

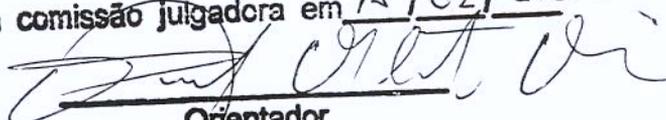
C3
R-42

UNIVERSIDADE ESTADUAL DE CAMPINAS
FACULDADE DE ENGENHARIA MECÂNICA
INSTITUTO DE GEOCIÊNCIAS

Estudo do Comportamento PVT de Misturas de Metano e Fluidos de Perfuração Base N-Parafina

Autor: **Eduardo Nascimento Monteiro**
Orientador: **Paulo Roberto Ribeiro**

Este exemplar corresponde a redação final
da tese defendida por EDUARDO NASCIMENTO
MONTEIRO e aprovada
pela comissão julgadora em 15/02/2007


Orientador

Fevereiro de 2007

**UNIVERSIDADE ESTADUAL DE CAMPINAS
FACULDADE DE ENGENHARIA MECÂNICA
INSTITUTO DE GEOCIÊNCIAS**

**Estudo do Comportamento PVT de Misturas
de Metano e Fluidos de Perfuração
Base N-Parafina**

**Autor: Eduardo Nascimento Monteiro
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 de Petróleo.

Campinas, 2007
SP - Brasil

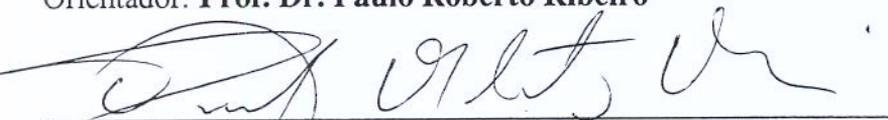
UNIVERSIDADE ESTADUAL DE CAMPINAS
FACULDADE DE ENGENHARIA MECÂNICA
INSTITUTO DE GEOCIÊNCIAS

DISSERTAÇÃO DE MESTRADO

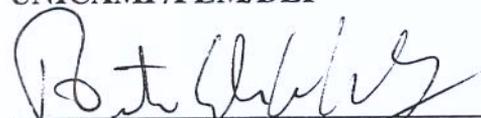
Estudo do Comportamento PVT de Misturas de
Metano e Fluidos de Perfuração
Base N-Parafina

Autor: **Eduardo Nascimento Monteiro**

Orientador: **Prof. Dr. Paulo Roberto Ribeiro**



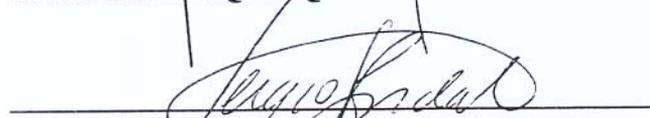
Prof. Dr. Paulo Roberto Ribeiro, Presidente
UNICAMP/FEM/DEP



Prof. Dr. Antonio Carlos Vieira Martins Lage
CENPES/PETROBRAS



Prof.ª Dra. Maria Alvina Krähenbühl
UNICAMP/FEQ/DPQ



Prof. Dr. Sérgio Nascimento Bordalo
UNICAMP/FEM/DEP

Campinas, 15 de fevereiro de 2007.

UNIDADE BC
Nº CHAMADA: _____
T/UNICAMP M764e
V. _____ EX. _____
TOMBO BCCL 80720
PROC 16-148-09
C _____ D x
PREÇO 11,00
DATA 19-03-09
BIB-ID
Cód tit 436722

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

M764e Monteiro, Eduardo Nascimento
Estudo do comportamento PVT de misturas de metano e fluidos de perfuração base N-parafina / Eduardo Nascimento Monteiro.--Campinas, SP: [s.n.], 2007.

Orientador: Paulo Roberto Ribeiro.
Dissertação (Mestrado) - Universidade Estadual de Campinas, Faculdade de Engenharia Mecânica; Instituto de Geociências.

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

Titulo em Inglês: Study of the PVT behavior of methane and N-paraffin based drilling fluids mixtures.

Palavras-chave em Inglês: Solubility, Drilling, Synthetic drilling fluids, Well control.

Área de concentração: Exploração

Titulação: Mestre em Ciências e Engenharia de Petróleo

Banca examinadora: Antonio Carlos Vieira Martins Lage, Maria Alvina Krähenbühl, Sérgio Nascimento Bordalo

Data da defesa: 15/02/2007

Programa de Pós-Graduação: Ciências e Engenharia de Petróleo

Agradecimentos

A Deus e minha família por minha existência.

Ao Prof. Paulo Ribeiro pela motivação e iniciação nos estudos da “nobre arte” da perfuração e por todo o tempo dedicado à orientação deste trabalho.

Aos professores Euclides Bonet, Sergio Nascimento Bordalo e Maria Alvina Krähenbühl pelas sugestões e acompanhamento no decorrer deste trabalho.

A Alexandre Vieira e Rosana Lomba, do CENPES/Petrobras, pelo apoio a esta pesquisa e pela experiência adquirida durante o estágio realizado.

Aos colegas do LEP, Carolina Avelar, Evilene Matias Bezerra e Nilo Ricardo Kim, pelas ajudas e sugestões e, principalmente, pelo companheirismo ao longo desta jornada.

Aos técnicos do laboratório experimental, Luiz Benedicto Pompêo Neto e Leandro Augusto Fernandes, pela fundamental ajuda na condução dos ensaios.

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

À Faculdade de Engenharia Mecânica da UNICAMP, em particular ao Departamento de Engenharia de Petróleo, pela infraestrutura laboratorial e computacional disponibilizada.

Ao Conselho Nacional de Desenvolvimento Científico (CNPq) pelo auxílio financeiro através da bolsa de estudos concedida.

Resumo

MONTEIRO, Eduardo Nascimento. *Estudo do Comportamento PVT de Misturas de Metano e Fluidos de Perfuração Base N-Parafina*. Campinas: Faculdade de Engenharia Mecânica, Universidade Estadual de Campinas, 2007. 112 p. Dissertação (Mestrado).

O estudo da interação entre o gás da formação produtora e o fluido de perfuração durante as operações é essencial para perfuração de cada fase do poço de forma segura e econômica. Aspectos ambientais e técnicos peculiares à perfuração em águas profundas e ultra profundas exigem o uso de fluidos de perfuração sintéticos, de baixa toxicidade. O principal objetivo deste trabalho foi o estudo do comportamento PVT desses fluidos através da determinação experimental e modelagem de propriedades termodinâmicas, tais como solubilidade, densidade e fator volume de formação dos fluidos. Estas propriedades têm um impacto importante na detecção e circulação de um *kick* e devem ser consideradas no planejamento e execução do controle do poço. Os resultados experimentais foram obtidos em uma célula PVT pressurizada por injeção de mercúrio e com um limite operacional de 177 °C e 70 MPa. O gás utilizado foi o metano e os líquidos foram emulsões e fluidos não adensados à base de n-parafina, testados a 70 °C, 90 °C e 150 °C. Os efeitos da temperatura e da composição do fluido foram analisados e os resultados experimentais para solubilidade e fator volume de formação foram comparados com previsões baseadas na hipótese da aditividade e ajustes matemáticos nos resultados experimentais. Alguns exemplos de cálculo do volume ganho no tanque usando as expressões analíticas obtidas são discutidos.

Palavras Chaves: Solubilidade, Perfuração, Fluidos Sintéticos, Controle de Poço

Abstract

MONTEIRO, Eduardo Nascimento. *Study of the PVT Behavior of Methane and N-paraffin Based Drilling Fluids Mixtures*. Campinas: Faculdade de Engenharia Mecânica, Universidade Estadual de Campinas, 2007. 112 p. Dissertation (MSc.).

The study of the interaction between the formation gas and the drilling fluid during the operations is essential to safely and economically drill each phase of the well. The environmental regulatory issues and the peculiar technical aspects involved in deep and ultradeep waters require low toxicity synthetic drilling fluids. The main objective of this study was to understand the PVT behavior of those fluids by the experimental determination and modeling of thermodynamic properties such as: solubility, specific gravity and formation volume factor of the fluids. Those properties have a direct impact on kick detection and circulation out of the well, what should be addressed in well control planning and execution. The experimental data were obtained by means of a PVT cell pressurized by mercury injection with an operating capacity of 177 °C and 70 MPa. The gas used was methane and the liquids were n-paraffin based emulsions and unweighted drilling fluids, tested at 70 °C, 90 °C and 150 °C. The temperature and fluid composition influences had been analyzed and the experimental data for solubility and formation volume factor have been compared with predictions considering the additivity hypothesis and mathematical fittings based in the experimental data. Some pit gain calculation examples using the analytical expressions obtained are also discussed.

Key-words: Solubility, Drilling, Synthetic Drilling Fluids, Well Control

Índice

<i>Lista de Figuras</i>	<i>x</i>
<i>Lista de Tabelas</i>	<i>xiv</i>
Nomenclatura	xv
Letras Latinas	xv
Letras Gregas	xvi
Subscritos	xvi
Siglas	xvi
Capítulo 1	1
Introdução	1
1.1 Objetivos do Trabalho	4
1.2 Organização do Trabalho	4
Capítulo 2	5
Revisão da Literatura	5
2.1 Solubilidade dos Gases	5
2.2 Principais Contribuições	20
Capítulo 3	22
Aparato e Procedimento Experimental	22
3.1 Aparato Experimental	23
3.2 Admissão de Líquido	25
3.3 Admissão do Gás	25
3.4 Expansão a Composição Constante	26
3.5 Liberação Diferencial	27
Capítulo 4	29
Resultados Experimentais	29
4.1 Efeito da Razão Óleo-Água	30
4.2 Efeito da Temperatura	33
4.3 Efeito dos Aditivos	36
4.4 Solubilidade no Emulsificante	39

4.5	Consolidação dos Resultados	40
Capítulo 5		43
Modelagem Termodinâmica		43
5.1	Misturas Metano/N-Parafina	45
5.2	Misturas Metano/Emulsões: Hipótese Aditiva	52
5.3	Misturas Metano/Emulsões: Ajuste Matemático	57
5.4	Exemplos Aplicados a Controle de Poço	61
Capítulo 6		67
Conclusões e Recomendações		67
6.1	Conclusões	67
6.2	Recomendações	69
Referências Bibliográficas		70
Anexo I		74
Propriedades e Procedimentos PVT		74
I.1	Pressão de Saturação	74
I.2	Razão de Solubilidade	75
I.3	Fator Volume de Formação de Óleo	76
I.4	Fator Volume de Formação de Gás	77
I.5	Massa Específica	78
I.6	Expansão a Composição Constante	79
I.7	Liberação Diferencial	80
Anexo II		81
Equilíbrio de Fases e Equações Cúbicas de Estado		81
II.1	Equilíbrio de Fases	81
II.2	Equações de Estado Cúbicas	83
II.3	Regras de Misturas	86
Anexo III		89
Solubilidade na Salmoura		89
Apêndice A		91
Dedução das Equações da Aditividade		91
A.1	Solubilidade	91
A.2	Fator Volume de Formação da Emulsão	92
Apêndice B		94
Unidades de Campo		94

Lista de Figuras

<i>Figura 1-1 – Cenário de produção e reservas da Petrobras em 2004 [Saliés, 2005]</i>	1
<i>Figura 1-2 - Comportamento de um influxo de gás: fluidos base água e base óleo</i>	3
<i>Figura 2-1 – Solubilidade de metano em óleo diesel nº2 [Thomas et al., 1982]</i>	6
<i>Figura 2-2 – Equilíbrio de fases no sistema metano-óleo diesel a 38 °C [Thomas et al., 1982]</i>	7
<i>Figura 2-3 - Solubilidade do metano em óleo Mentor 28 às temperaturas de 38, 93 e 149 °C</i>	8
<i>Figura 2-4 - Comparação da solubilidade de metano em Diesel nº2, Mentor 28 e Conoco LVT a 38 °C [O'Bryan et al., 1988]</i>	9
<i>Figura 2-5 - Solubilidade de metano em fluidos de densidade 13 lbm/gal, 15,5 lbm/gal e 18 lbm/gal [O'Bryan et al., 1988]</i>	10
<i>Figura 2-6 - Solubilidade de metano na base Mentor 28, emulsificante e salmoura 300000 ppm [O'Bryan et al., 1988]</i>	11
<i>Figura 2-7 – Solubilidade de metano no óleo sintético a pressões moderadas [Lima, 1998]</i>	15
<i>Figura 2-8 – Solubilidade de metano no óleo sintético a altas pressões [Lima, 1998]</i>	16
<i>Figura 2-9 – Solubilidade de metano nas quatro bases óleo estudadas e em dois alcanos</i>	17
<i>Figura 2-10 – Comparativo da solubilidade de metano em n-parafina e éster [Silva, 2004]</i>	19
<i>Figura 2-11 - Dados computacionais (Winprop) para Pressão de Saturação de metano em N-parafina para diferentes temperaturas e frações molares [Silva, 2004]</i>	20
<i>Figura 3-1 – Aparato experimental</i>	23
<i>Figura 3-2 – Desenho esquemático do sistema experimental</i>	23
<i>Figura 3-3 – Garrafa de aço para abastecimento de gás</i>	25
<i>Figura 3-4 – Curva Pressão x Volume para obtenção da pressão de saturação</i>	27
<i>Figura 4-1 – Solubilidade de metano em emulsões a 70°C</i>	31
<i>Figura 4-2 – Fator volume de formação das misturas saturadas de metano em emulsões, a 70°C</i>	32

<i>Figura 4-3 – Densidade das misturas saturadas de metano em emulsões, a 70°C</i>	32
<i>Figura 4-4 – Fator volume de formação do gás liberado das emulsões, a 70°C</i>	33
<i>Figura 4-5 – Solubilidade de metano em emulsão (63 % NP) nas temperaturas de 70, 90 e 150 °C</i>	34
<i>Figura 4-6 – Fator volume de formação da mistura saturada de metano em emulsão (ROA = 63/37) nas temperaturas de 70, 90 e 150 °C</i>	35
<i>Figura 4-7 – Densidade da mistura saturada de metano em emulsão (ROA = 63/37) nas temperaturas de 70, 90 e 150 °C</i>	35
<i>Figura 4-8 – Fator volume de formação do gás liberado da emulsão (ROA = 63/37) nas temperaturas de 70, 90 e 150 °C</i>	36
<i>Figura 4-9 – Solubilidade do metano em emulsões com e sem aditivos na temperatura de 70°C</i>	37
<i>Figura 4-10 – Fator volume de formação das misturas saturadas de metano em emulsões com e sem aditivos na temperatura de 70°C</i>	38
<i>Figura 4-11 – Densidade das misturas saturadas de metano em emulsões com e sem aditivos na temperatura de 70°C</i>	38
<i>Figura 4-12 – Fator volume de formação do gás liberado das emulsões com e sem aditivos na temperatura de 70°C</i>	39
<i>Figura 4-13 – Comparação entre as solubilidade de metano em n-parafina pura e emulsificante, a 70 °C</i>	40
<i>Figura 4-14 – Variação da solubilidade do metano em função da pressão e fração de óleo na fase líquida para a temperatura de 70°C</i>	41
<i>Figura 4-15 - Variação do fator volume de formação do líquido saturado em função da pressão e fração de óleo na fase líquida para a temperatura de 70°C</i>	41
<i>Figura 4-16 - Variação da solubilidade do metano em função da pressão e temperatura para emulsão com 63% de parafina</i>	42
<i>Figura 4-17 - Variação do fator volume de formação do líquido saturado em função da pressão e temperatura para emulsão com 63 % de parafina</i>	42
<i>Figura 5-1 – Tratamento dos dados da mistura de metano em n-parafina pura para aplicação no modelo aditivo para emulsões</i>	44
<i>Figura 5-2 – Tratamento dos dados de metano em emulsões para obtenção de expressões analíticas para misturas de metano em emulsões</i>	44
<i>Figura 5-3 – Comparação entre valores de pressão de saturação para misturas de metano em n-parafina a 70 °C: experimental [Silva, 2004], simulação [Bezerra, 2006] e ajuste pelo Winprop</i>	48

<i>Figura 5-4 - Comparação entre valores de pressão de saturação para misturas de metano em n-parafina a 90 °C: experimental [Silva, 2004], simulação [Bezerra, 2006] e ajuste pelo Winprop</i>	48
<i>Figura 5-5 – Simulação da solubilidade de metano em n-parafina: 70, 90 e 150 °C</i>	49
<i>Figura 5-6 – Simulação do fator volume de formação da mistura saturada de metano em n-parafina nas temperaturas de 70, 90 e 150 °C</i>	49
<i>Figura 5-7 – Simulação da densidade da mistura saturada de metano em n-parafina nas temperaturas de 70, 90 e 150 °C</i>	50
<i>Figura 5-8 – Comparação entre os valores experimentais e calculados pelo modelo aditivo para solubilidade de metano em emulsões, a 70 °C</i>	53
<i>Figura 5-9 - Comparação entre os valores experimentais e calculados pelo modelo aditivo para solubilidade de metano em emulsão, a 90 °C</i>	54
<i>Figura 5-10 - Comparação entre os valores experimentais e calculados pelo modelo aditivo para solubilidade de metano em emulsão, a 150 °C</i>	54
<i>Figura 5-11 – Comparação entre os valores experimentais e calculados pelo modelo aditivo para o fator volume de formação de misturas de metano em emulsões, a 70 °C</i>	55
<i>Figura 5-12 - Comparação entre os valores experimentais e calculados pelo modelo aditivo para o fator volume de formação de misturas de metano em emulsão, a 90 °C</i>	56
<i>Figura 5-13 - Comparação entre os valores experimentais e calculados pelo modelo aditivo para o fator volume de formação de misturas de metano em emulsão, a 150 °C</i>	56
<i>Figura 5-14 - Comparação entre os valores experimentais e calculados pela correlação para solubilidade de metano em emulsões, a 70 °C</i>	58
<i>Figura 5-15 - Comparação entre os valores experimentais e calculados pela correlação para solubilidade de metano em emulsão, a 90 °C</i>	58
<i>Figura 5-16 - Comparação entre os valores experimentais e calculados pela correlação para solubilidade de metano em emulsão, a 150 °C</i>	59
<i>Figura 5-17 - Comparação entre os valores experimentais e calculados pela correlação para o fator volume de formação das misturas saturadas de metano em emulsões, a 70 °C</i>	60
<i>Figura 5-18 - Comparação entre os valores experimentais e calculados pela correlação para o fator volume de formação das misturas saturadas de metano em emulsão, a 90 °C</i>	60
<i>Figura 5-19 - Comparação entre os valores experimentais e calculados pela correlação para o fator volume de formação das misturas saturadas de metano em emulsão, a 150 °C</i>	61
<i>Figura I-1 – Exemplo de expansão isotérmica em envelope de fases de uma mistura gás-liquido</i>	75

<i>Figura I-2 - Exemplo de curva típica da solubilidade em função da pressão para temperatura constante [McCain, 1990]</i>	76
<i>Figura I-3 - Exemplo de curva do comportamento do fator volume de formação de óleo em função da pressão para uma temperatura constante [McCain, 1990]</i>	77
<i>Figura I-4 - Exemplo do comportamento do fator volume de formação de gás em função da pressão para temperatura constante [McCain, 1990]</i>	78
<i>Figura I-5 - Esquema da expansão a composição constante</i>	79
<i>Figura I-6 - Esquema da liberação diferencial numa célula de mercúrio</i>	80
<i>Figura II-1 - Comportamento de fases para componente puro</i>	84

Lista de Tabelas

<i>Tabela 2-1 - Constantes da correlação para solubilidade do gás na base óleo e emulsificante [O'Bryan et al., 1988]</i>	12
<i>Tabela 2-2 - Constantes da correlação para solubilidade de gases em bases óleo [O'Bryan, 1989]</i>	13
<i>Tabela 2-3 - Composição (% molar) do óleo sintético [Lima, 1998]</i>	14
<i>Tabela 2-4 - Características principais dos óleos estudadas [Berthezene et al., 1999]</i>	17
<i>Tabela 3-1 - Dados experimentais comparativos de pressão de saturação de decano [Silva, 2004]</i>	22
<i>Tabela 4-1 - Composição (% massa) da n-parafina utilizada [Silva, 2004]</i>	29
<i>Tabela 4-2 - Relação de ensaios realizados</i>	30
<i>Tabela 5-1 - Propriedades da n-parafina ajustadas pela regressão</i>	46
<i>Tabela 5-2 - Comparação entre os valores experimentais e calculados pelo CMG Winprop (2004)</i>	47
<i>Tabela 5-3 - Simplificação para composição (% mássica) da n-parafina [Bezerra, 2006]</i>	47
<i>Tabela 5-4 - Dados do poço I</i>	62
<i>Tabela 5-5 - Valores calculados para o poço I</i>	63
<i>Tabela 5-6 - Dados do poço II</i>	64
<i>Tabela 5-7 - Valores calculados para o poço II</i>	64
<i>Tabela 5-8 - Dados do poço III</i>	65
<i>Tabela 5-9 - Valores calculados para o poço III</i>	65

Nomenclatura

Letras Latinas

B_i	Fator volume de formação do componente i	$\text{m}^3/\text{m}^3\text{std}$ [bbl/stb]
f_i	Fração volumétrica do componente i	
f_i^π	Fugacidade do componente i na fase π	
G	Energia livre de <i>Gibbs</i>	
k_{ij}	Coefficiente de interação binária entre os componentes i e j	
m	massa	kg
MM	Massa molar	kg/kmol
n_i	Número de moles do componente i	
P	Pressão	MPa [psia]
P_c	Pressão crítica	
P_{calc}	Valor calculado para a propriedade P	
P_R	Pressão reduzida	
P_{ref}	Valor de referência para a propriedade P	
P_{sat}	Pressão de saturação	MPa [psia]
R	Constante universal dos gases	
RS_i	Solubilidade do gás no componente i	$\text{m}^3/\text{m}^3\text{std}$ [scf/stb]
T	Temperatura	$^\circ\text{C}$ [$^\circ\text{F}$]
T_c	Temperatura crítica	
T_R	Temperatura reduzida	
V	Volume	m^3

$V_{g, res}$	Volume de gás livre nas condições de reservatório	m^3
$V_{g, SC}$	Volume de gás livre nas condições padrão	m^3 [scf]
$V_{g, i, SC}$	Volume de gás nas condições padrão dissolvido no componente i quando em condições de reservatório	m^3 [scf]
$V_{i, res}$	Volume do componente i nas condições de reservatório	m^3 [bbl]
$V_{i, SC}$	Volume do componente i nas condições padrão	m^3 [stb]
x_i	Fração molar do componente i na fase líquida	
y_i	Fração molar do componente i na fase vapor	
Z	Fator de compressibilidade	

Letras Gregas

μ_i	Potencial químico do componente i	
γ_g	Densidade relativa do gás	
γ_o	Densidade relativa do óleo	
ϕ_i	Coefficiente de fugacidade do componente i	
ρ	Massa específica	g/cm^3 [lbm/gal]
ω	Fator acêntrico	

Subscritos

m	Emulsão
o	Óleo
sm	Salmoura
e	Emulsificante

Siglas

DMA	Desvio médio absoluto	%
FVF	Fator volume de formação	m^3/m^3std [bbl/stb]
ROA	Razão óleo-água	

Capítulo 1

Introdução

As reservas brasileiras de óleo e gás concentram grande parte de seu potencial sob o leito marinho. Como principal operadora em território nacional, a Petrobras concentra 80% de sua produção em campos marítimos sendo que 63% de sua produção provem de águas profundas e ultraprofundas (Saliés, 2005). Num cenário de reservas, o potencial a ser explorado em águas profundas alcança 79%, como pode ser observado na Figura 1.1.

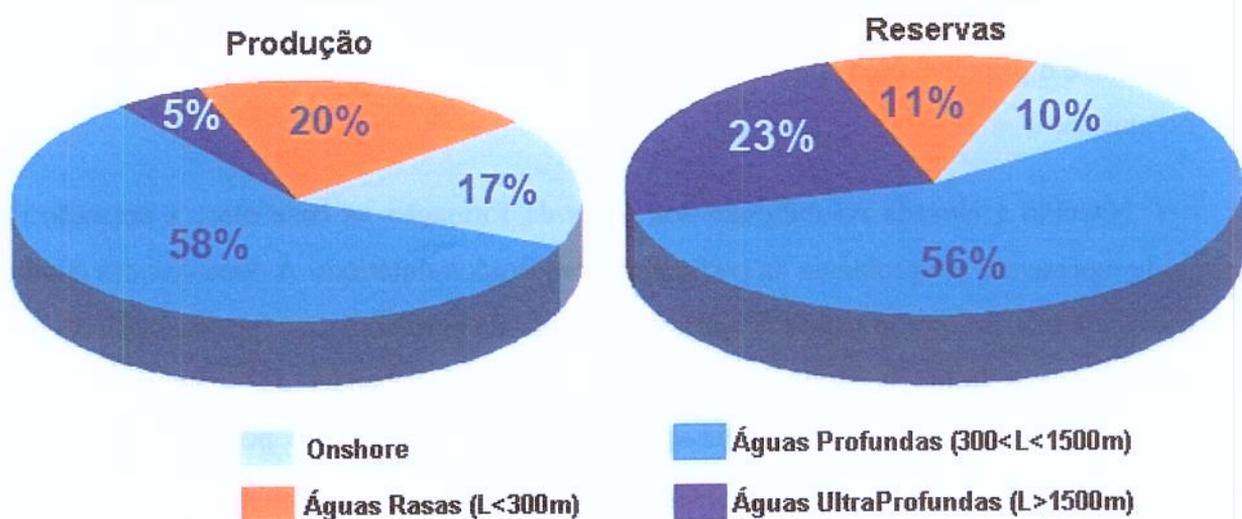


Figura 1-1 – Cenário de produção e reservas da Petrobras em 2004 [Saliés, 2005]

Como referência mundial na perfuração submarina, a Petrobras vem se desenvolvendo cada vez mais devido aos avanços obtidos frente às dificuldades inerentes à exploração do petróleo em águas profundas e ultra profundas. Uma dessas dificuldades, e seu conseqüente avanço tecnológico, está ligada aos fluidos de perfuração. Entre outras funções, os fluidos de perfuração são responsáveis pela limpeza e estabilidade do poço, resfriamento e lubrificação da broca e colunas de perfuração e pela manutenção da pressão hidrostática no interior do poço entre as pressões de poros e de fratura da formação, a uma dada profundidade (Bourgoyne, 1988). Além disso, os fluidos de perfuração não podem causar danos aos equipamentos e à formação perfurada e devem estar de acordo com as leis ambientais vigentes na região explorada.

Basicamente, os fluidos de perfuração podem ser classificados em líquidos, gases e misturas gás-líquido. Os líquidos são os mais utilizados e podem ser agrupados em fluidos base água e fluidos base óleo. Esses últimos têm grande importância na perfuração devido a aspectos técnicos como poços direcionais e de alta pressão e temperatura, nos quais os requisitos de lubrificação e estabilidade térmica, por exemplo, são rigorosos. Devido à preocupação ambiental, os fluidos base óleo evoluíram dos óleos convencionais, como o diesel, para os óleos sintéticos, menos agressivos ao meio ambiente.

O primeiro fluido sintético a ser utilizado foi um éster, em 1990, na Noruega. As parafinas de cadeia linear são consideradas como a segunda geração de fluidos sintéticos (Friedheim, 1997). Sua produção pode estar ligada a um processo puramente sintético ou de refino. A n-parafina é o principal óleo sintético utilizado em perfurações no Brasil e um dos mais difundidos no mundo.

Devido à elevada solubilidade dos gases da formação na base óleo, a detecção de *kicks* pode representar um problema na perfuração com fluidos sintéticos. A depender das condições de pressão e temperatura, o gás se solubiliza no fluido de perfuração e é, posteriormente, liberado à medida que o fluido é circulado para a superfície. A depender do comportamento PVT da mistura entre gás e fluido de perfuração, a quantidade de gás no poço pode ser mascarada, dificultando as operações de controle de poço. A Figura 1.2 ilustra a diferença de comportamento do gás entre um fluido base água e um fluido base óleo. Se o *kick* não for detectado e circulado de forma adequada pode-se chegar a um *blowout*, com grandes perdas humanas, ambientais e financeiras.

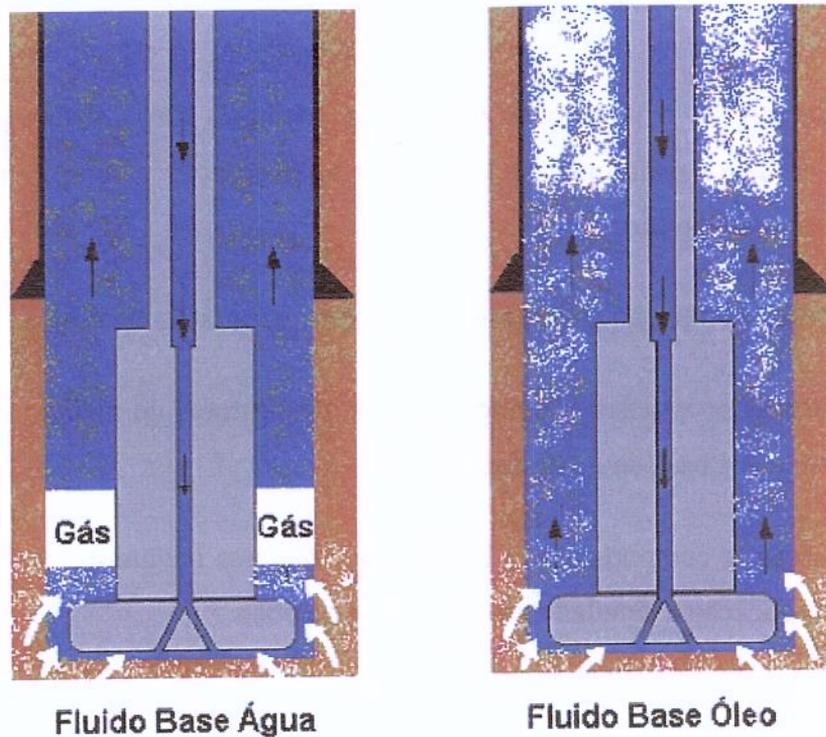


Figura 1-2 - Comportamento de um influxo de gás: fluidos base água e base óleo

O estudo das propriedades PVT – Pressão, Volume e Temperatura – desses fluidos sintéticos permite que se entenda o comportamento da mistura gás-líquido no caso de um *kick*. Esse estudo é feito através da determinação experimental de propriedades tais como pressão de saturação, solubilidade, fator volume de formação e densidade da mistura. Com essas propriedades pode-se inferir, por exemplo, quanto de gás está solubilizado no fluido de perfuração e em que profundidade esse gás será liberado.

As propriedades obtidas experimentalmente permitem também que se estabeleça um modelo válido para o comportamento da mistura gás-líquido no poço, de forma que esse modelo possa ser implementado em simuladores computacionais de *kick* para treinamento de pessoal e estudo dos procedimentos a serem empregados de forma a minimizar as perdas e problemas durante o controle do poço.

1.1 Objetivos do Trabalho

Considerando-se o cenário da exploração nacional, como observado na Figura 1.1, e a importância de dados experimentais e modelos na prevenção e controle de *kicks*, os principais objetivos deste trabalho são:

- Estudar a interação entre gases e fluidos de perfuração base óleo;
- Medir as propriedades termodinâmicas de misturas de metano em emulsões e fluidos sintéticos à base de n-parafina;
- Modelar o comportamento PVT dessas misturas metano-fluidos sintéticos, permitindo sua aplicação a simuladores de controle de poço.

1.2 Organização do Trabalho

O presente trabalho está organizado nos seguintes capítulos:

- 2) Revisão bibliográfica abrangendo os principais trabalhos sobre solubilidade de gases em fluidos de perfuração, dos óleos convencionais até os óleos sintéticos hoje utilizados;
- 3) Apresentação do aparato e da metodologia para os experimentos conduzidos em laboratório para determinação das propriedades PVT das misturas analisadas;
- 4) Análise dos resultados experimentais obtidos;
- 5) Modelagem da solubilidade de metano em fluidos base n-parafina, a partir dos dados experimentais obtidos.

Anexos e apêndices complementam o texto principal para auxiliar o entendimento pelo leitor.

Capítulo 2

Revisão da Literatura

Como discutido anteriormente, a contaminação do fluido de perfuração por gases da formação representa um grande perigo que, se não controlado, pode trazer grandes prejuízos aos equipamentos, meio ambiente e, principalmente, à vida das pessoas envolvidas. O bom entendimento do comportamento PVT das misturas gás-fluido de perfuração é fundamental no planejamento e execução dos procedimentos de segurança a serem tomados para circulação desse gás para fora do poço de forma controlada.

Essa revisão analisa os estudos feitos sobre a solubilidade de gases em fluidos utilizados na perfuração e as principais contribuições desses estudos no presente trabalho. Nos anexos I e II é apresentada uma breve revisão de conceitos termodinâmicos, como propriedades PVT e equações de estado.

2.1 Solubilidade dos Gases

O primeiro trabalho a apresentar resultados de um estudo sobre problemas de controle de poço causados pela solubilidade do gás em fluidos de perfuração base óleo foi de O'Brien (1981) que, apesar de não ter realizado medidas experimentais, concluiu que a solubilidade do gás

natural em um fluido de perfuração base óleo poderia ser de 10 a 100 vezes maior que num fluido base água. Com isso, o ganho no tanque de lama pode ser pequeno, mesmo para volumes consideráveis de influxo, retardando-se a detecção do *kick* até que se atinja a pressão de saturação da mistura e o gás saia de solução.

Posteriormente, Thomas et al. (1982) apresentaram um estudo sobre os efeitos da solubilidade de gases na detecção de *kicks* em fluidos base óleo. A equação de estado de *Redlich-Kwong* foi utilizada para simular a solubilidade de metano em óleo diesel nº2, para diferentes valores de pressão e temperatura. O resultado mostrado na Figura 2.1 permite observar que existe, para cada isoterma, uma pressão acima da qual a solubilidade se torna ilimitada.

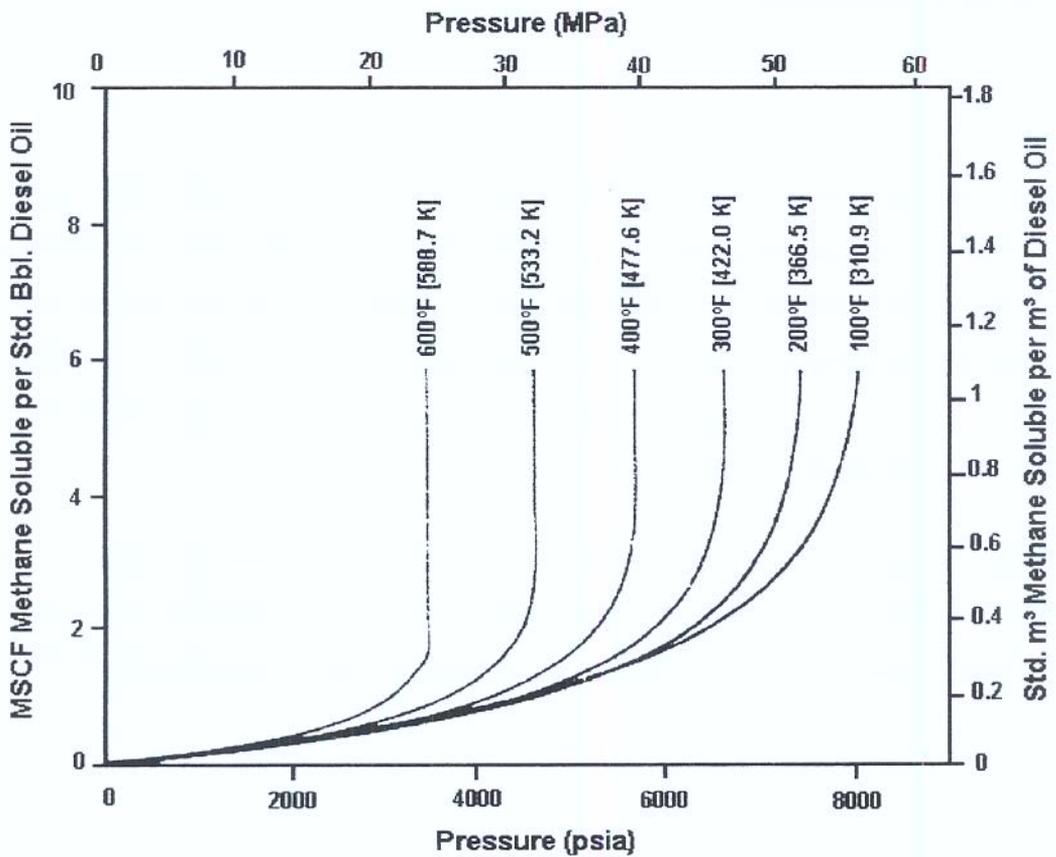


Figura 2-1 – Solubilidade de metano em óleo diesel nº2 [Thomas et al., 1982]

Os autores também apresentaram medidas experimentais de pressão de saturação para sistemas de metano em fluidos base óleo a 38 °C (100 °F). Foram estudadas nove composições, entre 19 e 66 % molar, de metano em óleo diesel puro e três composições, entre 1,8 e 5,34 % em massa, de metano em um fluido de perfuração preparado com óleo diesel. Os resultados

experimentais mostraram que a solubilidade do gás no fluido é menor que no óleo puro, o que estaria relacionado à presença de salmoura, sólidos e aditivos no fluido, uma vez que a solubilidade do gás nesses componentes é muito reduzida em relação à solubilidade no óleo.

Os resultados experimentais para as misturas de metano em óleo diesel foram utilizados para ajustar os parâmetros na equação de estado de *Redlich-Kwong*, obtendo-se uma significativa melhora para altas concentrações de metano, como pode ser observado na Figura 2.2. Nessa figura, a linha tracejada representa os resultados obtidos pelo uso da equação de estado sem ajuste em seus parâmetros, enquanto a linha cheia representa os resultados obtidos após a calibração desses parâmetros a partir dos dados experimentais.

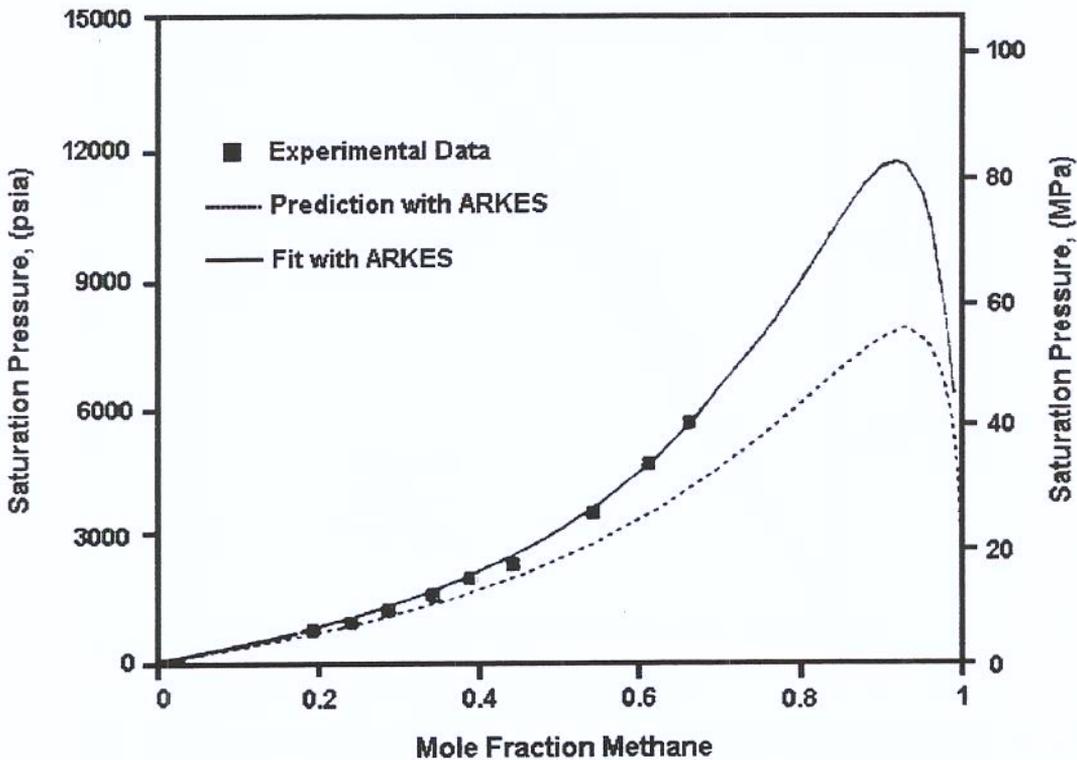


Figura 2-2 – Equilíbrio de fases no sistema metano-óleo diesel a 38 °C [Thomas et al., 1982]

Para as misturas de metano em fluido de perfuração, o ajuste pela equação de estado foi complicado devido às dificuldades de modelagem da solubilidade do metano na fase aquosa e nos aditivos.

O'Bryan et al. (1988) ampliaram os estudos sobre fluidos base óleo num trabalho sobre os fatores que podem afetar a solubilidade de gases em fluidos base óleo. Ensaio com metano no

óleo Mentor 28, nas temperaturas de 38 °C, 93 °C e 149 °C (100 °F, 200 °F e 300 °F), mostraram que a solubilidade do metano no óleo diminuiu com o aumento da temperatura ou com a redução da pressão, o que pode ser observado na Figura 2.3.

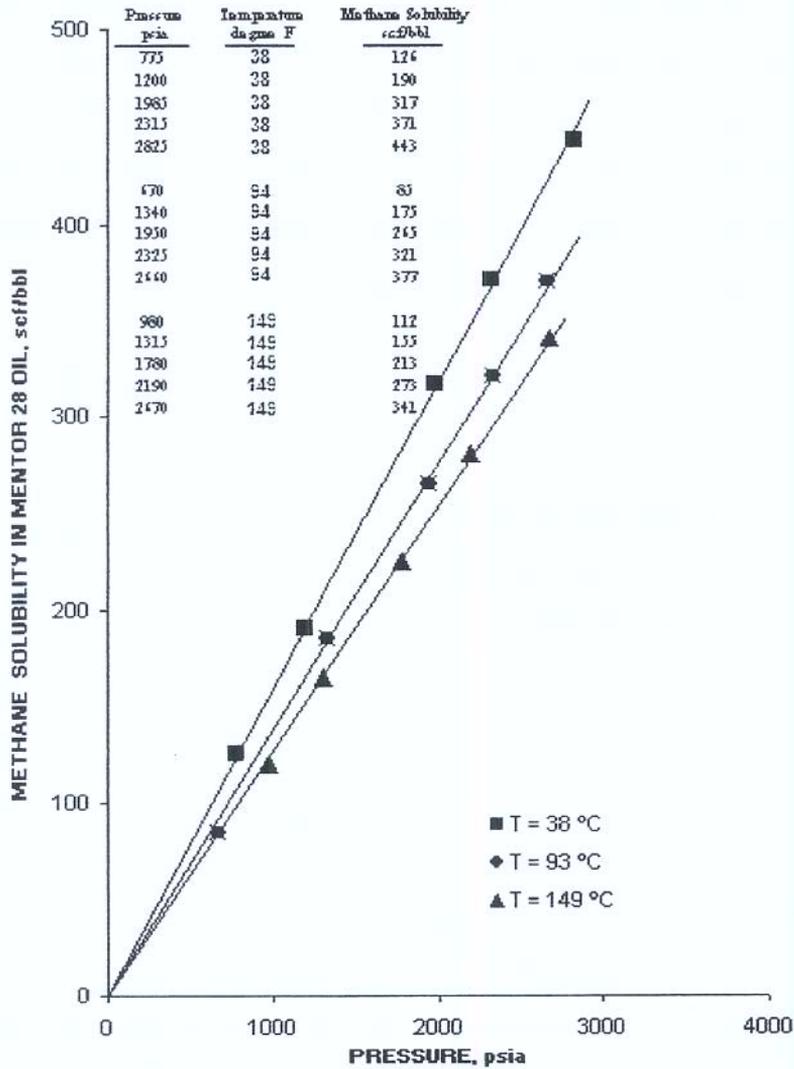


Figura 2-3 - Solubilidade do metano em óleo Mentor 28 às temperaturas de 38, 93 e 149 °C [O'Bryan et al., 1988]

Para estimar o efeito da composição da base óleo, foram realizadas medidas experimentais da solubilidade do metano nos óleos Mentor 28, Diesel nº 2 e Conoco LVT a 38 °C. Os resultados mostraram que a solubilidade do metano crescia com a redução do peso molecular da base óleo, como pode ser observado na Figura 2.4.

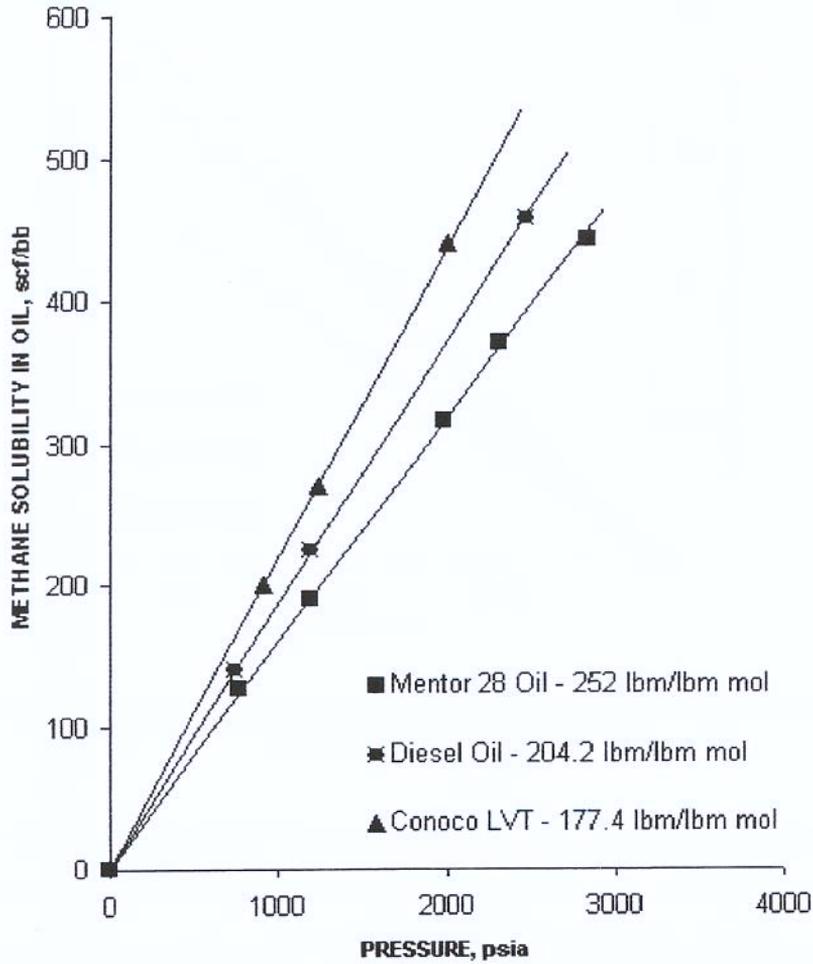


Figura 2-4 - Comparação da solubilidade de metano em Diesel nº2, Mentor 28 e Conoco LVT a 38 °C [O'Bryan et al., 1988]

O efeito do acréscimo de sólidos foi avaliado variando-se a densidade do fluido de perfuração (13 lbm/gal, 15,5 lbm/gal e 18 lbm/gal). Na Figura 2.5 pode-se observar que a solubilidade é inversamente proporcional à densidade do fluido, o que mostra que a adição de sólidos tem o efeito de reduzir a solubilidade do metano no fluido, uma vez que reduz a fração volumétrica da base óleo na composição total do fluido.

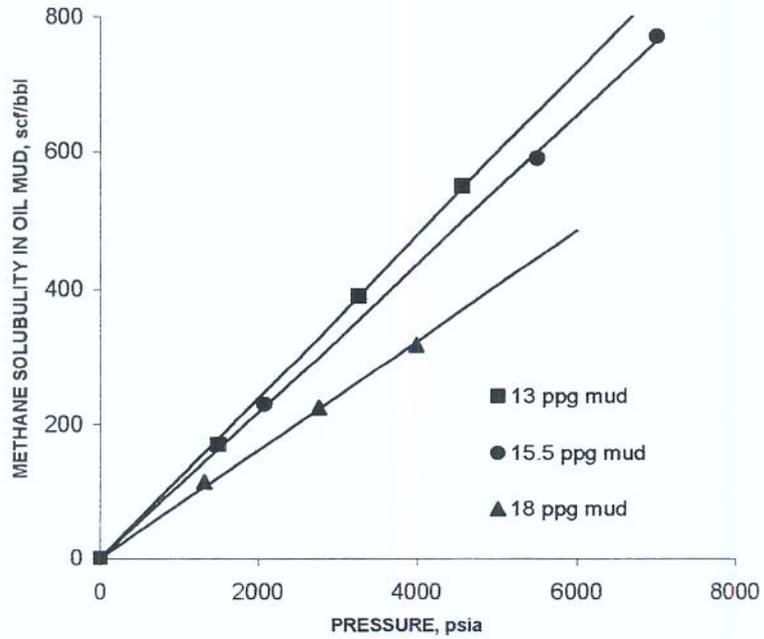


Figura 2-5 - Solubilidade de metano em fluidos de densidade 13 lbm/gal, 15,5 lbm/gal e 18 lbm/gal [O'Bryan et al., 1988]

Foi constatado que o acréscimo de emulsificante e salmoura diminui a solubilidade do metano no fluido. Na Figura 2.6, a sobreposição das curvas de solubilidade do metano em Mentor 28, emulsificante e salmoura mostra que a solubilidade na salmoura e no emulsificante é bem inferior à solubilidade na base óleo puro.

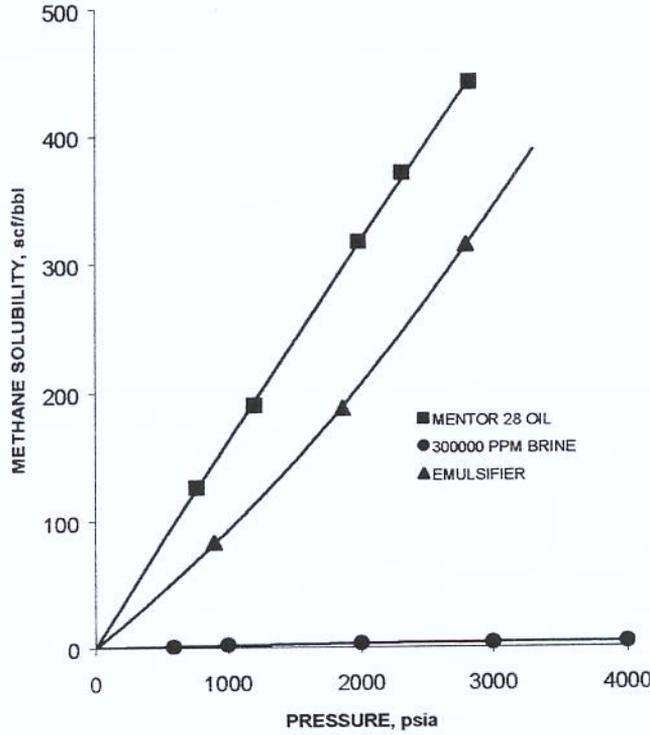


Figura 2-6 - Solubilidade de metano na base Mentor 28, emulsificante e salmoura 300000 ppm [O'Bryan et al., 1988]

Considerando-se uma hipótese aditiva, a razão de solubilidade de um gás em uma emulsão pode ser determinada a partir da solubilidade deste gás em cada fase e das frações volumétricas que compõem a emulsão:

$$Rs_m = Rs_o \times f_o + Rs_{sm} \times f_{sm} + Rs_e \times f_e \quad (2.1)$$

O'Bryan et al. (1988) propuseram que a solubilidade no óleo, na salmoura e no emulsificante fosse calculada em função das frações de gás hidrocarboneto e gás carbônico presentes no gás analisado. Assim:

$$Rs_i = Rs_h \times f_h + Rs_{CO_2} \times f_{CO_2} \quad (2.2)$$

Para o óleo e o emulsificante, os autores apresentam uma correlação para a solubilidade, cujas constantes para o óleo e emulsificante estudados são apresentadas na Tabela 2.1.

$$R_{S_i} = \left(\frac{P}{a \times T^b} \right)^n \quad (2.3)$$

Tabela 2-1 - Constantes da correlação para solubilidade do gás na base óleo e emulsificante [O'Bryan et al., 1988]

	a	b	n
Gás hidrocarboneto em base óleo	1,922	0,2552	$0,3576 + 1,168\gamma_g + (0,0027 - 0,00492\gamma_g)T - (4,51 \cdot 10^{-6} - 8,198 \cdot 10^{-6}\gamma_g)T^2$
CO ₂ em óleo	0,059	0,7134	1
Gás hidrocarboneto em emulsificante	4,162	0,1770	$0,4 + 1,65\gamma_g - 1,01\gamma_g^2$
CO ₂ em emulsificante	0,135	0,8217	1

As expressões 2.1 a 2.3 foram utilizadas para calcular a solubilidade do gás natural no fluido de perfuração estudado de 13 lbm/gal, nas temperaturas de 38, 93 e 149 °C, e nos fluidos 15,5 e 18 lbm/gal, na temperatura de 38 °C, revelando-se uma diferença máxima em relação aos dados experimentais de 16 %.

Em 1989, O'Bryan utilizou a equação de estado de *Peng-Robinson* para calcular a solubilidade de metano no óleo Mentor 28, para as temperaturas de 38, 93 e 149 °C. Uma comparação com os dados experimentais apresentados em 1988 revelou diferenças máximas de 15 % entre os resultados experimentais para solubilidade do gás no óleo e valores calculados pela equação de estado. Desprezando-se o efeito do emulsificante na expressão 2.1 e utilizando-se os valores calculados pela equação de estado para a solubilidade do metano no óleo e as correlações de McCain para a solubilidade na água, O'Bryan também comparou os resultados experimentais com os calculados para o fluido de 13 lbm/gal, obtendo uma diferença relativa máxima de 22 %.

As comparações entre dados experimentais e calculados se referem a pressões inferiores a 4800 psi, limite dos dados experimentais obtidos pelos autores.

O'Bryan (1989) propôs uma variação da correlação apresentada na equação 2.3. Na equação 2.4, o peso específico da base óleo é um parâmetro de entrada no cálculo da solubilidade de três gases: metano, etano e gás carbônico. As constantes são apresentadas na Tabela 2.2.

$$Rs_o = \left(\frac{P}{a \times T^b} + c \right)^n \quad (2.4)$$

Tabela 2-2 - Constantes da correlação para solubilidade de gases em bases óleo [O'Bryan , 1989]

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

Estendendo-se seu trabalho sobre a influência da dissolução do gás no volume do óleo, O'Bryan e Bourgoyne (1990) propuseram que o fator volume de formação da lama, B_m , poderia também ser obtido como função dos fatores volume de formação do óleo, B_o , e da salmoura, B_{sm} , e das frações volumétricas da base óleo e da salmoura utilizadas na preparação do fluido, como apresentado na expressão 2.5. É proposto que B_o seja calculado pela equação de estado de Peng-Robinson com um fator de correção para o peso molecular do óleo livre de gás e B_{sm} seja considerado constante e igual a 1 bbl/stb.

$$B_m = B_o \times f_o + B_{sm} \times f_{sm} \quad (2.5)$$

As deduções das expressões 2.1 e 2.5 são apresentadas no Apêndice A.

Comparando-se os valores experimentais com os previstos pela equação de estado para a solubilidade de metano em óleo diesel nº2, as diferenças máximas obtidas foram de 1 %.

Os trabalhos do grupo de pesquisas de O'Bryan na década de 80 cobriram os principais fluidos e faixas de pressão e temperatura utilizados pela indústria petrolífera na época. Talvez, por esse motivo, existe uma lacuna nas pesquisas sobre o comportamento PVT de misturas de gases em fluidos de perfuração no início da década de 90. O advento dos fluidos sintéticos e a concretização de seu uso, entretanto, abriram um novo espaço para novas pesquisas na final da década de 90.

Nesse contexto, Lima (1998) apresentou resultados de testes conduzidos no Brasil para estudar a solubilidade de metano em fluidos de perfuração sintéticos. Foram medidas pressões de saturação para oito misturas de metano-óleo sintético com razão gás-óleo variando entre 9 e 53 m³ std/m³ std (50 e 295 scf/stb) e temperaturas de 38, 66, 93 e 121 °C (100, 150, 200 e 250 °F). A composição do óleo sintético utilizado nos testes é apresentada na Tabela 2.3.

Tabela 2-3 – Composição (% molar) do óleo sintético [Lima, 1998]

C10	C11	C12	C13	C14	C15	C16	C17	C18	C19	C20	C20+
0,03	0,097	0,2	1,7	51,164	25,572	9,354	4,687	1,71	0,915	0,516	1,058

Os dados experimentais foram então utilizados para calibrar um simulador PVT comercial utilizando-se a equação de estados de *Soave-Redlich-Kwong*. A Figura 2.7 apresenta a comparação entre os dados experimentais e calculados pelo simulador.

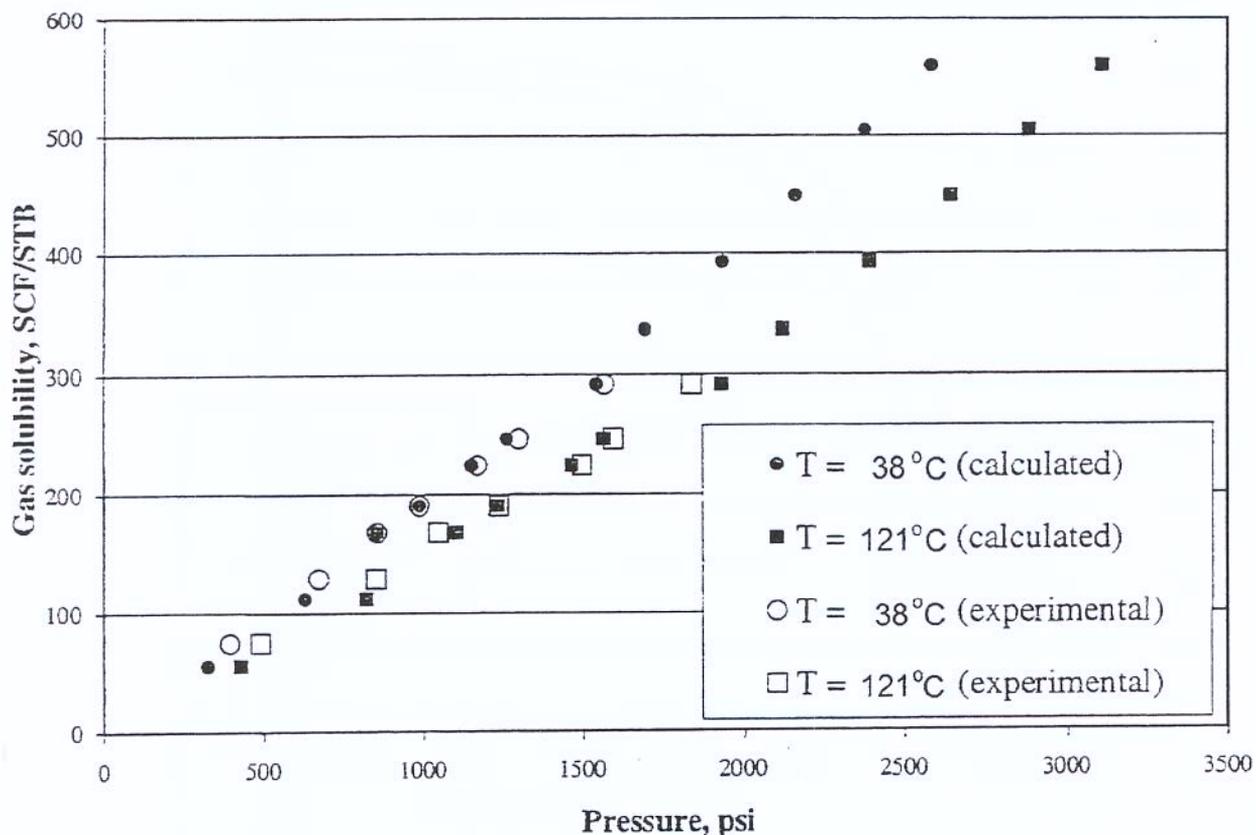


Figura 2-7 – Solubilidade de metano no óleo sintético a pressões moderadas [Lima, 1998]

O modelo ajustado permitiu a extrapolação dos resultados para altas pressões e concentrações de gás. Como pode ser observado na Figura 2.8, existe uma pressão limite acima da qual gás e óleo são totalmente solúveis, comportamento esse previamente destacado por Thomas et al. (1982).

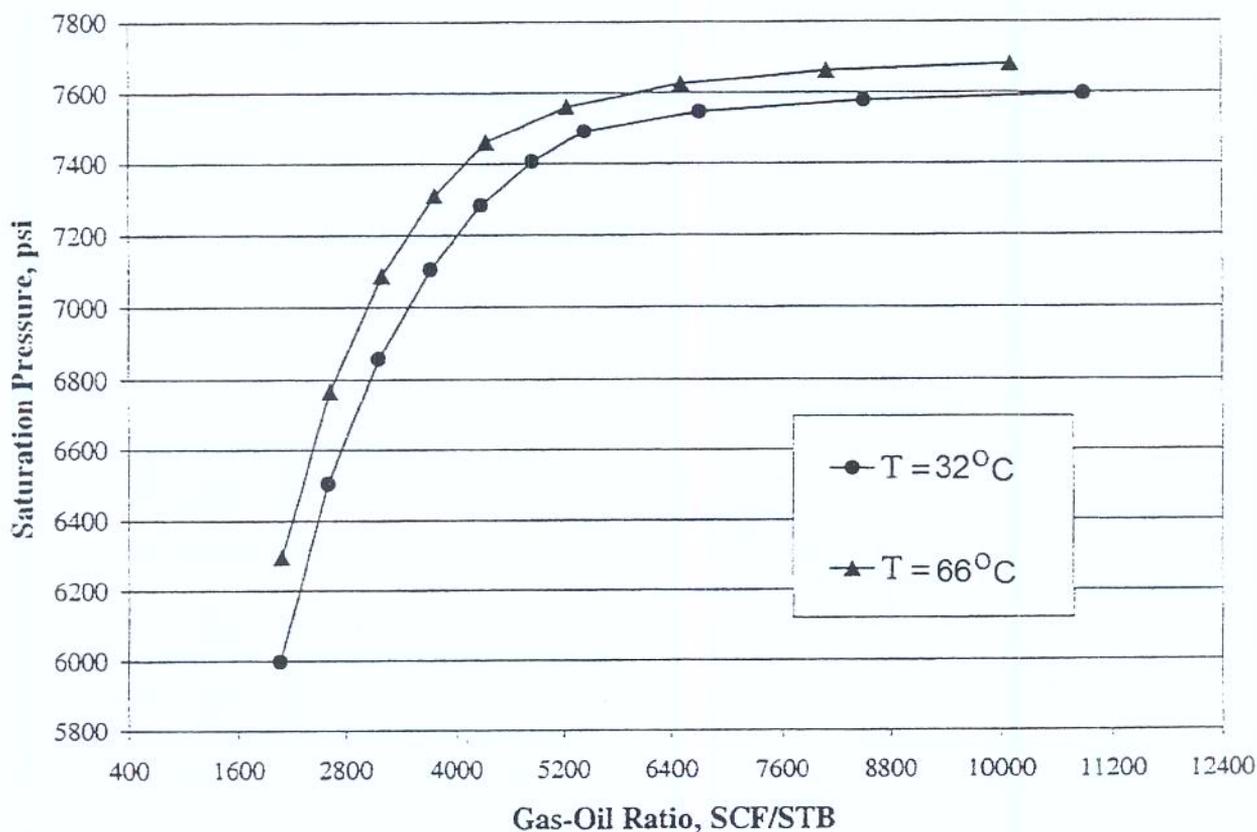


Figura 2-8 – Solubilidade de metano no óleo sintético a altas pressões [Lima, 1998]

A partir dos dados ajustados, Lima propõe um polinômio de quarta ordem para a solubilidade do metano no óleo, para pressões inferiores a 7000 psi. Para pressões entre 7000 e 7600 psi, a solubilidade é considerada independente da temperatura e acima de 7600 psi, gás e óleo são totalmente miscíveis. Essas correlações são apresentadas nas equações 2.6 e 2.7 e são válidas para temperaturas inferiores a 121 °C.

Para $P < 7000$ psi:

$$R_s = P^4 \times (0,0149 \times T + 1,531) \times 10^{-12} - P^3 \times (0,0175 \times T + 0,7807) \times 10^{-8} + P^2 \times (13,1556 - 0,0454 \times T) \times 10^{-5} + P \times (0,5961 - 0,00495 \times T) + 0,3 \times T - 7,7233 \quad (2.6)$$

Para $7000 < P < 7600$ psi:

$$R_s = 4,3833 \times P - 27313 \quad (2.7)$$

Berthezene et al. (1999) ampliaram os estudos sobre o comportamento PVT de misturas de gases em óleos utilizados na preparação de fluidos de perfuração. Os experimentos foram conduzidos à temperatura de 90 °C, considerada mais próxima à temperatura de um reservatório, em quatro bases óleo diferentes: óleo diesel, um óleo mineral de baixa toxicidade, um óleo sintético de cadeia poli- α -olefínica e um éster vegetal. Os ensaios foram realizados com metano a pressões máximas de 35 MPa. Algumas características dos óleos utilizados são apresentadas na Tabela 2.4.

Tabela 2-4 - Características principais dos óleos estudadas [Berthezene et al., 1999]

	Densidade	Massa molar (g/mol)	Carbono Médio
Óleo Diesel	0,8215	221,6	15,8
Óleo mineral	0,7606	184,8	13,0
Óleo olefínico	0,7757	204,8	14,6
Éster	0,8701	396	26

Resultados obtidos para a pressão de saturação em função da fração molar de metano mostram pouca influência da composição da base óleo, como pode ser observado através da Figura 2.9. Com exceção do óleo diesel, as curvas para os demais óleos se sobrepõem indicando uma pouca influência da base óleo sobre a solubilidade.

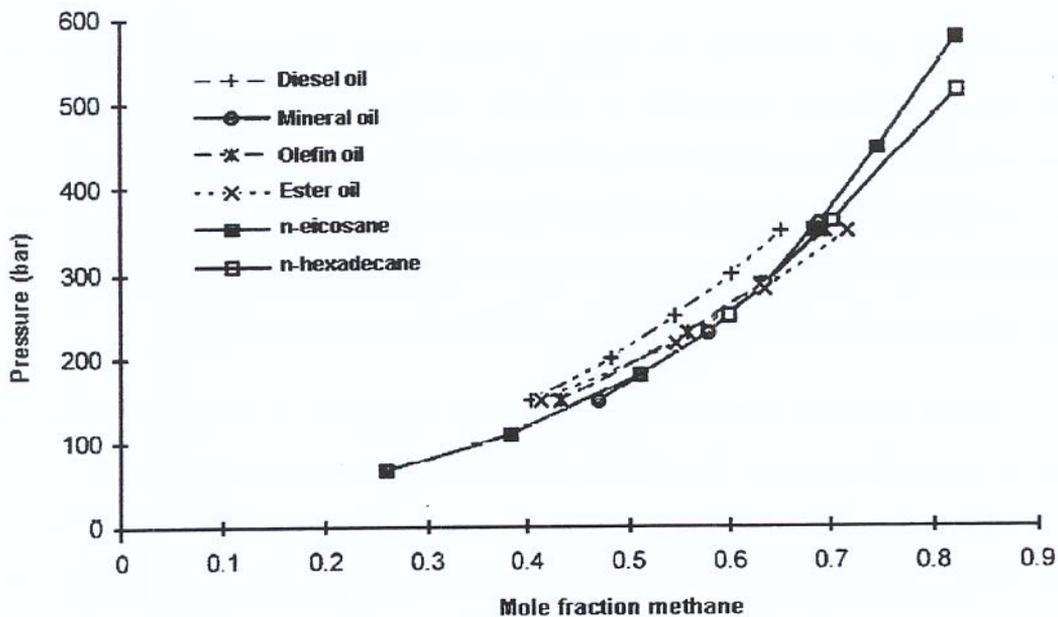


Figura 2-9 – Solubilidade de metano nas quatro bases óleo estudadas e em dois alcanos [Berthezene et al., 1999]

A hipótese da aditividade, Equação 2.1, foi verificada pelos autores através da medição da solubilidade do metano em cada constituinte do fluido (com exceção dos sólidos que foram considerados inertes) e na emulsão. Com isso, a solubilidade medida na emulsão pôde ser comparada com o calculado pela hipótese da aditividade, obtendo-se uma boa semelhança entre os valores experimentais e calculados. Devido às limitações de pressão dos dados experimentais, essa comparação se restringiu a pressões inferiores a 35 MPa.

Com o objetivo de extrapolar os dados experimentais, esses dados foram utilizados para ajustar o parâmetro de interação binária entre os constituintes, tratando-se os sistemas estudados através da equação de estado de *Peng-Robinson* permitindo-se com isso o cálculo de valores de pressão de saturação para altas concentrações de metano.

Bureau et al. (2002) realizaram estudos sobre a solubilidade de metano em fluidos sintéticos trabalhando com quatro diferentes misturas:

- Metano + Éster metil-laureato;
- Metano + Éster metil-estearato;
- Metano + Éster metil-laureato + Tolueno (17,1 %molar);
- Metano + Éster metil-laureato + Tolueno (70,7 %molar);

Observou-se que a pressão de bolha aumenta com o aumento da temperatura para concentrações de metano inferiores a 65,6% molar. Para concentrações maiores, o comportamento se inverte, o que permite determinar a posição da cricondenbar no envelope de fases. Os resultados também mostraram que a pressão de bolha é maior para o éster metil-laureato (MM = 214,34 kg/kmol) que para o éster metil-estearato (MM = 298,51 kg/kmol), o que indica uma influência da massa molecular na solubilidade do metano no óleo.

Silva (2004) conduziu ensaios em dois fluidos sintéticos, a 70 e 90 °C, variando-se a concentração inicial de metano. Os fluidos estudados foram uma n-parafina de massa molar 207,35 kg/kmol e um éster de 325,92 kg/kmol. Os resultados mostraram, para faixa estudada, pouca influência da temperatura sobre a solubilidade do gás no óleo. Comparando-se os resultados para as duas bases estudadas pode-se observar (Figura 2.10), que a solubilidade é

maior para a n-parafina. Essa observação confirmou, para o caso de óleos sintéticos, os resultados obtidos por O'Bryan et al. (1988) para óleos convencionais que mostravam que a solubilidade variava com o inverso do peso molecular da base.

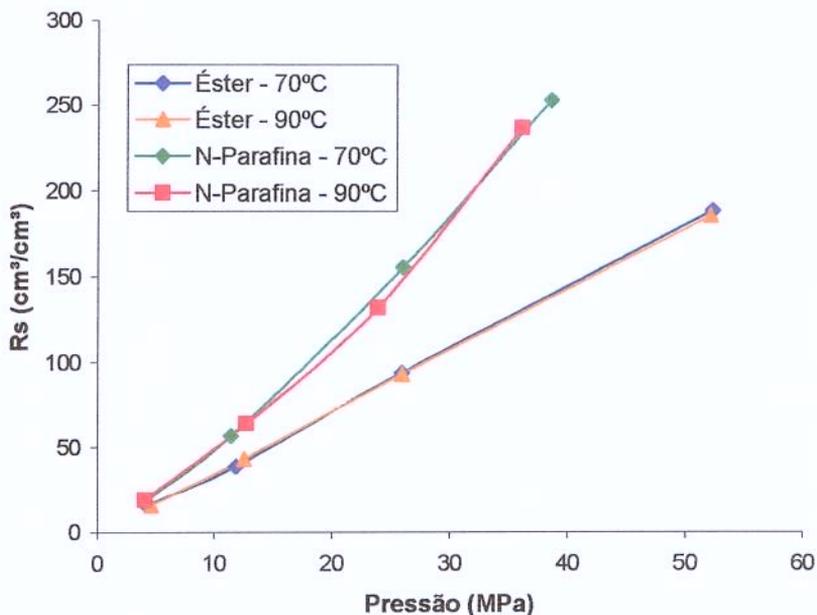


Figura 2-10 – Comparativo da solubilidade de metano em n-parafina e éster [Silva, 2004]

Para estender o estudo sobre a influência da temperatura, Silva (2004) simulou, com o auxílio do software *Winprop* (2004), a pressão de saturação para diferentes frações molares de metano em n-parafina e temperaturas variando de 50 a 150 °C. Os resultados podem ser observados na Figura 2.11, na qual se observa que a variação devido à temperatura só é significativa para frações molares de metano muito altas.

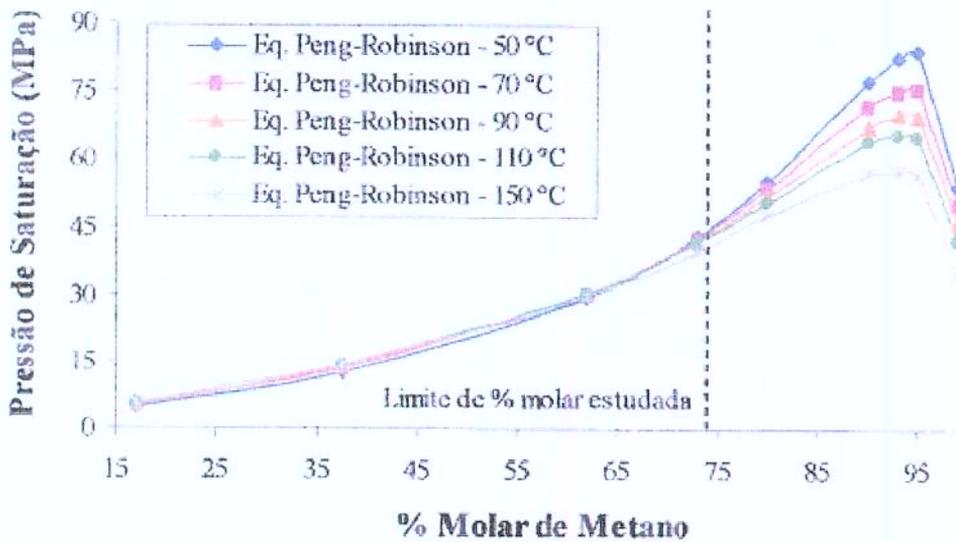


Figura 2-11 - Dados computacionais (*Winprop*) para Pressão de Saturação de metano em N-parafina para diferentes temperaturas e frações molares [Silva, 2004]

2.2 Principais Contribuições

Os primeiros estudos sobre a solubilidade dos gases em fluidos de perfuração foram feitos com fluidos a base de óleos minerais convencionais como o Diesel nº2 e o Mentor 28, óleos estes que têm sido substituídos por bases óleo sintéticas que apresentam menor toxicidade e respondem melhor às exigências ambientais.

Os estudos de O'Bryan et al. (1988), Berthezene et al (1999) e Silva (2004), entre outros, convergem em afirmar que a solubilidade do metano num líquido aumenta com o aumento da pressão. Por outro lado, a solubilidade se reduz com o incremento de parâmetros como temperatura, peso molecular da base óleo e volume de sólidos, emulsificante e salmoura.

É possível prever a solubilidade do gás numa emulsão a partir das solubilidades em seus componentes e de suas frações volumétricas. O mesmo se aplica ao fator volume de formação de óleo.

O'Bryan et al. (1988) chegaram a expressões para o cálculo da solubilidade na salmoura, no óleo e no emulsificante, obtendo-se uma boa correlação com os valores experimentais obtidos.

Lima (1998) apresentou uma correlação para a solubilidade de metano em um óleo sintético em função de temperatura e pressão, para pressões inferiores a 7600 psi. Acima deste valor, simulações indicam que o gás e óleo são totalmente miscíveis.

Silva (2004) obteve dados experimentais para a solubilidade de metano em dois fluidos sintéticos sendo um deles a n-parafina, fluido esse que é utilizado no presente trabalho.

Neste trabalho propõe-se o estudo experimental do comportamento PVT de misturas de metano em fluidos base n-parafina. Os resultados experimentais obtidos podem ser utilizados na obtenção de correlações matemáticas para o cálculo da solubilidade e do fator volume de formação de misturas de metano em fluidos base n-parafina. Assim, compara-se os resultados experimentais obtidos para os fluidos com os resultados calculados considerando-se a hipótese aditiva e com as correlações matemáticas ajustadas.

Capítulo 3

Aparato e Procedimento Experimental

Neste capítulo é feita uma breve descrição do equipamento experimental utilizado durante os ensaios. Também são descritas as etapas que compõem o procedimento experimental (da admissão dos componentes à liberação diferencial).

Com exceção de poucas adaptações, os equipamentos e procedimentos empregados neste trabalho são os mesmos utilizados por Silva (2004), que reproduziu dados de ponto de bolha para sistemas metano/decano obtidos por Srivastan et al. (1992), a fim de validar o procedimento experimental. A boa concordância entre os resultados pode ser observada na Tabela 3.1.

Tabela 3-1 – Dados experimentais comparativos de pressão de saturação de decano [Silva, 2004]

Fração molar de Metano	Pressão de bolha (MPa) - Srivastan et al. (1992) -	Pressão de bolha (MPa) - Silva (2004) -	Diferença Relativa (%)
0,1347	3,4147	3,4868	2,11
0,1383	3,5154	3,4955	-0,56
0,1594	4,1168	4,1598	1,04
0,1641	4,2534	4,2714	0,42
0,207	5,5441	5,5340	-0,18
0,2229	6,0461	6,0457	-0,01

3.1 Aparato Experimental

Para medição das propriedades de interesse foi utilizado um sistema PVT *Corexport*, como o mostrado na Figura 3.1 e esquematizado na Figura 3.2.

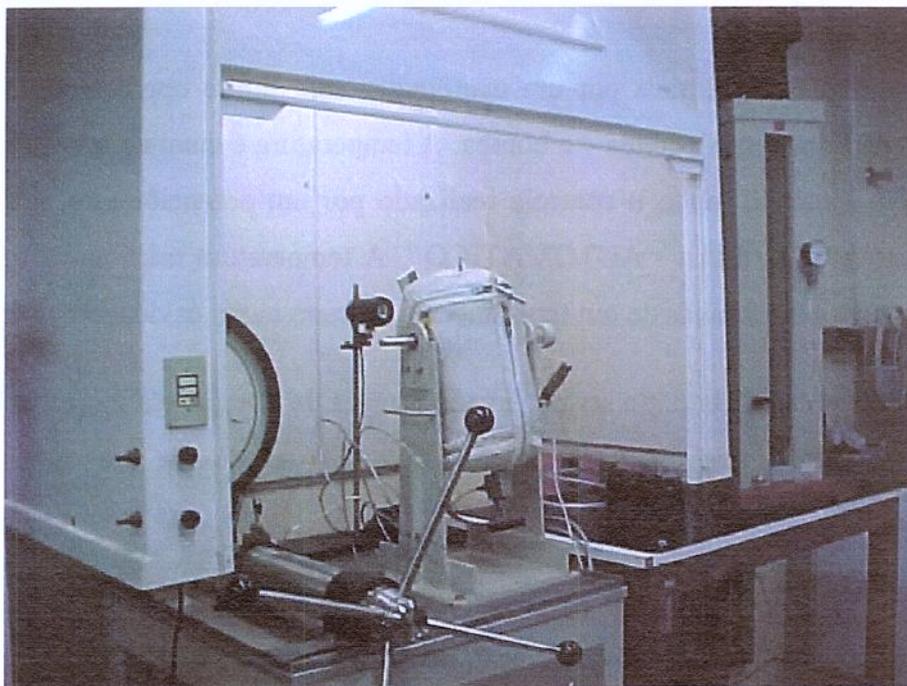


Figura 3-1 – Aparato experimental

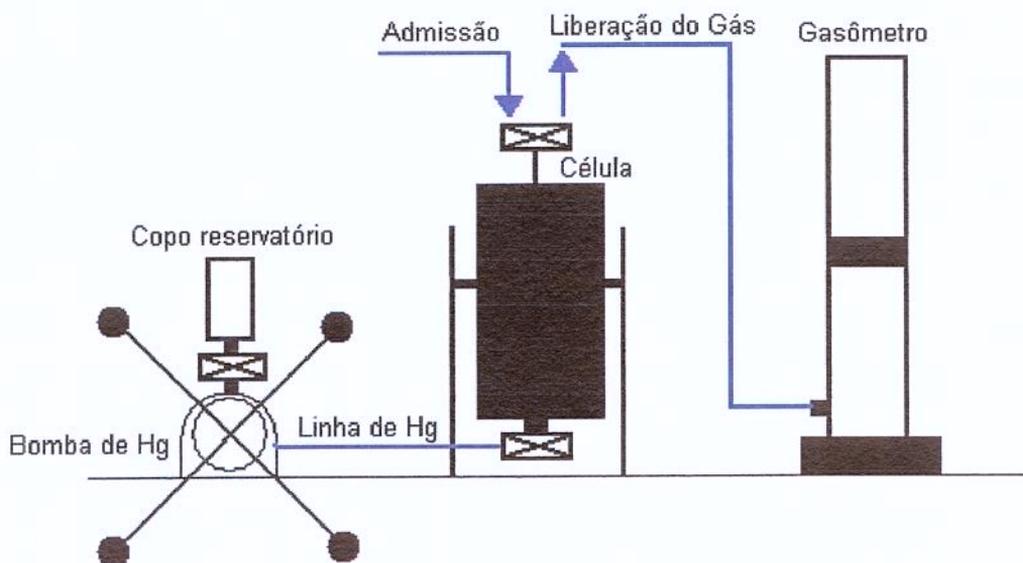


Figura 3-2 – Desenho esquemático do sistema experimental

O sistema é composto de uma bomba de deslocamento positivo de mercúrio de 100 cm^3 , utilizada para bombear mercúrio para uma célula PVT “Single Window” de aço inoxidável com capacidade para 600 cm^3 e limite operacional de 70 MPa. Como a capacidade da bomba é inferior ao volume da célula, faz-se necessário colocar ou retirar mercúrio da bomba, o que é feito através do copo reservatório.

A pressão é monitorada por um manômetro com limite operacional também de 70 MPa conectado na linha entre a célula e a bomba. A temperatura é mantida por uma manta aquecedora que envolve a célula, sendo o controle realizado por um potenciômetro, um ajuste fino e uma chave seletora “MANUAL - AUTOMÁTICO”. A temperatura máxima de operação é $177 \text{ }^\circ\text{C}$ e pode ser monitorada através de um termômetro colocado numa cavidade na parede da célula.

O interior da célula pode ser observado através de uma janela de safira localizada na parte posterior da célula, que deve ser observada com o auxílio de um espelho por questão de segurança.

A comunicação entre as partes do sistema é feita através de três válvulas. A válvula de topo da célula é usada para admissão e liberação dos fluidos ensaiados. A válvula inferior da célula faz a comunicação da célula com a bomba de mercúrio, permitindo isolá-los. A terceira válvula conecta a bomba de mercúrio ao copo reservatório.

A célula é agitada, mecanicamente, através de um motor que promove seu balanço em torno de um eixo. O sistema conta ainda com um gasômetro de 3500 cm^3 utilizado para medição do gás liberado e uma bomba de vácuo para recolher eventuais vazamentos de mercúrio, evitando-se assim a contaminação do ambiente.

O volume de fluido na célula é calculado considerando-se, além dos movimentos (avanços e recuos) da bomba, a compressibilidade do mercúrio devido à pressão, a expansão do mercúrio devido à temperatura e as expansões da célula devido à pressão e temperatura.

3.2 Admissão de Líquido

Antes do abastecimento da célula, deve-se elevar o nível do mercúrio até o topo da janela de safira e anotar a leitura na bomba para que este ponto seja referenciado como volume zero. As temperaturas na célula e ambiente também devem ser registradas, assim como o volume total de mercúrio no sistema.

Um tubo flexível conecta a válvula de topo da célula ao recipiente com o fluido a ser ensaiado e a bomba é recuada para permitir a entrada do líquido. Após a entrada do volume desejado de líquido, deve-se anotar a leitura da bomba com a interface de líquido no topo da janela de safira.

O recipiente com o fluido deve ser pesado antes e depois do abastecimento e a diferença das massas corresponde à massa de líquido abastecida na célula.

3.3 Admissão do Gás

Uma garrafa de aço, como apresentada na Figura 3.3, é utilizada para abastecer a célula com o gás, neste caso metano. O volume a ser recuado na célula é calculado a partir da fração mássica de gás desejada e da pressão na garrafa.

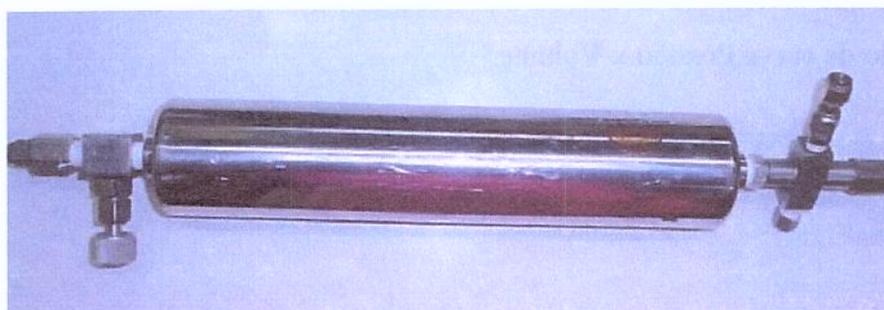


Figura 3-3 – Garrafa de aço para abastecimento de gás

A garrafa é conectada no topo da célula e as válvulas são abertas permitindo a expansão do gás para o interior da célula. O volume desejado é recuado e, após o fechamento das válvulas, a garrafa é desconectada. A diferença entre a massa da garrafa antes e depois do abastecimento fornece a massa de gás no interior da célula.

Uma pequena parcela de gás que fica retida entre as válvulas da célula e da garrafa é perdida durante a desconexão. Esta massa de gás perdida é calculada e considerada através da lei dos gases reais, sendo o fator de compressibilidade obtido a partir da curva apresentada por Mc Cain (1990).

3.4 Expansão a Composição Constante

Após o abastecimento da célula, e o posterior aquecimento, o próximo passo no ensaio é a determinação da pressão de saturação, o que é feito através de um ensaio de expansão a composição constante. O sistema é pressurizado próximo ao máximo operacional e agitado para que todo o gás entre em solução, gerando uma mistura monofásica.

O volume é então gradualmente incrementado para que seja traçada uma curva de Pressão x Volume. Para cada incremento de volume, a célula é agitada até que a pressão se estabilize e só então esta é anotada. A cada redução de pressão, observa-se na janela o aparecimento ou não de gás livre, o que indica que se atingiu a pressão de saturação do sistema. A Figura 3.3 apresenta um exemplo de curva Pressão x Volume.

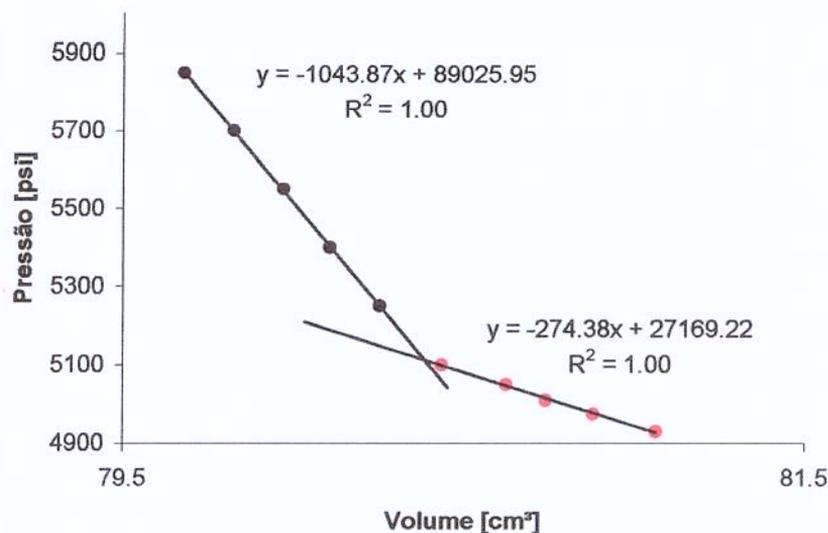


Figura 3-4 –Curva Pressão x Volume para obtenção da pressão de saturação

Dois regiões bem distintas podem ser observadas, indicando a mudança de comportamento da mistura. Uma região corresponde aos pontos acima da pressão de saturação, nos quais a mistura se comporta como um líquido e pequenos incrementos de volume provocam grandes quedas na pressão. Na outra região, abaixo da pressão de saturação, o gás livre amortece o efeito da variação de volume tornando a pressão pouco sensível a estas variações.

A interseção das duas retas ajustadas indica a pressão de saturação da mistura.

3.5 Liberação Diferencial

A liberação diferencial é feita em algumas pressões abaixo da pressão de saturação inicial do sistema. O procedimento consiste em liberar o gás livre na célula para o gasômetro mantendo a pressão constante através da redução do volume disponível na célula. Ao término de cada liberação, o óleo na célula está saturado de gás para aquela pressão. Um esquema da liberação diferencial é apresentado no Anexo I, Figura I.6.

Para cada pressão em que é realizada a liberação, são registrados os volumes na célula antes e depois e o volume de gás medido no gasômetro. Estes dados permitem o cálculo de

propriedades como solubilidade do gás no fluido, fator volume de formação e densidade do líquido saturado de gás.

Os valores de pressão nos quais são realizadas as liberações diferencias dependem da pressão de saturação do sistema inicial na célula. Em alguns ensaios, as liberações foram realizadas em seis pontos intermediários de pressão enquanto, em outros, foram necessários um maior número de liberações para evitar grandes intervalos de pressões ou manipulação de mercúrio durante uma liberação.

Em alguns ensaios realizados, por razões práticas, a última liberação, à pressão atmosférica, foi conduzida à temperatura ambiente e não com a célula aquecida. Os erros que poderiam ter sido gerados por este procedimento são minimizados pela baixa influência da temperatura sobre a solubilidade para baixas pressões, como pode ser observado nos resultados experimentais apresentados no Capítulo 4.

Observou-se também que, nas liberações a baixas pressões, o controle manual da pressão através da bomba de mercúrio era dificultado, uma vez que o sistema respondia mais lentamente a variações de volume. Por este motivo, resultados para pressões muito baixas, abaixo de 3 MPa, serão desconsiderados nas análises de desvio médio absoluto apresentadas no Capítulo 5.

Capítulo 4

Resultados Experimentais

Esse capítulo apresenta os resultados experimentais obtidos. O óleo sintético utilizado nos testes é uma n-parafina, de densidade $0,78 \text{ g/cm}^3$, cuja composição é apresentada na Tabela 4.1.

Tabela 4-1 – Composição (% massa) da n-parafina utilizada [Silva, 2004]

C7	C8	C9	C10	C11	C12	C13	C14	C15	C16	C17	C18	C19	C20	C21	C22	C23
0,01	0,01	0,01	0,01	0,03	0,03	3,32	65,04	19,76	4,23	1,04	0,32	0,13	0,05	0,02	0,01	0,01

Tipicamente, um fluido de perfuração sintético é composto de uma emulsão de salmoura em óleo, com fração volumétrica de óleo entre 60 e 70 %. Os aditivos utilizados incluem emulsificante, viscosificante, redutor de filtrado e modificador reológico, entre outros. A densidade desejada é obtida pelo acréscimo de sólidos adensantes (baritina) à mistura.

Inicialmente, foram analisadas três composições de emulsões, a $70 \text{ }^\circ\text{C}$, variando a razão óleo-água a fim de se avaliar a fração de óleo na mistura. Para análise do efeito da temperatura, uma mesma composição de emulsão foi testada nas temperaturas de 70 , 90 e $150 \text{ }^\circ\text{C}$. A fim de comparar os resultados obtidos para emulsões com resultados para fluidos reais, testes foram conduzidos em emulsões com os aditivos utilizados nos fluidos de perfuração para determinação de sua influência nas propriedades PVT. Um teste no emulsificante utilizado nos fluidos foi realizado para se avaliar a solubilidade do gás neste emulsificante em comparação com a

solubilidade do gás na n-parafina. Em todos os ensaios realizados, utilizou-se o metano como componente gasoso.

Como pode ser observado através da Tabela 4.2, foram realizados um total de 16 ensaios, cada um desses com, no mínimo, seis liberações diferenciais em diferentes pressões.

Tabela 4-2 – Relação de ensaios realizados

Fluido	Razão Óleo-Água	Temperatura	Fração mássica inicial de metano
Emulsão	46/54	70 °C	1,50 %
			11,33 %
	63/37	70 °C	11,01 %
			11,15 %
		90 °C	9,79 %
			10,67 %
		150 °C	12,70 %
			15,05 %
	78/22	70 °C	1,38 %
			4,22 %
			11,51 %
	Fluido não adensado	63/37	70 °C
7,95 %			
78/22		70 °C	11,03 %
			11,98 %
Emulsificante	X	70 °C	8,78 %

As seções seguintes apresentam a análise do efeito dos parâmetros variados sobre as propriedades PVT de interesse.

4.1 Efeito da Razão Óleo-Água

Para determinação do efeito da razão óleo-água nas propriedades dos fluidos, foram testadas três composições de emulsões à temperatura de 70 °C, variando a fração volumétrica de óleo entre 46, 63 e 78 %.

A Figura 4.1 compara a solubilidade do metano nas três composições analisadas e na n-parafina pura. Pode-se observar que, para um mesmo valor de pressão, a solubilidade do gás aumenta com a fração de óleo no sistema, atingindo seu máximo para o fluido com 100 % de n-parafina. Este resultado reflete a baixa solubilidade do gás na salmoura.

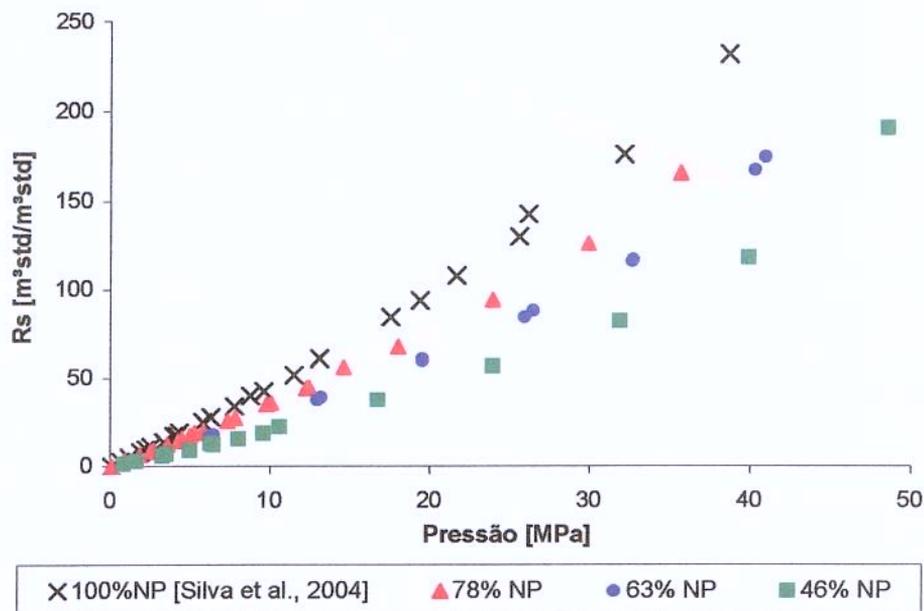


Figura 4-1 – Solubilidade de metano em emulsões a 70°C

Com relação ao fator volume de formação da fase líquida, a Figura 4.2 permite concluir que este também aumenta com o aumento da razão óleo-água do líquido, sendo, portanto, maior para a mistura saturada de metano em n-parafina pura. Este comportamento é uma consequência direta da maior solubilidade do gás para líquidos com maior fração de óleo, uma vez que, quanto maior a quantidade de gás dissolvida no líquido, maior será o inchaço deste líquido.

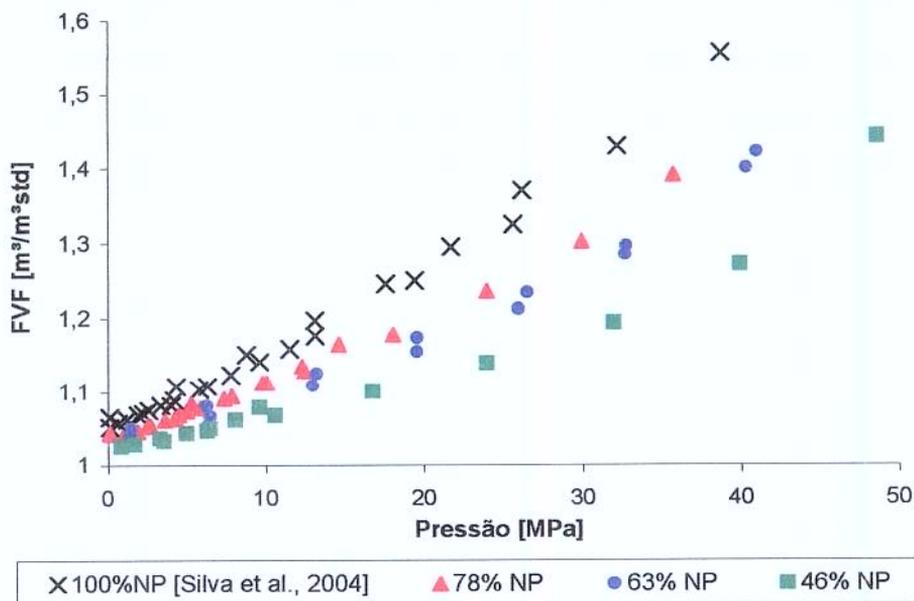


Figura 4-2 – Fator volume de formação das misturas saturadas de metano em emulsões, a 70°C

O comportamento da densidade é o oposto ao observado para a solubilidade e o fator volume de formação. Assim, como pode ser observado pela Figura 4.3, a densidade do líquido saturado diminui com o aumento da razão óleo-água no líquido. Este comportamento pode estar ligado tanto à maior solubilidade do gás em líquidos com maior fração de óleo, quanto à menor densidade do óleo em comparação com a salmoura utilizada no preparo das emulsões.

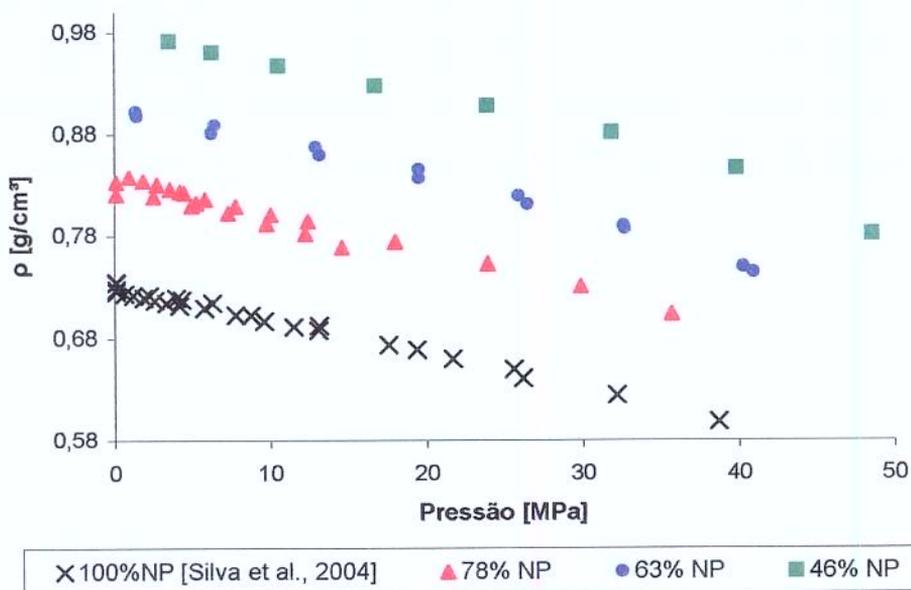


Figura 4-3 – Densidade das misturas saturadas de metano em emulsões, a 70°C

O fator volume de formação do gás não sofre influência da composição da fase líquida, como pode ser observado na Figura 4.4. Isto indica que a composição do gás liberado em cada etapa do teste de liberação diferencial não muda para diferentes frações de óleo na fase líquida.

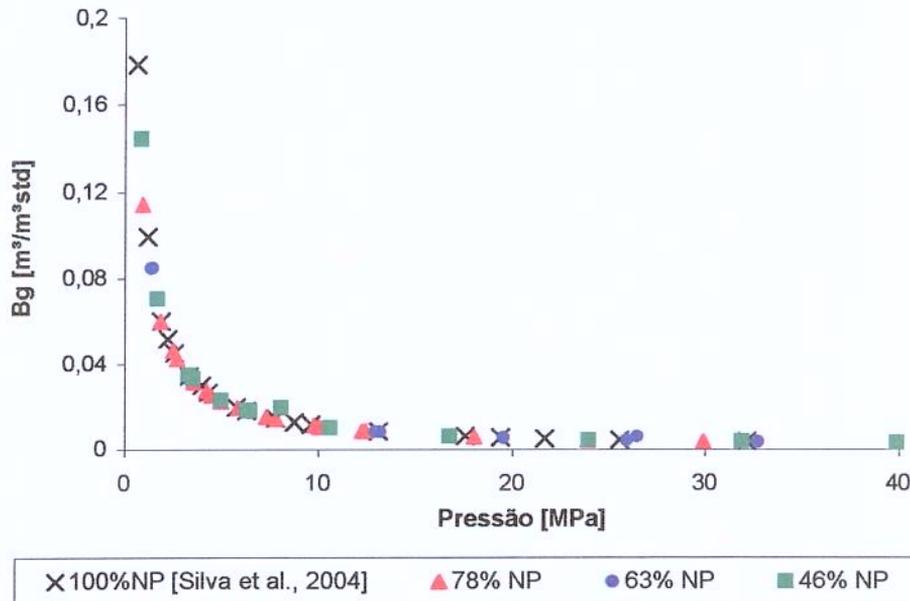


Figura 4-4 – Fator volume de formação do gás liberado das emulsões, a 70°C

4.2 Efeito da Temperatura

Para determinar o efeito da temperatura nas propriedades PVT das emulsões, uma mesma composição de emulsão, com razão óleo-água de 63/37, foi testada nas temperaturas de 70, 90 e 150 °C.

Com relação à solubilidade do metano na emulsão, a Figura 4.5 permite concluir que, para a temperatura de 150 °C, ocorre uma mudança de inclinação a partir de uma pressão da ordem de 35 MPa, acentuando-se para pressões superiores. Essa tendência de verticalização da curva de solubilidade (ocorrendo a diferentes pressões a depender da temperatura) se assemelha ao previsto por Thomas et al. (1982) para o óleo diesel. Com isso, podemos observar que, para altas pressões, a solubilidade aumenta com o aumento da temperatura. Apesar de se observar um comportamento oposto em seus estudos, O'Bryan et al. (1988), destacaram que, para altas

pressões, poderia haver uma mudança na influência da temperatura, o que justifica o efeito observado no presente trabalho.

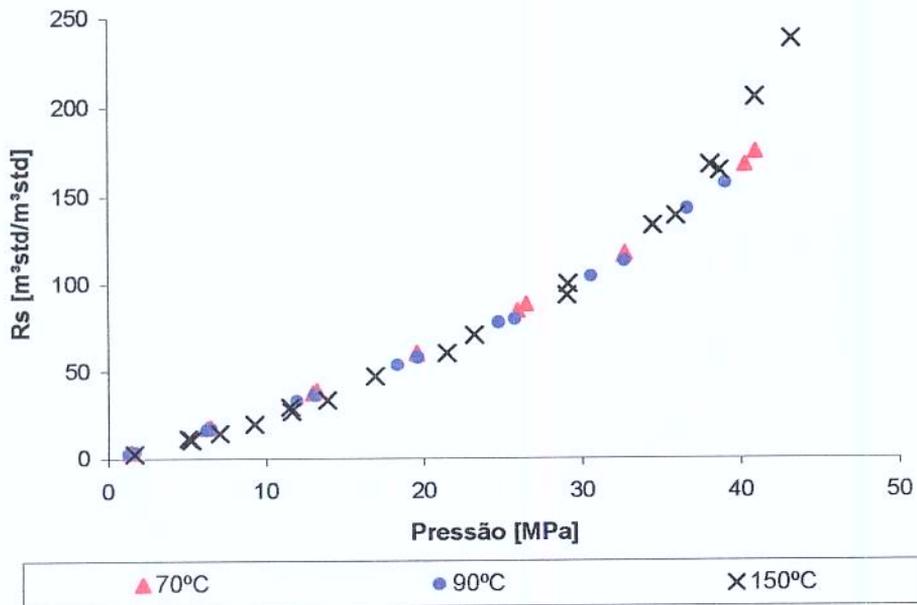


Figura 4-5 – Solubilidade de metano em emulsão (63 % NP) nas temperaturas de 70, 90 e 150 °C

A Figura 4.6 apresenta os resultados obtidos para o fator volume de formação do líquido saturado. Neste caso, o efeito da temperatura pode ser observado para toda a faixa de pressões estudada, com maior destaque para pressões acima de 35 MPa. Como a solubilidade é pouco influenciada pela temperatura para baixas e moderadas pressões, pode-se inferir que o efeito da temperatura sobre o fator volume de formação esteja mais relacionado à dilatação térmica do líquido saturado do que a uma maior solubilização de gás.

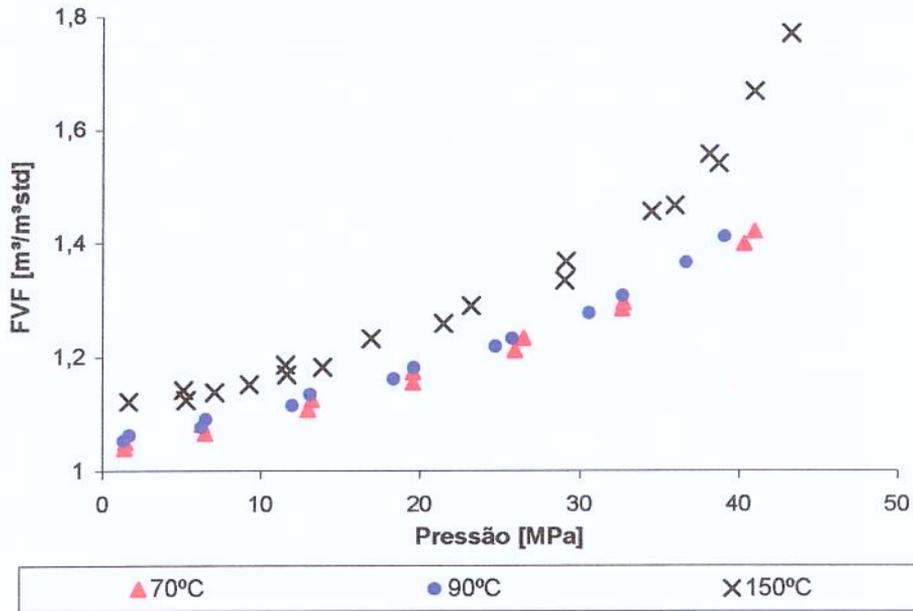


Figura 4-6 – Fator volume de formação da mistura saturada de metano em emulsão (ROA = 63/37) nas temperaturas de 70, 90 e 150 °C

A densidade, por sua vez, tem um aumento inversamente proporcional à temperatura, sendo maior para a emulsão na temperatura de 70 °C, como pode ser observado através da Figura 4.7. Este comportamento, assim como o fator volume de formação, também está relacionado à dilatação térmica do líquido saturado.

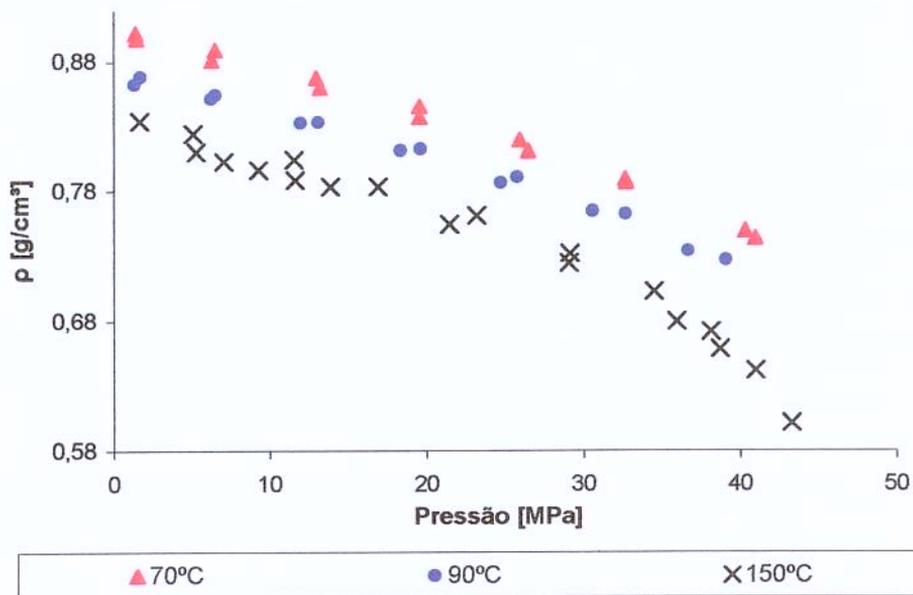


Figura 4-7 – Densidade da mistura saturada de metano em emulsão (ROA = 63/37) nas temperaturas de 70, 90 e 150 °C

A Figura 4.8 apresenta a influência da temperatura sobre o fator volume de formação do gás liberado. Como era esperado, o aumento da temperatura provoca uma dilatação do gás livre e, com isso, um aumento no fator volume de formação do gás.

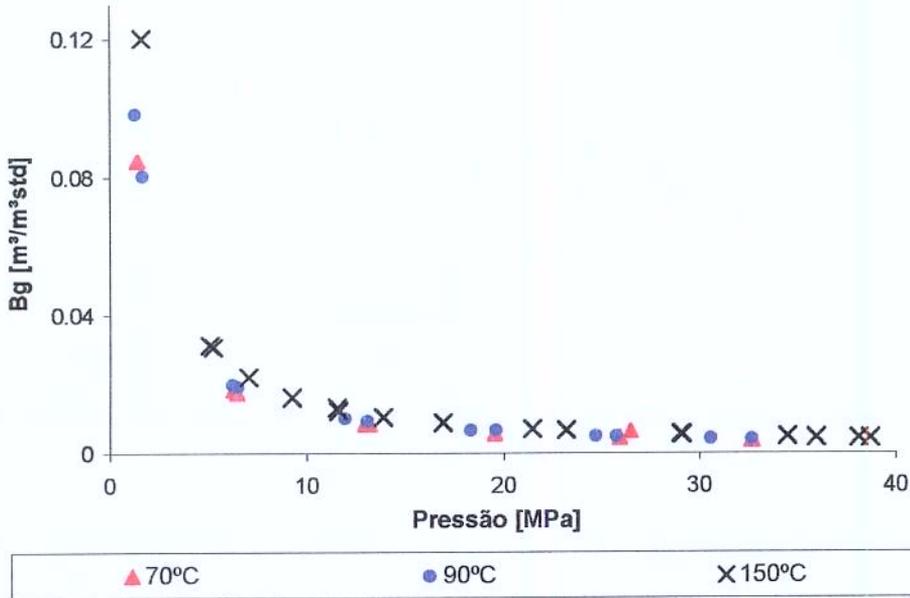


Figura 4-8 – Fator volume de formação do gás liberado da emulsão (ROA = 63/37) nas temperaturas de 70, 90 e 150 °C

4.3 Efeito dos Aditivos

Um fluido de perfuração, além do óleo, salmoura e emulsificante que constituem a emulsão base, incorpora em sua composição uma série de aditivos com diferentes funções. Os aditivos utilizados num fluido de perfuração base n-parafina são: argila organofílica, cal hidratada, redutor de filtrado, modificador reológico e adensante. É importante destacar que, por limitações experimentais e de segurança, optou-se por não utilizar os sólidos adensantes na composição dos fluidos. Espera-se que o efeito desses sólidos nas propriedades medidas seja apenas volumétrico, não apresentando maiores distorções nos resultados obtidos, uma vez que o gás é considerado inerte aos sólidos.

Para verificar o efeito da presença desses aditivos, os resultados para emulsões sem aditivos foram comparados com resultados obtidos para esses fluidos aditivados para duas razões óleo-água distintas (63/37 e 78/22) na temperatura de 70 °C.

As Figuras 4.9 a 4.12 apresentam os resultados obtidos para as quatro propriedades analisadas. Pode-se observar que, para a solubilidade do gás e fatores volume de formação do gás e líquido, a inclusão dos aditivos na composição do fluido traz efeitos desprezíveis sobre os resultados obtidos. Com relação à densidade do fluido, observa-se que os fluidos aditivados são um pouco mais densos que as emulsões puras.

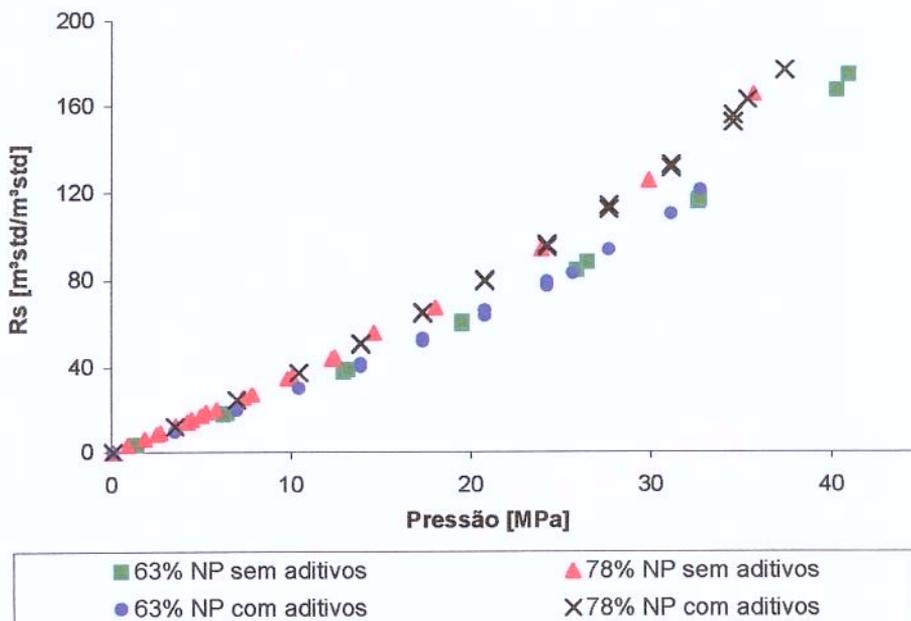


Figura 4-9 – Solubilidade do metano em emulsões com e sem aditivos na temperatura de 70°C

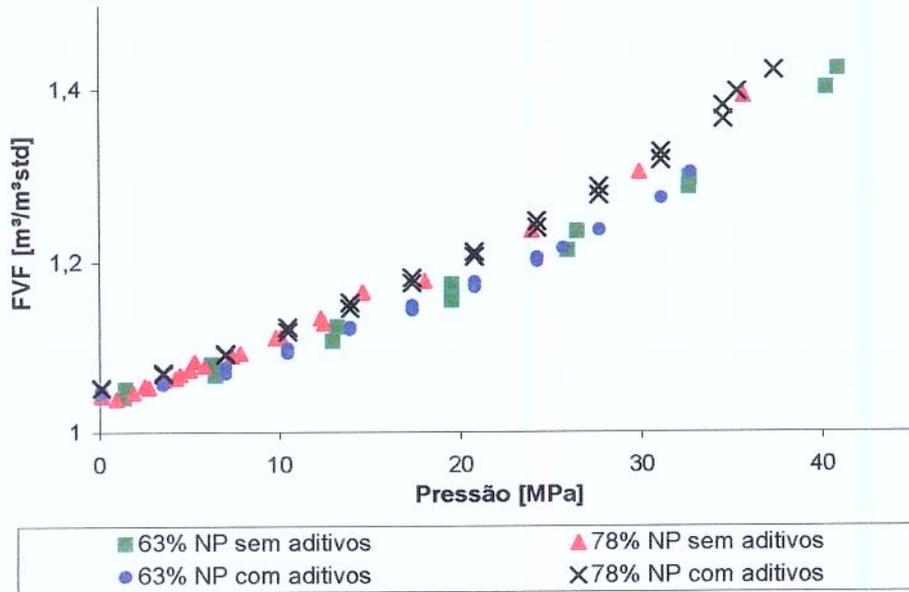


Figura 4-10 – Fator volume de formação das misturas saturadas de metano em emulsões com e sem aditivos na temperatura de 70°C

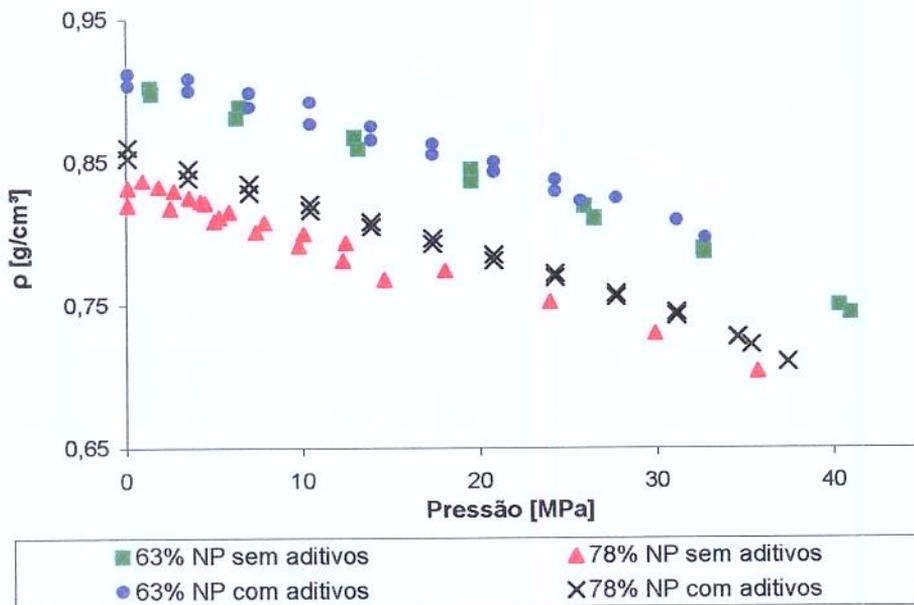


Figura 4-11 – Densidade das misturas saturadas de metano em emulsões com e sem aditivos na temperatura de 70°C

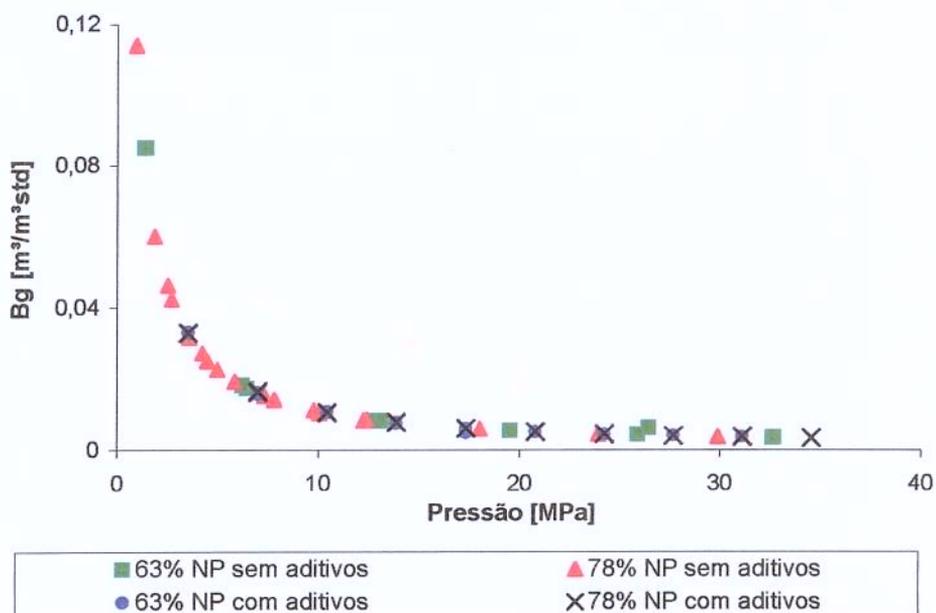


Figura 4-12 – Fator volume de formação do gás liberado das emulsões com e sem aditivos na temperatura de 70°C

4.4 Solubilidade no Emulsificante

O emulsificante utilizado no preparo dos fluidos foi testado a 70 °C a fim de se avaliar o comportamento da solubilidade do gás em comparação com a solubilidade na n-parafina, determinando-se assim o tratamento a ser dado ao emulsificante na modelagem do sistema, que será discutida no Capítulo 5.

A comparação entre as solubilidades é apresentada na Figura 4.13, mostrando que a solubilidade do gás no emulsificante é bem inferior à solubilidade observada do mesmo gás na n-parafina pura.

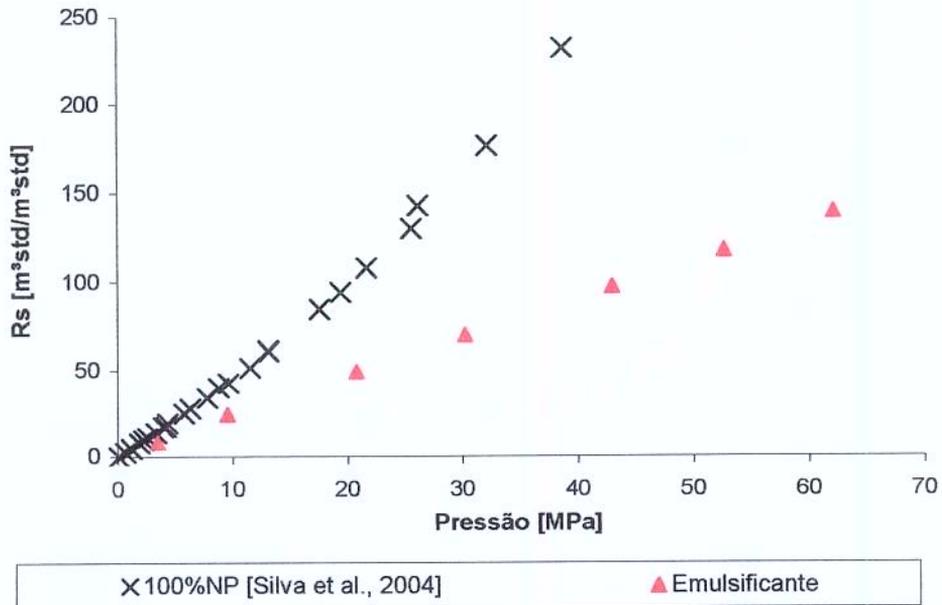


Figura 4-13 – Comparação entre as solubilidade de metano em n-parafina pura e emulsificante, a 70 °C

4.5 Consolidação dos Resultados

As figuras a seguir apresentam a visualização 3D dos resultados experimentais obtidos para a solubilidade do gás e o fator volume de formação das emulsões. As Figuras 4.14 e 4.15 representam a variação dessas propriedades em função da pressão e da fração de óleo no fluido para uma temperatura constante e as Figuras 4.16 e 4.17 sua representação em função de pressão e temperatura para uma fração de óleo constante na fase líquida. Esta representação tem caráter ilustrativo, uma vez que a análise da influência destes parâmetros foi apresentada nas seções anteriores.

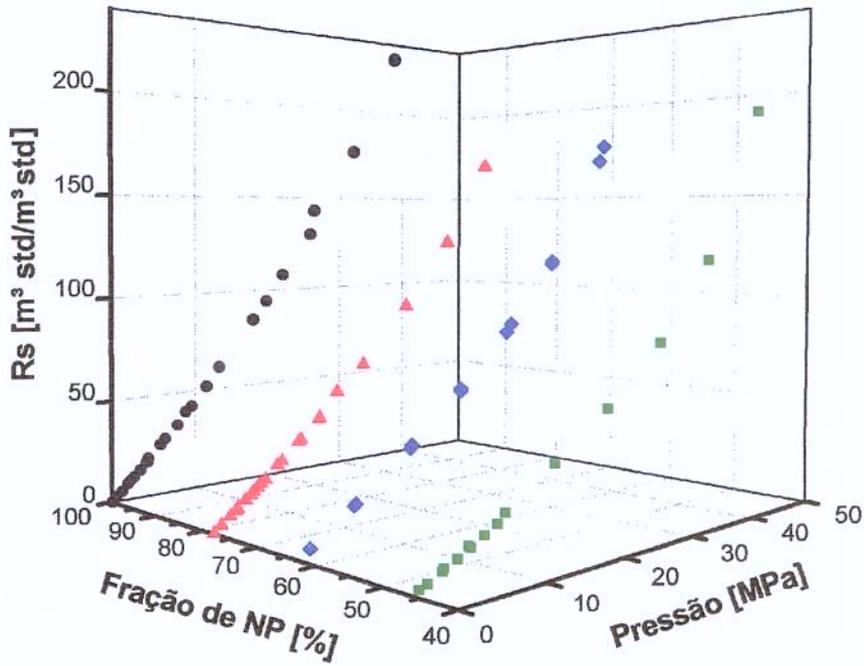


Figura 4-14 – Variação da solubilidade do metano em função da pressão e fração de óleo na fase líquida para a temperatura de 70°C

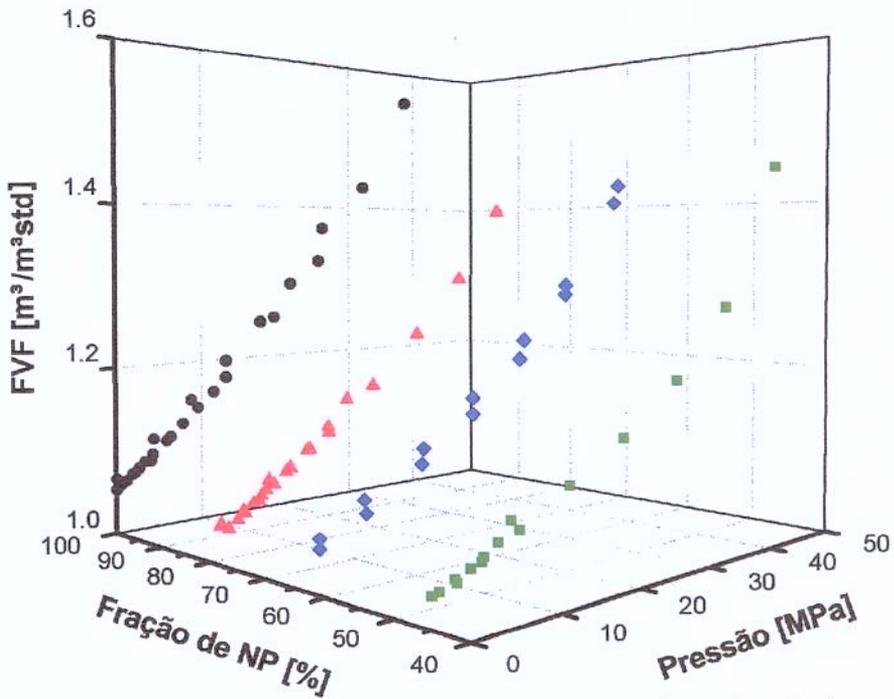


Figura 4-15 - Variação do fator volume de formação do líquido saturado em função da pressão e fração de óleo na fase líquida para a temperatura de 70°C

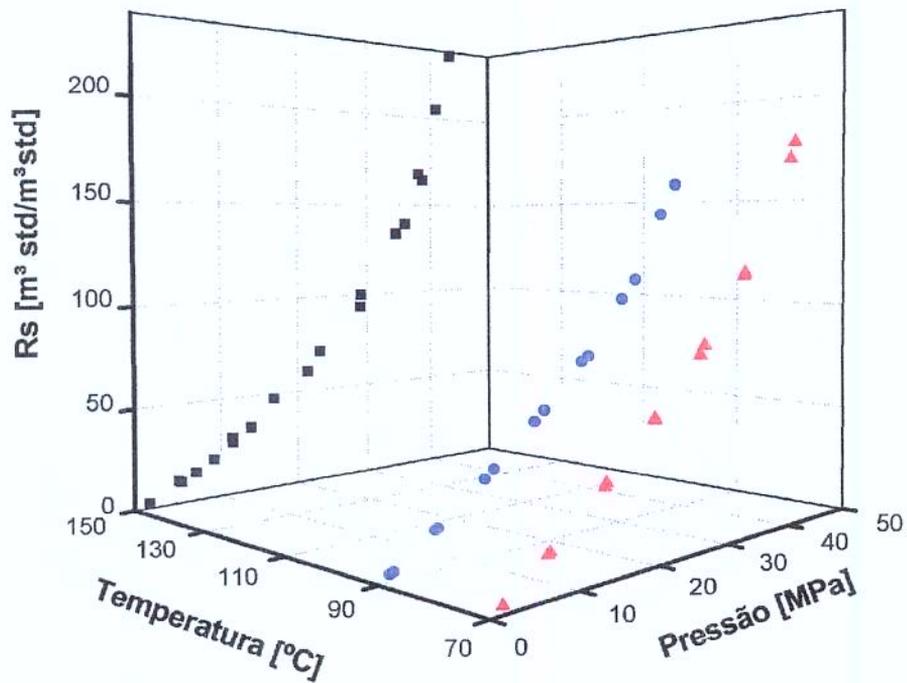


Figura 4-16 - Variação da solubilidade do metano em função da pressão e temperatura para emulsão com 63% de parafina

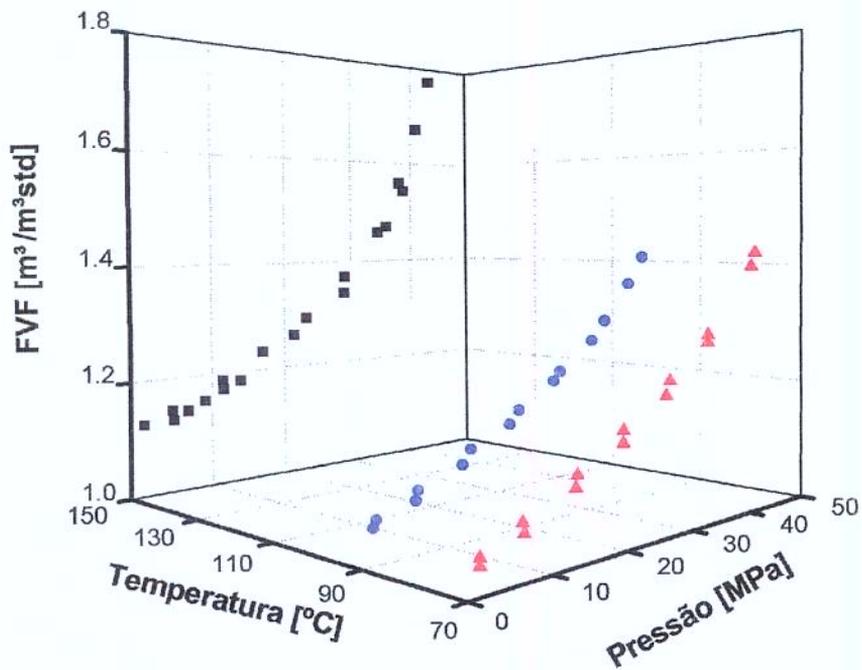


Figura 4-17 - Variação do fator volume de formação do líquido saturado em função da pressão e temperatura para emulsão com 63 % de parafina

Capítulo 5

Modelagem Termodinâmica

A fim de se prever o comportamento da mistura gás-fluido de perfuração durante um influxo indesejável de gás no poço, buscou-se a obtenção de correlações que permitissem o cálculo da solubilidade do gás no fluido de perfuração e do fator volume de formação desse fluido.

Inicialmente, estudou-se a mistura de metano em n-parafina através de um simulador PVT comercial, no qual foram utilizados os dados experimentais apresentados por Silva (2004). A partir dos resultados obtidos por esse modelo, foram ajustadas expressões matemáticas para a solubilidade do metano no óleo e o fator volume de formação da mistura saturada de metano em n-parafina.

Os ajustes matemáticos encontrados para essas propriedades foram aplicados na hipótese aditiva para previsão do comportamento da mistura de metano em emulsões e comparação com os resultados experimentais obtidos. A Figura 5.1 ilustra a seqüência utilizada no tratamento dos dados experimentais para n-parafina pura, para sua utilização no modelo aditivo para emulsões.

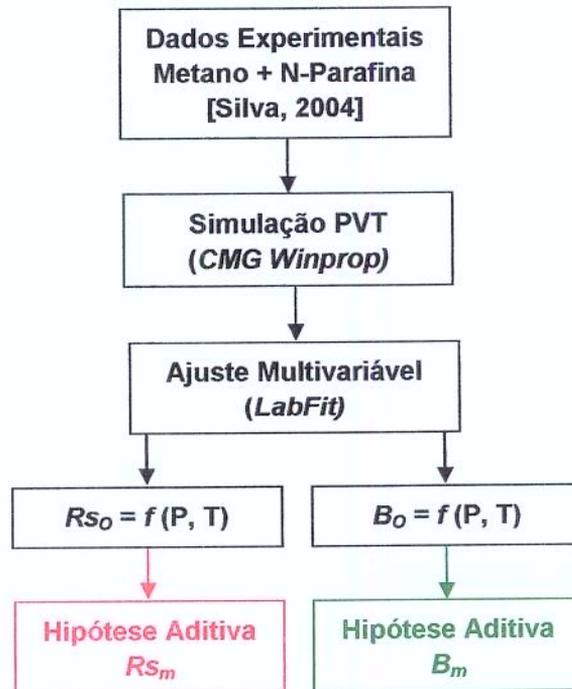


Figura 5-1 – Tratamento dos dados da mistura de metano em n-parafina pura para aplicação no modelo aditivo para emulsões

Como uma alternativa ao modelo aditivo, é apresentado um ajuste matemático sobre os dados experimentais das misturas de metano em emulsões. Esse tratamento disponibiliza expressões analíticas para a solubilidade do gás nas emulsões e para o fator volume de formação dessas emulsões permitindo-se a previsão dessas propriedades em função das condições de pressão, temperatura e fração de óleo na emulsão. Essa abordagem é esquematizada na Figura 5.2.

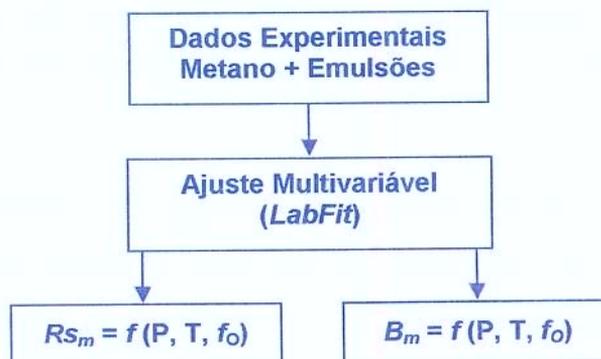


Figura 5-2 – Tratamento dos dados de metano em emulsões para obtenção de expressões analíticas para misturas de metano em emulsões

A qualidade dos ajustes obtidos pode ser verificada através da comparação entre os valores de referência e os valores calculados. Para isso, define-se o erro absoluto como:

$$Erro(\%) = \frac{abs(M_{ref} - M_{calc})}{M_{ref}} \times 100 \quad (5.1)$$

Onde M é a propriedade analisada e o valor de referência pode ser experimental ou simulado, dependendo-se da comparação que se deseja. O desvio médio absoluto corresponde à razão entre o somatório dos erros absolutos e o número de pontos considerados:

$$DMA(\%) = \frac{\sum_{i=1}^n Erro(\%)}{n} \quad (5.2)$$

Nos cálculos do erro absoluto e do desvio médio absoluto foram considerados apenas pontos com pressão superior a 3 MPa, uma vez que pressões inferiores, além de pouco significativas, podem prejudicar a precisão dos resultados experimentais, como mencionado no Capítulo 3.

As seções seguintes detalham os procedimentos empregados na modelagem das misturas de metano em n-parafina e metano em emulsões, seja através do modelo aditivo ou do ajuste de expressões matemáticas. Ao fim do capítulo, alguns exemplos de aplicação dessas expressões no cálculo do volume ganho nos tanques de lama são apresentados.

5.1 Misturas Metano/N-Parafina

Os dados disponíveis para misturas de metano em n-parafina estão limitados às temperaturas de 70 e 90 °C e pressões máximas de 38 MPa. A fim de se estudar o comportamento dessa mistura para valores superiores de pressão e temperatura, foi utilizado o simulador PVT *CMG Winprop* (2004) para ajuste de uma regressão a partir dos dados experimentais disponíveis.

Nesse ajuste, assim como nas simulações posteriores, utilizou-se a equação de estado de *Peng-Robinson* (1978).

A n-parafina foi tratada como um pseudo componente único, com densidade $0,78 \text{ g/cm}^3$ e massa molecular de $207,34 \text{ kg/kmol}$. Esse tratamento como componente único representa uma maior praticidade e menor custo computacional em simulações.

O simulador foi alimentado com dados de pressão de saturação e densidade da fase líquida para quatro frações molares de metano nas temperaturas de 70 e $90 \text{ }^\circ\text{C}$.

A partir dos valores de densidade e massa molecular da n-parafina e dos dados experimentais fornecidos, o simulador ajustou as propriedades críticas, o fator acêntrico e a translação de volume da n-parafina, além do parâmetro de interação binária com o metano. A Tabela 5.1 apresenta os valores dessas propriedades, antes e depois do ajuste.

Tabela 5-1 – Propriedades da n-parafina ajustadas pela regressão

Propriedade	Antes	Depois
Pressão Crítica [atm]	15,32	12,53
Temperatura Crítica [°K]	707,55	750,33
Fator Acêntrico	0,6631	0,5300
Translação de Volume	0	0,3635
Parâmetro de Interação Binária com Metano	0	0,1054

A Tabela 5.2 compara os valores experimentais utilizados para calibrar o simulador com os valores obtidos por este após o ajuste. Neste caso, o valor de referência para o cálculo do *Erro*(%) é o valor experimental de Silva (2004).

Tabela 5-2 – Comparação entre os valores experimentais e calculados pelo *CMG Winprop* (2004)

Fração molar de metano [%]	T [°C]	Pressão de Saturação [MPa]			Densidade do Líquido [g/cm ³]		
		Silva(2004)	Ajuste	Erro(%)	Silva(2004)	Ajuste	Erro(%)
17,04	70	4,08	4,20	3,04	0,7000	0,7170	2,43
37,71	70	11,41	11,48	0,60	0,6900	0,6867	0,47
61,64	70	26,06	26,12	0,24	0,6500	0,6334	2,55
72,85	70	38,60	38,52	0,21	0,6000	0,5967	0,54
16,13	90	4,08	4,16	1,86	0,7000	0,7062	0,90
39,55	90	12,73	12,80	0,55	0,6900	0,6709	2,77
56,49	90	23,88	22,52	5,69	0,6800	0,6338	6,79
71,34	90	36,12	36,25	0,35	0,5400	0,5869	8,69

Os resultados obtidos para a pressão de saturação podem ser comparados ainda com os valores obtidos por Bezerra (2006), que utilizou um simulador PVT próprio, sendo a simplificação para a composição da n-parafina apresentada na Tabela 5.3. Essa simplificação apenas agrupa os componentes mais pesados que o C20. As Figuras 5.3 e 5.4 apresentam a comparação entre os valores experimentais, calculados por Bezerra (2006) e obtidos neste trabalho através do ajuste com o *CMG Winprop*.

Tabela 5-3 – Simplificação para composição (% mássica) da n-parafina [Bezerra, 2006]

C7	C8	C9	C10	C11	C12	C13	C14	C15	C16	C17	C18	C20+
0,01	0,01	0,01	0,01	0,03	0,03	3,32	65,04	19,76	4,23	1,04	0,32	6,19

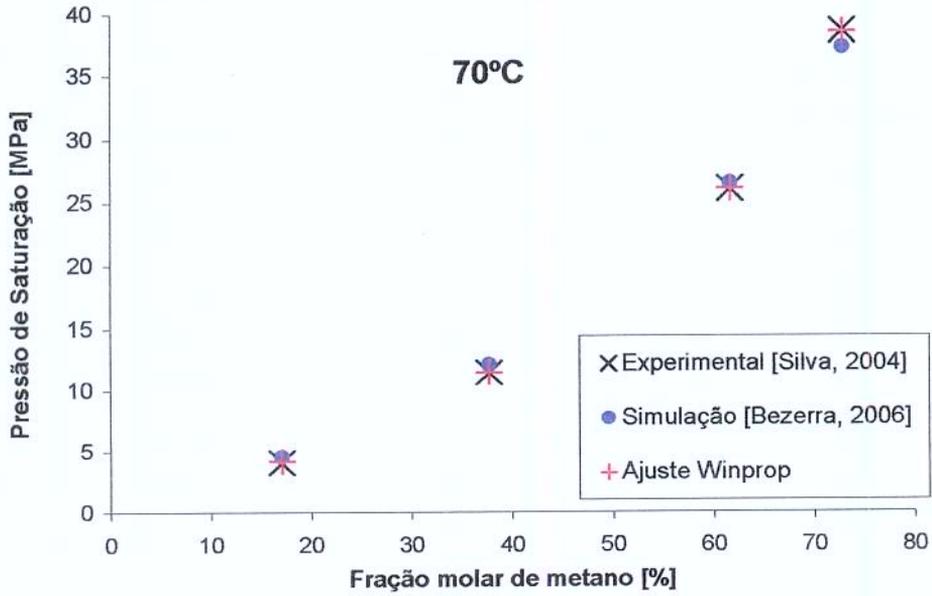


Figura 5-3 – Comparação entre valores de pressão de saturação para misturas de metano em n-parafina a 70 °C: experimental [Silva, 2004], simulação [Bezerra, 2006] e ajuste pelo *Winprop*

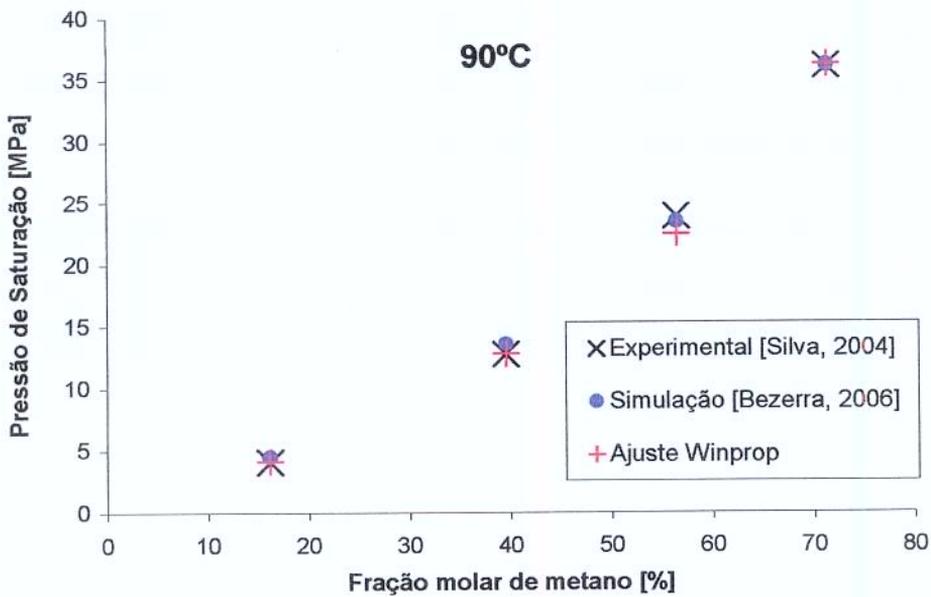


Figura 5-4 - Comparação entre valores de pressão de saturação para misturas de metano em n-parafina a 90 °C: experimental [Silva, 2004], simulação [Bezerra, 2006] e ajuste pelo *Winprop*

Uma vez observado que este modelo binário metano/N-parafina ajustado pelos dados experimentais apresentou bons resultados, foram simuladas liberações diferenciais em sistemas com fração molar de 90% de metano nas temperaturas de 70, 90 e 150 °C, a fim de se observar o comportamento das propriedades para valores superiores de pressão e temperatura. Os resultados

podem ser observados nas Figuras 5.5 a 5.7. Como pode ser observado através da Figura 5.5, a solubilidade não sofreu influência da temperatura para pressões inferiores a 35 MPa, pressão na qual a isoterma de 150 °C se desprende das demais. Para pressões superiores, entretanto, o efeito da temperatura é destacado. Para o fator volume de formação e densidade da mistura saturada, foi confirmada a influência da temperatura mesmo para baixas pressões.

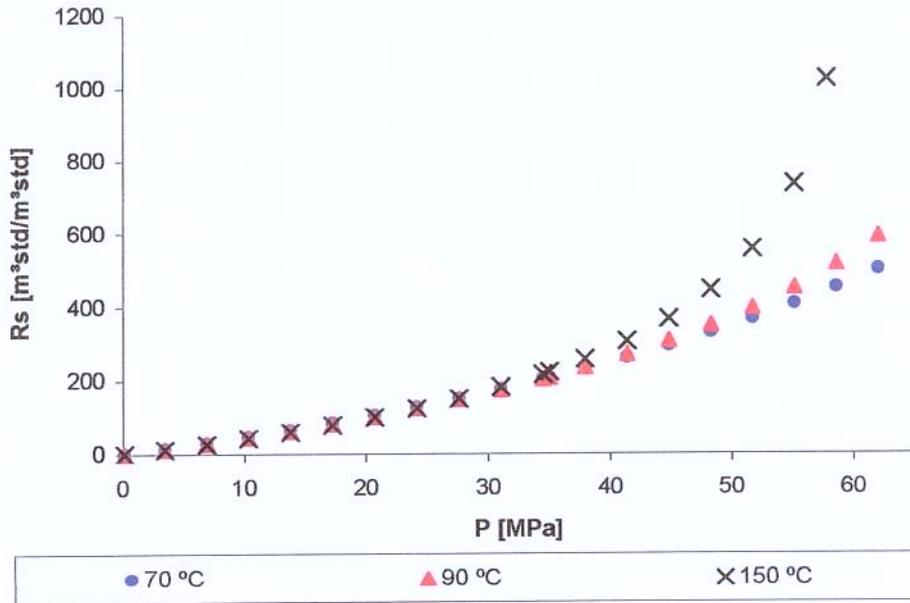


Figura 5-5 – Simulação da solubilidade de metano em n-parafina: 70, 90 e 150 °C

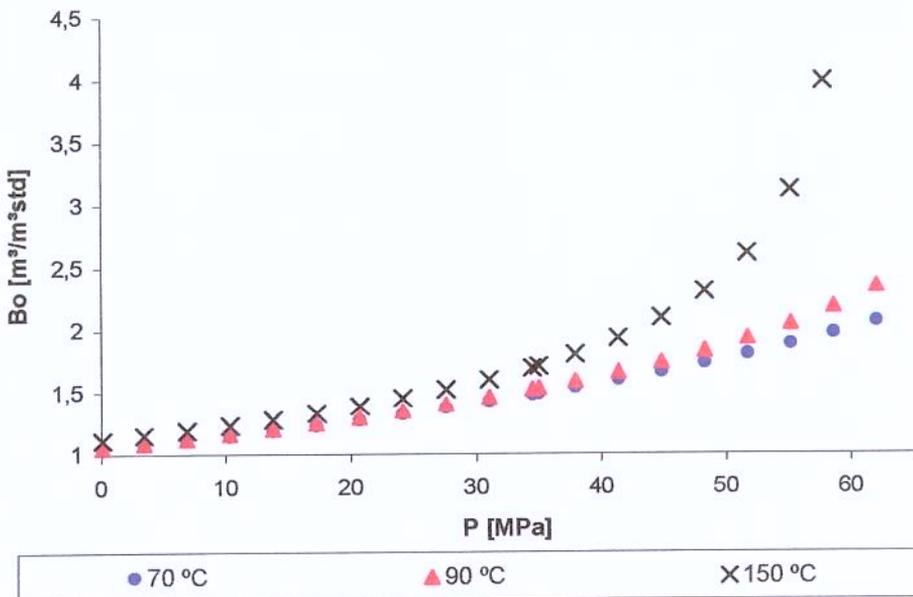


Figura 5-6 – Simulação do fator volume de formação da mistura saturada de metano em n-parafina nas temperaturas de 70, 90 e 150 °C

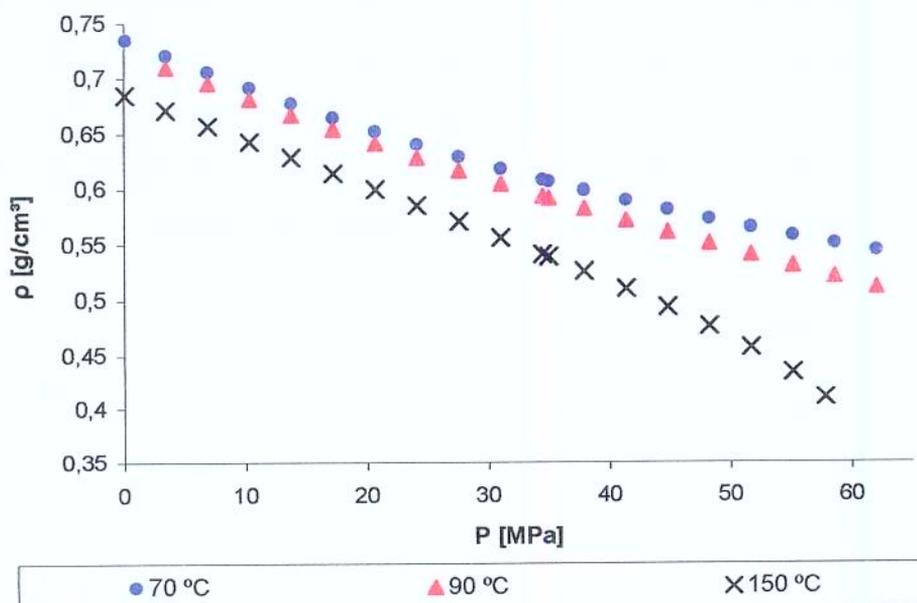


Figura 5-7 – Simulação da densidade da mistura saturada de metano em n-parafina nas temperaturas de 70, 90 e 150 °C

A partir dos dados simulados para a solubilidade do gás nas três temperaturas é possível ajustar correlações para previsão da variação da solubilidade com a pressão e temperatura. Para obtenção dessas correlações foi utilizado um *software* de ajuste multivariável, *LabFit* (2004), que permite ao usuário escrever uma equação a ser ajustada ou que o *software* encontre em sua biblioteca a equação que melhor se ajuste aos dados fornecidos. As expressões 5.3 a 5.8 e 5.11 a 5.14 devem ser utilizadas com os parâmetros nas unidades abaixo:

Temperatura → [°C]

Pressão → [MPa]

Solubilidade → [m³std/ m³std]

Fator volume de formação → [m³/m³std]

A Equação 5.3 apresenta um ajuste que segue o modelo proposto por Lima (1998). Considerando o valor obtido pela simulação como valor de referência, o desvio médio absoluto obtido com os valores calculados pela equação 5.3 é de 5 %. Alguns pontos de pressão a 150 °C, entretanto, apresentam erros absolutos que podem chegar a 52%, de forma que o desvio médio absoluto, se considerada apenas esta temperatura, é de 10 %.

$$\begin{aligned}
 Rs_o = & \left[(4,676 \times 10^{-6}) \times T - (3,481 \times 10^{-4}) \right] \times P^4 + \left[(-4,001 \times 10^{-4}) \times T + (3,013 \times 10^{-2}) \right] \times P^3 + \\
 & + \left[(1,129 \times 10^{-2}) \times T - (7,977 \times 10^{-1}) \right] \times P^2 + \left[(-1,075 \times 10^{-1}) \times T + (1,201 \times 10^1) \right] \times P + \\
 & + (1,462 \times 10^{-1}) \times T - (1,137 \times 10^1)
 \end{aligned} \quad (5.3)$$

Num segundo modelo, foram consideradas duas regiões distintas de pressão: inferior e superior a 35 MPa. Essa divisão em 35 MPa foi estabelecida em função do deslocamento observado para a curva de 150 °C ocorrer nessa pressão. As expressões 5.4 e 5.5 apresentam o melhor ajuste encontrado pelo *LabFit* para estas duas regiões. Neste caso, o desvio médio absoluto é de 2,81 % para pressões inferiores a 35 MPa e 3,56 % para pressões superiores.

Para $P < 35$ MPa:

$$Rs_o = (1,455 \times 10^2) \times e^{(2,572 \times 10^{-2}) \times P} - (1,461 \times 10^2) \times e^{(-2,472 \times 10^{-5}) \times T} \quad (5.4)$$

Para $35 < P < 60$ MPa:

$$Rs_o = (3,439 \times 10^4) \times e^{\left[\frac{(-4,779 \times 10^2)}{P} + (2,835 \times 10^{-2}) \times T \right]} + 6,511 \times P \quad (5.5)$$

Observando-se a pouca influência da temperatura para baixas pressões, a Equação 5.6 foi obtida a partir do ajuste de um polinômio de segunda ordem em função da pressão e independente da temperatura, para pressões inferiores a 35 MPa. O desvio médio absoluto para esta faixa de pressão, utilizando a Equação 5.6, é de 2,85 %.

Para $P < 35$ MPa:

$$Rs_o = (7,735 \times 10^{-2}) \times P^2 + 3,310 \times P + 7,726 \times 10^{-1} \quad (5.6)$$

Observando-se estes três modelos propostos e os desvios gerados, pode-se concluir que as Equações 5.4 e 5.5 representam o melhor ajuste para os dados simulados. A simplicidade da

Equação 5.6, entretanto, pode torná-la útil uma vez que seu uso não afeta consideravelmente o desvio médio absoluto.

Com o intuito de se obter representações analíticas para o fator volume de formação das misturas de metano em n-parafina, utilizou-se o *LabFit* para encontrar as melhores equações para as duas faixas de pressão consideradas. As equações 5.7 e 5.8 apresentam os ajustes encontrados. Neste caso, o desvio médio absoluto entre os valores obtidos pelo simulador PVT e pelas equações é inferior a 0,6% para pressões inferiores a 35 MPa e 2 % para pressões superiores.

Para $P < 35$ MPa:

$$Bo = (2,812 \times 10^{-1}) \times e^{[(2,663 \times 10^{-2}) \times P + (1,252 \times 10^{-5}) \times T^2]} + 7,481 \times 10^{-1} \quad (5.7)$$

Para $35 < P < 60$ MPa:

$$Bo = (3,296 \times 10^{-4}) \times e^{[(3,121 \times 10^{-2}) \times T + (1,226 \times 10^{-3}) \times P^2]} + (4,343 \times 10^{-1}) \times \ln(P) \quad (5.8)$$

5.2 Misturas Metano/Emulsões: Hipótese Aditiva

Na primeira abordagem para a previsão do comportamento das misturas de metano em emulsões, as expressões para solubilidade do gás no óleo e para o fator volume de formação do óleo encontradas na seção anterior foram aplicadas ao modelo aditivo.

O modelo aditivo considera a solubilidade de um gás em uma emulsão como a soma dos produtos da solubilidade do gás em cada componente pela fração volumétrica deste componente. Desconsiderando-se o efeito do emulsificante, devido às baixas frações volumétricas utilizadas e à baixa solubilidade do gás neste componente, a aditividade para solubilidade pode ser descrita em função de óleo e salmoura através da Equação 5.9.

$$Rs_m = Rs_o \times f_o + Rs_{sm} \times f_{sm} \quad (5.9)$$

Para a determinação da solubilidade do gás na n-parafina, foram utilizadas as Equações 5.4 e 5.5 de acordo com a pressão e temperatura de interesse. A solubilidade na salmoura foi calculada através da regressão proposta por O'Bryan et al. (1988) e apresentada no Anexo III.

As Figuras 5.8 a 5.10 apresentam a comparação entre os valores experimentais e calculados pelo modelo aditivo para as três temperaturas testadas. Graficamente, pode-se observar que existe uma boa correlação entre os valores calculados e medidos para pressões baixas e moderadas, inferiores a 35 MPa. Para pressões superiores, entretanto, o erro absoluto pode alcançar 20 %.

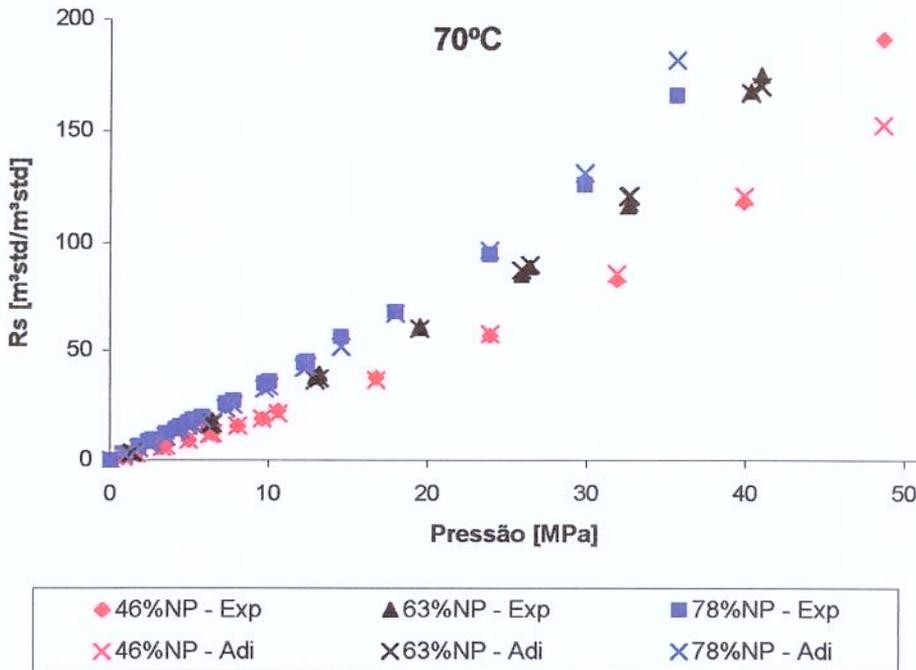


Figura 5-8 – Comparação entre os valores experimentais e calculados pelo modelo aditivo para solubilidade de metano em emulsões, a 70 °C

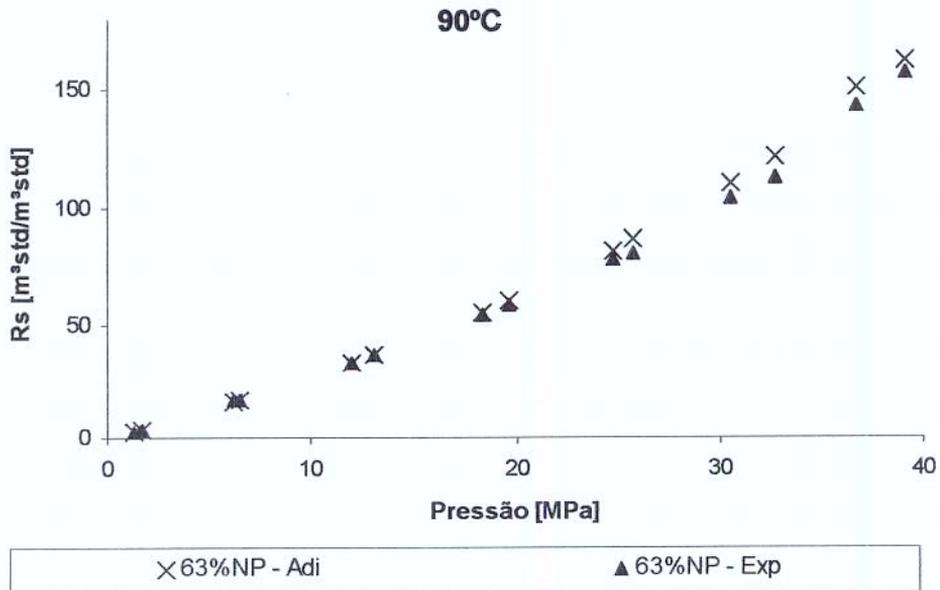


Figura 5-9 - Comparação entre os valores experimentais e calculados pelo modelo aditivo para solubilidade de metano em emulsão, a 90 °C

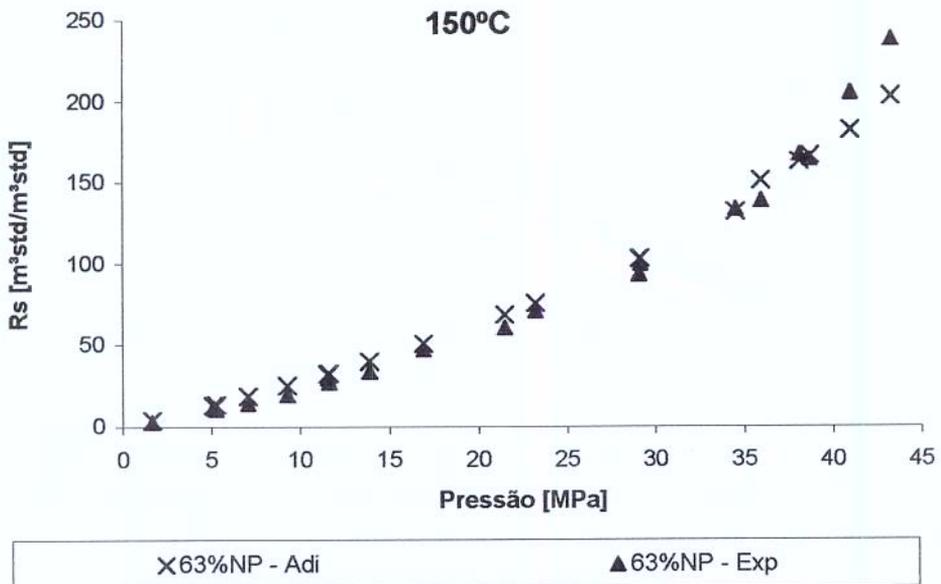


Figura 5-10 - Comparação entre os valores experimentais e calculados pelo modelo aditivo para solubilidade de metano em emulsão, a 150 °C

Assim como a solubilidade do gás, o fator volume de formação das misturas saturadas de metano em emulsão foi tratado pelo modelo aditivo, desconsiderando-se a fração de emulsificante na composição. Dessa forma, considerando-se o fator volume de formação da

salmoura constante e unitário, devido à baixa solubilização do gás nesse componente, pode-se expressar o fator volume de formação da emulsão através da Equação 5.10.

$$B_m = B_o \times f_o + f_{sm} \quad (5.10)$$

O fator volume de formação da n-parafina pode ser calculado através das Equações 5.7 e 5.8, de acordo com a pressão e temperatura de interesse. As Figuras 5.11 a 5.13 apresentam a comparação entre os valores experimentais e calculados pelo modelo aditivo para as emulsões estudadas.

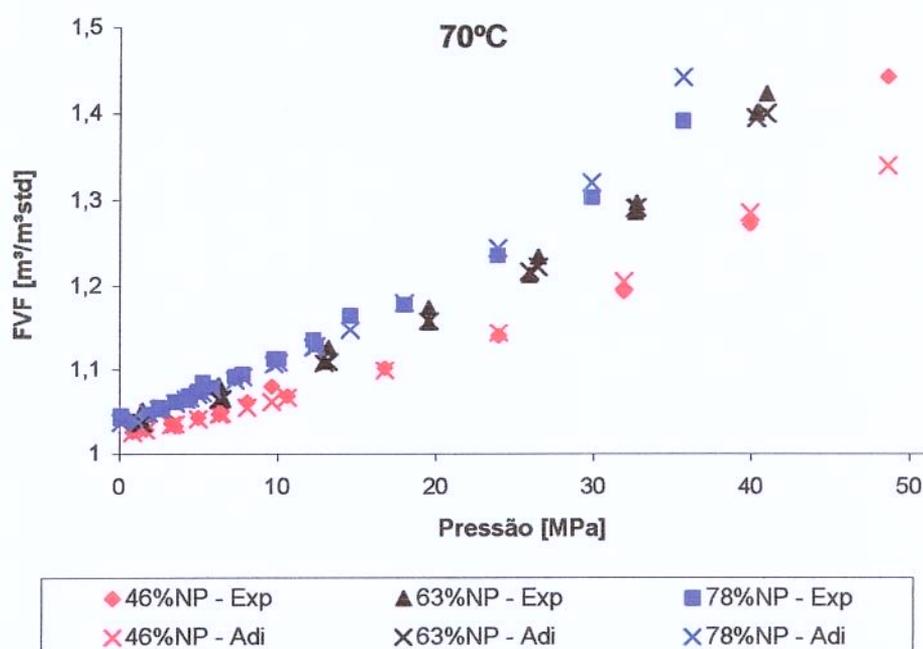


Figura 5-11 – Comparação entre os valores experimentais e calculados pelo modelo aditivo para o fator volume de formação de misturas de metano em emulsões, a 70 °C

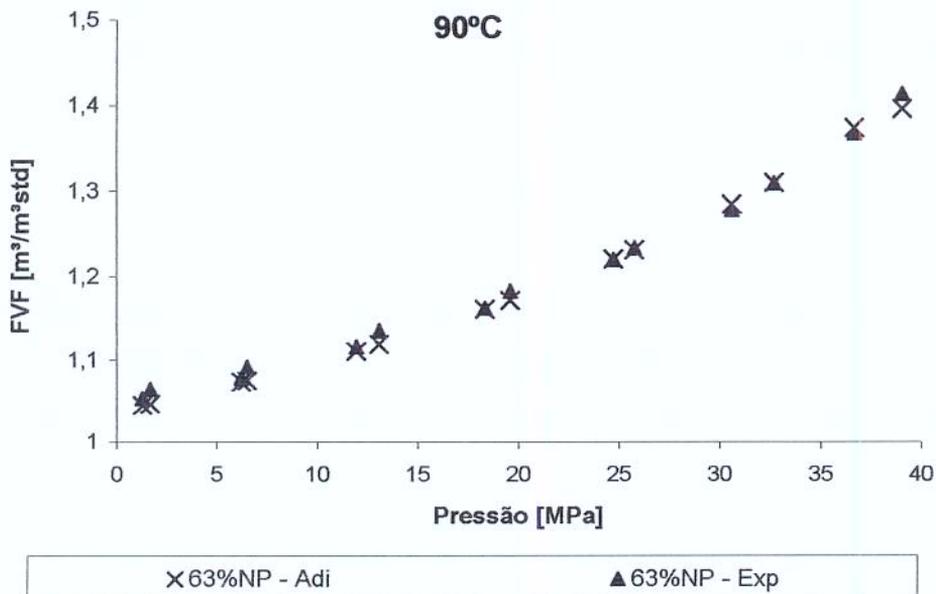


Figura 5-12 - Comparação entre os valores experimentais e calculados pelo modelo aditivo para o fator volume de formação de misturas de metano em emulsão, a 90 °C

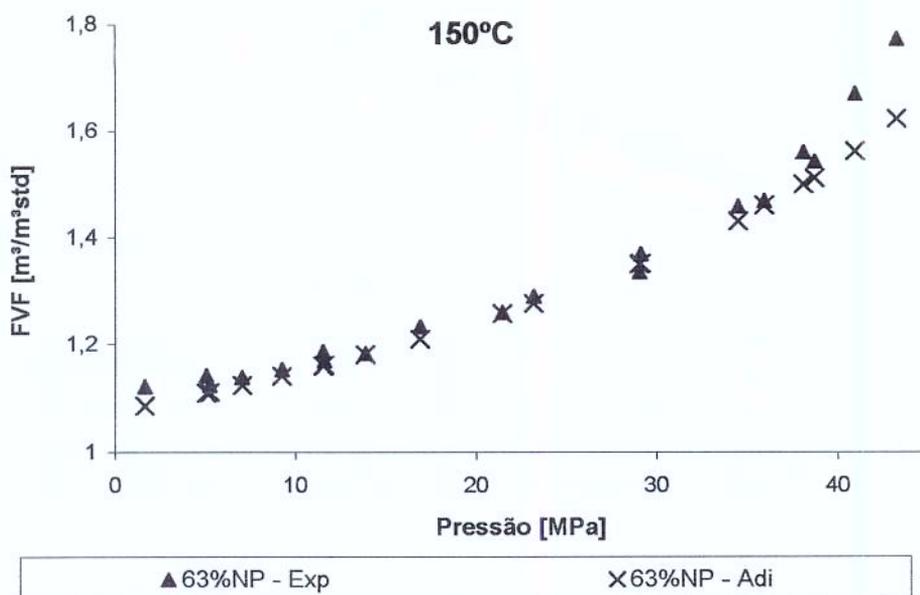


Figura 5-13 - Comparação entre os valores experimentais e calculados pelo modelo aditivo para o fator volume de formação de misturas de metano em emulsão, a 150 °C

O desvio médio absoluto entre os valores experimentais e calculados pela aditividade é de 1 %. Entretanto, pode-se observar que, para altas pressões, a aditividade não representa bem os dados experimentais e, em alguns pontos, o erro absoluto pode atingir 9 %.

5.3 Misturas Metano/Emulsões: Ajuste Matemático

Com intuito de minimizar os erros a altas pressões, a solubilidade e o fator volume de formação das emulsões também foram modelados em função de pressão, temperatura e fração de óleo na emulsão. O *software LabFit* foi utilizado para ajustar as expressões analíticas a partir dos dados experimentais e, mais uma vez, foram consideradas duas faixas de pressão: abaixo de 35 MPa e entre 35 e 50 MPa (limite máximo de pressão para os dados experimentais disponíveis).

No caso da solubilidade do metano nas emulsões, o ajuste para a faixa inferior de pressões reflete a independência da solubilidade em relação à temperatura, como observado experimentalmente. Os ajustes obtidos para a solubilidade, para as duas faixas de pressão, são apresentados nas Equações 5.11 e 5.12.

Para $P < 35\text{MPa}$:

$$Rs_m = 3,486 \times (f_o^{1,306}) \times (P^{1,102}) + e^{(1,019 \times 10^{-1}) \times P} \quad (5.11)$$

Para $35 < P < 50\text{MPa}$:

$$Rs_m = (3,401 \times 10^{-2}) \times (f_o^{1,296}) \times (P^{2,246}) \times [T^{(1,620 \times 10^{-1})}] + e^{(7,649 \times 10^{-2}) \times P} \quad (5.12)$$

As Figuras 5.14 a 5.16 apresentam a comparação entre os valores experimentais e calculados pelas Equações 5.11 e 5.12 e, como pode ser observado graficamente, o erro absoluto é reduzido, mesmo para pressões elevadas. A descontinuidade nas curvas se refere à pressão de 35 MPa, que marca a transição no uso das equações.

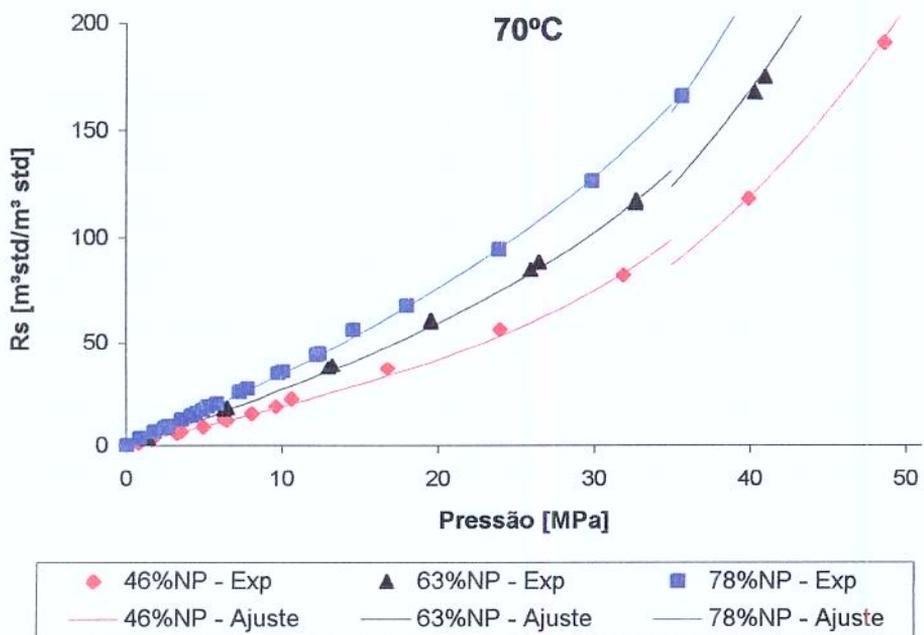


Figura 5-14 - Comparação entre os valores experimentais e calculados pela correlação para solubilidade de metano em emulsões, a 70 °C

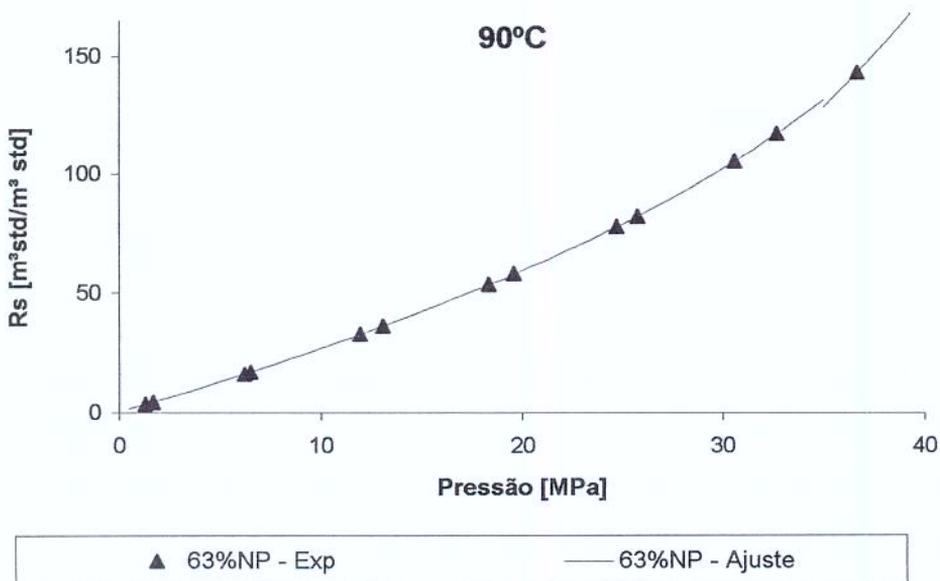


Figura 5-15 - Comparação entre os valores experimentais e calculados pela correlação para solubilidade de metano em emulsão, a 90 °C

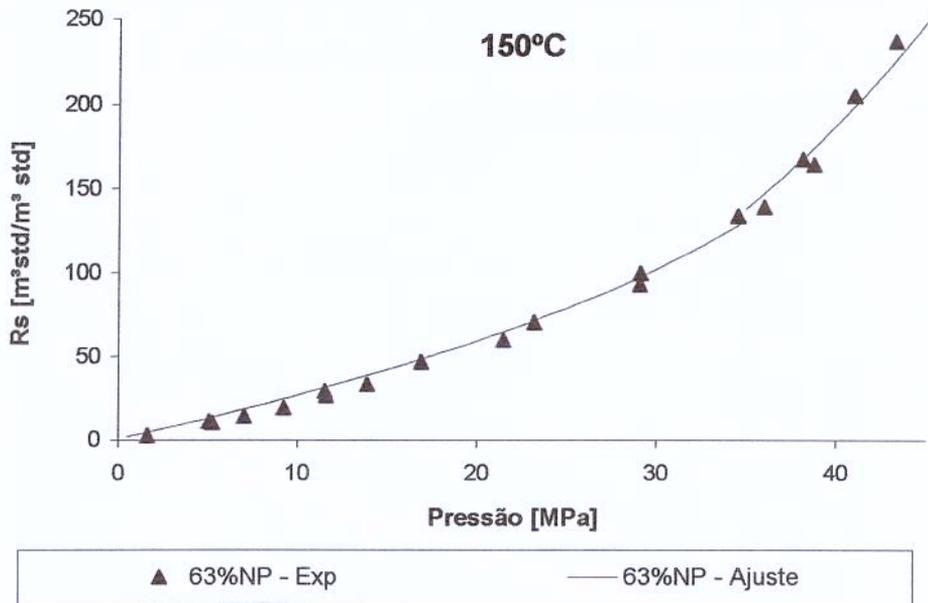


Figura 5-16 - Comparação entre os valores experimentais e calculados pela correlação para solubilidade de metano em emulsão, a 150 °C

Além da melhoria no desvio médio absoluto, reduzido para 4,8 %, o uso das Equações 5.11 e 5.12 torna o cálculo da solubilidade na emulsão independente das regressões para solubilidade do gás na salmoura.

Os dados experimentais também foram utilizados para ajustar expressões analíticas para o fator volume de formação da mistura saturada de metano nas emulsões. As Equações 5.13 e 5.14 apresentam os ajustes encontrados para as duas faixas de pressão consideradas.

Para $P < 35$ MPa:

$$B_m = (1,239 \times 10^{-3}) \times (f_o^{1,727}) \times (1,042^P) \times [T^{(9,759 \times 10^{-1})}] + e^{(3,981 \times 10^{-3}) \times P} \quad (5.13)$$

Para $35 < P < 50$ MPa:

$$B_m = (1,034 \times 10^{-3}) \times (f_o^{1,855}) \times (1,076^P) \times [T^{(8,073 \times 10^{-1})}] + e^{(3,436 \times 10^{-3}) \times P} \quad (5.14)$$

As Figuras 5.17 a 5.19 comparam os valores experimentais com os calculados pelas Equações 5.13 e 5.14 para o fator volume de formação das misturas de metano em emulsões nas três composições e três temperaturas estudadas.

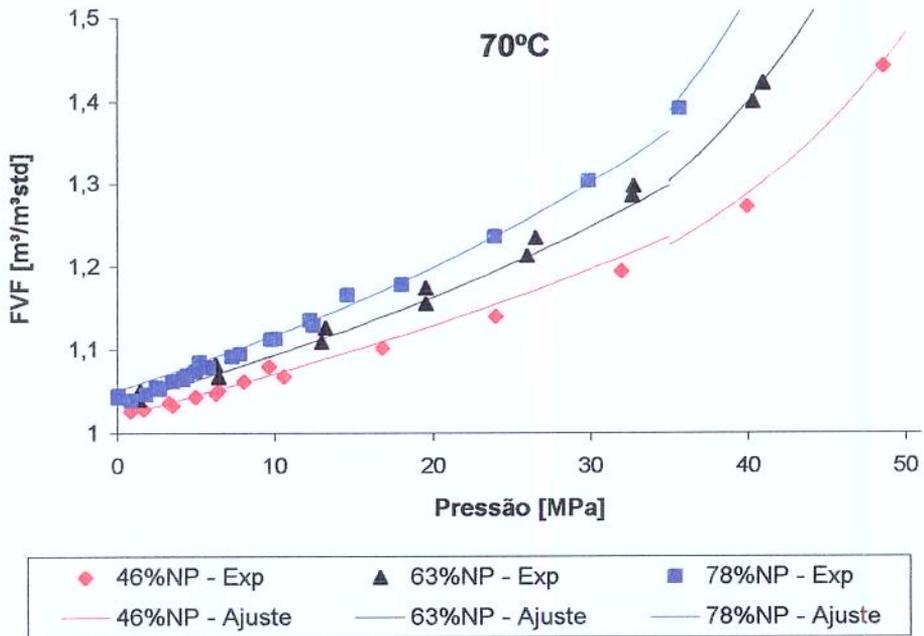


Figura 5-17 - Comparação entre os valores experimentais e calculados pela correlação para o fator volume de formação das misturas saturadas de metano em emulsões, a 70 °C

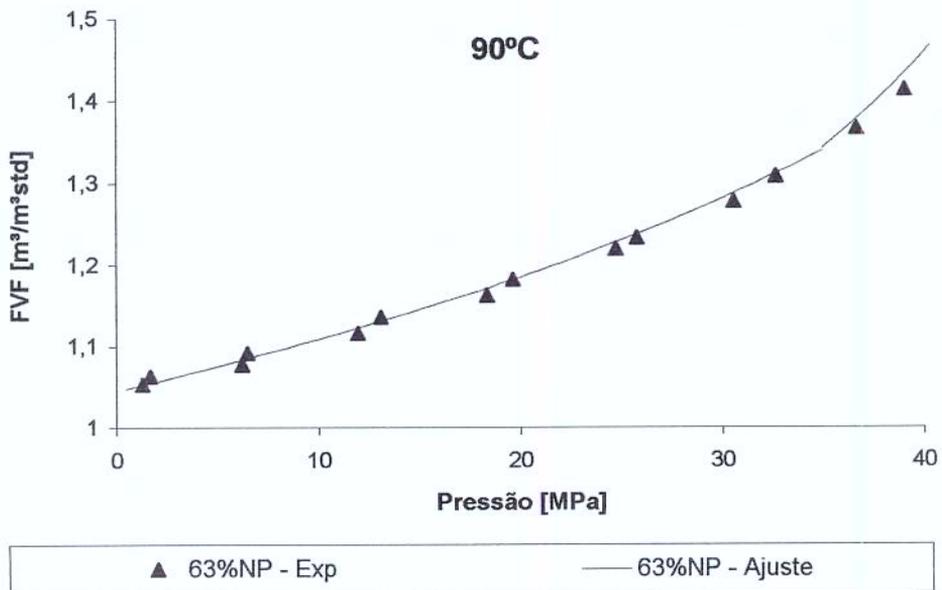


Figura 5-18 - Comparação entre os valores experimentais e calculados pela correlação para o fator volume de formação das misturas saturadas de metano em emulsão, a 90 °C

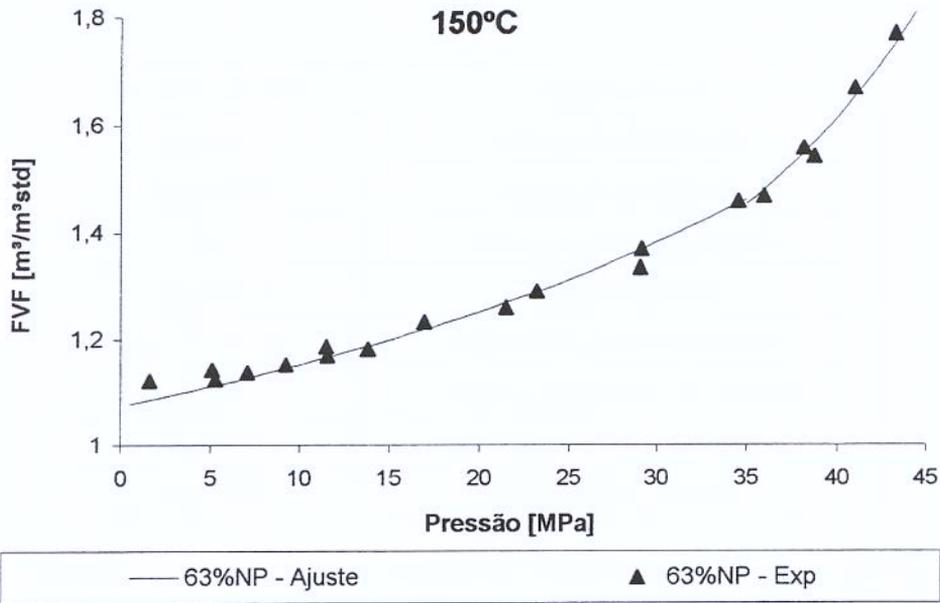


Figura 5-19 - Comparação entre os valores experimentais e calculados pela correlação para o fator volume de formação das misturas saturadas de metano em emulsão, a 150 °C

Como pode ser observado graficamente, houve uma melhora nos valores calculados pelas Equações 5.13 e 5.14 em relação aos valores previstos pelo modelo aditivo. O desvio médio absoluto, neste caso, foi reduzido para 0,74 %.

5.4 Exemplos Aplicados a Controle de Poço

As expressões analíticas apresentadas nas seções anteriores, assim como suas versões adaptadas para as unidades de campo, podem ser utilizadas para simular as condições do poço durante uma situação de influxo de metano num poço perfurado com fluido base n-parafina. A seguir, são apresentados exemplos de cálculo do ganho no tanque de lama em três situações distintas. Devido a sua maior aplicabilidade, os exemplos a seguir são calculados nas unidades usuais de campo e são utilizadas, neste caso, as equações apresentadas no Apêndice B.

O primeiro caso considera um poço de 1000 metros de profundidade, o que pode representar, por exemplo, um poço em terra. Os dados do poço são apresentados na Tabela 5.4.

Tabela 5-4 – Dados do poço I

Profundidade	3300 ft (1000 m)
Densidade do fluido	9 lbm/gal
Gradiente de poros	10 lbm/gal
Fração de óleo no fluido	0,63
Vazão de fluido	9 stb/min
Temperatura da formação	160 °F (71 °C)
Tempo de exposição ao <i>kick</i>	10 min
Pressão hidrostática de fundo	1545 psi
Pressão da formação	1715 psi

A solubilidade e o fator volume de formação do fluido nas condições de pressão e temperatura da formação podem ser calculados através das Equações B.7 e B.9:

$$R_{s_m} = (8,032 \times 10^{-2}) \times (0,63^{1,306}) \times (1715^{1,102}) + 5,552 \times e^{(7,026 \times 10^{-4}) \times 1715} = 179,70 \text{ scf/stb}$$

$$B_m = (2,280 \times 10^{-4}) \times (0,63^{1,727}) \times (1,000^{1715}) \times (160^{1,154}) + e^{(2,745 \times 10^{-5}) \times 1715} = 1,1065 \text{ bbl/stb}$$

A vazão de gás para o interior do poço é calculada de forma a provocar a saturação do fluido que está sendo bombeado:

$$\dot{Q}_{gas} = R_{s_m} \times \dot{Q}_m = 1617 \text{ scf/min}$$

Os volumes de fluido contaminado e gás no poço, ambos nas condições de superfície, podem ser calculados através das vazões de gás e fluido e do tempo em que o poço ficou exposto ao *kick*:

$$V_{m,SC} = \dot{Q}_m \times t = 90 \text{ stb}$$

$$V_{gas,SC} = \dot{Q}_{gas} \times t = 16170 \text{ scf}$$

Desprezando a compressibilidade do fluido livre de gás, o volume ganho nos tanques de lama pode ser calculado como:

$$V_{pit} = V_{m,res} - V_{m,SC} = B_m \times V_{m,SC} - V_{m,SC} = V_{m,SC} \times (B_m - 1)$$

$$V_{pit} = 90 \times (1,1065 - 1) = 9,6 \text{ stb}$$

O volume de gás no poço, no caso de um fluido base água, representaria um volume ganho nos tanques de:

$$V_{pit(\text{água})} = V_{gas,res} = V_{gas,SC} \times \left(\frac{P_{SC}}{P_{res}} \right) \times \left(\frac{T_{res}}{T_{SC}} \right) \times z_{res} \times \frac{1}{5,615}$$

$$V_{pit(\text{água})} = 16170 \times \left(\frac{14,7}{1729,7} \right) \times \left(\frac{344,3}{288,7} \right) \times 0,9 \times \frac{1}{5,615} = 26,2 \text{ stb}$$

Os valores calculados são resumidos na Tabela 5.5.

Tabela 5-5 – Valores calculados para o poço I

Solubilidade do gás	179,70 scf/stb
Fator volume de formação	1,1065 bbl/stb
Vazão de gás	1617 scf/min
Volume de fluido contaminado	90 stb
Volume de gás no poço	16170 scf
Volume ganho nos tanques de lama	9,6 stb
Volume que seria ganho nos tanques de lama no caso de fluido base água	26,2 stb

O volume detectado nos tanques de lama no caso do fluido base óleo é de cerca de 36% do que seria detectado no caso de um fluido base água.

O segundo caso analisado considera um poço de 2000 metros, o que poderia representar um poço com 1000 metros de soterramento e lâmina d'água de 1000 metros. Os dados deste poço são apresentados na Tabela 5.6:

Tabela 5-6 – Dados do poço II

Profundidade	6600 ft (1000 m)
Densidade do fluido	10 lbm/gal
Gradiente de poros	11 lbm/gal
Fração de óleo no fluido	0,63
Vazão de fluido	8 stb/min
Temperatura da formação	160 °F (71 °C)
Tempo de exposição ao <i>kick</i>	10 min
Pressão hidrostática de fundo	3430 psi
Pressão da formação	3775 psi

Os valores calculados são resumidos no Tabela 5.7:

Tabela 5-7 – Valores calculados para o poço II

Solubilidade do gás	462,9 <i>scf/stb</i>
Fator volume de formação	1,2137 <i>bbl/stb</i>
Vazão de gás	3704 <i>scf/min</i>
Volume de fluido contaminado	80 <i>stb</i>
Volume de gás no poço	37036 <i>scf</i>
Volume ganho nos tanques de lama	17,1 <i>stb</i>
Volume que seria ganho nos tanques de lama no caso de fluido base água	27,8 <i>stb</i>

Neste caso, o volume detectado nos tanques de lama seria 61 % do que seria detectado numa perfuração com fluido base água.

O terceiro poço simula condições de alta pressão e alta temperatura. Para tanto, foi considerada uma profundidade de 3000 metros, representando uma perfuração em águas profundas, e uma temperatura de fundo de 130 °C. Os demais dados do poço são apresentados na Tabela 5.8:

Tabela 5-8 – Dados do poço III

Profundidade	10000 ft (3000 m)
Densidade do fluido	11 lbm/gal
Gradiente de poros	11,5 lbm/gal
Fração de óleo no fluido	0,63
Vazão de fluido	7 stb/min
Temperatura da formação	270 °F (130 °C)
Tempo de exposição ao <i>kick</i>	7 min
Pressão hidrostática de fundo	5720 psi
Pressão da formação	5980 psi

Os cálculos para solubilidade e fator volume de formação, neste caso, consideraram as Equações B.8 e B.10, adequadas para pressões superiores a 5000 psi. Os valores calculados são apresentados na Tabela 5.9:

Tabela 5-9 – Valores calculados para o poço III

Solubilidade do gás	1101,3 <i>scf/stb</i>
Fator volume de formação	1,6155 <i>bbl/stb</i>
Vazão de gás	7709 <i>scf/min</i>
Volume de fluido contaminado	49 <i>stb</i>
Volume de gás no poço	53963 <i>scf</i>
Volume ganho nos tanques de lama	30,2 <i>stb</i>
Volume que seria ganho nos tanques de lama no caso de fluido base água	37,1 <i>stb</i>

A razão entre os volumes ganhos no caso de fluido base óleo e base água, neste caso, é de 81 %.

Como pôde ser observado nos exemplos apresentados, a redução no volume ganho nos tanques de lama pode ser muito acentuada, dependendo das condições de pressão e temperatura do fundo do poço. Esta diferença foi reduzida com o aumento da pressão de fundo, em decorrência do aumento da profundidade, o que está relacionado ao maior fator volume de formação para maiores pressões. Esta observação confirma o observado por Swanson et al. (1988) que mostra, em seu modelo, que a resposta no tanque de lama para um poço de alta profundidade pode ser semelhante entre um fluido base óleo e um fluido base água.

As análises anteriores, comparando a diferença entre o ganho num fluido base água e outro base parafina para um mesmo volume de gás no poço, permitem que se estabeleça níveis seguros para o ajuste do alarme do sondador para o ganho no tanque de lama. Outra aplicação possível seria a comparação entre os volumes de gás no poço para um mesmo ganho nos tanques entre um fluido base água e outro base parafina. O exemplo a seguir ilustra essa aplicação para um ganho de 20 bbl no poço II.

Para um fluido base n-parafina:

$$V_{m,SC} = \frac{V_{pit}}{B_m - 1} = \frac{20}{1,2137 - 1} = 93,6 \text{ stb}$$

$$\dot{Q}_m = \frac{V_{m,SC}}{t} = 9,36 \text{ stb/min}$$

$$\dot{Q}_{gas} = R_{s_m} \times \dot{Q}_m = 462,9 \times 9,36 = 4332 \text{ scf/min}$$

$$V_{gas,SC} = \dot{Q}_{gas} \times t = 4327 \times 10 = 43320 \text{ scf}$$

Para um fluido base água:

$$V_{gas,SC} = V_{pit} \times \left(\frac{P_{res}}{P_{SC}} \right) \times \left(\frac{T_{SC}}{T_{res}} \right) \times \frac{5,615}{z_{res}}$$

$$V_{gas,SC(água)} = 20 \times \left(\frac{3789,9}{14,7} \right) \times \left(\frac{288,7}{344,3} \right) \times \frac{5,615}{0,9} = 26975 \text{ scf}$$

Logo, nas condições desse exemplo, o volume de gás no poço seria 63 % maior no caso de um fluido base n-parafina. Esse volume superior de gás, se desconhecido, poderia comprometer o tratamento do fluido de perfuração na superfície durante a circulação do *kick*.

Capítulo 6

Conclusões e Recomendações

A partir dos resultados obtidos neste trabalho, pode-se destacar algumas conclusões e recomendações para trabalhos futuros.

6.1 Conclusões

Foram obtidos dados experimentais para misturas de metano em emulsões e fluidos com outros aditivos, todos a base de n-parafina, variando-se a fração de óleo e a temperatura dos ensaios. Os resultados permitem analisar o efeito de parâmetros como a temperatura, fração de óleo e presença de aditivos nas propriedades analisadas:

- Com relação ao efeito da temperatura, constatou-se que, para as três temperaturas estudadas, seu efeito sobre a solubilidade somente é perceptível para pressões superiores a 35 MPa. Fator volume de formação e densidade, entretanto, são influenciados pela temperatura em toda a faixa de pressão estudada, o que estaria relacionado à dilatação térmica do líquido sob altas temperaturas.
- A fração de óleo na mistura se mostrou de grande influência sobre a solubilidade e, conseqüentemente sobre as demais propriedades. Este comportamento está relacionado à baixa

solubilidade do gás na salmoura, o que faz com que a solubilidade no fluido aumente com o aumento da fração de óleo na mistura. Essa alta solubilidade em fluidos com altas concentrações de óleo indicam maiores problemas associados à detecção de *kicks* e ao controle do poço.

- Solubilidade e fator volume de formação não foram influenciados pela presença dos aditivos no fluido estudado.
- O emulsificante utilizado foi caracterizado experimentalmente e a solubilidade do metano neste componente apresentou-se inferior à solubilidade do metano na n-parafina pura.

A modelagem termodinâmica abrangeu a modelagem de sistemas de metano em parafina pura para aplicação no modelo aditivo de emulsões e um ajuste matemático para emulsões a partir dos dados experimentais:

- No modelo para misturas de metano em n-parafina pura, os dados apresentados por Silva (2004) permitiram calibrar um simulador PVT comercial tratando a n-parafina como um componente único, o que pode representar um grande ganho computacional. O modelo ajustado pelo simulador permitiu estender os resultados da literatura para o óleo puro para faixas elevadas de pressão e temperatura. As simulações confirmaram a pouca influência da temperatura para baixas e moderadas pressões. A partir dos dados simulados, um *software* de regressão multivariável foi utilizado para ajustar correlações para a solubilidade do gás em n-parafina e fator volume de formação da mistura em função da pressão e temperatura. Foram consideradas duas faixas de pressão: acima e abaixo de 35 MPa.

- As expressões encontradas para o óleo puro foram então utilizadas no modelo aditivo para prever o comportamento das emulsões estudadas. A comparação entre os resultados experimentais e calculados apresentou uma boa correlação para pressões baixas e moderadas. Este comportamento foi observado tanto para a solubilidade do gás quanto para o fator volume de formação da mistura de metano em emulsões.

- A partir dos dados experimentais obtidos neste trabalho, foram ajustadas expressões para a solubilidade e fator volume de formação de emulsões em função da pressão, temperatura e fração de óleo. Além de diminuir os desvios a altas pressões, as expressões obtidas têm ainda a vantagem de serem independentes das regressões para solubilidade na salmoura.

A aplicação das equações desenvolvidas para o cálculo do volume ganho no tanque de lama em três poços de diferentes profundidades mostrou que a redução no ganho em relação a um fluido base água pode variar bastante sendo menor para elevadas pressões de fundo, o que indica um comportamento similar à perfuração com fluido base água em poços de alta pressão.

A quantificação do ganho no tanque de lama devido a um certo volume de gás no poço, assim como do volume de gás no poço a partir de um certo ganho no tanque, permite um dimensionamento e ajuste adequado dos equipamentos utilizados, além de maior segurança durante a circulação do gás invasor para fora do poço.

6.2 Recomendações

A seguir são apresentadas algumas recomendações para trabalhos futuros:

- Estender as faixas de pressão e temperatura a fim de se estudar o comportamento da mistura gás-líquido em condições próximas à região crítica. Essa extensão é uma necessidade devido ao cenário nacional de perfuração de poços cada vez mais profundos e sujeitos a maiores pressões e temperaturas.
- Avaliar um modelo para previsão do comportamento da densidade da mistura de metano em fluidos base n-parafina para a faixa de pressão e temperatura estudada.
- Obter correlações adimensionais, a partir de propriedades pseudo-críticas que possam ser utilizadas como referência na adimensionalização.
- Estudar as incertezas e erros experimentais no procedimento e aparato utilizados.

Referências Bibliográficas

- BERTHEZENE, N., HEMPTINNE, J. -C. de, AUDIBERT, A., ARGILLIER, J. -F.: *Methane Solubility in Synthetic Oil-Based Drilling Muds*, Journal of Petroleum Science and Engineering, vol 23, pag. 71-81, 1999.
- BEZERRA, E. M., *Estudo do Controle de Poço Considerando-se o Comportamento de Fases da Mistura Gás-Líquido*, São Paulo: Universidade Estadual de Campinas, Dissertação (Mestrado), 2006.
- BOURGOYNE JR., A. T., MILHEIM, K. K., CHEVEBERT, M. E., YOUNG JR., F. S.: *Applied Drilling Engineering*, SPE TextBook Series, Vol. 2, 1986, 502p.
- BUREAU, N., HEMPTINNE, J. -C. de, AUDIBERT, A., HERZHAFT, B.: *Interactions Between Drilling Fluid and Reservoir Fluid*, SPE Annual Technical Conference and Exhibition, San Antonio, Texas, 29 Sep - 2 Oct., 2002.
- CMG WINPROP: Winprop User's Manual, Calgary, Alberta, Canada, 2004.
- DANESH, A.: *PVT and Phase Behaviour of Petroleum Reservoir Fluids*, Elsevier, 1998, 386p.
- EDMISTER, W. D. e LEE, B. I.: *Applied Hydrocarbon Thermodynamics*, Volume 1, Second Edition, Gulf Publishing Company, 1984, 233p.

- FRIEDHEIM, J. E. e CONN, H. L.: *Second Generation Synthetic Fluids in North Sea: Are they better?*, IADC/SPE Drilling Conference, New Orleans, 12 – 15 Mar, 1996.
- FRIEDHEIM, J. E., CANDLER, J. E., RABKE, S. R.: *New Testing Protocols and Regulatory Guidelines to Promote Further Development of Synthetic-Based Fluid Technology*, SPE Annual Technical Conference and Exhibition, New Orleans, Sep. 30 – Oct. 3, 2001.
- LABFIT *Curve Fitting Software V 7.2.29*, Universidade Federal de Campina Grande, Paraíba, versão de avaliação disponível em <http://zeus.df.ufcg.edu.br/labfit/index.htm>.
- LIMA, H. R.: *A Dynamic Model of Well Hydraulics in Deepwater Riserless Drilling Operations Using Synthetic Based Drilling Fluids*, Texas: Texas A&M University, Dissertation (PhD), 1998.
- MC CAIN, Jr., W. D.: *The properties of Petroleum Fluids*, Second Edition, Penn Well Books, Tulsa, 548p., 1990.
- MONTEIRO, E. N.: *Estudo da Solubilidade de Metano em Fluidos Sintéticos Utilizados na Perfuração Petrolífera*, São Paulo: Universidade Estadual de Campinas, Trabalho de Graduação, 2005.
- O'BRIEN, T. B.: *Handling Gas in an Oil Mud Takes Special Precautions*, World Oil, pag. 22-29, Jan. 1981.
- O'BRYAN, P. L., BOURGOYNE, Jr A. T., MONGER, T. G., KOPCSO, D. P.: *An Experimental Study of Gas Solubility in Oil-Based Drilling Fluids*, SPE15414 - SPE Drilling Engineering, Mar. 1988.

- O'BRYAN, P. L.: *Well Control Problems Associated with Gas Solubility in Oil-Based Drilling Fluids*, Louisiana: Louisiana State University of Agricultural and Mechanical College, Dissertation (PHD), 1989.
- O'BRYAN, P. L. and BOURGOYNE Jr, A. T.: *Sweeling of Oil-Based Drilling Fluids Resulting from Dissolved Gas*, SPE16676 - SPE Drilling Engineering, Jun. 1990.
- PENG, D. Y. and ROBINSON, D. B.: *A New Two Constant Equation of State*, Ind. Eng. Chem., vol. 15, nº1, 1976.
- SALIÉS, J. B.: *Technological Challenges for the Development of Ultradeep Water Fields*, SPE97378 - SPE Latin American and Caribbean Petroleum Engineering Conference, Rio de Janeiro, Brasil, 20 – 23 Jun, 2005.
- SILVA, C.T.: *Estudo da Solubilidade de Metano em Líquidos Orgânicos Utilizados na Formulação de Fluidos de Perfuração*, Campinas: Universidade Estadual de Campinas, Dissertação (Mestrado), 2004.
- 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*, SPE91009 - SPE Annual Technical Conference and Exhibition, Houston, Texas, 26 – 29 Sep. 2004.
- SOAVE, G.: *Equilibrium Constants from a Modified Redlich-Kwong Equation of State*, Chemical Engineering Science, Vol. 27, 1972.
- SRISVASTAN, S., DARWISH, N. A., GASEM, K. A. M., ROBINSON, R. L.: *Solubility of Methane in Hexane, Decane, and Dodecane at Temperatures from 311 to 423K and Pressures to 10.4Mpa*, J. Chem. Eng. Data 1992, 37, 516-520.
- STANDING, M. B.: *Volumetric and Phase Behavior of Oil Field Hydrocarbon Systems*, SPE of AIME, Dallas, 1977.

SWANSON, B. W., GILVARY, B., McEwan, F.: *Experimental Measurement and Modeling of Gas Solubility in Invert Emulsion Drilling Fluids Explains Surface Observations During Kicks*, SPE18371 - SPE European Petroleum Conference, Londres, Reino Unido, Oct. 16 – 19, 1988.

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*, SPE22560 - SPE Annual Technical Conference and Exhibition, Dallas, Texas, Oct. 6 – 9, 1991.

THOMAS, D. C., LEA Jr., J. F. and TUREK, E. A., *Gas Solubility in Oil-Based Drilling Fluids: effects on kick detection*, SPE 11115 – SPE 57th Annual Fall Technical Conference and Exhibition, New Orleans, L. A., Sep. 26 – 29, 1982.

VAN NESS, H. C., SMITH, J. M., ABBOTT, M. M., *Introdução à Termodinâmica da Engenharia Química*, Editora LTC, Quinta edição, 697p, 2000.

Anexo I

Propriedades e Procedimentos PVT

Os conceitos que serão abordados a seguir foram definidos a partir de *McCain* (1990) e constituem uma breve revisão dos conceitos sobre propriedades e procedimentos PVT que foram utilizados no trabalho.

I.1 Pressão de Saturação

Considerando-se uma expansão a temperatura constante numa mistura gás-líquido, como mostrado no envelope de fases da Figura I.1, o sistema tende a passar de um estado monofásico totalmente líquido inicial para um sistema bifásico gás-líquido a pressões mais baixas. A pressão na qual algumas moléculas já conseguem se liberar formando pequenas bolhas de gás é chamado de pressão de saturação ou pressão de bolha. Este ponto está indicado no envelope de fases pelo ponto A.

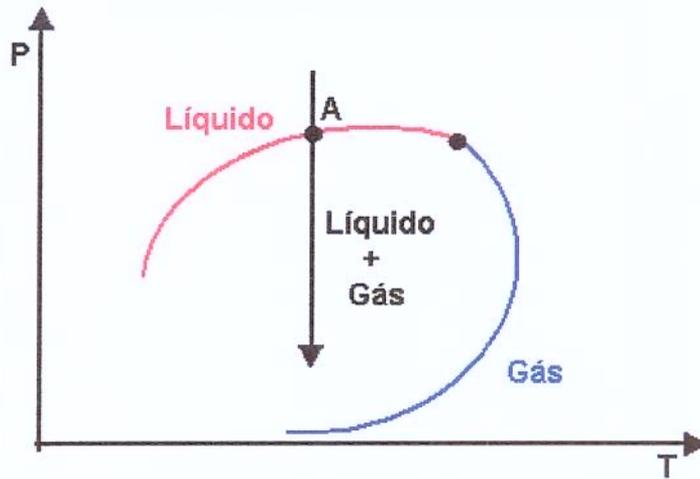


Figura I-1 – Exemplo de expansão isotérmica em envelope de fases de uma mistura gás-líquido

Se a pressão continuar a ser reduzida abaixo da pressão de saturação, mais gás será gradualmente formado, reduzindo-se a porcentagem de líquido na mistura.

I.2 Razão de Solubilidade

A razão de solubilidade define a quantidade de gás que pode ser dissolvido no óleo nas condições de reservatório e que é liberada com a redução da pressão pela qual o óleo passa no seu transporte do reservatório até a superfície. Assim, para a solubilidade de um gás em um óleo, temos:

$$R_{s_o} = \frac{V_{g_o,SC}}{V_{o,SC}} \quad (I.1)$$

Na Figura I.2 podemos observar uma curva que demonstra o comportamento da solubilidade para uma variação da pressão em temperatura constante.

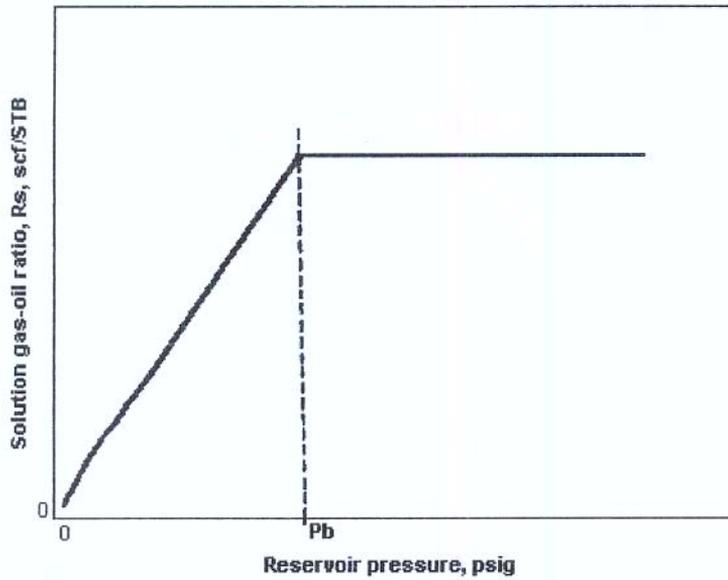


Figura I-2 - Exemplo de curva típica da solubilidade em função da pressão para temperatura constante [McCain, 1990]

I.3 Fator Volume de Formação de Óleo

O volume de um óleo nas condições de superfície é menor que nas condições de reservatório devido, principalmente, ao desprendimento do gás em solução no reservatório.

Essa relação entre esses volumes é expressa pelo fator volume de formação de óleo, definido como o volume de líquido (óleo mais gás solubilizado) do reservatório necessário para produzir 1 STB de óleo. Assim, temos:

$$B_o = \frac{V_{o, res}}{V_{o, SC}} \quad (I.2)$$

Consideram-se como condições padrão uma pressão de 1 atm e temperatura de 60°F (15,5°C).

A uma temperatura constante, uma redução de pressão acima da pressão de saturação provoca um pequeno aumento no B_o devido à expansão do óleo devido à pressão. Porém, abaixo da pressão de saturação o gás começa a ser liberado e reduções de pressão provocam uma redução no fator volume de formação. Isso pode ser observado na Figura I.3 que mostra o comportamento típico do fator volume de formação de óleo para variações de pressão a temperatura constante.

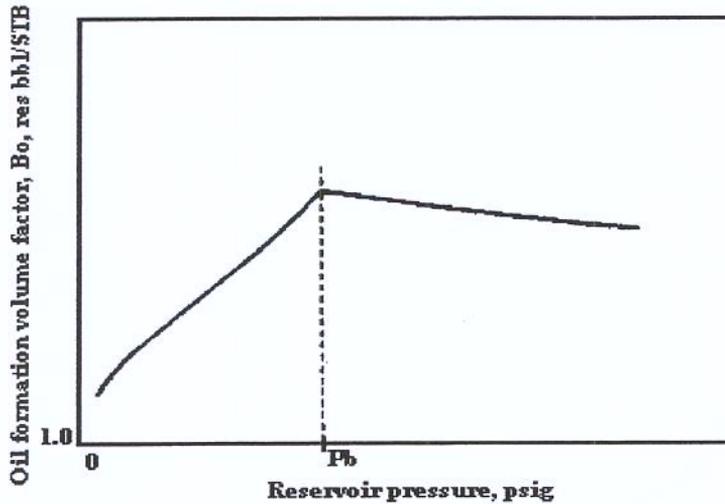


Figura I-3 - Exemplo de curva do comportamento do fator volume de formação de óleo em função da pressão para uma temperatura constante [McCain, 1990]

I.4 Fator Volume de Formação de Gás

O fator volume de formação de gás exprime a expansão do gás quando transportado do reservatório para a superfície, devido à redução da pressão. McCain (1990) define o fator volume de formação de gás como o volume de gás nas condições de reservatório necessário para produzir 1 scf na superfície. Assim, o fator volume de formação de gás pode ser calculado como o volume ocupado pelo gás nas condições de reservatório dividido pelo volume ocupado pela mesma massa de gás nas condições padrão.

$$B_g = \frac{V_{G, res}}{V_{G, SC}} \quad (I.3)$$

A Figura I.4 mostra como se comporta o fator volume de formação de gás em função da pressão de reservatório.

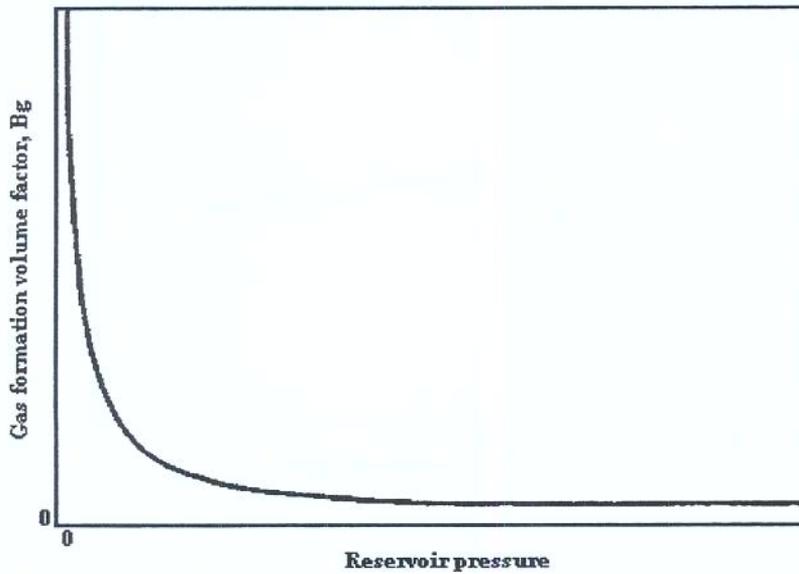


Figura I-4 - Exemplo do comportamento do fator volume de formação de gás em função da pressão para temperatura constante [McCain, 1990]

I.5 Massa Específica

A massa específica pode ser definida como a razão entre a massa e o volume de uma mistura.

$$\rho = \frac{m}{V} \quad (I.4)$$

Assim, o gás solubilizado no óleo diminui a massa específica da mistura, uma vez que a densidade do gás é inferior à do óleo.

I.6 Expansão a Composição Constante

A expansão a composição constante é um procedimento utilizado para determinação da pressão de saturação. O líquido saturado é colocado numa célula à temperatura de reservatório e pressão acima da encontrada no reservatório. A pressão é então reduzida gradualmente pelo incremento do volume, sendo o sistema agitado a cada redução para garantir o equilíbrio termodinâmico.

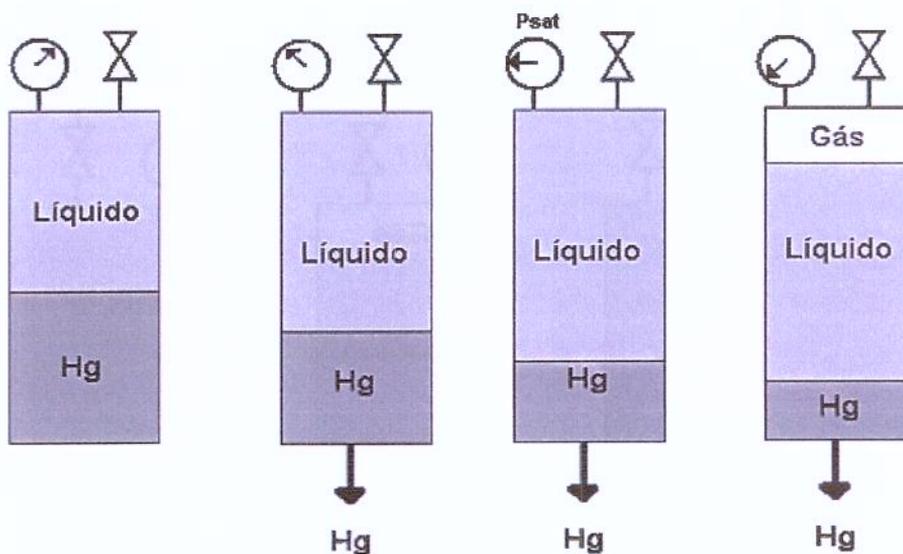


Figura I-5 - Esquema da expansão a composição constante

É traçada uma curva de Pressão x Volume na qual observa-se uma mudança da inclinação da isoterma, ponto este que representa a pressão de saturação. O volume da mistura nessa pressão é chamado de volume de saturação.

I.7 Liberação Diferencial

A liberação diferencial é um procedimento para determinação de propriedades como solubilidade e fator volume de formação. Ao contrário da expansão a composição constante, na liberação diferencial, a composição do sistema varia no decorrer do processo.

Inicialmente a mistura deve ser colocada na temperatura de reservatório e pressão de saturação para essa temperatura na qual será realizado o ensaio. A pressão é reduzida pelo acréscimo do volume e a célula agitada para que se atinja o equilíbrio termodinâmico. O gás que se formou devido à redução da pressão é liberado enquanto a pressão é mantida constante pela redução do volume. O gás coletado é medido, assim como o volume de líquido saturado restante na célula. O procedimento é repetido em etapas até que se atinja a pressão atmosférica. Finalmente é medido o volume do óleo residual.

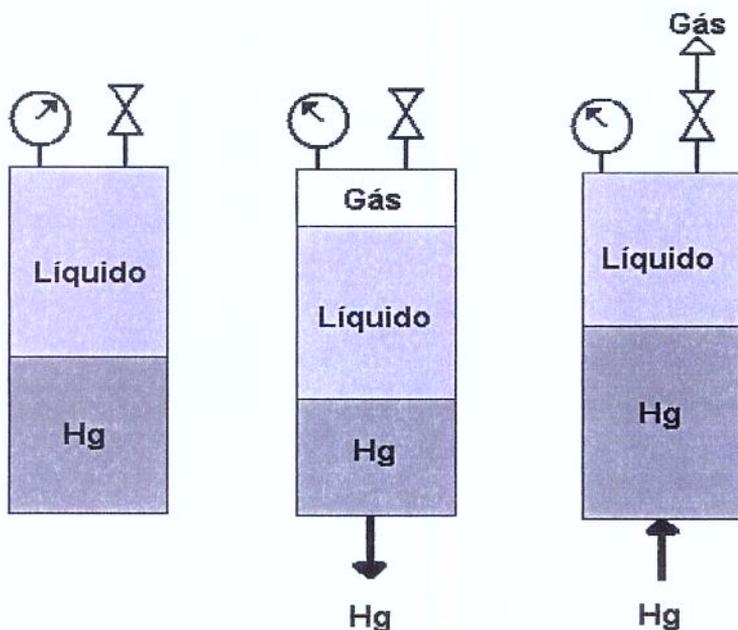


Figura I-6 - Esquema da liberação diferencial numa célula de mercúrio

Anexo II

Equilíbrio de Fases e Equações Cúbicas de Estado

Os conceitos termodinâmicos revisados nesta seção envolvem o comportamento de fases de misturas, incluindo critérios de equilíbrio, equações de estado cúbicas para o cálculo das propriedades das fases e regras de mistura que permitem utilizar as equações de estado, inicialmente desenvolvidas para componentes puros, em sistemas multicomponentes. Os fundamentos aqui apresentados foram compilados a partir das referências Edmister e Lee (1984), Danesh (1998) e Van Ness et al. (2000).

II.1 Equilíbrio de Fases

Van Ness et al. (2000) define o equilíbrio termodinâmico como uma “condição estática na qual não ocorrem variações nas propriedades macroscópicas de um sistema com o tempo, o que implica em uma igualdade de todos os potenciais que possam causar mudanças no sistema”. Deste modo, o equilíbrio de um sistema de composição constante, composto por π fases, supõe a igualdade do potencial químico de um determinado componente para todas as fases:

$$\mu_i^1 = \mu_i^2 = \mu_i^3 = \dots = \mu_i^\pi \quad (11.1)$$

O potencial químico de um componente é definido como a energia livre de Gibbs parcial molar para esse componente:

$$\mu_i = \overline{G}_i = \left(\frac{\partial G}{\partial n_i} \right)_{P,T,n_j} dn_i \quad (11.2)$$

Devido a pouca praticidade na utilização do potencial químico, uma vez que a energia de Gibbs não é uma propriedade mensurável, definiu-se uma nova propriedade chamada fugacidade e, no equilíbrio:

$$f_i^1 = f_i^2 = f_i^3 = \dots = f_i^\pi \quad (11.3)$$

Para um sistema gasoso ideal, a fugacidade é igual à sua pressão e a fugacidade de cada componente é igual à sua pressão parcial. Para sistemas gasosos reais, define-se o coeficiente de fugacidade como:

$$\phi_i = \frac{f_i}{y_i P} \quad (11.4)$$

O coeficiente de fugacidade é, portanto, uma medida do desvio entre os comportamentos real e ideal de um componente numa mistura.

Portanto, para um sistema em equilíbrio líquido-vapor:

$$f_i^v = f_i^l = \phi_i^v y_i P = \phi_i^l x_i P \quad (11.5)$$

O coeficiente de fugacidade pode ser expresso em função do comportamento volumétrico:

$$\ln \phi_i = \int_0^P \left(\frac{Z-1}{P} \right) dP = (Z-1) - \ln Z + \frac{1}{RT} \int_{\infty}^V \left(\frac{RT}{V} - P \right) dV \quad (II.6)$$

O fator de compressibilidade da equação II.6, assim como termo integral, é encontrado através de equações estado que serão discutidos adiante.

II.2 Equações de Estado Cúbicas

Como visto na seção anterior, o coeficiente de fugacidade está relacionado à pressão, temperatura e volume através da Equação II.6. A solução desta equação depende, portanto, de equações de estado que relacionem estas variáveis para o componente em questão. Equações de estado cúbicas são largamente empregadas para representar o comportamento de sistemas líquido-vapor, permitindo o cálculo do coeficiente de fugacidade e do equilíbrio do sistema.

A Figura II.1 apresenta uma isoterma para pressão em função do volume para um componente puro. A curva em azul representa o comportamento real, no qual a transição entre as fases líquido e vapor acontece a pressão constante. O trecho em vermelho representa o comportamento previsto pela equação de estado cúbica para a transição, para uma temperatura menor que a temperatura crítica do componente. Nota-se que a equação apresenta, para este caso, três raízes reais estando a menor raiz (v_1) relacionada ao líquido e a maior (v_3) ao vapor. A raiz intermediária (v_2) não tem significado físico.

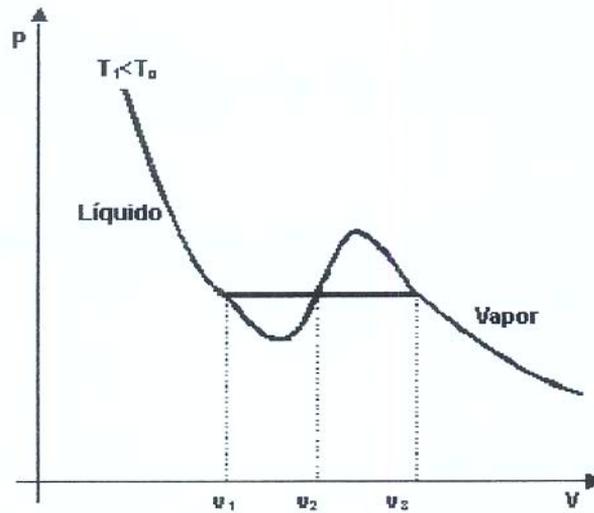


Figura II-1 - Comportamento de fases para componente puro

A idéia original desta representação através de equações cúbicas foi proposta por Van der Walls em 1873 através da expressão:

$$P = \frac{RT}{V - b} - \frac{a}{V^2} \quad (II.7)$$

Na Equação II.7, os parâmetros a e b representam as forças intermoleculares de atração e repulsão, respectivamente e, se considerados nulos, a equação se reduz à lei dos gases ideais.

As equações cúbicas foram posteriormente aprimoradas e a Tabela II.1 apresenta os parâmetros para os modelos de *Soave-Redlich-Kwong* e *Peng-Robinson*.

Tabela II.1 – Equações de Estado Cúbicas

	Soave-Redlich-Kwong	Peng-Robinson
Forma Original	$P = \frac{RT}{V-B} - \frac{a_c \alpha}{V(V+b)}$	$P = \frac{RT}{V-B} - \frac{a_c \alpha}{V(V+b) + b(V-b)}$
Parâmetros de cálculo	$a_c = 0,42747 \frac{R^2 T_c^2}{P_c}$ $b = 0,08664 \frac{RT_c}{P_c}$ $\alpha = \left[1 + m(1 - T_R^{0.5}) \right]^2$ $m = 0,480 + 1,574\omega - 0,176\omega^2$ $A = \frac{a_c \alpha P}{R^2 T^2}$ $B = \frac{bP}{RT}$	$a_c = 0,457235 \frac{R^2 T_c^2}{P_c}$ $b = 0,77796 \frac{RT_c}{P_c}$ $\alpha = \left[1 + m(1 - T_R^{0.5}) \right]^2$ $m = 0,37464 + 1,5422\omega - 0,26992\omega^2, \text{ para } \omega < 0,491$ $m = 0,3796 + 1,485\omega - 0,1644\omega^2 + 0,0166\omega^3, \text{ para } \omega > 0,491$ $A = \frac{a_c \alpha P}{R^2 T^2}$ $B = \frac{bP}{RT}$
Forma cúbica em Z	$Z^3 - Z^2 + (A - B - B^2)Z - AB = 0$	$Z^3 + (B-1)Z^2 + (A - 2B - 3B^2)Z - AB + B^2 + B^3 = 0$
Coefficiente de Fugacidade	$\ln \phi = (Z-1) - \ln(Z-B) - \frac{A}{B} \ln \left(\frac{Z+B}{Z} \right)$	$\ln \phi = (Z-1) - \ln(Z-B) - \frac{A}{2\sqrt{2}B} \ln \left[\frac{Z+(1+\sqrt{2})B}{Z+(1-\sqrt{2})B} \right]$

Os parâmetros de entrada para o uso de ambas as equações apresentadas são, portanto, a constante dos gases, pressão e temperaturas críticas e o fator acêntrico do componente puro estudado.

Na prática, é mais comum a utilização das equações de estado na forma cúbica no fator de compressibilidade, Z , pois, a partir deste, calcula-se o coeficiente de fugacidade. As fórmulas para o cálculo do coeficiente de fugacidade apresentadas na Tabela II.1 são obtidas a partir da Equação II.6.

As equações de estado como apresentadas aqui são aplicadas a componentes puros e sua extensão a misturas requer o uso de leis que descrevam a interação entre os diversos componentes de uma mistura.

II.3 Regras de Misturas

A aplicação das equações de estado para sistemas multicomponentes requer o emprego de regras de misturas para o cálculo de seus parâmetros. As regras de misturas devem, portanto, adaptar os parâmetros de atração e repulsão para a interação entre as diferentes substâncias que compõem a mistura.

Um conjunto de regras de mistura simples pode ser obtido aproximando o parâmetro de atração entre as moléculas por uma média geométrica e o parâmetro de repulsão através de uma média aritmética. Dessa forma, escreve-se:

$$a = \sum_i \sum_j x_i x_j (a_i a_j)^{0.5} \quad (\text{II.8})$$

$$b = \sum_i x_i b_i \quad (\text{II.9})$$

A atração intramolecular pode ser melhor representada através da incorporação de um parâmetro de interação binária, k_{ij} :

$$a = \sum_i \sum_j x_i x_j (a_i a_j)^{0.5} (1 - k_{ij}) \quad (\text{II.10})$$

O parâmetro de interação binária depende da equação de estado a ser utilizada e pode ser obtido através de correlações que minimizem o desvio entre valores experimentais e previstos.

Considerando as regras de misturas expostas acima, as equações de estado apresentadas na Tabela II.1 podem ser resolvidas para misturas. O cálculo do coeficiente de fugacidade pode ser reescrito considerando as regras de mistura:

Para Soave-Redlich-Kwong:

$$\ln \phi_i = B'_i(Z-1) - \ln(Z-B) - \frac{A}{B} [A'_i - B'_i] \ln \left[\frac{Z+B}{Z} \right] \quad (\text{II.11})$$

Para Peng-Robinson:

$$\ln \phi_i = B'_i(Z-1) - \ln(Z-B) - \frac{A}{2\sqrt{2}B} (A'_i - B'_i) \ln \left[\frac{Z+(1+\sqrt{2})B}{Z+(1-\sqrt{2})B} \right] \quad (\text{II.12})$$

Com:

$$A'_i = \frac{1}{a} \left[2a_i^{0.5} \sum_j^n x_j a_j^{0.5} (1 - k_{ij}) \right] \quad (\text{II.13})$$

$$B_i = \frac{b_i}{b} \quad (\text{II.14})$$

As regras apresentadas nas Equações II.9 e II.10 são adequadas para misturas de hidrocarbonetos, mas não representam bem misturas contendo hidrocarbonetos e componentes assimétricos, como a água. Para corrigir esta distorção, o parâmetro de atração pode ser separado em duas partes:

$$a = a_C + a_A \quad (\text{II.13})$$

Na Equação II.13, o termo a_C representa o parâmetro de misturas convencional, dado pela Equação II.10, e o termo a_A representa o termo assimétrico, devido à polaridade, e pode ser calculado como:

$$a_A = \sum_p x_p \sum_i l_{pi} x_i (a_p a_i)^{0.5} \quad (\text{II.14})$$

O subscrito p se refere aos componentes polares e o parâmetro l_{pi} representa o coeficiente de interação binária entre um componente polar p e um componente apolar i .

Outros conjuntos de regras de misturas foram desenvolvidos, mas não serão apresentados aqui devido à sua maior complexidade e especificidade.

Anexo III

Solubilidade na Salmoura

A solubilidade do gás na salmoura é calculada a partir das equações de regressão propostas por O'Bryan et al. (1988).

Para o dióxido de carbono:

$$Rs_{CO_2} = (A + B \times P + C \times P^2 + D \times P^3) \times B_s \quad (\text{III.1})$$

$$A = 95,08 - 0,93 \times T + 2,28 \times 10^{-3} \times T^2 \quad (\text{III.2})$$

$$B = 0,1626 - 4,025 \times 10^{-4} \times T + 2,5 \times 10^{-7} \times T^2 \quad (\text{III.3})$$

$$C = -2,62 \times 10^{-5} - 5,39 \times 10^{-8} \times T + 5,13 \times 10^{-10} \times T^2 \quad (\text{III.4})$$

$$D = 1,39 \times 10^{-9} + 5,94 \times 10^{-12} \times T - 3,61 \times 10^{-14} \times T^2 \quad (\text{III.5})$$

$$B_s = 0,92 - 0,0229 \times s \quad (\text{III.6})$$

Para o gás hidrocarboneto:

$$Rs = (A + B \times T + C \times T^2) \times B_s \quad (\text{III.7})$$

$$A = 5,5601 + 8,49 \times 10^{-3} \times P - 3,06 \times 10^{-7} \times P^2 \quad (\text{III.8})$$

$$B = -0,03484 - 4 \times 10^{-5} \times P \quad (\text{III.9})$$

$$C = 6 \times 10^{-5} + 1,5102 \times 10^{-7} \times P \quad (\text{III.10})$$

$$B_s = \exp[(-0,06 + 6,69 \times 10^{-5} \times T) \times s] \quad (\text{III.11})$$

Apêndice A

Dedução das Equações da Aditividade

A.1 Solubilidade

Considerando-se a aditividade volumétrica, o volume de gás produzido em superfície por uma lama contaminada nas condições de fundo de poço (reservatório) será equivalente à soma dos volumes de gás produzidos por cada componente contaminado. Assim, para uma lama constituída por óleo, salmoura e emulsificante:

$$Vg_{m,SC} = Vg_{o,SC} + Vg_{sm,SC} + Vg_{e,SC} \quad (\text{A.1})$$

O volume de gás produzido por cada componente pode ser associado ao volume total do componente, quando contaminado, através da solubilidade do gás naquele componente.

$$Rs_i = \frac{Vg_{i,SC}}{V_{i,SC}} \quad (\text{A.2})$$

Sendo $i = m$ (emulsão), o (óleo), sm (salmoura) ou e (emulsificante).

Assim:

$$Rs_m \times V_{m,SC} = Rs_o \times V_{o,SC} + Rs_{sm} \times V_{sm,SC} + Rs_e \times V_{e,SC} \quad (A.3)$$

$$Rs_m = \frac{Rs_o \times V_{o,SC} + Rs_{sm} \times V_{sm,SC} + Rs_e \times V_{e,SC}}{V_{m,SC}} \quad (A.4)$$

Substituindo a razão entre os volumes de cada componente e o volume total pelas frações volumétricas, chega-se à equação 2.1:

$$Rs_m = Rs_o \times f_o + Rs_{sm} \times f_{sm} + Rs_e \times f_e \quad (2.1)$$

A.2 Fator Volume de Formação da Emulsão

O volume de uma determinada massa de fluido nas condições de poço corresponde à soma dos volumes dos constituintes:

$$V_{m,res} = V_{o,res} + V_{sm,res} + V_{e,res} \quad A.5$$

O Fator Volume de Formação de um líquido define a relação entre seu volume nas condições de reservatório (ou poço) e nas condições padrão (superfície).

$$B_i = \frac{V_{i,res}}{V_{i,SC}} \quad A.6$$

Sendo $i = m$ (emulsão), o (óleo), sm (salmoura) ou e (emulsificante).

Substituindo em A.5:

$$B_m \times V_{m,SC} = B_o \times V_{o,SC} + B_{sm} \times V_{sm,SC} + B_e \times V_{e,SC} \quad \text{A.7}$$

$$B_m = \frac{B_o \times V_{o,SC} + B_{sm} \times V_{sm,SC} + B_e \times V_{e,SC}}{V_{m,SC}} \quad \text{A.8}$$

$$B_m = B_o \times f_o + B_{sm} \times f_{sm} + B_e \times f_e \quad \text{A.9}$$

Desconsiderando o efeito do emulsificante, é obtida a Equação 2.5 proposta por O'Bryan et al. (1990):

$$B_m = B_o \times f_o + B_{sm} \times f_{sm} \quad \text{2.5}$$

Apêndice B

Unidades de Campo

A relação abaixo apresenta os ajustes apresentados no Capítulo 5 em uma versão utilizando unidades de campo. As unidades a serem utilizadas nas Equações B.1 a B.10 são, portanto:

Temperatura → [°F]

Pressão → [psia]

Solubilidade → [scf/stb]

Fator volume de formação → [bbl/stb]

- Equação 5.3:

$$R_{s_o} = (3,255 \times 10^{-2} \times T - 5,410) \times P^4 \times 10^{-12} + (-4,045 \times 10^{-2} \times T + 6,778) \times P^3 \times 10^{-8} + (1,656 \times 10^{-2} \times T - 2,635) \times P^2 \times 10^{-4} + (-2,287 \times 10^{-2} \times T + 5,328) \times 10^{-1} \times P + 4,509 \times 10^{-1} \times T - 7,758 \times 10^1 \quad (\text{B.1})$$

- Equação 5.4:

$$Rs_o = (8,077 \times 10^2) \times e^{(1,773 \times 10^{-4}) \times P} - (8,115 \times 10^2) \times e^{(-1,372 \times 10^{-5}) \times T} \quad (B.2)$$

• Equação 5.5:

$$Rs_o = (1,154 \times 10^5) \times e^{\left[\frac{(-6,933 \times 10^4)}{P} + (1,575 \times 10^{-2}) \times T \right]} + (2,493 \times 10^{-1}) \times P \quad (B.3)$$

• Equação 5.6:

$$Rs_o = (2,042 \times 10^{-5}) \times P^2 + (1,267 \times 10^{-1}) \times P + 4,269 \quad (B.4)$$

• Equação 5.7:

$$Bo = (2,745 \times 10^{-1}) \times e^{[(1,837 \times 10^{-4}) \times P + (3,341 \times 10^{-6}) \times T^2]} + 7,485 \times 10^{-1} \quad (B.5)$$

• Equação 5.8:

$$Bo = (1,925 \times 10^{-1}) \times e^{[(4,745 \times 10^{-3}) \times T + (1,598 \times 10^{-8}) \times P^2]} + (8,306 \times 10^{-2}) \times \ln(P) \quad (B.6)$$

• Equação 5.11:

$$Rs_m = (8,032 \times 10^{-2}) \times (f_o^{1,306}) \times (P^{1,102}) + 5,552 \times e^{(7,026 \times 10^{-4}) \times P} \quad (B.7)$$

• Equação 5.12:

$$Rs_m = (1,992 \times 10^{-6}) \times (f_o^{1,296}) \times (P^{2,246}) \times [T^{(1,915 \times 10^{-1})}] + 5,552 \times e^{(5,274 \times 10^{-4}) \times P} \quad (B.8)$$

- Equação 5.13:

$$B_m = (2,280 \times 10^{-4}) \times (f_o^{1,727}) \times (1,000^P) \times (T^{1,154}) + e^{(2,745 \times 10^{-5}) \times P} \quad (\text{B.9})$$

- Equação 5.14:

$$B_m = (2,549 \times 10^{-4}) \times (f_o^{1,855}) \times (1,001^P) \times [T^{(9,542 \times 10^{-1})}] + e^{(2,369 \times 10^{-5}) \times P} \quad (\text{B.10})$$