UNIVERSIDADE ESTADUAL DE CAMPINAS FACULDADE DE ENGENHARIA MECÂNICA E INSTITUTO DE GEOCIÊNCIAS SUBCOMISSÃO DE PÓS-GRADUAÇÃO EM CIÊNCIAS E ENGENHARIA DE PETRÓLEO

Modelagem de Controle de Poço com Fluidos de Perfuração Não Aquosos e Estudos de Casos

Autor: Rubens Ribeiro de Paula Júnior Orientador: Prof. Dr. Paulo Roberto Ribeiro

12/08

UNIVERSIDADE ESTADUAL DE CAMPINAS FACULDADE DE ENGENHARIA MECÂNICA E INSTITUTO DE GEOCIÊNCIAS SUBCOMISSÃO DE PÓS-GRADUAÇÃO EM CIÊNCIAS E ENGENHARIA DE PETRÓLEO

Modelagem de Controle de Poço com Fluidos de Perfuração Não Aquosos e Estudos de Casos

Autor: **Rubens Ribeiro de Paula Júnior** Orientador: **Prof. Dr. Paulo Roberto Ribeiro**

Curso: Ciências e Engenharia de Petróleo Área de Concentração: Explotação

Dissertação de mestrado acadêmico apresentada à Subcomissão de Pós Graduação em Ciências e Engenharia de Petróleo da Faculdade de Engenharia Mecânica e Instituto de Geociências, como requisito para a obtenção do título de Mestre em Ciências e Engenharia de Petróleo.

Campinas, 2008 SP – Brasil

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

7

P281m	Paula Júnior, Rubens Ribeiro de Modelagem de controle de poço com fluidos de perfuração não aquosos e estudos de casos / Rubens Ribeiro de Paula JúniorCampinas, SP: [s.n.], 2008.
	Orientador: Paulo Roberto Ribeiro. Dissertação de Mestrado - Universidade Estadual de Campinas, Faculdade de Engenharia Mecânica e Instituto de Geociências.
	 Poços de petróleo - Fluidos de perfuração. 2. Pressão alta (Tecnologia). 3. Altas temperaturas. 4. Simulação e modelagem. I. Ribeiro, Paulo Roberto. II. Universidade Estadual de Campinas. Faculdade de Engenharia Mecânica e Instituto de Geociências. III. Título.

Título em Inglês: Nonaqueous drilling fluid well control modeling and case studies Palavras-chave em Inglês: Oil well drilling fluids, High pressure (Technology), High temperatures, Modelling and simulation Área de concentração: Exploração Titulação: Mestrado em Ciências e Engenharia de Petróleo Banca examinadora: Otto Luiz de Alcântara Santos, Rosana Fátima Teixeira Lomba, José Ricardo Pelaquim Mendes Data da defesa: 19/12/2008 Programa de Pós Graduação: Engenharia Mecânica

UNIVERSIDADE ESTADUAL DE CAMPINAS

FACULDADE DE ENGENHARIA MECÂNICA E

INSTITUTO DE GEOCIÊNCIAS

SUBCOMISSÃO DE PÓS-GRADUAÇÃO EM CIÊNCIAS E ENGENHARIA DE PETRÓLEO

DISSERTAÇÃO DE MESTRADO ACADÊMICO

Modelagem de Controle de Poço com Fluidos de Perfuração Não Aquosos e Estudos de Casos

Autor: Rubens Ribeiro de Paula Júnior

Orientador: Prof. Dr. Paulo Roberto Ribeiro

A Banca Examinadora composta pelos membros abaixo aprovou esta Dissertação:

Prof. Dr. Paulo Řoberto Ribeiro, Presidente Departamento de Engenharia de Petróleo Faculdade de Engenharia Mecânica Universidade Estadual de Campinas

Dr. Otto Luiz de Alcântara Santos Petrobras /Recursos Humanos Universidade Petrobras/Escola de Ciência e Tecnologia de E&P

rmana

Dra. Rosana Fátima Teixeira Lomba Petrobras//Cenpes/TEP

Prof. Dr. José Ricardo Felaquim Mendes Departamento de Engenharia de Petróleo Faculdade de Engenharia Mecânica Universidade Estadual de Campinas

Campinas, 19 de dezembro de 2008

Dedicatória:

Ao meu querido pai, que durante a minha graduação negou-me um emprego certo como bancário por acreditar que a universidade poderia levar-me a trilhar caminhos mais altos. Deus honrou sua fé em mim e aqui estou eu, pleiteando o grau de Mestre em Ciências e Engenharia de Petróleo.

Agradecimentos

Agradeço a Deus, por criar uma natureza tão bela e desafiadora que nos leva desde as nossas origens a fazer ciência a fim de aprender a dela fazer uso para o proveito da humanidade, enquanto o exaltamos em cada pesquisa. Agradeço a Jesus, Senhor e Salvador de minha vida por ter-me dado tudo o que é importante em minha vida: a salvação, a minha família, meus amigos, minha carreira e minha fé.

Aos meus três queridos filhos, Fábio Matheus, Rubens Gabriel e Isa Gabriele e minha querida esposa, Lisa, por estarem presentes em todos os momentos da minha vida, nas lutas e nas vitórias. São verdadeiros presentes de Deus para a minha vida. Aos meus pais, Rubens e Divina, pelo apoio e incentivo contínuo na educação continuada em minha vida. Esta vitória é tanto de vocês quanto minha.

Agradeço a PETROBRAS e a UNICAMP pelo privilégio que tenho hoje de não precisar diferenciar trabalho de estudo e estudo de trabalho. Agradeço ao LEP e o projeto de pesquisa UNICAMP-FINEP/CTPETRO-PETROBRAS, pela infra-estrutura computacional e recursos das bolsas do pessoal técnico e de pesquisa.

Agradeço a toda a equipe de pesquisadores do Grupo de Hidráulica e Controle de Poços do Departamento de Engenharia de Petróleo da UNICAMP pelo grande apoio prestado, Especificamente, o funcionamento da metodologia à base de óleo e a geração dos resultados não seria possível sem o apoio incansável dos estudantes e pesquisadores Rodrigo Pereira e André Campoy. Os valiosos conselhos na área de termodinâmica de misturas dos engenheiros Tarcila

Atolini e Nilo Kim foram fundamentais. Assim também, agradeço o apoio na área de programação computacional prestada pelo engenheiro Marco Keiler.

Agradeço ao meu orientador, Professor Paulo Roberto Ribeiro, por exigir de mim sempre o melhor, por ter me mostrado o caminho e me ajudado a chegar lá. Sem sua orientação, meus horizontes na área acadêmica seriam muito limitados. Em especial, agradeço pela sua seriedade, pontualidade e disposição, e pelo seu esforço em orquestrar toda a equipe a fim de que a necessária antecipação da minha dissertação fosse possível.

Ao meu coordenador na PETROBRAS, professor Otto Santos, agradeço pela confiança no meu trabalho e por ter me concedido esta oportunidade de crescer profissionalmente, alargando os meus horizontes na empresa.

"Ó profundidade das riquezas, tanto da sabedoria, como da ciência de Deus! Quão insondáveis são os seus juízos, e quão inescrutáveis os seus caminhos! Por que quem compreendeu a mente do Senhor?Ou quem foi seu conselheiro? Ou quem lhe deu primeiro a ele, para que lhe seja recompensado? Porque dele e por ele, e para ele, são todas as coisas; glória, pois, a ele eternamente. Amém." Rm 11.33-36

Resumo

PAULA JÚNIOR, Rubens Ribeiro de. *Modelagem de Controle de Poço com Fluidos de Perfuração Não Aquosos e Estudos de Casos*. Campinas: Faculdade de Engenharia Mecânica, Universidade Estadual de Campinas, 2008, 160p. Dissertação (Mestrado)

O trabalho apresenta uma revisão da literatura sobre poços HPHT, abordando o desafio na construção dos mesmos, com ênfase no aspecto de segurança de poço. Do ponto de vista de desenvolvimento, o trabalho envolveu a implementação de um modelo de controle de poços com fluidos de perfuração não aquosos em software existente (Unikick), que incorpora correlações empíricas derivadas de resultados experimentais com n-parafina e diesel. A importância dessa implementação deve-se ao fato de que a previsão do comportamento das pressões, vazões e volumes desenvolvidos em um poço durante a detecção e circulação de um *kick* de gás, é muito útil para o engenheiro de perfuração que poderá tomar decisões sobre a maneira mais segura de lidar com estas situações. Alguns estudos de casos foram realizados através de comparação dos resultados obtidos pelo Unikick e outros simuladores disponíveis e análise de sensibilidade de parâmetros. Nessa análise, foram simuladas circulações de kicks em terra e marítimos em várias lâminas d'água, com trajetórias verticais e horizontais e observados os comportamentos de parâmetros importantes durante o controle do poço, como a pressão no choke, *pit gain* e vazão de gás na superfície.

Palavras-chaves: Controle de poço, fluido de perfuração sintético, *kick, blowout*, HPHT, simulador.

Abstract

PAULA JÚNIOR, Rubens Ribeiro de. *Nonaqueous Drilling Fluid Well Control Modeling and Case Studies*. Campinas: Faculdade de Engenharia Mecânica, Universidade Estadual de Campinas, 2008, 160p. Dissertação (Mestrado)

The first part of the work provides a review of the literature on HPHT wells, addressing the challenge in the construction of these wells, emphasizing the safety aspects. From the point of view of development, the work involved an implementation of a well control model for non-aqueous drilling fluids using existing software (Unikick), that incorporates empirical correlations derived from experimental results with n-paraffin and diesel. The importance of this implementation is due to the fact that the estimation of the behavior of pressures, flow rates and volumes developed inside a well during gas *kick* detection and circulation out of the well is very useful for the drilling engineer to take decisions about the safest way to handle these situations. Some case studies were performed through the comparison of simulated results from Unikick and other simulators available and a sensitivity analysis. In this analysis, some kick circulations were simulated in onshore and offshore wells with various water depths, vertical and horizontal trajectories, when important parameters of well control were observed, such as choke pressure *pit gain* and gas flow rate at surface.

Key-words: Well control, synthetic drilling fluid, kick, blowout, HPHT, simulator.

Índice

Lista de F	iguras	iii
Lista de T	Sabelas	x
Nomencle Letras Letras Subsc Siglas	atura	<i>xi</i> xi
Capítulo .	1	1
Introdu	ção	
1.1 1.2	Objetivos Organização	2
Capítulo 2	2	5
Revisão	de literatura	5
2.1 2.2 2.3 2.4 2.5 2.6 2.7 2.8 2.9 2.10 Capítulo S	Breve Histórico Definição de Poços HPHT Poços Convencionais versus Poços HPHT Margem Operacional Estreita e os Critérios de Assentamento de Revestimentos Os Efeitos <i>Ballooning</i> e <i>Breathing Formation</i> e os "Falsos <i>Kicks</i> " A Expansão Térmica do Fluido à Base de Óleo A Solubilização do Gás no FBO e a Dificuldade na Detecção de <i>Kicks</i> A Difusão do Gás no Fluido à Base de Óleo Projeto de Fluidos para Perfuração HPHT Simuladores de <i>Kick</i> 3	5 6 8 10 11 15 18 22 27 29 29 32
Modela	gem do Controle de Poço	
3.1 3.2 3.2 Capítulo	Metodologia Utilizada para o Fluido à Base de Agua 1 Exemplo de Utilização da Metodologia para Fluido à Base de Água Metodologia para Utilização do Fluido à Base de Óleo 1 Exemplo de Utilização da Metodologia para Fluido à Base de Óleo 4	32 33 40 42 53
Resulta	dos e Discussões – Fluido à Base de Água	53

4.1	Características do Simulador Comercial Utilizado para a Comparação dos Resultados do Unikick	-
	Base de Agua	
4.2	Comparação de Unikiek com o DrillBench	
4.5	Caso 1 – Poco Marítimo Vertical com L DA de 1000 m	^{3 c} 5 c
432	Caso 2 – Poço Marítimo Vertical com LDA de 3000 m	61
433	Caso 3 – Poço Marítimo Horizontal com LDA de 1200 m	-63
4.4	Análise de Sensibilidade de Parâmetros no Unikick	-65
4.4.1	Caso Base 1 – Poço Marítimo Vertical	⁻ 66
4.4.2	Caso Base 2 – Poço Marítimo Horizontal	69
4.5	Estudo de Caso para o Fluido à Base de Água	71
Capítulo 5		_76
Resultado	os e Discussões – Fluido à Base de Óleo	76
5.1	Resultados e Análise para o Fluido à Base de Diesel	77
5.1.1	Caso Base 1 – Poço Em Terra Vertical – Fluido à Base de Diesel	77
5.1.2	Caso Base 2 – Poço Marítimo Vertical – Fluido à Base de Diesel	84
5.1.3	Caso Base 3 – Poço Marítimo Horizontal – Fluido à Base de Diesel	91
5.1.4	Estudo de Caso para o Fluido à Base de Diesel	98
5.2	Resultados e Análise para o Fluido à Base de N-Parafina	_100
5.2.1	Caso Base 1 – Poço Em Terra Vertical – Fluido à Base de N-Parafina	_100
5.2.2	Caso Base 2 – Poço Marítimo Vertical – Fluido à Base de N-Parafina	_106
5.2.3	Caso Base 3 – Poço Marítimo Horizontal – Fluido à Base de N-Parafina	_113
5.2.4	Estudo de Caso para o Fluido à Base de N-Parafina	_119
Capítulo 6		.122
Conclusõ	es e Recomendações	. 122
6.1	Revisão da Literatura	122
6.2	Resultados das Simulações para o Fluido à Base de Água	123
6.3	Resultados das Simulações para o Fluido à Base de Óleo	_124
6.4	Recomendações para Trabalhos Futuros	_125
Referência	S	.126
Anexo I		129
Dados sol	bre a Comparação dos Simuladores de Controle de Poço com Fluido à Base de Água	129
Anero II		131
Dadas Sa	bre a Análise de Sensibilidade de Unikiek com Fluide à Rose de Água	131
Dauos 50	bre a Ananse de Sensibilidade do Unikick com Fluido a Dase de Agua	131
Anexo III_		.133
Dados do	s Poços Utilizados para a Análise de Sensibilidade com o Fluido à Base de Óleo	. 133
Anexo IV_		135
Interface	s do Unikick	. 135

Lista de Figuras

Figura 2.1: Áreas de poços HPHT no Mundo [Falcão, 2007]5
Figura 2.2: Experiência HPHT no Mundo [Falcão, 2007]7
Figura 2.3: Classificação dos Poços de Acordo com a Pressão e a Temperatura [Falcão, 2007]7
Figura 2.4: Sumário Operacional/Esquema de um Poço HPHT [Falcão, 2007]10
Figura 2.5: Desbalanceio de Pressão e Comportamento Plástico Induzido [Abeerden Drilling
Schools & Well Control Training Centre, 1982]12
Figura 2.6: Comparação do Aumento do Volume de Fluido de Perfuração para Diferentes
Pressões e Temperaturas [Lomba e Silva, 2007]16
Figura 2.7: Solubilidade do Gás Metano e Sulfídrico no Óleo Diesel [Abeerden Drilling Schools
& Well Control Training Centre, 1982]19
Figura 2.8: Diagrama de Fases para Diversas Frações Molares de Metano em FBO [Lomba e
Silva, 2002]21
Figura 2.9: Esquema Ilustrativo do Fluxo Difusivo [Lomba e Silva, 2007]24
Figura 2.10: Esquema de uma Célula PVT usada para medições da difusividade do gás em
líquidos [Civan e Rasmussen, 2002]26
Figura 3.1: Pressão no Choke Esperada na Superfície Durante a Circulação de um <i>Kick</i> de Gás –
Exemplo de Utilização do Unikick – Poço Marítimo Vertical – Fluido à Base de
Água
Figura 3.2: <i>Pit Gain</i> Esperado Durante a Circulação de um <i>Kick</i> de Gás – Exemplo de Utilização
do Unikick – Poço Marítimo Vertical – Fluido à Base de Água

Figura 3.3: Vazão de Gás Esperada na Superfície Durante a Circulação de um Kick de Gás –
Exemplo de Utilização do Unikick – Poço Marítimo Vertical – Fluido à Base de
Água40
Figura 3.4: Da Esquerda para a Direita, Ilustrações de Casos Sub-saturado, Saturado e Super-
saturado de Kick em um Fluido à Base de Óleo [Pereira, 2008]47
Figura 3.5: <i>Pit Gain</i> Esperado Durante a Circulação de um <i>Kick</i> de Gás – Exemplo de Utilização
do Unikick – Poço Marítimo Vertical – Fluido à Base de Óleo50
Figura 3.6: Pressão no Choke Esperada na Superfície Durante a Circulação de um <i>Kick</i> de Gás –
Exemplo de Utilização do Unikick – Poço Marítimo Vertical – Fluido à Base de
Óleo51
Figura 3.7: Vazão de Gás Esperada na Superfície Durante a Circulação de um Kick de Gás –
Exemplo de Utilização do Unikick – Poço Marítimo Vertical – Fluido à Base de
Óleo51
Figura 4.1: Pressão no Choke Esperada na Superfície Durante a Circulação de um <i>Kick</i> de Gás –
Simuladores DrillBench, Unikick e Pereira (2008) – Poço Em Terra Vertical. 56
Figura 4.2: Pit gain Esperado na Superfície Durante a Circulação de um Kick de Gás –
Simuladores DrillBench, Unikick e Pereira (2008) - Poço Em Terra Vertical57
Figura 4.3: Vazão de Gás Esperada na Superfície Durante a Circulação de um Kick de Gás –
Simuladores DrillBench, Unikick e Pereira (2008) - Poço Em Terra Vertical58
Figura 4.4: Pressão no Choke Esperada na Superfície Durante a Circulação de um Kick de Gás –
Simuladores DrillBench e Unikick - Poço Marítimo Vertical LDA 1000 m59
Figura 4.5: Pit gain Esperado na Superfície Durante a Circulação de um Kick de Gás –
Simuladores DrillBench e Unikick - Poço Marítimo Vertical LDA 1000 m60
Figura 4.6: Vazão de Gás Esperada na Superfície Durante a Circulação de um Kick de Gás –
Simuladores DrillBench e Unikick - Poço Marítimo Vertical LDA 1000 m60
Figura 4.7: Pressão no Choke Esperada na Superfície Durante a Circulação de um Kick de Gás –
Simuladores DrillBench e Unikick - Poço Marítimo Vertical LDA 3000 m61
Figura 4.8: Pit gain Esperado na Superfície Durante a Circulação de um Kick de Gás –
Simuladores DrillBench, e Unikick - Poço Marítimo Vertical LDA 3000 m62
Figura 4.9: Vazão de Gás Esperada na Superfície Durante a Circulação de um Kick de Gás –
Simuladores DrillBench e Unikick - Poço Marítimo Vertical LDA 3000 m62

iv

Figura 4.10: Pressão no Choke Esperada na Superfície Durante a Circulação de um Kick de Gás -
Simuladores DrillBench e Unikick - Poço Marítimo Horizontal LDA 1200m. 63
Figura 4.11: Pit Gain Esperado na Superfície Durante a Circulação de um Kick de Gás –
Simuladores DrillBench, e Unikick - Poço Marítimo Horizontal LDA 1200m.64
Figura 4.12: Vazão de Gás Esperada na Superfície Durante a Circulação de um Kick de Gás –
Simuladores DrillBench e Unikick - Poço Marítimo Horizontal LDA 1200m. 64
Figura 4.13: Pressão no Choke e Posição da Frente do Gás Poço Marítimo Horizontal LDA
1200m – Simulador DrillBench
Figura 4.14: Comportamento da Pressão no Choke Durante a Circulação de um Kick de Gás para
Diferentes LDA's – Simulador Unikick – Poço Marítimo Vertical66
Figura 4.15: Comportamento do Pit Gain Durante a Circulação de um Kick de Gás para
Diferentes LDA's – Simulador Unikick – Poço Marítimo Vertical67
Figura 4.16: Comportamento da Vazão de Gás para Diferentes LDA's – Simulador Unikick –
Poço Marítimo Vertical
Figura 4.17: Comportamento da Pressão no Choke Durante a Circulação de um Kick de Gás para
Diferentes LDA's – Simulador Unikick – Poço Marítimo Horizontal69
Figura 4.18: Comportamento do Pit Gain Durante a Circulação de um Kick de Gás para
Diferentes LDA's – Simulador Unikick – Poço Marítimo Horizontal70
Figura 4.19: Comportamento da Vazão de Gás para Diferentes LDA's – Simulador Unikick –
Poço Marítimo Horizontal
Figura 4.20: Sonda Escola de Taquipe, Bahia [Avelar, 2008]71
Figura 4.21: Desenho Esquemático do Poço de Taquipe, Bahia [Avelar, 2008]72
Figura 4.22: Pressão de Fundo obtida no Experimento e nas Simulações73
Figura 4.23: Pressão no Choke obtida no Experimento e nas Simulações74
Figura 4.24: Pit Gain obtido no Experimento e nas Simulações74
Figura 5.1: Comportamento da Pressão de Choke para Diferentes <i>Qgás</i> – Poço Em Terra Vertical
– ROA 100% - Fluido à Base de Diesel
Figura 5.2: Comportamento do Pit Gain para Diferentes Qgás – Poço Em Terra Vertical – ROA
100% - Fluido à Base de Diesel
Figura 5.3: Comportamento da Vazão de Gás para Diferentes Qgás – Poço Em Terra Vertical –
ROA 100% - Fluido à Base de Diesel

Figura 5.4: Comportamento da Pressão de Choke para Diferentes <i>Qgás</i> – Poço Em Terra Vertical
– ROA 70% - Fluido à Base de Diesel
Figura 5.5: Comportamento do Pit Gain para Diferentes Qgás – Poço Em Terra Vertical – ROA
70% - Fluido à Base de Diesel81
Figura 5.6: Comportamento da Vazão de Gás para Diferentes Qgás – Poço Em Terra Vertical –
ROA 70% - Fluido à Base de Diesel82
Figura 5.7: Comportamento da Pressão de Choke para Diferentes BHT [°] s – Poço Em Terra
Vertical – ROA 100% - Fluido à Base de Diesel
Figura 5.8: Comportamento do Pit Gain para Diferentes BHT's – Poço Em Terra Vertical – ROA
100% - Fluido à Base de Diesel83
Figura 5.9: Comportamento da Vazo de Gás para Diferentes BHT s – Poço Em Terra Vertical –
ROA 100% - Fluido à Base de Diesel84
Figura 5.10: Comportamento da Pressão de Choke para Diferentes Qgás – Poço Marítimo
Vertical – ROA 100% - Fluido à Base de Diesel85
Figura 5.11: Comportamento do Pit gain para Diferentes Qgás – Poço Marítimo Vertical – ROA
100% - Fluido à Base de Diesel86
Figura 5.12: Comportamento da Vazão de Gás para Diferentes <i>Qgás</i> – Poço Marítimo Vertical –
ROA 100% - Fluido à Base de Diesel86
Figura 5.13: Comportamento da Pressão no Choke para Diferentes Qgás – Poço Marítimo
Vertical – ROA 70% - Fluido à Base de Diesel
Figura 5.14: Comportamento do Pit Gain para Diferentes Qgás – Poço Marítimo Vertical – ROA
70% - Fluido à Base de Diesel
Figura 5.15: Comportamento da Vazão de Gás para Diferentes <i>Qgás</i> – Poço Marítimo Vertical –
ROA 70% - Fluido à Base de Diesel
Figura 5.16: Comportamento da Pressão no Choke para Diferentes BHT's – Poço Marítimo
Vertical – ROA 100% - Fluido à Base de Diesel
Figura 5.17: Comportamento do Pit Gain para Diferentes BHT's – Poço Marítimo Vertical –
ROA 100% - Fluido à Base de Diesel90
Figura 5.18: Comportamento da Vazão de Gás para Diferentes BHT's – Poço Marítimo Vertical –
ROA 100% - Fluido à Base de Diesel

Figura 5.19: Comportamento da Pressão no Choke para Diferentes Qgás – Poço Marítimo
Horizontal – ROA 100% - Fluido à Base de Diesel
Figura 5.20: Comportamento do Pit gain para Diferentes Qgás – Poço Marítimo Horizontal –
ROA 100% - Fluido à Base de Diesel93
Figura 5.21: Comportamento da Vazão de Gás para Diferentes <i>Qgás</i> – Poço Marítimo Horizontal
– ROA 100% - Fluido à Base de Diesel
Figura 5.22: Comportamento da Pressão no Choke para Diferentes Qgás – Poço Marítimo
Horizontal – ROA 70% - Fluido à Base de Diesel
Figura 5.23: Comportamento do Pit Gain para Diferentes Qgás – Poço Marítimo Horizontal –
ROA 70% - Fluido à Base de Diesel95
Figura 5.24: Comportamento da Vazão de Gás para Diferentes Qgás – Poço Marítimo Horizontal
– ROA 70% - Fluido à Base de Diesel
Figura 5.25: Comportamento da Pressão no Choke para Diferentes BHT's- Poço Marítimo
Horizontal – ROA 100% - Fluido à Base de Diesel
Figura 5.26: Comportamento do Pit Gain para Diferentes BHT's- Poço Marítimo Horizontal -
ROA 100% - Fluido à Base de Diesel97
Figura 5.27: Comportamento da Vazão de Gás para Diferentes BHT's-Poço Marítimo
Horizontal – ROA 100% - Fluido à Base de Diesel
Figura 5.28: Pit Gain por 1000 scf de um Kick de Metano em Fluido à Base de Diesel e em
Fluido à Base de Água – Comparação Unikick versus O'Bryan (1988)98
Figura 5.29: Comportamento da Pressão no Choke para Diferentes Qgás-Poço Em Terra
Vertical – ROA 100% - Fluido à Base de Diesel101
Figura 5.30: Comportamento do Pit gain para Diferentes Qgás-Poço Em Terra Vertical - ROA
100% - Fluido à Base de N-Parafina101
Figura 5.31: Comportamento da Vazão de Gás para Diferentes <i>Qgás</i> -Poço Em Terra Vertical -
ROA 100% - Fluido à Base de N-Parafina102
Figura 5.32: Comportamento da Pressão no Choke para Diferentes Qgás-Poço Em Terra
Vertical – ROA 70% - Fluido à Base de N-Parafina102
Figura 5.33: Comportamento do Pit Gain para Diferentes Qgás-Poço Em Terra Vertical - ROA
70% - Fluido à Base de N-Parafina103

Figura 5.34: Comportamento da Vazão de Gás para Diferentes <i>Qgás</i> – Poço Em Terra Vertical –
ROA 70% - Fluido à Base de N-Parafina104
Figura 5.35: Comportamento da Pressão no Choke para Diferentes BHT's- Poço Em Terra
Vertical – ROA 100% - Fluido à Base de N-Parafina104
Figura 5.36: Comportamento do Pit Gain para Diferentes BHT's- Poço Em Terra Vertical -
ROA 100% - Fluido à Base de N-Parafina105
Figura 5.37: Comportamento da Vazão de Gás para Diferentes BHT's-Poço Em Terra Vertical -
ROA 100% - Fluido à Base de N-Parafina106
Figura 5.38: Comportamento da Pressão no Choke para Diferentes Qgás-Poço Marítimo
Vertical – ROA 100% - Fluido à Base de N-Parafina107
Figura 5.39: Comportamento do Pit Gain para Diferentes Qgás-Poço Marítimo Vertical - ROA
100% - Fluido à Base de N-Parafina107
Figura 5.40: Comportamento da Vazão de Gás para Diferentes <i>Qgás</i> – Poço Marítimo Vertical –
ROA 100% - Fluido à Base de N-Parafina108
Figura 5.41: Comportamento da Pressão no Choke para Diferentes Qgás-Poço Marítimo
Vertical – ROA 70% - Fluido à Base de N-Parafina109
Figura 5.42: Comportamento do Pit Gain para Diferentes Qgás-Poço Marítimo Vertical - ROA
70% - Fluido à Base de N-Parafina109
Figura 5.43: Comportamento da Vazão de Gás para Diferentes Qgás-Poço Marítimo Vertical -
ROA 70% - Fluido à Base de N-Parafina110
Figura 5.44: Comportamento da Pressão no Choke para Diferentes BHT's – Poço Marítimo
Vertical – ROA 100% - Fluido à Base de N-Parafina111
Figura 5.45: Comportamento do Pit Gain para Diferentes BHT's – Poço Marítimo Vertical –
ROA 100% - Fluido à Base de N-Parafina112
Figura 5.46: Comportamento da Vazão de Gás para Diferentes <i>BHT</i> 's– Poco Marítimo Vertical –
ROA 100% - Fluido à Base de N-Parafina
ROA 100% - Fluido à Base de N-Parafina
ROA 100% - Fluido à Base de N-Parafina
ROA 100% - Fluido à Base de N-Parafina

Figura 5.49: Comportamento da Vazão de Gás para Diferentes Qgás-Poço Marítimo Horizontal
– ROA 100% - Fluido à Base de N-Parafina115
Figura 5.50: Comportamento da Vazão de Gás para Diferentes <i>Qgás</i> – Poço Marítimo Horizontal
– ROA 70% - Fluido à Base de N-Parafina115
Figura 5.51: Comportamento do Pit Gain para Diferentes Qgás-Poço Marítimo Horizontal -
ROA 70% - Fluido à Base de N-Parafina116
Figura 5.52: Comportamento da Vazão de Gás para Diferentes <i>Qgás</i> – Poço Marítimo Horizontal
– ROA 70% - Fluido à Base de N-Parafina117
Figura 5.53: Comportamento da Pressão no Choke para Diferentes BHT's- Poço Marítimo
Horizontal – ROA 100% - Fluido à Base de N-Parafina117
Figura 5.54: Comportamento do Pit Gain para Diferentes BHT's- Poço Marítimo Horizontal -
ROA 100% - Fluido à Base de N-Parafina118
Figura 5.55: Comportamento da Vazão de Gás para Diferentes BHT's-Poço Marítimo
Horizontal – ROA 100% - Fluido à Base de N-Parafina119
Figura 5.56: Pit Gain por 1000 scf de um Kick de Metano em Fluido à Base de N-Parafina e em
Fluido à Base de Água – Comparação Unikick versus O'Bryan (1988)120
Figura IV.1: Interface de Abertura do Unikick
Figura IV.2: Interface de Entrada de Dados do Unikick
Figura IV.3: Interface dos Resultados da Simulação do Unikick

Lista de Tabelas

Tabela 2.1: Modelos de Simuladores de Kick para Fluidos à Base de Água Erro! Indicador não
definido.
Tabela 3.1: Dados de Entrada para Simulação de um Poço Marítimo Vertical – Fluido à Base de
Água
Tabela 3.2: Dados de Entrada para Simulação de um Poço Marítimo Vertical – Fluido à Base de
Óleo42
Tabela 3.3: Novos Valores dos Parâmetros após o Primeiro Passo de Tempo48
Tabela 3.4: Valores dos Parâmetros para o Momento em que o Topo da Zona Contaminada chega
ao Ponto de Bolha48
Tabela 3.5: Valores Calculados após a Primeira Convergência de α após a Liberação de Gás50
Tabela 4.1: Parâmetros Utilizados na Simulação de um Poço Em Terra Vertical55
Tabela 4.2: Dados de Entrada Experimentais 72
Tabela I.1: Caso 1 – Poço Marítimo Vertical LDA 1000 m
Tabela I.2: Caso 2 – Poço Marítimo Vertical LDA 3000 m
Tabela I.3: Caso 3 – Poço Marítimo Horizontal LDA 1200 m
Tabela II.1: Caso Base 1 – Poço Marítimo Vertical
Tabela II.2: Caso Base 2 – Poço Marítimo Horizontal
Tabela III.1: Caso Base 1 – Poço Em Terra Vertical
Tabela III.2: Caso Base 1 – Poço Marítimo Vertical
Tabela II.3: Caso Base 2 – Poço Marítimo Horizontal

Nomenclatura

Letras Latinas

Bo	Fator volume de formação	bbl/stb
Can	Capacidade volumétrica do anular	bbl/pé
Dv	Profundidade vertical do poço	pé
Ggeo	Gradiente geotérmico	°F/pé
Hbase	Altura da base da região bifásica	psi
Hk	Altura do influxo	psi
Hpb	Altura do ponto de bolha	pé
Htopo	Altura do topo da região bifásica	psi
Lk	Comprimento inicial do kick	pé
M	vazão mássica	lb/s
Mgas	Massa de gás que entrou no poço	lb
Pbase	Pressão na base da região bifásica	psi
Pchoke	Pressão no choke	psi
Pform	Pressão na formação	psi
Pmed	Pressão média na bolha de gás	psi
Ptopo	Pressão no topo da região bifásica	psi
Qgas	Vazão de entrada de gás no poço	scf/min
Qperf	Vazão durante a perfuração	gpm
Rs	Razão de Solubilidade	scf/stb
Т	Tempo	S
Tbase	Temperatura na base da região bifásica	psi
Tfech	Tempo de fechamento do poço	min
Tfundo	Temperatura no fundo do poço	°F
Tfm	Temperatura no fundo do mar	°F
Tmed	Temperatura média na bolha	°F
Ttopo	Temperatura no topo da região bifásica	psi
v	Velocidade	pés/s
Vbif	Volume da região bifásica	bbl
Vcont	Volume da zona contaminada	bbl

Vfluido	Volume de fluido de perfuração	bbl
Vlivre	Volume de gás livre na região bifásica	bbl
Vgas	Volume de gás que entrou no poço	scf
Vkick	Volume ganho nos tanque	bbl
Ζ	Fator de compressibilidade do gás	

Letras Gregas

α	Fração de vazios média
Δ	Intervalo
γ	Densidade absoluta

Subscritos

bif	Bifásico
cont	Contaminada
g	Gás
gas	Gás
l	Líquido
lama	Fluido de perfuração
prod	Produção
SC	Standard Conditions (condições padrão)
sg	Sem gás

Siglas

BOP	Blowout preventer (preventor de erupção)		
BHP	Pressão no fundo do poço		
FBA	Fluido à base de água		
FBO	Fluido à base de óleo		
HPHT	High pressure and high temperature (alta pressão e alta temperatura)		
HSE	Health and Safety Executive		
LAUP	Lâmina de água ultra profunda		
LDA	Lâmina de água	pé	
LWD	Logging while drilling processo de perfilagem do poço durante a perfuraç	ão)	
MWD	Measurements while drilling (processo que fornece informações direcionais		
NDT	poço (<i>toolface</i> , direção e inclinação) enquanto o mesmo e perturac	10)	
NP1	Non productive time (tempo nao produtivo)		
P&D	Pesquisa e desenvolvimento		
PVT	Pressão, volume e temperatura		
PWD	Pressure while drilling (processo de obtenção da pressão no anular do poço		
	durante a perfuração)		
RGL	Razão gás líquido	scf/stb	
RGO	Razão gás óleo	scf/stb	

ROA	Razão óleo água	bbl/bbl
SICP	Shut in casing pressure (Pressão de fechamento no anular)	
SIDPP	Shut in drill pipe pressure (Pressão de fechamento no tubo bengala)	psi
UHPHT	Ultra high pressure and high temperature	-
XHPHT	Extreme high pressure and high temperature	
ZB	Zona bifásica	
ZC	Zona contaminada	

Capítulo 1

Introdução

No cenário exploratório brasileiro e internacional, a freqüência de perfuração de poços HPHT tem sido cada vez maior. Trata-se do cenário de maiores dificuldades conhecido para a perfuração e a segurança de poços, constituído de grandes desafios e riscos operacionais, ambientais e econômicos. Uma vez que os custos de construção de poços HPHT são, de uma maneira geral, superiores aos poços tradicionais, os conhecimentos ou ciências atreladas à segurança de poços, além de contemplar a prevenção de *kicks* e os procedimentos para o controle do poço, tornam-se imprescindíveis à viabilização técnica e econômica da construção dos poços.

A engenharia de perfuração, historicamente, trabalha na solução de desafios a fim de viabilizar a construção segura e economicamente viável de poços de petróleo. Na parte de segurança, a preocupação é com a integridade da sonda e dos equipamentos utilizados na perfuração, mas, sobretudo, com o meio ambiente e, principalmente, com as pessoas. Já a viabilidade econômica de um poço depende intrinsecamente da relação entre os seus custos de construção e a produtividade/injetividade pretendida.

Em ambientes marítimo, o custo do aluguel da sonda é responsável por cerca de 70% dos custos totais do poço. Sendo assim, há todo um esforço da equipe de projeto para minimizar o tempo previsto para a construção do poço (respeitando os limites operacionais e de segurança). No entanto, considerando apenas o tempo destinado à perfuração, o tempo previsto é comumente inferior ao tempo realizado, pois inúmeras são as variáveis que podem levar à ocorrência de tempo perdido (NPT¹), desde falha de pessoas e equipamentos na superfície e subsuperfície, condições de mar desfavoráveis, problemas de estabilidade das paredes de poço, perdas de circulação, situações de controle de poço (*kicks* e falsos *kicks*), etc. Algumas destas causas de NPT causam apenas atrasos no projeto (riscos econômicos), outras oferecem riscos à operação e à integridade das pessoas, do meio ambiente e da sonda, como as situações de controle de poço.

¹Non Productive Time

Todos estes riscos aumentam consideravelmente em perfurações em áreas de alta pressão e alta temperatura (HPHT), sobretudo a ocorrência de *kicks*.

Diante desse cenário, a viabilidade técnica e econômica da perfuração de um poço em áreas HPHT fica necessariamente atrelada a uma análise criteriosa sob o aspecto de segurança de poços. Relatórios de operações HPHT disponíveis na literatura, bem como os manuais de treinamento, consideram temerária a utilização dos mesmos procedimentos usados para a prevenção e tratamento de situações de *kick* em poços convencionais para poços HPHT. Como exemplo, para uma mesma lâmina de água (LDA), uma sonda de perfuração com maior capacidade nos tanques e equipamentos de detecção e controle de *kick* mais modernos e robustos pode ser exigida se o cenário for HPHT, o que geralmente significa maiores custos.

1.1 Objetivos

Baseando-se no problema apresentado na seção anterior, o presente trabalho tem os seguintes objetivos:

- Revisar a literatura sobre os principais desafios encontrados na perfuração de poços em condições HPHT, abordando a importância da utilização do fluido à base de óleo, com ênfase no aspecto de controle de poço e simulação computacional de *kicks*.
- 2) Utilizando-se resultados experimentais publicados na literatura e metodologia existente para o tratamento do controle de poço com fluido de perfuração à base de óleo (base diesel e, principalmente, n-parafina), habilitar e implementar em software existente (Unikick), as novas funcionalidades associadas a essa classe de fluidos de perfuração não aquosos;
- 3) Investigar o efeito de condições severas de pressão e temperatura no poço (associadas a lâminas de água ultra profundas – LAUP) através da análise de sensibilidade nos seguintes parâmetros: pressão no choke, volume ganho nos tanques e vazão de gás na superfície. Para tanto, será utilizado o programa

computacional Unikick, sendo que alguns resultados serão comparados com os resultados de um software comercial (DrillBench).

- Realizar estudos de casos comparando-se os resultados obtidos pelo Unikick com resultados experimentais e de outros simuladores de controle de poço.
- 5) Discutir, do ponto de vista físico e de engenharia de perfuração, os resultados obtidos nos itens anteriores, de forma a orientar o engenheiro a tomar decisões durante o procedimento de controle de poço quando estiver trabalhando com fluidos de perfuração não aquosos, em condições LAUP e HPHT.

1.2 Organização

O trabalho foi organizado nos seguintes capítulos:

O Capítulo 2 trata da revisão de literatura. Esta revisão traz um breve histórico e definições de poços HPHT, além de uma comparação com poços convencionais. Também são apresentados os principais desafios encontrados na perfuração destes poços, principalmente os que estão relacionados ao uso do fluido de perfuração de base orgânica. No final do capítulo é feita uma revisão de literatura sobre os simuladores de *kick* base água e à base de óleo.

O Capítulo 3 trata da metodologia utilizada pelo software utilizado (Unikick) para a simulação de *kicks* de gás em fluidos de base água e da metodologia que foi habilitada e implementada para a simulação em fluidos à base de óleo (diesel e n-parafina). Para cada metodologia, foi apresentado um exemplo de aplicação de um *kick* em um poço marítimo vertical.

O Capítulo 4 apresenta resultados de simulação para fluidos base água. Inicialmente, são apresentadas as características do software comercial (DrillBench), cujos resultados foram comparados com os resultados do software Unikick. Posteriormente, é realizada uma análise de sensibilidade de parâmetros. Finalmente, é apresentado um estudo de caso comparando-se os resultados do Unikick com outro simulador e com resultados de um experimento realizado em um poço de escala real.

O Capítulo 5 traz os resultados de casos de controle de poço com fluido à base de óleo (diesel e n-parafina). São analisados os impactos da variação de grandezas como a vazão de gás proveniente do reservatório, fração de óleo no fluido de perfuração e a temperatura no poço, em parâmetros como a pressão no choke, volume ganho nos tanques e vazão de gás durante a circulação do influxo.

O Capítulo 6 expõe as principais conclusões do trabalho e as recomendações para futuras contribuições na área.

Capítulo 2

Revisão de literatura

Neste capítulo é apresentada uma revisão literária sobre os principais desafios encontrados na perfuração de poços em condições HPHT, abordando a importância da utilização do fluido à base de óleo, com ênfase no aspecto de controle de poço e simulação computacional de *kicks*.

2.1 Breve Histórico

Poços com características HPHT vêm sendo perfurados desde o final dos anos 70 no Golfo do México e início dos anos 80 no Mar do Norte. A Figura 2.1 mostra, nos pontos vermelhos, as áreas de perfuração de poços HPHT no mundo.



Figura 2.1: Áreas de poços HPHT no Mundo [Falcão, 2007].

Em setembro de 1988 ocorreu um *blowout* na unidade semi-submersível *Ocean Odissey* causando mortes e a perda da sonda. Devido a isso, o Departamento de Energia Britânico² proibiu temporariamente o teste e perfuração destes poços no Mar do Norte. Como resultado, a Associação de Operadores Marítimos³ e o Instituto de Petróleo Britânico⁴ foram encarregados de consolidar a experiência e regulamentar a perfuração e testes destes poços. A publicação dessa regulamentação criou a classificação HPHT e a perfuração destes poços foi reiniciada em 1992 (Falcão, 2007).

2.2 Definição de Poços HPHT

Segundo a definição do HSE^5 , órgão de segurança britânico, o poço $HPHT^6$ é aquele onde a temperatura de fundo não-perturbada é superior a 300°F (150°C) e o máximo gradiente da pressão de poros previsto para qualquer formação porosa excede 0,8 psi/pé ou a pressão de trabalho requerida para equipamento de controle de poço (BOP⁷) é superior a 10000 psi.

Na Figura 2.2, tem-se registrado a ocorrência de poços convencionais e HPHT no mundo. Percebe-se que é possível existir um poço de alta temperatura, mas com pressão normal e viceversa. No entanto, com o avanço da perfuração exploratória, foram sendo encontrados poços com pressões e temperaturas cada vez maiores, a ponto de exigir novas classificações, como ultra HPHT (UHPHT) e até extrema HPHT (XHPHT), conforme Figura 2.3.

²UK Department of Energy

³Offshore Operators Association

⁴*UK Petroleum Institute*

⁵ Health and Safety Executive

⁶ *High Pressure and High Temperature*

⁷ Blowout Preventer



Figura 2.2: Experiência HPHT no Mundo [Falcão, 2007].



Figura 2.3: Classificação dos Poços de Acordo com a Pressão e a Temperatura [Falcão, 2007].

2.3 Poços Convencionais versus Poços HPHT

O planejamento adequado para um poço HPHT traz consigo todos os cuidados tomados no planejamento convencional e o excede em complexidade. É necessário desenvolver uma estratégia e um sistema de processamento que assegure que cada assunto tenha sido abordado e que os assuntos críticos (principalmente os relacionados à segurança) tenham sido considerados de maneira exaustiva. À semelhança do convencional, especialistas de diversas áreas devem participar do projeto. Alguns requerimentos de engenharia avançados são necessários como cálculos complexos para o projeto de revestimentos, determinação da janela operacional considerando condições diversas de compactação, efeito centróide e pressões altas em regiões limitadas, perfíl de temperatura, estudos da estabilidade das paredes do poço, cálculos hidráulicos termodinâmicos, simulações de controle de poço para diversos cenários previstos, etc. Recomendações adicionais de segurança são feitas pelos manuais de melhores práticas, como, por exemplo, a previsão de testes da gaveta cisalhante. Tal teste deveria ser realizado com o BOP *Stack* montado sobre o *test stump* na superfície, através de corte real de uma amostra de cada tipo de tubo de perfuração (tamanho e grau do aço) a ser utilizado (*HPHT Wells Best Practices*, 2003).

No aspecto operacional, o aumento progressivo da pressão e, sobretudo, da temperatura limitou o uso de alguns equipamentos fundamentais para a perfuração como ferramentas de perfilagem, testes de formação, cáliper, controle direcional e outros como LWD's⁸, PWD's⁹, MWD's¹⁰, motores de fundo, equipamentos *rotary steerable*, etc. Alguns equipamentos até funcionam em temperaturas superiores a 150° C, mas não durante o tempo necessário para a operação, tornando assim a perfuração destes poços ainda mais difícil e custosa. Esta limitação tecnológica levou a indústria e, sobretudo, as companhias de serviço, à pesquisa e desenvolvimento (P&D) de novos equipamentos, mais resistentes a essas condições extremas.

⁸ Logging While Drilling, ferramenta que perfila o poço durante a perfuração.

⁹ *Pressure While Drilling*, ferramenta que mede a pressão no espaço anular do poço durante a perfuração.

¹⁰ Measurements While Drilling, ferramenta que fornece informações direcionais durante a perfuração.

Além desta demanda por novas tecnologias, as condições HPHT agravam os desafios e problemas já conhecidos da perfuração convencional como *kicks*, perdas de circulação, prisão de coluna e fazem aparecerem outros, dentre eles:

- Identificação da zona de transição (da zona de pressão normal para a zona anormalmente alta);
- Quantificação das pressões de poros (P_p) , pressões de fratura (P_f) e temperatura;
- Posicionamento correto das sapatas dos revestimentos;
- Revestimentos;
- Maior número de revestimentos para atingir os objetivos;
- Descida de diâmetros não convencionais;
- Novos critérios de dimensionamento;
- Necessidade de diversos alargamentos;
- Cimentação;
- Utilização de pastas pesadas;
- Anular restrito devido ao maior diâmetro do revestimento;
- Poços profundos, que geram perdas de carga muito altas.
- Previsão de fluidos produzidos (H₂S, CO₂, gás);
- Projetos de fluido de perfuração e avaliação;
- Ocorrências de hidrato;
- Dificuldades para a detecção de *kicks* de gás devido à alta solubilidade de gás no fluido à base de óleo (FBO);
- Expansão térmica dos FBO's;
- Efeitos ballooning e breathing formation.

Segundo Falcão (2007), na comparação de poços HPHT com os convencionais é observado o seguinte:

- Tempo de Perfuração 30% maior;
- Tempo perdido três vezes maior;

- Freqüência maior de *kicks* (dois por poço ao invés de um a cada 10 poços);
- Freqüência de prisão de coluna 30% maior.

2.4 Margem Operacional Estreita e os Critérios de Assentamento de Revestimentos

Na Figura 2.4 percebe-se claramente a zona de transição, sempre presente nos poços HPHT, onde ocorre o aumento súbito da pressão de poros, estreitando a janela operacional (diferença em *lb/gal* da pressão de fratura e pressão de poros) e exigindo um maior número de revestimentos descidos, aumentando o tempo da perfuração e, conseqüentemente, os custos da perfuração, uma vez que, em condições marítimas, a diária das sondas representa a parcela principal dos custos.



Figura 2.4: Sumário Operacional/Esquema de um Poço HPHT [Falcão, 2007].

Uma vez previstas as pressões de poros (P_p) e de fratura (P_f) para todo o poço, é definido um critério para o assentamento dos revestimentos. Se for utilizado o critério de assentamento baseado apenas na P_p e P_f , não é levada em conta a geometria do poço e também não é considerada a ocorrência de um *kick*. Para poços HPHT, a escolha deste critério é bastante temerária. O mais seguro é considerar o critério de assentamento baseado no conceito de Tolerância ao *Kick*, onde é considerada a ocorrência de certo volume de *kick* e a geometria do poço são levados em consideração. Segundo a própria definição, "tolerância ao *kick* é a máxima pressão de poros, expressa em densidade equivalente, de modo que, ocorrendo um *kick* de certo volume, a certa profundidade, o poço poderá ser fechado sem fraturar a sapata" (Falcão, 2007). Assim, os critérios de segurança de poço ficam atrelados ao projeto de revestimentos, tornando a perfuração de poços de HPHT menos arriscada.

2.5 Os Efeitos Ballooning e Breathing Formation e os "Falsos Kicks"

Devido ao fato de os poços HPHT terem profundidades médias superiores aos poços convencionais, há a ocorrência comum de fenômenos conhecidos como efeito *ballooning* e *breathing formation*. Apesar de terem princípios diferentes, provocam o mesmo efeito durante a perfuração: fazem com que haja fluxo de retorno no poço com as bombas desligadas, gerando um "falso *kick*", levando o sondador a fechar "desnecessariamente" o poço. Neste caso, o fechamento do poço é obrigatório segundo os procedimentos padrões internacionais de controle de poço, pois o aumento dos volumes nos tanques e/ou da vazão de retorno são indícios primários da ocorrência de influxo das formações para o poço (*kick*).

Durante os anos, tornou-se fato estabelecido na indústria que a estabilidade do poço é um dos fatores primordiais para a segurança e eficiência da perfuração e o conhecimento da estabilidade dos folhelhos e outras rochas são fundamentais a esse respeito. Quando as rochas se comportam de forma "estável", não há problemas de "inchamentos" ou desmoronamentos. No entanto, quando há um comportamento "instável", problemas de estabilidade de poços ocorrem. O mecanismo de instabilidade é similar, em alguns casos, ao que ocorre nas formações salinas. Os folhelhos são formações argilosas, impermeáveis e, em alguns estudos, percebeu-se que, de maneira semelhante ao sal, os folhelhos possuem um comportamento plástico quando ocorre a sub-pressurização do mesmo, ou seja, quando o poço é perfurado e as pressões sobre as formações argilosas diminuem, elas podem "fluir".

Isto ocorre, por exemplo, quando consideramos a situação dinâmica e estática do poço. Quando as bombas estão ligadas, as perdas de carga no anular juntamente com a pressão hidrostática do fluido de perfuração exercem uma sobre-pressão sobre os folhelhos. Quando as bombas são desligadas, essas perdas "desaparecem" e ocorre uma diminuição da pressão sobre as rochas podendo ocorrer uma pequena diminuição no diâmetro do poço, causando uma expulsão dos fluidos do anular para fora do poço gerando uma falsa impressão de *kick* que poderia ser resultante tanto do influxo dos fluidos de alguma formação porosa para dentro do poço como resultado da expansão de gás dentro do poço.

Esse fenômeno ocorre também em poços convencionais, mas é muito mais comum em poços HPHT, pois estes geralmente são poços de grande profundidade, superior a 4000 metros, o que torna mais relevante o efeito *ballooning*. O nome "efeito *ballooning*" (efeito balão, em português) é dado, pois o comportamento do poço é análogo (guardada as devidas proporções) ao de um balão que incha quando as bombas estão ligadas e desincha quando o poço volta às condições estáticas, com o conseqüente retorno dos fluidos.



Figura 2.5: Desbalanceio de Pressão e Comportamento Plástico Induzido [Abeerden Drilling Schools & Well Control Training Centre, 1982].

Do diagrama mostrado na Figura 2.5, podemos inferir dois casos que mostram o mecanismo de instabilidade dos folhelhos. No primeiro caso, temos a perfuração em condição sub-balanceada (*underbalance*), ou seja, a pressão de poros do folhelho é superior a pressão exercida pelo fluido de perfuração. Para uma pressão de poros no folhelho de 10 *lb/gal*, vê-se que se a pressão exercida pelo fluido de perfuração for até 3 *lb/gal* inferior à pressão de poros, o poço ficará estável, mas se essa diferença exceder 3 *lb/gal* ocorrerá o comportamento plástico e o poço poderá desmoronar, causando sérios problemas como prisão de coluna. No segundo caso, para essa mesma pressão de poros no folhelho de 10 *lb/gal*, quando o poço está sendo perfurado com a pressão do fluido superior à pressão de poros (*overbalance*), a perfuração se dará de maneira tranqüila se a diferença entre a pressão no poço e a pressão de poros ficar dentro de 5 *lb/gal*. Excedendo este valor, aparece o comportamento plástico, induzindo o efeito *ballooning* assim que ocorrer qualquer diminuição no valor da pressão do poço, conforme explicado acima (*Abeerden Drilling Schools & Well Control Training Centre*, 1982).

Diferentemente do efeito *ballooning*, onde os efeitos são produzidos pela presença de folhelhos impermeáveis, só perceberemos o *breathing formation* (respiração da formação, em tradução literal) se tivermos um intervalo exposto com características permo-porosas. O fenômeno ocorre quando se perfura em *overbalance*, ou seja, quando se tem, em frente a essa formação permo-porosa, uma pressão superior à pressão de poros da mesma, mas inferior à pressão de fratura da formação. Esse diferencial de pressão positivo do poço para a formação fará com que haja uma perda de fluido de perfuração para a formação, sobretudo quando as bombas estão ligadas e a pressão no anular aumenta devido à presença das perdas de carga. Quando há uma diminuição da pressão no espaço anular, como ocorre quando se desligam as bombas, a formação pode devolver o fluido de perfuração que havia sido perdido, fazendo com que haja retorno de fluido para a superfície com as bombas paradas, levando a equipe da sonda a fechar o poço por pensar se tratar de uma ocorrência de *kick*.

Neste contexto, aprender a identificar e lidar com estes eventos é fundamental. Desconsiderar os indicadores de ocorrência dos mesmos tem resultado em sérios eventos de controle de poço. A ferramenta ideal para lidar com persistentes ocorrências de efeito *balloning* e *breathing formation* é conhecida como *fingerprinting*. O método *fingerprinting* envolve a
medição precisa e a documentação de vários parâmetros de interesse da sonda e do poço, como qualquer mudança em tempo real dos volumes de fluido de perfuração nos tanques e/ou das pressões de sub-superfície quando operações específicas são executadas. Essas operações incluem movimentos da coluna, ligar ou desligar a bomba de lama, alterações da temperatura do fluido de perfuração, etc. O valor do *fingerprinting* consiste em diferenciar a ocorrência esperada (o que poderia ou deveria ocorrer) com aquilo que realmente ocorreu sob certas condições.

O objetivo geral do *fingerprinting* é identificar de maneira rápida e correta um influxo real comparando os dados de tempo real com informações obtidas anteriormente. Os dados registrados durante uma dada operação fornecem o "comportamento esperado" ou, simplesmente, o *fingerprinting* ou assinatura do evento para comparar com a próxima ocorrência do evento. Uma boa comunicação entre o sondador, o pessoal do *Mud Logging* e operador dos equipamentos medidores de pressão de sub-superfície é fundamental para obterem-se resultados precisos.

A técnica *fingerprinting* foi especificamente desenvolvida para lidar com o fato de que perfurações de poços HPHT geram sistemas muito dinâmicos. Pressão, temperatura e volumes de tanque continuamente mudam mesmo após o desligamento das bombas. Pela medida precisa dessas mudanças quando não há registro de ganhos ou perdas de fluido, torna-se possível determinar rapidamente se uma perda ou ganho real de fluidos da formação está ocorrendo.

Como dito anteriormente, tal método é possível de ser utilizado porque a ocorrência destes eventos gera um "comportamento" padrão das pressões no anular que pode ser detectado graficamente pelos equipamentos de PWD e *Mudlogging*. De posse dessas informações e outros indícios de superfície, é possível identificar a presença ou não destes efeitos. A equipe de perfuração geralmente faz uso de uma árvore de decisão, que dependendo da seqüência de eventos ocorridos durante o fechamento do poço e dos registros das pressões anulares e de superfície, é possível identificar se trata-se de um *kick* ou de algum outro evento como efeito *ballooning* ou *breathing formation (HPHT Well Best Practices*, 2003).

As ferramentas de PWD são capazes de medir a pressão do anular e do interior da coluna nas proximidades da broca, tanto em condições dinâmicas (bombas ligadas) quanto estáticas e

enviar as informações em tempo real para a superfície. Tem ocorrido muito esforço da indústria no sentido de analisar as informações fornecidas de maneira qualitativa e quantitativa a fim de identificar diversos padrões de comportamento de ocorrências comuns durante a perfuração, inclusive dos fenômenos acima mencionados (Rezende *et al*, 2007).

2.6 A Expansão Térmica do Fluido à Base de Óleo

Como visto anteriormente, os ganhos de volume no tanque e/ou o aumento da vazão de retorno são os principais indícios da ocorrência de *kick*. Entretanto, como comentado anteriormente, outros fenômenos podem ocorrer de maneira a causar esse aumento, podendo levar a conclusões equivocadas se não for realizada uma análise criteriosa da situação. Nessas circunstâncias, um dos fenômenos que merece destaque é a expansão térmica ocorrida no fluido de perfuração quando submetido a condições extremas, como no caso da perfuração em poços HPHT.

Quando um fluido de compressibilidade elevada é submetido a elevadas temperaturas, há um aumento na vibração e na freqüência dos átomos que o compõe, causando uma assimetria entre a energia de ligação e a distância entre os átomos. Como as forças de repulsão são sempre maiores que as de atração, o aumento da vibração atômica aumenta a distância entre os átomos, o que, em última análise, faz com que o volume do fluido aumente para comportar essa vibração (Lomba e Silva, 2007).





Figura 2.6: Comparação do Aumento do Volume de Fluido de Perfuração para Diferentes Pressões e Temperaturas [Lomba e Silva, 2007].

A partir de dados provenientes de uma análise PVT de um fluido de perfuração de base não-aquosa (Figura 2.6) utilizado pela PETROBRAS, percebe-se que há um aumento de volume do fluido quando se aumenta a temperatura, para uma pressão constante.

O aumento do volume num fluido à base de óleo (FBO) pode ser estimado a partir da variação de temperatura, do emprego de uma Equação de estado, e das definições dos coeficientes de expansão térmica (β) e de compressibilidade isotérmica (κ). O coeficiente de expansão térmica é definido como sendo a propriedade de um material que avalia a capacidade do mesmo variar seu volume com a variação de temperatura sob pressão constante, conforme Equação 2.1:

$$\beta = \frac{1}{V} \left(\frac{\partial V}{\partial T} \right)_T$$
 2.1

De forma análoga, o coeficiente de compressibilidade isotérmica é definido como a propriedade de um material que avalia a capacidade do mesmo variar o seu volume com a variação da pressão sob temperatura constante, conforme Equação 2.2:

$$\kappa = -\frac{1}{V} \left(\frac{\partial V}{\partial P} \right)_P$$
 2.2

Ambos os coeficientes podem ser determinados experimentalmente através de dados PVT do fluido de perfuração. O coeficiente de expansão térmica pode ser obtido correlacionando volume e temperatura, de forma que a inclinação da reta tangente em um determinado ponto corresponda com a derivada do volume com relação à temperatura. Analogamente, correlacionando dados de volume e pressão, podemos chegar ao coeficiente de compressibilidade isotérmica.

Uma equação de estado pode ser escrita como uma função da pressão (*P*), temperatura (*T*), volume (*V*) e do fator de compressibilidade (*z*), variáveis que definem um sistema termodinâmico, ou seja, f(z, P, V, T) = 0. A resolução de uma Equação de Estado pode ser feita determinando-se uma variável em função das outras. Assim, podemos explicitar o volume e derivar a expressão resultando na Equação 2.3:

$$dV = \frac{dV}{dT}dT + \frac{\partial V}{\partial P}dP + \frac{\partial V}{\partial z}dz$$
 2.3

Substituindo a Equação 2.1 e 2.2 na 2.3, teremos a Equação 2.4:

$$\frac{dV}{V} = \beta \cdot dT - \kappa \cdot dP + \frac{\partial V}{\partial z} dz$$
 2.4

É fundamental o emprego de uma equação de estado que se ajuste corretamente aos parâmetros PVT do fluido e permita estabelecer a relação V/z. Existem simuladores de produção, que calculam o impacto do resfriamento e despressurização no óleo ao ser produzido, que podem ser adaptados para a situação presente, mas são pouco confiáveis para a implementação na

operação. O melhor a ser feito é um aprofundamento no assunto de maneira que se possa construir um simulador de expansão térmica apropriado para a perfuração (Lomba e Silva, 2007).

2.7 A Solubilização do Gás no FBO e a Dificuldade na Detecção de Kicks

Quando há influxo de água, independente do tipo de fluido de perfuração utilizado, a baixa compressibilidade da mesma faz com que o aumento do volume no fundo do poço seja perceptível na superfície, possibilitando o fechamento do poço de forma mais rápida e segura. O mesmo não ocorre quando o influxo é de gás. Se o fluido utilizado for de base aquosa (FBA), o gás ocupará um volume pequeno nas condições de pressão alta no fundo do poço, mas ao subir pelo anular, a despressurização fará com que o gás se expanda de maneira rápida, sobretudo nas proximidades da superfície. Isso certamente irá retardar a detecção, mas não é tão grave como no caso de utilização do fluido de base não-aquosa. Isso ocorre devido à alta solubilização do gás no FBO, fenômeno esse agravado em condições de alta pressão. A solubilidade do gás nos FBA's chega apenas à cerca de um por cento do valor obtido para os FBO's (*Abeerden Drilling Schools & Well Control Training Centre*, 1982). Problemas com a solubilização do gás no FBO durante a perfuração da formação Tuscaloosa na Louisiana, EUA, foram registrados por Shaughnessy e Locke (2000).

A semelhança entre os componentes orgânicos do fluido de perfuração e o gás proveniente da formação faz com que, nas condições de temperatura e pressão no fundo do poço, o gás se misture à fase óleo do fluido de perfuração, constituindo uma solução ao tornar-se parte do mesmo (Lomba e Silva, 2007). Conforme a mistura ascende no anular do poço, a diminuição da pressão faz com que o gás saia de solução e forme uma conseqüente coluna de gás ascendente. Essa coluna torna-se cada vez maior com o tempo, devido a já explicada expansão do gás, diminuindo a pressão hidrostática da coluna de fluido e resultando, conseqüentemente, em uma maior entrada de gás no poço proveniente da formação. Essa situação só será interrompida com fechamento do BOP quando, após algum tempo, haverá a estabilização da pressão no fundo devido à contínua entrada e compressão dos fluidos no poço, que se dará até que a pressão no fundo seja igual à pressão da formação. Por isso, a importância da rápida detecção do *kick*, pois quanto mais rápido o mesmo for detectado na superfície e o poço for fechado, menor será a

quantidade de fluido invasor no poço, tornando a situação menos arriscada e o controle do poço mais fácil.

O'Brien (1981), no trabalho *"Handling Gas in Oil Based Mud Takes Special Precautions"* publicado na revista World Oil em janeiro de 1981, foi o primeiro a reportar resultados de um estudo de problemas encontrados no controle de poço devido à solubilidade do gás nos FBO's. Desde então, outros autores referenciados no trabalho de O'Bryan *et al* (1988) pesquisaram e publicaram seus resultados sobre o assunto.

O gráfico de solubilidade do gás metano no diesel a várias temperaturas é mostrado nas Figuras 2.7.



Figura 2.7: Solubilidade do Gás Metano e Sulfídrico no Óleo Diesel [*Abeerden Drilling Schools & Well Control Training Centre*, 1982].

Da Figura 2.7, percebe-se que o aumento da temperatura reduz a pressão de saturação, ou de outra forma, à medida que a temperatura aumenta, a solubilidade do gás no óleo decresce. No entanto, em algumas simulações computacionais baseadas em um modelo de Equação de Estado, percebeu-se que, a altas pressões, esse comportamento pode inverter-se, ou seja, há um aumento

da solubilidade do gás no óleo com o aumento da temperatura. Esse comportamento é identificado em regiões próximas ou acima da pressão cricondenbárica, na região de fase única, onde o gás e o óleo podem ser miscíveis em qualquer proporção (O'Bryan *et al*, 1988). Percebese claramente na Figura 2.7 que, para cada temperatura, o gráfico da solubilidade torna-se quase vertical em uma pressão específica. Essa pressão é a pressão de miscibilidade para a mistura metano/diesel naquela temperatura específica. Na pressão de miscibilidade, o diesel parecer ter uma capacidade "infinita" de dissolver o metano e produzir um líquido homogêneo (*Abeerden Drilling Schools & Well Control Training Centre*, 1982). Segundo relataram Thomas *et al* (1982), em condições HPHT, o gás metano é "infinitamente solúvel" no óleo e quantidades substanciais de gás podem ser dissolvidos no fluido de perfuração.

Com relação à dificuldade na detecção de *kicks* nestas condições, Thomas *et al* (1982) chegaram às seguintes conclusões:

- O ganho de volume no tanque (dado de 1982) é o mais confiável indicador de *kick* tanto em FBA como em FBO. Considerando a solubilidade ou não, há um incremento de volume que pode ser detectado;
- *Flow-checks* (testes de fluxo) curtos não são confiáveis em FBO's. *Flow-checks* com tempos superiores a 10 minutos podem ser necessários para detectar o fluxo;
- O ganho de volume não é limitado ao volume "condensado" do gás livre proveniente do reservatório;
- Quando o influxo de gás dissolve no FBO, ele "mascara" as informações de ganho de volume e fluxos lidos na superfície, efeito que é menos pronunciado em FBA.

Concluiu-se também que qualquer pequena quantidade de influxo não detectado de gás dissolvido que é circulado no poço aberto irá atingir a pressão de bolha no anular (ou no *riser* de perfuração) nas proximidades da superfície. A taxa de expansão volumétrica do gás pode alcançar 300 vezes durante esse processo (*Abeerden Drilling Schools & Well Control Training Centre*, 1982).

Bezerra (2006) desenvolveu um simulador de comportamento de fases de misturas. Foi utilizada uma modelagem termodinâmica de misturas multicomponentes, baseada na equação de estado de Peng-Robinson, com regras de mistura e parâmetros de interação binária através de contribuição de grupo. Utilizando os resultados referentes ao comportamento de fases de mistura gás-líquido, ela desenvolveu um simulador de *kicks* para fluido à base de óleo (inclusive n-parafina). Também foi realizada uma análise de sensibilidade de parâmetros, comparando-se *kick* em base água e em base sintética (Bezerra *et al*, 2006).

Lomba e Silva (2007) *apud* Bezerra (2006) propõem que uma das formas de se otimizar o tempo de detecção do *kick* nessas condições é compreender e utilizar adequadamente os fundamentos da solubilização do gás no FBO. Dessa forma, poderia estabelecer-se um modelo termodinâmico que descreva o comportamento dessa solução através da construção de diagramas de fase e, assim, permitir a previsão da ocorrência desse fenômeno para diversas condições de temperatura e pressão. Resultados deste trabalho são mostrados em um diagrama de fases com diversas frações molares de metano (Figura 2.8). Considerou-se que o gás proveniente das formações é apenas metano. O FBO considerado é à base de n-parafina. É necessário conhecimento prévio dos componentes do FBO. Os resultados obtidos pelos autores foram comparados com o simulador PVT Sim®, com ótima convergência dos resultados.



Figura 2.8: Diagrama de Fases para Diversas Frações Molares de Metano em FBO [Lomba e Silva, 2002].

2.8 A Difusão do Gás no Fluido à Base de Óleo

Existem algumas maneiras do gás da formação entrar no poço. A principal forma ocorre em condições sub-balanceadas (*underbalance*), ou seja, quando a pressões dos fluidos das formações são superiores às pressões no poço em frente às mesmas. O influxo do gás nessas condições é chamado de *kick*. Entretanto, essa não é única forma de entrada de gás no poço. Existe também o conhecido *drilled gas*, onde o gás também entra no poço, mas não proveniente de influxo e sim do corte do cilindro de rocha pela broca de perfuração, ou seja, *drilled gas* é o gás proveniente das rochas perfuradas. Além disso, é possível também a entrada do gás das formações para o poço mesmo em condições sobre-balanceadas (*overbalance*), através do mecanismo de difusão.

Quando um gás e uma fase líquida que não estão termodinamicamente em equilíbrio são colocados em contato, transferência de um ou mais componentes pode ocorrer da fase gasosa para a fase líquida, ou vice versa, pelo mecanismo de difusão molecular (Jamialahmadi *et al*, 2006).

Segundo Bird *et al* (1960), difusão é o transporte molecular de uma substância relativo à outra, também conhecido como difusão de massa, difusão de concentração ou difusão ordinária. O movimento das espécies químicas ocorre da região de alta concentração para a região de baixa concentração. A Primeira Lei de Fick procura descrever o processo de difusão em regime permanente, ou seja, quando a concentração dentro do volume de difusão não muda com o tempo. Em uma dada direção unidimensional x, a lei pode ser escrita segundo a Equação 2.5.

$$J = -D\frac{\partial\phi}{\partial x}$$
 2.5

Onde:

J é o fluxo difusivo com dimensões [(quantidade da substância) x distância⁻² x tempo⁻¹], por exemplo, $\left(\frac{mol}{cm^2 \cdot s}\right)$. D é o coeficiente de difusão ou difusividade com dimensões [distância² x tempo⁻¹], por exemplo, $\left(\frac{cm^2}{s}\right)$.

 ϕ é a concentração com dimensões [(quantidade da substância) x distância⁻³], por exemplo, $\left(\frac{mol}{m^3}\right)$.

x é a posição [distância], por exemplo, m.

Analisando o mecanismo de difusão dentro do contexto da perfuração de poços HPHT, Lomba e Silva (2007) verificaram que, na perfuração sobre-balanceada, é normal que um pequeno volume de fluido (filtrado) invada a região em volta do poço logo após a broca perfurar a formação. Essa perda de fluido ocorre rapidamente no início (fenômeno conhecido como *spurt loss*) até a formação do reboco, quando a taxa de filtração reduz drasticamente. Nessa situação, quando o poço é mantido sem circulação por um grande intervalo de tempo por qualquer razão como manobra ou perfilagem, por exemplo, o gás presente no reservatório difunde no fluido de perfuração através do filtrado e do reboco.

A Figura 2.9 ilustra o esquema de difusão nessas condições, onde as setas com linhas pontilhadas indicam o fluxo convectivo do filtrado e as setas com linhas cheias correspondem ao fluxo difusivo do gás. Precisamente, a difusão se dá apenas na fase óleo do fluido de perfuração (Bradley *et al*, 2002).



Figura 2.9: Esquema Ilustrativo do Fluxo Difusivo [Lomba e Silva, 2007].

A quantidade de gás que entra no poço segundo o mecanismo de difusão, conforme descrito anteriormente, pode atingir valores substanciais e irá ocorrer mesmo se a pressão hidrostática da lama for superior à pressão de poros da formação portadora de gás. Já foi visto anteriormente, que nas condições de HPHT, o fluido de perfuração é capaz de dissolver grandes quantidades de gás. Segundo a verificação de Bradley *et al* (2002), esta quantidade de gás pode levar a sérias situações de controle de poço e/ou à degradação das propriedades do fluido de perfuração, como pôde ser verificado em um estudo de campo feito pelos autores, incluindo a perda de material adensante como a barita, por exemplo.

No estudo de campo mencionado acima, foi estimado que para 1000 metros de um poço HPHT, 8 ½ polegadas, 5 barris de metano difundiram para o poço em 6 horas, 18 barris em 24 horas e, após 10 dias, a concentração de gás presente no fluido de perfuração correspondia a 60% do gás presente no reservatório.

A partir da Equação da Continuidade no meio poroso (Equação 2.6) e do fluxo difusivo (Equação 2.7), Lomba e Silva (2007) chegaram à equação de difusão em geometria cilíndrica (Equação 2.8) que, segundo os autores, é capaz de representar o fenômeno em questão.

$$\varphi \frac{\partial C(r,t)}{\partial t} = \frac{1}{r} \frac{\partial (rF)}{\partial r} \qquad F = \frac{D}{\sqrt{\tau}} \frac{S\varphi}{x} \qquad \frac{1}{r} \frac{\partial}{\partial r} \left(\frac{D\varphi}{\sqrt{\tau}} r \frac{\partial C(r,t)}{\partial r} \right) - \varphi \frac{\partial C(r,t)}{\partial t} = 0$$
2.6
2.7
2.8

Onde, φ é a porosidade, *C* a concentração de gás, *r* a coordenada radial, *t* o tempo, *F* o fluxo difusivo, *D* o coeficiente de difusão, τ a tortuosidade, *S* a solubilidade do gás no fluido e *x* é a espessura da camada de filtrado.

A partir da análise destas equações e de resultados de outros trabalhos citados, podem-se fazer algumas considerações a respeito do fenômeno da difusão:

- Quanto maior a coordenada radial, menor será a difusão. Quando o *overbalance* é muito acentuado, a quantidade de filtrado e, conseqüentemente, o raio da zona invadida é maior. Isso faz com que o gás tenha que percorrer uma distância maior através do filtrado, até chegar ao poço, reduzindo o fluxo difusivo (Bradley *et al*, 2002);
- Quanto maior for o coeficiente de difusão, maior será o fluido difusivo. Fazendo referência ao trabalho de Hill e Lacey, *"Rate of Solution of Methane in Quiescent Hydrocarbons. II Industrial and Engineering Chemistry"*, de 1934, os autores afirmam que o coeficiente de difusão de gases em fluidos de bases orgânicas mais pesadas é menor quando comparados aos de base leve;
- Quanto maior a solubilidade do gás no fluido, maior será o fluxo difusivo, ou seja, em poços HPHT o fenômeno de difusão é mais acentuado;
- Quanto maior o tempo de exposição, maior é o fluxo difusivo de gás, ou seja, quanto mais tempo o poço for mantido sem circulação nas condições já mencionadas, maior será a quantidade de gás que migrará para o poço por difusão, conforme referenciado no trabalho de campo realizado por Bradley *et al* (2002).

O conhecimento da difusividade do gás *D*, parâmetro utilizado nas equações de Bird *et al* (1960) e Lomba e Silva (2007) mostradas anteriormente, são fundamentais para o correto

equacionamento do fenômeno. Normalmente, a obtenção do coeficiente de difusividade é baseada nas medições da pressão do gás em contato com óleo ou fluido de perfuração em uma célula PVT fechada durante a dissolução do gás na fase líquida, conforme ilustra o esquema na Figura 2.10.



Figura 2.10: Esquema de uma Célula PVT usada para medições da difusividade do gás em líquidos [Civan e Rasmussen, 2002].

A melhor estimativa do coeficiente de difusão de uma espécie (soluto) em um dado meio líquido (solvente) é normalmente inferido indiretamente através da predição de um modelo matemático envolvendo a transferência destas espécies a partir de dados experimentais obtidos sob certas condições (Civan e Rasmussen, 2001).

Civan e Rasmussen (2002) fazem uma revisão sobre os principais modelos propostos até então, citando autores como Riazi, Sachs e Zhang *et al.* Nesta revisão, eles relatam que a precisão dos modelos disponíveis é limitada pelas inerentes simplificações dos pressupostos envolvidos em seus tratados analíticos. Verifica-se que não há nenhum consenso entre os modelos simplificados disponíveis usados para medidas de difusividade e que os dados para a difusividade para condições de alta temperatura e pressão são muito escassos.

Jamialahmadi *et al* (2006) verificaram também que os dados sobre difusividade em alta pressão são muito escassos e fragmentados e que a obtenção dos mesmos em laboratório é difícil, cara e demanda muito tempo. Com essas questões em mente, eles desenvolveram um estudo sistemático dos mecanismos de difusão molecular dos gases em líquidos através da medida dos coeficientes de difusão do metano no dodecano, com pressões superiores a 40 MPa em diferentes temperaturas.

O trabalho realizado por Jamialahmadi *et al* (2006) representa um avanço no sentido de minorar a escassez de dados de coeficiente de difusão para altas pressões e podem ser utilizados para análise do fenômeno da difusão de gás no fluido de perfuração à base de óleo durante a perfuração de poços HPHT. No entanto, as máximas pressões consideradas foram de 40 MPa (5801 psi), ainda muito aquém das pressões alcançadas em poços HPHT, que são superiores a 10000 psi. Mesmo as temperaturas consideradas no trabalho ficaram bem abaixo dos 150°C, facilmente encontradas nos poços HPHT.

2.9 Projeto de Fluidos para Perfuração HPHT

Dentre os muitos fatores que tem possibilitado a engenharia de poço se desenvolver cada vez mais, certamente o fluido de perfuração desempenha papel primordial. Na perfuração convencional, o fluido de perfuração desempenha funções muito importantes como limpeza e estabilidade do poço, resfriamento e lubrificação da coluna de perfuração e da broca e controle das pressões dentro do poço. Para tanto há que se fazer um controle rígido do peso específico e das propriedades reológicas do fluido (viscosidade, tensões de escoamento, força gel, etc.), de modo a minimizar as perdas de carga no interior da coluna de perfuração e possibilitar o carreamento dos cascalhos gerados pela broca no anular. Na perfuração HPHT, o projetista do poço tem o desafio extra de preparar um fluido de perfuração que mantenha suas propriedades em condições de alta temperatura e pressão.

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 (FBA) e fluido à base de óleo (FBO). Em poços direcionais e em condições de alta

temperatura e pressão, o FBO é mais efetivo que o FBA, devido às suas características de estabilidade térmica e lubrificação. Devido à preocupação ambiental, os FBO's evoluíram dos óleos convencionais, como o diesel, para os óleos sintéticos. A n-parafina é o principal óleo sintético utilizado em perfurações no Brasil e um dos mais difundidos no mundo (Monteiro, 2007).

Fitzgerald *et al* (2000) verificaram que dentre as muitas causas que geram tempo perdido na perfuração HPHT, a maioria tem relação direta com o fluido de perfuração, em problemas relacionados à estabilidade do poço, perdas de circulação e, principalmente, situações de controle de poço.

As condições de temperatura (392°F) e pressão (15900 psi) do campo de Elgin/Franklin fazem com que a classificação dos poços deste campo se enquadre na categoria de ultra HPHT (ver Figura 2.3). Nestas condições, Fitzgerald *et al* (2000) avaliaram o comportamento, os desafios e a importância do fluido de perfuração. Entre os desafios operacionais mencionados pelos autores estão:

- O fluido dever ter reologia suficiente para evitar decantação de cascalho ou barita sem proporcionar densidade de circulação (ECD – *Equivalent Circulation Density*) elevada, que possa exceder o gradiente de fratura.
- A estrutura gel do fluido tem que ser adequada para suportar a barita durante períodos estáticos, mas sem provocar pressões excessivas durante o reinício da circulação, de modo a não fraturar as formações mais fracas.
- O fluido de perfuração deve manter-se estável mesmo após longos períodos sem circulação (maior que 100 horas, como ocorre durante a perfilagem).

Durante a perfuração, o fluido superou estes desafios. No entanto, os autores descartaram qualquer possibilidade de coincidência ou sorte e ressaltaram a importância de ter planejado um fluido específico para estes propósitos. Foi ressaltada a importância do uso de resfriadores do fluido de perfuração, também conhecidos como *mud coolers*, para assegurar que a temperatura do

fluido nas linhas de superfície da sonda ficasse abaixo de 60°C. Os *mud coolers* produzem, tipicamente, uma redução de temperatura de 10°C no fluido de perfuração.

Para assegurar que o fluido de perfuração (neste caso, um n-alcano) atenderia as necessidades, eles submeteram o mesmo a testes de laboratório que procuraram submeter o fluido às condições de temperatura e pressão esperadas no campo. Os resultados foram positivos e, durante a perfuração, o fluido suportou as condições evitando o tempo perdido com problemas de estabilidade das paredes do poço ou situações de controle de poço. Certamente, o treinamento da equipe de perfuração contribuiu com este resultado positivo.

O caso de sucesso do campo de Elgin/Franklin é um motivador para que sejam realizados testes prévios com o fluido de perfuração a ser utilizado em poços HPHT. O alto custo destes poços, atrelados justamente a problemas relacionados ao fluido, justificam o investimento nos testes do fluido, a fim de minimizar o tempo perdido.

2.10 Simuladores de *Kick*

A utilização de simuladores de *kick* e o reconhecimento destes programas computacionais como importante ferramenta auxiliar no planejamento, acompanhamento e treinamento de situações de controle de poço vem aumentando constantemente ao longo dos anos. Nunes (2001) e Pereira (2008) apresentam em seus trabalhos a evolução dos simuladores de *kick* para fluidos base água e fluidos à base de óleo.

Modelos e Características	Poço inclinado e horizontal	Perda de Carga na Região Bifásica	Velocidade de Deslizamento	Acoplamento c/ Reservatório	Geometria do Poço	Método de Circulação	Reologia do Fluido de Perfuração	Modelo da Região Bifásica
LeBlanc e Lewis (1968)					Constante	Sondador	Newtoiano	Bolha Única
Records (1972)					Constante	Sondador	Bingham	Bolha Única
Hoberock e Stanbery (1981)		Beggs & Brill	Х		Constante	Sondador	Bingham	Bolhas Dispersas
Santos (1985)		Orkizewski	Х		Constante	Sondador	Potência	Bolhas Dispersas
Nickens (1985)		Beggs & Brill	Х	Х	Variável	Sondador Eng°	Bingham	Bolhas Dispersas
Podio e Yang (1987)		Beggs & Brill	Х	Х	Variável	Sondador Eng°	Potência	Bolhas Dispersas
Negrão (1989)		Beggs & Brill	Х		Variável	Sondador	Bingham	Bolhas Dispersas
Santos (1991)	Х	Beggs & Brill	Х	X	Constante	Sondador	Potência	Bolhas Dispersas
Ohara (1995)		Beggs & Brill	X	X	Variável	Sondador	Bingham	Bolhas Dispersas
Nunes (2001)	Х	Beggs & Brill	Х		Variável	Sondador	Newtoniano Potência Bingham	Fluxo Pistonado
Ribeiro et al (2003)	Х	Beggs & Brill	Х		Variável	Sondador	Newtoniano Potência Bingham	Bolhas Dispersas Fluxo Pistonado

Tabela 2.1: Modelos de Simuladores de Kick para Fluidos à Base de Água

Os avanços seguem sempre, principalmente, no sentido de procurar representar com mais fidelidade os fenômenos físicos que ocorrem no poço durante a circulação de um *kick* de gás. A Tabela 2.1 mostra os modelos e características dos simuladores apresentados pelos dois autores para fluidos base água.

Quanto à utilização de fluidos à base de óleo, podemos citar os seguintes modelos:

Thomas *et al* (1982), conforme visto anteriormente, estudaram o efeito da solubilidade do gás na detecção do *kick* e desenvolveram um simulador de *kick*.

Ekrann e Rommetveit (1985) desenvolveram um simulador de *kick* para fluidos de perfuração à base de óleo, onde são levados em conta:

- A solubilidade de gás no óleo;
- O deslizamento entre as fases líquida e gasosa;
- As perdas de carga por atrito nas regiões monofásica e bifásica;

Bezerra (2006) utilizou uma modelagem termodinâmica de misturas multicomponentes (baseada na equação de estado de Peng-Robinson) com regras de mistura e parâmetros de interação binária através de contribuição de grupo. Bezerra desenvolveu um simulador de *kicks* que leva em conta o comportamento de fases de misturas gás-líquido.

Pereira (2008) desenvolveu um simulador de *kicks* através da implementação da metodologia de O'Bryan (1988). O modelo trata um *kick* de gás real em um fluido de perfuração à base de óleo não-newtoniano, sendo que o escoamento bifásico ocorre através de um poço vertical de terra, com seção anular constante.

Capítulo 3

Modelagem do Controle de Poço

A fim de realizar a análise do comportamento do gás durante a detecção do *kick* e a sua circulação para fora do poço em condições extremas, com poços de lâmina d'água ultra profunda, alta temperatura e pressão, poços horizontais de longa extensão, com fluidos de perfuração de base água e à base de óleo, foi utilizado o simulador computacional Unikick. O Unikick é uma ferramenta computacional integrada desenvolvida pela UNICAMP em parceria com a PETROBRAS com o objetivo de auxiliar o engenheiro de perfuração na prevenção e detecção de *kicks* e sua circulação para fora do poço em lâminas d'águas profundas e ultra profundas. Santos *et al* (2003) falam sobre a descrição e organização do código e da estruturação do Unikick, bem como de suas aplicações. Uma vez que o programa está interligado a uma interface amigável ao usuário, ele permite também seu uso para fins de treinamento. Exemplos da interface de abertura, entrada de dados e resultados da simulação do Unikick são apresentados no Anexo IV.

3.1 Metodologia Utilizada para o Fluido à Base de Água

A modelagem matemática do Unikick para o fluido à base de água foi descrita por Nunes *et al* (2002). Trata-se de um modelo analítico com um procedimento interativo para computar as distribuições de pressão e as frações gás/líquido dentro do anular e da linha do choke de um poço, em cada instante de tempo, para uma vazão de circulação constante. As principais características da modelagem do Unikick são:

- Geometria anular variável, com uma coluna de perfuração concêntrica;
- *Kick* de gás;
- Método do sondador;
- Pressão de fundo mantida constante durante a circulação do *kick*;
- Opções de modelos reológicos para os fluidos de perfuração.

• Regime estacionário.

Os modelos de comportamento do gás, deslizamento de fases e reologia dos fluidos utilizados no software Unikick podem ser conferidos nos trabalhos de Nunes (2001) e Nunes *et al* (2002). A evolução do software, em termos de tratamento de poços direcionais, introdução do módulo de cálculos, segunda circulação e desenvolvimento de interface gráfica, podem ser conferidos em Santos e Ribeiro (2003) e Ribeiro *et al* (2004).

3.1.1 Exemplo de Utilização da Metodologia para Fluido à Base de Água

A seguir é apresentado um exemplo da utilização da metodologia do programa Unikick para fluido à base de água em um poço marítimo com 1000 m de LDA, onde apesar da omissão de algumas fórmulas, a seqüência lógica e descritiva dos cálculos principais com os resultados numéricos são apresentados. Os dados de entrada deste poço são apresentados na Tabela 3.1.

Parâmetros	S.I.	Campo
Profundidade total	3000 m	9842.5 pés
Lâmina d'água	1000 m	3280.8 pés
Profundidade da sapata	2000 m	6561.7 pés
Comprimento da coluna	3000 m	9842.5 pés
Diâmetro interno do poço aberto	0.216 m	8.5 pol.
Diâmetro do revestimento	0.228 m	9 pol.
Diâmetro da coluna de perfuração	0.127 m	5 pol.
Diâmetro da linha do choke	0.076 m	3 pol.
Massa específica da lama	1.2 kg/m3	10 lbm/gal
Viscosidade do Fluido		20 cP
Densidade do gás (ar =1)	0.55	0.55
Volume inicial do influxo	3.34 m3	21 bbl
Vazão de perfuração	0.0283 m3/s	450 gal/min.
Vazão de circulação do kick	0.0283 m3/s	450 gal/min.
SIDPP	4136.8 KPa	600 psi
Margem de segurança	689.5 KPa	100 psi
Tempo de fechamento	180 s	3 min
Gradiente geotérmico	0.0146 °C/m	0.008 °F/pés
Temperatura da superfície	20 °C	68 °F
Temperatura da água do mar	4 °C	39.2 °F

Tabela 3.1: Dados de Entrada para Simulação de um Poço Marítimo Vertical – Fluido à Base de Água

Inicialmente, o programa calcula alguns parâmetros, a partir dos dados fornecidos, que são necessários para o processo iterativo de circulação de gás que ocorre com o incremento de tempo.

O volume inicial da região bifásica, é calculado conforme apresentado na Equação 3.1.

$$Vbif = Qperf \cdot Tfech + Vkick = \frac{(450 \cdot 3)}{42} + 21 = 53.14 \text{ bbl}$$
 3.1

Onde *Vbif* é o volume da região bifásica, *Tfech* é o tempo de fechamento do poço após a detecção e *Vkick* é o volume ganho nos tanques inicial.

Em seguida, a fração de vazios média (α) inicial é calculada através da Equação 3.2.

$$\alpha = \frac{Vkick}{Vbif} = \frac{21}{53 \cdot 14} = 0.395$$
3.2

Calcula-se então, o comprimento inicial do kick (Lk) através da Equação 3.3.

$$Lk = \frac{Vkick}{Can \cdot \alpha} = 1157 \, p\acute{es} \tag{3.3}$$

Onde *Can* é a capacidade do anular onde o *kick* se encontra. A seguir esse comprimento é projetado na vertical (*Hk*), mas como temos neste caso um poço vertical, *Hk* será igual a *Lk*.

Na seqüência, é calculada a temperatura no fundo do poço (*Tfundo*) conforme a Equação 3.4.

$$Tfundo = Tfm + Ggeo \cdot (Dv - LDA) = 91.76 \text{ °F}$$
3.4

Onde *Tfm* é a temperatura no fundo do mar, *Ggeo* é o gradiente geotérmico das rochas e *LDA* é a lâmina de água.

Calcula-se então a pressão da formação (*Pform*), como sendo a soma da pressão de fechamento no interior do tubo de perfuração (*SIDPP*) com a pressão hidrostática exercida pelo fluido de perfuração com densidade ρ_{lama} na profundidade vertical total do poço *Dv*, conforme a Equação 3.5.

$$Pform = SIDPP + 0.052 \cdot \rho_{lama} \cdot Dv = 5718.11 \, \text{psi}$$
3.5

A pressão e a temperatura calculadas anteriormente são utilizadas no cálculo do fator de compressibilidade (Z) do gás na condição inicial. A correlação utilizada no Unikick para o cálculo de Z é a correlação de (Hall-Yarborough (1974) *apud* Nunes (2001)), de forma que para esta temperatura e pressão teremos Z = 1.0328. Esse valor de Z, juntamente com a pressão e temperatura são utilizados no cálculo da densidade do gás nas condições de poço ρ_{gas} , conforme a Equação 3.6. O gás assumido é o metano com peso molecular igual a 16.

$$\rho_{gas} = \frac{16 \cdot Pform}{80.3 \cdot Z \cdot (Tfundo + 460)} = 1.999 \, \text{lb/gal}$$
3.6

A pressão no fundo do poço (*BHP*) a ser mantida durante todo o processo de circulação do *kick*, hipótese esta do método do sondador, será a soma da pressão da formação já calculada com uma margem de segurança estipulada (*MS*). Neste caso, teremos BHP = Pform + MS = 5818.11 *psi*, ou seja, a margem de segurança é igual a 100 psi. O desenvolvimento do programa é realizado em quatro fases:

- 1) Condição inicial, ou seja, o kick não está sendo circulado.
- Circulação do *kick* pelo anular, até o momento em que a região bifásica atinge a superfície, trecho onde acontecerá a expansão do gás.
- Influxo atinge a superfície, havendo a produção do gás e conseqüente diminuição da região bifásica.
- 4) Circulação da lama por alguns segundos após a produção total do gás.

Na etapa inicial (t=0), ainda sem circulação, adota-se a pressão média (*Pmed*) como um valor de referência para a pressão da região bifásica, na qual são calculadas as propriedades da região bifásica. As equações são deduzidas e apresentadas por Nunes (2001). O programa realiza um processo iterativo na qual a pressão média inicial é dada como sendo a BHP, que é a pressão na base da região bifásica (*Pbase*). Neste caso específico, após a convergência, teremos *Pmed* = 5569.36 psi.

Conhecendo-se as propriedades dos fluidos e a pressão média, calcula-se o diferencial de pressão na região bifásica ($\Delta Pbif$), conforme a Equação 3.7.

$$\Delta Pbif = 0.052 \cdot \left(\left(P_{med} \cdot \alpha \cdot \left(\frac{0.36 \cdot \gamma_g}{T_{med} \cdot Z} \right) \right) \cdot Lk + (1 - \alpha) \cdot \rho_{lama} \cdot L_k \right) = 413.07 \text{ psi} \qquad 3.7$$

Onde , *Tmed* é a temperatura média da região bifásica (média entre as temperaturas na base (*Tbase*) e no topo da região bifásica (*Ttopo*) calculadas de maneira semelhante à Equação 3.4 e γ_g é a densidade absoluta do gás (ar = 1). Percebe-se que primeiro termo que multiplica *Lk* tratase da densidade do gás nas condições de fundo.

Conhecendo-se a pressão na base (*Pbase*), calcula-se a pressão no topo da região bifásica (*Ptopo*) conforme Equação 3.8.

$$Ptopo = Pbase - \Delta Pbif = 5776.11 - 413.07 = 5363.04 \text{ psi}$$
 3.8

A partir desses valores, calcula-se a pressão inicial no choke (*Pchoke*), ainda em condições estáticas, através da Equação 3.9. Esse primeiro valor de *Pchoke* equivale à pressão de fechamento no revestimento (*SICP*).

$$Pchoke = Ptopo - 0.052 \cdot \rho_{lama} \cdot (Dv - Hk) = 763.52 \text{ psi}$$
3.9

Passa-se agora para a fase 2 do programa, que trata da circulação do gás pelo espaço anular. Nesta fase, há um incremento de tempo (Δt) ao tempo anterior ($t = t + \Delta t$) e serão calculadas novas posições para o topo (*Htopo*) e base (Hbase) da região bifásica. Essas duas posições movimentam-se com velocidades diferentes v_{topo} e v_{base} , respectivamente. As correlações utilizadas nos cálculos destas duas grandezas são apresentadas por Nunes (2001). Ilustrativamente, serão apresentados os resultados do primeiro passo de tempo (Δt), conforme as equações abaixo:

$$Htopo(i) = Htopo(i-1) + v_{topo} \cdot \Delta t = 1157.78 + 2.894 \cdot 60 = 1331.42 \text{ p/s}$$
 3.10

$$Hbase(i) = Hbase(i-1) + v_{base} \cdot \Delta t = 0 + 1.871 \cdot 60 = 112.54 \text{ p} \text{és}$$
 3.11

A nova altura do kick (Hk) será:

$$Hk(i) = Htopo(i) - Hbase(i) = 1219.16 \text{ pés}$$
3.12

Com esse novo valor de *Hbase*, calcula-se pressão na base para esse novo tempo. Neste caso, teremos após a nova convergência da pressão média *Pbase* = 5717.57 psi e *Pmed* = 5499.98 psi. Com esses valores, calculam-se os novos valores *Ptopo* = 5282.89 psi e *Pchoke* = 773.96 psi, seguindo a mesma metodologia da etapa anterior. Vale ressaltar que agora, conforme dados de entrada do poço, o *kick* está sendo circulado na vazão reduzida de circulação (*VRC*) de 100 gpm. Portanto, adicionalmente aos cálculos da etapa anterior, são calculados e descontados os valores das perdas de carga na região bifásica e na região monofásica (apenas fluido de perfuração). A modelagem do Unikick permite a escolha do modelo reológico do fluido (newtoniano, binghamiano ou potência) e as perdas de carga são calculadas conforme estes modelos. Percebese que a pressão no choke aumentou, se comparado com o resultado inicial, e isso reflete o que acontece na prática, pois como o gás expandiu neste último minuto, a pressão no choke teria realmente que aumentar para compensar a perda de pressão hidrostática no anular e manter a pressão no fundo do poço constante.

Com a nova altura do *kick*, o novo volume da região bifásica será *Vbif* = 55.96 bbl. Nessas novas condições de pressão e temperatura, o volume do *kick* (*Vkick*) também será diferente e, conseqüentemente, a fração de vazio (α) também o será. Para que haja coerência entre estes valores interdependentes, é realizado um processo iterativo semelhante ao realizado para o cálculo de *Pmed*, de modo que após a convergência neste primeiro passo de tempo teremos *Vkick* = 21.1 bbl e α = 0.377.

Esse processo será repetido até que o topo da bolha chegue à superfície e o gás comece a ser produzido. Isso ocorre, neste caso, no tempo t = 40.3 min. Neste momento, temos Vbif = 145.42 bbl, Vkick = 35.09 bbl e $\alpha = 0.241$. Até então, a massa de gás no sistema é mantida constante. A partir de agora, entra-se na etapa 3, onde o *kick* é removido do poço. A vazão mássica de gás (m_{prod}) produzida nesta etapa é dada pela Equação 3.13, que no primeiro passo de tempo de início de produção apresenta o resultado abaixo.

$$m_{prod} = \rho_{gas}(i) \cdot v_{med}(i) \cdot \alpha(i) \cdot (d_e^2 - d_i^2) = 72.36 \text{ lb/min}$$
 3.13

Onde, v_{med} é a média de v_{topo} e v_{base} . Os valores de d_e e d_i correspondem aos diâmetros externos (diâmetro interno do revestimento) e interno (diâmetro externo da coluna de perfuração) do anular, respectivamente, nas proximidades da cabeça do poço (imediatamente antes da entrada da linha do choke). O valor da massa de gás inicial é de 1763.41 lb, calculada a partir do produto da densidade do gás em condições de superfície pelo volume do *kick* inicial. Esta etapa finalizar-se-á assim que toda esta massa for produzida. Até que isso aconteça teremos uma queda simultânea dos valores de *Pchoke e Vkick*, conforme pode se verificar nas Figuras 3.1 e 3.2, respectivamente.

A partir do início da produção do gás é calculada também a vazão de gás na superfície, obtida através do quociente da vazão mássica de gás pela densidade do gás na superfície. A Figura 3.3 apresenta os resultados da vazão de gás na superfície durante toda a circulação.



Figura 3.1: Pressão no Choke Esperada na Superfície Durante a Circulação de um *Kick* de Gás – Exemplo de Utilização do Unikick – Poço Marítimo Vertical – Fluido à Base de Água.



Figura 3.2: *Pit Gain* Esperado Durante a Circulação de um *Kick* de Gás – Exemplo de Utilização do Unikick – Poço Marítimo Vertical – Fluido à Base de Água.

Na etapa final, que se dá logo após os 100 minutos de circulação, já não há gás no poço e a pressão na superfície (*Pchoke*) será o valor de *BHP* diminuído da pressão hidrostática exercida pelo fluido de perfuração em toda a profundidade vertical do poço e das perdas de carga neste mesmo trecho. Assim é concluída a expulsão do fluido invasor, o que corresponde à primeira circulação do método do sondador. A segunda fase deste método corresponde à substituição do fluido antigo por um fluido novo, cuja hidrostática seja igual à pressão da formação que gerou o *kick*.



Figura 3.3: Vazão de Gás Esperada na Superfície Durante a Circulação de um *Kick* de Gás – Exemplo de Utilização do Unikick – Poço Marítimo Vertical – Fluido à Base de Água.

3.2 Metodologia para Utilização do Fluido à Base de Óleo

Desde o princípio do desenvolvimento do software Unikick, foi planejada a utilização de fluido à base de óleo na simulação da circulação de um *kick* de gás. Como fruto do presente trabalho, o autor, juntamente com o grupo de pesquisa do Laboratório de Estimulação de Poços (LEP) da Universidade Estadual de Campinas (UNICAMP) trabalhou na implementação da modelagem e nos testes do módulo à base de óleo do Unikick.

Os principais fenômenos adicionais a se considerar na utilização de fluido à base de óleo em comparação com o fluido à base de água são: os efeitos da solubilidade do gás no óleo e da variação do volume do fluido à base de óleo para diferentes frações de óleo no fluido de perfuração (ROA) e de gás no óleo (RGO) em diferentes condições de pressão (P) e temperatura (T). O efeito da solubilidade do gás no óleo pode ser quantificado a partir do cálculo da Razão de Solubilidade (Rs) e a variação volumétrica a partir do cálculo do Fator Volume de Formação (Bo). Para tanto, são necessárias correlações confiáveis para estas duas grandezas, obtidas a partir de dados experimentais. Dentre os possíveis fluidos à base de óleo, foram escolhidos os fluidos à base diesel e n-parafina, este último mais largamente utilizado em operações no Brasil e no mundo, principalmente devido a questões ambientais, já que a n-parafina é um fluido sintetizado, menos danoso ao meio-ambiente.

O'Bryan *et al* (1988) apresentaram correlações para o cálculo de *Rs* do gás metano no óleo diesel. Os dados experimentais foram obtidos em uma faixa de temperatura que varia de 38 °C a 148 °C e pressões que variam de 300 a 6000 psi. A correlação apresentada pode extrapolar estes limites, no entanto os próprios autores recomendam-na apenas para valores de pressões moderadas. O'Bryan *et al* (1990) apresentaram correlações para o cálculo do *Bo* do óleo diesel e misturas deste óleo com o metano para as mesmas faixas de temperatura e pressão apresentadas para a *Rs*.

Essas correlações foram implementadas por Pereira (2008) em um simulador de *kicks* para fluido à base de água e fluido à base de diesel. A mesma metodologia utilizada por Pereira (2008) foi implementada no Unikick, entretanto, no módulo à base de óleo do mesmo há a opção de uso de fluido à base de n-parafina. Para tanto, são necessárias correlações para o cálculo de *Rs* e *Bo* deste fluido.

Monteiro (2007) apresentou correlações para o cálculo de *Bo* e *Rs* para a mistura metano/ emulsão n-parafina e metano/n-parafina pura. No entanto, as correlações para o cálculo de *Bo* proposta por ele prevêem apenas pontos de saturação. Atolini (2008) obteve correlações semelhantes, porém prevê também o *Bo* em condições sub-saturadas. Os dados obtidos em seu trabalho abrangem a faixa de temperatura de 70 a 130 °C, concentrações molares na ordem de até 90% e pressões de até 11000 psi, que estende as faixas de pressões utilizadas em trabalhos anteriores, aproximando-se mais das condições HPHT. Adicionalmente, Atolini (2008) também apresenta correlações para o cálculo da densidade da mistura metano/emulsão n-parafina em função da temperatura, pressão e fração de gás. Todas estas correlações de Atolini (2008) foram implementadas no Unikick.

3.2.1 Exemplo de Utilização da Metodologia para Fluido à Base de Óleo

A seguir é apresentado um exemplo simplificado da utilização da metodologia para fluido à base de óleo implementada no programa. A metodologia é similar para o diesel ou a n-parafina, mudando apenas as correlações utilizadas para o *Bo* e o *Rs* e a forma como a densidade da mistura é realizada. Neste exemplo, foi escolhido o fluido à base de n-parafina. O poço é exatamente o mesmo do exemplo base água, mudando apenas o tipo de fluido e adicionando a vazão de gás do reservatório para o poço no lugar do volume inicial do influxo. Os dados do poço são apresentados na Tabela 3.2.

Parâmetros	S.I.	Campo
Profundidade total	3000 m	9842.5 pés
Lâmina d'água	1000 m	3280.8 pés
Profundidade da sapata	2000 m	6561.7 pés
Comprimento da coluna	3000 m	9842.5 pés
Diâmetro interno do poço aberto	0.216 m	8.5 pol.
Diâmetro do revestimento	0.228 m	9 pol.
Diâmetro da coluna de perfuração	0.127 m	5 pol.
Diâmetro da linha do choke	0.076 m	3 pol.
Densidade da lama à base de óleo	1.2 kg/m3	10 lbm/gal
Viscosidade do fluido		20 cP
Fração de óleo	80%	80%
Vazão de gás para o poço	2.832 m3/s	6000 scf/min
Vazão de perfuração	0.0283 m3/s	450 gal/min.
Vazão de circulação do kick	0.0283 m3/s	450 gal/min.
SIDPP	4136.8 KPa	600 psi
Margem de segurança	689.5 KPa	100 psi
Tempo de fechamento	180 s	3 min
Gradiente geotérmico	0.0146 °C/m	0.008 °F/pés
Temperatura da superfície	20 °C	68 °F
Temperatura da água do mar	4 °C	39.2 °F

Tabela 3.2: Dados de Entrada para Simulação de um Poço Marítimo Vertical – Fluido à Base de Óleo

De maneira geral, seguindo a metodologia desenvolvida por Pereira (2008), o programa simula a expulsão do gás do poço com fluido à base de óleo em cinco fases distintas:

- Condições iniciais do *kick* (cálculos dos volumes de gás, região contaminada pelo gás, frações de gás, altura do topo da zona contaminada, razão de solubilidade neste ponto) após o fechamento do poço.
- 2) Verificação da condição inicial do *kick*: sub-saturado, saturado ou supersaturado e inicialização das variáveis para o caso verificado. No caso sub-saturado ou saturado, toda a massa de gás está em solução. No caso super-saturado, é realizado um balanço de massa que quantificará que parcela do gás está em solução (na chamada zona contaminada ZC) e que parcela está livre (na chamada zona bifásica ZB)
- 3) Se for o caso sub-saturado, a zona contaminada será circulada até que o topo alcance o ponto de bolha (saturação) e a partir deste ponto, o gás que estava em solução no óleo é gradativamente liberado e circulado até que o topo da região bifásica alcance a superfície. No caso saturado, o topo da zona contaminada já é o próprio ponto de bolha e o primeiro passo de tempo já implicará na liberação de gás. Se o caso for super-saturado, já haverá gás livre mesmo antes da circulação (ZB), podendo ou não existir uma zona contaminada (ZC) com gás em solução abaixo desta zona. Em todos os casos, nesta fase, a circulação se dará até que o topo do gás alcance a superfície.
- 4) Produção do gás, semelhante à fase 3 do exemplo de fluido à base de água.
- Circulação do fluido por alguns segundos, semelhante à fase 4 do exemplo de fluido à base de água.

Inicialmente, na fase 1 do programa, é calculada a densidade do gás nas condições de superfície (*standard conditions – sc*), utilizando-se a Equação 3.6 com a pressão e temperatura adequadas. O valor obtido é $\rho gas_{sc} = 0.00567$ lb/gal.

A seguir é calculado o volume de gás ($Vgas_{sc}$) que entrou no poço e o volume de fluido de perfuração contaminado pelo gás ($Vfluido_{sc}$), medidos em condições de superfície, calculados conforme as equações 3.14 e 3.15, respectivamente.

$$Vgas_{sc} = Qgas \cdot Tfech = 6000 \cdot 3 = 18000 \text{ scf}$$
3.14

$$V fluido_{sc} = (Qperf / 42) \cdot T fech = (450 / 42) \cdot 3 = 32.14 \text{ stb}$$
 3.15

Onde *Qgas* é a vazão de entrada de gás no poço. A massa de gás (*Mgas*) que entrou no poço é calculada pela Equação 3.16.

$$Mgas = (Vgas_{sc} \cdot 7.480519) \cdot \rho gas_{sc} = 763.1 \text{ lb}$$
 3.16

Calcula-se então a fração de gás no fluido de perfuração (RGL) e a fração de gás no óleo (RGO), respectivamente, conforme as equações 3.17 e 3.18:

$$RGL = \frac{Vgas_{sc}}{Vfluido_{sc}} = 560 \text{ scf/stb}$$
3.17

$$RGO = \frac{RGL}{ROA} = \frac{560}{0.8} = 700 \text{ scf/stb}$$
 3.18

Onde *ROA* é a fração de óleo no fluido de perfuração. Na seqüência, é calculado o volume total de fluido de perfuração contaminado ($Vcont_{sc}$), medido em condições de superfície, conforme a Equação 3.19.

$$V_{cont_{sc}} = \frac{V_{gas_{sc}}}{RGO} = 25.71 \text{ stb}$$
 3.19

Então, são calculados os valores do fator volume de formação em duas situações, com as pressões e temperaturas de fundo (*BHP* e *Tfundo*, respectivamente) iguais nos dois casos, mas com *RGL*'s diferentes. No primeiro caso, o valor de *RGL* utilizado é o calculado na Equação 3.17 e será calculado o fator volume de formação do fluido sub-saturado (*Bo_l*), no segundo, é considerado *RGL* = 0, ou seja, calcula-se o fator volume de formação do fluido de perfuração sem a presença de gás (*Bo_{sg}*). Utilizando as correlações de Atolini (2008) com essas entradas, obtémse: *Bo_l* = 1.158 e *Bo_{sg}* = 0.925.

Com o valor do Bo da mistura, pode-se calcular o volume da ZC nas condições de poço (*Vcont*), conforme a Equação 3.20.

$$Vcont = Vcont_{sc} \cdot Bo_l = 29.78 \text{ bbl}$$
 3.20

Com este volume contaminado, pode-se então calcular o comprimento correspondente da mesma forma que o calculado na Equação 3.3. Neste caso, obtêm-se Lk = 648 pés. A altura projetada na vertical (*Hk*) terá o mesmo valor, por se tratar de um poço vertical.

Utilizando-se as correlações de Atolini (2008) para o cálculo da densidade da emulsão com gás (ρ_l) e sem gás (ρ_{sg}), pode-se calcular o valor da densidade do fluido de perfuração na zona contaminada (ρ_{cont}), conforme a Equação 3.21, para um volume constante.

$$\rho_{cont} = \rho_{lama} - (\rho_l - \rho_{sg}) = 10 - (7.398 - 6.529) = 9.13 \text{ lb/gal}$$
 3.21

Assumindo-se a pressão na base da ZC (*Pbase_{zc}*) como sendo o *BHP*, com o *Hk* e ρ_{cont} pode-se calcular a pressão no topo da ZC (*Ptopo_{zc}*), conforme a Equação 3.22.

$$Ptopo_{zc} = Pbase_{zc} - 0.052 \cdot \rho_{cont} \cdot Hk = 5468.05 \text{ psi}$$
3.22

Com a mesma lógica, ainda em condições estáticas, calcula-se a pressão inicial no choke (*Pchoke*), conforme a Equação 3.9, obtendo-se *Pchoke* = 687.3 psi. Neste caso, temos o *SICP*.

Calcula-se ainda a $Pmed_{zc}$ como sendo a média entre $Pbase_{zc}$ e $Ptopo_{zc}$. Esse será o valor inicial de $Pmed_{zc}$. Realiza-se então o processo iterativo nos mesmos moldes do realizado para o fluido à base de água até a convergência de $Pmed_{zc}$. O valor final da pressão média da ZC após a convergência é $Pmed_{zc} = 5622.07$ psi.

A partir da metade da altura do topo da ZC (*Hk*/2), calcula-se a temperatura local como na Equação 3.4, obtendo-se $Tmed_{zc} = 89.16$ °F. Com os valores de $Tmed_z$, $Pmed_{zc}$, RGL e ROA, calcula-se novamente os valores de Bo_l e Bo_{sg} , obtendo-se $Bo_l = 1.158$ e $Bo_{sg} = 0.924$.

É calculado então, pela primeira vez, o valor do pit gain (Vkick), conforme a Equação 3.23.

$$Vkick = \frac{Vgas_{sc} \cdot (Bo_l - Bo_{sg})}{RGO} = 5.99 \text{ bbl}$$
3.23

Calcula-se então, da mesma forma que a $Tmed_{zc}$, a temperatura no topo da ZC e obtém-se $Ttopo_{zc} = 86.56$ °F. Com esta temperatura, a $Ptopo_{zc}$ e a ROA recorre-se à correlação de Atolini (2008) para o cálculo da razão de solubilidade no topo da ZC e obtém-se $Rs_{zc} = 1095.84$ scf/stb. Aqui se encerra a fase 1.

Na fase 2, compara-se então a fração de gás no óleo com a razão de solubilidade do óleo no topo da zona contaminada e verifica-se neste caso que *RGO* é menor que Rs_{zc} . Temos, portanto, um caso sub-saturado. Neste caso, toda a massa de gás que entrou está em solução no óleo, dentro da chamada zona contaminada. Conforme previsto, na fase seguinte, essa zona contaminada será circulada até uma determinada profundidade no poço em que a Rs_{zc} seja igual ao valor de *RGO*. Esse ponto é chamado de ponto de bolha.

A Figura 3.4 apresenta os esquemas de condições iniciais de *kicks* sub-saturadas, saturadas e super-saturadas em fluido à base de óleo.



Figura 3.4: Da Esquerda para a Direita, Ilustrações de Casos Sub-saturado, Saturado e Super-saturado de Kick em um Fluido à Base de Óleo [Pereira, 2008]

Na circulação da ZC (fase 3), primeiramente é incrementado o primeiro passo de tempo somando-se um Δt (neste caso, $\Delta t = 1 \text{ min.}$) ao tempo inicial que era zero ($t = t + \Delta t$). Com este Δt , são calculadas as novas posições da base e do topo da zona contaminada (*Hbase_{zc}* e *Htopo_{zc}*) da mesma maneira que, no fluido à base de água, são calculadas as posições de topo e base da região bifásica, conforme as equações 3.10 e 3.11, com a exceção de que a velocidade de ascensão destas duas posições são as mesmas, pois não há a expansão de gás livre (ou deslizamento entre as fases líquida e gasosa). Assim sendo, a altura do *kick* (*Hk*), calculada conforme a Equação 3.12, manterá o mesmo valor anterior.

Com as novas alturas, após a convergência da nova $Pmed_{zc}$, teremos novos valores de $Vcont_{zc}$, $Ptopo_{zc}$, $Pbase_{zc}$, Pchoke, $Tmed_{zc}$ e $Ttopo_{zc}$. Assim, obtêm-se novos valores Bo_l e Bo_{sg} e, conseqüentemente, novos valores de Vkick. É calculado também, o novo valor da Rs_{zc} no topo da ZC. Os novos valores destes parâmetros obtidos após a finalização desse passo de tempo são apresentados na Tabela 3.3.

Parâmetros	Campo
t	1 min.
$Hbase_{zc}$	103.74 pés
$Htopo_{zc}$	752.52 pés
Hk	648.77 pés
Pmed _{zc} ,	5567.52 psi
$Vcont_{zc}$	25.71 stb
<i>Ptopo_{zc}</i>	5413.03 psi
$Pbase_{zc}$	5722.01 psi
Pchoke	602.2 psi
$Tmed_{zc}$	88.33 °F
<i>Ttopo_{zc}</i>	85.73 °F
Bo_l	1.158
Bo _{sg}	0.924
Vkick	5.998 bbl
Rszc	1085.22 scf/stb

Tabela 3.3: Novos Valores dos Parâmetros após o Primeiro Passo de Tempo

Percebe-se que o valor de Rs_{zc} ainda é maior que o RGO. Deste modo, novos incrementos de tempo são dados e o passo anterior é repetido até que Rs_{zc} seja menor ou igual a 700 scf/stb. Isso ocorrerá em t = 63 min. Os valores dos parâmetros calculados neste momento são apresentados na Tabela 3.4.

Parâmetros	Campo
t	63 min.
<i>Hbase_{zc}</i>	3267.97 pés
<i>Htopo_{zc}</i>	3818.75 pés
Hk	648.77 pés
Pmed _{zc} ,	5567.52 psi
Vcont _{zc}	25.71 stb
Ptopozc	5413.03 psi
Pbasezc	5722.01 psi
Pchoke	597.77 psi
Tmed _{zc}	63.37 °F
Ttopo _{zc}	61.52 °F
Bo _l	1.161
Bo _{sg}	0.925
Vkick	6.057 bbl
Rs-c	697 96 scf/stb

Tabela 3.4: Valores dos Parâmetros para o Momento em que o Topo da Zona Contaminada chega ao Ponto de Bolha

Percebe-se que, como o valor de *Hk* não se alterou, houve pouca variação em *Vkick*, graças exclusivamente à variação do fator volume de formação durante a ascensão da ZC. Aqui se finaliza a fase 3.

Na fase 4, ocorre a liberação gradual do gás em solução da ZC para a zona bifásica (ZB). A transição de ZC para ZB ocorre no ponto de bolha, a partir do qual, o gás é liberado. Essa posição (*Hpb*) recebe o valor do último *Htopo_{zc}*. Matematicamente, essa liberação se dá por meio de um balanço de massa de gás, em um novo passo de tempo, uma parcela da massa de gás na ZC é transferida para a ZB, mantendo-se a massa constante.

No primeiro incremento de tempo (Δt) após a chegada do topo da ZC ao ponto de bolha, o topo da ZB ascenderá com velocidade maior que a base, conforme ocorre no caso base água, obtendo-se $Htopo_{zb}$ = 3986 pés. Calcula-se então o volume da região bifásica (*Vbif*) correspondente, conforme a Equação 3.24.

$$Vbif = \frac{Htopo_{zb} - Hpb}{Can} = 11.52 \text{ bbl}$$
3.24

O volume de gás livre em condições de subsuperfície é calculado a partir do quociente da parcela de massa de gás liberada pela densidade do gás nas condições atuais, recebendo *Vlivre* = *3.215 bbl*.

A partir de então, calcula-se a fração média de gás, conforme a Equação 3.2 com *Vlivre* no lugar de *Vkick*, até que todo gás seja liberado, e inicialmente teremos $\alpha = 0.279$.

Enquanto o gás não for todo liberado, o *pit gain (Vkick)* será a soma de *Vlivre* com o $Vcont_{sc}$ remanescente, corrigido pela diferença entre o fator volume de formação do fluido saturado (Bo_{sat}) e do fluido sem gás (Bo_{sg}), conforme a Equação 3.25.

$$Vkick = Vlivre + \frac{Vcont_{sc}}{(Bo_{sat} - Bo_{sg})} = 9.98 \text{ bbl}$$
3.25
Existe um processo iterativo para a convergência do valor de α , conforme a metodologia para o fluido à base de água apresentada anteriormente. Após a convergência, teremos os valores apresentados na Tabela 3.5

Parâmetros	Campo
t	64 min.
Нрb	3818.75 pés
<i>Htopo_{zb}</i>	3986.72 pés
Bo _{sat}	1.228
Bosg	0.925
Vlivre	3.216 bbl
Vbif	11.521
α	0.2792
Vcont _{sc}	22.37 bbl
Vkick	9.99 bbl

Tabela 3.5: Valores Calculados após a Primeira Convergência de α após a Liberação de Gás





Figura 3.5: *Pit Gain* Esperado Durante a Circulação de um *Kick* de Gás – Exemplo de Utilização do Unikick – Poço Marítimo Vertical – Fluido à Base de Óleo.



Figura 3.6: Pressão no Choke Esperada na Superfície Durante a Circulação de um *Kick* de Gás – Exemplo de Utilização do Unikick – Poço Marítimo Vertical – Fluido à Base de Óleo.



Figura 3.7: Vazão de Gás Esperada na Superfície Durante a Circulação de um *Kick* de Gás – Exemplo de Utilização do Unikick – Poço Marítimo Vertical – Fluido à Base de Óleo.

A base da ZC (*Hbase_{zc}*) continuará a se mover com a mesma velocidade anterior até que chegue a *Hpb* e o gás continuará a ser liberado da mesma forma mostrada anteriormente. Quando *Hbase_{zc}* for igual a *Hpb* (isto ocorre em t = 75 min., conforme pode ser percebido na mudança de

comportamento da pressão do choke na Figura 3.6), a base da região bifásica (*Hbase_{zb}*), que até então era fixa e igual a *Hpb*, começará a se mover. Neste ponto, ZC está extinta, todo gás está livre e a circulação continuará ocorrendo conforme a metodologia apresentada para o fluido à base de água, onde a região bifásica é circulada até que o seu topo chegue à superfície e o gás comece a ser produzido (ver início da vazão de gás na Figura 3.7). Isto ocorre em t = 150 min. (ver comportamento do *pit gain* na Figura 3.5). Isto representa o fim da fase 4 e o início da fase 5 que ocorrerá exatamente igual à fase 4 do fluido à base de água.

Capítulo 4

Resultados e Discussões – Fluido à Base de Água

Neste capítulo serão apresentados os resultados obtidos pelo Unikick em diversas simulações e os mesmos serão comparados com resultados de outros simuladores, bem como com dados experimentais obtidos em um poço de escala real.

4.1 Características do Simulador Comercial Utilizado para a Comparação dos Resultados do Unikick – Fluido à Base de Água

O software escolhido para comparar os resultados obtidos pelo Unikick foi o DrillBench® *Kick* da ScandPower. Em seu trabalho, Petersen *et al* (1998) propõem que a modelagem matemática deste software foi desenvolvida para predizer corretamente o comportamento do poço em condições extremas como, por exemplo, poços horizontais em lâminas d'água profundas e ultra profundas, condições de alta pressão e temperatura e perdas de circulação.

As principais características nominais da modelagem deste simulador são (SPT Group, 2008):

- Geometria anular variável.
- Permite a simulação de trajetórias verticais, inclinadas ou horizontal.
- Permite tanto o uso do método do sondador quanto o método do engenheiro.
- Considera o deslizamento entre as fases gasosa e líquida.
- O fluido invasor pode ser gás livre, gás dissolvido ou óleo da formação.
- Permite o uso de um modelo *Black Oil* ou um modelo PVT avançado (modelo composicional para as equações de estado). Ele é capaz de receber informações PVT obtidas em experimentos ou de outros simuladores.
- Trabalha com diferentes modelos reológicos para os fluidos de perfuração.

- Utiliza fluido de perfuração base água ou à base de óleo que pode ter em sua constituição materiais adensantes (como baritina, por exemplo, ou até mesmo cascalhos gerados pela broca) e o fluido invasor a densidade do fluido dependerá das condições de pressão e temperatura e da composição do fluido.
- A viscosidade varia com a pressão, temperatura e velocidade.
- Calcula as perdas de carga nas regiões bifásica e monofásica.
- É capaz de simular perda de circulação quando ocorre fratura em alguma formação a poço aberto.
- Acoplado a um modelo dinâmico de reservatório.
- Capaz de reproduzir condições HPHT pressão máxima de aproximadamente 21750 psi (1500 bar) e temperatura máxima de 220 °C (428 °F)
- Regime transiente.

O modo como são feitas as entradas de dados nos simuladores DrillBench e Unikick é diferente. No Unikick, a pressão lida nos manômetros do choke e da bomba e a variação observada no volume do tanque ativo (*pit gain*) após o fechamento do poço são dados de entrada fornecidos pelo usuário. O Unikick desenha o poço nas condições de fechamento e inicia a construção dos gráficos no início da circulação do gás. No DrillBench, não se fixa as pressões ou o *pit gain*. O que se ajusta são as condições do poço durante a perfuração (peso do fluido, pressão da formação, profundidades do poço e da formação, taxa de penetração, vazão de perfuração, etc.) e o valor de *pit gain* para alarme. Após esse alarme, o usuário aplica os procedimentos de fechamento do poço e aqueles parâmetros (pressão no choke, na bomba e *pit gain*) que eram dados de entrada no Unikick são obtidos como conseqüência do fechamento do poço. Sendo assim, foram criados casos representativos e simulados primeiramente no DrillBench e posteriormente os dados no fechamento do poço foram usados para criar casos semelhantes no Unikick, a fim de comparar os resultados.

4.2 Parâmetros Analisados

Escolheu-se um caso típico de um poço vertical em terra a fim de apresentar os parâmetros que serão observados na análise de sensibilidade e na comparação com o software comercial.

Neste caso específico foi utilizado um poço liso, sem a variação do diâmetro do poço e da geometria da coluna de perfuração devido à limitação do simulador desenvolvido por Pereira (2008), que também será utilizado nesta primeira análise. Os dados gerais deste poço estão descritos na Tabela 4.1.

Parâmetros	S.I.	Campo
Profundidade total	2950 m	9678.5 pés
Profundidade da sapata	1950 m	6397.6 pés
Comprimento da coluna	2950 m	9678.5 pés
Comprimento do comando	0 m	0 pés
Diâmetro interno do poço aberto	0.251 m	9.875 pol.
Diâmetro do revestimento	0.251 m	9.875 pol.
Diâmetro da coluna de perfuração	0.127 m	5 pol.
Massa específica da lama	1.2 kg/m3	10 lb/gal
Gradiente geotérmico	0.0146 °C/m	0.008 °F/pés
Leitura do reômetro 0300		29.56
Leitura do reômetro 0600		48.02
Densidade do gás (ar =1)	0.55	0.55
Volume inicial do influxo	6.36 m3	40 bbl
Vazão de circulação	0.0126 m3/s	200 gal/min.
SIDPP	3100 KPa	450 psi
Margem de segurança	689.5 KPa	100 psi
Tempo de fechamento	60 s	1 min.
Temperatura da superfície	20 °C	68 °F

Tabela 4.1: Parâmetros Utilizados na Simulação de um Poço Em Terra Vertical

Dentre as muitas informações importantes que podem ser observadas nos resultados do simulador, três são fundamentais e serão apresentadas aqui. A primeira delas é a pressão no choke, que é a pressão observada no manômetro localizado na superfície na saída da linha do choke. Esse valor é importante, pois com ele pode-se monitorar a pressão exercida na formação exposta mais superficial (geralmente é a que fica abaixo da sapata do revestimento) antes do gás passar pela mesma, além da pressão máxima que será exercida no revestimento mais próximo a superfície e do próprio BOP.

O Unikick circula o gás pelo método do sondador, cuja premissa básica é circular o *kick* com o mesmo fluido de perfuração utilizado durante a perfuração mantendo a pressão no fundo do poço com um valor constante igual à soma da pressão da formação causadora do *kick* mais uma margem de segurança, determinada pelo usuário. Para tanto, a pressão no choke deverá

variar durante a circulação devido ao fechamento e abertura do mesmo para compensar as variações de pressão hidrostática dentro do poço resultantes das mudanças de seções geométricas, a expansão ou produção do gás. Deve-se ressaltar que o método do sondador contempla também a substituição do fluido de perfuração por um com densidade suficiente para proporcionar uma hidrostática suficiente para controlar o poço. O Unikick simula esta operação, mas devido à simplicidade de circular um fluido em condições monofásicas e por não ser o foco deste trabalho, os resultados não serão apresentados.

O comportamento da pressão do choke durante a circulação do gás para fora do poço pode ser observado na Figura 4.1, que apresenta também os resultados do Unikick em comparação com outros dois simuladores. O Unikick apresenta maior semelhança com os resultados de Pereira (2008), isso devido à semelhança entre suas metodologias. No entanto, os resultados do DrillBench são muito semelhantes ao do Unikick.



Figura 4.1: Pressão no Choke Esperada na Superfície Durante a Circulação de um *Kick* de Gás – Simuladores DrillBench, Unikick e Pereira (2008) – Poço Em Terra Vertical.

O segundo parâmetro observado será o *pit gain*. O *pit gain* inicial é a variação de volume nos tanques de lama lida logo após o fechamento do poço após a detecção do *kick*. No caso de uso de fluido à base de água, considera-se esse valor inicial como sendo o próprio volume de *kick* que entrou no poço, devido à baixa solubilidade do gás na água. Isso não vale para FBO.



Figura 4.2: *Pit gain* Esperado na Superfície Durante a Circulação de um *Kick* de Gás – Simuladores DrillBench, Unikick e Pereira (2008) - Poço Em Terra Vertical.

Verifica-se na Figura 4.2 que o *pit gain* irá variar durante a remoção do *kick* de gás devido à expansão do gás durante a subida, que ocorre devido à diminuição da pressão a que o gás é submetido, e após um pico haverá o decaimento durante a produção do gás até eliminá-lo completamente do poço, devido à produção do mesmo. Novamente, percebe-se grande semelhança nos resultados dos três simuladores para o *pit gain*.

O terceiro e último parâmetro observado é a vazão de gás na superfície. Duas informações são importantes aqui, o tempo previsto para o aparecimento de gás na superfície, a fim de que a equipe de sonda possa preparar-se para utilização do separador e a vazão máxima esperada, para que a equipe possa verificar se o separador a bordo está dimensionado para tal. Essas informações podem ser verificadas na Figura 4.3 no momento em que há o aumento súbito de vazão de zero para o valor máximo.



Figura 4.3: Vazão de Gás Esperada na Superfície Durante a Circulação de um *Kick* de Gás – Simuladores DrillBench, Unikick e Pereira (2008) - Poço Em Terra Vertical.

Os valores aproximados de tempo para o início de produção do gás representada pelo pico obtido nos três gráficos mostram boa concordância da geometria e da taxa de expansão de gás, pois nos três casos, o topo do gás está chegando à superfície quase ao mesmo tempo.

4.3 Comparação do Unikick com o DrillBench

Serão apresentados nesse item os resultados da comparação do Unikick com o software comercial apresentado, todos com fluido à base de água. Serão três casos, cujas tabelas de dados com as informações sobre os poços e os parâmetros operacionais encontram-se no Anexo I. Estes casos representam dois poços verticais marítimos com lâminas d'água (LDA) de 1000 m e 3000 m e um poço horizontal marítimo com LDA de 1200 m. As diferentes LDA's permitirão a observação do comportamento da circulação do gás dentro da linha do choke, já que a redução brusca de seção e a rápida velocidade desenvolvida pelo gás, associada a uma maior perda de carga, tornam este trecho o mais crítico durante a circulação de um *kick* real e o mais difícil de modelar nos simuladores.

4.3.1 Caso 1 – Poço Marítimo Vertical com LDA de 1000 m

Neste caso, têm-se uma LDA considerada profunda, pelos padrões internacionais. Na Figura 4.4 percebe-se um tempo exato para o início da produção do gás nos dois simuladores e um maior pico de pressão no caso do DrillBench, tornando-o mais conservador neste quesito. O maior valor de pressão pode ser explicado por possíveis diferenças nos cálculos da perda de carga, uma vez que o Unikick não considera a variação da viscosidade com a temperatura enquanto o DrillBench o faz.



Figura 4.4: Pressão no Choke Esperada na Superfície Durante a Circulação de um Kick de Gás – Simuladores DrillBench e Unikick - Poço Marítimo Vertical LDA 1000 m.

O diferente comportamento das curvas na Figura 4.4 após os picos de pressão não preocupam, pois apesar de representar diferentes modelagens para a produção de gás, percebe-se que o tempo de produção é o mesmo e que a pior fase em termos de preocupação quanto à integridade da formação abaixo da sapata já passou, isto é, o momento em que o topo da zona bifásica alcança a altura da sapata do último revestimento.



Figura 4.5: *Pit gain* Esperado na Superfície Durante a Circulação de um Kick de Gás – Simuladores DrillBench e Unikick - Poço Marítimo Vertical LDA 1000 m.

A Figura 4.5 apresenta os resultados do *pit gain*, que nesse caso, foi muito similar. Os resultados da vazão de gás são apresentados na Figura 4.6. Vê-se nesse gráfico que nessa LDA o Unikick mantém-se mais conservador.



Figura 4.6: Vazão de Gás Esperada na Superfície Durante a Circulação de um Kick de Gás – Simuladores DrillBench e Unikick - Poço Marítimo Vertical LDA 1000 m.

Na Figura 4.6, fica mais claro a semelhança de tempo para o início da produção do gás nos dois casos através da observação dos tempos de ocorrência dos picos.

4.3.2 Caso 2 – Poço Marítimo Vertical com LDA de 3000 m

Neste caso, têm-se uma LDA ultra profunda. Na história da perfuração brasileira não há registros de perfuração nesta LDA, porém próximo. Trata-se de um poço de 6000 m de profundidade vertical (3000 m de LDA e 3000 m de sedimentos), constituindo-se um caso extremo para observar o comportamento do Unikick. A pressão percebida no fundo do poço (10650 psi) permite classificá-lo como poço de alta pressão, apesar da temperatura ser normal. Neste caso foi usada uma vazão de circulação menor que os 200 gal/min. que vinham sendo utilizados. Isso porque com essa profundidade, as perdas de carga desenvolvidas na linha do choke impedem que ambos simuladores circulem o gás com a pressão de fundo constante.

Na Figura 4.7 percebem-se diferenças quanto aos valores máximos de pressão observados, maior no caso do DrillBench e pequena diferença no tempo de início de produção, mais rápido no Unikick. No entanto, pelos resultados da Figura 4.8 e da Figura 4.9, percebe-se que o pico do *pit gain* do Unikick ficou igual ao do DrillBench e o pico de vazão de gás do Unikick manteve-se maior mesmo nesta LDA.



Figura 4.7: Pressão no Choke Esperada na Superfície Durante a Circulação de um Kick de Gás – Simuladores DrillBench e Unikick - Poço Marítimo Vertical LDA 3000 m.



Figura 4.8: *Pit gain* Esperado na Superfície Durante a Circulação de um Kick de Gás – Simuladores DrillBench, e Unikick - Poço Marítimo Vertical LDA 3000 m.

A boa impressão que se tem deste caso extremo é a boa estabilidade dos resultados do Unikick durante toda a circulação do gás, um pouco minorada pela pequena deformidade nas curvas de *pit gain* (Figura 4.8) e vazão de gás (Figura 4.9) próximo ao final da produção.



Figura 4.9: Vazão de Gás Esperada na Superfície Durante a Circulação de um Kick de Gás – Simuladores DrillBench e Unikick - Poço Marítimo Vertical LDA 3000 m.

4.3.3 Caso 3 – Poço Marítimo Horizontal com LDA de 1200 m

Neste caso, é possível observar o comportamento combinado de uma trajetória inclinada com a presença de uma linha de choke de 1200 metros nos dois simuladores.

Na Figura 4.10 percebe-se comportamento muito diferente na pressão do choke observada nos dois simuladores. A pressão observada no DrillBench é muito similar ao Unikick nos primeiros 40 minutos, que representam o trecho inclinado do poço. A partir daí o comportamento muda, mas temos então um comportamento anômalo na curva de pressão obtida do DrillBench.



Figura 4.10: Pressão no Choke Esperada na Superfície Durante a Circulação de um Kick de Gás – Simuladores DrillBench e Unikick - Poço Marítimo Horizontal LDA 1200m.

Pelas curvas de *pit gain* (Figura 4.11) e vazão de gás (Figura 4.12) observa-se que a produção de gás inicia-se antes dos cinqüenta minutos, mas os picos de pressão e de vazão de gás estão ocorrendo depois do início da produção, o que não representa o comportamento físico real.

A fim de comprovar os tempos reais mencionados nos eventos acima, ou seja, o momento em que o gás entra na linha do choke e o momento em que o gás começa a ser produzido, é apresentada na Figura 4.13 uma curva da posição do topo da região bifásica (posição da frente do gás) juntamente com a pressão do choke, ambas as curvas obtidas do simulador DrillBench.



Figura 4.11: *Pit Gain* Esperado na Superfície Durante a Circulação de um Kick de Gás – Simuladores DrillBench, e Unikick - Poço Marítimo Horizontal LDA 1200m.



Figura 4.12: Vazão de Gás Esperada na Superfície Durante a Circulação de um Kick de Gás – Simuladores DrillBench e Unikick - Poço Marítimo Horizontal LDA 1200m.

Na Figura 4.13, a primeira mudança brusca na curva da posição da frente do gás ocorre em cerca de 40 minutos, indicando a maior velocidade do topo do gás dentro do choke (menor seção transversal). Quando esta curva chega ao zero (pouco menos de 50 minutos) significa que o topo do gás alcançou a superfície e o gás começou a ser produzido.



Figura 4.13: Pressão no Choke e Posição da Frente do Gás Poço Marítimo Horizontal LDA 1200m – Simulador DrillBench.

Apesar de não poder comparar o real pico de pressão nos dois casos devido aos resultados anômalos do DrillBench, os resultados do Unikick apresentaram a mesma estabilidade demonstrada nos casos anteriores.

4.4 Análise de Sensibilidade de Parâmetros no Unikick

Neste item são apresentados resultados da análise da influência da LDA nos valores de:

- Pressão do choke;
- Pit gain;
- Vazão de gás.

Foram selecionados dois tipos de poços para servirem de caso base:

- Poço marítimo vertical;
- Poço marítimo horizontal.

As tabelas com os dados dos poços de cada caso base estão localizados no Anexo II.

4.4.1 Caso Base 1 – Poço Marítimo Vertical

Na Figura 4.14 tem-se o comportamento da pressão no choke para quatro LDA's diferentes, sendo uma rasa (50 m), uma profunda (1000 m) e duas ultra profundas (2000 e 3000 m).A altura dos sedimentos permanece variando-se apenas as LDA's. Os picos de pressão das quatro curvas estão em tempos diferentes e são maiores à medida que se aumenta a LDA. Esse comportamento do tempo é o esperado, pois numa LDA menor o topo da zona bifásica (que ocupa o mesmo tamanho dentro do poço devido à geometria anular igual e mesmo volume inicial de *kick*) irá chegar mais rápido para uma mesma vazão de circulação.



Figura 4.14: Comportamento da Pressão no Choke Durante a Circulação de um Kick de Gás para Diferentes LDA's – Simulador Unikick – Poço Marítimo Vertical.

Nota-se que os valores iniciais de pressão (tempo = 0) são maiores quanto menor for a LDA. Isso ocorre, pois o SIDPP¹¹, ou seja, a pressão no topo da coluna de perfuração no momento da estabilização (diferença entre a pressão da formação e a pressão hidrostática do fluido de perfuração), tem o mesmo valor para os quatro casos. Com a mesma altura ocupada pelo *kick* dentro do poço e o mesmo tipo de fluido para os três casos, pode-se inferir que a SICP¹², ou seja, a pressão no choke no momento da estabilização também será igual. Mas como as perdas de carga são maiores nos casos de maior LDA, no início da circulação, quanto maior

¹¹ Shut in Drill Pipe Pressure

¹² Shut in Casing Pressure

for a LDA, menor será a pressão necessária na superfície para manter a pressão no fundo constante.

Percebe-se ainda, na Figura 4.14, o efeito da mudança de seção transversal em dois momentos em todas as LDA's. No primeiro momento (cerca de 10 minutos) há uma pequena redução na pressão no choke quando a coluna de gás passa do anular poço aberto/comandos para o anular poço aberto/tubos de perfuração. Após uma pequena expansão do gás (aumento de pressão) ocorre um nova redução com a passagem da coluna do gás para o anular do revestimento. Em seguida, um aumento súbito e contínuo da pressão quando o gás entra na linha do choke.

Na Figura 4.15, tem-se a variação do comportamento da expansão do gás dentro do poço de acordo com a LDA. O volume inicial de *kick* é de 21 bbl (vide Tabela 7.4 no Anexo II) e, à medida que é aumentada a LDA, observam-se picos de *pit gain* diferentes em tempos diferentes. Os tempos diferentes são facilmente explicados pelo maior trecho necessário a percorrer (devido à maior LDA) com uma mesma velocidade, ou seja, mesma vazão (100 gpm) e mesmas seções transversais no poço.



Figura 4.15: Comportamento do *Pit Gain* Durante a Circulação de um Kick de Gás para Diferentes LDA's – Simulador Unikick – Poço Marítimo Vertical.

Quanto às diferentes taxas de expansão e diferentes picos alcançados na Figura 4.15, pode se dizer que, como a expansão volumétrica do gás durante sua ascensão no poço cresce exponencialmente como a diminuição da profundidade com taxa de expansão acentuada nas proximidades com a superfície, a coluna de gás formada no poço com LDA de 50 m já estava desde o momento do fechamento do poço mais próxima à superfície (menores pressões), apresentando uma alta taxa de expansão desde o início da circulação. Percebe-se na curva para a LDA de 3000 m que o *pit gain* possui baixa taxa de crescimento até cerca de 50 minutos de circulação e aumento nesta taxa depois deste tempo, devido à proximidade da superfície e redução das perdas de carga acima do topo da bolha de gás quando o mesmo ascende pela linha do choke.

O comportamento das curvas de vazão de gás reproduzidas na Figura 4.16 para diferentes LDA's mostra tempos maiores para o início da produção conforme se aumenta a LDA, conforme esperado. As diferenças nos picos de vazão explicam-se pela maior velocidade do gás no caso de maior LDA. Isto porque o simulador calcula as vazões de produção a partir da média entre as velocidades do topo e da base da zona bifásica. Quanto maior for a LDA, maior será a velocidade do topo do gás no momento em que ele alcança a superfície, devido ao deslizamento entre as fases e, portanto, maior será a velocidade média.



Figura 4.16: Comportamento da Vazão de Gás para Diferentes LDA's – Simulador Unikick – Poço Marítimo Vertical.

No caso de 1000 m de LDA, por exemplo, quando o gás começa a ser produzido, boa parte do gás encontra-se ainda no espaço anular do poço revestido com a coluna de perfuração, onde a seção transversal é maior que na linha do choke e a velocidade é menor. No caso com a LDA de 3000 m, quando o topo do gás chega à superfície, a base já está quase dentro da linha do choke, portanto, a velocidade média será bem maior que no caso anterior, gerando um pico de vazão maior e um tempo de produção menor, conforme pode ser verificado.

4.4.2 Caso Base 2 – Poço Marítimo Horizontal

As curvas da Figura 4.17 (poço horizontal) apresentam comportamento similar às da Figura 4.14 (poço vertical) mas não é possível verificar no valor da pressão no choke o efeito da passagem do gás pelas diferentes seções transversais, como acontece no poço vertical. Isso ocorre porque enquanto o gás estiver no trecho horizontal, não há variação da pressão hidrostática no anular e, portanto, não é necessária nenhuma alteração da pressão do choke para manter a pressão no fundo constante.



Figura 4.17: Comportamento da Pressão no Choke Durante a Circulação de um Kick de Gás para Diferentes LDA's – Simulador Unikick – Poço Marítimo Horizontal.

Na Figura 4.18, que mostra a variação de *pit gain* percebe-se claramente que não há expansão volumétrica do gás nos primeiros 30 minutos, pois o gás ainda está na seção horizontal

do poço, ou seja, submetido a uma mesma pressão. Após esse tempo inicia-se uma expansão e na seqüência, a produção do mesmo.



Figura 4.18: Comportamento do *Pit Gain* Durante a Circulação de um Kick de Gás para Diferentes LDA's – Simulador Unikick – Poço Marítimo Horizontal.

Os tempos para início da produção estão coerentes com os resultados de vazão de gás na superfície, mostrados na Figura 4.19.



Figura 4.19: Comportamento da Vazão de Gás para Diferentes LDA's – Simulador Unikick – Poço Marítimo Horizontal.

4.5 Estudo de Caso para o Fluido à Base de Água

Neste item é apresentada uma comparação dos resultados deste trabalho com dados experimentais obtidos por Marques (2004) e com um simulador desenvolvido por Avelar (2008) baseado em um modelo matemático que utiliza o método de diferenças finitas.

Marques (2004) realizou experimentos de procedimentos de controle de poços em escala real no Poço Laboratório da Petrobras, localizado no Centro de Treinamento de Exploração e Produção no campo de Taquipe, Bahia. A Figura 4.20 mostra a sonda utilizada para a realização dos experimentos.



Figura 4.20: Sonda Escola de Taquipe, Bahia [Avelar, 2008]

A Tabela 4.2 mostra os dados de entrada dos poços utilizados nos experimentos de Marques (2004), no simulador de Avelar (2008) e no Unikick. A Figura 4.21 apresenta um desenho esquemático do poço utilizado para os experimentos.

Parâmetro	Valor	Unidade
Profundidade do Poço	1240	m
Profundidade da Água	735	m
Profundidade da Sapata	985	m
Vazão do Fluido de Perfuração na Perfuração	0	gal/min.
Vazão do Fluido de Perfuração na Circulação	42	gal/min.
Diâmetro do Poço	6.18	pol
Diâmetro da Coluna de Perfuração	3.5	pol
Diâmetro Interno da Linha do Choke	2	pol
Volume da Detecção do Gás	4	bbl
SIDPP	190	psi
Densidade do Fluido de Perfuração	8.5	lbm/gal

Tabela 4.2: Dados de Entrada Experimentais

O experimento de Marques (2004) simulou uma situação de controle de poço através do Método do Sondador em um poço submarino, onde um influxo de gás foi simulado através da injeção de ar no poço. Durante o experimento, a pressão no fundo do poço não foi mantida constante durante a circulação do gás. Avelar (2008) realizou uma simulação tendo como condição de contorno a pressão no fundo obtida no teste experimental e outra considerando a pressão no fundo constante. O Unikick simula apenas com pressão no fundo constante durante a circulação.



Figura 4.21: Desenho Esquemático do Poço de Taquipe, Bahia [Avelar, 2008]

A Figura 4.22 mostra as pressões de fundo obtidas no experimento, as pressões utilizadas por Avelar (2008) em suas simulações e a obtida pelo Unikick. Percebe-se a concordância da pressão de fundo obtida pelo Unikick e por Avelar (2008). Foram necessários ajustes no tempo para a comparação dos resultados, pois, diferente do simulador desenvolvido por Avelar (2008), o Unikick não simula a entrada do gás para dentro do poço.



Figura 4.22: Pressão de Fundo obtida no Experimento e nas Simulações

.Na Figura 4.23 são apresentados os resultados obtidos a partir do experimento e dos simuladores para a pressão no choke. Os picos de pressões obtidos por Avelar (2008) e pelo experimento foram maiores que os obtidos pelo Unikick, no entanto, as pressões mantiveram-se iguais até o momento do início da produção do gás pelo Unikick. A diferença no tempo de início da produção pode ser reflexo tanto da diferente distribuição inicial do gás dentro do poço como das diferentes velocidades de subida do gás no poço nos simuladores e no experimento. O tempo total para a realização desta primeira circulação do Método do Sondador foi similar em todos os casos analisados.



Figura 4.23: Pressão no Choke obtida no Experimento e nas Simulações

A Figura 4.24 apresenta os resultados obtidos para o *pit gain* nos simuladores e no experimento.



Figura 4.24: Pit Gain obtido no Experimento e nas Simulações

Os valores de *pit gain* obtidos pelo Unikick durante a circulação do gás são maiores que nos outros casos. Isto corrobora a análise realizada anteriormente para explicar o menor tempo necessário para o início da produção no Unikick, já que o *pit gain* maior reflete uma expansão maior do gás dentro do poço, antecipando a liberação do gás na superfície.

Capítulo 5

Resultados e Discussões – Fluido à Base de Óleo

Para a análise dos resultados para o fluido à base de óleo, foram selecionados três tipos de poços: um em terra vertical, um marítimo vertical e um marítimo horizontal. Em cada um destes poços são observados os comportamentos da pressão no choke, do *pit gain* e da vazão de gás para diferentes vazões de entrada de gás (*Qgás*), temperaturas de fundo (*BHT*) e fração de óleo do fluido de perfuração (ROA). Em cada caso, são respeitados os limites experimentais de concentração máxima de gás e de temperatura, conforme as correlações apresentadas para o cálculo de Bo, Rs no Capítulo 3 deste trabalho. Os dados destes poços estão localizados no Anexo III.

Os valores de *Qgás* foram escolhidos de forma a verificar os comportamentos das pressões, vazões e volumes em condições sub-saturadas, saturadas (ou próximas à saturação) e, em alguns casos, super-saturados, conforme a explicação da metodologia no Capítulo 3. Quanto ao ROA, foi realizada, para todos os casos, uma simulação com ROA de 100% (fluido à base de óleo puro) e ROA de 70% (razão óleo água de 70/30).

As *BHT*'s escolhidas para todos os casos são 70, 90, 110 e 130 °C. Estas diferentes temperaturas de fundo foram alcançadas alterando-se o gradiente geotérmico das formações na entrada de dados do programa. Esta faixa de temperatura é a mesma faixa de temperatura utilizada na obtenção dos dados experimentais de Atolini (2008) e fica dentro da faixa utilizada por O'Bryan *et al* (1988).

Para o estudo do efeito da temperatura, foi assumido que a temperatura do fluido no anular em cada profundidade é a temperatura das rochas nas proximidades do poço, sendo linearmente maior a temperatura quanto maior a profundidade. É sabido que, durante a circulação do fluido pelo interior da coluna com o retorno pelo anular por algum tempo, a temperatura adquire um perfil não linear gerado pelos efeitos de troca de calor com o fluido mais frio do interior da

coluna e com as paredes do poço mais quentes devido à temperatura das rochas. No entanto, num caso real de *kick*, normalmente o poço fica sem circulação durante algum tempo, até que o planejamento e preparativos para a remoção do *kick* sejam terminados. Esse tempo permite um equilíbrio da temperatura do fluido tanto do anular quanto no interior da coluna com a temperatura das formações. Somando-se a isso o fato de a circulação do *kick* ser realizada a baixa vazão e a área de contato do fluido do anular com as paredes do poço ser bem maior que a área de contato com os tubos de perfuração, assume-se, neste caso, que a temperatura do fluido ficará mais próxima da temperatura da formação que do fluido mais frio que estará entrando no poço pelo interior da coluna.

5.1 Resultados e Análise para o Fluido à Base de Diesel

Conforme explicado anteriormente, foram selecionados três casos base que estão divididos nos seguintes itens:

- Caso Base 1 Poço em Terra Vertical Fluido à Base de Diesel
- Caso Base 2 Poço Marítimo Vertical Fluido à Base de Diesel
- Caso Base 3 Poço Marítimo Horizontal Fluido à Base de Diesel

Além desses casos base, ao final desta seção será apresentado um estudo de caso comparando os resultados do Unikick com fluido à base de diesel com os resultados de O'Bryan (1988).

5.1.1 Caso Base 1 – Poço Em Terra Vertical – Fluido à Base de Diesel

A Figura 5.1 apresenta as pressões no choke ao longo do tempo de circulação do gás para diferentes vazões de entrada no gás no poço durante um *kick*. Nota-se, para este caso, que quanto maior a vazão de gás maior será o valor inicial de pressão no choke (SICP). Isso acontece porque mesmo que o gás fique todo em solução (caso sub-saturado), quanto maior a quantidade de gás no sistema, menor será a densidade da zona contaminada, uma vez que, para os casos sub-

saturados, os *kicks* possuem a mesma altura. Conseqüentemente, menor hidrostática no poço requer maior pressão inicial na superfície para manter a pressão no fundo constante.



Figura 5.1: Comportamento da Pressão de Choke para Diferentes *Qgás* – Poço Em Terra Vertical – ROA 100% -Fluido à Base de Diesel

Todos os casos acima são sub-saturados, com a exceção do caso com maior quantidade de gás (Qgás = 6000 scf/min.). Isso só pode ser percebido com o auxílio da Figura 5.2, onde, diferentemente dos outros casos, o gás começa a ser liberado (aumento do *pit gain*) desde o início da circulação. Nos demais casos, o *pit gain* mantém-se constante até o momento em que o gás começa a sair de solução (passagem da massa do gás da zona contaminada monofásica ZC para a zona bifásica ZB).

Para estes casos, percebem-se picos maiores de pressão e *pit gain* quanto maior a quantidade de gás. Isso ocorreu porque a liberação e expansão antecipada do gás levaram as pressões na superfície a patamares maiores antes que o gás começasse a ser produzido.



Figura 5.2: Comportamento do *Pit Gain* para Diferentes *Qgás* – Poço Em Terra Vertical – ROA 100% - Fluido à Base de Diesel

A Figura 5.3 apresenta as vazões de gás para este caso. Os momentos iniciais de produção de gás concordam temporalmente com os picos de pressão e *pit gain*. Os picos maiores de produção também foram alcançados pelos casos de maiores quantidade de gás. O comportamento diferente da curva para Qgás = 2000 scf/min. (menos expressivo em Qgás = 3000 scf/min.) explica-se porque, neste caso, o gás é liberado mais tarde (em uma profundidade menor) e quando o gás começa a ser produzido, ainda há gás sendo liberado de solução.

A Figura 5.4 apresenta as pressões no choke para o caso em que o ROA é de 70%, ou seja, a quantidade de óleo do fluido de perfuração diminui. Considerando-se a baixa solubilidade do metano na água, o gás entrará em solução apenas no óleo, que neste caso, ocupa um volume menor no poço. Devido a isto, as vazões de entrada de gás foram alteradas, pois neste caso a vazão de gás anteriormente utilizada de 6000 scf/min., durante o mesmo tempo de fechamento, já faria com que a altura de gás no poço ultrapassasse a profundidade total do poço, causando problemas numéricos no programa.



Figura 5.3: Comportamento da Vazão de Gás para Diferentes *Qgás* – Poço Em Terra Vertical – ROA 100% - Fluido à Base de Diesel

Nesta situação, temos um caso super-saturado ($Qg\dot{a}s = 4500 \text{ scf/min.}$) e um saturado ($Qg\dot{a}s = 3500 \text{ scf/min.}$) e os outros dois são sub-saturados.



Figura 5.4: Comportamento da Pressão de Choke para Diferentes *Qgás* – Poço Em Terra Vertical – ROA 70% -Fluido à Base de Diesel

No caso super-saturado, no início da circulação já há gás livre expandindo-se e ainda há gás sendo liberado de solução da ZC. Quando o topo da região bifásica atinge a superfície (gás começa a ser produzido – ver Figura 5.6), este padrão se mantém e por isso é observado um trecho de pressão constante na Figura 5.4. O mesmo evento ocorre também em Qgás = 2000 scf/min e Qgás = 3000 scf/min na Figura 5.1 e em Qgás = 3500 scf/min na Figura 5.10.

Conforme pode ser observado nas Figuras 5.5 e 5.6, o início da produção do caso supersaturado ocorre rapidamente (cerca de 10 minutos), pois o topo do gás já estava, desde o princípio, próximo à superfície.

No caso saturado (Qgás = 3500 scf/min.), percebe-se claramente nas curvas de pressão e *pit gain* uma mudança de comportamento durante a subida destes valores. No início da circulação deste caso há um efeito combinado de liberação de gás e expansão do mesmo. Após um determinado tempo (cerca de 13 minutos), todo o gás foi liberado de solução e há apenas o efeito da expansão volumétrica do gás, que permanecerá até o início da produção do mesmo (cerca de 28 minutos).



Figura 5.5: Comportamento do *Pit Gain* para Diferentes *Qgás* – Poço Em Terra Vertical – ROA 70% - Fluido à Base de Diesel

Percebe-se que, mesmo os casos com menor quantidade inicial de gás podem levar a picos maiores de pressão, *pit gain* e volume de gás. Isto porque, a produção antecipada dos casos super-saturados e saturados, neste caso, limitará a escalada ascendente destes valores. Tal efeito não será percebido em fluidos à base de água, onde o efeito de solubilidade do gás pode ser desprezado.



Figura 5.6: Comportamento da Vazão de Gás para Diferentes *Qgás* – Poço Em Terra Vertical – ROA 70% - Fluido à Base de Diesel

A seguir seguem os resultados e análise do efeito da temperatura para este caso. Foi escolhido um valor fixo de vazão de gás igual a 5000 scf/min., com ROA de 100%.

Pela correlação apresentada por O'Bryan *et al* (1988), com a pressão mantida constante, o aumento da temperatura provoca a queda na razão de solubilidade do fluido. É o que se vê neste exemplo.



Figura 5.7: Comportamento da Pressão de Choke para Diferentes *BHT*'s – Poço Em Terra Vertical – ROA 100% -Fluido à Base de Diesel

Pelas Figuras 5.7 e 5.8, percebe-se que com a variação na temperatura no poço, para uma mesma quantidade de gás, obtiveram-se dois casos sub-saturados (BHT = 70 °C e BHT = 90 °C), um saturado (BHT = 110 °C) e um caso super-saturado (BHT = 130 °C).



Figura 5.8: Comportamento do *Pit Gain* para Diferentes *BHT*'s – Poço Em Terra Vertical – ROA 100% - Fluido à Base de Diesel

Os valores absolutos dos picos de pressão na superfície foram alterados em até 9% com a variação nesta faixa de temperatura. Em termos absolutos, os picos de vazões não foram grandemente alterados (o que não implicaria no redimensionamento do separador de gás), mas o tempo para a chegada do gás sofreu redução de até 38% (Figura 5.9).



Figura 5.9: Comportamento da Vazo de Gás para Diferentes *BHT*'s – Poço Em Terra Vertical – ROA 100% - Fluido à Base de Diesel

5.1.2 Caso Base 2 – Poço Marítimo Vertical – Fluido à Base de Diesel

Os resultados desta seção são para um poço vertical marítimo com 1000 m de LDA. Dessa forma, adicionalmente ao caso anterior, teremos o efeito da redução de seção geométrica na passagem do anular revestido para a linha do choke e conseqüente aumento das perdas de carga. Com a velocidade de subida maior nesta região, percebe-se, de maneira geral, uma taxa de subida maior para as pressões no choke e no *pit gain*, semelhante ao que já foi observado nos resultados e discussões do fluido à base de água no Capítulo 4.

Neste caso não foi gerado nenhum caso saturado ou super-saturado para estas vazões de gás. No caso com *Qgás*=9500 scf/min., percebe-se, tanto na pressão do choke como no *pit gain*

(Figuras 5.10 e 5.11) três comportamentos distintos durante o processo de subida da pressão (eram dois comportamentos no caso em terra):

- O efeito combinado de liberação de gás em solução e expansão do mesmo no anular (no intervalo de tempo de 22 a 40 min.).
- A expansão do gás todo liberado no anular do poço (intervalo de tempo de 40 a 50 min.).
- 3) Este mesmo gás se expande mais rapidamente dentro da linha do choke. Pela Figura 5.10 percebe-se que o ponto de bolha do caso Qgás = 5500 scf/min. está pouco abaixo do início da linha do choke.



Figura 5.10: Comportamento da Pressão de Choke para Diferentes *Qgás* – Poço Marítimo Vertical – ROA 100% -Fluido à Base de Diesel

Nos outros casos com vazões de gás menores (Qgas = 1500 e Qgas = 3500 scf/min) a liberação do gás se dá em posições distintas, mas dentro da linha do choke.

No caso com Qgas = 3500 scf/min., gás ainda está sendo liberado de solução enquanto a zona bifásica é produzida. No caso com Qgas = 1500 scf/min., a quantidade de gás é tão pequena
no poço (ver Figura 5.11) que quase não provoca alteração e na pressão do choke (Figura 5.10) e apresenta uma vazão de gás baixa quase no final da circulação (ver Figura 5.12).



Figura 5.11: Comportamento do *Pit gain* para Diferentes *Qgás* – Poço Marítimo Vertical – ROA 100% - Fluido à Base de Diesel



Figura 5.12: Comportamento da Vazão de Gás para Diferentes *Qgás* – Poço Marítimo Vertical – ROA 100% - Fluido à Base de Diesel

Percebe-se que, com a exceção das duas primeiras vazões menores, os picos de vazão de gás e pressão são maiores para menores quantidades de gás no poço. No caso da pressão no choke, isso se explica porque os casos com menos gás demoram mais a serem produzidos, expandindo-se mais dentro do poço levando a uma queda de hidrostática maior que deve ser compensada pelo fechamento da válvula do choke. No caso das vazões de gás na superfície, quanto maior a vazão de gás de entrada mais "espalhado" fica o gás dentro do poço levando a um pico de vazão menor apesar de a vazão diminuir mais lentamente em um caso de vazão menor (ver Qgás = 9500 scf/min. em contraposição à Qgás = 7500 scf/min. na Figura 5.12).

Abaixo são apresentados os casos com ROA de 70%. As quatro vazões de entrada de gás selecionadas permitiram apenas condições iniciais sub-saturadas com a peculiaridade de que em todos os casos o gás é liberado totalmente de solução antes de ser produzido. Isto se percebe pelo aumento seqüencial dos picos de pressão no choke com a diminuição da *Qgás* (ver Figura 5.13), pela mesma razão explicada para este poço com ROA de 100%. Percebe-se que, pela mesma razão observa-se na Figura 5.14 um declínio seqüencial dos picos de *pit gain* com a diminuição de *Qgás*.



Figura 5.13: Comportamento da Pressão no Choke para Diferentes *Qgás* – Poço Marítimo Vertical – ROA 70% -Fluido à Base de Diesel



Figura 5.14: Comportamento do *Pit Gain* para Diferentes *Qgás* – Poço Marítimo Vertical – ROA 70% - Fluido à Base de Diesel



Figura 5.15: Comportamento da Vazão de Gás para Diferentes *Qgás* – Poço Marítimo Vertical – ROA 70% - Fluido à Base de Diesel

Na vazão de gás, percebe-se que o caso Qgas = 2000 scf/min. quebra a sequência ascendente dos picos de vazão porque assim que a pequena quantidade de gás foi liberada,

iniciou-se a produção não permitindo a expansão volumétrica do mesmo como aconteceu com Qg ds = 3000 scf/min. (ver Figura 5.15).

Nos últimos resultados para este tipo de poço são analisados os efeitos da variação de temperatura para um valor fixo de $Qg\dot{as} = 6000$ scf/min. e um ROA de 100%. Como no caso anterior de ROA de 70%, todos os casos são sub-saturados.

O aumento na temperatura diminuiu a razão de solubilidade e antecipou os picos de pressão no choke (Figura 5.16), *pit gain* (Figura 5.17) e vazão de gás na superfície (Figura 5.18), mas não levou ao aparecimento de um caso saturado ou super-saturado como aconteceu com o poço em terra analisado anteriormente.



Figura 5.16: Comportamento da Pressão no Choke para Diferentes *BHT*'s – Poço Marítimo Vertical – ROA 100% -Fluido à Base de Diesel

Observaram-se picos de pressão menores para temperaturas maiores devido à produção antecipada, explicada anteriormente (Figura 5.16).



Figura 5.17: Comportamento do *Pit Gain* para Diferentes *BHT*'s – Poço Marítimo Vertical – ROA 100% - Fluido à Base de Diesel

Na Figura 5.17, observa-se um valor de *pit gain* inicial um pouco maior para as temperaturas mais altas. E em todas as temperaturas, observou-se uma pequena queda no valor de *pit gain* até o momento em que o gás sai de solução. Ambos os comportamentos podem ser explicados unicamente pelo efeito da temperatura nos Bo's, visto que o comprimento da zona contaminada inicial e o volume de gás inicial em condições standard dentro do poço são os mesmos para todos os casos, mas devido ao efeito do fator volume de formação, são obtidos volumes de fundo diferentes (pois estes dependem da temperatura) para o volume da zona contaminada, o que impacta o volume ganho no tanque percebido na superfície.

O aumento nas temperaturas levou a picos de vazão de saída de gás menores devido à produção antecipada, pois quanto menor a altura do ponto de bolha (medida a partir do fundo de poço), mais cedo o gás será liberado e começará a se expandir, ficando assim o gás mais distribuído ao longo do poço e começando mais cedo a produção (ver Figura 5.18).



Figura 5.18: Comportamento da Vazão de Gás para Diferentes *BHT*'s – Poço Marítimo Vertical – ROA 100% -Fluido à Base de Diesel

5.1.3 Caso Base 3 – Poço Marítimo Horizontal – Fluido à Base de Diesel

O último caso analisado para o fluido à base de diesel é um poço horizontal com 1200 m de LDA. Neste caso, analogamente ao percebido no fluido à base de água, contempla-se o efeito da não variação da pressão e da temperatura no trecho horizontal do poço. Especificamente, para o caso à base de óleo, isso significa que o gás, uma vez em solução inicialmente, não sairá de solução neste trecho.

Neste poço em específico, foi utilizada uma densidade do fluido de perfuração alta (15.2 lb/gal), cujo gradiente aproxima-se a de um gradiente de um poço HPHT (15.6 lb/gal). As pressões alcançadas no trecho horizontal (BHP = 7145.8 psi) deste poço ultrapassaram os limites utilizados por O'Bryan *et al* (1988) e O'Bryan *et al* (1988) que eram de cerca de 6000 psi, na obtenção dos dados experimentais para as correlações de Rs e Bo. Para o Rs, considera-se que nesta faixa de pressão, o gás seria infinitamente solúvel no óleo a qualquer temperatura e o que ser observou foram valores de Rs na ordem de 90.000 scf/stb nesta região, enquanto que, normalmente, a pressões menores, o que se observa no poço são valores de Rs menores que 1500

scf/stb. No entanto, para as vazões de gás de entrada analisadas, foram encontrados os pontos de bolha dentro do poço, ainda que próximos à superfície (alguns dentro da linha do choke).



Figura 5.19: Comportamento da Pressão no Choke para Diferentes *Qgás* – Poço Marítimo Horizontal – ROA 100% -Fluido à Base de Diesel

Na Figura 5.19, apesar maior quantidade de gás inicial e da liberação antecipada do gás em solução, o pico de pressão de gás com Qgás = 8500 scf/min. é menor que em Qgás = 6500 scf/min., pois o topo do gás no primeiro caso chega antes à superfície impedindo a continuidade na escalada de crescimento da pressão, conforme já explicado anteriormente.

Percebem-se, em todos os casos, valores de *pit gain* muito baixos (Figura 5.20). O maior (para $Qg\dot{a}s = 8500 \text{ scf/min.})$ é de 1.2 bbl. O caso deste maior $Qg\dot{a}s$ é o único em que o gás foi todo liberado antes da linha de choke. Isto pode ser percebido pela curva de *pit gain* nesta $Qg\dot{a}s$, que apresenta as três mudanças de comportamento de subida, conforme explicado anteriormente. No caso $Qg\dot{a}s = 6500 \text{ scf/min.}$, o ponto de bolha está um pouco abaixo da linha do choke e, enquanto o gás livre está expandindo-se na linha do choke, há ainda um pouco de gás em solução no anular revestido.



Figura 5.20: Comportamento do *Pit gain* para Diferentes *Qgás* – Poço Marítimo Horizontal – ROA 100% - Fluido à Base de Diesel

Percebe-se, pela vazão de gás neste caso (Figura 5.21), que apesar do pico de vazão ser o menor, o tempo de produção é bem maior que nos outros casos. Nos dois casos com menor *Qgás*, a produção de gás é quase imediata, pois o gás é liberado a menos de 300 metros da superfície, dentro da linha do choke, já sendo produzido quase de imediato.



Figura 5.21: Comportamento da Vazão de Gás para Diferentes *Qgás* – Poço Marítimo Horizontal – ROA 100% -Fluido à Base de Diesel

Para os casos com frações de óleo de 70%, como se segue abaixo, os valores de *pit gain* são menores ainda (Figura 5.23). Para a maior das vazões de entrada, o volume ganho nos tanques não chega a 0.5 bbl na detecção. A variação de pressão na superfície para estes pequenos volumes de *kick* são quase imperceptíveis. Os picos altos de pressão alcançados pelos dois casos de menor *Qgás* tanto neste caso (Figura 5.22) quanto no caso anterior com ROA de 100% estão mais relacionados a problemas de convergência numérica pelo fato do gás estar sendo liberado dentro da linha do choke (a ZC nestes casos já se encontrava toda dentro da linha do choke antes do gás começar a ser liberado) do que a possíveis fenômenos físicos reais. Apesar desse problema, houve conservação da massa durante toda a circulação.



Figura 5.22: Comportamento da Pressão no Choke para Diferentes *Qgás* – Poço Marítimo Horizontal – ROA 70% -Fluido à Base de Diesel

Percebe-se na Figura 5.23 o comportamento coerente das duas curvas de maiores *Qgás* em contraposição às outras duas curvas.



Figura 5.23: Comportamento do *Pit Gain* para Diferentes *Qgás* – Poço Marítimo Horizontal – ROA 70% - Fluido à Base de Diesel

As baixas vazões de gás são coerentes com os baixos volumes de gás dentro do poço, conforme pode ser percebido na Figura 5.24.



Figura 5.24: Comportamento da Vazão de Gás para Diferentes *Qgás* – Poço Marítimo Horizontal – ROA 70% -Fluido à Base de Diesel

Abaixo estão os resultados da variação de temperatura para o poço com *Qgás* fixo de 4500 scf/min. e ROA de 100%.

Percebe-se que o efeito da variação de temperatura é praticamente imperceptível nas pressões no choke (Figura 5.25), no *pit gain* (Figura 5.26) e na vazão de gás na superfície (Figura 5.27). Isto é facilmente explicado, pois ao contrário do que ocorreu nos poços em terra e marítimo vertical analisados anteriormente, cujas pressões eram menores, aqui o acréscimo na temperatura tem efeito muito pequeno na condição inicial do *kick* e não muda a posição do ponto de bolha. Neste caso, o mesmo está localizado dentro da linha do choke, onde as temperaturas se mantém devido ao gradiente de temperatura da água do mar, que se mantém inalterado.



Figura 5.25: Comportamento da Pressão no Choke para Diferentes *BHT*'s– Poço Marítimo Horizontal – ROA 100% - Fluido à Base de Diesel



Figura 5.26: Comportamento do *Pit Gain* para Diferentes *BHT*'s- Poço Marítimo Horizontal – ROA 100% - Fluido à Base de Diesel



Figura 5.27: Comportamento da Vazão de Gás para Diferentes *BHT*'s- Poço Marítimo Horizontal – ROA 100% -Fluido à Base de Diesel

5.1.4 Estudo de Caso para o Fluido à Base de Diesel

Foi realizado um estudo de caso, comparando-se os resultados do Unikick com os resultados obtidos por O'Bryan (1988). Neste trabalho, O'Bryan apresenta os resultados de simulação de *pit gain* pela profundidade. Trata-se de um *kick* de 1000 scf de metano em óleo diesel e em um fluido à base de água (FBA), ambos com a mesma densidade (15.5 lb/gal). O poço é em terra com 15000 pés (4572m) de profundidade e o ROA do fluido à base de óleo é de 80 %. As temperaturas utilizadas no Unikick também foram as mesmas de O'Bryan (1988).

A Figura 5.28 apresenta uma comparação dos resultados obtidos por O'Bryan (1988) com os produzidos pelo Unikick para as mesmas condições.



Figura 5.28: *Pit Gain* por 1000 scf de um *Kick* de Metano em Fluido à Base de Diesel e em Fluido à Base de Água – Comparação Unikick versus O'Bryan (1988)

Nos resultados do Unikick, não foi possível reproduzir a curva para o RGO de 1000 scf/stb, pois as correlações de Bo para o diesel têm como limite o valor 900 scf/stb e resolveu-se não se extrapolar este limite por uma questão de confiança nos resultados. Assim, enquanto O'Bryan apresenta para o fluido à base de óleo uma curva para 100 scf/stb e outra com 1000 scf/stb, serão apresentadas os resultados do Unikick para uma RGO de 100 scf/stb e outra de 900 scf/stb.

Ainda com relação aos resultados do Unikick para as duas RGO's diferentes, para que não fosse alterada a quantidade de gás inicial (1000 scf), foi reduzida a vazão de perfuração, gerando uma zona contaminada de tamanho menor que no caso de 100 scf, com uma RGO de 900 scf/stb, conforme pretendido.

Analisando os resultados obtidos em seu trabalho, O'Bryan comenta que até a profundidade de 10.000 pés (ponto A na Figura 5.28), o comportamento do *pit gain* é igual para todos os casos (à base de óleo e base água), ocorrendo uma retração nos volumes para o caso à base de óleo para as duas RGO's (100 e 900 scf/stb) a partir desta profundidade. Posteriormente, as duas curvas à base de óleo de O'Bryan apresentam o ponto de bolha em profundidades diferentes (ponto B para a RGO de 1000 scf/stb e ponto C para a RGO de 100 scf/stb). Percebe-se que tal retração para o à base de óleo não é percebida nos resultados da simulação de *pit gain* no Unikick em nenhuma profundidade.

O *pit gain* inicial do fluido à base de óleo no Unikick para as duas RGO's são menores que os apresentados por O'Bryan. No entanto, acima do ponto A, os mesmos se igualam até o momento em que ocorre a liberação do gás.

A julgar pela forma das curvas, durante a expansão do gás nos resultados de O'Bryan para as duas RGO's (que ocorre após o ponto de bolha destas duas RGO's) e para o FBA, pode se considerar que a saída do poço está aberta à atmosfera. Isto explicaria a grande diferença no formato destas curvas com as do Unikick. Além disso, as posições dos pontos de bolha no Unikick são sistematicamente mais próximas à superfície do que em O'Bryan (1988). Como o Unikick mantém uma contrapressão no choke para manter a pressão de fundo constante, teremos pressões maiores no Unikick comparadas a O'Bryan, para a mesma profundidade. Nota-se que as curvas para o *pit gain* no FBA para os dois simuladores mostram valor quase igual no início da circulação e assim se mantêm até a profundidade aproximada de 6000 pés, quando a diferença na forma do gás se expandir nos dois casos se evidencia.

5.2 Resultados e Análise para o Fluido à Base de N-Parafina

Para a análise dos resultados para o fluido à base de n-parafina, foram considerados exatamente os mesmos casos utilizados para a análise do fluido de base diesel, substituindo-se nos dados de entrada exclusivamente o tipo de fluido, o que conduzirá o programa ao uso de diferentes correlações para Bo e Rs. Dado que as pressões, temperaturas, densidades, modelos reológicos e vazões mantêm-se inalterados, o que se encontra de diferente nestes resultados são reflexos apenas das diferenças nos cálculos de Bo e Rs.

Ao final desta seção, será apresentado um estudo de caso comparando os resultados do Unikick com fluido à base de n-parafina com os resultados de O'Bryan (1988).

5.2.1 Caso Base 1 – Poço Em Terra Vertical – Fluido à Base de N-Parafina

Neste caso, as diferentes $Qg\dot{a}s$ escolhidas permitiram três condições iniciais sub-saturadas, uma saturada ($Qg\dot{a}s$ = 7900 scf/min.) e uma super-saturada ($Qg\dot{a}s$ = 8500 scf/min.).

Na Figura 5.29, note que, com exceção do caso super-saturado, os demais tiveram pressões iniciais (SICP's) muito próximas. A exceção se explica porque neste caso super-saturado, há certa quantidade de gás livre mesmo antes da circulação, que provoca uma queda na pressão hidrostática no anular do poço, requerendo uma maior pressão de fechamento no choke.

Na Figura 5.30, são apresentados os resultados de *pit gain* para as diferentes vazões de entrada de gás, mostrando uma boa coerência no comportamento das curvas, evidenciando o valor maior de *pit gain* inicial para o caso supersaturado.



Figura 5.29: Comportamento da Pressão no Choke para Diferentes *Qgás*– Poço Em Terra Vertical – ROA 100% -Fluido à Base de Diesel



Figura 5.30: Comportamento do *Pit gain* para Diferentes *Qgás*– Poço Em Terra Vertical – ROA 100% - Fluido à Base de N-Parafina

As curvas de pressão (Figura 5.29), *pit gain* (Figura 5.30) e vazão de gás na superfície (Figura 5.31) mostram concordância quantos aos tempos iniciais de produção e picos alcançados para cada um destes parâmetros, conforme esperado.



Figura 5.31: Comportamento da Vazão de Gás para Diferentes *Qgás*– Poço Em Terra Vertical – ROA 100% - Fluido à Base de N-Parafina

As curvas abaixo foram geradas para uma ROA de 70%. Vazões menores de gás foram utilizadas devido à diminuição na proporção de óleo, conforme já explicado anteriormente.



Figura 5.32: Comportamento da Pressão no Choke para Diferentes *Qgás*– Poço Em Terra Vertical – ROA 70% -Fluido à Base de N-Parafína

Na Figura 5.32, verifica-se um fenômeno observado para o mesmo caso com fluido à base de diesel que é o fato da pressão no choke se manter constante no caso supersaturado (Qg ds = 6000 scf/min.) a partir do momento em que o gás começa a ser produzido. Como visto anteriormente, isto é normal, pois, enquanto gás é produzido na superfície, ainda há gás sendo liberado dentro poço, compensando a tendência de queda na pressão no choke. Os tempos para início de produção coincidem nas Figuras 5.33 e 5.34.



Figura 5.33: Comportamento do *Pit Gain* para Diferentes *Qgás*– Poço Em Terra Vertical – ROA 70% - Fluido à Base de N-Parafina



Figura 5.34: Comportamento da Vazão de Gás para Diferentes *Qgás*– Poço Em Terra Vertical – ROA 70% - Fluido à Base de N-Parafina

As curvas apresentadas abaixo são para um *Qgás* fixo de 6000 scf/min. e ROA de 100% para as quatro temperaturas de fundo diferentes.



Figura 5.35: Comportamento da Pressão no Choke para Diferentes *BHT*'s– Poço Em Terra Vertical – ROA 100% -Fluido à Base de N-Parafina

O aumento da temperatura não produziu grandes mudanças nos parâmetros à semelhança do mesmo caso base diesel, conforme pode ser visto nas Figuras 5.35, 5.36 e 5.37 (em contraposição às Figuras 5.7, 5.8 e 5.9).



Figura 5.36: Comportamento do *Pit Gain* para Diferentes *BHT*'s– Poço Em Terra Vertical – ROA 100% - Fluido à Base de N-Parafina

Para o caso do fluido à base de diesel equivalente (cujo $Qg\dot{a}s$ fixo era de 5000 scf/min.), o aumento da temperatura de 70 a 130 °C levou o primeiro caso inicial, que era sub-saturado, a um caso saturado para BHT = 110 °C e a um caso supersaturado (BHT = 130 °C), o que não se vê neste caso n-parafina. No entanto, a pequena mudança observada apresenta a mesma tendência, ou seja, o aumento da temperatura diminui a razão de solubilidade para uma mesma pressão, aumentando os picos de pressão e *pit gain*, além de antecipar a produção



Figura 5.37: Comportamento da Vazão de Gás para Diferentes *BHT*'s– Poço Em Terra Vertical – ROA 100% -Fluido à Base de N-Parafina

5.2.2 Caso Base 2 – Poço Marítimo Vertical – Fluido à Base de N-Parafina

Neste caso, temos uma variação de $Qg\dot{a}s$ constante de 2000 scf/min. que vai de $Qg\dot{a}s = 6000$ scf/min. a $Qg\dot{a}s = 14000$ scf/min. Esse aumento contínuo de volume de gás inicial leva à ocorrência de um único caso inicial super-saturado, o de $Qg\dot{a}s = 14000$ scf/min.

Percebe-se pela Figura 5.38, que há um pequeno decréscimo contínuo no pico de pressão à medida que se aumenta a vazão inicial de gás (conforme observado para o mesmo caso base diesel na Figura 5.10). Essa seqüência é quebrada pelo caso super-saturado que, por apresentar gás livre desde o início da circulação, é o único a apresentar tendência de subida de pressão desde o começo. Todos os demais casos, sub-saturados, começam a subir seus valores de pressão apenas depois de o gás passar pelo ponto de bolha.



Figura 5.38: Comportamento da Pressão no Choke para Diferentes *Qgás*– Poço Marítimo Vertical – ROA 100% -Fluido à Base de N-Parafina



Figura 5.39: Comportamento do *Pit Gain* para Diferentes *Qgás*– Poço Marítimo Vertical – ROA 100% - Fluido à Base de N-Parafina

Os valores de *pit gain* (Figura 5.39) aumentam a mesma tendência na n-parafina em comparação com o diesel (Figura 5.11) que é um aumento contínuo do valor do *pit gain* inicial e

dos picos de *pit gain* para valores maiores de *Qgás*, bem como um início mais rápido de produção.

Na Figura 5.40, para os casos sub-saturados, há uma tendência de queda no pico de vazão de gás na superfície combinada por um tempo menor para o início da produção (conforme já havia sido observado na análise do gráfico de *pit gain*) seguida de um tempo maior para a produção da maior quantidade de gás, interrompida pelo caso super-saturado que tem o maior pico de vazão num menor tempo inicial de produção.



Figura 5.40: Comportamento da Vazão de Gás para Diferentes *Qgás*– Poço Marítimo Vertical – ROA 100% - Fluido à Base de N-Parafina

Abaixo são apresentados os casos com ROA de 70%.



Figura 5.41: Comportamento da Pressão no Choke para Diferentes *Qgás*– Poço Marítimo Vertical – ROA 70% -Fluido à Base de N-Parafína

Para os valores de $Qg\dot{a}s$ utilizados, aparece um caso super-saturado para $Qg\dot{a}s = 8000$ scf/stb (Ver Figura 5.41 e 5.42).



Figura 5.42: Comportamento do *Pit Gain* para Diferentes *Qgás*– Poço Marítimo Vertical – ROA 70% - Fluido à Base de N-Parafina

Ocorre uma particularidade com o *pit gain* do caso inicial super-saturado (Qgás = 8000 scf/min) na Figura 5.42. Enquanto o gás em solução é liberado totalmente de solução para a zona bifásica e permanece abaixo da linha do choke, ocorre uma manutenção do seu valor. A subida ocorre apenas quando o topo da zona bifásica alcança a linha do choke e, então, a tendência é mantida até o início da produção.

Neste caso, em comparação com o mesmo caso para ROA de 100% (Figura 5.40), o caso super-saturado (Figura 5.43) não apresenta o maior pico de vazão de gás na superfície.

Comparando-se o caso super-saturado (Qgás = 8000 scf/min.) com o último caso saturado (Qgás = 6000 scf/min.) na curva de *pit gain* (Figura 5.42), observe que, apesar do caso super-saturado ter começado a liberar o gás de solução primeiro, os volumes ganhos no momento do início da produção não são tão diferentes, cerca de 15 % maior (são 16.74 bbl do super-saturado contra 14.49 bbl do sub-saturado). Mas o tamanho da zona bifásica dos dois no início da produção é bem maior para o caso supersaturado: são 2547 m contra 1926 m do caso sub-saturado, cerca de 32 % maior.



Figura 5.43: Comportamento da Vazão de Gás para Diferentes *Qgás*– Poço Marítimo Vertical – ROA 70% - Fluido à Base de N-Parafina

Conforme explicado anteriormente, esta distribuição maior do gás ao longo do poço leva casos de maior volume de gás no poço a produzirem com picos de vazão menores em comparação com outros casos de menor volume, porém menos distribuído.

1200 1000 Pressão (psi) 800 BHT = 70°C $BHT = 90^{\circ}C$ 600 BHT = 110°C BHT = 130°C 400 200 0 0 50 100 150 Tempo (min)

Nos últimos resultados para este tipo de poço são analisados os efeitos da variação de temperatura para um valor fixo de Qgas = 12000 scf/min. e um ROA de 100%.

Figura 5.44: Comportamento da Pressão no Choke para Diferentes *BHT*'s – Poço Marítimo Vertical – ROA 100% -Fluido à Base de N-Parafína

Como no mesmo caso equivalente com fluido à base de diesel, os casos apresentados aqui são sub-saturados, o que permite verificar mais uma vez a diferença do efeito da temperatura nestes dois fluidos.

Se por um lado, o aumento de temperatura neste caso não produz grandes efeitos nas pressões e na vazão de gás na superfície (ver Figuras 5.44 e 5.46), há um efeito mais perceptível não só nos valores, mas no comportamento das curvas de *pit gain* (ver Figura 5.45). Para as duas temperaturas mais baixas, há um aumento do *pit gain* do início da circulação até o momento da liberação do mesmo (cerca de 26 min.).



Figura 5.45: Comportamento do *Pit Gain* para Diferentes *BHT*'s – Poço Marítimo Vertical – ROA 100% - Fluido à Base de N-Parafina

Apesar do efeito analisado para o *pit gain*, pode-se perceber que o efeito da temperatura nas correlações da n-parafina é menor que nas correlações do diesel também para este caso.



Figura 5.46: Comportamento da Vazão de Gás para Diferentes *BHT*'s– Poço Marítimo Vertical – ROA 100% -Fluido à Base de N-Parafína

Para as duas temperaturas mais altas ($BHT = 110^{\circ}$ C e $BHT = 130^{\circ}$ C), o comportamento do pit gain é inverso ao analisado para a duas temperaturas mais baixas (Figura 5.46). Neste caso, há uma redução do *pit gain* até o momento da liberação. Em todas estas temperaturas, não há gás livre até o tempo referido. Essa variação no *pit gain* deve-se exclusivamente aos efeitos do fator volume de formação nos dois casos (ver metodologia de cálculo do *pit gain* no Capítulo 3 deste trabalho).

5.2.3 Caso Base 3 – Poço Marítimo Horizontal – Fluido à Base de N-Parafina

São apresentados aqui os resultados do fluido n-parafina para o poço marítimo horizontal que apresenta, conforme visto no início da análise do mesmo caso no fluido à base de diesel, a particularidade de trabalhar com uma densidade de fluido de perfuração mais alta que produz pressões no fundo na ordem de 7000 psi. Essa pressão fica abaixo da pressão limite utilizada por Atolini (2008) para a obtenção de suas correlações para o Rs e o Bo da mistura n-parafina/metano, mas, assim como no caso de O'Bryan (1988) para o diesel, as razões de solubilidade alcançaram valores bem mais altos do que aqueles encontrados até então.



Figura 5.47: Comportamento da Pressão no Choke para Diferentes *Qgás*– Poço Marítimo Horizontal – ROA 100% -Fluido à Base de N-Parafina

Na Figura 5.47 são apresentados os resultados da pressão no choke, todos os casos inicialmente sub-saturados. Os valores de maior *Qgás* apresentam picos menores de pressão e a produção é iniciada mais cedo, à semelhança do que foi visto para o diesel, neste caso. O valor do pico de pressão para o caso de menor *Qgás* alcançou valores bem superiores aos alcançados pelo mesmo Qgás no caso similar com fluido à base de diesel. Este caso, em particular, foi o único em que o ponto de bolha ficou localizado dentro da linha do choke, tendo como conseqüência uma expansão acelerada do *pit gain* (Figura 5.48) e um aumento súbito da pressão semelhante ao que ocorreu no caso com fluido à base de diesel.



Figura 5.48: Comportamento do *Pit Gain* para Diferentes *Qgás*– Poço Marítimo Horizontal – ROA 100% - Fluido à Base de N-Parafina

Observa-se para os resultados de *pit gain* (Figura 5.48) que os valores de *pit gain* iniciais para a n-parafina são superiores aos alcançados pelo diesel (Figura 5.20). Por exemplo, para o caso n-parafina de Qgas = 7500 scf/min., obteve-se um *pit gain* inicial de 2 bbl. Para o caso diesel com Qgas = 8500 scf/min. obteve-se um *pit gain* inicial de 1.2 bbl. Isso se deve aos valores de Bo obtidos por correlações diferentes.

A vazão de gás na superfície para o caso n-parafina (Figura 5.49) apresentou o mesmo comportamento do caso diesel (Figura 5.21).



Figura 5.49: Comportamento da Vazão de Gás para Diferentes *Qgás*– Poço Marítimo Horizontal – ROA 100% -Fluido à Base de N-Parafina

Abaixo seguem os casos para o RAO de 70%. Os casos apresentados para diferentes *Qgás* são todos sub-saturados inicialmente. O comportamento das curvas obtidas para a n-parafina são semelhantes aos obtidos para o diesel.



Figura 5.50: Comportamento da Vazão de Gás para Diferentes *Qgás*– Poço Marítimo Horizontal – ROA 70% -Fluido à Base de N-Parafína

Nestes casos, um valor em comum de Qgás = 3500 scf/min. permite uma análise quanto aos valores de Rs obtidos nos dois casos. Pelas curvas obtidas para o *pit gain* nos dois casos (comparar Figuras 5.23 e 5.51), o volume ganho inicial no caso n-parafina é ligeiramente maior (0.5 bbl contra 0.25 bbl). Como o volume inicial de gás no poço é o mesmo isto diz respeito ao Bo. Mas os tempos necessários para liberação do gás (ou a posição no ponto de bolha) nos dois casos é bem diferente. Para o diesel, a liberação ocorre a pouco mais de 200 minutos de circulação. Para a n-parafina, a liberação ocorre em cerca de 250 minutos, o que significa, portanto, que o ponto de bolha no caso n-parafina ocorre mais próximo da superfície, a pressões e temperaturas menores. Como a fração de gás inicial (RGO) é a mesma para ambos os casos, conclui-se que a n-parafina apresenta valores de razão de solubilidade maiores para a mesma pressão e temperatura, daí a liberação mais tardia do gás.



Figura 5.51: Comportamento do *Pit Gain* para Diferentes *Qgás*– Poço Marítimo Horizontal – ROA 70% - Fluido à Base de N-Parafina

O tempo inicial para a produção do gás para Qgás = 3500 scf/min. para a n-parafina (Figura 5.52) em comparação com a do diesel (Figura 5.24) mostra que a liberação antecipada do gás no caso do diesel levou à produção antecipada ainda que, não necessariamente, leve a picos de vazão de gás maiores, como já foi explicado em casos anteriores.



Figura 5.52: Comportamento da Vazão de Gás para Diferentes *Qgás*– Poço Marítimo Horizontal – ROA 70% -Fluido à Base de N-Parafína

Abaixo seguem os resultados para o efeito da variação da temperatura para um caso com *Qgás* fixo de 13000 scf/min. e ROA de 100%.



Figura 5.53: Comportamento da Pressão no Choke para Diferentes *BHT*'s- Poço Marítimo Horizontal - ROA 100% - Fluido à Base de N-Parafina

O valor de *Qgás*, apesar de maior que os utilizados anteriormente, ainda não levam o caso horizontal marítimo a uma condição inicial saturada ou super-saturada, como se vê na Figura 5.53.

Nas análises de efeito da temperatura realizadas até agora, os resultados dos casos com nparafina têm se mostrado menos sensíveis à temperatura que os casos diesel equivalentes. Para este caso ocorre uma exceção. Lembrando que as pressões praticadas neste caso, sobretudo no trecho horizontal, são maiores que o limite experimental das correlações do caso diesel, o mesmo não ocorre para a n-parafina.



Figura 5.54: Comportamento do *Pit Gain* para Diferentes *BHT*"s– Poço Marítimo Horizontal – ROA 100% - Fluido à Base de N-Parafina

Para o caso diesel, a variação de temperatura de 60 °C provocou alterações pequenas no valor do *pit gain* inicial (parâmetro vinculado ao Bo) e variação praticamente imperceptível no ponto de bolha (parâmetro vinculado ao Rs). Neste caso da n-parafina, ocorre uma pequena variação no *pit gain* inicial, à semelhança do que ocorreu no diesel, porém, ocorre uma variação mais sensível no ponto de bolha, que gerou mudanças nos tempos e picos das pressões, *pit gain* e vazões de gás (ver Figuras 5.53, 5,54 e 5.55).

As variações observadas no *pit gain* da circulação até a liberação são semelhantes às observadas no caso marítimo vertical para a n-parafina (comparar Figura 5.54 com Figura 5.51).



Figura 5.55: Comportamento da Vazão de Gás para Diferentes *BHT*'s– Poço Marítimo Horizontal – ROA 100% -Fluido à Base de N-Parafina

5.2.4 Estudo de Caso para o Fluido à Base de N-Parafina

À semelhança do que foi feito para o Unikick com o fluido à base de diesel, foram realizadas as simulações do comportamento do *pit gain* com a profundidade para a n-parafina. Neste caso, sem a limitação de RGO de 900 scf/min.,observada no diesel, pode-se gerar um caso para a n-parafina com RGO de 1000 scf/stb para comparar com os resultados de O'Bryan (1988). A Figura 5.56 apresenta os resultados desta comparação.

Percebem-se na Figura 5.56 que os resultados de *pit gain* inicial da n-parafina foram um pouco maiores que aqueles encontrados para o diesel (Figura 5.29). Isto concorda com os resultados de *pit gain* inicial apresentados na análise comparativa de Bo's para os dois fluidos.



Figura 5.56: *Pit Gain* por 1000 scf de um *Kick* de Metano em Fluido à Base de N-Parafina e em Fluido à Base de Água – Comparação Unikick versus O'Bryan (1988)

Os resultados de *pit gain* inicial da n-parafina ficaram mais próximos aos apresentados por O'Bryan (1988), conforme se vê na Figura 5.56. Vale ressaltar que os resultados experimentais obtidos por O'Bryan para elaboração de suas correlações foram limitadas à pressão máxima de 6000 psi, o que em termos de profundidade, neste caso, corresponde a cerca de 7400 pés. O ponto onde ocorre a suposta retração do *pit gain* ocorre numa profundidade maior do que esta e este efeito não foi verificado nos resultados do Unikick para a n-parafina e nem para o diesel.

Comparando-se apenas os resultados obtidos pelo Unikick, a posição do ponto de bolha do diesel para o caso com RGO igual a 100 scf/stb ficou bem próxima à encontrada para a nparafina. Isto mostra que há certa concordância nas correlações de Rs para estes dois fluidos diferentes a baixas pressões e temperaturas.

No entanto, realizando a mesma análise para os casos com maior RGO no Unikick para os dois fluidos à base de óleo, a posição do ponto de bolha encontra-se bem mais profundo para o caso diesel do que o caso n-parafina. Este resultado é o mesmo observado nas análises comparativas apresentadas anteriormente para os valores de Rs nos casos diesel e n-parafina.

As posições dos pontos de bolha obtidos para o fluido à base de diesel no Unikick (Figura 5.28) ficaram mais próximos, aos obtidos por O'Bryan (1988), do que os obtidos para a n-parafina.
Capítulo 6

Conclusões e Recomendações

Neste capítulo são apresentadas as conclusões do trabalho e as recomendações para trabalhos futuros.

6.1 Revisão da Literatura

A revisão da literatura apresentada aborda, de maneira geral, os desafios encontrados na perfuração de poços HPHT, sobretudo nos aspectos relacionados ao controle de poço. Neste ínterim, é ressaltado a importância do fluido de perfuração e as vantagens e desafios atrelados ao uso do fluido de base óleo (FBO).

A alta freqüência de *kicks* em poços HPHT (média de 2 por poço) associada com as altas pressões esperadas na superfície exige que a equipe seja especialmente treinada para situações de controle de poço, ou seja, que ela esteja familiarizada com os principais desafíos apresentados neste cenário. No entanto, mesmo com o devido treinamento, as operações nesse ambiente continuarão complexas e arriscadas devido às dificuldades encontradas para a detecção rápida dos *kicks* de gás em FBO, sem falar nas várias circunstâncias mencionadas que podem levar a equipe a fechar desnecessariamente o poço em situações de "falsos *kicks*".

O aperfeiçoamento na ciência de cada fenômeno estudado certamente contribuirá na prevenção, diagnóstico e tratamento das situações de controle de poço. Para tanto, será necessário, primeiramente, a obtenção e refinamento de dados PVT para misturas de gás e FBO nas condições de HPHT e uma integração destes dados aos fenômenos considerados. Com isso, será possível o equacionamento correto de cada fenômeno mencionado e a disposição deles numa ferramenta computacional integrada, de modo que o engenheiro de perfuração pudesse simular, em tempo real, diversos cenários de possíveis situações de controle de poço, com os mesmos dados disponíveis no poço real diante dele. Para isso, a modelagem matemática de cada

fenômeno deve ser bem elaborada e os simuladores devem ser capazes de operar com as diversas configurações possíveis de poços e de fluidos de perfuração reais.

6.2 Resultados das Simulações para o Fluido à Base de Água

Nas comparações feitas com o software comercial DrillBench, os resultados foram bastante satisfatórios para os casos apresentados. Foram comparados os resultados da simulações da circulação do gás em poços verticais marítimos de 1000 e 3000 m de LDA e em um poço horizontal com LDA de 1200 m. As comparações permitiram a observação e análise de resultados de simuladores com formulações numérica (e até física, em alguns aspectos) diferentes. A semelhança verificada no comportamento das curvas e os valores aproximados obtidos para os picos de cada um dos parâmetros analisados nos dois simuladores tornam o Unikick uma ferramenta confiável para a previsão de comportamento das pressões, volumes e vazões de gás em situações de controle de poço com *kick* de gás em fluido à base de água, uma vez que o DrillBench possui um bom histórico de comparações com casos reais registrado na literatura.

No que diz respeito às análises realizadas com os resultados do Unikick, o programa se mostrou bastante estável e capaz de simular a circulação de gás em fluidos base água mesmo em uma situação extrema, como o poço de 6000 m de profundidade vertical com LDA de 3000 m. As simulações foram realizadas para poços verticais e horizontais onde, mantendo-se a profundidade dos sedimentos, a LDA foi variada de 50 a 3000 m. Foi verificado que o programa é capaz de reproduzir os fenômenos físicos esperados em cada fase da circulação (como mudanças de seção transversal e mudanças de inclinação, por exemplo) e a respostas na pressão no choke, no *pit gain* e na vazão de gás para as variações de LDA mostraram-se adequadas.

No estudo de caso apresentado para o fluido à base de água, onde os resultados do Unikick foram comparados com os resultados de um trabalho experimental e com outro simulador cuja modelagem é baseada no método de diferenças finitas. Os resultados mostraram boa concordância no tempo necessário para a circulação total do gás e as diferenças obtidas nos picos de pressão e *pit gain* foram explicadas pelos diferentes tempos necessários para o início da produção do gás na superfície.

6.3 Resultados das Simulações para o Fluido à Base de Óleo

Os resultados dos dois fluidos à base de óleo (diesel e n-parafina) analisados mostraram que a metodologia proposta foi capaz de representar bem as condições iniciais possíveis para um *kick* de gás em fluido à base de óleo. Essas condições são as seguintes, em função da fração inicial de gás no óleo e das condições de pressão e temperatura no poço:

- 1 Todo o gás entra em solução (sub-saturado); ou,
- 2 O gás entra em solução e a zona contaminada está no limite da saturação (saturado); ou,
- 3 Uma parte ou todo o gás está livre (super-saturado).

De maneira geral, na comparação de resultados entre os fluidos à base de óleo, os resultados da n-parafina mostraram-se menos sensíveis à variação de temperatura que o diesel. Em baixas pressões e temperaturas, as correlações de Rs apresentaram resultados parecidos, o que não ocorre a pressões e temperaturas maiores, onde o diesel apresenta razões de solubilidade menores para as mesmas condições de pressão e temperatura, fazendo com o que o ponto de bolha seja mais superficial no caso da n-parafina.

Quanto às correlações para o cálculo de Bo e Rs que foram utilizadas na metodologia apresentada para os fluidos à base de óleo, sobretudo as da n-parafina, as faixas de pressão (300 a 11000 psi) e temperatura (70 a 130°C) utilizadas por Atolini (2008) na obtenção dos dados experimentais que as balizaram deixam-na bem próxima das condições HPHT, fornecendo um insumo importante para uma análise de segurança de poço em fluidos à base de óleo nestas condições.

6.4 Recomendações para Trabalhos Futuros

A seguir são apresentadas algumas recomendações para trabalhos futuros:

- Estudar e equacionar o efeito da pressão e da temperatura na viscosidade e densidade dos fluidos de perfuração utilizados nas simulações e implementar estas equações no Unikick.
- Aplicar um modelo transiente para temperatura no poço durante a circulação.
- Acoplar o Unikick a um modelo dinâmico de reservatório.
- Implementar no Unikick outras operações pertinentes ao controle de poço como stripping, manobras e os métodos volumétricos estáticos e dinâmicos.

Referências

Abeerden Drilling Schools & Well Control Training Centre, HPHT Course, Escócia, Reino Unido, 1982

ATOLINI, Tarcila Mantovan. Estudo do Comportamento PVT de Misturas de Metano em Emulsões Base N-Parafina a Altas Temperaturas, Pressões e Concentrações. Campinas: Faculdade de Engenharia Mecânica, Universidade Estadual de Campinas, 2008. 137p. Dissertação (Mestrado)

AVELAR, Carolina Silva. *Modelagem do Controle de Poços por Diferenças Finitas*. Campinas: Faculdade de Engenharia Mecânica, Universidade Estadual de Campinas, 2008. 117p. Dissertação (Mestrado).

BEZERRA, Evilene Matias. *Estudo do Controle de Poço Considerando-se o Comportamento de Fases da Mistura Gás-líquido*. Campinas: Faculdade de Engenharia Mecânica, Universidade Estadual de Campinas, 2006. 196p. Dissertação (Mestrado)

BEZERRA, E. M., RIBEIRO, P. R., LOMBA, R. F. T. e SANTOS, O. L. A., *Aspectos Teóricos e Experimentais Sobre o Controle de Poços com Fluidos de Perfuração Sintéticos.*, I ENAHP, Domingos Martins - ES, agosto de 2006.

BIRD, R.B., STEWART, W.E. e LIGHTFOOT, E.N., *Transport Phenomena*.2.Ed; John Wiley & Sons., 1960, Cap. 17, Diffusivity and the Mechanisms of Mass Transport, pp 513-520.

BRADLEY, N. D., LOW, E., AAS, B., ROMMETVEIT, T. R., LARSEN, H. F., *Gas Diffusion – Its Impact on a Horizontal HPHT Well*, SPE 77474, SPE Annual Technical Conference and Exhibition, 2002

CIVAN, F., RASMUSSEN, M. L., Accurate Measurement of Gas Diffusivity in Oil and Brine Under Reservoir Conditions, SPE 67319, SPE Production and Operations Symposium, 2001 CIVAN, F., RASMUSSEN, M. L., Improved Measurement of Gas Diffusivity for Miscible Gas Flooding Under Nonequilibrium vs. Equilibrium Conditions, SPE 75135, IADC/DOE Improved Oil Recovery Symposium, 2002

EKRAN, J., ROMMETVEIT, R., *A Simulator for Gas Kicks en Oil-Based Drilling Muds*, SPE 14182, 60th Annual Technical Conference and Exhibition, 1985

FALCÃO, J. L., *Curso de Perfuração de Poços HPHT*, Universidade Petrobras, Salvador, outubro de 2007.

FITZGERALD, B. L. e McCOURT, A.J., *Drilling Fluids Plays Key Role in Developing the Extreme HTHP*, Elgin/Franklin Field, SPE 59188, IADC/SPE Drilling Conference, 2000

HPHT Well Best Practices, cap.23 (Rev. 2) - *HPHT Drilling and Well Control*, Think-Well, Escócia, dezembro de 2003.

JAMIALAHMADI, M, EMADI, M., MULLER-STEINGHAGEN, H., *Diffusion Coefficients of Methane in liquid Hydrocarbons at High Pressure and Temperature*, Journal of Petroleum Science and Engineering 53, 2006.

LOMBA, R. F. T. e SILVA, R. A., *Mecanismos de Ganho de Volume na Perfuração com Fluidos Não-Aquosos.*, II ENAHP, Teresópolis - RJ, agosto de 2007.

MARQUES, Marcelo. *Desenvolvimento e Validação Experimental de Procedimentos de Controle de Poço em Situações Especiais*. Rio de Janeiro: COPPE, Universidade Federal do Rio de Janeiro, 2004. 83p. Dissertação (Mestrado)

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. 112p. Dissertação (Mestrado)

NUNES, J. O. L, BANWART, A. C., RIBEIRO, P. R, *Mathematical Modeling of Gas Kicks in Deep Water Scenario*, SPE 77253, IADC/SPE Asia Pacific Drilling Technology, 2002

NUNES, João Otávio Leite. *Estudo do Controle de Poços em Operações de Perfuração de águas Profundas e Ultra Profundas*. Campinas: Faculdade de Engenharia Mecânica, Universidade Estadual de Campinas, 2001. 136p. Dissertação (Mestrado)

O'BRYAN, P. L., BOURGOYNE JR, A. T., MONGER, T. G., KOPCSO, D. P., *An Experimental Study of Gas Solubility en Oil-Based Drilling Fluids*, SPE15414, SPE Drilling Engineers, 1988.

O'BRYAN, P. L., BOURGOYNE JR, Swelling of Oil-Based Drilling Fluids Resulting From Dissolved Gas, SPE 16676, SPE Drilling Engineering, 1990.

O'BRYAN, P. L., Well Control Problems Associated with Gas Solubility in Oil Based Drilling Fluids. The Louisiana State University and Agricultural and Mechanical Col.,1988.131p. Dissertação (Mestrado)

PEREIRA, Rodrigo Feliciano Martins. Simulação do Controle de Poços com Fluidos de Perfuração Base Água e Base Óleo. Campinas: Faculdade de Engenharia Mecânica, Universidade Estadual de Campinas, 2008. 88 p. Trabalho de Graduação.

PETERSEN, J., ROMMETVEIT, R., TARR, A. B., *Kick with Lost Circulation Simulator, a tool for Design of Complex Well Control Situation*, SPE 49956, SPE Asia Pacific Oil&Gas Conference and Exhibition, 1998

REZENDE, M. S. C., KERN, E., MALISKA JR, C. R., MARTINS, A. L., ARAGÃO, A. F. L., TEIXEIRA, G. T., GANDELMAN, R. A., PWDa - *Interpretação de Dados de Pressão Durante a Perfuração de Poços Verticais*. II ENAHP, Teresópolis - RJ, agosto de 2007.

RIBEIRO, P. R., KEILLER, M., SANTOS, O. L. A., UNIKICK: a Software for Well Control Assistance in Deep and Ultra deep Water Drilling, IADC Deepwater Drilling Conference, 2004

SANTOS, O. L. A, MENDES, J. R. P., RIBEIRO, P. R., *The Development and Application of a Software to Assist the Drilling Engineer during Well Control Operations in Deep and Ultra Deep Waters*, SPE 81184, SPE Latin American and Caribbean Petroleum Engineering Conference, 2003

SHAUGNHNESSY, J.M. e LOCKE, H.A., 20-Plus Years of Tuscaloosa Drilling: Continuously Optimizing Deep HTHP Wells, SPE 59181, IADC/SPE Drilling Conference, 2000

SPT Group, DrillBench Training Course, Rio de Janeiro, Brasil, 2008

THOMAS, D. C., LEA JR, J. F., TUREK, E.A., Gas Solubility in Oil-Based Drilling Fluids – Effects on Kicks Detection, SPE 11115, 1982

Anexo I

Dados sobre a Comparação dos Simuladores de Controle de Poço com Fluido à Base de Água

Parâmetros	S.I.	Campo
Profundidade total	3950 m	12959.3 pés
Lâmina d'água	1000 m	3280.8 pés
Profundidade da sapata	2950 m	9678.5 pés
Comprimento do comando	500 m	1804.5 pés
Comprimento da coluna	3950 m	12959.3 pés
Diâmetro interno do poço aberto	0.216 m	8.5 pol.
Diâmetro do revestimento	0.251 m	9.875 pol.
Diâmetro do comando	0.165 m	6.5 pol.
Diâmetro da coluna de perfuração	0.127 m	5 pol.
Diâmetro da linha do choke	0.076 m	3 pol.
Massa específica da lama	1.2 kg/m3	10 lbm/gal
Leitura do reômetro 0300		29.56
Leitura do reômetro 0600		48.02
Densidade do gás (ar =1)	0.55	0.55
Volume inicial do influxo	6.36 m3	40 bbl
Vazão de circulação	0.0126 m3/s	200 gal/min.
SIDPP	3100 KPa	450 psi
Margem de segurança	689.5 KPa	100 psi
Tempo de fechamento	60 s	1 min
Gradiente geotérmico	0.0146 °C/m	0.008 °F/pés
Temperatura da superfície	20 °C	68 °F
Temperatura da água do mar	10 °C	50 °F

Tabela I.2: Caso 2 - Poço Marítimo Vertical LDA 3000 m

Parâmetros	S.I.	Campo
Profundidade total	5950 m	19521 pés
Lâmina d'água	3000 m	9842.5 pés
Profundidade da sapata	4950 m	9678.5 pés
Comprimento do comando	500 m	1804.5 pés
Comprimento da coluna	5950 m	19521 pés
Diâmetro interno do poço aberto	0.216 m	8.5 pol.
Diâmetro do revestimento	0.251 m	9.875 pol.
Diâmetro do comando	0.165 m	6.5 pol.
Diâmetro da coluna de perfuração	0.127 m	5 pol.
Diâmetro da linha do choke	0.076 m	3 pol.
Massa específica da lama	1.2 kg/m3	10 lbm/gal
Leitura do reômetro 0300		29.56
Leitura do reômetro 0600		48.02

Densidade do gás (ar =1)	0.55	0.55
Volume inicial do influxo	6.52 m3	41 bbl
Vazão de circulação	0.0063 m3/s	100 gal/min.
SIDPP	3100 KPa	450 psi
Margem de segurança	689.5 KPa	100 psi
Tempo de fechamento	60 s	1 min
Gradiente geotérmico	0.0146 °C/m	0.008 °F/pés
Temperatura da superfície	20 °C	68 °F
Temperatura da água do mar	10 °C	50 °F

Tabela I.3: Caso 3 - Poço Marítimo Horizontal LDA 1200 m

Parâmetros	S.I.	Campo
Profundidade medida total	4000 m	13123.4 pés
Profundidade vertical total	2765.4 m	9072.8 pés
Lâmina d'água	1200 m	3937 pés
Profundidade medida da sapata	2200 m	7217.84 pés
Comprimento do comando	500 m	1804.5 pés
Comprimento da coluna	5950 m	19521 pés
Diâmetro interno do poço aberto	0.216 m	8.5 pol.
Diâmetro do revestimento	0.251 m	9.875 pol.
Diâmetro do comando	0.165 m	6.5 pol.
Diâmetro da coluna de perfuração	0.127 m	5 pol.
Diâmetro da linha do choke	0.076 m	3 pol.
Massa específica da lama	1.2 kg/m3	10 lbm/gal
Leitura do reômetro 0300		29.56
Leitura do reômetro 0600		48.02
Densidade do gás (ar =1)	0.55	0.55
Volume inicial do influxo	6.04 m3	38 bbl
Vazão de circulação	0.0063 m3/s	100 gal/min.
SIDPP	3100 KPa	450 psi
Margem de segurança	689.5 KPa	100 psi
Tempo de fechamento	180 s	3 min
Gradiente geotérmico	0.0146 °C/m	0.008 °F/pés
Temperatura da superfície	20 °C	68 °F
Temperatura da água do mar	10 °C	50 °F

Anexo II

Dados Sobre a Análise de Sensibilidade do Unikick com Fluido à Base de Água

Danâmatraa	C I	Campa
Parametros	5.1.	Campo
Profundidade total	3800 m	12467.2 pés
Lâmina d'água	1000 m	3280.8 pés
Profundidade da sapata	2000 m	6561.7 pés
Comprimento do comando	500 m	1804.5 pés
Comprimento da coluna	3800 m	12467.2 pés
Diâmetro interno do poço aberto	0.216 m	8.5 pol.
Diâmetro do revestimento	0.251 m	9.875 pol.
Diâmetro do comando	0.165 m	6.5 pol.
Diâmetro da coluna de perfuração	0.140 m	5.5 pol.
Diâmetro da linha do choke	0.076 m	3 pol.
Massa específica da lama	1.2 kg/m3	10 lbm/gal
Viscosidade	0,02 Pa.s	20 cP
Densidade do gás (ar =1)	0.55	0.55
Volume inicial do influxo	3.34 m3	21 bbl
Vazão de circulação	0.0063 m3/s	100 gal/min.
SIDPP	3100 KPa	600 psi
Margem de segurança	399.9 KPa	58 psi
Tempo de fechamento	180 s	3 min
Gradiente geotérmico	0.0146 °C/m	0.008 °F/pés
Temperatura da superfície	20 °C	68 °F
Temperatura da água do mar	10 °C	50 °F

Tabela II.1: Caso Base 1 - Poço Marítimo Vertical

1 a 0 c a 11.2. Caso Dasc $2 = 1 0 c 0$ Martinito Horizona	Tabela I	I.2:	Caso	Base	2 -	Poco	Marítimo	Horizonta
--	----------	------	------	------	-----	------	----------	-----------

Parâmetros	S.I.	Campo
Profundidade medida total	4000 m	13123.4 pés
Profundidade vertical total	2765.4 m	9072.8 pés
Lâmina d'água	1200 m	3937 pés
Profundidade medida da sapata	2200 m	7217.84 pés
Comprimento do comando	500 m	1804.5 pés
Comprimento da coluna	5950 m	19521 pés
Diâmetro interno do poço aberto	0.216 m	8.5 pol.
Diâmetro do revestimento	0.251 m	9.875 pol.
Diâmetro do comando	0.165 m	6.5 pol.
Diâmetro da coluna de perfuração	0.140 m	5.5 pol.
Diâmetro da linha do choke	0.076 m	3 pol.
Massa específica da lama	1.3 kg/m3	11 lbm/gal
Viscosidade	0,02 Pa.s	20 cP
Densidade do gás (ar =1)	0.55	0.55

Volume inicial do influxo	2.38 m3	15 bbl
Vazão de circulação	0.0063 m3/s	100 gal/min.
SIDPP	3100 KPa	600 psi
Margem de segurança	689.5 KPa	100 psi
Tempo de fechamento	180 s	3 min
Gradiente geotérmico	0.0109 °C/m	0.006 °F/pés
Temperatura da superfície	20 °C	68 °F
Temperatura da água do mar	10 °C	50 °F

Anexo III

Dados dos Poços Utilizados para a Análise de Sensibilidade com o Fluido à Base de Óleo

Parâmetros	S.I.	Campo
Profundidade total	2950 m	9678.5 pés
Profundidade da sapata	1950 m	6397.6 pés
Comprimento da coluna	2950 m	9678.5 pés
Comprimento do comando	0 m	0 pés
Diâmetro interno do poço aberto	0.251 m	9.875 pol.
Diâmetro do revestimento	0.251 m	9.875 pol.
Diâmetro da coluna de perfuração	0.127 m	5 pol.
Massa específica da lama	1.2 kg/m3	10 lbm/gal
Gradiente geotérmico	0.0146 °C/m	0.008 °F/pés
Viscosidade	0,02 Pa.s	20 cP
Densidade do gás (ar =1)	0.55	0.55
Vazão de circulação	0.0126 m3/s	200 gal/min.
SIDPP	3100 KPa	450 psi
Margem de segurança	689.5 KPa	100 psi
Tempo de fechamento	60 s	1 min.
Temperatura da superfície	20 °C	68 °F

Tabela III.1: Caso Base 1 – Poço Em Terra Vertical

Parâmetros	S.I.	Campo
Profundidade total	3000 m	9843 pés
Lâmina d'água	1000 m	3280.8 pés
Profundidade da sapata	2000 m	6561.7 pés
Comprimento do comando	500 m	1804.5 pés
Comprimento da coluna	3000 m	9843 pés
Diâmetro interno do poço aberto	0.216 m	8.5 pol.
Diâmetro do revestimento	0.251 m	9.875 pol.
Diâmetro do comando	0.165 m	6.5 pol.
Diâmetro da coluna de perfuração	0.140 m	5.5 pol.
Diâmetro da linha do choke	0.076 m	3 pol.
Massa específica da lama	1.2 kg/m3	10 lbm/gal
Viscosidade	0,02 Pa.s	20 cP
Densidade do gás (ar =1)	0.55	0.55
Vazão de circulação	0.0063 m3/s	100 gal/min.
SIDPP	3100 KPa	600 psi
Margem de segurança	399.9 KPa	58 psi
Tempo de fechamento	180 s	3 min

Gradiente geotérmico	0.0146 °C/m	0.008 °F/pés
Temperatura da superfície	20 °C	68 °F
Temperatura da água do mar	10 °C	50 °F

Parâmetros	S.I.	Campo	
Profundidade medida total	4000 m	13123.4 pés	
Profundidade vertical total	2765.4 m	9072.8 pés	
Lâmina d'água	1200 m	3937 pés	
Profundidade medida da sapata	2200 m	7217.84 pés	
Comprimento do comando	500 m	1804.5 pés	
Comprimento da coluna	5950 m	19521 pés	
Diâmetro interno do poço aberto	0.216 m	8.5 pol.	
Diâmetro do revestimento	0.251 m	9.875 pol.	
Diâmetro do comando	0.165 m	6.5 pol.	
Diâmetro da coluna de perfuração	0.140 m	5.5 pol.	
Diâmetro da linha do choke	0.076 m	3 pol.	
Massa específica da lama	1.3 kg/m3	15.2 lbm/gal	
Viscosidade	0,02 Pa.s	20 cP	
Densidade do gás (ar =1)	0.55	0.55	
Vazão de circulação	0.0063 m3/s	100 gal/min.	
SIDPP	3100 KPa	600 psi	
Margem de segurança	689.5 KPa	100 psi	
Tempo de fechamento	180 s	3 min	
Gradiente geotérmico	0.0109 °C/m	0.006 °F/pés	
Temperatura da superfície	20 °C	68 °F	
Temperatura da água do mar	10 °C	50 °F	

Tabela II.3: Caso Base 2 – Poço Marítimo Horizontal

Anexo IV

Interfaces do Unikick



Figura IV.1: Interface de Abertura do Unikick

📥 Unikick - [horizontal.xkck]			l.	. 🗆 🛛	
Reguivo Ferramentas Ajuda				- 8 ×	
Arquivo					
😑 Unikick 📮 Entrada de Dados	Fluido de P	erfuração			
- Poço - Coluna de Perfuração	Tipo de Fluido	Tipo de Fluido de Perfuração Base n-Para	fina 🔽		
Dados Operacionais Eluido de Perfuração	Modelo Reológico				
Fichamento do Poço Fichamento do Poço Simulação Planilha de Informações Prévias Planilha de Controle	O Potência	Indice de comportamento (N)			
 □ Cálculos □ Pressão na Sapata □ PIC - PFC1 - PFC2 □ Tolerância ao Kick 	O Bingham	Bingham Viscosidade (cP) Limite de escoamento (lbf/(100 pe))	20		
 Margem de Segurança no Riser Quantidade de Baritina Parâmetros Reológicos 	Newtoniano	Newtoniano Viscosidade (cP)	20		
Bottoms - Up	Lama Base n-Parafina				
Máximas Pressões Dinâmicas	Massa específica	da lama (lbm/gal)	11		
Redução da Pressão no Fundo Pressão no Pistoneio	Gradiente de fratura (lbm/gal) 12.7		12.7		
Perdas de Carga	Razão Água-Óleo (%) 0		0		
	Vazão de Gás (scf/min) 6000		6000		
	Modelo Bifásico	olha de Taylor 🔘 Dispersão d	e Bolhas		
Acesso à manipulação de arquivos de poco.	i.				

Figura IV.2: Interface de Entrada de Dados do Unikick



Figura IV.3: Interface dos Resultados da Simulação do Unikick