



Universidade Federal
do Rio de Janeiro
Escola Politécnica

IMPACTO DA SOLUBILIDADE DE GÁS NA DETECÇÃO DE *KICKS* EM FLUIDOS DE PERFURAÇÃO DE BASE N-PARAFINA

Leandro Victalino Galves

Projeto de Graduação apresentado ao Curso de Engenharia de Petróleo da Escola Politécnica, Universidade Federal do Rio de Janeiro, como parte dos requisitos necessários à obtenção do título de Engenheiro.

Orientadores: Paulo Couto

Roni Abensur Gandelman

Rio de Janeiro

Agosto, 2013

IMPACTO DA SOLUBILIDADE DO GÁS NA DETECÇÃO DE *KICKS* EM FLUIDOS DE
PERFURAÇÃO BASE N-PARAFINA

Leandro Victalino Galves

PROJETO DE GRADUAÇÃO SUBMETIDO AO CORPO DOCENTE DO CURSO DE
ENGENHARIA DE PETRÓLEO DA ESCOLA POLITÉCNICA DA UNIVERSIDADE
FEDERAL DO RIO DE JANEIRO COMO PARTE DOS REQUISITOS NECESSÁRIOS
PARA A OBTENÇÃO DO GRAU DE ENGENHEIRO DE PETRÓLEO.

Examinado por:

Prof. Paulo Couto, D. Sc.

Prof. Rosemarie Broker Bone, D. Sc.

Eng. Shiniti Ohara, Ph. D.

Eng. Juliana Souza Baioco, M. Sc.

RIO DE JANEIRO, RJ – BRASIL

AGOSTO de 2013

Galves, Leandro Victalino

Impacto da Solubilidade de Gás na Detecção de *Kicks* em Fluidos de Perfuração de Base N-Parafina/ Leandro Victalino Galves. – Rio de Janeiro: UFRJ/ ESCOLA POLITÉCNICA, 2013.

XIX, 129.: il.; 29,7 cm.

Orientadores: Paulo Couto, Roni Abensur Gandelman

Projeto de Graduação – UFRJ/ POLI/ Engenharia de Petróleo, 2013.

Referências Bibliográficas: p. 93 - 95.

1. Solubilidade de Gás em Fluido de Perfuração de Base N-Parafina. 2. Detecção de *kicks*. 3. Ganho no tanque. 4. Vazão de Retorno. I. Couto, Paulo *et al.* II. Universidade Federal do Rio de Janeiro, Escola Politécnica, Curso de Engenharia de Petróleo. III. Impacto da Solubilidade de Gás na Detecção de *Kicks* em Fluidos de Perfuração de Base N-Parafina.

*Agradeço todas as dificuldades que enfrentei;
não fosse por elas, eu não teria saído do
lugar. As facilidades nos impedem de
caminhar. Mesmo as críticas nos auxiliam
muito.*

- Chico Xavier -

AGRADECIMENTOS

Ao engenheiro Pedro Aranha, a diligência e rapidez em me auxiliar com a espinhosa questão do perfil de temperatura do fluido de perfuração no poço. Estava no lugar certo, na hora certa.

Ao engenheiro Sylvio de Souza, as explicações sobre o conceito de fator volume de formação e as longas conversas tentando descobrir como calcular a expansão de um volume de fluido após solubilização de gás.

Ao Rafael March, as inúmeras dúvidas elucidadas que surgiram no decorrer do caminho e sua paciência em discuti-las comigo.

Ao professor e orientador Paulo Couto, a guia pelo misterioso mundo da engenharia de perfuração e de reservatórios; também, a assistência a conclusão do presente estudo. Arrisco-me a dizer que, sem ele, o curso de Engenharia de Petróleo na UFRJ não seria de tão alto nível.

Ao engenheiro Raphael Santos, não menos sua grande amizade que todo amparo durante a confecção deste trabalho. Prometo a ele considerar a reprodução de bactérias biodegradadoras de petróleo no futuro.

Ao engenheiro André Leibsohn, tanto a inspiração como profissional, quanto como indivíduo.

Ao engenheiro Roni Gandelman, toda orientação oferecida, a indicação do tema, a oportunidade de estágio e primeira grande experiência profissional, a paciência e didática ao me explicar sobre assuntos diversos, as broncas que me fizeram crescer, as risadas com os trotes que alegravam o dia e a solicitude como mentor. Onde quer que eu trabalhe daqui para frente, serei tão grande engenheiro quanto possa seguir seu exemplo.

A todos os meus amigos da turma de 2008, em especial a Geovana Drumond, Mariana Guimarães, Milton Mikio e Thayane Barghigiani. Apesar de não terem

participado diretamente deste trabalho, eles certamente deixaram alguma coisa deles em mim; portanto, aqui também. Sei que serão para o resto da vida.

Finalmente, à UFRJ. Nos últimos cinco anos e meio, notas baixas e altas, prazeres e dores, brigas e voltas e alguns amores tiveram a Baía de Guanabara como plano de fundo. Se não foi meu endereço oficial, foi minha segunda casa. Impossível não sentir saudades.

Resumo do Projeto de Graduação apresentado à Escola Politécnica/ UFRJ como parte dos requisitos necessários para a obtenção do grau de Engenheiro de Petróleo.

IMPACTO DA SOLUBILIDADE DE GÁS NA DETECÇÃO DE *KICKS* EM FLUIDOS DE PERFURAÇÃO DE BASE N-PARAFINA

Leandro Victalino Galves

Agosto/ 2013

Orientadores: Paulo Couto

Roni Abensur Gandelman

Curso: Engenharia de Petróleo

São vários os aspectos técnicos e ambientais que têm levado a indústria de petróleo a cada vez mais fazer uso de fluidos sintéticos durante a perfuração de poços. No entanto, tais fluidos apresentam uma capacidade de solubilizar hidrocarbonetos presentes na formação perfurada que dificulta a detecção de possíveis influxos indesejados para dentro do poço, aumentando o risco de *blowout*, já que o *kick* de gás se expande em muitas vezes seu volume inicial. Sendo assim, este trabalho teve o objetivo de estudar a evolução do *kick* de gás ao longo do poço, simulando uma situação de *blowout* através de um modelo transiente. Para tal, foi feito um programa em *Matlab* que considerou correlações para razão de solubilidade e fator volume de formação obtidas da literatura, um modelo de reservatório radial, escoamento bifásico em golfada e transferência de calor da formação para o fluido. O gás estudado foi o metano e o fluido de perfuração, de base n-parafina. Constatou-se que, quando gás começa a sair

de solução, o ganho no tanque ativo cresce rapidamente, assim como o volume de gás dentro do poço, tornando-se necessária a detecção do *kick* antes que o mesmo comece a sair de solução. Também foi concluído que é possível detectar o *kick* devido à compressibilidade do fluido de perfuração, que indica um ganho no tanque à medida que o *kick* entra no poço. Além disso, o *kick* demorou 49 minutos para ser detectado em fluidos de base n-parafina e 17 minutos em sistemas de base água.

Palavras-chave: Fluido de Base N-Parafina. *Kick* de Gás. Ganho no Tanque. Vazão de Retorno. Simulador de *Blowout*.

Abstract of Undergraduate Project presented to POLI/UFRJ as a partial fulfillment of the requirements for the degree of Engineer.

IMPACT OF GAS SOLUBILITY ON KICK DETECTION IN N-PARAFFIN-BASED DRILLING FLUIDS

Leandro Victalino Galves

August/2013

Advisors: Paulo Couto

Roni Abensur Gandelman

Course: Petroleum Engineering

There are several technical and environmental aspects that have led the oil industry to increasingly make use of synthetic fluids while drilling. However, such fluids have a capacity to solubilize hydrocarbons present in the drilled formation that hampers the detection of possible unwanted influx into the well. This increases the risk of blowout when the gas kick expands many times its initial volume. Thus, this paper aimed to study the evolution of the gas kick through the well, simulating a blowout condition in view of a transient model. In order to achieve this, a *Matlab* program was made considering gas solubility and formation volume factor correlations obtained from the literature, as well as the implementation of a reservoir model, two-phase slug flow, and the consideration of the heat transfer from the formation to the drilling fluid. Methane gas was studied in this paper and the drilling fluid was n-paraffin-based. The study demonstrated that when

gas starts to come out of solution, the pit gain grows rapidly as does the volume of gas inside the well, leading to a necessity of detecting the kick before it starts to come out of solution. An analysis also showed that it is possible to detect the kick due to the compressibility of the drilling fluid, which made possible to evince a pit gain as soon as methane gas enters the well. The kick took about 49 minutes to be detected in n-paraffin-based fluids and 17 minutes to be detected in water-based systems.

Keywords: n-paraffin-based drilling fluids, gas *kick*, pit gain, return flow, blowout simulator.

SUMÁRIO

AGRADECIMENTOS.....	V
LISTA DE FIGURAS.....	XV
LISTA DE TABELAS.....	XIX
CAPÍTULO 1.....	- 1 -
1. INTRODUÇÃO.....	- 1 -
1.1. Motivação e Objetivo	- 4 -
1.2. Organização do Trabalho	- 5 -
CAPÍTULO 2.....	- 7 -
2. CONCEITOS FUNDAMENTAIS	- 7 -
2.1. Perfuração.....	- 7 -
2.1.1. Sistema de Circulação.....	- 9 -
2.1.2. Sistema de Segurança do Poço.....	- 10 -
2.1.3. Sistema de Monitoração	- 11 -
2.2. Fluidos de Perfuração.....	- 12 -
2.2.1. Massa Específica e Densidade.....	- 13 -
2.2.2. Reologia	- 14 -
2.2.3. Fator Volume de Formação	- 16 -
2.2.4. Solubilidade de Gás no Fluido de Perfuração	- 16 -
2.3. Causas de <i>Kicks</i>	- 17 -
2.3.1. Não Completar o Poço Durante as Manobras.....	- 17 -
2.3.2. Massa Específica do Fluido de Perfuração Insuficiente	- 18 -
2.3.3. Perda de Circulação	- 18 -

2.3.4.	Pistoneio.....	- 19 -
2.3.5.	Corte de Fluido de Perfuração por Gás da Formação.....	- 20 -
2.4.	Indicadores de <i>Kick</i>	- 20 -
2.4.1.	Indicadores de Aumento da Pressão de Poros	- 21 -
2.4.2.	Ganho no Tanque Ativo De Fluido de Perfuração.....	- 22 -
2.4.3.	Aumento da Vazão de Retorno.....	- 23 -
2.4.4.	Aumento da Taxa de Penetração	- 23 -
2.4.5.	Fluxo com as Bombas Desligadas.....	- 23 -
2.4.6.	Corte do Fluido de Perfuração por Gás e/ou Óleo	- 24 -
2.4.7.	Aumento da Velocidade da Bomba e Diminuição da Pressão de Bombeio - 24 -	
2.4.8.	Poço Aceitando Volumes Impróprios de Fluido Durante as Manobras. - 25	
	-	
	CAPÍTULO 3.....	- 26 -
3.	REVISÃO DE LITERATURA.....	- 26 -
	CAPÍTULO 4.....	- 35 -
4.	PROGRAMA DE COMPUTADOR E METODOLOGIA.....	- 35 -
4.1.	Programa de Computador	- 35 -
4.1.1.	Dados de Entrada.....	- 37 -
4.2.	Metodologia do Programa.....	- 38 -
4.2.1.	Hipóteses	- 40 -
4.2.2.	Parâmetros do Escoamento Multifásico.....	- 41 -
4.2.3.	Perfil de Temperatura	- 51 -
4.2.4.	Razão de Solubilidade e Fator Volume de Formação	- 54 -

4.2.5.	Modelagem do Reservatório.....	- 56 -
4.2.6.	Massa Específica do Fluido de Perfuração.....	- 57 -
4.2.7.	Ganho no Tanque.....	- 58 -
4.2.8.	Vazão de Retorno.....	- 66 -
CAPÍTULO 5.....		- 68 -
5.	RESULTADOS DAS SIMULAÇÕES.....	- 68 -
5.1.	Cenário-Padrão.....	- 68 -
5.2.	Análise de Sensibilidade.....	- 78 -
5.2.1.	Fração de Óleo.....	- 78 -
5.2.2.	Vazão de Injeção.....	- 80 -
5.2.3.	Vazão do <i>Kick</i>	- 82 -
5.3.	Comparação com o trabalho de THOMAS <i>et al.</i> (1982).....	- 84 -
CAPÍTULO 6.....		- 89 -
6.	CONCLUSÕES E RECOMENDAÇÕES.....	- 89 -
6.1.	Conclusão.....	- 89 -
6.2.	Recomendações de Trabalhos Futuros.....	- 92 -
REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS.....		- 93 -
ANEXO I.....		- 96 -
I.1.	Parâmetro Analisado: Fração de Óleo.....	- 96 -
I.2.	Parâmetro Analisado: Vazão de Injeção.....	- 99 -
I.3.	Parâmetro Analisado: Vazão do <i>Kick</i>	- 102 -
I.3.1.	Vazão Muito Pequena.....	- 102 -
I.3.2.	Vazão Pequena.....	- 104 -

I.3.3. Vazão Grande.....	- 105 -
ANEXO II.....	- 108 -
II.1. Código Principal	- 108 -
II.2. Função corrigir	- 129 -

LISTA DE FIGURAS

Figura 1: Comportamento de influxo de gás: fluidos base água e base óleo (MONTEIRO, 2007).	- 2 -
Figura 2: Expansão de 10 barris de fluido n-parafina ao longo de um poço de 4800 metros.	- 3 -
Figura 3: Expansão de 10 barris de fluido n-parafina e gás metano ao longo de um poço de 4800 metros. É possível verificar como 99% da expansão do gás ocorre nos 1000 psi finais do poço, ou seja, bem próximo à superfície.	- 3 -
Figura 4: Esquema de uma sonda rotativa (TRIGGIA et al., 2001)	- 8 -
Figura 5: Esquema da segunda fase de um poço sendo perfurada, após o processo de cimentação do revestimento. É possível verificar os comandos fazendo peso sobre a broca, assim como fluido de perfuração entrando através da coluna e saindo pelo espaço anular.	- 9 -
Figura 6: Comparação entre os modelos Newtoniano, de Bingham e da Lei de Potências.	- 15 -
Figura 7: Solubilidade do metano em óleo diesel No. 2 (THOMAS et al., 1982).....	- 27 -
Figura 8: Comparação do ganho no tanque para fluidos de base óleo e água (THOMAS et al., 1982).....	- 28 -
Figura 9: Comparação da vazão de retorno para fluidos de base óleo e água (THOMAS et al., 1982).....	- 28 -
Figura 10: Razão de solubilidade de metano em n-parafina e éster (SILVA et al., 2004)	- 32 -
Figura 11: Variação da solubilidade do metano em função da pressão e temperatura para emulsão com 63% de parafina (MONTEIRO, 2007).	- 32 -
Figura 12: Variação do fator volume de formação do líquido saturado em função da pressão e temperatura para emulsão com 63% de parafina (MONTEIRO, 2007)....	- 33 -

Figura 13: Cenário estudado através do programa simulador de blowout. Vale ressaltar que a existência dos parâmetros mostrados não é alterável, no entanto, seus valores são inputs determinados pelo usuário.....	- 36 -
Figura 14: Mapa de padrões de escoamento horizontais (adaptado de BREGGS AND BRILL)	- 41 -
Figura 15: Padrões de escoamento em fluxo vertical (TAITEL et al., 1980).	- 42 -
Figura 16: Entrada de dados do software <i>Calor</i> ®.	- 53 -
Figura 17: Perfil de Temperatura gerado pelo programa <i>Calor</i> ® para o cenário estudado neste trabalho.	- 54 -
Figura 18: Esquema do ganho no tanque de fluido de perfuração. É importante ressaltar que, em casos onde o <i>kick</i> se solubiliza no fluido de perfuração, o volume de <i>kick</i> real, <i>Y</i> , é geralmente muito maior do que o volume de ganho, <i>Z</i> , visto no tanque.	- 59 -
Figura 19: Célula de Fluido de Perfuração. É importante observar a expansão do volume V_1 para V_2 após a solubilização do <i>kick</i>	- 61 -
Figura 20: Perfil de pressão do fluido, no cenário-padrão.	- 69 -
Figura 21: Perfil de temperatura do fluido no cenário-padrão.....	- 70 -
Figura 22: Perfil de razão de solubilidade do fluido, no cenário-padrão.	- 70 -
Figura 23: Fator volume de formação do fluido no cenário-padrão.	- 71 -
Figura 24: Vazão do <i>kick</i> no cenário-padrão.	- 72 -
Figura 25: Gás dissolvido no poço, no cenário-padrão.	- 73 -
Figura 26: Gás que sai de solução acumulado, no cenário padrão.	- 74 -
Figura 27: Gás livre no poço, no cenário estudado.	- 74 -
Figura 28: Ganho no tanque, no cenário-padrão.....	- 75 -
Figura 29: Ganho no tanque, no cenário-padrão. Visão ampliada da região de interesse da Figura 28.	- 76 -
Figura 30: Vazão de retorno, no cenário-padrão.....	- 76 -
Figura 31: Curvas de vazões do <i>kick</i> , variando entre muito baixas e altas.....	- 82 -
Figura 32: Razão de solubilidade do metano na n-parafina.	- 85 -

Figura 33: Ganho no tanque com os dados de entrada da mesma perfuração de THOMAS <i>et al.</i> (2007).	- 87 -
Figura 34: Vazão de retorno com os dados de entrada da mesma perfuração de THOMAS <i>et al.</i> (2007).	- 87 -
I. 1: Ganho no tanque – fração de óleo de 78%.....	- 96 -
I. 2: Ganho no tanque ampliado na região de interesse – fração de óleo de 78%. A linha contínua representa um ganho de 15 barris.....	- 97 -
I. 3: Vazão de retorno – fração de óleo de 78%.	- 97 -
I. 4: Ganho no tanque – fração de óleo de 46%.	- 98 -
I. 5: Ganho no tanque ampliado na região de interesse – fração de óleo de 46%. A linha contínua representa um ganho de 15 barris.....	- 98 -
I. 6: Ganho no tanque: vazão de injeção de 250 gal/min.....	- 99 -
I. 7: Ganho no tanque ampliado na região de interesse – vazão de injeção de 250 gal/min. A linha contínua representa um ganho de 15 barris.....	- 100 -
I. 8: Ganho no tanque – vazão de injeção de 600 gal/min.....	- 101 -
I. 9: Ganho no tanque ampliado na região de interesse – vazão de injeção de 600 gal/min. A linha contínua representa um ganho de 15 barris.....	- 101 -
I. 10: Vazão de retorno – vazão de injeção de 600 gal/min.....	- 102 -
I. 11: Ganho no tanque – “vazão muito pequena”.	- 103 -
I. 12: Ganho no tanque ampliado na região de interesse – “vazão muito pequena”. A linha contínua representa um ganho de 15 barris.	- 103 -
I. 13: Vazão de retorno – “vazão muito pequena”.	- 104 -
I. 14: Ganho no tanque – “vazão pequena”.....	- 104 -
I. 15: Ganho no tanque ampliado na região de interesse – “vazão pequena”. A linha contínua representa um ganho de 15 barris.....	- 105 -
I. 16: Vazão de retorno – “vazão pequena”.	- 105 -

I. 17: Ganho no tanque – “vazão grande”	- 106 -
I. 18: Ganho no tanque ampliado na região de interesse – “vazão grande”. A linha contínua representa um ganho de 15 barris.....	- 106 -
I. 19: Vazão de retorno – “vazão grande”	- 107 -

LISTA DE TABELAS

Tabela 1: Dados sobre fases da perfuração.	- 37 -
Tabela 2: Dados de entrada sobre o fluido de perfuração e o reservatório.	- 37 -
Tabela 3: Constantes da correlação de <i>Beggs and Brill</i> para o cálculo do <i>holdup</i> de líquido com escorregamento horizontal (BEGGS e BRILL, 1978).	- 46 -
Tabela 4: Constantes da correlação de <i>Beggs and Brill</i> para o cálculo do <i>holdup</i> de líquido com escorregamento em algum ângulo Θ com a horizontal. No caso deste trabalho, $\Theta = 90^\circ$ (BEGGS e BRILL, 1978).	- 46 -
Tabela 5: Parâmetro analisado: fração de óleo.	- 79 -
Tabela 6: Parâmetro analisado: vazão de injeção de fluido de perfuração.	- 81 -
Tabela 7: Parâmetro analisado: vazão do <i>kick</i>	- 83 -
Tabela 8: Dados sobre a geometria do poço do trabalho de THOMAS <i>et al.</i> (1982).- 86 -	
-	
Tabela 9: Dados sobre o fluido de perfuração e sobre o reservatório do trabalho de THOMAS <i>et al.</i> (1982).	- 86 -

CAPÍTULO 1

INTRODUÇÃO

Mais de 60% das reservas totais de óleo e gás do Brasil estão localizadas *offshore* em águas profundas e ultraprofundas (SILVA, 2004), o que implica na execução de trabalhos para extração de petróleo dessas reservas em ambientes operacionais altamente complexos. Nestes cenários, problemas técnicos associados a janelas operacionais limitadas, altas pressões e temperaturas e maiores complicações concernentes às operações de controle de poço são comuns. No que se refere à tecnologia necessária para a realização de tais tipos de perfurações, a área de estudos ligada aos fluidos de perfuração apresenta um papel de ampla relevância.

Os fluidos de perfuração são sistemas multifásicos compostos por água, sólidos em suspensão, sais dissolvidos e materiais orgânicos dissolvidos ou emulsionados em água ou óleo, cujas funções, dentre outras, envolvem carreamento de cascalhos, equilíbrio das pressões exercidas pelas formações, estabilidade do poço, minimização de danos à formação e resfriamento e lubrificação da broca. Podem ser agrupados em fluidos de base óleo, ou de base água. Já no Egito antigo, 3000 A.C., usava-se água como fluido para perfuração de poços (DARLEY e GRAY, 1988); mas apenas em 1887, materiais sólidos (argilas) foram incorporadas à água para formar uma camada protetora nas paredes do poço (DARLEY e GRAY, 1988). A partir dos anos 30, a ciência dos fluidos de perfuração se estabeleceu. Há alguns anos, fluidos de base óleo tem apresentado grandes vantagens nas operações de perfuração, como alta lubricidade, maiores taxa de penetração e elevada inibição de reatividade de folhelhos. Contudo, o uso de tais tipos de fluido sempre esteve associado a elevados níveis de dano ambiental – fator este chave para que os fluidos ditos sintéticos (evolução dos fluidos de base óleo convencionais), como a n-parafina, pudessem se desenvolver, sendo constantemente

empregados nas atuais operações de perfuração de poços, por serem menos agressivos ao meio ambiente.

Não obstante, os fluidos de base óleo (convencionais ou sintéticos), em particular a n-parafina, apresentam uma capacidade de solubilizar hidrocarbonetos presentes na formação perfurada que dificulta a detecção de possíveis influxos indesejados para dentro do poço. Como consequência, a dissolução de um *kick* de gás em tais tipos de fluido de perfuração pode prejudicar a identificação do mesmo na sonda, e o *kick* migrará pelo interior do poço, do fundo até próximo da superfície, sem ser detectado. A partir de determinado momento, uma vez que a pressão de bolha¹ do fluido de perfuração tenha sido atingida, grandes volumes de gás serão liberados em um curto intervalo de tempo, aumentando o risco de *blowout*, ao se considerar que *kicks* de gás são altamente perigosos, já que o gás se expande em muitas vezes seu volume original.

A Figura 1 ilustra o comportamento de um *kick* de gás quando na presença de fluido de base água ou de base óleo. Já na Figura 2 e na Figura 3 é possível verificar a expansão de um volume inicial de 10 barris de fluido de perfuração e de mesmo volume de gás, quando submetidos às condições de pressão e temperatura do poço.

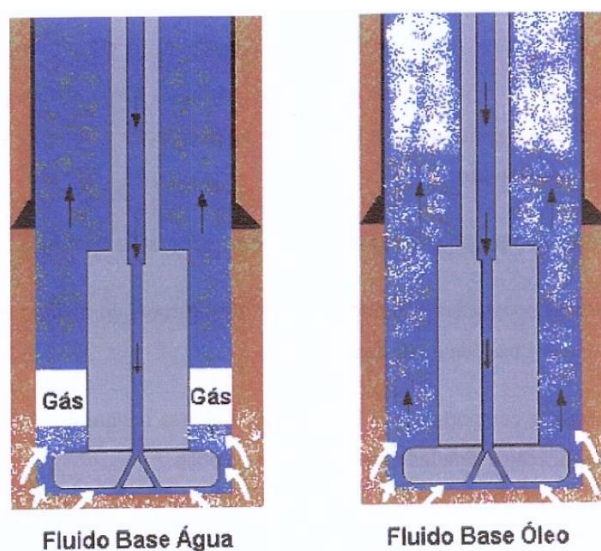


Figura 1: Comportamento do influxo de gás: fluidos base-água e base-óleo (MONTEIRO, 2007).

¹ Pressão a partir da qual gás dissolvido começa a ser liberado do fluido na forma de gás livre.

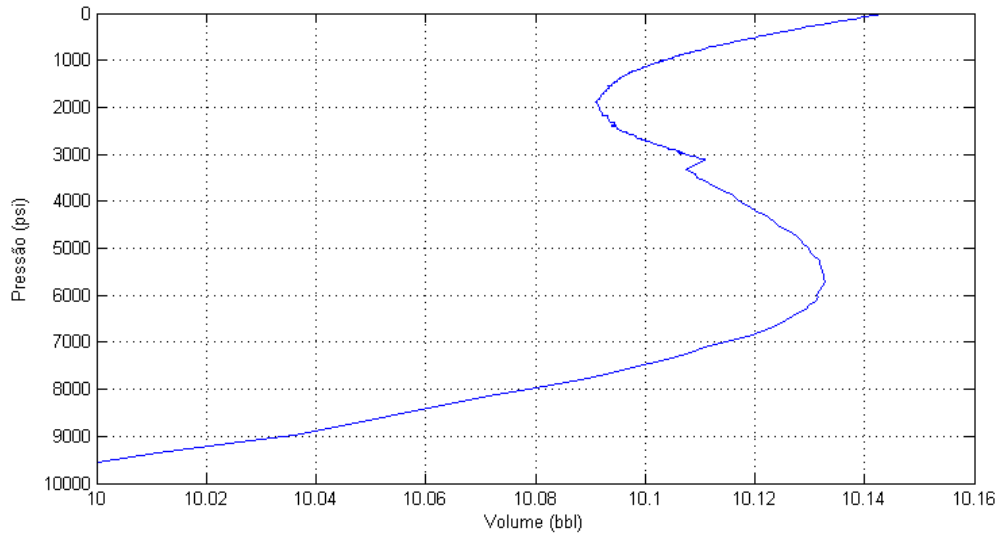


Figura 2: Expansão de 10 barris de fluido de base n-parafina ao longo de um poço de 4800 metros.

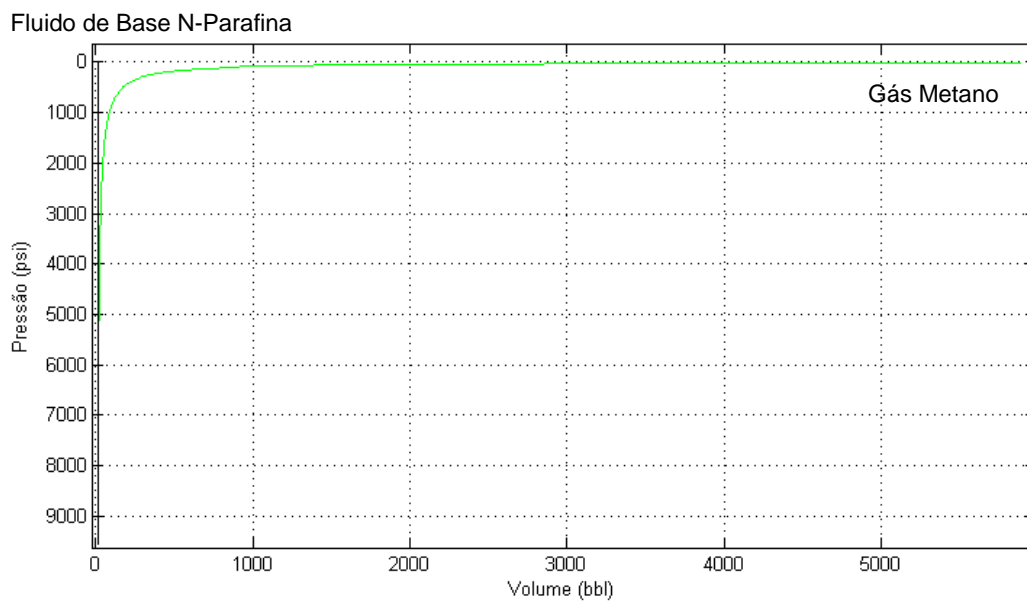


Figura 3: Expansão de 10 barris de fluido de base n-parafina e gás metano ao longo de um poço de 4800 metros. É possível verificar como 99% da expansão do gás ocorre nos 1000 psi finais do poço, ou seja, bem próximo à superfície.

O intervalo de tempo entre o início do *kick* e a detecção do mesmo é uma informação essencial para inferir o volume de *kick*. Se o mesmo for detectado cedo, o volume de gás que entrou no poço é reduzido e, conseqüentemente, a máxima pressão

que ocorrerá em uma dada localização dentro do poço também é menor, facilitando as operações de controle de poço e reduzindo o risco de *blowout*.

1.1. Motivação e Objetivo

São cada vez mais recorrentes as preocupações em torno de como as perfurações com fluidos de base óleo afetam a habilidade de detecção e controle de *kicks*. Atenções especiais a esses tipos de fluidos são ainda mais importantes à medida que eles têm sido comumente empregados para poços HP/HT (*High Pressures / High Temperatures*).

No que se refere ao controle de poço, as melhores práticas estão associadas a: primeiro, prevenir o *kick*; segundo, detectá-lo tão rápido quanto possível, caso ocorra; e terceiro, controlar o *kick* de maneira efetiva e segura.

Além disso, a monitoração dos parâmetros das operações de perfuração provê pelo menos três parâmetros importantes para a detecção de um *kick*. Estes são: ganho no tanque ativo², fluxo de retorno de fluido de perfuração, e pressões no tubo bengala³. Segundo THOMAS *et al.* (1982), no entanto, o indicador de *kick* mais confiável, em se tratando de fluido de perfuração de base óleo e de base água, é o ganho no tanque ativo. Esse também é o mais utilizado na indústria, de acordo com ANFINSEN e ROMMETVEIT (1992).

À vista de tudo isso, o presente trabalho será uma aplicação dos conhecimentos sobre escoamento multifásico, modelos PVT, correlações da literatura para fator volume de formação e razão de solubilidade, modelagem de reservatório e gradiente de

² Variação do volume de fluido de perfuração visto no tanque de fluido na superfície.

³ Tubo que transporta fluido de perfuração da bomba para o *top drive*. O *top drive* é um dispositivo mecânico que sustenta o peso da coluna de perfuração, aplicando torque a mesma.

temperatura. O objetivo será estudar a evolução de um *kick* de gás dentro de um poço, considerando uma situação de *blowout* em um modelo transiente. Para tal, será desenvolvido um código em *Matlab*® que simule um poço de petróleo perfurado com fluido de base n-parafina, sofrendo um *kick* de gás metano. O programa também tem por finalidade prever o ganho no tanque ativo e o aumento da vazão de retorno por tempo, auxiliar no monitoramento das pressões no poço, bem como identificar o tempo de detecção do *kick* através do ganho de fluido no tanque ativo e de variações do fluxo de retorno.

1.2. Organização do Trabalho

Este trabalho está organizado nos seguintes capítulos:

- 2) “Conceitos Fundamentais” para fornecer ao leitor um conhecimento mínimo básico sobre perfuração, fluidos de perfuração, causas e indicadores de *kick*, visando a melhor compreensão dos assuntos abordados posteriormente no trabalho.
- 3) “Revisão de Literatura” para situar contextualmente e temporalmente o presente trabalho na grande área de estudos que abrange a solubilidade de gases em fluidos de perfuração e sua implicação na detecção de *kicks*.
- 4) “Programa de Computador e Metodologia” para mostrar as considerações, hipóteses, modelos e outras ideias que serviram de apoio para o desenvolvimento do programa de computador.

5) “Resultados das Simulações” para explicitar os resultados obtidos e permitir uma análise dos mesmos pelo autor e pelo leitor, com o objetivo de que alguma contribuição seja proporcionada à ciência que existe por trás da indústria.

6) “Conclusões e Recomendações” para resumir as principais conclusões e apontar novas ideias de futuros trabalhos que venham a contribuir de alguma forma com o continuamento da linha de pesquisa abordada aqui.

Por fim, referências bibliográficas e anexos que dão consubstanciação ao chamado *texto principal*.

CAPÍTULO 2

CONCEITOS FUNDAMENTAIS

2.1. Perfuração

Ao final da fase de prospecção de petróleo, realizada através de métodos geológicos, potenciais e sísmicos, cujo objetivo é localizar dentro de uma bacia sedimentar as situações geológicas que tenham condição para a acumulação de uma jazida e verificar qual, dentre estas situações, possui mais chance de haver petróleo, os geólogos, geofísicos e engenheiros decidem propor a perfuração de um poço.

A perfuração é a etapa da prospecção que mais exige investimentos e, somente através dela, a existência de um reservatório de petróleo pode ser realmente comprovada.

Contudo, a perfuração de um poço não é feita tão somente com o objetivo de prospecção. Os poços podem ser basicamente classificados quanto a sua finalidade da seguinte forma:

1. Exploratórios: são aqueles que visam a descoberta de novos campos ou novas jazidas de petróleo;
2. Exploratórios: servem para extrair o óleo da rocha reservatório, se de produção; ou injetar água visando a aumentar a recuperação de óleo, se de injeção.

A perfuração de um poço é planejada e chefiada pela empresa operadora do bloco, que executa um projeto sempre com o objetivo de realizar as operações necessárias do modo mais rápido e seguro possível. Ela é efetuada em fases caracterizadas pelos diferentes diâmetros das brocas. Um conjunto de equipamentos encontrados em uma sonda de perfuração, cuja configuração básica é esquematizada na Figura 4, é utilizado.

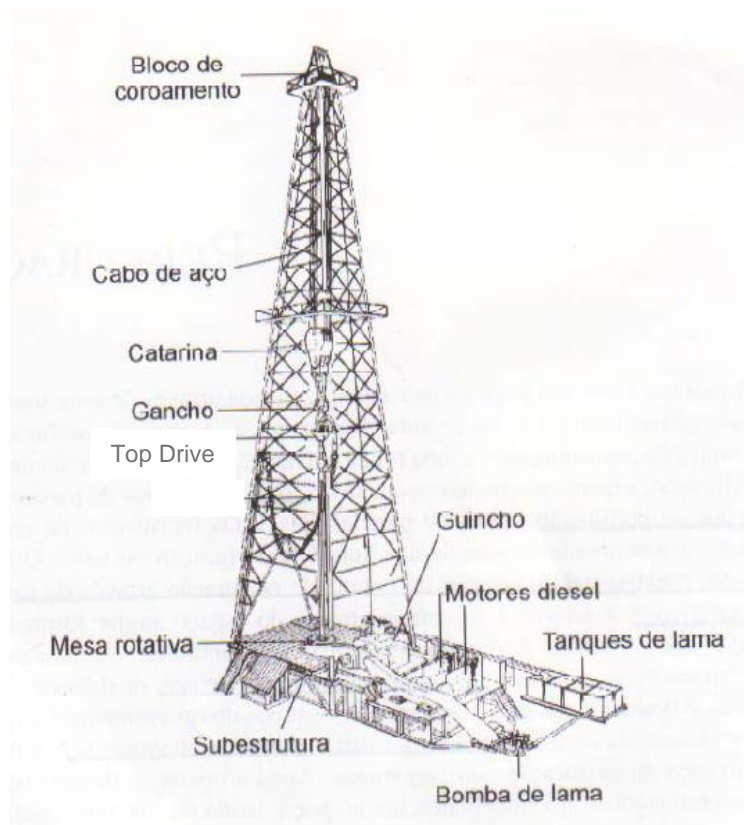


Figura 4: Esquema de uma sonda rotativa (TRIGGIA et al., 2001)

Na perfuração rotativa, a mais comum, o princípio básico para a perfuração das rochas é a aplicação de peso e rotação sobre uma broca posicionada na extremidade de uma coluna de perfuração. Conforme prossegue, os fragmentos de rocha formados são continuamente removidos pelo fluido de perfuração. Tal fluido é injetado por bombas localizadas na sonda pelo interior da coluna de perfuração, e retorna à superfície pelo espaço anular formado entre as paredes do poço e a coluna. Ao atingir determinada profundidade, a coluna de perfuração é completamente retirada do poço e tubos de revestimento de aço, que possui diâmetro inferior ao da broca, é descido. O anular entre o revestimento e as paredes do poço é cimentado com a finalidade de isolar as formações rochosas atravessadas, permitindo então o avanço da perfuração com segurança. Após a operação de cimentação, a coluna de perfuração é descida novamente no poço, tendo em sua extremidade uma nova broca de diâmetro menor do

que a do revestimento. Assim, a perfuração continua até que o reservatório seja alcançado. A Figura 5, exemplifica o processo descrito acima.

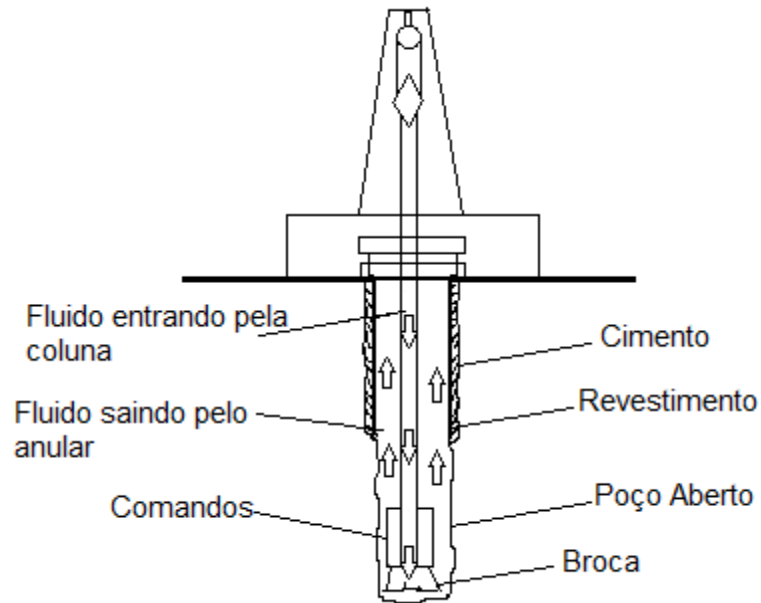


Figura 5: Esquema da segunda fase de um poço sendo perfurado, após o processo de cimentação do revestimento. É possível verificar os comandos fazendo peso sobre a broca, assim como fluido de perfuração entrando através da coluna e saindo pelo espaço anular.

Embora as sondas de perfuração sejam bastante diferentes quando comparadas umas às outras, elas contêm alguns sistemas básicos em comum, como: sustentação de cargas, geração e transmissão de energia, movimentação de carga, rotação, circulação, segurança do poço e monitoramento. Em consonância com os objetivos desse trabalho, os três últimos sistemas mencionados serão enfocados abaixo.

2.1.1. Sistema de Circulação

Consiste de uma série de equipamentos que têm por um dos principais objetivos remover os cascalhos do poço, produzidos durante a perfuração.

O fluido de perfuração é succionado dos tanques por bombas e injetado pelo interior da coluna de perfuração até sair por orifícios conhecidos como jatos da broca e chegar no anular entre o poço e a coluna – durante a perfuração, as vazões e pressões de bombeio variam com a profundidade e a geometria do poço. Em seguida, ao chegar à superfície, o primeiro equipamento pelo qual passa é a peneira vibratória, que tem a função de separar os sólidos mais grosseiros, tais como cascalhos e grãos maiores que areia. Depois, o fluido passa por um conjunto de dois a quatro hidrociclones de 8 a 20 polegadas, conhecidos como desareidores (TRIGGIA *et al.*, 2001). Saindo do desareizador, o fluido passa pelo dessiltador para descartar partículas de dimensões equivalentes ao silte. Por último, um equipamento sempre presente na sonda é o desgaseificador, que elimina o gás do fluido de perfuração. Durante a perfuração de uma formação com gás, ou quando da ocorrência de um influxo de gás da formação para o poço, as partículas de gás se incorporam ao fluido de perfuração e sua recirculação no poço é perigosa.

2.1.2. Sistema de Segurança do Poço

É constituído de diversos equipamentos, dentre os quais merece destaque o *Blowout Preventer* (BOP) – trata-se basicamente de um conjunto de válvulas que permite fechar o poço. Possui preventores anulares capazes de fechar e vedar o espaço anular do poço, com ou sem a presença da coluna de perfuração, enquanto que gavetas cisalhantes podem até mesmo cortar a coluna de perfuração (se necessário), bloqueando completamente a passagem de fluido.

O BOP presta especial utilidade quando da ocorrência de um *kick*. Através de suas linhas conhecidas como *choke* e *kill*, é capaz de controlar, combater e circular um *kick*, antes que o mesmo se torne um *blowout*, ou seja, o poço fluindo totalmente sem controle. Um *blowout* pode resultar em avarias físicas aos equipamentos da sonda e

humanas, além de perda parcial ou total do reservatório, poluição e dano ao meio ambiente.

2.1.3. Sistema de Monitoração

São equipamentos necessários ao controle da perfuração, tais como manômetros, indicadores de peso sobre a broca, indicadores de torque, tacômetro, etc.

Com o progresso da perfuração, especialmente em poços críticos submetidos à altas temperaturas e altas pressões (HT/HP), observou-se a necessidade de que houvesse uma perfeita combinação entre vários parâmetros de perfuração, para que a mesma fosse executada de modo eficiente e seguro e que problemas potenciais fossem diagnosticados rapidamente. A companhia *Phillips Petroleum*, atualmente *ConocoPhillips*, descobriu na década de 90, que o monitoramento incorreto de parâmetros de controle de poço, foi responsável por vários *kicks*. Além disso, informações errôneas de pressão causaram inúmeros problemas na circulação dos mesmos (WEISHAAPT *et al.*, 1991).

Nesse trabalho, os parâmetros de monitoração mais relevantes são o ganho no tanque de fluido de perfuração e a vazão de retorno. Estes são indicadores importantes com relação à detecção de *kicks*, como será abordado mais adiante. As sondas de perfuração têm um limite mínimo de ganho para que o *kick* possa ser detectado, por exemplo, um mínimo de 15 barris. No entanto, a incorporação de alarmes mais sensíveis ajuda a manter o tamanho de qualquer influxo indesejado o menor possível (WEISHAAPT *et al.*, 1991).

2.2. Fluidos de Perfuração

Os fluidos de perfuração atuais são sistemas líquidos multifásicos, compostos por água, sólidos em suspensão, sais dissolvidos e materiais orgânicos dissolvidos ou emulsionados em água. Do ponto de vista químico, podem assumir aspectos de suspensão, dispersão coloidal ou emulsão, dependendo do estado físico de seus componentes. São classificados em fluidos de base óleo, ou de base água.

Os fluidos de base óleo, correspondem à emulsões de água em óleo, estabilizadas por agentes emulsificantes. Como exemplo, podemos citar os fluidos a base de diesel (não utilizados atualmente) e a n-parafina. Já os fluidos de base água são compostos basicamente por água, sais minerais, polímeros dissolvidos e adensantes, sendo água a fase contínua. Em comparação com os fluidos de base água, os de base óleo possuem as vantagens de serem altamente lubrificantes, proporcionarem altas taxas de penetração e inibição de reatividade de folhelhos, mas possuem custo elevado, têm dificuldade de manter as emulsões estáveis e podem ser tóxicos. Por outro lado, os fluidos de base água são ecologicamente corretos em sua maioria; no entanto, exibem baixa lubricidade e problemas em formações contendo folhelhos e sal.

Os fluidos de perfuração têm papel de protagonistas durante a perfuração de um poço. Suas funções são: carrear os cascalhos formados, manter os cascalhos em suspensão durante as pausas, equilibrar as pressões exercidas pelas formações, selar as formações permeáveis, manter a estabilidade do poço, minimizar danos à formação, resfriar e lubrificar a broca e a coluna de perfuração, transmitir energia hidráulica através dos equipamentos de perfuração, assegurar avaliação adequada da formação, controlar os processos de corrosão e facilitar os processos de cimentação e completação.

Algumas de suas propriedades importantes, que serão vistas neste trabalho, estão descritas a seguir:

2.2.1. Massa Específica e Densidade

Os limites da variação da densidade dos fluidos para perfurar determinada fase são definidos pela pressão de poros (pressão atuante no fluido que se encontra no espaço poroso da rocha) e pela pressão de fratura (é o valor de pressão para o qual a rocha fratura) das formações expostas. Para aumentar a densidade de certo fluido, adiciona-se geralmente baritina (BaSO_4); para reduzir, dilui-se o mesmo com água ou n-parafina.

A massa específica é função da temperatura e pressão a que o fluido está submetido, $\rho = f(p, T)$, e é definida pela Equação 2-1:

$$\rho = \frac{m}{V} \quad (2-1)$$

$\rho =$ massa específica do fluido (Kg/m^3)

$m =$ massa do fluido (Kg)

$V =$ volume do fluido (m^3)

A densidade de um fluido líquido é calculada em comparação com a massa específica da água, de acordo com a Equação 2-2:

$$D_{\text{fluido}} = \frac{\rho_{\text{fluido}}}{\rho_{\text{água}}} \quad (2-2)$$

$D_{\text{fluido}} =$ densidade de um fluido líquido (adimensional)

$\rho_{\text{fluido}} =$ massa específica do fluido estudado (Kg/m^3)

$\rho_{\text{água}} =$ massa específica da água (Kg/m^3)

2.2.2. Reologia

O comportamento do fluxo de um fluido de perfuração depende do modelo reológico seguido pelo mesmo. Os parâmetros reológicos influirão diretamente no cálculo de perdas de carga na tubulação.

Exemplos de modelos reológicos são: modelo newtoniano, modelo plástico de Bingham e modelo da lei de potências. No caso dos fluidos de perfuração, geralmente são representados pelo modelo da lei de potências.

Modelo Newtoniano

Considera-se que a tensão de cisalhamento (τ) seja diretamente proporcional a taxa de cisalhamento do fluido ($\dot{\gamma}$). Nesse caso, a constante de proporcionalidade é a viscosidade do fluido (μ), conforme a Equação 2-3 abaixo:

$$\tau = \mu \dot{\gamma} \quad (2 - 3)$$

Os fluidos newtonianos são em geral água, gases e óleos de massa específica alta.

Modelo de Bingham

É um modelo não-newtoniano (relação entre a tensão cisalhante e taxa de cisalhamento não é constante) e pseudoplástico, já que a viscosidade aparente reduz com o aumento da taxa de cisalhamento. É definido conforme a Equação 2-4:

$$\tau = \mu_p \dot{\gamma} + \tau_y \quad (2 - 4)$$

$\mu_p = \text{viscosidade plástica} \rightarrow \text{característica do modelo de Bingham (Pa.s)}$

$\tau_y = \text{limite de escoamento} \rightarrow \text{mínima tensão para o fluido começar a fluir (Pa)}$

$\dot{\gamma}$ = taxa de cisalhamento (s^{-1})

Este modelo pode representar fluidos de perfuração e pastas de cimento.

Modelo da Lei de Potências

É outro exemplo de modelo não-newtoniano e pseudoplástico. É mais comum para representar os fluidos de perfuração do que o modelo de *Bingham* e utilizado posteriormente como modelo reológico para o fluido de perfuração no presente trabalho. Na Equação 2-5, k é chamado de índice de consistência ($Pa.s^n$) e n de índice de comportamento (adimensional).

$$\tau = k\dot{\gamma}^n \quad (2-5)$$

A Figura 6 mostra uma comparação entre a tensão cisalhante por taxa de cisalhamento para os três tipos de modelo citados acima:

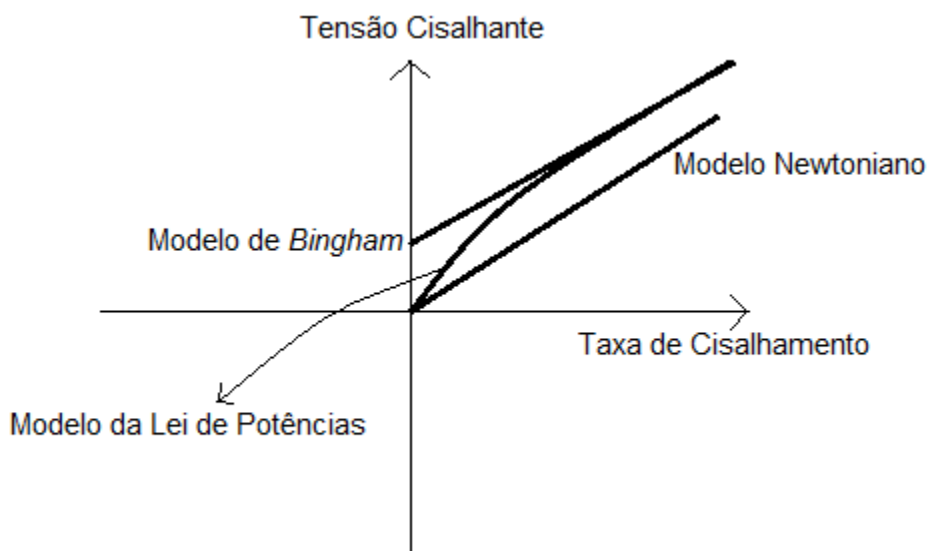


Figura 6: Comparação entre os modelos: Newtoniano, de Bingham e da Lei de Potências.

2.2.3. Fator Volume de Formação

Por definição, fator volume de formação de um fluido é a razão entre o volume que a fase líquida (fluido mais gás dissolvido) ocupa em condições de pressão e temperatura quaisquer e o volume do que permanece como fase líquida quando a mistura alcança as condições-padrão. Portanto:

$$B_f = \frac{\text{volume de fluido + gás dissolvido @ } p, T}{\text{volume de fluido no tanque (medido nas condições - padrão)}} \quad (2 - 6)$$

B_f = fator volume de formação (m^3/m^3std)

volume de fluido + gás dissolvido @ $p, T \rightarrow (m^3)$

volume de fluido no tanque (medido nas condições - padrão) $\rightarrow (m^3std)$

2.2.4. Solubilidade de Gás no Fluido de Perfuração

A solubilidade de gás no fluido de base óleo é função da composição química do gás e do óleo, e da pressão e da temperatura aos quais estão submetidos. É um parâmetro bastante relevante a ser considerado diante de um *kick* de gás, posto que o volume de gás da formação que entra para o poço é provavelmente muito maior do que as leituras dos indicadores de superfície apontam. Por conta disso, indicadores como o ganho no tanque de fluido de perfuração não são tão pronunciados como seriam em fluidos de base água, de modo que pequenos aumentos podem indicar grandes influxos. Se todo o gás entrar em solução, ele irá se comportar como líquido (HORNUNG, 1990): não haverá expansão desse gás até que ele saia de solução, o que geralmente acontece bem próximo da superfície.

A quantidade de gás que entra em solução é dada pela razão de solubilidade do fluido de perfuração. O gás continuará em solução até que as pressões e temperaturas de saturação sejam atingidas.

De modo geral, a razão de solubilidade é definida conforme a Equação 2-7:

$$R_f = \frac{\text{volume de gás dissolvido (condições-padrão)}}{\text{volume de óleo no tanque (condições-padrão)}} \quad (2-7)$$

$R_f =$ razão de solubilidade do fluido ($m^3 \text{ std}/m^3 \text{ std}$)

volume de gás dissolvido (condições – padrão) \rightarrow ($m^3 \text{ std}$)

volume de óleo no tanque (condições – padrão) \rightarrow ($m^3 \text{ std}$)

2.3. Causas de *Kicks*

Um bom entendimento das possíveis causas de um *kick* é um requisito precípuo para planejar um poço e os procedimentos de perfuração de modo que a possibilidade de ocorrência de um *kick* seja minimizada.

Há duas condições necessárias para um *kick*: a pressão da formação deve ser maior do que a do pressão no poço e a formação deve ser porosa e permeável.

Sendo assim, as principais causas de *kick* serão examinadas a seguir.

2.3.1. Não Completar o Poço Durante as Manobras

A manobra de retirada é uma operação de perfuração em que toda a coluna de perfuração é retirada do poço. Quando isso ocorre, o nível de fluido dentro do poço tende a diminuir, já que um grande volume de aço é retirado. Para que a pressão não caia, torna-se necessário enchê-lo com um volume equivalente de fluido de perfuração. A prática usual é manter o poço cheio durante toda a manobra ou completá-lo a cada retirada de três a cinco seções de tubos e a cada seção de comando. Tal operação deve ser monitorada através do tanque de manobra, cuja instalação é obrigatória em sondas de perfuração e deve seguir o programa de ataque ao poço previamente elaborado.

Se o volume de fluido de perfuração usado para substituir o de aço retirado for menor do que o previsto, o fluido da formação perfurada pode ter invadido o poço, indicando uma situação de *kick*. Nesse caso, a manobra deve ser interrompida e o poço observado com o intuito de checar se está fluindo (*flow check*). Caso haja fluxo, o BOP deve ser fechado imediatamente.

2.3.2. Massa Específica do Fluido de Perfuração Insuficiente

Normalmente tal situação ocorre quando da perfuração em áreas com formações que apresentam pressões anormalmente altas. Nesse caso, indicadores e técnicas de detecção para medição de pressões anormalmente altas devem ser empregados, de modo que massa específica do fluido de perfuração possa ser corrigida adequadamente.

Além disso, reduções de pressão hidrostática e dinâmica também podem ocorrer quando a massa específica do fluido de perfuração sofrer uma queda devido ao descarte de baritina no sistema de remoção de sólidos na sonda, pela sedimentação da baritina no poço ou nos tanques de fluido, por diluições ou se houver grandes aumentos inesperados de temperatura do fluido, especialmente em poços HP/HT (*High Pressures, High Temperatures*).

Para evitar essa situação de *kick*, é importante aumentar a massa específica do fluido sempre que necessário, cuidando, entretanto, para que tal aumento não exceda as pressões de fratura das formações.

2.3.3. Perda de Circulação

Ocorrem quando há perda do fluido de perfuração para a formação, com conseqüente redução na pressão hidrostática. Uma situação potencialmente perigosa

está relacionada à perda de fluido em uma formação profunda, pois formações superiores sentirão a queda de pressão no poço e poderão entrar em *kick*.

A perda de circulação pode ocorrer em formações naturalmente fraturadas, vugulares, cavernosas, com pressão anormalmente baixa ou depletadas. Também pode ser induzida através de massa específica excessiva do fluido de perfuração, de pressão de circulação muito alta no anular, do surgimento de pressão devido à descida da coluna de perfuração ou de revestimento, entre outras situações que resultem na pressão do poço ultrapassando a pressão de fratura das formações.

2.3.4. Pistoneio

Ocorre quando a retirada da coluna de perfuração provoca uma queda nas pressões do poço. Esse efeito pode se manifestar de duas maneiras:

- Pistoneio mecânico: é a redução do nível hidrostático, causada pela remoção mecânica do fluido de perfuração para fora do poço, devido à restrição no espaço anular (enceramento da broca ou dos estabilizadores, poços delgados, utilização de *packers*, etc). É caracterizado pelo retorno do fluido de perfuração à superfície e por um possível aumento do peso da coluna durante sua retirada. A redução da velocidade com que a coluna é retirada contribui para a redução desse efeito;

- Pistoneio hidráulico: é a redução da pressão no poço, devido à indução de perdas de carga por fricção, através do movimento descendente do fluido de perfuração, que irá ocupar o espaço vazio deixado abaixo da broca, durante a retirada da coluna de perfuração.

Para evitar esse problema, aumenta-se a massa específica do fluido de perfuração dentro de uma margem de segurança. Outra opção é reduzir a viscosidade do mesmo a valores mínimos aceitáveis antes da manobra (ou diminuir a velocidade com que a coluna é retirado, como já mencionado mais acima).

2.3.5. Corte de Fluido de Perfuração por Gás da Formação

Ocorre quando da incorporação de fluidos da formação perfurada no fluido de perfuração propriamente dito. O corte por gás é o mais perigoso, já que, como dito anteriormente, o gás se expande causando decréscimo das pressões no poço e, por conseguinte, redução na massa específica do fluido de perfuração.

Pequenas quantidades de gás, são registradas por detectores de gás ao chegarem à superfície e, muito embora a massa específica do fluido de perfuração possa reduzir bastante devido ao corte de gás, a pressão hidrostática no poço não decresce significativamente, pois a maior expansão do gás ocorre já próximo à superfície. Assim, na maioria dos casos, o corte do fluido de perfuração por gás não provoca a ocorrência de um *kick*.

Entretanto, é importante que o gás já incorporado ao fluido de perfuração seja removido pelo uso de degaseificadores e que a causa da contaminação seja identificada e eliminada.

2.4. Indicadores de *Kick*

Os indicadores de *kick* tem por objetivo indicar que fluido da formação invadiu o poço. Devido a isso, a tarefa de minimizar o tamanho do mesmo resulta em uma ênfase na monitoração de seus indicadores.

Kicks podem ser detectados rapidamente quando instrumentação apropriada é instalada e quando a tripulação da sonda de perfuração é devidamente treinada na interpretação desses instrumentos. Segundo THOMAS *et al.* (1982), o ganho no tanque de fluido de perfuração é o mais confiável indicador de *kick* durante as perfurações; contudo, combinações de vários detectores aumentam a probabilidade de detecção rápida.

A minimização do tempo de detecção do *kick*, reduz os riscos de *blowouts*, com todas as suas possíveis consequências (perdas de vidas humanas, da sonda, do reservatório, além de poluição e liberação de gases venenosos para a atmosfera, etc).

2.4.1. Indicadores de Aumento da Pressão de Poros

Sempre há risco de ocorrência de *kick* quando se perfura em áreas caracterizadas por pressões anormalmente altas. Por isso, existem os indicadores diretos e indiretos de pressão anormal. Enquanto os indicadores indiretos fornecem resultados antecipadamente, associados a uma possibilidade de pressão alta, os diretos são obtidos durante a perfuração do poço, com maior precisão.

Indicadores Indiretos

Normalmente, dois métodos são usados para avaliar pressões anormais de forma indireta: análises sísmicas e perfilagem.

As análises sísmicas são realizadas através da interpretação dos sinais das ondas sísmicas, baseando-se principalmente no tempo de trânsito das mesmas. Sendo assim, através desses indicadores, é possível obter os primeiros indícios de pressões anormais em determinada região. Como exemplo, as pressões encontradas em camadas espessas de folhelho podem ser identificadas e avaliadas com bom grau de precisão, tendo como princípio que, à medida que a pressão cresce, a velocidade da onda sonora diminui.

Já as perfilagens se apresentam com uma das mais confiáveis fontes de informação se houver disponibilidade de conhecimento e correlações com outros poços na mesma região. Devido a isso, mudanças nas pressões conseguem ser bem definidas nos perfis.

Indicadores Diretos

Quando o fenômeno de subcompactação é causador de pressão anormalmente alta, há sempre a presença de uma zona de transição na formação, na qual a pressão de poros aumenta com a profundidade. Nestas zonas, certas propriedades das formações e do fluido de perfuração são alteradas, dando indicativos de aumento da pressão de poros. A observação e análise dos indicadores obtidos na superfície são necessárias para que as ações preventivas sejam tomadas, visando a evitar a ocorrência do *kick*. Os indicadores mais importantes observados durante a perfuração são:

- Tamanho e forma dos cascalhos;
- Aumento do torque;
- Aumento do arraste;
- Mudança na temperatura do fluido de perfuração;
- Teor de gás no fluido de perfuração;
- Mudança das propriedades do fluido de perfuração.

2.4.2. Ganho no Tanque Ativo De Fluido de Perfuração

O ganho no tanque é um dos mais simples e mais utilizados indicadores de *kick* durante a perfuração. O nível de fluido é monitorado e um aumento imprevisto desse volume é considerado um sinal de *kick*.

A lógica é bem simples, por ser um sistema fechado de circulação, se não houver nenhuma adição de fluido a esse sistema, qualquer invasão de fluido proveniente da formação irá resultar em um aumento do nível nos tanques.

A sensibilidade do ganho no tanque é questionada e usada como argumento para a implementação de métodos de detecção mais avançados, especialmente quando em poços submetidos a condições extremas (profundidade, pressão, temperatura, etc).

2.4.3. Aumento da Vazão de Retorno

Com a manutenção da vazão de injeção de fluido de perfuração constante, um aumento da vazão de retorno desse fluido indica que um *kick* pode estar acontecendo, ou que o gás existente no poço está em processo de expansão.

Em muito casos, um medidor de vazão de retorno é instalado de modo complementar a outros indicadores de *kick*. Geralmente, é mais comum encontrar medidores de vazão para fluidos de base água. Condições de uso e composições mais complexas criam a necessidade de mais requisitos para a confiabilidade dos medidores para fluidos de base óleo (ANFINSEN e ROMMETVEIT, 1992).

2.4.4. Aumento da Taxa de Penetração

Este é considerado um indicador secundário de influxo, uma vez que as alterações na taxa de penetração podem ter diversas causas como: variações de peso sobre a broca, de velocidade de rotação, de vazão de fluido e mudanças das formações perfuradas.

No caso de um *kick*, ocorre um aumento brusco da taxa de penetração porque a pressão da formação é maior que a pressão de fundo do poço, gerando um diferencial negativo de pressão, atuante na formação que é perfurada.

2.4.5. Fluxo com as Bombas Desligadas

Esse indicador de *kick* é verificado a partir do ganho no tanque. Quando as bombas que estão bombeando fluido de perfuração e criando fluxo dentro do poço são desligadas, a pressão no fundo do poço decresce num valor correspondente às perdas de carga no anular. Com essa redução, a entrada de fluidos da formação fica facilitada.

Sendo assim, se o poço continuar fluindo com as bombas desligadas, provavelmente fluido da formação está invadindo o poço, servindo como fonte para tal fluxo, indicando um *kick*.

2.4.6. Corte do Fluido de Perfuração por Gás e/ou Óleo

Se durante a perfuração, fluido mais leve proveniente da formação se misturar com o fluido de perfuração, a massa específica desse último é afetada, reduzindo-se. Diz-se então que houve um corte. Um corte de gás pode ocorrer com a incorporação de gás contidos no cascalhos gerados no fluido com que a formação é perfurada.

A redução da massa específica do fluido de perfuração é captada quando o mesmo retorna a superfície, indicando um corte de gás ou óleo da formação. Se nenhuma providência for tomada, a redução contínua da massa específica do fluido pode acarretar em queda nas pressões do poço e na posterior ocorrência de um *kick*.

2.4.7. Aumento da Velocidade da Bomba e Diminuição da Pressão de Bombeio

Tal indicador também é usado como complemento a outros indicadores, dado que também haverá aumento da velocidade da bomba, seguido de diminuição da pressão de bombeio quando da ocorrência de outros problemas como furo na coluna de perfuração e queda de jatos da broca.

Este indicador funciona da seguinte forma: no caso de um *kick*, inicialmente a entrada do fluido invasor no poço resulta em floculação do fluido de perfuração (aumento da resistência ao fluxo), com conseqüente aumento da pressão de bombeio. No entanto, como a circulação é contínua, este efeito logo deixa de ser significativo. Rapidamente, o fluido mais leve da formação diminui a pressão hidrostática no anular, aliviando o esforço da bomba.

2.4.8. Poço Aceitando Volumes Impróprios de Fluido Durante as Manobras

Como discutido anteriormente, ao se executar a operação de manobra, o volume de aço removido do poço (com a retirada da coluna de perfuração) é substituído por fluido de perfuração. Se o poço aceitar um volume menor de fluido do que o esperado, é provável que tenha ocorrido algum influxo indesejado da formação para o poço. Analogamente, se o poço devolve para os tanques um volume maior de fluido do que o volume de aço introduzido quando a coluna é baixada novamente, do mesmo modo, um *kick* pode ter ocorrido.

CAPÍTULO 3

REVISÃO DE LITERATURA

Como visto anteriormente, a solubilidade dos gases da formação nos fluidos de perfuração dificulta a detecção de um *kick* à medida que o gás dissolvido escoa como fluido de perfuração na maior parte do tempo em que está dentro do poço, saindo de solução e se expandindo muito já bastante próximo da superfície. Tal comportamento acaba mascarando o ganho no tanque ativo, de modo que um aumento pequeno no nível de fluido no tanque pode significar grandes volumes de *kick*. Isso representa um perigo que, se não for controlado, resulta em grandes prejuízos.

Tendo isso em mente, neste capítulo será feita uma revisão dos estudos ligados à solubilidade de gases em fluidos de perfuração, assim como da implicação dessa solubilidade na detecção de *kicks*.

O estudo da solubilidade de gás nos fluidos de perfuração é relativamente recente, datando do início da década de 80. Nessa época, o foco era entender as interações entre os fluidos da formação com os de perfuração em condições de pressão e temperatura do reservatório.

Um dos primeiros trabalhos foi realizado por O'BRIEN (1981), que estudou sobre a solubilidade de gás em fluidos de perfuração de base óleo e de base água, considerando aspectos de controle de poço. Ele concluiu que a solubilidade de gás em fluidos de base óleo poderia ser de 10 a 100 vezes maior do que nos de base água. Devido a isso, deduziu que o ganho no tanque de fluido seria pequeno mesmo para volumes consideráveis de influxo, retardando-se a detecção do *kick* em sistemas de base óleo.

No ano seguinte, THOMAS *et al.* (1982), continuaram na mesma linha de estudos de O'BRIEN (1981). Em sua pesquisa, fizeram uso da equação de estado de

Redlich-Kwong para calcular a razão de solubilidade de metano em óleo diesel No.2, considerando diferentes valores de pressão e temperatura. A Figura 7, mostra o resultado, d'onde se permite observar que, para cada isoterma, há uma pressão acima da qual a solubilidade se torna ilimitada.

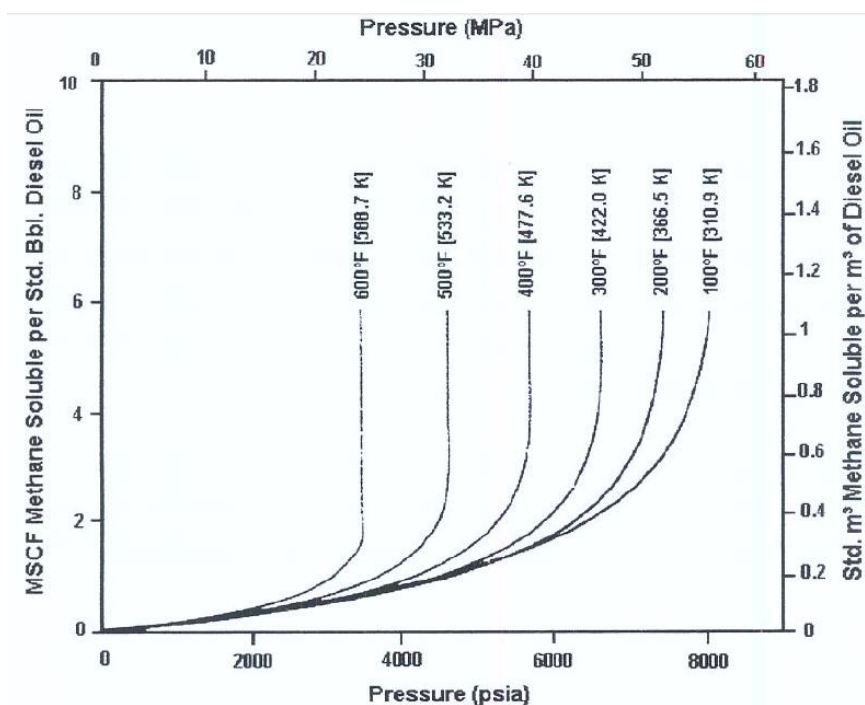


Figura 7: Solubilidade do metano em óleo diesel No. 2 (THOMAS et al., 1982).

A partir de medidas experimentais, os autores também concluíram que a solubilidade de metano em diesel puro era maior do que em fluidos de base óleo, devido a presença de salmoura, sólidos e aditivos, uma vez que a solubilidade de gás nesses componentes é bastante reduzida.

Além disso, com relação à detecção de *kicks*, a Figura 8 mostra uma comparação do comportamento do ganho no tanque para fluidos de base óleo e base água. Já a Figura 9, ilustra a vazão de retorno, outro indicador de *kick* também analisado.

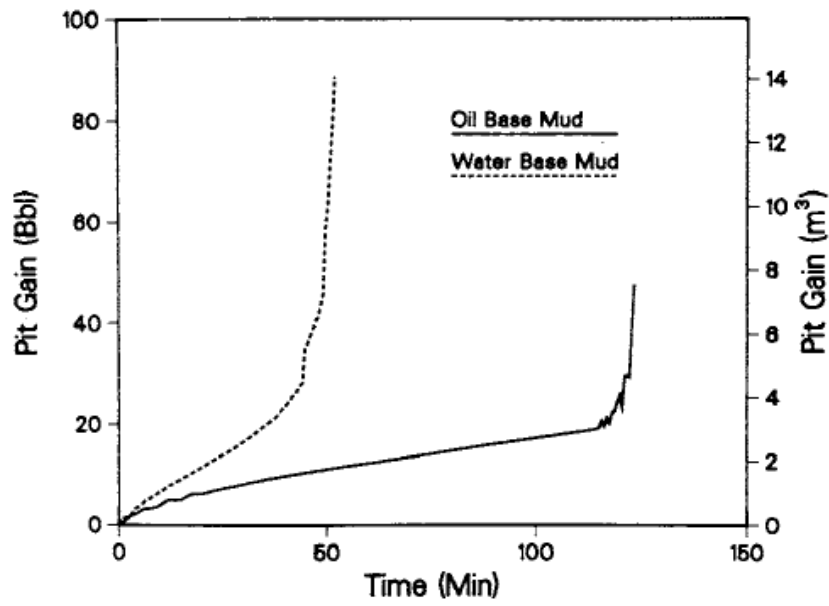


Figura 8: Comparação do ganho no tanque para fluidos de base óleo e água (THOMAS et al., 1982).

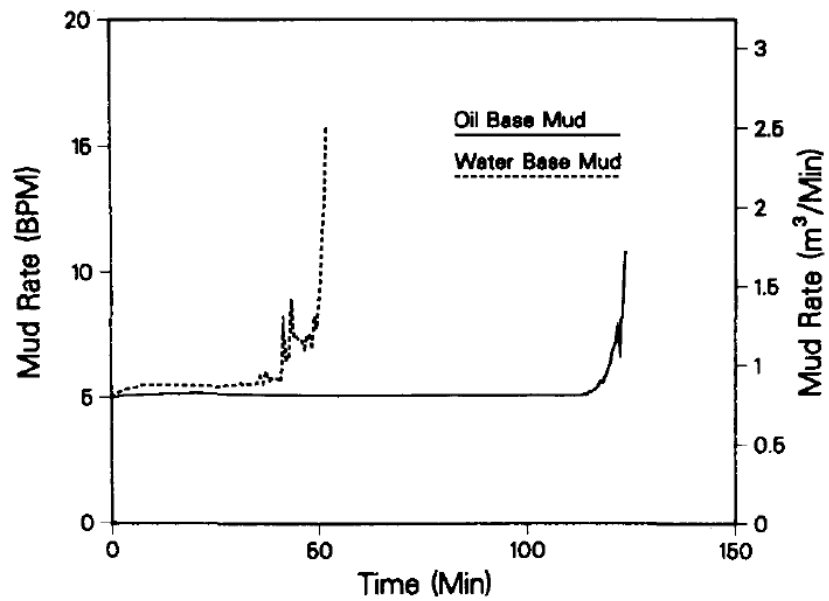


Figura 9: Comparação da a vazão de retorno para fluidos de base óleo e água (THOMAS et al., 1982).

THOMAS *et al.* (1982) concluíram que o indicador de *kick* mais confiável durante a perfuração era o ganho no tanque ativo; que desligar a bomba para verificar se o poço

flúia era pouco efetivo; e que a detecção de *kicks* em fluidos de base óleo seria mais longa do que em fluidos de base água.

Posteriormente, O'BRYAN (1983) ampliou os estudos sobre fluidos de base óleo, avaliando os fatores que afetariam a solubilidade dos gases. Nesse estudo, investigou a solubilidade e pressões de saturação para ensaios com metano no óleo Mentor 28, nas temperaturas de 100°F, 200°F e 300°F. Mostrou que a solubilidade diminuía com o aumento da temperatura ou com a redução da pressão. Também concluiu que a solubilidade do metano crescia com a redução do peso molecular da base óleo e que os sólidos não possuíam um papel importante na solubilidade do mesmo: 95% dessa solubilidade se daria na fase óleo, enquanto que 4,5% no emulsificante e 0,5% na salmoura.

O'BRYAN *et al.* (1988) realizaram estudos empíricos para a solubilidade de outros gases sendo eles metano, etano, gás natural e CO₂, em óleo diesel. A razão de solubilidade do óleo foi calculada em função das frações de hidrocarboneto (f_h) e gás carbônico (f_{CO_2}), segundo a Equação 3-1:

$$Rs = Rs_h \times f_h + Rs_{CO_2} \times f_{CO_2} \quad (3-1)$$

Rs = razão de solubilidade total do óleo diesel ($m^3 \text{std}/m^3 \text{std}$)

Rs_h = razão de solubilidade em função do hidrocarboneto analisado ($m^3 \text{std}/m^3 \text{std}$)

f_h = fração do hidrocarboneto analisado presente no fluido (adimensional)

Rs_{CO_2} = razão de solubilidade em função da quantidade de CO₂ ($m^3 \text{std}/m^3 \text{std}$)

f_{CO_2} = fração de CO₂ presente no fluido (adimensional)

Para outros gases, foi utilizada a Equação 3-2, cujos parâmetros a e b dependiam do tipo de gás, do tipo de substância a qual esse gás estava dissolvido (óleo ou emulsificante), pressão e temperatura:

$$Rs = \left(\frac{P}{a \times T^b} \right)^n \quad (3-2)$$

Rs = razão de solubilidade total do óleo diesel (m³std/m³std)

P = pressão a que o fluido estava submetido (Pa)

T = temperatura a que o fluido estava submetido (K)

a, b, n = constantes que dependem da pressão, temperatura

No ano seguinte, em 1989, O'BRYAN recalculou a solubilidade de metano no óleo Mentor para as temperaturas de 100°F, 200°F e 300°F, utilizando agora a equação de estado de *Peng-Robinson*. Uma comparação com os dados apresentados em 1983 revelou diferenças máximas de 15% entre os dois resultados. Além disso, propôs uma nova correlação para o cálculo da razão de solubilidade do óleo, levando em consideração um novo parâmetro *c*, que estava relacionado com o peso específico da base óleo, conforme a Equação 3-3 abaixo:

$$Rs = \left(\frac{P}{a \times T^b} + c \right)^n \quad (3-3)$$

Rs = razão de solubilidade total do óleo diesel (m³std/m³std)

P = pressão a que o fluido estava submetido (Pa)

T = temperatura a que o fluido estava submetido (K)

a, b, n, c = constantes que dependem da pressão, temperatura e do peso específico

Finalmente em 1990, O'BRYAN e BOURGOYNE, estimaram o fator volume de formação de fluidos saturados de base óleo utilizando novamente a equação de *Peng-Robinson*. Também desenvolveram uma correlação empírica para a razão de solubilidade de fluido de perfuração com o intuito de avaliar a pressão de saturação dos mesmos.

Em 1992, ANFINSEN e ROMMETVEIT (1992) fizeram uma análise de sensibilidade e performance de parâmetros importantes para a detecção de *kicks*, como

ganho no tanque de fluido de perfuração, vazão de retorno e pressão no tubo bengala. Os estudos foram feitos a partir de dados provenientes de 19 sensores de superfície e de fundo de poço, instalados em um poço de pesquisa de 2020 metros de profundidade, no qual foram simulados 24 *kicks* de gás. Os resultados do trabalho mostraram a necessidade de vários parâmetros medidos na superfície para otimizar a detecção de *kicks* e que, novamente, o valor reduzido de ganho no tanque é significativo nos fluidos de base óleo, devido à solubilidade do gás. Nesse caso, a vazão de retorno seria o parâmetro mais sensível para a detecção do *kick*, diferentemente do que foi apontado por THOMAS *et al.* (1982). Já em fluidos de base água, ganho no tanque e pressão no tubo bengala foram considerados os parâmetros mais relevantes.

Os trabalhos do grupo de pesquisas de O'Bryan na década de 80 cobriram os principais fluidos e faixas de pressão e temperatura utilizados pela indústria petrolífera na época (MONTEIRO, 2007). No final da década de 90 e início dos anos 2000, com o advento dos fluidos sintéticos, novas pesquisas sobre o comportamento PVT de gases em fluidos de base óleo e o seu impacto na detecção de *kicks* surgiram.

SILVA *et al.* (2004), motivado por entender a solubilidade de gás em fluidos sintéticos utilizados em perfurações em águas profundas na Bacia de Campos, Brasil, realizou estudos experimentais com os fluidos n-parafina e éster nas temperaturas de 158°F e 194°F. Verificou que a solubilidade é maior para a n-parafina, segundo mostra a Figura 10.

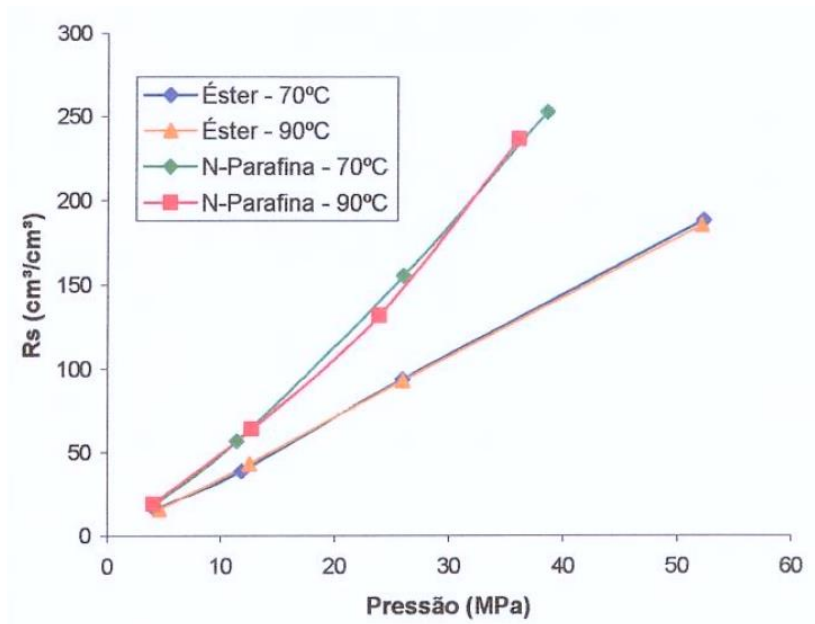


Figura 10: Razão de solubilidade de metano em n-parafina e éster (SILVA et al., 2004)

Alguns anos depois, MONTEIRO (2007) estudou o comportamento PVT de emulsões e fluidos n-parafina com o intuito da determinação experimental e modelagem de propriedades termodinâmicas, como razão de solubilidade e fator volume de formação. Com o auxílio de uma célula PVT pressurizada, os experimentos foram realizados para as temperaturas de 70°C, 90°C e 150°C. A Figura 11 e a Figura 12 mostram os resultados obtidos.

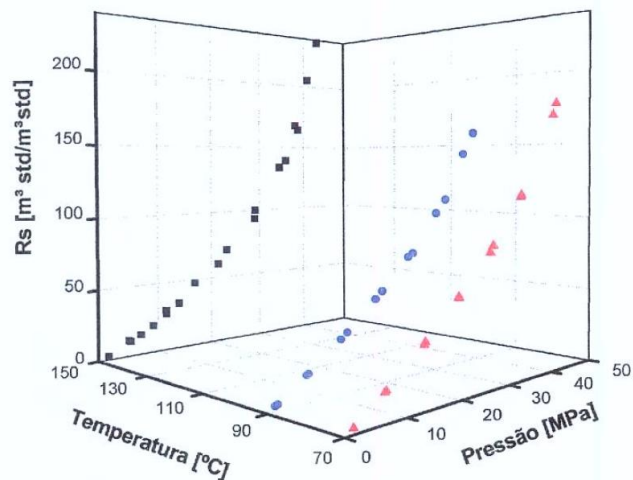


Figura 11: Variação da solubilidade do metano em função da pressão e temperatura para emulsão com 63% de parafina (MONTEIRO, 2007).

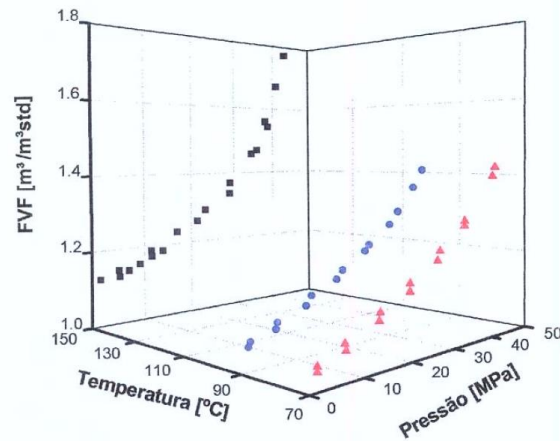


Figura 12: Variação do fator volume de formação do líquido saturado em função da pressão e temperatura para emulsão com 63% de parafina (MONTEIRO, 2007).

Por fim, com o objetivo de prever o comportamento da mistura gás-fluido de perfuração durante um *kick*, os softwares *CMG Winprop* e *Labfit* foram utilizados para a obtenção de correlações para o cálculo da razão de solubilidade e do fator volume de formação.

Para $P < 35$ MPa:

$$R_{s_{fluido}} = 3,486x(f_{\acute{o}leo}^{1,306})x(P^{1,102}) + e^{0,1019xP} \quad (3 - 4)$$

$$B_{fluido} = 0,001239x(f_{\acute{o}leo}^{1,727})x(1,042^P)x(T^{0,9759}) + e^{0,003981xP} \quad (3 - 5)$$

$R_{s_{fluido}}$ = razão de solubilidade do fluido de perfuração (m^3std/m^3std)

$f_{\acute{o}leo}$ = fração de óleo (*n* – parafina) no fluido de perfuração (adimensional)

P = pressão (MPa)

B_{fluido} = fator volume – formação (m^3/m^3std)

$f_{\acute{o}leo}$ = fração de óleo (*n* – parafina) no fluido de perfuração (adimensional)

P = pressão (MPa)

T = temperatura (°C)

Para $35 < P < 50$ MPa:

$$RS_{fluido} = 0,03401x(f_{\acute{o}leo}^{1,296})x(P^{2,246})x(T^{0,162}) + e^{0,07649xP} \quad (3 - 6)$$

$$B_{fluido} = 0,001034x(f_{\acute{o}leo}^{1,855})x(1,076^P)x(T^{0,8073}) + e^{0,003436xP} \quad (3 - 7)$$

RS_{fluido} = razão de solubilidade do fluido de perfuração (m^3std/m^3std)

$f_{\acute{o}leo}$ = fração de óleo (n – parafina) no fluido de perfuração (adimensional)

P = pressão (MPa)

T = temperatura (°C)

B_{fluido} = fator volume – formação (m^3/m^3std)

$f_{\acute{o}leo}$ = fração de óleo (n – parafina) no fluido de perfuração (adimensional)

P = pressão (MPa)

T = temperatura (°C)

É importante ressaltar que as correlações da Equação 3-4 a 3-7 serão utilizadas mais adiante no presente trabalho.

CAPÍTULO 4

PROGRAMA DE COMPUTADOR E METODOLOGIA

Em apreciação ao impacto da solubilidade de gás na detecção de *kicks* em fluidos de perfuração de base n-parafina, foi desenvolvido um programa de computador em *Matlab*®, cujos procedimentos, bem como considerações e hipóteses, são descritos neste capítulo.

4.1. Programa de Computador

O principal objetivo à elaboração do programa foi desenvolver um código rápido e confiável para a simulação de situações de *kicks* de gás, provindos de uma formação com pressão anormalmente alta para dentro de um poço de petróleo, sem considerar as operações de controle de poço posteriores à detecção do influxo. Era de interesse, o estudo da evolução do *kick* sem o fechamento do BOP, simulando um cenário de *blowout* que possibilitasse a previsão dos efeitos do *kick* em dois dos indicadores de superfície mais importantes durante a perfuração, o ganho no tanque de fluido e a vazão de retorno.

Sendo assim, por meio de um modelo transiente, que considerasse a variação das propriedades estudadas com o tempo, o programa calcula:

- Perfil de Pressões do Poço
- Perfil de Temperatura do Fluido de Perfuração
- Razões de Solubilidade do Fluido de Perfuração
- Fatores Volume-Formação do Fluido de Perfuração
- Vazões do *Kick*
- Volume de Gás Dissolvido no Poço

- Volume de Gás Saindo de Solução no Poço
- Vazão de Retorno de Fluido
- Ganho no Tanque de Fluido

O quadro estudado é demonstrado na Figura 13, abaixo. Nela já são citados alguns dos dados de entrada do programa para o estudo de caso em questão.

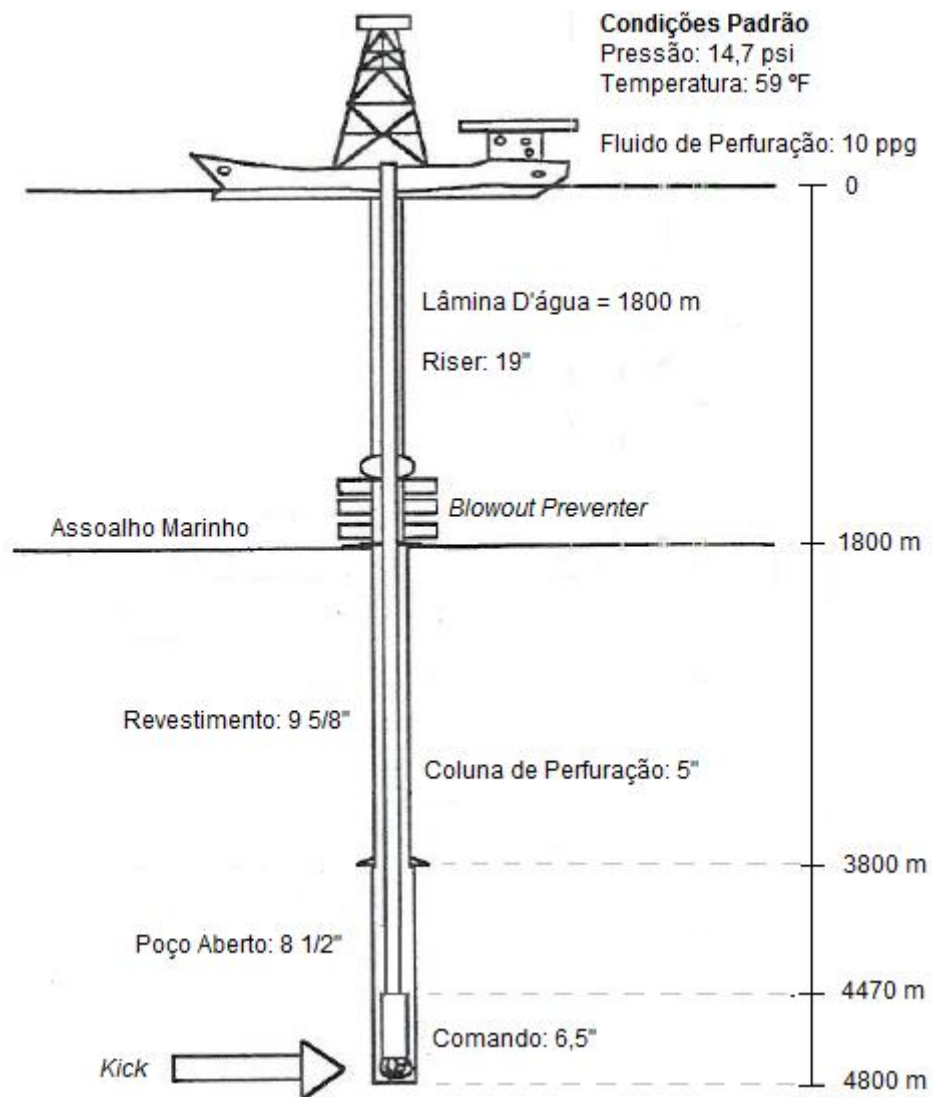


Figura 13: Cenário estudado através do programa simulador de *blowout*. É válido salientar que a existência dos parâmetros mostrados não é alterável; no entanto, seus valores são *inputs* determinados pelo usuário (modificado de OHARA, 1996).

4.1.1. Dados de Entrada

Os dados de entrada, bem como suas unidades de medida, são mostrados nas Tabela 1 e Tabela 2. Elas apresentam quais foram os parâmetros considerados e o cenário padrão analisado. Na próxima sessão, será feita uma análise de sensibilidade de alguns desses parâmetros, variando seus valores inicialmente computados.

Tabela 1: Dados sobre geometria geral da perfuração.

	Diâmetro Externo da Coluna (in)	Diâmetro Interno do Revestimento (in)	Profundidade (m)
Geometria 1 (poço aberto com comandos)	6,5	8 1/2	4800
Geometria 2 (poço aberto sem comandos)	5	8 1/2	4470
Geometria 3 (poço revestido)	5	9 5/8	3800
Geometria 4 (riser)	5	19	1800

Tabela 2: Dados de entrada sobre o fluido de perfuração, o reservatório e outros.

	Unidades	Valores
Gravidade	m/s^2	9,81
Temperatura da Superfície	$^{\circ}F$	59,00
Pressão Atmosférica	psi	14,70
Índice de Consistência	$Pa.s^n$	2,72
Índice de Comportamento	Adimensional	0,60

Massa Específica do Fluido de Perfuração na Superfície	<i>lb/gal</i>	10,00
Massa Específica da Parafina na Superfície	<i>lb/gal</i>	6,40
Massa Específica do <i>Kick</i> de Gás no Fundo do Poço	<i>lb/gal</i>	2,00
Vazão do Fluido de Perfuração	<i>gal/min</i>	400,00
Fração de Óleo no Fluido de Perfuração	Adimensional	0,60
Taxa de Penetração	<i>m/h</i>	10,00
Viscosidade do <i>Kick</i> de Gás	<i>cP</i>	0,03
Permeabilidade do Reservatório	<i>mD</i>	30,00
Porosidade do Reservatório	Adimensional	0,20
Constante de Euler	Adimensional	1,78
Passo de Tempo	<i>s</i>	20,00
Tempo de Estudo	<i>h</i>	5,00

4.2. Metodologia do Programa

A partir dos dados de entrada, o programa faz uma discretização do poço no espaço-tempo, em diversas células, associando o passo de tempo definido pelo usuário ao número de células criadas. Cada uma delas corresponde a um volume de fluido dentro do poço, de modo que a soma do volume de todas as células é igual ao volume do poço. Existe uma troca direta entre o tamanho da mesma, tempo de computação e precisão dos cálculos, com o passo de tempo. Passos de tempo maiores, provocam aumento do tamanho da célula, permitindo uma redução do tempo de computação, em

detrimento da precisão; passos menores aumentam a precisão, mas também aumentam o gasto computacional. Uma vez discretizado o poço, cada propriedade avaliada terá um valor dependente de sua posição e do tempo.

O próximo passo foi calcular os parâmetros do escoamento bifásico (fluido de perfuração mais *kick* de metano), os quais devidamente dependem do *holdup* de gás⁴. Sendo assim, caso ainda não houvesse gás dentro do poço, ou todo gás estivesse dissolvido, o *holdup* de gás assumiria valor zero, e o escoamento teria caráter monofásico; do contrário, o escoamento seria bifásico. Já o gradiente de pressão é computado segundo a correlação de *Beggs and Brill* (BEGGS e BRILL, 1978), conforme descrito no item 4.2.2 (mais adiante).

Posteriormente, é gerado um perfil de temperatura dos fluidos dentro do poço, que se assume que seja independente do tempo. Para tal, o *software Calor*®, desenvolvido pela Petrobras, foi aplicado.

Então, com o auxílio de correlações para razão de solubilidade e fator volume de formação encontradas na literatura (em MONTEIRO, 2007), e com a aplicação de um modelo de reservatórios para o cálculo da vazão de *kick*, é avaliada a quantidade de gás dissolvido e de gás que sai de solução por tempo.

Quase ao final, são calculadas novamente as massas específicas do fluido de perfuração e de gás, e a vazão de gás (já haviam sido estimadas anteriormente – processo iterativo), cujos valores já não são mais os mesmos porque gás dissolvido pode ter saído de solução. A partir daí, um *loop*⁵ se reinicia e todas as outras variáveis, que eram dependentes da massa específica do fluido de perfuração e da massa específica e vazão de gás, também são recalculadas.

⁴ Fração de gás presente no escoamento.

⁵ Parte de código em computação que se repete certo número limitado de vezes, ou até que uma condição seja satisfeita.

Por último, sabendo que o gás que sai de solução empurra certo volume de fluido para fora do poço e que mesmo o gás que está dissolvido provoca uma expansão do volume de fluido onde ele se dissolve, o ganho no tanque é estimado em função do tempo e a vazão de retorno é avaliada em seguida.

Abaixo, são apresentados em detalhes as hipóteses consideradas e os cálculos feitos.

4.2.1. Hipóteses

As hipóteses e considerações foram pensadas de modo a, muitas vezes, simplificar o código e o tornar factível do ponto de vista teórico-computacional, sem o comprometimento da credibilidade dos resultados. São elas:

- Poço completamente vertical;
- Fluido de perfuração de base n-parafina;
- Fluido de perfuração com reologia segundo o modelo da Lei de Potências;
- *Kick* de gás metano;
- Gás ideal;
- Solubilização total e instantânea do gás, desde que a célula de fluido de perfuração não esteja saturada;
- Fluido de base água sem capacidade de solubilização de gás;
- Produção de cascalhos insuficiente para alterar a densidade do fluido de perfuração ou para ter qualquer implicação sobre o escoamento;
- Gradiente de temperatura independente do tempo, apenas de posição.
- Gás que sai de solução empurra o fluido de perfuração acima; e
- ROP influente apenas sobre o valor da vazão do *kick*.

4.2.2. Parâmetros do Escoamento Multifásico

Uma das dificuldades relacionadas aos trabalhos envolvendo escoamentos multifásicos tem a ver com os arranjos geométricos das fases, que são extremamente complexos e se encontram longe de serem bem compreendidos (SHOHAM, 2006). Uma distribuição particular da geometria das fases é denominada *padrão de escoamento*. Via de regra, o padrão de escoamento é identificado visualmente, embora outros meios, como mapas de arranjos de fases, sejam também utilizados, como ilustrado na Figura 14.

No presente estudo, assumiu-se a hipótese de escoamento em golfada, sem a utilização de tais mapas de padrões de escoamentos. No entanto, a correlação de *Beggs and Brill*, escolhida para este trabalho, é aplicável em diversos tipos de padrões de escoamento, sendo necessário variar apenas o valor de algumas constantes determinadas por *Beggs and Brill*, segundo o tipo de regime de escoamento.

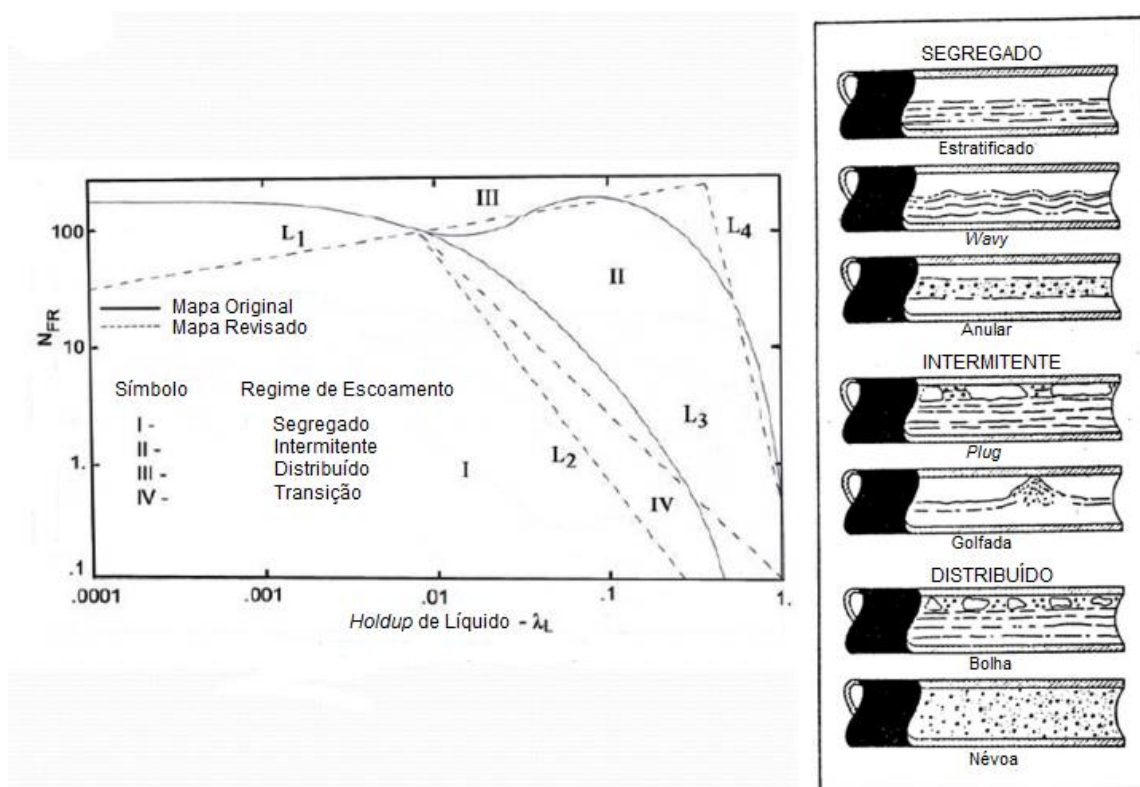


Figura 14: Mapa de padrões de escoamentos horizontais (traduzido de BEGGS e BRILL, 1978)

O escoamento em golfada se caracteriza por ser simétrico com relação ao eixo do duto. A fase gasosa é bem pronunciada e a fase líquida é contínua. A maior parte do gás se concentra em bolsas de tamanho expressivo, denominadas *bolhas de Taylor*. Consiste em uma sucessão de bolhas e golfadas líquidas que cobre toda a seção transversal do duto. Nesse tipo de escoamento, a velocidade das bolhas de gás é maior do que a do líquido; tanto gás, quanto líquido, têm significativa influência no gradiente de pressão. A Figura 15 ilustra o escoamento vertical em golfada.

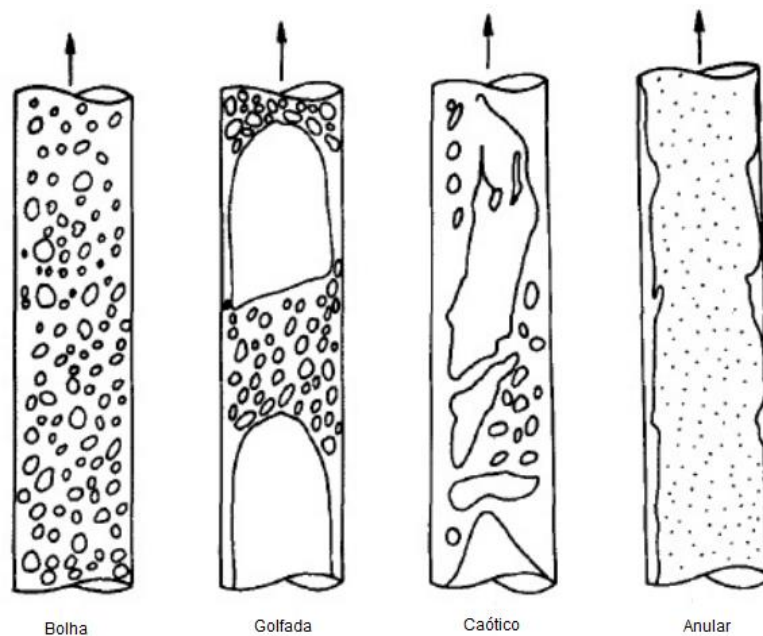


Figura 15: Padrões de escoamento em fluxo vertical (TAITEL et al., 1980).

A seguir, são comentados em detalhes os parâmetros importantes aos cálculos do gradiente de pressão relacionados ao escoamento bifásico.

Velocidade Superficial e Velocidade Real

A velocidade superficial difere-se da velocidade real, ao considerar o fluxo de determinada fase (líquido ou gás) em razão da área transversal total, segundo a Equação 4-1. A Equação 4-2 define a velocidade real.

$$v_{sup_i} = \frac{Q_i}{A_t} \quad (4-1)$$

$$v_{real_i} = \frac{Q_i}{A_i} \quad (4-2)$$

v_{sup} = velocidade superficial (m/s)

v_{real} = velocidade real (m/s)

i = 'gás (G)' ou 'líquido (L)'

Q = vazão (m³/s)

A_t = área transversal do duto (m²)

Velocidade Média da Golfada Líquida

É definida como a soma das velocidades superficiais do gás e do líquido, de acordo com a Equação 4-3:

$$\overline{v_{golfada}} = \frac{Q_G + Q_L}{A_t} \quad (4-3)$$

$\overline{v_{golfada}}$ = velocidade média da golfada (m/s)

Q = vazão (m³/s)

A_t = área transversal do duto (m²)

Holdup de Líquido sem Escorregamento

É a fração de líquido considerando que a velocidade de escorregamento entre as fases líquida e gasosa do escoamento seja igual a zero. Ele é computado segundo a Equação 4-4:

$$\lambda_L = \frac{v_{supL}}{\overline{v_{golfada}}} \quad (4-4)$$

λ_L = holdup de líquido sem escorregamento (adimensional)

v_{supL} = velocidade superficial de líquido (m/s)

$\overline{v_{golfada}}$ = velocidade média da golfada (m/s)

Massa Específica da Mistura - sem Escorregamento

É a massa específica considerando o *holdup* de líquido sem escorregamento.

$$\rho_n = \rho_L \lambda_L + \rho_g (1 - \lambda_L) \quad (4 - 5)$$

ρ_n = massa específica da mistura sem escorregamento (kg/m^3)

ρ_L = massa específica da fase líquida (kg/m^3)

ρ_g = massa específica da fase gasosa (kg/m^3)

λ_L = *holdup* de líquido sem escorregamento (adimensional)

Número de Reynolds

Segundo DODGE e METZNER (1959), o número de *Reynolds* para fluidos que se comportam de acordo com o modelo da Lei de Potências é dado pela correlação da Equação 4-6:

$$Re = \frac{109000 \rho_n \overline{v_{golfada}}^{2-n}}{K} \left[\frac{0,0208(d_2 - d_1)}{2 + 1/n} \right]^n \quad (4 - 6)$$

Re = número de *Reynolds* (adimensional)

K = índice de consistência ($mPa \cdot s^n$)

n = índice de comportamento (adimensional)

ρ_n = massa específica da mistura sem escorregamento (lb/gal)

v = velocidade média da golfada (ft/s)

d_2 = diâmetro interno no revestimento (ou poço aberto) (in)

d_1 = diâmetro interno da coluna (in)

Número de Froude

O número de Froude é um importante parâmetro para a identificação do tipo de escoamento. Ele é dado pela Equação 4-7, abaixo:

$$Fr = \frac{\overline{v_{golfada}}^2}{g(d_2 - d_1)} \quad (4 - 7)$$

Fr = número de Froude (adimensional)

$\overline{v_{golfada}}$ = velocidade média da golfada (m/s)

g = aceleração da gravidade (m/s²)

d_2 = diâmetro interno no revestimento (ou poço aberto) (m)

d_1 = diâmetro interno da coluna (m)

Definição do Regime de Escoamento

Uma vez conhecidos o número de Froude (Fr) e o *holdup* de líquido sem escorregamento (λ_L), o tipo de escoamento será determinado calculando os grupos adimensionais definidos pelas Equações de 4-8 a 4-11.

$$L_1 = 316\lambda_L^{3,12} \quad (4 - 8)$$

$$L_2 = 0,0009252\lambda_L^{-2,4684} \quad (4 - 9)$$

$$L_3 = 0,10\lambda_L^{-1,4516} \quad (4 - 10)$$

$$L_4 = 0,5\lambda_L^{-6,738} \quad (4 - 11)$$

Então, temos:

- Para fluxo segregado:

$$\lambda_L < 0,01 \text{ e } Fr < L_1$$

$$\lambda_L \geq 0,01 \text{ e } Fr < L_2$$

- Para fluxo intermitente:

$$0,01 \leq \lambda_L < 0,04 \text{ e } L_3 < Fr \leq L_1$$

$$\lambda_L \geq 0,4 \text{ e } L_3 \leq Fr \leq L_4$$

- Para fluxo distribuído:

$$\lambda_L < 0,4 \text{ e } Fr \geq L_1$$

$$\lambda_L \geq 0,4 \text{ e } Fr > L_1$$

- Para a zona de transição

$$\lambda_L \geq 0,01 \text{ e } L_2 \leq Fr \leq L_3$$

Ao ser identificado o tipo de escoamento, as constantes das Tabela 3 e Tabela 4 são aplicadas em cálculos posteriores da correlação de *Beggs and Brill*.

Tabela 3: Constantes da correlação de *Beggs and Brill* para o cálculo do *holdup* de líquido com escorregamento horizontal (BEGGS e BRILL, 1978).

Regime	<i>a</i>	<i>b</i>	<i>c</i>
Segregado	0,980	0,4846	0,0868
Intermitente	0,845	0,5351	0,0173
Distribuído	1,065	0,5824	0,0609

Tabela 4: Constantes da correlação de *Beggs and Brill* para o cálculo do *holdup* de líquido com escorregamento em algum ângulo Θ com a horizontal. No caso deste trabalho, $\Theta = 90^\circ$ (BEGGS e BRILL, 1978).

Inclinação	Regime	<i>d</i>	<i>e</i>	<i>f</i>	<i>g</i>
$\Theta > 0$	Segregado	0,011	-3,7680	3,5390	-1,6140
	Intermitente	2,960	0,305	-0,4473	0,0978
	Distribuído	Sem correção $C = 0, \Psi = 1$			
$\Theta < 0$	Todos	4,700	-0,3692	0,1244	-0,5056

Taxa de Deformação e Tensão de Cisalhamento

A taxa de deformação é definida conforme a Equação 4-12. Em seguida, a tensão de cisalhamento para fluidos não-newtonianos com reologia segundo o modelo da lei de potências é dada pela Equação 4-13 (BOURGOYNE *et al.*, 1986).

$$\dot{\gamma} = 12 \frac{\overline{v_{golfada}}}{d_2 - d_1} \quad (4 - 12)$$

$\dot{\gamma}$ = taxa de deformação (s^{-1})

$\overline{v_{golfada}}$ = velocidade média da golfada (m/s)

d_2 = diâmetro interno no revestimento (ou poço aberto) (m)

d_1 = diâmetro interno da coluna (m)

$$\tau = k|\dot{\gamma}|^{n-1}\dot{\gamma} \quad (4 - 13)$$

τ = tensão de cisalhamento do líquido (Pa)

k = índice de consistência (Pa. s^n)

$\dot{\gamma}$ = taxa de deformação (s^{-1})

n = índice de comportamento (adimensional)

Número de Velocidade do Líquido

O número de velocidade do líquido é de essencial importância para o cálculo do fator de correção do *holdup* de líquido de um duto horizontal para um duto em qualquer ângulo de inclinação. Ele é definido segundo a Equação 4-14.

$$N_{LV} = 1,938 \sqrt[4]{\frac{\rho_L}{\tau}} \quad (4 - 14)$$

N_{LV} = número de velocidade do líquido (adimensional)

ρ_L = massa específica do líquido (lbm/ft³)

τ = tensão superficial do líquido (dina/cm)

Holdup de Líquido com Escorregamento

Para a estimativa do *holdup* de líquido com escorregamento (Equação 4-17), as constantes que dependem do tipo de escoamento definidas na Tabela 3 e na Tabela 4, e o fator de correção calculado da Equação 4-16 abaixo, serão necessários. Primeiramente, avalia-se o *holdup* numa situação de escoamento horizontal (Equação 4-15). Em seguida, tal *holdup* é corrigido para qualquer ângulo de inclinação. Neste trabalho, tal ângulo é igual a 90°, já que o escoamento é vertical.

$$H_{L(\theta=0)} = a \frac{\lambda_L^b}{Fr^c} \quad (4 - 15)$$

$H_{L(\theta=0)}$ = *holdup de líquido com escorregamento para $\theta = 0$ (adimensional)*

θ = *ângulo de inclinação do duto com a horizontal*

λ_L = *holdup de líquido sem escorregamento (adimensional)*

Fr = *número de Froude (adimensional)*

a, b = *constantes que dependem do tipo de escoamento*

$$\psi = 1 + [(1 - \lambda_L) * \ln(d * \lambda_L^e * N_{LV}^f * Fr^g)] [\text{sen}(1,8\theta) - 0,333\text{sen}^3(1,8\theta)] \quad (4 - 16)$$

ψ = *fator de correção para dutos em qualquer inclinação (adimensional)*

λ_L = *holdup de líquido sem escorregamento (adimensional)*

N_{LV} = *número da velocidade do líquido (adimensional)*

Fr = *número de Froude (adimensional)*

θ = *ângulo de inclinação do duto com a horizontal*

d, e, f, g = *constantes que dependem do tipo de escoamento*

$$H_{L(\theta)} = H_{L(\theta=0)} * \psi \quad (4 - 17)$$

$H_{L(\theta)}$ = *holdup de líquido com escorregamento para qualquer θ (adimensional)*

$H_{L(\theta=0)}$ = *holdup de líquido com escorregamento para $\theta = 0$ (adimensional)*

ψ = fator de correção para dutos em qualquer inclinação (adimensional)

Massa Específica da Mistura - com Escorregamento

É a massa específica considerando o *holdup* de líquido com escorregamento.

$$\rho_s = \rho_L H_{L(\theta)} + \rho_g (1 - H_{L(\theta)}) \quad (4 - 18)$$

ρ_s = massa específica da mistura com escorregamento (kg/m^3)

ρ_L = massa específica da fase líquida (kg/m^3)

ρ_g = massa específica da fase gasosa (kg/m^3)

$H_{L(\theta)}$ = holdup de líquido com escorregamento (adimensional)

Fator de Fricção sem Escorregamento

O fator de fricção sem escorregamento é determinado pelo diagrama de Moody para a curva de tubo liso, ou pela Equação 4-19.

$$f_n = \frac{1}{\left[2 * \log \left(\frac{Re}{4,5223 * \log(Re) - 3,8215} \right) \right]^2} \quad (4 - 19)$$

f_n = fator de fricção sem escorregamento (adimensional)

Re = número de Reynolds (adimensional)

Fator de Fricção Duas-Fases

O fator de fricção duas-fases, dado pela Equação 4-21 (BEGGS e BRILL, 1978), é importante no cálculo do gradiente de pressão. Para sua avaliação, é necessário primeiramente calcular o fator de Skin, segundo a Equação 4-20.

$$sk = \frac{\ln \left(\frac{\lambda_L}{H_{L(\theta)}^2} \right)}{-0,0523 + 3,182 \ln \left(\frac{\lambda_L}{H_{L(\theta)}^2} \right) - 0,8725 \left[\ln \left(\frac{\lambda_L}{H_{L(\theta)}^2} \right) \right]^2 + 0,01853 \left[\ln \left(\frac{\lambda_L}{H_{L(\theta)}^2} \right) \right]^4} \quad (4 - 20)$$

$sk = \text{fator de skin (adimensional)}$

$\lambda_L = \text{holdup de líquido sem escorregamento (adimensional)}$

$H_{L(\theta)} = \text{holdup de líquido com escorregamento para qualquer } \theta \text{ (adimensional)}$

$$f_{TP} = \exp(sk) * f_n \quad (4 - 21)$$

$f_{TP} = \text{fator de fricção duas – fases (adimensional)}$

$sk = \text{fator de skin (adimensional)}$

$f_n = \text{fator de fricção sem escorregamento (adimensional)}$

Gradiente de Pressão

É calculado assumindo desprezível a parcela relacionada a variação de velocidade do fluido. Leva-se em consideração uma parcela de elevação e outra de fricção, conforme a Equação 4-22.

$$\frac{dP}{dZ} = \left(\frac{dP}{dZ}\right)_{\text{elevação}} + \left(\frac{dP}{dZ}\right)_{\text{fricção}} \quad (4 - 22)$$

$\frac{dP}{dZ} = \text{gradiente de pressão total (Pa/m)}$

$\left(\frac{dP}{dZ}\right)_{\text{elevação}} = \text{parcela de elevação do gradiente de pressão (Pa/m)}$

$\left(\frac{dP}{dZ}\right)_{\text{fricção}} = \text{parcela de fricção do gradiente de pressão (Pa/m)}$

A Equação 4-22, se torna a Equação 4-23 pelo uso da correlação de *Beggs and Brill* (BEGGS e BRILL, 1978).

$$\frac{dP}{dZ} = \rho_s g \sin\theta + \frac{f_{TP} \rho_n \overline{v_{golpada}}^2}{2(d_2 - d_1)} \quad (4 - 23)$$

$\frac{dP}{dZ} = \text{gradiente de pressão total (Pa/m)}$

ρ_s = massa específica da mistura – com escorregamento (Kg/m^3)

g = aceleração da gravidade (m/s^2)

θ = ângulo de inclinação com a horizontal

f_{TP} = fator de fricção duas fases (adimensional)

ρ_n = massa específica da mistura – sem escorregamento (Kg/m^3)

$\overline{v_{golfada}}$ = velocidade média da golfada (m/s)

d_2 = diâmetro interno do revestimento (ou poço aberto)(m)

d_1 = diâmetro externo da coluna (m)

Velocidade de Ascensão do Gás

NICKLIN et al. (1962) propuseram a Equação 4-24 para o cálculo da velocidade de ascensão da bolha de gás (v_g) em tubos circulares verticais (escoamento em golfada):

$$v_g = 1,2\overline{v_{golfada}} + 0,35\sqrt{\frac{gd_h(\rho_L - \rho_G)}{\rho_L}} \quad (4 - 24)$$

$\overline{v_{golfada}}$ = velocidade média da golfada

g = gravidade

d_h = diâmetro hidráulico

ρ_L = massa específica do líquido

ρ_G = massa específica do gás

4.2.3. Perfil de Temperatura

O perfil de temperatura do fluido dentro do poço condiz com um resultado sobre um cálculo complexo que envolve a transferência de calor da formação para o revestimento e do revestimento para o fluido que escoar dentro do poço – no caso de poço aberto, a transferência se dá direto da formação para o fluido de perfuração. Há um gradiente térmico entre a formação e o fluido de perfuração, que provoca a

existência de temperaturas diferentes para o fluido, dependente da profundidade em que a célula de fluido se encontra – quanto mais profunda, mais quente. Por outro lado, neste trabalho, assume-se que essa transferência seja invariante com o tempo.

Para a obtenção do perfil de temperatura do poço, fez-se uso do programa *Calor*®, desenvolvido pela *Petrobras*. Os dados de entrada são definidos segundo o cenário estudado. A Figura 16 ilustra a entrada de dados no programa. Já a Figura 17 exemplifica o perfil gerado, cujos resultados são exportados para o programa em *Matlab*® desse trabalho.

Parâmetros de Operação Mar | Parâmetros de Operação Terra

Parâmetros Fluido

Peso Específico (lb/gal)

hp (BTU/ft²Fh)

U (BTU/ft²Fh)

C_p (BTU/lb°F)

Profundidade da Última Sapata (m)

Profundidade Final (m)

Riser →

← BOP

Diâmetro externo Drill Pipe (pol)

Diâmetro externo do Último Revestimento(pol)

Diâmetro Broca (pol)

Air Gap (m)

LDA (m)

Diâmetro Riser (pol)

Parâmetros de Bombeio

Temp. Injeção(°C)

Temp. Superfície(°C)

Vazão (gpm)

Parâmetros da Formação

Gradiente Geotérmico (°C/m)

Calcular

Figura 16: Entrada de dados do software *Calor*®.

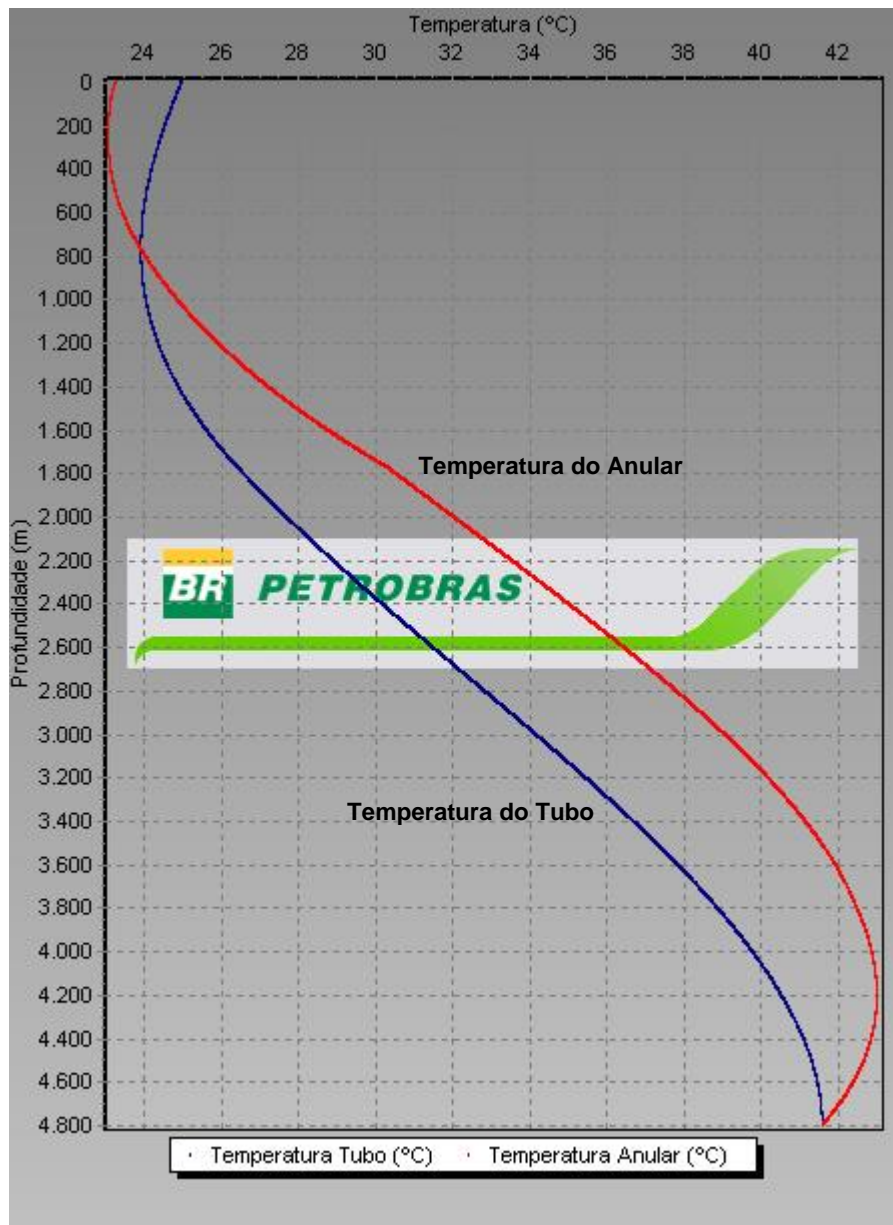


Figura 17: Perfil de Temperatura gerado pelo programa *Calor®* para o cenário estudado neste trabalho.

4.2.4. Razão de Solubilidade e Fator Volume de Formação

Como discutido anteriormente, a razão de solubilidade e o fator volume de formação, informações indispensáveis para o cálculo posterior de vazão de retorno e ganho no tanque, são avaliados através de correlações para fluidos de perfuração de base n-parafina dadas por MONTEIRO (2007).

Para pressões inferiores a 35 MPa, as Equações 4-25 e 4-26 são utilizadas :

$$R_{s_{fluido}} = 3,486x(f_{\acute{o}leo}^{1,306})x(P^{1,102}) + e^{0,1019xP} \quad (4 - 25)$$

$R_{s_{fluido}}$ = razão de solubilidade do fluido de perfuração (m^3std/m^3std)

$f_{\acute{o}leo}$ = fração de óleo (n – parafina) no fluido de perfuração (adimensional)

P = pressão (MPa)

$$B_{fluido} = 0,001239x(f_{\acute{o}leo}^{1,727})x(1,042^P)x(T^{0,9759}) + e^{0,003981xP} \quad (4 - 26)$$

B_{fluido} = fator volume – formação (m^3/m^3std)

$f_{\acute{o}leo}$ = fração de óleo (n – parafina) no fluido de perfuração (adimensional)

P = pressão (MPa)

T = temperatura (°C)

Para pressões entre 35 e 50 MPa, as Equações 4-27 e 4-28 são utilizadas:

$$R_{s_{fluido}} = 0,03401x(f_{\acute{o}leo}^{1,296})x(P^{2,246})x(T^{0,162}) + e^{0,07649xP} \quad (4 - 27)$$

$R_{s_{fluido}}$ = razão de solubilidade do fluido de perfuração (m^3std/m^3std)

$f_{\acute{o}leo}$ = fração de óleo (n – parafina) no fluido de perfuração (adimensional)

P = pressão (MPa)

T = temperatura (°C)

$$B_{fluido} = 0,001034x(f_{\acute{o}leo}^{1,855})x(1,076^P)x(T^{0,8073}) + e^{0,003436xP} \quad (4 - 28)$$

B_{fluido} = fator volume – formação (m^3/m^3std)

$f_{\acute{o}leo}$ = fração de óleo (n – parafina) no fluido de perfuração (adimensional)

P = pressão (MPa)

T = temperatura (°C)

Para situações fora de tais faixas de pressão, MONTEIRO (2007) não previu nenhuma correlação. Portanto, nestes casos, adotaram-se as Equações 4-27 e 4-28, as mesmas aplicadas para pressões entre 35 e 50 MPa.

4.2.5. Modelagem do Reservatório

Apesar de ser comum a ausência de informações detalhadas sobre as propriedades do reservatório durante a etapa de planejamento do poço ou antes da primeira perfuração em uma dada região, foi utilizado o modelo mostrado na Equação 4-29 (ROSA *et al.*, 2006) para a representação do reservatório de gás. Além disso, visando a estimar a vazão do *kick*, assumiu-se um reservatório radial em regime transiente.

$$q_w = (P_i^2 - P_w^2) \frac{2\pi k * ROP * \Delta t}{\ln\left(\frac{4k\Delta t}{\gamma \mu_g \phi c_g r_w^2}\right) * \mu * P_w} \quad (4 - 29)$$

q_w = vazão de entrada do *kick* (m^3/s)

k = permeabilidade do reservatório (D)

ROP = taxa de penetração da broca (m/s)

Δt = passo de tempo (s)

γ = constante de Euler (adimensional)

μ_g = viscosidade do gás (Pa.s)

ϕ = porosidade do reservatório (adimensional)

r_w = raio do poço (m)

P_w = pressão de fundo do poço (Pa)

P_i = pressão inicial do reservatório (Pa)

Para gás ideal, a compressibilidade do gás é dada pela Equação 4-30:

$$\bar{c}_g = \frac{2}{P_i + P_w} \quad (4 - 30)$$

\bar{c}_g = compressibilidade média do gás (Pa^{-1})

P_i = pressão inicial do reservatório (Pa)

P_w = pressão de fundo do poço (Pa)

4.2.6. Massa Específica do Fluido de Perfuração

A massa específica do fluido de perfuração, quando não há gás dissolvido presente no mesmo, é função apenas da pressão e da temperatura ao qual está submetido. Como pressão e temperatura variam segundo a profundidade da célula no poço e o tempo⁶, é razoável deduzir que a massa específica também varia. Sendo assim, é importante calcular e recalcular a massa específica a cada passo de tempo e para todas as profundidades. A correlação apresentada na Equação 4-31 foi obtida em laboratório, no Centro de Pesquisas da Petrobras (CENPES). Ela mostra a relação da massa específica do fluido de base n-parafina com pressão e temperatura e com a massa específica da parafina pura.

$$\rho_{fluido}^{P,T} = \frac{\rho_{fluido}^{std}}{1 + \left(\frac{\rho_{parafina}^{std}}{\rho_{parafina}^{P,T}} \right) * f_{\acute{o}leo}} \quad (4 - 31)$$

$\rho_{fluido}^{P,T}$ = massa específica do fluido n – parafina nas condições de P e T (lb/gal)

ρ_{fluido}^{std} = massa específica do fluido nas condições – padrão (lb/gal)

⁶ A pressão é função do tempo e não apenas da profundidade porque com o passar do tempo, gás dissolvido pode haver saído de solução, reduzindo a pressão hidrostática. Já para o caso da temperatura, assumiu-se que a mesma seria independente do tempo.

$\rho_{\text{parafina}}^{P,T}$ = massa específica da parafina pura nas condições de P e T (lb/gal)

$\rho_{\text{parafina}}^{\text{std}}$ = massa específica da parafina pura nas condições – padrão (lb/gal)

$f_{\text{óleo}}$ = fração de óleo no fluido de perfuração (adimensional)

condições – padrão: 14,7 psi & 59°F

Percebe-se pela Equação 4-31 que a massa específica do fluido de perfuração é função da massa específica da parafina pura em condições *in-situ*. A Equação 4-32, também obtida em laboratório do CENPES, dispõe sobre o cálculo dessa última.

$$\rho_{\text{parafina}}^{P,T} = 8,34 * \frac{141500+P}{180200+212,3T} \quad (4 - 32)$$

$\rho_{\text{parafina}}^{P,T}$ = massa específica da parafina pura nas condições de P e T (lb/gal)

P = pressão (psi)

T = temperatura (°C)

4.2.7. Ganho no Tanque

O ganho no tanque indica a ocorrência de um *kick* quando um crescimento acima do prenunciado do volume de fluido de perfuração é visto na superfície. Adota-se, neste trabalho, uma taxa de injeção de fluido de perfuração para dentro do poço constante, conforme ilustrado na Figura 18.

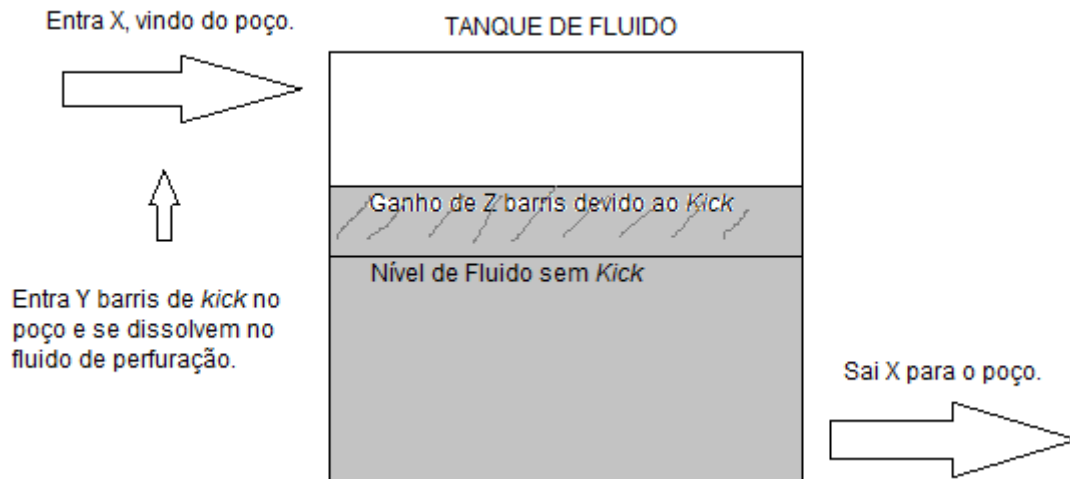


Figura 18: Esquema do ganho no tanque de fluido de perfuração. É importante ressaltar que, em casos onde o *kick* se solubiliza no fluido de perfuração, o volume de *kick* real, Y , é geralmente muito maior do que o volume de ganho, Z , visto no tanque.

Segundo THOMAS *et al.* (1982), o ganho no tanque é o mais importante indicador de *kick* durante a perfuração com fluidos de base óleo. Na prática, é também o mais utilizado, já que muitas vezes não há equipamentos adequados para medição de vazão de retorno na sonda de perfuração. Por conseguinte, é também bastante focado no presente trabalho.

Para avaliar o ganho no tanque, é adotada a hipótese de que o gás dissolvido, que sai de solução a cada passo de tempo, empurra o fluido de perfuração acima do mesmo para dentro do tanque na superfície, tornando necessário estimar quanto gás sai de solução. Além disso, outra contribuição advém da expansão do gás que já se encontrava fora de solução no poço; à medida que o gás se expande, mais fluido de perfuração é empurrado para dentro do tanque. É vital computar também a parcela ligada ao volume de *kick* que invade o poço a cada segundo, diferindo-se das parcelas anteriores. No entanto, em se tratando de fluido de perfuração de base óleo, é factível considerar que todo volume de *kick* que entra no poço se solubiliza completamente e instantaneamente, desde que as condições de pressão e temperatura permitam. Sendo assim, para que a detecção do *kick* ocorra de modo eficiente e preciso, é determinante

estimar quanto certo volume de fluido de perfuração se expande à medida que se dissolve gás – tal cálculo não é trivial.

A Equação 4-33 resume as parcelas importantes para o cálculo de ganho no tanque.

$$V_{tanque} = V_{sai} + V_{entra} + V_{expansão} \quad (4 - 33)$$

$$V_{tanque} = \text{ganho no tanque (bbl)}$$

$$V_{sai} = \text{volume de gás que sai de solução, a cada passo de tempo}$$

$$V_{entra} = \text{volume de kick que invade o poço, dissolvendo – se, a cada passo de tempo}$$

$$V_{expansão} = \text{volume da expansão dos gases fora de solução, a cada passo de tempo}$$

V_{entra}

Para avaliar o valor de V_{entra} , torna-se precípuo descobrir quanto uma célula, que consiste de certo volume de fluido de perfuração, se expande com a dissolução de gás, mesmo que tal valor seja pequeno. Porém, não foi encontrada na literatura, nenhuma correlação para o cálculo da massa específica de fluido de perfuração n-parafina em função da massa de gás que se dissolve, variável que seria usada para estimar V_{entra} . No entanto, a correlação de fator volume-formação dada por MONTEIRO (2007) e o uso de uma aproximação linear que levasse em consideração a massa de gás que se dissolve na célula, evidenciaram uma maneira factível de computar essa parcela do ganho no tanque, conforme será demonstrado a seguir. A Figura 19 ilustra como foi feito para calcular V_{entra} .

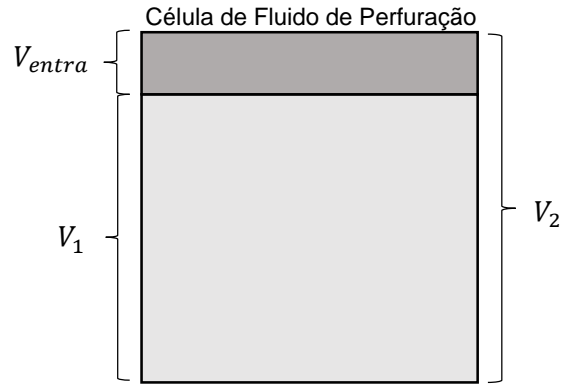


Figura 19: Célula de Fluido de Perfuração. É importante observar a expansão do volume V_1 para V_2 após a solubilização do *kick*.

$$V_{entra} = V_2 - V_1 \quad (4 - 34)$$

V_{entra} = volume de *kick* que invade o poço, dissolvendo – se, a cada passo de tempo

V_2 = volume da célula após dissolução de certa massa de gás @ P, T

V_1 = volume da célula sem gás dissolvido @ P, T

Além disso, definiremos V_{cel}^{std} como o volume da célula na superfície (onde todo o gás que pudesse estar dissolvido, já saiu de solução. Ressalta-se que $V_{cel}^{std} \neq V_1$ – nenhum dos dois contém a presença de gás dissolvido, mas V_1 considera a variação de volume que ocorre com a célula quando ela está submetida a condições de pressão e temperatura do poço.

Para a avaliação do valor de V_2 , consideraremos o uso da correlação para fator volume-formação de MONTEIRO (2007). Contudo, apenas tal correlação não é suficiente para o cálculo preciso de V_2 . Tem-se em mente que o fator volume-formação dado por tal correlação corresponde a um volume máximo de gás que pode ser dissolvido na célula. Porém, se nenhum gás se dissolve na célula, é razoável deduzir que $V_2 = V_1$. Para que isto ocorra, criou-se a necessidade de um fator de correção em função da massa de gás que se dissolve, aqui denominado $f(m_{gdo})$

Temos, então:

$$V_2 = [B_f * f(m_{gdo})] * V_{cel}^{std} \quad (4 - 35)$$

V_2 = volume da célula após dissolução de certa massa de gás @ P,T

B_f = fator volume – formação da n – parafina de MONTEIRO (2007)

$f(m_{gdo})$ = fator de correção de B_f em função da massa de gás que se dissolve

V_{cel}^{std} = volume da célula na superfície

A partir da Equação 4-35, nota-se que o problema de encontrar V_2 se resume a estimar o valor de $f(m_{gdo})$. Para tal, analisemos as condições de contorno abaixo:

$$cc. 1: \quad B_f * f(m_{gdo} = m_{max}) = B_f$$

$$cc. 2: \quad V_2 = V_1 \rightarrow [B_f * f(m_{gdo} = 0)] * V_{cel}^{std} = V_1$$

A condição de contorno 1 afirma que, se a massa de gás que se dissolve na célula equivale a sua máxima capacidade de dissolução, então o fator volume-formação será aquele dado por MONTEIRO (2007). Por outro lado, caso nenhum gás se dissolva na célula, então $V_2 = V_1$. Sendo assim, as condições de contorno da função $f(m_{gdo})$ se tornam:

$$cc. 1': \quad f(m_{gdo} = m_{max}) = 1$$

$$cc. 2': \quad f(m_{gdo} = 0) = \frac{V_1}{B_f * V_{cel}^{std}}$$

Portanto, aproximando $f(m_{gdo})$ por uma função linear, obtemos:

$$f(m_{gdo}) = \left(1 - \frac{V_1}{B_f * V_{cel}^{std}}\right) \frac{m_{gdo}}{m_{max}} + \frac{V_1}{B_f * V_{cel}^{std}} \quad (4 - 36)$$

$f(m_{gdo}) =$ fator de correção de B_f em função da massa de gás que se dissolve

$V_1 =$ volume da célula sem gás dissolvido, in – situ

$B_f =$ fator volume – formação da n – parafina de MONTEIRO (2007)

$V_{cel}^{std} =$ volume da célula na superfície

Além disso, sabemos que:

$$V_1 = \frac{m_{cel}}{\rho_{fluido}^{P,T}} \quad (4 - 37)$$

$V_1 =$ volume da célula sem gás dissolvido, in – situ

$m_{cel} =$ massa de fluido de perfuração da célula

$\rho_{fluido}^{P,T} =$ massa específica do fluido n – parafina nas condições de P e T

$$m_{cel} = \rho_{fluido}^{std} V_{cel}^{std} \quad (4 - 38)$$

$m_{cel} =$ massa de fluido de perfuração da célula

$\rho_{fluido}^{std} =$ massa específica do fluido n – parafina nas condições – padrão

$V_{cel}^{std} =$ volume da célula na superfície

Substituindo 4-38 em 4-37. Ficamos com:

$$V_1 = \frac{\rho_{fluido}^{std} V_{cel}^{std}}{\rho_{fluido}^{P,T}} \quad (4 - 39)$$

$V_1 =$ volume da célula sem gás dissolvido, in – situ

$\rho_{fluido}^{std} =$ massa específica do fluido n – parafina nas condições – padrão

$V_{cel}^{std} =$ volume da célula na superfície

$\rho_{fluido}^{P,T} =$ massa específica do fluido n – parafina nas condições de P e T

Finalmente, usando as Equações 4-35, 4-36 e 4-39 na Equação 4-34, e trabalhando-as de modo a cancelar termos quando necessário, V_{entra} fica definido segundo a Equação 4-40, onde $\rho_{fluido}^{P,T}$ é dado pela Equação 4-31:

$$V_{entra} = \left[\left(B_f - \frac{\rho_{fluido}^{std}}{\rho_{fluido}^{P,T}} \right) \frac{m_{gdo}}{m_{max}} \right] * V_{cel}^{std} \quad (4 - 40)$$

V_{entra} = volume de kick que invade o poço, dissolvendo – se, a cada passo de tempo

m_{gdo} = massa de gás dissolvido na célula

m_{max} = massa máxima de gás que pode se dissolver na célula

ρ_{fluido}^{std} = massa específica do fluido n – parafina nas condições – padrão

V_{cel}^{std} = volume da célula na superfície

$\rho_{fluido}^{P,T}$ = massa específica do fluido n – parafina nas condições de P e T

V_{sai}

O volume de fluido que sai de solução a cada passo tempo é calculado comparando o volume de fluido dissolvido na célula em um instante de tempo t , com o volume dissolvido na mesma em um instante $t + \Delta t$.

De maneira genérica, o volume de gás que sai de solução é dado pela Equação 4-41, onde V_1 é obtido pela Equação 4-31. Novamente, existe a necessidade de avaliar a razão de solubilidade de MONTEIRO (2007) em função da massa de gás que se dissolve. No entanto, neste caso, não é necessário encontrar uma função para corrigir a razão de solubilidade (como foi feito para o fator volume-formação), já que o fator $\frac{m_{gdo}}{m_{max}}$ é suficiente para corrigi-la⁷.

⁷ $RS = \left(\frac{V_{max}}{V_1} \right) \frac{m_{gdo}}{m_{max}}$

$$V_{sai} = \left[V_1(t)Rs(t) \frac{m_{gdo}(t)}{m_{max}} - V_1(t + \Delta t)Rs(t + \Delta t) \frac{m_{gdo}(t+\Delta t)}{m_{max}} \right] \quad (4 - 41)$$

V_{sai} = volume de gás que sai de solução, a cada passo de tempo

V_1 = volume da célula sem gás dissolvido, in – situ

Rs = razão de solubilidade dada por MONTEIRO (2007)

m_{gdo} = massa de gás dissolvido na célula

m_{max} = massa máxima de gás que pode se dissolver na célula

$V_{expansão}$

Corresponde ao volume da expansão sofrida pelo gás, a cada passo de tempo, durante seu escoamento dentro do poço. À medida que o gás sobe, fica submetido a pressões e temperaturas menores; portanto, se expande.

A Equação 4-42 dá o valor genérico de $V_{expansão}$.

$$V_{expansão} = V(t + \Delta t) - V(t) \quad (4 - 42)$$

$V_{expansão}$ = volume da expansão dos gases fora de solução, a cada passo de tempo

$V(t + \Delta t)$ = volume de uma massa 'm' de gás num tempo $t + \Delta t$

$V(t)$ = volume de uma massa 'm' de gás num tempo t

Assumindo a hipótese de gás ideal, a equação dos gases ideais pode ser aplicada, tornando viável a obtenção de $V_{expansão}$ ao se conhecer as pressões e temperaturas num tempo $t + \Delta t$.

$$V_{expansão} = \frac{T(t+\Delta t) P(t)}{P(t+\Delta t) T(t)} V(t) - V(t) \quad (4 - 43)$$

$V_{expansão}$ = volume da expansão dos gases fora de solução, a cada passo de tempo

T = temperatura do gás

P = pressão do gás

$V(t)$ = volume de uma massa 'm' de gás num tempo t

4.2.8. Vazão de Retorno

A vazão de retorno é outro exemplo de indicador de *kick* durante a perfuração. Um aumento, fora do previsto, dos valores medidos pelos equipamentos que monitoram a vazão de retorno indica que gás está entrando no poço, ou que o gás já existente no poço está em processo de expansão.

Normalmente, a vazão de retorno é um indicador complementar a outros indicadores, como o ganho no tanque de fluido. É mais comum encontrar medidores de vazão para fluidos de base água. Condições de uso e composições mais complexas criam a necessidade de mais requisitos para a confiabilidade dos medidores para fluidos de base óleo (ANFINSEN e ROMMETVEIT, 1992). Então, muitas vezes, na prática, tal indicador fica relegado a segundo plano.

No presente trabalho, a vazão de retorno é simplesmente calculada através do ganho no tanque. A Equação 4-44, esclarece a maneira pela qual a vazão é estimada.

$$Q_{retorno} = \frac{(V_{sai} + V_{entra} + V_{expansão})}{\Delta t} + Q_{injeção} \quad (4 - 44)$$

$Q_{retorno}$ = vazão de retorno

V_{sai} = volume de gás que sai de solução, a cada passo de tempo

V_{entra} = volume de *kick* que invade o poço, dissolvendo – se, a cada passo de tempo

$V_{expansão}$ = volume da expansão dos gases fora de solução, a cada passo de tempo

Δt = passo de tempo

$Q_{injeção}$ = vazão de injeção

Sabemos que V_{entra} , V_{sai} e $V_{expansão}$ são dados pelas Equação 4-40, 4-41 e 4-43, respectivamente. Assim, $Q_{retorno}$ é facilmente determinada.

CAPÍTULO 5

RESULTADOS DAS SIMULAÇÕES

Os procedimentos para o cálculo de ganho no tanque e de vazão de retorno, foram descritos no Capítulo 4. Com base em tais métodos, foram avaliados alguns cenários comuns às operações de perfuração reais. No capítulo atual, os resultados mais relevantes são apresentados em três etapas: na primeira, há uma descrição do caso padrão estudado; na segunda, é feita uma análise de sensibilidade da influência da fração de óleo no fluido, bem como da vazão de injeção e do *kick* no indicador de ganho no tanque e de vazão de retorno; na terceira, são comparados os resultados observados do presente estudo, com um trabalho semelhante realizado por THOMAS *et al.* em 1982.

5.1. Cenário-Padrão

O caso aqui designado como *cenário-padrão* foi concebido com a clara intenção de examinar uma situação cujos dados de entrada no programa se aproximassem daqueles encontrados em um quadro real de perfuração em águas profundas. Isto é importante em virtude da nova tendência de aplicação de fluidos de base n-parafina no pré-sal. Por conseguinte, os dados de entrada de tal cenário (geometria do poço e características do reservatório e do fluido) são os mesmos já especificados nas Tabela 1 e Tabela 2, anteriormente.

Abaixo, são mostradas as respostas do programa às simulações realizadas, através de gráficos de perfil de pressão (Figura 20), perfil de temperatura (Figura 21), perfil de razão de solubilidade (Figura 22), perfil de fator volume-formação (Figura 23), vazão do *kick* (Figura 24), gás dissolvido no poço (Figura 25), gás que sai de solução

acumulado (Figura 26), gás dentro do poço (Figura 27), ganho no tanque (Figura 28) e vazão de retorno (Figura 30).

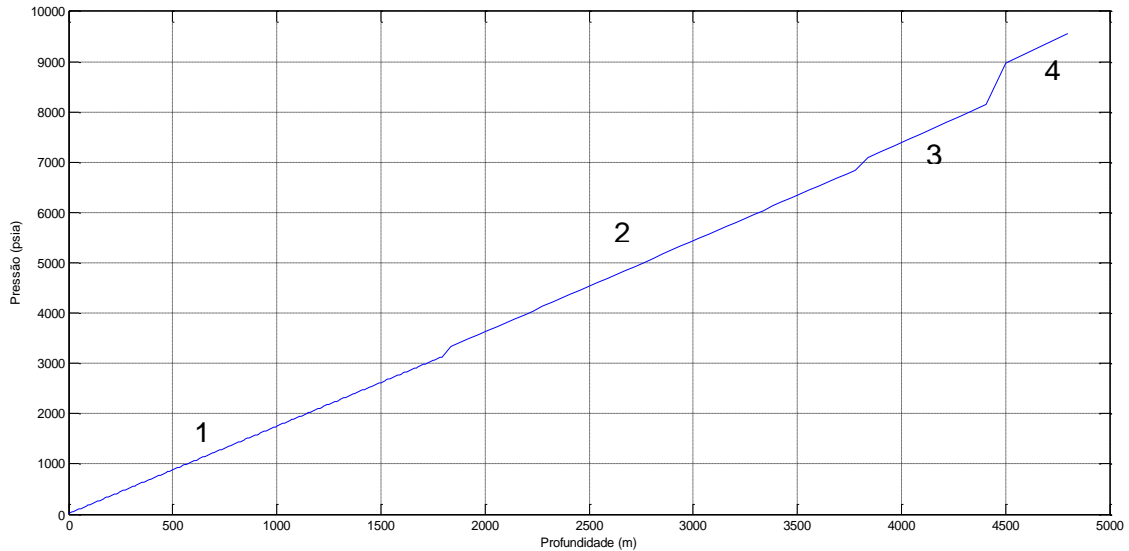


Figura 20: Perfil de pressão do fluido, no cenário-padrão.

As pressões encontradas no poço, ilustradas na Figura 20, evidenciam a existência de quatro regiões distintas, definidas por uma profundidade. Tal ocorrência é justificada devido aos diferentes diâmetros hidráulicos do poço. A região 1, onde são encontradas as menores pressões, referem-se ao riser; a 2, designa toda a região preenchida pelo revestimento de 9 5/8; a 3, mostra onde começa a parte em que o poço está aberto à formação, mas não há presença de comandos na coluna de perfuração; e a 4, corresponde ao “final” do poço, onde há poço aberto e presença de comandos. Na região 4, são verificadas as maiores pressões, que chegam a quase 10000 psia, pressões comuns apenas em poços muito profundos.

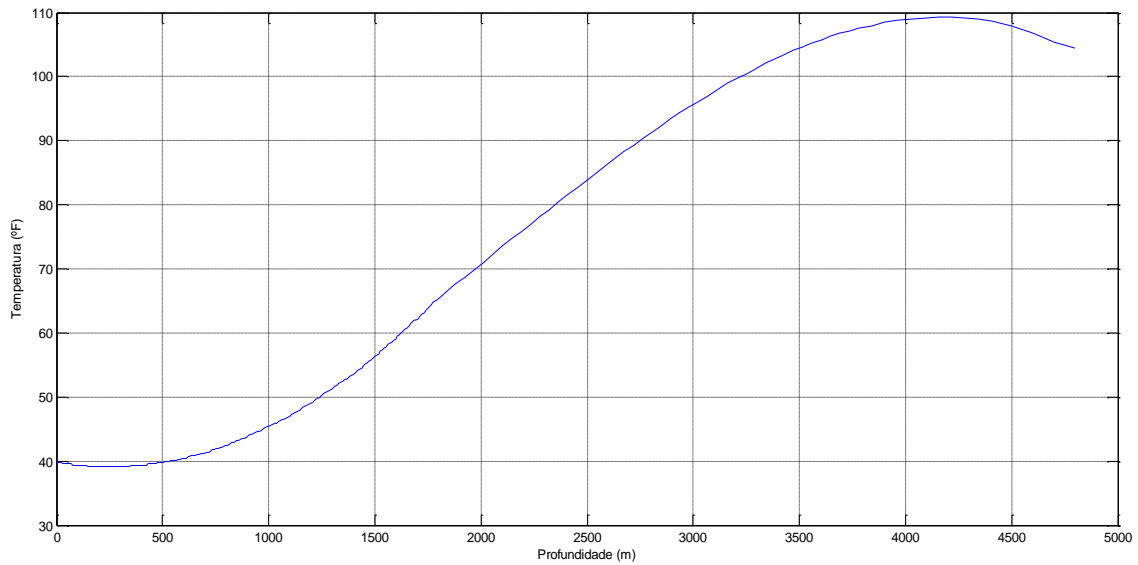


Figura 21: Perfil de temperatura do fluido no cenário-padrão.

A Figura 21 ilustra as temperaturas geradas pelo programa *Calor*®, da Petrobras, às quais o fluido de perfuração se encontra. Nas maiores profundidades a temperatura chega a próximo de 110 °F (43 °C), enquanto que, quando o fluido alcança o *riser*, sua temperatura chega a cair a menos de 40 °F (4°C).

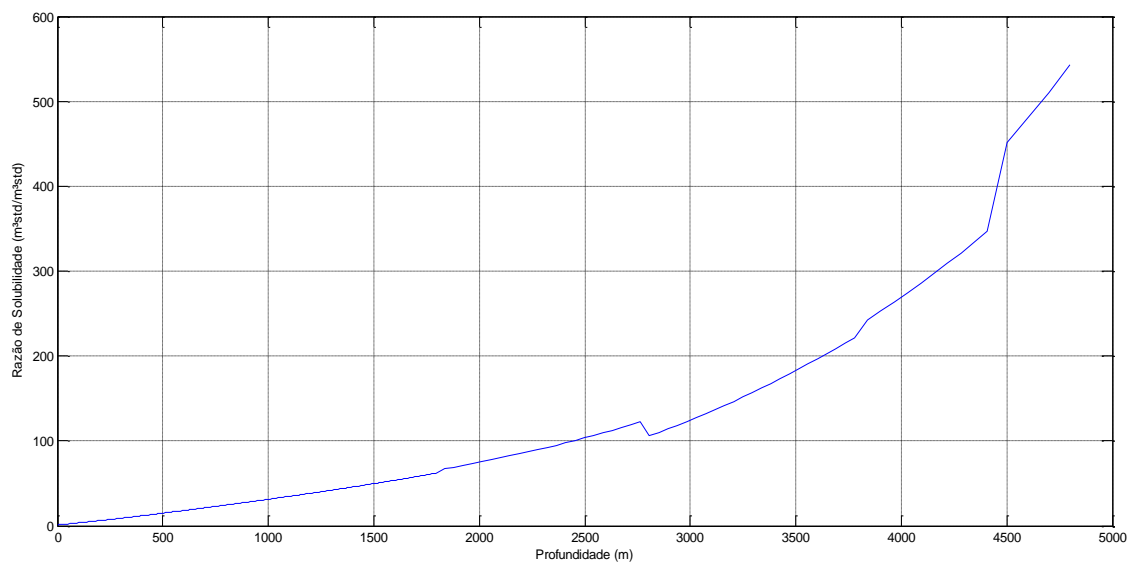


Figura 22: Perfil de razão de solubilidade do fluido, no cenário-padrão.

As razões de solubilidade verificadas no fluido de perfuração para diferentes profundidades, conforme exibido na Figura 22, reportam a enorme capacidade do fluido de base n-parafina de dissolução de gases. A curva foi gerada através das correlações para razão de solubilidade de MONTEIRO (2007). A descontinuidade presente no gráfico é causada porque duas expressões diferentes foram usadas para cobrir toda a faixa de pressões. MONTEIRO não previu nenhuma equação para pressões maiores do que 7252 psia, sendo, portanto, necessário estender o uso da expressão da faixa de 5076 a 7252 psia para limites superiores.

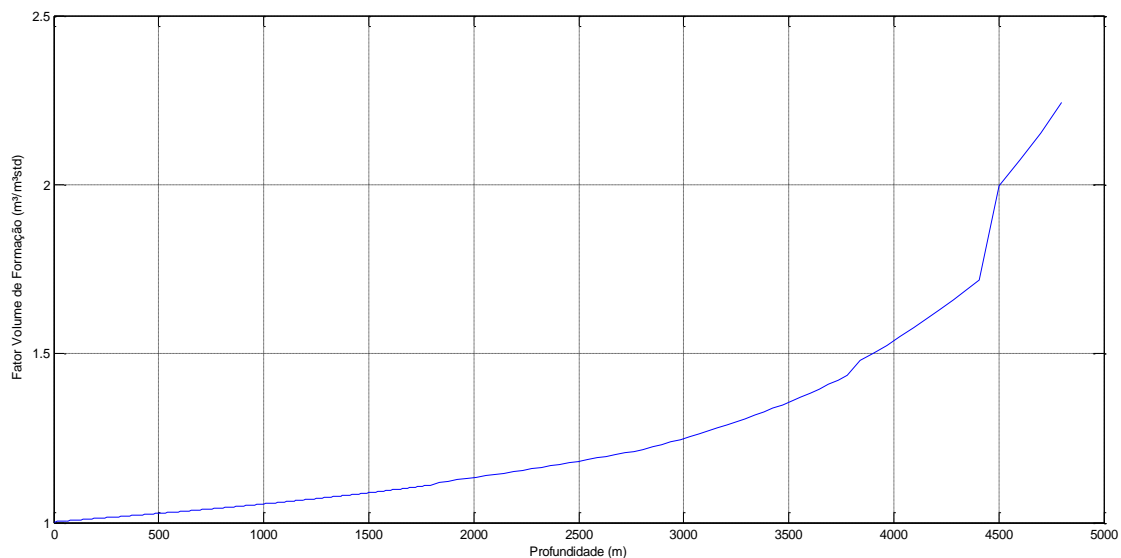


Figura 23: Fator volume de formação do fluido no cenário-padrão.

A Figura 23 apresenta os resultados encontrados para outra importante propriedade dos fluidos nos cálculos associados à detecção de *kicks*, o fator volume de formação. Como é possível observar nesse gráfico, os fatores volume de formação para grandes profundidades demonstram a elevada variação de volume que o fluido sofre na presença de uma massa de gás dissolvido, sendo, em decorrência dessa característica, essenciais para a detecção do *kick* antes que gás saia de solução – pelo gráfico, uma célula de fluido que estivesse no fundo do poço mais do que dobraria de volume se toda a capacidade de dissolução de gás fosse utilizada.

Assim como na Figura 22, a descontinuidade da Figura 23 também ocorre por conta de diferentes expressões.

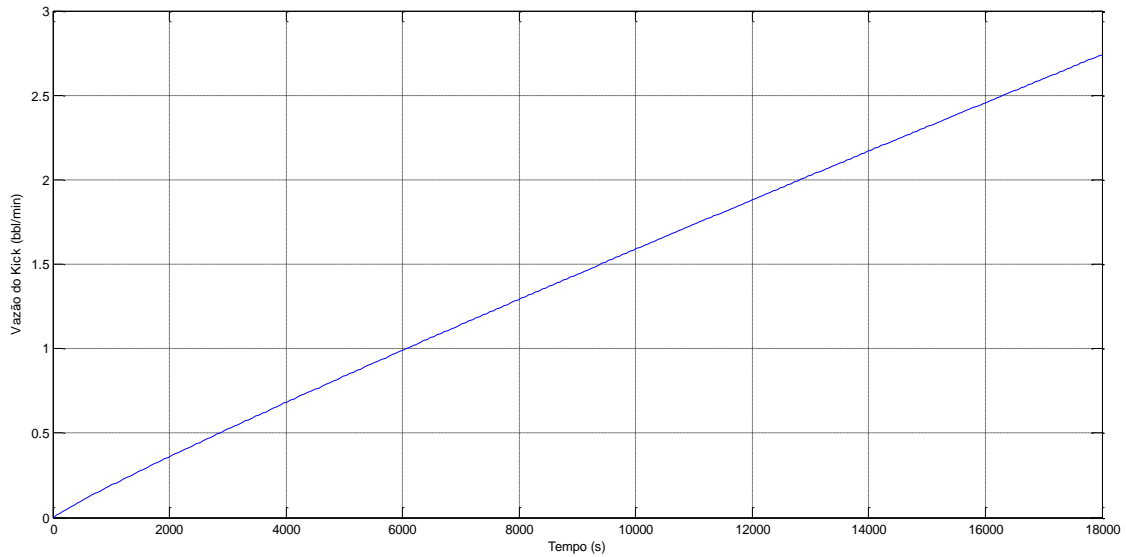


Figura 24: Vazão do *kick* no cenário-padrão.

A Figura 24 mostra o crescimento da vazão do *kick* com o tempo. O influxo começa com uma vazão muito baixa, que aumenta de maneira constante. Tal fato é primariamente justificado pelo crescimento da área do poço exposta à região de *kick*, já que o poço está sendo perfurado a uma taxa de 10 metros por hora. Outro ponto a ser considerado para o aumento da vazão, deve-se a redução da pressão exercida pelo fluido na formação, com a saída de gás de solução.

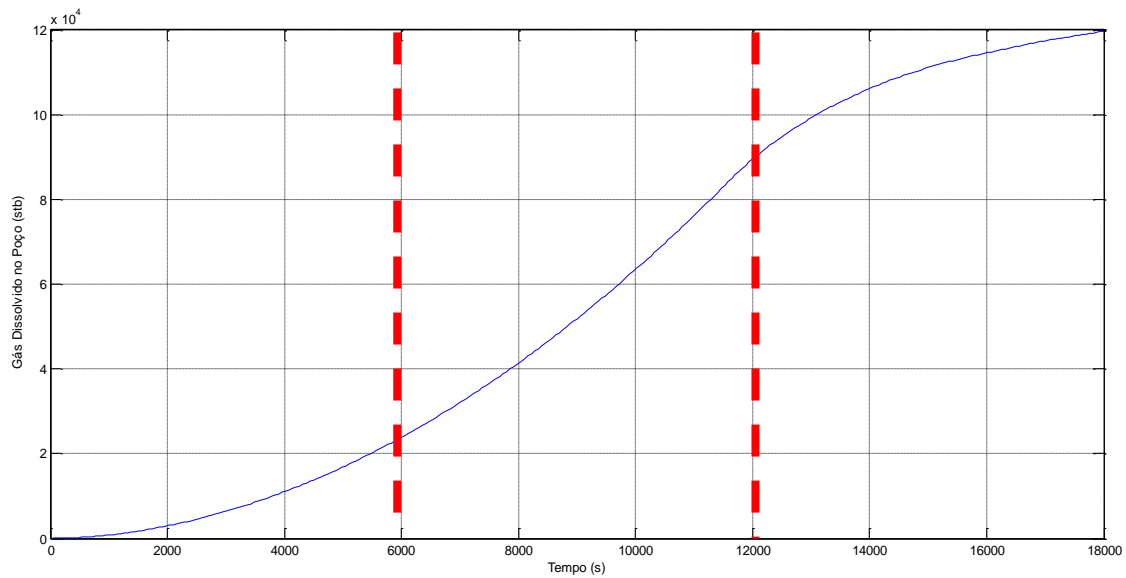


Figura 25: Gás dissolvido no poço, no cenário-padrão.

A curva exibida na Figura 25 apresenta o volume de gás dissolvido no poço com o tempo, em condições de superfície. Para analisar tal gráfico, é válido dividi-lo em três regiões: à esquerda, no meio e à direita. A região à esquerda se caracteriza pelo crescimento lento da quantidade de gás dissolvido devido à baixa vazão de *kick*, mas que “acelera” (a derivada é positiva). Na região mediana, tal aumento já se tornou mais pronunciado e aproximadamente constante à medida que as células do fundo do poço, “contaminadas” pelo gás, vão escoando em direção à superfície. À direita, a “aceleração” do crescimento se torna negativa (derivada negativa) e a curva muda de inclinação, a partir do momento em que todo o poço já está preenchido por células “contaminadas” com gás; no entanto, é válido ressaltar que nunca haverá decréscimo no volume de gás dissolvido, pois a vazão do *kick* nunca reduz.

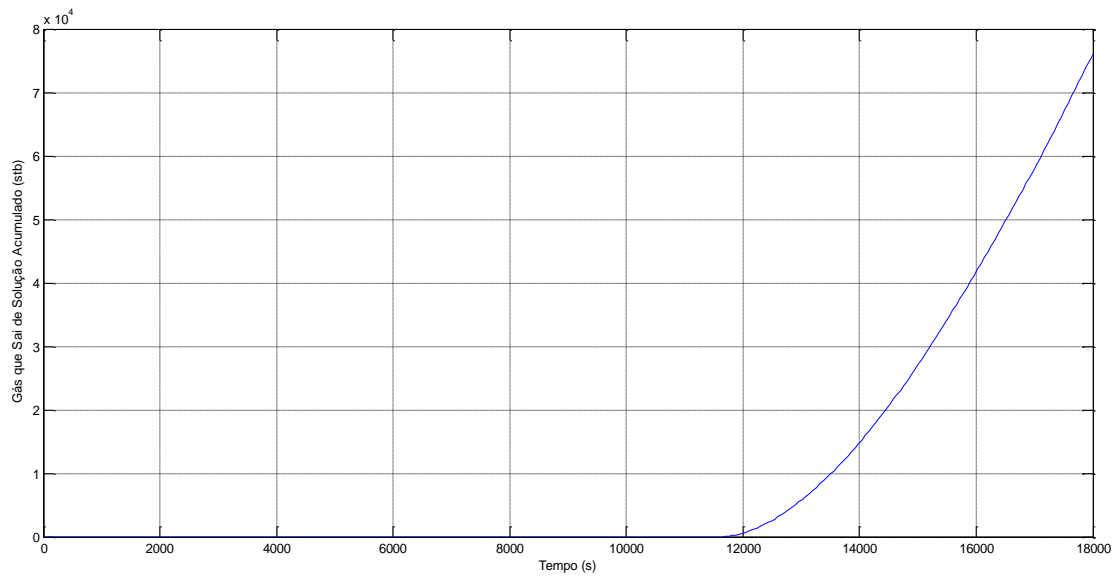


Figura 26: Gás que sai de solução acumulado, no cenário padrão.

Nota-se pelo gráfico da Figura 26, que os valores de gás que sai de solução e de gás dissolvido (Figura 25), possuem a mesma ordem de grandeza, como esperado. Também é relevante destacar que demora aproximadamente 3 horas para que gás dissolvido comece a sair de solução. A partir daí, a curva apresenta um elevado crescimento.

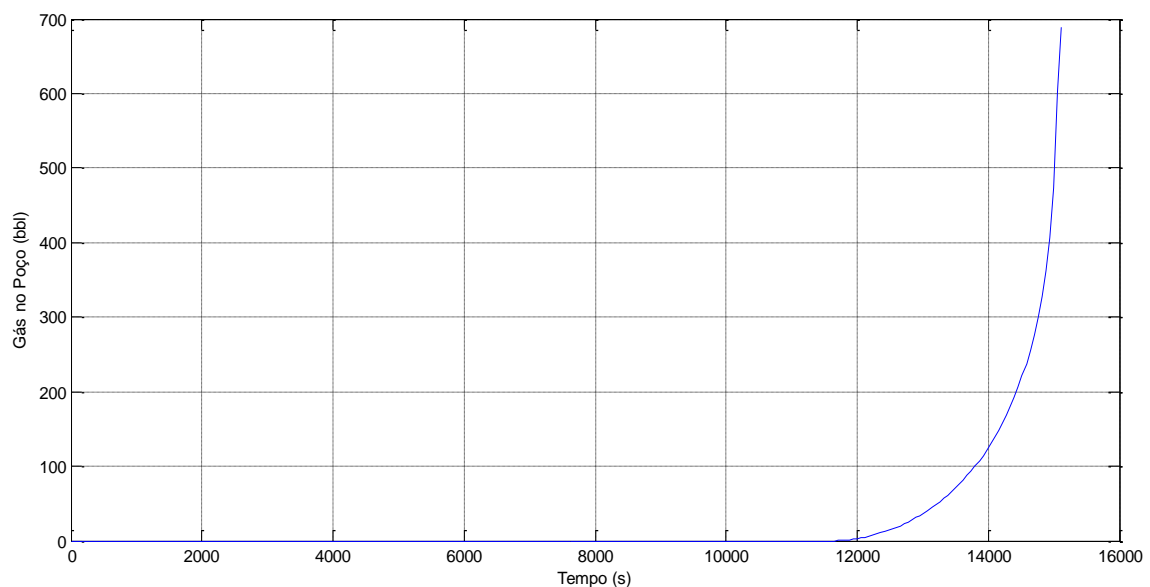


Figura 27: Gás livre no poço, no cenário estudado.

O volume de gás livre no poço por tempo, ilustrado na Figura 27, representa um dos mais importantes resultados que o programa dispõe. Ele não é vital somente para o cálculo de ganho no tanque, como também é indispensável para a estimativa da vazão de retorno. Difere-se da Figura 26 por corresponder a um valor que condiz ao estado do poço em certo instante e não a um volume acumulado de gás em condições de superfície. Nota-se, por conseguinte, a diferença com relação às ordens de grandeza – dentro do intervalo de tempo estudado, o volume de gás livre no poço chega a pouco mais de 700 barris; no entanto, pela Figura 26, é sabido que uma quantidade bem maior de gás já saiu de solução (e já escoou para fora do poço). Pelo gráfico da Figura 27, o gás começa a sair de solução também depois de 3 horas desde que o *kick* iniciou (como verificado anteriormente na Figura 26). A desaceleração vista mais ao final da curva se refere à mesma desaceleração também observada no gráfico de volume de gás dissolvido no poço (Figura 25) – é factível considerar que o gás presente no poço, é aquele que antes estava dissolvido.

As Figuras 27 a 29 abaixo, apresentam os resultados concernentes à detecção do *kick* no cenário-padrão.

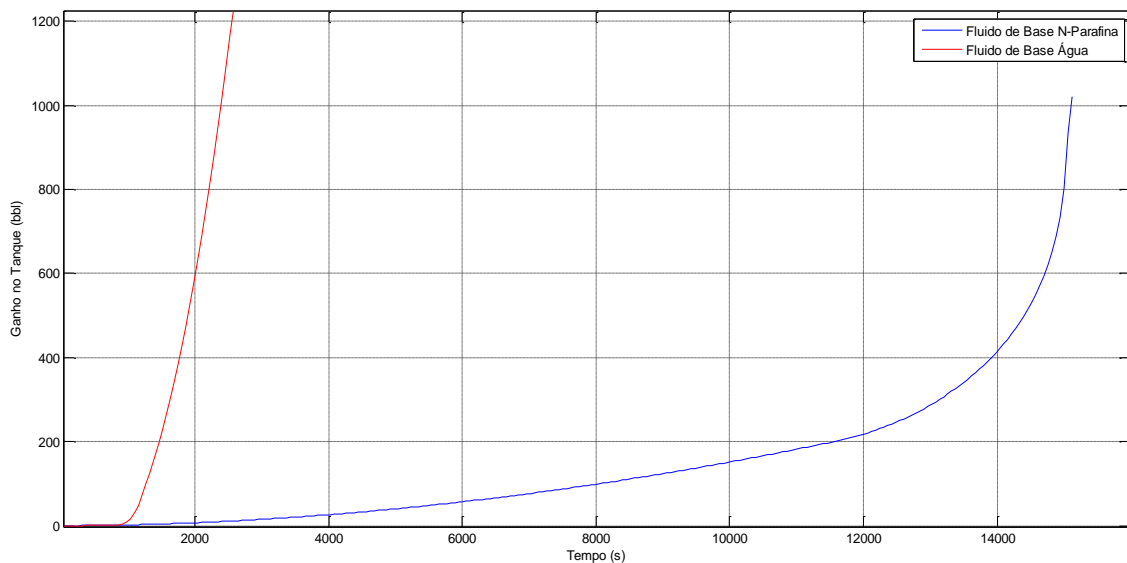


Figura 28: Ganho no tanque, no cenário-padrão.

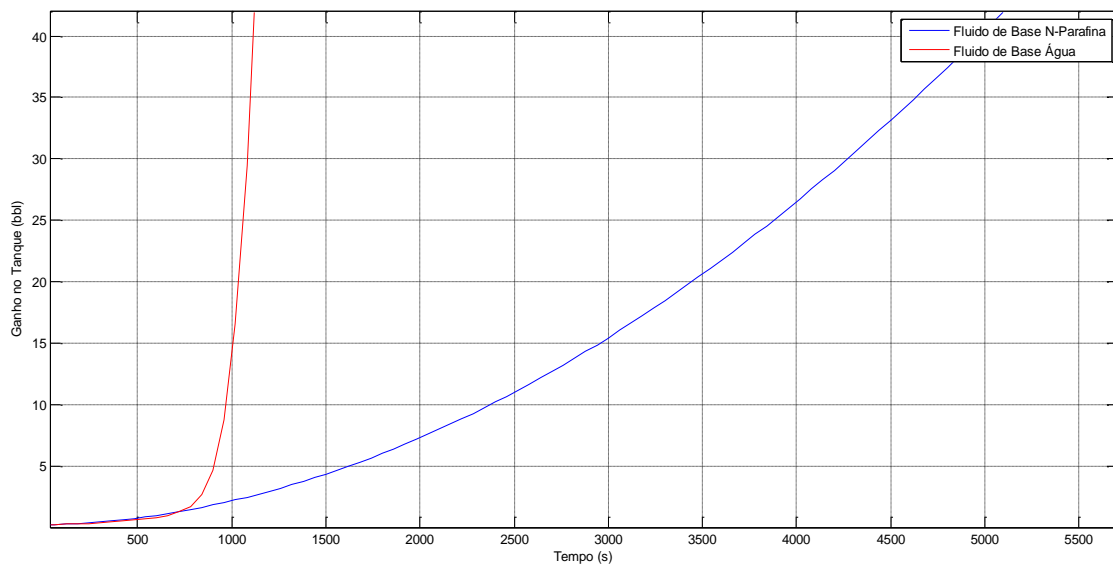


Figura 29: Ganho no tanque, no cenário-padrão. Visão ampliada da região de interesse da Figura 28.

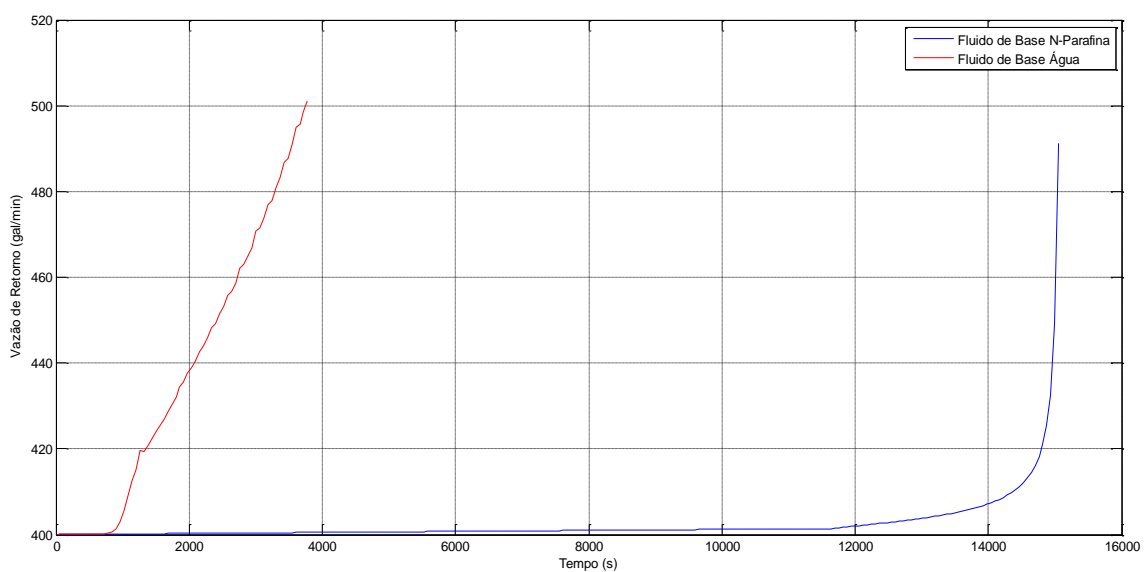


Figura 30: Vazão de retorno, no cenário-padrão.

Finalmente, no cenário estudado (chamado de cenário-padrão, como dito anteriormente), o ganho no tanque e a vazão de retorno indicaram o tempo de detecção do *kick*, sendo feita também uma comparação com fluido de base água.

Para a definição de um critério mínimo de sensibilidade dos equipamentos de campo, foi estabelecido que um ganho de 15 barris no tanque e um incremento de 5% da vazão de retorno eram valores factíveis à detecção do ponto de vista prático.

Sendo assim, o gráfico de ganho no tanque indicou que o *kick* seria identificado em 1015 segundos (~17 minutos) se o fluido fosse de base água; já a vazão de retorno propiciou que o mesmo fosse identificado em 1320 segundos (~22 minutos). Por outro lado, em fluidos de base n-parafina, a detecção foi consideravelmente mais lenta, como esperado. O ganho de tanque detectou o *kick* em 2960 segundos (~49 minutos) e a vazão de retorno demorou 14790 segundos (~4 horas) para sofrer um aumento de 5%.

Algumas conclusões importantes já podem ser tomadas a partir das informações apresentadas acima:

- Como esperado, a identificação do *kick* em fluido de base n-parafina é mais lenta do que em fluido de base água;
- O ganho no tanque mostrou ser um indicador de *kick* mais eficiente do que a vazão de retorno;
- Considerando o ganho no tanque, o *kick* demorou aproximadamente 3 vezes mais para ser identificado na n-parafina que em fluido de base água. Se considerada apenas a vazão de retorno, o *kick* demoraria 11 vezes mais para ser identificado.
- Para que a vazão de retorno tivesse a mesma eficiência do ganho no tanque deveria possuir uma sensibilidade de detectar acréscimos de 1% quando o fluido de perfuração fosse de base água e 0,1% se de base n-parafina.
- É possível identificar o *kick* antes que gás saia de solução, através da estimativa correta do fator volume de formação. Caso contrário, ele demoraria no mínimo 3 horas para ser detectado (nos fluidos n-parafina)

5.2. Análise de Sensibilidade

A análise de sensibilidade foi feita procurando determinar o efeito de uma variação da fração de óleo, da vazão de injeção e da vazão do *kick* no tempo de detecção do influxo indesejado. Tal análise é uma tentativa de servir de instrumento para averiguação da influência das variáveis supracitadas na percepção do *kick*.

As Tabelas de 5 a 7 a seguir, indicam o intervalo de tempo até um incremento de 15 barris no tanque de fluido e acréscimos de 5% e 1% na vazão de retorno. Também foi incluída nessas tabelas (na coluna mais à direita), a sensibilidade mínima que um medidor de vazão de retorno deveria possuir para ser um indicador de *kick* com eficiência semelhante ao ganho no tanque. No Anexo 1, podem ser verificados os gráficos de ganho no tanque e vazão de retorno, de onde foram compilados os dados apresentados nas Seções 5.2.1, 5.2.2 e 5.2.3.

5.2.1. Fração de Óleo

Um fluido de perfuração de base óleo é uma emulsão de água em óleo, cujo óleo é a fase contínua. A fração de óleo determina o volume de óleo, em comparação com o volume de água, em que consiste o fluido. Quanto mais próxima de 1, mais óleo é relativamente utilizado. Por outro lado, à proporção que se aproxima de zero, o fluido de base óleo se torna mais parecido com o de base água, especialmente no que concerne a sua capacidade de solubilização de gases.

A Tabela 5 apresenta os resultados para frações de óleo de 46%, 60% e 78%. Tais frações são as mesmas consideradas por MONTEIRO (2007) ao chegar às correlações de razão de solubilidade e fator volume de formação utilizadas no presente trabalho.

Tabela 5: Parâmetro analisado: fração de óleo.

Fr de Óleo (%)	Ganho de 15 bbl (s)	Aumento da Vazão de Retorno (s)		Sensibilidade Mínima (%)
		5%	1%	
78	2700	15500	14300	0,1
60	2960	14790	13000	0,1
46	3190	13400	11300	0,1
Base Água	1015	1320	1015	1

Pelos números exibidos na Tabela 5, podemos reparar numa conjuntura curiosa. O aumento da fração de óleo exerce um papel inverso no tempo de detecção do *kick* quando medido pelo ganho no tanque e ao ser estimado pelo incremento da vazão de retorno. No caso da vazão de retorno, o crescimento da fração de óleo provoca aumento no tempo de detecção do *kick*. Grandes aumentos da vazão de retorno estão ligados a saída de solução dos gases dissolvidos. Em decorrência disso, é esperado que quanto maior a fração de óleo, maior seja também a capacidade de uma célula de fluido para a dissolução de gases; portanto, a célula demoraria a ficar saturada e gás sairia de solução mais tarde, levando a vazão de retorno a crescer com atraso – para frações de 78%, o gás levou quase 4 horas para sair de solução (já bem próximo da superfície, considerando que uma célula de fluido leva aproximadamente 4,6 horas para ir do fundo do poço à plataforma); para frações de 60%, o gás levou próximo de 3 horas; e para 46%, o gás levou menos de 2,3 horas para sair de solução.

Por outro lado, quando foi considerado o ganho no tanque, o aumento da fração de óleo diminuiu o tempo de detecção do influxo. Isso ocorreu devido a um desbalanceamento entre o crescimento da razão de solubilidade e do fator volume de formação (a razão de solubilidade aumenta mais lentamente que o fator volume de formação), quando a fração de óleo possui valores mais elevados. Ambos são muito

importantes no cálculo do ganho no tanque e dependem da fração de óleo (rever Equação 4-40). Como as vazões de *kick* são baixas inicialmente, e nenhum gás sai de solução antes da detecção de 15 barris para as situações estudadas (em média o tempo de detecção ficou em 49 minutos, enquanto que gás só sai de solução depois de mais de 2,5 horas), era esperado que a variação da fração de óleo, dentro da faixa examinada, não fosse significativa para promover qualquer variação no tempo de detecção do *kick*, já que a vazão do *kick* não muda para as diferentes frações; no entanto, o crescimento rápido do fator volume de formação, resulta na percepção mais veloz dos mesmos 15 barris. Tal fato pode estar ocorrendo devido a utilização da correlação de MONTEIRO (2007) fora das faixas de pressões previstas por ele. Sendo assim, a análise da influência da fração de óleo no ganho no tanque pode estar apresentando um resultado inconclusivo.

Além disso, outro ponto a ser considerado da análise da Tabela 5: Parâmetro analisado: fração de óleo. é que novamente a vazão de retorno é menos eficiente para a detecção do *kick* do que o ganho no tanque. Para que a vazão de retorno se tornasse igualmente eficiente, sua sensibilidade mínima teria que ser de 1% em fluidos de base água e 0,1% em fluidos de base n-parafina.

5.2.2. Vazão de Injeção

É o volume de fluido por tempo que é succionado dos tanques por bombas e injetado pelo interior da coluna de perfuração até sair por orifícios da broca conhecidos por jatos. Então, sobem pelo anular entre o poço e a coluna, até retornar novamente aos tanques.

A Tabela 6 apresenta a influência da vazão de injeção no cálculo do tempo de detecção do *kick*. Foram estudadas três vazões: 250, 400 e 600 galões por minuto, vazões consideradas baixa, média e alta, respectivamente.

Tabela 6: Parâmetro analisado: vazão de injeção de fluido de perfuração.

Base do Fluido	Vazão de Injeção (gal/min)	Ganho-Tanque -15 bbl- (seg)	Vazão de Retorno (seg)		Sensibilidade Mínima (%)
			5%	1%	
N-Parafina	250	2875	14700	11400	0,2
	400	2960	14790	13000	0,1
	600	3005	*	10400	0,1
Água	250	890	950	830	2,3
	400	1015	1320	1020	1
	600	1170	2220	1255	0,5

* vazões 5% maiores que 600 galões por minuto não foram alcançadas durante o tempo de estudo.

Analisando a Tabela 6, percebe-se que, tanto em fluidos de base n-parafina, quanto em fluidos de base água, a redução da vazão de injeção está associada a um ganho mais rápido de 15 barris no tanque. Tal resultado se torna intuitivo quando pensamos que, caso a vazão de injeção fosse nula e não houvesse circulação, a tendência seria uma detecção do *kick* bem rápida, já que, devido a falta de circulação de fluidos dentro do poço, mais gás se acumularia, levando a um rápido aumento no nível do tanque de fluido.

Ao se examinar a vazão de retorno, espera-se que possua a mesma tendência do ganho no tanque. Esse comportamento é visto em fluido de base água. Para fluido de base n-parafina, tal propensão é identificada apenas quando a vazão passa de 250 para 400 galões por minuto. No entanto, quando a vazão chega a 600 galões por minuto, ela já é tão alta que a circulação de fluidos dentro do poço ocorre rápida o suficiente para evitar muito acúmulo de gás, e a vazão máxima não chega nem mesmo a aumentar mais de 5% de seu volume inicial. Além disso, altas vazões estão associadas à pressões dinâmicas maiores, freando o crescimento da vazão do *kick* e, assim, retardando o intervalo de tempo até a saída de gases de solução.

Mais uma vez, o tempo médio de detecção de *kicks* em fluidos de base n-parafina foi aproximadamente 3 vezes maior do que para fluidos de base água. Além disso, o ganho no tanque se mostrou novamente mais eficiente do que a vazão de retorno na detecção do *kick*.

5.2.3. Vazão do *Kick*

Como discutido anteriormente no Capítulo 4, apesar da existência de pouca informação sobre as propriedades do reservatório durante a etapa de planejamento do poço ou antes da primeira perfuração em uma dada região, foi aplicado um modelo de reservatório radial transiente para os cálculos de vazão do *kick*.

A Figura 31, ilustra as diferentes curvas de vazão consideradas durante as simulações a análise de sensibilidade deste parâmetro. Vazões maiores ou menores foram obtidas variando-se a pressão de poros. Elas receberam os nomes: vazão muito pequena (curva 1), vazão pequena (curva 2), vazão média (curva 3) e vazão grande (curva 4), segundo suas inclinações. Quanto mais horizontal, menores seriam as vazões; do contrário, quanto mais vertical, mais altas elas seriam.

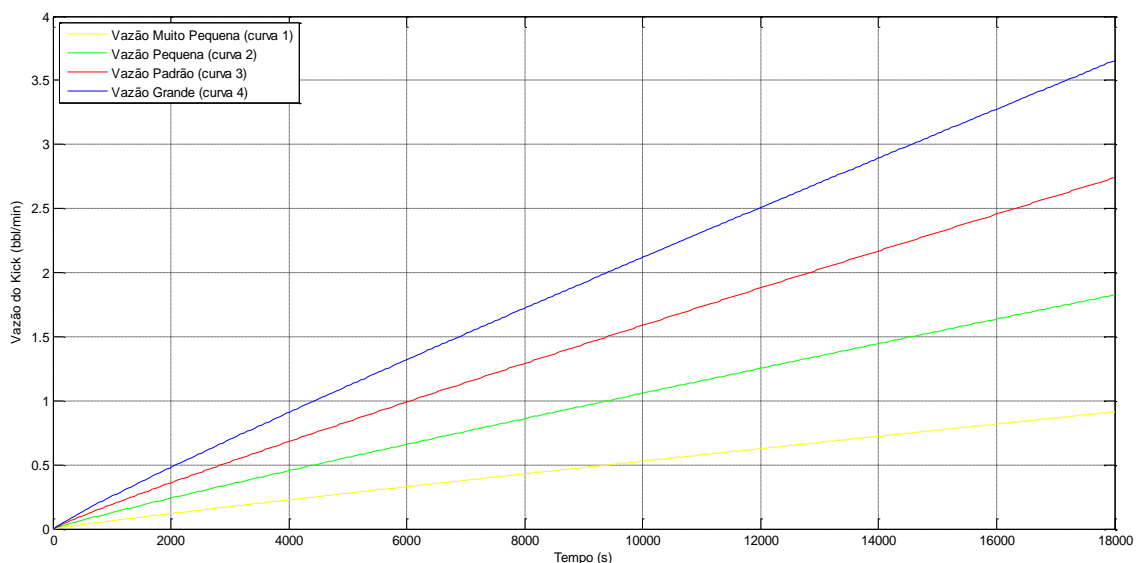


Figura 31: Curvas de vazões do *kick*, variando entre muito baixas e altas.

A Tabela 7 exibe os resultados da influência do parâmetro vazão do *kick*, no tempo de detecção do mesmo.

Tabela 7: Parâmetro analisado: vazão do *kick*.

Base do Fluido	Vazão do <i>Kick</i>	Ganho de 15 bbl- (seg)	Vol. Total do Influxo até detecção (stb)	Aumento da Vazão de Retorno (seg)		Sensibilidade Mínima (%)
				5%	1%	
N-Parafina	Muito Pequena	5270	192200	*	*	0,1
	Pequena	3660	134000	15740	15180	0,1
	Média (Padrão)	2960	109400	14790	13000	0,1
	Grande	2550	95485	13360	11280	0,1
Água	Muito Pequena	1090	9539	1340	1060	0,9
	Pequena	1040	8944	1325	1020	1
	Média (Padrão)	1015	8860	1320	1015	1
	Grande	990	8606	1270	970	1

* vazões 5% e 1% maiores que 400 galões por minuto não foram alcançadas durante o tempo de estudo, quando a vazão do *kick* foi considerada muito pequena.

Um exame apurado sobre os dados da Tabela 7, permite concluir que o aumento da vazão do *kick* implica em uma redução no tempo de detecção do mesmo. É esperado que, se um volume maior de influxo de gás por tempo invade o poço, o ganho no tanque e a vazão de retorno sofram aumentos mais rapidamente. Contudo, um observador atento poderia argumentar que o fato do *kick* ser percebido mais rapidamente seria

acompanhado também de grandes volumes de gás no poço, já que as vazões são maiores. Porém, como é possível verificar acima, a percepção rápida do *kick* acaba compensando o aumento de vazão e, assim, menos gás acaba invadindo o poço até a detecção. Isso nos leva a concluir, que vazões maiores de *kick* são menos prejudiciais em termos de “tamanho” do *kick*, do que vazões muito pequenas, pelo menos até a detecção do influxo indesejado (para ambos os tipos de fluidos).

Outro ponto importante a ser considerado, são que volumes de gás de 10 a 20 vezes maiores estão associados aos fluidos de base n-parafina até a detecção do *kick*, quando comparados aos fluidos de base água.

5.3. Comparação com o trabalho de THOMAS *et al.* (1982)

O estudo realizado por THOMAS *et al.*, em 1982, apresenta grandes semelhanças com muitos dos objetivos do presente trabalho. Naquele ano, THOMAS *et al.* publicaram uma pesquisa sobre a solubilidade de gases em fluidos de base óleo, e como ela afetaria a detecção de um possível influxo indesejado de uma formação perfurada para dentro do poço, objetivo bastante parecido com o deste trabalho. Contudo, muitas das semelhanças param por aí, já que mais de trinta anos depois, muitas correlações, equações, novos métodos de cálculo e até o advento dos fluidos sintéticos e das perfurações offshore em águas ultra-profundas e no pré-sal, bem como a disponibilidade de computadores um tanto mais potentes, provocaram grandes mudanças na maneira como todos os cálculos são feitos.

Resumidamente, se THOMAS *et al.* usaram as correlações de *Standing* para o cálculo de razão de solubilidade e do fator volume de formação, assumindo o fluido de perfuração de base óleo como se realmente fosse óleo, neste trabalho, as correlações utilizadas foram especialmente planejadas para fluidos de base n-parafina; se THOMAS *et al.* analisaram com notável atenção os fluidos feitos a base de óleo diesel, neste

trabalho, a n-parafina foi o foco. A Figura 7, no Capítulo 3 (Revisão Bibliográfica), exibe a razão de solubilidade do metano em diesel puro, calculada por métodos empíricos. Analogamente, a Figura 32 ilustra essa mesma propriedade para a n-parafina pura, simulada pelo programa criado para este trabalho, através de correlações.

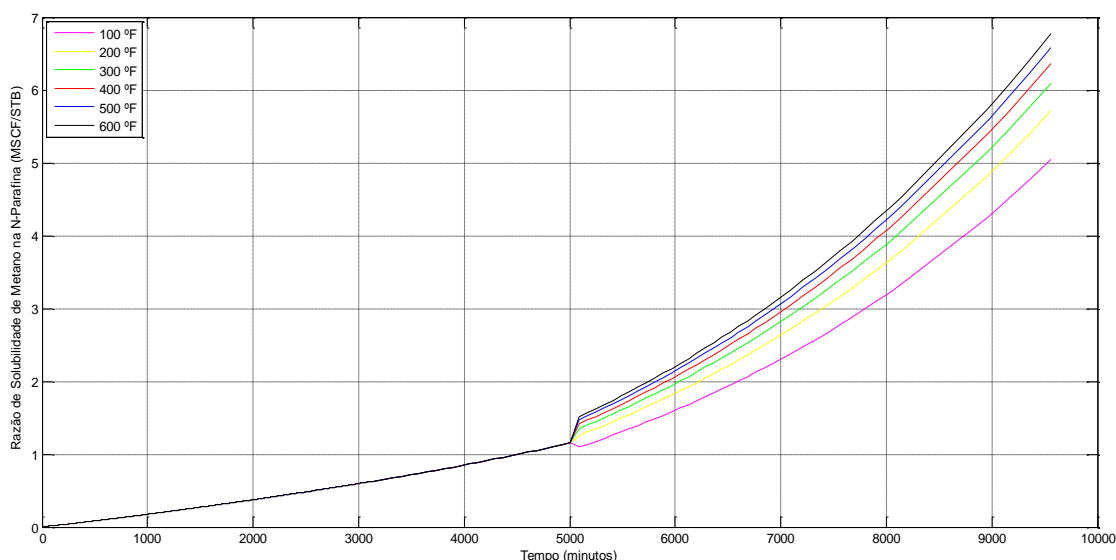


Figura 32: Razão de solubilidade do metano na n-parafina.

Pela Figura 32, nota-se que, ao contrário do diesel, não existe uma pressão em que a partir da qual a solubilidade da n-parafina se torne ilimitada. Além disso, de modo geral, a n-parafina exibe menor solubilidade do que o diesel; para baixas pressões, a solubilidade se torna independente da temperatura.

No que se refere ao ganho no tanque de fluido de perfuração e vazão de retorno THOMAS *et al.* estudaram um cenário consideravelmente diferente daquele exemplificado pelos dados das Tabela 1 e Tabela 2. Enquanto que a perfuração aqui foi realizada em águas profundas, no trabalho de THOMAS *et al.*, a perfuração foi executada *onshore*, e os dados de entrada divergentes são explicitados nas Tabela 8 e Tabela 9, abaixo.

Tabela 8: Dados sobre a geometria do poço do trabalho de THOMAS *et al.* (1982).

	Diâmetro Externo da Coluna (in)	Diâmetro Interno do Revestimento (in)	Profundidade (m)
Fase 1	7	7 7/8	4572
Fase 2	4,5	7 7/8	4267
Fase 3	4,5	9 5/8	3962

Tabela 9: Dados sobre o fluido de perfuração e sobre o reservatório do trabalho de THOMAS *et al.* (1982).

	Unidades	Valores
Temperatura da Superfície	°F	59,00
Pressão Atmosférica	Psi	14,70
Massa Específica do Fluido de Perfuração de base diesel (na Superfície)	lb/gal	10,00
Massa Específica do Fluido de Base Água (na Superfície)	lb/gal	9,95
Densidade do Gás (Metano)	lb/gal	0,65
Pressão de Poros	Psi	860
Temperatura no Fundo do Poço	°F	280,00
Permeabilidade do Reservatório	mD	10,00
Porosidade do Reservatório	Adimensional	0,15
Tempo de Estudo	minutos	150,00

A partir de tais dados, THOMAS *et al.* obtiveram as curvas ilustradas nas Figura 8 e Figura 9 (Capítulo 3 – Revisão Bibliográfica). Concluíram que gás alcançaria a superfície em 45 e 120 minutos quando a perfuração fosse com fluidos de base água e

óleo, respectivamente. Nesses casos, o *kick* seria detectado em 15 minutos, na base água, e 45 minutos, na base óleo. No presente trabalho, simulações feitas com os mesmo dados das Tabela 8 e Tabela 9, para a n-parafina, apresentaram os resultados exibidos nas Figura 33 e Figura 34, obtendo curvas bastante similares.

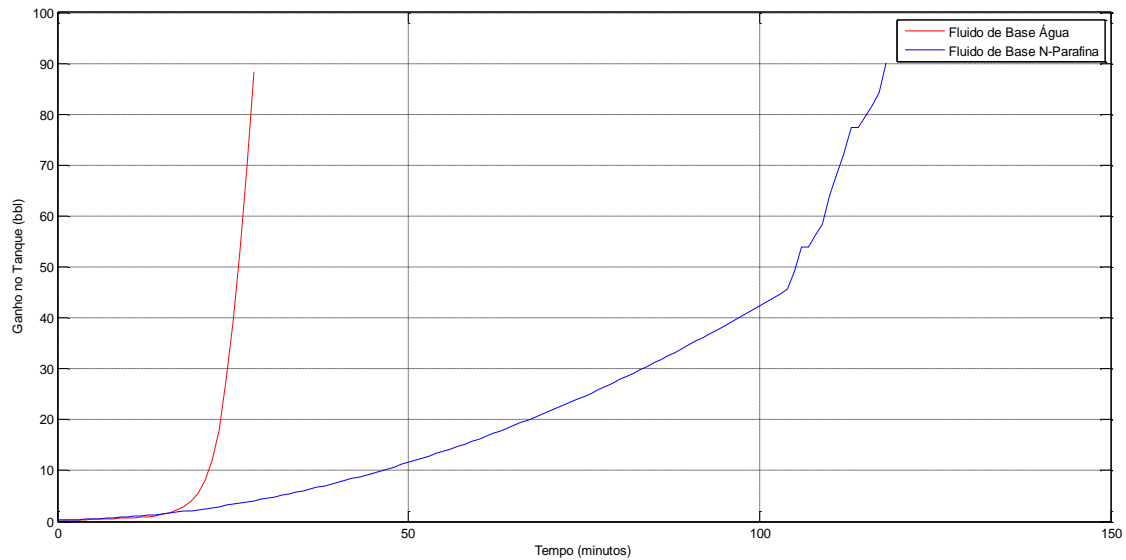


Figura 33: Ganho no tanque com os dados de entrada da mesma perfuração de THOMAS *et al.* (2007).

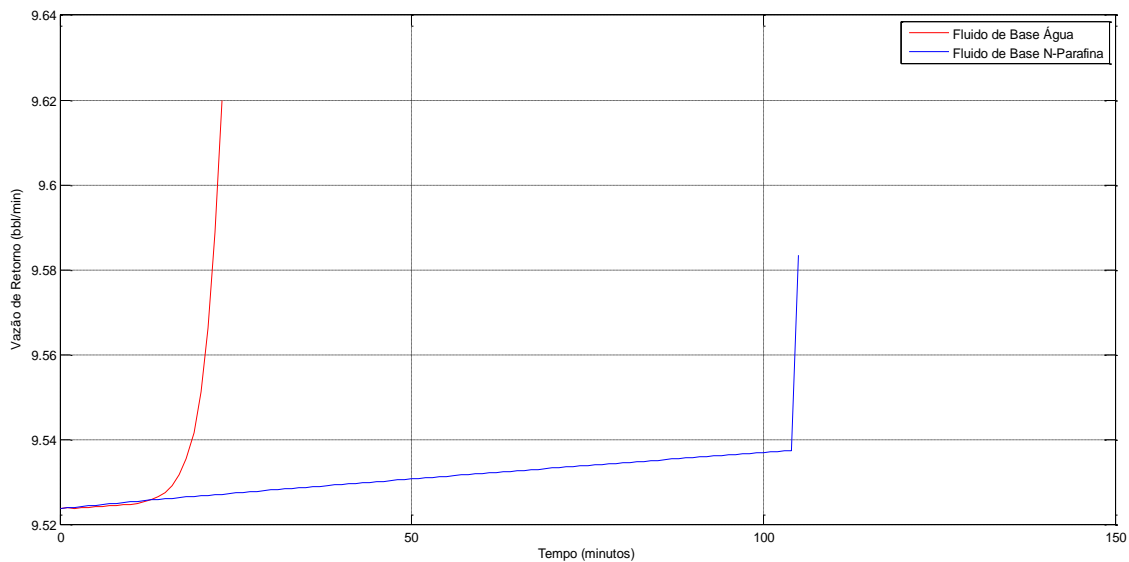


Figura 34: Vazão de retorno com os dados de entrada da mesma perfuração de THOMAS *et al.* (2007).

Nesse caso, o gás chegaria na superfície em 54 e 111 minutos para fluidos de base água e n-parafina, respectivamente, enquanto que o *kick* seria detectado em 21 e 47 minutos. Assim, haveria por volta de meia hora para que os operários e engenheiros trabalhassem de modo a evitar o *blowout* quando os fluidos fossem de base água, e pouco mais de uma hora se o fluido fosse de base n-parafina.

CAPÍTULO 6

CONCLUSÕES E RECOMENDAÇÕES

6.1. Conclusão

Nos últimos anos, trabalhadores e estudiosos do ramo de petróleo, tem visto a secular indústria se esforçar como nunca para sucessivamente se diversificar na busca pelo ouro negro. Tornaram-se menos misteriosas as perfurações *offshore*, as operações em águas profundas, os trabalhos em poços HP/HT, as tecnologias ecologicamente mais limpas e muitos outros cenários que talvez não fossem nem imaginados pelo antigo Rockefeller, 100 anos atrás. Na atualidade, um grande desafio que tem prendido a atenção dos engenheiros do Brasil e de outras partes do mundo, é o pré-sal. Dentre os muitos empecilhos, podem-se citar as condições extremas de pressão (em alguns casos, temperatura também) e as características do sal em se deformar durante a perfuração e se dissolver na presença de fluidos de base água. Como alternativa, o advento dos fluidos sintéticos, que teoricamente poluem menos o meio ambiente por serem mais biodegradáveis do que os fluidos de base óleo convencionais, propiciou uma nova oportunidade para a extração de petróleo e não apenas em poços do pré-sal. No entanto, uma característica desse tipo de fluido, já notada há mais de 30 anos, continua a ser uma das dificuldades em se perfurar com os mesmos. Os fluidos de base óleo, sintéticos ou não, possuem alta capacidade de dissolução de gases, dificultando a detecção de *kicks*.

Pelo início da década de 80, foram apresentados os primeiros estudos sobre a solubilidade de gás em fluidos de base óleo. O estudo de O'BRIEN (1981) foi pioneiro em provar que gases seriam de 10 a 100 vezes mais solúveis em fluidos de base óleo do que nos de base água. THOMAS *et al.* (1982) analisaram o efeito da solubilidade em vários indicadores de *kick*, num trabalho semelhante ao aqui posto. E vários outros

trabalhos seguiram numa mesma linha de pesquisa de estimar empiricamente a razão de solubilidade de diversos tipos de fluidos, com destaque ao de MONTEIRO (2007), cujas correlações são aqui aplicadas para a n-parafina. O presente trabalho, contudo, retornou à ideia de THOMAS *et al.* (2007), apresentando um estudo sobre o efeito da solubilidade de gases em fluidos n-parafina, quando considerados dois indicadores de *kick* muito utilizados no dia a dia da indústria, a vazão de retorno de fluido de perfuração e o ganho no tanque ativo.

Para a execução de tais pretensões, um programa de computador feito em *Matlab* simulou situações de *kicks* de gás, provindos de uma formação hipotética com pressão anormalmente alta, invadindo um poço de petróleo. Foi de interesse prever a evolução do *kick* sem o fechamento do BOP, num cenário muito parecido com o que seria visto em situações de ocorrência de *blowout*. Assumiu-se algumas hipóteses como poço vertical, fluido de base n-parafina, Lei de Potências, *kick* de metano, entre outras; enquanto que ideias de correlações a serem aplicadas como a de *Beggs and Brill* para escoamento bifásico, as de MONTEIRO (2007), a de massa específica do fluido n-parafina obtida no laboratório do CENPES/PETROBRAS e etc, foram cuidadosamente trabalhadas na tentativa de fornecer acurácia ao programa. Como resultado, gerou-se, para os cenários estudados, perfis de pressão, temperatura, razão de solubilidade, fator volume-formação, vazões do *kick*, volume de gás dissolvido no poço e de gás saindo de solução, e finalmente vazão de retorno e ganho no tanque.

Foi então, de fato, constatado que a identificação do *kick* em fluido de base n-parafina é mais lenta do que em fluido de base água. No cenário-padrão estudado, cujas características são citadas nas Tabela 1: Dados sobre geometria geral da perfuração. e Tabela 2, o *kick* foi detectado em 17 e 49 minutos, respectivamente, para as bases água e n-parafina, ou seja, um ganho no tanque quase 3 vezes mais lento, comparando um com outro. Em outra vertente, a vazão de retorno mostrou ser menos confiável para identificar um *kick*, já que ela o percebeu com atraso em relação ao ganho no tanque: 22 minutos para a base água, e 4 horas para a base n-parafina – inabilidade, esta,

também verificada por THOMAS *et al.* (1982) há mais de trinta anos. Por conta dessa peculiaridade, para que esse indicador exibisse a mesma eficiência do ganho no tanque, deveria ser sensível à detecção de acréscimos de 1% quando o fluido de perfuração fosse de base água e 0,1% se o mesmo fosse de base n-parafina.

Indo mais além, foi concluído que reduções da vazão de injeção de fluido de perfuração seriam benéficas para uma detecção mais rápida do *kick*; enquanto que decrementos nos valores do parâmetro “vazão do *kick*” induziram um atraso do tempo de detecção. Além disso, vazão pequenas de *kick* não compensariam os segundos a mais de exposição ao mesmo, estando relacionadas a volumes maiores – do contrário, para altas vazões, o mesmo seria percebido tão mais rápido, que relativamente pouco gás haveria entrado no poço até a detecção. Nessa mesma ideia de análise de sensibilidade, a “fração de óleo” foi protagonista de um caso curioso: quanto mais n-parafina foi misturada no fluido de perfuração, maior foi o intervalo de tempo para a detecção do *kick* pela vazão de retorno; contudo, menor foi o mesmo tempo considerando o ganho no tanque. A explicação para tal fato, passa pelo uso das correlações de MONTEIRO (2007) para fator volume de formação, que são muito sensíveis a variações na fração de óleo, e como foram empregadas fora das faixas de pressão a qual também foram inicialmente ponderadas, é compreensível que apresentem alguma irregularidade.

Por último, é válido acrescentar que, apesar de todos os problemas de lentidão à detecção de *kicks* em fluidos de base n-parafina, uma vez detectados, os petroleiros e engenheiros teriam mais tempo para agir no controle de poço nesse caso, do que se o fluido fosse de base água, como constatado na Seção 5.2.3 – no cenário estudado, eles teriam 64 minutos para agir antes que o *blowout* acontecesse (ou seja, gás irrompesse na superfície) e apenas 33 minutos se o fluido fosse de base água. Portanto, desde que equipamentos medidores de vazão de retorno e ganho no tanque possuam alta sensibilidade para detecção de pequenos acréscimos – de 15 barris ou menos no tanque e 0,1% na vazão – e que outros indicadores de *kick* possam servir como aliados,

como por exemplo reduzir a vazão de injeção a zero para comprovar se o poço flui, não há grandes motivos em temer usar tal tipo de fluido de base n-parafina no que se refere ao tempo de detecção do *kick*.

6.2. Recomendações de Trabalhos Futuros

Baseado na experiência adquirida durante a execução do presente estudo, são sugeridos abaixo alguns trabalhos futuros que tentam seguir a mesma linha de pesquisa abordada aqui, já que ainda há muito campo para a ampliação dos conhecimentos relacionados ao uso de fluidos sintéticos na perfuração de poços.

- Reconsiderar esse trabalho com uma abordagem diferente ao assumir outras hipóteses, como gás real e geometria do poço mudando temporalmente, à medida que vai sendo perfurado.
- Realizar experimentos para a obtenção empiricamente de correlações para a razão de solubilidade e fator volume de formação da n-parafina para pressões além das faixas previstas por MONTEIRO (2007).
- Obter correlações para a variação da massa específica de um fluido (por exemplo, n-parafina) em função da massa de gás que se dissolve.
- Analisar o tempo de detecção de *kicks* em diversos tipos de fluidos de perfuração.

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

ANFINSEN, B. T., ROMMETVEIT, R., 1992, "Sensitivity of Early Kick Detection Parameters in Full-Scale Gas Kick Experiments with Oil- and Water-Based Drilling Muds", ***IADC/SPE 23934 - IADC/SPE Drilling Conference***, New Orleans, Louisiana, Feb. 18-21.

BEGGS, H. D., BRILL, J. P., 1978, ***Two-Phase Flow in Pipes***, 6 ed. Tulsa, OK, USA, University of Tulsa.

BOURGOYNE Jr., A. T., MILLHEIM, K. K., CHENEVERT, M. E. *et al.*, 1986, ***Applied Drilling Engineering***, 2 ed. Richardson, TX, USA, SPE.

DARLEY, H. C. H., GRAY, G. R., 1988, ***Composition and Properties of Drilling and Completion Fluids***, 5 ed. Gulf Publishing Company.

DODGE, D. G., METZNER, A. B., 1959, "Turbulent Flow of Non-Newtonian Systems", ***AIChE Journal***, v. 5, pp.189.

GRACE, R. D., 1994, ***Advanced Blowout and Well Control***, 1 ed. Houston, TX, USA, Gulf Publishing Company.

HORNUNG, M. R., 1990, "Kick Prevention, Detection, and Control: Planning and Training Guidelines for Drilling Deep High-Pressure Gas Wells", ***IADC/SPE 19990 - IADC/SPE Drilling Conference***, Houston, Texas, Feb. 27 – Mar. 2.

MONTEIRO, E. N., 2007, *Estudo do Comportamento PVT de Misturas de Metano e Fluidos de Perfuração Base N-Parafina*, Tese de M.Sc., Universidade Estadual de Campinas, Campinas, SP, Brasil.

NICKLIN, D.J., WILKES, J. O., GREGORY, G. A., 1962, "An Intermittent Two-Phase Flow in Vertical Tubes", *Trans. Inst. Chem. Eng*, v. 40, pp. 61-68.

O'BRIEN, T. B., 1981, "Handling Gas in an Oil Mud Takes Special Precautions", *World Oil*, pp. 22-29.

O'BRYAN, P. L., 1983, *The Experimental and Theoretical Study of Methane Solubility in an Oil-Base Drilling Fluid*, Tese de M.Sc., Louisiana State University, Baton Rouge, LA, USA.

O'BRYAN, P. L., BOURGOYNE Jr., A. T., MONGER, T. G. *et al.*, 1988, "An Experimental Study of Gas Solubility in Oil-Based Drilling Fluids", *SPE 15414 – SPE Drilling Engineering*, March.

O'BRYAN, P. L., 1989, *Well Control Problems Associated with Gas Solubility in Oil-Based Drilling Fluids*, PHD, Louisiana State University of Agricultural and Mechanical College, LA, USA.

O'BRYAN, P. L., BOURGOYNE Jr, A. T., 1990, "Sweeling of Oil-Based Drilling Fluids Resulting from Dissolved Gas", *SPE 16676 – SPE Drilling Engineering*, June.

OHARA, S., 1996, *Improved Method for Selecting Kick Tolerance During Deepwater Drilling Operations*, Tese de PH. D., Graduate Faculty of the Louisiana State University and Agricultural and Mechanical College, Louisiana, EUA.

ROSA, A. J., CARVALHO, R. S., XAVIER, J. A. D., 2006, **Engenharia de Reservatórios de Petróleo**, 1 ed. Rio de Janeiro, RJ, Brasil, Interciência.

SHOHAM, O., 2006, **Mechanistic Modelling of Gas-Liquid Two-Phase Flow in Pipes**, 1 ed. SPE.

SILVA, C. T., MARIOLANI, J. R. L., BONET, E. J. *et al.*, 2004, “Gas Solubility in Synthetic Fluids: A Well Control Issue”, **SPE 91009 – SPE Annual Fall Technical Conference and Exhibition**, Houston, Texas, Sep. 26-29.

TAITEL, Y., BORNEA, D., DUKLER, A. E., 1980, “Modelling Flow Pattern Transitions for Steady Upward Gas-Liquid Flow in Vertical Tubes”, **AIChE Journal**, v. 26, n. 3, pp. 345-354.

THOMAS, D. C., LEA JR., J. F., TUREK, E. A., 1982, “Gas Solubility in Oil-Based Drilling Fluids: Effects on Kick Detection”, **SPE 11115 – SPE 57th Annual Fall Technical Conference and Exhibition**, New Orleans, LA, Sep. 26-29.

TRIGGIA, A. A., CORREIA, C. A., FILHO, C. V. *et al.*, 2001, **Fundamentos de Engenharia de Petróleo**, 2 ed. Rio de Janeiro, RJ, Brasil, Interciência.

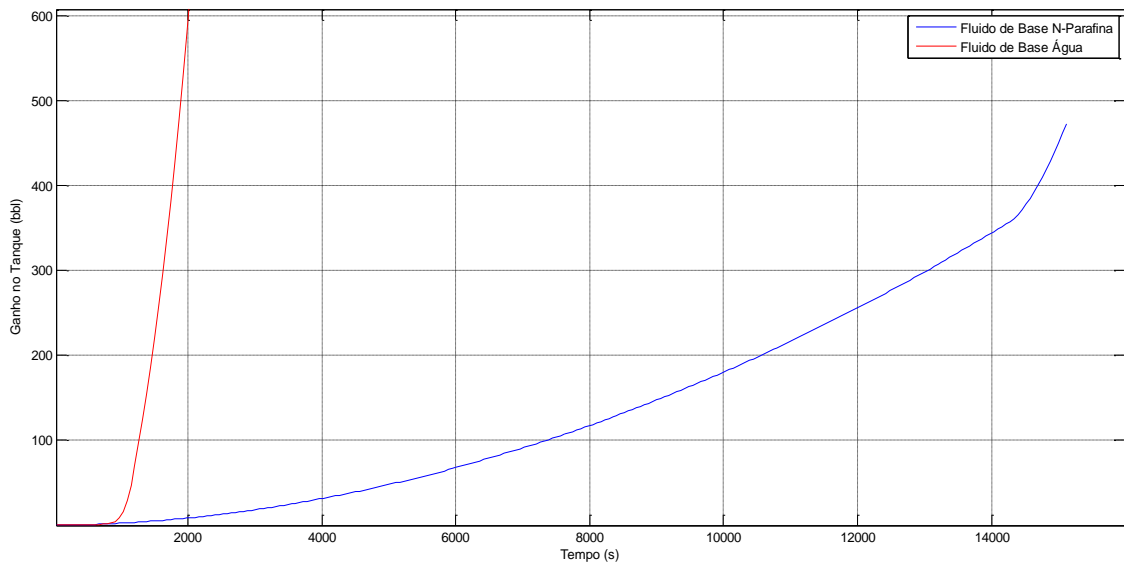
WEISHAUPT, M. A., OMSBERG, N. P., JARDINE, S. I. *et al.*, 1991, “Rig Computer System Improves Safety for Deep HP/HT Wells by Kick Detection and Well Control Monitoring”, **SPE 23053 – Offshore Europe Conference**, Aberdeen, Sep. 1991.

WHITE, F. M., 1979, **Fluid Mechanics**, 5 ed. New York, NY, USA, McGraw-Hill.

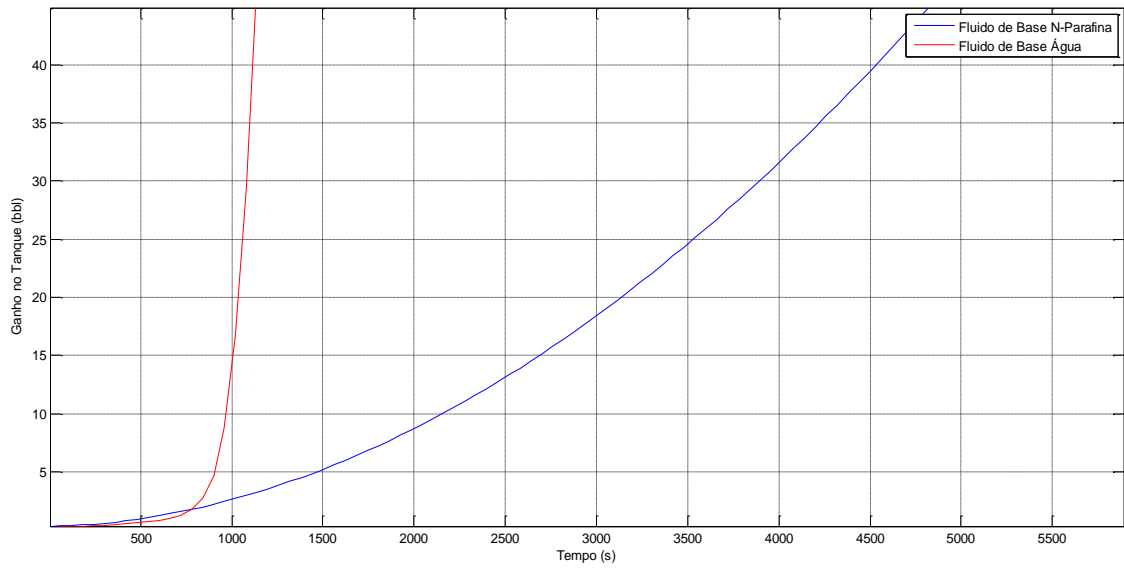
ANEXO I

Abaixo se encontram os gráficos com os dados utilizados para a obtenção das Tabelas 5 a 7. Eles representam o ganho no tanque e vazão de retorno para os parâmetros “fração de óleo”, “vazão de injeção” e “vazão do *kick*” do Capítulo 5, Seção 5.2 (Análise de Sensibilidade). É interessante notar que os casos designados como *cenário-padrão*, não estão presentes neste anexo, por já se encontrarem no texto principal (Capítulo 5, Seção 5.1).

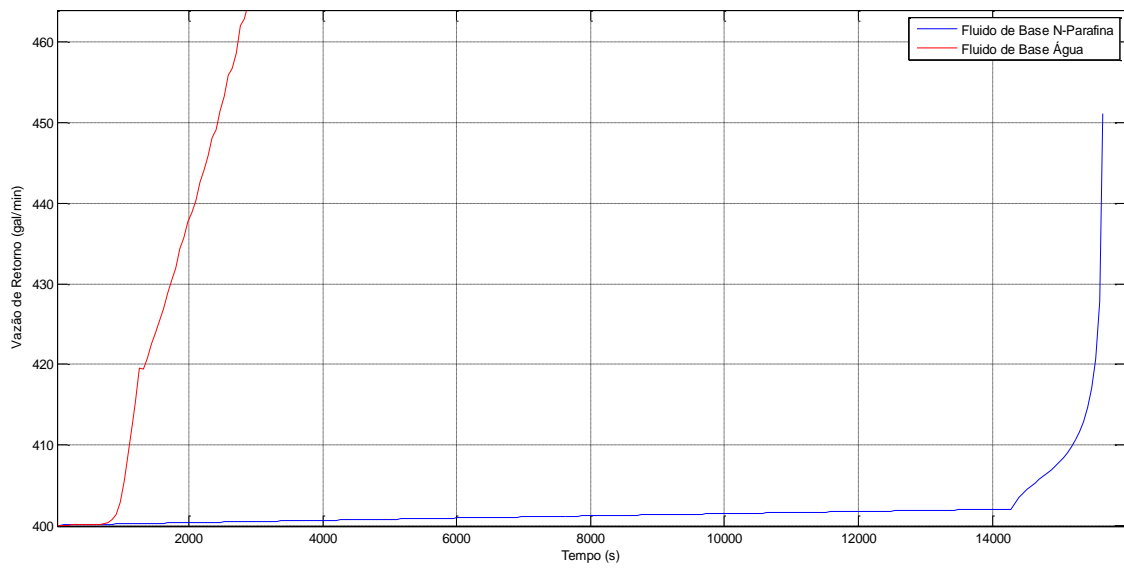
I.1. Parâmetro Analisado: Fração de Óleo



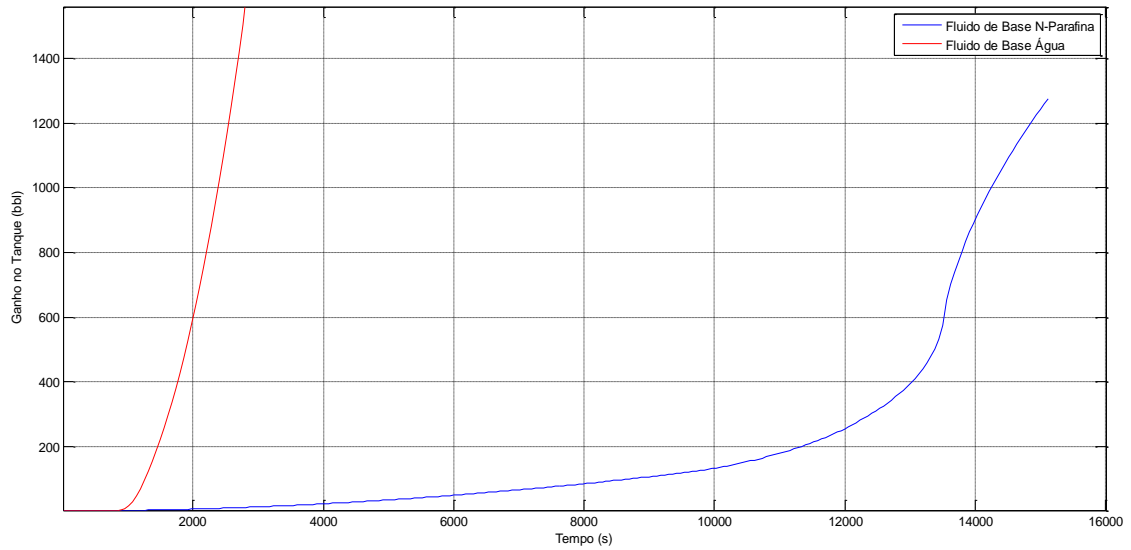
I. 1: Ganho no tanque – fração de óleo de 78%



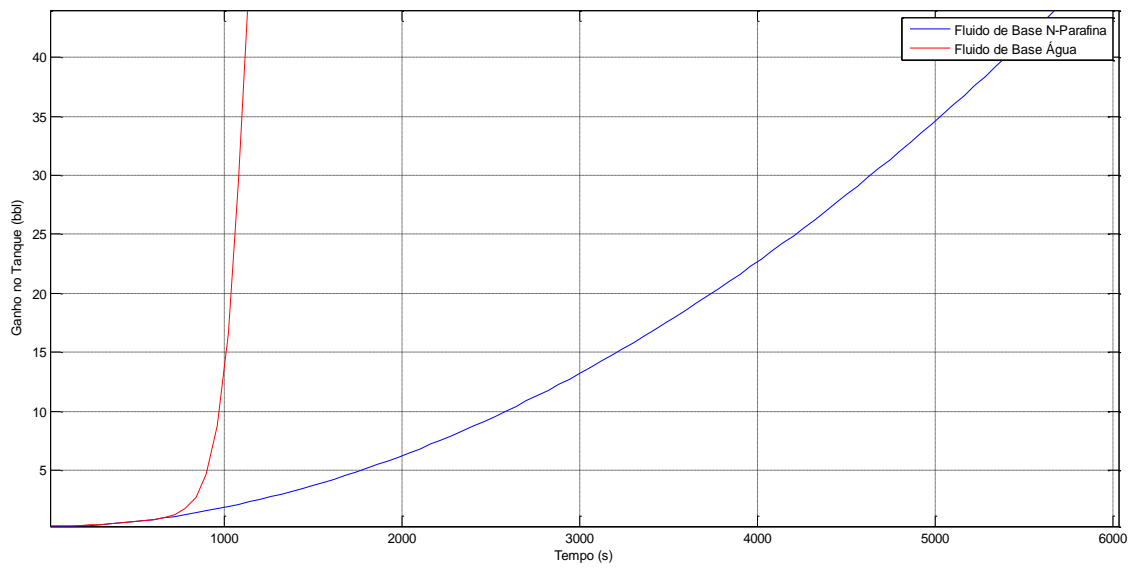
I. 2: Ganho no tanque ampliado na região de interesse – fração de óleo de 78%.



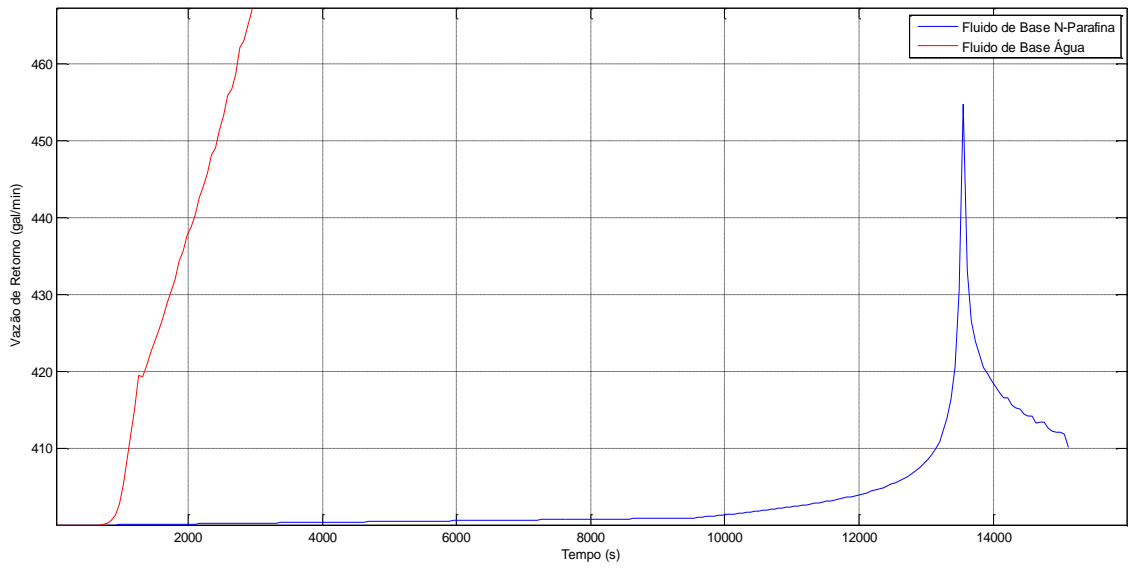
I. 3: Vazão de retorno – fração de óleo de 78%.



I. 4: Ganho no tanque – fração de óleo de 46%.

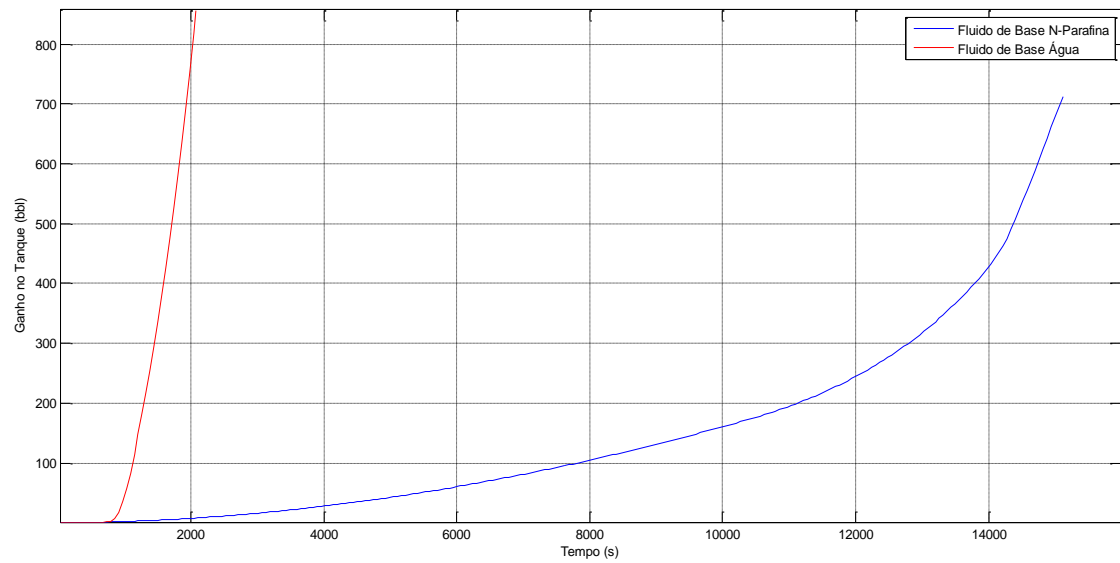


I. 5: Ganho no tanque ampliado na região de interesse – fração de óleo de 46%.

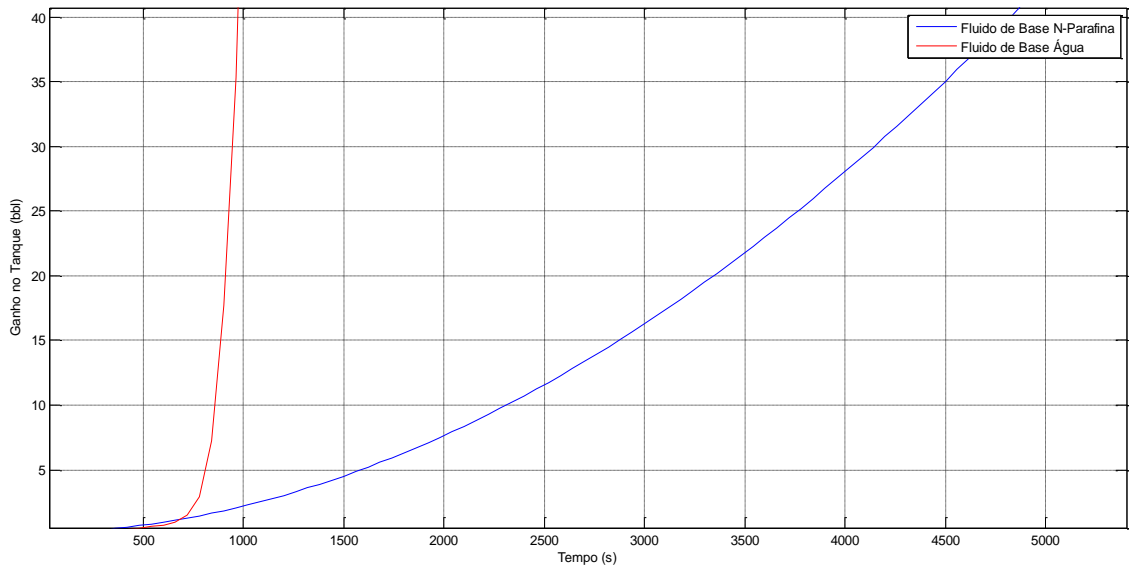


I. 6: Vazão de retorno – fração de óleo de 46%.

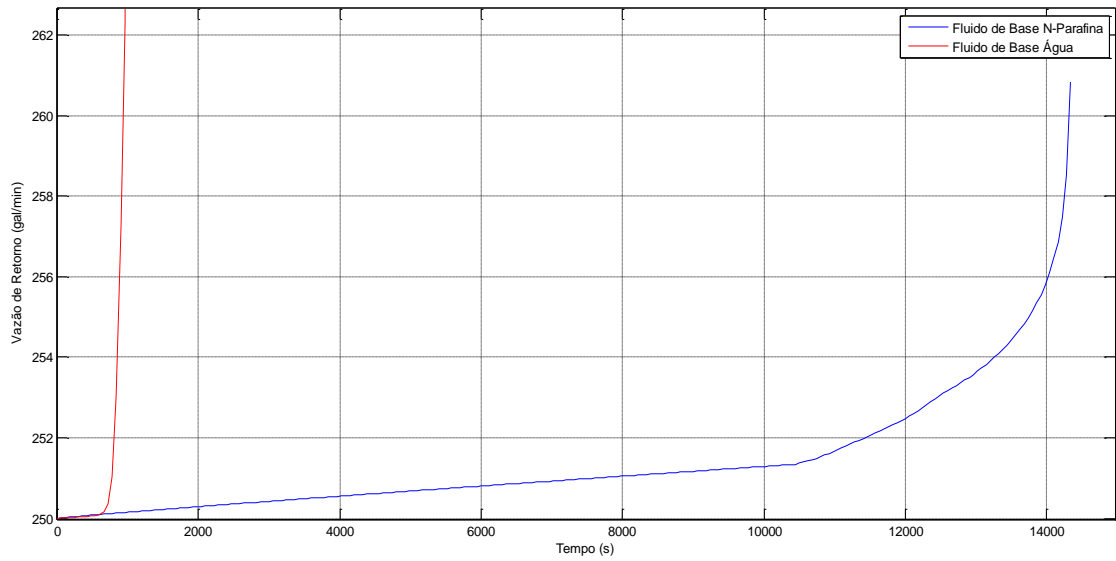
I.2. Parâmetro Analisado: Vazão de Injeção



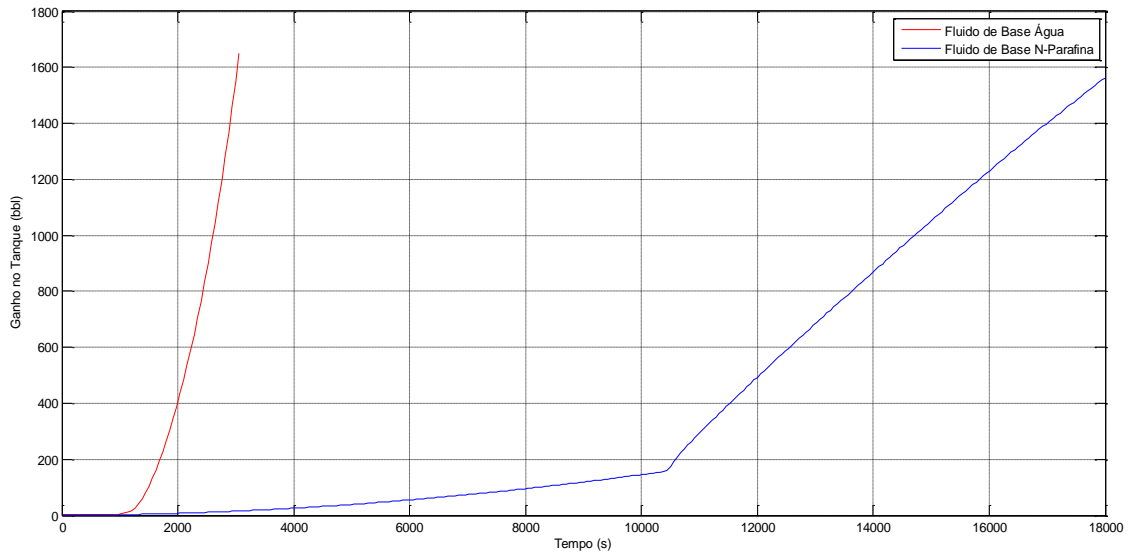
I. 7: Ganho no tanque: vazão de injeção de 250 gal/min.



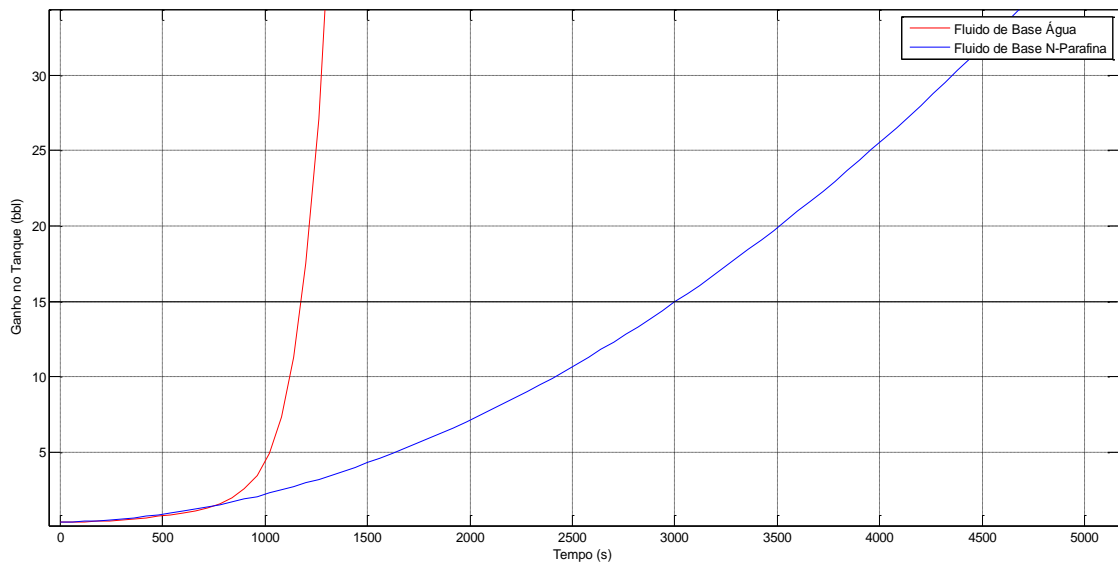
I. 8: Ganho no tanque ampliado na região de interesse – vazão de injeção de 250 gal/min.



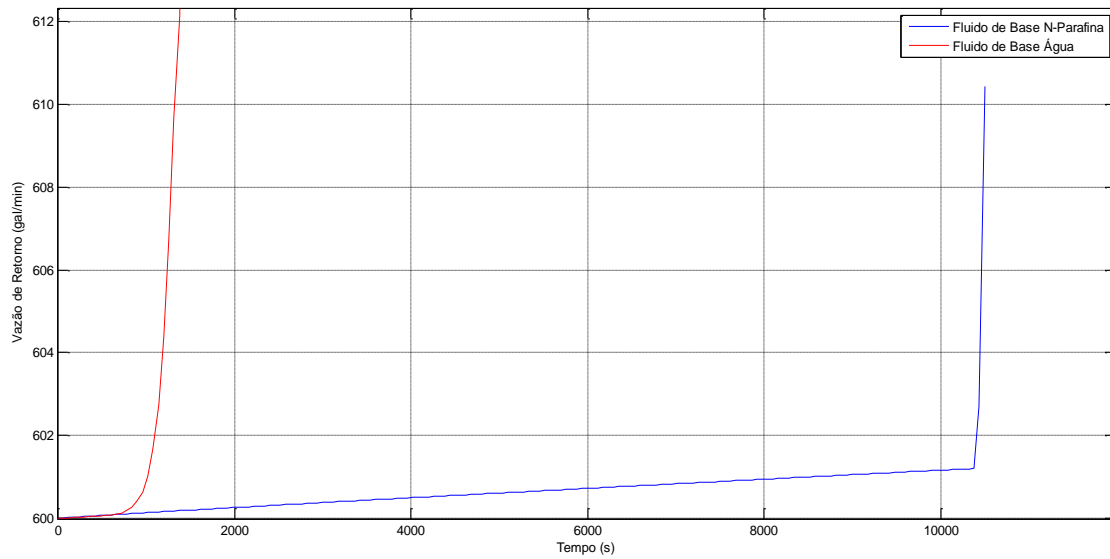
I. 9: Vazão de retorno – vazão de injeção de 250 gal/min



I. 10: Ganho no tanque – vazão de injeção de 600 gal/min.



I. 11: Ganho no tanque ampliado na região de interesse – vazão de injeção de 600 gal/min.

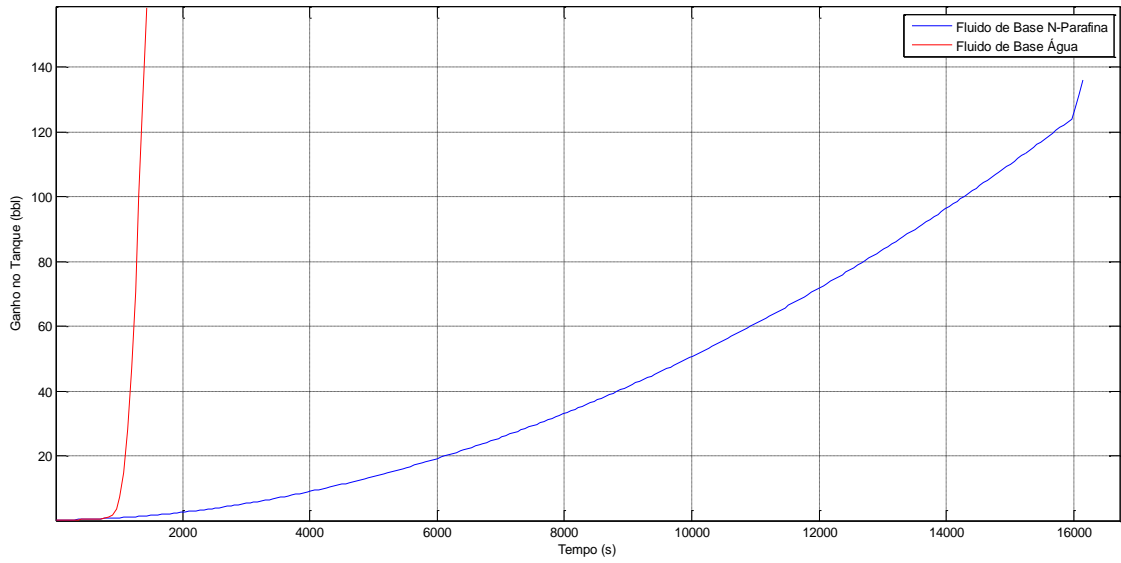


I. 12: Vazão de retorno – vazão de injeção de 600 gal/min.

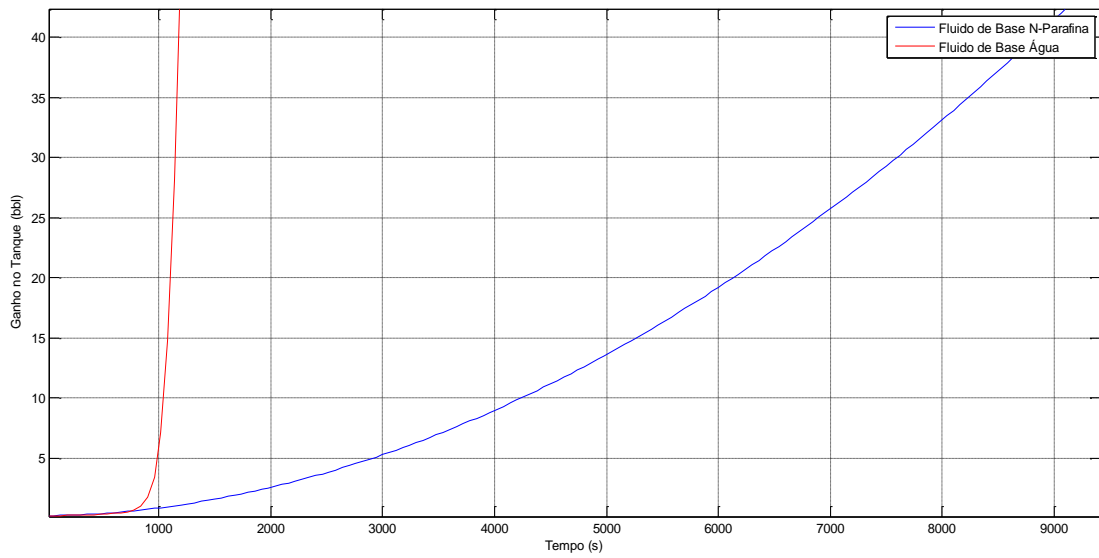
I.3. Parâmetro Analisado: Vazão do *Kick*

Esta seção é subdividida em três itens: “vazão muito pequena”, “vazão pequena” e “vazão grande”. Tais designações correspondem a mesma classificação de vazões mostrada na Figura 31.

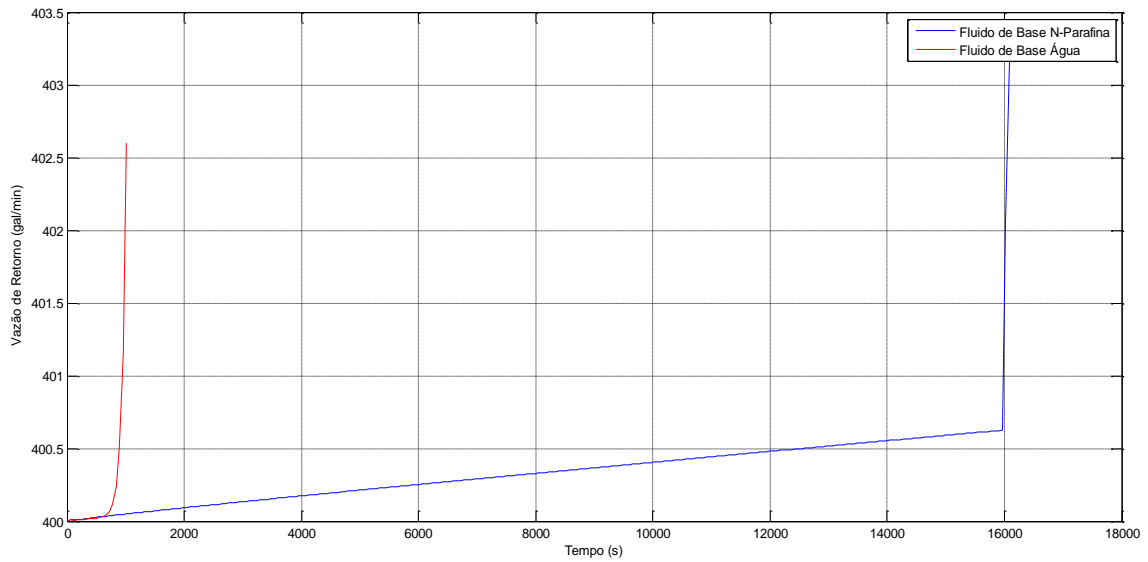
I.3.1. Vazão Muito Pequena



I. 13: Ganho no tanque – “vazão muito pequena”.

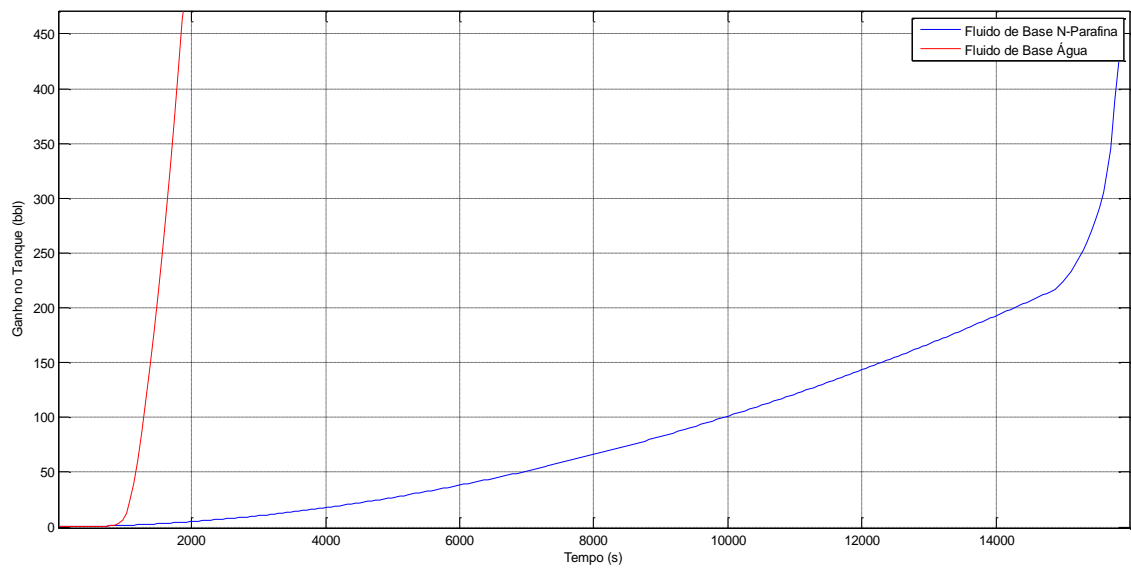


I. 14: Ganho no tanque ampliado na região de interesse – “vazão muito pequena”.

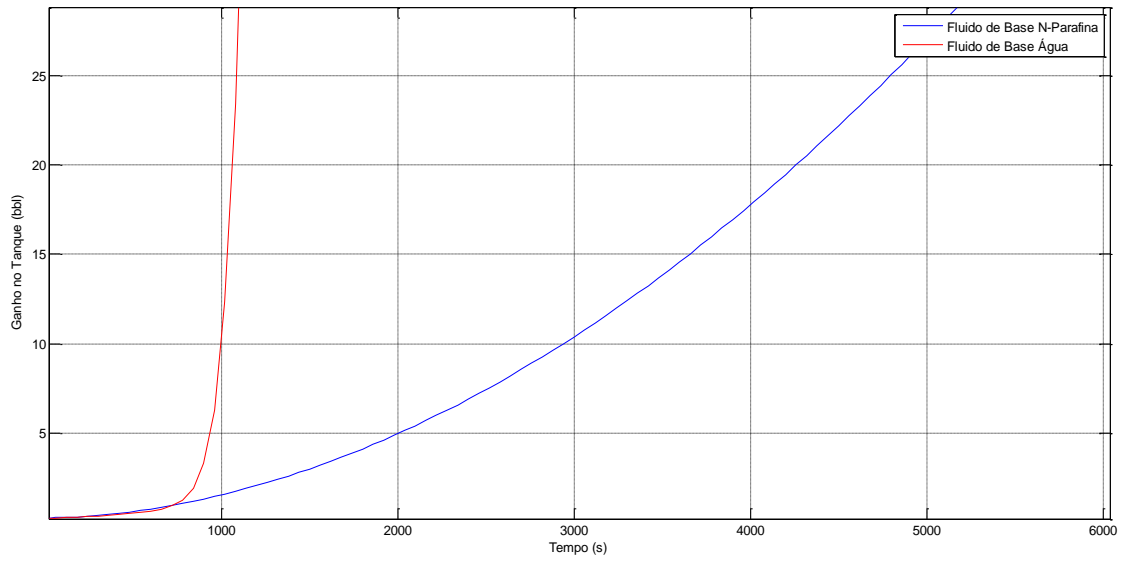


I. 15: Vazão de retorno – “vazão muito pequena”.

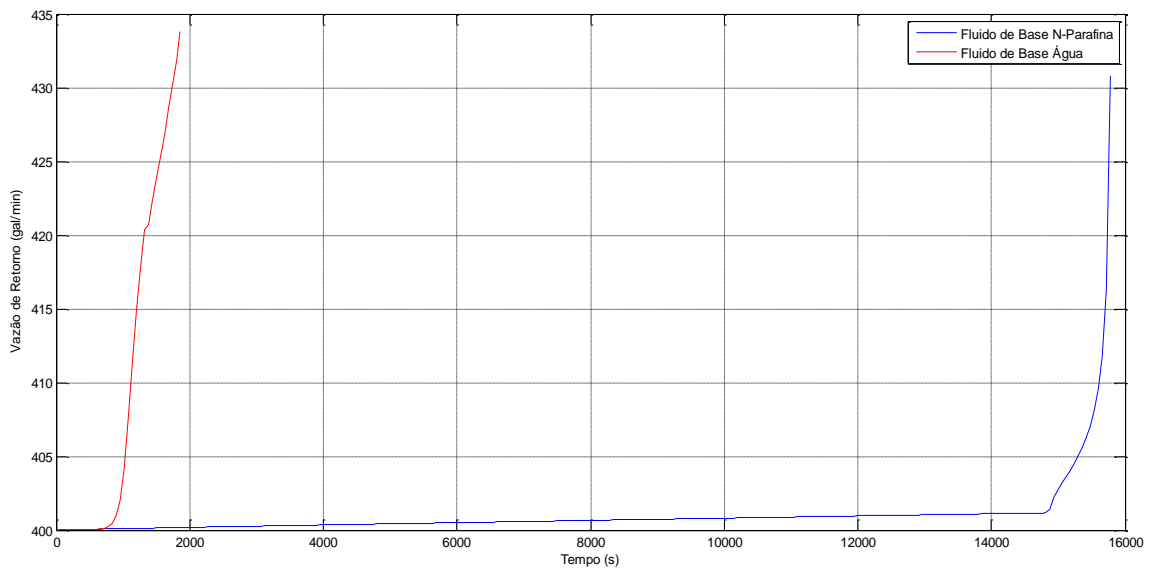
I.3.2. Vazão Pequena



I. 16: Ganho no tanque – “vazão pequena”.

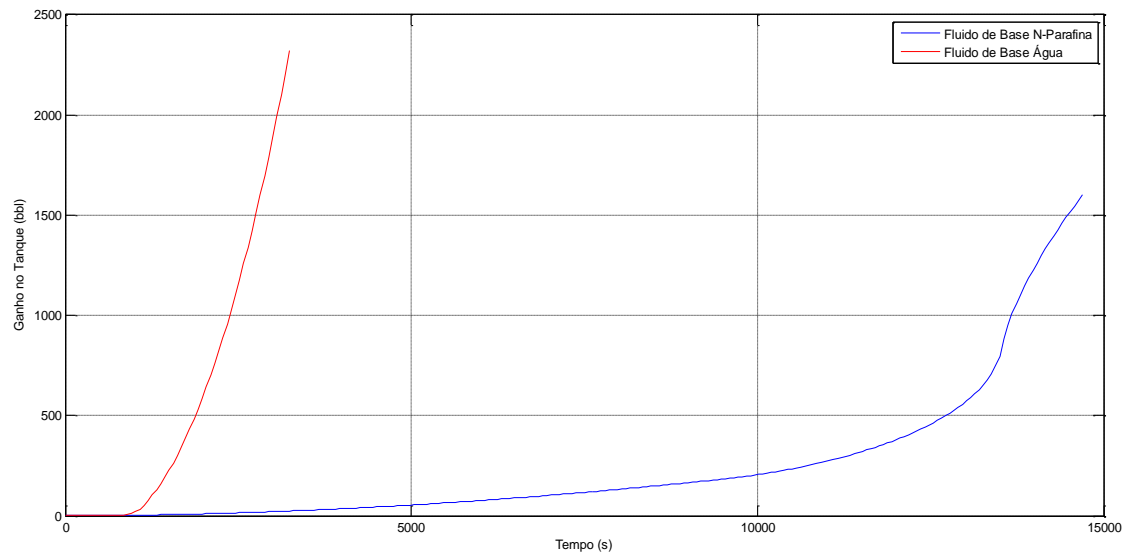


I. 17: Ganho no tanque ampliado na região de interesse – “vazão pequena”.

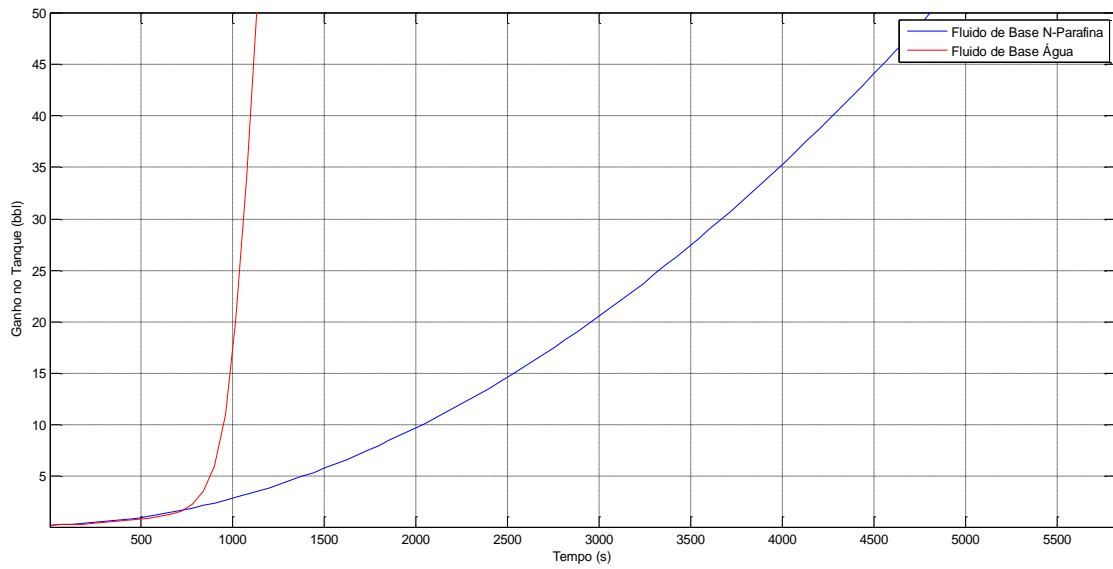


I. 18: Vazão de retorno – “vazão pequena”.

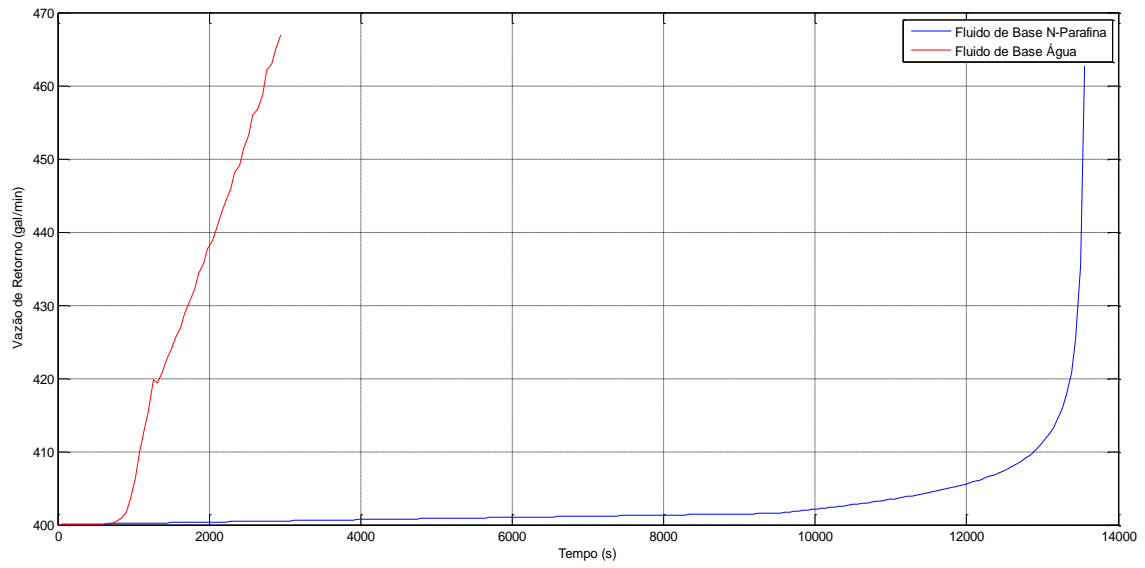
I.3.3. Vazão Grande



I. 19: Ganho no tanque – “vazão grande”.



I. 20: Ganho no tanque ampliado na região de interesse – “vazão grande”.



I. 21: Vazão de retorno – “vazão grande”.

ANEXO II

A seguir, encontra-se o código do programa em *Matlab* desenvolvido para este trabalho.

II.1. Código Principal

```
% IMPACTO DA SOLUBILIDADE DE GÁS NA DETECÇÃO DE KICKS EM FLUIDOS  
DE PERFURAÇÃO DE BASE N-PARAFINA
```

```
% Autor: LEANDRO VICTALINO GALVES
```

```
% Orientadores: Roni Abensur Gandelman e Paulo Couto
```

```
clc
```

```
clear all
```

```
% 1) VARIÁVEIS TAIS COMO GEOMETRIA DO POÇO E PROPRIEDADES DO  
FLUIDO DE PERFURAÇÃO E DO KICK DE GÁS
```

```
xfases = [6.5,8+1/2,4800 ; 5,8+1/2,4470 ; 5,9+5/8,3800 ; 5,19,1800];
```

```
% [diâmetro externo da coluna (in), diâmetro interno da parede do poço (in), altura final  
da fase (m)]
```

```
% [drillcollar e poço aberto; coluna e poço aberto; coluna e poço revestido; coluna e  
riser];
```

```
xgravidade = 9.81; % [m/s2]
```

```
xtemp_sup = 59; % [°F] - Temperatura da Superfície
```

```
xp_atm = 14.7; % [psi] - Pressão Atmosférica
```

xindice_consistencia = 2.72; % [Pa sⁿ] (k)

xindice_comportamento = 0.6; % Adimensional (n)

xro_lama = 10; % [lb/gal] - Massa Específica do Fluido de Perfuração em Condições de Superfície

xro_parafina = 6.4029480646; % [lb/gal] - Massa Específica da Parafina em Condições de Superfície

xro_kick = 2; % [lb/gal] - Massa Específica do Kick de Gás

xq_lama = 400; % [gal/min] - Vazão do Fluido de Perfuração

xfracao_oleo = 1; % Adimensional - Fração de Óleo no Fluido de Perfuração

xk_reserv = 30; % [md] - Permeabilidade do Reservatório;

xROP = 10; % [m/h] - Taxa de Penetração

xmi_gas = 0.025; % [cp] - Viscosidade do Kick de Gás

xporosidade = 0.2; % Adimensional - Porosidade do Reservatório

xeuler = 1.78108; % Adimensional - Exponencial da Constante de Euler

xpasso = 60; % [s] - Passo de Tempo

xtempo_estudo = 5; % [h] - Intervalo de Tempo de Estudo

xp_poros = 15; % Refere-se a Inclinação da Curva de Vazão do Kick

agua0_ou_oleo1 = 1; % Se o Fluido a Ser Analisado Será de Base Água (Valor = 0), ou de Base Óleo (Valor = 1)

xvetores_temperaturas = vetores_temperaturas(); % Aqui São Capturados os Valores de Temperatura por Profundidade Gerados pelo Programa do Pedro e Escritos Dentro de uma Função

% Na função acima a primeira coluna corresponde às temperaturas e a segunda coluna às profundidades.

% 2) DISCRETIZANDO POÇO

% 2.1) Cálculo das Velocidades do Fluido de Perfuração em Cada Geometria do Poço


```

for i=1:length(xfases(:,3))
    vel_lama(i) = xq_lama/(2.448*(xfases(i,2)^2-xfases(i,1)^2));
    % vel_lama = [ft/s]; Diâmetros acima estão em 'in'.
end

```

% 2.2) Discretizando no Espaço

% Todos os espaços discretizados possuirão o mesmo volume, a não ser pelo mais perto da superfície.

```

s = (xfases(1,3)); % s = [m]
for i=1:length(xfases(:,3))-1
    while s(end) >= xfases(i+1,3)
        s = [s, s(end) - (vel_lama(i)*xpasso*0.3048)];
    end
    intervalo_passou = (xfases(i+1,3)-s(end))/vel_lama(i);
    s(end) = s(end) + (vel_lama(i)*(intervalo_passou)*0.3048) -
(vel_lama(i+1)*(intervalo_passou)*0.3048);
end
if s(end) <= xfases(end,3)
    while s(end) >= 0
        s = [s, s(end) - (vel_lama(end)*xpasso*0.3048)];
    end
end
s(end) = 0;

```

% 2.3) Discretizando no Tempo

```

t = (0); % t = [s]
while t(end) ~= xtempo_estudo * 3600
    t = [t, t(end)+xpasso];
end

```

% 3) DECLARANDO MATRIZES E VETORES

% Tal prática aumenta a velocidade de processamento. É importante notar que os valores de tais matrizes serão posteriormente modificados.

```

vel_sup_gas = zeros(length(t),length(s)); % Velocidade Superficial do Kick de Gás
vel_golfada = zeros(length(t),length(s)); % Velocidade da Golfada
Re = zeros(length(t),length(s)); % Número de Reynolds
friccao = zeros(length(t),length(s)); % Fator de Fricção
vel_gas = zeros(length(t),length(s)); % Velocidade de Ascensão do Gás
fr_gas = zeros(length(t),length(s)); % Fração de Gás na Golfada
pressoes = zeros(length(t),length(s)); % Pressões em Cada Espaço Discretizado
Rs = zeros(length(t),length(s)); % Razão de Solubilidade do Fluido de Perfuração
Bf = zeros(length(t),length(s)); % Fator Volume de Formação do Fluido de Perfuração
Considerando a Presença de Metano Dissolvido
fator_correcao = zeros(length(t),length(s)); % Fator de Correção que Passa Volume de
Condições de Superfície para Condições de Poço
gas_sai = zeros(length(t),length(s)); % Gás Saindo de Solução em Condições de
Superfície
gas_dissolvido = zeros(length(t),length(s)); % Gás Dissolvido no Fluido de Perfuração
vel_discreta = zeros(length(t),length(s)); % Velocidade Discreta de Ascensão do Gás
q_gas = zeros(length(t),length(s)); % Vazão de Gás Saindo de Solução

```

$q_gas_incremental = \text{zeros}(\text{length}(t), \text{length}(s));$ % Vazão de Gás Originada da
 Expansão dos Gases durante a Migração dos Mesmos Dentro do Poço
 $ro_lama = \text{zeros}(\text{length}(t), \text{length}(s)) + xro_lama;$ % $ro_lama = [lb/gal]$
 $ro_gas = \text{zeros}(\text{length}(t), \text{length}(s)) + xro_kick;$ % $ro_gas = [lb/gal]$

$migracao = \text{zeros}(1, \text{length}(t));$ % Volume de Gás no Poço em Condições de Poço
 $incremento = \text{zeros}(1, \text{length}(t));$ % Volume do "Gás Migrante"
 $temp = \text{zeros}(1, \text{length}(s));$ % Temperaturas dos Espaços Discretizados
 $compress_gas = \text{zeros}(1, \text{length}(t));$ % Compressibilidade do Gás no Reservatório
 $vazao_kick = \text{zeros}(1, \text{length}(t));$ % Vazão do Kick de Gás
 $vol_gas_entra_bloco = \text{zeros}(1, \text{length}(t));$ % Volume de Gás que Realmente Entra em
 Cada Espaço Discretizado
 $capacidade_bloco = \text{zeros}(1, \text{length}(t));$ % Volume de Gás Máximo Permitido em Cada
 Espaço Discretizado
 $fator_proporcionalidade = \text{zeros}(1, \text{length}(t));$ % Razão entre Volume de Gás que Entra
 e Capacidade do Espaço Discretizado
 $vol_ganho_Bf = \text{zeros}(1, \text{length}(t));$ % Volume de Ganho no Tanque Ativo Devido a
 Expansão do Volume Discretizado
 $funcao_linear = \text{zeros}(1, \text{length}(t));$ % Função que Relaciona o Fator Volume-Formação
 à Massa de Gás que Entra na Célula
 $ganho_tanque_Bf = \text{zeros}(1, \text{length}(t));$ % Ganho no Tanque Ativo Apenas Devido ao
 Fator Volume de Formação do Fluido
 $ganho_tanque = \text{zeros}(1, \text{length}(t));$ % Ganho no Tanque Ativo
 $vazao_retorno = \text{zeros}(1, \text{length}(t));$ % Vazão de Retorno do Fluido de Perfuração
 $elemento_incremental_vazao = \text{zeros}(1, \text{length}(t));$ % Serve para o Cálculo da
 "q_gas_incremental" Descrita Acima

% 3.1) Para fazer a figura de expansão do fluido de perfuração e do gás, foram definidos os vetores abaixo (não tem função no código principal).

```
volume_fluido = [];
```

```
volume_metano = [];
```

% 4) PARÂMETROS DO ESCOAMENTO BIFÁSICO

% 4.1) Velocidade Superficial do Fluido de Perfuração

```
vel_sup_liq = vel_lama; % vel_sup_liq = [ft/s]
```

```
for j=1:length(t) % LOOP DO TEMPO
```

```
    for i=1:length(s) % LOOP DO ESPAÇO
```

```
        % 4.2) Velocidade Superficial do Kick de Gás
```

```
            if s(i) <= xfases(1,3) && s(i) >= xfases(2,3)
```

```
                vel_sup_gas(j,i) = q_gas(j,i)/((pi()/4)*((xfases(1,2)*0.0254)^2-  
(xfases(1,1)*0.0254)^2));
```

```
            elseif s(i) <= xfases(2,3) && s(i) >= xfases(3,3)
```

```
                vel_sup_gas(j,i) = q_gas(j,i)/((pi()/4)*((xfases(2,2)*0.0254)^2-  
(xfases(2,1)*0.0254)^2));
```

```
            elseif s(i) <= xfases(3,3) && s(i) >= xfases(4,3)
```

```
                vel_sup_gas(j,i) = q_gas(j,i)/((pi()/4)*((xfases(3,2)*0.0254)^2-  
(xfases(3,1)*0.0254)^2));
```

```
            else
```

```
                vel_sup_gas(j,i) = q_gas(j,i)/((pi()/4)*((xfases(4,2)*0.0254)^2-  
(xfases(4,1)*0.0254)^2));
```

```

    % vel_sup_gas = [m/s]; Fator de correção converte de 'in' para 'm'.
end

```

% 4.3) Velocidade Média da Golfada Líquida

```

if s(i) <= xfases(1,3) && s(i) >= xfases(2,3)
    vel_golfada(j,i) = vel_sup_gas(j,i)*3.2808399 + vel_sup_liq(1);
elseif s(i) <= xfases(2,3) && s(i) >= xfases(3,3)
    vel_golfada(j,i) = vel_sup_gas(j,i)*3.2808399 + vel_sup_liq(2);
elseif s(i) <= xfases(3,3) && s(i) >= xfases(4,3)
    vel_golfada(j,i) = vel_sup_gas(j,i)*3.2808399 + vel_sup_liq(3);
else
    vel_golfada(j,i) = vel_sup_gas(j,i)*3.2808399 + vel_sup_liq(4);
    % vel_golfada = [ft/s]; Fator de conversão passa de 'm/s' para 'ft/s'.
end

```

% 4.4) Número de Reynolds

% O Reynolds abaixo foi calculado segundo a fórmula do livro do Bourgone para fluidos com modelo reológico segundo a Lei de Potências.

```

if s(i) <= xfases(1,3) && s(i) >= xfases(2,3)
    Re(j,i) = ((109000*ro_lama(j,i)*vel_golfada(j,i)^(2-
xindice_comportamento))/(xindice_consistencia*1000))*((0.0208*(xfases(1,2)-
xfases(1,1)))/(2+1/xindice_comportamento))^xindice_comportamento;
elseif s(i) <= xfases(2,3) && s(i) >= xfases(3,3)
    Re(j,i) = ((109000*ro_lama(j,i)*vel_golfada(j,i)^(2-
xindice_comportamento))/(xindice_consistencia*1000))*((0.0208*(xfases(2,2)-
xfases(2,1)))/(2+1/xindice_comportamento))^xindice_comportamento;

```

```

elseif s(i) <= xfases(3,3) && s(i) >= xfases(4,3)

    Re(j,i) = ((109000*ro_lama(j,i)*vel_golfada(j,i)^(2-
xindice_comportamento))/(xindice_consistencia*1000))*((0.0208*(xfases(3,2)-
xfases(3,1)))/(2+1/xindice_comportamento))^xindice_comportamento;

else

    Re(j,i) = ((109000*ro_lama(j,i)*vel_golfada(j,i)^(2-
xindice_comportamento))/(xindice_consistencia*1000))*((0.0208*(xfases(4,2)-
xfases(4,1)))/(2+1/xindice_comportamento))^xindice_comportamento;

    % Adimensional

end

```

% 4.5) Fator de Fricção

friccao(j,i) = 96/Re(j,i); % Adimensional; O 96 aparece devido ao fato de que o escoamento se dá no espaço anular do poço.

% 4.6) Velocidade de Ascensão do Gás

```

if s(i) <= xfases(1,3) && s(i) >= xfases(2,3)

    vel_gas(j,i) = (1.2*vel_golfada(j,i) + 0.35*((xgravidade*(xfases(1,2)-
xfases(1,1))*0.08333*(ro_lama(j,i)-ro_gas(j,i)))/ro_lama(j,i))^0.5);

elseif s(i) <= xfases(2,3) && s(i) >= xfases(3,3)

    vel_gas(j,i) = (1.2*vel_golfada(j,i) + 0.35*((xgravidade*(xfases(2,2)-
xfases(2,1))*0.08333*(ro_lama(j,i)-ro_gas(j,i)))/ro_lama(j,i))^0.5);

elseif s(i) <= xfases(3,3) && s(i) >= xfases(4,3)

    vel_gas(j,i) = (1.2*vel_golfada(j,i) + 0.35*((xgravidade*(xfases(3,2)-
xfases(3,1))*0.08333*(ro_lama(j,i)-ro_gas(j,i)))/ro_lama(j,i))^0.5);

else

```

```

    vel_gas(j,i) = (1.2*vel_golfada(j,i) + 0.35*((xgravidade*(xfases(4,2)-
xfases(4,1))*0.08333*(ro_lama(j,i)-ro_gas(j,i))/ro_lama(j,i))^0.5);

    % vel_gas(j,i) = [ft/s]; Fator de conversão converte diâmetro de 'in' para 'ft'.

end

```

% 4.7) Fração de Gás na Golfada

```
fr_gas(j,i) = vel_sup_gas(j,i)/vel_gas(j,i);
```

% 4.8) Fração de Líquido na Golfada ('Holdup' Líquido)

```
fr_liq = 1 - fr_gas;
```

% 5) HIDRÁULICA DE POÇO

% 5.1) Pressões

```

if s(i) <= xfases(1,3) && s(i) >= xfases(2,3)

    pressoes(j,i) = (xgravidade*(fr_liq(j,i)*ro_lama(j,i)*119.8264 +
fr_gas(j,i)*ro_gas(j,i)*119.8264)+(fr_liq(j,i)*friccao(j,i)*(1/((xfases(1,2)-
xfases(1,1))*0.0254))*ro_lama(j,i)*119.8264*vel_golfada(j,i)*0.3048^2*0.5))*s(i)*0.0001
45+xp_atm;

elseif s(i) <= xfases(2,3) && s(i) >= xfases(3,3)

    pressoes(j,i) = (xgravidade*(fr_liq(j,i)*ro_lama(j,i)*119.8264 +
fr_gas(j,i)*ro_gas(j,i)*119.8264)+(fr_liq(j,i)*friccao(j,i)*(1/((xfases(2,2)-
xfases(2,1))*0.0254))*ro_lama(j,i)*119.8264*vel_golfada(j,i)*0.3048^2*0.5))*s(i)*0.0001
45+xp_atm;

elseif s(i) <= xfases(3,3) && s(i) >= xfases(4,3)

```

```
    pressoes(j,i) = (xgravidade*(fr_liq(j,i)*ro_lama(j,i)*119.8264 +  
fr_gas(j,i)*ro_gas(j,i)*119.8264)+(fr_liq(j,i)*friccao(j,i)*(1/((xfases(3,2)-  
xfases(3,1))*0.0254))*ro_lama(j,i)*119.8264*vel_golfada(j,i)*0.3048^2*0.5))*s(i)*0.0001  
45+xp_atm;
```

```
else
```

```
    pressoes(j,i) = (xgravidade*(fr_liq(j,i)*ro_lama(j,i)*119.8264 +  
fr_gas(j,i)*ro_gas(j,i)*119.8264)+(fr_liq(j,i)*friccao(j,i)*(1/((xfases(4,2)-  
xfases(4,1))*0.0254))*ro_lama(j,i)*119.8264*vel_golfada(j,i)*0.3048^2*0.5))*s(i)*0.0001  
45+xp_atm;
```

```
    % pressoes = [psi]; Convento tudo para SI e o último fator de conversão da  
fórmula converte de 'Pa' para 'psi'.
```

```
end
```

```
% 5.2) Temperaturas
```

```
if j == 1 % Esse 'if' surge pelo fato de que só preciso calcular uma vez para cada  
espaço (independe do tempo).
```

```
    [idx index] = min(abs(xvetores_temperaturas(:,2)-s(i))); % Pego o índice da  
profundidade que mais se aproxima de s(i).
```

```
    temp(i) = (xvetores_temperaturas(index,1)*1.8)+32; % temp = [°F]; Com o índice  
de cima, vejo qual é a temperatura correspondente.
```

```
end
```

```
% 6) PROPRIEDADES DO FLUIDO DE PERFURAÇÃO
```

```
% 6.1) Razão de Solubilidade
```

```
if i == 1
```



```

Rs(j,i) =
(0.03401*xfracao_oleo^1.296*(pressoes(j,i)*0.0068948)^2.246*((temp(i)-
32)/1.8)^0.1620+exp(0.07649*pressoes(j,i)*0.0068948))*agua0_ou_oleo1;
else
if pressoes(j,i) <= 5076.320
Rs(j,i) =
(3.486*xfracao_oleo^1.306*(pressoes(j,i)*0.0068948)^1.102+exp(0.1019*pressoes(j,i)*
0.0068948))*agua0_ou_oleo1;
elseif pressoes(j,i) <= 7251.886
Rs(j,i) =
(0.03401*xfracao_oleo^1.296*(pressoes(j,i)*0.0068948)^2.246*((temp(i)-
32)/1.8)^0.1620+exp(0.07649*pressoes(j,i)*0.0068948))*agua0_ou_oleo1;
% Rs = [m³std/m³std]; Um fator passa a pressão de 'psi' para 'MPa'; outro
fator passa temperatura de °F para °C.
else
Rs(j,i) =
(0.03401*xfracao_oleo^1.296*(pressoes(j,i)*0.0068948)^2.246*((temp(i)-
32)/1.8)^0.1620+exp(0.07649*pressoes(j,i)*0.0068948))*agua0_ou_oleo1;
end
end

```

% 6.2) Fator Volume de Formação

% Esta correlação apresenta o fator volume de formação do fluido sintético, considerando a presença de metado dissolvido no fluido.

```
if i == 1
```

```

Bf(j,i) =
(0.001034*xfracao_oleo^1.855*1.076^(pressoes(j,i)*0.0068948)*((temp(i)-
32)/1.8)^0.8073+exp(0.003436*pressoes(j,i)*0.0068948));

else

if pressoes(j,i) <= 5076.320 %

Bf(j,i) =
(0.001239*xfracao_oleo^1.727*1.042^(pressoes(j,i)*0.0068948)*((temp(i)-
32)/1.8)^0.9759+exp(0.003981*pressoes(j,i)*0.0068948));

elseif pressoes(j,i) <= 7251.886

Bf(j,i) =
(0.001034*xfracao_oleo^1.855*1.076^(pressoes(j,i)*0.0068948)*((temp(i)-
32)/1.8)^0.8073+exp(0.003436*pressoes(j,i)*0.0068948));

% Bf = [m³/m³std]; Um fator passa a pressão de 'psi' para 'MPa'; outro fator
passa temperatura de °F para °C.

else

Bf(j,i) =
(0.001034*xfracao_oleo^1.855*1.076^(pressoes(j,i)*0.0068948)*((temp(i)-
32)/1.8)^0.8073+exp(0.003436*pressoes(j,i)*0.0068948));

end

end

```

% 7) MODELO DE RESERVATÓRIO E CÁLCULO DA VAZÃO DO KICK

% Abaixo, calculamos a vazão do kick baseado no modelo de regime transiente para reservatório radial.

```
if j <= 10
```

```
p_poros = pressoes(j,1) + xp_poros; % Pressão de poros no fundo do poço.
```

Ela é definida, por hipótese, em 15 psi acima da pressão inicial do fundo do poço.

Necessita ser recalculada, já que as primeiras estimativas da pressão do fundo do poço são erradas.

```
end
```

```
if i == 1 % Esse 'if' surge pelo fato de que só preciso calcular uma vez para cada tempo, sempre na posição mais funda do poço.
```

```
compress_gas(j) = 2/((p_poros + pressoes(j,1))*6894.757); % compress_gas = [Pa^-1]; O fator de correção passa de 'psi' para 'Pa'.
```

```
vazao_kick(j) = (((p_poros*6894.757)^2 -  
(pressoes(j,1)*6894.757)^2)*pi()*(xk_reserv*9.869*10^-  
16)*(xROP*t(j)/3600))/((xmi_gas*0.001)*(pressoes(j,1)*6894.757)*log((4*(xk_reserv*9.8  
69*10^-  
16)*t(j))/(xeuler*xmi_gas*0.001*xporosidade*compress_gas(j)*((xfases(1,2)/2)*0.0254  
^2))));
```

```
% vazao_kick(j) = 2/503; apenas para teste
```

```
% vazao_kick = [m³/s];
```

```
end
```

% 8) FATORES DE CONVERSÃO

% Passo o volume de condições de superfície para condições de poço (no caso da massa específica, o fator de correção é o inverso).

```
fator_correcao(j,i) = ((temp(i)+460)/pressoes(j,i))*(xp_atm/(xtemp_sup+460)); %
```

Adimensional.

% 9) GÁS DISSOLVIDO NO POÇO

```
if i == 1 && j == 1 % É necessário calcular apenas uma vez.
    vol_bloco = (s(1)-s(2))*pi()*(1/4)*((xfases(1,2)*0.0254)^2-
(xfases(1,1)*0.0254)^2); % vol_bloco = [m³]; Será sempre o mesmo.
end

vol_gas_entra_bloco(j) = vazao_kick(j) * xpasso; % vol_gas_entra_bloco = [m³]
capacidade_bloco(j) = [Rs(j,1)+(1-
agua0_ou_oleo1)]*vol_bloco*fator_correcao(j,1); % capacidade_bloco = [m³]; Aqui uso
fator de correção para encontrar a capacidade no fundo do poço.

fator_proporcionalidade(j) =
(vol_gas_entra_bloco(j)/capacidade_bloco(j))*agua0_ou_oleo1; % Adimensional

if i == 1
    gas_dissolvido (j,i) = Rs(j,i)*vol_bloco*fator_proporcionalidade(j);
elseif j >= i
    if gas_dissolvido(j-1,i-1) >= Rs(j,i)*vol_bloco
        gas_dissolvido(j,i) = Rs(j,i)*vol_bloco;
    else
        gas_dissolvido (j,i) = gas_dissolvido(j-1,i-1);
        % gas_dissolvido = [m³std]
    end
end
end
```

% 10) GÁS SAINDO DE SOLUÇÃO EM CONDIÇÕES DE SUPERFÍCIE

```

if i == 1
    if Rs(j,i) == 0
        gas_sai(j,i) = vol_gas_entra_bloco(j)*(1/fator_correcao(j,i));
    elseif vol_gas_entra_bloco(j) - capacidade_bloco(j) < 0
        gas_sai(j,i) = 0;
    else
        gas_sai(j,i) = (vol_gas_entra_bloco(j) -
capacidade_bloco(j))*(1/fator_correcao(j,i)); % Fator de correção transforma de
condições de fundo de poço para condições de superfície.
    end
elseif j >= i
    if Rs(j,i) ~= 0
        gas_sai(j,i) = gas_dissolvido(j-1,i-1) - gas_dissolvido(j,i);
        % gas_sai = [m³std]
    end
end
end

```

% 11) MIGRAÇÃO DO GÁS QUE SAI DE SOLUÇÃO

% 11.1) Velocidade Discretizada de Ascensão do Gás (essa velocidade dá o 'i' - espaço discretizado - que o gás vai parar depois de certo tempo)

```

if s(i) <= xfases(1,3) && s(i) >= xfases(2,3)
    vel_discreta(j,i) = vel_gas(j,i)/(vel_lama(1)*xpasso);
elseif s(i) <= xfases(2,3) && s(i) >= xfases(3,3)
    vel_discreta(j,i) = vel_gas(j,i)/(vel_lama(2)*xpasso);
elseif s(i) <= xfases(3,3) && s(i) >= xfases(4,3)
    vel_discreta(j,i) = vel_gas(j,i)/(vel_lama(3)*xpasso);
else

```

```

vel_discreta(j,i) = vel_gas(j,i)/(vel_lama(4)*xpasso);

% vel_discreta(j,i) = [i'/s]

end

% 11.2) Volume Real de Gás por Tempo

% A ideia é calcular aonde o gás que já saiu de solução foi parar depois de certo
tempo. Para isso, a função corrigir é usada.

if i < j

    for w = 1:j-1 % Considera os todos os volumes de gás da matriz de gás que sai
de solução anteriores ao tempo atual.

        if gas_sai(w,i) ~= 0;

            incremento(j) = incremento(j) +
gas_sai(w,i)*corrigir(j,w,i,vel_discreta,pessos,temp,length(s),xtemp_sup,xp_atm,xpas
so);

            % incremento = [m³]

        end

    end

end

migracao(j) = migracao(j) + gas_sai(j,i)*fator_correcao(j,i); % migracao = [m³]

% 12) RECALCULANDO AS MASSAS ESPECÍFICAS DO FLUIDO DE
PERFURAÇÃO E DO GÁS E A VAZÃO DE GÁS

if j ~= length(t) % Calculados para o próximo tempo. A vazão do primeiro tempo
será 0, já que não há gás; e a massa específica da lama é 10, já que é necessário
estimar alguma pressão e temperatura como chutes iniciais.

```

```

if j == 1
    elemento_incremental_vazao(j) = incremento(j);
elseif incremento(j) - incremento(j-1) < 0
    elemento_incremental_vazao(j) = 0;
else
    elemento_incremental_vazao(j) = incremento(j) - incremento(j-1);
end
q_gas(j+1,i) = 0 + (gas_sai(j,i)*fator_correcao(j,i))/xpasso; % q_gas = [m³/s];
ro_lama(j+1,i) =
xro_lama/(1+((xro_parafina/(8.34*((141500+pressoes(j,i))/(180200+212.3*((temp(i)-
32)/1.8)))))-1)*xfracao_oleo);
    % ro_lama = [lb/gal]
end
ro_gas(j,i) = (1/fator_correcao(j,i))*(fator_correcao(j,1)*xro_kick); % ro_gas =
[lb/gal]. O segundo fator dessa multiplicação é a densidade o kick de gás em
condições de superfície.

```

% 13) EXPANSÃO GERADA PELA ENTRADA DE GÁS NO ELEMENTO DE FLUIDO

```

if i == 1 && j ~= length(t)
    funcao_linear(j) = (1-
(((xro_lama*vol_bloco)/ro_lama(j,1))/(Bf(j,1)*vol_bloco))*fator_proporcionalidade(j)+((x
ro_lama*vol_bloco)/ro_lama(j,1))/(Bf(j,1)*vol_bloco);
    vol_ganho_Bf(j) = Bf(j,1)*vol_bloco*funcao_linear(j) -
(xro_lama*vol_bloco)/ro_lama(j+1,1);
    % vol_ganho_Bf(j) = [m³]

```

```

end

% % Cálculo de expansão de um volume de fluido e de um volume de gás no
primeiro tempo
% if j == 2
%     volume_fluido = [volume_fluido, (ro_lama(j,1)*10)/ro_lama(j,i)];
%     volume_metano = [volume_metano,
(pressoes(j,1)/(temp(1)+460))*((temp(i)+460)/pressoes(j,i))*10];
% end

end % LOOP DO ESPAÇO

migracao(j) = migracao(j) + incremento(j); % Necessário para considerar o volume
de gás atual com os volumes anteriores que migraram.
% migracao = [m³]

% 14) GANHO NO TANQUE ATIVO
% Considerando a expansão do fluido ao entrar gás, o gás que sai de solução e a
expansão do gás migrando no poço.

if j == 1
    ganho_tanque_Bf(j) = vol_ganho_Bf(j); % ganho_tanque_Bf(j) = [m³]
else
    ganho_tanque_Bf(j) = ganho_tanque_Bf(j-1)+vol_ganho_Bf(j);
end

```



```

ganho_tanque(j) = migracao(j) + ganho_tanque_Bf(j); % ganho_tanque(j) = [m³]

end % Loop do Tempo

% 15) TIRANDO DEPENDÊNCIA DO ESPAÇO PARA PLOTAR OS GRÁFICOS PELO
TEMPO

% 15.1) Gás Dissolvido no Poço

gas_d = sum(gas_dissolvido'); % gas_d = [m³std]

% 15.2) Gás Saindo de Solução em Condições de Superfície

gas_s = sum(gas_sai'); % gas_sai = [m³std]

% 15.3) Vazão de Gás

q_gas_tempo = sum(q_gas'); % q_gas_tempo = [m³/s]

% 15.4) Gás Saindo de Solução em Condições de Superfície Acumulado

gas_s_acumulado = [gas_s(1)];
gas_d_acumulado = [gas_d(1)];
for i = 2:length(gas_s)
    gas_s_acumulado = [gas_s_acumulado, gas_s_acumulado(i-1) + gas_s(i)]; %
gas_sai = [m³std]
    gas_d_acumulado = [gas_d_acumulado, gas_d_acumulado(i-1) + gas_d(i)]; %
gas_dissolvido = [m³std]

```

```
end
```

% 16) CÁLCULO DA VAZÃO DE RETORNO

```
for i=2:length(ganho_tanque)
```

```
    vazao_retorno(i) = (ganho_tanque(i)-ganho_tanque(i-1))/xpasso;
```

```
end
```

```
vazao_retorno = vazao_retorno*264.1721 + xq_lama;
```

```
% vazao_retorno = [gal/min]
```

% 17) GRÁFICOS

```
% subplot(251),plot(s,pressoes(1,:), 'b');
```

```
% xlabel('Profundidade (m)');
```

```
% ylabel('Pressão (psia)');
```

```
%
```

```
% subplot(252),plot(s,temp(1,:), 'b');
```

```
% xlabel('Profundidade (m)');
```

```
% ylabel('Temperatura (°F)');
```

```
%
```

```
% subplot(111),plot(pressoes(1,:),Rs(1,:), 'b');
```

```
% ylabel('Razão de Solubilidade (m³std/m³std)');
```

```
% xlabel('Pressao (psia)');
```

```
%
```

```
% subplot(252),plot(s,Bf(1,:), 'b');
```

```
% ylabel('Fator Volume de Formação (m³/m³std)');
```

```
% xlabel('Profundidade (m)');
```

```

%
% subplot(111),plot(t,vazao_kick*503.184,'b');
% ylabel('Vazão do Kick (bbl/min)');
% xlabel('Tempo (s)');
%
% subplot(253),plot(t,gas_d*6.2898,'b');
% ylabel('Gás Dissolvido no Poço (stb)');
% xlabel('Tempo (s)');
%
% subplot(253),plot(t,gas_d_acumulado*6.2898,'b');
% ylabel('Gás Dissolvido Acumulado no Poço (stb)');
% xlabel('Tempo (s)');
%
% subplot(254),plot(t,gas_s_acumulado*6.2898,'b');
% ylabel('Gás que Sai de Solução Acumulado (stb)');
% xlabel('Tempo (s)');
%
% subplot(255),plot(t,migracao*6.2898,'b');
% ylabel('Gás no Poço (bbl)');
% xlabel('Tempo (s)');
%
% subplot(256),plot(t,vazao_retorno,'b');
% ylabel('Vazão de Retorno (bbl/min)');
% xlabel('Tempo (s)');
%
% subplot(257),plot(t,ganho_tanque*6.2898,'b');
% ylabel('Ganho no Tanque Ativo (bbl)');
% xlabel('Tempo (s)');

```

```

%
% subplot(1,1,1),plot(volume_fluido,-pressoes(1,:), 'b');
% ylabel('Pressão (psi)');
% xlabel('Volume (bbl)');

```

II.2. Função corrigir

```

function [fc] =
corrigir(tempo_atual,tempo_inicial,posicao_inicial,vel_discreta,pressoes,temp,tamanho
_poco_discretizado,temperatura_superficie,pressao_atmosferica,passo_de_tempo)

posicao_final = posicao_inicial;
for y = tempo_inicial:tempo_atual
    posicao_final = posicao_final + round(
passo_de_tempo*vel_discreta(y,posicao_final) );
    if posicao_final > tamanho_poco_discretizado
        break
    end
end

if posicao_final <= tamanho_poco_discretizado
    pressao = pressoes(tempo_atual-1,posicao_final); % A pressão do tempo anterior
é usada já que muitas vezes ela ainda não foi calculada para a posicao_final
encontrada. O erro é muito pequeno já que a pressão quase nao varia.
    temperatura = temp(posicao_final);
    fc =
((temperatura+460)/pressao)*(pressao_atmosferica/(temperatura_superficie+460));

```

```
else  
    fc = 0;  
end  
end
```