedro de Alcântara Pessoa Filho

Data da defesa: 07/04/2006

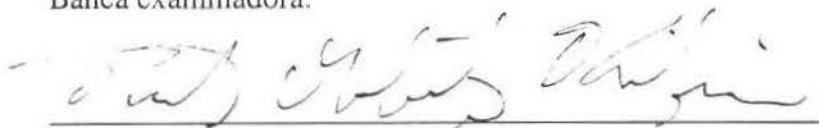
UNIVERSIDADE ESTADUAL DE CAMPINAS
FACULDADE DE ENGENHARIA MECÂNICA
DEPARTAMENTO DE ENGENHARIA DE PETÓLEO

DISSERTAÇÃO DE MESTRADO

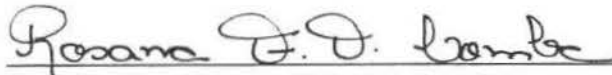
Estudo do Controle de Poço Considerando-se o Comportamento de Fases da Mistura Gás- Líquido

Autora: Evilene Matias Bezerra
Orientador: Paulo Roberto Ribeiro

Banca examinadora:



Prof. Dr. Paulo Roberto Ribeiro, Presidente
UNICAMP/FEM/DEP



Dra. Rosana Fátima Teixeira Lomba
CENPES/PETROBRAS



Prof. Dr. Pedro de Alcântara Pessoa Filho
EPUSP/DEQ

Campinas, 07 de abril de 2006.

Dedicatória

Dedico este trabalho à minha filha Isadora, o motivo da minha existência.

Aos meus pais, José e Judite, pelo incansável estímulo à minha formação pessoal, estudantil e profissional à qual dedicaram todo o seu carinho e compreensão. E, principalmente, pela constante demonstração de confiança, dedicação e amor.

Aos meus irmãos Luis, Rogério, Eveline e Evileudo pela satisfação que valorizaram minhas conquistas.

Agradecimentos

Como todo produto do trabalho, esta dissertação é resultado do esforço, incentivo e apoio de vários colegas, amigos, funcionários e instituições que, com o maior interesse e entusiasmo, colocaram-se à disposição durante todo o processo de elaboração e de redação final deste trabalho. A todas essas pessoas manifesto aqui o reconhecimento, agradecimento e carinho, pois sem elas esse trabalho jamais teria sido possível.

A Deus, pela minha vida e por ter dado a oportunidade de trabalhar naquilo que amo.

À família, pelo apoio e compreensão não só nesses dois anos de trabalho como também em todas as etapas da minha vida.

À minha filha Isadora, pelo simples fato de existir.

Ao meu orientador Paulo Roberto Ribeiro, pelo estímulo constante, acessibilidade e paciência nos ensinamentos transmitidos. Em especial, pelo apoio nos momentos difíceis durante a elaboração deste trabalho.

Ao Prof. Pedro de Alcântara Pessoa Filho, pelo auxílio quanto ao desenvolvimento do modelo termodinâmico.

Ao meu amigo, meu eterno professor, Hosiberto Bastista de Sant'Ana, pela confiança em mim depositada, pelos conselhos, sermões (principalmente pelos sermões!) e ensinamentos. Por todos os momentos em que me estendeu a mão e por ter acreditado na minha capacidade.

Ao Professor Samuel Jorge Marques Cartaxo, pela paciência e boa vontade em transmitir seus conhecimentos em programação.

Aos meus amigos do LEP, Nilo Ricardo Kim, Eduardo Monteiro e Carolina Avelar, pela amizade, companheirismo e pelas preciosas sugestões e discussões durante a elaboração deste trabalho.

À Unicamp, pela infra-estrutura disponibilizada.

À Agência Nacional do Petróleo (ANP) pela bolsa de estudos concedida através do programa PRHANP-15.

A todos os professores do Departamento de Engenharia de Petróleo que ajudaram, direta ou indiretamente, na realização deste trabalho.

A todos os funcionários do Departamento de Engenharia de Petróleo, em especial à Elisabeth Aparecida de Oliveira Viana, Fátima Sueli Simões Lima, Giselle A. Moreira Palermo, Alice Kiyoka Obata, Délcio Ribeiro da Silva e Leandro Augusto Fernandes, pelos bons momentos e pela grande ajuda que me deram.

Aos meus grandes amigos da graduação, Artemis, Nara, Ayres, Juliana, Germano e Vânio, por todos os maravilhosos momentos que passamos juntos e pelo incentivo para que não desistisse diante dos obstáculos impostos pela batalha da vida cotidiana.

Aos colegas da República dos Caixas d'Água, Alex, Sergio, Marcos, Marcio, Alexandre, Rafael, Adailson e Rui, pelos grandes ensinamentos durante o tempo em que convivemos.

Às minhas amigas "*superpoderosas*", Clarice, Clarissa, Estela, Helane e Rosi pela amizade, companheirismo e, principalmente, pelas palavras de apoio e estímulo nos momentos difíceis.

*Na vida, não vale tanto o que temos,
nem tanto importa o que somos.
Vale o que realizamos com aquilo que possuímos.
E, acima de tudo, importa o que fazemos de nós.
(Francisco Cândido Xavier)*

Resumo

BEZERRA, Evilene Matias. *Estudo do Controle de Poço Considerando-se o Comportamento de Fases da Mistura Gás-Líquido*. Campinas: Faculdade de Engenharia Mecânica, Universidade Estadual de Campinas, 2006. 225 p. Dissertação (Mestrado).

Durante a operação de perfuração com fluidos base óleo, particularmente fluidos orgânicos, o entendimento do comportamento da mistura fluido de perfuração e fluido invasor (numa situação de *kick*) é de suma importância para o controle do poço. Especialmente na situação de um *kick* de gás, a detecção do influxo e a previsão de pressões no poço e da distribuição de fases (líquida e gasosa) durante a circulação, são bastante dificultadas quando se utilizam fluidos orgânicos. No presente trabalho foram realizados dois estudos: i) modelagem termodinâmica de misturas multicomponentes e ii) modelagem do controle de poço, utilizando-se os resultados referentes ao comportamento de fases de misturas gás-líquido. O modelo termodinâmico se baseou na equação de estado de Peng-Robinson, trabalhando-se com regras de mistura e parâmetros de interação binária através de um método de contribuição de grupo. A validação da modelagem termodinâmica foi feita através da comparação de resultados obtidos com dados da literatura. O modelo para estudo do controle de poços utilizou a modelagem termodinâmica desenvolvida, o que permitiu a previsão de pressões e de volumes no interior do poço, durante a circulação de um *kick* de metano. O efeito da solubilidade do gás no fluido de perfuração durante detecção e circulação do influxo foi realizada através de uma análise de sensibilidade de parâmetros.

Palavras Chaves: Solubilidade, Perfuração, *Kick*, Controle de Poço, Fluido de Perfuração.

Abstract

BEZERRA, Evilene Matias. *Study of Well Control Considering Phase Behavior of the Gas-Liquid Mixture*. Campinas: Faculdade de Engenharia Mecânica, Universidade Estadual de Campinas, 2006. 225 p. Dissertation (MSc.).

During drilling operations with oil based fluids, particularly organic fluids, the understanding of the behavior of the invading and drilling fluid (during a kick situation) is a very important issue. Specially in a gas kick occurrence, kick detection, pressure and volume prediction, as well as phase distribution (liquid and gas) during influx circulation, are more difficult to evaluate when synthetic fluids are applied. In the present work two studies have were performed: i) thermodynamic modeling of multi-component mixtures; and ii) well control simulation applying the gas-liquid phase behavior results. The thermodynamic model was based in Peng-Robinson EOS, working with mixing rules and binary interaction parameters through a group contribution method. The validation of the thermodynamic modeling was performed by comparison of the computed results with published data for various gas-liquid mixtures. The developed well control simulator applied the PVT modeling, what allowed the prediction of wellbore pressure and volumes during the methane kick circulation out of the hole. The study of the effect of gas solubility in the drilling fluid was conducted by a parameter sensitivity analysis.

Key-words: Solubility, Drilling, Kick, Well Control, Drilling Fluids.

Índice

Lista de Figuras	xv
Lista de Tabelas	xxi
Nomenclatura	xxiii
Capítulo 1	1
Introdução	1
Capítulo 2	6
Revisão da Literatura	6
2.1 Modelos de <i>Kick</i> e Solubilidade	6
2.2 Termodinâmica de Misturas	15
2.2.1 Equações de Estado	16
2.2.2 Equilíbrio Líquido-Vapor utilizando Equações de Estado	19
2.2.3 Regras de Mistura	21
Regras de Mistura para a Temperatura Crítica	21
Regras de Mistura para o Volume Crítico e o Volume Característico	23
Regras de Mistura para o Fator Acêntrico	24
Regras de Mistura para a Pressão Crítica	24
Regras de Mistura para a Pressão de Bolha	25
2.2.4 Modelo Proposto por Aalto <i>et al.</i> (1996)	26
Capítulo 3	28

Metodologia	28
3.1 Cálculo do Fator de Compressibilidade	29
3.1.1 Substâncias Simples	29
3.1.2 Misturas	30
3.2 Cálculo do Volume Molar	31
3.2.1 Substâncias Simples	31
3.2.2 Misturas	31
3.3 Cálculo da Fugacidade	32
3.3.1 Substâncias Simples	32
3.3.2 Misturas	33
3.4 Cálculo da Pressão de Bolha	34
3.4.1 Substâncias Simples	34
3.4.2 Misturas	35
3.5 Cálculo das Composições – Cálculo <i>Flash</i>	37
3.6 Cálculo do Parâmetro de Interação Binária	41
Capítulo 4	44
Resultados do Modelo Termodinâmico	44
4.1 Substâncias Binárias	45
4.1.1 Sistema Metano/n-Decano	45
4.1.2 Sistema Metano/n-Hexano	49
4.1.3 Sistema Metano/Ciclohexano	52
4.1.4 Sistema Metano/Dodecano	55
4.1.5 Sistema Metano/Benzeno	57
4.2 Misturas Multicomponentes	60
4.2.1 Sistema Metano/n-Parafina	60
4.2.2 Sistema Metano/Diesel	64
Capítulo 5	69
Desenvolvimento de um Simulador de <i>Kick</i>	69
5.1 Definições	71

5.2	Cálculo da vazão de gás _____	72
5.3	Cálculo do volume de fluido de perfuração que foi contaminado _____	73
5.4	Composição do fluido de perfuração _____	73
5.5	Massa de fluido de perfuração contaminada pelo <i>kick</i> _____	75
5.6	Composição do <i>kick</i> _____	76
5.7	Massa do <i>kick</i> _____	77
5.8	Composição da mistura: fluido de perfuração e fluido invasor _____	77
5.9	Fração inicial de fluido invasor _____	80
5.10	Esquema de fluxo _____	80
5.11	Determinação da densidade da fase de inertes (água e sólidos) _____	81
5.12	Determinação da pressão da formação _____	82
5.13	Cálculo do volume inicial da seção contaminada _____	83
5.14	Determinação do comprimento inicial da seção contaminada _____	84
5.15	Cálculo das velocidades do topo e da base da região contaminada _____	84
5.16	Discretização da região contaminada _____	85
5.17	Determinação das pressões no espaço anular _____	87
5.18	Produção da região contaminada _____	89
5.18.1	Gás proveniente da fase vapor _____	89
5.18.2	Gás proveniente da fase líquida _____	89
5.19	Cálculo das perdas de carga na região monofásica _____	90
5.20	Cálculo do volume ganho nos tanques de lama _____	90
5.21	Organização básica do programa _____	91
Capítulo 6 _____		93
Resultados _____		93
6.1	Evolução do modelo proposto _____	96
6.2	Análise da discretização da região contaminada _____	99
6.3	Análise de influência de parâmetros do modelo _____	103
6.4	Volume inicial do <i>kick</i> _____	109
6.5	Profundidade do poço _____	115
6.6	Vazão de circulação _____	120

6.7	Temperatura _____	125
6.8	Densidade do fluido de perfuração _____	132
6.9	Vazão do gás _____	136
Capítulo 7	_____	141
Conclusões e Recomendações	_____	141
7.1	Análise Termodinâmica _____	142
7.2	Simulador de <i>Kick</i> _____	143
7.3	Recomendações _____	144
Referências Bibliográficas	_____	145
Anexo I	_____	152
Escoamento Multifásico	_____	152
	Fluxo Horizontal _____	155
	Fluxo Vertical Ascendente _____	157
	Fluxo Vertical Descendente _____	162
	Fluxo Inclinado _____	163
	Anular _____	164
Anexo II	_____	166
	Tolerância ao <i>Kick</i> _____	166
Anexo III	_____	171
	Organização Básica do Programa _____	171
Apêndice A	_____	179
	Translação de Volume _____	179
Apêndice B	_____	186
	Critérios para o Equilíbrio _____	186
	Potencial Químico como Critério para Equilíbrio _____	186
	Fugacidade como Critério para Equilíbrio _____	189
Apêndice C	_____	190

Procedimento para Cálculo do k_{ij}	190
Apêndice D	194
Perdas de carga por atrito na região monofásica	194
Modelo Reológico Newtoniano	194
Modelo Reológico de Power Law	195

Lista de Figuras

<i>Figura 1.1: Diferenças na detecção do kick em fluido base água e fluido base óleo.</i>	3
<i>Figura 2.1: Pit gain em função do tempo para os fluidos de perfuração base água e base óleo obtido a partir do modelo proposto por Thomas et al. (1982).</i>	9
<i>Figura 2.2: Esquema do poço de teste utilizado por O'Bryan (1988).</i>	12
<i>Figura 3.1: Diagrama de blocos para o cálculo da pressão de vapor de substâncias simples.</i>	35
<i>Figura 3.2: Diagrama de blocos para o cálculo da pressão de bolha em misturas multicomponentes.</i>	36
<i>Figura 3.3: Esquema de separação flash em um estágio.</i>	37
<i>Figura 3.4: Diagrama de blocos para o cálculo de um flash P, T.</i>	41
<i>Figura 4.1: Comparação dos resultados obtidos pelo modelo termodinâmico com dados experimentais de Srivastan et al. (1992), para o sistema metano/n-decano a 37,75 °C.</i>	45
<i>Figura 4.2: Comparação dos resultados obtidos pelo modelo termodinâmico com dados experimentais de Srivastan et al. (1992), para o sistema metano/n-decano a 71,15°C.</i>	46
<i>Figura 4.3: Comparação dos resultados obtidos pelo modelo termodinâmico com dados experimentais de Srivastan et al. (1992), para o sistema metano/n-decano a 104,45°C.</i>	46
<i>Figura 4.4: Comparação dos resultados obtidos pelo modelo termodinâmico com dados experimentais de Srivastan et al. (1992), para o sistema metano/n-decano a 137,75°C.</i>	47
<i>Figura 4.5: Comparação dos resultados obtidos pelo modelo termodinâmico com dados experimentais de Srivastan et al. (1992), para o sistema metano/n-hexano a 37,75 °C.</i>	49
<i>Figura 4.6: Comparação dos resultados obtidos pelo modelo termodinâmico com dados experimentais de Srivastan et al. (1992), para o sistema metano/n-hexano a 65,55 °C.</i>	50

<i>Figura 4.7: Comparação dos resultados obtidos pelo modelo termodinâmico com dados experimentais de Srivastan et al. (1992), para o sistema metano/n-hexano a 104,45 °C.</i>	50
<i>Figura 4.8: Comparação dos resultados obtidos pelo modelo desenvolvido com dados experimentais de Darwish (1991), para o sistema metano/ciclohexano a 50,0 °C.</i>	52
<i>Figura 4.9: Comparação dos resultados obtidos pelo modelo desenvolvido com dados experimentais de Darwish (1991), para o sistema metano/ciclohexano a 100,0 °C.</i>	53
<i>Figura 4.10: Comparação dos resultados obtidos pelo modelo desenvolvido com dados experimentais de Darwish (1991), para o sistema metano/ciclohexano a 150,0 °C.</i>	53
<i>Figura 4.11: Comparação dos resultados obtidos pela Equação de Peng-Robinson com dados experimentais de Srivastan et al. (1992), para o sistema metano/dodecano a 50,0 °C.</i>	55
<i>Figura 4.12: Comparação dos resultados obtidos pela Equação de Peng-Robinson com dados experimentais de Srivastan et al. (1992), para o sistema metano/dodecano a 100,0 °C.</i>	56
<i>Figura 4.13: Comparação dos resultados obtidos pela Equação de Peng-Robinson com dados experimentais de Darwish (1991), para o sistema metano/benzeno a 50,0 °C.</i>	57
<i>Figura 4.14: Comparação dos resultados obtidos pela Equação de Peng-Robinson com dados experimentais de Darwish (1991), para o sistema metano/benzeno a 100,0 °C.</i>	58
<i>Figura 4.15: Comparação dos resultados obtidos pela Equação de Peng-Robinson com dados experimentais de Darwish (1991), para o sistema metano/benzeno a 150,0 °C.</i>	58
<i>Figura 4.16: Comparação dos resultados obtidos pelo modelo desenvolvido com dados experimentais de Silva (2004), para o sistema metano/n-parafina (Simplificação 1) para a temperatura de 70,00 °C.</i>	62
<i>Figura 4.17: Comparação dos resultados obtidos pelo modelo desenvolvido com dados experimentais de Silva (2004), para o sistema metano/n-parafina (Simplificação 1) para a temperatura de 90,00 °C.</i>	62
<i>Figura 4.18: Comparação dos resultados obtidos pelo modelo desenvolvido com dados experimentais de Silva (2004), para o sistema metano/n-parafina (Simplificação 2) para a temperatura de 70,0 °C.</i>	63
<i>Figura 4.19: Comparação dos resultados obtidos pelo modelo desenvolvido com dados experimentais de Silva (2004), para o sistema metano/n-parafina (Simplificação 2) para a temperatura de 90,0 °C.</i>	63
<i>Figura 4.20: Comparação dos resultados obtidos pela Equação de Peng-Robinson com dados experimentais de Thomas et al. (1982), para o sistema metano/diesel</i>	66

<i>Figura 4.21: Variação do erro absoluto com a composição para os sistemas binários estudados.</i>	67
<i>Figura 4.22: Variação do erro com a composição para as misturas multicomponentes estudadas.</i>	67
<i>Figura 5.1: Composição do fluido de perfuração.</i>	74
<i>Figura 5.2: Composição do kick.</i>	76
<i>Figura 5.3: Composição da mistura: fluido de perfuração e fluido invasor.</i>	78
<i>Figura 5.4: Representação de um kick em um poço vertical para o modelo proposto.</i>	81
<i>Figura 5.5: Esquema da discretização da seção composta da mistura da fase óleo do fluido de perfuração e do gás oriundo da formação.</i>	86
<i>Figura 6.1: Esquema do poço utilizado nas simulações.</i>	94
<i>Figura 6.2: Pressão na superfície.</i>	97
<i>Figura 6.3: Volume ganho nos tanques de lama.</i>	97
<i>Figura 6.4: Pressão na profundidade de 2000 m.</i>	100
<i>Figura 6.5: Pressão na superfície.</i>	101
<i>Figura 6.6: Volume ganho nos tanques de lama.</i>	101
<i>Figura 6.7: Vazão de gás produzido na superfície.</i>	102
<i>Figura 6.8: Pressão na profundidade de 2000 m.</i>	109
<i>Figura 6.9: Pressão na superfície.</i>	110
<i>Figura 6.10: Volume ganho nos tanques de lama.</i>	111
<i>Figura 6.11: Volume de gás livre no poço.</i>	112
<i>Figura 6.12: Volume de gás livre no poço em função da profundidade.</i>	113
<i>Figura 6.13: Vazão de gás produzido na superfície.</i>	113
<i>Figura 6.14: Perfil da vazão de gás produzido na superfície para os dois tipos de fluido de perfuração.</i>	114
<i>Figura 6.15: Volume de gás na superfície.</i>	115
<i>Figura 6.16: Pressão na superfície.</i>	116
<i>Figura 6.17: Volume ganho nos tanques de lama.</i>	116
<i>Figura 6.18: Volume de gás livre no poço.</i>	117

Figura 6.19: Volume de gás livre no poço em função da profundidade.	118
Figura 6.20: Vazão de gás produzido na superfície.	118
Figura 6.21: Volume de gás na superfície.	119
Figura 6.22: Pressão na profundidade de 2000 m.	120
Figura 6.23: Pressão na superfície.	121
Figura 6.24: Volume ganho nos tanques de lama.	122
Figura 6.25: Volume de gás livre no poço em função do tempo de deslocamento.	123
Figura 6.26: Volume de gás livre no poço em função da profundidade.	123
Figura 6.27: Vazão de gás produzido na superfície.	124
Figura 6.28: Volume de gás na superfície.	124
Figura 6.29: Pressão na profundidade de 2000 m (temperatura constante).	126
Figura 6.30: Pressão na profundidade de 2000 m (temperatura na superfície de 21,0 °C).	126
Figura 6.31: Pressão na superfície (temperatura constante).	127
Figura 6.32: Pressão na superfície (temperatura na superfície de 21,0 °C).	127
Figura 6.33: Volume ganho nos tanques de lama (temperatura constante).	128
Figura 6.34: Volume ganho nos tanques de lama (temperatura na superfície de 21,0 °C).	128
Figura 6.35: Volume de gás livre no poço (temperatura constante).	129
Figura 6.36: Volume de gás livre no poço (temperatura na superfície de 21,0 °C).	129
Figura 6.37: Vazão de gás produzido na superfície (temperatura constante).	130
Figura 6.38: Vazão de gás produzido na superfície (temperatura na superfície de 21,0 °C).	130
Figura 6.39: Volume de gás na superfície (temperatura constante).	131
Figura 6.40: Volume de gás na superfície (temperatura na superfície de 21,0 °C).	131
Figura 6.41: Pressão na superfície.	133
Figura 6.42: Volume ganho nos tanques de lama.	134
Figura 6.43: Volume de gás dentro do poço.	134
Figura 6.44: Vazão de gás produzido na superfície.	135

<i>Figura 6.45: Volume de gás na superfície.</i>	135
<i>Figura 6.46: Pressão na profundidade de 2000 m.</i>	136
<i>Figura 6.47: Pressão na superfície.</i>	137
<i>Figura 6.48: Volume ganho nos tanques de lama.</i>	138
<i>Figura 6.49: Volume de gás livre dentro do poço.</i>	138
<i>Figura 6.50: Volume de gás livre dentro do poço em função da profundidade.</i>	139
<i>Figura 6.51: Vazão de gás produzido na superfície.</i>	140
<i>Figura 6.52: Volume de gás na superfície.</i>	140
<i>Figura I.1: Padrões de fluxo em poço vertical sugeridos por Hasan e Kabir (1986).</i>	154
<i>Figura I.2: Mapa de padrão de fluxo proposto por Govier e Aziz (1972).</i>	155
<i>Figura I.3: Mapa de padrão de fluxo bifásico horizontal generalizado proposto por Taitel e Dukler (1976).</i>	156
<i>Figura I.4: Diagrama esquemático de padrões de fluxo horizontal mostrados no trabalho de Brill e Arirachakaran (1992).</i>	157
<i>Figura I.5: Mapa de padrões de fluxo vertical ascendente proposto por Duns e Ros (1963).</i>	158
<i>Figura I.6: Mapa de padrão de fluxo proposto por Griffith e Wallis (1961) com extensões feitas por Gould e Tek (1970).</i>	159
<i>Figura I.7: Mapa de padrão de fluxo vertical ascendente proposto por Taitel et al. (1980) para fluxo ar/água em tubo de 5,0 cm de diâmetro.</i>	159
<i>Figura I.8: Padrão de fluxo vertical Hasan e Kabir (1986).</i>	160
<i>Figura I.9: Estruturas de fluxo em fluidos altamente viscosos: B – bubble flow, S – slug flow, F – froth flow, A – annular flow (Dziubinski et al., 2004).</i>	161
<i>Figura I.10: Configurações de padrão de fluxo observadas por Crawford (1985) para fluxo descendente.</i>	162
<i>Figura III.1: Diagrama básico dos componentes do simulador desenvolvido neste trabalho.</i>	174
<i>Figura III.2 Dados de entrada.</i>	175

<i>Figura III.3: Fluxograma simplificado do simulador desenvolvido neste trabalho.</i>	176
<i>Figura III.4: Fluxograma da discretização da seção composta da mistura da fase óleo do fluido de perfuração e do gás oriundo da formação.</i>	177
<i>Figura III.5: Cálculos efetuados dentro da função TermoKick.</i>	178
<i>Figura C.1: Propano.</i>	190
<i>Figura C.2: Butano.</i>	191

Lista de Tabelas

<i>Tabela 2.1: Principais características dos modelos de kick estudados por Nunes (2001) e do modelo desenvolvido em seu trabalho.</i>	7
<i>Tabela 2.2: Composição do diesel utilizado por Thomas et al. (1982).</i>	8
<i>Tabela 2.3: Parâmetros da correlação desenvolvida por O'Bryan (1988).</i>	10
<i>Tabela 2.4: Condições dos experimentos em poço de teste feitos por O'Bryan (1988).</i>	12
<i>Tabela 2.5: Composição do óleo diesel utilizado por Berthezene et al. (1999).</i>	13
<i>Tabela 2.6: Propriedades dos quatro óleos utilizados para modelar a equação de estado (Berthezene et al., 1999).</i>	14
<i>Tabela 2.7: Parâmetros da expressão para o volume característico definida por Hankinson e Thomson (1979).</i>	23
<i>Tabela 3.1: Parâmetros de interação dos grupos: $(A_{KL} = A_{LK})/bar$ e $(B_{KL} = B_{LK})/bar$ (Jaubert e Mutelet, 2005).</i>	43
<i>Tabela 4.1: Erro (E) e desvio médio absoluto (AAD) para o sistema metano/n-decano em quatro faixas de temperatura.</i>	48
<i>Tabela 4.2: Erro (E) e desvio médio absoluto (AAD) para o sistema metano/n-hexano em três faixas de temperatura.</i>	51
<i>Tabela 4.3: Erro (E) e desvio médio absoluto (AAD) para o sistema metano/ciclohexano em três faixas de temperatura.</i>	54
<i>Tabela 4.4: Erro (E) e desvio médio absoluto (AAD) para o sistema metano/dodecano em três faixas de temperatura.</i>	56

<i>Tabela 4.5: Erro (E) e desvio médio absoluto (AAD) para o sistema metano/benzeno em três faixas de temperatura.</i>	59
<i>Tabela 4.6: Composição da n-parafina (Silva, 2004).</i>	60
<i>Tabela 4.7: Composição da mistura metano/n-parafina (Simplificação 1).</i>	61
<i>Tabela 4.8: Composição da mistura metano/n-parafina (Simplificação 2).</i>	61
<i>Tabela 4.9: Comparação entre as simplificações.</i>	64
<i>Tabela 4.10: Composição do diesel utilizado neste trabalho (Simplificação 1).</i>	65
<i>Tabela 4.11: Comparação entre os dados experimentais (Thomas et al., 1982) e resultados obtidos no simulador seguindo a simplificação proposta anteriormente.</i>	65
<i>Tabela 6.1: Evolução do modelo proposto.</i>	96
<i>Tabela 6.2: Tempo de simulação de acordo com a discretização efetuada.</i>	99
<i>Tabela 6.3: Variáveis modificadas nas simulações.</i>	104
<i>Tabela 6.4: Parâmetros iniciais afetados pelo volume inicial do kick.</i>	105
<i>Tabela 6.5: Parâmetros iniciais afetados pela profundidade.</i>	106
<i>Tabela 6.6: Parâmetros iniciais afetados pela vazão de circulação.</i>	106
<i>Tabela 6.7: Parâmetros iniciais afetados pela temperatura (constante).</i>	107
<i>Tabela 6.8: Parâmetros iniciais afetados pelo gradiente de temperatura.</i>	107
<i>Tabela 6.9: Parâmetros iniciais afetados pela densidade do fluido de perfuração.</i>	108
<i>Tabela 6.10: Parâmetros iniciais afetados pela vazão de gás.</i>	108
<i>Tabela 6.11: Densidade e frações mássicas dos componentes dos fluidos de perfuração utilizados.</i>	132
<i>Tabela A.1: Valores do parâmetro adimensional para a translação de volume proposta por Jhaveri e Youngren (1984).</i>	180
<i>Tabela A.2: Parâmetros sugeridos para a correlação adimensional proposta por Jhaveri e Youngren (1984).</i>	181
<i>Tabela A.3: Técnicas de translação de volume.</i>	185

Nomenclatura

Letras Latinas

A_T	Área da seção transversal	in^2
BHP	Pressão no fundo do poço	psi
BHT	Temperatura no fundo do poço	$^{\circ}F$
B_o	Fator volume de formação da fase óleo sem gás dissolvido	
B_{og}	Fator volume de formação da fase óleo com gás dissolvido	
C_{an}	Capacidade do anular	gal/m
D	Profundidade do poço	m
dp/dL	Perda de carga por atrito no espaço anular	psi/ft
f^L	Fugacidade do líquido	
f_o	Fração volumétrica de óleo	
f^V	Fugacidade do vapor	
g	Aceleração da gravidade	m/s^2
G	Termo de ajuste do peso molecular desenvolvido por O'Bryan	
h	Espessura da formação	ft

H_b	Altura da base da seção contaminada	m
H_t	Comprimento do fluido de perfuração que está acima da seção contaminada	m
k	Permeabilidade do reservatório	mD
k_i	Razão de equilíbrio do componente i	
k_{ij}	Parâmetro de interação binária	
L	Número de mols da fase líquida	
L_{cel}	Comprimento da célula	m
L_{cont}	Comprimento da seção contaminada	m
m	Massa	kg
\hat{m}	Fração mássica	
$\hat{m}_{\text{água,mud}}$	Fração mássica de água no fluido de perfuração	
$m_{i,L}$	Massa de líquido na célula i	lb
$\hat{m}_{i,m}$	Fração mássica do componente i da mistura contaminada	
$\hat{m}_{i,m}^*$	Fração mássica normalizada da mistura	
$m_{i,V}$	Massa de vapor na célula i	lb
$\hat{m}_{j,\text{óleo}}$	Fração mássica do componente j na fase óleo	
m_{kick}	Massa de gás oriundo da formação	lb
$m_{k,kick}$	Massa do componente k do gás oriundo da formação	lb
m_L	Massa de líquido	lb
$\hat{m}_{\text{óleo,mud}}$	Fração mássica de óleo no fluido de perfuração	
$\hat{m}_{\text{sólidos,mud}}$	Fração mássica de sólidos no fluido de perfuração	

m_{Total}	Massa total	<i>lb</i>
MAC	Massa de água contaminada	<i>lb</i>
MLC	Massa de fluido de perfuração contaminado	<i>lb</i>
MOC	Massa de óleo contaminado	<i>lb</i>
$MOjC$	Massa do componente j contaminado	
N	Número de componentes	
$N_{CellLiq}$	Número de células de líquido	
$N_{CellLiq_{in}}$	Número de células de líquido que ainda estão dentro do poço	
N_g	Quantidade de grupos do parâmetro de interação binária	
N_{kick}	Número de componentes do gás oriundo da formação	
$N_{óleo}$	Número de componentes da fase óleo do fluido de perfuração	
P	Pressão	<i>psi</i>
$P_{base,cel}$	Pressão na base da célula	<i>psi</i>
P_c	Pressão crítica	<i>bar</i>
P_{cal}	Valor calculado	
$P_{c,m}$	Pressão crítica da mistura	<i>bar</i>
P_D	Pressão adimensional	
P_{exp}	Valor experimental	
P_f	Pressão da formação	<i>psi</i>
$P_{r,m}$	Pressão de vapor de Reidel	<i>psi</i>
$P_{s,m}$	Pressão de vapor de Wagner-Reidel	<i>psi</i>
$P_{topo,cel}$	Pressão no topo da célula	<i>psi</i>

Q_g	Vazão de gás	<i>scfd</i>
$Q_{g,sup}$	Vazão de gás na superfície	<i>scfd</i>
Q_{mud}	Vazão de fluido de perfuração	<i>gal / min</i>
R	Constante dos gases ideais ($0,00008314bar \cdot m^3 / mol \cdot K$)	
RGL	Razão gás líquido	<i>scf / bbl</i>
R_s	Razão de solubilidade	
R_{sm}	Razão gás/fluido de perfuração	<i>scf / stb</i>
R_{so}	Solubilidade do gás na base óleo	<i>scf / stb</i>
$SICP$	Pressão na superfície (<i>choke</i>)	<i>psi</i>
$SIDPP$	Pressão no <i>drill pipe</i> (tubo)	<i>psi</i>
t	Tempo	<i>h</i>
T	Temperatura	$^{\circ}C$
T_c	Temperatura crítica	<i>K</i>
$T_{c,i}$	Temperatura crítica do componente i	<i>K</i>
$T_{c,m}$	Temperatura crítica da mistura	<i>K</i>
T_D	Tempo adimensional	
T_r	Temperatura Reduzida	<i>K</i>
v	Volume específico	m^3 / kg
V	Número de mols da fase vapor	
v_{base}	Velocidade da base da seção contaminada	<i>m / s</i>
$V_{c,i}$	Volume crítico do componente i	m^3 / mol

V_g	<i>Pit gain</i>	$bbbl/1000scf$
V_G	Volume de gás que entrou no poço	scf
$V_{i,L}$	Volume de líquido na célula i	gal
$V_{i,V}$	Volume de vapor na célula i	gal
$V_{inertes}$	Volume de inertes	gal
VLC	Volume de fluido de perfuração contaminado	$bbbl$
VLC_{in}	Volume de fluido de perfuração contaminado que ainda está dentro do poço	$bbbl$
V_m	Volume molar	m^3/mol
$V_{liq,m}$	Volume da fase líquida na mistura	gal
V^*	Volume característico	cm^3/mol
V_m^*	Volume característico da mistura	cm^3/mol
$V_{vap,m}$	Volume da fase vapor na mistura	gal
w	Fator acêntrico	
x	Fração molar da fase líquida	
x_i	Fração molar do componente i na fase líquida	
\hat{x}_i	Fração mássica do componente i na fase líquida	
y	Fração molar da fase vapor	
y_i	Fração molar do componente i na fase vapor	
\hat{y}_i	Fração mássica do componente i na fase vapor	
z	Fração molar da mistura	
Z	Fator de compressibilidade	

Z_c	Fator de compressibilidade crítico
z_i	Fração molar do componente i na mistura
\hat{z}_i	Fração mássica do componente i na mistura
$z_{k,kick}$	Fração molar do componente k na mistura do gás oriundo da formação
Z^L	Fator de compressibilidade do líquido
Z^V	Fator de compressibilidade do vapor

Letras Gregas

Δm	Massa de gás que foi produzida em um intervalo de tempo Δt	<i>lb</i>
Δm_{gas}	Massa de gás que saiu de solução nas condições de pressão e temperatura ambientes	<i>lb</i>
Δt	Incremento de tempo utilizado na simulação	<i>min</i>
γ_o	Densidade específica da base óleo (condição padrão de temperatura e pressão)	
ρ_{cel}	Densidade do fluido na célula	<i>lb / gal</i>
$\rho_{g,sup}$	Densidade do gás oriundo da formação nas condições de superfície	<i>lb / gal</i>
$\rho_{inertes}$	Densidade dos inertes	<i>lb / gal</i>
ρ_{kick}	Densidade do gás oriundo da formação	<i>lb / gal</i>
$\rho_{kick,BH}$	Densidade do gás oriundo da formação nas condições de fundo de poço	<i>lb / gal</i>
ρ_{mud}	Densidade do fluido de perfuração	<i>lb / gal</i>
$\rho_{\acute{o}leo,std}$	Densidade da fase óleo do fluido de perfuração nas condições padrão de temperatura e pressão	<i>lb / gal</i>
ϕ_i	Fração volumétrica do componente i	
μ_p	Viscosidade	<i>cP</i>

ω	Fator acêntrico
ω_{SRK}	Fator acêntrico definido por Soave-Redlick-Kwong

Subscritos

<i>g</i>	Gás
<i>liq</i>	Líquido
<i>m</i>	Mistura
<i>mud</i>	Fluido de perfuração
<i>óleo</i>	Óleo
<i>std</i>	Padrão
<i>vap</i>	Vapor

Siglas

HPHT	<i>High pressure and high temperature</i>
ELV	Equilíbrio Líquido Vapor
OWR	<i>Oleo Water Ratio</i>
GMR	<i>Gas Mud Ratio</i>

Capítulo 1

Introdução

A classificação de um fluido de perfuração é feita em função de sua composição. O principal critério para a classificação se baseia no constituinte principal. Neste critério, os fluidos são classificados em fluidos base água, fluidos base óleo e fluidos à base de ar ou de gás. A natureza do constituinte principal, bem como os componentes básicos e suas quantidades definem não apenas o tipo de fluido, mas também as suas características e propriedades.

Os fluidos de perfuração são denominados fluidos base óleo quando o constituinte principal é um óleo, geralmente composto de hidrocarbonetos líquidos. Esse tipo de fluido também possui água em sua formulação formando emulsões óleo/água.

O impacto ambiental dos cortes contaminados com fluidos de perfuração à base de petróleo tem resultado em severas restrições à sua utilização em muitas partes do mundo e também levado ao desenvolvimento de fluidos de perfuração sintéticos, mais compatíveis com o meio ambiente, os quais não somente apresentam um bom desempenho como também são menos tóxicos e, em muitos casos, mais biodegradáveis.

Esses fluidos de perfuração sintéticos são compostos orgânicos sintéticos que possuem a mesma eficiência dos fluidos derivados de petróleo, porém são biodegradáveis. Esse grupo inclui hidrocarbonetos sintéticos, como por exemplo, parafinas sintéticas. Sua grande desvantagem

reside no alto custo que limita a sua utilização. Suas principais vantagens residem em seu baixo impacto ambiental, reologia (elevada viscosidade) e elevada estabilidade térmica (baixa redução da viscosidade a elevadas temperaturas).

Independentemente do tipo de fluido de perfuração utilizado durante a operação de perfuração, uma das suas principais funções é manter a pressão no poço maior do que a pressão na formação. Caso a pressão exercida por este fluido seja menor que a pressão exercida pela formação poderá ocorrer um *kick*.

Denomina-se *kick* o influxo indesejável de fluidos da formação (gás, óleo ou água) para o interior do poço devido à pressão no poço estar menor do que a pressão da formação. Uma vez detectado o *kick*, o poço deve ser fechado e o fluido invasor deve ser circulado para fora do poço. Caso, antes ou durante a remoção do *kick*, o controle do poço seja perdido, tem-se uma situação de *blowout*.

Quanto maior for o tempo decorrido entre o início de um *kick* e a tomada de providências para controle do poço mais danoso será o *kick* e mais difícil o seu controle. Sendo o *pit gain* (ganho de fluido nos tanques de lama) o principal indicio de que um *kick* está ocorrendo, o uso de fluido de perfuração base óleo tem apresentado alguns problemas com respeito ao controle de poço. O principal problema é a maior dificuldade na detecção do gás que entra no poço. A resposta na superfície a um *kick* de gás (por exemplo, vazão de saída na superfície e *pit gain*) é menor no fluido de perfuração base óleo quando comparada com o fluido de perfuração base água. No fluido de perfuração base água, o *pit gain* é praticamente igual ao volume que o *kick* ocupa na pressão e temperatura no fundo do poço. O *pit gain* no fluido de perfuração base óleo é menor devido ao efeito da solubilidade do gás na fase óleo (o gás ocupa um volume menor em solução do que na fase livre). Neste caso, o *pit gain* é função do volume de gás dissolvido no fluido de perfuração base óleo e do inchamento do fluido de perfuração devido à solubilização do gás nas condições de temperatura e pressão do poço. A Figura 1.1 ilustra essas diferenças.

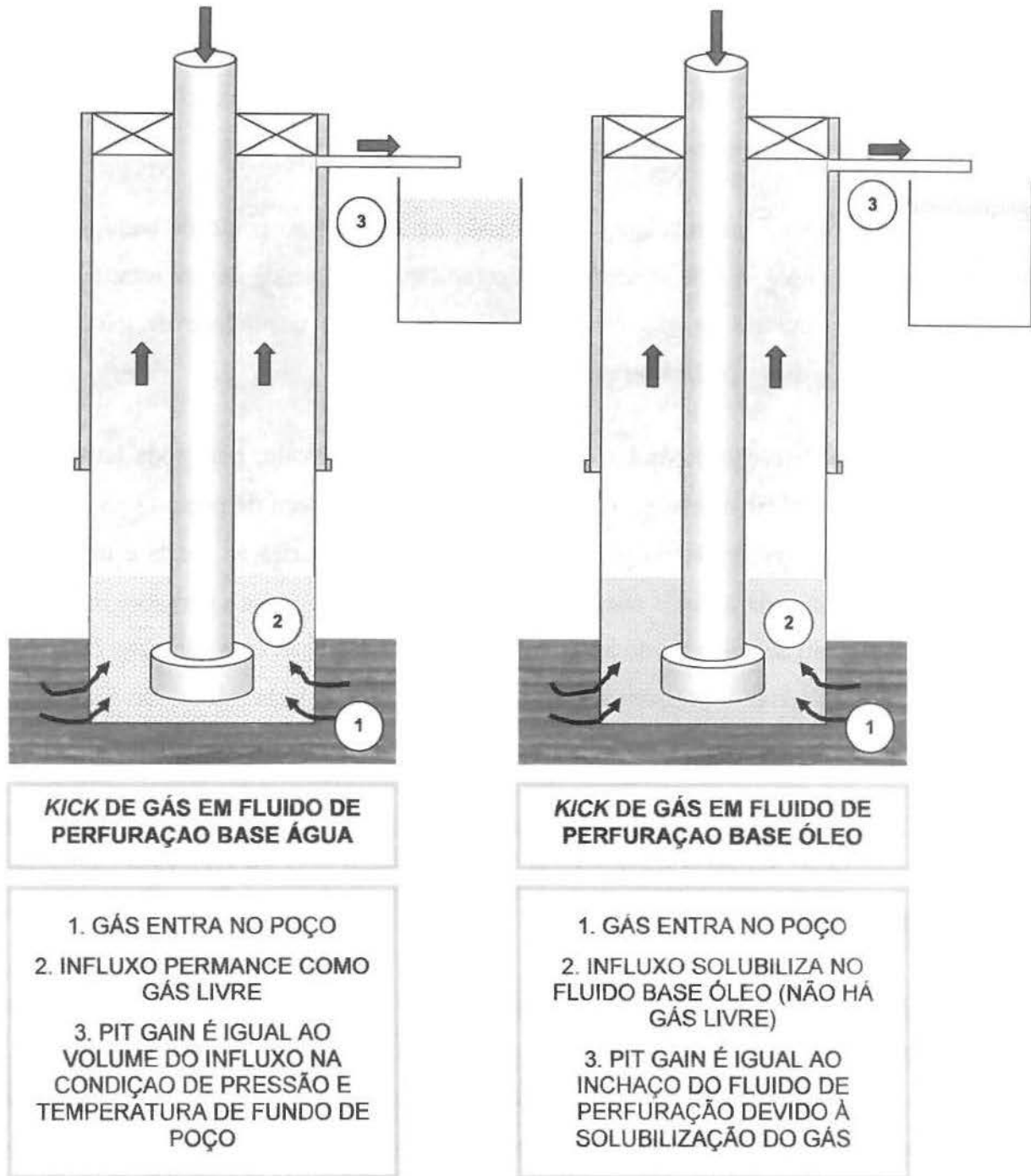


Figura 1.1: Diferenças na detecção do *kick* em fluido base água e fluido base óleo.

Para o caso de *kicks* de gás, de acordo com Thomas *et al.* (1982), a solubilidade de hidrocarbonetos na fase gasosa em um fluido de perfuração base óleo poderá ser de 10 a 100 vezes maior do que em um fluido base água. A presença do gás provavelmente só será detectada

quando a pressão hidrostática diminuir o suficiente para que o gás saia de solução. Este ponto normalmente se situa próximo à superfície, podendo assim se transformar num sério problema operacional de controle do poço. Em águas profundas, este problema poderá ser ainda maior caso o gás saia de solução somente no interior do *riser*.

É importante salientar que, se a pressão equivalente ao ponto de bolha não é atingida à montante do *choke*, o *kick* se comportará como líquido. A sonda deverá estar equipada com um sistema de manuseio de gás bem dimensionado, pois a quantidade de gás liberada após a passagem pelo *choke* poderá ser grande.

Após a detecção do *kick* o poço não pode ficar fechado, pois pode levar a fraturas das formações, danificar o revestimento e equipamentos de cabeça de poço. O poço não pode ficar aberto devido à expansão do gás, perigos de incêndio, avarias na sonda e impossibilidade de acesso ao poço após o fluido chegar à superfície. A solução teórica para este impasse é bastante simples: permiti-se que o fluido invasor chegue até a superfície, com expansão controlada através da aplicação de contra-pressões no *choke* que, somadas às hidrostáticas do fluido invasor e do fluido de perfuração, irão contrabalançar a pressão da formação que originou o *kick*.

Três métodos para controle de *kicks* são largamente utilizados: (1) Método do Sondador (*Driller's Method*); (2) Método do Engenheiro (*Wait and Weight Method*); e (3) Método Simultâneo.

Independentemente do método de controle utilizado, dois objetivos deverão ser atingidos: (i) a expulsão do fluido invasor; e (ii) a substituição do fluido de perfuração existente no poço por fluido de perfuração de peso específico adequado para conter a formação que originou o influxo. Durante a expulsão do fluido invasor a pressão no fundo do poço é mantida superior à pressão da formação para que não ocorra outro *kick*.

Os simuladores de *kick* podem ser utilizados como ferramenta de pesquisa (facilitando o estudo quantitativo do processo), ferramenta de teste para os processos de controle e, principalmente, como ferramenta de treinamento. A equipe de perfuração deverá estar devidamente capacitada para agir com prontidão e adotar as medidas e técnicas adequadas a fim

de evitar que um *kick* venha a se transformar em um *blowout* e ponha em risco a vida dos componentes da equipe.

Objetivo

- Estudar o comportamento PVT das misturas gás-líquido associadas ao controle de poço;
- Modelar o comportamento volumétrico desses fluidos;
- Desenvolver um simulador de *kick* que trate situações de controle de poço com fluidos orgânicos;
- Estudar a influência dos parâmetros mais importantes no controle de poço utilizando o modelo desenvolvido.

Organização

O trabalho foi organizado nos seguintes capítulos:

O Capítulo 2 trata da revisão da literatura com respeito aos temas relevantes ao trabalho: modelos de *kick* e solubilidade e termodinâmica de misturas multicomponentes. Baseado na revisão de literatura efetuada o equilíbrio termodinâmico entre as fases é modelado e as metodologias para o cálculo do fator de compressibilidade, volume molar, fugacidade, pressão de bolha, composições das fases e parâmetro de interação binária são apresentadas no Capítulo 3. Com o intuito de validar o modelo termodinâmico desenvolvido, o Capítulo 4 apresenta os resultados obtidos para substâncias binárias (metano/decano, metano/hexano, metano/ciclohexano, metano/dodecano e metano/benzeno) e misturas multicomponentes (metano/n-parafina e metano/diesel) fazendo uma comparação com dados experimentais. O Capítulo 5 aborda o desenvolvimento do modelo de *kick* e o Capítulo 6 apresenta o processo de evolução do modelo proposto e uma análise dos principais parâmetros que afetam o perfil de pressões no anular. O Capítulo 7 expõe as principais conclusões obtidas a partir da análise dos resultados dos modelos desenvolvidos e algumas recomendações para trabalhos futuros.

Capítulo 2

Revisão da Literatura

A revisão da literatura foi dividida em duas partes: (1) Modelos de *Kick* e Solubilidade e (2) Termodinâmica de Misturas. O escoamento bifásico também é importante no desenvolvimento de um simulador de *kick*. Apesar do modelo desenvolvido neste trabalho não ter abordado este tópico, foi feita uma revisão da literatura. Esta revisão encontra-se no Anexo I.

2.1 Modelos de *Kick* e Solubilidade

A maior parte dos simuladores de *kick* desenvolvidos desconsidera a solubilidade do gás no fluido de perfuração bem como o seu impacto no controle de poço. Nunes (2001) desenvolveu um simulador de *kick* para fluidos de perfuração base água e estudou o controle de poços em operações de perfuração em águas profundas e ultraprofundas. Em seu trabalho, realizou uma extensa revisão bibliográfica a respeito dos simuladores de *kick*. A Tabela 2.1 apresenta as principais características dos modelos de *kick* estudados por Nunes (2001) e também o modelo desenvolvido em seu trabalho.

Tabela 2.1: Principais características dos modelos de *kick* estudados por Nunes (2001) e do modelo desenvolvido em seu trabalho.

	Poço inclinado e horizontal	Perda de carga na região bifásica	Velocidade de deslizamento	Acoplamento com o reservatório	Geometria do poço	Método de circulação	Reologia do fluido de perfuração	Modelo da região bifásica
LeBlanc e Lewis (1968)					CONST	SOND	NEW	BU
Records (1972)		X			CONST	SOND	BING	BU
Hoferock e Stanbery (1981)		BB	X		CONST	SOND	BING	DB
Santos (1985)		ORK	X		CONST	SOND	POT	DB
Nickens (1985)		BB	X	X	VAR	SOND ENG	BING	DB
Podio e Yang (1987)		BB	X	X	VAR	SOND ENG	POT	DB
Negrão (1989)		BB	X		VAR	SOND	BING	DB
Santos (1991)	X	BB	X	X	CONST	SOND	POT	DB
Ohara (1995)		BB	X	X	VAR	SOND	BING	DB
Nunes (2001)	X	BB	X		VAR	SOND	PBN	DB

Legenda: BB – Beggs Brill; ORK – Orkizewski; CONST – Constante; VAR – Variável; SOND – Sondador; ENG – Engenheiro; NEW – Newtoniano; BING – Bingham; POT – Potência; PBN – Potência, Bingham e Newtoniano; BU – Bolha Única; DB – Distribuição de Bolhas.

Thomas *et al.* (1982) estudaram o efeito da solubilidade do gás na detecção do *kick* utilizando fluido de perfuração base óleo e desenvolveram um simulador de *kick* para este tipo de fluido de perfuração. Obtiveram medidas experimentais da solubilidade do gás no diesel e no fluido de perfuração. Foram feitas medidas do ponto de bolha de nove composições diferentes de misturas metano-diesel com a fração molar de metano variando de 19% a 66%. Também foram feitas medidas com o fluido de perfuração, utilizando o diesel como base óleo. Além do diesel, o

fluido de perfuração analisado é composto de surfactantes e outros componentes sólidos. A composição do diesel utilizado nesses experimentos é mostrada na Tabela 2.2.

Tabela 2.2: Composição do diesel utilizado por Thomas *et al.* (1982).

	Fração mássica (%)	Fração molar (%)
C ₁		
C ₈	0,1261	0,220
C ₉	0,5665	0,880
C ₁₀	2,7065	3,790
C ₁₁	8,3786	10,680
C ₁₂	11,4986	13,450
C ₁₃	12,7046	13,730
C ₁₄	15,9414	16,010
C ₁₅	16,1836	15,180
C ₁₆	10,3423	9,100
C ₁₇	10,2950	8,530
C ₁₈	5,3520	4,190
C ₁₉	3,2345	2,400
C ₂₀	1,6450	1,160
C ₂₁	0,6252	0,420
C ₂₂	0,1871	0,120
C ₂₃	0,1792	0,110
C ₂₄	0,0340	0,020
C ₂₅	0,0177	0,01

Os dados obtidos nos experimentos foram utilizados para ajuste do modelo PVT. Este modelo PVT consiste da equação de estado de Amoco Redlich-Kwong (ARKES) com parâmetro de interação binária ajustado pelos dados experimentais.

A partir da comparação da solubilidade dos fluidos de perfuração base óleo e base água, concluíram que o parâmetro mais confiável na indicação de um *kick* é o *pit gain* e que a solubilidade do gás nos fluidos de perfuração base óleo altera significativamente a sua resposta na superfície.

Como pode ser verificado na Figura 2.1, de acordo com o modelo de Thomas *et al.*, o *pit gain* em fluidos de perfuração base água é muito maior do que em fluidos de perfuração base

óleo. Essa discrepância está diretamente relacionada à solubilidade do gás no fluido de perfuração base óleo.

A partir dos experimentos, constataram que a solubilidade do metano no fluido de perfuração base óleo é menor que sua solubilidade no óleo diesel puro. Essa diferença na solubilidade é causada pela presença de salmoura, emulsificante e sólidos no fluido de perfuração.

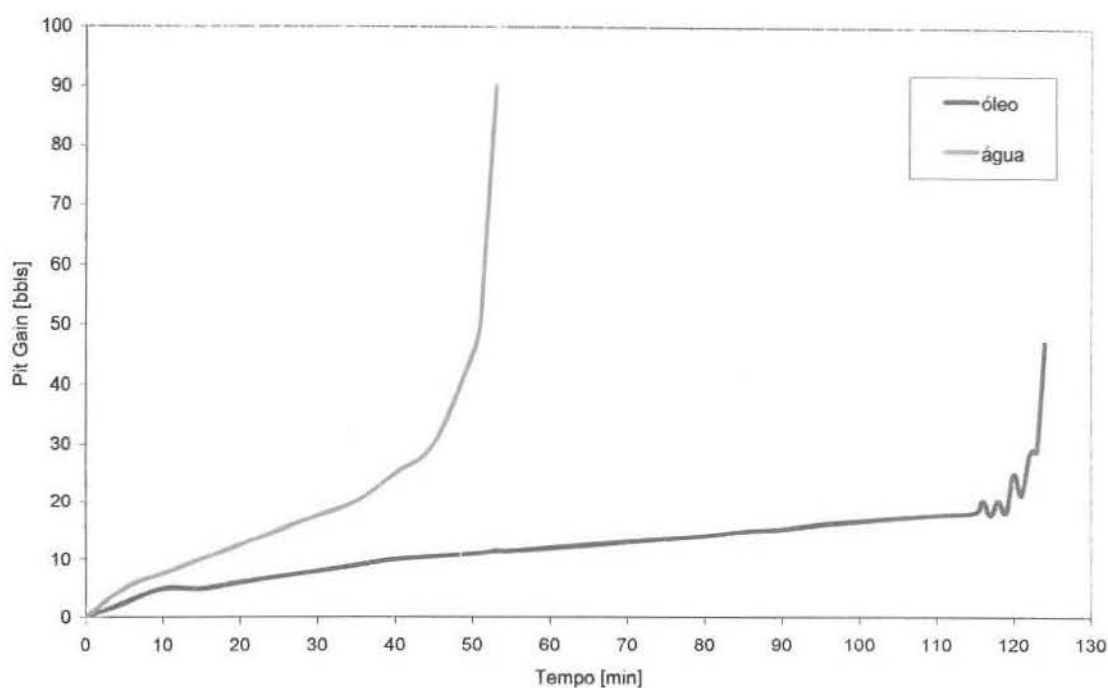


Figura 2.1: *Pit gain* em função do tempo para os fluidos de perfuração base água e base óleo obtido a partir do modelo proposto por Thomas *et al.* (1982).

Outros parâmetros também foram analisados tais como vazão de fluido de perfuração na superfície, vazão de gás na superfície e volume de gás. Concluíram que a vazão na superfície e o *pit gain* não sofrem variações tão rápidas quanto no fluido de perfuração base água devido à solubilização do gás no fluido de perfuração base óleo.

Ekrann e Rommetveit (1985) desenvolveram um simulador de *kick* para fluidos de perfuração base óleo. Incluíram em seu trabalho as perdas de carga por atrito (monofásica e bifásica), perdas de carga na broca e no *choke*, deslizamento entre as fases e solubilidade do gás no fluido de perfuração base óleo.

Aperfeiçoando o estudo realizado por Thomas *et al.* (1982), O'Bryan (1988) desenvolveu um trabalho teórico-experimental. Seu trabalho é bastante extenso e pode ser dividido nas principais etapas: (i) estudo teórico-experimental da solubilidade do metano em fluidos de perfuração base óleo (os experimentos foram feitos também com outros gases) e ajuste da equação de estado; (ii) desenvolvimento de correlações empíricas para a obtenção da solubilidade dos gases em outras faixas de temperatura e pressão; (iii) desenvolvimento de modelo para prever o *pit gain* e o comportamento das pressões para um dado *kick* de gás; (iv) experimentos em um poço de teste de 6000 ft (1828,80 m) de profundidade com o intuito de validar o modelo desenvolvido.

O'Bryan utilizou três tipos de base óleo (Diesel, Mentor 28 e Conoco LVT) em seus experimentos e desenvolveu uma correlação para estimar a solubilidade do gás em fluidos de perfuração base óleo. Além do metano, etano, dióxido de carbono e uma mistura de gás natural também foram empregados. A partir dos dados experimentais, desenvolveu uma correlação para prever a solubilidade desses gases (metano, etano, dióxido de carbono e uma mistura de gás natural) nos fluidos estudados. Essa correlação é mostrada na Equação 2.1.

$$R_{so} = \left(\frac{P}{a \cdot T^b} + c \right)^n \quad (2.1)$$

Onde R_{so} é a solubilidade do gás na base óleo em *scf/stb*, P é a pressão em *psia*, T é a temperatura em $^{\circ}F$ e a , b , c e n são parâmetros que variam de acordo com o gás utilizado. Essas constantes são mostradas na Tabela 2.3.

Tabela 2.3: Parâmetros da correlação desenvolvida por O'Bryan (1988).

Gás	a	b	c	n
Metano	1,922	0,2552	$4,94 \cdot e^{(0,00081 \cdot P + 0,00177 \cdot T)}$	$0,8922 \cdot \gamma_o^{-0,6032}$
Etano	0,033	0,8041	0	$0,8878 \cdot \gamma_o^{-0,7521}$
Dióxido de Carbono	0,059	0,7134	$0,3352 \cdot e^{(0,0101 \cdot P + 0,0441 \cdot T)}$	1,0

Onde γ_o é a densidade específica da base óleo.

O'Bryan também desenvolveu correlações para a solubilidade desses gases na água, em função da temperatura e pressão. Sugeriu que a solubilidade do gás no fluido de perfuração é obtida a partir da adição das solubilidades dos componentes individuais multiplicada pela sua respectiva fração volumétrica. Utilizou a equação de estado de Peng-Robinson com parâmetros de interação binária oriundos da literatura para prever o inchamento do fluido de perfuração devido à solubilização do gás. Sua contribuição no modelo termodinâmico foi a inclusão de um termo de ajuste do peso molecular, G , ao peso molecular médio do gás livre da base óleo, sendo modelado e calculado de acordo com a Equação 2.2. Essa expressão foi obtida a partir dos dados experimentais (empiricamente).

$$G = 26,4 - 0,001607 \cdot R_s + (1,641 \cdot 10^{-7}) \cdot R_s^2 \quad (2.2)$$

A Equação 2.3 mostra a relação utilizada por O'Bryan para estimar o *pit gain* em fluidos de perfuração base óleo.

$$V_g = \frac{1000}{R_{sm}} [f_o \cdot (B_{og} - B_o)] \quad (2.3)$$

Onde V_g é o *pit gain* em $\text{bbl}/1000\text{scf}$, f_o é a fração volumétrica de óleo, B_o e B_{og} são os fatores volume de formação da fase óleo sem gás dissolvido e com gás dissolvido, respectivamente, e R_{sm} é a razão gás/fluido de perfuração em scf/stb .

O poço de teste utilizado por O'Bryan simula uma lâmina d'água de 3000 ft (914,40 m) e seção do poço com profundidade de 3000 ft (914,40 m). O esquema do poço utilizado nos experimentos é mostrado na Figura 2.2. Os experimentos foram feitos utilizando fluido de perfuração base óleo e injetando gás metano. *Pit gain*, tempo de expulsão do gás e pressão no fundo do poço foram os parâmetros monitorados durante os experimentos.

Foram feitos três experimentos com diferentes volumes de gás. As condições dos três experimentos são mostradas na Tabela 2.4.

Tabela 2.4: Condições dos experimentos em poço de teste feitos por O'Bryan (1988).

Exp. Nº	Fluido de Perfuração					Gás	
	ρ_m	OWR	μ_p	Y.P.	Vazão	Volume	GMR
	ppg		cP	lbf / 100 ft ²	bpm	scf	scf / stb
1	8,2	64:36	22	16	1,95	4,978	185
2	8,1	64:36	21	12	2,85	8,132	178
3	7,85	64:36	21	12	1,08	10,274	235

Outros dados pertinentes são: temperatura na superfície (26,67 °C ou 80°F), pressão na superfície (15,025 psia) e gradiente geotérmico (1,3 °F/100 ft).

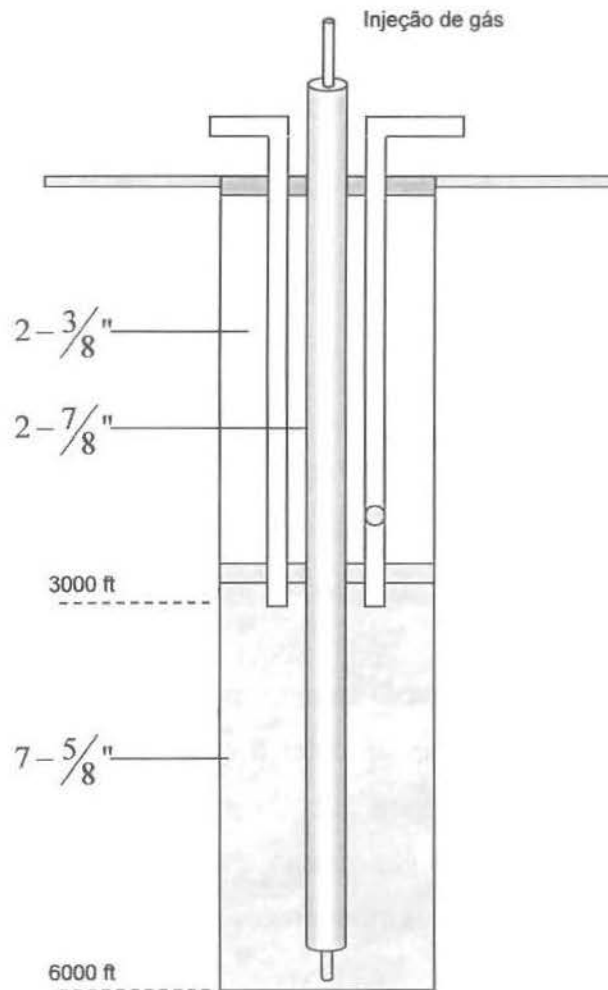


Figura 2.2: Esquema do poço de teste utilizado por O'Bryan (1988).

Berthezene *et al.* (1999) ampliaram a faixa de temperatura e de componentes estudada por O'Bryan. Fizeram experimentos para avaliar a solubilidade do metano em fluidos de perfuração utilizando quatro tipos de base óleo: diesel, óleo mineral, óleo sintético e éster. A composição do diesel utilizado é mostrada na Tabela 2.5.

Tabela 2.5: Composição do óleo diesel utilizado por Berthezene *et al.* (1999).

	n-alcenos	iso-parafinas	naftenos	aromáticos	C ₂₀ +saturados	Total
C ₁₀				0,11		0,11
C ₁₁			0,04	0,43		0,48
C ₁₂	0,06	0,17	0,65	3,04		3,92
C ₁₃	0,32	0,74	2,67	6,35		10,08
C ₁₄	1,00	3,49	3,13	1,76		9,38
C ₁₅	1,46	8,42	1,88			11,76
C ₁₆	1,85	18,93				20,78
C ₁₇	1,86	13,34		0,92		16,12
C ₁₈	1,46	11,29		0,97		13
C ₁₉	0,91	4,83		0,29		6,03
C ₂₀	0,49	3,06			1,58	5,14
C ₂₁	0,18				1,62	1,8
C ₂₂	0,13				0,55	0,68
Total	9,74	64,27	8,37	13,87	3,75	100

Os experimentos foram feitos na temperatura de 90°C e pressões na faixa de 150 a 350 bar. Com o intuito de poder avaliar o comportamento dessas misturas em outras condições de temperatura e pressão diferentes das avaliadas nos experimentos, ajustaram o parâmetro de interação binária utilizando a equação de estado de Peng-Robinson (1978).

Em todos os experimentos, observaram que a solubilidade é maior do que a calculada a partir da adição das solubilidades individuais de cada componente (água e óleo). Entretanto, essa diferença é menor do que o erro experimental, o que implica que o emprego da adição das solubilidades individuais é representativo.

As composições utilizadas no ajuste da equação de estado de Peng-Robinson (1978) não foram as mesmas composições das misturas reais. O diesel, por exemplo, foi considerado um

pseudo-componente simples. As composições e propriedades dos óleos utilizados para modelar a equação de estado são mostradas na Tabela 2.6.

Tabela 2.6: Propriedades dos quatro óleos utilizados para modelar a equação de estado (Berthezene *et al.*, 1999).

	Componente	%molar base óleo	T_c (°C)	P_c (bar)	ω	Origem
Diesel	Pseudo-componente	100	460,3	15,4	0,8065	Lee e Kesler (1975)
Óleo Mineral	n-C ₁₁	3,75	365,6	19,3	0,5362	DIPPR (1985)
	n-C ₁₂	15,14	385,0	17,8	0,5734	DIPPR (1985)
	n-C ₁₃	55,96	402,6	16,5	0,6186	DIPPR (1985)
	n-C ₁₄	25,15	419,2	15,2	0,6617	DIPPR (1985)
Óleo olefínico	Metileno tridecano	9,6	418,2	15,8	0,6101	Joback
	1-tetradeceno	57,6	418,8	15,5	0,6482	DIPPR (1985)
	n-tetradeceno	4,0	417,0	15,9	0,6243	Joback
	Metileno pentadecano	12,1	447,0	13,6	0,6751	Joback
	1-hexadeceno	15,7	448,8	13,5	0,7319	DIPPR (1985)
	n-hexadeceno	1,0	446,0	13,7	0,6885	Joback
Éster	Etil-hexil-oleato	100	327,1	9,5	1,0704	Ambrose

Silva (2004) estudou a interação entre metano e líquidos orgânicos utilizados em fluidos de perfuração. Mediu e analisou as propriedades termodinâmicas das misturas gás-líquido utilizando dois óleos (n-parafina e éster). Esses fluidos são utilizados frequentemente como base do fluido de perfuração. A faixa de temperatura dos experimentos foi de 70°C a 90°C. Propriedades termodinâmicas como pressão de bolha, solubilidade, fator volume de formação e densidade foram avaliadas. Os resultados experimentais para pressão de saturação foram ajustados pela equação de estado de Peng-Robinson (1978) utilizando o programa CMG WinProp (2005).

A partir desse ajuste Silva apresentou dois polinômios da pressão de saturação em função da percentagem molar de metano para duas temperaturas (70°C e 90°C). Essas equações são mostradas pelas Equações 2.4 e 2.5.

$$P = 0,0001x^3 + 0,0058x^2 + 0,4305x - 1,9571 \quad (2.4)$$

$$P = 0,0002x^3 - 0,0147x^2 + 0,7616x - 5,0961 \quad (2.5)$$

Silva observou, de acordo com os dados experimentais, que a solubilidade do metano no éster é menor do que a solubilidade do metano na n-parafina. A análise dos resultados a partir de Peng-Robinson mostrou que existe uma pequena dependência da pressão de saturação da mistura em relação à temperatura para a faixa de temperatura (50 °C a 150 °C) e frações molares (15% a 75%) avaliadas. A faixa de temperatura utilizada no simulador é diferente da faixa de temperatura utilizada nos experimentos.

2.2 Termodinâmica de Misturas

Esta seção foi organizada nos seguintes tópicos: equações de estado, equilíbrio líquido vapor utilizando equações de estado e regras de mistura.

Quando se trabalha com o equilíbrio de fases em misturas multicomponentes, existem duas formas possíveis para o tratamento do assunto:

- Utilizar uma equação de estado para a fase vapor e correlações empíricas de coeficientes de atividade para a fase líquida;
- Utilizar uma única equação de estado para representar as fases presentes no sistema em equilíbrio.

A última metodologia é mais utilizada em simuladores composicionais. Simuladores composicionais são simuladores numéricos que utilizam equações de balanço de massa ou de moles dos componentes que constituem as diversas fases existentes no reservatório. Esses simuladores são utilizados para o estudo do comportamento de certos tipos de reservatório de petróleo.

Apesar de nenhuma equação de estado conseguir prever corretamente o comportamento do líquido, optou-se por esta alternativa, pois a mesma apresenta melhor desempenho que as correlações empíricas de coeficientes de atividade. Com o intuito de minimizar o erro na previsão dos dados na fase líquida obtidos pela equação de estado, uma alternativa é o uso de translações

de volume. O Apêndice A apresenta uma revisão das principais translações de volume desenvolvidas.

2.2.1 Equações de Estado

Uma equação de estado de determinada substância ou mistura, é uma função que relaciona pressão, temperatura e volume e pode ser representada matematicamente da seguinte forma:

$$f(P, V, T, m) = 0 \quad (2.6)$$

A equação de estado descrita pela Equação 2.6 depende também da quantidade da substância que está presente. Existe outra forma de se escrever uma equação de estado na qual dependa somente da natureza da substância e não da quantidade da substância que está presente, substituindo-se todas as propriedades extensivas por seus valores específicos (por unidade de massa ou mol), correspondentes. Neste caso a equação de estado torna-se:

$$f(P, v, T) = 0 \quad (2.7)$$

A primeira equação de estado conhecida é a equação para os gases ideais que é uma função linear e foi obtida a partir de dados experimentais.

$$P = \frac{RT}{V_m} \quad (2.8)$$

A perfeita concordância entre os dados experimentais e a equação dos gases ideais é devido ao fato de que as interações moleculares e o comportamento termodinâmico dos gases ideais são muito simples. Com o aumento da densidade, os gases reais apresentam desvios do modelo do gás ideal. Isto é devido ao volume finito das moléculas e à atração intermolecular. Estes dois aspectos das substâncias reais são responsáveis pela condensação dos gases e pela baixa

compressibilidade da matéria nos estados sólido e líquido. O modelo do gás ideal não pode explicar estes fenômenos.

Em 1873 van der Waals propôs uma equação capaz de prever a transição entre as fases líquido e vapor.

$$P = \frac{RT}{V_m - b} - \frac{a}{V_m^2} \quad (2.9)$$

O parâmetro b expressa o volume das moléculas e o parâmetro a expressa as forças de dispersão de curta distância. O primeiro termo da equação de estado representa a repulsão e, o segundo termo, a atração entre as moléculas. O desenvolvimento da equação de van der Waals considera dois fatores: (1) o volume das moléculas, b , o que reduz o volume livre; e (2) as interações entre as moléculas. O grupo de equações de estado empíricas derivadas da equação de van der Waals é chamado de equações de estado cúbicas.

A primeira modificação com sucesso na equação de van der Waals foi proposta por Redlich-Kwong. Esta equação obtém uma representação melhor dos dados experimentais para fluidos simples não-polares e levemente polares do que a equação de van der Waals. Para substâncias altamente polares a reprodução dos dados experimentais não é representativa.

A segunda modificação significativa no desenvolvimento das equações empíricas foi proposta por Soave. Ele introduziu na equação de estado uma função que foi correlacionada a partir de dados de pressão de vapor de diferentes substâncias. Como a pressão de vapor é sensível às propriedades da molécula, ela varia significativamente para moléculas com potencial intermolecular que desvia do potencial intermolecular dos fluidos simples, por exemplo, de moléculas com fortes interações ou cadeias muito longas. Indiretamente, a função de Soave introduz várias propriedades microscópicas na equação de estado sem distinguir sua natureza. Desde então, várias modificações têm sido propostas na função de Soave e no termo de atração.

O mais interessante nas equações cúbicas é sua simplicidade em termos matemáticos. As equações de estado cúbicas podem ser escritas como um polinômio de terceira ordem com

respeito ao volume molar e podem ser resolvidas analiticamente para uma dada temperatura e pressão.

Uma outra modificação na equação de van der Waals foi a alteração proposta por Peng e Robinson (1978). Eles modificaram o termo de atração dependente da densidade na equação de estado de Redlich-Kwong, o que diminuiu o valor do fator de compressibilidade crítico predito pela equação de estado para 0,307. Eles também propuseram uma modificação significativa no valor do k , na função dependente da temperatura, $\alpha(T)$.

A equação cúbica de estado proposta por Peng-Robinson é mostrada pela Equação 2.10.

$$P = \frac{RT}{V_m - b} - \frac{a\alpha}{V_m(V_m + b) + b(V_m - b)} \quad (2.10)$$

O parâmetro α na equação de Peng-Robinson é função da temperatura:

$$\alpha = \left(1 + k \left[1 - \sqrt{\frac{T}{T_c}} \right] \right)^2 \quad (2.11)$$

O parâmetro k modificado:

$$k = 0,37464 + 1,54226\omega - 0,26992\omega^2 \quad \text{para } \omega \leq 0,491 \quad (2.12)$$

$$k = 0,3793 + 1,48503\omega - 0,164423\omega^2 + 0,01666\omega^3 \quad (2.13)$$

Os parâmetros a e b são similares aos da equação de Redlich-Kwong.

$$a = 0,457235529 \frac{R^2 T_c^2}{P_c} \quad (2.14)$$

$$b = 0,077960739 \frac{RT_c}{P_c} \quad (2.15)$$

As equações de estado cúbicas têm uma ou três raízes reais que satisfazem a equação em cada temperatura (T) e pressão (P). As seguintes situações são possíveis:

- Três raízes reais e diferentes (região de duas fases): a maior raiz é o volume de vapor e a menor o volume de líquido. A raiz intermediária não tem significado físico;
- Uma raiz real e duas raízes complexas conjugadas: região de vapor superaquecido;
- Três raízes reais, das quais duas, pelo menos, são iguais: região crítica;
- Três raízes reais e iguais: ponto crítico.

As equações de estado existentes são apenas aproximações, quando usadas para descrever o comportamento de fases de misturas de hidrocarbonetos. Sem realizar uma regressão linear ou um ajuste significativo dos parâmetros da equação de estado para um fluido particular, não se prediz, de forma adequada, o comportamento PVT observado dos fluidos (Silva, 1991). Isso deve-se, além das imprecisões próprias da equação, à complexidade da mistura.

Portanto, é fundamental que, antes de qualquer aplicação que envolva o comportamento multifásico de uma mistura, seja feito um ajuste da equação de estado utilizada para que a mesma possa descrever o comportamento PVT da mistura analisada (Cardoso, 1992).

A simulação matemática do ELV (Equilíbrio Líquido-Vapor) é conseguida através de relações baseadas na termodinâmica do equilíbrio, que podem ser quantitativamente expressas utilizando-se equações de estado.

2.2.2 Equilíbrio Líquido-Vapor utilizando Equações de Estado

Equilíbrio é uma palavra que denota uma condição estática, a ausência de modificações (Smith *et al.*, 2000). Na termodinâmica, ela é usada não somente para significar ausência de modificações, mas também a ausência de qualquer tendência para modificações em uma escala

macroscópica. Dessa forma, um sistema em equilíbrio é aquele que se mantém em condições nas quais não há tendência para ocorrer uma modificação de estado. Um sistema em equilíbrio também pode ser definido como aquele no qual todas as forças estão completamente equilibradas.

O equilíbrio líquido-vapor (ELV) está relacionado a sistemas em que uma única fase líquida está em equilíbrio com o seu vapor. Embora o ELV na região crítica seja de considerável importância nas indústrias do petróleo e de gás natural, a maioria dos processamentos químicos é efetuada em pressões bem mais baixas.

Uma das formas de tratar o equilíbrio líquido-vapor é utilizar os modelos de coeficientes de atividades, entretanto, eles só são aplicados em situações de equilíbrio a baixas pressões. Na resolução de muitos problemas no petróleo trabalha-se com situações em altas pressões. Para este caso, o equilíbrio de fase pode ser descrito a partir de equações de estado.

Existem duas abordagens possíveis para a determinação do equilíbrio líquido-vapor. Uma delas é utilizar o potencial químico como critério para o equilíbrio e a outra é utilizar a fugacidade. Esses dois critérios de equilíbrio são mais bem explicados no Apêndice B. Apesar de ser fundamental para a formulação do critério de equilíbrio de fases, o potencial químico exibe certas características desconfortáveis que desestimulam a sua utilização na solução de problemas práticos. A energia de Gibbs, e conseqüentemente o potencial químico, é definida em relação à energia interna e à entropia, duas grandezas fundamentais para as quais valores absolutos são desconhecidos.

Dessa forma, uma nova função, a fugacidade, é introduzida. A função da fugacidade pode ser empregada em vez do potencial químico para definir o equilíbrio de fase. Além disso, a fugacidade pode ser numericamente determinada e é uma função bem comportada em baixas pressões e/ou baixas concentrações.

O ponto de partida para os cálculos do equilíbrio de fase é, obviamente, o fato das fugacidades de cada espécie nas fases líquida e vapor serem idênticas.

$$\hat{f}_i^v(T, P, x) = \hat{f}_i^l(T, P, y) \quad (2.16)$$

Utiliza-se, neste caso, uma equação de estado para calcular as fugacidades das espécies em ambas as fases, só então o critério de equilíbrio é aplicado.

2.2.3 Regras de Mistura

Para o cálculo do equilíbrio utilizando equações de estado deve-se utilizar regras de mistura. Na literatura encontram-se várias regras de mistura que vão desde as mais simples (relações lineares) até modelos mais elaborados (formas quadráticas).

Os modelos desenvolvidos na literatura levam em conta a forma como os parâmetros interagem. As regras de mistura não são relações lineares ou formas quadráticas apenas pelo fato de aumentar a complexidade da equação.

Regras de Mistura para a Temperatura Crítica

Método de Li – Spencer e Danner (1973) utiliza a fração volumétrica:

$$T_{c,m} = \sum \phi_i T_{c,i} \quad (2.17)$$

$$\phi_i = \frac{x_i V_{c,i}}{\sum x_j V_{c,j}} \quad (2.18)$$

Chueh-Prausnitz – Spencer e Danner (1973):

$$T_{c,m} = \sum_i \sum_j \phi_i \phi_j T_{c,ij} \quad (2.19)$$

$$T_{c,ij} = (1 - k_{ij})(T_{c,i} T_{c,j})^{1/2} \quad (2.20)$$

$$(1 - k_{ij}) = \frac{8(V_{c,i} V_{c,j})^{1/2}}{(V_{c,i}^{1/2} + V_{c,j}^{1/2})^3} \quad (2.21)$$

Hankinson e Thomson (1979) usaram ϕ_i e o parâmetro de componente puro V^* . Essa regra é considerada uma regra de mistura quadrática.

$$T_{c,m} = \left[\sum \phi_i (T_{c,i})^{1/2} \right]^2 \quad (2.22)$$

Regra de Key – Reid *et al.* (1987): similar à regra de Spencer e Danner, com a única diferença de que usa a fração molar no lugar da fração volumétrica.

$$T_{c,m} = \sum x_i T_{c,i} \quad (2.23)$$

Outras regras de mistura quadráticas:

$$T_{c,m} = \sum_i \sum_j x_i x_j T_{c,ij} \quad T_{c,ij} = (1 - k_{ij})(T_{c,i} T_{c,j})^{1/2} \quad (2.24)$$

$$T_{c,m} = \sum_i \sum_j x_i x_j T_{c,ij} \quad T_{c,ij} = (1 - k_{ij}) \frac{(T_{c,i} T_{c,j})}{2} \quad (2.25)$$

Quando o parâmetro de interação binária k_{ij} não é utilizado essas equações são simplificadas.

A regra de mistura para a Equação de Lee-Kesler – Sandler (1994) foi obtida a partir da modificação da regra de Hankinson e Thomson (1979).

$$T_{c,m} = \frac{\sum_i \sum_j x_i x_j V_{c,ij}^{1/4} T_{c,ij}}{V_{c,m}^{1/4}} \quad (2.26)$$

$$T_{c,ij} = (T_{c,i} T_{c,j})^{1/2} \quad (2.27)$$

Regras de Mistura para o Volume Crítico e o Volume Característico

HBT original:

$$V_m^* = \frac{1}{4} \left[\sum x_i V_i^* + 3 \left(\sum x_i (V_i^*)^{2/3} \right) \left(\sum x_i (V_i^*)^{1/3} \right) \right] \quad (2.28)$$

$$V_{c,m} = \sum_i \sum_j x_i x_j V_{c,ij} \quad (2.29)$$

$$V_{c,ij} = (1 - k_{ij}) \frac{1}{8} (V_{c,i}^{1/3} + V_{c,j}^{1/3})^3 \quad (2.30)$$

Essa equação pode ser usada como uma regra de mistura para V_m^* porque os valores de V^* para compostos puros são próximos do V_c . O volume característico V^* (cm^3/mol) é um parâmetro de ajuste e é obtido, de acordo com Hankinson e Thomson, a partir da seguinte expressão:

$$V^* = \frac{RT_c}{P_c} \cdot (a + b \cdot \omega_{SRK} + c \cdot \omega_{SRK}^2) \quad (2.31)$$

A Tabela 2.7 mostra os valores de a , b e c para nove classes de fluidos.

Tabela 2.7: Parâmetros da expressão para o volume característico definida por Hankinson e Thomson (1979).

Tipo	a	b	c
Parafinas	0,290531	-0,08057958	0,02276965
Olefinas e Diolefinas	0,3070619	-0,2368581	0,2834693
Cicloparafinas	0,6564296	-3,391715	7,442388
Aromáticos	0,2717636	-0,05759377	0,05527757
Hidrocarbonetos	0,2851686	-0,06379110	0,01379173
Compostos Sulfúricos	0,3053426	-0,1703247	0,1753972
Fluorcarbonos	0,5218098	-2,346916	5,407302
Líquidos Criogênicos	0,2960998	-0,05468500	-0,1901563
Gases Condensados	0,2828447	-0,1183987	0,1050570

Hankinson e Thomson (1979) sugeriram que o volume crítico pode ser estimado dos dados de V^* na região de saturação.

$$V_{c,m} = \sum_i \sum_j x_i x_j V_{c,ij} \quad (2.32)$$

$$V_{c,ij} = (1 - k_{ij}) (V_{c,i} + V_{c,j})^{1/2} \quad (2.33)$$

Regras de Mistura para o Fator Acêntrico

Hankinson e Thomson (1979) fizeram uma combinação linear em função da fração molar.

$$\omega_{SRK,m} = \sum_i x_i \omega_{SRK,i} \quad (2.34)$$

A Equação 2.34 pode ser escrita em termos da fração volumétrica:

$$\omega_m = \sum_i \phi_i \omega_i \quad (2.35)$$

Maezawa *et al.* (1991) elaboraram uma regra quadrática.

$$\omega_m = \sum_i \sum_j x_i x_j (1 - k_{ij}) (\omega_i \omega_j)^{1/2} \quad (2.36)$$

Regras de Mistura para a Pressão Crítica

Thomson *et al.* (1982):

$$P_{c,m} = \frac{(0,291 - 0,080 \omega_{SRK,m}) RT_{c,m}}{V_m^*} \quad (2.37)$$

Lee e Kesler:

$$P_{c,m} = \frac{(0,2905 - 0,085\omega_m)RT_{c,m}}{V_{c,m}} \quad (2.38)$$

Regras de Mistura para a Pressão de Bolha

Existem correlações na literatura que foram desenvolvidas para estimar a pressão de bolha das substâncias. Para componentes puros existem as correlações de Antoine e Wagner – Reid *et al.* (1987). Para misturas multicomponentes, uma correlação foi desenvolvida por Reidel (1987).

Equação da pressão de vapor de Reidel (1987):

$$P_{s,m} = P_{c,m} \cdot P_{r,m} \quad (2.39)$$

$$\log P_{r,m} = P_{r,m}^{(0)} + \omega_{SRK,m} P_{r,m}^{(1)} \quad (2.40)$$

$$P_{r,m}^{(0)} = 5,8031817 \log T_{r,m} + 0,07608141\alpha \quad (2.41)$$

$$P_{r,m}^{(1)} = 4,86601 \log T_{r,m} + 0,03721754\alpha \quad (2.42)$$

$$\alpha = 35,0 - \frac{36,0}{T_{r,m}} - 96,736 \log T_{r,m} + T_{r,m}^6 \quad (2.43)$$

$$T_{r,m} = \frac{T}{T_{c,m}} \quad (2.44)$$

Aalto *et al.* (1996) avaliaram cerca de 75 combinações de regras de misturas. O modelo proposto por Aalto *et al.* (1995) para densidades de líquidos compressíveis de hidrocarbonetos puros é ampliado para que seja aplicado às misturas multicomponentes. Desenvolveram um novo modelo a partir da avaliação de 75 combinações de regras de misturas. Utilizando o modelo proposto neste trabalho e comparando com dados experimentais, o desvio médio absoluto

(AAD%) obtido foi de 0,45% e, utilizando as outras regras de misturas estudadas o desvio médio absoluto aumentou para 0,58%. A vantagem do modelo desenvolvido por Aalto *et al.* é que, mesmo sem utilizar o parâmetro de interação binária, apresenta bons resultados para a base de dados estudada.

2.2.4 Modelo Proposto por Aalto *et al.* (1996)

Os cálculos devem ser efetuados a partir das seguintes correlações:

Temperatura crítica:

$$T_{c,m} = \sum_i \sum_j \frac{x_i x_j V_{ij}^* T_{cij}}{V_m^*} \quad (2.45)$$

Volume característico:

$$V_{ij}^* T_{cij} = (V_i^* V_j^* T_{ci} T_{cj})^{1/2} \quad (2.46)$$

$$V_m^* = \frac{1}{4} \left[\sum_i x_i V_i^* + 3 \left(\sum_i x_i (V_i^*)^{2/3} \right) \left(\sum_i x_i (V_i^*)^{1/3} \right) \right] \quad (2.47)$$

Fator acêntrico:

$$\omega_m = \sum_i \sum_j x_i x_j (1 - k_{ij}) (\omega_i \omega_j)^{1/2} \quad (2.48)$$

Pressão crítica:

$$P_{c,m} = \frac{(0,291 - 0,080 \omega_{SRK,m}) R T_{c,m}}{V_m^*} \quad (2.49)$$

No desenvolvimento do modelo termodinâmico optamos pelo uso de uma equação de estado devido à sua simplicidade em termos matemáticos e a mesma apresentar um melhor desempenho que as correlações empíricas. Além disso, as correlações empíricas, geralmente estão limitadas à faixa de temperatura e pressão em que foram modeladas. Neste caso, não trabalhamos com o modelo proposto por Aalto e sim regras de misturas para os parâmetros da equação de estado.

Uma equação de estado acoplada às regras de misturas adequadas e parâmetros de interação binária coerentes são os componentes necessários para um bom modelo termodinâmico.

Capítulo 3

Metodologia

Vários cálculos comumente efetuados na indústria química bem como na indústria do petróleo utilizam o princípio do equilíbrio termodinâmico entre as fases como base. Entre esses cálculos pode-se citar: liberação *flash*, ponto de bolha, ponto de orvalho, processos de expansão e compressão à massa e volume constantes e processos de liberação diferencial.

O princípio da coexistência de fases em equilíbrio implica na igualdade de temperatura, pressão e potencial químico entre os componentes nas diversas fases, ou seja, equilíbrio térmico, mecânico e mássico.

Neste capítulo é modelado o comportamento bifásico e multifásico de misturas a partir das equações de estado, compostas por uma fase líquida e uma fase gasosa. O modelo proposto também pode ser utilizado para cálculos com misturas que envolvam outros compostos além de hidrocarbonetos com uma única restrição ao parâmetro de interação binária.

As equações de estado escritas para misturas de fluidos são exatamente as mesmas quando comparadas às equações de estado apresentadas para fluidos puros. A informação adicional necessária para a sua aplicação à misturas é que os parâmetros da equação de estado agora são dependentes da composição.

As equações de estado cúbicas no volume molar são capazes de descrever o comportamento das fases líquida e vapor de fluidos puros. A utilização dessas equações para misturas requer que os parâmetros da equação de estado sejam representados como funções da composição. Essa dependência com a composição é frequentemente imposta por regras de mistura empíricas, que já foram mencionadas anteriormente.

Optou-se por usar uma equação de estado cúbica pelo fato da mesma ser suficientemente geral para ser usada para líquidos, bem como para gases. Além disso, ela não é muito complexa de modo a levar à dificuldades numéricas ou analíticas em sua utilização. As equações polinomiais cúbicas no volume molar apresentam um compromisso entre generalidade e simplicidade que é adequado a muitas aplicações. As equações cúbicas são, na verdade, as equações mais simples capazes de representar o comportamento tanto de líquidos quanto de vapores.

3.1 Cálculo do Fator de Compressibilidade

3.1.1 Substâncias Simples

Substituindo o volume molar na Equação 2.10 pela seguinte relação definida pela Equação 3.1.

$$V_m = \frac{ZRT}{P} \quad (3.1)$$

Neste caso, obtém-se a equação de estado na forma cúbica para o fator de compressibilidade.

$$A \cdot Z^3 + B \cdot Z^2 + C \cdot Z + D = 0 \quad (3.2)$$

$$A = 1 \quad (3.3)$$

$$B = \frac{bP}{RT} - 1 \quad (3.4)$$

$$C = \frac{aP}{R^2T^2} - 2 \cdot \frac{bP}{RT} - 3 \cdot \left(\frac{bP}{RT}\right)^2 \quad (3.5)$$

$$D = \left(\frac{bP}{RT}\right)^3 + \left(\frac{bP}{RT}\right)^2 - \left(\frac{aP}{R^2T^2}\right)\left(\frac{bP}{RT}\right) \quad (3.6)$$

Os parâmetros a e b são definidos, respectivamente, pelas Equações 2.14 e 2.15. A resolução da Equação 3.2 irá resultar em três valores, o menor valor é o fator de compressibilidade para a fase líquida e o maior o fator de compressibilidade para a fase vapor.

3.1.2 Misturas

A relação utilizada é a mesma definida pela Equação 3.2. Para o cálculo do fator de compressibilidade de misturas emprega-se regras de misturas. As regras de mistura para os parâmetros a_m e b_m adotadas neste trabalho foram:

$$a_m = \sum_{i=1}^N \sum_{j=1}^N x_i x_j (a_i a_j)^{0.5} (1 - k_{ij}) \quad (3.7)$$

$$b_m = \sum_{i=1}^N x_i b_i \quad (3.8)$$

Então, os parâmetros a e b utilizados nas Equações 3.4 a 3.6 são substituídos por a_m e b_m . Esses parâmetros de mistura, a_m e b_m , nada mais são do que relações ponderadas das composições de cada componente da mistura com o seu respectivo a e b , ou melhor, a_i e b_i .

3.2 Cálculo do Volume Molar

A metodologia utilizada para o cálculo do volume molar de mistura e substâncias simples é, basicamente, a mesma utilizada para o cálculo do fator de compressibilidade.

3.2.1 Substâncias Simples

Resolvendo a Equação 2.10 para o volume:

$$A \cdot V^3 + B \cdot V^2 + C \cdot V + D = 0 \quad (3.9)$$

$$A = 1 \quad (3.10)$$

$$B = b - \frac{RT}{P} \quad (3.11)$$

$$C = \frac{a}{P} - 2b \frac{RT}{P} - 3b^2 \quad (3.12)$$

$$D = b^3 + b^2 \frac{RT}{P} - b \frac{a}{P} \quad (3.13)$$

As Equações 3.2 e 3.9 podem ser facilmente resolvidas por um método analítico ou numérico. Neste trabalho optou-se por ambos os métodos. O método analítico de Tartaglia e o método numérico de Newton-Raphson.

3.2.2 Misturas

O procedimento para o cálculo do volume molar de misturas é similar ao cálculo do fator de compressibilidade para misturas. Apenas os parâmetros a e b são modificados para que sejam feitas médias ponderadas dos valores individuais de cada componente a_i e b_i .

É importante salientar que foi feita uma manipulação para que o procedimento utilizado para a obtenção das raízes da equação (Método de Newton-Raphson) convergisse mais rapidamente. Então, como o fator de compressibilidade é um parâmetro que possui valores da ordem de grandeza de uma unidade, o mesmo é utilizado. Utiliza-se a equação cúbica no fator de compressibilidade. As raízes desta equação são encontradas a partir do método de Newton-Raphson e só então o volume específico é obtido.

3.3 Cálculo da Fugacidade

A fugacidade para substâncias simples é função somente da pressão e temperatura. Quando se trabalha com misturas, a fugacidade é função também da composição da mistura.

3.3.1 Substâncias Simples

Como já foi definido anteriormente, uma das formas de determinar o equilíbrio entre as fases é a igualdade da fugacidade das espécies em cada fase. Para substâncias simples o procedimento é o mesmo, sendo que o processo é efetuado apenas para uma substância.

$$f^V = P \cdot \exp \left[(Z^V - 1) - \log(Z^V - B) - \left(\frac{A}{2\sqrt{2}B} \right) \log \left(\frac{Z^V + (1 + \sqrt{2})B}{Z^V - (1 - \sqrt{2})B} \right) \right] \quad (3.14)$$

$$f^L = P \cdot \exp \left[(Z^L - 1) - \log(Z^L - B) - \left(\frac{A}{2\sqrt{2}B} \right) \log \left(\frac{Z^L + (1 + \sqrt{2})B}{Z^L - (1 - \sqrt{2})B} \right) \right] \quad (3.15)$$

Os parâmetros A e B são definidos como:

$$A = \frac{aP}{R^2T^2} \quad (3.16)$$

$$B = \frac{bP}{RT} \quad (3.17)$$

3.3.2 Misturas

O cálculo da fugacidade para misturas deve ser efetuado individualmente para cada componente. Como já foi dito anteriormente, quando se trata de mistura a função fugacidade recebe um outro parâmetro: composição da mistura.

$$f_i^V = y_i \cdot P \cdot \exp \left[\frac{b_i}{b_m} (Z^V - 1) - \log(Z^V - B) - \left(\frac{A}{2\sqrt{2}B} \right) \left(\frac{2}{a_m} \sum_{i=1}^N \sum_{j=1}^N a_{ij} y_i - \frac{b_i}{b_m} \right) \log \left(\frac{Z^V + (1 + \sqrt{2})B}{Z^V - (1 - \sqrt{2})B} \right) \right] \quad (3.18)$$

$$f_i^L = x_i \cdot P \cdot \exp \left[\frac{b_i}{b_m} (Z^L - 1) - \log(Z^L - B) - \left(\frac{A}{2\sqrt{2}B} \right) \left(\frac{2}{a_m} \sum_{i=1}^N \sum_{j=1}^N a_{ij} x_i - \frac{b_i}{b_m} \right) \log \left(\frac{Z^L + (1 + \sqrt{2})B}{Z^L - (1 - \sqrt{2})B} \right) \right] \quad (3.19)$$

Os parâmetros de mistura da equação são definidos:

$$A = \frac{a_m P}{R^2 T^2} \quad (3.20)$$

$$B = \frac{b_m P}{RT} \quad (3.21)$$

$$a_{ij} = (1 - k_{ij}) (a_i a_j)^{0.5} \quad (3.22)$$

Os parâmetros a_m e b_m foram definidos anteriormente pelas regras de mistura adotadas, de acordo com as Equações 3.7 e 3.8 e os parâmetros individuais dos componentes, a_i e b_i , de acordo com as Equações 2.14 e 2.15, respectivamente.

3.4 Cálculo da Pressão de Bolha

A principal diferença nos cálculos de ponto de bolha em substância simples e em mistura é que, na primeira, a transição entre a fase vapor e a fase líquida ocorre diretamente e, na segunda, existe uma faixa de transição entre as duas fases na qual líquido e gás existem em equilíbrio.

3.4.1 Substâncias Simples

Para o caso de substâncias simples, o ponto de bolha é mais conhecido como pressão de vapor. Para cada temperatura específica tem-se somente um ponto de pressão de vapor. No caso de substâncias simples, a transição entre as fases líquida e vapor ocorre diretamente.

A Figura 3.1 mostra o fluxograma de cálculo da pressão de vapor, utilizando um método iterativo, para qualquer substância simples.

Aplica-se a regra do equilíbrio (igualdade entre as fugacidades do líquido e do vapor de cada componente) no cálculo da pressão de vapor da espécie pura i em uma dada temperatura T . O coeficiente de fugacidade de um líquido puro (ou de um vapor puro) fica em função somente da sua temperatura e pressão, como pode ser verificado nas Equações 3.14 e 3.15. Se os valores da fugacidade calculados satisfazem a relação de equilíbrio (igualdade das fugacidades) então $P = P_i^{sat}$. Caso as fugacidades não sejam iguais, o valor de P que satisfaz esta equação deve ser encontrado, por tentativas ou através de um esquema iterativo adequado.

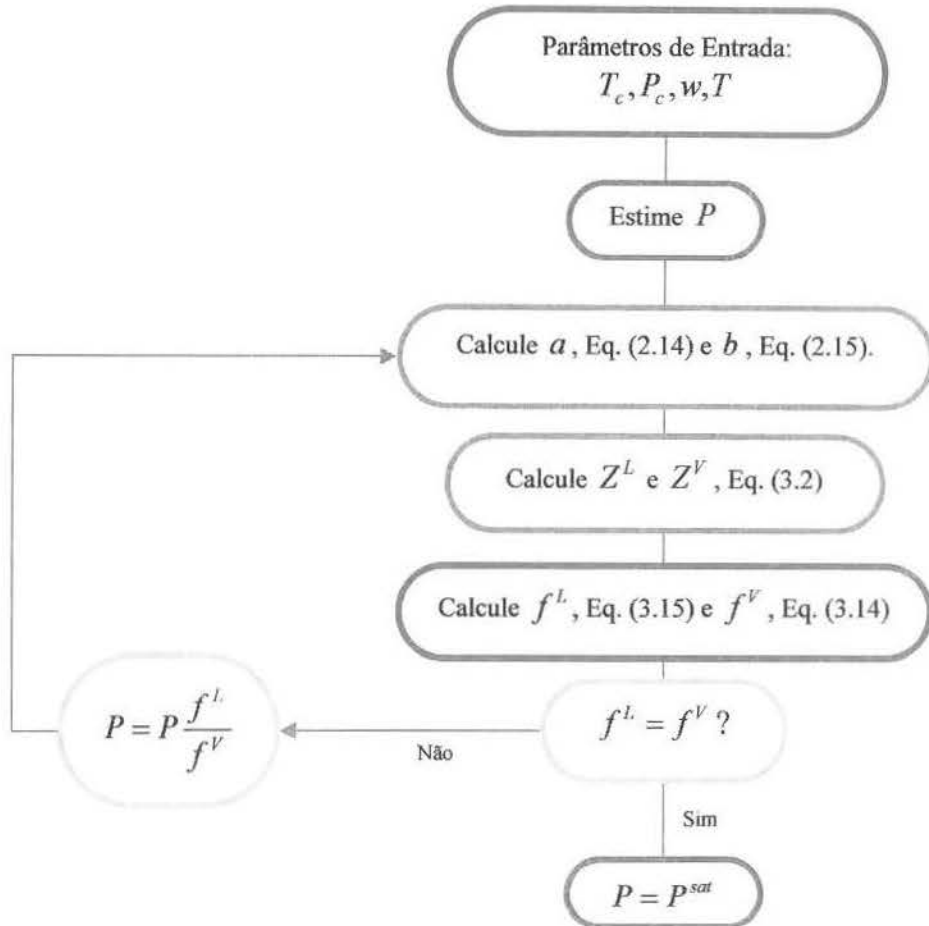


Figura 3.1: Diagrama de blocos para o cálculo da pressão de vapor de substâncias simples.

3.4.2 Misturas

A utilização da relação de igualdade das fugacidades dos componentes na determinação do equilíbrio em misturas é, em princípio, igual ao seu uso no cálculo do equilíbrio de espécies puras, porém os cálculos são bem mais complexos. Neste caso, como já foi descrito anteriormente pelas Equações 3.18 e 3.19, a fugacidade é função da temperatura, pressão e composição da fase (composição da fase líquida, para a fugacidade do líquido e composição da fase vapor para o equilíbrio do vapor).

No cálculo de misturas o procedimento é mais complicado. Não existe uma transição direta entre a fase líquida e a fase vapor. Existe uma faixa em que as duas fases coexistem. O ponto em

que a fase líquida gera a primeira gota de vapor é denominado ponto de bolha. O ponto em que a fase vapor gera a primeira gota de líquido é denominado ponto de orvalho.

A Figura 3.2 apresenta o diagrama de blocos para o cálculo da pressão de bolha em misturas multicomponentes.

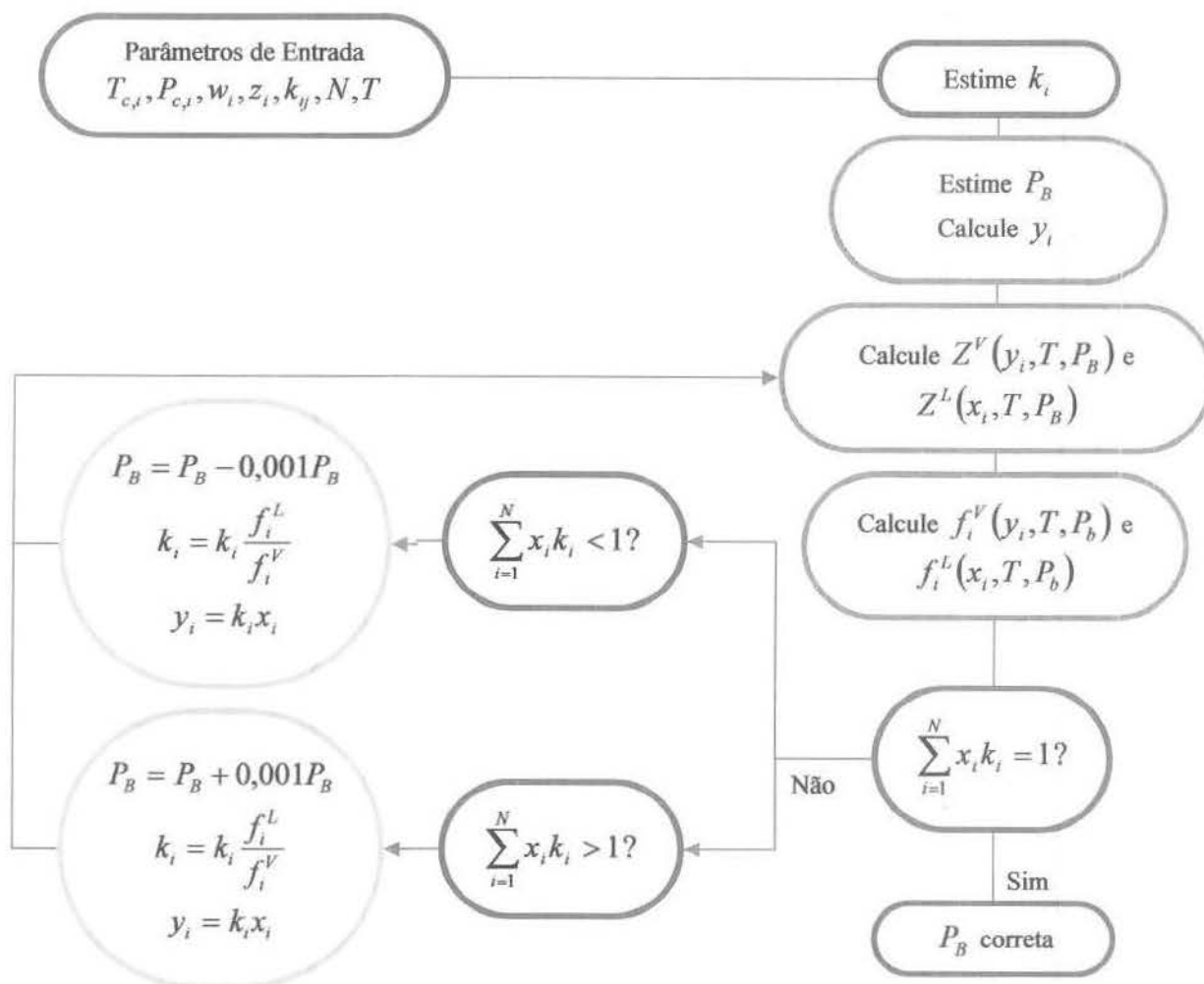


Figura 3.2: Diagrama de blocos para o cálculo da pressão de bolha em misturas multicomponentes.

O procedimento para o cálculo da pressão de orvalho é similar ao da pressão de bolha. Existe diferença apenas no critério de convergência. As Equações 3.23 e 3.24 mostram, respectivamente, o critério de convergência para o ponto de bolha e para o ponto de orvalho.

$$\sum_{i=1}^N x_i k_i = 1 \quad (3.23)$$

$$\sum_{i=1}^N \frac{y_i}{k_i} = 1 \quad (3.24)$$

Para os cálculos do ponto de bolha, onde os x_i são conhecidos, o problema é encontrar o conjunto de valores de k_i que satisfaçam a Equação 3.23. Para os cálculos de pontos de orvalho, onde os y_i são conhecidos, o problema é encontrar o conjunto de valores de k_i que satisfaçam a Equação 3.24. Todos esses cálculos necessitam de esquemas iterativos em função da complexa funcionalidade implícita nas equações.

3.5 Cálculo das Composições – Cálculo *Flash*

O cálculo *flash* é uma importante aplicação do equilíbrio líquido vapor (ELV). Em uma separação *flash*, uma corrente de entrada contendo os componentes com uma dada composição, pressão e temperatura é dividida em duas correntes de saída, representadas aqui pela fase líquida e fase vapor. O esquema de uma separação *flash* em um único estágio é mostrado na Figura 3.3.

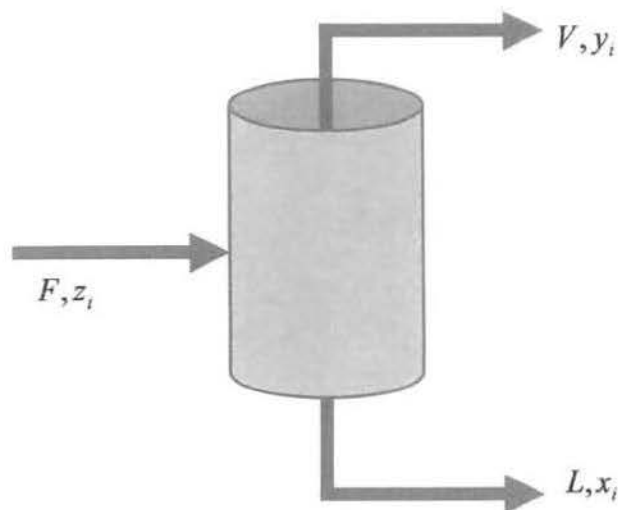


Figura 3.3: Esquema de separação flash em um estágio.

Considera-se aqui somente o *flash* P, T , que se refere a qualquer cálculo das grandezas e composições das fases vapor e líquida que formam um sistema bifásico em equilíbrio a T, P e composição global conhecidas. Têm-se então, duas variáveis independentes (T e P) que são especificadas em um sistema com composição global fixa, isto é, um sistema formado por massas conhecidas de espécies químicas que não reagem.

O sistema é, hipoteticamente, constituído por um mol de espécies químicas, que não reagem, com uma composição global representada por um conjunto de frações molares, z_i .

Sendo L o número de mols de líquido, com frações molares x_i e V os moles de vapor, com frações molares y_i . As equações do balanço de massa são:

$$L + V = 1 \quad (3.25)$$

$$L \cdot x_i + V \cdot y_i = z_i \quad i = 1, 2, \dots, N \quad (3.26)$$

$$\sum_{i=1}^N x_i = 1 \quad (3.27)$$

$$\sum_{i=1}^N y_i = 1 \quad (3.28)$$

$$\sum_{i=1}^N z_i = 1 \quad (3.29)$$

Definindo a razão de equilíbrio, k :

$$k_i = \frac{y_i}{x_i} \quad i = 1, 2, \dots, N \quad (3.30)$$

A razão de equilíbrio é uma medida conveniente da tendência de uma dada espécie química em se distribuir preferencialmente entre as fases líquida e vapor. Embora nada acrescentado ao

conhecimento termodinâmico do equilíbrio líquido-vapor, ela serve como uma medida da volatilidade de uma espécie constituinte, isto é, da sua tendência de se concentrar na fase vapor.

Quando k_i é maior que a unidade, a espécie i se concentra na fase vapor, e quando é menor, ela se concentra na fase líquida, sendo então considerada um constituinte “pesado”. Além disso, o uso dos valores da razão de equilíbrio é computacionalmente conveniente, permitindo a eliminação de um dos conjuntos de frações molares.

Resolvendo a Equação 3.30 para y_i :

$$y_i = k_i \cdot x_i \quad i = 1, 2, \dots, N \quad (3.31)$$

Substituindo essa relação na Equação 3.26, e levando em consideração que $V = 1 - L$:

$$x_i = \frac{z_i}{L + k_i(1 - L)} \quad i = 1, 2, \dots, N \quad (3.32)$$

$$\sum_{i=1}^N \frac{z_i k_i}{1 + (1 - L)(k_i - 1)} = 1 \quad (3.33)$$

$$y_i = \frac{z_i k_i}{(k_i - 1)(1 - L) + 1} \quad (3.34)$$

Na temperatura e composição global fornecidas, o sistema existe como um vapor superaquecido se a sua pressão for menor do que a pressão do ponto de orvalho. Por outro lado, ele existe como um líquido sub-resfriado se a sua pressão for superior à pressão do ponto de bolha.

Somente em pressões entre o ponto de bolha e o ponto de orvalho o sistema é uma mistura em equilíbrio de vapor e líquido. Conseqüentemente, o cálculo *flash* só deve ser efetuado para sistemas em equilíbrio líquido vapor, ou seja, sistemas em que a pressão, para a temperatura e composição global de entrada, está entre a pressão de bolha e a pressão de orvalho.

Então, este problema envolve o cálculo em um sistema, com composição global z_i , T e P dados, de sua fração líquida e das composições da fase vapor y_i e da fase líquida x_i . A equação a ser satisfeita é a Equação 3.33.

Uma forma mais utilizada da Equação 3.33 é admitir que a subtração do somatório das frações do líquido e do vapor é igual a zero, e é representada matematicamente pela Equação 3.35.

$$\sum_{i=1}^N y_i - \sum_{i=1}^N x_i = 0 \quad (3.35)$$

Substituindo as Equações 3.32 e 3.34 na Equação 3.35, chega-se a uma expressão que pode ser resolvida, a partir de um método iterativo, para o número de moles do líquido, L .

$$\sum_{i=1}^N \frac{(k_i - 1)z_i}{(k_i - 1)(1 - L) + 1} = 0 \quad (3.36)$$

O algoritmo para a obtenção das composições das fases no cálculo *flash* é mostrado na Figura 3.4.

Para a primeira estimativa de k_i optou-se pelo uso da correlação de Wilson (1968) pelo fato da mesma ser facilmente calculada, pois é função somente da temperatura e parâmetros críticos dos componentes individuais.

$$k_i = \frac{P_{c,i}}{P} \exp \left[5,37(1 + w_i) \left(1 - \frac{T_{c,i}}{T} \right) \right] \quad P, P_{c,i} \rightarrow psia \text{ e } T, T_{c,i} \rightarrow ^\circ R \quad (3.37)$$

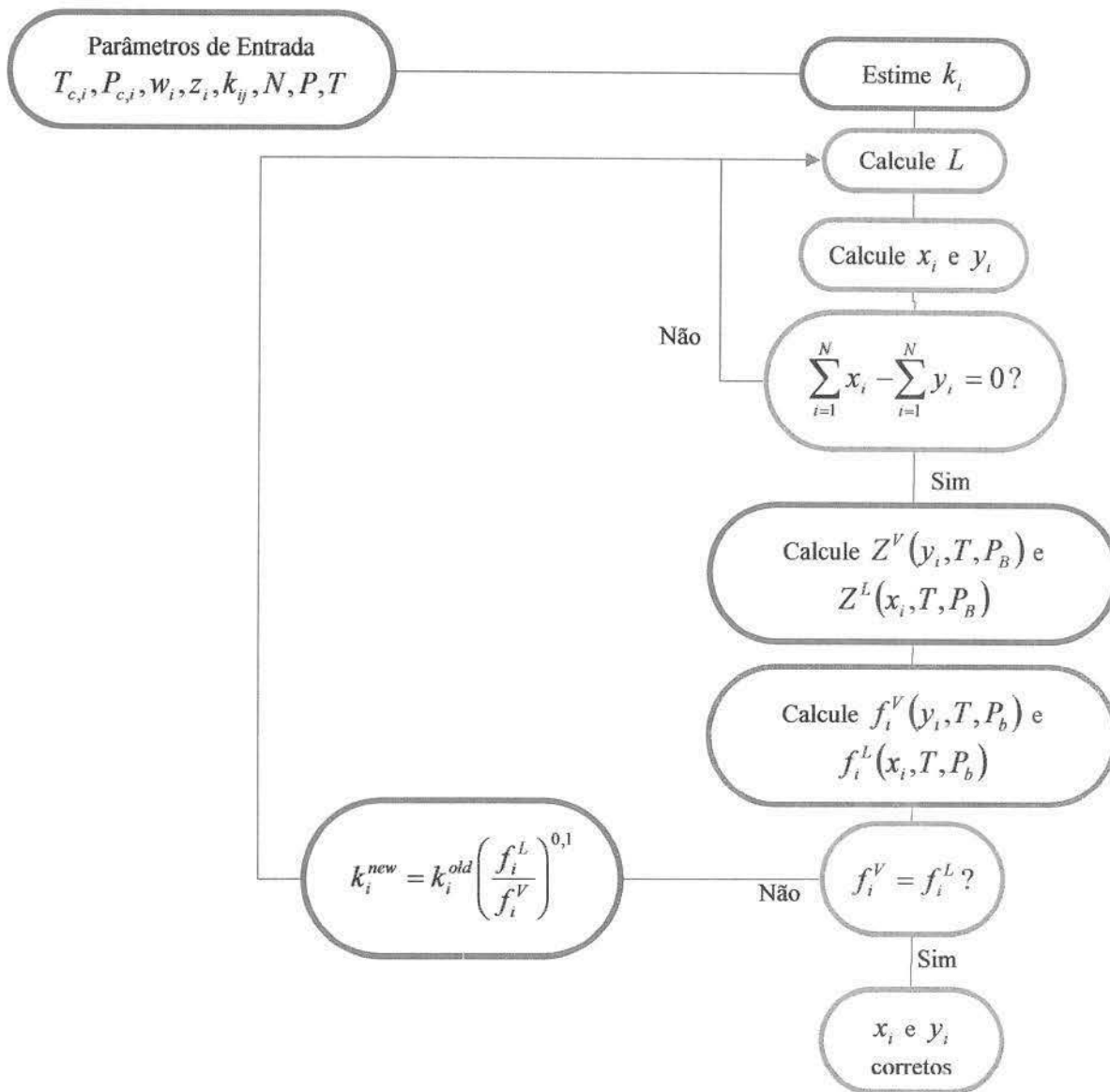


Figura 3.4: Diagrama de blocos para o cálculo de um flash P, T .

3.6 Cálculo do Parâmetro de Interação Binária

Jaubert e Mutelet (2004) propuseram um método de contribuição de grupo para estimar o parâmetro de interação binária. Relacionaram o parâmetro de interação binária, k_{ij} , entre dois componentes i e j , à temperatura, temperatura crítica, pressão crítica e fator acêntrico dos componentes puros.

Este método é relativamente fácil de ser implementado pelo fato de não exigir nenhum parâmetro adicional aos já utilizados pela equação de estado. A única desvantagem deste método é que ele só pode ser utilizado para misturas de hidrocarbonetos pelo fato dos autores só terem definido seis grupos: CH₃, CH₂, CH, C, CH₄ e C₂H₆.

$$k_{ij}(T) = \frac{-\frac{1}{2} \sum_{K=1}^{N_g} \sum_{L=1}^{N_g} (\alpha_{iK} - \alpha_{jK})(\alpha_{iL} - \alpha_{jL}) A_{KL} \left(\frac{298,15}{T} \right)^{\left(\frac{B_{KL}-1}{A_{KL}} \right)} - \left(\sqrt{\frac{a_i(T)}{b_i}} - \sqrt{\frac{a_j(T)}{b_j}} \right)^2}{2 \frac{\sqrt{a_i(T) \cdot a_j(T)}}{b_i \cdot b_j}} \quad (3.38)$$

N_g é a quantidade de grupos diferentes definidos pelo método. Neste caso, $N_g = 6$. O parâmetro α_{iK} é definido como a fração da molécula i ocupada pelo grupo K , ou seja, é a quantidade de grupos K na molécula, dividido pelo número total de grupos presentes na molécula.

$A_{KL} = A_{LK}$ e $B_{KL} = B_{LK}$ são parâmetros de interação dos grupos e são definidos na Tabela 3.1. Um exemplo do cálculo do parâmetro de interação binária é mostrado no Apêndice C.

Em 2005, Jaubert e Mutelet ampliaram sua base de dados para adicionar os sistemas constituídos de compostos aromáticos. Então, dois novos grupos foram adicionados: CH_{aro} e C_{aro}.

A mesma metodologia descrita é utilizada, a única mudança é que temos mais dois grupos, ou seja, $N_g = 8$ e mais dois grupos de parâmetros A e B foram adicionados.

Tabela 3.1: Parâmetros de interação dos grupos: $(A_{KL} = A_{LK})/bar$ e $(B_{KL} = B_{LK})/bar$ (Jaubert e Mutelet, 2005).

	CH₃ (Grupo 1)	CH₂ (Grupo 2)	CH (Grupo 3)	C (Grupo 4)	CH₄ (Grupo 5)	C₂H₆ (Grupo 6)	CHaro (Grupo 7)	Caro (Grupo 8)
CH₃ (Grupo 1)								
CH₂ (Grupo 2)	$A_{12} = 748,1$ $B_{12} = 1657,0$							
CH (Grupo 3)	$A_{13} = 2615,0$ $B_{13} = 3888,0$	$A_{23} = 514,7$ $B_{23} = 796,1$						
C (Grupo 4)	$A_{14} = 3967,6$ $B_{14} = 8043,0$	$A_{24} = 885,3$ $B_{24} = 3150,0$	$A_{34} = -3057,0$ $B_{34} = -2508,0$					
CH₄ (Grupo 5)	$A_{15} = 329,4$ $B_{15} = -350,0$	$A_{25} = 367,2$ $B_{25} = 1084,0$	$A_{35} = 1452,0$ $B_{35} = 3016,0$	$A_{45} = 2639,0$ $B_{45} = 5315,0$				
C₂H₆ (Grupo 6)	$A_{16} = 85,79$ $B_{16} = -295,0$	$A_{26} = 312,3$ $B_{26} = -847,6$	$A_{36} = 1743,0$ $B_{36} = 3521,0$	$A_{46} = 3332,0$ $B_{46} = 2038,0$	$A_{56} = 130,4$ $B_{56} = 68,63$			
CHaro (Grupo 7)	$A_{17} = 902,5$ $B_{17} = 1461,0$	$A_{27} = 297,8$ $B_{27} = 581,7$	$A_{37} = 1033,0$ $B_{37} = 1918,0$	$A_{47} = 1589,0$ $B_{47} = 6132,0$	$A_{57} = 672,6$ $B_{57} = 1675,0$	$A_{67} = 411,8$ $B_{67} = 507,9$		
Caro (Grupo 8)	$A_{18} = 628,0$ $B_{18} = 418,6$	$A_{28} = 37,75$ $B_{28} = 1448,0$	$A_{38} = 61,7$ $B_{38} = -339,7$	$A_{48} = 796,1$ $B_{48} = -3260,0$	$A_{58} = 1393,1$ $B_{58} = 4643,0$	$A_{68} = -30,88$ $B_{68} = 130,4$	$A_{78} = -133,8$ $B_{78} = 202,5$	

Capítulo 4

Resultados do Modelo Termodinâmico

Com a finalidade de validar o modelo termodinâmico desenvolvido, foram feitas comparações de dados da literatura com dados do simulador para substâncias binárias e misturas multicomponentes. O erro absoluto nada mais é que o valor absoluto do desvio entre o valor experimental e o valor calculado dividido pelo valor experimental. É representado matematicamente pela Equação 4.1.

$$Erro(\%) = \frac{abs(P_{exp} - P_{cal})}{P_{exp}} \cdot 100 \quad (4.1)$$

Onde P_{exp} é o valor experimental, P_{cal} é o valor calculado pelo modelo. O desvio médio absoluto é obtido pela relação entre os somatórios dos erros e o número de pontos experimentais.

$$AAD(\%) = \frac{\sum_{i=1}^n Erro(\%)}{n} \quad (4.2)$$

Onde n é o número de pontos experimentais.

4.1 Substâncias Binárias

Os sistemas metano + decano, metano + hexano, metano + dodecano, metano + ciclohexano e metano + benzeno foram simulados.

4.1.1 Sistema Metano/n-Decano

As Figuras 4.1 a 4.4 mostram a pressão de saturação da mistura metano/n-decano obtida pela equação de Peng-Robinson (1978) em relação à fração molar de metano, em quatro temperaturas diferentes. Os dados foram comparados com o do trabalho proposto por Srivastan *et al.* (1992).

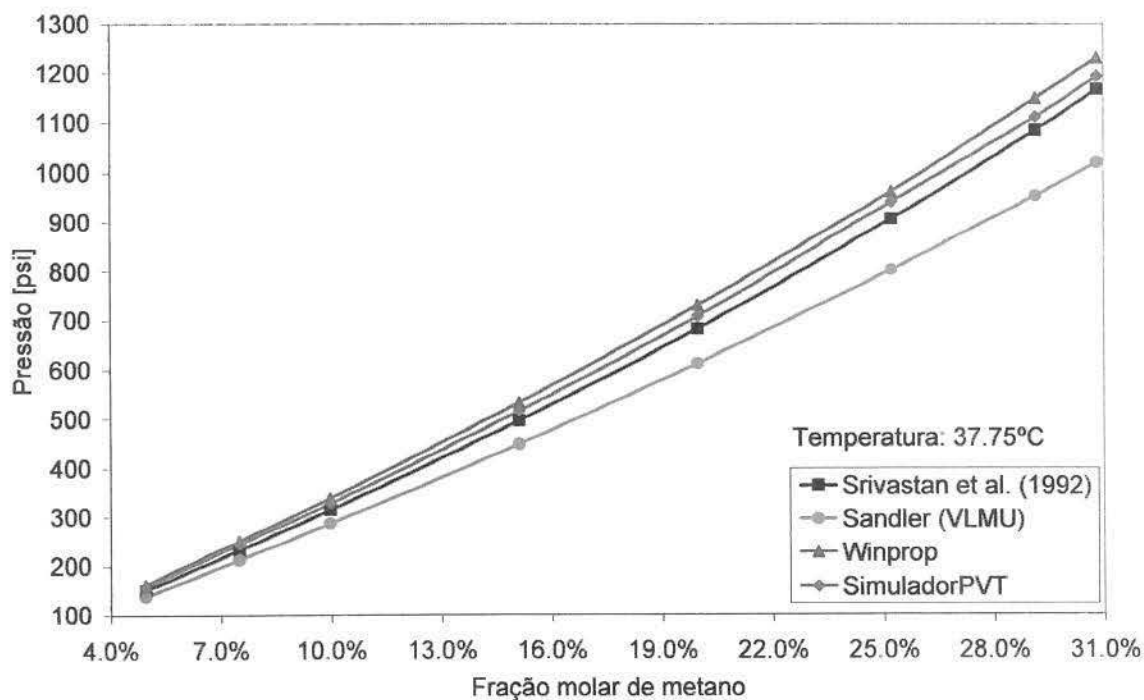


Figura 4.1: Comparação dos resultados obtidos pelo modelo termodinâmico com dados experimentais de Srivastan *et al.* (1992), para o sistema metano/n-decano a 37,75 °C.

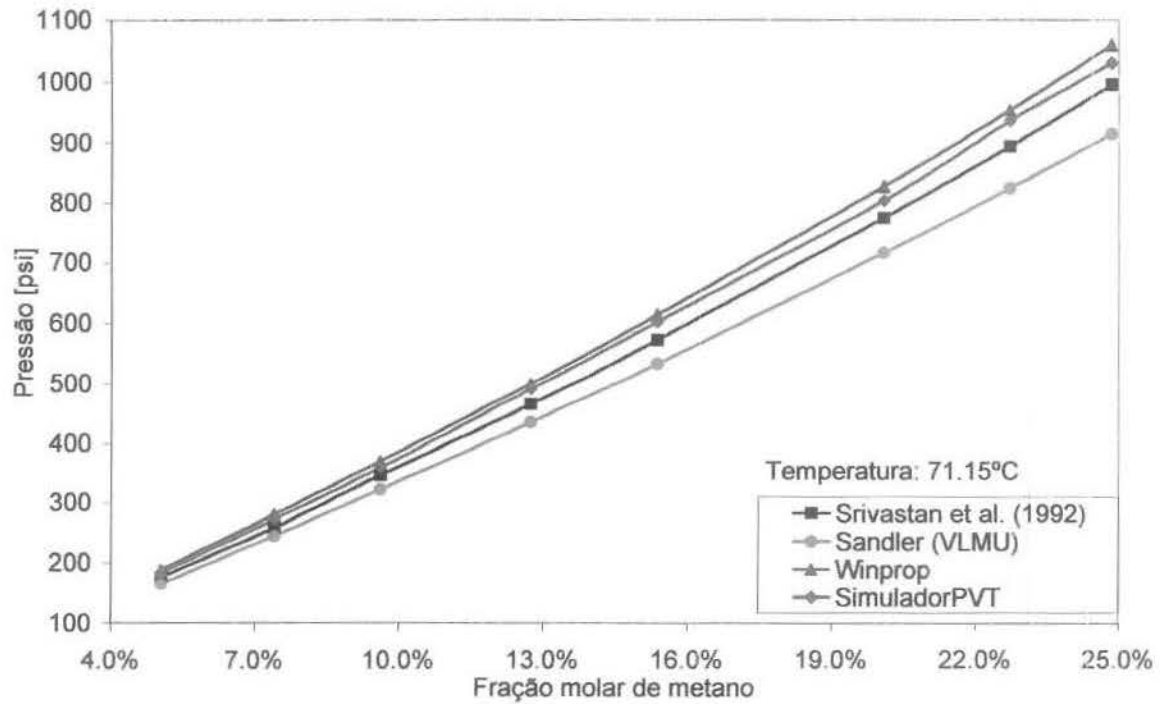


Figura 4.2: Comparação dos resultados obtidos pelo modelo termodinâmico com dados experimentais de Srivastan *et al.* (1992), para o sistema metano/n-decano a 71,15°C.

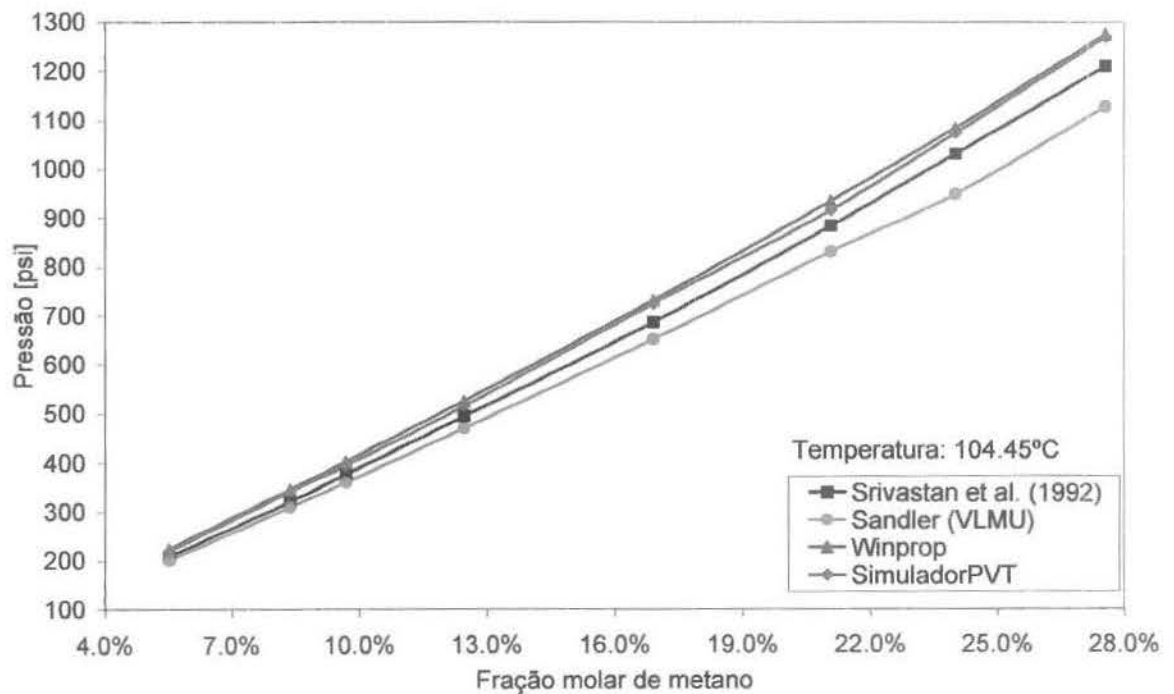


Figura 4.3: Comparação dos resultados obtidos pelo modelo termodinâmico com dados experimentais de Srivastan *et al.* (1992), para o sistema metano/n-decano a 104,45°C.

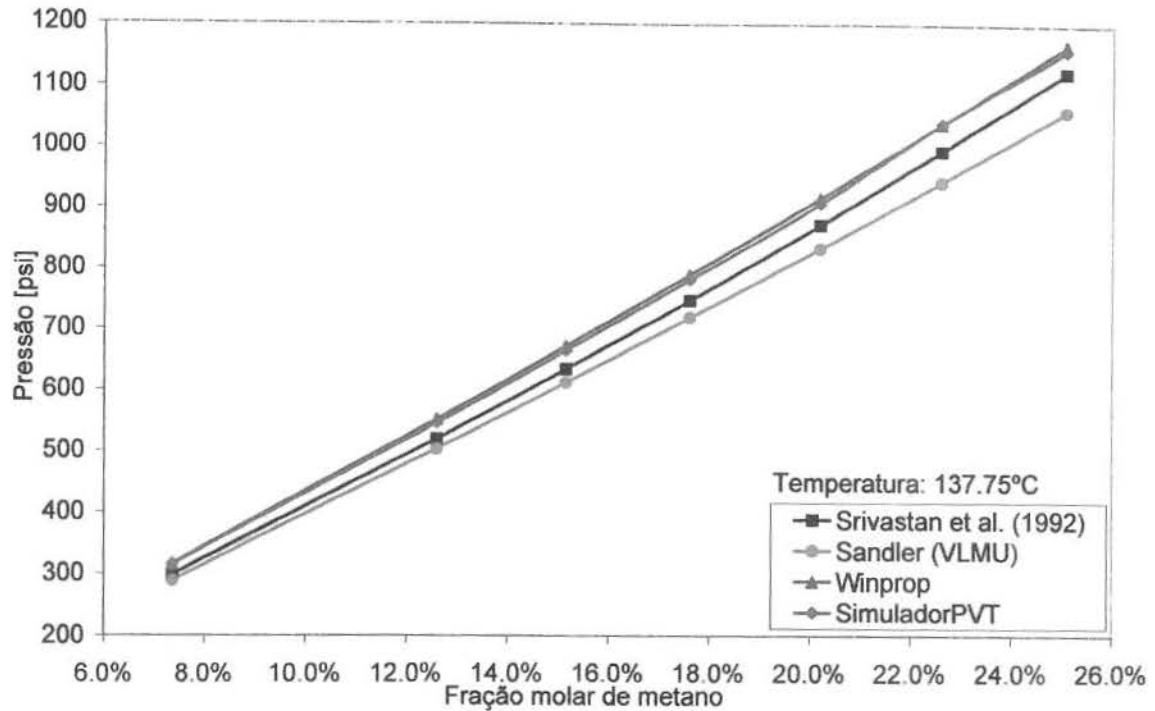


Figura 4.4: Comparação dos resultados obtidos pelo modelo termodinâmico com dados experimentais de Srivastan *et al.* (1992), para o sistema metano/n-decano a 137.75°C.

A Tabela 4.1 mostra o erro (E) e o desvio médio absoluto (AAD) nos cálculos efetuados pelos seguintes programas: Sandler (VLMU), CMG Winprop (2005) e o simulador desenvolvido. Os dados obtidos por estes simuladores estão sendo comparadas com dados experimentais oriundos do trabalho desenvolvido por Srivastan *et al.* (1992).

O simulador desenvolvido por Sandler (VLMU, 1999) trabalha com a equação de estado de Peng-Robinson (1978), entretanto, não utiliza parâmetros de interação binária. O CMG Winprop (2005) utiliza a equação de Peng-Robinson e parâmetros de interação binária, porém o modelo utilizado por este software na obtenção destes parâmetros não é especificado no manual.

O simulador desenvolvido neste trabalho está utilizando parâmetros de interação binária obtidos a partir de um método de contribuição de grupos que já foi descrito no Capítulo 3. Portanto, a diferença principal entre os três simuladores analisados está na metodologia utilizada para o cálculo do parâmetro de interação binária.

Tabela 4.1: Erro (E) e desvio médio absoluto (AAD) para o sistema metano/n-decano em quatro faixas de temperatura.

Fração de metano	T	Srivastan <i>et al.</i> (1992)	Sandler (VLMU)		CMG Winprop		Simulador PVT	
molar	(°C)	P (psi)	P (psi)	E (%)	P (psi)	E (%)	P (psi)	E (%)
5,0%	37,75	15,08	13,78	8,75	16,24	7,69	15,81	4,33
7,5%	37,75	23,21	21,18	8,75	25,09	7,87	24,51	5,50
10,0%	37,75	31,47	28,57	9,17	33,79	7,54	32,78	4,18
15,1%	37,75	49,60	44,82	9,68	53,23	7,36	51,63	4,01
20,0%	37,75	68,17	61,06	10,34	72,95	7,05	70,63	3,71
25,2%	37,75	90,50	80,06	11,51	96,16	6,22	93,98	3,91
29,1%	37,75	108,34	95,14	12,14	114,72	5,95	110,95	2,47
30,8%	37,75	116,61	101,96	12,59	123,14	5,62	119,37	2,35
AAD (%)				10,37		6,91		3,81
5,1%	71,15	17,69	16,53	6,64	18,85	6,87	18,42	3,87
7,4%	71,15	25,96	24,51	5,42	28,14	8,39	27,27	5,28
9,6%	71,15	34,66	32,34	6,90	36,98	6,84	35,97	3,77
12,7%	71,15	46,56	43,51	6,51	50,04	7,47	49,17	5,56
15,4%	71,15	57,29	53,37	6,89	61,35	7,22	60,34	5,23
20,1%	71,15	77,60	71,65	7,59	82,82	6,74	80,50	3,76
22,7%	71,15	89,49	82,53	7,80	95,43	6,71	93,69	4,78
24,8%	71,15	99,64	91,52	8,17	106,02	6,45	103,12	3,56
AAD (%)				6,99		7,09		4,48
5,5%	104,45	20,89	20,16	3,68	22,48	7,59	22,05	5,38
8,4%	104,45	32,05	30,89	3,67	34,52	7,76	34,23	6,58
9,7%	104,45	37,71	35,97	4,58	40,32	6,78	39,45	4,62
12,5%	104,45	49,46	46,99	5,04	52,65	6,40	51,63	4,27
16,9%	104,45	68,75	65,27	5,15	73,24	6,52	72,52	5,52
21,1%	104,45	88,47	83,11	6,00	93,55	5,78	91,66	3,68
24,0%	104,45	103,27	95,00	8,08	108,63	5,19	107,62	4,22
27,6%	104,45	121,11	112,98	6,77	127,49	5,29	127,05	4,93
AAD (%)				5,37		6,42		4,90
7,4%	137,75	29,88	28,86	3,40	31,62	5,75	31,62	5,61
12,6%	137,75	51,92	50,18	3,24	55,11	6,17	54,53	5,07
15,2%	137,75	63,38	61,06	3,57	67,15	5,92	66,43	4,88
17,6%	137,75	74,69	71,79	3,86	78,90	5,68	78,18	4,65
20,2%	137,75	87,31	83,40	4,55	91,66	5,04	90,94	4,08
22,6%	137,75	99,50	94,42	5,17	103,99	4,46	103,99	4,58
25,1%	137,75	112,40	106,02	5,72	116,90	3,97	116,03	3,18
27,5%	137,75	125,46	117,92	5,98	130,24	3,79	130,53	4,04
AAD (%)				4,44		5,10		4,51
AAD Total (%)				6,79		6,38		4,42

Como pode ser observado, o simulador desenvolvido neste trabalho resultou nos menores desvios médios absolutos, ou seja, teve um melhor comportamento, quando comparado com os outros simuladores (Sandler e CMG Winprop).

4.1.2 Sistema Metano/n-Hexano

As Figuras 4.5 a 4.7 mostram a pressão de saturação (pressão de bolha) da mistura metano/n-hexano obtida pela equação de Peng-Robinson (1978) em relação à fração molar de metano, em três faixas de temperatura. Os dados foram comparados com o do trabalho proposto por Srivastan *et al.* (1992).

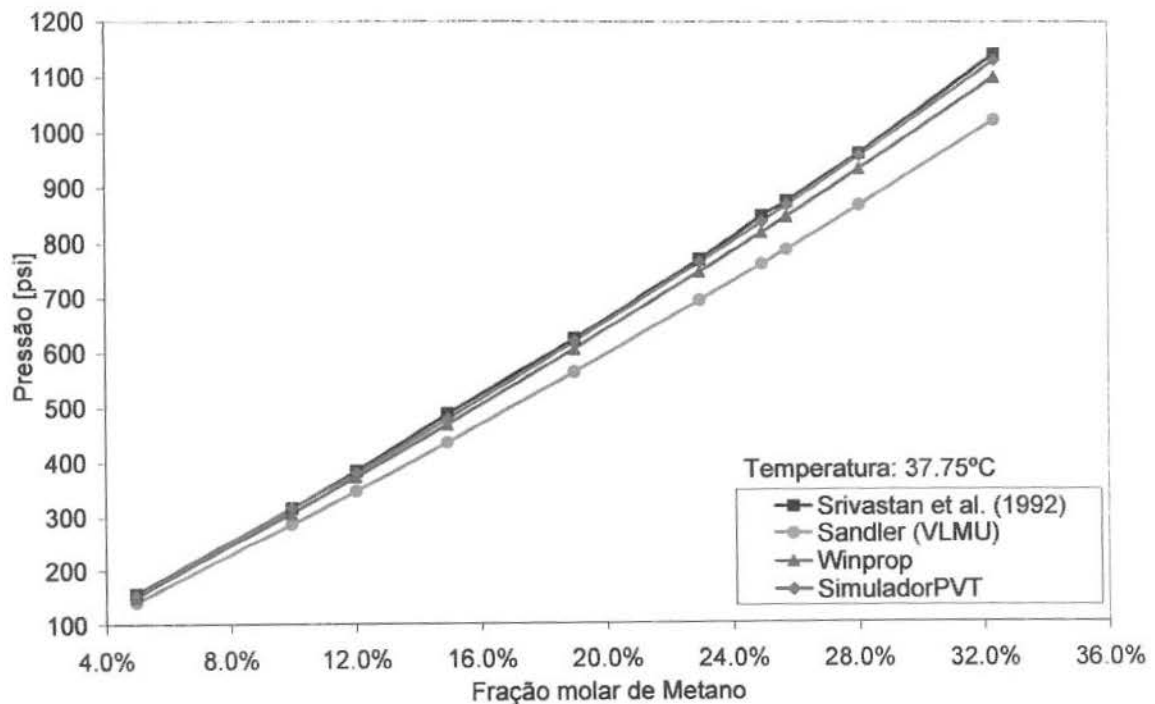


Figura 4.5: Comparação dos resultados obtidos pelo modelo termodinâmico com dados experimentais de Srivastan *et al.* (1992), para o sistema metano/n-hexano a 37,75 °C.

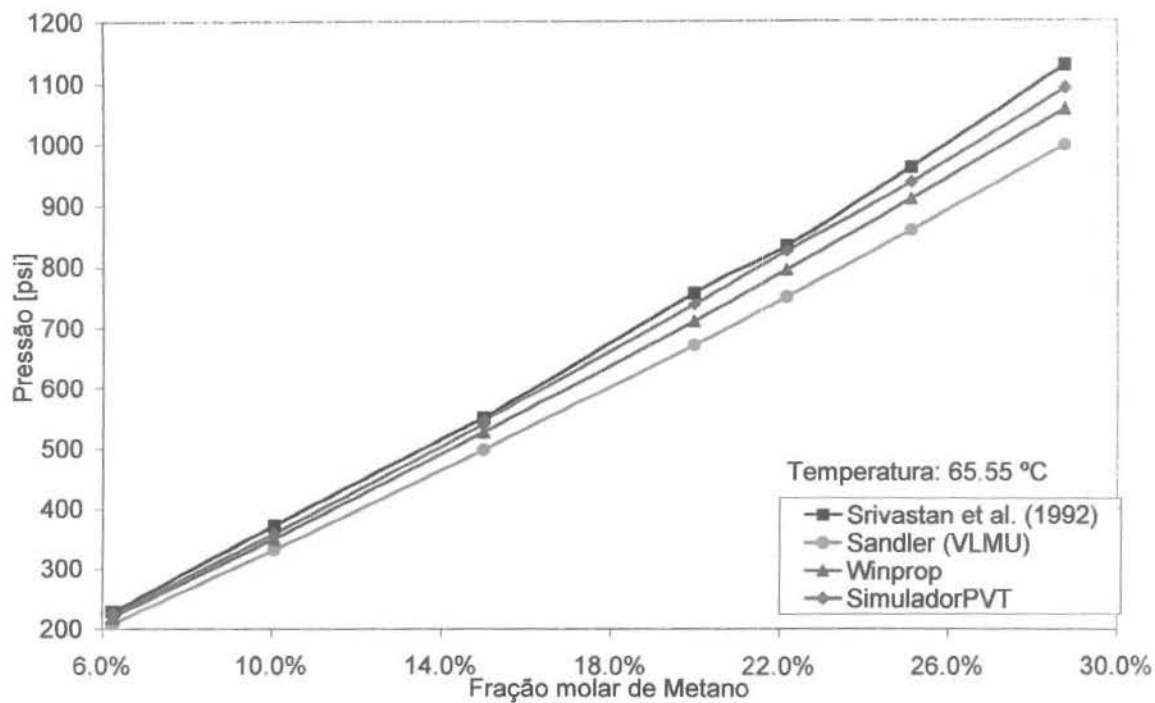


Figura 4.6: Comparação dos resultados obtidos pelo modelo termodinâmico com dados experimentais de Srivastan *et al.* (1992), para o sistema metano/n-hexano a 65,55 °C.

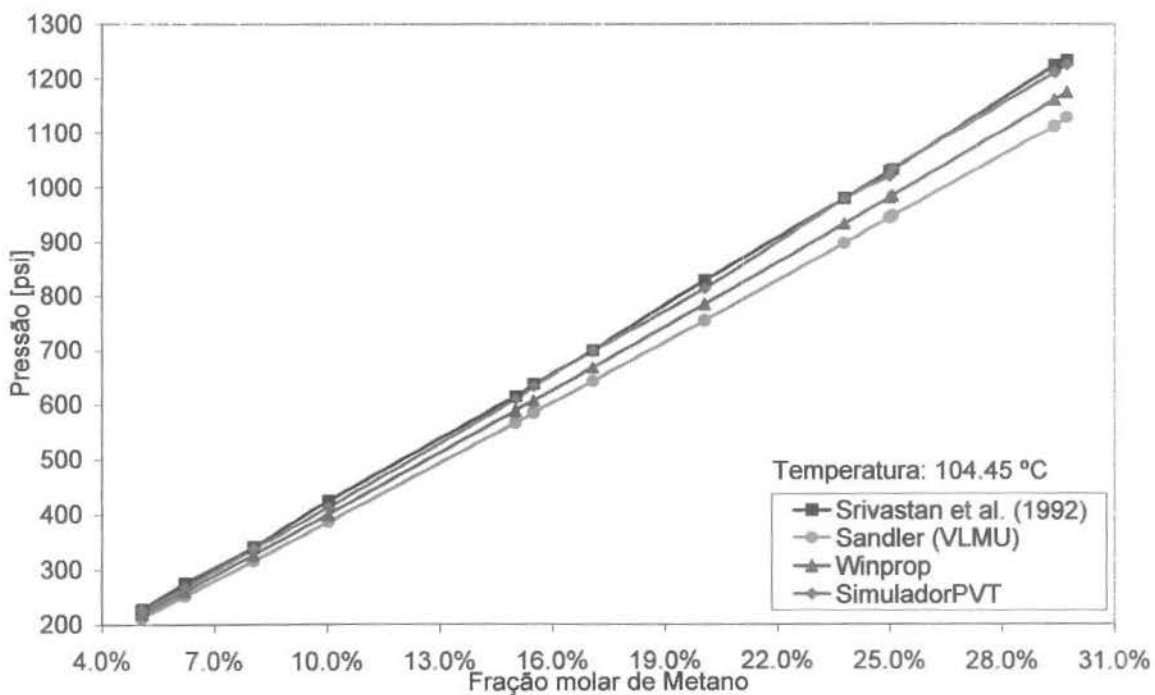


Figura 4.7: Comparação dos resultados obtidos pelo modelo termodinâmico com dados experimentais de Srivastan *et al.* (1992), para o sistema metano/n-hexano a 104,45 °C.

A Tabela 4.2 apresenta o erro e desvio médio absoluto para o sistema metano/n-hexano nas três faixas de temperatura avaliadas neste trabalho.

Tabela 4.2: Erro (E) e desvio médio absoluto (AAD) para o sistema metano/n-hexano em três faixas de temperatura.

Fração de Metano	T	Srivastan et al. (1992)	Sandler (VLMU)		CMG Winprop		Simulador PVT	
molar	(°C)	P (psi)	P (psi)	E (%)	P (psi)	E (%)	P (psi)	E (%)
4,96%	37,75	169,17	153,51	9,72	164,47	3,07	167,61	1,20
9,96%	37,75	341,48	308,58	9,72	332,08	2,95	341,48	0,15
12,02%	37,75	415,10	374,37	9,81	402,57	2,99	411,97	0,94
14,93%	37,75	526,31	469,92	10,68	505,95	3,89	516,91	1,82
18,98%	37,75	673,56	607,77	9,72	654,76	2,86	668,86	0,66
22,96%	37,75	830,20	748,74	9,79	806,70	2,92	825,50	0,59
24,94%	37,75	916,35	820,80	10,39	883,45	3,56	905,38	1,23
25,73%	37,75	944,54	850,56	9,98	914,78	3,11	938,28	0,70
28,03%	37,75	1038,53	936,71	9,82	1008,77	2,93	1033,83	0,43
32,34%	37,75	1232,76	1104,32	10,47	1187,34	3,64	1220,23	1,01
AAD (%)				12,51		3,99		1,09
6,23%	65,55	247,49	224,00	9,56	236,53	4,44	244,36	1,20
6,28%	65,55	247,49	225,56	8,86	238,09	3,70	244,36	1,43
10,06%	65,55	402,57	358,71	11,05	379,07	5,87	388,47	3,50
14,98%	65,55	595,23	537,28	9,79	568,61	4,45	584,27	1,91
15,00%	65,55	595,23	537,28	9,66	570,17	4,32	590,54	0,81
19,97%	65,55	819,23	726,81	11,36	769,11	6,08	798,87	2,43
22,16%	65,55	902,25	811,40	10,02	859,96	4,67	892,85	0,98
25,10%	65,55	1040,09	928,88	10,66	985,27	5,35	1013,47	2,50
28,75%	65,55	1218,67	1079,25	11,48	1143,48	6,20	1179,50	3,23
AAD (%)				10,27		5,01		2,00
5,06%	104,45	242,79	228,70	5,94	236,53	2,82	245,93	1,12
5,09%	104,45	245,93	230,26	6,69	236,53	3,59	244,36	0,62
6,22%	104,45	297,62	272,55	8,68	281,95	5,52	289,79	2,59
8,05%	104,45	368,11	341,48	7,40	354,01	4,03	364,97	0,92
10,04%	104,45	458,96	416,66	9,18	432,33	5,73	446,43	2,64
15,02%	104,45	664,16	612,47	7,90	635,96	4,27	657,89	0,87
15,50%	104,45	689,22	631,26	8,48	656,32	4,86	686,09	0,53
17,08%	104,45	756,57	693,92	8,26	722,11	4,61	755,01	0,20
20,06%	104,45	895,99	814,53	9,02	847,43	5,37	880,32	1,79
23,78%	104,45	1058,89	969,61	8,45	1008,77	4,76	1058,89	0,04
24,99%	104,45	1113,72	1019,73	8,40	1062,02	4,69	1104,32	0,84
25,07%	104,45	1116,85	1024,43	8,35	1065,16	4,64	1119,98	0,24
29,39%	104,45	1325,18	1204,57	9,14	1256,26	5,16	1311,08	1,08
29,72%	104,45	1334,58	1221,80	8,43	1271,92	4,72	1326,75	0,64
AAD (%)				8,17		4,63		1,01
AAD Total (%)				9,30		4,30		1,24

A partir da análise dos resultados obtidos com o modelo desenvolvido neste trabalho e sua comparação com dados experimentais e outros simuladores, constatou-se que o simulador desenvolvido neste trabalho apresentou os menores desvios absolutos para o sistema metano/n-hexano nas faixas de temperatura e composição estudadas.

4.1.3 Sistema Metano/Ciclohexano

As Figuras 4.8 a 4.10 mostram a pressão de saturação (pressão de bolha) da mistura metano/ciclohexano obtida pelo modelo desenvolvido neste trabalho em relação à fração molar de metano, em três temperaturas. Os dados foram comparados com o do trabalho proposto por Darwish (1991).

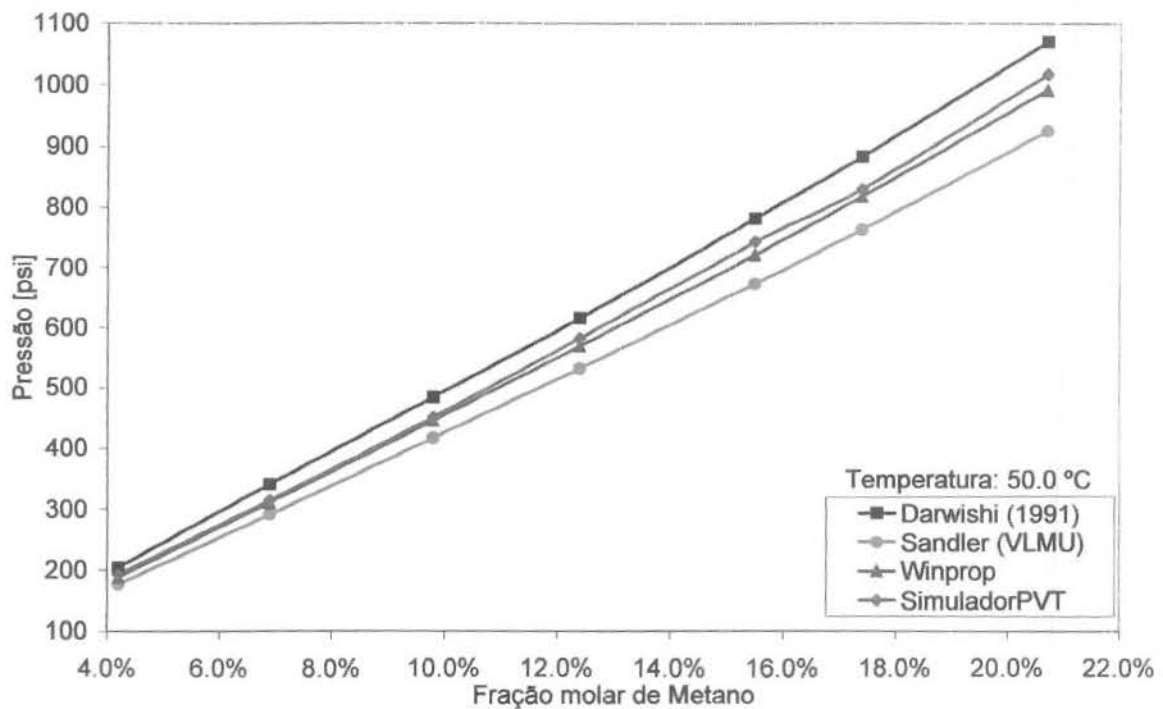


Figura 4.8: Comparação dos resultados obtidos pelo modelo desenvolvido com dados experimentais de Darwish (1991), para o sistema metano/ciclohexano a 50,0 °C.

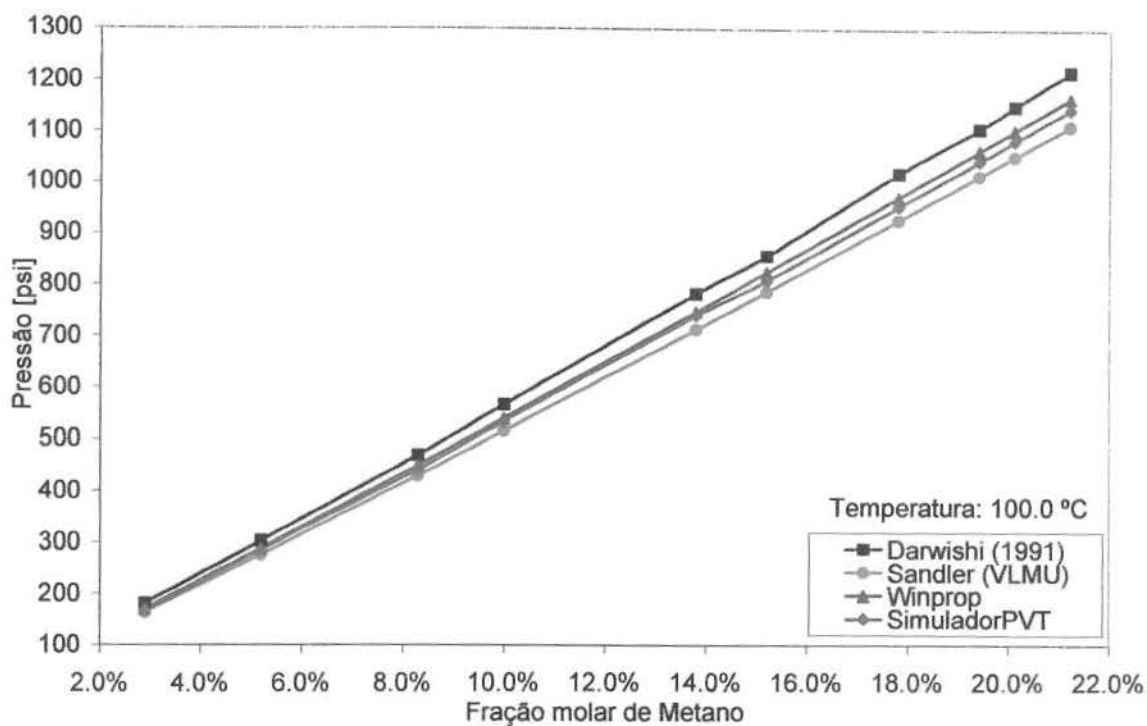


Figura 4.9: Comparação dos resultados obtidos pelo modelo desenvolvido com dados experimentais de Darwish (1991), para o sistema metano/ciclohexano a 100,0 °C.

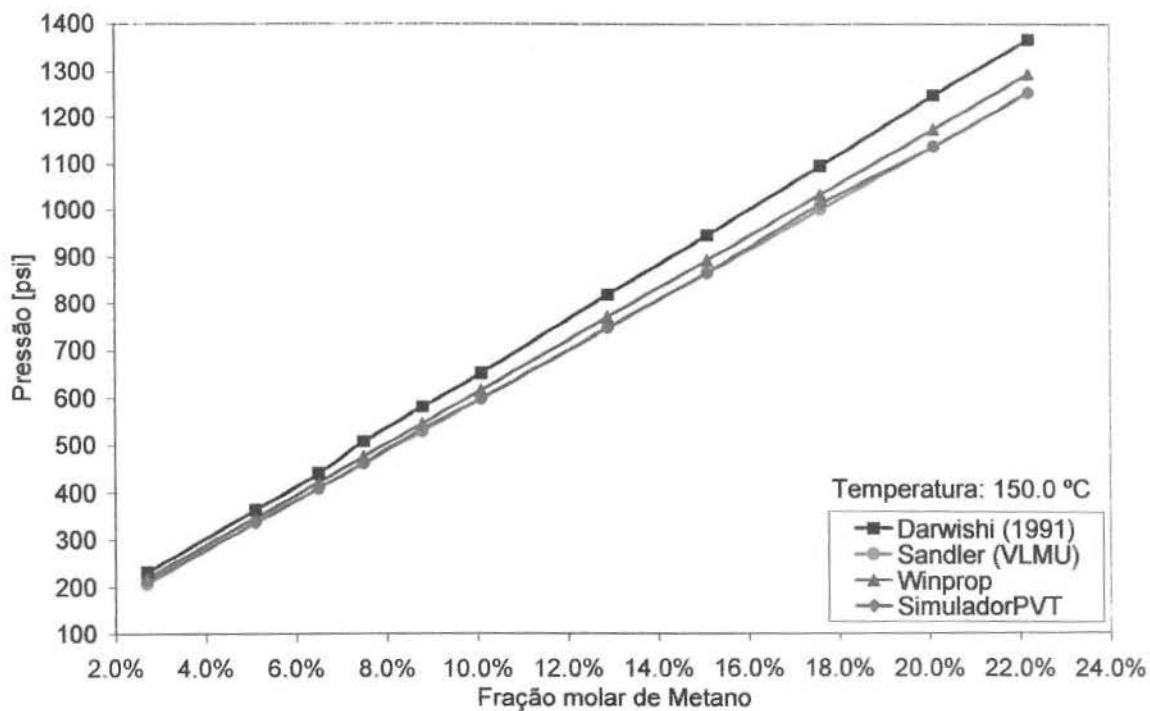


Figura 4.10: Comparação dos resultados obtidos pelo modelo desenvolvido com dados experimentais de Darwish (1991), para o sistema metano/ciclohexano a 150,0 °C.

A comparação dos erros e desvios médios é mostrada na Tabela 4.3. Como pode ser observado o simulador CMG Winprop apresentou os melhores resultados, acompanhado pelos dados obtidos pelo simulador desenvolvido neste trabalho.

Tabela 4.3: Erro (E) e desvio médio absoluto (AAD) para o sistema metano/ciclohexano em três faixas de temperatura.

Fração de Metano	T	Darwish (1991)	Sandler (VLMU)		CMG Winprop		Simulador PVT	
molar	(°C)	P (psi)	P (psi)	E (%)	P (psi)	E (%)	P (psi)	E (%)
4,20%	50,0	204,50	176,95	13,69	188,55	7,80	192,90	5,84
6,90%	50,0	340,84	290,08	14,81	310,38	8,88	314,73	7,78
9,80%	50,0	484,43	416,26	14,04	445,27	8,03	451,07	6,85
12,40%	50,0	616,41	532,29	13,60	570,00	7,52	583,05	5,38
15,50%	50,0	783,20	675,88	13,78	723,74	7,66	744,04	4,95
17,40%	50,0	884,73	765,80	13,52	819,46	7,36	832,52	5,97
20,70%	50,0	1070,38	925,34	13,55	992,06	7,34	1016,71	4,95
AAD (%)				13,86		7,80		5,96
2,90%	100,0	181,30	163,89	9,84	171,14	5,91	168,24	7,55
5,20%	100,0	303,13	275,57	9,09	288,63	4,89	285,72	5,76
8,30%	100,0	469,92	429,31	8,52	451,07	4,16	442,37	5,94
10,00%	100,0	567,10	516,33	8,98	540,99	4,61	535,19	5,54
13,80%	100,0	783,20	713,59	8,96	748,39	4,53	741,14	5,45
15,20%	100,0	857,17	787,55	8,19	825,26	3,70	809,31	5,58
17,80%	100,0	1018,16	926,79	9,02	971,75	4,55	954,35	6,33
19,40%	100,0	1106,64	1013,81	8,41	1063,13	3,91	1042,82	5,72
20,10%	100,0	1151,60	1051,52	8,65	1103,74	4,16	1083,43	5,91
21,20%	100,0	1219,77	1112,44	8,78	1167,55	4,28	1145,80	6,02
AAD (%)				8,84		4,47		5,98
2,70%	150,0	232,06	207,40	10,81	220,46	5,06	216,11	7,06
5,10%	150,0	364,04	337,94	7,25	346,64	4,62	336,49	7,52
6,50%	150,0	440,91	410,46	7,04	422,06	4,30	410,46	6,84
7,50%	150,0	507,63	461,22	9,03	475,72	6,30	462,67	8,83
8,80%	150,0	581,60	529,39	8,95	545,34	6,14	535,19	7,87
10,10%	150,0	652,67	597,56	8,40	616,41	5,54	599,01	8,20
12,90%	150,0	818,01	746,94	8,78	770,15	5,86	748,39	8,58
15,10%	150,0	945,65	864,42	8,62	891,98	5,67	865,88	8,43
17,60%	150,0	1093,58	999,31	8,62	1031,22	5,64	1010,91	7,51
20,10%	150,0	1245,87	1135,65	8,84	1173,36	5,85	1135,65	8,82
22,20%	150,0	1367,71	1251,68	8,52	1292,29	5,52	1253,13	8,35
AAD (%)				8,62		5,50		8,00
AAD Total (%)				10,01		5,71		6,77

Pode-se verificar que, no caso do ciclohexano, o desvio médio absoluto do modelo desenvolvido neste trabalho apresentou um valor um pouco maior do que o obtido a partir do simulador Winprop (CMG). O método de contribuição de grupo utilizado no modelo

desenvolvido neste trabalho não considera as interações entre compostos cíclicos o que resulta em maiores erros.

4.1.4 Sistema Metano/Dodecano

As Figuras 4.11 e 4.12 apresentam a pressão de saturação (pressão de bolha) da mistura metano/dodecano obtida pela equação de Peng-Robinson (1978) em relação à fração molar de metano, em duas temperaturas. Os dados foram comparados com o do trabalho proposto por Srivastan *et al.* (1992).

Os erros e desvios médios obtidos nos três simuladores são apresentados na Tabela 4.4. Como pode ser observado o simulador desenvolvido neste trabalho apresentou, quando comparado com os dados experimentais, um resultado significativamente melhor que o simulador CMG Winprop, para a composição e faixas de pressão e temperatura estudadas.

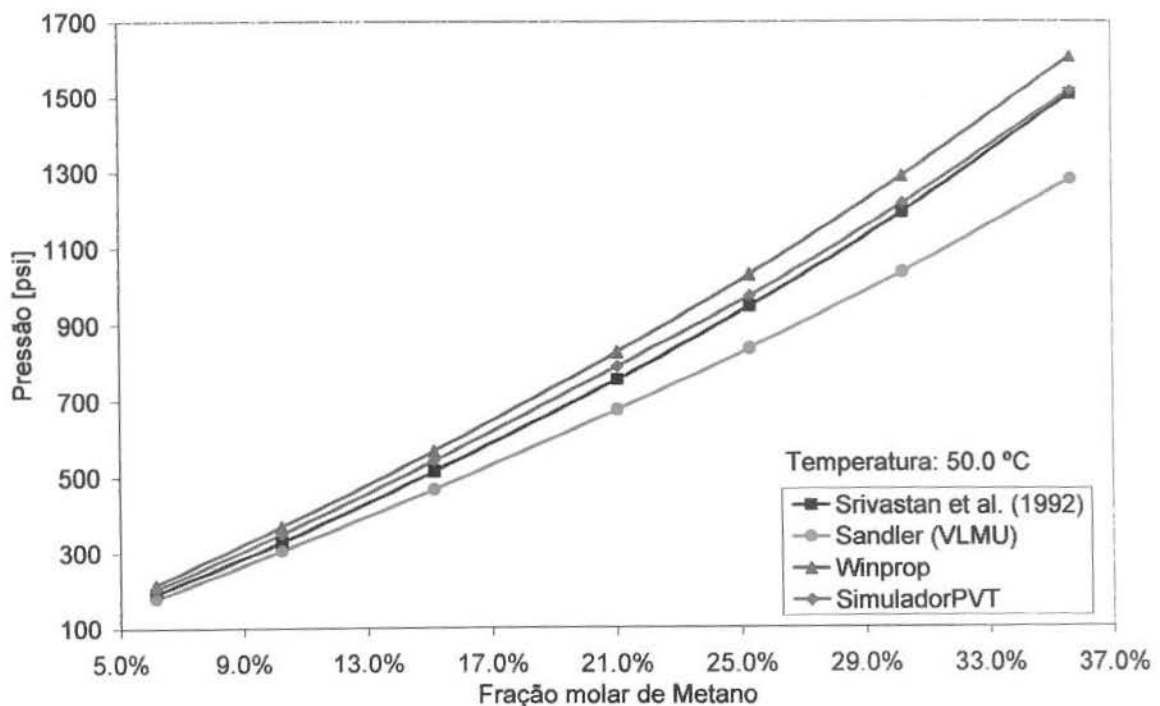


Figura 4.11: Comparação dos resultados obtidos pela Equação de Peng-Robinson com dados experimentais de Srivastan *et al.* (1992), para o sistema metano/dodecano a 50,0 °C.

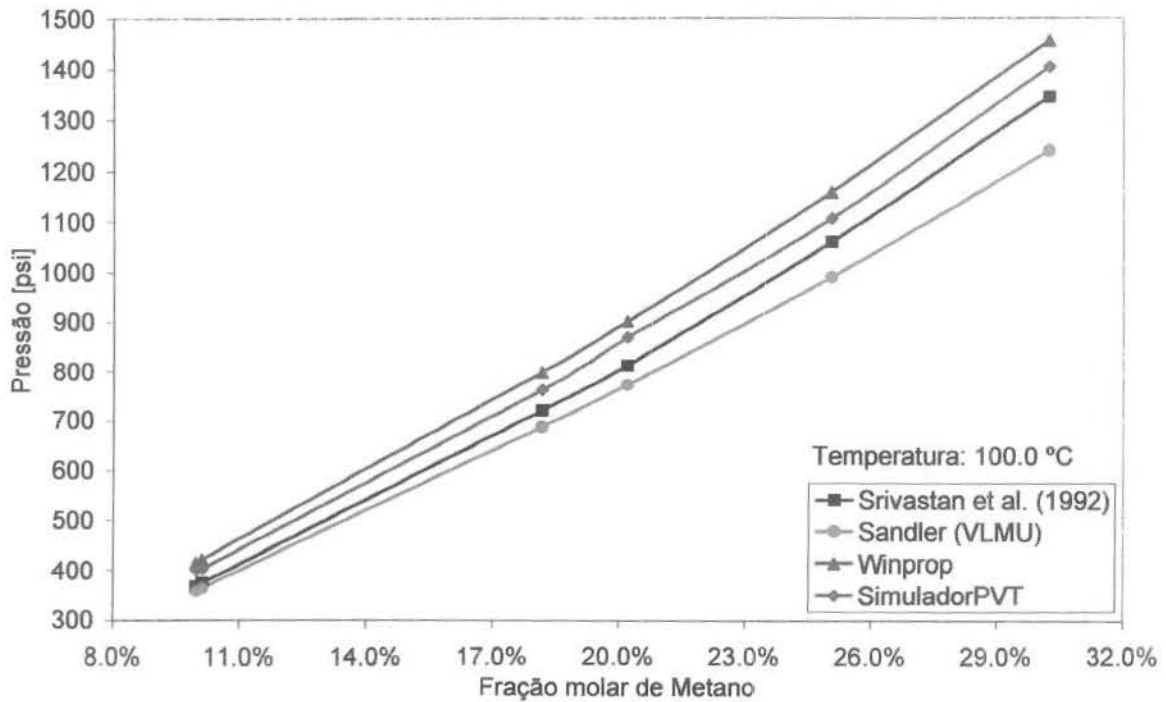


Figura 4.12: Comparação dos resultados obtidos pela Equação de Peng-Robinson com dados experimentais de Srivastan *et al.* (1992), para o sistema metano/dodecano a 100,0 °C.

Tabela 4.4: Erro (E) e desvio médio absoluto (AAD) para o sistema metano/dodecano em três faixas de temperatura.

Fração de Metano molar	T (°C)	Srivastan <i>et al.</i> (1992)	Sandler (VLMU)	CMG Winprop		Simulador PVT	
		P (psi)	P (psi)	P (psi)	E (%)	P (psi)	E (%)
6,2%	50,0	192,90	178,40	216,11	11,85	204,50	6,10
10,2%	50,0	329,24	306,03	369,85	12,26	350,99	6,42
15,2%	50,0	514,88	467,02	568,55	10,35	543,89	5,53
21,1%	50,0	755,65	675,88	828,17	9,59	791,91	4,71
25,3%	50,0	948,55	838,32	1032,67	8,84	976,10	2,90
30,2%	50,0	1195,11	1038,47	1289,39	7,94	1218,32	1,93
35,7%	50,0	1505,49	1280,68	1605,57	6,64	1514,19	0,56
AAD (%)				10,58		9,64	4,02
10,0%	100,0	368,40	359,69	416,26	12,93	401,75	9,05
10,1%	100,0	375,65	365,50	422,06	12,53	404,66	7,58
18,2%	100,0	722,29	688,93	800,61	10,82	764,35	5,89
20,2%	100,0	815,11	774,50	902,13	10,75	871,68	6,85
25,1%	100,0	1061,68	992,06	1160,30	9,25	1108,09	4,39
30,2%	100,0	1344,50	1238,62	1456,18	8,28	1403,97	4,41
AAD(%)				4,89		10,76	6,36
AAD Total(%)				7,94		10,15	5,10

4.1.5 Sistema Metano/Benzeno

As Figuras 4.13 a 4.15 mostram a pressão de saturação (pressão de bolha) da mistura metano/benzeno obtida pela equação de Peng-Robinson (1978) em relação à fração molar de metano, em três temperaturas. Os dados foram comparados com o do trabalho proposto por Darwish (1991).

A comparação dos erros e desvios médios é mostrada na Tabela 4.5. O sistema metano/benzeno não apresentou bons resultados com nenhum dos simuladores para a faixa de pressão e temperatura estudada. O simulador desenvolvido neste trabalho foi o que apresentou o menor desvio médio absoluto em relação aos demais.

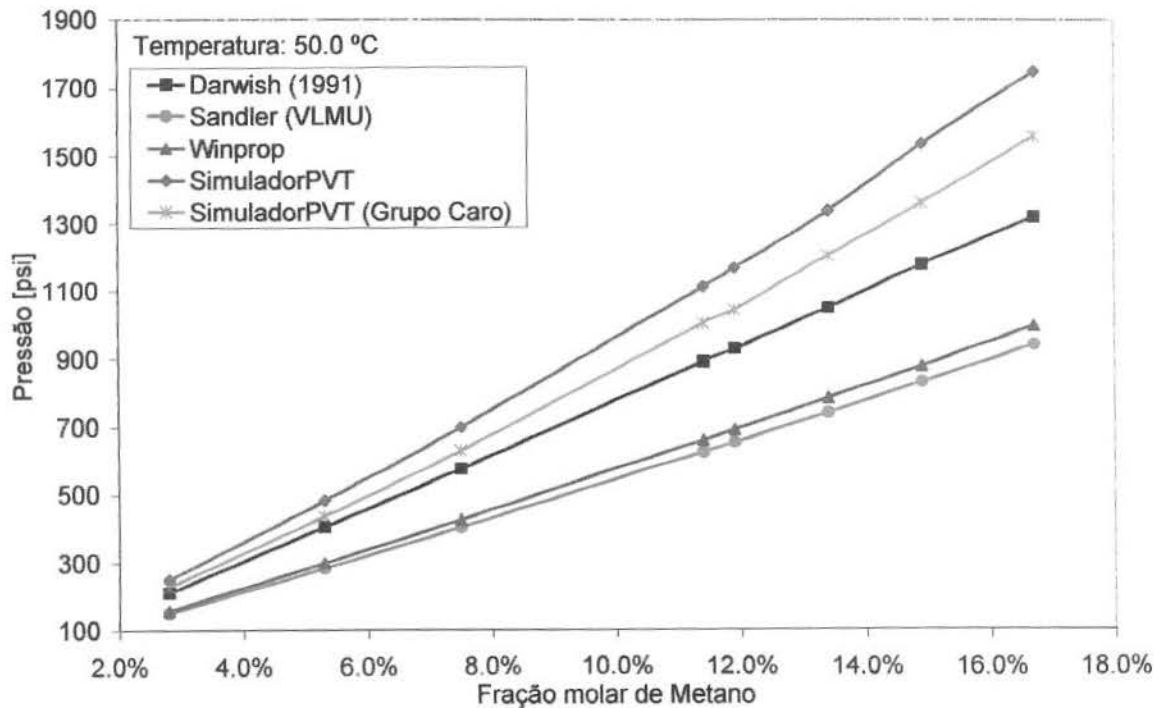


Figura 4.13: Comparação dos resultados obtidos pela Equação de Peng-Robinson com dados experimentais de Darwish (1991), para o sistema metano/benzeno a 50,0 °C.

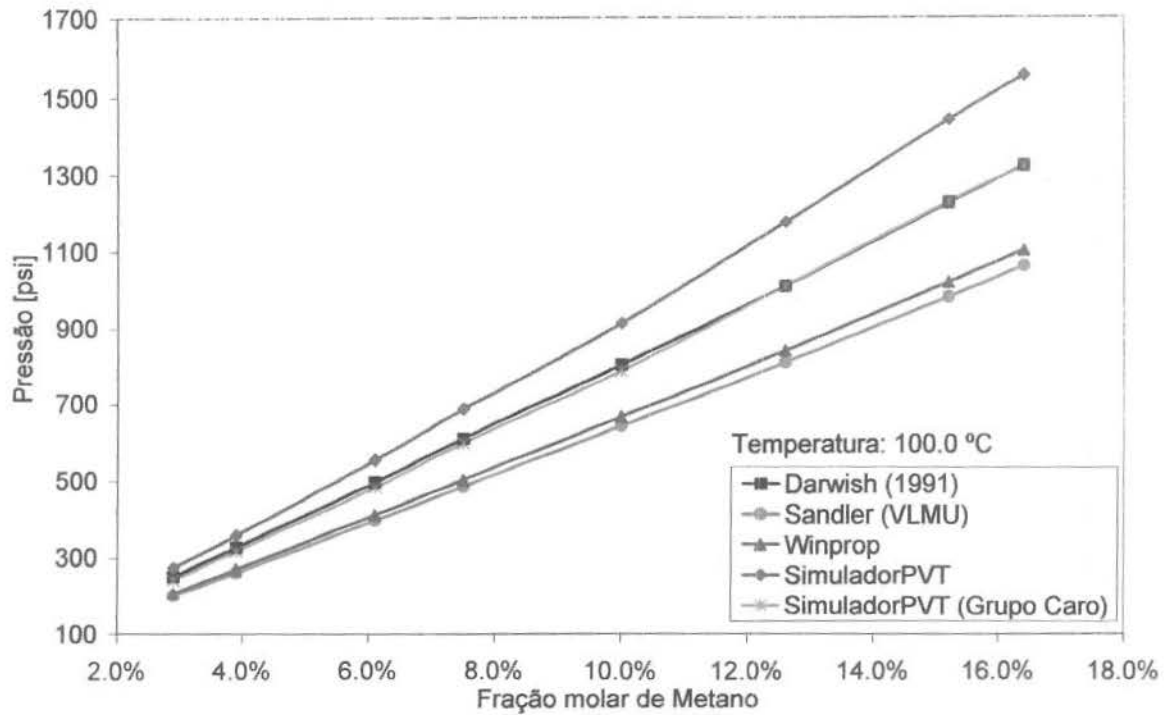


Figura 4.14: Comparação dos resultados obtidos pela Equação de Peng-Robinson com dados experimentais de Darwish (1991), para o sistema metano/benzeno a 100,0 °C.

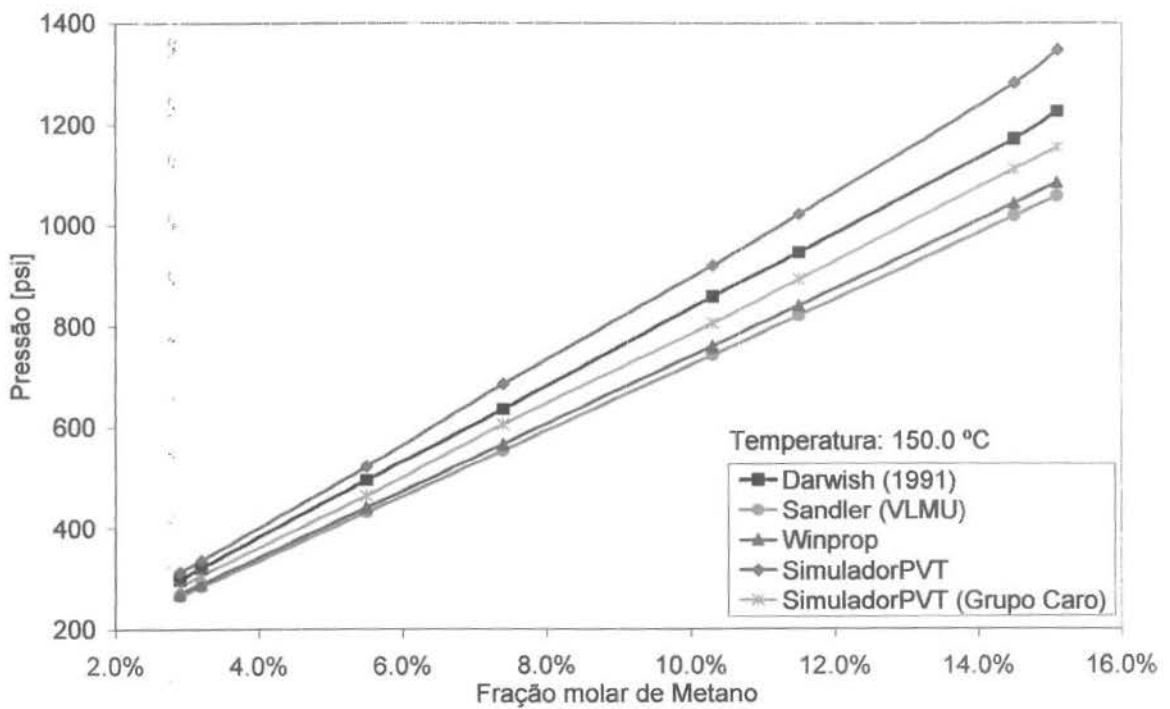


Figura 4.15: Comparação dos resultados obtidos pela Equação de Peng-Robinson com dados experimentais de Darwish (1991), para o sistema metano/benzeno a 150,0 °C.

Com a adição do grupo Caro no cálculo do parâmetro de interação binária os resultados apresentaram uma melhora considerável, passando de desvios da ordem de 15,22% para 6,46%. A primeira simulação, sem utilizar o grupo Caro, foi feita considerando que o anel aromático é composto por seis grupos CH₂.

Tabela 4.5: Erro (E) e desvio médio absoluto (AAD) para o sistema metano/benzeno em três faixas de temperatura.

Fração de Metano molar	T (°C)	Darwish (1991)	Sandler (VLMU)		CMG Winprop		Simulador PVT	
		P (MPa)	P (psi)	Erro (%)	P (psi)	Erro (%)	P (psi)	Erro (%)
2,8%	50,0	158,38	150,84	29,11	158,09	25,23	250,92	18,64
5,3%	50,0	298,92	282,82	30,25	298,78	26,38	482,98	18,98
7,5%	50,0	426,12	403,20	29,95	426,41	25,99	699,08	21,33
11,4%	50,0	659,63	623,66	29,95	659,92	25,92	1110,99	24,69
11,9%	50,0	690,38	652,67	29,67	690,38	25,62	1166,10	25,62
13,4%	50,0	783,78	741,14	29,36	783,20	25,26	1337,25	27,53
14,9%	50,0	878,64	829,62	29,42	878,93	25,30	1534,50	30,52
16,7%	50,0	994,96	939,84	28,73	994,96	24,53	1747,70	32,59
AAD (%)				29,56		25,53		24,95
2,9%	100,0	270,21	200,15	20,29	207,40	17,55	274,12	9,47
3,9%	100,0	411,47	261,07	20,40	269,77	17,55	358,24	9,49
6,1%	100,0	502,70	397,40	20,00	411,91	17,04	554,04	11,78
7,5%	100,0	668,19	484,43	20,67	503,28	17,67	688,93	12,73
10,0%	100,0	843,68	643,97	20,22	668,62	17,14	915,19	13,54
12,6%	100,0	1022,81	812,21	19,79	844,12	16,66	1179,16	16,48
15,2%	100,0	1106,64	983,36	20,00	1022,52	16,84	1444,58	17,41
16,4%	100,0	270,64	1064,58	19,70	1106,64	16,52	1553,35	17,22
AAD (%)				20,13		17,12		13,52
2,9%	150,0	440,77	265,42	10,59	271,22	8,95	313,28	5,20
3,2%	150,0	566,37	284,27	11,53	290,08	9,86	336,49	4,60
5,5%	150,0	760,00	430,76	13,07	440,91	11,14	522,14	5,30
7,4%	150,0	840,93	554,04	12,88	565,65	10,85	684,58	7,78
10,3%	150,0	1044,56	742,59	13,60	760,00	11,48	920,99	7,25
11,5%	150,0	1085,61	820,91	13,35	841,22	11,21	1022,52	7,93
14,5%	150,0	158,38	1018,16	13,18	1044,27	10,97	1282,13	9,32
15,1%	150,0	298,92	1058,78	13,72	1086,33	11,52	1347,40	9,86
AAD (%)				12,74		10,75		7,15
AAD (%) Total				20,81		17,80		15,22

4.2 Misturas Multicomponentes

Foram realizadas simulações para os seguintes sistemas multicomponentes: metano/n-parafina (Silva, 2004), metano/n-parafina (simplificado) e metano/diesel (Thomas *et al.*, 1982).

As simplificações nas composições das misturas foram feitas de uma maneira bastante simples. Os componentes mais pesados e/ou mais leves que possuem uma fração menor que um limite predefinido para cada mistura são, simplesmente, excluídos da composição e suas frações mássicas são adicionadas ao último e/ou primeiro componente mais pesado e mais leve, respectivamente.

4.2.1 Sistema Metano/n-Parafina

A composição da n-parafina estudada por Silva (2004) é mostrada na Tabela 4.6.

Tabela 4.6: Composição da n-parafina (Silva, 2004).

	Fração mássica (%)	Fração molar (%)
C ₁		
C ₇	0,01	0,021
C ₈	0,01	0,018
C ₉	0,01	0,016
C ₁₀	0,01	0,015
C ₁₁	0,03	0,040
C ₁₂	0,03	0,037
C ₁₃	3,32	3,786
C ₁₄	65,04	68,919
C ₁₅	19,76	19,556
C ₁₆	4,23	3,927
C ₁₇	1,04	0,909
C ₁₈	0,32	0,264
C ₂₄	6,19	2,490

Com intuito de avaliar o efeito da simplificação dos componentes da mistura, duas modificações foram feitas na composição da n-parafina estudada por Silva (2004).

A primeira simplificação é mostrada na Tabela 4.7. Nesta primeira simplificação, os componentes mais pesados que o C₂₀ foram todos excluídos do sistema. Essa simplificação foi

feita não porque a fração molar dos constituintes mais pesados (neste caso, somente C24) fossem muito pequenas e sim pela falta de parâmetros para esses constituintes.

Tabela 4.7: Composição da mistura metano/n-parafina (Simplificação 1).

	Fração mássica (%)	Fração molar (%)
C ₁		
C ₇	0,01	0,021
C ₈	0,01	0,018
C ₉	0,01	0,016
C ₁₀	0,01	0,015
C ₁₁	0,03	0,040
C ₁₂	0,03	0,037
C ₁₃	3,32	3,739
C ₁₄	65,04	68,078
C ₁₅	19,76	19,317
C ₁₆	4,23	3,879
C ₁₇	1,04	0,898
C ₁₈	0,32	0,261
C ₂₀₊	6,19	3,680

A primeira simplificação é moderada, pois apenas retirou um componente mais pesado (C24) e o adicionou em um mais leve (C20). A segunda simplificação é bem mais acentuada como pode ser verificado na Tabela 4.8. A segunda simplificação reduz a quantidade de componentes de 14 para apenas 6. Neste caso, todos os componentes com fração molar menor que 4% foram excluídos da composição da mistura e suas respectivas frações molares foram adicionadas ao primeiro componente mais leve (para o caso dos componentes mais leves que foram excluídos) e último componente mais pesado (para o caso dos componentes mais pesados que foram excluídos).

Tabela 4.8: Composição da mistura metano/n-parafina (Simplificação 2).

	Fração mássica (%)	Fração molar (%)
C ₁		
C ₁₃₋	3,42	3,852
C ₁₄	65,04	68,078
C ₁₅	19,76	19,317
C ₁₆	4,23	3,879
C ₁₇₊	7,55	4,874

A Figura 4.16 apresenta a pressão de saturação da mistura metano/n-parafina na temperatura de 70 °C e a Figura 4.17, na temperatura de 90 °C. A simulação foi efetuada utilizando a Simplificação 1 da mistura.

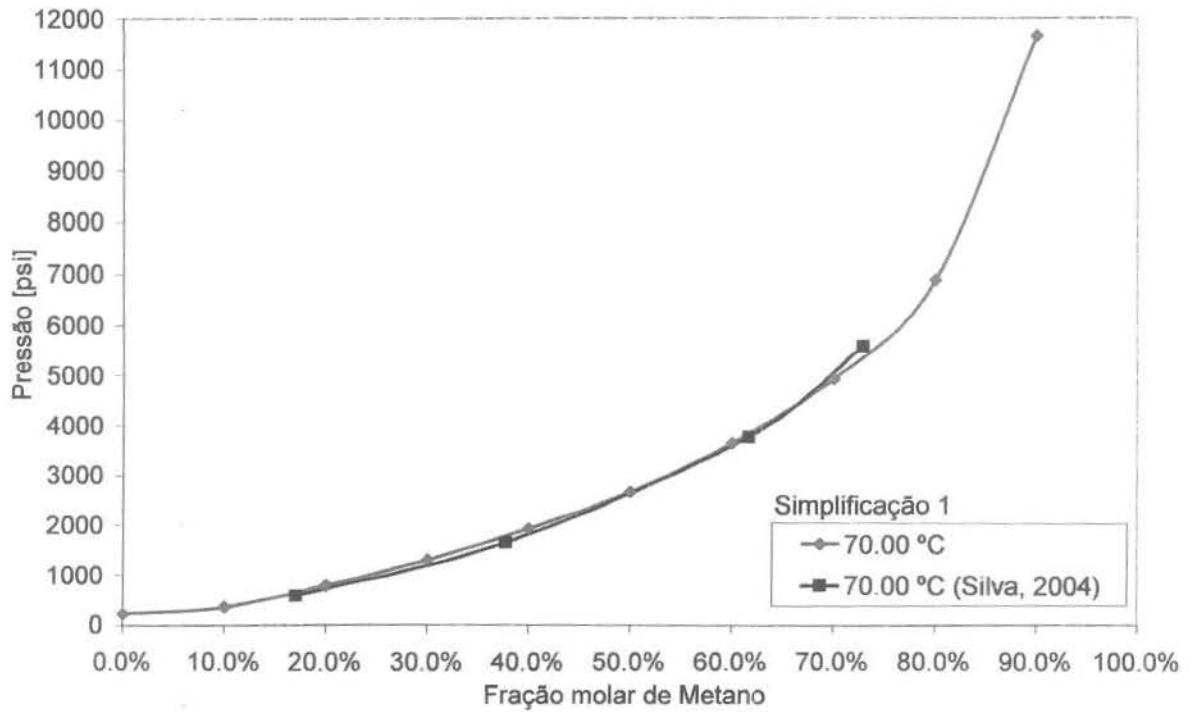


Figura 4.16: Comparação dos resultados obtidos pelo modelo desenvolvido com dados experimentais de Silva (2004), para o sistema metano/n-parafina (Simplificação 1) para a temperatura de 70,00 °C.

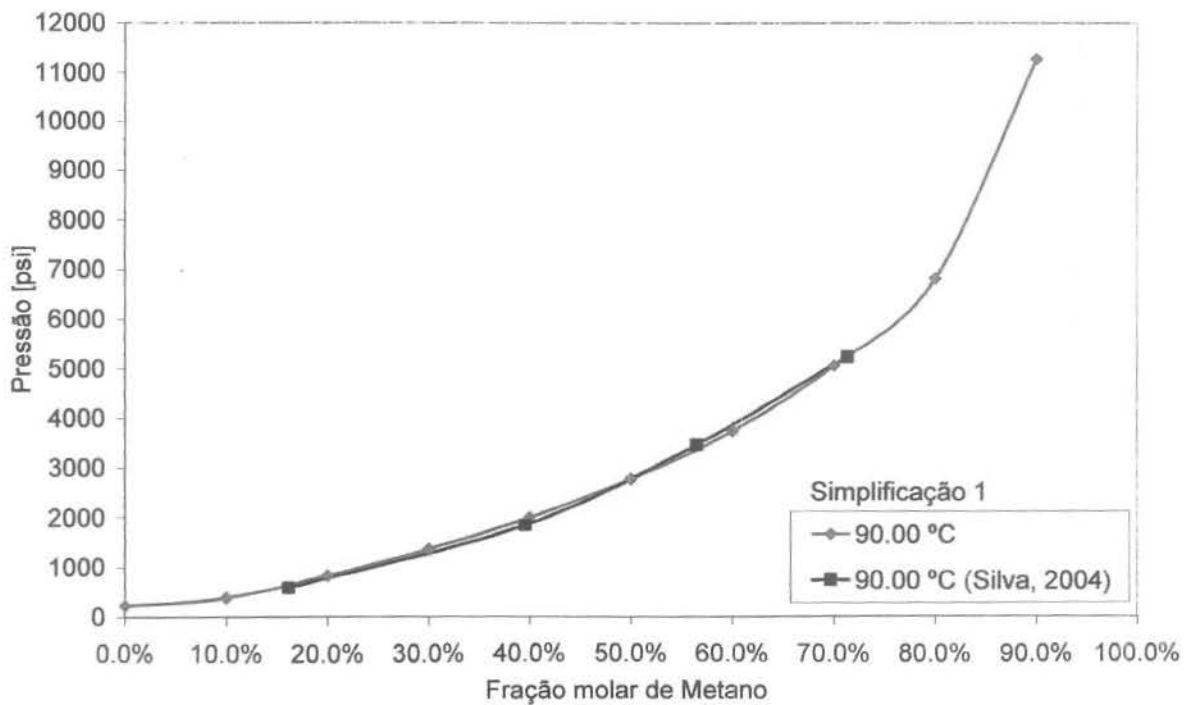


Figura 4.17: Comparação dos resultados obtidos pelo modelo desenvolvido com dados experimentais de Silva (2004), para o sistema metano/n-parafina (Simplificação 1) para a temperatura de 90,00 °C.

As Figuras 4.18 e 4.19 aprestam os resultados para n-parafina, nas temperaturas de 70 °C e 90 °C, respectivamente. Neste caso, a mistura utilizada para os cálculos da pressão de bolha é a obtida a partir da Simplificação 2.

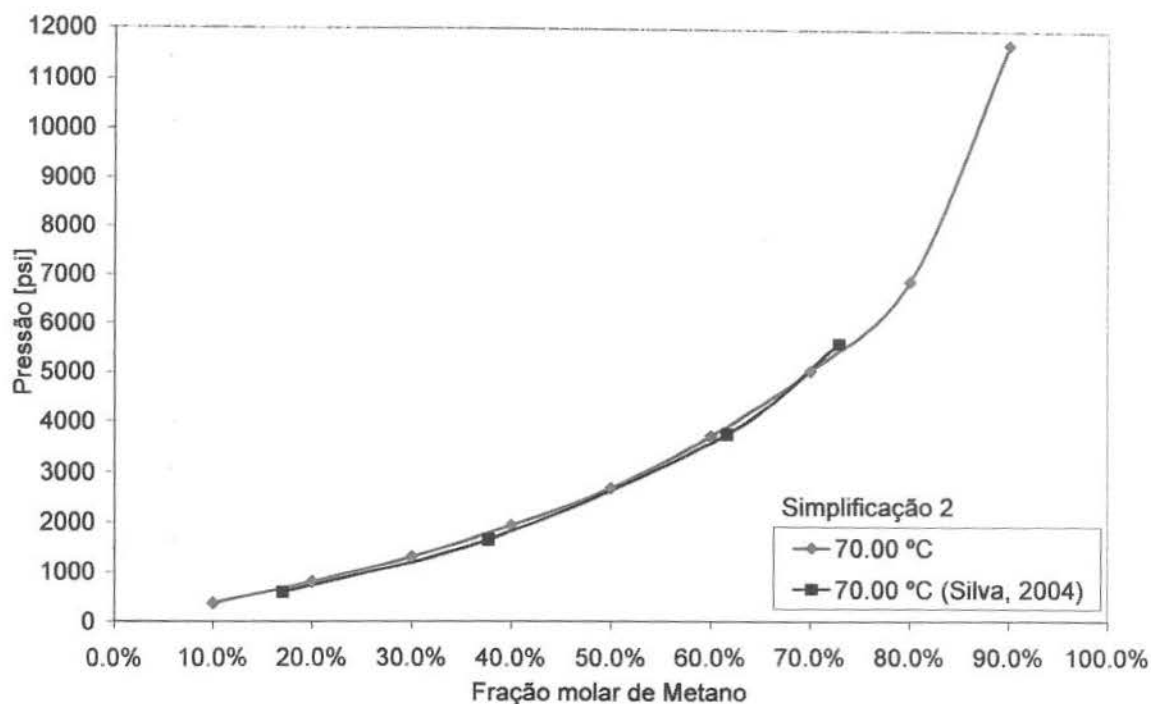


Figura 4.18: Comparação dos resultados obtidos pelo modelo desenvolvido com dados experimentais de Silva (2004), para o sistema metano/n-parafina (Simplificação 2) para a temperatura de 70,0 °C.

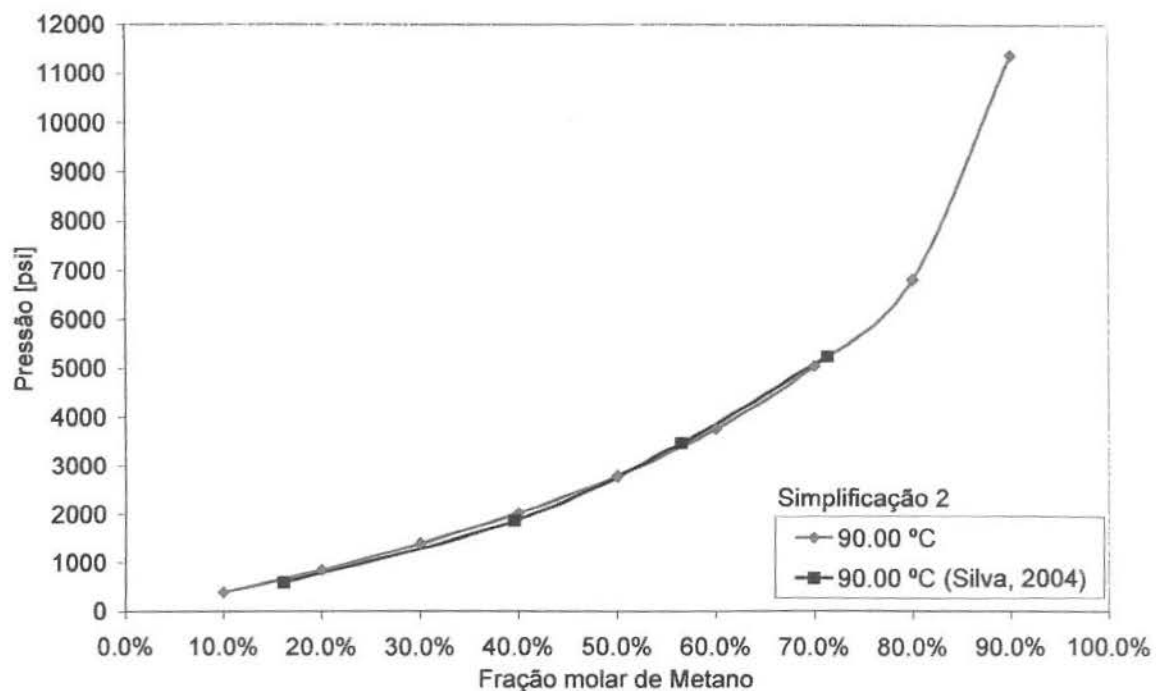


Figura 4.19: Comparação dos resultados obtidos pelo modelo desenvolvido com dados experimentais de Silva (2004), para o sistema metano/n-parafina (Simplificação 2) para a temperatura de 90,0 °C.

Essas simplificações foram feitas com o intuito de verificar a influência das mesmas sobre os resultados. Isso pode ser avaliado a partir da observação da Tabela 4.9 que apresenta uma comparação entre as duas simplificações efetuadas.

Tabela 4.9: Comparação entre as simplificações.

Fração de metano molar	Silva (2004)		Simulador PVT - S1		Simulador PVT - S2	
	T (°C)	P (psi)	P (psi)	E (%)	P (psi)	E (%)
17,04%	70	591,75	665,72	12,46	670,07	13,35
37,71%	70	1654,88	1757,86	6,25	1772,36	7,14
61,64%	70	3779,68	3842,05	1,66	3869,61	2,38
72,85%	70	5598,46	5408,46	3,39	5511,43	1,56
16,13%	90	591,75	655,57	10,73	659,92	11,59
39,55%	90	1846,33	1963,81	6,36	1979,77	7,22
56,49%	90	3463,50	3406,94	1,65	3393,88	2,01
71,34%	90	5243,11	5248,92	0,10	5293,88	0,98
AAD (%)				5,32		5,78

Quando comparadas, as duas simplificações apresentaram o mesmo comportamento. Em termos de tempo computacional, a Simplificação 2 é mais atrativa do que a Simplificação 1 e, apesar do desvio médio absoluto ser maior na Simplificação 2, o custo benefício tempo/precisão não justifica a utilização da Simplificação 1.

4.2.2 Sistema Metano/Diesel

A composição do diesel que foi analisado por Thomas *et al.* (1982) já foi apresentada na Tabela 2.2. Thomas realizou medidas experimentais para o sistema metano/diesel na temperatura de 37 °C. As medidas experimentais da pressão de saturação foram realizadas para nove frações molares diferentes de metano.

Da mesma forma que para a n-parafina, a mistura de diesel utilizada por Thomas *et al.* sofreu uma simplificação em seus componentes.

A simplificação efetuada na mistura de diesel reduziu a faixa de componentes para C10-C20. Todos os outros componentes que estão fora desta faixa foram excluídos e suas respectivas frações mássicas adicionadas ao primeiro componente mais leve (para o caso dos componentes

mais leves que foram excluídos) e último componente mais pesado (para o caso dos componentes mais pesados que foram excluídos). A nova composição utilizada neste trabalho é apresentada na Tabela 4.10.

Tabela 4.10: Composição do diesel utilizado neste trabalho (Simplificação 1).

	Fração mássica (%)	Fração molar (%)
C ₁		
C ₁₀₋	3,4909	4,890
C ₁₁	8,3760	10,680
C ₁₂	11,4949	13,450
C ₁₃	12,7005	13,730
C ₁₄	16,0166	16,010
C ₁₅	16,1784	15,180
C ₁₆	10,3390	9,100
C ₁₇	10,2917	8,530
C ₁₈	5,3502	4,190
C ₁₉	3,2335	2,400
C ₂₀₊	2,6362	1,840

Os dados obtidos nos experimentos realizados por Thomas *et al.*, bem como os resultados calculados pelo simulador termodinâmico desenvolvido neste trabalho são mostrados na Tabela 4.11.

Tabela 4.11: Comparação entre os dados experimentais (Thomas *et al.*, 1982) e resultados obtidos no simulador seguindo a simplificação proposta anteriormente.

Fração de metano molar	Thomas <i>et al.</i> (1982)		Simulador – Diesel S1	
	T (°C)	P (psia)	P (psi)	E (%)
19,08%	37	805,0	651,16	19,11
23,92%	37	1000,0	860,51	13,95
28,76%	37	1230,0	1089,35	11,43
34,28%	37	1682,0	1354,55	19,47
39,01%	37	2065,0	1626,53	21,23
44,24%	37	2405,0	1967,39	18,20
54,26%	37	3635,0	2776,66	23,61
61,23%	37	4820,0	3504,98	27,28
66,45%	37	5790,0	4217,90	27,15
AAD (%)				20,16

O sistema metano/diesel não apresentou bons resultados. Será necessário coletar os parâmetros críticos dos componentes pesados para que a mistura, em sua composição original, possa ser simulada e seus dados devidamente comparados para verificar se há uma diminuição

significativa no desvio. Um fator que deve ser levado em consideração na análise destes resultados é que considerou-se que o diesel é composto somente por hidrocarbonetos de cadeia normal.

A Figura 4.20 mostra a comparação dos resultados do simulador com os dados experimentais para o sistema metano/diesel com a simplificação mostrada anteriormente.

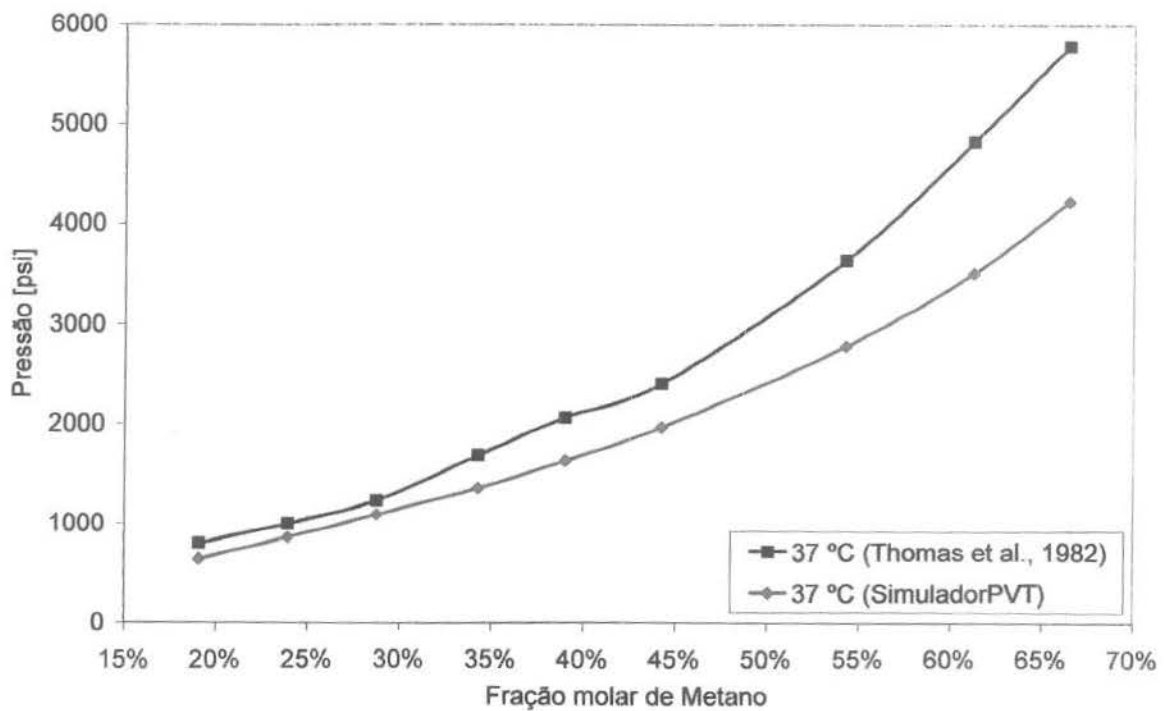


Figura 4.20: Comparação dos resultados obtidos pela Equação de Peng-Robinson com dados experimentais de Thomas *et al.* (1982), para o sistema metano/diesel

A Figura 4.21 mostra a variação erro absoluto com a composição para os sistemas binários estudados. A Figura 4.22 também apresenta a variação do erro absoluto com a composição, entretanto, para os sistemas multicomponentes.

Para o sistema metano/benzeno verifica-se uma tendência ao aumento do desvio com o aumento da fração de metano. Os outros sistemas apresentam variações mais amenas com o aumento da fração de metano na mistura. Outro fator importante a ser mencionado é que o sistema metano benzeno é o que apresenta os maiores desvios quando comparado com as outras misturas binárias.

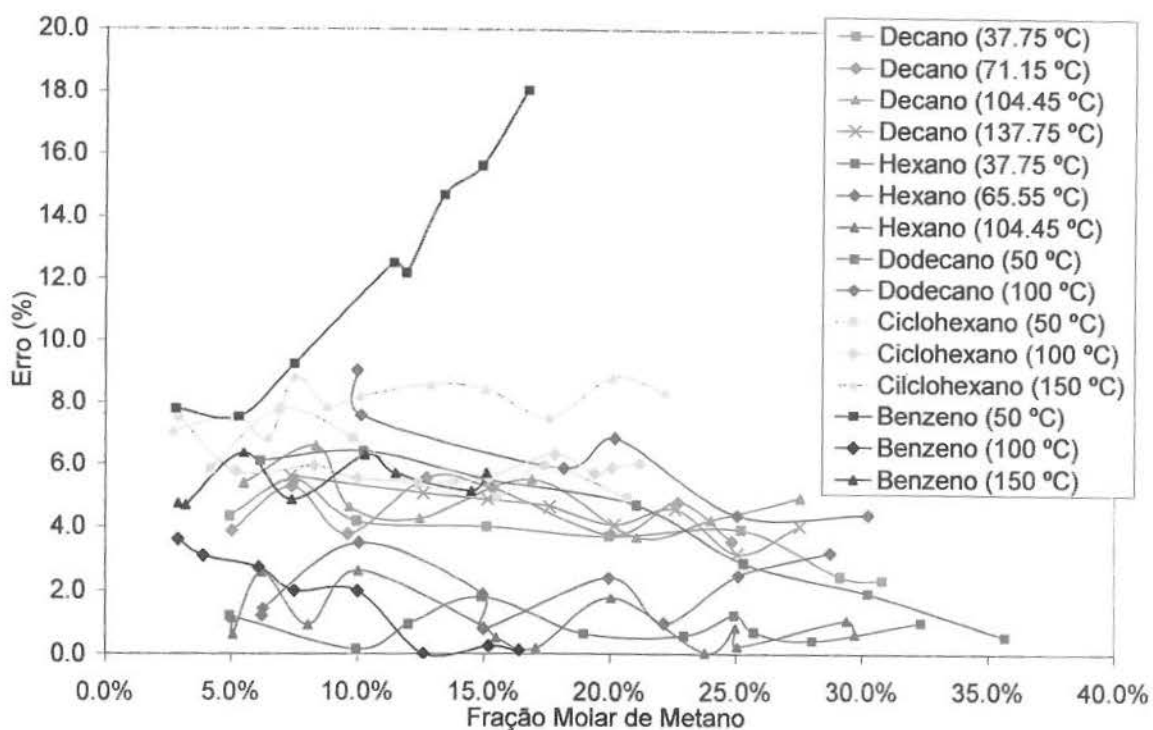


Figura 4.21: Variação do erro absoluto com a composição para os sistemas binários estudados.

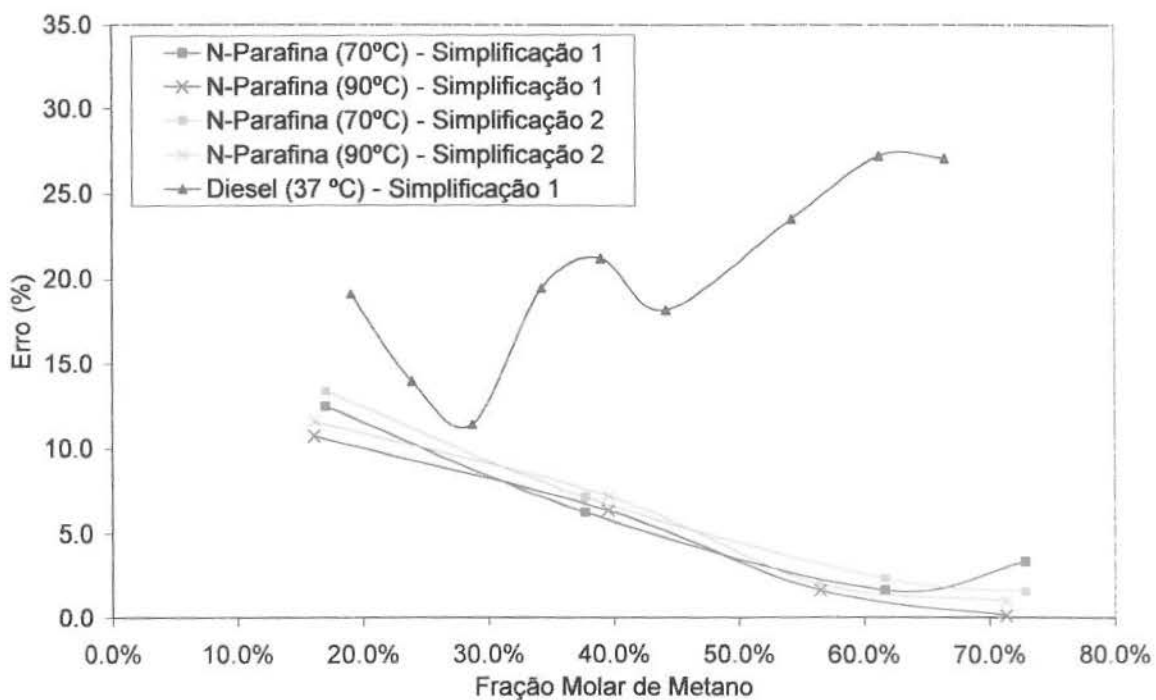


Figura 4.22: Variação do erro com a composição para as misturas multicomponentes estudadas.

Com relação aos sistemas multicomponentes, os resultados obtidos a partir da Simplificação 2 da mistura n-parafina/metano apresentam um comportamento similar, em relação ao desvio, ao da Simplificação 1. Para todas as frações de metano estudadas a Simplificação 2 é a que apresenta maior desvio. No geral, os desvios aumentam com o aumento da temperatura. Essa característica vai estar relacionada à metodologia utilizada para o cálculo do parâmetro de interação binária.

Capítulo 5

Desenvolvimento de um Simulador de *Kick*

Neste capítulo são estabelecidas as premissas fundamentais para o desenvolvimento de um simulador utilizado no estudo de controle de poços. A situação operacional básica consiste em um poço estar sendo perfurado e penetrar em uma zona de alta pressão que contém gás. A pressão do reservatório está acima da pressão no fundo do poço então, o gás do reservatório invade o poço. No momento em que o *kick* é detectado, o poço é fechado. Após o fechamento do poço, a pressão no interior da coluna de perfuração (SIDPP) é registrada bem como as dimensões do poço e as propriedades do fluido de perfuração e do fluido invasor.

O escopo da modelagem considera:

- Poço vertical;
- *Kick* de gás;
- Diâmetro do poço constante;
- Método do sondador;
- Não ocorre reação química entre o gás e o fluido de perfuração;
- Água e sólidos são considerados inertes (não possuem a capacidade de solubilizar o gás);

- Gás que sai de solução não se solubiliza novamente;
- Seção contaminada é homogênea (razão gás líquido é constante);
- Pode ocorrer mudança de fase durante a circulação;
- Não há escorregamento entre a fase líquida e gasosa;
- Fluido de perfuração base água e base óleo;
- Formação portadora do gás está no fundo do poço;
- Durante a remoção do *kick* a pressão no fundo do poço é mantida constante e igual à pressão da formação mais as perdas de carga por atrito no espaço anular calculadas na vazão reduzida de circulação;
- Gás real distribuído como uma bolha única;
- Fluido de perfuração está em equilíbrio térmico com a formação;
- Temperatura variável (admite-se um gradiente de temperatura linear);
- Perdas de carga por atrito no gás são desprezíveis;
- Velocidades do gás e do fluido de perfuração são calculadas com base na vazão reduzida de circulação e área de fluxo;
- Aumento da velocidade do fluido de perfuração acima da zona de gás devido à expansão do gás;
- Modelo reológico Power-Law e Newtoniano.

O modelo faz uma simulação da circulação de um *kick* de gás em fluido de perfuração base óleo, utilizando o método do sondador e a hipótese de pressão no fundo do poço sempre constante. O desenvolvimento do programa é realizado em três etapas:

(1) Condição inicial, o *kick* não está sendo circulado;

(2) Circulação do *kick* pelo anular;

(3) Influxo atinge a superfície, havendo a produção de gás livre e líquido com gás solubilizado.

5.1 Definições

Alguns termos utilizados neste trabalho:

- Região contaminada: zona contendo todo o gás livre, líquido com gás solubilizado e materiais inertes (água e óleo);
- Fluido de perfuração contaminado: fluido de perfuração que entrou em contato com o influxo da formação;
- Gás livre: gás dentro do poço que está na fase de vapor;
- Líquido com gás solubilizado (Óleo com gás saturado): fase óleo do fluido de perfuração e gás solubilizado;
- Gás solubilizado: gás na fase líquida devido à interação com outro fluido (neste caso, a fase óleo do fluido de perfuração);
- Fase óleo do fluido de perfuração: o fluido de perfuração é dividido em três fases distintas: óleo, sólidos e água. A fase óleo é representada somente pelo volume de óleo que foi utilizado na formulação do fluido;
- Fase de inertes do fluido de perfuração: representa a fase de água e a fase de sólidos presentes no fluido de perfuração. É a soma do volume de sólidos e volume de água que foi utilizado na formulação do fluido;
- Tempo de exposição: tempo em que ocorreu o influxo;
- Fluido invasor: fluido proveniente da formação (*kick*);

5.2 Cálculo da vazão de gás

Existem duas alternativas para a vazão de gás: (i) é um parâmetro definido na entrada do programa, ou (ii) utiliza-se uma expressão dependente do tempo.

O cálculo da vazão de gás é feito a partir de uma relação dependente do tempo. As seguintes equações são utilizadas para prever o efeito da pressão e do tempo na vazão de gás (Thomas *et al.*, 1982).

$$Q_g = \frac{kh(P_f^2 - BHP^2)}{1424P_D(BHT + 460)\mu Z} \quad (5.1)$$

Onde Q_g é a vazão de gás em *scfd*, P_D é a pressão adimensional, k é a permeabilidade do reservatório em *mD*, h é a espessura da formação em *ft*, P_f é a pressão da formação em *psi*, BHP é a pressão no fundo do poço em *psi*, BHT é a temperatura no fundo do poço em $^{\circ}F$, μ é a viscosidade do fluido da formação em *cP* e Z é o fator de compressibilidade do fluido da formação.

O tempo adimensional e a pressão adimensional são definidos de acordo com as seguintes equações:

$$P_D = 0,5[\log(T_D) + 0,80907] \quad (5.2)$$

$$T_D = \frac{2,634 \cdot 10^{-3} kt}{\phi \mu c R_w^2} \quad (5.3)$$

Onde ϕ é a porosidade, c é a compressibilidade do fluido em *1/psi* e R_w é o raio do poço em *ft* e t é o tempo em *hor*.

O procedimento permite a variação da permeabilidade, porosidade, pressão no fundo do poço, espessura da formação e pressão da formação na obtenção da vazão de gás.

Com os dados de vazão e de tempo pode-se obter o volume de gás que entrou no poço apenas multiplicando a vazão de gás pelo tempo de exposição ao *kick*.

$$VG = Q_g \cdot t \quad (5.4)$$

O volume de gás livre vai variar de acordo com as condições de temperatura, pressão e composição da mistura (gás proveniente da formação e fase óleo do fluido de perfuração).

5.3 Cálculo do volume de fluido de perfuração que foi contaminado

O volume do fluido de perfuração que foi contaminado é definido neste trabalho como o volume de fluido de perfuração que entrou em contato com o gás. Este volume é controlado pela vazão do fluido de perfuração e o tempo de exposição ao *kick*.

$$VLC = Q_{mud} \cdot t \quad (5.5)$$

Admite-se que, da condição inicial até o momento em que o topo da região contaminada atinge a superfície não há variação do volume de fluido de perfuração que foi contaminado, ou melhor, que a composição da mistura é mantida constante. Este volume só vai ser alterado a partir do momento em que a região de óleo com gás saturado começar a ser produzida.

5.4 Composição do fluido de perfuração

O fluido de perfuração que é utilizado neste trabalho é constituído basicamente por uma fração de óleo, uma fração de água e uma fração de sólidos. A Figura 5.1 apresenta a divisão do fluido de perfuração nos constituintes básicos.

Neste modelo, a água e os sólidos são considerados inertes e não são levados em consideração nos cálculos da solubilidade. O óleo possui uma caracterização que pode variar

desde n-parafinas (fluidos de perfuração base parafínica) até compostos mais elaborados contendo anéis aromáticos (diesel) e éster.

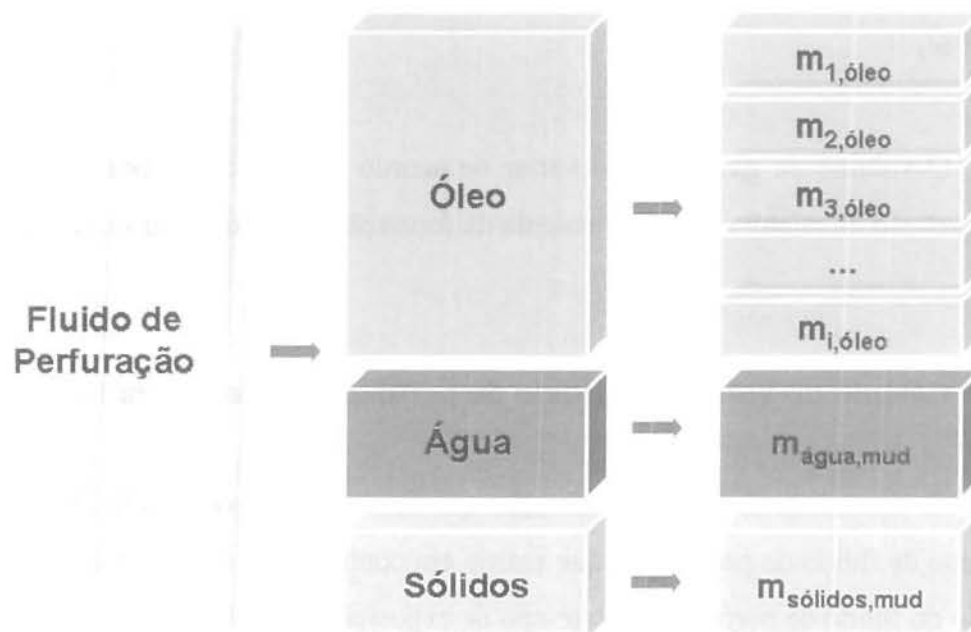


Figura 5.1: Composição do fluido de perfuração.

Este modelo contempla os fluidos contendo n-parafinas e também anéis aromáticos. A única limitação para a utilização de fluidos de perfuração contendo ésteres em sua formulação é o fato do modelo utilizado para o cálculo do parâmetro de interação binária não contemplar o grupo éster. Desta forma, têm-se resultados menos satisfatórios no modelo termodinâmico o que, conseqüentemente, vai refletir no modelo do simulador de *kick*.

Não existe nenhuma limitação do modelo termodinâmico quanto à quantidade de componentes que podem ser utilizados na composição da base óleo do fluido de perfuração. A limitação existente está relacionada ao tempo computacional necessário na obtenção dos parâmetros termodinâmicos. O ideal é que se trabalhe com a menor quantidade de componentes possível, entretanto, este número de componentes deve representar satisfatoriamente a composição original obtendo-se, assim, uma boa concordância entre tempo computacional e qualidade dos resultados.

5.5 Massa de fluido de perfuração contaminada pelo *kick*

A massa de fluido de perfuração contaminada é dada pela relação entre a densidade do fluido de perfuração e o volume de fluido de perfuração contaminado. O volume de fluido de perfuração contaminado inicialmente é dado pela Equação 5.5.

$$MLC = \rho_{mud} \cdot VLC \quad (5.6)$$

Conhecendo-se as frações mássicas dos componentes do fluido de perfuração pode-se obter a massa de cada um dos constituintes (óleo, água e sólidos) que foi contaminada pelo fluido invasor.

$$MOC = MLC \cdot \hat{m}_{\text{óleo},mud} \quad (5.7)$$

A massa de água contaminada é obtida a partir da massa de fluido de perfuração contaminado e a fração mássica de água no fluido de perfuração.

$$MAC = MLC \cdot \hat{m}_{\text{água},mud} \quad (5.8)$$

A massa de sólidos contaminados é obtida a partir da fração mássica de sólidos no fluido de perfuração e a massa de fluido de perfuração contaminado.

$$MSC = MLC \cdot \hat{m}_{\text{sólidos},mud} \quad (5.9)$$

A partir da relação entre a fração mássica de óleo no fluido de perfuração e a fração mássica do componente j na base óleo do fluido de perfuração, determina-se a massa de cada um dos componentes da fração óleo do fluido de perfuração que foram contaminados.

$$MOjC = MLC \cdot \hat{m}_{\text{óleo},mud} \cdot \hat{m}_{j,\text{óleo}} \quad (5.10)$$

A massa de fluido de perfuração contaminada pelo influxo vai permanecer constante durante toda circulação. Só haverá variação de massa a partir do momento que a região de líquido com gás solubilizado começar a ser produzida. Sendo a massa do *kick* também constante durante toda a circulação, isto significa que a composição da mistura é constante.

5.6 Composição do *kick*

Um esquema de composição do *kick* é mostrado na Figura 5.2. O fluido invasor pode ser composto por um único componente, como é o caso do fluido utilizado neste trabalho, ou pode ser uma mistura de vários componentes. Não há limitação para a quantidade de componentes utilizados. Entretanto, mais uma vez, deve-se ressaltar que é necessário que a composição utilizada na simulação represente satisfatoriamente a composição original da mistura.

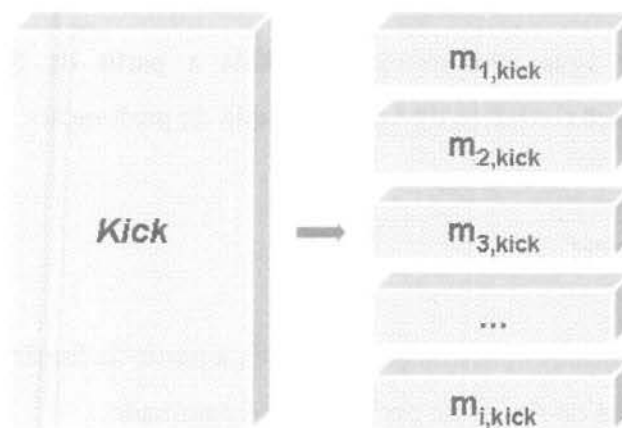


Figura 5.2: Composição do *kick*.

O modelo desenvolvido admite fluidos invasores variando desde cadeias de hidrocarbonetos simples até componentes contendo anéis aromáticos. As mesmas limitações relacionadas ao cálculo do parâmetro de interação binária para a composição da base óleo do fluido de perfuração são válidas para o fluido invasor. É importante salientar que o influxo pode ser de gás ou líquido, ambos são representados pelo modelo.

5.7 Massa do *kick*

O volume de gás que entrou no poço é obtido a partir da Equação 5.4. A densidade do gás é calculada a partir da equação de estado para as condições de fundo de poço (BHP, BHT) e composição do *kick* informados.

$$\rho_{kick,BH} = f(z_{k,kick}; BHP; BHT) \quad (5.11)$$

A partir da densidade pode-se obter a massa total do *kick* com a relação entre densidade e volume de gás que entrou no poço.

$$m_{kick} = \rho_{kick,BH} \cdot VG \quad (5.12)$$

A partir da composição da mistura é possível calcular as massas de cada componente do *kick*. A massa de cada componente k é função da fração mássica do componente na mistura e da massa do *kick* que entrou no poço.

$$m_{k,kick} = m_{kick} \cdot \hat{m}_{k,kick} \quad (5.13)$$

A massa do *kick* permanece constante durante toda a circulação. Haverá variação da massa quando houver produção de gás, ou seja, a partir do momento em que o influxo atinge a superfície.

5.8 Composição da mistura: fluido de perfuração e fluido invasor

A Figura 5.3 mostra que as frações mássicas de cada um dos componentes devem ser ajustadas para que o somatório das frações mássicas retorne um (ou 100). As massas dos componentes são somadas e as frações mássicas são avaliadas para esta condição.

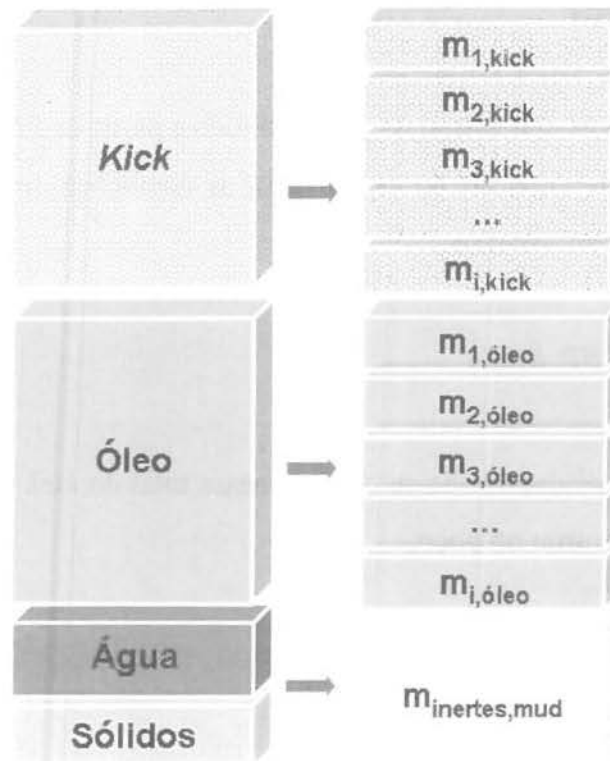


Figura 5.3: Composição da mistura: fluido de perfuração e fluido invasor.

A massa total da mistura é simplesmente a soma das massas de fluido de perfuração contaminado e de fluido invasor.

$$m_{Total} = MLC + m_{kick} \quad (5.14)$$

A fração mássica de cada um dos componentes da mistura contaminada é então obtida a partir da divisão da massa do componente i pela massa total da mistura.

$$\hat{m}_{i,m} = \frac{m_i}{m_{Total}} \quad (5.15)$$

Por i entende-se como sendo sólidos, água e cada um dos componentes hidrocarbonetos existentes na mistura.

No caso das simulações com água e sólidos (que são considerados inertes neste modelo), é necessário que os cálculos das frações mássicas sejam substituídos por valores normalizados para

que a premissa de conservação da massa (somatório das frações mássicas igual a um) não seja invalidada.

Desconsiderando-se as frações mássicas de água e sólidos, o somatório das frações mássicas terá somente os componentes da fase óleo do fluido de perfuração e do fluido invasor.

$$\sum_{j=1}^{N_{oleo}} \hat{m}_{j,oleo} + \sum_{k=1}^{N_{kick}} \hat{m}_{k,kick} < 1 \quad (5.16)$$

No qual N_{oleo} é o número de componentes da fase óleo do fluido de perfuração e N_{kick} é o número de componentes do fluido invasor. Obviamente, este somatório será menor que um, pois os componentes considerados inertes (sólidos e água) foram excluídos.

Então, a fração mássica relativa a esta nova mistura, que desconsidera as frações de água e sólidos pode ser obtida simplesmente pela divisão da fração mássica do componente pelo novo somatório das frações mássicas (desconsiderando água e sólidos). Essa é uma equação normalizada para que o somatório das frações mássicas seja um.

$$\hat{m}_{i,m}^* = \frac{\hat{m}_i}{\sum_{j=1}^{N_{oleo}} \hat{m}_{j,oleo} + \sum_{k=1}^{N_{kick}} \hat{m}_{k,kick}} \quad (5.17)$$

Os inertes (sólidos e água) não entram nos cálculos termodinâmicos e são desconsiderados em termos de solubilidade do *kick*. Mesmo desconsiderados, a adição destes componentes no fluido de perfuração faz com que a quantidade de óleo disponível para absorver o gás diminua. Isto significa que, indiretamente, a adição de sólidos e água, altera a solubilização do gás no fluido de perfuração.

5.9 Fração inicial de fluido invasor

A fração inicial de fluido invasor é definida como a razão entre as vazões de fluido invasor e fluido de perfuração.

$$RGL = \frac{Q_g}{Q_{mud}} \quad (5.18)$$

Onde Q_g é a vazão de gás e Q_{mud} a vazão de fluido de perfuração.

A fração inicial de gás também pode ser obtida a partir da razão entre o volume de gás, nas condições de pressão e temperatura do fundo do poço, e o volume de fluido de perfuração contaminado.

$$RGL = \frac{VG}{VLC} \quad (5.19)$$

5.10 Esquema de fluxo

A região contaminada é definida como o fluido de perfuração que entrou em contato com o gás (fluido de perfuração contaminado) e o provável gás livre existente. Essa região contaminada deve ser totalmente retirada do poço.

Durante a circulação, a região contaminada é dividida em três fases distintas: inertes (água e sólidos), fase óleo do fluido de perfuração com gás solubilizado e gás livre.

A Figura 5.4 apresenta o esquema de fluxo de um *kick* em um poço vertical para o modelo proposto. O gás livre é considerado como um sistema consistindo de uma bolha única, seguido de uma seção de óleo com gás solubilizado e inertes. No topo da seção contaminada existe fluido de perfuração que não entrou em contato com o fluido da formação (*kick*) e na base da seção contaminada existe, também, fluido de perfuração não contaminado.

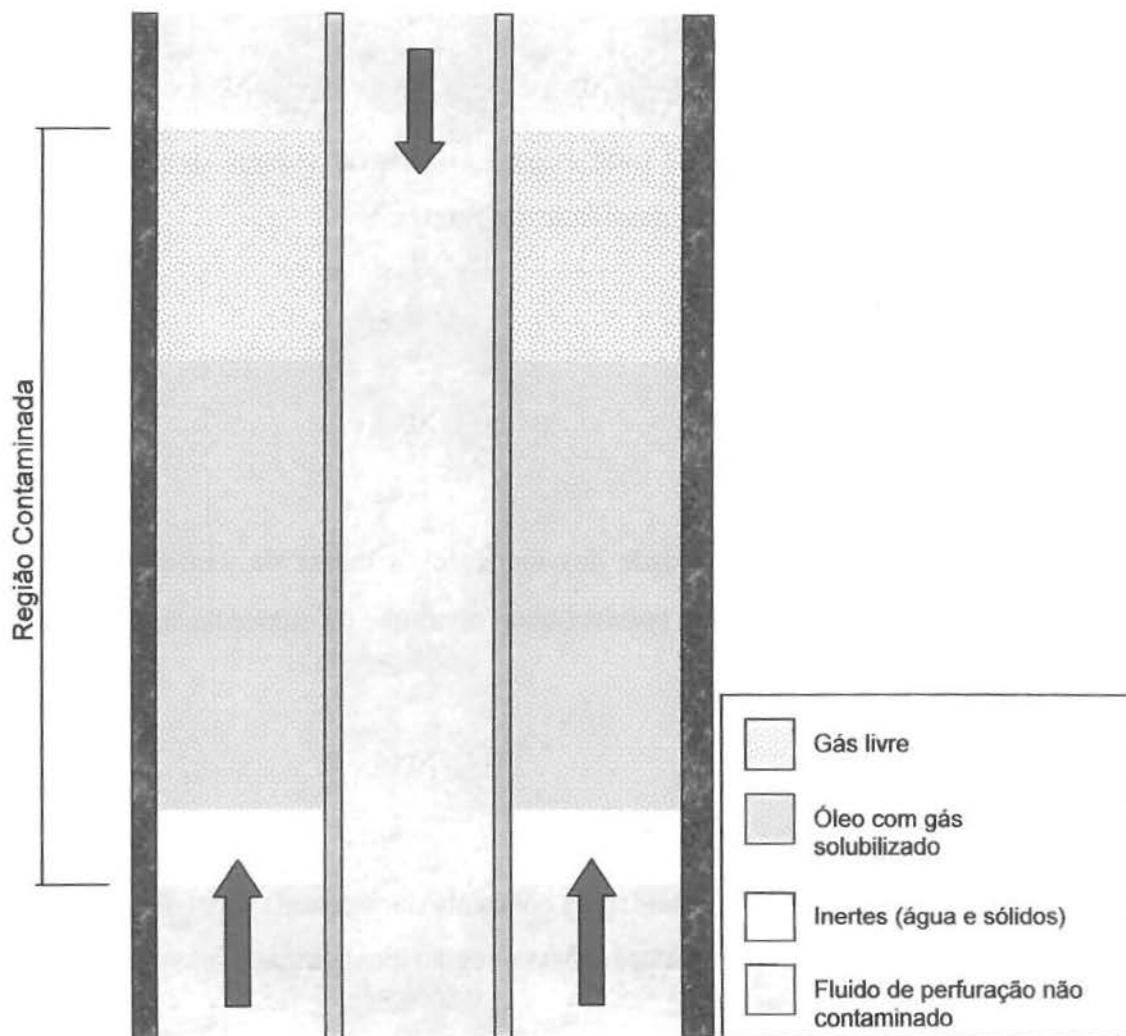


Figura 5.4: Representação de um *kick* em um poço vertical para o modelo proposto.

5.11 Determinação da densidade da fase de inertes (água e sólidos)

Como os cálculos são efetuados desprezando-se o efeito dos inertes (água e sólidos) esses componentes são considerados separadamente. Portanto, tendo-se a densidade do fluido de perfuração, é necessário obter a densidade da fase óleo e a densidade dos inertes (água e sólidos).

Primeiramente, calcula-se a densidade da base óleo nas condições padrão de temperatura e pressão (15,56 °C e 14,7 psi) a partir do modelo termodinâmico.

$$\rho_{\acute{o}leo, std} = f(z_{j, \acute{o}leo}; 14.7 \text{ psi}; 15.56^{\circ} C) \quad (5.20)$$

Admitindo-se que o volume total é igual à soma do volume da fase óleo e dos inertes, chega-se à seguinte relação para a densidade dos inertes:

$$\rho_{inertes} = \frac{\rho_{mud} \cdot (1 - \hat{m}_{\acute{o}leo})}{\left(1 - \frac{\rho_{mud} \cdot \hat{m}_{\acute{o}leo}}{\rho_{\acute{o}leo, std}}\right)} \quad (5.21)$$

A partir do valor da densidade dos inertes e da massa de inertes contaminada, que foi definida nas Equações 5.8 e 5.9, é possível obter o volume de inertes na seção contaminada.

$$V_{inertes} = \frac{(MAC + MSC)}{\rho_{inertes}} \quad (5.22)$$

A densidade de inertes é considerada constante durante toda a circulação. Como a massa só varia durante o processo de produção dessa região contaminada o volume também só será alterado nesta etapa.

5.12 Determinação da pressão da formação

Conhecidos os dados do *kick* e os parâmetros de perfuração é possível determinar a pressão da formação a partir da relação básica da hidrostática.

$$P_f = SIDPP + \rho_{mud} \cdot g \cdot D \quad (5.23)$$

Onde *SIDPP* é a pressão na cabeça do poço e *D* a profundidade do poço.

5.13 Cálculo do volume inicial da seção contaminada

Após a determinação da pressão da formação e a composição da mistura pode-se determinar o volume de gás e o volume de líquido.

As densidades das fases são obtidas a partir da equação de estado, utilizando-se a metodologia apresentada no Capítulo 3. A partir das condições do sistema (pressão, temperatura e composição da mistura) calcula-se as frações de cada componente do sistema na fase líquida e na fase vapor. A partir das composições das fases calcula-se a massa de cada fase. Essas relações são obtidas a partir do balanço de massa no sistema. A massa de líquido é obtida a partir da composição global da mistura, \hat{z}_i , composição das fases líquida e vapor, \hat{x}_i e \hat{y}_i , massa total da mistura, $MOC + m_{kick}$, e quantidade de componentes, N .

$$m_L = \frac{\sum_{i=1}^N (MOC + m_{kick}) \cdot \frac{(\hat{z}_i - \hat{y}_i)}{(\hat{x}_i - \hat{y}_i)}}{N} \quad (5.24)$$

Considerando que a massa total é a soma das massas de líquido e de vapor, a massa de vapor é obtida a partir da subtração da massa total pela massa de líquido.

$$m_V = (MOC + m_{kick}) - m_L \quad (5.25)$$

E, finalmente, a partir dos valores de densidade obtidos pela equação de estado e os de massa obtidos pelas equações acima, determina-se os volumes de cada fase.

$$V_{vap,m} = \frac{m_V}{\rho_{vap}} \quad (5.26)$$

$$V_{liq,m} = \frac{m_L}{\rho_{liq}} \quad (5.27)$$

5.14 Determinação do comprimento inicial da seção contaminada

Após a obtenção dos volumes de gás, de líquido e de inertes, calcula-se o comprimento inicial da seção contaminada.

$$L_{cont} = \frac{V_{vap,m} + V_{liq,m} + V_{inertes}}{C_{an}} \quad (5.28)$$

Onde C_{an} é a capacidade do anular.

5.15 Cálculo das velocidades do topo e da base da região contaminada

O modelo proposto não considera o deslizamento entre as fases, dessa forma, a velocidade da base da região contaminada será igual à velocidade do fluido abaixo da seção contaminada, neste caso, o fluido de perfuração que não entrou em contato com o *kick*.

$$v_{base} = \frac{Q_{mud}}{A_T} \quad (5.29)$$

Onde Q_{mud} é a vazão do fluido de perfuração abaixo da seção contaminada e A_T é a área da seção transversal.

A velocidade do topo da região contaminada é diferente da velocidade da base. Esta diferença está relacionada à expansão do gás livre e o inchaço do fluido de perfuração.

Expansão do gás na fase vapor e inchaço do fluido de perfuração são os fatores que controlam a velocidade do topo da região contaminada. Esta velocidade é obtida a partir da avaliação da expansão do gás livre e do inchaço do fluido de perfuração em cada incremento de tempo.

5.16 Discretização da região contaminada

Dependendo do volume de gás que invadiu o poço e do volume de fluido de perfuração que foi contaminado durante o influxo, o comprimento da seção contaminada pode ser grande o suficiente para que a pressão no topo seja bem menor do que a pressão na base. Como esta seção pode ser extensa, admitir que toda a seção encontra-se numa mesma condição de pressão e temperatura não é muito representativo.

Com o intuito de obter uma melhor representação das condições de pressão e temperatura e, assim, conseguir estimativas mais refinadas das massas e volumes de líquido e vapor, foi feita uma divisão da região composta por óleo e gás solubilizado (líquido) e do gás livre (vapor) em células de mesmo comprimento.

Ao invés de efetuar os cálculos para uma seção única, é feito o cálculo de cada célula, separadamente. Para cada célula são calculadas as composições das fases, massas de líquido e de vapor e volumes de líquido e de vapor.

Sendo n o número de células, L_{cel} o comprimento da célula e ρ_{cel} a densidade, a pressão no topo da célula é definida como:

$$P_{topo,cel} = P_{base,cel} - L_{cel} \cdot \rho_{cel} \cdot g \quad (5.30)$$

A Figura 5.5 mostra como foi feita a discretização da seção contaminada. Numa primeira etapa a seção foi dividida em células de mesmo comprimento. Em seguida são feitos os cálculos de composição das fases, massas de líquido e vapor e volumes de líquido e vapor para cada célula. Soma-se todas as massas de líquido e todas as massas de vapor presentes em todas as células. O mesmo é feito com os volumes de líquido e volumes de vapor. As células são então rearranjadas para que toda a fase vapor concentre-se na parte superior e, a fase líquida, concentre-se na parte inferior. As células são divididas igualmente para as duas fases e o comprimento de cada célula é reavaliado (as células da fase vapor podem ter comprimentos diferentes das células da fase líquida).

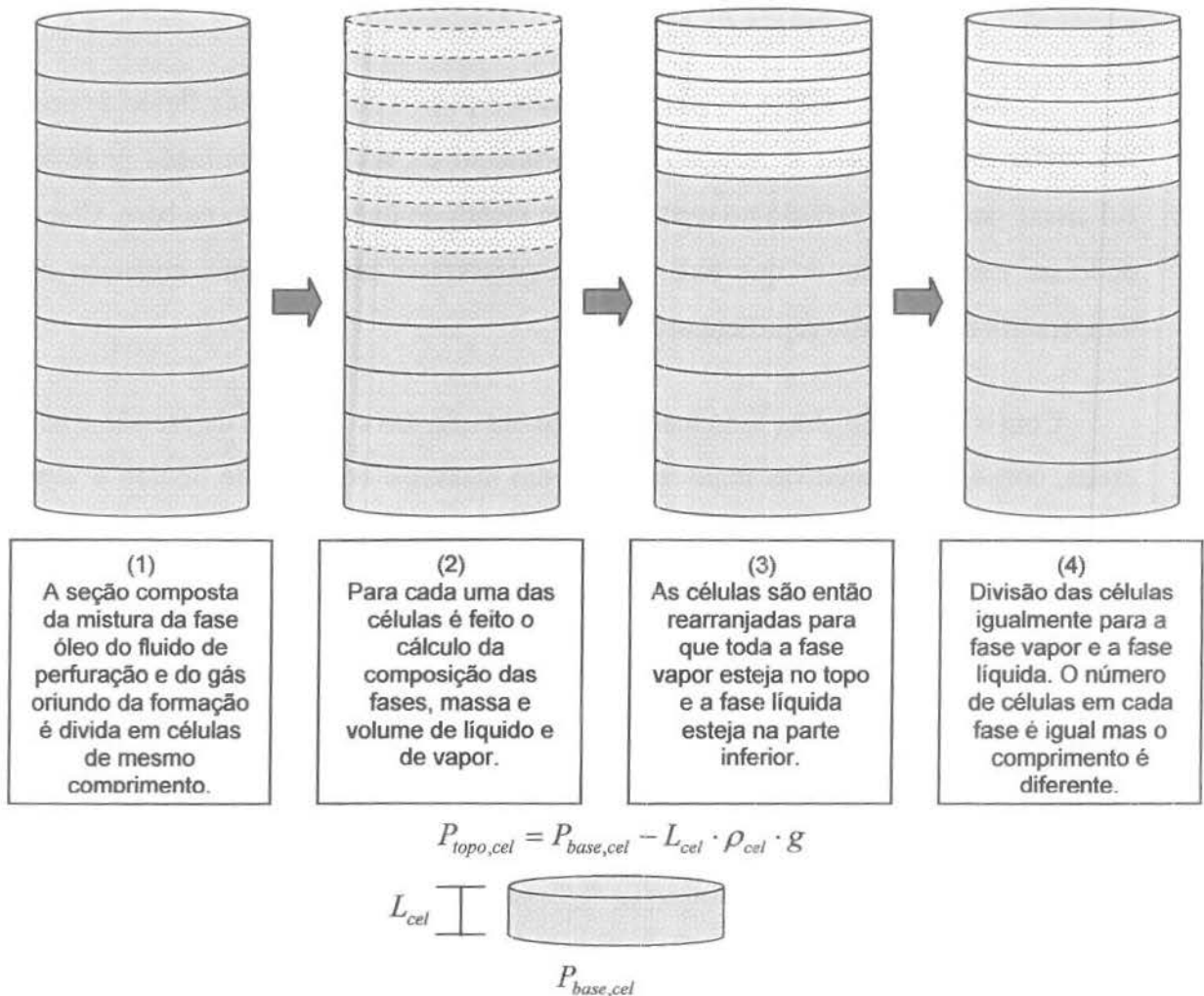


Figura 5.5: Esquema da discretização da seção composta da mistura da fase óleo do fluido de perfuração e do gás oriundo da formação.

A massa total de líquido é o somatório das massas de líquido em cada célula e a massa total de vapor o somatório das massas de vapor em cada célula.

$$m_L = \sum_{i=1}^{i=n} m_{i,L} \quad (5.31)$$

$$m_V = \sum_{i=1}^{i=n} m_{i,V} \quad (5.32)$$

O mesmo processo é efetuado para o cálculo dos volumes de líquido e de vapor.

$$V_{lq,m} = \sum_{i=1}^{i=n} V_{i,L} \quad (5.33)$$

$$V_{vap,m} = \sum_{i=1}^{i=n} V_{i,V} \quad (5.34)$$

Este procedimento é efetuado durante todas as etapas da simulação. Desde a condição estática (condição inicial) até toda a produção da região contaminada.

5.17 Determinação das pressões no espaço anular

Como já foi descrito anteriormente, o cálculo das pressões na região contaminada é efetuado dividindo-se a região em um certo número de segmentos. Em condições estáticas, calcula-se iterativamente, a pressão no topo da região contaminada, a partir da base da região contaminada. Na condição inicial, a pressão na base da região contaminada é estimada como sendo a pressão da formação, desconsiderando-se as perdas de carga por atrito.

$$P_{topo} = BHP - \sum_{i=1}^n L_i \cdot \rho_i \cdot g \quad (5.35)$$

Onde P_{topo} é a pressão no topo da região contaminada, n é o número de células, L_i é o comprimento da célula i e ρ_i é a densidade da célula.

Durante o deslocamento do influxo pelo anular deve-se levar em conta as perdas de carga na região monofásica e na região bifásica. As perdas de carga na região bifásica não estão sendo consideradas neste modelo. As perdas de carga na região monofásica foram calculadas utilizando-se os modelos reológicos de Newton e de Potência.

A pressão na base da região contaminada, durante o deslocamento do influxo pelo anular, é definida por:

$$P_{base} = BHP - \rho_{mud} \cdot H_b \cdot g - \frac{dp}{dL} \cdot H_b \quad (5.36)$$

Onde H_b é a altura da base da região contaminada e $\frac{dp}{dL}$ é a perda de carga por atrito do fluido de perfuração que não foi contaminado.

A altura da base da região contaminada é calculada a partir da velocidade da base da região contaminada e do tempo.

$$H_b = v_{base} \cdot t \quad (5.37)$$

A pressão no topo é dada por:

$$P_{topo} = P_{base} - \sum_{i=1}^n L_i \cdot \rho_i \cdot g \quad (5.38)$$

Pressão na superfície (poço *onshore*):

$$SICP = BHP - H_b \cdot \rho_{mud} \cdot g - (P_{topo} - P_{base}) - H_t \cdot \rho_{mud} \cdot g - \frac{dp}{dL} \cdot (H_b + H_t) \quad (5.39)$$

Onde H_t é o comprimento do fluido de perfuração que está acima da seção contaminada.

Após toda a seção contaminada ter sido removida do sistema, a pressão na superfície será dada pela pressão no fundo do poço menos a hidrostática devido à coluna de fluido de perfuração, menos as perdas de carga no espaço anular.

5.18 Produção da região contaminada

A produção da região contaminada é feita em duas etapas: (i) em uma primeira fase o gás é produzido a partir da fase vapor e (ii) numa segunda etapa o gás é produzido a partir da fase líquida.

5.18.1 Gás proveniente da fase vapor

Quando a seção contaminada atinge a superfície haverá produção de gás (proveniente da fase vapor e da fase líquida). Para o caso de gás remanescente somente da fase vapor, a vazão de gás é obtida a partir da seguinte relação:

$$Q_{g,sup} = \frac{\Delta m}{\rho_{g,sup} \cdot \Delta t} \quad (5.40)$$

Onde Δm é a massa que foi produzida durante o intervalo de tempo Δt e $\rho_{g,sup}$ é a densidade do gás medida em condições de superfície.

5.18.2 Gás proveniente da fase líquida

Sendo o gás oriundo da fase óleo (gás solubilizado), a vazão é obtida através da mesma relação para gás livre.

$$Q_{g,sup} = \frac{\Delta m_{gas}}{\rho_{g,sup} \cdot \Delta t} \quad (5.41)$$

Para este caso, Δm_{gas} é a massa de gás que saiu de solução nas condições de pressão e temperatura ambientes.

5.19 Cálculo das perdas de carga na região monofásica

O simulador permite a consideração de dois modelos reológicos de fluido de perfuração (Newtoniano e Potência) para o cálculo do gradiente de perda de carga por atrito.

As expressões utilizadas para o cálculo das perdas de carga na região monofásica são detalhadas no Apêndice D.

5.20 Cálculo do volume ganho nos tanques de lama

O volume ganho nos tanques de lama (*pit gain*) em fluidos de perfuração base água é considerado igual ao volume de gás dentro do poço. No caso de fluido de perfuração base óleo o *pit gain* é o volume de gás na fase vapor dentro do poço mais o inchaço do fluido de perfuração devido à absorção de gás (gás solubilizado).

Na condição inicial e até o momento em que o topo da seção contaminada atinge o topo do poço, o volume ganho nos tanques de lama considerado neste trabalho é igual ao volume de óleo com gás solubilizado mais o volume de gás livre mais o volume de inertes menos o volume de lama contaminada na condição inicial.

$$Pitgain = V_{inertes} + V_{liq,mix} + V_{vap,mix} - VLC \quad (5.42)$$

O volume ganho nos tanques de lama vai aumentar devido à expansão do gás dentro do poço, atingindo o máximo quando o topo da região contaminada atinge o topo do poço. Durante a produção da seção contaminada, o volume ganho nos tanques de lama vai diminuir, até atingir o valor mínimo (zero), que significa que toda a seção contaminada saiu do poço.

No processo de produção da seção contaminada, o cálculo do volume ganho nos tanques de lama deve ser alterado para levar em conta a diminuição também do volume de fluido de perfuração contaminado (que também está sendo produzido).

$$Pitgain = V_{inertes} + V_{liq,mix} + V_{vap,mix} - VLC_{in} \quad (5.43)$$

Onde VLC_{in} é o volume de fluido de perfuração contaminado que ainda está no poço. Este volume é obtido a partir da relação com o número de células de líquido com gás solubilizado que ainda está no poço.

$$VLC_{in} = \left(\frac{VLC}{NCellLiq} \right) \cdot NCellLiq_{in} \quad (5.44)$$

Onde $NCellLiq$ é o número total de células de líquido e $NCellLiq_{in}$ é o número de células de líquido que ainda está dentro do poço.

Em cada incremento de tempo, logo após o topo da região contaminada atingir o topo do poço e começar a ser produzida, uma certa quantidade de células é liberada. Este número de células só pode ser um valor inteiro, uma vez que o topo e a base de cada célula são os pontos monitorados de pressão e temperatura em cada incremento de tempo. No caso do número de células liberadas ser maior ou igual à 1,51, o número de células será automaticamente truncado em 2 (dois) e, caso seja menor ou igual à 1,49, será automaticamente truncado em 1 (um).

Quanto menor o incremento tempo, menor o volume contaminado produzido em cada incremento de tempo. Isto significa que é necessária uma quantidade maior de células para que o erro devido ao truncamento das células seja minimizado. Em outras palavras, quanto menor o incremento de tempo, maior deve ser a discretização. O incremento de tempo utilizado nas simulações obtidas neste trabalho foi de 60 s (1 minuto).

5.21 Organização básica do programa

O programa faz uma simulação do influxo para fora do poço a partir dos dados do *kick*, poço e fluido de perfuração, trabalhando dentro das premissas estabelecidas no início deste capítulo.

Basicamente, o programa lê os dados de entrada, calcula o volume da seção contaminada e sua fração de líquido e de vapor, calcula então as alturas da base e do topo do influxo, a pressão na superfície e o volume ganho nos tanques de lama (para cada incremento de tempo). O diagrama básico do simulador desenvolvido neste trabalho é mostrado no Anexo III.

Capítulo 6

Resultados

Nesse capítulo são apresentados alguns resultados obtidos a partir de simulações realizadas com o modelo proposto. É apresentada a evolução do modelo, mostrando os efeitos da perda de carga, expansão do influxo, solubilidade e discretização.

Foi feito também um estudo isolado de algumas variáveis com o objetivo de estudar seus efeitos no comportamento da pressão na superfície e volume ganho nos tanques de lama, durante a circulação de um *kick*, em fluido de perfuração base óleo.

Para análise, foi considerado um poço de referência que é apresentado na Figura 6.1. As simulações realizadas para apresentar a evolução do modelo proposto foram feitas utilizando este poço de referência.

O poço de referência é, basicamente, um poço *onshore* de 3000 m de profundidade, com geometria constante, temperatura constante de 120 °C, revestimento em 2000 m de profundidade, vazão de gás da formação de 1375 *scf/min*, tempo de exposição de 8 min, vazão de perfuração de 300 *gpm* e de circulação 200 *gpm*. Não possui inertes (sólidos e água) na formulação do fluido de perfuração, ou seja, o fluido de perfuração é composto 100% pela base óleo. Base óleo utilizada é a mesma composição da n-parafina estudada no Capítulo 3, trabalhando com a Simplificação 2. O fluido invasor é composto somente por metano.

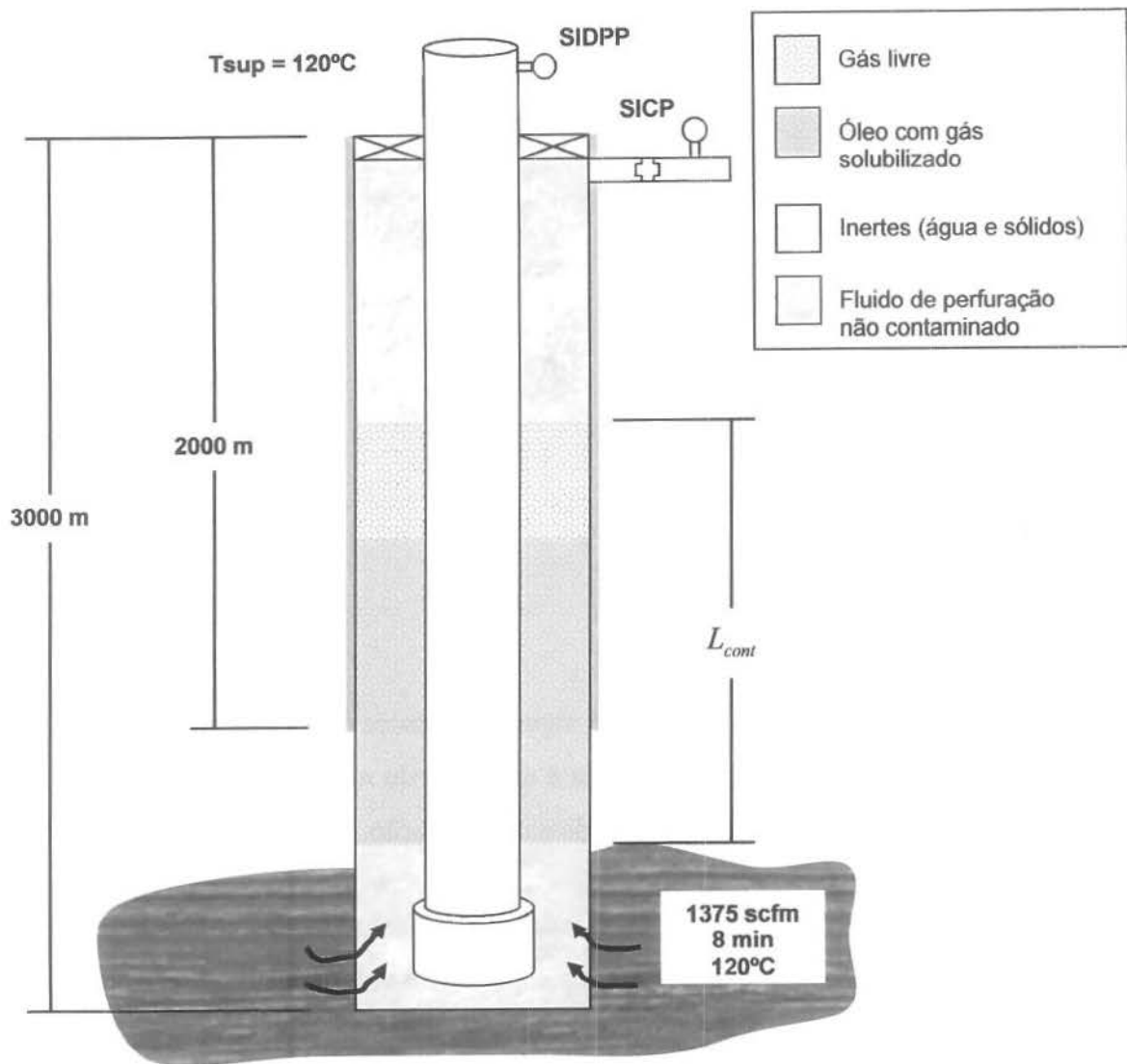


Figura 6.1: Esquema do poço utilizado nas simulações.

A seguir, são mostrados os dados do poço de referência utilizado na análise dos parâmetros mencionados no início do capítulo.

Dados do poço:

POCO	ONSHORE
POCO - PROFUNDIDADE [m]	3000
POCO - DIAMETRO [in]	9.875
SIDPP [psi]	450
REVESTIMENTO - COMPRIMENTO [m]	2000
REVESTIMENTO - DIAMETRO INTERNO [in]	9.875
DRILL PIPE - COMPRIMENTO [m]	3000

DRILL PIPE – DIAMETRO INTERNO [in]	4.4
DRILL PIPE – DIAMETRO EXTERNO [in]	5
CIRCULACAO - VAZAO REDUZIDA [GPM]	200
BOMBAS - DESLOCAMENTO [bbl/str]	0.0627
BOMBAS - EFICIENCIA [%]	95
FORMACAO - TEMPERATURA [°C]	120
TEMPERATURA - SUPERFÍCIE [°C]	120

Dados do fluido de perfuração:

FLUIDO DE PERFURACAO - DENSIDADE [lb/gal]	5.6
FLUIDO DE PERFURACAO – REOLOGIA	NEWTON
FLUIDO DE PERFURACAO - NEWTON - VISCOSIDADE [cP]	2
FLUIDO DE PERFURACAO - NEWTON - VAZAO [GPM]	300
FLUIDO DE PERFURACAO – TIPO	BASE OLEO
FLUIDO DE PERFURACAO - BASE OLEO - FRACAO MASSICA DE SOLIDOS [%]	0
FLUIDO DE PERFURACAO - BASE OLEO - FRACAO MASSICA DE AGUA [%]	0
FLUIDO DE PERFURACAO - BASE OLEO - FRACAO MASSICA DE OLEO [%]	100
OLEO - QUANTIDADE DE COMPONENTES	5

Dados do *kick*:

KICK - TEMPO DE EXPOSICAO [min]	8
KICK - PIT GAIN [bbl]	11.4
KICK - VAZAO [scfm]	1375
KICK - QUANTIDADE DE COMPONENTES	1

Composição do *kick* e da fase óleo do fluido de perfuração:

COMPONENTES	ÓLEO					KICK
	C13-	C14	C15	C16	C17+	CH4
TEMPERATURA CRITICA [K]	676.76	691.87	706.76	720.54	733.37	190.6
PRESSAO CRITICA [bar]	17.23	16.2	15.17	14.2	13.16	46.04
FATOR Z CRITICO	0.239	0.233	0.299	0.226	0.216	0.289
FATOR ACENTRICO	0.6231	0.6797	0.706	0.7418	0.7699	0.0115
TEMPERATURA DE EBULICAO [K]	508.59	526.65	543.76	559.93	573.32	111.65
PESO MOLECULAR	184.37	198.39	212.42	226.45	240.47	16.043
GRUPO CH3	2	2	2	2	2	0
GRUPO CH2	11	12	13	14	15	0
GRUPO CH	0	0	0	0	0	0
GRUPO C	0	0	0	0	0	0
GRUPO CH4	0	0	0	0	0	1
GRUPO C2H6	0	0	0	0	0	0
GRUPO CHaro	0	0	0	0	0	0
GRUPO Caro	0	0	0	0	0	0
GRUPO COO	0	0	0	0	0	0
FRACAO MASSICA [%]	3.42	65.04	19.76	4.23	7.55	100

A fase óleo do fluido de perfuração é constituída de compostos de cadeia normal (n-parafina) com números de carbono variando desde treze até dezessete carbonos. A composição da n-parafina utilizada é conhecida e já foi estudada no modelo termodinâmico (n-parafina, Simplificação 2).

6.1 Evolução do modelo proposto

O desenvolvimento do simulador de *kick* passou por várias etapas que começaram com modelo sem perdas de carga até o modelo final que considera a solubilidade do gás no fluido de perfuração e a adição de sólidos e água. A Tabela 6.1 apresenta os modelos desenvolvidos e suas respectivas considerações.

Tabela 6.1: Evolução do modelo proposto.

Modelo	Modelo 1	Modelo 2	Modelo 3	Modelo 4	Modelo 5	Modelo 6
Expansão do influxo	X	X	X	X	X	X
Perdas de carga no monofásico		X	X	X	X	X
Variação de temperatura			X	X	X	X
Gás real (Correlações)	X	X	X			
Gás real (Equação de estado)				X	X	X
Solubilidade					X	X
Sólidos e água						X

A Figura 6.2 mostra o comportamento da pressão na superfície com a evolução do modelo e a Figura 6.3 apresenta o volume ganho nos tanques de lama.

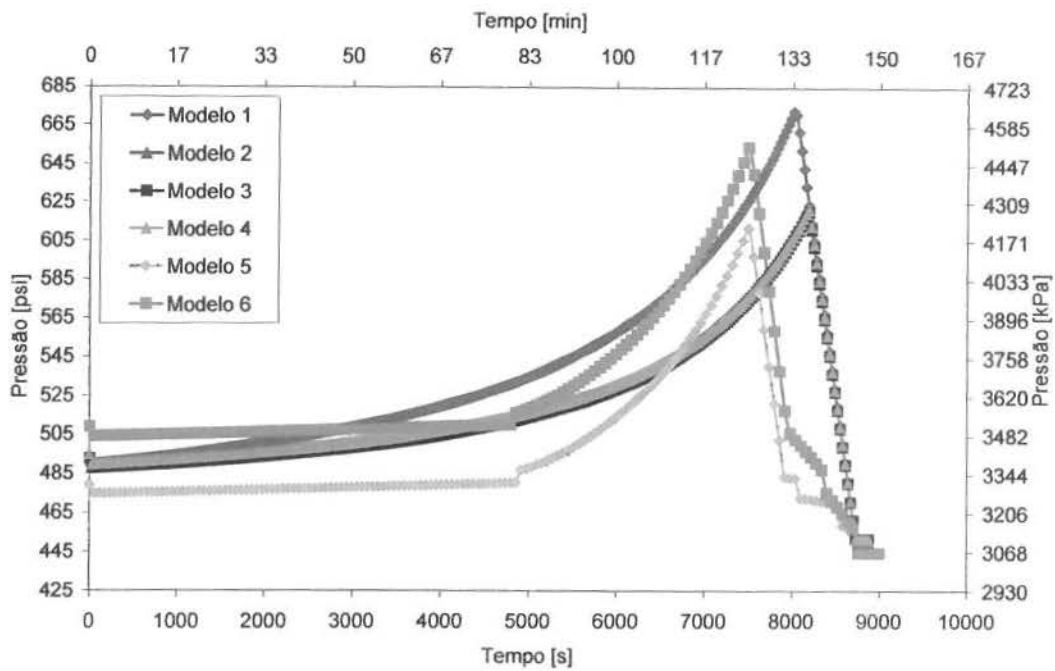


Figura 6.2: Pressão na superfície.

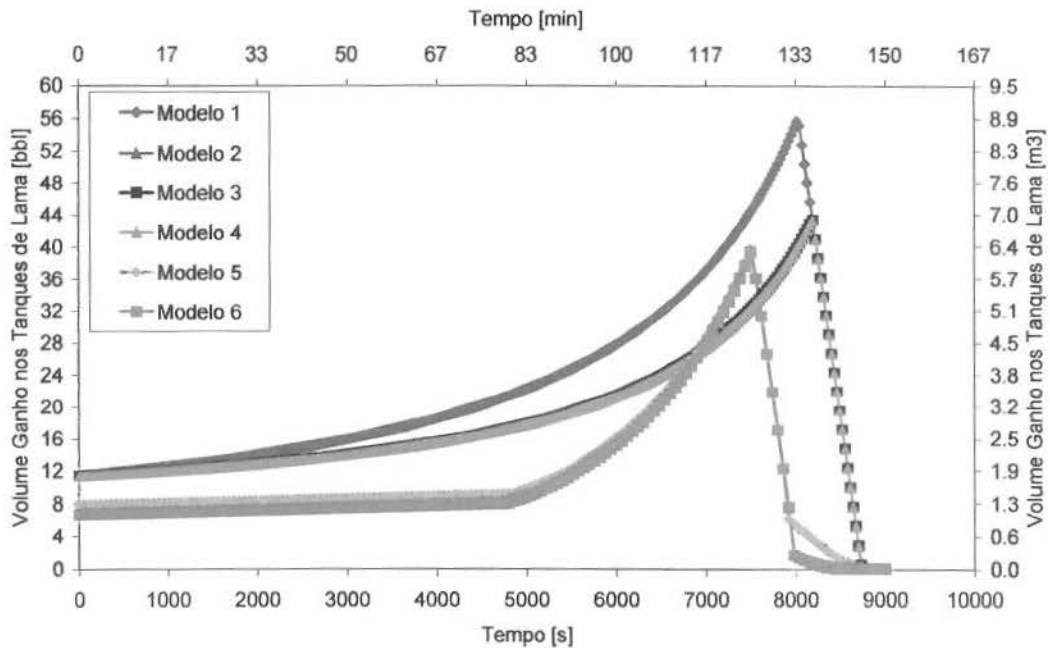


Figura 6.3: Volume ganho nos tanques de lama.

Analisando os dois gráficos observa-se que o Modelo 1 é o que apresenta maiores pressões na superfície e maiores *pit gain*. Com a evolução do modelo o perfil de pressões e o *pit gain* vai diminuindo. O Modelo 5 é o que apresenta menor perfil em relação aos outros modelos. Esse comportamento está diretamente relacionado à solubilização do gás no fluido de perfuração. Com a adição de inertes (Modelo 6), também é considerada a solubilidade do gás no fluido de

perfuração. O comportamento é similar ao Modelo 5, entretanto, o perfil de pressões é superior. Com a adição de inertes há um aumento da densidade do fluido de perfuração e uma diminuição da quantidade de óleo em que o gás oriundo da formação poderá se solubilizar. Neste caso, são essas duas características que são responsáveis pelo aumento no perfil.

Os Modelos 2,3 e 4 apresentam comportamentos praticamente idênticos, tanto no que diz respeito à pressão na superfície quanto no *pit gain*. Isto demonstra que, as correlações apresentam o mesmo desempenho que a equação de estado (para a faixa de pressão e temperatura utilizada nesta simulação) e que o efeito da temperatura não é determinante no comportamento volumétrico do gás.

A diferença entre os Modelos 5 e 6 está na densidade do fluido de perfuração. O Modelo 5 utiliza somente n-parafina como fluido de perfuração, com densidade de 5,6 *lb/gal* ($671,03 \text{ kg/m}^3$) e o Modelo 6 trabalha com a adição de sólidos e água para aumentar a densidade do fluido de perfuração. A densidade utilizada no Modelo 6 foi de 6,0 *lb/gal* ($718,97 \text{ kg/m}^3$). Como já foi dito anteriormente, sólidos e água são considerados inertes e não afetam diretamente a solubilidade da fase óleo do fluido de perfuração. A adição destes componentes inertes vai afetar a quantidade de óleo disponível para que o gás se solubilize, ou seja, a concentração de óleo diminui e, conseqüentemente, a massa de gás solubilizado. Isto pode ser identificado a partir da análise do perfil de pressões na superfície e do *pit gain*. Pode-se observar que a adição destes inertes afeta mais significativamente o perfil de pressões na superfície do que o *pit gain*. Deve-se levar em conta que a densidade do fluido de perfuração utilizado é diferente, o que afeta o perfil de pressões, tanto quanto o volume de gás livre. A diferença no perfil de pressões na superfície para os Modelos 5 e 6 é creditado não somente à quantidade de gás que não foi solubilizado, também é devido à alteração na densidade do fluido de perfuração.

6.2 Análise da discretização da região contaminada

Outro fator importante no desenvolvimento do modelo foi a discretização da região contaminada. A quantidade de células em que a seção contaminada é dividida é um fator determinante não só no tempo de simulação como também no perfil obtido. A Tabela 6.2 mostra o tempo de simulação para cada discretização realizada. O computador utilizado nestas simulações foi um processador Pentium 4, 3 Ghz, com 1 Gb de memória RAM.

Verifica-se que o tempo de simulação aumenta, em média, 40 minutos com o incremento de 10 células. Ou seja, para cada 10 células adicionadas na discretização, são necessários, em média, mais 40 minutos de simulação.

Além da discretização, a quantidade de componentes na mistura também é um fator determinante. Neste caso, trabalhou-se com seis componentes (cinco componentes da fase óleo do fluido de perfuração – mistura da n-parafina – e um componente do gás oriundo da formação). Utilizar pseudocomponentes para ambos os fluidos (fase óleo do fluido de perfuração e gás oriundo da formação) tem um papel decisivo no tempo simulação. Quanto menor a quantidade de componentes, menor o tempo de simulação.

Tabela 6.2: Tempo de simulação de acordo com a discretização efetuada.

Células	Início da Simulação [dd/mm/aaaa hh:mm:ss]	Final da Simulação [dd/mm/aaaa hh:mm:ss]	Tempo de Simulação [hh:mm:ss]
10	09/02/2006 14:41:02	09/02/2006 15:18:56	00:37:54
20	09/02/2006 15:18:56	09/02/2006 16:40:09	01:21:13
30	09/02/2006 16:40:09	09/02/2006 18:43:08	02:02:59
40	09/02/2006 18:43:08	09/02/2006 21:39:28	02:56:20
50	09/02/2006 21:39:28	10/02/2006 01:08:12	03:28:44
60	10/02/2006 01:08:12	10/02/2006 05:23:26	04:15:14
70	10/02/2006 05:23:26	10/02/2006 10:18:33	04:55:07

Foram escolhidos quatro parâmetros para análise da discretização: pressão na profundidade de 2000 m, pressão na superfície, *pit gain* e vazão de gás produzido na superfície.

A Figura 6.4 mostra o perfil de pressões durante a circulação na profundidade de 2000 m. O número de células varia de 10 células até 70 células. Pode-se verificar que não existem grandes alterações no que diz respeito aos valores máximos e mínimos em todas as discretizações. A

diferença é evidenciada somente durante a passagem da seção contaminada na profundidade de 2000 m. Quanto menor o número de células, maior será a oscilação. Isto está diretamente ligado à variação da densidade em cada célula. Quanto maior o número de células, menor a oscilação.

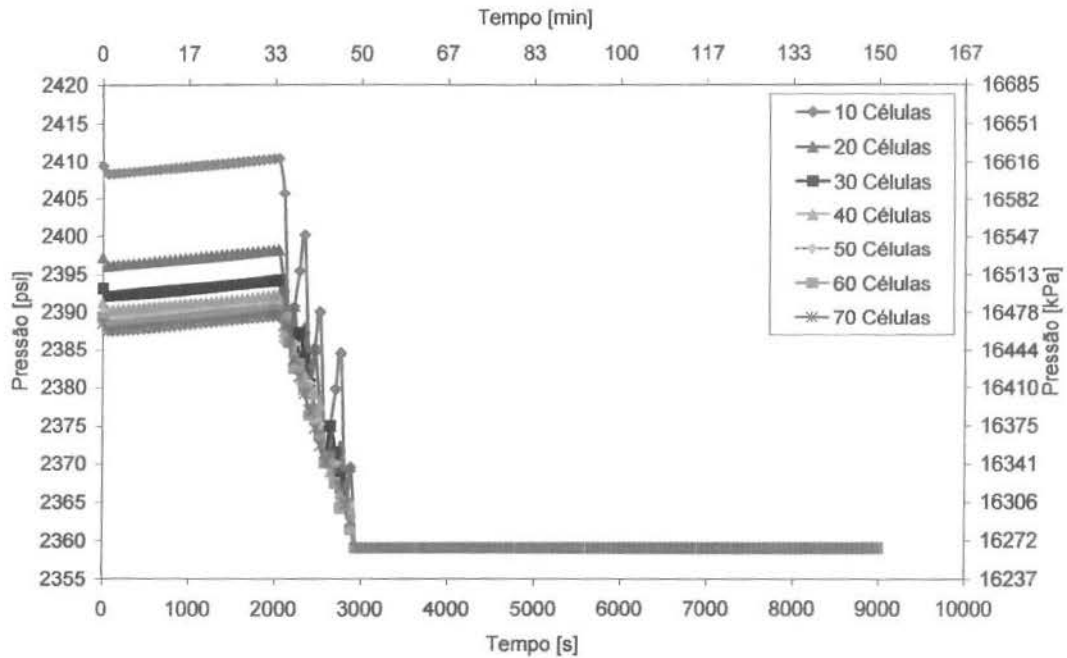


Figura 6.4: Pressão na profundidade de 2000 m.

Considera-se que cada célula tem propriedades constantes o que significa que, uma maior discretização (maior número de células) vai afetar diretamente o perfil de densidade da seção contaminada e, conseqüentemente, o perfil de pressões.

A Figura 6.5 apresenta o perfil de pressões na superfície durante a circulação do influxo. A pressão máxima atingida na superfície é praticamente a mesma, independentemente da quantidade de células. O comportamento com 10 células é o único que se destaca em relação aos outros e, mesmo assim, essa diferença é de, apenas, cerca de 20 *psi*. A maior discrepância está relacionada ao perfil de pressões no momento em que o líquido saturado está sendo produzido. Nesta região a quantidade de células é um fator determinante no perfil. Quanto menor a quantidade de células menos confiável será o perfil nesta região.

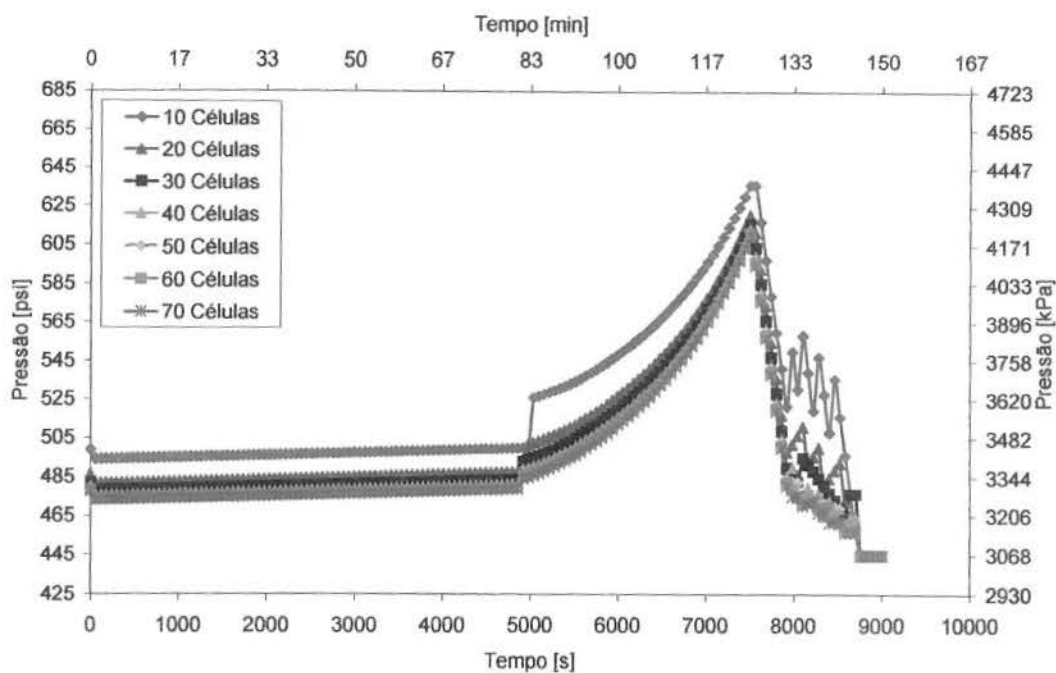


Figura 6.5: Pressão na superfície.

Com relação ao *pit gain*, apresentado na Figura 6.6, a discretização não tem efeito expressivo sobre o perfil, volumes máximos e volumes mínimos. Independentemente da quantidade de células o comportamento se mantém praticamente o mesmo, havendo um pequeno decréscimo com a redução da quantidade de células.

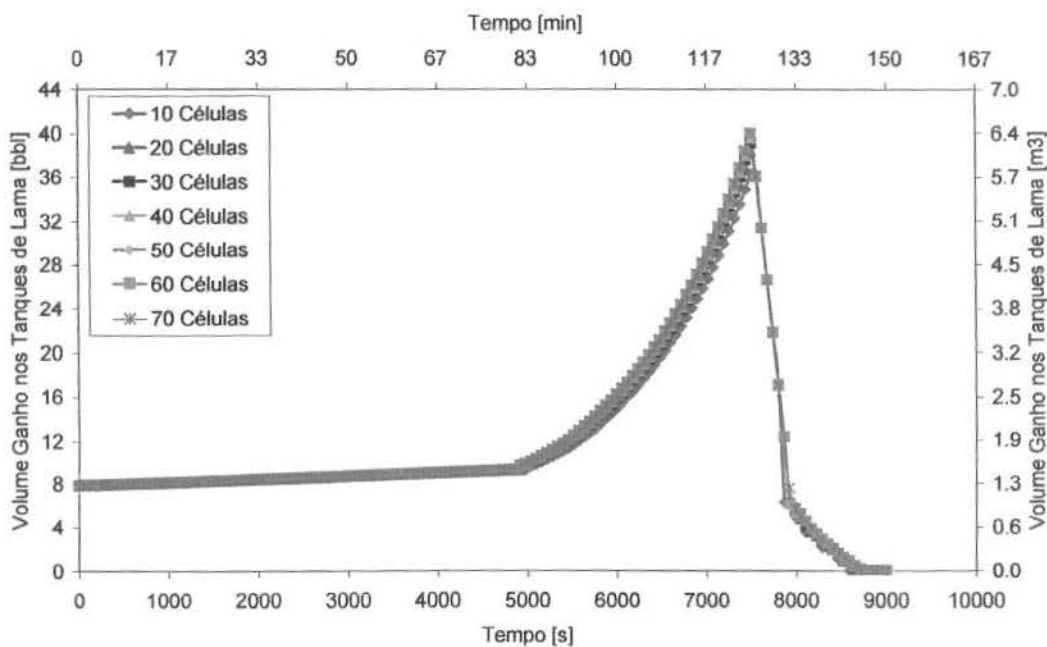


Figura 6.6: Volume ganho nos tanques de lama.

Quanto menor a quantidade de células, maior o comprimento de cada célula e mais grosseiras são as considerações de que toda a célula encontra-se nas mesmas condições de pressão e temperatura.

Dessa forma, quanto menor a quantidade de células, mais fácil será submeter determinada célula a uma condição de pressão e temperatura acima do ponto de bolha e admitir que toda a célula esteja nessas condições, quando, na verdade, o topo da célula já se encontra em condições de liberar gás da solução.

A quantidade de células não é um fator que afete significativamente a seção de gás livre. A seção de líquido com gás solubilizado é a que mais é afetada com a discretização. Isto já foi evidenciado no comportamento da pressão na superfície (Figura 6.5) e pode ser visto novamente na Figura 6.7, que mostra a vazão de gás produzido na superfície.

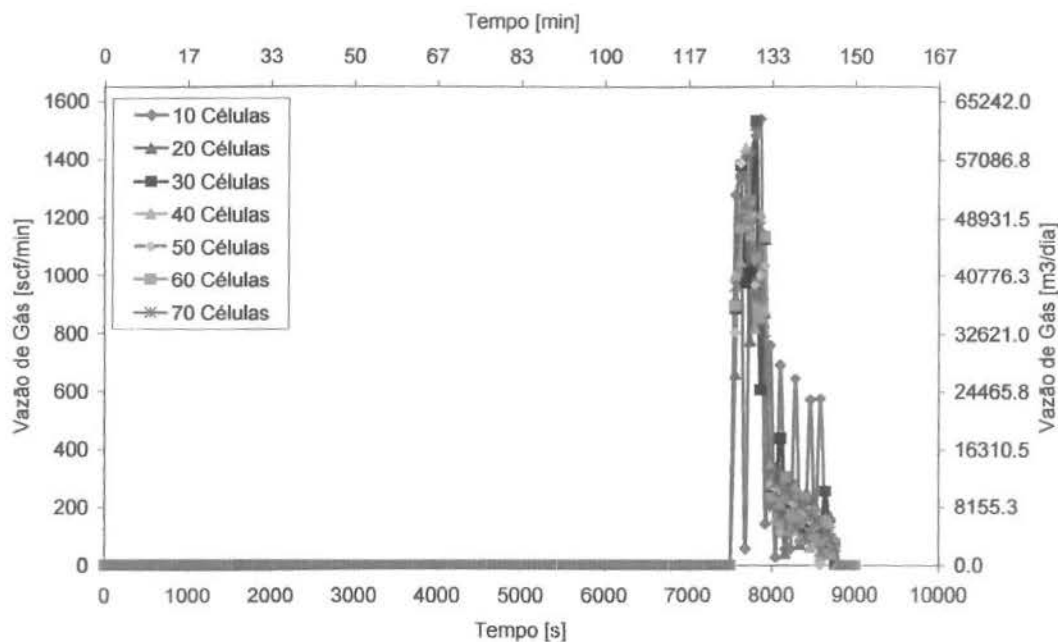


Figura 6.7: Vazão de gás produzido na superfície.

A primeira etapa, em que ocorre produção do gás proveniente apenas do gás livre dentro do poço, não sofre tantas alterações quanto na segunda etapa, em que a liberação é feita a partir do gás solubilizado no fluido de perfuração. Nesta seção, o nível de oscilações diminui com o aumento da quantidade de células.

A análise da influência da discretização nos parâmetros estudados (pressão na profundidade de 2000 m, pressão na superfície, *pit gain* e vazão de gás produzido na superfície) mostra que é necessário optar por uma discretização, ou número de células, que apresente custo benefício em termos de tempo de simulação e confiabilidade no resultado.

6.3 Análise de influência de parâmetros do modelo

Para este estudo, apenas a variável de interesse foi alterada, enquanto que as outras permanecem constantes. As variáveis alteradas foram:

- Volume inicial do *kick*;
- Profundidade do poço;
- Vazão de circulação;
- Temperatura;
- Densidade do fluido de perfuração;
- Vazão do gás.

Um dos propósitos nessa análise é identificar quais são os parâmetros que sofrem mais alterações devido à solubilização do gás no fluido de perfuração.

A Tabela 6.3 apresenta a lista de todas as simulações efetuadas e as respectivas variáveis modificadas em cada análise. Após a estruturação do caso base a variável a ser analisada é modificada e todos os outros parâmetros são mantidos.

O fluido base água utilizado nas simulações é um fluido fictício com mesmas características (densidade e parâmetros reológicos) do fluido de perfuração base óleo. Na verdade, é como se fosse o mesmo fluido base óleo, e o modelo estivesse sendo rodado desconsiderando a solubilidade do gás no fluido de perfuração.

Tabela 6.3: Variáveis modificadas nas simulações.

Variável Modificada	Simulações	
Volume inicial do <i>kick</i>	7.12 bbl	X
	11.4 bbl	Caso Base
	14.24 bbl	X
	21.26 bbl	X
	11.4 bbl (Base Água)	X
Profundidade do poço	1000 m	X
	2000 m	X
	3000 m	Caso Base
	4000 m	X
	5000 m	X
	3000 m (Base Água)	X
Vazão de circulação	120 GPM	X
	150 GPM	X
	170 GPM	X
	200 GPM	Caso Base
	200 GPM (Base Água)	X
Temperatura (Constante)	70 °C	X
	90 °C	X
	120 °C	Caso Base
	120 °C (Base Água)	X
	150 °C	X
	170 °C	X
Temperatura (Variável)	70 °C - 21 °C	X
	90 °C - 21 °C	X
	120 °C - 21 °C	X
	170 °C - 21 °C	X
	120 °C - 21 °C (Base Água)	X
Densidade do fluido de perfuração	5.6 ppg	Caso Base
	6 ppg	X
	6.5 ppg	X
	7 ppg	X
	7.5 ppg	X
	5.6 ppg (Base Água)	X
Vazão de gás	550 scf/min	X
	962 scf/min	X
	1375 scf/min	Caso Base
	2750 scf/min	X
	4125 scf/min	X
	1375 scf/min (Base Água)	X

A modificação do volume inicial do *kick* irá afetar, diretamente, o volume de fluido de perfuração contaminado e, obviamente, a massa de gás que entrou no poço. O volume de fluido de perfuração contaminado e o volume inicial do *kick* vão determinar a composição da mistura e este é um dos parâmetros que afeta o processo de solubilização (além da temperatura e da pressão). Composição, temperatura e pressão são as variáveis determinantes na quantidade de gás

que é solubilizada. A Tabela 6.4 mostra os principais parâmetros afetados na alteração do volume inicial do *kick*. A quantidade de gás livre é o fator importante no comportamento das pressões e no *pit gain*.

Tabela 6.4: Parâmetros iniciais afetados pelo volume inicial do *kick*.

Valores utilizados	Volume Inicial do <i>Kick</i>			
	7,12 bbl	11,4 bbl	14,24 bbl	21,26 bbl
Vazão de gás [scf/min]	1375	1375	1375	1375
Vazão de gás [gpm]	59,81	59,81	59,81	59,81
Volume de gás [bbl]	7,12	11,39	14,24	21,36
Volume de lama contaminada [bbl]	35,71	57,14	71,43	107,14
Tempo de exposição ao <i>kick</i> [min]	5	8	10	15
RGL inicial	4,58	4,58	4,58	4,58
Massa total do <i>kick</i> [lb]	291,54	466,47	583,09	874,63

Apesar das variações de massa do gás e massa de fluido de perfuração contaminado, a razão gás líquido é mantida constante em todas as simulações deste bloco. O tempo de exposição irá afetar o volume de gás que entrou no poço e o volume de fluido de perfuração que foi contaminado, porém o único fator que irá determinar a composição da mistura será a vazão de fluido de perfuração e a vazão de gás. Como esses dois parâmetros são mantidos constantes, apesar das modificações nas massas de fluido de perfuração contaminado e de gás, a composição da mistura é a mesma.

A Tabela 6.5 mostra os parâmetros que são afetados pela alteração da profundidade no caso base. Como a pressão varia com a profundidade, o volume inicial de gás (mesmo tendo a mesma vazão e mesmo tempo de exposição) também será modificado. Simulando-se com a mesma vazão e mesmo tempo de exposição, a massa de gás que invade o poço é a mesma. O volume varia devido à pressão, porém a massa de gás permanece constante, pois é função da vazão de gás e do tempo de exposição. O volume inicial de gás mostrado nesta tabela é medido em condições de fundo de poço e por isso varia de acordo com a profundidade. Em condições de superfície, o volume será o mesmo em todos os casos, pois será medido nas mesmas condições de temperatura e pressão.

Tabela 6.5: Parâmetros iniciais afetados pela profundidade.

Valores utilizados	Profundidade				
	1000 m	2000 m	3000 m	4000 m	5000 m
Vazão de gás [scf/min]	1375	1375	1375	1375	1375
Vazão de gás [gpm]	163,45	86,34	59,81	46,90	39,44
Volume de gás [bbl]	31,14	16,45	11,39	8,93	7,51
Volume de lama contaminada [bbl]	57,14	57,14	57,14	57,14	57,14
Tempo de exposição ao <i>kick</i> [min]	8	8	8	8	8
RGL inicial	4,58	4,58	4,58	4,58	4,58
Massa total do <i>kick</i> [lb]	466,47	466,47	466,47	466,47	466,47

A vazão de circulação é um parâmetro que altera somente o processo de circulação. A variação deste parâmetro não traz alterações para as variáveis iniciais (volume inicial de gás, volume de fluido de perfuração contaminado, massa de gás e razão gás líquido). A alteração desse parâmetro afeta as perdas de carga durante a circulação bem como o tempo necessário para retirar toda a seção contaminada do poço. A Tabela 6.6 mostra que os parâmetros não são afetados pela vazão de circulação.

Tabela 6.6: Parâmetros iniciais afetados pela vazão de circulação.

Valores utilizados	Vazão de Circulação			
	120 gpm	150 gpm	170 gpm	200 gpm
Vazão de gás [scf/min]	1375	1375	1375	1375
Vazão de gás [gpm]	59,81	59,81	59,81	59,81
Volume de gás [bbl]	11,39	11,39	11,39	11,39
Volume de lama contaminada [bbl]	57,14	57,14	57,14	57,14
Tempo de exposição ao <i>kick</i> [min]	8	8	8	8
RGL inicial	4,58	4,58	4,58	4,58
Massa total do <i>kick</i> [lb]	466,47	466,47	466,47	466,47

É importante salientar que a RGL inicial é medida em termos da vazão de perfuração e da vazão de gás. Desta forma, não existe variação da RGL inicial apesar da variação da vazão de circulação.

As Tabelas 6.7 e 6.8 mostram os parâmetros iniciais que são afetados pela variação de temperatura. A diferença na abordagem nestas duas análises é que no primeiro caso (Tabela 6.7) a temperatura é considerada constante durante toda a circulação e, no segundo (Tabela 6.8), a

temperatura varia da temperatura do fundo do poço até a temperatura da superfície, para o caso do poço *onshore*.

Tabela 6.7: Parâmetros iniciais afetados pela temperatura (constante).

Valores utilizados	Temperatura (Constante)				
	70 °C	90 °C	120 °C	150 °C	170 °C
Vazão de gás [scf/min]	1375	1375	1375	1375	1375
Vazão de gás [gpm]	49,07	53,44	59,81	65,97	69,98
Volume de gás [bbl]	9,35	10,18	11,39	12,57	13,33
Volume de lama contaminada [bbl]	57,14	57,14	57,14	57,14	57,14
Tempo de exposição ao <i>kick</i> [min]	8	8	8	8	8
RGL inicial	4,58	4,58	4,58	4,58	4,58
Massa total do <i>kick</i> [lb]	466,47	466,47	466,47	466,47	466,47

Em termos de mudanças iniciais, as duas (temperatura constante e variação de temperatura) apresentam o mesmo comportamento. O parâmetro que varia nas condições iniciais é o volume inicial de gás (volume em condições de fundo de poço). Como cada caso tem valores diferentes de temperatura, o volume de gás nas condições iniciais (condições de fundo de poço) também será diferente apesar da massa de gás ser a mesma e a pressão também ser a mesma em todos os casos.

Tabela 6.8: Parâmetros iniciais afetados pelo gradiente de temperatura.

Valores utilizados	Temperatura (Variável)				
	70 °C – 21 °C	90 °C – 21 °C	120 °C – 21 °C	170 °C – 21 °C	120 °C – 120 °C
Vazão de gás [scf/min]	1375	1375	1375	1375	1375
Vazão de gás [gpm]	49,66	53,44	59,81	69,98	59,81
Volume de gás [bbl]	9,35	10,18	11,39	13,33	11,39
Volume de lama contaminada [bbl]	57,14	57,14	57,14	57,14	57,14
Tempo de exposição ao <i>kick</i> [min]	8	8	8	8	8
RGL inicial	4,58	4,58	4,58	4,58	4,58
Massa total do <i>kick</i> [lb]	466,47	466,47	466,47	466,47	466,47

Os parâmetros iniciais afetados pela variação da densidade do fluido de perfuração são mostrados na Tabela 6.9. A variação da densidade do fluido de perfuração vai acarretar em

alteração na pressão no fundo do poço, conseqüentemente, a variação no volume inicial de gás, medido em condições de fundo de poço.

Tabela 6.9: Parâmetros iniciais afetados pela densidade do fluido de perfuração.

Densidade do fluido de perfuração					
Valores utilizados	5,6 lb/gal	6,0 lb/gal	6,5 lb/gal	7,0 lb/gal	7,5 lb/gal
Vazão de gás [scf/min]	1375	1375	1375	1375	1375
Vazão de gás [gpm]	59,81	56,64	53,20	50,24	47,66
Volume de gás [bbl]	11,39	10,79	10,13	9,57	9,08
Volume de lama contaminada [bbl]	57,14	57,14	57,14	57,14	57,14
Tempo de exposição ao <i>kick</i> [min]	8	8	8	8	8
RGL inicial	4,58	4,58	4,58	4,58	4,58
Massa total do <i>kick</i> [lb]	466,47	466,47	466,47	466,47	466,47

A variação da vazão de gás terá o mesmo efeito que a modificação do volume inicial do *kick*. Para alterar o volume inicial do *kick* existem duas alternativas: (i) alterar a vazão de gás ou (ii) alterar o tempo de exposição. Neste bloco de simulações a alteração da vazão irá refletir diretamente na razão gás líquido inicial (no bloco de simulações da modificação do volume inicial a razão gás líquido inicial é constante). A Tabela 6.10 mostra os parâmetros iniciais afetados pela vazão de gás.

Tabela 6.10: Parâmetros iniciais afetados pela vazão de gás.

Vazão de Gás					
Valores utilizados	550 scf/min	962 scf/min	1375 scf/min	2750 scf/min	4125 scf/min
Vazão de gás [scf/min]	550	962	1375	2750	4125
Vazão de gás [gpm]	23,93	41,87	59,81	119,63	179,44
Volume de gás [bbl]	4,56	7,98	11,39	22,79	34,18
Volume de lama contaminada [bbl]	57,14	57,14	57,14	57,14	57,14
Tempo de exposição ao <i>kick</i> [min]	8	8	8	8	8
RGL inicial	1,83	3,21	4,58	9,17	13,75
Massa total do <i>kick</i> [lb]	186,59	326,53	466,47	932,94	1399,41

O único bloco de simulações que acarretou em modificações na composição da mistura (fluido de perfuração e gás oriundo da formação) foi o bloco de alterações na vazão de gás.

Qualquer outra modificação (entre as estudadas neste capítulo) não alterou a composição da mistura (base óleo do fluido de perfuração e *kick*), somente o volume da seção contaminada. Ou seja, a razão gás líquido é a mesma em todas as outras simulações.

6.4 Volume inicial do *kick*

Para analisar o efeito do volume inicial do *kick* no perfil de pressões e *pit gain* foram feitas simulações variando o volume de influxo dentro do poço, porém com mesma razão gás líquido, o que indica mesma composição da mistura (fluido de perfuração e gás oriundo da formação).

A Figura 6.8 mostra o perfil de pressão na profundidade de 2000 m. O perfil de pressões aumenta com o aumento do volume do *kick*. É importante salientar que este volume de *kick* é o volume de influxo que entrou no poço (medido em condições de fundo de poço) e pode ser diferente do volume de gás livre. Isto é dependente da quantidade de gás que entra em solução e da quantidade de gás que está na fase vapor.

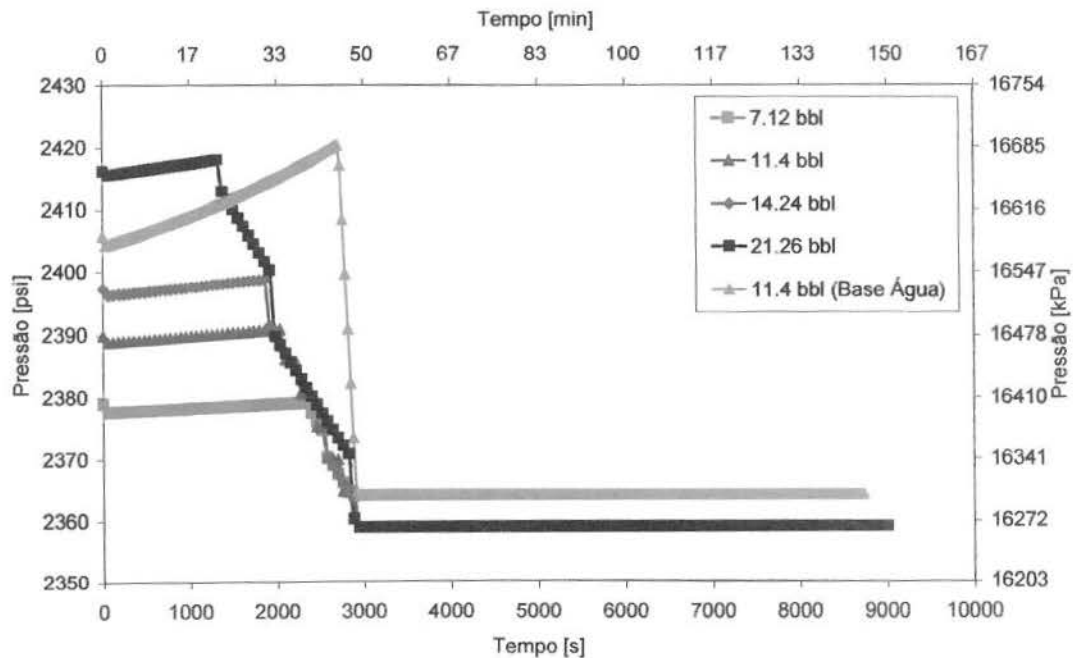


Figura 6.8: Pressão na profundidade de 2000 m.

O mesmo caso base de 11,4 *bbl* (caso base) foi simulado para a condição de solubilidade zero, ou seja, considerando fluido base água. Analisando-se a Figura 6.8 observa-se que o tempo necessário para a base da seção contaminada atingir profundidade de 2000 m é de, aproximadamente, 50 *min* (3000 *s*). A Figura 6.11 informa em que momento dessas simulações a primeira fração de gás foi liberada da fase líquida. De acordo com esta figura, a primeira fração de gás, para todas as simulações deste bloco, só é liberada da fase líquida após 69 *min* (4000 *s*). Esta análise mostra que, durante a passagem da seção contaminada pela profundidade de 2000 m não há nenhuma fração de gás na fase vapor, todo o gás está em solução.

O comportamento da pressão na superfície é mostrado na Figura 6.9. Da mesma forma que na pressão na profundidade de 2000 m o perfil de pressões aumenta com o aumento do volume de influxo.

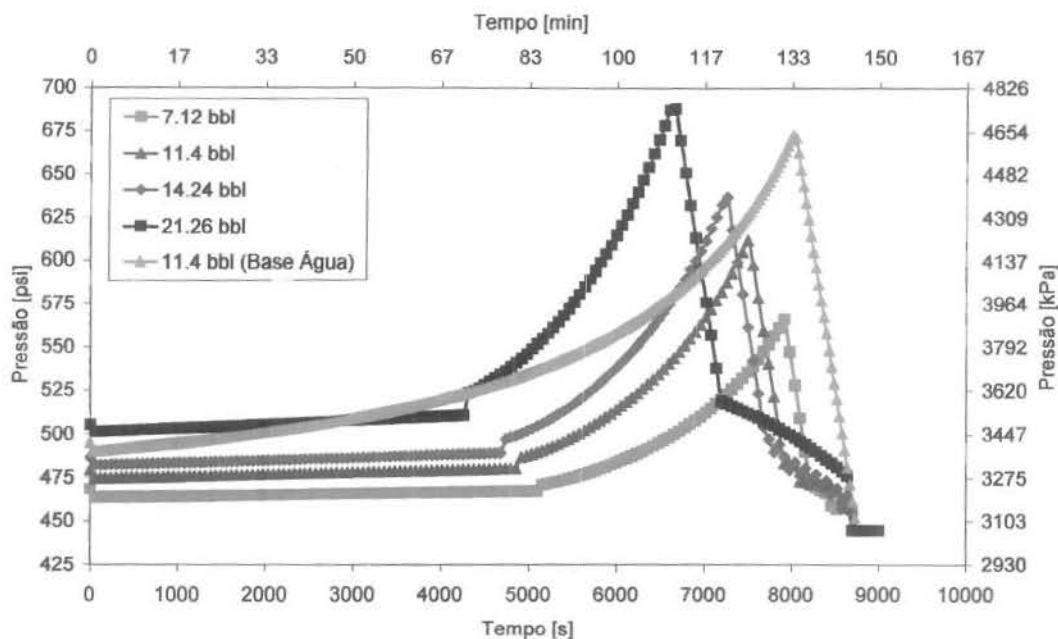


Figura 6.9: Pressão na superfície.

Em uma primeira etapa, o perfil aumenta devido somente à presença de líquido com gás solubilizado, em seguida, uma primeira alteração mais expressiva devido à liberação de uma fração de gás para a fase vapor. A partir desse ponto, a pressão aumenta gradualmente devido à expansão do gás na fase vapor e o fato do gás estar sendo continuamente liberado da fase líquida. Atinge-se o ponto máximo quando o topo da seção contaminada chega à superfície e começa a

diminuir devido à produção da fase contaminada. Esta produção é feita em duas fases. A primeira, onde a diminuição da pressão com o tempo é brusca, representa a saída da fase vapor do poço, ou seja, a produção de gás livre. A segunda, que tem um comportamento mais suave, representa a produção da fase líquida (fase óleo do fluido de perfuração com gás solubilizado). A pressão atinge o mínimo quando toda a região contaminada é produzida.

A Figura 6.10 mostra o volume ganho nos tanques de lama (*pit gain*). O *pit gain* aumenta com o aumento do volume inicial do influxo. No início da circulação o *pit gain*, nestas simulações, permanece praticamente constante. Este parâmetro apresenta um aumento mais expressivo somente quando o gás é liberado da solução e passa para a fase vapor. O processo de produção da fase contaminada também é verificado no *pit gain*. A produção da fase contaminada é feita em duas etapas: em uma primeira etapa o gás livre é produzido, o que causa uma queda abrupta no *pit gain*; numa segunda etapa, a variação do *pit gain* é menos expressiva, indicando que a fase óleo com gás solubilizado está sendo produzida.

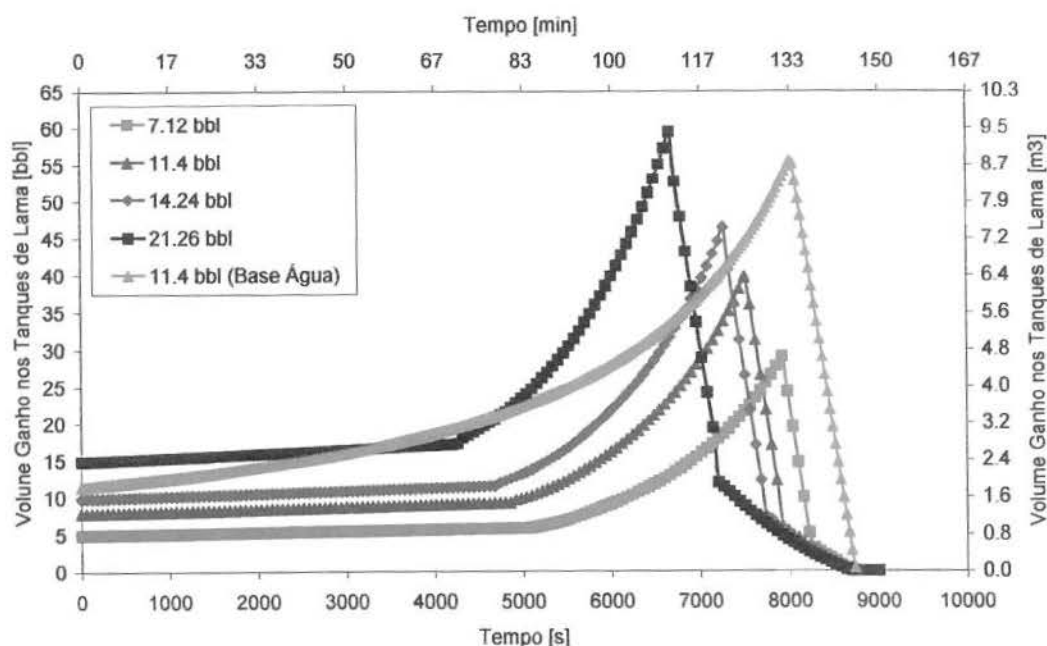


Figura 6.10: Volume ganho nos tanques de lama.

A Figura 6.11 mostra o volume de gás livre no poço. Ele é similar ao *pit gain*. A única diferença entre o *pit gain* e o volume de gás livre é que o *pit gain* contabiliza também o inchaço

do fluido de perfuração devido à massa de gás que foi solubilizada. Nesta figura também é possível observar o ponto onde a primeira fração de gás foi liberada para a fase vapor.

Observa-se que, quanto maior o volume inicial de influxo, mais rápido o gás sairá de solução. Para que a razão gás líquido inicial seja a mesma em todas as simulações deste bloco (mesmo variando o volume de gás) é necessário que o volume da seção contaminada aumente. Quanto maior o volume de influxo maior o volume da seção contaminada. Quanto maior o volume da seção contaminada, o topo da seção contaminada irá chegar a pressões abaixo da pressão de bolha mais facilmente.

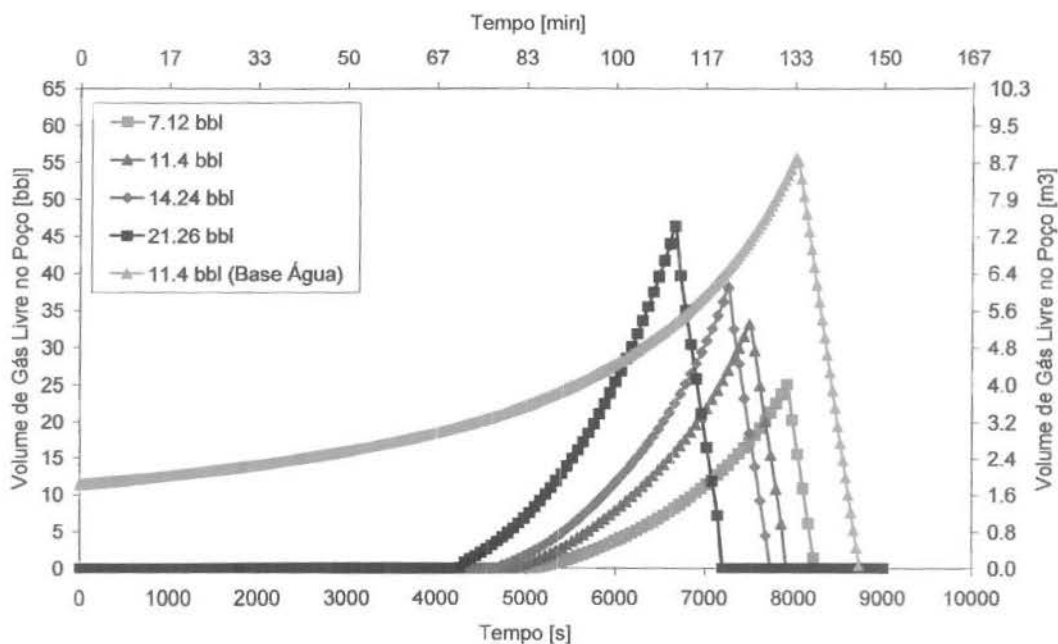


Figura 6.11: Volume de gás livre no poço.

A Figura 6.12 mostra o volume de gás livre no poço em função da profundidade. A profundidade mostrada na Figura 6.12 é a profundidade do topo da região contaminada. Pode-se verificar que a variação é pequena na profundidade em que a primeira fração de gás é liberada para a fase vapor, apesar do aumento do volume de influxo. Mesmo variando o volume de influxo, observa-se que não houve alteração na composição da mistura (fluido de perfuração e gás oriundo da formação), ou seja, não houve alteração da razão gás líquido. Portanto, mesma composição, mesma temperatura, a pressão de bolha da mistura será a mesma. Esta propriedade é independente do volume do sistema.

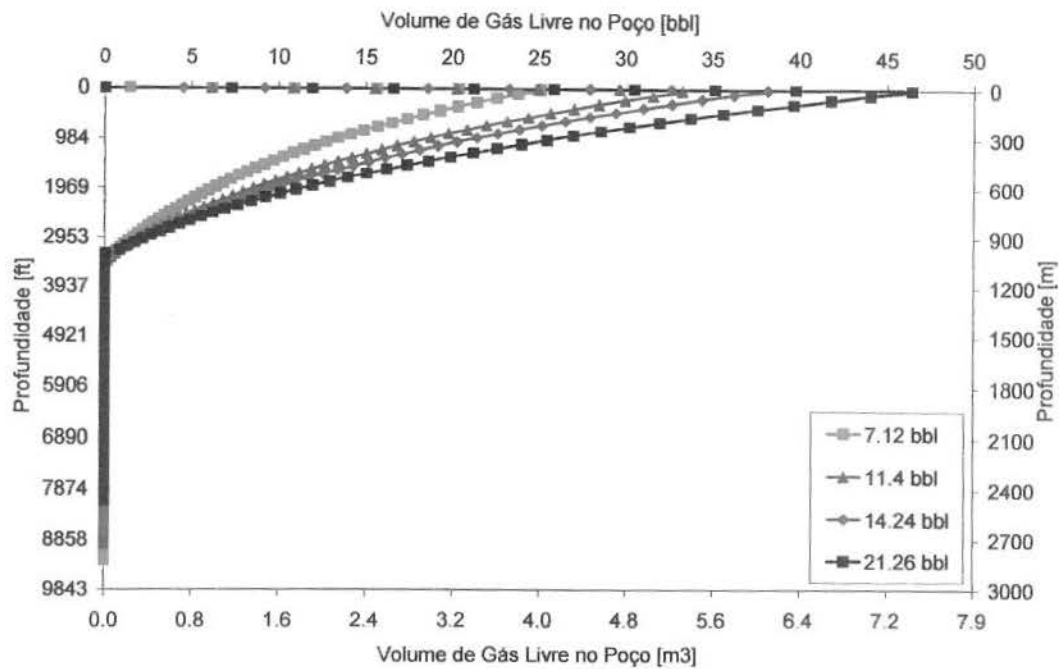


Figura 6.12: Volume de gás livre no poço em função da profundidade.

A vazão de gás produzido na superfície é mostrada na Figura 6.13.

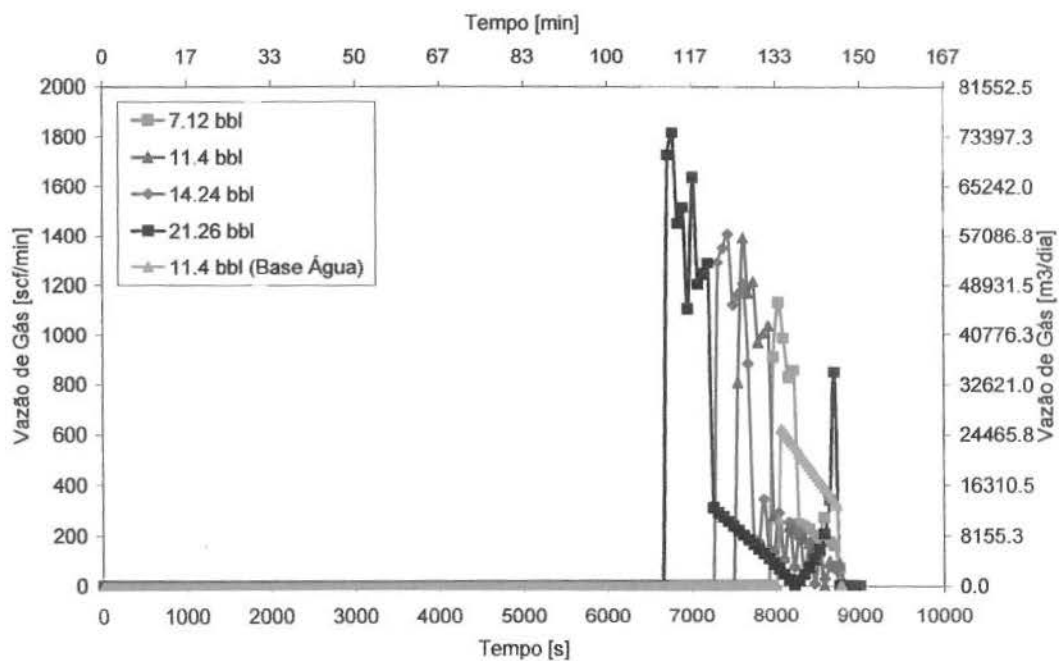


Figura 6.13: Vazão de gás produzido na superfície.

Existem duas etapas na vazão de gás produzido na superfície: (i) o gás livre chega ao topo do poço e é circulado totalmente; e (ii) a fase óleo com gás solubilizado da seção contaminada

atinge o topo do poço (logo depois que todo o gás é produzido) e é circulada para fora do poço. Quando essa fase atinge a pressão e temperatura da superfície o gás em solução é liberado resultando-se em uma nova vazão de gás mesmo não havendo mais gás livre dentro do poço. Essas duas etapas são facilmente identificadas na Figura 6.14. É importante salientar que o gás que é liberado da fase líquida vai ser liberado dentro do separador, ou seja, a segunda etapa do processo de produção do gás ocorre dentro do separador.

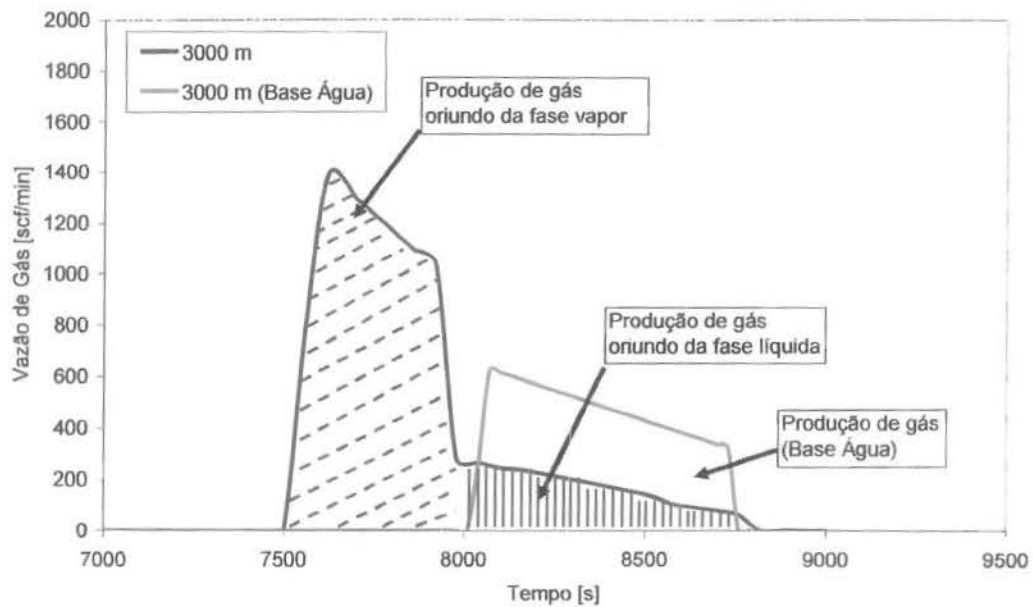


Figura 6.14: Perfil da vazão de gás produzido na superfície para os dois tipos de fluido de perfuração.

A Figura 6.15 mostra o volume de gás na superfície, ou seja, o volume de gás medido em condições de pressão e temperatura da superfície. Este é o volume esperado após toda a circulação do influxo para fora do poço.

Quanto maior o volume de gás dentro do poço, mais gás também será liberado ao término da circulação. Para os dois exemplos do fluido de perfuração base água e base óleo o volume de gás na superfície é igual, independentemente do tipo de fluido utilizado. A única diferença será na liberação deste gás.

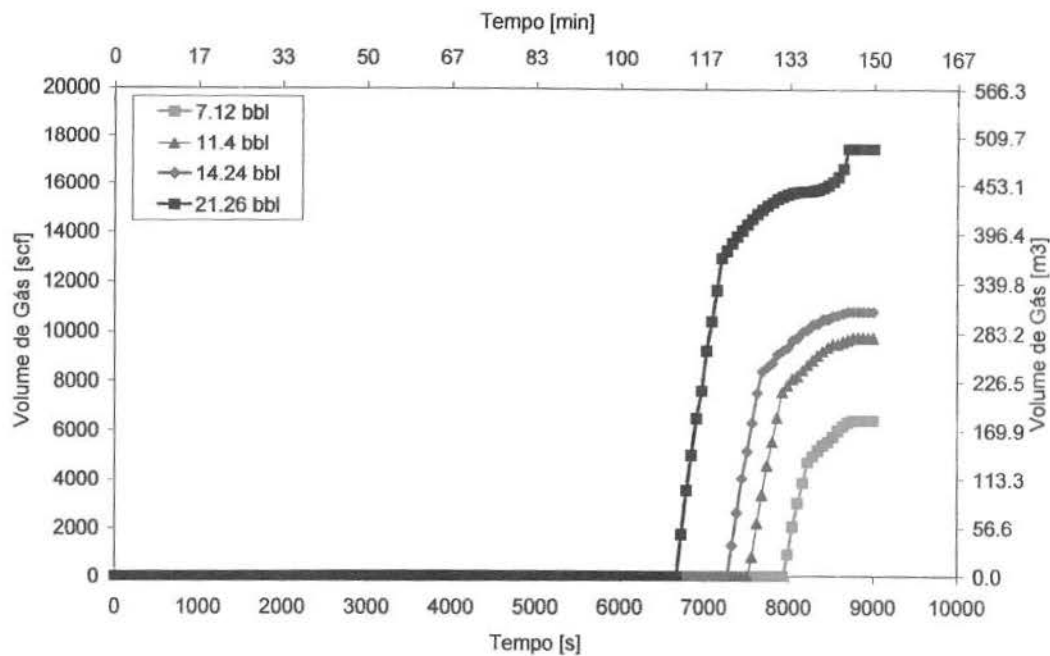


Figura 6.15: Volume de gás na superfície.

Em fluidos de perfuração base água o gás é liberado linearmente. Em fluidos de perfuração base óleo, esse volume de gás passará por duas etapas, similares às etapas descritas para a vazão de gás. Em uma primeira etapa, o gás livre é liberado e, logo em seguida, o gás solubilizado. Isto pode ser identificado na Figura 6.15 pois há uma mudança na inclinação da curva no ponto em que todo o gás livre é liberado e o gás na fase líquida começa a ser produzido.

6.5 Profundidade do poço

A influência da profundidade na pressão de superfície é apresentada na Figura 6.16. Quanto maior a profundidade, o comportamento no espaço anular é praticamente constante durante um tempo maior de deslocamento.

O *pit gain* é menos expressivo, ou seja, o *pit gain* diminui com o aumento da profundidade. Mesmo que a massa do influxo seja a mesma e a razão gás líquido também, o volume varia de acordo com a pressão. Então, o volume de influxo diminui com o aumento da profundidade devido ao aumento da pressão, o que é um ponto fundamental no controle de poço, que é a detecção do *kick* no menor tempo possível. Neste caso, de acordo com a Figura 6.17, quanto

maior profundidade, menor o *pit gain*. Os poços de 2000 m, 3000 m, 4000 m e 5000 m, todos começam com *pit gain* muito próximos. A diferença principal entre eles é o tempo necessário para ocorrer um aumento mais expressivo no *pit gain*.

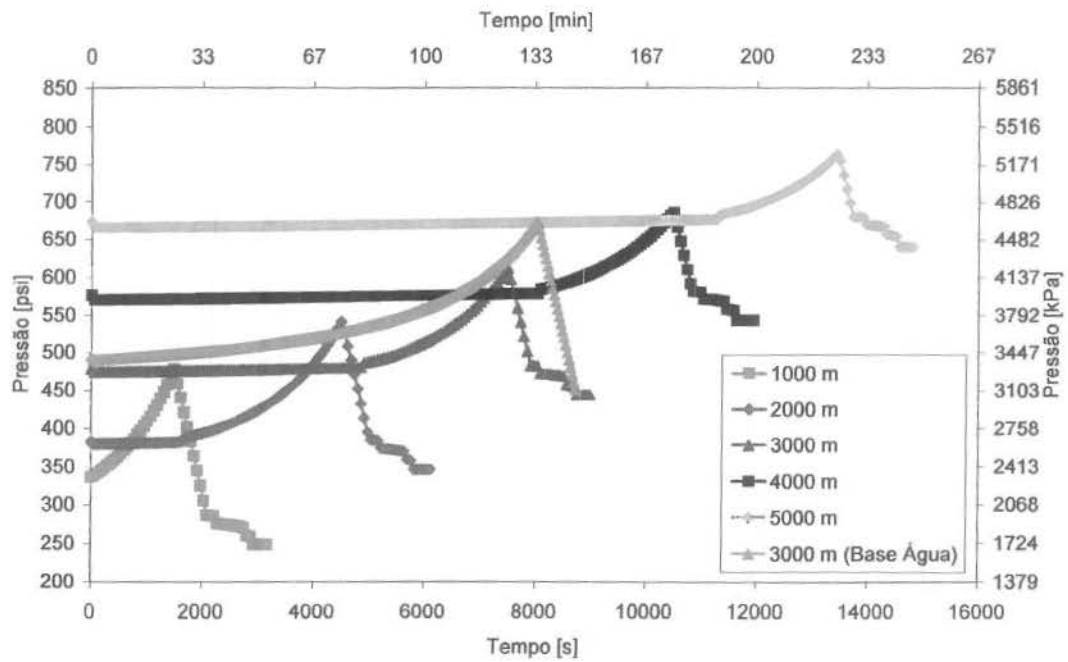


Figura 6.16: Pressão na superfície.

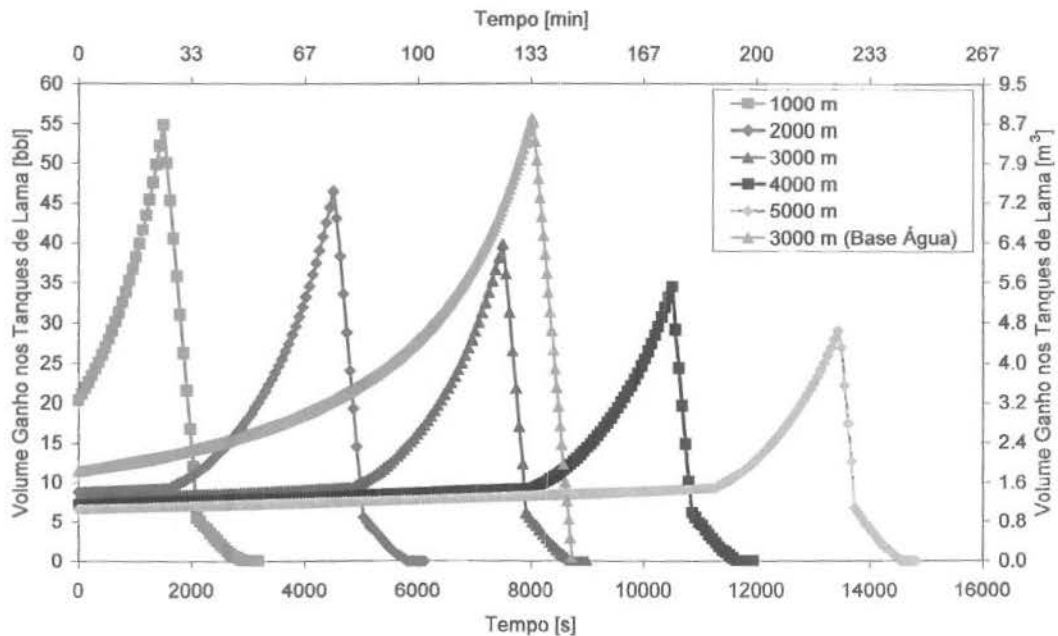


Figura 6.17: Volume ganho nos tanques de lama.

A detecção do *kick* está diretamente relacionada ao volume de gás livre no poço. Como o gás em solução ocupa um espaço bem menor que o gás livre, o influxo só será detectado caso o inchaço no fluido de perfuração seja grande o suficiente.

A Figura 6.18 está diretamente relacionada à Figura 6.17. O *pit gain* vai ter um aumento mais expressivo quando a primeira fração de gás livre aparecer no poço. Com a variação da profundidade mais tempo de circulação será necessário para chegar a pressões menores para que o gás seja capaz de migrar para a fase livre, conseqüentemente, menor o volume de gás livre que será liberado. Ou seja, mais gás será produzido na fase líquida o que vai acarretar na saída do gás de solução somente na superfície.

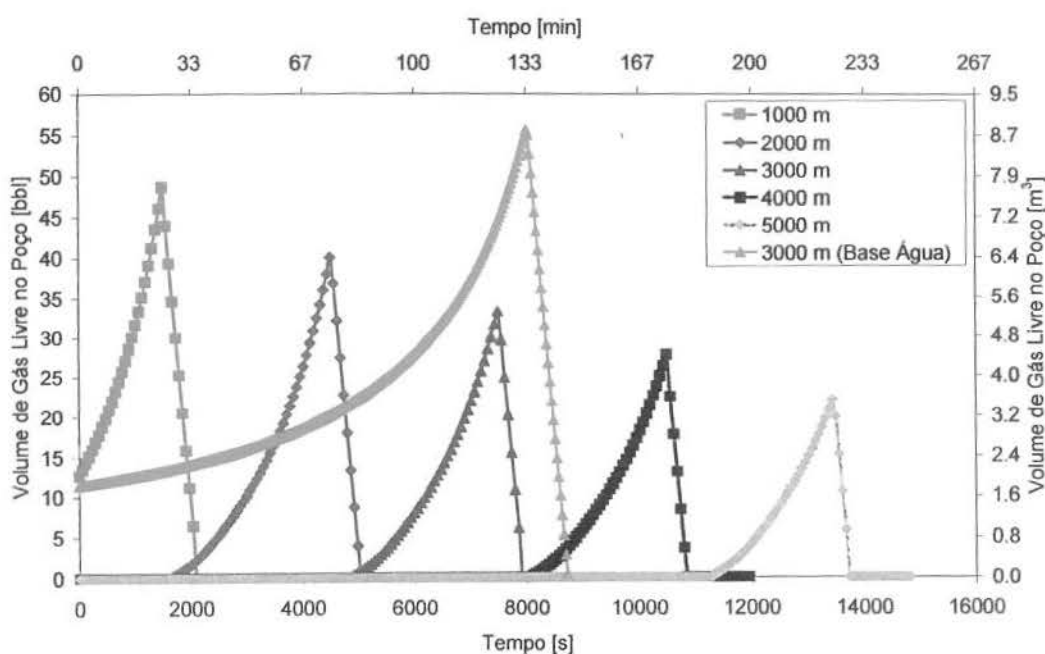


Figura 6.18: Volume de gás livre no poço.

A Figura 6.19 mostra o volume de gás livre no poço em função da profundidade. É importante observar que, na profundidade de 1000 m já existe gás na fase vapor no início da circulação. Em todas as outras profundidades estudadas, o gás só é liberado para a fase vapor após, aproximadamente, 1219 m (4000 ft).

A profundidade analisada nesta figura é a profundidade do topo da seção contaminada. O que significa que, em condições iniciais, a partir da análise desta figura, é possível estimar o comprimento da seção contaminada.

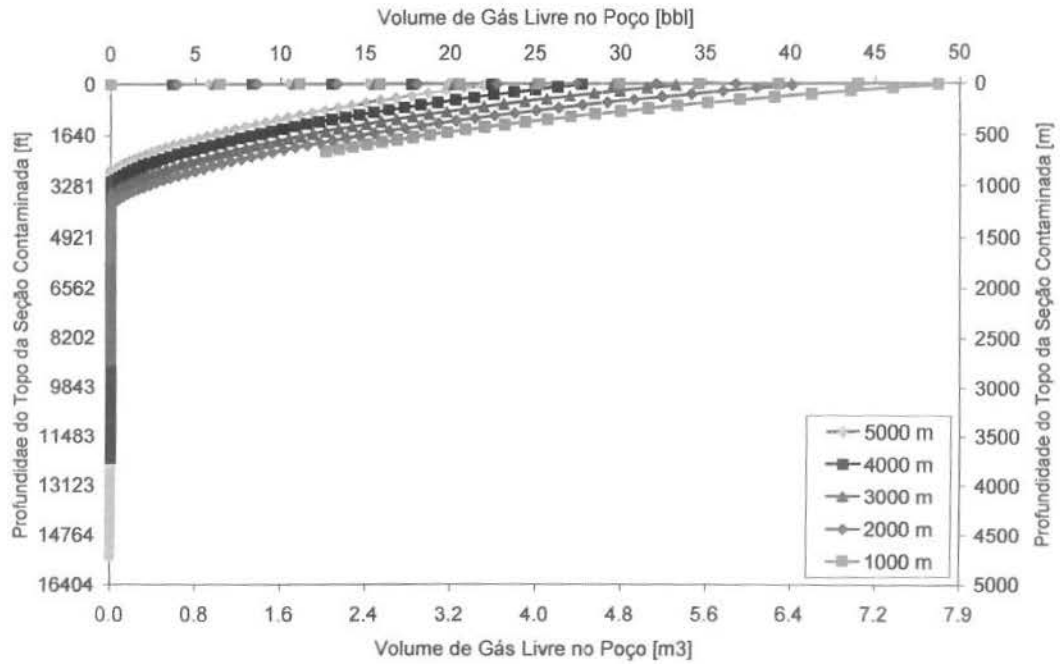


Figura 6.19: Volume de gás livre no poço em função da profundidade.

Sendo a vazão de gás produzido na superfície função da densidade do gás na superfície e da massa de gás que foi produzida, ela permanece praticamente constante com a variação da profundidade variando o tempo em que o topo do gás vai chegar à superfície. Este comportamento é mostrado na Figura 6.20.

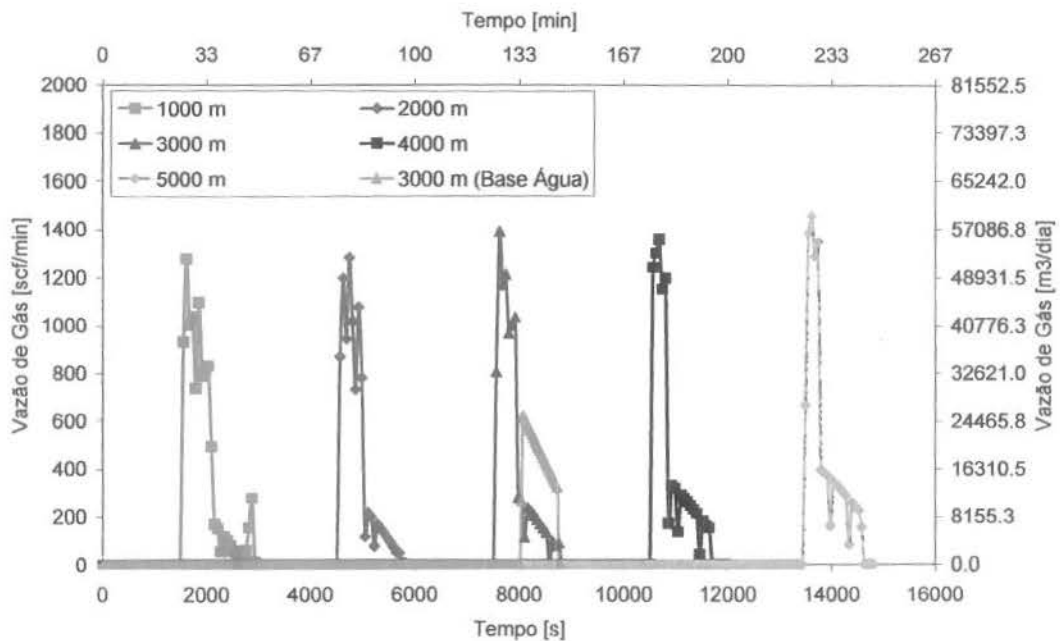


Figura 6.20: Vazão de gás produzido na superfície.

Quanto maior a profundidade, maior o tempo de deslocamento. Outro fator que varia é o tempo necessário para a produção de toda a fase vapor e de toda a fase de líquido saturado. Com o aumento da profundidade há uma diminuição na fase vapor e um aumento na fase de líquido com gás solubilizado o que reflete no tempo em que o gás livre é produzido (menor volume, menor tempo) e o tempo necessário para a produção de toda a fase de líquido saturado (maior volume, maior tempo).

A Figura 6.21 mostra o volume de gás produzido na superfície. É possível detectar nesta figura pontos de inflexão que identificam a mudança de fase. Na primeira etapa, o gás é produzido da fase vapor e, na segunda, quando o comportamento da curva é alterado consideravelmente, o gás é proveniente da fase líquida. Verifica-se que, com o aumento da profundidade, o volume de gás liberado da fase vapor é cada vez menor. Isto significa que, quanto maior a profundidade, mais gás será liberado no separador.

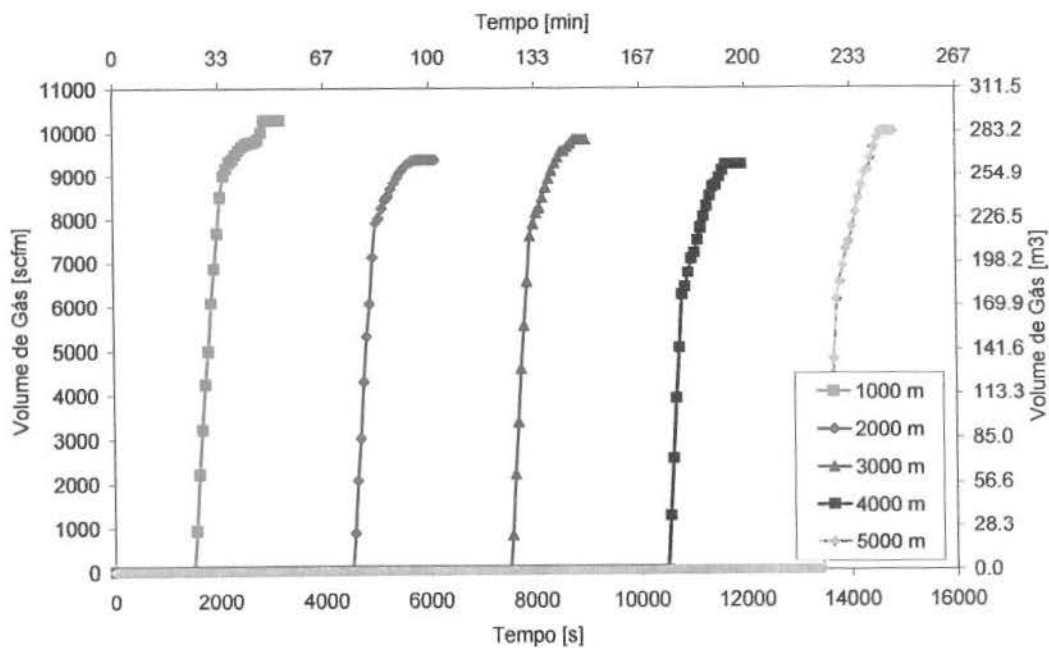


Figura 6.21: Volume de gás na superfície.

Como a massa de gás que invadiu o poço é a mesma em todos os casos, o volume final de gás produzido na superfície deverá ser o mesmo em todas as profundidades. Este volume é obtido a partir da vazão de gás na superfície. Como a vazão de gás possui um comportamento oscilatório, especialmente na região de líquido saturado, o volume final de gás, medido em

condições de superfície, não é igual em todas as profundidades. Essa diferença está relacionada ao comportamento da vazão de gás produzido na superfície, que, por sua vez, está diretamente relacionada ao número de células utilizadas durante a discretização. Para a discretização utilizada, os desvios absolutos obtidos nos cálculos da vazão e do volume são da ordem de 10%.

6.6 Vazão de circulação

A modificação da vazão de circulação vai alterar as perdas de carga no sistema e também o tempo necessário para expulsar toda a região contaminada do poço. A Figura 6.22 mostra a variação da pressão na profundidade de 2000 m, para as vazões analisadas. Verifica-se que a pressão máxima e mínima atingidas durante a passagem da região contaminada por esta profundidade não sofre grandes alterações devido à variação da vazão de circulação. A maior diferença está no tempo necessário para o topo e a base da região contaminada atingirem esta profundidade. Quanto menor a vazão de circulação, maior o tempo necessário para que toda a seção contaminada passe pela profundidade de 2000 m.

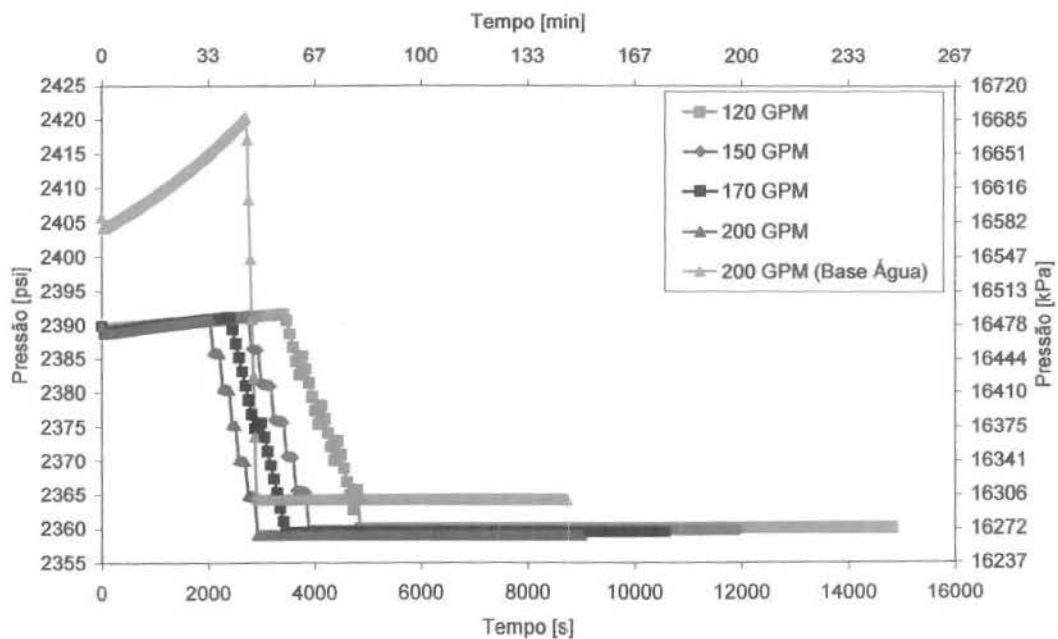


Figura 6.22: Pressão na profundidade de 2000 m.

Em termos de comportamento da pressão na superfície, a Figura 6.23 mostra o que ocorre devido à variação da vazão de circulação. A pressão máxima atingida na superfície é aproximadamente a mesma em todas as vazões analisadas. A grande diferença está no tempo necessário para o topo e a base da seção contaminada atingirem a superfície.

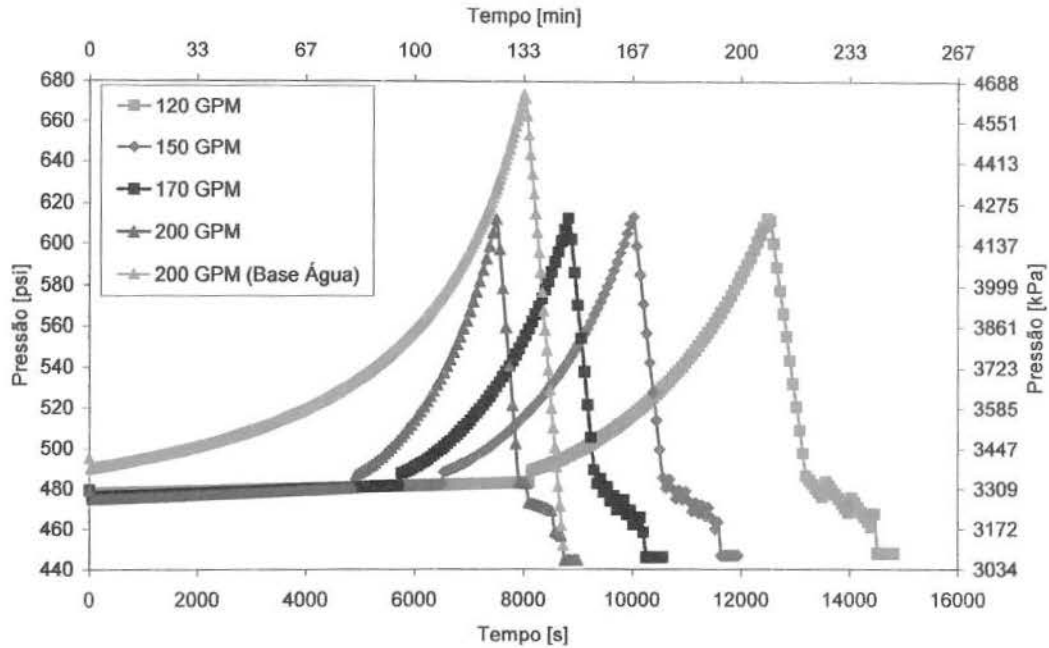


Figura 6.23: Pressão na superfície.

Uma outra variação que deve ser mencionada é o fato das curvas terem um comportamento menos acentuado no que diz respeito ao aumento da pressão devido à expansão e ascensão da região contaminada. Para as vazões de circulação estudadas, a pressão máxima atingida na superfície não sofreu grandes alterações. Entretanto, quanto menor a vazão, mais suavemente a pressão atinge o valor máximo. Isto pode ser explicado, não pelo efeito da vazão de circulação nas perdas de carga no espaço anular, e sim pelo incremento de tempo devido à diminuição da vazão de circulação. Sendo a vazão de circulação menor, mais lentamente o fluido invasor é deslocado e, conseqüentemente, mais suavemente a pressão na superfície é elevada.

A Figura 6.24 apresenta o volume ganho nos tanques de lama. O comportamento devido à variação da vazão de circulação é similar ao verificado na pressão da superfície. Os valores máximos obtidos são aproximadamente os mesmos e existe apenas um deslocamento em termos do eixo do tempo.

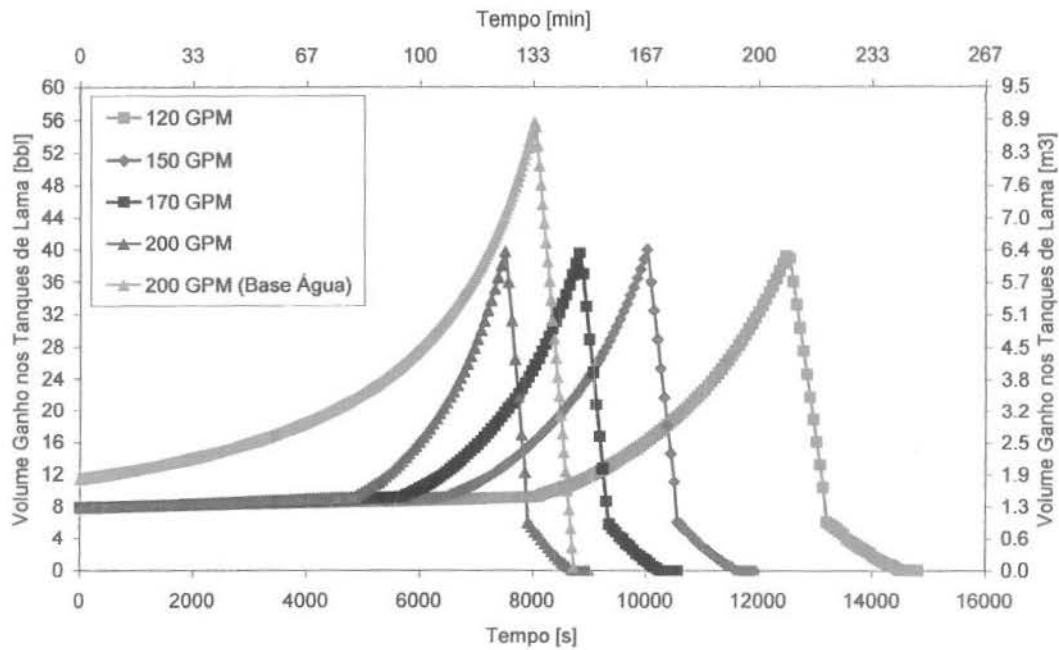


Figura 6.24: Volume ganho nos tanques de lama.

A Figura 6.25 mostra o volume de gás livre no poço em função do tempo de deslocamento e a Figura 6.26 mostra, também, o volume de gás livre no poço só que em função da profundidade do topo da região contaminada.

Analisando-se o volume de gás no poço em função do tempo de deslocamento, Figura 6.25, verifica-se que, independentemente da vazão de circulação, o volume máximo de gás livre no poço é o mesmo. O que varia é o tempo em que a primeira fração de gás é liberada da fase líquida.

Verifica-se, a partir da análise da Figura 6.26, que o comportamento do volume de gás livre no poço em função da profundidade é independente da vazão de circulação utilizada. Em todos os casos estudados a primeira fração de gás livre surgiu na mesma profundidade, aproximadamente 1000 m (3280 ft) de profundidade. Variando a vazão de circulação (a composição da mistura é mantida constante) a perda de carga no espaço anular, que é função da vazão de circulação, é alterada. São três os parâmetros que regulam a solubilidade: pressão, temperatura e composição. De acordo com a Figura 6.26, a variação da perda de carga no anular, devido à alteração da vazão de circulação, não é significativa o suficiente para causar alterações na profundidade em que a primeira fração de gás é liberada da fase líquida.

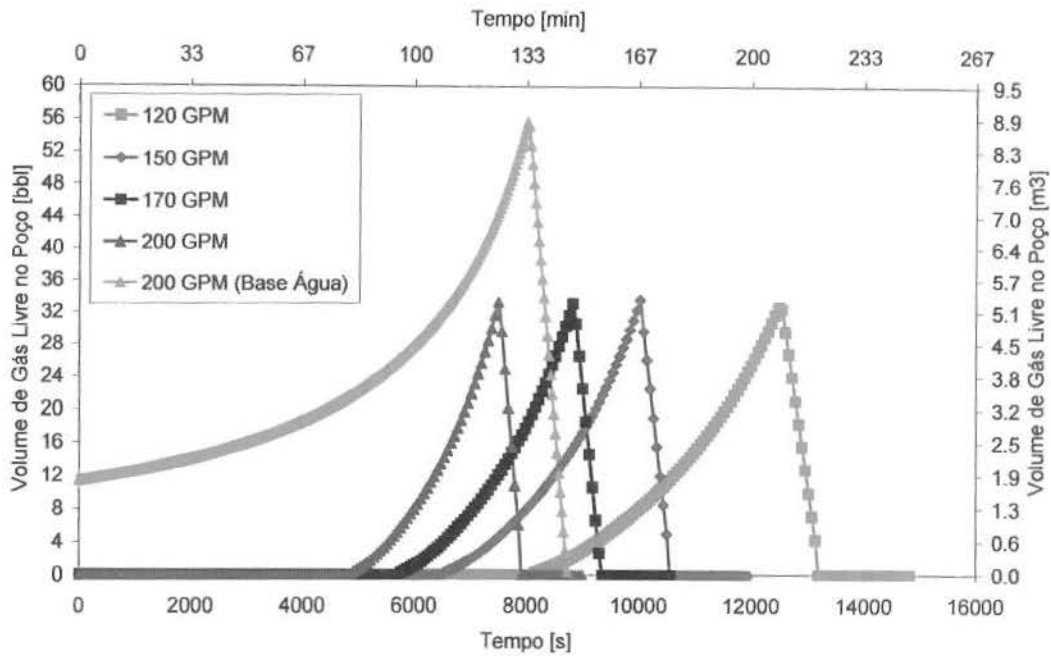


Figura 6.25: Volume de gás livre no poço em função do tempo de deslocamento.

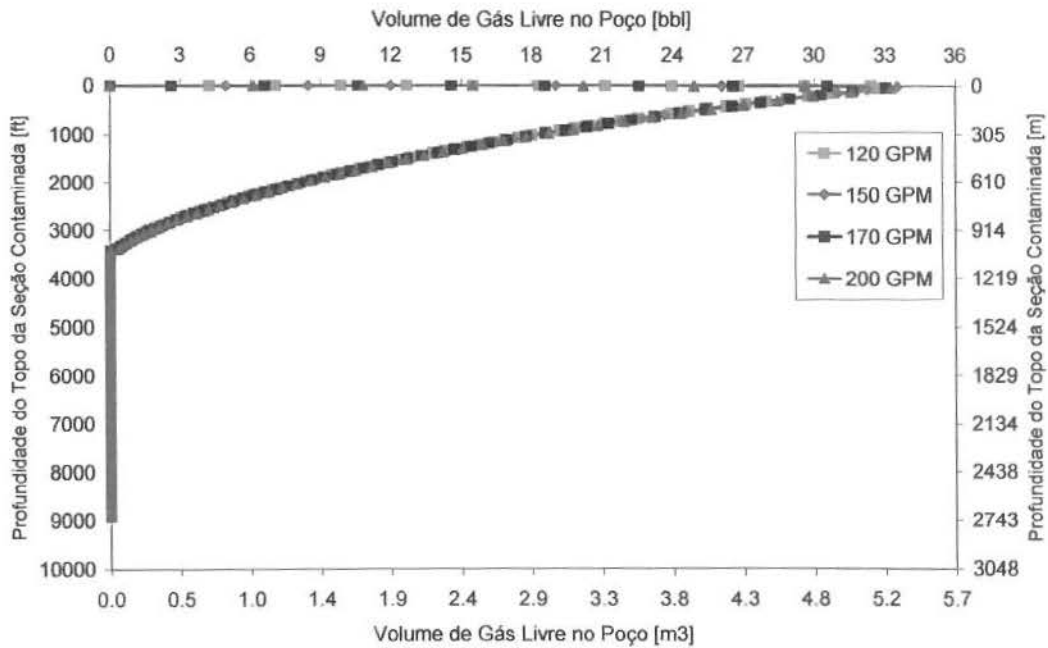


Figura 6.26: Volume de gás livre no poço em função da profundidade.

A Figura 6.27 apresenta a vazão de gás produzido na superfície. Observa-se que, quanto maior a vazão de circulação, maior a vazão de gás produzido na superfície e, conseqüentemente, mais rapidamente a seção contaminada é circulada para fora do poço.

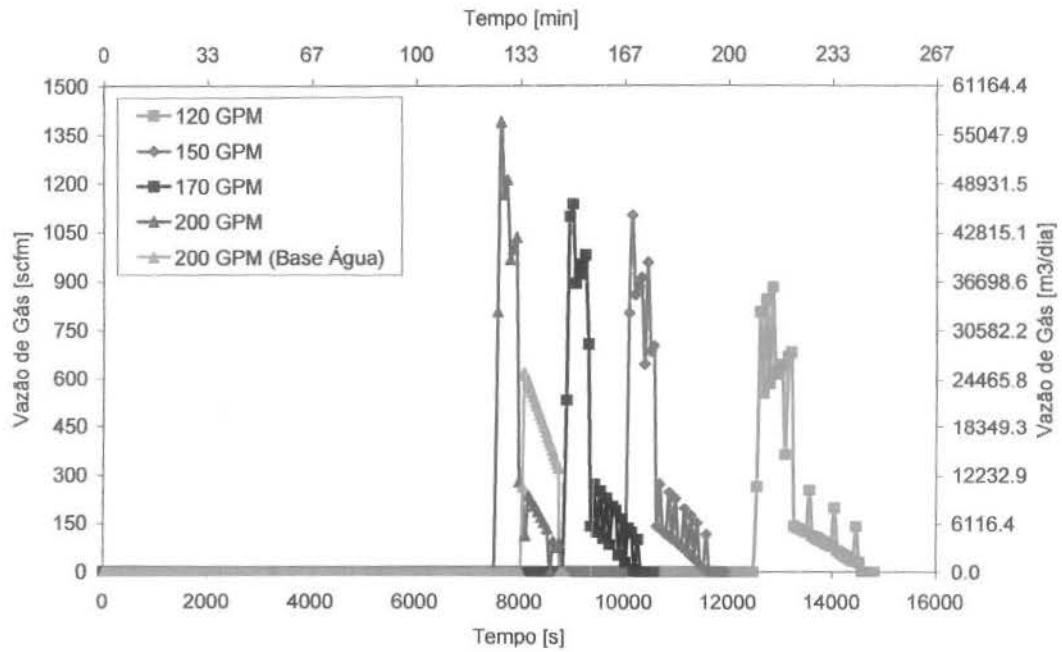


Figura 6.27: Vazão de gás produzido na superfície.

A Figura 6.28 mostra o volume de gás na superfície para as vazões estudadas.

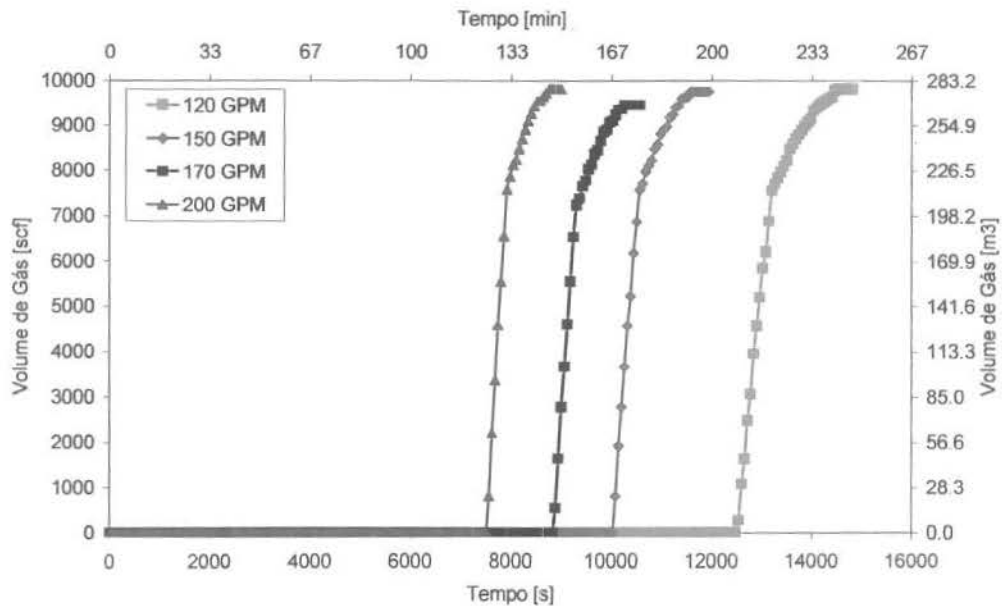


Figura 6.28: Volume de gás na superfície.

Sendo a massa de gás proveniente da formação a mesma em todas as vazões de circulação analisadas, o volume final de gás medido em condições de superfície é o mesmo. Existe um pequeno desvio entre os volumes finais, quando, na verdade, os volumes deveriam ser idênticos.

Essa alteração está relacionada à discretização (quantidade de células) utilizada. Quanto maior a discretização (maior o número de células) menor o desvio neste cálculo.

6.7 Temperatura

Como já foi dito anteriormente, os parâmetros que afetam a solubilização do gás são a pressão, a temperatura e a composição da mistura (fluido de perfuração e gás oriundo da formação). A variação da temperatura, juntamente com a variação de pressão, neste bloco de simulações, são os fatores que irão alterar o volume de gás livre, já que a composição da mistura é mantida constante.

As simulações obtidas com variação de temperatura foram divididas em duas partes. A primeira, a temperatura de cada caso é alterada, porém admite-se que não há gradiente de temperatura dentro do poço, ou seja, a temperatura na superfície é considerada igual à temperatura no fundo do poço. A segunda, a temperatura da formação (ou fundo do poço) é alterada e a temperatura da superfície é considerada 21,0 °C (294,15 K), ou seja, admite-se um gradiente de temperatura linear dentro do poço que varia desde a temperatura da formação até a temperatura da superfície.

As Figuras 6.29 e 6.30 apresentam o perfil de pressões na profundidade de 2000 m, considerando temperatura constante dentro do poço e gradiente de temperatura, respectivamente.

O comportamento observado é o mesmo em ambos os casos: aumento das pressões devido ao aumento da temperatura. Uma diferença é que, no caso de gradiente de temperatura dentro do poço, o perfil de pressões tende a um ponto comum. Isso é explicado pelo fato das temperaturas de fundo de poço serem diferentes em cada simulação, entretanto seguem para uma temperatura comum (temperatura da superfície).

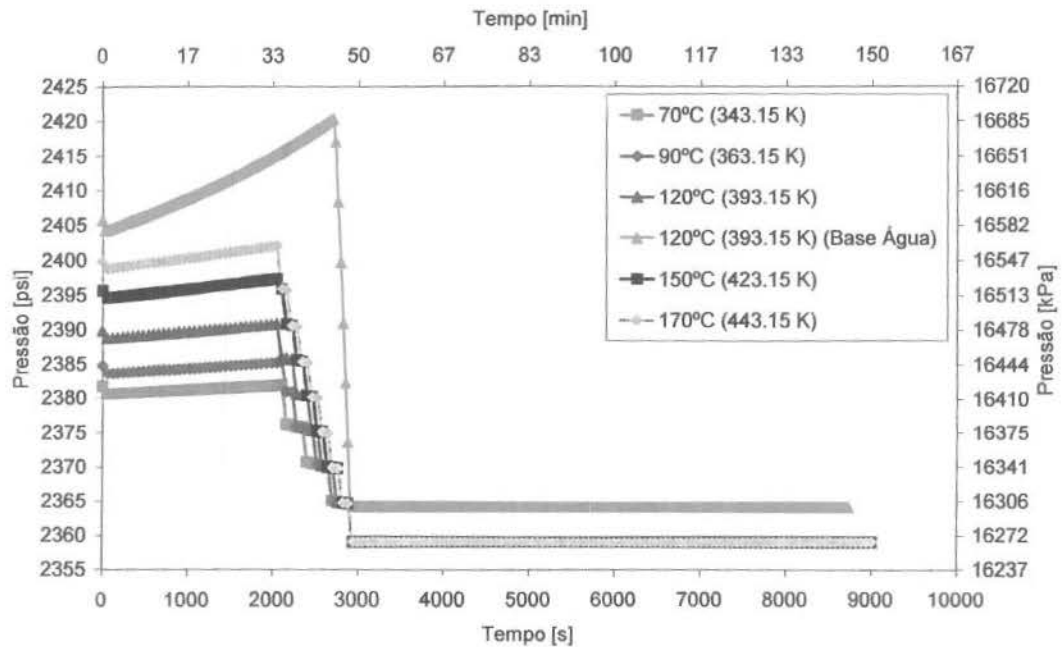


Figura 6.29: Pressão na profundidade de 2000 m (temperatura constante).

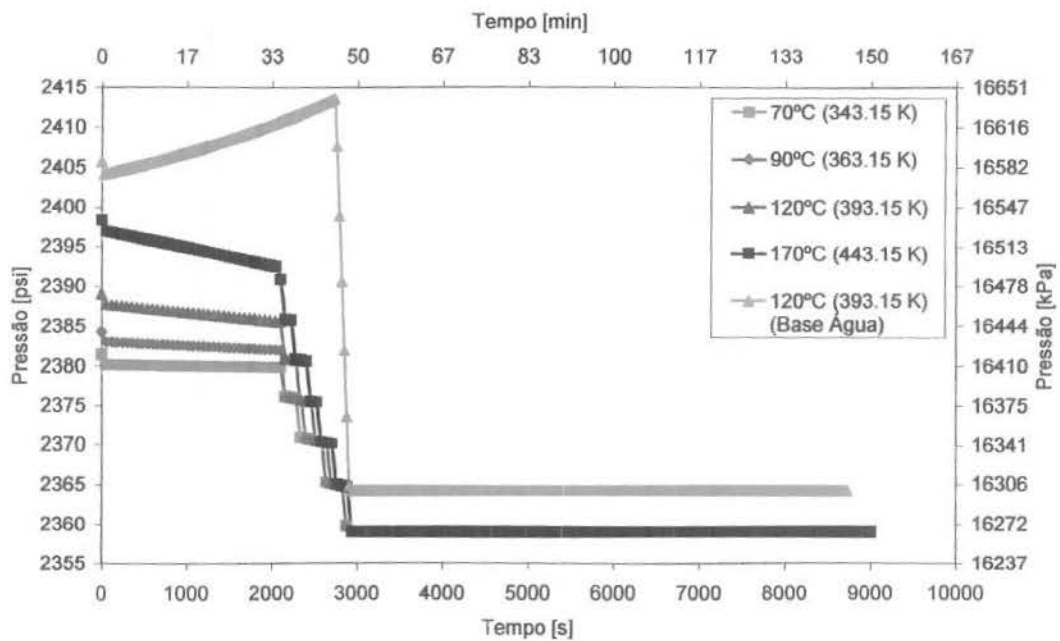


Figura 6.30: Pressão na profundidade de 2000 m (temperatura na superfície de 21,0 °C).

Em termos de pressões na superfície, as Figuras 6.31 e 6.32 apresentam o perfil para os casos de temperatura constante e gradiente de temperatura, respectivamente. O comportamento observado em ambos os casos é similar ao comportamento observado na profundidade de 2000 m. Para o caso de temperatura constante, há um aumento de pressões devido ao aumento da

temperatura e, para o caso de gradiente de temperatura, o perfil de pressões tende para o mesmo valor.

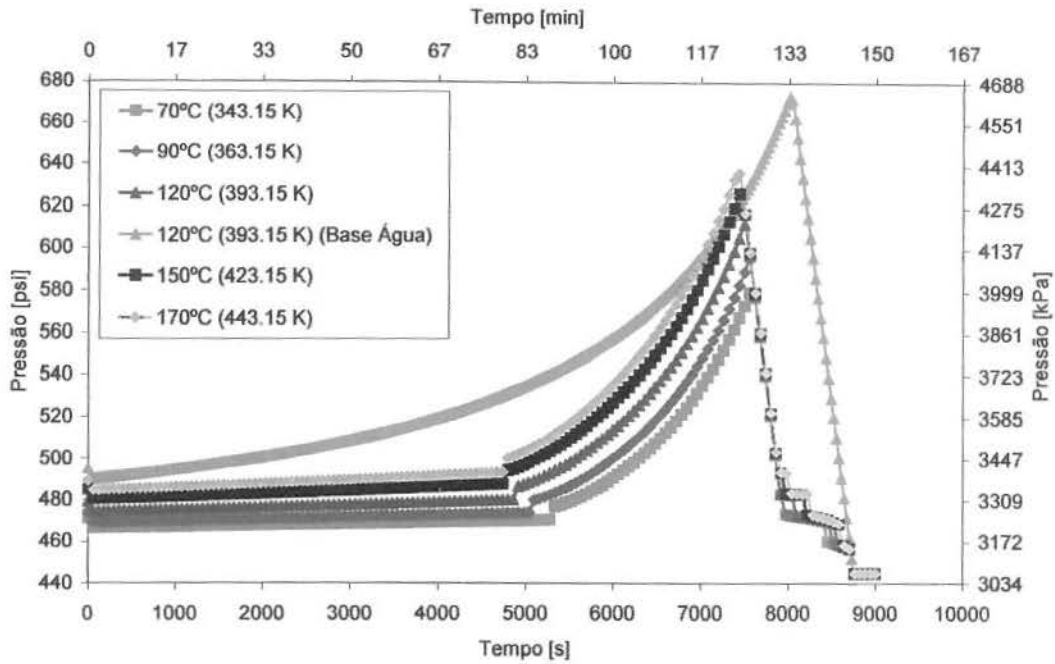


Figura 6.31: Pressão na superfície (temperatura constante).

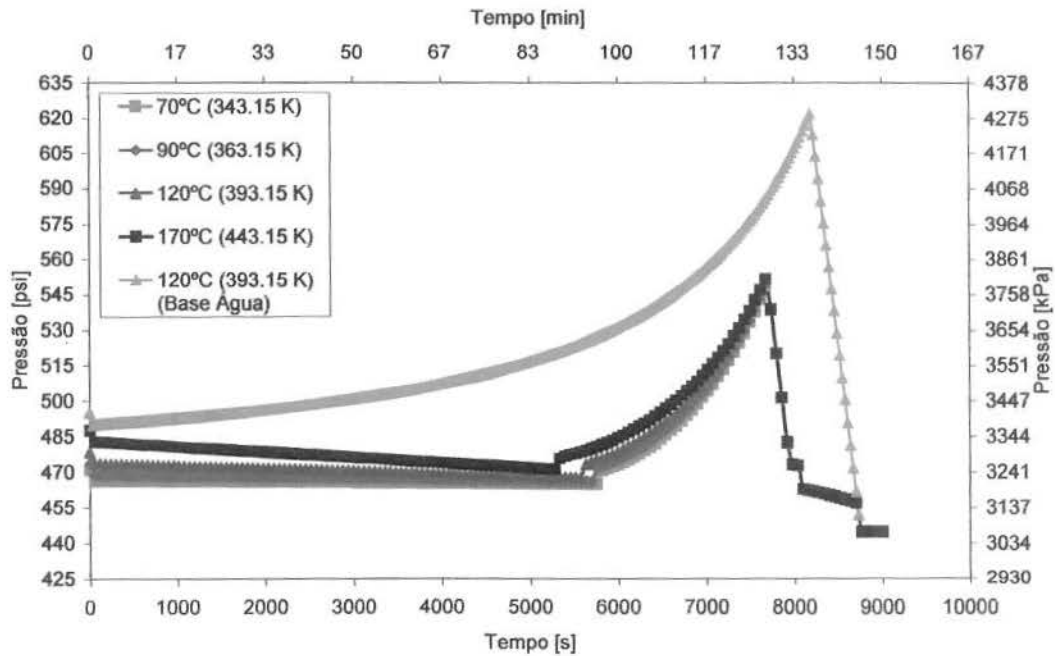


Figura 6.32: Pressão na superfície (temperatura na superfície de 21,0 °C).

A variação de temperatura não causa mudanças tão expressivas quanto a variação de profundidade (ou seja, variação de pressão) pois a temperatura não é o parâmetro decisivo no

processo de solubilização. Ela tem o seu papel, porém de maneira bem mais amena do que uma mudança de pressão ou composição. Isto pode ser observado também no *pit gain* (Figura 6.33 e Figura 6.34) e no volume de gás livre dentro do poço (Figura 6.35 e Figura 6.36).

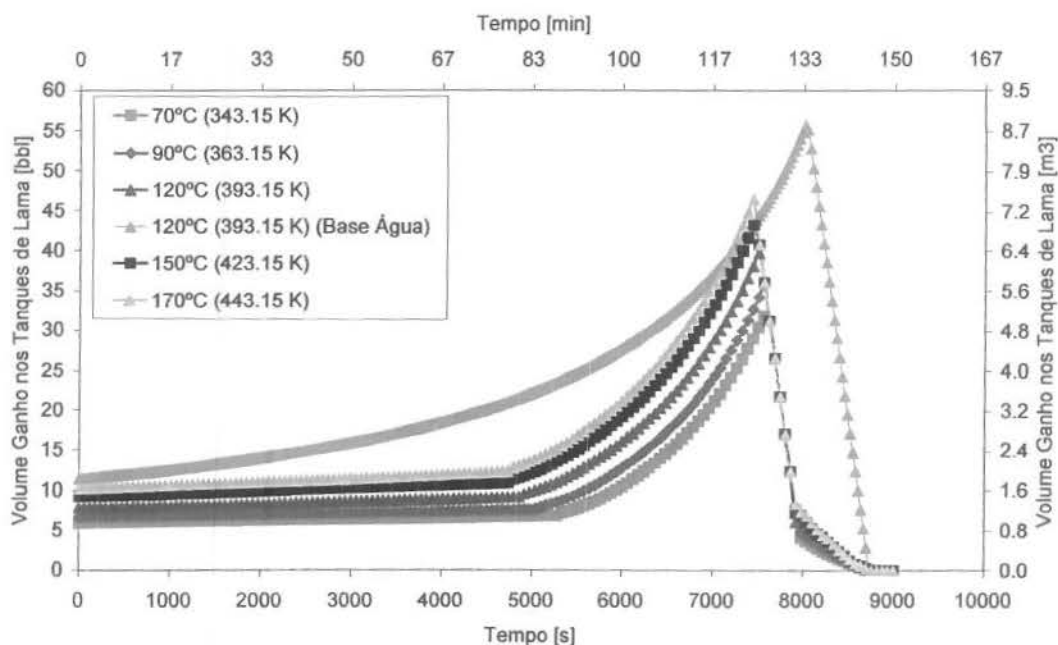


Figura 6.33: Volume ganho nos tanques de lama (temperatura constante).

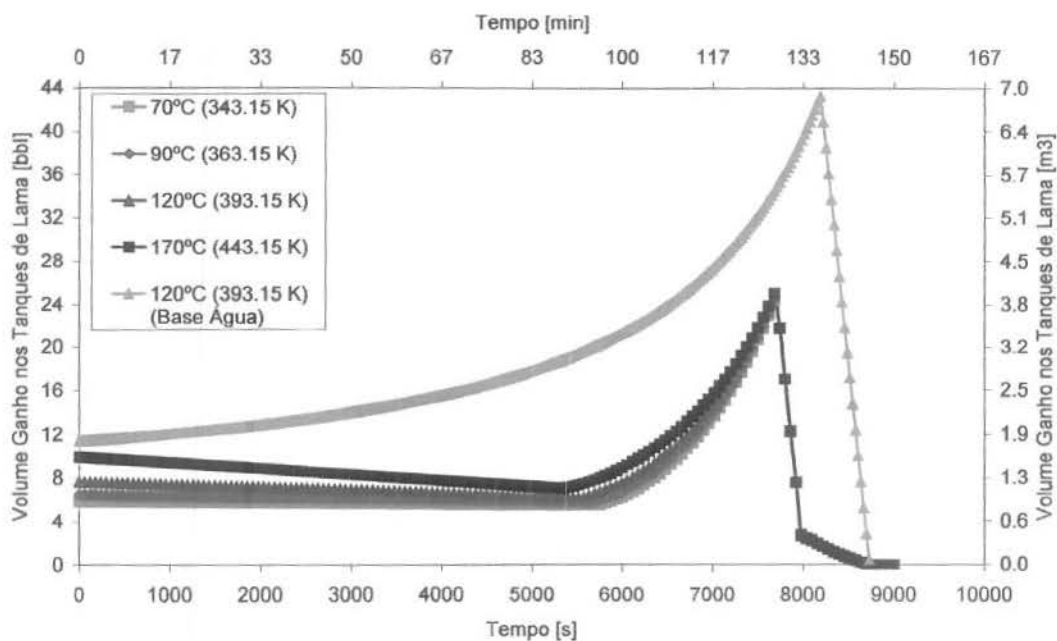


Figura 6.34: Volume ganho nos tanques de lama (temperatura na superfície de 21,0 °C).

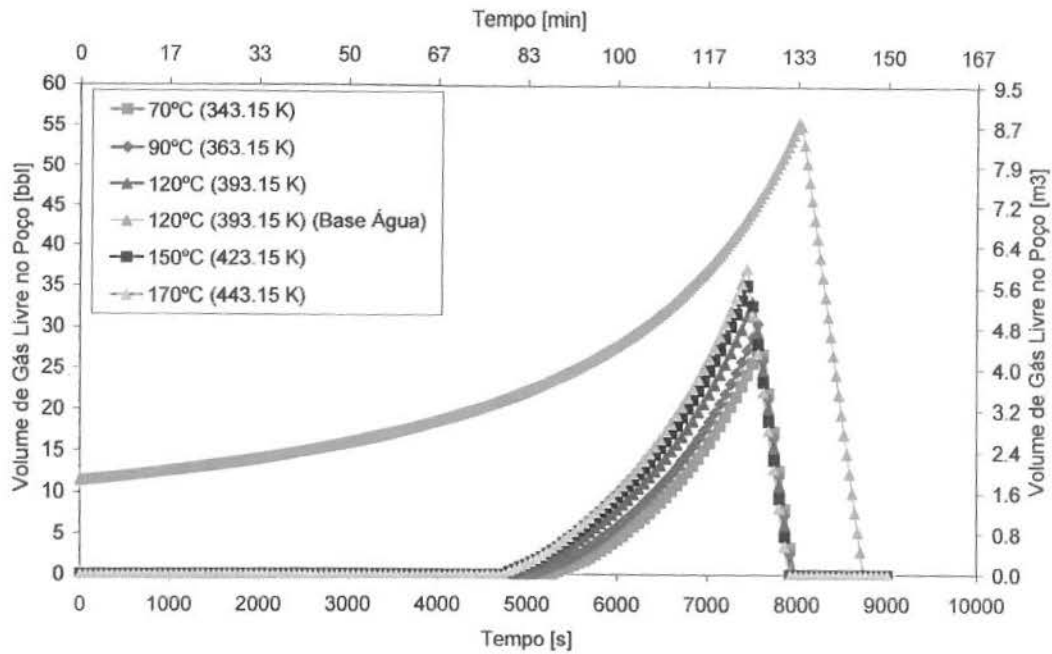


Figura 6.35: Volume de gás livre no poço (temperatura constante).

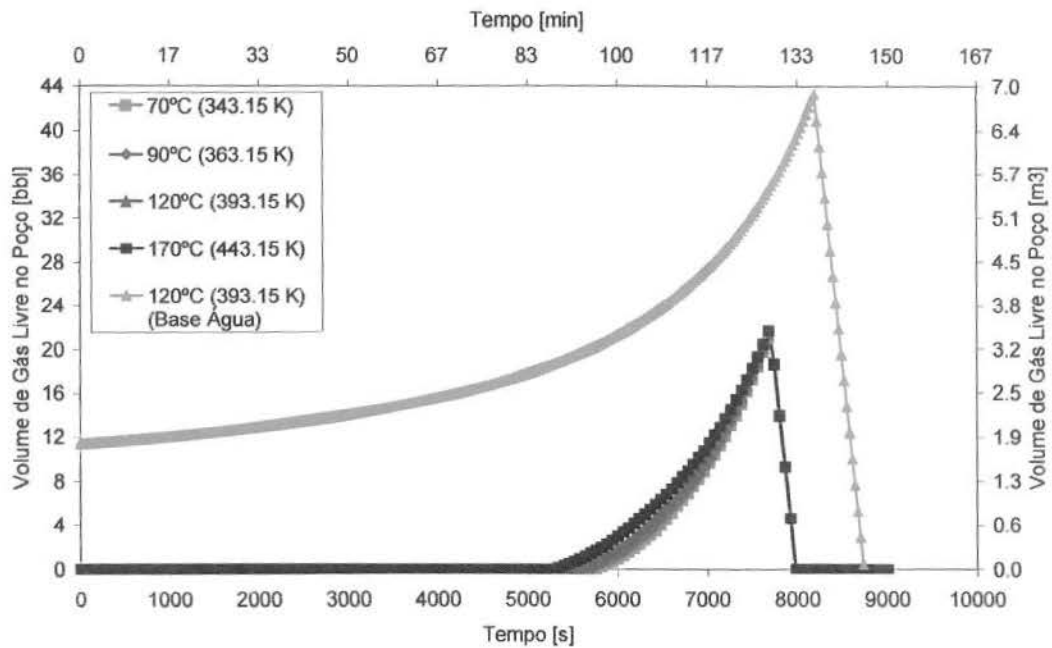


Figura 6.36: Volume de gás livre no poço (temperatura na superfície de 21,0 °C).

A Figura 6.37 mostra a vazão de gás na superfície com a variação de temperatura, considerando-se a temperatura constante em cada caso (sem gradiente dentro do poço, ou seja, temperatura da superfície igual à temperatura de fundo de poço). Este parâmetro não sofre alterações tão visíveis devido à variação de temperatura quanto as alterações observadas no comportamento das pressões e *pit gain*. Já nos casos mostrados na Figura 6.38, em que existe

gradiente de temperatura dentro do poço, como a temperatura na superfície é igual em todos os casos, o comportamento tende a um único comportamento resultando em um perfil similar.

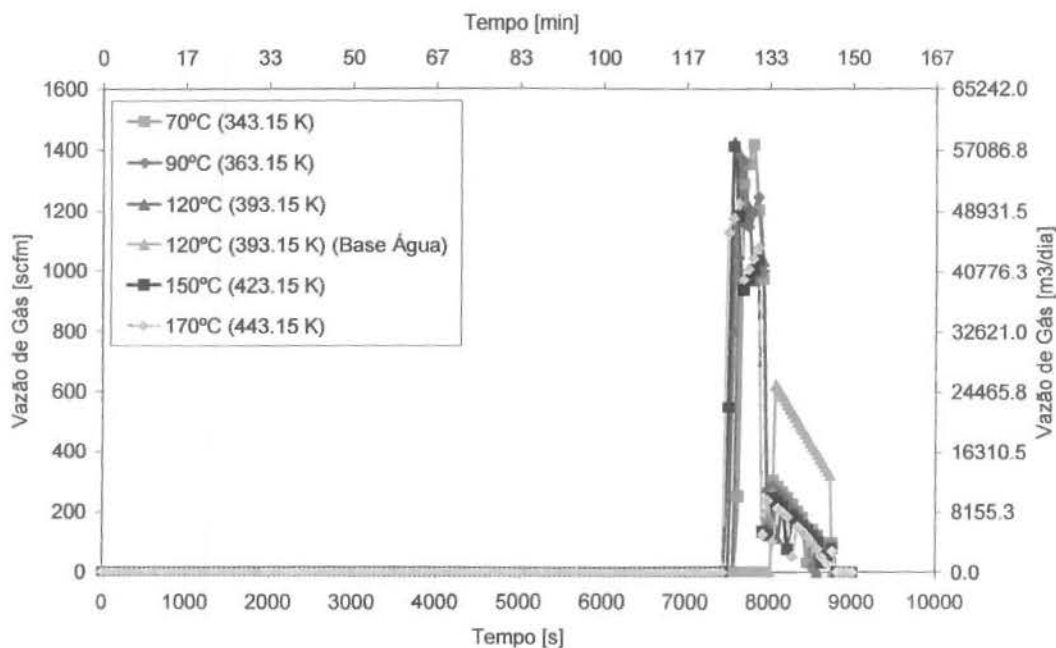


Figura 6.37: Vazão de gás produzido na superfície (temperatura constante).

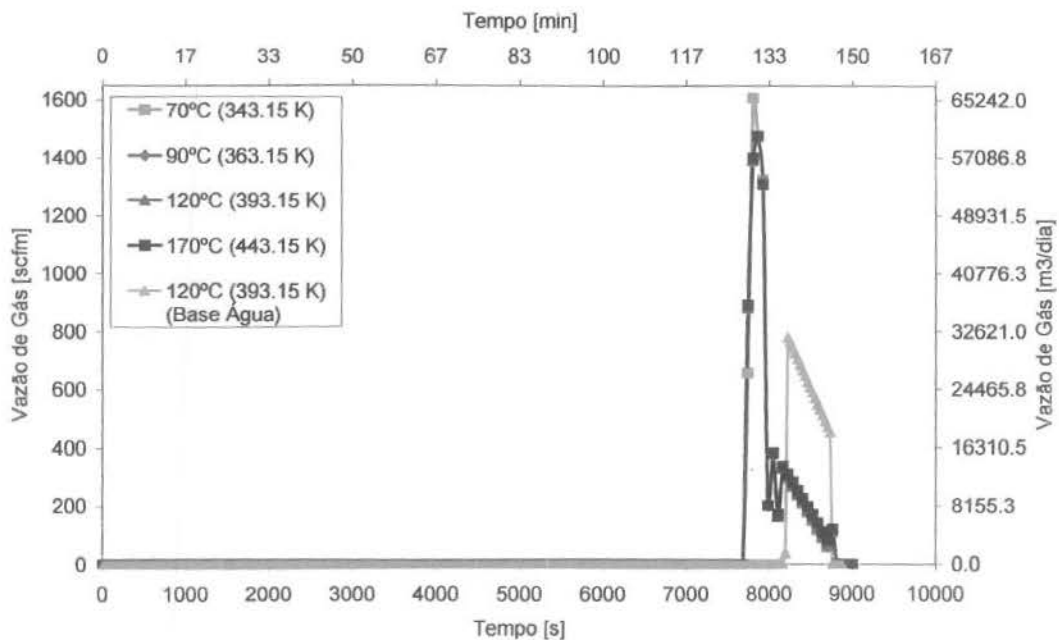


Figura 6.38: Vazão de gás produzido na superfície (temperatura na superfície de 21.0 °C).

As Figuras 6.39 e 6.40 apresentam o volume de gás na superfície considerando temperatura constante e variável dentro do poço, respectivamente.

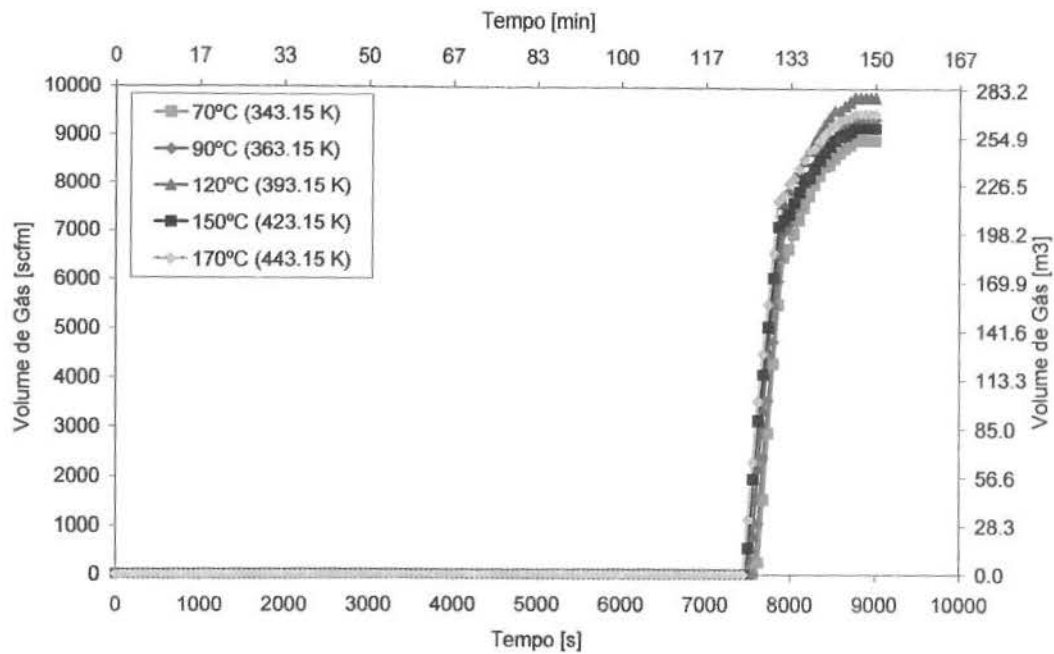


Figura 6.39: Volume de gás na superfície (temperatura constante).

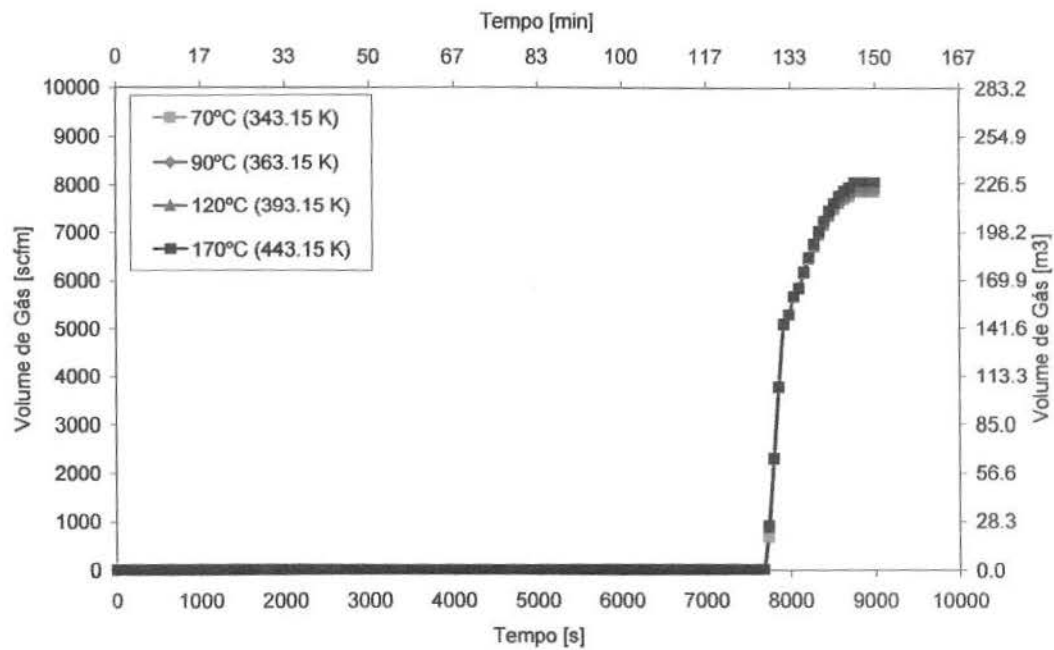


Figura 6.40: Volume de gás na superfície (temperatura na superfície de 21.0 °C)

A partir da análise da Figura 6.39, verifica-se que o ponto de inflexão da curva, que determina o fim da seção de gás livre e o início da seção de líquido com gás solubilizado (liberação de gás no separador), é alterado com a variação da temperatura, entretanto, essa alteração não é significativa. O ponto de inflexão diminui com a diminuição da temperatura.

Entretanto, esta variação é muito pequena, salientando que a temperatura não é o fator decisivo no que diz respeito à solubilização.

O comportamento do volume de gás na superfície, considerando um gradiente de temperatura linear dentro do poço (Figura 6.40), não varia com a variação da temperatura. Sendo as massas de gás iguais em todos os casos, o volume de gás na superfície é o mesmo, independentemente do perfil de temperatura dentro do poço.

6.8 Densidade do fluido de perfuração

O caso base estudado neste trabalho utiliza uma n-parafina como fluido de perfuração. Não foi adicionado nenhum outro componente, o fluido de perfuração é considerado 100% n-parafina. A densidade da n-parafina, em condições de pressão e temperatura ambientes, foi obtida a partir do modelo termodinâmico.

Para aumentar a densidade do fluido de perfuração, foram adicionados ao fluido de perfuração, componentes considerados inertes (sólidos e água). A densidade e as frações mássicas dos componentes do fluido de perfuração são apresentadas na Tabela 6.11.

Tabela 6.11: Densidade e frações mássicas dos componentes dos fluidos de perfuração utilizados.

Densidade do fluido de perfuração (<i>lb/gal</i>)	Fração mássica de óleo (%)	Fração mássica de inertes (%)
5,6	100	0
6,0	87	13
6,5	75	25
7,0	72	28
7,5	69	31

De acordo com a Figura 6.41, em termos de pressão na superfície, com o aumento da densidade do fluido de perfuração a pressão na superfície também aumenta. Como a pressão na superfície é função da pressão no fundo do poço e da densidade do fluido de perfuração, é

previsível que, com o aumento da densidade do fluido de perfuração, a pressão na superfície aumenta, pois há um aumento da pressão no fundo do poço.

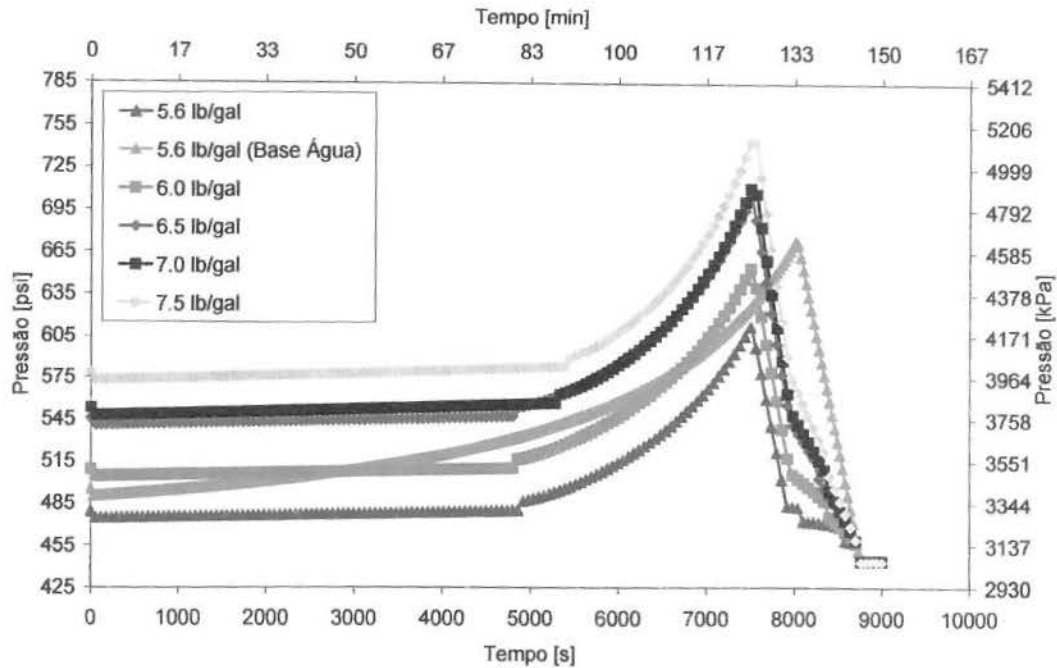


Figura 6.41: Pressão na superfície.

Em termos de *pit gain* e volume de gás dentro do poço, que são mostrados nas Figuras 6.42 e 6.43, respectivamente, o comportamento é oposto ao comportamento da pressão na superfície. Com o aumento da densidade do fluido de perfuração há uma pequena diminuição no volume ganho nos tanques de lama. Isto pode ser explicado da seguinte forma: com o aumento da densidade do fluido de perfuração as pressões no poço aumentam. Apesar de uma quantidade menor de gás entrar em solução devido à inclusão de água e sólidos (inertes) no fluido de perfuração, a pressão varia em todos os casos (aumenta com o aumento da densidade). Alterando as condições do sistema (aumentando a pressão), a quantidade de gás que é solubilizado aumenta mesmo que o volume de fluido disponível seja menor. Neste caso, o efeito da pressão é mais expressivo do que o efeito da composição.

Têm-se então dois parâmetros sendo alterados, o primeiro, aumento de pressões no poço, leva ao aumento da solubilidade do gás no fluido de perfuração. O segundo, a diminuição do volume de óleo disponível devido à adição de inertes (sólidos e água) no fluido de perfuração, induz à diminuição da solubilidade do gás no fluido de perfuração. De acordo com a Figura 6.42,

verifica-se que o primeiro parâmetro, aumento das pressões no poço, é o que controla a solubilidade do gás no fluido de perfuração, para as composições de fluido de perfuração analisadas.

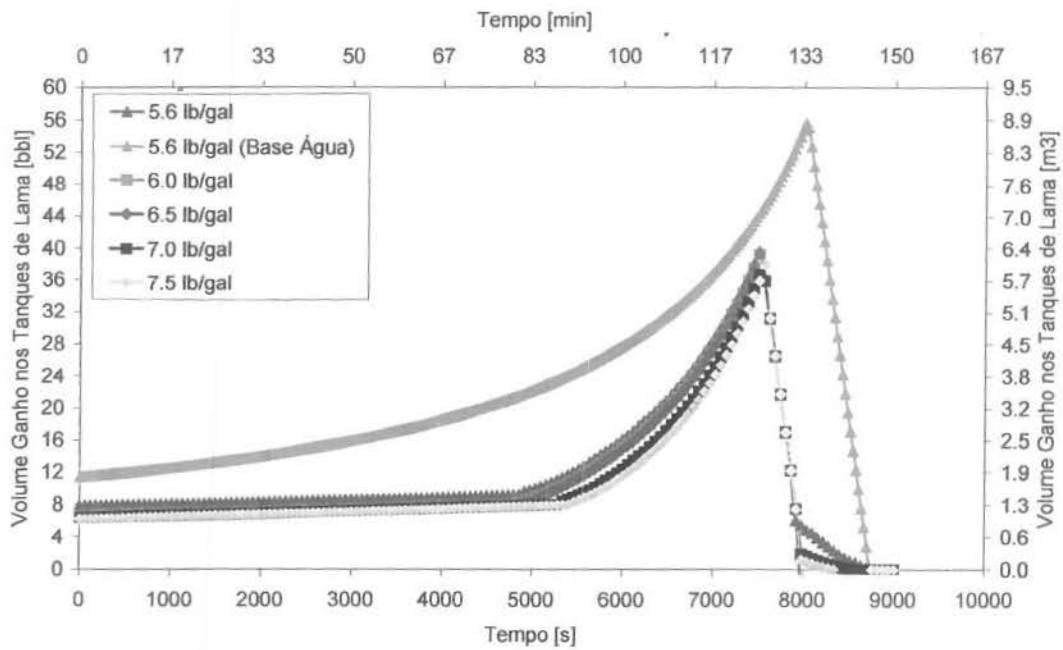


Figura 6.42: Volume ganho nos tanques de lama.

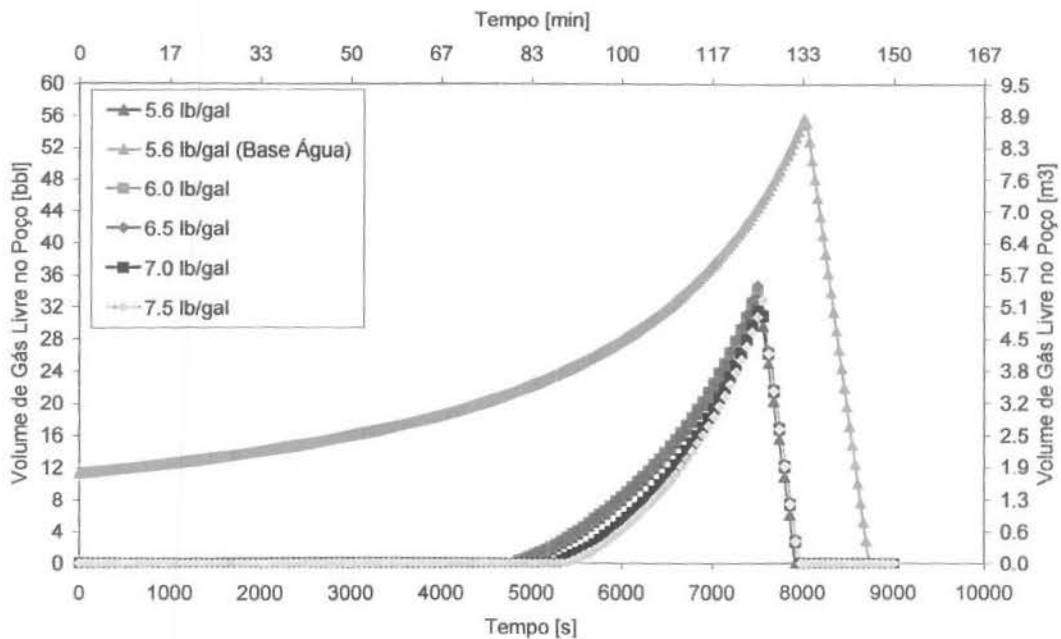


Figura 6.43: Volume de gás dentro do poço.

A vazão de gás produzido na superfície (Figura 6.44) e o volume de gás na superfície (Figura 6.45) não sofrem alterações significativas devido à adição de sólidos e água (inertes) no fluido de perfuração, para as composições de fluido de perfuração analisadas.

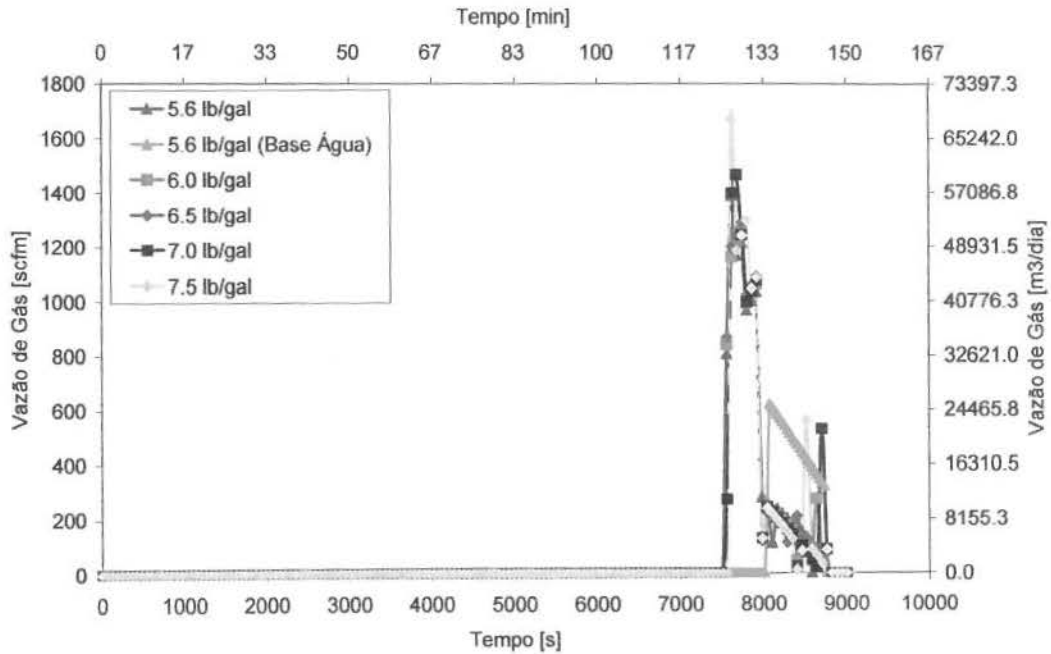


Figura 6.44: Vazão de gás produzido na superfície.

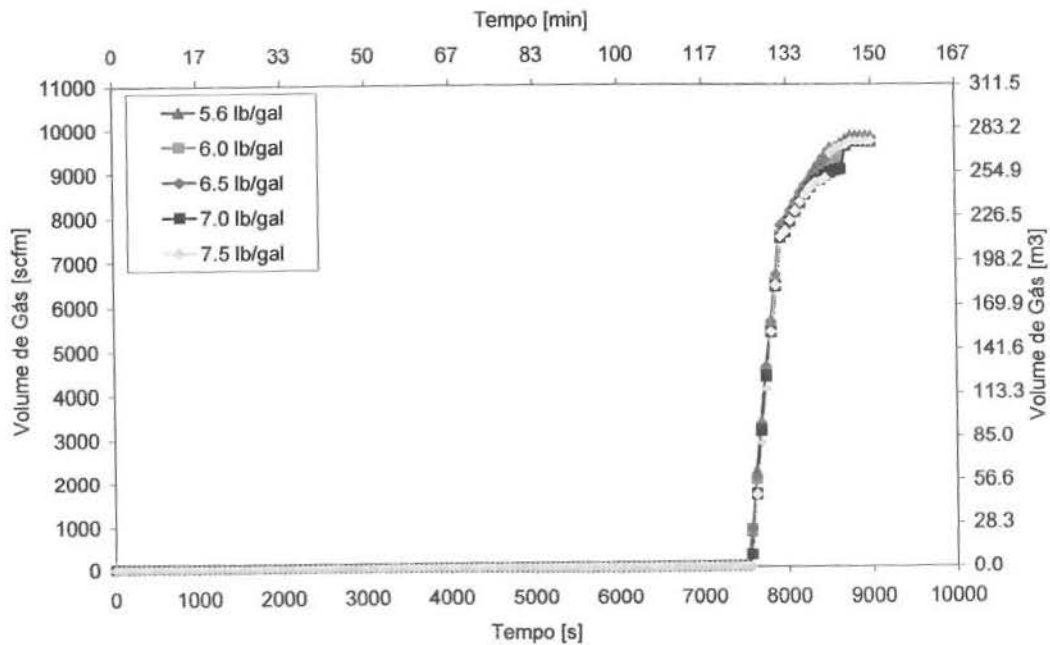


Figura 6.45: Volume de gás na superfície.

6.9 Vazão do gás

A variação de vazão de gás vai alterar o volume de gás dentro do poço. Diferentemente dos casos expostos anteriormente, a vazão de gás também vai causar variação na composição da região contaminada. Portanto, além da variação de volume de influxo também há modificação na razão gás líquido.

Com o aumento da vazão de gás a quantidade de gás no poço também aumenta o que vai refletir diretamente no perfil de pressões. Analisando-se a pressão na profundidade de 2000 m, que é apresentada na Figura 6.46, com o aumento da vazão de gás, consequentemente, aumento do volume de gás dentro do poço, há um aumento nas pressões.

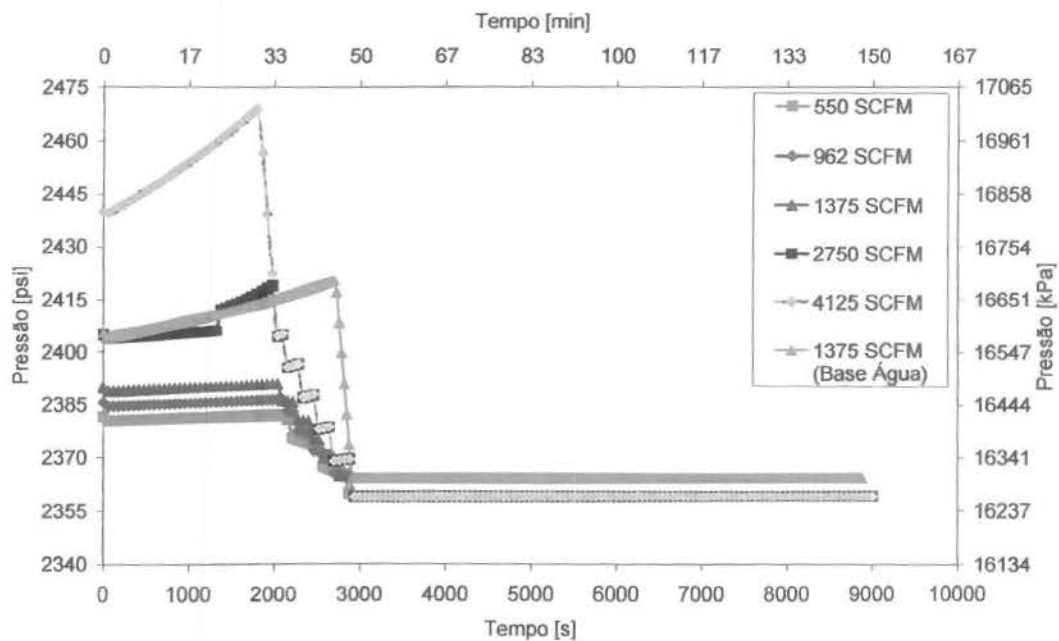


Figura 6.46: Pressão na profundidade de 2000 m.

Um fator importante a ser mencionado é que, para as primeiras vazões analisadas (550 *scf/min*, 962 *scf/min* e 1375 *scf/min*) o comportamento da pressão é linear até o momento em que atinge a profundidade de 2000 m. À medida que a seção contaminada passa pela profundidade de 2000 m, há uma diminuição mais acentuada da pressão. Essa diminuição mais acentuada da pressão ocorre até o momento em que a base da seção contaminada atinge a profundidade de 2000 m. Deste ponto em diante, a pressão nesta profundidade permanece constante.

Na vazão de 2750 *scf/min*, antes do topo da seção contaminada chegar em 2000 m de profundidade, há uma modificação mais expressiva no perfil de pressão. Isto pode ser explicado pelo fato de, neste ponto, haver liberação da primeira fração de gás da fase líquida. No caso de 4125 *scf/min* nem todo o influxo entra em solução, ou seja, no momento do início da circulação já há gás livre dentro do poço.

As Figuras 6.47 e 6.48 apresentam, respectivamente, o perfil de pressões na superfície e o *pit gain*. Em ambas as figuras, é possível observar que, com o aumento da vazão de gás, há um aumento no perfil de pressões na superfície e também no *pit gain*.

O perfil de pressões na superfície, para os casos em que no início da circulação não existe fase vapor, é diferente do perfil em que existe gás livre no poço desde o início da circulação. Para as vazões de 550 *scf/min*, 962 *scf/min* e 1375 *scf/min*, o perfil permanece praticamente constante até o momento em que a primeira fração de gás é liberada para a fase vapor. Um comportamento similar é observado no *pit gain*.

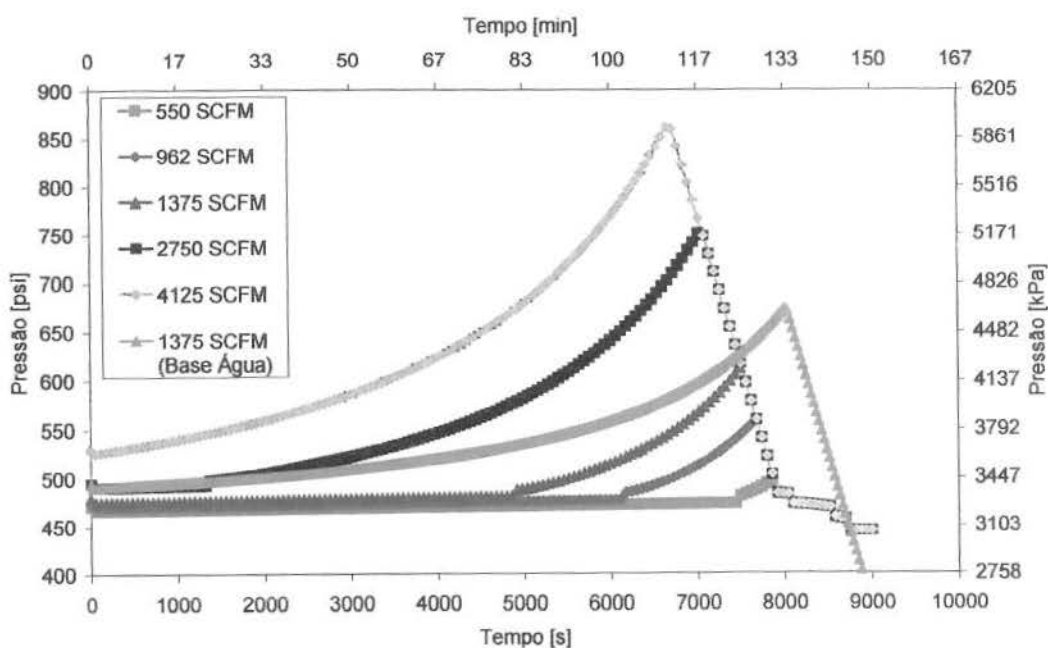


Figura 6.47: Pressão na superfície.

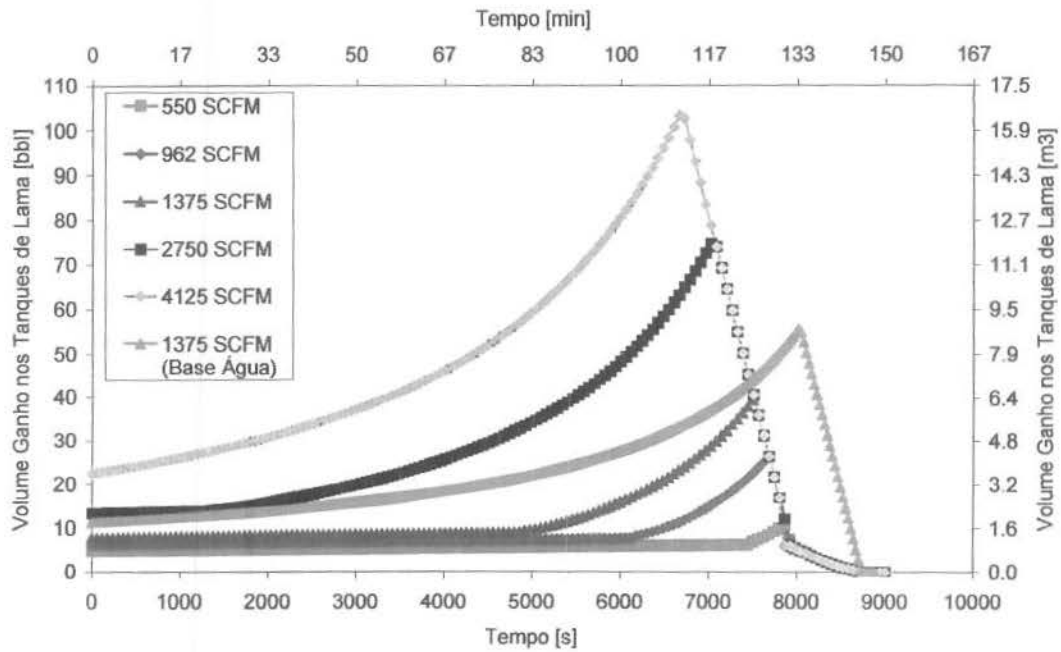


Figura 6.48: Volume ganho nos tanques de lama.

De acordo com a Figura 6.49, que mostra o volume de gás livre dentro do poço, nas quatro primeiras vazões de gás utilizadas, o volume de gás livre no início da circulação é nulo enquanto que, com a vazão de gás de 4125 *scf/min* já existe formação de fase vapor no início da circulação.

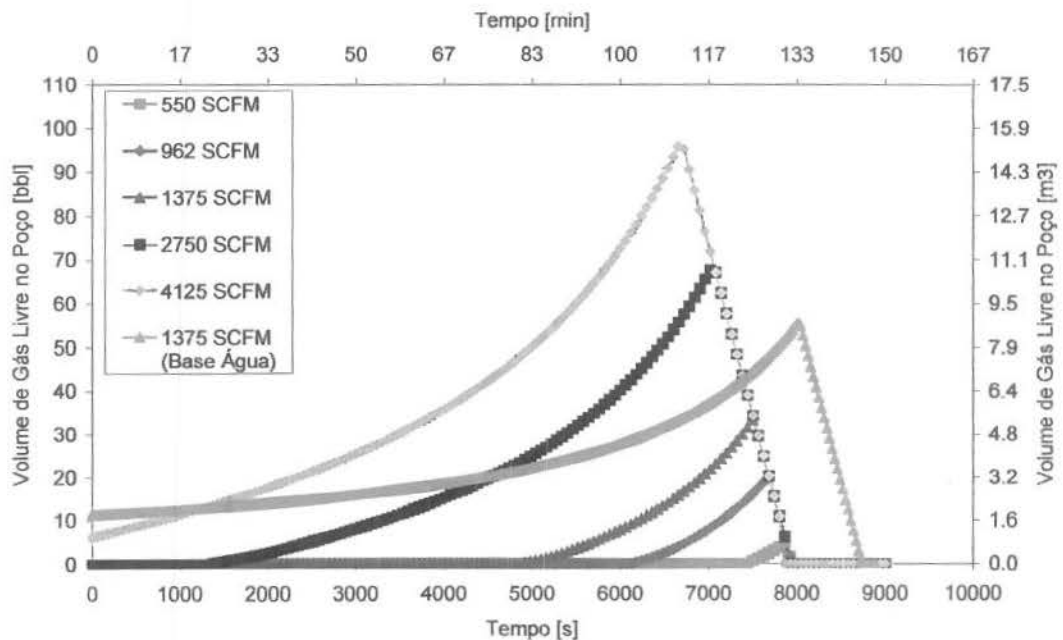


Figura 6.49: Volume de gás livre dentro do poço.

A Figura 6.50 apresenta o volume de gás livre dentro do poço em função da profundidade. Os poços utilizados nestas simulações possuem a mesma profundidade. O parâmetro que varia em cada simulação, como já foi dito anteriormente, é a vazão de gás oriundo da formação. A modificação deste parâmetro altera a razão gás líquido (composição da mistura) e o volume de influxo. De acordo com esta figura, quando maior a vazão de influxo, maior a profundidade em que a primeira fração de gás é liberada da fase líquida. É importante salientar que, neste caso, quanto maior a vazão de influxo, maior a fração de gás na mistura.

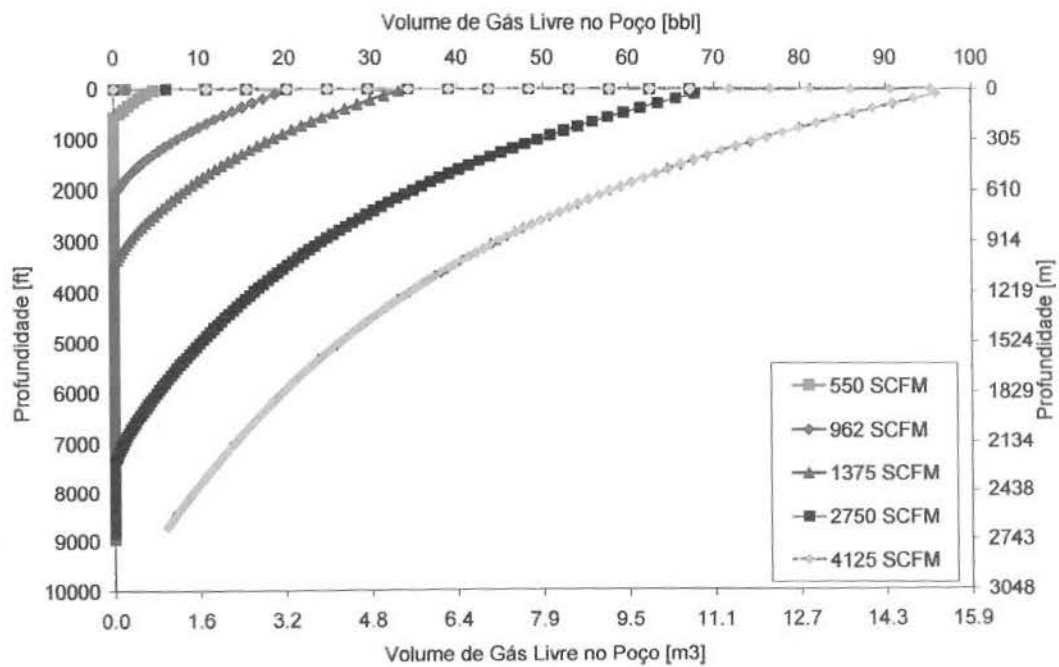


Figura 6.50: Volume de gás livre dentro do poço em função da profundidade.

As Figuras 6.51 e 6.52 mostram, respectivamente, a vazão de gás produzido na superfície e o volume de gás na superfície. Aumentando a vazão de gás no fundo do poço, conseqüentemente, a vazão de gás produzido na superfície também aumenta. O mesmo comportamento é observado no volume de gás na superfície.

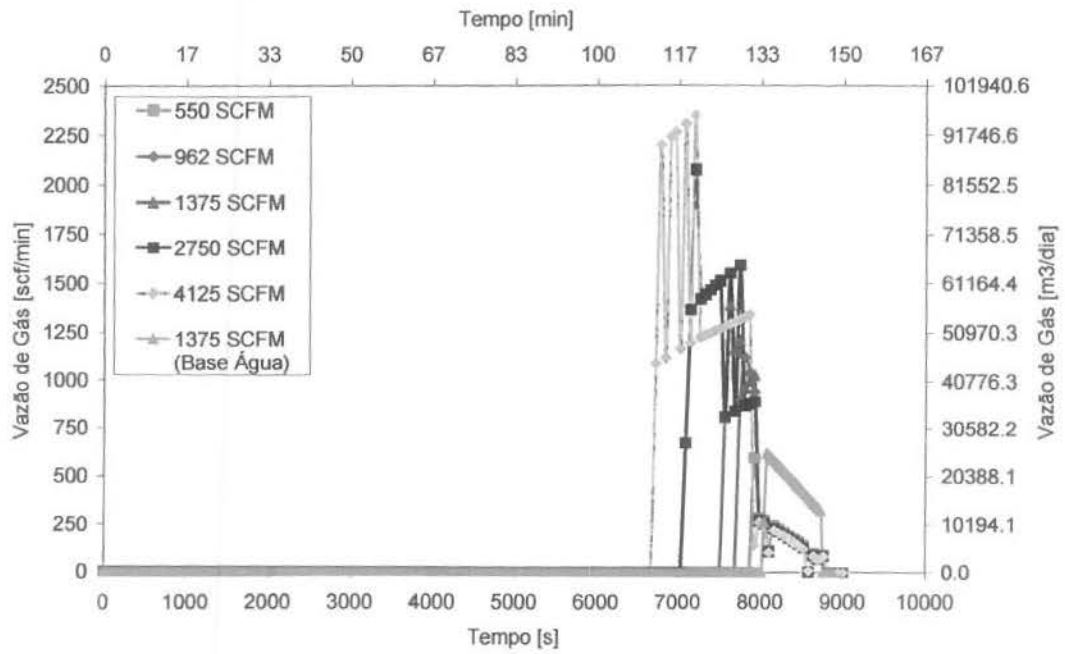


Figura 6.51: Vazão de gás produzido na superfície.

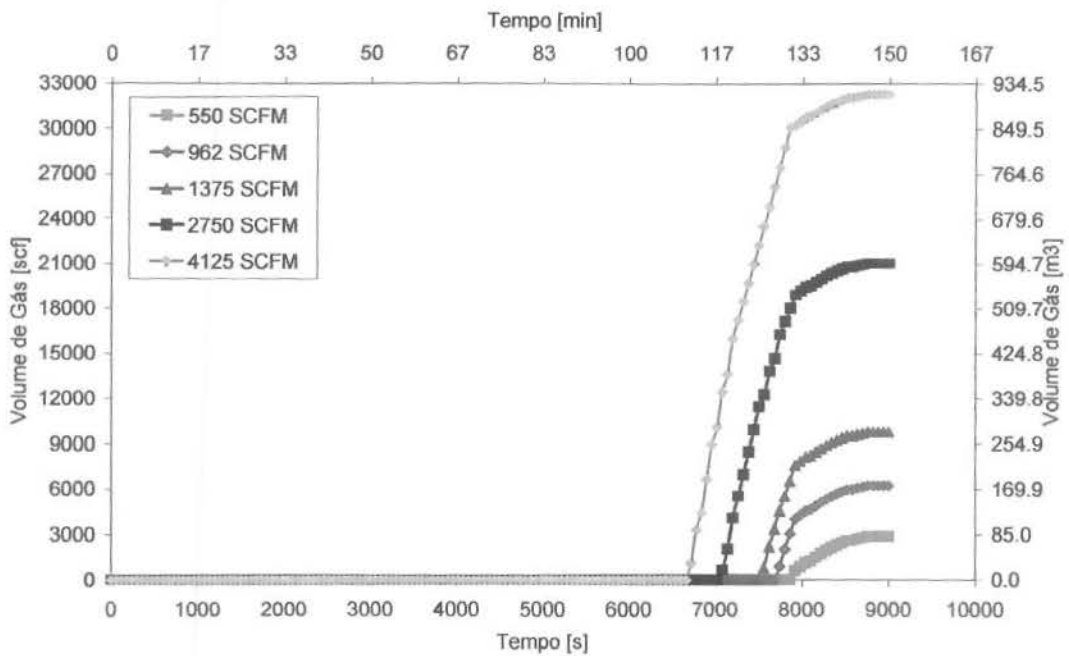


Figura 6.52: Volume de gás na superfície.

Capítulo 7

Conclusões e Recomendações

Neste trabalho, foram desenvolvidos dois modelos. O primeiro, um modelo PVT e, o segundo, um modelo de *kick*.

O modelo PVT utiliza a equação de estado de Peng-Robinson, trabalhando com regras de mistura e parâmetro de interação binária por um método de contribuição de grupo. Foi desenvolvido para obter as propriedades termodinâmicas de misturas de hidrocarbonetos que podem variar desde compostos simples, como o metano, até cadeias carbônicas mais complexas.

O modelo para estudo do controle de poços utiliza o modelo termodinâmico desenvolvido para prever o comportamento das pressões e do *pit gain* durante a circulação de um *kick* considerando a solubilidade do gás no fluido de perfuração.

São então apresentadas neste capítulo, as conclusões tiradas sobre o estudo dos dois modelos desenvolvidos e as recomendações para trabalhos futuros.

É importante salientar que o modelo PVT desenvolvido pode ser utilizado independentemente do modelo de *kick*.

7.1 Análise Termodinâmica

- As regras de mistura implementadas apresentaram bons resultados quando comparadas com os dados da literatura.
- O comportamento para misturas binárias apresentou melhores resultados que os dados do CMG Winprop (2005) para os sistemas metano/decano, metano/hexano, metano/dodecano e metano/benzeno.
- O parâmetro de interação binária tem um efeito significativo sobre os cálculos da pressão de bolha das misturas estudadas. A adição do grupo Caro na metodologia para o cálculo do parâmetro de interação binária reduziu os desvios na pressão de bolha da mistura benzeno/metano, cerca de 10%.
- O simulador proposto por Sandler (VLMU) apresentou resultados insatisfatórios quando comparados com os outros simuladores e dados da literatura. Este simulador não considera o parâmetro de interação binária, portanto seus cálculos da pressão de bolha dão resultados sempre inferiores aos resultados analisados.
- O comportamento do modelo PVT para misturas multicomponentes foi satisfatório para a faixa de pressão e temperatura estudada. Analisando a Tabela 4.9, pode-se concluir que não houve grandes alterações comparando as duas simplificações feitas com a n-parafina.
- Para o sistema metano/diesel o efeito da simplificação foi mais expressivo. Um dos problemas relacionados a esta simulação é o fato de considerar que os componentes do diesel são todos compostos de cadeia normal. Portanto, o desvio relativo a esta simulação, quando comparado com os dados experimentais, não é somente devido à simplificação efetuada, o principal agravante é a utilização de uma mistura que não é representativa da mistura original.
- Em termos do desvio com relação à fração de metano presente no sistema, as Figuras 4.21 e 4.22 mostram as variações dos desvios com a fração de metano na mistura, para os sistemas binários e sistemas multicomponentes, respectivamente. Na Figura 4.21, para o sistema metano/benzeno o desvio é maior e aumenta com o aumento da fração

molar de metano. Na Figura 4.22, para o sistema metano/diesel o desvio é maior com o aumento da fração de metano. Para os sistemas metano/n-parafina o comportamento é inverso, o desvio diminui com o aumento da fração de metano.

7.2 Simulador de *Kick*

- Com relação ao desenvolvimento do modelo, foi possível observar a evolução dos resultados com a implementação dos efeitos físicos (expansão do influxo, perdas de carga na região monofásica, variação de temperatura, gás real utilizando correlação, gás real utilizando uma equação de estado e, finalmente, solubilidade).
- A evolução mais significativa foi obtida com a implementação do modelo de solubilidade do gás no fluido de perfuração.
- Um fator importante no desenvolvimento do modelo foi a discretização da seção contaminada. A quantidade de células em que a seção contaminada é dividida é um fator determinante não só no tempo de simulação como também no perfil obtido. O perfil de pressões na superfície e a vazão de gás são os parâmetros de resposta mais afetados com a variação da discretização. O *pit gain* não sofre grandes alterações com a variação do número de células.
- É importante optar por uma discretização, ou número de células, que ofereça custo benefício em termos de tempo de simulação e confiabilidade no resultado, especialmente para a região de líquido saturado que é a mais afetada pela discretização.
- A análise de sensibilidade efetuada permitiu identificar os fatores mais relevantes quando se considera a solubilidade do gás no fluido de perfuração. O volume inicial do *kick*, profundidade do poço e vazão de gás são os fatores mais relevantes neste tipo de simulação.
- A vazão de circulação, temperatura e densidade do fluido de perfuração não causaram mudanças significativas nos perfis de pressão, *pit gain* e volume de gás na fase vapor. Isto é um indicativo de que esses parâmetros tiveram pouco efeito sobre a solubilidade do gás no fluido de perfuração.

- A variação de perda de carga no anular não é significativa o suficiente para causar alterações na profundidade em que a primeira fração de gás é liberada da fase líquida.
- Variações no volume de influxo, sem alteração da composição da mistura, não modificam a profundidade em que a primeira fração de gás é liberada da fase líquida.
- Temperatura, pressão e composição da mistura são os parâmetros que afetam a solubilidade. Dentre esses parâmetros a pressão e a composição são os fatores determinantes. Verificou-se que alterações da temperatura não modificam significativamente a solubilidade.

7.3 Recomendações

- Utilização de outros gases e fluidos de perfuração para o estudo da solubilidade.
- Extensão do modelo para o cálculo do parâmetro de interação binária com o objetivo de trabalhar com misturas que contenham compostos com grupo éster.
- Vincular a técnica de translação de volume à equação de estado com o objetivo de minimizar o erro obtido nos cálculos do volume da fase líquida.
- Para o desenvolvimento de um modelo matemático de *kick* confiável, e que apresente resultados mais próximos possíveis da realidade, é primordial uma modelagem adequada do escoamento bifásico, assim sendo, é necessária a incorporação de um modelo de escoamento bifásico ao modelo desenvolvido.
- Comparação dos dados obtidos pelo modelo de *kick* desenvolvido com dados de campo.
- Desenvolvimento de uma interface.

Referências Bibliográficas

- AALTO, M., KESKINEN, K. I., AITTAMAA, J., LIUKKONEN, S.: "An Improved Correlation for Compressed Liquid Densities of Hydrocarbons. Part 2. Mixtures", *Fluid Phase Equilibria* 114, Pages 21-35, 1996.
- AZIZ, K., GOVIER, G. W., FOGARASI, M.: "Pressure Drop in Wells Producing Oil and Gas", *Journal Cdn. Petroleum Technology*, Page 38, July-Sept., 1972.
- BAKER, O.: "Simultaneous Flow of Oil and Gas", *Oil and Gas Journal*, 53, Pages 85-195, 1954.
- BARNEA, D., SHOHAM, O., TAITEL, Y., DUKLER, A. E.: "Gas-Liquid Flow in Inclined Tubes: Flow Pattern Transitions for Upward Flow", *Chemical Engineering Science*, Volume 40, Issue 1, Pages 131-136, 1985.
- BARNEA, D., SHOHAM, O., TAITEL, Y.: "Flow Pattern Transition for Vertical Downward Two-Phase Flow", *Chemical Engineering Science*, Volume 37, Issue 5, Pages 741-744, 1982.
- BARNEA, D., SHOHAM, O., TAITEL, Y.: "Flow Pattern Transitions for Downward Inclined Two Phase Flow: Horizontal to Vertical", *Chemical Engineering Science*, Volume 37, Issue 5, Pages 735-740, 1982.
- BARNEA, D.: "A Unified Model for Prediction Flow-Pattern Transitions for The Whole Range of Pipe Inclinations", *International Journal of Multiphase Flow*, Volume 13, Issue 1, 1987.
- BERTHEZENE, N., HEMPTINNE, J.-C., AUDIBERT, A., ARGILLIER, J.-F.: "Methane Solubility in Synthetic Oil-Based Drilling Muds", *Journal of Petroleum Science Engineering* 23, Pages 71-81, 1999.

- BRILL, J. P.: "Empirical Equations to Predict Flow Patterns in Two-Phase Inclined Flow", International Journal of Multiphase Flow, Volume 11, Issue 3, 1985
- BRILL, J. P., Arirachakaran, S. J.: "State of the Art in Multiphase Flow", Journal of Petroleum Technology, May, 1992.
- BUREAU, N., DEFIOLE, D., HEMPTINNE, J.-C.: "Phase Equilibria of (methane-long chain ester cuts) Systems in Drilling Conditions", Fluid Phase Equilibria 194-197, Pages 831-846, 2002.
- CAETANO FILHO, E.: "Upward Vertical Two-Phase Flow Through an Annulus", Tusa: The University of Tulsa, Tese (Doutorado), 1986.
- CARDOSO, M. A.: "Estudo do Comportamento Volumétrico e do Equilíbrio de Fases de Misturas de Petróleo Parafínicas Pesadas Utilizando Equações de Estado", Campinas: Faculdade de Engenharia Mecânica, Universidade Estadual de Campinas, Dissertação (Mestrado), 1992.
- CHAIKUNCHUENSAKUN, S., TANTHAPANICHAKOON, W.: "Critical Points Calculation with a Cubic Equation of State and Excess Free Energy Mixing Rules", Fluid Phase Equilibria 209, Pages 113-129, 2003.
- CHENEVERT, M. E.: "Microcomputer Program Helps Determine Kick Safety Factor", World Oil, December, 1983.
- COMPUTER MODELLING GROUP: Winprop User's Manual Calgary, Alberta Canada, 2005.
- CRAWFORD, T. J., WEINBERGER, C. B., WEISMAN, J.: "Two-Phase Flow Patterns and Void Fractions in Downward Flow. Part I: Steady-State Flow Patterns", International Journal of Multiphase Flow, 11, Pages 761-782, 1985.
- CRAWFORD, T. J., WEINBERGER, C. B., WEISMAN, J.: "Two-Phase Flow Patterns and Void Fractions in Downward Flow. Part II: Void Fraction and Transient Flow Patterns", International Journal of Multiphase Flow, 12, Pages 219-236, 1986.
- DZIUBINSKI, M., FIDOS, H., SOSNO, M.: "The Flow Pattern Map of a Two-Phase Non-Newtonian Liquid-Gas Flow in the Vertical Pipe", International Journal of Multiphase Flow 30, 551-563, 2004.

- EKRANN, D., ROMMETVEIT, R.: "A Simulator for Gas Kicks in Oil-Based Drilling Muds", SPE 14182 - 60th Annual Technical Conference and Exhibition, Las Vegas, NV, September 22-25, 1985.
- EL-OUN, Z.: "Gas-liquid Two-phase Flow in Pipelines", SPE 20645 - 65th Annual Technical Conference and Exhibition, New Orleans, LA, September 23-26, 1990.
- FAZLALI, A., MODARRESS, H., MONSOORI, G. A.: "Phase Behavior Prediction of Complex Petroleum Fluids", Fluid Phase Equilibria 179, Pages 297-317, 2001.
- FISHER, K., GMEHLING, J.: "Further Development, Status and Results of the PSRK Method for the Prediction of Vapor-Liquid Equilibria and Gas Solubilities", Fluid Phase Equilibria 121, Pages 185-206, 1996.
- GAO, W., ROBINSON Jr., R. L., GASEM, K. A. M.: "Alternative Equations of State Combining Rules and Interaction Parameter Generalizations for Asymmetric Mixtures", Fluid Phase Equilibria 213, Pages 19-37, 2003.
- GOHARSHADI, E. K., HESABI, M.: "Estimation of Solubility Parameter Using Equations of State", Journal of Molecular Liquids, Article In Press, 2004.
- GOULD, T. L., TEK, M. R.: "Steady and Unsteady State Two-Phase Flow Through Vertical Flow Strings", SPE 2804 - Second Symposium on Numerical Simulation of Reservoir Performance, Dallas, Tex., Feb. 5-6, 1970.
- GRIFFITH, P., WALLIS, G. B.: "Two Phase Slug Flow", Journal of Heat Transfer, p. 307-320, Transactions of the ASME, 1961.
- HANKINSON, R., THOMSON, G.: "A New Correlation for Saturated Densities of Liquids and their Mixtures", AIChE Journal, 25 (4), p. 653-663, 1979.
- HASAN, A. R., KABIR, C. S.: "Predicting Multiphase Flow Behavior in a Deviated Well", SPE 15449 - 61st Annual Technical Conference and Exhibition, New Orleans, LA, October 5-8, 1985.
- HASAN, A. R., KABIR, C. S.: "A Study of Multiphase Flow Behavior in Vertical Oil Wells: Part I - Theoretical Treatment", SPE 15138 - 56th California Regional Meeting, Oakland, CA, April 2-4, 1986.
- HASAN, A. R., KABIR, C. S.: "A Study of Multiphase Flow Behavior in Vertical Wells", SPE 15138 - SPE Production Engineering, May, 1988.

- HOBEROCK, L. L., STANBERY, S. R.: "Pressure Dynamics in Wells During Gas Kicks: Part 1 - Fluid Line Dynamics", Journal of Petroleum Technology, August, 1981.
- HOBEROCK, L. L., STANBERY, S. R.: "Pressure Dynamics in Wells During Gas Kicks: Part 2 - Component Models and Results", Journal of Petroleum Technology, August, 1981.
- ISAMBOURG, P., ANFINSEN, B. T., MARKEN, C.: "Volumetric Behavior of Drilling Muds at High Pressure and High Temperature", SPE 36830 - 1996 SPE European Petroleum Conference, Milan, Madrid, October 22-24, 1996.
- JAUBERTO, J. -NOËL, MUTELET, F.: "VLE Prediction with the Peng-Robinson Equation of State and Temperature Dependent k_{ij} Calculated Through a Group Contribution Method", Fluid Phase Equilibria 224, p. 285-304, 2004.
- KELESSIDIS, V. C., DUKLER, A. E.: "Modeling Flow Pattern Transitions for Upward Gas-Liquid Flow in Vertical Concentric and Eccentric Annuli", International Journal of Multiphase Flow, Volume 15, Issue 2, 1989.
- LAGE, A. C. V., NAKAGAWA, E. Y., CORDOVIL, A. G. D. P.: "Well Control Procedures in Deep Water", SPE 26952 - III Latin American/Caribbean Petroleum Engineering Conference, Buenos Aires, Argentina, April 27-29, 1994.
- LAGE, A. C. V., NAKAGAWA, E. Y., ROCHA, L. A. S., CORDOVIL, A. G. D. P.: "New Methodology for Design of Casing Setting Depth and Drilling Follow-up", SPE 36102 - Fourth Latin American and Caribbean Petroleum Engineering Conference, Port-of-Spain, Trinidad & Tobago, April 23-26, 1996.
- LEE, L.-S., LEE, Y.-S.: "The Application of the Equations of State Incorporated with Mixing Rules for Viscosity Estimations of Binary Mixtures", Fluid Phase Equilibria 181, Pages 47-58, 2001.
- McQUILLAN, K. W., WHALLEY, P. B.: "Flow Patterns in Vertical Two-Phase Flow", International Journal of Multiphase Flow, Volume 11, Issue 2, 1985.
- MÜHLBAUER, A. L., RAAL, J. D.: "Computation and Thermodynamic Interpretation of High-Pressure Vapor-Liquid Equilibrium - A Review", The Chemical Engineering Journal 60, Pages 1-29, 1995.

- NAKAGAWA, E. Y., LAGE, A. C. V. M.: "Kick and Blowout Control Developments for Deepwater Operations", IADC/SPE 27497 - 1994 IADC/SPE Drilling Conference, Dallas, TX, February 15-18, 1994.
- NEGRÃO, A. F.: "Controle de Poço em Águas Profundas", Campinas: Faculdade de Engenharia Mecânica, Universidade Estadual de Campinas, Dissertação (Mestrado), 1989.
- NICKENS, H. V.: "A Dynamic Computer Model of a Kicking Well", SPE Drilling Engineering, June, 1987.
- NUNES, J. O. L.: "Estudo do Controle de Poços em Operações de Perfuração em Águas Profundas e Ultra Profundas", Campinas: Faculdade de Engenharia Mecânica, Universidade Estadual de Campinas, Dissertação (Mestrado), 2002
- O'BRYAN, P. L., BOURGOYNE Jr., A. T., MONGER, T. G., KOPCSON, D. P.: "An Experimental Study of Gas Solubility in Oil-Based Drilling Fluids", SPE 1514, March, 1988.
- O'BRYAN, P. L., BOURGOYNE Jr., A. T.: "Swelling of Oil-Based Drilling Fluids Resulting From Dissolved Gas", SPE 16676 - SPE Drilling Engineering, June, 1990.
- OHARA, S., BOURGOYNE Jr., A. T.: "Circulating Kick Tolerance for Deepwater Drilling", IADC Well Control Conference of the Americas, Caracas, Venezuela, October 29-30, 1998.
- ORBEY, H., SANDLER, S. I.: "A Comparison of Various Cubic Equation of State Mixing Rules for the Simultaneous Description of Excess Enthalpies and Vapor-Liquid Equilibria", Fluid Phase Equilibria 121, Pages 67-83, 1996.
- ORKISZEWSKI, J.: "Predicting Two-Phase Pressure Drop in Vertical Pipe", Journal of Petroleum Technology, Page 829, June, 1967.
- PRIEUR, J. M.: "Control Aspects of Drilling High Pressure Wells", SPE 19245 - Offshore Europe 89, Aberdeen, September 5-8, 1989.
- REDMANN Jr., K. P.: "Understanding Kick Tolerance and Its Significance in Drilling Planning and Execution", SPE 19991 - SPE Drilling Engineering, December, 1991.
- ROMMETVEIT, OLSEN, T. L.: "Gas Kick Experiments in Oil-Based Drilling Muds in a Full-Scale, Inclined Research Well", SPE 19561, 1989.

- SANTOS, O. L. A., ADASINI, I., AZAR, J. J., ESCORIHUELA, F.: "Determination of Casing Setting Depth Using Kick Tolerance Concept", SPE 30220 - Petroleum Computer Conference, Houston, TX, June 11-14, 1995.
- SANTOS, O. L. A., BARRAGAN, R. V.: "Well Control Concepts Used for Planning and Executing Deep Water Wells", International Deep Water Well Control Conference, Houston, TX, August 26-27, 1998.
- SANTOS, O. L. A.: "A Mathematical Model of a Gas Kick When Drilling in Deep Waters", Golden: Colorado School of Mines, Dissertação (Mestrado), 1982.
- SANTOS, O. L. A.: "Well-Control Operations in Horizontal Wells", SPE 21105 - SPE Drilling Engineering, June, 1991.
- SANTOS, O. L. A.: "Important Aspects of Well Control for Horizontal Drilling Including Deepwater Situations", SPE/IADC 21993 - 1991 SPE/IADC Drilling Conference, Amsterdam, March 11-14, 1991.
- SILVA, C. T., MARIOLANI, J. R. L., BONET, E. J., LOMBA, R. F. T., SANTOS, O. L. A., RIBEIRO, P. R.: "Gas Solubility in Synthetic Fluids: A Well Control Issue", SPE 91009, SPE Annual Technical Conference and Exhibition, Houston, TX, September 26-29, 2004.
- SILVA, C. T.: "Estudo da Solubilidade de Metano em Líquidos Orgânicos Utilizados na Formulação de Fluidos de Perfuração", Campinas: Faculdade de Engenharia Mecânica, Universidade Estadual de Campinas, Dissertação (Mestrado), 2004.
- SILVA, M. B.: "Desenvolvimento de um Simulador PVT para Caracterizar Misturas de Hidrocarbonetos", Campinas: Faculdade de Engenharia Mecânica, Universidade Estadual de Campinas, Dissertação (Mestrado), 1991.
- SPEEDING, P. L., SPENCE, D. R.: "Flow Regimes in Two-Phase Gas-Liquid Flow", International Journal of Multiphase Flow, 19, Pages 245-280, 1993.
- SWANSON, B. W., GILVARY, B.: "Experimental Measurement and Modeling of Gas Solubility in Invert Drilling Fluids Explains Surface Observations During Kicks", SPE 18371, 1988.
- SZCZEPANSKI, R., YERLETT, T. K., BROWN, N. P., HAMILTON, T. A. P.: "Differences Between Methane and Condensate Kicks - A Simulation Study", SPE 37366, SPE Drilling & Completion, March, 1998.

- TAITEL, Y., BARNEA, D., DUKLER, A. E.: "Modeling Flow Pattern Transitions for Steady Upward Gas-Liquid Flow in Vertical Tubes", *AIChE Journal*, V. 26, p. 345-354, 1980.
- TAITEL, Y., DUKLER, A. E.: "A Model for Prediction of Flow Regime Transitions in Horizontal and near Horizontal Gas-Liquid Flow", *AIChE Journal*, 22, Pages 47-55, 1976.
- TARVIN, J. A., WALTON, I., WAND, P., WHITE, D. B.: "Analysis of a Gas Kick Taken in a Deep Well Drilled With Oil-Based Mud", SPE 22560 - 66th Annual Technical Conference and Exhibition, Dallas, TX, October 6-9, 1991.
- THOMAS, D. C., LEA Jr., J. F., TUREK, E. A.: "Gas Solubility in Oil-Based Drilling Fluids: Effects on Kick Detection", SPE 11115 - 57th Annual Fall Technical Conference and Exhibition, New Orleans, LA, September 26-29, 1982.
- WHITE, D. B., WALTON, I. C.: "A computer model for kicks in water- and oil-based muds", SPE 19975, 1990.
- WILKIE, D. I., BERNARD, W. F.: "Dome's Kick Tolerance: Formula for Safe Beaufort Sea Drilling", *Ocean Industry*, p. 33-36, March, 1981.
- WILSON, G.: "A Modified Redlich-Kwong EOS, Application Physical Data Calculation", Paper 15C Presented at the Annual AIChE National Meeting, Cleveland, Ohio, May 4-7, 1968.
- WYLIE, W. W., VISRAM, A. S.: "Drilling Kick Statistics", IADC/SPE 19914 - 1990 IADC/SPE Drilling Conference, Houston, TX, February 27-March 2, 1990.
- YELASH, L.: "Development of Equations of State for Complex Fluids", Köln: Mathematisch-Naturwissenschaftlichen Fakultät, Universität zu Köln, Tese (Doutorado), 2000.
- ZABALOY, M. S., BRIGNOLE, E. A., VERA, J. H.: "A Conceptually New Mixing Rule for Cubic and Non-Cubic Equations of State", *Fluid Phase Equilibria* 158-160, Pages 245-257, 1999.
- ZHONG, C., MASUOKA, H.: "Modeling of Gas Solubilities in Polymers with Cubic Equation of State", *Fluid Phase Equilibria* 144, Pages 49-57, 1998.

Anexo I

Escoamento Multifásico

Esta seção foi organizada nos seguintes tópicos: fluxo horizontal, fluxo vertical ascendente, fluxo vertical descendente, fluxo inclinado e fluxo em geometria anular.

A indústria de petróleo e gás é das maiores usuárias do escoamento multifásico. Da construção de poços ao transporte dos hidrocarbonetos por dutos, sem deixar de mencionar a etapa relativa ao escoamento de óleo e gás do reservatório até as facilidades da embarcação encarregada de armazenar e direcionar a produção, a quase totalidade dos processos envolvidos lida necessariamente com o escoamento multifásico.

Para o cálculo da perda de carga em fluxo multifásico existe, na literatura, um grande número de correlações. Sendo a maioria dessas correlações empíricas, elas não são totalmente confiáveis, pois são restritas às mesmas condições experimentais. Quando o fluxo multifásico ocorre na mesma direção, as fases podem ter uma variedade de configurações, conhecidas como padrões de fluxo. O padrão de fluxo particular depende das condições de pressão, fluxo e geometria do canal. O conhecimento do padrão de fluxo é essencial para o projeto de poços e tubos.

A ocorrência de fluxo bifásico em sistemas de fluxo vertical é comum em muitas aplicações de engenharia. O principal problema no fluxo bifásico que interessa a engenharia foi definido por

Gould e Tek (1970): conhecer as propriedades físicas de cada fase, geometria e condições do sistema para prever a distribuição de pressão ao longo do tubo.

A literatura disponível para fluxo vertical bifásico inclui uma grande variedade de correlações, métodos analíticos e empíricos, desenvolvidos para prever as perdas de carga bem como os regimes de fluxo.

O fluxo bifásico em um tubo consiste de numerosas configurações de fluxo que são, muitas vezes, caóticas e difíceis de classificar. Os padrões de fluxo podem ser agrupados em quatro classes onde cada classe pode ser dividida em subclasses para descrições mais detalhadas. Os quatro padrões principais são os seguintes:

- Estratificado
- Intermitente
- Anular
- Bolhas

A previsão do padrão de fluxo não é uma tarefa fácil, pois o fluxo bifásico é complexo. São muitos os parâmetros que afetam o padrão de fluxo: velocidade superficial, densidade e viscosidade do líquido e do gás, diâmetro do tubo, gravidade, tensão superficial, rugosidade e inclinação do tubo.

A primeira aproximação para a predição do padrão de fluxo é baseada em dados experimentais que foram plotados dando origem ao mapa de padrão de fluxo. O primeiro mapa de padrão de fluxo é atribuído a Baker (1954). Muitos outros foram sugeridos para fluxo em tubos horizontais, verticais e inclinados.

- Fluxo horizontal: Govier e Aziz (1972), Agrawal *et al.* (1973), Taitel e Dukler (1976), El-Oun (1990), Brill e Arirachakaran (1992) e Spedding e Spence (1993).
- Fluxo vertical ascendente: Duns e Ros (1963), Gould e Tek (1970), Taitel *et al.* (1980), McQuillan e Whalley (1985), Brill (1985), Hasan e Kabir (1985a, b), Dziubinski *et al.* (2004).

- Fluxo vertical descendente: Barnea *et al.* (1982a, b, 1985) e Crawford *et al.* (1985, 1986).
- Fluxo inclinado: Barnea *et al.* (1982), Mukherjee e Brill (1985), Hasan e Kabir (1986), Barnea (1987).

Em um poço, o padrão de fluxo vai variar com a profundidade. Por exemplo, na região próxima ao fundo do poço vai ocorrer somente uma fase. Quando o fluido se move, a pressão diminui gradualmente. No ponto onde a pressão é menor que a pressão do ponto de bolha da mistura, o gás começa a sair de solução e o padrão de fluxo mudará. Com a diminuição de pressão, mais gás vai sair de solução e o padrão de fluxo irá se modificar novamente. A Figura I.1 mostra os padrões de fluxo vertical em um poço sugeridos por Hasan e Kabir (1986).

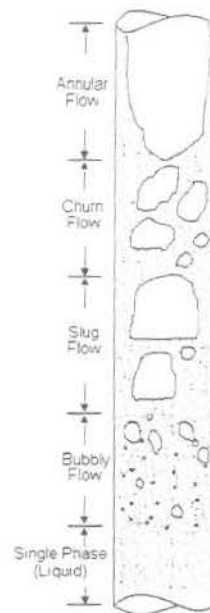


Figura I.1: Padrões de fluxo em poço vertical sugeridos por Hasan e Kabir (1986).

O fluxo multifásico na indústria do petróleo possui características únicas que geram complicações não encontradas nas outras indústrias. Os fluidos envolvidos nas misturas multicomponentes e seu comportamento de fase são extremamente complexos. As faixas de temperatura e pressão encontradas nos sistemas de produção são extremamente amplas. A faixa de pressão pode variar de 15000 *psi* a condições atmosféricas.

Fluxo Horizontal

Govier e Aziz (1972) desenvolveram um modelo simplificado para determinar o gradiente de perda de carga e a fração volumétrica das fases.

O mapa de padrão de fluxo proposto por Govier e Aziz (1972) é mostrado na Figura I.2. Esse mapa foi desenvolvido a partir de dados da literatura (Hoogendoorn, 1959; Baker, 1954 e Govier e Omer, 1962) do escoamento de ar e água. Com o intuito de generalizar este mapa para que pudesse ser utilizado para outros fluidos, Govier e Aziz (1972) propuseram fatores de correção que consideram as razões entre os fluidos de interesse e o sistema ar-água.

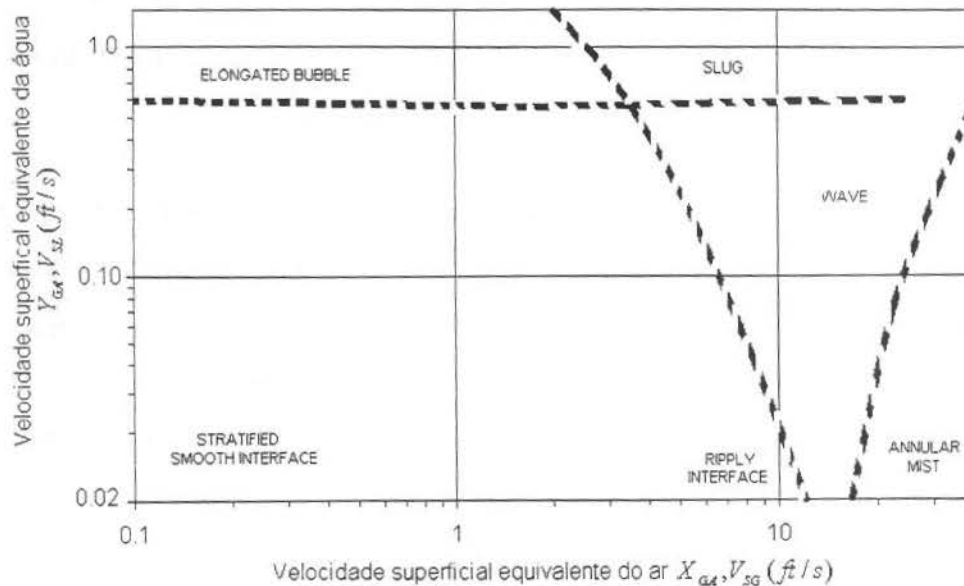


Figura I.2: Mapa de padrão de fluxo proposto por Govier e Aziz (1972).

$$Y_{GA} = \left(\frac{\rho_L \sigma_{WA}}{\rho_W \sigma} \right)^{1/4} \quad (I.1)$$

$$X_{GA} = \left(\frac{\rho_G}{\rho_A} \right)^{1/3} \quad (I.2)$$

Agrawal *et al.* (1973) modificaram o modelo proposto por Govier e Aziz (1972) para determinar o gradiente de perda de carga. O diâmetro equivalente do líquido é função somente da área da seção transversal de líquido e do perímetro do tubo em contato com a fase líquida. Eles

verificaram que a transição do fluxo estratificado para bolhas alongadas ocorreu em velocidades mais baixas que as previstas pelo mapa de padrão de fluxo.

$$D_{EL} = \frac{4A_L}{P_L} \quad (I.3)$$

Taitel e Dukler (1976) apresentaram um modelo teórico para prever as transições dos regimes de fluxo em escoamento gás-líquido. O modelo leva em consideração o diâmetro do tubo, propriedades do fluido e ângulo de inclinação para prever a transição entre os regimes de fluxo. Os mecanismos para transição são baseados em conceitos físicos. Consideraram cinco padrões de fluxo: intermitente (*slug* e *plug*), estratificado (*stratified smooth*), estratificado ondulado (*stratified wavy*), bolhas dispersas (*dispersed bubble*) e anular. Utilizaram as mesmas definições de diâmetro hidráulico utilizadas por Agrawal *et al.* (1973).

El-Oun (1990) trabalhou com fluxo ar-água e estudou o comportamento e as características do fluxo gás-líquido em tubos horizontais. Desenvolveu um modelo teórico simples para prever o *hold-up* do líquido e o critério de transição no fluxo intermitente (*slug flow*). Desenvolveu novas correlações para os cálculos da velocidade e comprimento da bolha (*slug*). A partir da comparação com dados experimentais, constatou que seu modelo produziu bons resultados.

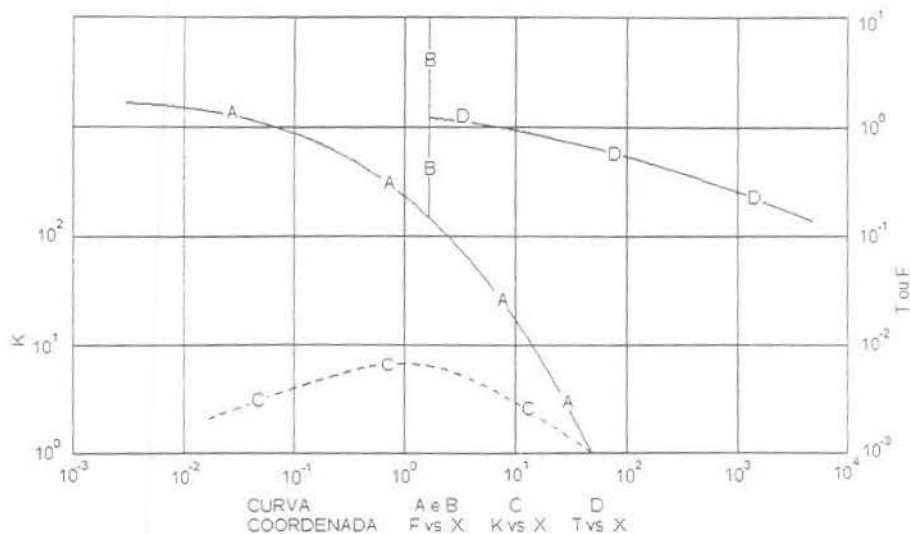


Figura I.3: Mapa de padrão de fluxo bifásico horizontal generalizado proposto por Taitel e Dukler (1976).

Brill e Arirachakaran (1992) fizeram uma revisão do desenvolvimento dos padrões de fluxo horizontal. Em seu trabalho mostram os principais padrões de fluxo horizontal o que pode ser visto na Figura I.4.

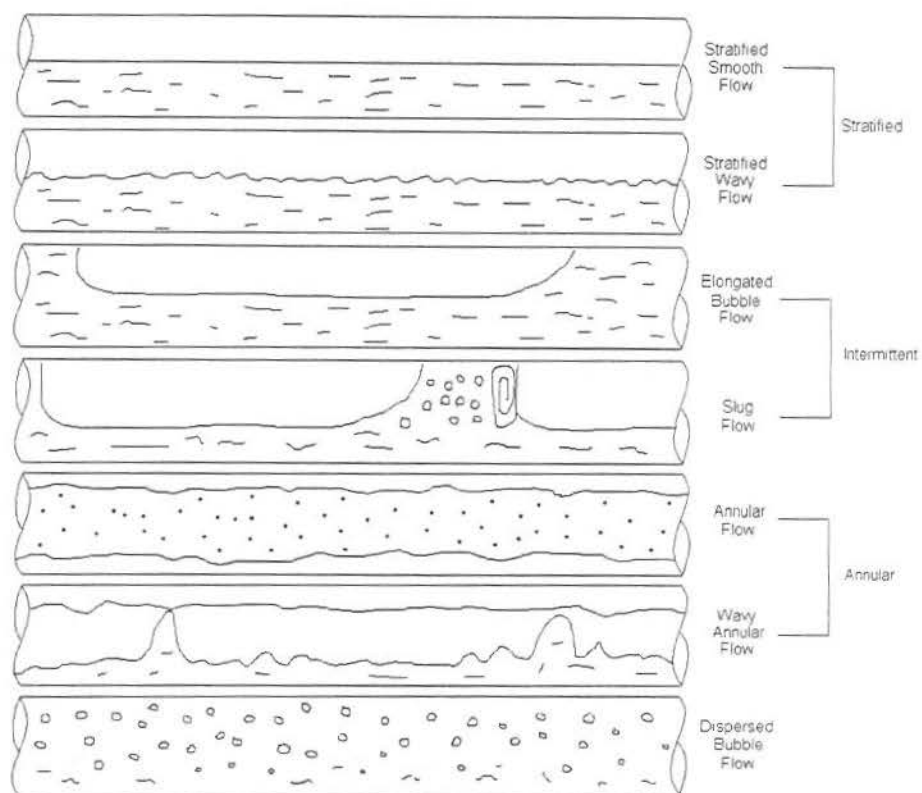


Figura I.4: Diagrama esquemático de padrões de fluxo horizontal mostrados no trabalho de Brill e Arirachakaran (1992).

Spedding e Spence (1993) utilizaram observação visual de experimentos com fluxo horizontal ar-água em dois diâmetros diferentes ($0,0935\text{ m}$ e $0,0454\text{ m}$) para determinação do padrão de fluxo. Com a comparação desses dados com mapas existentes constataram que os mapas não prevêem corretamente o regime de fluxo para os diferentes diâmetros. Utilizaram na comparação vários outros mapas.

Fluxo Vertical Ascendente

Duns e Ros (1963) sugeriram que os vários padrões de fluxo que ocorrem no poço podem ser divididos em três principais regiões que são dependentes do fluxo de gás. Os eixos do mapa

de padrão de fluxo mostrado na Figura I.5 são números adimensionais que estão relacionados à velocidade superficial do gás e do líquido, N_{gv} e N_{lv} respectivamente.

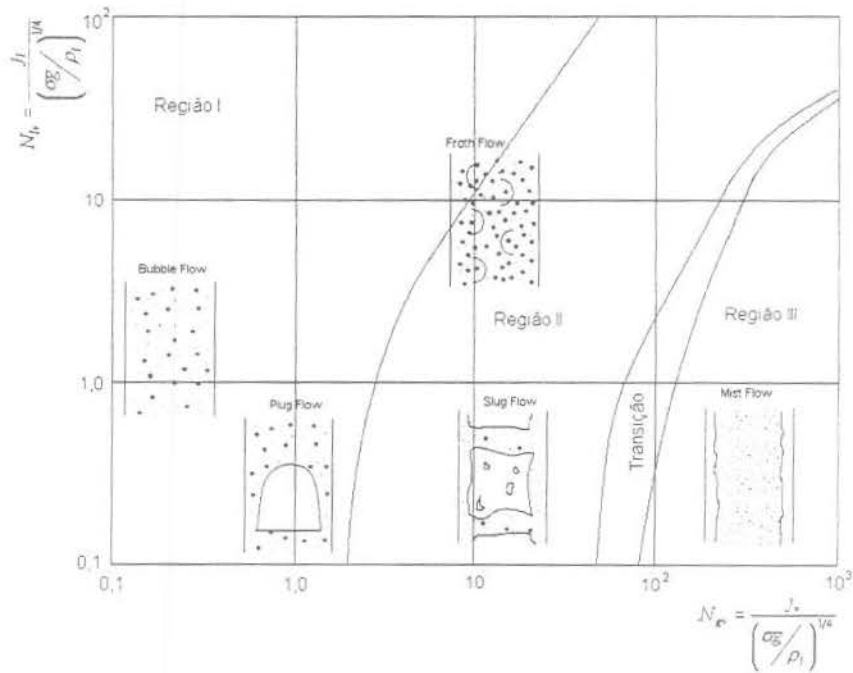


Figura I.5: Mapa de padrões de fluxo vertical ascendente proposto por Duns e Ros (1963).

A Figura I.6 mostra um mapa de padrão de fluxo para escoamento bifásico vertical. As linhas sólidas correspondem ao regime de fluxo recomendado nos trabalhos desenvolvidos por Griffith e Wallis (1961) e Orkiszewski (1967). As linhas tracejadas correspondem às modificações propostas por Gould e Tek (1970). Gould e Tek (1970) desenvolveram um algoritmo para determinação do padrão de fluxo e cálculo das perdas de carga pela técnica das diferenças finitas.

Gould e Tek (1970) desenvolveram um simulador para fluxo multifásico vertical ascendente baseado nos conceitos propostos por Orkiszewski (1967). Introduziram o conceito de *lifting potential* que foi desenvolvido em trabalho anterior permitindo a aplicação em uma variedade de problemas de fluxo multifásico, que incluem aplicações em estado estacionário e transiente. *Lifting potential* pode ser definido como a quantidade de líquido que pode ser elevado para uma dada geometria de poço, distribuição de pressão e fluxo de gás.

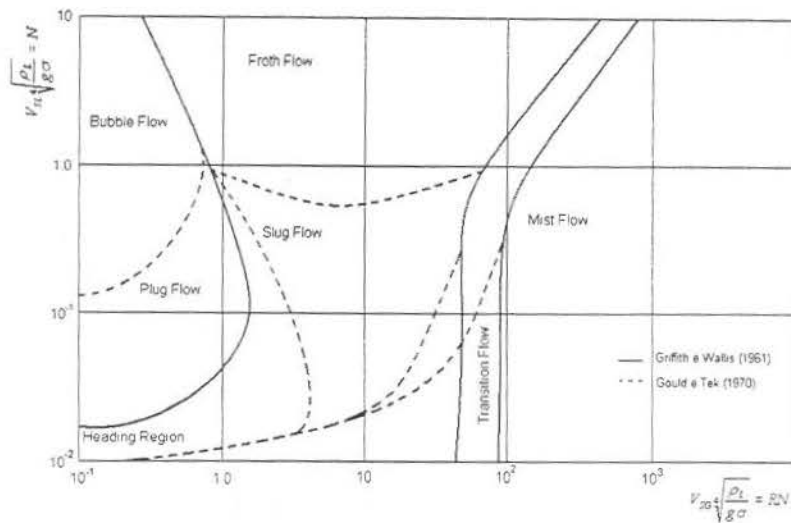


Figura I.6: Mapa de padrão de fluxo proposto por Griffith e Wallis (1961) com extensões feitas por Gould e Tek (1970).

Uma grande dificuldade dos mapas de padrão de fluxo baseados em dados experimentais é o fato de que os mesmos possuem uma margem de utilização que está relacionada às condições experimentais na qual o mapa foi gerado (diâmetro da tubulação, tipo de fluido etc.). Taitel *et al.* (1980) modelaram a transição dos padrões de fluxo baseados nos mecanismos de transição. O modelo pode ser aplicado para uma ampla faixa de propriedades e diâmetros da tubulação. Eles consideraram quatro padrões de fluxo vertical ascendente: fluxo em bolhas, fluxo intermitente, fluxo estratificado e fluxo anular, como é mostrado na Figura I.7.

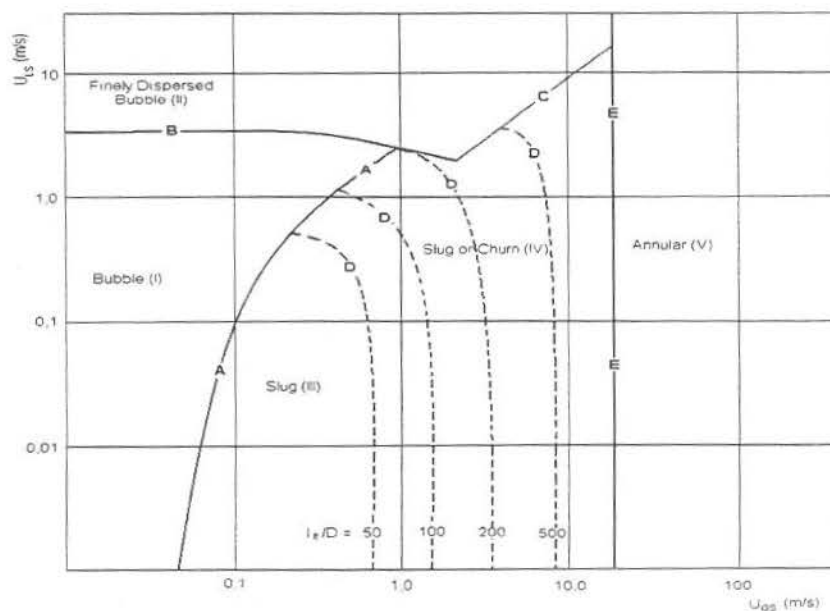


Figura I.7: Mapa de padrão de fluxo vertical ascendente proposto por Taitel et al. (1980) para fluxo ar/água em tubo de 5,0 cm de diâmetro.

A comparação do modelo com dados de outros autores não mostrou boa concordância, porém a teoria apresentada mostrou uma boa concordância com dados experimentais anteriores.

McQuillan e Whalley (1985) concentraram-se nos padrões de fluxo obtidos a partir de fluxo bifásico vertical ascendente em tubos em seu trabalho eles descreveram os padrões de fluxo básicos.

Brill (1985) desenvolveu mapas de padrão de fluxo baseado em dados experimentais. Os mapas podem ser aplicados para fluxo inclinado, horizontal e vertical. Além disso, propôs equações empíricas para transições dos regimes em função do ângulo de inclinação.

Hasan e Kabir (1986) desenvolveram um modelo teórico para o cálculo da perda de carga no fluxo multifásico. Desenvolveram uma metodologia para determinar a perda de carga em cada regime de fluxo. Em seu estudo enfatizam a importância de uma boa estimativa da fração de vazios do gás. A partir da comparação do modelo com dados experimentais eles concluíram que há uma excelente concordância entre a teoria e o trabalho experimental. Eles trabalharam com quatro padrões de fluxo vertical: bolhas, intermitente, estratificado e anular como é mostrado na Figura I.8.

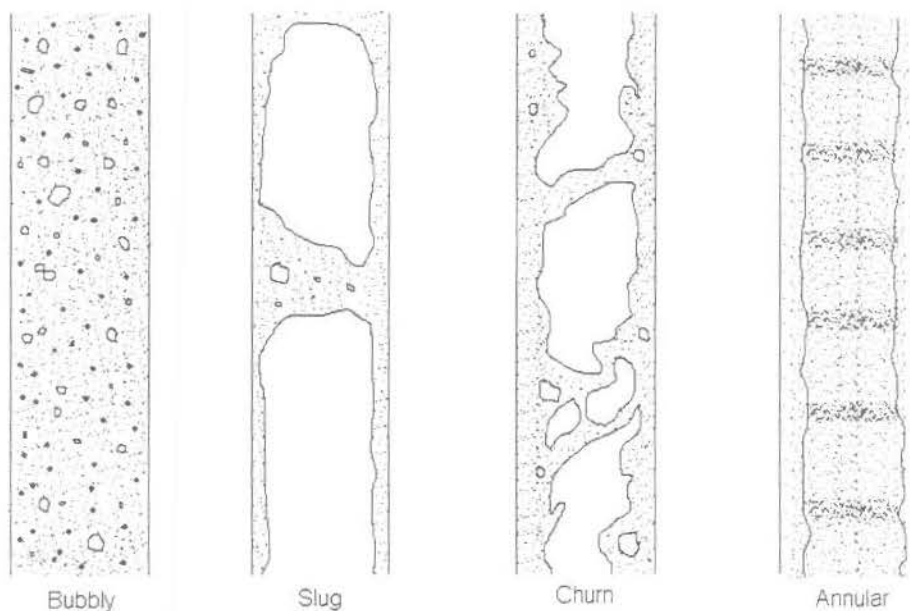


Figura I.8: Padrão de fluxo vertical Hasan e Kabir (1986).

Em uma segunda etapa do trabalho, Kabir e Hasan (1986) incorporaram alguns parâmetros ao modelo desenvolvido anteriormente: razão dos diâmetros tubo/*casing* e diâmetro equivalente do tubo. Com a introdução desses parâmetros pode-se utilizar o modelo em ambas as geometrias (circular e anular). Concluíram que dois padrões de fluxo são dominantes: bolhas e intermitente, sendo que os padrões estratificado e anular só são obtidos em altas vazões.

Para o caso de líquidos altamente viscosos, Dziubinski *et al.* (2004) verificaram os padrões de fluxo mostrados na Figura I.9. Como pode ser observado, existe uma maior aglomeração das bolhas de gás no caso do fluxo de líquidos altamente viscosos. Eles observaram que as características não-newtonianas do líquido têm um efeito desprezível sobre o tipo de padrão de fluxo e que o mais importante são as velocidades superficiais do líquido e do gás. Durante o fluxo de misturas de líquidos não-newtonianos pode-se observar os mesmos padrões de fluxo para o caso de fluxo bifásico gás-líquido. A viscosidade do líquido somente começa a ter efeito significativo para o padrão de fluxo quando a mesma excede $100\text{mPa}\cdot\text{s}$.

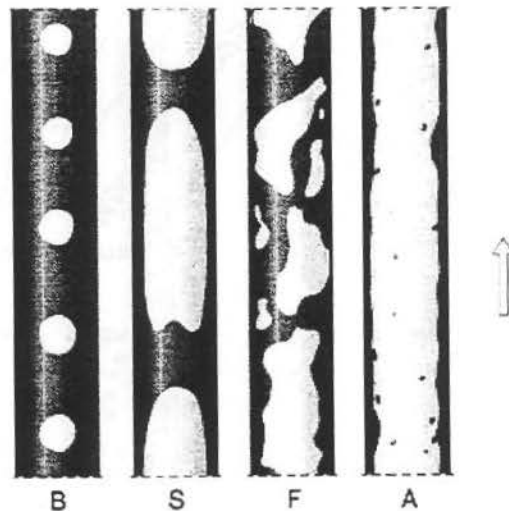


Figura I.9: Estruturas de fluxo em fluidos altamente viscosos: B – bubble flow, S – slug flow, F – froth flow, A – annular flow (Dziubinski et al., 2004).

Como já foi mostrado anteriormente, para o caso do fluxo bifásico vertical ascende de misturas de fluidos newtonianos gás-líquido, cinco padrões de fluxo são normalmente identificados: bolhas, bolhas dispersas, golfadas, estratificado e anular. No caso de fluidos altamente viscosos (viscosidade $>100\text{mPa}\cdot\text{s}$), os padrões de fluxo resumem-se a quatro: bolhas, intermitente, estratificado e anular.

Fluxo Vertical Descendente

Existem poucos trabalhos relacionados a fluxo vertical descendente. A maioria dos estudos relacionados ao fluxo bifásico são direcionados a escoamentos em linhas horizontais ou vertical ascendente. O trabalho experimental desenvolvido por Barnea *et al.* (1982) foi um dos primeiros relacionados ao fluxo vertical descendente onde foi analisado o fluxo bifásico de ar e água. Os experimentos foram feitos para fluxo descendente com inclinação variando de 0-90° (em relação ao plano horizontal).

Crawford *et al.* (1985) fizeram observações experimentais do fluxo bifásico vertical descendente de gás e líquido em estado estacionário e dividiram o fluxo nas seguintes regiões: bolhas, anular, intermitente, separados e disperso. A Figura I.10 mostra as configurações de padrão de fluxo observadas neste trabalho para o fluxo descendente.

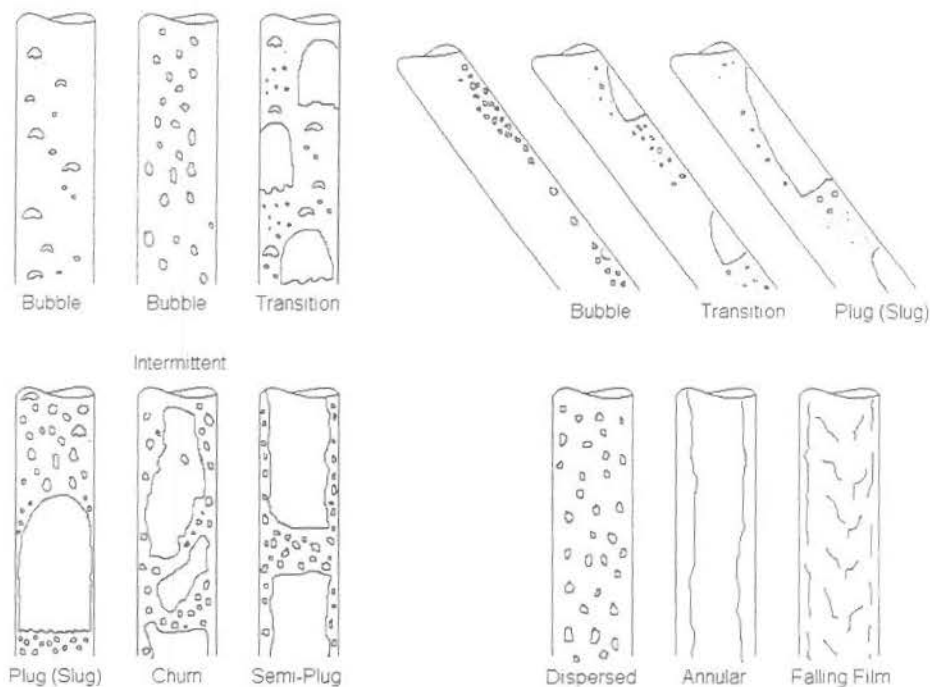


Figura I.10: Configurações de padrão de fluxo observadas por Crawford (1985) para fluxo descendente.

Crawford *et al.* (1985) adaptaram o mapa de padrão de fluxo proposto por Weisman *et al.* (1979) para escoamento horizontal. Definiram parâmetros de correção para que o mapa fosse generalizado e pudesse ser utilizado também para fluxo descendente. As linhas de transição de fluxo anular para disperso não sofreram modificações para fluxo descendente e são modificados

somente os parâmetros de correção. Crawford *et al.* (1985) também adicionaram correções relacionadas ao diâmetro do tubo.

Fluxo Inclinado

Barnea *et al.* (1982) coletaram dados de escoamento gás-líquido descendente com inclinação variando de 0-90°. A partir desses dados desenvolveram um modelo para prever o padrão de fluxo para toda essa faixa de inclinação. As regiões de transição foram modeladas usando aproximações similares às apresentadas por Taitel e Dukler (1976) para o escoamento horizontal e Taitel *et al.* (1980) para escoamento vertical. Até 10° de inclinação o modelo proposto por Taitel e Dukler (1976) para escoamento horizontal pode ser aplicado com uma pequena modificação no critério de transição do padrão de fluxo anular para intermitente: $h_L/D = 0,35$ (ao invés de 0,5). Acima de 10° o seguinte é utilizado:

$$2 \left[\frac{0,4\sigma}{(\rho_L - \rho_G)} \right]^{1/2} \left(\frac{\rho_L}{\sigma} \right)^{3/5} \left[\frac{2}{D} C_L \left(\frac{D}{v_L} \right)^{-n} \right]^{2/5} u_s^{2(3-n)/5} = 0,725 + 4,15 \left(\frac{u_{L5}}{u_s} \right)^{0,5} \quad (I.4)$$

$$u_L^2 > \frac{gD \left(1 - \frac{h_L}{D} \right) \cos \beta}{f_L} \quad (I.5)$$

A Equação (I.4) descreve critério de transição para bolhas dispersas para inclinação acima de 10°. Equação (I.5) descreve o critério de transição de fluxo estratificado para anular. O critério de transição do estratificado para não estratificado para o escoamento horizontal pode ser utilizado em todas as inclinações.

Mukherjee e Brill (1985) desenvolveram um método empírico para prever o padrão de fluxo em todas as inclinações possíveis. Eles identificaram quatro principais padrões de fluxo: bolhas, intermitente, estratificado e anular.

Para o caso de poços inclinados, Hasan e Kabir (1986) desenvolveram um modelo para prever o padrão de fluxo baseado em aproximações similares aos padrões de fluxo vertical: bolhas, intermitente, estratificado e anular. Concluíram que o critério de transição de bolhas para intermitente, em termos da velocidade superficial do gás e líquido, é significativamente afetado pela inclinação do poço. Já o critério de transição de intermitente para estratificado e de estratificado para anular ocorre em altas velocidades de fluxo e não é afetado pela inclinação do poço.

Barnea (1987) modelou as transições de padrão de fluxo incorporando o efeito das propriedades dos fluidos, diâmetro da tubulação e o ângulo de inclinação. O modelo proposto pode ser utilizado em todas as inclinações.

Anular

O padrão de fluxo durante o escoamento gás-líquido em qualquer duto é influenciado pelas vazões, propriedades das duas fases e geometria do duto. Existe diferença no padrão de fluxo para escoamento em geometria circular e em geometria anular.

O fluxo em geometria anular é caracterizado pela existência de dois tubos circulares no qual o fluxo ocorre na área limitada pela parede do tubo externo e a parede do tubo interno. Dois parâmetros geométricos caracterizam esta configuração: razão de diâmetros dos tubos e grau de excentricidade como definidos pelas Equações (I.6) e (I.7), respectivamente.

$$K = \frac{D_{in}}{D_{out}} \quad (I.6)$$

$$e = \frac{2DBC}{(D_{out} - D_{in})} \quad (I.7)$$

Caetano (1986) modificou o modelo proposto por Taitel *et al.* (1980), a partir de estudo teórico e experimental (ar-água e ar-querosene) do fluxo vertical ascendente em geometria anular.

O intuito era que seu modelo pudesse obter melhores resultados quando aplicado para geometria anular.

Kelessidis e Dukler (1989) investigaram o padrão de fluxo vertical ascendente gás-líquido em anular concêntrico e excêntrico. A partir deste estudo, desenvolveram um método para identificação do padrão de fluxo baseado na função densidade de probabilidade. Os critérios de transição desenvolvidos são baseados nas idéias apresentadas por Taitel *et al.* (1980).

Os métodos para prever o padrão de fluxo podem ser divididos em três categorias:

- Correlações experimentais: baseados em dados experimentais, sua aplicabilidade é geralmente limitada à faixa das variáveis exploradas nos experimentos.
- Modelos mecânicos: geralmente são os mais precisos por serem fundamentados na física.
- Modelos homogêneos: assumem que as propriedades dos fluidos podem ser representadas pelas propriedades das misturas e as técnicas utilizadas para uma única fase podem ser aplicadas à mistura. Esses modelos também podem levar em consideração o deslizamento entre as fases e isto requer a utilização de parâmetros empíricos. Os modelos homogêneos com deslizamento são denominados *drift-flux*.

Anexo II

Tolerância ao *Kick*

Chenevert (1983) desenvolveu uma metodologia para o cálculo da tolerância ao *kick*. Assumi que se pode tolerar um *kick* igual à diferença entre o valor do teste *leak-off* e o peso da lama. O modelo desenvolvido por Chenevert (1983) utiliza profundidade da sapata, gradiente *leak-off*, profundidade e diâmetro do poço, peso da lama, diâmetro externo e comprimento do *drill collar*, diâmetro externo do *drill pipe* e volume estimado de *kick* como parâmetros de entrada necessários para o cálculo da tolerância ao *kick*.

Os cálculos são feitos seguindo as seguintes etapas:

- Pressão máxima permitida no *choke* (psi) para que não ocorra perda de circulação na sapata.

$$MCP = (C)(CD)(LG - MW) \quad (II.1)$$

- Comprimento do *kick*:

$$KL = \frac{EK}{0,00097(HD^2 - COD^2)} \text{ para } KL \leq \text{comprimento do } \textit{drill collars} \quad (II.2)$$

$$KL = \left[EL - \frac{(HD^2 - COD^2)(0,00097 + CL)}{HD^2 - POD^2} \right] \text{ para } KL > \text{ comprimento do } drill \text{ collars} \quad (II.3)$$

- Pressão máxima da formação obtida na perfuração e que permita o fechamento do poço sem perda de circulação.

$$MFP = (D - KL)(C)(MW) + MCP \quad (II.4)$$

- Peso equivalente da lama na formação de máxima pressão (psi) expressa em ppg.

$$MWE = \frac{MFP}{(D)(C)} \quad (II.5)$$

- Tolerância ao kick (em ppg) ou máximo diferencial de pressão (ppg equivalente) que pode ser tolerado entre a formação e o peso da lama.

$$KT = MWE - MW \quad (II.6)$$

Redmann Jr. (1991) desenvolveu uma nova metodologia para o cálculo da tolerância ao *kick* que incorpora as condições de influxo no poço e também a possibilidade de redução da tolerância causada pela circulação do influxo. Partindo do conceito de tolerância ao *kick* com zero *pit gain*, que é igual à pressão máxima permitida na sapata (*casing shoe*) com zero *pit gain*, convertida em termos de peso do fluido de perfuração, de acordo com a Equação (A.7).

$$K_o = \frac{P_{c,max}}{0,052D_h} \quad (II.7)$$

Então, a tolerância ao *kick* incluindo os efeitos do influxo será igual à tolerância ao *kick* considerando zero *pit gain* menos o aumento de pressão causado pelo influxo.

$$K_{in} = \frac{[P_{c,max} - (0,052W_{ex} - g_l)L_i]}{0,052D_h} \quad (II.8)$$

De acordo com Redmann Jr. (1991) a tolerância ao *kick* durante a circulação pode ser definida como o valor do teste da sapata menos o peso da lama.

$$K_c = s - W_{eq} \quad (II.9)$$

Atualmente, a perfuração de poços horizontais é de suma importância para a indústria petrolífera principalmente quando se trata de situações *offshore*. Santos (1991) analisou o comportamento da pressão em poços horizontais *offshore* durante o processo de remoção do *kick* de gás. Ele analisou pontos importantes do controle de poços horizontais que diferem dos poços verticais: efeitos causados pela manobra, pressão de fechamento, *pit gain*, comportamento da pressão na remoção do *kick* e cálculo da densidade da lama. O critério de tolerância ao *kick* utilizado é baseado na seguinte relação matemática:

$$KT = \frac{SG}{TVD}(D_f - D_l) - \frac{KL}{TVD}(D_l - D_k) \quad (II.10)$$

A tolerância ao *kick* para poços horizontais é maior que para poços verticais. A definição de tolerância ao *kick* durante a circulação que foi adotada por Santos (1991) é a mesma desenvolvida por Redmann Jr. (1991). O simulador foi utilizado para o cálculo da tolerância ao *kick* em lâminas d'água de 900 ft, 2100 ft e 3000 ft, donde se concluiu que, quanto maior a lâmina d'água menor a tolerância ao *kick*. A tolerância ao *kick* é um parâmetro importante na perfuração e no projeto de revestimento. Santos *et al.* (1995) desenvolveram uma metodologia para o projeto dos revestimentos de superfície e intermediário aplicando o conceito de tolerância ao *kick*. O conceito de tolerância ao *kick* aplicado por Santos *et al.* (1995) foi definido como a capacidade do poço em suportar a pressão gerada durante as operações de controle de poço (fechamento do poço e circulação do *kick*) sem fraturar a formação mais fraca que é o mesmo utilizado em trabalho anterior de Santos (1991). Para o caso de águas profundas e poços HPHP (*high pressure high temperature*) as dificuldades aumentam consideravelmente. Um dos meios mais comuns de

trabalhar com a tolerância ao *kick* é atrelar o aumento máximo permitido no fluido de perfuração a uma dada condição de poço (Redmann Jr., 1991). Com isso, definiu-se a margem de tolerância ao *kick*: diferença entre a tolerância ao *kick*, expressa em termos de densidade da lama e o peso da lama de perfuração.

$$K = \rho_{kt} - \rho_{af} \quad (\text{II.11})$$

A margem de tolerância ao *kick* diminui quando o peso da lama se aproxima do valor da tolerância. Isso só é válido se a pressão dos poros for o único parâmetro para definição do peso da lama. Entretanto, outros fatores podem requerer o aumento do peso da lama: (i) margem de segurança do *riser*; (ii) problemas de estabilidade do poço; e (iii) outra margem de segurança adicional. Ou seja, neste caso, se análise da tolerância ao *kick* é o parâmetro exclusivo para o projeto do poço, o revestimento pode ser colocado antes do necessário pois a tolerância ao *kick* chega ao valor limite prematuramente. Com o intuito de solucionar este problema, Lage *et al.* (1996) fizeram uma comparação direta entre a pressão de poros e a tolerância ao *kick*, e definiram uma nova margem de segurança ao *kick*: diferença entre a tolerância ao *kick* e a pressão de poro.

$$\Delta\rho_{kt} = \rho_{kt} - \rho_p \quad (\text{II.12})$$

Esse parâmetro deve ser utilizado juntamente com simuladores de *kicks* estabelecendo, assim, uma estimativa mais apropriada da profundidade do revestimento e é importante, principalmente, em perfurações de poços em águas profundas e HPHT.

Santos e Barragan (1998) apresentaram os conceitos de tolerância ao *kick*, margem de segurança do *kick* e margem de pressão de poro.

- Tolerância ao *kick*: máxima pressão da formação (expressa em termos de densidade equivalente de lama) na qual o poço pode ser fechado e circulado sem fraturar a formação mais fraca (que normalmente é considerada na sapata) depois da entrada de um certo volume de influxo. Com este conceito, a tolerância ao *kick* diminui com o aumento do volume do *kick* e profundidade.

$$\rho_{kt} = \frac{D_{cs}(\rho_f - \rho_m)}{D} - \frac{L_k(\rho_m - \rho_k)}{D} + \rho_m \quad (\text{II.12})$$

- Margem de segurança do *kick*: é diferença entre a pressão de fratura da formação em termos de densidade equivalente de lama e a densidade equivalente na sapata depois que o poço é fechado ou durante a circulação do *kick*.

$$\Delta\rho_{ksm} = \rho_f - \rho_{eq,cs} \quad (\text{II.13})$$

- Margem de pressão de poro: é a diferença entre a tolerância ao *kick* e a pressão dos poros ambas calculadas ou avaliadas a certa profundidade.

$$\Delta\rho_{kt} = \rho_{kt} - \rho_p \quad (\text{II.14})$$

Como pode ser notado, o parâmetro definido por Santos e Barragan (1998) como sendo margem de segurança do *kick* é o mesmo trabalhado por Redmann Jr. (1991) como sendo margem de tolerância do *kick*. A margem de pressão de poros foi definida anteriormente por Lage *et al.* (1996) como sendo um novo conceito da margem de segurança do *kick*.

Santos e Barragan (1998) verificaram que o conceito de margem de segurança do *kick* é inapropriado como um indicador de segurança em situações onde o peso da lama precisa ser aumentado devido a outros fatores que não seja o aumento da pressão de poros, o que foi verificado também por Lage *et al.* (1998). Por esta razão, este parâmetro pode ser desprezado. Apresentaram dois algoritmos para o projeto do revestimento considerando a possibilidade da ocorrência de *kick* durante a operação de perfuração. Ambas as metodologias incorporam os conceitos definidos na primeira parte do trabalho. Uma das metodologias compara a curva de fratura com a pressão gerada no poço quando o mesmo é fechado e a outra faz uma comparação durante a circulação do *kick* para definir a profundidade do revestimento.

Anexo III

Organização Básica do Programa

Os dados de entrada são, basicamente, as propriedades do poço (diâmetro, profundidade, temperatura etc.), as propriedades do fluido de perfuração (tipo, composição, propriedades dos componentes) e as propriedades do *kick* (composição e propriedades dos componentes).

Em primeiro lugar é necessário fazer a leitura dos dados de entrada. Em seguida, o simulador efetua os cálculos dos parâmetros iniciais do poço, fluido de perfuração, *kick* e seção contaminada.

A seguir, é mostrado um algoritmo simplificado para o cálculo das pressões na superfície e do *pit gain* em condições estáticas.

Algoritmo:

1. Leitura dos parâmetros de entrada;
2. Cálculo das propriedades do poço (capacidade, volume, pressão do fundo, gradiente de temperatura);
3. Cálculo dos parâmetros relacionados ao fluido de perfuração (velocidade média, perdas de carga);

4. Cálculo das propriedades do *kick*
 - 4.1. Cálculo do volume de gás que entrou no poço a partir da vazão e do tempo de exposição;
 - 4.2. Cálculo de todas as propriedades termodinâmicas (parâmetro de interação binária, composição da fase líquida e da fase vapor, volume do líquido e do vapor, densidade do líquido e do vapor e fator de compressibilidade);
 - 4.3. Estimativa da massa de gás que entrou no poço a partir do volume e da densidade;
5. Análise da composição da seção contaminada
 - 5.1. Cálculo do volume de fluido de perfuração que foi contaminado;
 - 5.2. Cálculo do volume da fase óleo do fluido de perfuração que foi contaminada;
 - 5.3. Cálculo da composição da seção contaminada a partir das massas de gás e fluido de perfuração nesta seção;
6. Cálculo das propriedades da seção contaminada
 - 6.1. Estimativa inicial da pressão média (pressão no topo da seção contaminada é igual a pressão na base);
 - 6.2. A partir da composição da mistura (óleo + *kick*) e na condição inicial de pressão e temperatura do fundo do poço calcula as propriedades termodinâmicas (parâmetro de interação binária, composição da fase líquida e da fase vapor, volume do líquido e do vapor, densidade do líquido e do vapor e fator de compressibilidade);
 - 6.3. Cálculo das massas de líquido e de vapor;
 - 6.4. Cálculo do comprimento da seção contaminada;
7. Discretização da seção contaminada

- 7.1. Teste da evidência de gás livre (avalia somente o volume de vapor da mistura, caso seja maior que zero indica a presença de gás livre);
 - 7.1.1. Fase líquida e gás livre: o número de células total é dividido igualmente para as duas fases (óleo com gás solubilizado e gás livre), ou seja, o número de células da fase óleo com gás solubilizado é igual ao número de células do gás livre que por sua vez é igual ao número total de células dividido por dois. Neste caso as células de óleo com gás solubilizado podem ter comprimentos diferentes das células de gás livre;
 - 7.1.2. Somente fase líquida: o óleo com gás solubilizado é dividido em células de mesmo comprimento. O número de células desta fase é igual ao número de células total;
 - 7.2. Pressão e temperatura na base da primeira célula é igual à pressão e temperatura no fundo do poço;
 - 7.3. Cálculo dos parâmetros termodinâmicos para a célula utilizando os valores de pressão e temperatura da base da célula;
 - 7.4. Cálculo da pressão no topo da célula (a pressão na base da célula seguinte será igual à pressão no topo da célula anterior);
 - 7.5. Cálculo da massa de líquido e de vapor na célula;
 - 7.6. Retorna para o item 7.3 até percorrer todas as células;
 - 7.7. Avaliação da pressão no topo. A nova pressão no topo é a pressão no topo da última célula. Calcula o erro entre a estimativa anterior e a atual e retorna para o item 7.1 caso o erro seja maior que a tolerância admitida (Atualiza a estimativa da pressão no topo como sendo a pressão no topo da última célula).
8. Reavaliação do comprimento da seção contaminada e os comprimentos individuais de óleo com gás solubilizado e gás livre;

9. Cálculo das pressões e do *pit gain*.

Em condições dinâmicas, os passos são basicamente os mesmos para as condições estáticas. As diferenças básicas são:

- (i) A pressão na base da seção contaminada não será mais igual à pressão no fundo do poço. Essa pressão vai variar com o tempo de acordo com a altura da base da seção contaminada. Ela é obtida a partir da pressão do fundo do poço menos a hidrostática de fluido de perfuração entre o fundo do poço e a base da região contaminada menos a perda de carga;
- (ii) Os cálculos das pressões vão levar em consideração a perda de carga na região monofásica (fluido de perfuração);

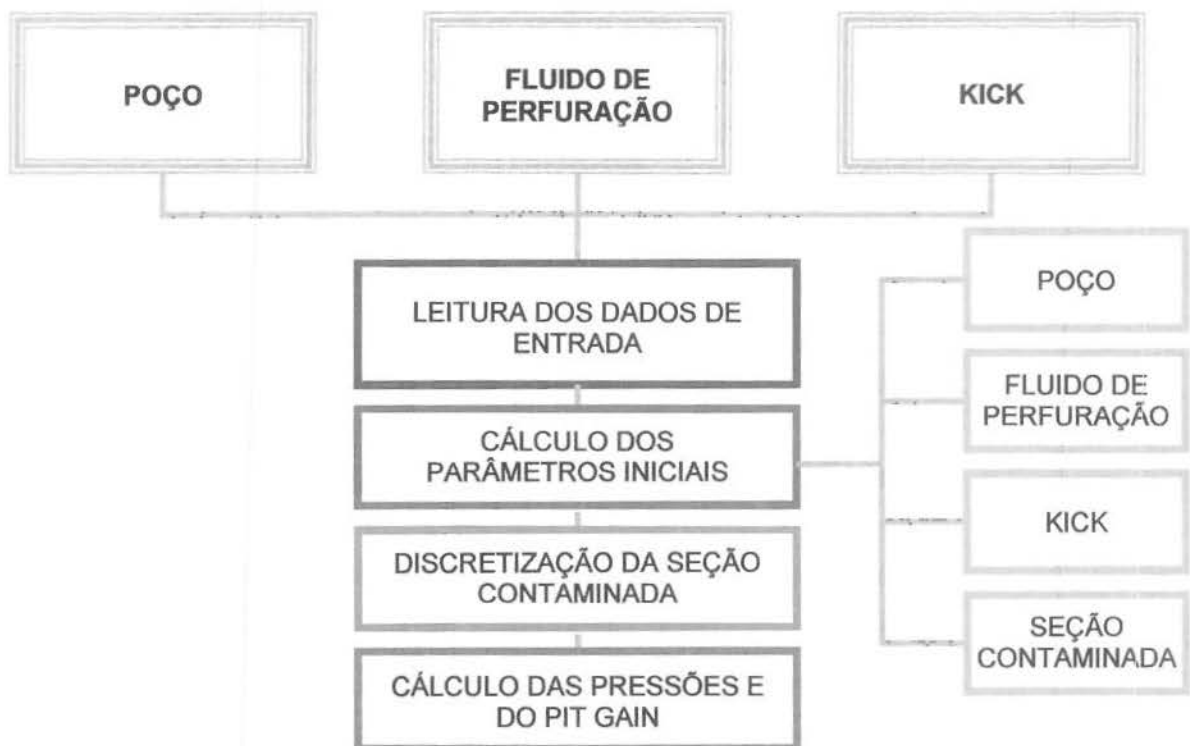


Figura III.1: Diagrama básico dos componentes do simulador desenvolvido neste trabalho.

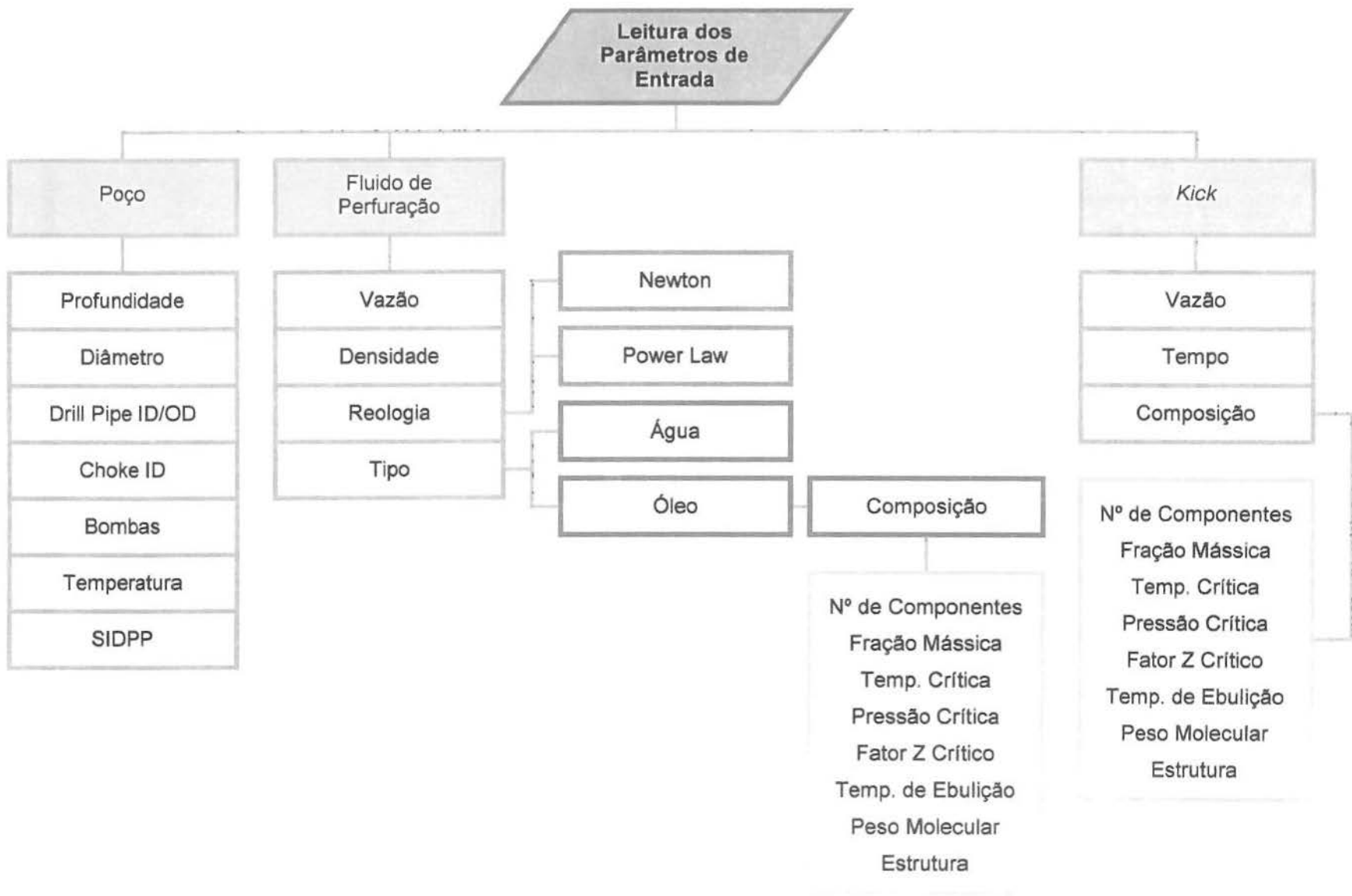


Figura III.2 Dados de entrada.

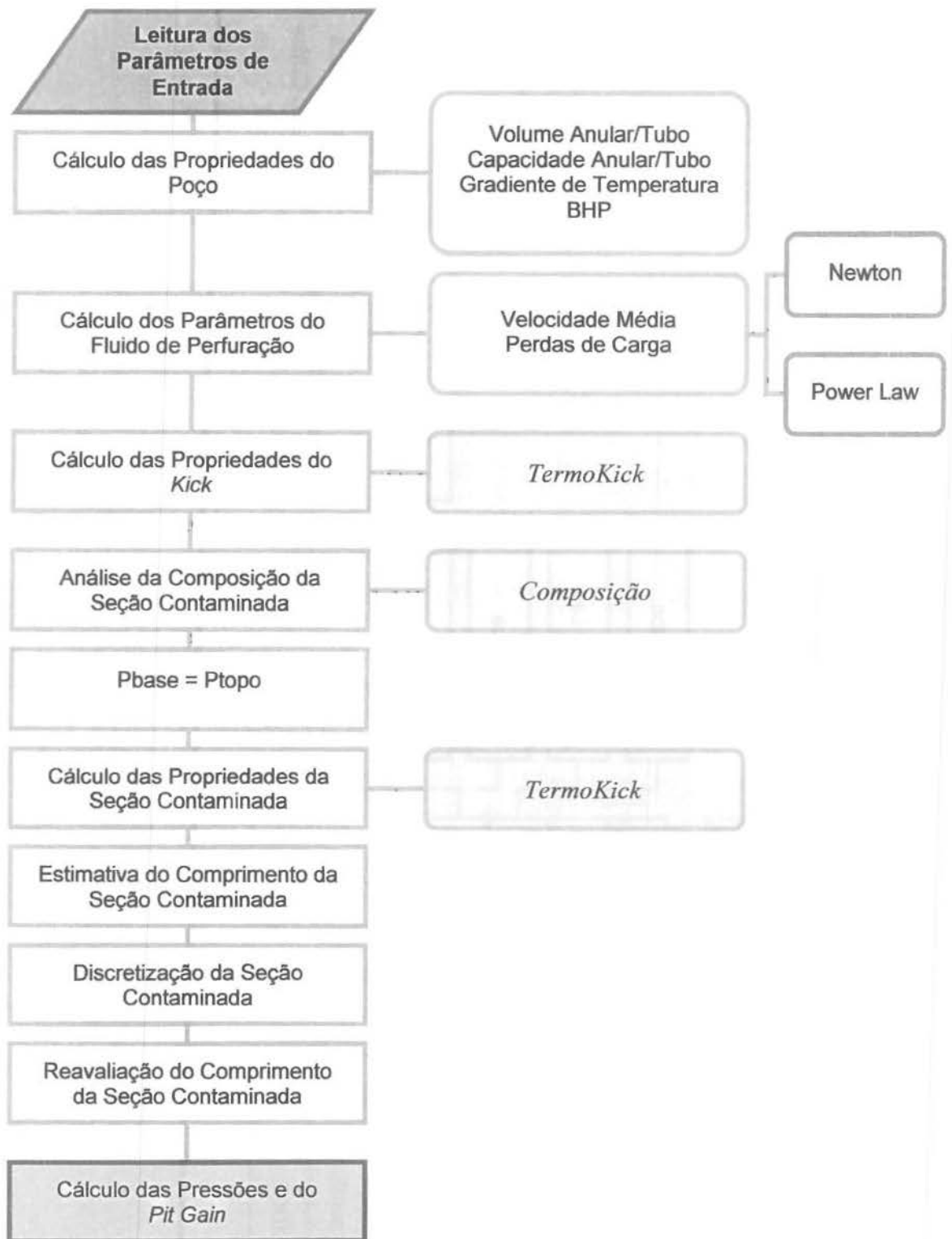


Figura III.3: Fluxograma simplificado do simulador desenvolvido neste trabalho.

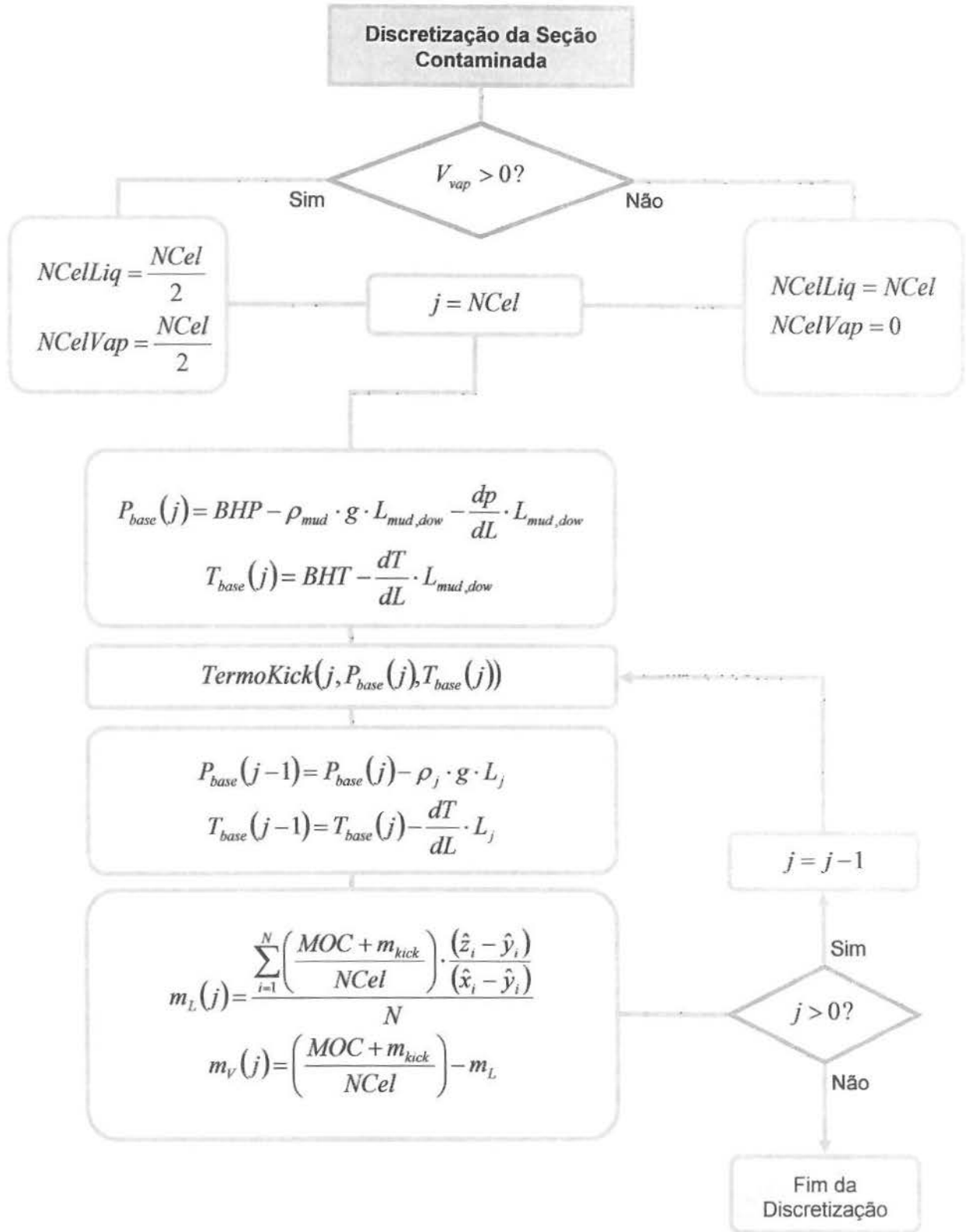


Figura III.4: Fluxograma da discretização da seção composta da mistura da fase óleo do fluido de perfuração e do gás oriundo da formação.

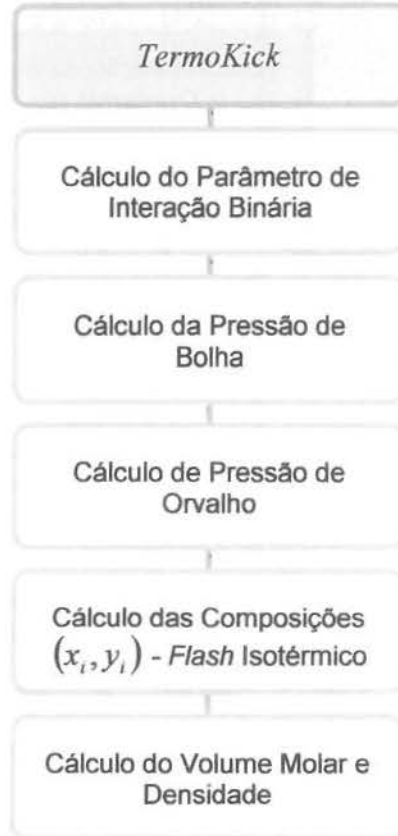


Figura III.5: Cálculos efetuados dentro da função *TermoKick*.

Apêndice A

Translação de Volume

A predição da densidade de líquidos por intermédio de equações cúbicas de estado com dois parâmetros não é precisa. Uma comparação com o volume molar predito pela equação de estado com os dados experimentais de compostos puros geralmente mostra um desvio sistemático. O desvio é quase sempre constante sobre uma ampla área de pressão e temperatura fora do ponto crítico. Conseqüentemente, como foi proposto por Martin (1967), subtraindo do volume molar predito um termo de correção constante pode-se melhorar a densidade de líquido predita. O efeito desta modificação sobre o volume molar de vapor é geralmente insignificante devido ao seu alto valor relativo ao líquido.

De Sant'Ana e Ungerer (1999) mostraram que para alguns hidrocarbonetos simples (metano e n-heptano) os desvios podem ser superiores a 15%. Por outro lado, o cálculo do volume molar da fase gasosa com estas mesmas equações é muito preciso, exceto na região próxima do ponto crítico.

Na tentativa de aperfeiçoar a predição do volume molar líquido Martin (1967) introduziu um terceiro parâmetro a partir de um novo conceito, aquele de translação de volume – uma translação linear na abscissa que resultará em um deslocamento horizontal da isoterma crítica ao longo do eixo do volume, bem como das isotermas subcríticas e do envelope de fases – de acordo com a Equação A.1:

$$V^{COR} = V - c \quad (A.1)$$

Peneloux *et al.* (1982) correlacionaram o parâmetro de translação de volume como sendo função do fator de compressibilidade de Rackett que foi desenvolvido por Spencer e Danner (1973) e as propriedades críticas. Para alguns compostos o valor do fator de compressibilidade de Rackett pode ser estimado pela correlação proposta por Yamada-Gunn (1973).

$$c = 0.40768 \cdot (0.29441 - Z_{RA}) \cdot \frac{R \cdot T_c}{P_c} \quad (A.2)$$

Jhaveri e Youngren (1984), similarmente a Peneloux *et al.* (1982) aplicaram o conceito de translação de volume para a equação proposta por Peng-Robinson (1978), relacionaram o parâmetro de translação c com o parâmetro b da equação de estado e definiram um parâmetro adimensional S_E .

$$S_E = c/b \quad (A.3)$$

Este parâmetro adimensional foi determinado pela comparação do volume molar predito com o volume molar experimental de vários hidrocarbonetos. O valor deste parâmetro para alguns hidrocarbonetos é mostrado na Tabela A.1.

Tabela A.1: Valores do parâmetro adimensional para a translação de volume proposta por Jhaveri e Youngren (1984).

Componente	C ₁	C ₂	C ₃	iC ₄	nC ₄	iC ₅	nC ₅	C ₆
S_E	-0,1540	-0,1002	-0,08501	-0,07935	-0,06413	-0,04350	-0,04183	-0,01478

Jhaveri e Youngren (1984) também correlacionaram o parâmetro adimensional S_E com o peso molecular.

$$S_E = 1 - \frac{\psi}{M^\chi} \quad (\text{A.4})$$

Os parâmetros ψ e χ da Equação A.4 são coeficientes positivos. Valores sugeridos desses coeficientes são mencionados na Tabela A.2 para n-alcanos, n-alquilciclohexanos e n-alquilbenzenos.

Tabela A.2: Parâmetros sugeridos para a correlação adimensional proposta por Jhaveri e Youngren (1984).

Tipo de Componente	ψ	χ
n-alcanos	2,258	0,1823
n-alquilciclohexanos	3,004	0,2324
n-alquilbenzenos	2,516	0,2008

Ungerer e Batut (1997) sugeriram uma nova expressão para a translação de volume. Esta correlação é função da temperatura e do peso molecular.

$$c(T) = (0.023 - 0.00056 \cdot MW) \cdot T - 34.5 + 0.4666 \cdot MW \quad (\text{A.5})$$

Pela Equação A.5 obtém-se $c(T)$ em cm^3 / mol .

Tsai e Chen (1998) propuseram uma translação de volume para o cálculo do equilíbrio líquido-vapor. O parâmetro $\alpha(T)$ do termo atrativo da equação de estado de Peng-Robinson (1978) foi modificado, Equação (2.11), e o parâmetro de translação de volume, t , foi definido como função das propriedades críticas e temperatura.

$$\alpha(T) = [1 + k \cdot (1 - T_r) + N \cdot (1 - T_r) \cdot (0.7 - T_r)]^2 \quad (\text{A.6})$$

$$t = \frac{R \cdot T_c}{P_c} \cdot [k_1 + k_2 \cdot (1 - T_r^{2/3}) + k_3 \cdot (1 - T_r^{2/3})^2] \quad (\text{A.7})$$

O parâmetro k_1 foi expresso em função do fator acêntrico e k_2 pode ser relacionado a outro parâmetro, k_3 . Os parâmetros N e k_3 foram determinados para cerca de 130 componentes puros.

$$k_1 = 0.00185 + 0.00438 \cdot w + 0.36322 \cdot w^2 - 0.90831 \cdot w^3 + 0.55885 \cdot w^4 \quad (\text{A.8})$$

$$k_2 = -0.00542 - 0.5112 \cdot k_3 + 0.04533 \cdot k_3^2 + 0.07447 \cdot k_3^3 - 0.03831 \cdot k_3^4 \quad (\text{A.9})$$

Ahlers e Gmehling (2001) apresentaram um aperfeiçoamento simples da translação de volume juntamente com um termo de correção dependente da temperatura dando uma melhor representação das propriedades na região de saturação de substâncias polares e não-polares.

Uma translação de volume constante melhora significativamente a descrição da densidade do líquido saturado na área de baixa temperatura ($T_r < 0,8$). Entretanto, este princípio falha na região próxima da temperatura crítica, pois a inclinação dv/dT aumenta extremamente nesta região. Na literatura muitos conceitos foram propostos para superar este problema. Nesta translação o conceito de Ji e Lemp (1983) foi adotado para receber uma nova, então chamada T-VTPR. A translação de Ahlers e Gmehling (2001) é generalizada como função do fator de compressibilidade crítico. Baseado na translação de volume inicial o volume é reduzido usando um termo de correção dependente da temperatura $c(T)$.

$$V = V_{VTPR} - c(T) \quad (\text{A.10})$$

O parâmetro $c(T)$ é um parâmetro de translação adicional à translação constante dada por Peneloux *et al.* (1982).

$$c(T) = c_c \cdot \beta(T_r) \quad (\text{A.11})$$

Sendo c_c a correção de volume no ponto crítico.

$$c_c = (0.3074 - z_c) \cdot \frac{R \cdot T_c}{P_c} \quad (\text{A.12})$$

$$\beta(T_r) = \frac{0.35}{0.35 + [\eta \cdot (T_r - \alpha(T_r))]^\gamma} \quad (\text{A.13})$$

Os parâmetros $\alpha(T_r)$, η e γ são generalizados em função das propriedades críticas.

$$\alpha(T_r) = [1 + k \cdot (1 - T_r^{0.5})]^2 \quad (\text{A.14})$$

$$k = 0.20473 + 0.83548 \cdot w - 0.18470 \cdot w^2 + 0.16675 \cdot w^3 - 0.09881 \cdot w^4 \quad (\text{A.15})$$

$$\eta = -74.458 \cdot z_c + 26.966 \quad (\text{A.16})$$

$$\gamma = 246.78 \cdot z_c^2 - 107.21 \cdot z_c + 12.67 \quad (\text{A.17})$$

A Tabela A.3 apresenta um resumo das cinco translações de volume estudadas neste trabalho: suas equações básicas, parâmetros e padrão utilizado. É importante salientar que apenas as expressões propostas por Tsai e Chen (1998) e Ahlers e Gmehling (2001) foram estabelecidas na região de saturação. As expressões de Jhaveri e Youngren (1984) e Ungerer e Batut (1997) originariamente foram estabelecidas para um amplo domínio de aplicação (desde a região de saturação até zonas de alta pressão e alta temperatura, HPHT).

Bezerra *et al.* (2004) estudaram equação de Peng-Robinson transladada pelas expressões propostas por Peneloux *et al.* (1982), Jhaveri e Youngren (1984), Ungerer e Batut (1997), Tsai e Chen (1998) e Ahlers e Gmehling (2001). Testaram estas correlações na predição do volume molar líquido de hidrocarbonetos na região HP-HT. Foram estudados hidrocarbonetos parafínicos, isoparafínicos, aromáticos e naftênicos, numa ampla faixa de pesos moleculares. Os resultados obtidos foram comparados com dados oriundos da literatura. Concluíram que as correlações propostas por Ungerer e Batut (1997), Tsai e Chen (1998) e Ahlers e Gmehling (2001) apresentaram os melhores resultados, mesmo tendo sido estas últimas modeladas a partir

de dados experimentais na região de saturação. A Figura A.1 mostra os valores do desvio relativo no cálculo da densidade para o n-decano.

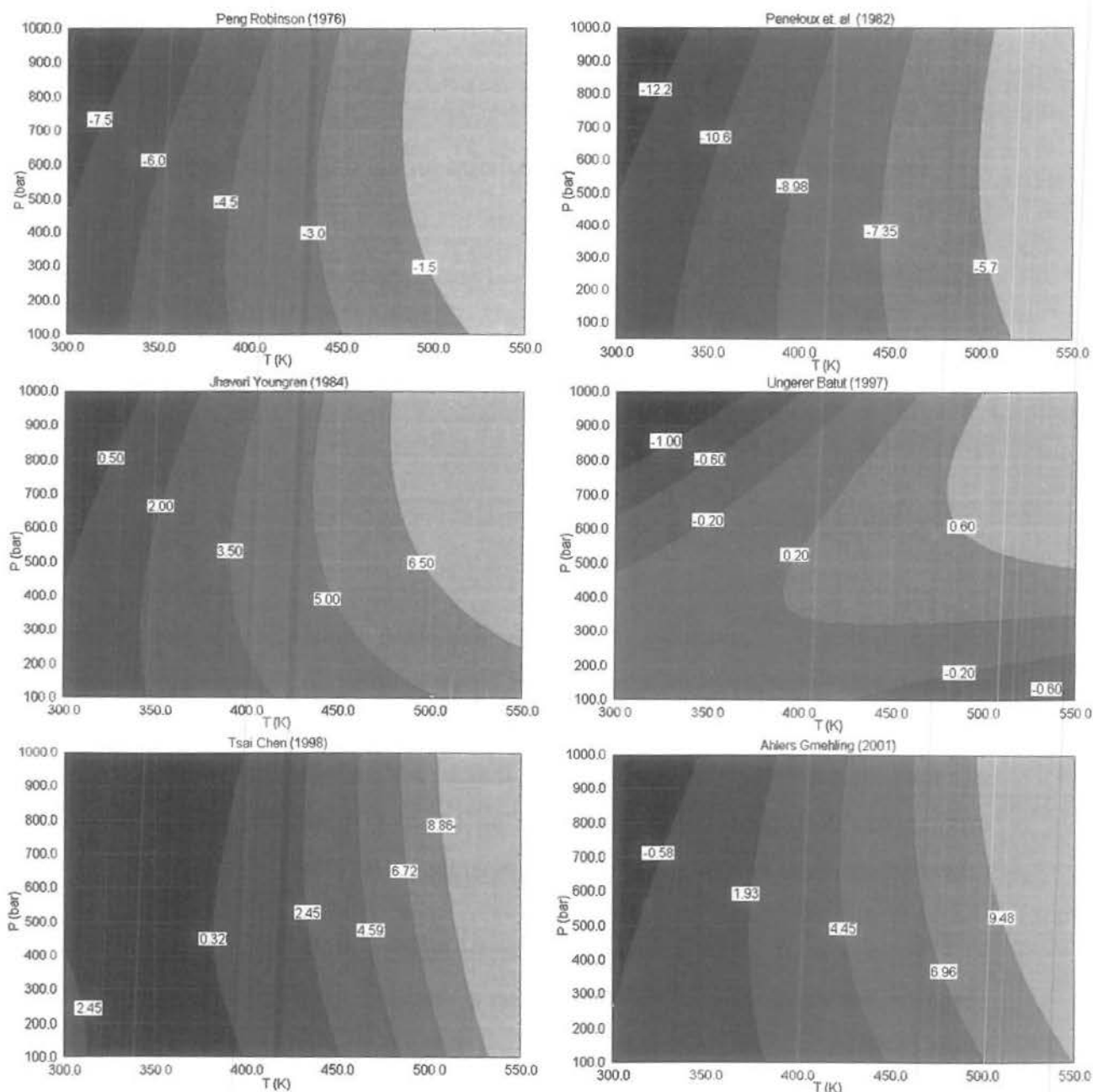


Figura A.1: Desvio relativo na densidade calculada do n-decano: comparação entre a equação de estado proposta por Peng-Robinson (1976) e os métodos de translação de volume propostos por Peneloux *et al.* (1982), Jhaveri e Youngren (1984), Ungerer e Batut (1997), Tsai e Chen (1998) e Ahlers e Gmehling (2001), (Bezerra *et al.*, 2004).

Tabela A.3: Técnicas de translação de volume.

Método	Equações Básicas	Parâmetros	Padrão Utilizado
Peneloux <i>et al.</i> (1982)	$c = 0.40768 \cdot (0.29441 - Z_{RA}) \cdot \frac{R \cdot T_c}{P_c}$	Propriedades críticas e fator de Rackett	Parâmetro de correção obtido através da comparação com dados experimentais na $T_r = 0.7$
Jhaveri e Youngren (1984)	$S_E = \frac{c}{b}$ $b = 0.07780 \cdot \frac{R \cdot T_c}{P_c}$ $S_E = 1 - \frac{\psi}{M^x}$	Propriedades críticas e peso molecular.	Relacionaram o parâmetro de correção com o co-volume e definiram um parâmetro adimensional (S_E) o qual foi ajustado a partir de dados experimentais de hidrocarbonetos na faixa de $C_1 - C_6$
Ungerer e Batut (1997)	$c(T) = (0.023 - 0.00056 \cdot MW) \cdot T - 34.5 + 0.4666 \cdot MW$	Temperatura e peso molecular	O parâmetro de correção foi ajustado a partir da utilização de dados experimentais, a alta pressão, de hidrocarbonetos parafínicos ($C_1 - C_{12}$), naftênicos (C_6) e aromáticos
Tsai e Chen (1998)	$\alpha(T) = [1 + k \cdot (1 - T_r) + N \cdot (1 - T_r) \cdot (0.7 - T_r)]^2$ $t = \frac{R \cdot T_c}{P_c} \cdot [k_1 + k_2 \cdot (1 - T_r^{2/3}) + k_3 \cdot (1 - T_r^{2/3})^2]$ $k_1 = 0.00185 + 0.00438 \cdot w + 0.36322 \cdot w^2 - 0.90831 \cdot w^3 + 0.55885 \cdot w^4$ $k_2 = -0.00542 - 0.5112 \cdot k_3 + 0.04533 \cdot k_3^2 + 0.07447 \cdot k_3^3 - 0.03831 \cdot k_3^4$	Temperatura e propriedades críticas	Os parâmetros de otimização (k_3 e N) foram obtidos para mais de 100 componentes (polares e apolares)
Ahlers e Gmehling (2001)	$V = V_{vpr} - c(T)$ $c = 0.252 \cdot \frac{R \cdot T_c}{P_c} \cdot (1.5448 \cdot z_c - 0.4024)$ $c(T) = c_c \cdot \beta(T_r)$ $c_c = (0.3074 - z_c) \cdot \frac{R \cdot T_c}{P_c}$ $\beta(T_r) = \frac{0.35}{0.35 + [\eta \cdot (T_r - \alpha(T_r))]^2}$ $\alpha(T_r) = [1 + k \cdot (1 - T_r^{0.5})]^2$ $k = 0.20473 + 0.83548 \cdot w - 0.18470 \cdot w^2 + 0.16675 \cdot w^3 - 0.09881 \cdot w^4$ $\eta = -74.458 \cdot z_c + 26.966$ $\gamma = 246.78 \cdot z_c^2 - 107.21 \cdot z_c + 12.67$	Temperatura e propriedades críticas	Baseado na translação de volume proposta por Peneloux <i>et al.</i> (1982) o volume é reduzido usando um termo de correção dependente da temperatura que foi ajustado para uma vasta gama de compostos (polares e apolares). Este termo possui um parâmetro de correção de volume (c_c) no ponto crítico.

Apêndice B

Critérios para o Equilíbrio

Potencial Químico como Critério para Equilíbrio

A Equação B.1 expressa a relação básica que une a energia de Gibbs à temperatura e à pressão em qualquer sistema fechado.

$$d(nG) = (nV)dP - (nS)dT \quad (\text{B.1})$$

Esta equação pode ser utilizada para o caso de um fluido monofásico onde não há reação química. Para o caso de sistemas aberto, ou seja, sistema que pode trocar matéria com as suas vizinhanças, a energia de Gibbs total nG ainda é uma função de T e P . Como matéria pode ser retirada do sistema ou a ele adicionada, nG é agora também uma função dos números de moles das espécies químicas presentes.

$$nG = g(P, T, n_1, n_2, \dots, n_i) \quad (\text{B.2})$$

O diferencial total de nG é:

$$d(nG) = \left[\frac{\partial(nG)}{\partial P} \right]_{T,n} dP + \left[\frac{\partial(nG)}{\partial T} \right]_{P,n} dT + \sum_i \left[\frac{\partial(nG)}{\partial n_i} \right]_{P,T,n_j} dn_i \quad (\text{B.3})$$

O subscrito n_j indica que todos os números de moles, exceto o i -ésimo, são mantidos constantes. Sabendo-se que:

$$\left[\frac{\partial(nG)}{\partial P} \right]_{T,n} = nV \quad (\text{B.4})$$

$$\left[\frac{\partial(nG)}{\partial T} \right]_{P,n} = -nS \quad (\text{B.5})$$

Substituindo essas relações:

$$d(nG) = (nV)dP - (nS)dT + \sum_i \left[\frac{\partial(nG)}{\partial n_i} \right]_{P,T,n_j} dn_i \quad (\text{B.6})$$

O último termo desta equação possui um significado especial: a derivada de nG em relação ao número de moles da espécie i é definido como o potencial químico da espécie i na mistura.

$$\mu_i = \left[\frac{\partial(nG)}{\partial n_i} \right]_{P,T,n_j} \quad (\text{B.7})$$

Neste caso, a equação fica:

$$d(nG) = (nV)dP - (nS)dT + \sum_i \mu_i dn_i \quad (\text{B.8})$$

Esta equação é a relação fundamental entre propriedades para sistemas de fluidos monofásicos com massa constante ou variável e com composição também constante ou variável.

Considere um sistema fechado constituído por duas fases em equilíbrio. No interior deste sistema fechado, cada uma das fases individualmente é um sistema aberto, livre para transferir massa para a outra fase.

$$d(nG)^\alpha = (nV)^\alpha dP - (nS)^\alpha dT + \sum_i \mu_i^\alpha dn_i^\alpha \quad (\text{B.9})$$

$$d(nG)^\beta = (nV)^\beta dP - (nS)^\beta dT + \sum_i \mu_i^\beta dn_i^\beta \quad (\text{B.10})$$

Os subscritos α e β identificam as fases. Ao escrever essas expressões, admitimos que no equilíbrio T e P são uniformes ao longo de todo o sistema. A variação na energia de Gibbs total do sistema bifásico é a soma das equações.

$$d(nG) = (nV)dP - (nS)dT + \sum_i \mu_i^\alpha dn_i^\alpha + \sum_i \mu_i^\beta dn_i^\beta \quad (\text{B.11})$$

As variações dn_i^α e dn_i^β resultam da transferência de massa entre as fases, e a conservação da massa requer que:

$$dn_i^\alpha = -dn_i^\beta \quad (\text{B.12})$$

Conseqüentemente:

$$\sum_i (\mu_i^\alpha - \mu_i^\beta) dn_i^\alpha = 0 \quad (\text{B.13})$$

Como os dn_i^α são independentes e arbitrários, a única forma de o lado esquerdo desta equação ser nulo é através da imposição de que cada termo entre parênteses seja zero.

$$\mu_i^\alpha = \mu_i^\beta \quad (\text{B.14})$$

Generalizando para mais de duas fases:

$$\mu_i^\alpha = \mu_i^\beta = \dots = \mu_i^\pi \quad (\text{B.15})$$

Assim, várias fases nas mesmas T e P estão em equilíbrio quando o potencial químico de cada espécie é o mesmo em todas as fases.

A utilização deste critério em problemas específicos de equilíbrio de fases requer o uso de modelos para o comportamento da solução, que fornecem expressões para G ou para o potencial químico como funções da temperatura, da pressão e da composição.

Fugacidade como Critério para Equilíbrio

A fugacidade é definida como:

$$\mu_i = \Gamma_i(T) + RT \ln \hat{f}_i \quad (\text{B.16})$$

O termo $\Gamma_i(T)$ é uma constante de integração a T constante e é função somente da temperatura e \hat{f}_i é a fugacidade da espécie i em solução. Como todas as fases em equilíbrio estão na mesma temperatura, o critério alternativo e igualmente geral pode ser escrito:

$$\hat{f}_i^\alpha = \hat{f}_i^\beta = \dots = \hat{f}_i^\pi \quad (\text{B.17})$$

Assim, múltiplas fases nas mesmas T e P estão em equilíbrio quando a fugacidade de cada espécie constituinte é a mesma em todas as fases. Para o caso particular de equilíbrio líquido/vapor multicomponente:

$$\hat{f}_i^v = \hat{f}_i^l \quad (\text{B.18})$$

Apêndice C

Procedimento para Cálculo do k_{ij}

Exemplificando o cálculo do parâmetro de interação binária entre propano (1) e n-butano (2) na temperatura de 303,15 K para demonstrar como o método é fácil de ser implementado.

1º Passo: decomposição das moléculas em grupos elementares.

O componente 1 (propano) tem dois grupos 1 (CH₃), 1 grupo 2 (CH₂) e 0 grupos 3, 4, 5 e 6,

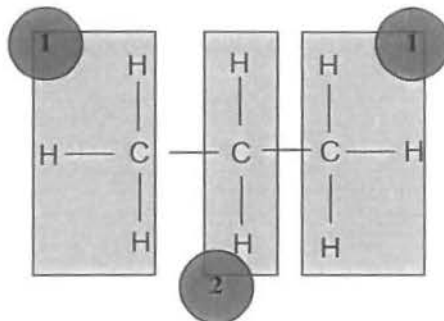


Figura C.1: Propano.

O número total de grupos presentes na molécula 1 é:

$$N_{g1} = \text{Grupo1} + \text{Grupo2} + \text{Grupo3} + \text{Grupo4} + \text{Grupo5} + \text{Grupo6} \quad (\text{C.1})$$

$$N_{g1} = 1 + 2 = 3 \quad (\text{C.2})$$

O componente 2 (n-butano) tem dois grupos 1 (CH₃), 2 grupos 2 (CH₂) e 0 grupos 3, 4, 5 e 6.

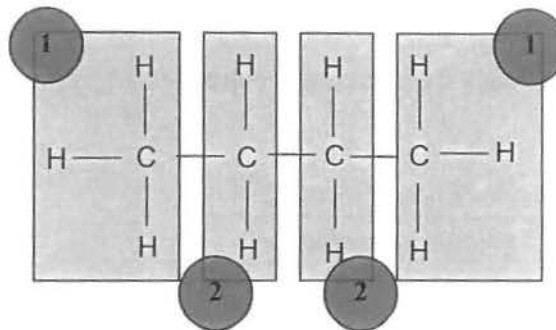


Figura C.2: Butano.

O número total de grupos presentes na molécula 2 é então:

$$N_{g2} = \text{Grupo1} + \text{Grupo2} + \text{Grupo3} + \text{Grupo4} + \text{Grupo5} + \text{Grupo6} \quad (\text{C.3})$$

$$N_{g2} = 2 + 2 = 4 \quad (\text{C.4})$$

2º Passo: cálculo dos parâmetros α .

A fração da molécula 1 (propano) ocupada pelo grupo 1 é:

$$\alpha_{11} = \frac{\text{Número de grupos 1 na molécula 1}}{\text{Número total de grupos na molécula 1}} \quad (\text{C.5})$$

$$\alpha_{11} = \frac{2}{N_{g1}} = \frac{2}{3} \quad (\text{C.6})$$

A fração da molécula 1 (propano) ocupada pelo grupo 2 é:

$$\alpha_{12} = \frac{\text{Número de grupos 2 na molécula 1}}{\text{Número total de grupos na molécula 1}} \quad (\text{C.7})$$

$$\alpha_{11} = \frac{1}{N_{g1}} = \frac{1}{3} \quad (\text{C.8})$$

Como a molécula 1 tem 0 grupos 3,4,5 e 6 $\alpha_{13} = \alpha_{14} = \alpha_{15} = \alpha_{16} = 0$.

A fração da molécula 2 (n-butano) ocupada pelo grupo 1 é:

$$\alpha_{21} = \frac{\text{Número de grupos 1 na molécula 2}}{\text{Número total de grupos na molécula 2}} \quad (\text{C.9})$$

$$\alpha_{21} = \frac{2}{N_{g2}} = \frac{2}{4} \quad (\text{C.10})$$

A fração da molécula 2 (n-butano) ocupada pelo grupo 2 é:

$$\alpha_{22} = \frac{\text{Número de grupos 2 na molécula 2}}{\text{Número total de grupos na molécula 2}} \quad (\text{C.11})$$

$$\alpha_{22} = \frac{2}{N_{g2}} = \frac{2}{4} \quad (\text{C.12})$$

3º Passo: Definindo DS como o duplo somatório da Equação (3.38).

$$DS = -\frac{1}{2} \sum_{K=0}^{N_g} \sum_{L=0}^{N_g} (\alpha_{iK} - \alpha_{jK}) (\alpha_{iL} - \alpha_{jL}) A_{KL} \left(\frac{298,15}{T} \right)^{\left(\frac{B_{KL}-1}{A_{KL}} \right)} \quad (\text{C.13})$$

Sendo $\alpha_{13} = \alpha_{14} = \alpha_{15} = \alpha_{16} = 0$, DS fica:

$$DS = -\frac{1}{2} \left[\begin{aligned} &(\alpha_{11} - \alpha_{21})(\alpha_{12} - \alpha_{22})A_{12} \left(\frac{298,15}{T} \right)^{\left(\frac{B_{12}-1}{A_{12}} \right)} \\ &+ (\alpha_{12} - \alpha_{22})(\alpha_{11} - \alpha_{21})A_{21} \left(\frac{298,15}{T} \right)^{\left(\frac{B_{21}-1}{A_{21}} \right)} \end{aligned} \right] \quad (C.14)$$

Sendo $\alpha_{11} = 2/3$, $\alpha_{12} = 1/3$, $\alpha_{21} = \alpha_{22} = 1/2$, $A_{12} = 748,1bar$, $B_{12} = 1657,0bar$ e $T = 303,15K$, resolvendo $DS = 20,36bar$.

4º Passo: Calcular os parâmetros a_i e b_i , Os parâmetros a_i e b_i são calculados a partir das regras de mistura definidas pelas Equações (2.14) e (2.15).

$$\begin{aligned} a_1 &= 1,1371 \\ a_2 &= 1,8361 \\ b_1 &= 5,6313m^3mol^{-1} \\ b_2 &= 7,2440m^3mol^{-1} \end{aligned} \quad (C.15)$$

5º Passo: Calcular k_{12} , a partir da Equação (3.38):

$$k_{propano,n-butano}(T = 303,15K) = 0,0028 \quad (C.16)$$

Apêndice D

Perdas de carga por atrito na região monofásica

Para os dois modelos reológicos, a velocidade média do fluido de perfuração no espaço anular e no tubo são dadas respectivamente por:

$$v_{m,anular} = \frac{Q}{2,448 \cdot (d_e^2 - d_i^2)} \quad (D.1)$$

$$v_{m,tubo} = \frac{Q}{2,448 \cdot d^2} \quad (D.2)$$

Onde Q é a vazão dada em gal/min e o diâmetro em polegadas.

Modelo Reológico Newtoniano

O gradiente de perda de carga é definido por:

$$\frac{dp}{dL} = \frac{\mu \cdot v_m}{1000 \cdot (d_e - d_i)^2} \quad \text{Escoamento laminar em anular} \quad (D.3)$$

$$\frac{dp}{dL} = \frac{\mu \cdot v_m}{1500 \cdot d^2} \quad \text{Escoamento laminar em tubo} \quad (\text{D.4})$$

$$\frac{dp}{dL} = \frac{f \cdot \rho_m \cdot v_m^2}{21,1 \cdot (d_e - d_i)^2} \quad \text{Escoamento turbulento em anular} \quad (\text{D.5})$$

$$\frac{dp}{dL} = \frac{f \cdot \rho_m \cdot v_m^2}{25,8 \cdot d^2} \quad \text{Escoamento turbulento em tubo} \quad (\text{D.6})$$

Onde o fator de atrito f é calculado pela correlação de Blasius.

$$f = \frac{0,0791}{\text{Re}^{0,25}} \quad (\text{D.7})$$

Modelo Reológico de Power Law

Para fluidos Power Law, o número de Reynolds é calculado pela correlação de Dodge e Metzner (1959).

$$\text{Re} = \frac{89100 \cdot \rho_m \cdot v^{(2-n)}}{K} \cdot \left(\frac{0,0416 \cdot d}{3 + 1/n} \right)^n \quad \text{tubo} \quad (\text{D.8})$$

$$\text{Re} = \frac{109000 \cdot \rho_m \cdot v^{(2-n)}}{K} \cdot \left(\frac{0,0208 \cdot (d_e - d_i)}{2 + 1/n} \right)^n \quad \text{anular} \quad (\text{D.9})$$

Onde n é o índice de comportamento e K o índice de consistência. No modelo proposto esses parâmetros são definidos pelo usuário.

O número de Reynolds crítico é obtido a partir das aproximações feitas por Leitão, Maidla e Bourgoyne (1990):

$$\text{Re}_{crit} = 4200 \text{ para } n < 0,2 \quad (\text{D.10})$$

$$\text{Re}_{crit} = 5960 - 8800n \text{ para } 0,2 \leq n \leq 0,45 \quad (\text{D.11})$$

$$\text{Re}_{crit} = 2000 \text{ para } n > 0,45 \quad (\text{D.12})$$

O gradiente de perda de carga por atrito é dado por:

$$\frac{dp}{dL} = \frac{K \cdot v_m^n \cdot \left(\frac{2 + 1/n}{0,0208} \right)}{144000 \cdot (d_e - d_i)^{(1+n)}} \quad \text{escoamento laminar em anular} \quad (\text{D.13})$$

$$\frac{dp}{dL} = \frac{K \cdot v_m^n \cdot \left(\frac{3 + 1/n}{0,416} \right)}{144000 \cdot d^{(1+n)}} \quad \text{escoamento laminar em tubos} \quad (\text{D.14})$$

$$\frac{dp}{dL} = \frac{f \cdot \rho_m \cdot v_m^2}{21,1 \cdot (d_e - d_i)^2} \quad \text{escoamento turbulento em anular} \quad (\text{D.15})$$

$$\frac{dp}{dL} = \frac{f \cdot \rho_m \cdot v_m^2}{25,8 \cdot d^2} \quad \text{escoamento turbulento em tubos} \quad (\text{D.16})$$

O fator de atrito f é calculado pela correlação de Colebrook, modificada por Dodge e Metzner (1959). Esta equação é resolvida iterativamente, utilizando o valor inicial do fator de atrito dado pela correlação de Blasius.

$$\sqrt{\frac{1}{f}} = \frac{4,0}{n^{0,75}} \cdot \log\left(\text{Re} \cdot f^{(1-n/2)}\right) - \frac{0,395}{n^{1,2}} \quad (\text{D.17})$$

