



Universidade Federal
do Rio de Janeiro

Escola Politécnica

ANÁLISE DO CONTROLE DE POÇOS COM LÂMINA D'ÁGUA PROFUNDA A PARTIR DA IMPLEMENTAÇÃO DE UM SIMULADOR DE *KICKS*

Luís Eduardo Cordeiro Martins das Chagas

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: Prof. Paulo Couto, Dr.Eng.

Prof. Shiniti Ohara, Ph.D.

RIO DE JANEIRO, RJ - BRASIL

FEVEREIRO DE 2014

ANÁLISE DO CONTROLE DE POÇOS COM LÂMINA
D'ÁGUA PROFUNDA A PARTIR DA IMPLEMENTAÇÃO
DE UM SIMULADOR DE *KICKS*

Luís Eduardo Cordeiro Martins das Chagas

PROJETO DE GRADUAÇÃO SUBMETIDO AO CORPO DOCENTE DO CURSO DE ENGENHARIA DO 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, Dr. Eng

Prof. Virgílio J. M. Ferreira Filho, D.Sc.

Eng. Shiniti Ohara, Ph.D. (Barra Energia Ltda)

RIO DE JANEIRO, RJ - BRASIL
FEVEREIRO DE 2014

Chagas, Luís Eduardo Cordeiro Martins das

Análise do Controle de Poços com lâmina d'água profunda a partir da implementação de um Simulador de *Kicks* – Rio de Janeiro: UFRJ/ESCOLA POLITÉCNICA, 2014.

XIV 90 p.: il.: 29,7 cm

Orientadores: Paulo Couto
Shiniti Ohara

Projeto de Graduação – UFRJ/Escola Politécnica/Curso de Engenharia de Petróleo, 2014.

Referências Bibliográficas: p 91-95.

1. Controle de Poço. 2. Método do Sondador. 3. Simulador de *Kicks*. 4. Águas Profundas. 5. *Kick* de Gás. I. Couto, Paulo. II. Universidade Federal do Rio de Janeiro, Escola Politécnica, Curso de Engenharia do Petróleo. III. Título

Dedicatória

Dedico este trabalho à minha família, meus amigos e minha namorada, que me deram muito apoio e carinho em todos os momentos da minha vida.

Agradecimentos

Agradeço a minha amada família, principalmente aos meus pais e meu irmão por terem se preocupado com meus estudos e com a pessoa que eu me tornaria e que me deram muito apoio ao longo da elaboração deste projeto.

Agradeço a minha namorada que me deu muito amor e carinho nesse tempo que estamos juntos. Serei eternamente grato pelos seus conselhos, sua compreensão e pela sua paciência. Sem dúvida nenhuma, ela foi extremamente importante na minha formação como engenheiro e como pessoa.

Agradeço também ao Professor Paulo Couto pela ajuda, estímulo e orientação dada em todas as etapas de meu trabalho.

Gostaria de registrar o meu agradecimento ao Professor Shiniti Ohara pela convivência e pela disposição e infinita paciência que teve em transmitir o seu conhecimento. Além disso, tenho muita gratidão pela confiança depositada por ele e pela Barra Energia na equipe de Petrobowl da UFRJ. Definitivamente, seu apoio foi muito importante no meu desenvolvimento profissional e acadêmico.

Dedico também meus sinceros agradecimentos ao Engenheiro Mário Ledes pelas preciosas sugestões e saudáveis discussões durante a elaboração deste projeto.

Agradeço também ao Engenheiro Otto Santos e ao Professor Bernt Aadnoy por terem me fornecido material para a elaboração desse trabalho.

Agradeço ao Professor Daniel Cruz por ter sempre esclarecido as minhas dúvidas de Mecânica dos Fluidos.

Agradeço ao Ronnymaxwell por ter estado sempre a disposição para tirar dúvidas relacionadas a programação.

Agradeço a Landmark/Halliburton pela oportunidade de estágio e pela utilização de seu *software WellPlan*.

Agradeço a Sra. Denise Medina pela oportunidade que me deu de estagiar no Parque Tecnológico da UFRJ e também pela compreensão e estímulo dado aos projetos relacionados a faculdade. Agradecimentos são extensivos ao Sr. Filipe Martins, Sr. Leonardo Melo e Sr. Maurício Guedes que me ensinaram bastante sobre ambientes de inovação e empreendedorismo.

Agradeço aos meus colegas e amigos da equipe do Petrobowl 2012, Alexandre Ramos, Andrej Luigi, Guilherme Silveira e Matheus Moreira, pela formidável convivência, pelo grande aprendizado e pelo resultado histórico que conseguimos obter na competição internacional.

Agradeço também aos colegas de curso e de turma pela amizade e companheirismo ao longo dessa jornada de 5 anos. Dentre deles, gostaria de deixar registrado o carinho e desejar sucesso em suas carreiras ao Alexandre, Fábio, Gabriel, Patrícia e Thiago.

Por fim, agradeço ao PRH-21 pela bolsa de estudos concedida.

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

ANÁLISE DO CONTROLE DE POÇOS COM LÂMINA D'ÁGUA PROFUNDA A PARTIR DA IMPLEMENTAÇÃO DE UM SIMULADOR DE *KICKS*

Luís Eduardo Cordeiro Martins das Chagas

Fevereiro/2014

Orientadores: Prof. Paulo Couto, Dr. Eng

Prof. Shiniti Ohara, Ph.D (Barra Energia Ltda)

Curso: Engenharia de Petróleo

O controle de poço é um assunto muito importante na exploração de petróleo, pois envolve aspectos econômicos, questões ambientais e de segurança de pessoas. Com o avanço das explorações em águas profundas e ultraprofundas, sua importância tem aumentado cada vez mais. As operações de perfuração em águas profundas apresentam problemas especiais tais como baixos gradientes de fratura, alta perda de carga por fricção na linha de *choke*, formações de permeabilidade geralmente altas, além de problemas nas operações de desconexão de emergência de *riser*. Considerando-se tal cenário, um programa de computador escrito no *Wolfram Mathematica* foi desenvolvido para simular e prever o comportamento das pressões num poço *offshore* de lâmina d'água profunda durante a circulação de um *kick* de gás pelo método do sondador. Considerou-se que o *kick* constitui um sistema bifásico em que as bolhas de gás estão dispersas no fluido de perfuração. Os resultados obtidos com o simulador foram comparados com outros simuladores existentes. Além disso, estudou-se o efeito de oito variáveis no comportamento das pressões durante o controle do poço.

Palavras-Chave: Controle de Poço, Método do Sondador e Simulador de *Kicks*

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

DEEPWATER WELL CONTROL ANALYSIS FROM THE IMPLEMENTATION OF A KICK SIMULATOR

Luís Eduardo Cordeiro Martins das Chagas

February/2014

Advisors: Prof. Paulo Couto, Dr. Eng

Prof. Shiniti Ohara, Ph.D (Barra Energia Ltda)

Course: Petroleum Engineering

Well control is a very important issue in oil and gas exploration, as it involves economic, environmental and personal safety aspects. Its importance is increasing more and more with the advancement of the exploration in deep and ultra-deep waters. Drilling operations in deep water poses special problems such as low fracture gradients, high friction losses in the choke line, generally high permeability formations, and emergency riser disconnection problems. Given such scenario, a computer program written in Wolfram Mathematica was developed to simulate and predict the behavior of pressure in deepwater wells during the circulation of a gas kick using the driller's method. It was assumed that the kick is a two-phase system where gas bubbles are dispersed in the drilling fluid. The results obtained with the proposed model were compared with other existing simulators. Moreover, it was studied the effect of eight parameters on the behavior of the pressure in the well control.

Keywords: Well Control, Driller's Method e Kick Simulator

SUMÁRIO

1	INTRODUÇÃO	1
1.1	OBJETIVOS.....	2
1.2	ORGANIZAÇÃO	2
2	FUNDAMENTOS DO CONTROLE DE POÇO	3
2.1	CAUSAS DE <i>KICKS</i>	4
2.1.1	Falta de ataque ao poço durante manobras	5
2.1.2	Pistoneio	6
2.1.3	Perda de circulação.....	7
2.1.4	Pressão de poros da formação acima do normal.....	8
2.1.5	Contaminação da lama por gás	9
2.1.6	Cimentação Inadequada.....	10
2.2	INDÍCIOS E DETECÇÃO DE <i>KICKS</i>	10
2.2.1	Indicadores Primários de Kicks.....	11
2.2.1.1	Aumento de volume nos tanques de lama	11
2.2.1.2	Aumento na vazão de retorno de lama	11
2.2.1.3	Poço fluindo com bombas de lama desligadas	11
2.2.1.4	Diferença dos volumes de aço e de fluido durante manobras	12
2.2.2	Indicadores de que um <i>kick</i> está ocorrendo ou está para ocorrer	13
2.2.2.1	Aumento da taxa de penetração.....	13
2.2.2.2	Redução da pressão de circulação e aumento da velocidade da bomba 13	
2.2.2.3	Alterações nas leituras do gás de fundo, conexão ou manobra.	13
2.2.2.4	Durante uma perda de circulação	13
2.3	FECHAMENTO DO POÇO	14
2.4	COMPORTAMENTO DO FLUIDO INVASOR NO POÇO.....	16
2.4.1	<i>Kick</i> de água ou líquido	16
2.4.2	<i>Kick</i> de gás.....	16
2.4.2.1	Migração do gás com poço fechado	17
2.4.2.2	Migração do gás com poço aberto.....	17
2.5	MÉTODOS DE CONTROLE DE POÇO	18
2.5.1	Método do Sondador	20
2.5.1.1	Método do Sondador em águas profundas	20

2.5.2	Método do engenheiro	21
2.5.3	Métodos Volumétricos	23
2.5.3.1	Método volumétrico estático	24
2.5.3.2	Método Volumétrico Dinâmico.....	25
2.5.4	Métodos Utilizados em Situações Especiais	25
2.5.4.1	Método da baixa pressão no <i>choke</i> (<i>low choke pressure method</i>).....	25
2.5.4.2	<i>Bullheading</i>	26
2.5.4.3	<i>Stripping</i>	26
3	CUSTOS RELACIONADOS AO CONTROLE DE POÇO	27
3.1	CUSTO DE COMBATE A <i>KICKS</i>	27
3.2	CUSTO DE <i>BLOWOUTS</i>	28
3.2.1	Enchova Central - 1984 e 1988	29
3.2.2	Plataforma <i>Steelhead</i> - 1987.....	30
3.2.3	Piper Alpha - 1988.....	31
3.2.4	Macondo - 2010.....	32
3.2.5	Campo de Frade - 2011	34
3.3	CONSIDERAÇÕES PARCIAIS.....	35
4	REVISÃO BIBLIOGRÁFICA	36
4.1	SIMULADORES DE <i>KICKS</i>	36
4.2	CORRELAÇÕES DE VELOCIDADES PARA ESCOAMENTO BIFÁSICO.....	39
4.3	PERFIL DE DISTRIBUIÇÃO TRIANGULAR DO GÁS	43
5	MODELAGEM DO SIMULADOR.....	46
5.1	PREMISSAS	46
5.2	ENTRADA E LEITURA DOS DADOS.....	47
5.3	GEOMETRIA DO POÇO	47
5.4	PRESSÃO DA FORMAÇÃO	48
5.5	PRESSÃO NO FUNDO DO POÇO	49
5.6	FLUIDO DE PERFURAÇÃO	49
5.6.1	Velocidade média	50
5.6.2	Cálculo de Perda de Carga da Lama.....	50
5.7	REGIÃO BIFÁSICA	52
5.7.1	Velocidade do topo e da base da região bifásica.....	53

5.7.2	Posição da base e do topo do <i>kick</i>	55
5.8	DETERMINAÇÃO DAS PRESSÕES NO ESPAÇO ANULAR.....	56
5.9	MODELAGEM DO PERFIL DE DISTRIBUIÇÃO TRIANGULAR	59
6	RESULTADOS	61
6.1	EVOLUÇÃO DO MODELO PROPOSTO	61
6.1.1	Modelo Simplificado	62
6.1.2	Modelo Bifásico	64
6.2	COMPARAÇÃO COM OUTROS MODELOS.....	66
6.2.1	Comparação do modelo simplificado	66
6.2.2	Comparação do Modelo Bifásico Proposto	68
6.3	TOLERÂNCIA AO <i>KICK</i>	68
6.4	ANÁLISE DE SENSIBILIDADE	71
6.4.1	Volume inicial do <i>Kick</i>	71
6.4.2	Peso do Fluido de Perfuração	72
6.4.3	Diâmetro da <i>Choke Line</i>	73
6.4.4	Lâmina d'água	74
6.4.5	Vazão Reduzida de Circulação.....	75
6.4.5.1	Lâmina d'água Profunda	75
6.4.5.2	Lâmina d'água rasa.....	78
6.4.6	Geometria do Anular	79
6.4.7	Temperatura.....	80
6.4.8	Densidade do Gás	82
6.5	RESULTADOS DO MODELO DE PERFIL DE DISTRIBUIÇÃO TRIANGULAR	83
7	CONCLUSÃO.....	87
7.1	RECOMENDAÇÕES PARA TRABALHOS FUTUROS	90
8	REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS	91
	APÊNDICE A	96
	APÊNDICE B.....	107
	APÊNDICE C	110
C.1	Código do Programa	110

LISTA DE FIGURAS

Figura 2.1 - Variação do Volume de Gás em Relação a Profundidade - Adaptado de HORNUNG 1990	3
Figura 2.2 - Perfil de Velocidades para o escoamento laminar induzido quando a coluna é içada - Fonte: BOURGOYNE <i>et al.</i> (1986).....	6
Figura 2.3 - Comportamento das pressões de fechamento - Fonte: SANTOS (2013) ...	15
Figura 2.4 - Esquema do Sistema de Equipamentos de Controle de Poço Existente em Unidades Flutuantes - Fonte: SANTOS (2013).....	16
Figura 2.5 - Circuito hidráulico durante o controle de poço - Fonte: SANTOS (2013).	19
Figura 3.1 - <i>Blowout</i> em Enchova Central	30
Figura 3.2 – Plataforma Steelhead.....	31
Figura 3.3 – Piper Alpha em chamas - Fonte: DailyMail.....	32
Figura 3.4 – <i>Deepwater Horizon</i> em chamas - Fonte: Fcm Law	34
Figura 4.1 – Regimes de Escoamento Vertical Bifásico	40
Figura 4.2 - Constantes K_1 e K_2 - Fonte: SANTOS (1982).....	42
Figura 4.3 - Distribuição de Bolhas no Anular - Fonte: SANTOS (1982).....	43
Figura 4.4 – Fração de Gás em função da profundidade obtida experimentalmente por OHARA (1996)	44
Figura 4.5 - Perfil de Distribuição Triangular do Gás proposta por OHARA (1996)....	45
Figura 4.6 - Velocidades dos vértices proposto por OHARA (1996)	45
Figura 5.1 - Fluxograma do Simulador	59
Figura 6.1 - Esquema do Poço RJS-A	62
Figura 6.2 - Evolução do modelo simplificado	63
Figura 6.3 - Esquema do poço utilizado por SANTOS (1982)	64
Figura 6.4 - Comparação do Modelo Proposto com o Modelo de Bolha Única	65
Figura 6.5 - Esquema do Poço CES-B	67
Figura 6.6 - Comparação do modelo simplificado com o modelo comercial.....	67
Figura 6.7 - Comparação entre o modelo de SANTOS (1982) e o modelo proposto	68
Figura 6.8 - Tolerância ao <i>Kick</i> - CES-B.....	70
Figura 6.9 – Influência do volume inicial do <i>kick</i> - Poço CES-B	72
Figura 6.10 – Influência do Peso de Lama – Poço CES-B.....	73
Figura 6.11 - Influência do diâmetro da <i>choke line</i> – Poço CES-B.....	74

Figura 6.12– Influência da Lâmina d’água – Poço CES-B	75
Figura 6.13– Influência da Vazão de Circulação – Poço CES-B	76
Figura 6.14– Perda de Carga na <i>choke line</i> para diferentes vazões e diâmetros – Poço CES-B.....	77
Figura 6.15 – Influência da Vazão em Lâmina d’água rasa – Poço CES-B.....	78
Figura 6.16 - Influência da Geometria do Anular – Poço CES-B	80
Figura 6.17 – Influência do gradiente de temperatura – Poço CES-B	81
Figura 6.18 - Razão entre as condições de fundo de poço e de superfície para a temperatura e para a pressão.....	82
Figura 6.19 – Influência da Densidade do Gás – Poço CES-B	83
Figura 6.20 - Comparação do Simulador Proposto com o Modelo de distribuição triangular.....	85
Figura 6.21 – Fração de gás em função da Profundidade para diferentes instantes de tempo	86
Figura 7.1 – Resumo da Influência dos Parâmetros no Controle de Poço	90
Figura A.1- Esquema de uma Sonda de perfuração - Fonte: THOMAS <i>et al.</i> (2001) ...	96
Figura A.2 - Sistema Poço-Fluido - Adaptado de BOURGOYNE <i>et al.</i> (1986).....	98
Figura A.3 - Esquema da circulação do fluido de perfuração em um poço <i>offshore</i>	99
Figura A.4 - BOP submarino - Fonte: BAUGH <i>et al.</i> (2011)	101
Figura A.5 - Esquema de um BOP submarino - Fonte: COUTO (2011)	102
Figura A.6 - Revestimentos Utilizados na Perfuração de Poços	105

LISTA DE TABELAS

Tabela 3-1 – Custos do Controle de <i>Kick</i>	27
Tabela 3-2 – Custos de <i>Blowouts</i>	35
Tabela 6-1 – Evolução do Simulador de <i>Kick</i>	61
Tabela 6-2 – Dados do Poço RJS-A	62
Tabela 6-3 – Dados do poço utilizado por SANTOS (1982)	64
Tabela 6-4 – Dados do poço CES-B.....	66
Tabela 6-5 – Dados do Poço CES-B	71
Tabela 6-6 – Dados do Poço LSU No. 2	83

1 Introdução

Durante a perfuração, existe uma preocupação constante em manter a pressão no interior do poço acima da pressão dos fluidos contidos nas formações perfuradas. Se isso deixar de acontecer e a formação tiver permeabilidade suficiente, poderá ocorrer o escoamento de fluidos da formação para dentro do poço, o que é chamado de *kick*.

No caso de um *kick*, o poço deverá ser fechado e o fluido invasor removido do poço com segurança seguindo os procedimentos emergenciais chamados de métodos de controle de poço. Se o controle do poço é perdido antes ou durante a remoção do *kick*, tem-se uma situação chamada de *blowout*, que é definido como o fluxo incontrolado de fluidos da formação para o interior do poço e do poço para a superfície ou para o fundo do mar. Esse fenômeno pode resultar em prejuízo econômico da operadora, danos ambientais, na perda de equipamentos e do próprio poço e o mais lastimável: a perda de vidas humanas.

O fluido invasor pode ser líquido ou gás sendo este último o caso mais crítico devido a sua compressibilidade. Durante a circulação do *kick* de gás, a pressão no fundo do poço é controlada pela contrapressão causada pela abertura e fechamento da válvula *choke*. Os momentos mais críticos ocorrem quando o gás entra na linha do *choke* requerendo o fechamento da válvula de forma a evitar a entrada de um novo influxo, e quando o gás começa a ser produzido o que demanda uma rápida abertura do *choke* afim de não causar a fratura da formação mais frágil exposta no poço, geralmente abaixo da sapata do último revestimento assentado, o que poderia resultar num *underground blowout*.

Devido a esses fatores é importante estimar o comportamento das pressões na superfície, no fundo do poço e em frente a sapata do revestimento. Um simulador de *kicks* pode ser utilizado para descrever o comportamento dessas variáveis e prever situações que podem ocorrer durante as operações de perfuração de poços.

Um simulador de *kicks* também pode ser utilizado no treinamento da equipe de perfuração, no projeto e durante a perfuração de poços e auxiliando na escolha do melhor método de controle de poços que deverá ser aplicado em determinada situação.

1.1 Objetivos

Os principais objetivos deste trabalho são:

- Implementar um simulador de *kicks* que aborde situações de controle de poço em cenários *offshore* em águas profundas;
- Simular casos de *kicks* em ambiente *offshore* em águas profundas, comparando com resultados obtidos por outros simuladores;
- Estudar a influência dos principais parâmetros do controle de poços no comportamento das pressões.

1.2 Organização

O presente trabalho está organizado da seguinte maneira:

- Apresentação dos fundamentos teóricos do controle de poço;
- Custos relacionados ao controle de poço;
- Uma revisão bibliográfica de modelos matemáticos de *kicks*;
- Apresentação da modelagem do simulador proposto;
- Resultados obtidos com o modelo proposto: comparação com outros simuladores e análise dos principais parâmetros do controle de poço.

2 Fundamentos do Controle de Poço

Como foi dito anteriormente, o fluido de perfuração tem a função de exercer pressão no poço superior à pressão dos fluidos contidos nos poros das formações perfuradas pela broca. Se, por algum motivo, a pressão no poço se tornar menor que a pressão de uma formação e se esta possuir permeabilidade suficiente poderá haver o escoamento indesejável de certa quantidade de fluido da formação para o interior do poço. Esse influxo é chamado de *kick* e pode ser de óleo, água ou gás. O influxo de óleo ou água, apesar de indesejado, pode ser controlado mais facilmente.

O maior perigo ocorre com o influxo de gás já que é um fluido expansível. Por possuir densidade bem inferior ao do fluido de perfuração, o gás tende a migrar até a superfície por efeito gravitacional. Conforme sobe, tende a aumentar de volume, uma vez que a pressão hidrostática diminui com a aproximação da superfície. Segundo HORNUNG (1990), esta expansão volumétrica é mais pronunciada quanto mais próximo da superfície, conforme mostrado na Figura 2.1. Esta figura mostra a expansão de um *kick* de gás proveniente de uma formação com pressão de poros igual a 14000 psia. Ainda segundo HORNUNG (1990), para este caso um *kick* de 10 barris pode se expandir até cerca de 4.000 barris nas condições de superfície.

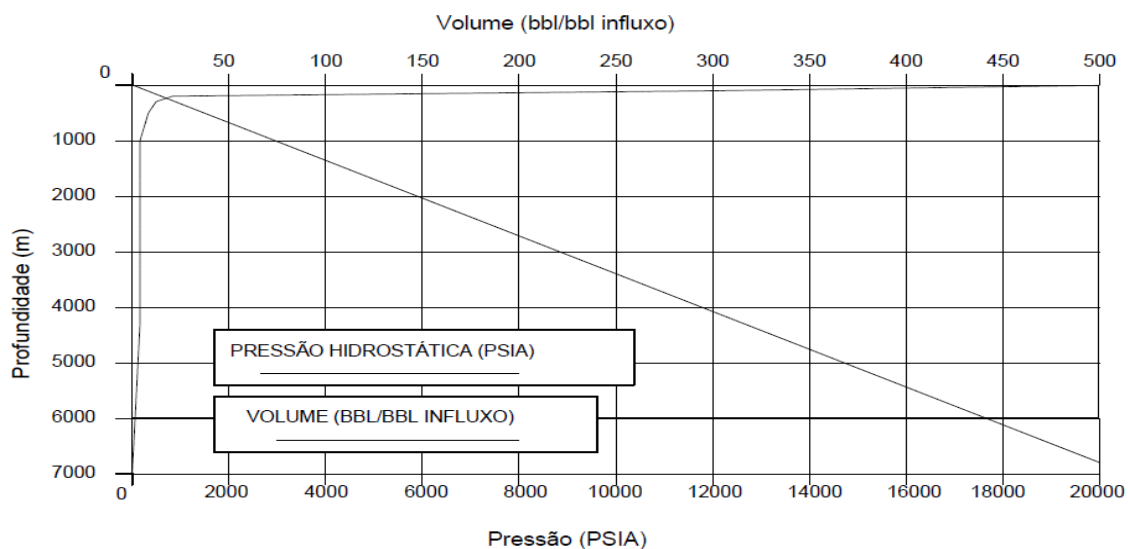


Figura 2.1 - Variação do Volume de Gás em Relação a Profundidade - Adaptado de HORNUNG 1990

Esta particularidade torna muito mais perigoso o influxo de gás, uma vez que sua expansão ao longo de seu deslocamento ocasiona a expulsão de cada vez mais líquido do poço. Desta maneira, a pressão hidrostática no fundo do poço tende a cair cada vez mais rápido e, assim, aumenta o desequilíbrio entre a pressão da formação e a pressão do poço, acarretando em maior vazão de influxo. Sendo assim, o influxo tem a tendência de se tornar um *blowout*, ou seja, um escoamento contínuo e descontrolado de fluido da formação para o interior do poço e deste para a atmosfera, fundo do mar ou para a formação mais frágil exposta da formação, geralmente localizada logo abaixo da sapata do último revestimento assentado.

De acordo com SANTOS (2013), se um influxo atinge a superfície através do poço, tem-se uma situação chamada de *blowout* de superfície; se o influxo atinge a superfície através de fraturas na rocha que terminam na superfície como crateras, tem-se uma situação chamada de crateramento; se o influxo é para o fundo do mar, tem-se um *blowout* submarino; e se existe um influxo entre a formação produtora e outra formação não revestida do poço, tem-se um *underground blowout*.

2.1 Causas de *Kicks*

Para explicar as causas de *kicks*, é necessário entender o que é a pressão de poros da formação. Esta pode ser definida como a pressão dos fluidos contidos nos poros de uma determinada formação. Se a pressão da formação está situada entre os valores de pressões hidrostáticas originadas por fluidos de 8,34 lb/gal e 9 lb/gal na profundidade dessa formação, ela é dita estar normalmente pressurizada. Esses valores de massa específica correspondem respectivamente a água doce e a água salgada com, aproximadamente, 80.000 ppm.

Acima dessa faixa de massas específicas, a formação é dita portadora de pressão anormalmente alta. A origem da pressão anormalmente alta, geralmente, está associada a rápida deposição de sedimentos, reduzindo, assim, a velocidade normal de expulsão da água dos seus poros durante esse processo de deposição. Isso resulta no fenômeno de subcompactação, que é um dos maiores responsáveis pela ocorrência de pressões anormais. Alguns outros mecanismos, que podem ocorrer isolada ou simultaneamente,

resultam em um acúmulo excessivo de fluido nos poros da rocha, de forma que a pressão de poros resultante é maior do que a pressão hidrostática. Dentre eles, destacam-se:

- Tensões *In Situ* (Subcompactação e Tectonismo);
- Expansão de Fluidos devido ao aumento da temperatura, água liberada por transformação mineral ou geração de hidrocarbonetos;
- Diferença de densidades ou efeito *buoyancy*;
- Transferência lateral de pressão ou migração de fluidos

Pode-se dizer que existem duas causas básicas de influxos:

- A pressão no fundo do poço é menor que a pressão de poros da formação, causada pela diminuição do nível hidrostático no interior do poço ou causada pela diminuição da densidade da lama no interior do poço;
- A pressão de poros da formação é anormal, ou seja, é maior que a prevista.

Existem várias situações que podem levar a uma destas causas de influxo e serão abordadas a seguir.

2.1.1 Falta de ataque ao poço durante manobras

A manobra, operação em que a coluna de perfuração é retirada do poço, deve ser realizada de forma que, ao mesmo tempo em que o tubo de perfuração é içado, compensa-se com lama o volume correspondente de aço removido do poço. Caso esta medida não seja devidamente adotada, ocorrerá queda da pressão no fundo do poço causada pela diminuição do nível de líquido dentro do poço, podendo levar, assim, a um influxo.

Esse enchimento deve ser monitorado por meio do tanque de manobra que possui uma seção transversal menor que os tanques de lama e, portanto, permite um acompanhamento mais preciso do seu volume, uma vez que uma pequena variação de volume implica em pronunciada variação de nível de líquido.

2.1.2 Pistoneio

Pistoneio é a redução da pressão no poço causada pela retirada da coluna de perfuração e pode ser classificado em pistoneio mecânico ou pistoneio hidráulico.

O pistoneio mecânico é a redução da pressão hidrostática causada pela remoção mecânica do fluido de perfuração para fora do poço devido ao acúmulo de material na broca ou nos estabilizadores. A redução da velocidade de retirada da coluna contribui para a redução do pistoneio mecânico.

Já o pistoneio hidráulico é a redução da pressão causada pela indução de perdas de carga por fricção através do movimento descendente do fluido de perfuração que ocupará o espaço deixado abaixo da broca devido a retirada da coluna de perfuração. Na Figura 2.2 é possível observar o perfil de velocidades para um padrão de escoamento laminar causado pelo içamento da coluna.

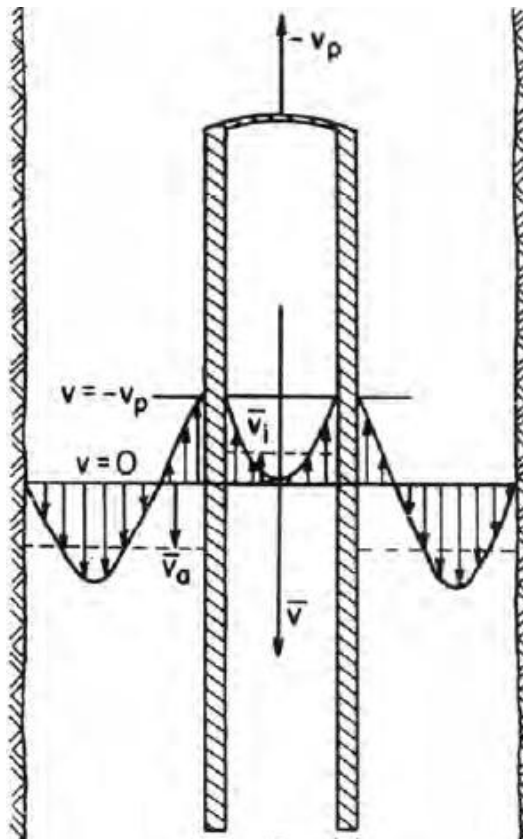


Figura 2.2 - Perfil de Velocidades para o escoamento laminar induzido quando a coluna é içada - Fonte: BOURGOYNE *et al.* (1986)

A Equação 2.1 mostra a variação de pressão devido a perda de carga por fricção num escoamento laminar induzido para um espaço anular segundo o modelo de Bingham. Nota-se que o pistoneio hidráulico depende das propriedades reológicas da lama, da geometria do poço e da velocidade de retirada da coluna.

$$\Delta P = \left(\frac{\tau_l}{60,96 * (d_E - d_I)} + \frac{\mu_p * V_{Ret}}{5574 * (d_E - d_I)^2} \right) * L_{col} \quad (2.1)$$

onde:

ΔP é a redução de pressão abaixo da broca, em psi;

L_{col} é o comprimento da coluna de perfuração, em m;

τ_l é o limite de escoamento da lama, em lbf/100 pé²;

d_E é o diâmetro do poço ou interno do revestimento, em polegadas;

d_I é o diâmetro externo do tubo de perfuração, em polegadas;

μ_p é a viscosidade plástica da lama, em centipoises;

V_{Ret} é a velocidade de retirada da coluna, em m/min.

O pistoneio hidráulico pode ser minimizado reduzindo-se a viscosidade do fluido de perfuração antes da manobra. Também pode se controlar a velocidade de retirada da coluna de perfuração.

2.1.3 Perda de circulação

Ocorre quando há perda de fluido para a formação, reduzindo a altura de lama no anular e, assim, diminuindo a pressão hidrostática no poço. Nestas condições um *kick* pode acontecer.

A perda de circulação pode ser natural, observada em formações fraturadas, vulgares, cavernosas, com pressão anormalmente baixa ou depletadas e pode ser induzida, causada pelo excesso de pressão hidrostática. Esse excesso é provocado pela alta

densidade do fluido de perfuração ou pela descida da coluna de perfuração, ou de revestimento, que poderá fraturar a formação.

A descida da coluna de perfuração ou de revestimento produz um aumento da pressão no fundo do poço, devido ao mesmo fenômeno gerador do pistoneio hidráulico. Esse aumento é conhecido como *surge* e pode fraturar a formação levando a perda de circulação.

A pressão de fratura é a pressão que produz a falha mecânica de uma formação com a resultante perda de fluido. Em locais marítimos, o gradiente de fratura é menor para uma mesma profundidade de poço que o encontrado em locais terrestres. Assim, na perfuração em águas profundas, são observadas baixas pressões de fratura, tornando as operações de controle de poços mais críticas.

2.1.4 Pressão de poros da formação acima do normal

Se o poço a ser perfurado pertence a um campo ainda desconhecido, é possível se deparar com uma situação onde a pressão de poros do reservatório seja maior que o normal. Nesse caso, a pressão hidrostática da lama de perfuração pode não ser suficiente para evitar um influxo.

Na perfuração de áreas em que há processos de recuperação secundária com a injeção de fluidos, o peso do fluido de perfuração a ser utilizado deve ser analisado com os engenheiros de reservatório uma vez que a pressão do reservatório pode aumentar localmente.

Quando a pressão anormalmente alta é causada pelo fenômeno da subcompactação, existe uma zona de transição na qual a pressão de poros aumenta gradativamente com a profundidade. Nestas zonas, certas propriedades das formações e do fluido de perfuração são alteradas indicando o aumento da pressão de poros.

Dessa forma, há a necessidade de se utilizar a *Mud Logging*, principalmente em águas profundas. Esta é uma unidade de monitoração que a partir da análise do fluido de perfuração e das partículas de rocha carregadas por ele pode detectar zonas de pressões anormalmente altas e, com isso, prever e evitar *kicks*.

Nesse sentido, nessa unidade são realizadas análises quanto a temperatura do fluido (na zona de transição a temperatura do fluido aumenta), alterações na propriedade da lama (mudança na salinidade do fluido pode indicar que a lama está contaminada por água da formação) e tamanho, aspecto e densidade dos cascalhos (os cascalhos provenientes dessas zonas são maiores e alongados, apresentando extremidades angulares e superfície brilhante).

2.1.5 Contaminação da lama por gás

Quando o fluido de perfuração é contaminado por um fluido da formação ocorre corte da lama, causando a diminuição de sua massa específica que pode provocar um *kick*. A contaminação pode ser por óleo, água ou gás provenientes da formação perfurada. A situação mais crítica ocorre quando o corte é feito por gás já que este causa uma maior diminuição da densidade da mistura por conta de sua expansão. A redução da pressão devido a este fenômeno pode ser determinada pela Equação 2.2:

$$\Delta P = 34,5 * \left(\frac{\rho_m}{\rho_{mc}} - 1 \right) * \log_{10} \left(\frac{P_h}{14,7} \right) \quad (2.2)$$

onde:

ΔP é a redução de pressão, em psi;

ρ_m é a massa específica da lama original em lb/gal,

ρ_{mc} é a massa específica da lama cortada em lb/gal,

P_h é a pressão hidrostática no ponto considerado, em psia.

A quantidade de gás no fluido de perfuração é registrada pelos detectores de gás. A seguir são apresentadas as maneiras mais comuns nas quais o gás se incorpora a lama:

- Gás de fundo ou *background* é o gás na lama oriundo das formações pouco permeáveis.
- Gás de manobra é o gás que aparece na superfície após o tempo necessário à circulação do espaço anular (*bottoms-up*) após uma manobra.

- Gás de conexão é o gás que aparece na superfície após a circulação de um *bottoms-up* após a conexão de um tubo durante a perfuração. Ele é gerado pela redução da pressão no fundo do poço devido à cessação das perdas de carga por fricção no espaço anular quando a bomba de lama é desligada para a conexão.
- Gás do cilindro cortado é o gás proveniente de formação com alta porosidade e portadora de gás que é perfurada numa alta taxa de penetração. O gás contido nos poros desta formação e do cilindro cortado se expande quando trazido à superfície, causando um decréscimo de pressão no poço que pode ser suficiente para gerar um *kick*.

2.1.6 Cimentação Inadequada

O comportamento reológico da pasta de cimento é de extrema importância no processo de cimentação. Antes de alcançar sua resistência compressiva final, haverá o desenvolvimento de uma estrutura gel na pasta que dificulta a transmissão da pressão hidrostática para o fundo do poço. A redução do volume da pasta por perda de filtrado é outro fator que, associado ao anterior, reduz a pressão hidrostática da pasta antes da pega. Estes dois fenômenos associados poderão gerar uma redução de pressão hidrostática capaz de provocar escoamento de gás através do cimento ainda não endurecido. Algumas ações preventivas para minimizar o problema seriam:

- Manter o anular pressurizado;
- Usar pastas com tempos de pega diferenciados;
- Aumentar a massa específica do fluido antes da cimentação;
- Usar *External Casing Packer* (ECP) na coluna de revestimento para a zona com perda de circulação.

2.2 Indícios e Detecção de *kicks*

A detecção de um *kick* pode ocorrer durante a perfuração, durante uma manobra, descida de revestimento ou em uma perda de circulação.

Quanto mais rápido um *kick* for detectado, mais fácil será o seu controle já que o seu volume será minimizado. A demora na detecção de um *kick* ou na tomada das providências requeridas para o seu controle pode resultar em sérias consequências como

a transformação do *kick* em um *blowout*, na fratura sapata devido ao aumento de pressão devido ao fluxo de gás, em incêndios e na poluição do meio ambiente.

Há uma série de indícios que alertam a equipe de perfuração para a presença de um *kick* ou um *kick* iminente.

2.2.1 Indicadores Primários de Kicks

2.2.1.1 Aumento de volume nos tanques de lama

O aumento no volume dos tanques é um dos indícios mais positivos de *kick*, pois adverte que o fluido da formação está entrando no poço caso não haja adição de fluido de perfuração nos tanques utilizados na circulação do fluido de perfuração. No caso de formações de baixa permeabilidade é através do aumento no volume dos tanques que provavelmente o *kick* será descoberto. Com a entrada do influxo no poço, mais lama será expulsa de maneira lenta, com baixa vazão, de modo que depois de determinado tempo poderá ser notado um certo acréscimo no nível de lama dos tanques.

2.2.1.2 Aumento na vazão de retorno de lama

Esse é um indicador primário e pode ser observado quando a vazão de retorno é maior que a vazão de injeção. Se a formação for de alta ou média permeabilidade uma vazão razoável será apresentada pelo fluido do reservatório e um acréscimo significativo na vazão de retorno poderá ser detectado. Deve-se sempre verificar se a *flow line* está livre de detritos que possam obstruir o perfeito funcionamento do medidor de vazão de retorno.

2.2.1.3 Poço fluído com bombas de lama desligadas

O escoamento de lama com as bombas desligadas é um indício positivo de *kick*, e como tal o poço deve ser fechado imediatamente. Um *flow check* negativo não é, no entanto, garantia de não existência de influxo no poço, pois no caso de influxo durante manobras pode ocorrer *kick* e o *flow check* indicar negativo. Já durante a perfuração, um *flow*

check negativo dá a certeza de não existir influxo. Caso exista o *kick*, o volume do influxo aumentará durante o *flow check*.

De acordo NAKAGAWA *et al.* (1994), em formações de alta permeabilidade, por vezes, da ordem de 1 Darcy, em poços perfurados normalmente em águas profundas, o volume adicional de gás produzido durante o *flow check* pode ser muito expressivo. Como os gradientes de fratura são geralmente baixos, as condições de planejamento do poço são igualmente restritivas. Estas circunstâncias levam à conclusão de que a verificação do *flow check* não deve ser aplicada durante a perfuração em águas profundas quando a tolerância ao *kick* é baixa. Mesmo considerando a possibilidade de alarmes falsos, o poço deve ser logo fechado e as pressões devem ser monitoradas. Caso haja crescimento de pressão, tem-se a confirmação de um *kick*. A adoção dessa rotina pode produzir operações mais seguras e poços menos caros.

Todavia, em algumas situações, o poço pode fluir por conta de um fenômeno chamado *ballooning* que está associado a fraturas que se abrem quando a pressão no anular aumenta e fecham quando a pressão é reduzida. Quando as fraturas estão abertas, o fluido de perfuração penetra nessas fraturas. A partir do momento em que as bombas de lama são desligadas, as fraturas se fecham retornando o fluido para o poço.

Se houver uma má interpretação, isto é, se o *ballooning* for confundido com um *kick*, a equipe da sonda poderá eventualmente aumentar o peso da lama e, dessa forma, poderá levar a uma situação mais drástica como uma perda de circulação em maiores proporções o que poderia ocasionar um *kick*.

2.2.1.4 Diferença dos volumes de aço e de fluido durante manobras

Na descida da coluna, o tanque de manobra deve indicar um aumento correspondente ao volume de aço colocado no poço. Já durante a retirada, o tanque de manobra deve indicar uma queda correspondente ao volume do aço retirado do poço. Se o volume de lama retornado for maior que o volume de aço descido ou que o volume de lama injetado for menor que o volume de aço retirado, pode estar ocorrendo um *kick*. Se isto for observado, a manobra deve ser interrompida para realização de um *flow check*. Se este for positivo, o poço deve ser fechado imediatamente.

2.2.2 Indicadores de que um *kick* está ocorrendo ou está para ocorrer

2.2.2.1 Aumento da taxa de penetração

A equipe de perfuração deve estar atenta aos outros sinais de *kicks* pois este é considerado um indicador secundário de influxo, pois alterações na taxa de penetração podem ser obtidas por variações do peso sobre a broca, da rotação e da vazão. Um aumento brusco na taxa de penetração é geralmente causado por uma mudança no tipo de formação. Se a pressão da formação for maior que a pressão hidrostática ou ECD, haverá maior facilidade em perfurar.

2.2.2.2 Redução da pressão de circulação e aumento da velocidade da bomba

São indicadores secundários de *kicks*. A redução da pressão hidrostática no espaço anular devido à entrada no poço de um fluido mais leve causa uma redução da pressão de bombeio e um conseqüente aumento da velocidade da bomba. Outros problemas na perfuração também podem exibir esse indício como, por exemplo, um furo na coluna ou a queda de jatos da broca.

2.2.2.3 Alterações nas leituras do gás de fundo, conexão ou manobra.

Um aumento nas medições do detector de gás pode indicar que a massa específica do fluido de perfuração está inadequada às pressões das formações no poço. Assim, a ocorrência de um influxo pode ser iminente.

2.2.2.4 Durante uma perda de circulação

A recuperação do nível de lama no poço após sua queda pode ser um indício de *kick*. Por ter entrado um fluido mais leve no poço, a pressão hidrostática atuante sobre a formação pode não ser mais suficiente para que esta continue a absorver fluido. Neste caso, os fluidos invadem o poço e o nível é recuperado.

2.3 Fechamento do poço

Realiza-se o fechamento do poço logo depois da detecção do *kick*. Existem dois métodos principais para fechar o poço: fechamento lento (*soft*) ou fechamento rápido (*hard*).

O fechamento *hard* é o procedimento mais rápido para fechar o poço mas causa um golpe de aríete considerado perigoso por alguns técnicos devido ao aumento da pressão no poço que, segundo eles, poderia provocar algum dano a formação. Dessa forma, alguns operadores preferem utilizar o método *soft*, isto é, a *choke line* é deixada aberta durante as operações normais de perfuração e no fechamento do BOP. Depois disso, o *choke manifold* é fechado e, com isso, o poço é completamente fechado. Dessa forma, um influxo adicional é observado devido ao atraso no fechamento do poço

NAKAGAWA *et al.* (1994) examinaram o efeito do golpe de aríete e concluíram que ele não é tão significativo quanto se pensava e, portanto, o método de fechamento rápido ou brusco seria mais vantajoso do que o *soft*.

Quando o poço é fechado, as pressões no seu interior aumentam até o instante no qual o escoamento do gás do reservatório cessa devido ao equilíbrio de pressões entre o poço e o reservatório. Nesse momento, a pressão no poço é igual a pressão de poros da formação.

O aumento de pressão pode ser acompanhado através dos manômetros na superfície. No tubo bengala é lido o valor de SIDPP (*Shut In Drill Pipe Pressure* - Pressão de fechamento na coluna de perfuração). Já na linha da *choke* é lido o valor da SICP (*Shut In Casing Pressure* - Pressão de fechamento no anular do revestimento). Esses valores são fundamentais para remoção do *kick*.

Na Figura 2.3 é possível observar o comportamento das pressões de fechamento do poço. Quando o equilíbrio é alcançado (a entrada de gás no poço é encerrada) ocorre uma momentânea estabilização das pressões mudando a taxa de crescimento delas. Os valores de SICP e SIDPP são aqueles lidos imediatamente antes desta variação de comportamento.

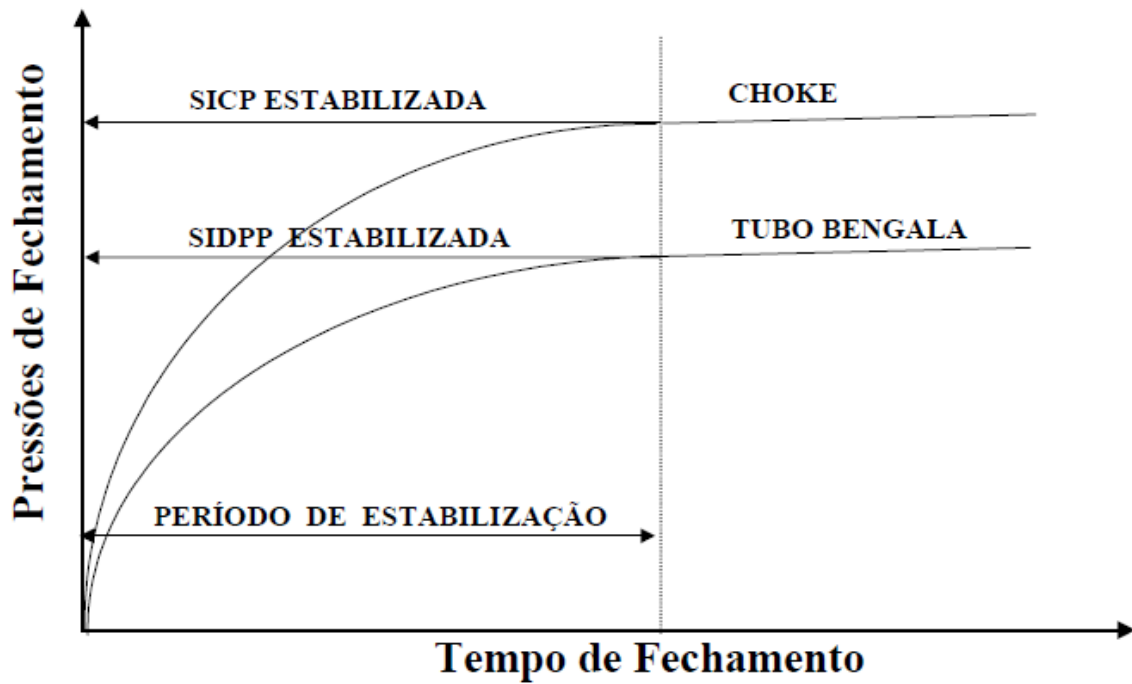


Figura 2.3 - Comportamento das pressões de fechamento - Fonte: SANTOS (2013)

Quando o BOP é fechado, o acesso ao poço não pode ser feito mais através do *riser* e sim por duas linhas paralelas ligadas lateralmente ao *riser* chamadas de *choke line* e de *kill line*. A Figura 2.4 mostra um esquema do sistema de equipamentos de controle de poço existente em unidades flutuantes

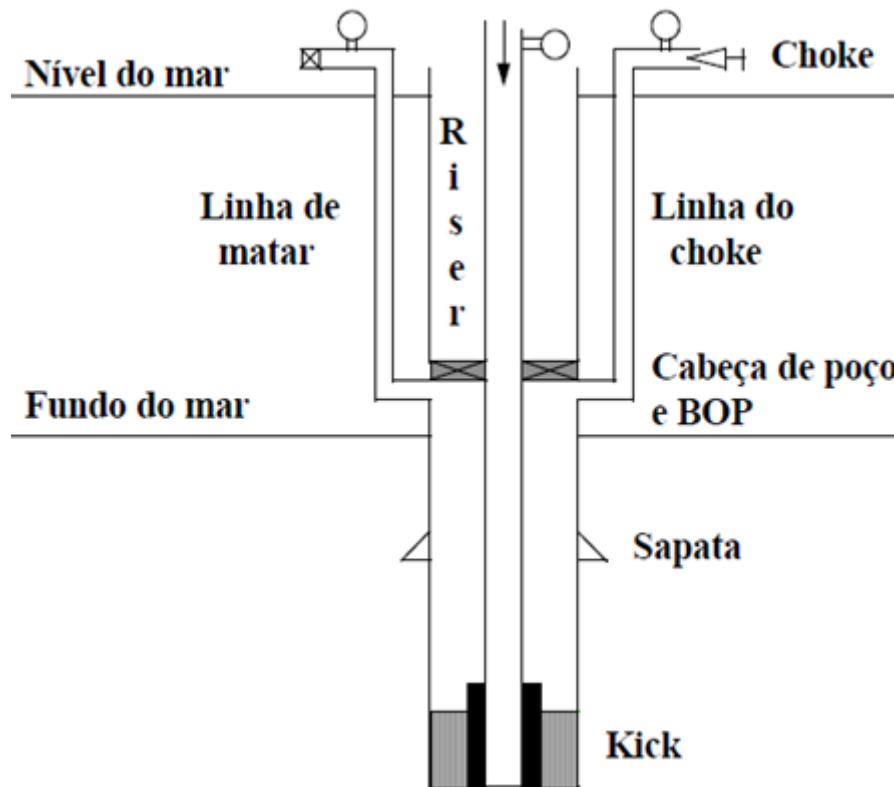


Figura 2.4 - Esquema do Sistema de Equipamentos de Controle de Poço Existente em Unidades Flutuantes - Fonte: SANTOS (2013)

2.4 Comportamento do fluido invasor no poço

2.4.1 *Kick* de água ou líquido

Se o fluido invasor for algum líquido, seu comportamento é fácil de ser modelado uma vez que é incompressível e, desta forma, comporta-se da mesma maneira que o fluido de perfuração. Neste caso não existem maiores dificuldades em sua retirada.

2.4.2 *Kick* de gás

Nesse caso, o comportamento do influxo é bem diferente e mais complexo, uma vez que o gás tende a se expandir enquanto se desloca em direção a superfície. Além disso, é inflamável e apresenta o risco de fogo e explosão se atingir a sonda de perfuração.

2.4.2.1 Migração do gás com poço fechado

O comportamento de um influxo de gás num poço fechado é descrito pela equação de estado dos gases reais (Equação 2.3):

$$\frac{P1*V1}{Z1*T1} = \frac{P2*V2}{Z2*T2} \quad (2.3)$$

onde:

P é a pressão absoluta do gás;

T é a temperatura absoluta do gás;

V é o volume do gás;

Z é o fator de compressibilidade do gás.

Considerando a lama incompressível, o gás ideal, temperatura constante ao longo do poço e desprezando-se a variação do volume do poço, o volume do influxo se mantém constante e, portanto, pela Equação 2.3, a pressão do gás deve permanecer constante.

Dessa forma, o gás migra para a superfície por segregação gravitacional com uma pressão igual a pressão de poros que originou o *kick*. Com isso, o poço é sobrepressurizado e um aumento de pressão desse nível pode romper a formação rochosa exposta mais fraca ou danificar algum equipamento de segurança. Nota-se, portanto, que não se pode deixar o *kick* migrar com o poço fechado.

2.4.2.2 Migração do gás com poço aberto

Em poço aberto, o gás migra em direção a superfície tendo sua pressão reduzida devido a sua expansão. Considerando gás ideal, poço isotérmico e uma pressão de poros de 4.000 psia, um *kick* de 1 barril alcançaria um volume de cerca de 272 barris quando atingisse a superfície de acordo com a Equação 2.3. Esse aumento de volume pode tornar a operação de controle de poço impraticável, podendo culminar em um *blowout*.

Portanto, o poço não pode permanecer fechado ou totalmente aberto após a ocorrência de um *kick* de gás. A solução é permitir uma expansão controlada do gás enquanto ele migra ou é circulado para fora do poço. Esta expansão controlada é feita através de

ajustes da abertura e fechamento do *choke* de forma a manter a pressão no fundo do poço constante durante o processo de remoção do gás.

2.5 Métodos de Controle de Poço

Os métodos de controle de poço consistem em procedimentos operacionais que devem ser implementados de maneira a retirar o fluido invasor do poço de forma segura enquanto se mantém a pressão do fundo do poço em um valor constante e suficiente para evitar novo influxo sem contudo causar danos mecânicos às formações e ao equipamento de segurança de cabeça de poço ou ao revestimento.

Nos métodos convencionais, utiliza-se o princípio da pressão constante no fundo do poço, ou seja, a pressão neste ponto deve ser mantida constante durante toda a implementação do método adotado com um valor igual à pressão da formação que gerou o *kick* acrescido de uma margem de segurança.

A Figura 2.5 mostra o circuito hidráulico durante o controle de poço. É possível observar que o trajeto realizado pelo fluido de perfuração durante a operação normal de perfuração é diferente do trajeto durante a operação de controle de poço. Durante a remoção do influxo do poço, a lama retorna a superfície pela linha do *choke* ao invés de retornar pelo *riser*.

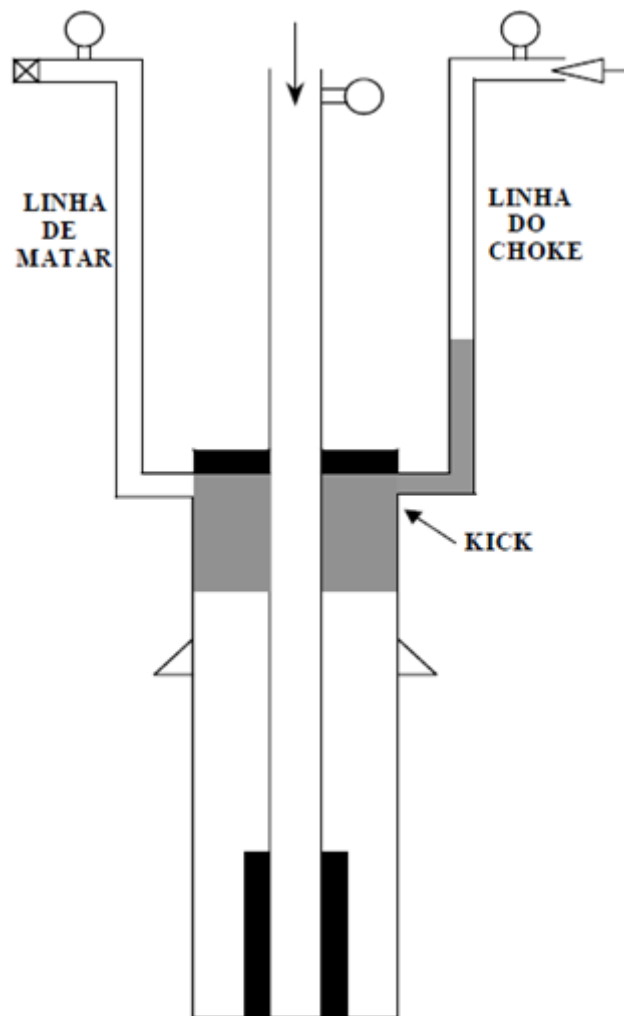


Figura 2.5 - Circuito hidráulico durante o controle de poço - Fonte: SANTOS (2013)

Durante a perfuração, a pressão no fundo é conhecida uma vez que se sabe densidade do fluido, a profundidade do poço e as perdas de carga. Contudo, na operação de controle de poço, a pressão hidrostática no anular é desconhecida porque não há um conhecimento preciso da composição do *kick* e de sua distribuição no espaço anular.

A densidade do fluido de perfuração é conhecida e as perdas de carga do fluido de perfuração nas linhas de *kill* e *choke* e no circuito de circulação de lama precisam ser conhecidas para um controle de poço bem sucedido.

Dessa forma, mede-se, regularmente durante a perfuração, a perda de carga do sistema com uma vazão reduzida de circulação. Esta vazão é utilizada ao longo da circulação do *kick* para fora do poço e é menor do que a utilizada durante a perfuração para reduzir as perdas de carga no sistema, principalmente na linha de *choke*, com dois objetivos

principais: evitar uma subida muito rápida do gás e prevenir altas pressões no poço que levariam a fratura da formação exposta abaixo da sapata.

Como as propriedades do fluido de perfuração no interior da coluna são conhecidas, monitora-se a pressão no manômetro do *drill pipe* afim de aferir a pressão no fundo do poço. A partir desse monitoramento, o operador manuseia a abertura e fechamento da *choke*.

Depois que o poço é fechado e as pressões são estabilizadas, o escoamento da formação para o poço para e, a partir daí, um método de controle de poço deve ser usado.

2.5.1 Método do Sondador

O método do sondador é dividido em duas etapas. Na primeira, o *kick* é deslocado para fora do poço com a utilização do fluido de perfuração original. Em poços submarinos, esta circulação é feita através da coluna de perfuração, passando pelo BOP submarino e retornando pela linha de *choke* submarina, usando a vazão reduzida. Já em poços terrestres, a circulação é feita através da coluna de perfuração, passando pelo espaço anular até atingir o BOP instalado na superfície.

Após a retirada do fluido invasor do poço, o poço estará em equilíbrio dinâmico sendo necessária uma segunda circulação. Dessa forma, a segunda etapa do método consiste no bombeio e circulação de um fluido de perfuração com densidade maior que o gradiente de poros da formação.

2.5.1.1 Método do Sondador em águas profundas

O controle de poço em águas profundas é crítico devido as elevadas perdas de carga por fricção na linha *choke* uma vez que a pressão no interior do poço é mantida através destas.

Quando o topo do gás atinge a linha de *choke*, ocorre uma rápida perda das pressões hidrostática e dinâmica por conta da linha de *choke* estar totalmente (ou em sua maioria) preenchida por gás. Dessa forma, o operador do *choke* deverá promover seu fechamento rapidamente para não causar uma redução da pressão no fundo do poço. Se esse

procedimento for bem sucedido, um novo influxo é evitado. Do contrário, poderá ocorrer a entrada no poço de um novo *kick*.

Mais tarde, quando o fluido de perfuração volta a encher a linha de *choke* ocorre um aumento das pressões hidrostática e dinâmica. Essa etapa ocorre próximo ao final da produção de gás, ou seja, perto do final da primeira circulação. Nesse sentido, o operador deverá estar pronto para abrir o *choke* para não causar um aumento exagerado nas pressões no interior do poço a ponto de fraturar a formação mais frágil exposta no poço aberto.

Algumas das soluções para esse problema são: redução da vazão de bombeio de lama durante a circulação do *kick*, uso de diâmetros maiores na linha do *choke* e circulação em paralelo pela linha de *choke* e de matar.

2.5.2 Método do engenheiro

O Método do Engenheiro é outro método que pode ser usado quando a circulação é possível. Neste método, o influxo já é removido do poço utilizando-se o fluido de matar, isto é, o poço é controlado teoricamente com apenas uma circulação que começa após a lama ter sido adensada ou com a *kill mud* previamente preparada.

A complexidade do método do engenheiro depende da disponibilidade de lama nova a ser injetada no poço. Se ela já estiver pronta, a execução desse método será mais fácil, na medida em que consiste na circulação do fluido invasor para fora do poço utilizando este fluido.

Do contrário, enquanto o fluido mais pesado é preparado a migração do gás causará o aumento da pressão do poço podendo levar a fratura da região mais frágil do poço. Durante a preparação do novo fluido, o poço teria que ser drenado para permitir a expansão do gás e evitar esse efeito indesejado. Tal procedimento torna o processo mais suscetível a erros operacionais. Além disso, aumentam as possibilidades de prisão da coluna ou de entupimento dos jatos da broca. No caso do método do sondador, o início do procedimento pode ser imediato, circulando-se a lama original até que o fluido invasor seja totalmente removido permitindo a elaboração da lama nova a tempo de ser injetada, sem prejuízo as etapas da operação.

Como algumas plataformas de perfuração *offshore* não possuem espaço suficiente para tanques de lama com fluido de perfuração pesados preparados para usar nessas ocasiões, o método do sondador é geralmente o procedimento mais fácil de ser executado sob esta ótica.

Um novo fluido no poço torna o método do engenheiro uma operação mais complexa já que a dificuldade em saber a profundidade da interface entre a lama nova e a lama antiga deixa o processo mais sujeito a erros do operador da *choke*. Já no método do sondador só dois tipos de fluidos estão presentes durante a circulação do *kick* (fluido de perfuração original e o fluido invasor) permitindo um controle maior sobre o peso do fluido utilizado. Isto torna o controle mais simples e menos sujeito à ocorrência de erros durante a circulação do que o método do engenheiro.

Enquanto a lama nova é deslocada no interior da coluna a pressão no manômetro do *choke* não pode ser mantida constante porque o gás deve sofrer uma expansão controlada no espaço anular. Assim, o *choke* deve ser operado a medida que a lama nova (mais pesada) desce pela coluna de perfuração até a broca. Dessa forma, é necessário que se monitore a queda da pressão de injeção durante o enchimento da coluna com lama nova.

Se o gás estiver chegando na linha do *choke*, existe uma dificuldade de compatibilizar a necessidade de decréscimo da pressão no tubo bengala enquanto enche a coluna com a lama nova, com a necessidade de fechar o *choke* possibilitando a confusão destes dois efeitos.

Já no método do sondador, quando ocorre a injeção de lama pesada o *kick* já foi circulado para fora do poço o que facilita sua implementação pois só se monitora pressões constantes nos manômetros do tubo bengala e do *choke* durante o deslocamento da lama nova no interior da coluna.

Um ponto positivo do método do engenheiro está ligado ao fato de sempre necessitar de menores pressões no *choke* do que o método do sondador já que depois da lama de matar passar pela broca, ocorrerá um amortecimento do poço mais rápido.

Quando o volume do interior da coluna é maior que o volume do espaço anular abaixo da sapata, o gás já terá passado pela sapata quando a lama adensada começar a entrar no espaço anular. Assim, para esta condição, não haverá nenhum benefício em se utilizar o

método do engenheiro, pois ambos conduziriam à mesma pressão máxima observada na sapata. Vale ressaltar que a maioria dos poços perfurados em água profundas se enquadra nesta condição.

O método do engenheiro só conduziria a pressões mais baixas na sapata do revestimento se o volume do interior da coluna de perfuração fosse menor do que o volume do espaço anular entre o fundo do poço e a sapata. Quando o volume do interior da coluna é menor que o volume do espaço anular abaixo da sapata, a pressão máxima na sapata é menor para o método do engenheiro, pois a lama adensada começa a amortecer o poço pelo espaço anular antes do gás passar por este ponto. Isso só seria verdade se o gás fosse considerado como uma bolha única e tivesse a velocidade igual ao do fluido de perfuração circulado.

Entretanto, o gás está distribuído ao longo do anular e escoar mais rápido que o fluido de perfuração pela velocidade de escorregamento entre as fases. Dessa forma, o gás pode atingir a sapata antes que o novo fluido chegue a broca mesmo com essa diferença entre os volumes da coluna e do anular abaixo da sapata.

Com isso, o método do engenheiro não apresenta vantagem em relação ao método do sondador no que se refere as pressões na sapata.

Assim, devido a suas vantagens e simplicidade, recomenda-se a utilização do método do sondador ao invés do método do engenheiro.

2.5.3 Métodos Volumétricos

Os métodos volumétricos são aplicados quando não é possível executar a circulação do fluido de perfuração através da broca. Problemas como broca entupida, coluna partida, bombas defeituosas podem acarretar tal necessidade.

Como não é possível circular a lama no poço, deve-se permitir a migração e a expansão controlada do gás até a superfície, drenando a pressão gerada pelo fluido invasor. Em seguida, o gás deve ser substituído por lama nova.

2.5.3.1 Método volumétrico estático

Este método é dividido em duas etapas. A primeira consiste em permitir a migração do influxo sob expansão controlada até que atinja a superfície. Isso é feito pela drenagem de fluido de perfuração na superfície pelo *choke*. Nesta fase, a pressão do fundo do poço é mantida aproximadamente constante enquanto a pressão no *choke* aumenta. Durante toda a operação, a pressão no fundo terá o valor igual a da formação que gerou o influxo acrescido de uma margem de segurança que varia ao longo do processo de 100 a 150 psi. Já no *choke*, a pressão aumentará em passos de 50 psi.

Antes de iniciar o procedimento de controle do poço pelo método volumétrico estático, deve-se calcular o volume de lama que gere uma pressão hidrostática dentro do poço de 50 psi. Tal valor é obtido através da Equação 2.4:

$$V = \frac{294 * C}{\rho_m} \quad (2.4)$$

onde:

V é o volume de lama a ser drenado, em bbl;

C é a capacidade do poço em bbl/m;

ρ_m é a densidade da lama, em lb/gal.

A primeira etapa do método é implementado da seguinte maneira:

1. Após o fechamento do poço, permitir um crescimento de pressão de 100 psi (margem de segurança) no manômetro do *choke*.
2. Permitir um novo acréscimo de 50 psi (margem operacional).
3. Drenar, mantendo a pressão constante no *choke*, um volume de lama que origine uma pressão hidrostática de 50 psi,. Este volume é dado pela Equação 2.4
4. Repetir o ciclo a partir do passo 2 até o gás atingir a superfície.

Já a segunda etapa, conhecida como *top kill*, consiste na injeção de fluido de perfuração novo com maior densidade pela linha de matar e drenagem do influxo pelo *choke*. O procedimento é o seguinte:

1. Após o influxo atingir a superfície, drena-se gás até que a pressão no poço caia 50 psi;
2. Injeta-se o volume de lama nova equivalente a uma pressão de 50 psi;
3. Repete-se o ciclo até que todo o gás seja retirado do poço.

2.5.3.2 Método Volumétrico Dinâmico

Para o caso de águas profundas recomenda-se utilizar o método volumétrico dinâmico quando não é possível a circulação através da coluna de perfuração. Uma razão para a não utilização do método volumétrico estático em águas profundas é a possibilidade de formação de hidratos no BOP e nas linhas de *choke* e de matar.

O método consiste em circular o fluido de perfuração original pela linha de matar, BOP submarino e retorno pela linha do *choke* enquanto o *kick* migra para a superfície devido à segregação gravitacional.

2.5.4 Métodos Utilizados em Situações Especiais

2.5.4.1 Método da baixa pressão no *choke* (*low choke pressure method*)

É utilizado quando a pressão no manômetro do *choke* é excessiva e tende a ultrapassar a máxima pressão permissível naquele manômetro na superfície. Isto normalmente ocorre quando o volume de gás no poço é grande. O método consiste em circular o influxo na máxima vazão possível enquanto que a máxima pressão permissível no *choke* é mantida naquele manômetro.

Utilizando este método, a pressão no fundo do poço cairá e mais volume de *kick* será produzido. Entretanto, este volume será menor que o original e após algumas circulações o controle convencional do poço pode ser reestabelecido. Uma alternativa seria circular o *kick* nessa nova vazão utilizando ambas linhas do *choke* e de matar ligadas em paralelo.

2.5.4.2 Bullheading

O *bullheading* consiste em bombear a lama, pela coluna de perfuração ou pelo anular, para forçar o fluido do *kick* na formação exposta mais fraca no poço ou no reservatório. O *bullheading* deve ser utilizado com cautela pois em algumas situações pode criar ou agravar um *underground blowout* ou causar um *blowout* em volta do revestimento. Sua aplicabilidade é voltada para casos em que há grande risco em permitir a subida do fluido do *kick* durante a circulação, tais como presença de H₂S, ou quando o excessivo volume de gás torna o risco de explosão a bordo intolerável, ou ainda quando a coluna de perfuração não está no poço ou então quando há combinação de *kick* e perda de circulação.

2.5.4.3 Stripping

Esta operação consiste em movimentar a coluna de perfuração com o preventor anular fechado objetivando a sua descida até o fundo ou até o ponto mais profundo possível no poço e permitir a circulação do fluido de perfuração para remoção do *kick* e amortecimento do poço. A operação é realizada preferencialmente através do BOP anular porém pode também ser feita utilizando-se o BOP do tipo gaveta. Quando a pressão no interior do poço é grande a ponto de impedir a descida da coluna de perfuração por gravidade, ela poderá ser forçada a se movimentar para baixo através de equipamentos especiais a serem deslocados para a locação uma vez que eles não são disponíveis numa sonda convencional. Esta operação recebe o nome de *snubbing*.

3 Custos Relacionados ao Controle de Poço

Neste capítulo, será abordado inicialmente o impacto de um *kick* nos custos de um poço. Em seguida, aborda-se o impacto econômico que um *kick* pode causar se não for controlado, ou seja, são mostrados os custos de um *blowout*.

3.1 Custo de Combate a *Kicks*

A Tabela 3-1 apresenta os custos relacionados ao controle de *kick* para diferentes tipos de poços. Devido a política de sigilo de dados, adotou-se uma média de tempo e de custo para controle de poço para efeito de avaliar os custos de um controle de *kick*. A perfilagem e a completação não estão consideradas nessa análise. Considerou-se somente a perfuração (*dry hole*), ou seja, apenas os dias para se atingir a profundidade final.

Tabela 3-1 – Custos do Controle de *Kick*

Número de Fases	Lâmina d'água (metros)	TVD (metros)	Tipo de Sonda	Custo Diário de Perfuração (U\$\$/dia)	Tempo Total de Perfuração (dias)	Custo Total da Perfuração (U\$\$)	Tempo Médio para Combater o <i>Kick</i> (dias)	Custo do Controle de <i>Kick</i> (U\$\$)	%
4	150	3000	Jaqueta	300,000	25	7,500,000	7	2,100,000	28%
5	600	3800	SS Ancorada	700,000	40	28,000,000	8	5,600,000	20%
6	2000	6000	SS ou NS	1,100,000	120	132,000,000	10	11,000,000	8%

Embora na literatura o método do sondador seja descrito como um método de controle de poço que requer duas circulações, o que acontece na prática é um pouco diferente. Devido a reologia do fluido de perfuração e a dispersão do gás na lama, pequenas bolhas de gás ficam na lama embora a maioria do gás seja removido do poço na primeira circulação. Além disso, o separador usado na sonda geralmente não é tão eficiente a ponto de remover todo o gás que chega a superfície. Por esses motivos, há a necessidade de se circular o poço várias vezes com o intuito de expulsar todas as bolhas de gás do poço.

Ademais, o gás também pode ficar aprisionado abaixo do BOP o que demanda outros procedimentos operacionais e tempo. Devido ao tempo significativo que é gasto durante a circulação, as condições de poço mudam. Com isso, muitos operadores sentem a necessidade de retirar a coluna do poço com o objetivo de analisar as condições da

coluna e da broca. Esta pode estar desgastada ou com os jatos entupidos e, assim, pode-se decidir pela troca da broca para perfurar o restante da fase.

Pode-se notar na Tabela 3-1 que ao aumentar a lâmina d'água e a profundidade vertical do poço, o tempo de combate ao *kick* aumenta devido ao aumento da dificuldade operacional e ao maior tempo necessário para circular totalmente o gás. Já em relação a porcentagem do custo de combate ao *kick* correspondente ao custo total da perfuração, ela diminui com o aumento da profundidade já que o número de dias para perfurar o poço com TVD de 6000 metros é muito maior do que o tempo gasto para perfurar o poço com TVD de 3000 metros.

Embora a porcentagem seja menor, o tempo e o investimento gasto num poço de 6000 metros, como os poços do pré-sal, é muito grande. Dessa forma, é essencial que o *kick* seja controlado de forma a evitar grandes prejuízos econômicos.

3.2 Custo de *Blowouts*

Se a equipe da sonda falhar na detecção, contenção ou remoção de um *kick* do poço, o fluxo de fluido da formação pode ficar fora de controle, incorrendo em uma situação denominada de *blowout*, ou seja, um escoamento contínuo e descontrolado de fluido da formação para o interior do poço e deste para a atmosfera, fundo do mar ou para outra formação exposta no poço.

Independentemente do tipo de *blowout*, ele deve ser controlado de imediato. As unidades operacionais devem possuir planos de contingência para as primeiras ações a serem praticadas logo após o evento, ações para limitar a sua extensão e, finalmente, ações para o combate e controle do *blowout*.

Os *blowouts* podem trazer perdas de vidas humanas, reservas e equipamentos, prejuízo à imagem da companhia operadora e danos ao meio ambiente. O treinamento em controle de poço dos membros das equipes; a manutenção e realização dos testes dos equipamentos do sistema de controle de poço; a observância das normas e procedimentos operacionais de segurança de poço; e a implementação da análise de risco e da gestão de mudanças são ações que minimizam a ocorrência de *blowouts*. Embora os *kicks* e *blowouts* sejam mais comuns na fase de perfuração do poço, eles podem ocorrer durante qualquer operação realizada no poço, durante a sua vida produtiva e no seu abandono.

A seguir são apresentados alguns *blowouts*, em ordem cronológica, e o valor do prejuízo (corrigido para o valor presente) causado por esses acidentes.

3.2.1 Enchova Central - 1984 e 1988

Localizado na Bacia de Campos, perto do Rio de Janeiro e operado pela Petrobras, a plataforma de Enchova Central foi o local de dois grandes acidentes em 1984 e em 1988.

Na madrugada do dia 16 de agosto de 1984, ocorreu a maior tragédia da história da Bacia de Campos, no Rio de Janeiro. O acidente em Enchova matou 42 trabalhadores e causou ferimentos em outros 23 quando a embarcação em que tentavam abandonar a plataforma despencou no mar, de uma altura de 30 metros, após explosão seguida de incêndio provocada por um *blowout* ocorrido durante a perfuração de um poço de petróleo.

A Plataforma de Enchova possuía cinco baleeiras, embarcações fechadas de fibra de vidro com capacidade para 50 pessoas cada e pesando cerca de 10 toneladas. Essas baleeiras eram sustentadas por dois cabos de aço que, acionados por uma engrenagem, faziam descer a embarcação até o mar. Ao ser acionada a engrenagem para a saída da baleeira, um dos cabos de aço ficou preso. Contudo, o outro cabo não sustentou o peso e também se rompeu, fazendo a embarcação cair no mar. Alguns trabalhadores morreram em razão da queda e outros por afogamento.

O segundo acidente ocorreu quatro anos mais tarde em 24 de Abril de 1988 e resultou na destruição da plataforma. Durante a execução de um *workover* para converter um poço de óleo para gás, o poço sofreu uma explosão de gás. O BOP não fechou o poço e as tentativas de matar o poço falharam. Como o *blowout* continuou, os *drill pipes* foram jogados para fora do poço atingindo uma das pernas da plataforma, causando faíscas que inflamaram o gás da explosão. O incêndio na plataforma por 31 dias resultou em grandes danos a estrutura superior. Felizmente, a plataforma foi evacuada com nenhuma perda de vida devido a proximidade de uma embarcação de apoio próximo ao local do acidente.

Com a destruição total do convés e da torre, o prejuízo estimado é de 1,5 bilhões de dólares apenas nas partes cobertas pelos seguros.



Figura 3.1 - *Blowout* em Enchova Central

3.2.2 Plataforma *Steelhead* - 1987

Em 20 de dezembro de 1987, a plataforma *Steelhead* da companhia Marathon sofreu um *blowout* enquanto perfurava o poço M-26 no Campo *McArthur River* localizado no Alasca. A tripulação estava assentando o revestimento quando começou a ocorrer a produção de gás de uma formação para o poço. Foram realizadas tentativas de matar o poço com lama de perfuração, mas o gás inflamou, levando a um incêndio que causou a destruição do heliponto e danificou um dos guindastes e os módulos de acomodação e perfuração. O incêndio ficou fora de controle por uma semana. A tripulação de quarenta e nove pessoas conseguiu evacuar a plataforma, sem ferimentos graves através dos botes salva-vidas. Estima-se que o prejuízo desse *blowout* atingiu o valor de 536 milhões de dólares.



Figura 3.2 – Plataforma Steelhead

3.2.3 Piper Alpha¹ - 1988

A plataforma *Piper Alpha* estava localizada na parte britânica do Mar do Norte a 220 quilômetros do nordeste de Aberdeen em uma lâmina d'água de 144 metros. A plataforma entrou em operação com a empresa Occidental Petroleum em 1976. Em 6 de julho de 1988, um acidente levou a explosão desta unidade de produção e o subsequente incêndio que provocou a morte de 167 pessoas. Somente 62 pessoas sobreviveram.

Segundo as investigações, uma bomba da área de processamento necessitava passar por processos padrões de verificação e, por isso, teve sua válvula de segurança removida. Esse procedimento não pôde ser concluído e alguns ajustes foram adiados para o dia seguinte. Durante o turno da noite, a bomba de processamento primário apresentou falha, obrigando os responsáveis pelo funcionamento da plataforma a colocar a bomba reserva em operação, sem verificar que este equipamento estava em manutenção. Devido a abertura deixada pela retirada da válvula, componentes gasosos escaparam provocando o incêndio. Em pouco tempo, grandes quantidades do óleo armazenado

¹ Embora o acidente de Piper Alpha não seja considerado propriamente um *blowout*, ele foi abordado no presente trabalho devido a sua magnitude.

estavam queimando sem controle, o fogo começou a se espalhar e as altas temperaturas danificaram as tubulações que recebiam o gás das outras plataformas.

Estima-se que um quinto da produção anual de energia do Reino Unido foi consumido na explosão e no incêndio e que o prejuízo chegou a 4 bilhões de dólares.



Figura 3.3 – Piper Alpha em chamas - Fonte: DailyMail

3.2.4 Macondo - 2010

Em 20 de abril de 2010, uma série de eventos permitiu que hidrocarbonetos escapassem do poço de Macondo para a plataforma *Deepwater Horizon* da Transocean, resultando em explosões e incêndio na sonda. Onze pessoas morreram e 17 ficaram feridas. O incêndio durou 36 horas até a plataforma afundar. Estima-se que cerca de 4.9 milhões de barris de óleo vazaram durante 87 dias, causando o maior derramamento de óleo da história.

A BP, empresa operadora do Bloco 252 do *Mississippi Canyon*, que abrange o poço de Macondo, reuniu um time para investigar o acidente. De uma forma geral, foi constatado que o acidente envolveu uma falha na integridade do poço seguida de uma

perda de controle hidrostático do poço. Na sequência, houve uma falha em controlar o escoamento dos fluidos do poço com o BOP, o que permitiu a liberação e ignição de hidrocarbonetos. E por fim, o sistema de emergência *Dead Man* do BOP falhou em selar o poço depois das explosões iniciais.

O derramamento teve um forte impacto econômico para a BP e para os setores da economia da Costa do Golfo, como a perfuração *offshore*, pesca e turismo.

Os gastos da BP relacionados ao acidente incluem o custo da resposta ao vazamento, contenção, perfuração de poços de alívio, subsídios para os estados do Golfo, sinistros pagos e custos federais, incluindo multas e penalidades. Segundo GONGLOFF (2012), as estimativas do valor total das penalidades que a BP deve pagar variam muito, com algumas estimativas alcançando o valor de US\$ 90 bilhões se a empresa for punida por cada violação em potencial.

Na época do vazamento, a BP perdeu US\$ 100 bilhões de dólares em valor de mercado caindo da segunda para a quarta posição das quatro grandes empresas de petróleo em 2013. Além disso, a empresa perdeu credibilidade uma vez houve uma queda entre 10 e 40% nas vendas dos postos de gasolina da BP nos Estados Unidos. Além das penalidades econômicas diretas, a BP foi suspensa de realizar contratos com o governo em novembro de 2012.

Já em relação ao turismo, a Associação de Viagens dos EUA estimou que o impacto econômico do vazamento de óleo no turismo através da costa do Golfo, durante um período de três anos poderia exceder cerca de US\$ 23 bilhões, em uma região que sustenta mais de 400 mil postos de trabalho da indústria de viagens gerando US\$ 34 bilhões em receita anual.



Figura 3.4 – *Deepwater Horizon* em chamas - Fonte: Fcm Law

3.2.5 Campo de Frade - 2011

Em 7 de novembro de 2011, a Chevron perfurava um poço localizado no Campo de Frade quando ocorreu um *kick* devido a sobrepressurização causada pela injeção de água no reservatório.

As paredes do poço foram submetidas a pressões superiores ao seu limite de resistência causando um *underground blowout*. A partir de então, o petróleo passou a fluir do reservatório percorrendo o poço até a profundidade de cerca de 700 metros do leito marinho, de onde migrava pela formação fraturada. Esse acidente culminou no vazamento de cerca de 3700 barris de petróleo cru para o mar, a uma distância de cerca de 120 km da costa do Estado do Rio de Janeiro. A petroleira americana pagou 35 milhões de reais (ou o equivalente a 14,6 milhões de dólares²) pelo vazamento.

² Converteu-se o valor em reais para dólares com base na cotação de 12 de março de 2014 onde 1 dólar correspondia a 2,40 reais.

3.3 Considerações Parciais

Do exposto, pode-se observar que os custos relacionados ao controle de poço podem variar de milhões a bilhões de dólares. Quando o poço é controlado com sucesso, ocorre perda de tempo de sonda levando ao prejuízo de alguns milhões de dólares. Embora indesejável, *kicks* são inerentes a operação de perfuração de poços e deve-se trabalhar no sentido de minimizar os riscos associados a sua ocorrência, ou seja, os procedimentos operacionais e o projeto do poço devem seguir normas de segurança afim de evitar que um *kick* se transforme num *blowout*. Este pode levar a perda de vidas, equipamentos e um enorme prejuízo econômico e ambiental. Nesse sentido, a Tabela 3-2 mostra os custos (valores corrigidos para o valor presente) relacionados aos *blowouts*³ supracitados.

Tabela 3-2 – Custos de *Blowouts*

Acidente	Operadora	Ano	Número de Mortes	Custo (Milhões de dólares)
Enchova Central	Petrobras	1984	42	1446
		1988	-	
Steelhead	Marathon	1987	-	536
Piper Alpha	Occidental Petroleum	1988	167	3985
Macondo	BP	2010	11	90000
Campo de Frade	Chevron	2011	-	14,6

³ Embora o acidente de Piper Alpha não seja considerado propriamente um *blowout*, ele foi abordado no presente trabalho devido a sua magnitude.

4 Revisão Bibliográfica

4.1 Simuladores de *Kicks*

LEBLANC e LEWIS (1968) apresentaram o primeiro simulador de *kick* que considerava a capacidade do anular uniforme e que o gás era insolúvel na lama, não havendo mudança de fase e nem de composição. Além disso, a perda de carga por fricção no anular e a velocidade de escorregamento entre o gás e a lama eram desprezadas.

RECORDS (1972) considerou o efeito da perda de carga na configuração das pressões no espaço anular. Seu modelo também considerava a pressão no fundo do poço constante durante a remoção do *kick* e a expansão do gás dentro do poço. Entretanto, esse modelo não considerava a velocidade de escorregamento entre as fases.

STANBERY (1976) assumiu que o gás estaria disperso em bolhas no fluido de perfuração, formando uma região bifásica. Dentro da região bifásica, o autor considerou a diferença de velocidade entre o gás e o líquido e a perda de carga. Para as perdas de carga na região monofásica, a lama de perfuração foi considerada um fluido de Bingham. O autor adotou a temperatura constante ao longo do poço e o método do sondador.

HOBEROCK e STANBERY (1981) propuseram um modelo transiente que utilizava as equações do movimento para descrever a pressão e o escoamento em um espaço anular vertical de área seccional constante. Eles consideraram a região bifásica como um escoamento monofásico ao ajustarem as propriedades médias nessa região com base na teoria de modelo de escoamento homogêneo.

SANTOS (1982) desenvolveu um modelo matemático para circulação de *kicks* em águas profundas, que considerava o deslizamento entre o gás e o fluido de perfuração, as perdas de carga na região bifásica, no fluido de perfuração e a fração de vazio. O modelo considerou um padrão de bolhas na região bifásica e uma geometria de poço constante. Foi considerado o método do sondador para a remoção do *kick*. Para o cálculo das perdas de carga na região bifásica, o método de ORKISZEWSKI (1967) foi utilizado considerando-se o modelo reológico de potência para a lama. Além disso, SANTOS (1982) analisou a influência de 11 variáveis na remoção do influxo.

NICKENS (1985) elaborou um modelo computacional que considerava os efeitos dinâmicos da velocidade da bomba, do fechamento do BOP e da *choke* e da estabilização do poço na análise de um poço em *kick* pela solução das equações de balanço de massa e de momento. Para a lama e para o gás, as equações de balanço de massa são utilizadas e, para a mistura gás-líquido, a equação de balanço de momento é resolvida. Nesse modelo, tanto o método do sondador e o método do engenheiro podem ser simulados. O modelo previa o escoamento e as pressões em todos os momentos e locais do poço durante um único *kick* em poço *onshore* ou *offshore*.

PODIO e YANG (1986) propuseram um modelo de *kick* baseado em NICKENS (1985). As diferenças entre os modelos estão na solução das equações diferenciais, no cálculo da vazão do influxo, velocidade de escorregamento e fator de atrito. A vantagem de usar esse modelo é que facilita a simulação de múltiplos *kicks* tomados num mesmo poço.

NEGRÃO e MAIDLA (1989) desenvolveram um modelo matemático para prever a variação de pressão na linha do *choke* e na seção anular durante o controle de poço em águas profundas aplicando correlações bifásicas para o escoamento vertical da lama de perfuração e da mistura de gás. O modelo foi usado para selecionar a vazão de circulação para o controle de *kick*. Este modelo pode prever a pressão ao longo da linha do *choke* durante o controle de *kick*. A correlação de BEGGS e BRILL (1973) foi utilizada para calcular a perda de carga por fricção na região bifásica.

SANTOS (1991) propôs um modelo matemático para controle em poços horizontais, baseado no modelo de NICKENS (1985). A partir das simulações foi possível determinar as diferenças principais entre o controle de poço em poços verticais e horizontais. Ele usa a correlação de BEGGS e BRILL (1973) para as perdas de carga na região bifásica.

ROMMETVEIT e VEFRING (1991) realizaram testes de desempenho do modelo utilizado no simulador *RF Kick Simulator* da *Rogaland Research* que considera os efeitos principais relacionados ao *kick* para lamas a base de água e base de óleo. Dados de superfície e dados de fundo do poço foram obtidos através de um experimento em escala real, realizado no *Rogaland Research Institute*, no poço *Ullandhaug 2* com profundidade de 2000 metros e uma inclinação de 60°.

MISKA *et. al* (1992) desenvolveram um simulador computacional para avaliar a circulação reversa como um procedimento de controle de poço durante a perfuração. Verificou-se que algumas das vantagens desse método são menores pressões na *choke* e menores ganhos acumulados no tanque de lama. Além disso, o influxo é removido do poço muito mais rápido do que nos métodos convencionais.

OHARA (1996) desenvolveu um simulador dedicado a calcular a tolerância ao *kick* durante a circulação do influxo em águas profundas. Seu modelo é baseado nas a) equações da continuidade para lama e gás; b) equação do balanço dos momentos para mistura; c) equações de estado para lama e gás; e d) uma correlação relacionando a velocidade do gás a velocidade da mistura e a velocidade de escorregamento entre as fases. Esta foi determinada a partir dos dados obtidos em seu trabalho experimental no poço LSU No. 2 de 5884 pés. Além disso, usou a correlação de BEGGS e BRILL (1973) nas condições de escoamento bifásico e considerou que a lama segue o modelo da Lei de Potências.

CHOE (2001) implementou um simulador de *kick* que se baseia na solução numérica das equações de conservação de massa, de momento e de estado e encontrou bom concordância com os modelos de NICKENS (1985) e de SANTOS (1982). Ele considera que os principais problemas numéricos na modelagem do escoamento bifásico são: dissipação numérica, tamanho apropriado do *grid* e do passo do tempo, velocidade do líquido negativa e divergência devido aos mapas de escoamento bifásico.

Para uma simulação realística do crescimento das pressões depois do fechamento do poço, a compressibilidade da lama deve ser considerada. De acordo com as suas simulações, um *kick* em formação de alta permeabilidade poderia resultar num ganho nos tanques muito grande se o influxo não for detectado e respondido rapidamente e, além disso, a estabilização do poço ocorre mais rápido do que numa formação com baixa permeabilidade.

NUNES (2002) desenvolveu um modelo matemático que considerava o *kick* como um sistema consistindo de uma bolha de Taylor, seguida de um pistão de líquido (*Slug Flow*). Seu simulador podia prever a variação de pressão na linha do *choke* e no espaço anular de um poço durante uma situação de controle de poço em águas profundas. Além disso, ele estudou o efeito de algumas variáveis no controle de poço, tais como o ganho

no tanque de lama, lâmina d'água, densidade e reologia do fluido de perfuração e vazão de bombeio.

4.2 Correlações de velocidades para escoamento bifásico

Quando o gás da formação entra no poço ele se mistura a lama que estava sendo circulada no momento da ocorrência do *kick*. A variedade dos tamanhos das bolhas na região bifásica é muito grande implicando numa distribuição do tamanho das bolhas dentro da região bifásica. As bolhas maiores estão no topo da região bifásica e as bolhas menores na parte inferior da mistura. Como será visto a seguir, a velocidade de subida da bolha depende do seu diâmetro. De forma geral, bolhas maiores sobem com uma velocidade maior do que bolhas menores.

Essa distribuição é conhecida como padrão de escoamento em bolhas e se caracteriza por uma fase gasosa escoando na forma de bolhas discretas dentro da fase líquida. As bolhas podem ter diferentes tamanhos e formas desde bolhas pequenas no formato esférico até bolhas com formato cilíndrico, praticamente preenchendo o duto em que escoam. Nesse caso, o escoamento é chamado de *slug flow* ou escoamento pistonado. A Figura 4.1 ilustra os principais regimes de escoamento vertical bifásico.

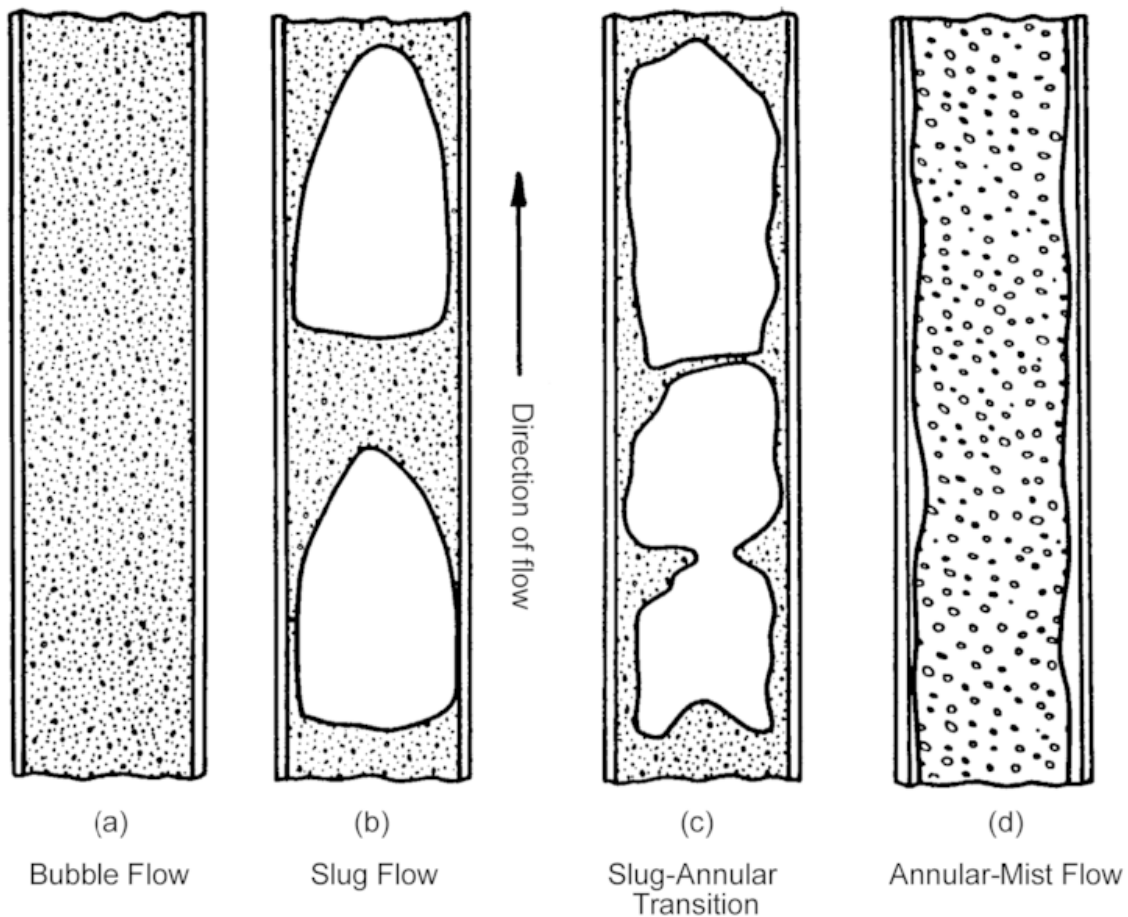


Figura 4.1 – Regimes de Escoamento Vertical Bifásico

De uma forma geral, diversos estudos experimentais mostraram que a velocidade de subida do gás em um escoamento bifásico em dutos ou anulares pode ser expressa por uma expressão matemática do mesmo formato da Equação 4.1, independentemente do padrão de escoamento bifásico ser pistonado ou em bolhas. Segundo, RADER *et al.* (1976), tanto a velocidade de migração quanto a fragmentação das bolhas afetam, de maneira significativa, as pressões no espaço anular durante a circulação do *kick*.

$$V_g = V_s + Co * V_m \quad (4.1)$$

onde:

V_m é a velocidade média do líquido em que o gás está subindo;

V_s é a velocidade terminal do gás;

Co é o parâmetro de distribuição e depende do escoamento, podendo variar de 1,0 até 1,5.

Vale ressaltar que V_s é a velocidade de migração do gás se não houvesse circulação do líquido. Além disso, V_s depende da geometria do duto, das densidades do líquido e do gás, do tipo de escoamento e do tamanho da bolha.

Nesse sentido, GRIFFITH (1964) propôs que a velocidade de subida de uma bolha em *slug flow* é dada pela Equação 4.2.

$$V_B = K1 * \sqrt{\frac{g * DO * (\rho_{liq} - \rho_{gas})}{\rho_{liq}}} + (1 + K2) * VM \quad (4.2)$$

onde :

DO é o diâmetro interno do revestimento ou do poço;

VM é a velocidade da lama;

ρ_{liq} é a densidade do líquido;

ρ_{gas} é a densidade do gás;

e $K1$ e $K2$ são constantes que dependem da geometria do diâmetro interno e externo do anular. Os seus valores podem ser obtidos a partir da Figura 4.2.

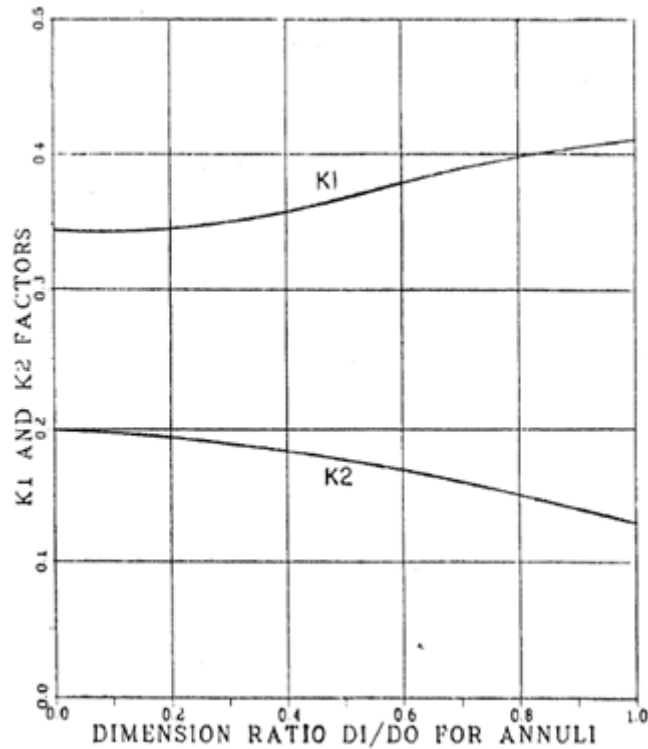


Figura 4.2 - Constantes $K1$ e $K2$ - Fonte: SANTOS (1982)

SANTOS (1982) interpolou essas curvas utilizando um polinômio de terceiro grau encontrando as Equações 4.3 e 4.4.

$$K1 = 0,345 - 0,037 * R + 0,235 * R^2 - 0,134 * R^3 \quad (4.3)$$

$$K2 = 0,200 - 0,041 * R + 0,010 * R^2 - 0,033 * R^3 \quad (4.4)$$

onde R é a razão entre o diâmetro interno e o diâmetro externo do anular.

STANBERY (1976) propôs que a Equação 4.2 poderia ser usada para *bubble flow* de forma que DO fosse substituído pelo diâmetro da bolha. Observando esta equação, é possível notar que bolhas pequenas sobem muito mais lentamente do que bolhas grandes.

Na região bifásica há uma distribuição do tamanho das bolhas, ou seja, as bolhas maiores (mais rápidas) estão no topo enquanto que as bolhas menores, que não coalesceram para formar bolhas maiores, se aglomeram na fronteira inferior da mistura bifásica. Como essa fronteira possui bolhas com diâmetros menores, sua velocidade é

menor do que a velocidade da fronteira superior. A Figura 4.3 mostra a distribuição de bolhas no anular.

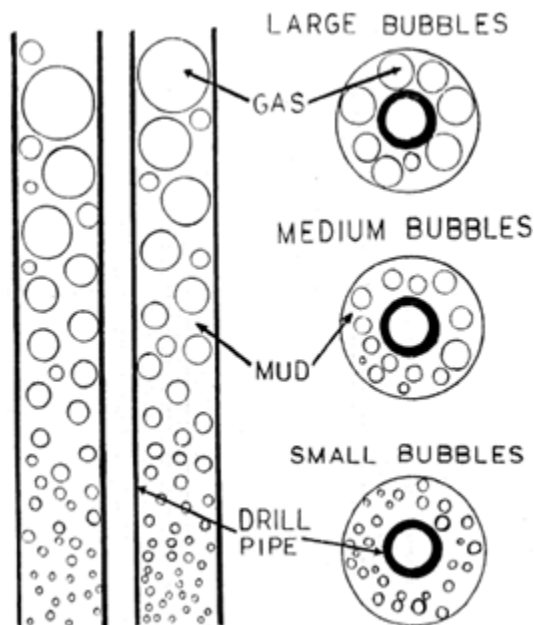


Figura 4.3 - Distribuição de Bolhas no Anular - Fonte: SANTOS (1982)

Considerando que o escoamento em bolhas está totalmente desenvolvido, as bolhas na fronteira superior terão o maior diâmetro possível. Segundo STANBERY e HOBEROCK (1981) esse diâmetro corresponde a diferença entre o raio interno do revestimento ou raio do poço e o raio da coluna de perfuração.

4.3 Perfil de Distribuição Triangular do Gás

A Figura 4.4 mostra o perfil de fração de gás para diferentes instantes de tempo obtidos experimentalmente por OHARA (1996) no Poço LSU No. 2 a uma profundidade de 5884 pés.

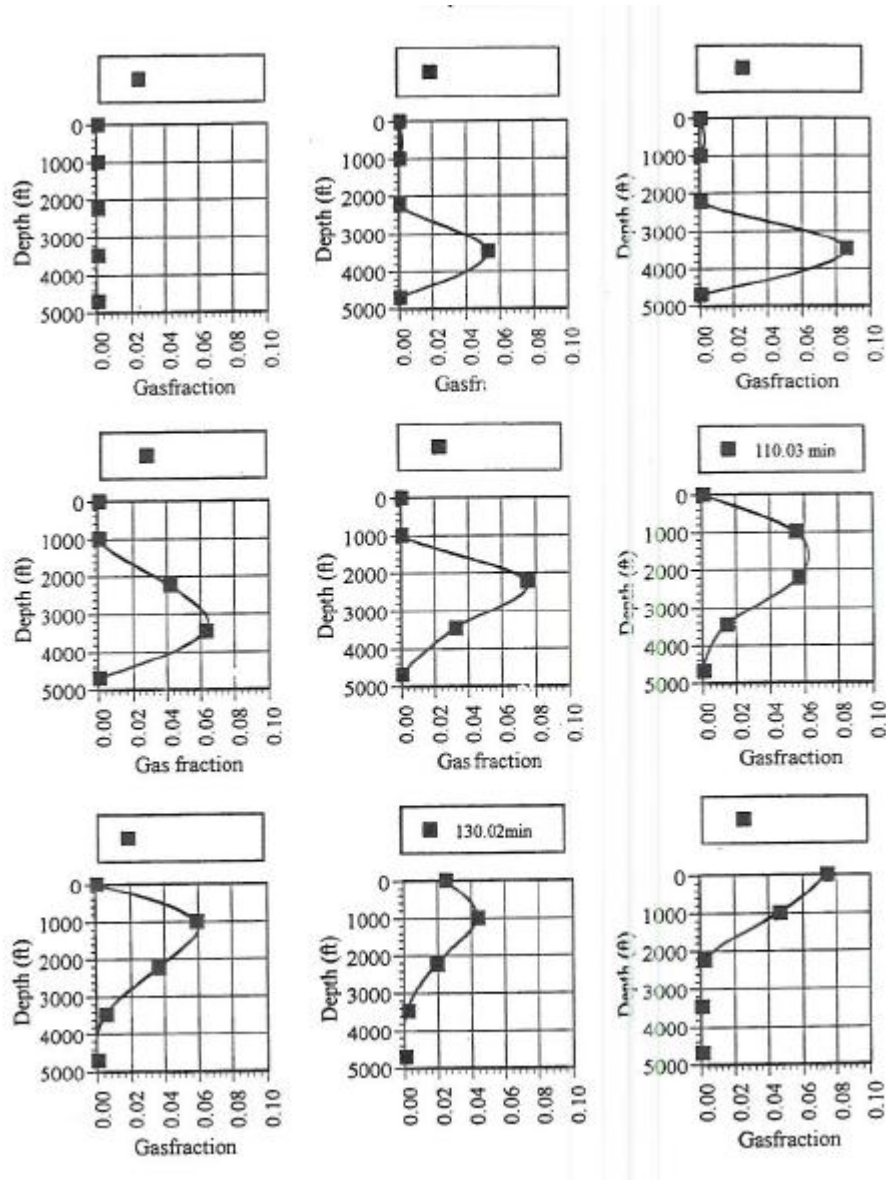


Figura 4.4 – Fração de Gás em função da profundidade obtida experimentalmente por OHARA (1996)

É possível observar que o perfil de fração do gás em função da profundidade pode ser aproximado por um triângulo. A Figura 4.5 apresenta um esquema da seção do poço e do perfil de distribuição do gás triangular proposto por OHARA (1996).

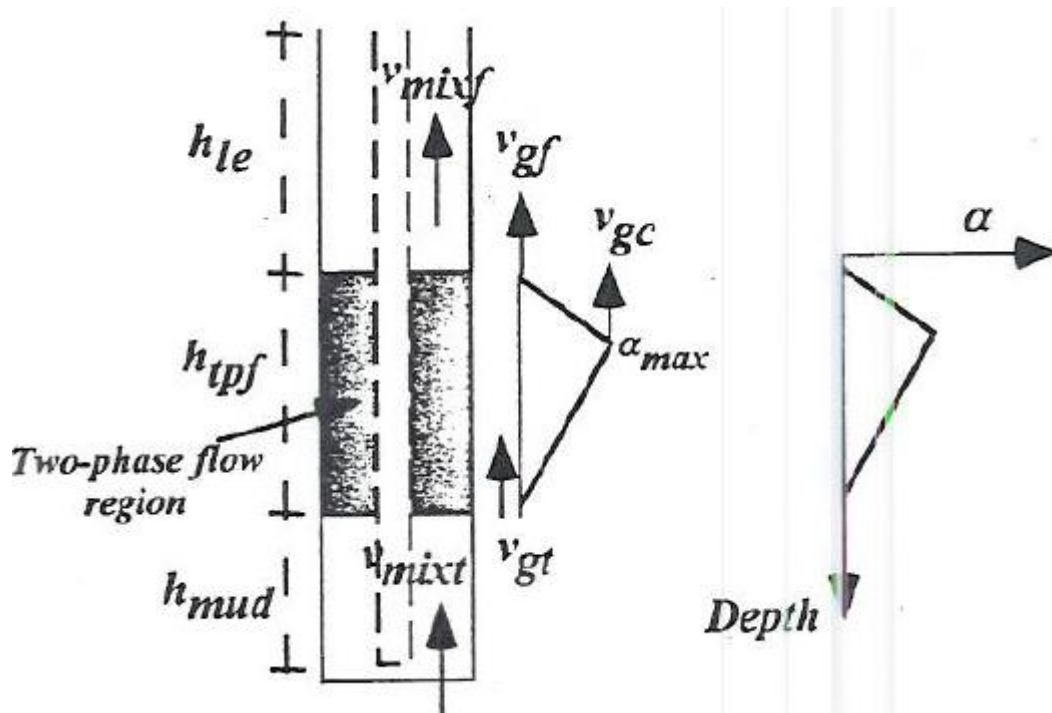


Figura 4.5 - Perfil de Distribuição Triangular do Gás proposta por OHARA (1996)

Nesse sentido, o autor propõe que o *kick* é um sistema bifásico que sobe o anular com 3 velocidades diferentes que estão relacionadas a fração de gás. A região superior possui uma fração de gás pequena e sobe com uma velocidade superior ao vértice central que concentra a maior parte da fração de gás. Já a velocidade central é mais rápida do que o vértice inferior.

Dessa forma, o autor obteve correlações para a velocidade de cada vértice do triângulo em função da profundidade como mostrado na Figura 4.6.

Caso	Velocidade do vértice superior	Velocidade do vértice central
Migração com Choke Aberto	$V_{front} = \text{Exp}(1,273-3,014E-4*d)$	$V_{central} = \text{Exp}(1,255-4,161E-4*d)$
Migração com Choke Fechado	$V_{front} = \text{Exp}(1,332-4,831E-4*d)$	$V_{central} = \text{Exp}(1,407-6,382E-4*d)$
Circulação com $v_s = 0,64 \text{ ft/s}$	$V_{front} = \text{Exp}(1,613-2,780E-4*d)$	$V_{central} = \text{Exp}(1,686-2,883E-4*d)$
Circulação com $v_s = 1,24 \text{ ft/s}$	$V_{front} = \text{Exp}(1,767-2,953E-4*d)$	$V_{central} = \text{Exp}(1,772-2,274E-4*d)$

Figura 4.6 - Velocidades dos vértices proposto por OHARA (1996)

5 Modelagem do Simulador

Nesta seção do trabalho, são apresentadas as considerações estabelecidas com base na revisão bibliográfica para a implementação de um simulador para o estudo do controle de poços *onshore* e *offshore*. Considera-se que o gás está disperso no fluido de perfuração, ou seja, o *kick* forma um sistema bifásico.

Além disso, assume-se que o influxo ocorreu durante a perfuração de uma zona de alta pressão portadora de gás. A pressão da formação está acima da pressão no fundo do poço e, com isso, o gás do reservatório invade o poço ao ser perfurado.

Quando o *kick* é detectado, fecha-se o poço registrando-se a pressão no interior da coluna de perfuração (SIDPP), a pressão no revestimento (SICP), o ganho de volume nos tanques de lama (*Pit Gain*). As propriedades do fluido de perfuração e as dimensões do poço, isto é, posição da sapata dos revestimentos e composição da coluna de perfuração são conhecidas de antemão.

5.1 Premissas

O programa de computador foi escrito para localizar a posição das fronteiras da região bifásica e para calcular a pressão em pontos de interesse como a sapata e o *choke*. A premissa básica do simulador é que a manipulação do *choke* controla instantaneamente (mantendo constante) a pressão no fundo do poço. As outras premissas são:

- Poço vertical;
- Geometria do espaço anular variável com até quatro seções anulares distintas;
- *Kick* de gás;
- A formação contendo gás está no fundo do poço;
- A equação dos gases reais (Equação 2.3) governa as mudanças de volume do gás;
- Gás real disperso em bolhas no fluido de perfuração formando uma região bifásica;
- Não ocorre reação química entre o gás e o fluido de perfuração;
- A broca está no fundo do poço;
- O influxo é removido utilizando-se o Método do sondador;
- Fluido de perfuração à base de água;

- Temperatura variável (admite-se que o perfil de temperatura do poço é igual ao perfil de temperatura da formação e o perfil de temperatura no riser é igual ao perfil de temperatura no mar);

5.2 Entrada e Leitura dos Dados

O primeiro passo do programa consiste na entrada dos dados relacionados ao controle de poço. Nesse sentido, é necessário que o usuário do programa entre com os valores relativos a(s):

- Geometria do Poço: Diâmetro interno e externo dos tubos de perfuração e dos comandos e diâmetro interno do poço aberto, do revestimento e da linha do *choke*;
- Temperatura no fundo do mar (Se o poço for *offshore*);
- Temperatura no fundo do poço (Se o usuário preferir, ele pode entrar diretamente com o valor do gradiente geotérmico);
- Propriedades do fluido de perfuração: Densidade e Leituras no Viscosímetro a 600 rpm e 300 rpm (Se o usuário preferir, ele pode entrar diretamente com os valores do índice de comportamento e índice de consistência);
- Pressão de poros da formação contendo gás (Ao invés disso, o usuário pode entrar com o valor de SIDPP);
- Vazão no momento em que ocorreu o *kick*;
- Tempo para fechar o BOP;
- Vazão Reduzida de Circulação;
- Margem de segurança a ser utilizada durante a circulação do influxo;
- Gradiente de Fratura e Profundidade da região mais frágil do poço;

5.3 Geometria do Poço

A partir do *input*, o programa calcula os parâmetros relativos a geometria do poço. Dessa forma, a área transversal de uma seção do anular é dada pela Equação 5.1.

$$A = \frac{\pi * (DI_{well}^2 - DO_{col}^2)}{4} \quad (5.1)$$

onde:

DI_{well} é o diâmetro interno do revestimento (ou do *liner*) ou do poço aberto em polegadas;

DO_{col} é o diâmetro externo da coluna de perfuração em polegadas.

Quando o cálculo é realizado na linha do *choke*, DO_{col} é igual a zero.

Em seguida, o programa calcula a capacidade volumétrica de cada região no anular pela Equação 5.2.

$$C_{an} = \frac{A}{808,5} \quad (5.2)$$

onde:

C_{an} é a capacidade volumétrica da região do anular em bbl/ft;

A é a área da seção do anular em pol^2

Com o comprimento de cada região do anular, o programa calcula o volume de cada região do anular pela Equação 5.3.

$$V_{an} = L_{an} * C_{an} \quad (5.3)$$

onde:

V_{an} é o volume da região do anular em barris;

L_{an} é o comprimento da região do anular em pés;

C_{an} é a capacidade da região anular em barris/pés.

5.4 Pressão da Formação

A partir da leitura dos dados de entrada, o programa calcula a pressão de poros da formação (em psi) pela Equação 5.4.

$$P_p = SIDPP + 0,052 * \rho_{lama} * TVD \quad (5.4)$$

onde:

$SIDPP$ é a pressão de fechamento no *drill pipe* em psi;

ρ_{lama} é a densidade do fluido de perfuração em lb/gal;

TVD é a profundidade do poço em pés.

Vale lembrar que considerou-se que a formação portadora de gás está no fundo do poço. Se o usuário preferir ele pode entrar diretamente com o gradiente de pressão de poros G_p (em lb/gal) e o programa calcula a pressão da formação pela Equação 5.5.

$$P_p = 0,052 * G_p * TVD \quad (5.5)$$

5.5 Pressão no Fundo do Poço

A partir do cálculo da pressão de poros da formação, o programa calcula a pressão no fundo do poço (BHP) que será mantida constante durante a implementação do método do sondador pela Equação 5.6. Vale ressaltar que essa pressão será mantida a partir da manipulação do *choke*.

$$BHP = P_p + \Delta P \quad (5.6)$$

onde:

ΔP é a margem de segurança (em psi) adotada para a remoção do influxo.

5.6 Fluido de Perfuração

Considera-se que o fluido de perfuração segue o modelo da Lei das Potências, isto é, a tensão de cisalhamento é dada pela Equação 5.7.

$$\tau = K * (\dot{\gamma})^n \quad (5.7)$$

onde:

τ é a tensão de cisalhamento;

K é o índice de consistência;

$\dot{\gamma}$ é o taxa de cisalhamento;

n é o índice de comportamento

5.6.1 Velocidade média

A velocidade média do fluido de perfuração no espaço anular e no tubo é dada pela Equação 5.8.

$$\bar{v} = \frac{0,3208 * Q}{A} \quad (5.8)$$

onde:

\bar{v} é a velocidade em pés por segundo (ft/s);

Q é a vazão em galões por minuto;

A é a área da seção transversal do tubo ou do anular em pol^2 .

5.6.2 Cálculo de Perda de Carga da Lama

O número de *Reynolds* para os fluidos que seguem a Lei das Potências pode ser calculado pela Equação 5.9 para tubo e pela Equação 5.10 para o espaço anular.

$$\text{Re} = \frac{89100 * \rho * \bar{v}^{(2-n)}}{K} * \left(\frac{0,0416 * d}{3 + 1/n} \right)^n \quad (5.9)$$

$$\text{Re} = \frac{109000 * \rho * \bar{v}^{(2-n)}}{K} * \left[\frac{0,0208 * (d_2 - d_1)}{2 + 1/n} \right]^n \quad (5.10)$$

onde:

\bar{v} é a velocidade em pés por segundo (ft/s);

ρ é a densidade do fluido em lb/gal;

K é o índice de consistência em eq cp;

d é diâmetro interno do tubo em polegadas;

$d1$ é diâmetro externo da coluna de perfuração em polegadas;

$d2$ é o diâmetro interno do revestimento ou do poço em polegadas.

Segundo LEITÃO *et al.* (1990), o número de *Reynolds* crítico é obtido a partir das equações 5.11, 5.12 e 5.13.

$$Re_{crit} = 2000 \text{ se } n > 0,45 \quad (5.11)$$

$$Re_{crit} = 5960 - 8800 * n \text{ se } 0,2 \leq n \leq 0,45 \quad (5.12)$$

$$Re_{crit} = 4200 \text{ se } n < 0,2 \quad (5.13)$$

Calcula-se o fator de atrito f iterativamente pela correlação de Dodge e Metzner (1959) que é dada pela Equação 5.14.

$$\sqrt{\frac{1}{f}} = \frac{4,0}{n^{0,75}} \log(\text{Re} * f^{1-n/2}) - \frac{0,395}{n^{1,2}} \quad (5.14)$$

O gradiente de perda de carga por atrito para escoamento laminar pode ser calculado pela Equação 5.15 para escoamentos em dutos e pela Equação 5.16 para escoamentos em anulares.

$$\left(\frac{dp}{dL}\right)_{lama} = \frac{K * v^n * \left(\frac{3+1/n}{0,416}\right)}{144000 * d^{(1+n)}} \quad (5.15)$$

$$\left(\frac{dp}{dL}\right)_{lama} = \frac{K * v^n * \left(\frac{2+1/n}{0,0208}\right)}{144000 * (de - di)^{(1+n)}} \quad (5.16)$$

Já para escoamento turbulento, o gradiente de perda de carga por atrito pode ser calculado pela Equação 5.17 para escoamentos em dutos e pela Equação 5.18 para escoamentos em anulares.

$$\left(\frac{dp}{dL}\right)_{lama} = \frac{f * v^2 * \rho}{25,8 * d^2} \quad (5.17)$$

$$\left(\frac{dp}{dL}\right)_{lama} = \frac{f * v^2 * \rho}{21,1 * (de - di)^2} \quad (5.18)$$

5.7 Região Bifásica

Quando o gás da formação entra no poço ele se mistura a lama que estava sendo circulada no momento da ocorrência do *kick*. Dessa forma, foi assumido que o *kick* consiste numa mistura bifásica de gás e lama.

Como se considerou que o *kick* ocorreu durante a perfuração de uma formação com poros de diâmetros variados, a variedade dos tamanhos das bolhas na região bifásica é muito grande implicando numa distribuição do tamanho das bolhas dentro da região bifásica. As bolhas maiores estão no topo da região bifásica e as bolhas menores na parte inferior da mistura.

A partir do que foi apresentado anteriormente, pode-se calcular o volume da região bifásica no instante do fechamento do poço $V_{2pf}(0)$ pela Equação 5.19.

$$V_{2pf}(0) = V_{gas}(0) + V_{cont} \quad (5.19)$$

onde:

$V_{gas}(0)$ é o volume do gás no instante do fechamento do poço em barris;

V_{cont} é o volume (em barris) de lama contaminado por gás que pode ser calculado pela Equação 5.20.

$$V_{cont} = \frac{Q * t_{close}}{42} \quad (5.20)$$

de forma que:

Q é a vazão de circulação (em galões por minuto) no momento em que ocorreu o *kick*;

t_{close} é o tempo (em minutos) de detecção do *kick*, ou seja, é o tempo que levou para parar a bomba e fechar o BOP.

É importante notar que $V_{gas}(0)$ é o volume ganho nos tanques de lama (*Pit Gain*) quando o poço é fechado, ou seja, é o volume inicial de *kick*.

Com isso, a fração volumétrica de gás no instante do fechamento do poço é dada pela Equação 5.21.

$$H_{gas}(0) = \frac{V_{gas}(0)}{V_{2pf}(0)} \quad (5.21)$$

Conhecendo a fração volumétrica de gás é possível calcular a densidade da região bifásica no instante do fechamento do poço $\rho_{2pf}(0)$ pela Equação 5.22.

$$\rho_{2pf}(0) = \rho_{gas}(0) * H_{gas}(0) + \rho_{lama} * [1 - H_{gas}(0)] \quad (5.22)$$

O procedimento para o cálculo da densidade do gás ρ_{gas} é descrito com mais detalhes no Apêndice B.

5.7.1 Velocidade do topo e da base da região bifásica

Para calcular o perfil de pressões no anular do poço durante a remoção do influxo é necessário primeiramente localizar a posição das fronteiras superior e inferior da região bifásica. Como a região bifásica contém uma mistura de gás e lama, o gás possui uma velocidade relativa (escorregamento) a lama que depende da distribuição de gás na região bifásica.

Considerando que o escoamento em bolhas está totalmente desenvolvido, as bolhas na fronteira superior terão o maior diâmetro possível. Seguindo o procedimento descrito por STANBERY E HOBEROCK (1981) esse diâmetro corresponde a diferença entre o raio interno do revestimento ou raio do poço e o raio da coluna de perfuração. Com isso, a velocidade da fronteira superior pode ser calculada usando a Equação 5.23, onde DO é dado pela diferença entre o raio interno do revestimento ou raio do poço e o raio da coluna de perfuração.

$$V_t = K1 * \sqrt{\frac{g * DO * (\rho_{liq} - \rho_{gas})}{\rho_{liq}}} + (1 + K2) * VM \quad (5.23)$$

onde :

DO é o diâmetro da bolha na fronteira superior;

VM é a velocidade da lama;

ρ_{liq} é a densidade do líquido;

ρ_{gas} é a densidade do gás;

e $K1$ e $K2$ são constantes que dependem da geometria do diâmetro interno e externo do anular. Os seus valores podem ser obtidos a partir das Equações 5.24 e 5.25.

$$K1 = 0,345 - 0,037 * R + 0,235 * R^2 - 0,134 * R^3 \quad (5.24)$$

$$K2 = 0,200 - 0,041 * R + 0,010 * R^2 - 0,033 * R^3 \quad (5.25)$$

onde R é a razão entre o diâmetro interno e o diâmetro externo do anular.

Como na fronteira inferior da região bifásica, bolhas muito pequenas são esperadas DO tende a zero. Com isso, a Equação 5.23 se torna:

$$VB = (1 + K2) * VM \quad (5.26)$$

5.7.2 Posição da base e do topo do *kick*

A posição da base do *kick* no instante do fechamento do poço $S_{base}(0)$ é igual a profundidade total do poço (TVD). Para encontrar a posição do topo *kick* no fechamento do poço $S_{topo}(0)$, o programa calcula o comprimento da região bifásica nesse instante inicial pela Equação 5.27 e diminui esse valor da posição da base do *kick* (Equação 5.28).

$$L_{2pf}(0) = \frac{V_{2pf}(0)}{C_{an}} \quad (5.27)$$

$$S_{topo}(0) = S_{base}(0) - L_{2pf}(0) = TVD - L_{2pf}(0) \quad (5.28)$$

É importante notar que no momento do fechamento do poço e durante a circulação, o *kick* pode ocupar regiões do espaço anular com capacidades volumétricas diferentes. Com isso, o programa realiza testes lógicos para determinar em quais regiões o *kick* se encontra com o intuito de realizar os cálculos necessários para determinar as pressões no anular.

No passo de tempo seguinte, o programa calcula o deslocamento da base do *kick* a partir da velocidade da base (Equação 5.26). Portanto, a posição da base da região bifásica pode ser qualquer calculada para qualquer instante de tempo t utilizando a Equação 5.29.

$$S_{base}(t) = S_{base}(0) - L_{base}(t) \quad (5.29)$$

onde:

$L_{base}(t)$ é o deslocamento da base do *kick* ;

Para o topo do *kick*, realiza-se um procedimento análogo utilizando a Equação 5.23 para a velocidade do topo. Assim, a posição do topo da região bifásica pode ser qualquer calculada para qualquer instante de tempo t utilizando a Equação 5.30.

$$S_{topo}(t) = S_{topo}(0) - L_{topo}(t) \quad (5.30)$$

onde:

$L_{topo}(t)$ é o deslocamento do topo do *kick* ;

Conhecendo essas posições pode-se calcular o comprimento e o volume do *kick* em qualquer instante de tempo t pelas Equações 5.31 e 5.32, respectivamente.

$$L_{2tp}(t) = S_{topo}(t) - S_{base}(t) \quad (5.31)$$

$$V_{2pf}(t) = L_{2tp}(t) * C_{an} \quad (5.32)$$

Com isso, a fração volumétrica de gás e a densidade da região bifásica em qualquer instante de tempo t são calculas pelas Equações 5.33 e 5.34, respectivamente.

$$H_{gas}(t) = \frac{V_{gas}(t)}{V_{2pf}(t)} \quad (5.33)$$

$$\rho_{2pf}(t) = \rho_{gas}(t) * H_{gas}(t) + \rho_{lama} * [1 - H_{gas}(t)] \quad (5.34)$$

O procedimento para o cálculo do volume do gás $V_{gas}(t)$ e da densidade do gás $\rho_{gas}(t)$ é descrito em mais detalhes no Apêndice B.

5.8 Determinação das pressões no espaço anular

Uma vez que se conhece a posição das fronteiras e as propriedades da região bifásica, é possível então calcular o perfil de pressões no anular ao longo da implementação do método do sondador. Assume-se que a pressão no fundo do poço é mantida num valor igual ou acima da pressão de poros da formação de forma que um segundo *kick* não ocorra. Vale lembrar que a premissa básica do simulador é que a manipulação do *choke* controla instantaneamente (mantendo constante) a pressão no fundo do poço.

A pressão na base da região bifásica é definida pela Equação 5.35.

$$P_{base}(t) = BHP - 0,052 * \rho_{lama} * L_{lama}(t) - \left(\frac{dp}{dL} \right)_{lama} L_{lama}(t) \quad (5.35)$$

onde:

$\left(\frac{dp}{dL} \right)_{lama}$ é o gradiente de perda de carga por atrito para a lama abaixo do *kick*.

A pressão no topo da região bifásica é definida pela Equação 5.36.

$$P_{topo}(t) = P_{base}(t) - 0,052 * \rho_{2pf}(t) * L_{2pf}(t) - \left(\frac{dp}{dL} \right)_{2pf} L_{2pf}(t) \quad (5.36)$$

onde:

$\left(\frac{dp}{dL} \right)_{2pf}$ é o gradiente de perda de carga por atrito para a região bifásica dado pela correlação de Beggs e Brill (Equação 5.37).

$$\left(\frac{dp}{dL} \right)_{2pf} = \frac{f_{ip} \rho_{ns} v_m^2}{2 * d} \quad (5.37)$$

onde a velocidade, a densidade da mistura e o fator de atrito bifásico são obtidas pelas Equações 5.38, 5.39 e 5.40, respectivamente.

$$v_m = H_{gas} * v_{gas} + v_{lama} (1 - H_{gas}) \quad (5.38)$$

$$\rho_{ns} = \rho_{lama} * \lambda + (1 - \lambda) * \rho_{gas} \quad (5.39)$$

$$f_{ip} = f * e^s \quad (5.40)$$

onde:

H_{gas} é a fração volumétrica de gás;

v_{lama} é a velocidade do fluido de perfuração;

O fator f é obtido pela Equação 5.41 e s é obtido pela Equação 5.42.

$$\sqrt{\frac{1}{f}} = -4 * \log \left(0,269 * \varepsilon / d - \frac{1,255}{\text{Re} \sqrt{f}} \right) \quad (5.41)$$

$$s = \frac{\ln x}{-0.0523 + 3.182 \ln x - 0.8725 [\ln x]^2 + 0.01853 [\ln x]^4} \quad (5.42)$$

onde x é dado pela Equação 5.43.

$$x = \lambda / H^2 \quad (5.43)$$

Se x for maior que 1,2 ou menor que 1, s é calculado pela Equação 5.44.

$$s = \ln(2,2 * x - 1,2) \quad (5.44)$$

A pressão no fundo do poço é mantida constante num valor igual ou acima da pressão da formação pela contrapressão causada pelo manuseio da válvula de *choke*. O programa considera que qualquer variação na abertura desta válvula controla instantaneamente (mantendo constante) a pressão no fundo do poço. Portanto, a contrapressão exercida pelo *choke* pode ser pela Equação 5.45.

$$P_{choke}(t) = P_{topo}(t) - 0,052 * \rho_{lama} * S_{topo}(t) - \left(\frac{dp}{dL} \right)_{lama} S_{topo}(t) \quad (5.45)$$

Quando o gás atinge a superfície, a pressão no *choke* é igual a pressão no topo do *kick*.

Para o cálculo na pressão na sapata, é válido ressaltar a premissa de que a formação mais frágil (com a menor pressão de fratura) está abaixo da sapata do último revestimento assentado. Dessa forma, o programa utiliza as Equações 5.46, 5.47 e 5.48 para calcular a pressão neste ponto quando o *kick* ainda não atingiu a sapata, quando o *kick* está passando pela sapata e quando o *kick* já passou pela sapata, respectivamente.

$$P_{sapata}(t) = P_{choke}(t) + 0,052 * \rho_{lama} * H_{sapata} + \left(\frac{dp}{dL} \right)_{lama} H_{sapata} \quad (5.46)$$

$$P_{sapata}(t) = P_{topo}(t) + \left[0,052 * \rho_{2pf}(t) + \left(\frac{dp}{dL} \right)_{2pf} \right] * [H_{sapata} - S_{topo}(t)] \quad (5.47)$$

$$P_{sapata}(t) = BHP - 0,052 * \rho_{lama} * (TVD - H_{sapata}) - \left(\frac{dp}{dL} \right)_{lama} (TVD - H_{sapata}) \quad (5.48)$$

onde:

H_{sapata} é a profundidade da sapata em pés.

A Figura 5.1 mostra o fluxograma para o simulador proposto.

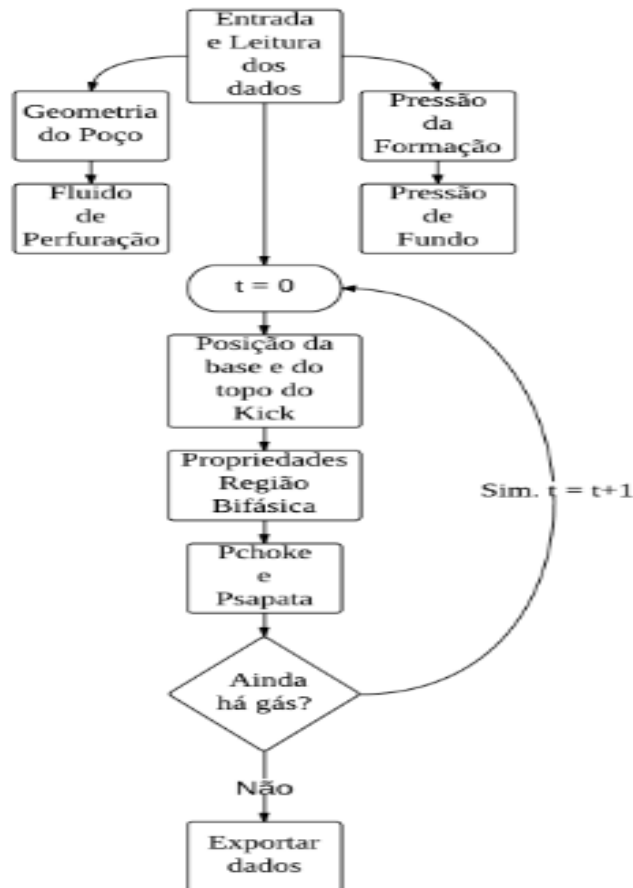


Figura 5.1 - Fluxograma do Simulador

5.9 Modelagem do Perfil de Distribuição Triangular

Com base na Figura 4.6 é possível observar que a velocidade possui uma fórmula característica como mostrada na Equação 5.49. Vale lembrar que a velocidade é função do tempo.

$$v = e^{a-b*z} = v(t) = v(z(t)) = e^{a-b*z(t)} = -\frac{dz}{dt} \quad (5.49)$$

onde v é a velocidade (ft/s), a e b são constantes e z é a profundidade em pés. Rearranjando-a, temos que:

$$-\int_{z_0}^{z(t)} 1/(e^{a-b*z}) dz = \int_0^t dt \quad (5.50)$$

A integração da Equação 5.50 resulta na posição (Equação 5.51) e na velocidade (Equação 5.52) de cada vértice para um dado instante de tempo.

$$z(t) = \frac{1}{b} * \{a + \text{Ln}[\text{Exp}[-a + b + z_0] - b * t]\} \quad (5.51)$$

$$v(t) = e^{a-b*1/b*(a+\text{Ln}[\text{Exp}[-a+b*z_0]-b*t])} \quad (5.52)$$

A partir dessas equações, foi feita uma modelagem simplificada do modelo triangular proposto por OHARA (1996) considerando que a velocidade de circulação da lama igual a 0,64 pés/s. As velocidades do centro e parte superior do triângulo foram apresentadas na Figura 4.6. As posições desses vértices podem ser obtidas substituindo os coeficientes da equação da velocidade na Equação 5.51. Uma vez que poucas velocidades da cauda puderam ser obtidas experimentalmente, considerou-se que a velocidade da base da região bifásica é igual a da lama.

6 Resultados

Neste capítulo, os resultados das simulações realizadas com o modelo proposto são apresentados. Primeiramente, mostra-se a evolução do modelo discutindo sobre os efeitos de perda de carga, expansão do influxo, e escoamento bifásico. Em seguida, compara-se o modelo proposto com outros simuladores e, inclusive, é feito um estudo sobre a tolerância ao *kick*. Por última, realiza-se uma análise de oito parâmetros envolvidos no controle de poço.

6.1 Evolução do Modelo Proposto

A Tabela 6-1 mostra a evolução do modelo. É possível observar que diversos parâmetros foram incorporados ao simulador ao longo de sua elaboração.

Tabela 6-1 – Evolução do Simulador de *Kick*

Modelo	Capacidade do Anular	Gás	Temperatura	Perdas de Carga	<i>Kick</i>	Escorregamento entre as Fases
1	Uniforme	Ideal	Constante		Bolha Única	
2	Variável	Ideal	Constante		Bolha Única	
3	Variável	Ideal	Constante	X	Bolha Única	
4	Variável	Real	Constante	X	Bolha Única	
5	Variável	Ideal	Variável	X	Bolha Única	
Simplificado	Variável	Real	Variável	X	Bolha Única	
Proposto	Variável	Real	Variável	X	Sistema Bifásico	X

Uma vez que diversos parâmetros foram incorporados ao programa ao longo de sua implementação, decidiu-se mostrar a evolução do simulador de *kick* em duas partes. Na primeira parte, mostra-se a evolução do modelo simplificado que considera o *kick* como uma bolha única. Na segunda parte, compara-se o modelo de bolha única com o modelo

proposto neste trabalho que considera o *kick* como um sistema bifásico com distribuição de bolhas.

6.1.1 Modelo Simplificado

Nesta primeira parte, são apresentados os resultados causados pela incorporação de determinados parâmetros a um modelo simplificado que considera o *kick* como uma bolha única. Nesse sentido, foi realizada uma simulação de um *kick* cujos dados estão ilustrados na Tabela 6-2.

Tabela 6-2 – Dados do Poço RJS-A

Parâmetro	Unidade		Parâmetro	Unidade	
	Campo	SI		Campo	SI
Profundidade Vertical (TVD)	18374 pés	5602 metros	Temperatura no Fundo do Mar	50 °F	10 °C
Profundidade da Sapata	15552 pés	4741 metros	Temperatura no Fundo do Poço	290 °F	143 °C
Lâmina d'água	1132 pés	345 metros	Massa específica da lama	16.0 lb/gal	1917 kg/m ³
Diâmetro do Poço Aberto	8.5 pol	0.2159 metros	Leitura no viscosímetro a 600 rpm	53	53
Diâmetro Interno do Revestimento	8.535 pol	0.2168 metros	Leitura no viscosímetro a 300 rpm	34	34
Diâmetro Interno do Riser	18.8 pol	0.4775 metros	Vazão no momento do <i>kick</i>	400 gpm	0.0252 m ³ /s
Diâmetro Interno da <i>Choke Line</i>	2.5 pol	0.0635 metros	Tempo para fechar o BOP	0.5 min	30 s
Diâmetro Externo dos Comandos	6.5 pol	0.1651 metros	Gradiente de Poros	16.6 lb/gal	1989 kg/m ³
Comprimento dos comandos	1083 pés	330 metros	Densidade do gás invasor	0.604	0.604
Diâmetro dos <i>drill pipes</i>	5.0 pol	0.127 metros	Volume Inicial do Influxo	10 bbl	1.59 m ³
Comprimento dos <i>drill pipes</i>	17291 pés	5272 metros	Vazão Reduzida de Circulação	100 gpm	0.0063 m ³ /s
Temperatura na Superfície	70 °F	21 °C	Margem de Segurança	0 psi	0 Pa

O poço em questão é o RJS-A e o seu esquema geométrico é apresentado na Figura 6.1

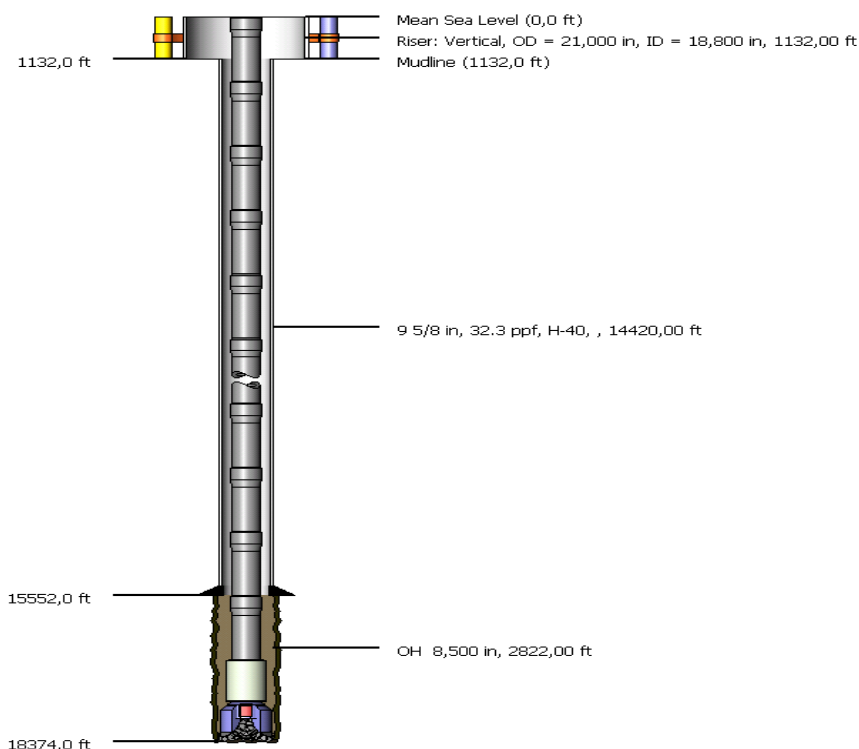


Figura 6.1 - Esquema do Poço RJS-A

O resultado da simulação é ilustrado na Figura 6.2 que apresenta o efeito na pressão do *choke* causado ao se incorporar as perdas de carga e gás real. Nesse sentido, foi realizada uma comparação entre quatro modelos:

- Modelo 5 (gás ideal e com perda de carga);
- Variação do modelo 5 (gás ideal e sem perda de carga);
- Modelo simplificado (gás real e com perda de carga) e
- Variação do modelo simplificado (gás real e sem perda de carga).

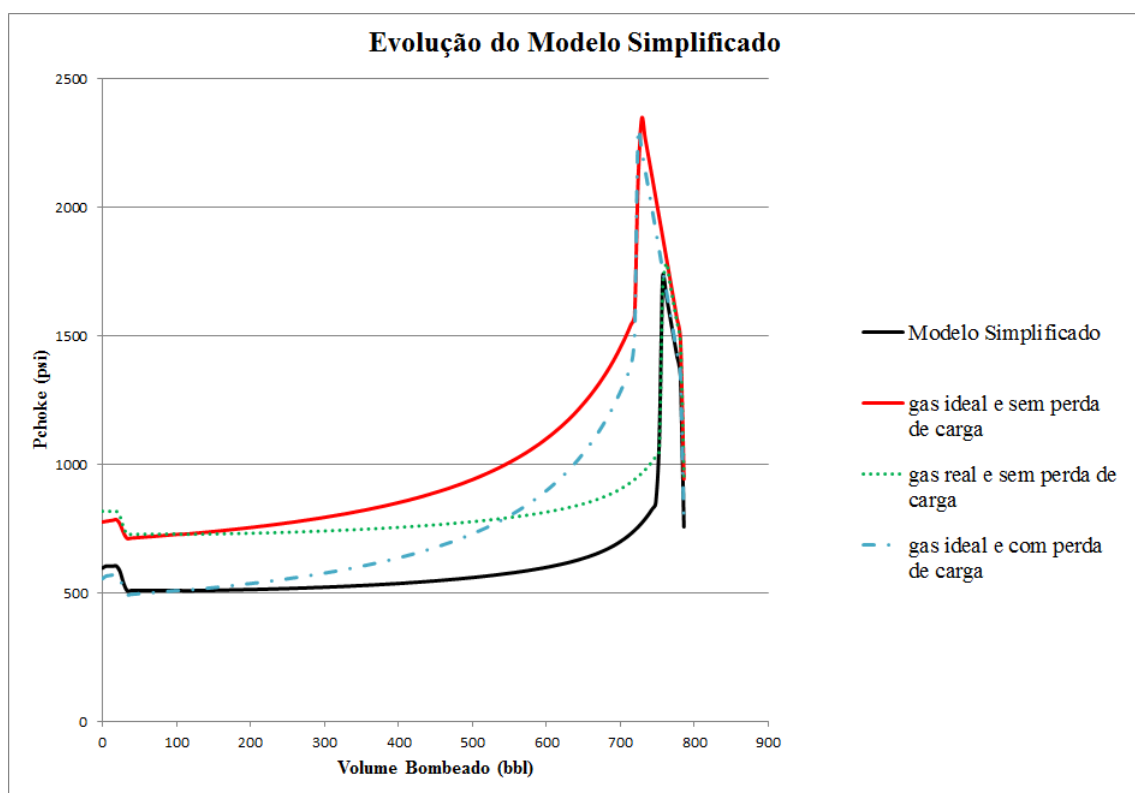


Figura 6.2 - Evolução do modelo simplificado

A partir da Figura 6.2 é possível notar que ao se incorporar as perdas de carga ao modelo, a curva é deslocada para baixo, ou seja, a contrapressão exigida no *choke* diminui. Além disso, o influxo se expande mais se este for considerado como um gás ideal o que demanda maiores contrapressões do *choke*.

Portanto, é fundamental que os efeitos de perda de carga e da compressibilidade do gás sejam incorporados na modelagem matemática de um *kick*.

6.1.2 Modelo Bifásico

Nesta parte do trabalho, compara-se o modelo simplificado (bolha única) com o modelo proposto que considera o *kick* como um sistema bifásico com distribuição de bolhas. Dessa forma, os dados usados para essa comparação estão ilustrados na Tabela 6-3. Nesse caso, considerou-se o mesmo poço utilizado por SANTOS (1982).

Tabela 6-3 – Dados do poço utilizado por SANTOS (1982)

Parâmetro	Unidade		Parâmetro	Unidade	
	Campo	SI		Campo	SI
Profundidade Vertical (TVD)	10000 pés	3049 metros	Massa específica da lama	10.0 lb/gal	1198 kg/m ³
Lâmina d'água	1000 pés	305 metros	Leitura no viscosímetro a 600 rpm	40	40
Diâmetro Externo do Anular	9.875 pol	0.2508 metros	Leitura no viscosímetro a 300 rpm	25	25
Diâmetro Interno do Anular	5.0 pol	0.1270 metros	Volume Inicial do Influxo	40 bbl	6.36 m ³
Diâmetro Interno da <i>Choke Line</i>	3.0 pol	0.0762 metros	SIDPP	450 psi	3103 KPa
Temperatura na Superfície	70 °F	21 °C	Fração de gás inicial	0.75	0.75
Temperatura no Fundo do Mar	50 °F	10 °C	Densidade do gás invasor	0.65	0.65
Gradiente Geotérmico	0.008 °F/pés	0.0146 °C/m	Vazão Reduzida de Circulação	200 gpm	0.0126 m ³ /s

O esquema do poço utilizado nesta simulação é apresentado na Figura 6.3. Nota-se que a geometria deste poço considera apenas um anular com capacidade uniforme mais a linha de *choke* diferentemente do primeiro poço simulado que considerava três regiões de anular mais a *choke line*.

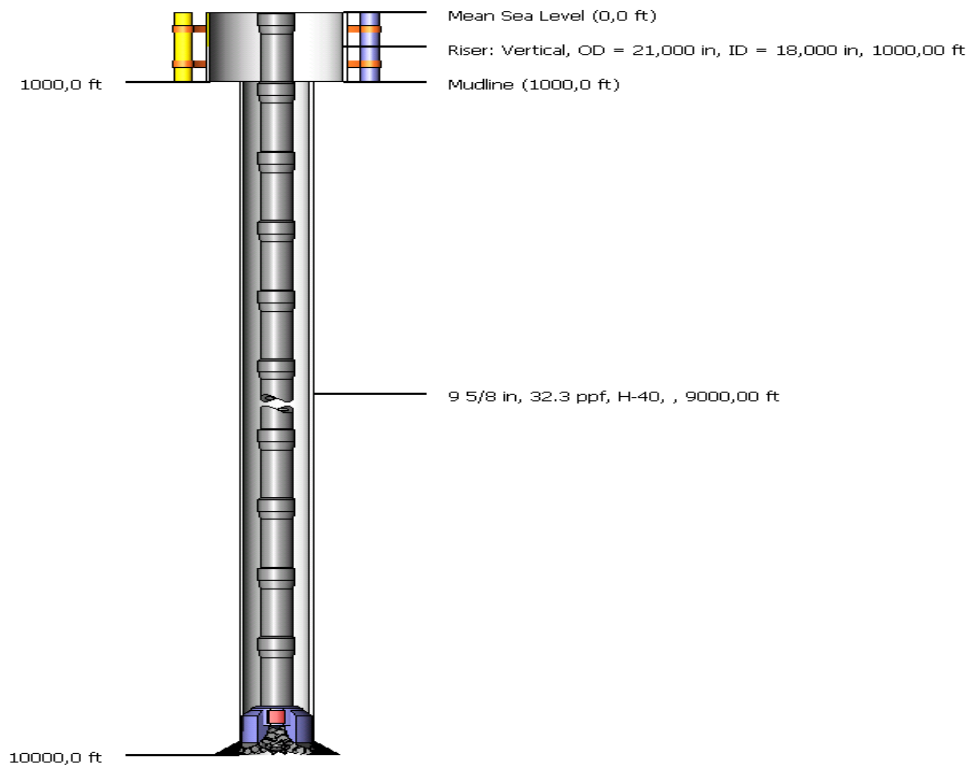


Figura 6.3 - Esquema do poço utilizado por SANTOS (1982)

O resultado da simulação é ilustrado na Figura 6.4.

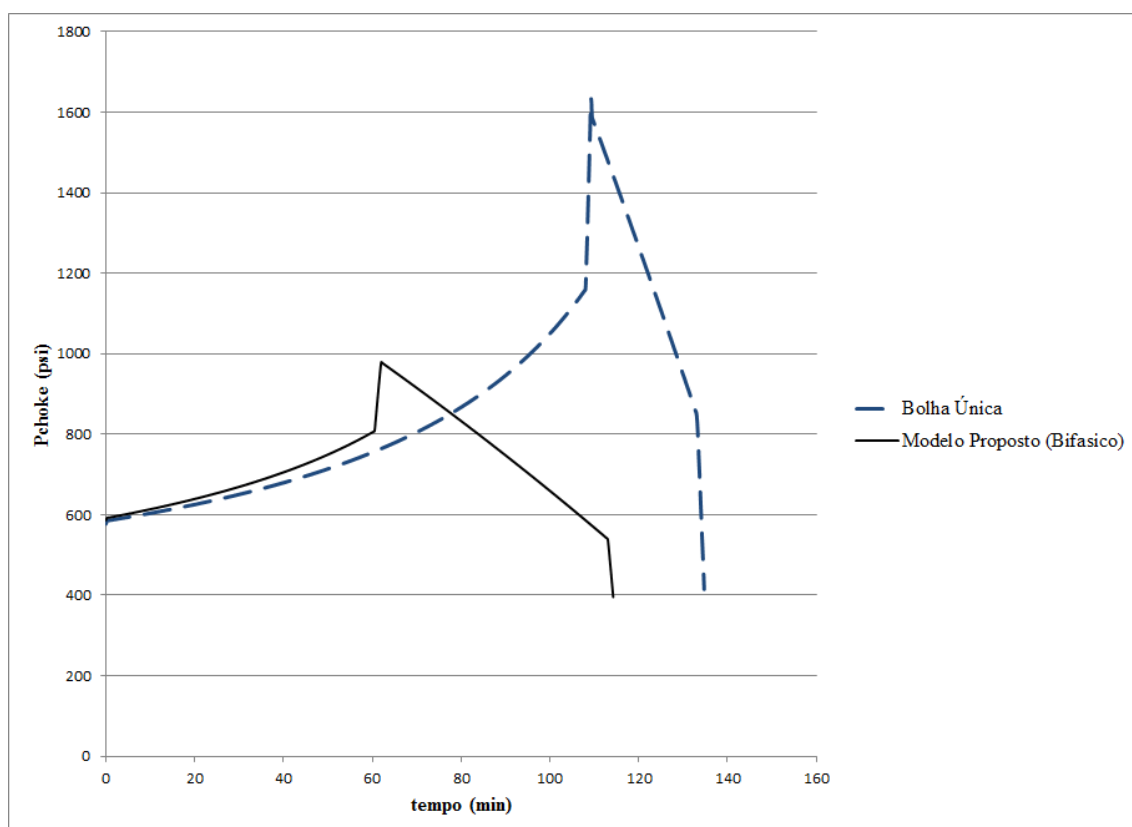


Figura 6.4 - Comparação do Modelo Proposto com o Modelo de Bolha Única

Pode-se observar na Figura 6.4 que o modelo de bolha única apresenta pressões maiores no *choke*. Essa diferença se deve principalmente a incorporação da fração de vazio e da velocidade de escorregamento entre as fases. Esta última é responsável por deslocar a curva para a esquerda. Além disso, o gás tende a se expandir menos dentro da região bifásica do que sendo um gás livre (bolha única).

Dessa forma, pode-se concluir que ao considerar o *kick* como uma bolha única, resultados conservadores serão obtidos. Além disso, a velocidade de escorregamento é importante para estimar o valor da pressão máxima no *choke* e quando este ocorrerá. Com base nesse valor, é possível estabelecer qual será o melhor procedimento a ser realizado na ocorrência de um *kick* já que caso a pressão máxima no *choke* seja maior do que a permitível para este equipamento a operação de controle de poço pode ser comprometida. Conhecendo essa informação é possível decidir se o influxo pode ser circulado pelo método do sondador ou se deve-se optar por algum método não convencional como o *low choke pressure method*, *dynamic kill* ou *bullheading*. Além disso, a previsão do comportamento da contrapressão exigida pode guiar e auxiliar o

operador da *choke* sendo uma informação muito útil e importante durante o controle de poço.

6.2 Comparação com outros modelos

6.2.1 Comparação do modelo simplificado

Realizou-se inicialmente uma comparação entre os resultados do modelo simplificado com o software *Wellplan* da Landmark/Halliburton por terem considerações parecidas. Apesar do modelo de bolha única ser conservador, a comparação foi feita com o objetivo de validar o modelo simplificado já que este serviu de base para o simulador bifásico proposto. Os dados usados estão ilustrados na Tabela 6-4.

Tabela 6-4 – Dados do poço CES-B

Parâmetro	Unidade		Parâmetro	Unidade					
	Campo	SI		Campo	SI				
Profundidade Vertical (TVD)	14764	pés	4501	metros	Temperatura no Fundo do Mar	40	°F	4	°C
Profundidade da Sapata	12993	pés	3961	metros	Temperatura no Fundo do Poço	200	°F	93	°C
Lâmina d'água	4311	pés	1314	metros	Massa específica da lama	9.5	lb/gal	1138	kg/m ³
Diâmetro do Poço Aberto	8.5	pol	0.2159	metros	Leitura no viscosímetro a 600 rpm	46		46	
Diâmetro Interno do Revestimento	8.7	pol	0.2210	metros	Leitura no viscosímetro a 300 rpm	29		29	
Diâmetro Interno do <i>Riser</i>	17.6	pol	0.4470	metros	Vazão no momento do <i>kick</i>	430	gpm	0.0271	m ³ /s
Diâmetro Interno da <i>Choke Line</i>	2.5	pol	0.0635	metros	Tempo para fechar o BOP	0.5	min	30	s
Diâmetro Externo dos Comandos	6.5	pol	0.1651	metros	Gradiente de Poros	10.1	lb/gal	1210	kg/m ³
Comprimento dos comandos	984	pés	300	metros	Densidade do gás invasor	0.604		0.604	
Diâmetro dos <i>drill pipes</i>	5.0	pol	0.127	metros	Volume Inicial do Influxo	16	bbbl	2.54	m ³
Comprimento dos <i>drill pipes</i>	13780	pés	4201	metros	Vazão Reduzida de Circulação	100	gpm	0.0063	m ³ /s
Temperatura na Superfície	70	°F	21	°C	Margem de Segurança	0	psi	0	Pa

O esquema do poço utilizado nesta simulação é apresentado na Figura 6.5. É possível perceber que o poço utilizado para esta simulação possui uma lâmina d'água muito maior do que as dos poços simulados anteriormente e possui uma profundidade vertical num valor de 4501 metros sendo maior que o TVD do poço utilizado por Santos (3049 metros) e menor que o poço RJS-A (5602 metros)

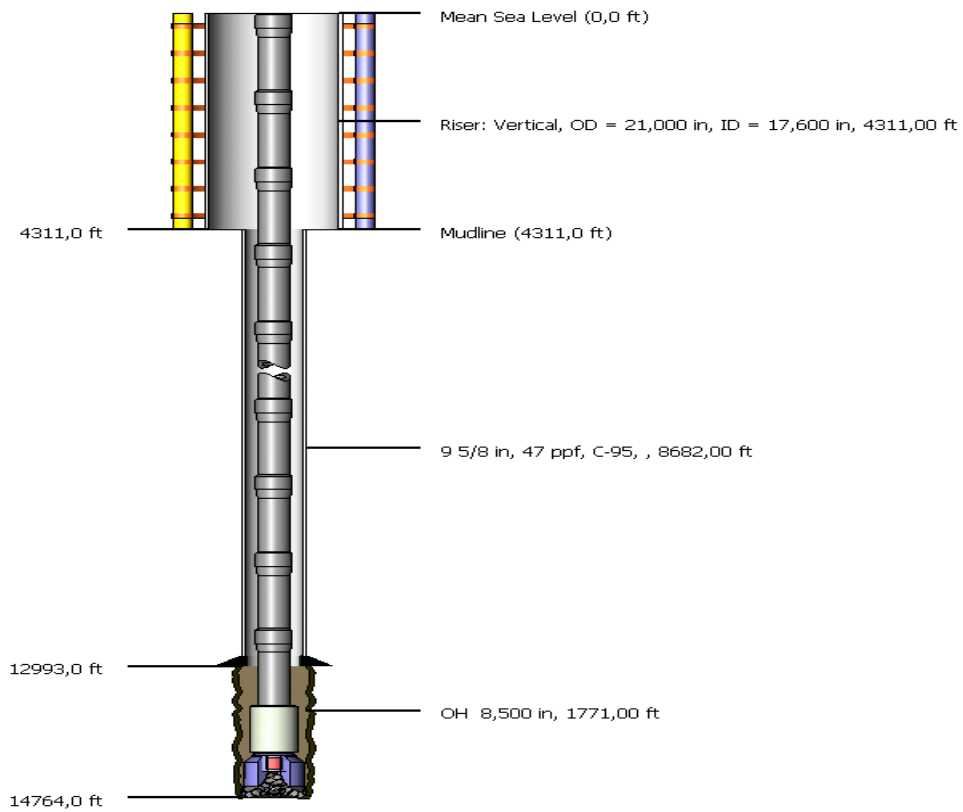


Figura 6.5 - Esquema do Poço CES-B

O resultado da comparação do modelo simplificado com o modelo do *WellPlan* é ilustrado na Figura 6.6.

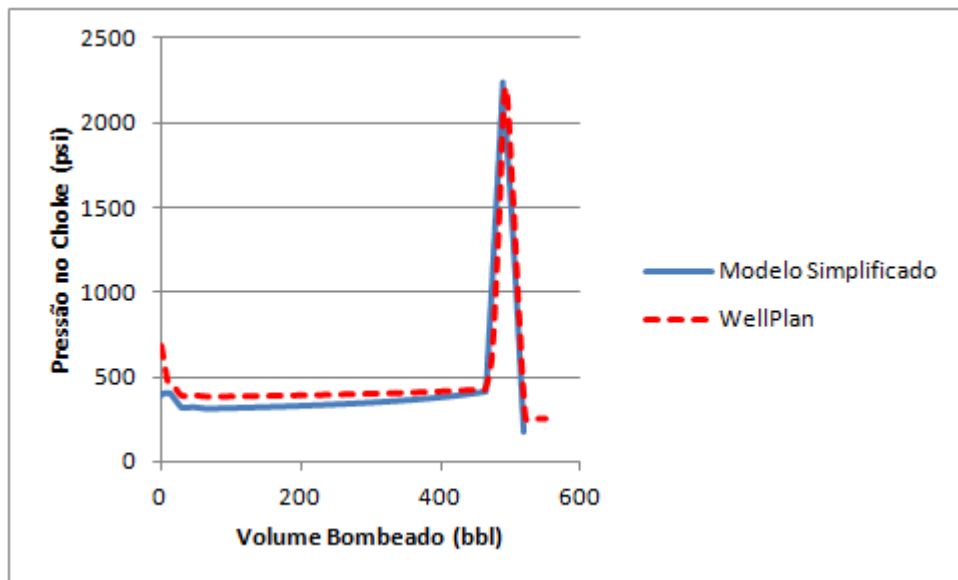


Figura 6.6 - Comparação do modelo simplificado com o modelo comercial

É possível perceber na Figura 6.6 que o modelo simplificado apresenta uma concordância satisfatória com o modelo comercial. Além disso, é importante notar que até o momento foram realizadas simulações com três poços com características diferentes o que mostra que o modelo apresenta certa flexibilidade.

6.2.2 Comparação do Modelo Bifásico Proposto

Em seguida, realizou-se uma comparação do modelo desenvolvido por SANTOS (1982) com o modelo bifásico proposto devido a semelhança entre as considerações de ambos os modelos. Para isso, utilizou-se um poço vertical com geometria do espaço anular constante cujos dados já foram apresentados na Tabela 6-3 assim como o esquema do poço já foi ilustrado na Figura 6.3.

O resultado é apresentado na Figura 6.7 e mostra que o modelo proposto apresenta concordância satisfatória com o modelo desenvolvido por SANTOS (1982).

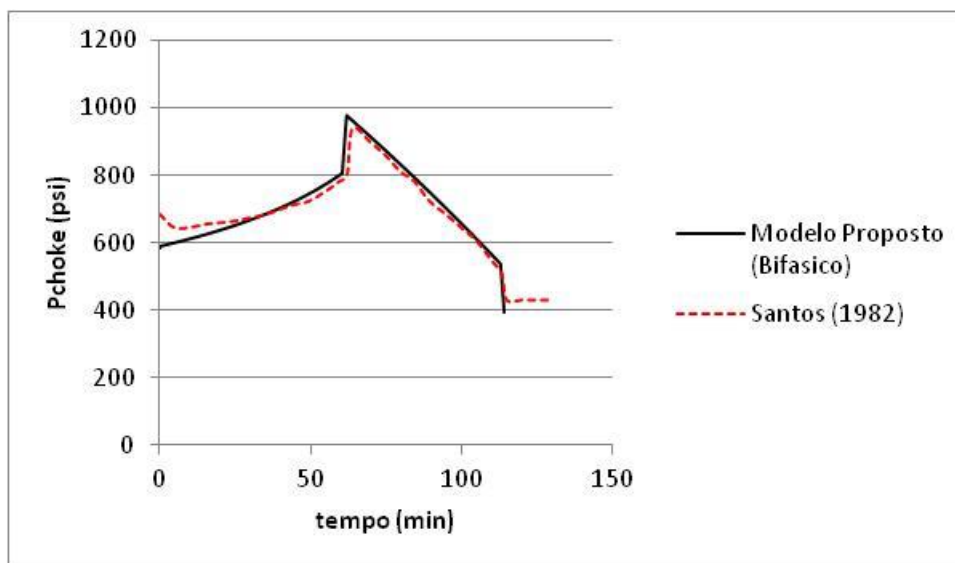


Figura 6.7 - Comparação entre o modelo de SANTOS (1982) e o modelo proposto

6.3 Tolerância ao Kick

O programa também foi desenvolvido com o objetivo de calcular a tolerância ao *kick*. Este conceito é utilizado durante o projeto do poço, juntamente com os gradientes de pressão de poros e de fratura para determinação da profundidade de assentamento das

sapatas do revestimento. Além disso, a tolerância ao *kick* pode ser usada durante a perfuração, caso um *kick* ocorra e necessite ser circulado, para calcular o risco de fratura da formação mais fraca, que ocorre normalmente abaixo da última sapata do revestimento.

Um enunciado muito comum encontrada na literatura foi definido por ROCHA e AZEVEDO (2009): "A tolerância ao *kick* é definida como a máxima pressão de poros da formação que pode ser admitida, de tal forma que, na ocorrência de um *kick*, o poço possa ser fechado sem ocorrer fraturar da formação mais fraca".

Contudo, a pressão máxima na sapata ocorre quando o gás passa na formação mais fraca e não quando há o fechamento do poço. Dessa forma, SANTOS e BARRAGAN (1998) propuseram uma nova definição:

"A tolerância ao *kick* é a pressão máxima da formação, expressa em densidade equivalente, de forma que, depois de um *kick* com certo volume ter sido tomado, o poço pode ser fechado e circulado sem fraturar a formação mais fraca".

Portanto, de acordo com OHARA e BOURGOYNE (1998), uma tolerância a circulação do *kick* deve ser utilizada. Esta pode ser definida como: "a diferença entre a pressão máxima durante a circulação e a pressão de fratura na formação exposta mais frágil expressada em densidade equivalente".

Assim, a pressão máxima no *choke* que pode ser tolerada sem fraturar a formação antes do *kick* passar pela sapata é igual a pressão de fratura menos a pressão dinâmica na sapata (pressão hidrostática e perdas de carga da lama acima da sapata).

Ainda de acordo com OHARA e BOURGOYNE (1998), muitos autores confundem o significado entre tolerância e margem de segurança. Tolerância pode ser definida como um limite para uma dada variável e margem pode ser entendida como a diferença entre uma dada variável e um determinado limite.

A partir do conceito proposto por OHARA e BOURGOYNE (1998), utilizou-se o programa para calcular a tolerância ao *kick* durante a circulação de um influxo no poço CES-B (Tabela 6-4). A Figura 6.8 mostra a tolerância ao *kick* como uma função do volume ganho nos tanques de lama (*Pit Gain*) e do gradiente de pressão de poros que pode ser encontrada durante a perfuração. Quando se perfura um poço exploratório ou

de avaliação, a pressão de poros da formação é frequentemente um parâmetro desconhecido. Por essa razão, a análise foi realizada com base na pressão de poros uma vez que esse parâmetro pode ter grande influência na decisão final no que diz respeito a continuação da perfuração ou descida de um novo revestimento.

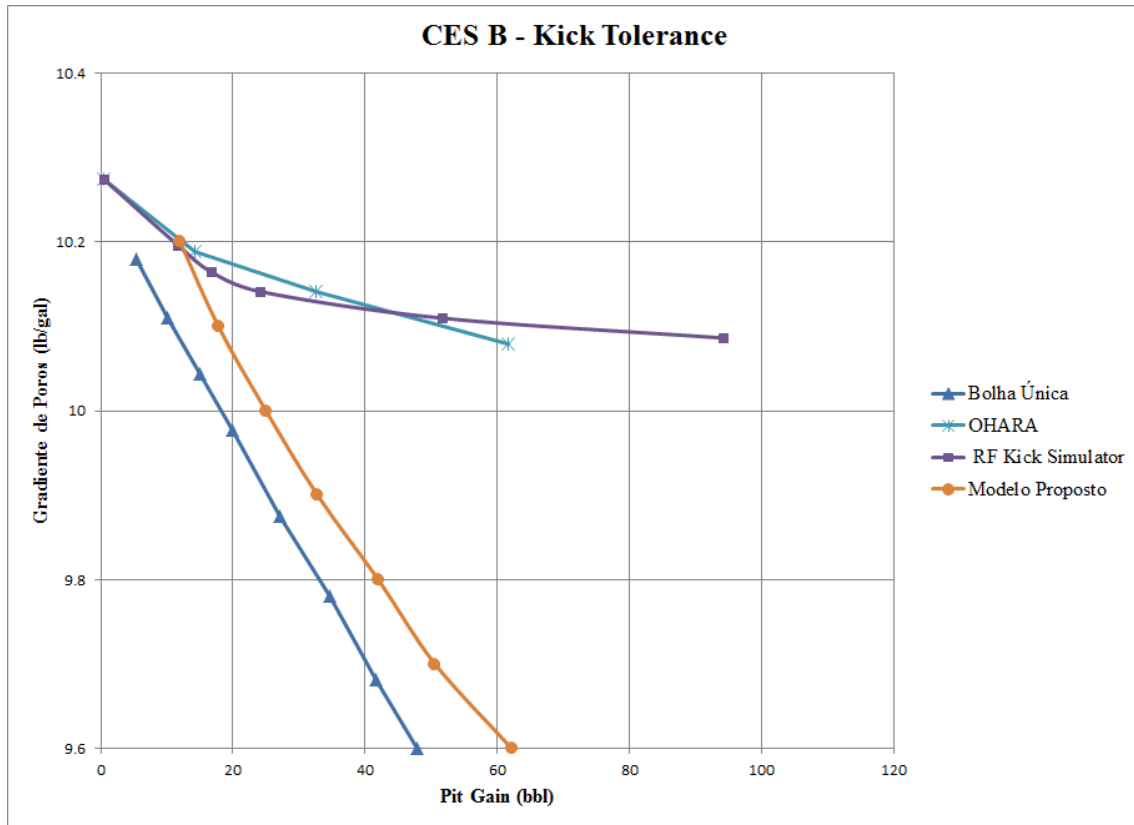


Figura 6.8 - Tolerância ao *Kick* - CES-B

A Figura 6.8 mostra que o modelo bifásico proposto é menos conservador do que o modelo de bolha única (como o modelo simplificado apresentado anteriormente) que é largamente adotado na indústria.

Contudo, o modelo apresentado se mostra conservador quando comparado ao *RF Kick Simulator* e ao modelo implementado por OHARA (1996). Essa diferença ocorre devido as diferenças entre os modelos de velocidade do influxo e ao modelo de fração de vazio. Enquanto o modelo proposto apresenta uma fração de vazio média ao longo do influxo, o simulador comercial e o de OHARA apresentam um modelo de distribuição de gás.

Portanto, o simulador bifásico proposto se mostra como uma ferramenta útil e importante durante o projeto e a perfuração de poços visto que apresenta resultados menos conservadores do que os modelos de bolha única. Dessa forma, o modelo

apresentado pode ser utilizado para estabelecer a tolerância ao *kick*. Caso, a simulação indique que haverá fratura da formação mais frágil da formação deverá se utilizar um simulador dedicado exclusivamente ao cálculo da tolerância ao *kick*.

6.4 Análise de Sensibilidade

Nesta parte do trabalho, analisa-se a influência de oito variáveis (volume inicial do *kick*, densidade da lama, diâmetro da *choke line*, lâmina d'água, vazão reduzida de circulação, geometria do anular, gradiente geotérmico e densidade do gás) no perfil de pressões no controle de um poço cujos dados estão na Tabela 6-5.

Tabela 6-5 – Dados do Poço CES-B

Parâmetro	Unidade		Parâmetro	Unidade	
	Campo	SI		Campo	SI
Profundidade Vertical (TVD)	14764 pés	4501 metros	Temperatura no Fundo do Mar	40 °F	4 °C
Profundidade da Sapata	12993 pés	3961 metros	Temperatura no Fundo do Poço	200 °F	93 °C
Lâmina d'água	4311 pés	1314 metros	Massa específica da lama	9.5 lb/gal	1138 kg/m ³
Diâmetro do Poço Aberto	8.5 pol	0.2159 metros	Leitura no viscosímetro a 600 rpm	46	46
Diâmetro Interno do Revestimento	8.7 pol	0.2210 metros	Leitura no viscosímetro a 300 rpm	29	29
Diâmetro Interno do <i>Riser</i>	17.6 pol	0.4470 metros	Vazão no momento do <i>kick</i>	430 gpm	0.0271 m ³ /s
Diâmetro Interno da <i>Choke Line</i>	2.5 pol	0.0635 metros	Tempo para fechar o BOP	0.5 min	30 s
Diâmetro Externo dos Comandos	6.5 pol	0.1651 metros	Gradiente de Poros	10.2 lb/gal	1222 kg/m ³
Comprimento dos comandos	984 pés	300 metros	Densidade do gás invasor	0.604	0.604
Diâmetro dos <i>drill pipes</i>	5.0 pol	0.127 metros	Volume Inicial do Influxo	36 bbl	5.72 m ³
Comprimento dos <i>drill pipes</i>	13780 pés	4201 metros	Vazão Reduzida de Circulação	100 gpm	0.0063 m ³ /s
Temperatura na Superfície	70 °F	21 °C	Margem de Segurança	0 psi	0 Pa

É importante notar que este é o mesmo poço que foi apresentado na Tabela 6-4 e na Figura 6.5, embora o volume inicial do *kick* nesta simulação seja igual a 36 barris. Assim, essas condições foram utilizadas como referência e foram mantidas constantes para as simulações que serão apresentadas a seguir com exceção da variável que foi selecionada para estudo.

6.4.1 Volume inicial do *Kick*

Nota-se na Figura 6.9 que o volume inicial de *kick* é um ponto chave no controle de poço já que *kicks* maiores necessitam de contrapressões bem maiores já que um influxo com volume maior causa um diferencial de pressão maior do que um *kick* de volume menor. Dessa forma, é fundamental que o *kick* seja detectado no menor tempo possível para evitar a entrada de um influxo de volume muito grande. Ainda é possível notar que

quando o influxo é removido, as pressões no *choke* se igualam já que neste momento só há a presença da lama original no poço.

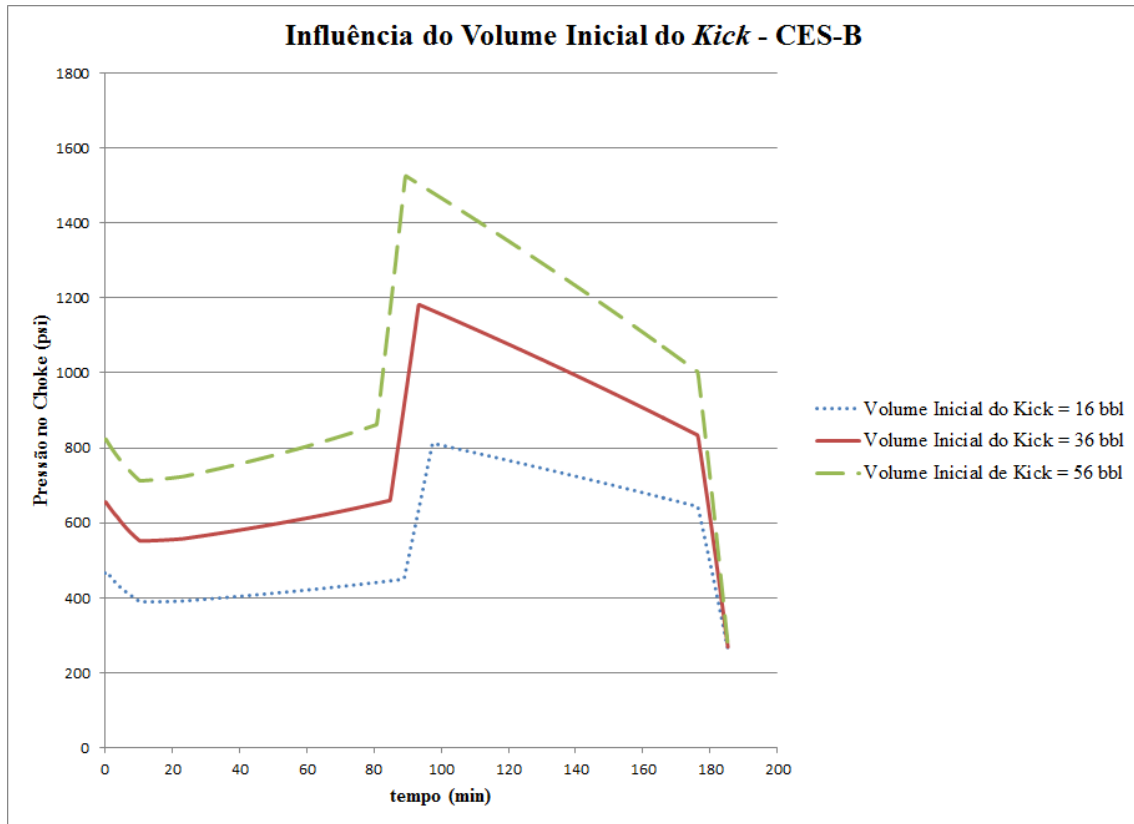


Figura 6.9 – Influência do volume inicial do *kick* - Poço CES-B

6.4.2 Peso do Fluido de Perfuração

A Figura 6.10 mostra a importância desta variável que está relacionada ao diferencial de pressão entre a formação e a pressão exercida pelo fluido. É importante notar que com uma variação de 0,5 ppg (0,5 lb/gal ou 60 kg/m³), houve uma mudança brusca na pressão no *choke*, isto é, quanto maior o peso do fluido menor será a pressão necessária no *choke*.

Além disso, quanto maior a diferença entre a pressão exercida pelo fluido de perfuração no momento da ocorrência do *kick* e a pressão de poros da formação maior o volume de gás que entrará no poço uma vez que a vazão do gás contido no reservatório é diretamente proporcional ao quadrado da pressão.

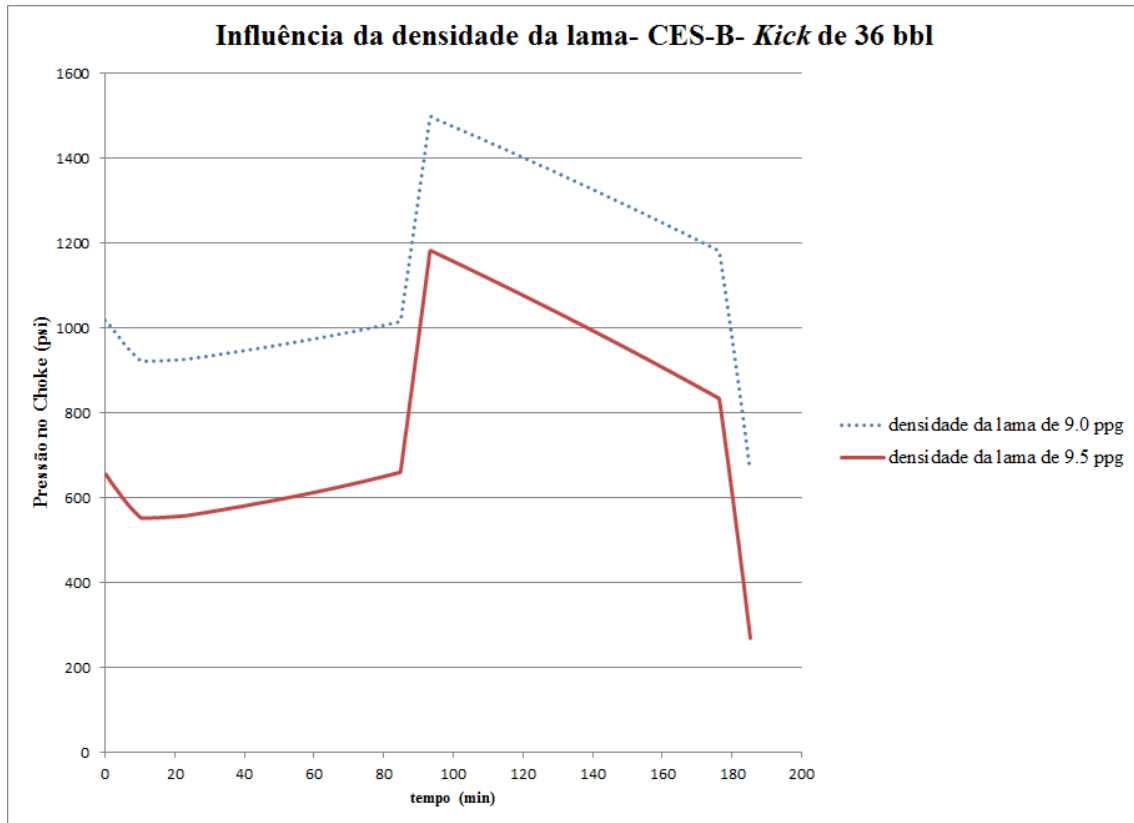


Figura 6.10 – Influência do Peso de Lama – Poço CES-B

6.4.3 Diâmetro da *Choke Line*

A Figura 6.11 mostra o comportamento das pressão no *choke* com a variação do diâmetro interno da *choke line*.

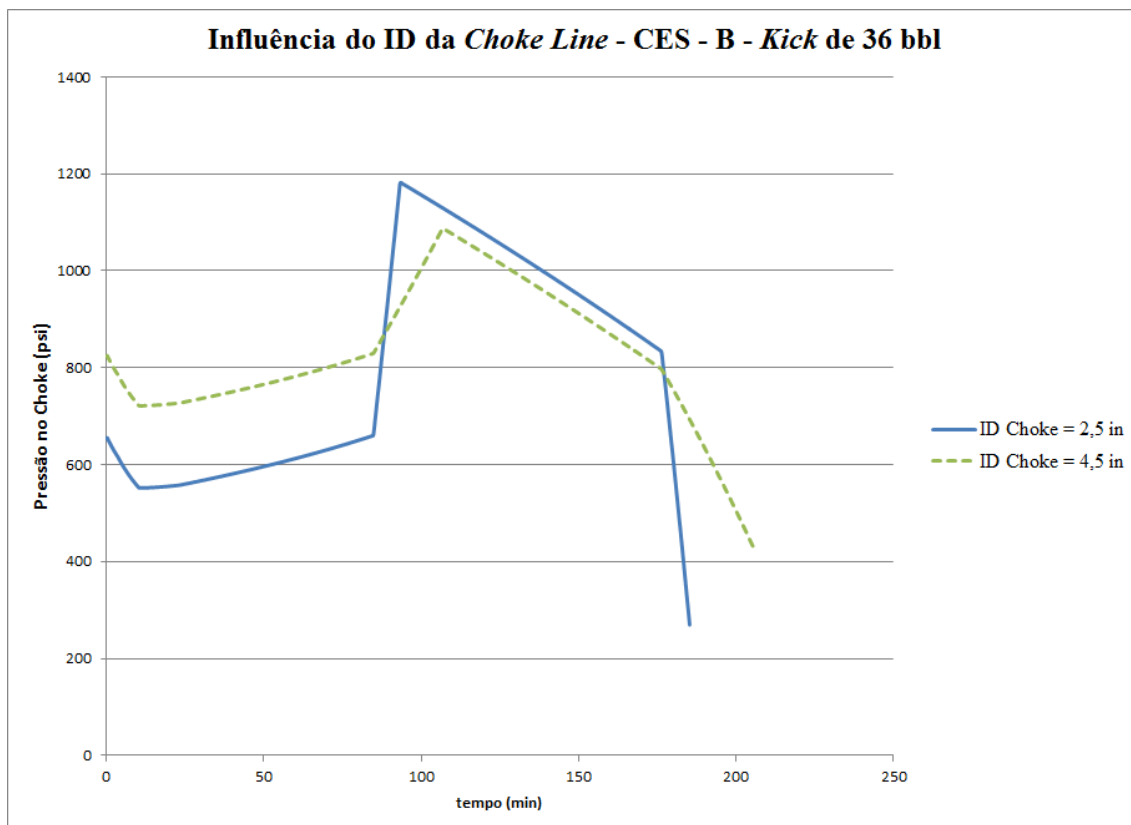


Figura 6.11 - Influência do diâmetro da *choke line* – Poço CES-B

Nota-se que antes do gás entrar na *linha do choke*, o perfil de pressões é menor para diâmetros menores por conta da maior perda de carga causada pela diminuição do diâmetro. Além disso, é possível perceber que as pressões máximas no *choke* (quando o *kick* chega a superfície) ocorrem para diâmetros menores. Isto ocorre porque um diâmetro menor da *choke line* leva a alturas maiores do gás e, portanto, menor pressão hidrostática no poço.

6.4.4 Lâmina d'água

É possível observar na Figura 6.12 que a pressão no *choke* durante a circulação pelo espaço anular diminui com o aumento da lâmina d'água devido ao acréscimo das perdas de carga por fricção na linha do *choke*.

Nota-se também que enquanto todo o *kick* está na linha do *choke* uma contrapressão maior é exigida para a lâmina d'água de 2000 metros já que há uma queda significativa da pressão hidrostática. Além disso, a primeira circulação do método do sondador ocorre de forma mais rápida para lâminas d'água mais profundas criando, portanto,

maior dificuldade operacional devido a variação brusca na pressão hidrostática quando o *kick* entra na *choke line*. Nesse sentido, uma vazão reduzida de circulação menor é recomendável.

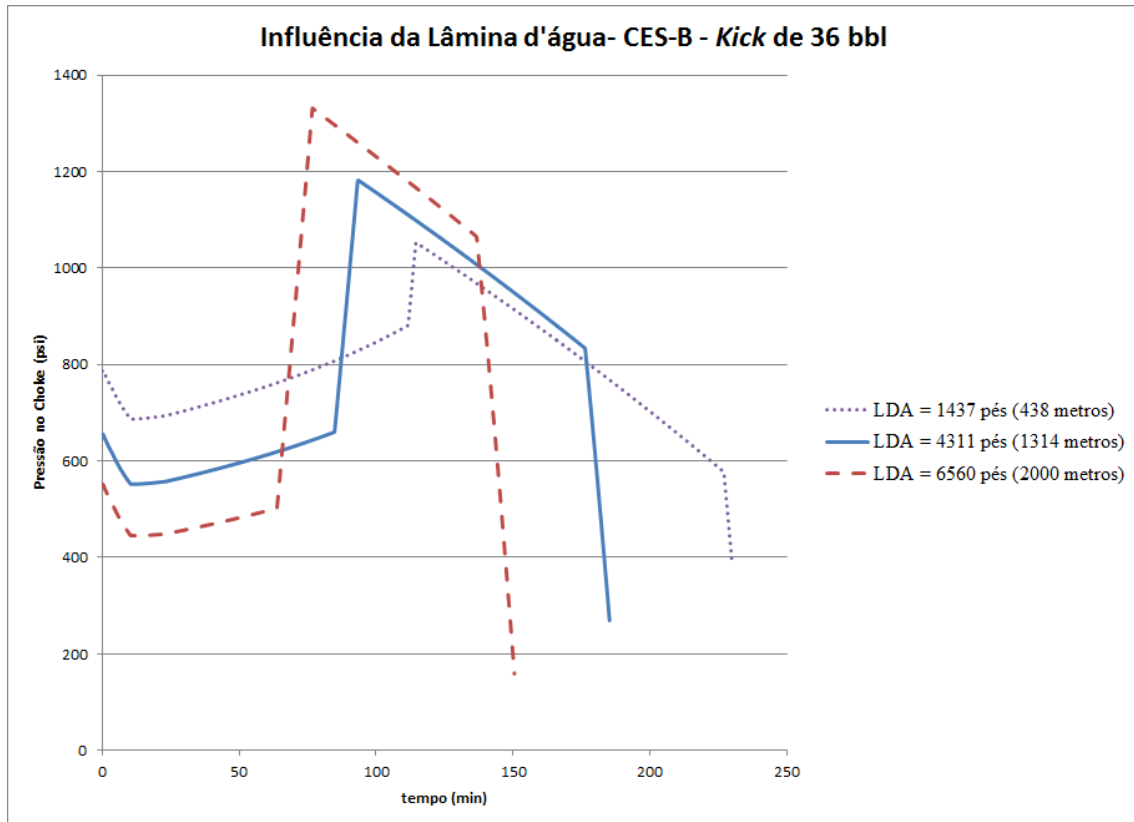


Figura 6.12– Influência da Lâmina d’água – Poço CES-B

6.4.5 Vazão Reduzida de Circulação

Nesta seção do trabalho, estuda-se a influência da vazão reduzida de circulação para lâminas d’água profundas e rasas. Na primeira parte utiliza-se o poço cujos dados foram mostrados na Tabela 6-5, ou seja, utiliza-se uma lâmina d’água de 4311 pés ou 1314 metros. Já na segunda parte, as simulações são realizadas utilizando esse mesmo poço com exceção da lâmina d’água que é diminuída em três vezes (438 metros).

6.4.5.1 Lâmina d’água Profunda

Conforme pode ser observado Figura 6.13 antes do *kick* entrar na linha do *choke*, o perfil das contrapressões no anular será menor para vazões maiores por conta da maior

perda de carga na *choke line*. Contudo, quando o *kick* atinge a superfície ocorre o inverso, ou seja, a pressão máxima no *choke* tende a ser maior para vazões maiores já que a perda de carga na linha do *choke* nesse instante é reduzida com o seu preenchimento pela mistura bifásica.

Além disso, percebe-se que a contrapressão requerida quando o *kick* começa a entrar na linha do *choke* sofre um aumento brusco para vazões altas devido ao comprimento da lâmina d'água. Nesse sentido, uma vazão maior demanda respostas mais rápidas do operador do *choke* e da equipe da sonda. Essa mudança drástica causa uma dificuldade operacional na manipulação do *choke* uma vez que o operador deve manusear rapidamente a *choke* quando o influxo entra na *choke line* e quando este atinge a superfície.

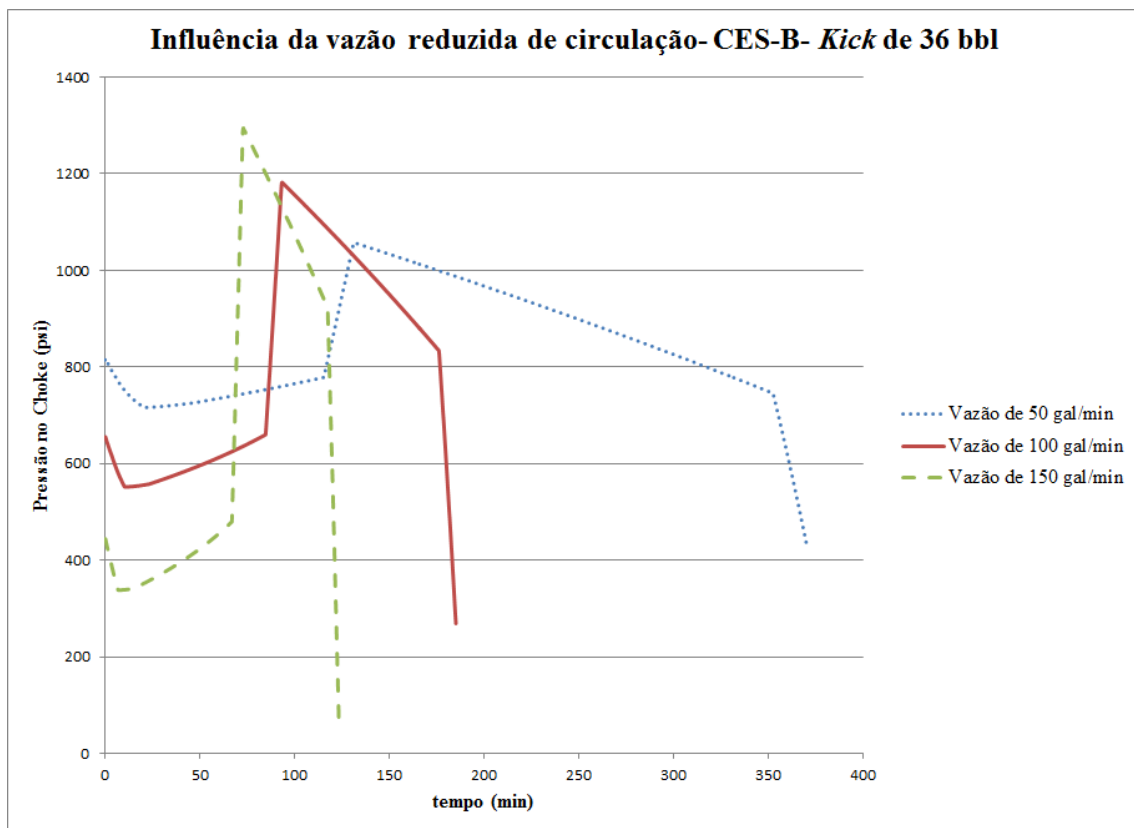


Figura 6.13– Influência da Vazão de Circulação – Poço CES-B

A partir das propriedades do fluido de perfuração utilizado para esse poço (apresentadas na Tabela 6-5), calculou-se a perda de carga na linha do *choke* para diferentes diâmetros e diferentes vazões reduzidas de circulação. O resultado está ilustrado na Figura 6.14.

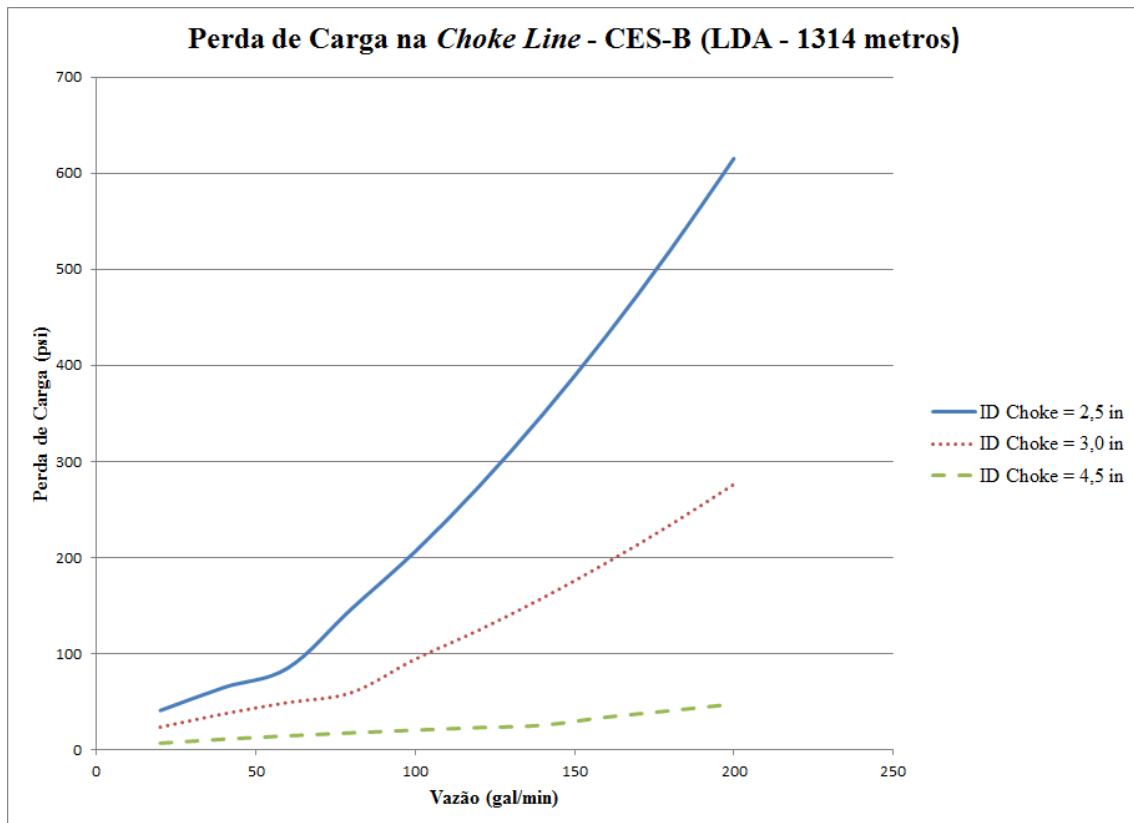


Figura 6.14– Perda de Carga na *choke line* para diferentes vazões e diâmetros – Poço CES-B

É possível notar na Figura 6.14 que em todas as curvas há uma mudança de inclinação que corresponde a mudança de regime escoamento laminar para o regime de escoamento turbulento. Sendo assim, essa mudança é muito mais sensível para diâmetros menores e bem menos sutil em dutos com diâmetros maiores, ou seja, a perda de carga na *choke line* numa vazão de 100 gal/min ou de 150 gal/min é muito maior para um diâmetro de 2,5 polegadas do que para um diâmetro de 4,5 polegadas visto que para esses casos o escoamento do fluido na *choke line* com diâmetro de 2,5 polegadas se encontra no regime turbulento enquanto para 4,5 polegadas o regime do escoamento é laminar.

Dessa forma, pode-se constatar que quanto menor o diâmetro da linha do *choke*, maior será a perda de carga e menor será a capacidade volumétrica dificultando o controle do poço em lâminas d'águas profundas. Com isso, aumenta-se a probabilidade de ocorrer um novo influxo ou de ocorrer um *underground blowout* por ter fraturado a formação. Para minimizar esse problema operacional, pode-se utilizar baixas vazões de circulação, utilizar diâmetros da linha do *choke* maiores ou então pode-se utilizar as linhas de *kill* e

de *choke* em paralelo para circular o *kick* com o objetivo de aumentar a capacidade volumétrica e o tempo de deslocamento do influxo e, com isso, diminuir a pressão máxima no *choke*.

6.4.5.2 Lâmina d'água rasa

Para esta simulação, considera-se o poço com as mesmas características descritas anteriormente com exceção da lâmina d'água que é 3 vezes menor (438 metros). O resultado para a simulação com essa lâmina d'água reduzida é apresentada na Figura 6.15.

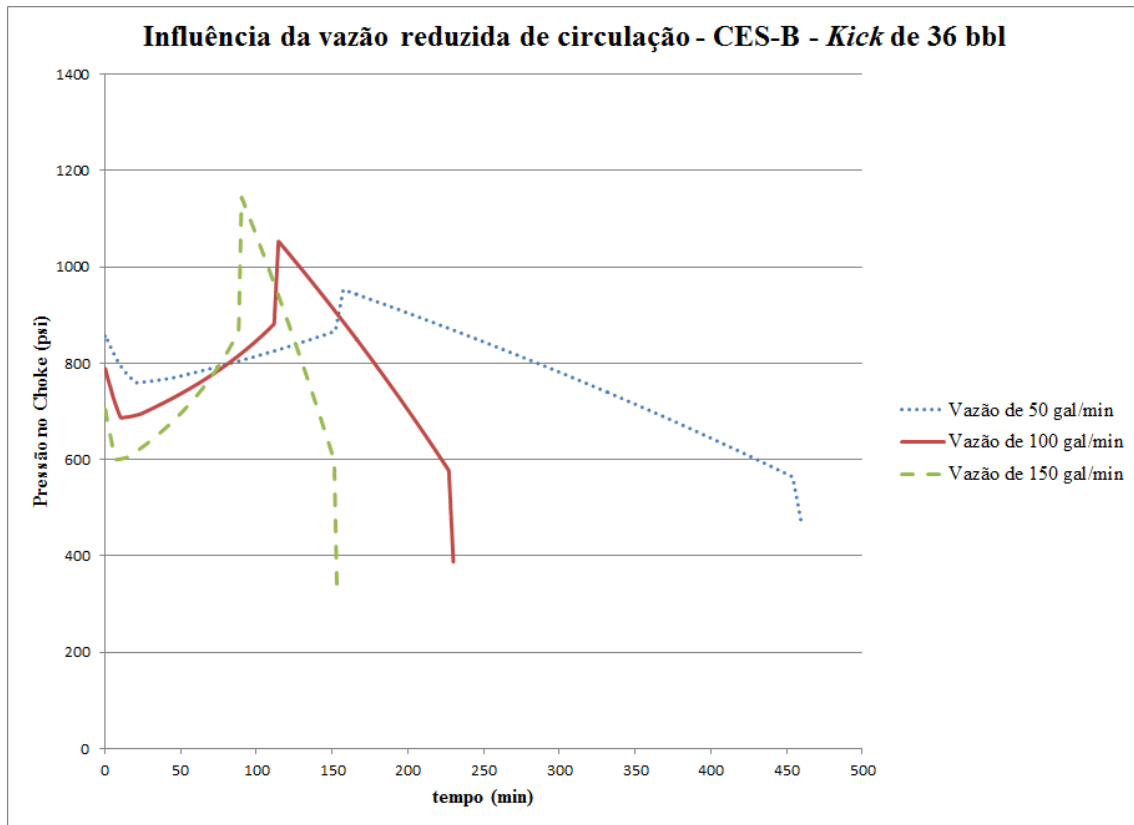


Figura 6.15 – Influência da Vazão em Lâmina d'água rasa – Poço CES-B

Dessa forma, é possível notar que o aumento da pressão no revestimento não é tão brusco quando o *kick* atinge a superfície. Percebe-se também que a diferença entre os valores máximos para a pressão no *choke* é menor do que para um poço com lâmina d'água profunda.

Do exposto conclui-se que as perdas de carga na linha do *choke* exercem papel central no controle do poço em lâminas d'águas profundas. Dessa forma, é recomendável para lâminas d'águas maiores que 1000 metros a utilização de diâmetros maiores para a linha do *choke* juntamente com vazões reduzidas de circulação menores que 150 gal/min.

6.4.6 Geometria do Anular

Para simular a influência da geometria do anular, mudou-se apenas os dados relativos a geometria do poço apresentado anteriormente. Nesse sentido, considerou-se um poço com anular de capacidade uniforme, isto é, o diâmetro externo e o diâmetro interno do anular não mudam. Com isso, considerou-se um anular com um diâmetro interno igual a 5,0 polegadas enquanto a variável estudada foi o diâmetro externo do anular. Para essas simulações, comparou-se um caso onde o diâmetro externo do anular era igual a 8,5 polegadas com outro caso que considerava o diâmetro externo do anular igual a 9,875 polegadas. As propriedades geométricas (comprimento e diâmetro) da *choke line* e a profundidade total do poço não foram modificadas. O resultado desta simulação é apresentado na Figura 6.16.

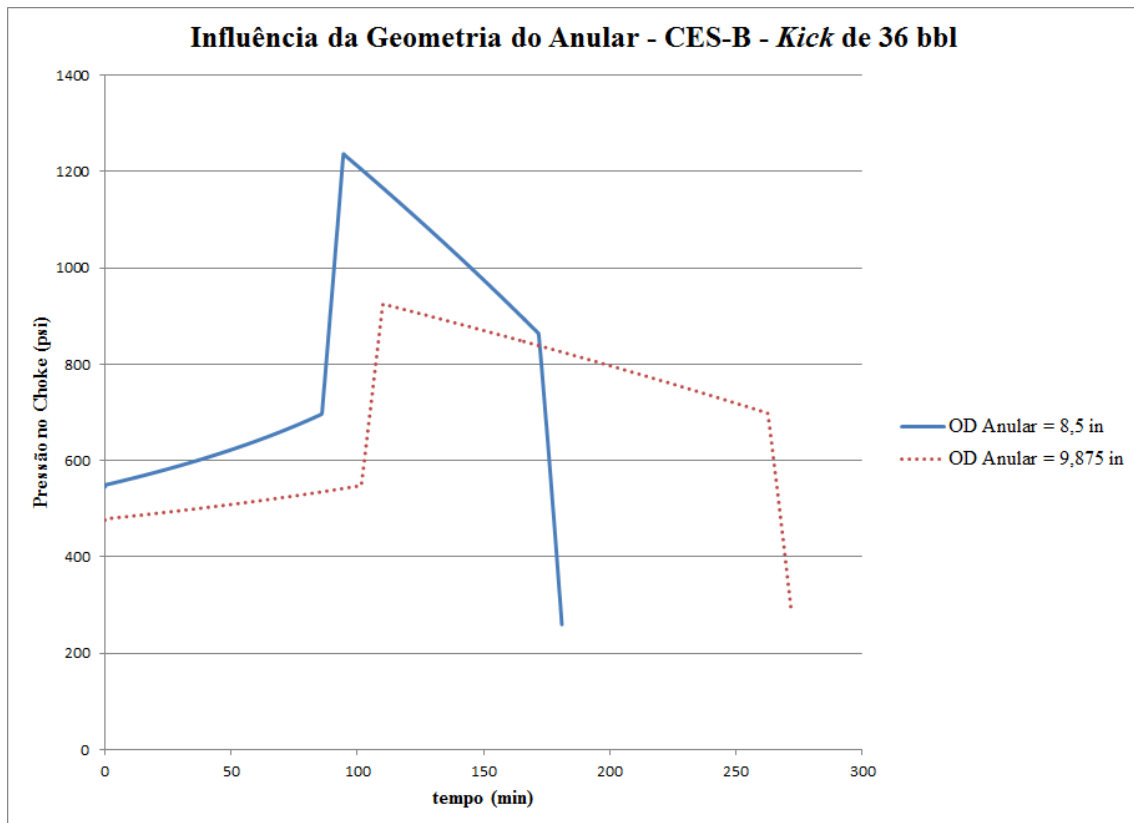


Figura 6.16 - Influência da Geometria do Anular – Poço CES-B

É possível notar que a pressão no *choke* tende a ser maior para diâmetros menores. Isso se deve a diminuição mais acentuada da pressão hidrostática no poço resultado de maiores alturas do *kick* no anular. Nesse sentido, é importante que a geometria do poço e da coluna de perfuração seja considerada em detalhes para o estudo do controle de poço.

Além disso, num poço delgado a perda de carga é maior e o influxo chega mais rápido a superfície dificultando a operação. Para esses casos, é recomendável a utilização de vazões mais baixas e detectores instalados nos tanques de lama para variação de 1 barril.

6.4.7 Temperatura

Para analisar o efeito da temperatura no comportamento das pressões no *choke*, adotou-se um gradiente de temperatura linear ao longo do poço. Nesse sentido, foram comparadas duas simulações supondo BHT's (temperatura no fundo do poço) diferentes como mostrado na Figura 6.17.

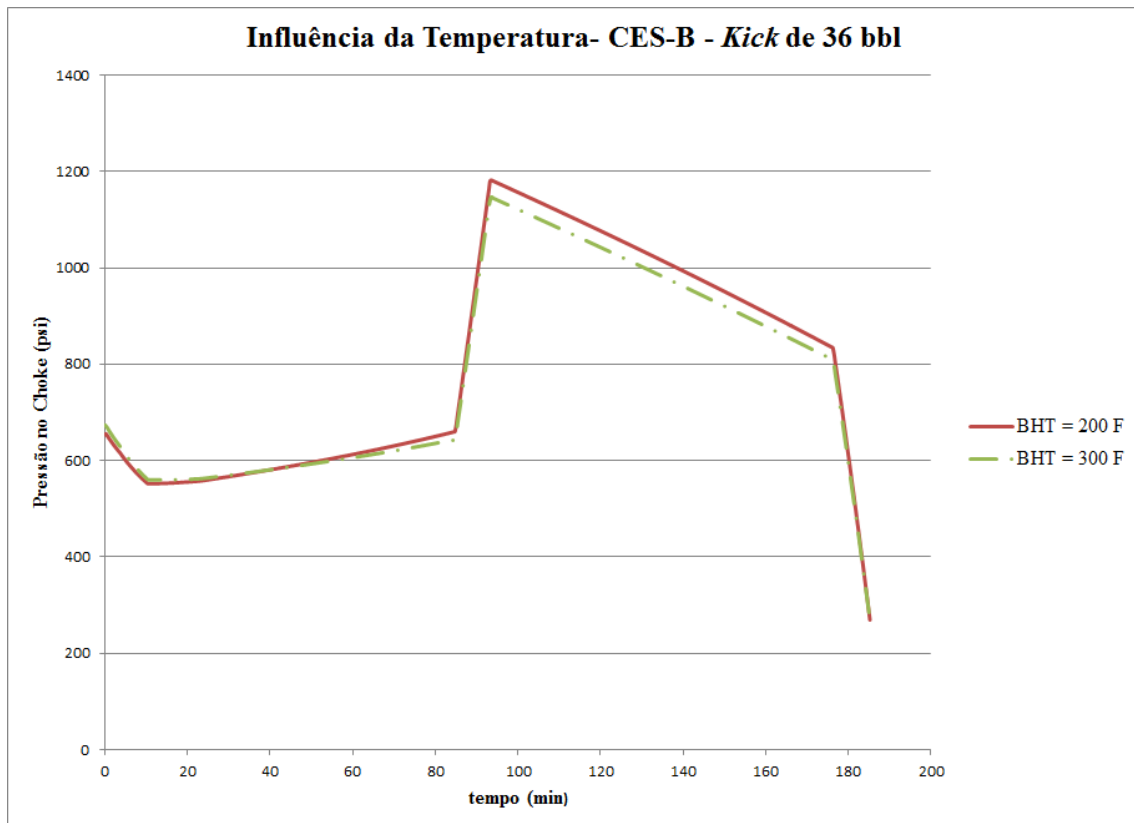


Figura 6.17 – Influência do gradiente de temperatura – Poço CES-B

Portanto, nota-se que o gradiente de temperatura apresenta pequena influência. Isso pode ser explicado ao analisar a equação dos gases reais (Equação 2.3) que diz que o volume de gás depende da temperatura absoluta (em Rankine) e da pressão. Como a temperatura é dada em escala absoluta (em Rankine ou Kelvin), a razão entre a temperatura no fundo do poço e a temperatura na superfície é muito menor do que a razão entre a pressão do gás no fundo do poço e a pressão do gás quando atinge a superfície.

Para ilustrar melhor essa questão, se um *kick* de gás de uma formação com gradiente de poros de 10,5 lb/gal ocorresse num poço *onshore* com profundidade de 3048 metros (ou 10000 pés), temperatura na superfície de 70 °F (530 Rankine), com gradiente geotérmico de 0.008 °F/pés (BHT igual a 150 °F ou 610 Rankine), a razão entre sua temperatura no fundo do poço e sua temperatura na superfície seria igual a 1,15, ou seja, seria muito menor do que a razão entre a pressão no fundo do poço e a razão da pressão atmosférica. A Figura 6.18 compara a razão entre o valor de fundo do poço e o valor na superfície para a temperatura e pressão. Como pode ser notado, a variação de pressão é muito mais significativa do que a variação de temperatura.

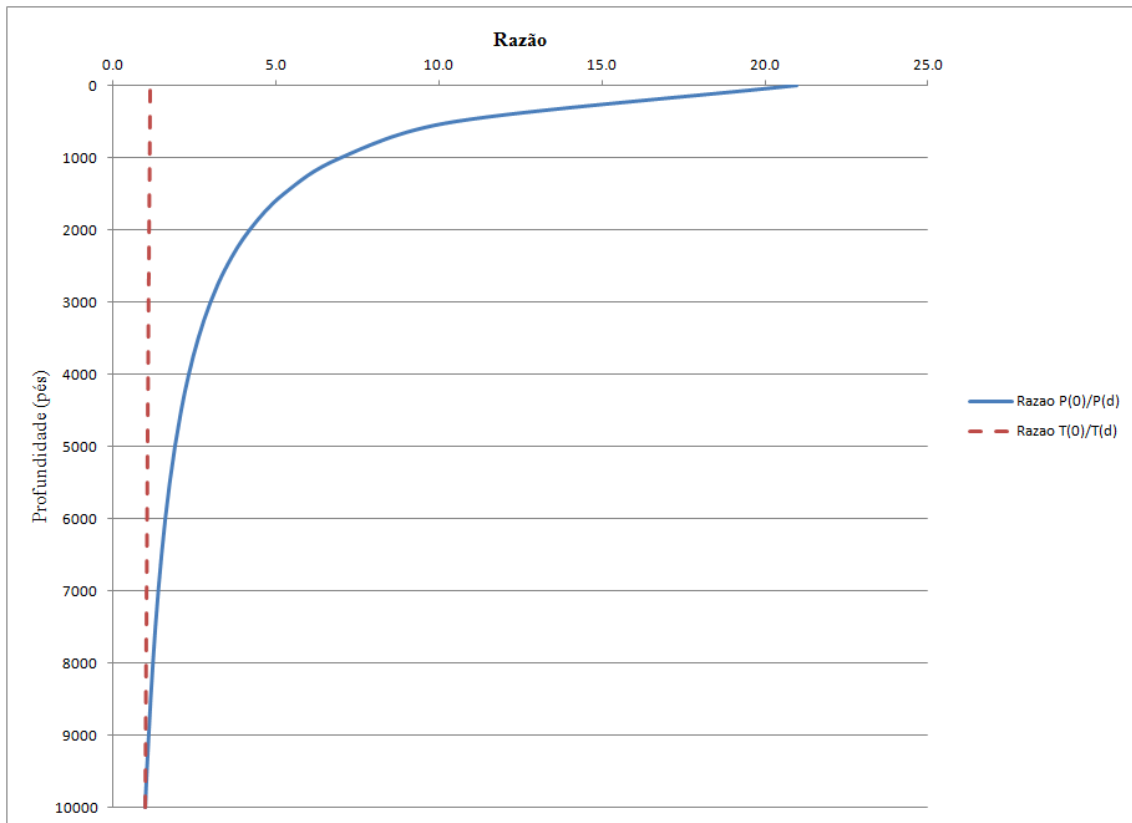


Figura 6.18 - Razão entre as condições de fundo de poço e de superfície para a temperatura e para a pressão

6.4.8 Densidade do Gás

Para analisar o efeito da densidade do gás (γ) no comportamento das pressões no *choke*, foram comparadas três simulações supondo γ 's (sendo $\gamma_{ar} = 1$) diferentes como mostrado na Figura 6.19. Portanto, nota-se que a densidade do gás apresenta pequena influência no controle de poço uma vez que a massa específica do gás ao longo de sua circulação do influxo depende principalmente das variações de pressão como mostrado anteriormente.

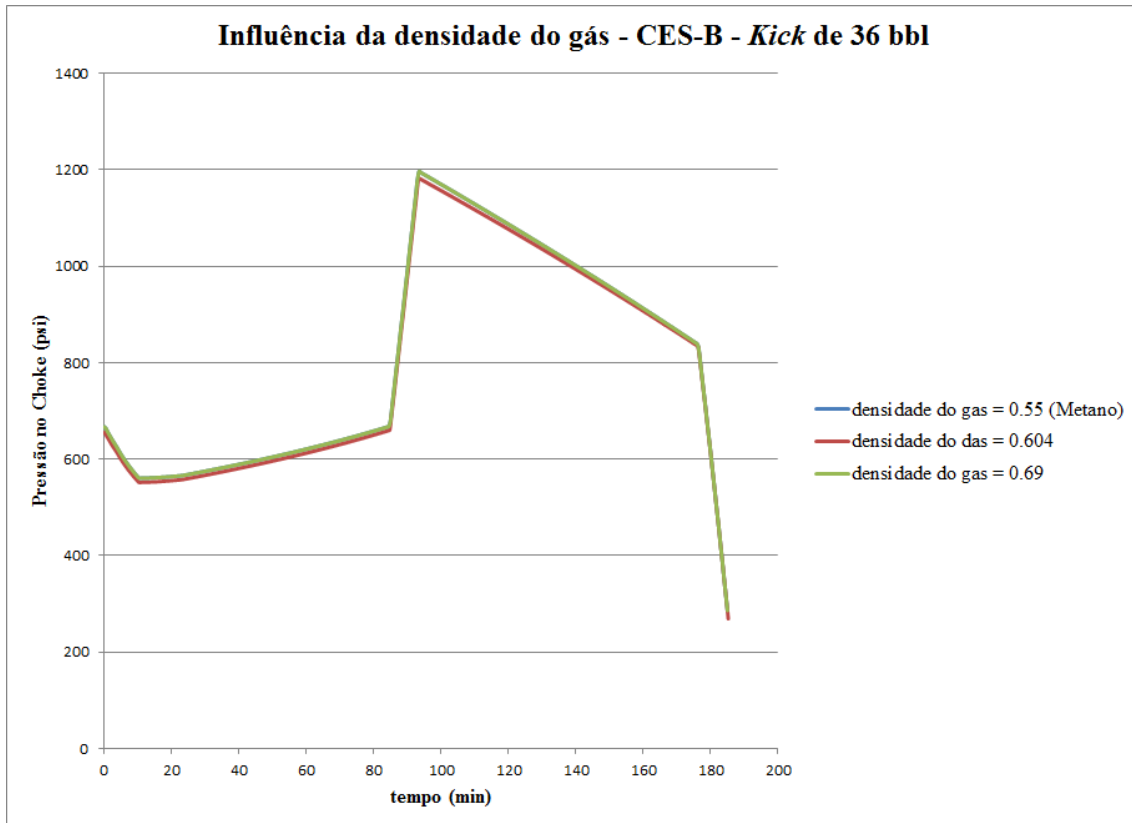


Figura 6.19 – Influência da Densidade do Gás – Poço CES-B

6.5 Resultados do Modelo de Perfil de Distribuição Triangular

A partir da modelagem do perfil de distribuição triangular do gás, foi realizada uma simulação comparando o simulador bifásico apresentado com a modelagem elaborada para o perfil de distribuição triangular. Como os resultados encontrados por OHARA (1996) foram obtidos em um poço experimental, os dados usados para a simulação, que estão ilustrados na Tabela 6-6, são similares aos dados usados no experimento.

Tabela 6-6 – Dados do Poço LSU No. 2

Parâmetro	Unidade		Parâmetro	Unidade	
	Campo	SI		Campo	SI
Profundidade Vertical (TVD)	5884 pés	1794 metros	Leitura no viscosímetro a 600 rpm	35	35
Diâmetro Externo do Anular	8.725 pol	0.2216 metros	Leitura no viscosímetro a 300 rpm	20	20
Diâmetro Interno do Anular	3.5 pol	0.0889 metros	Volume Inicial do Influxo	45 bbl	7.16 m ³
Temperatura na Superfície	70 °F	21 °C	Gradiente de Poros	10.4 lb/gal	1246 kg/m ³
Gradiente Geotérmico	0.008 °F/pés	0.0146 °C/m	Densidade do gás invasor	0.604	0.60
Massa específica da lama	10.0 lb/gal	1198 kg/m ³	Vazão Reduzida de Circulação	100 gpm	0.0063 m ³ /s

Dessa forma, considera-se que o poço tem a mesma profundidade do poço experimental LSU No. 2 de 5884 pés ou 1794 metros. Além disso, a geometria do poço, a reologia e peso do fluido e outros parâmetros utilizados no experimento são incorporados a esta

simulação. Por exemplo, utiliza-se um fluido de 10 lb/gal na simulação como foi utilizado no experimento.

A Figura 6.20 mostra o resultado desta comparação que pode ser considerada satisfatória. É possível observar que o simulador proposto requer pressões um pouco maiores no *choke* quando comparado ao perfil de distribuição triangular. Nota-se também que o influxo atinge a superfície (pressão máxima) praticamente ao mesmo instante de tempo para ambos os casos o que mostra que o modelo adotado para a velocidade do topo da região bifásica no simulador proposto é adequado já que apresenta boa concordância com as velocidades obtidas experimentalmente. Contudo, no modelo triangular o influxo demora mais tempo a sair do poço uma vez que se considerou a velocidade da base da região bifásica igual a velocidade de circulação da lama.

Já a Figura 6.21 ilustra a fração de gás (eixo x) em função da profundidade (eixo y) para diferentes intervalos de tempo. Nota-se que a fração de gás é distribuída ao longo da região bifásica. Dessa forma, pode-se observar que uma pequena fração de gás chega mais rapidamente a superfície. Experimentalmente, há primeiramente uma queima e liberação de uma chama em menor escala que corresponde a essa fração inicial. Um pouco depois disso, ocorre a chegada da maior fração de gás (centro do triângulo) levando a uma queima maior e liberação de uma chama em maior escala. Além disso, é possível observar que uma pequena fração de gás fica na cauda da região bifásica e demora a atingir a superfície. Isso ocorre porque algumas pequenas bolhas de gás ficam na lama e, portanto, a velocidade da cauda usada responde a parte desta observação. É por esse motivo que há a necessidade de se circular o poço várias vezes com o intuito de expulsar todas as bolhas de gás do poço.

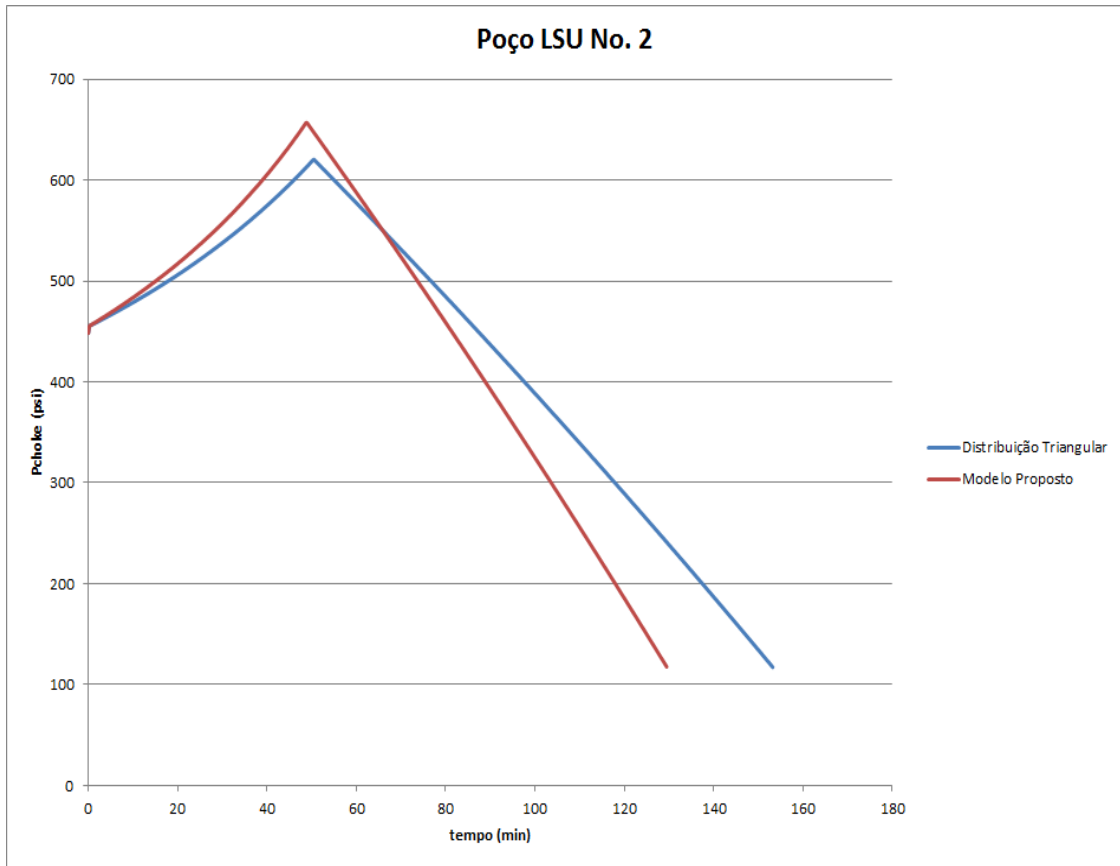


Figura 6.20 - Comparação do Simulador Proposto com o Modelo de distribuição triangular

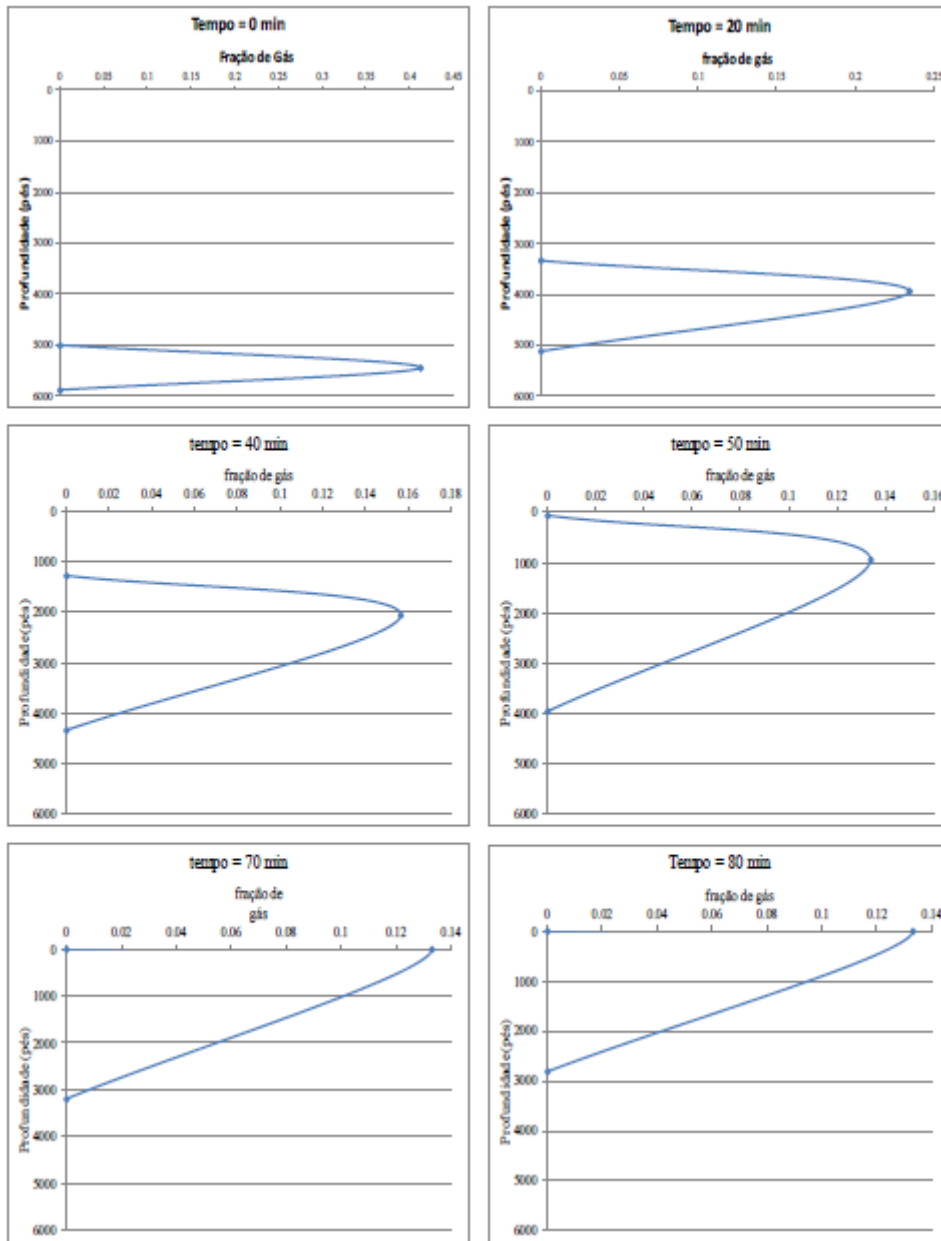


Figura 6.21 – Fração de gás em função da Profundidade para diferentes instantes de tempo

7 Conclusão

Os custos relacionados ao controle de um *kick* atingem o valor de alguns milhões de dólares. Contudo, se a equipe da sonda falhar na detecção, contenção ou remoção de um *kick* do poço, o influxo pode ficar fora de controle e se transformar em um *blowout*. Estes podem trazer perdas de vidas humanas, reservas e equipamentos, prejuízo de bilhões de dólares para a companhia operadora e danos ao meio ambiente. Dessa forma, foi realizada uma revisão bibliográfica dos simuladores de *kicks* com o objetivo de modelar as pressões no anular durante a remoção de um influxo de gás pelo Método do Sondador em poços com lâminas d'água profundas

A partir da revisão bibliográfica, é possível observar que atualmente os simuladores de *kicks* podem reproduzir diversos cenários, tanto para perfuração com fluidos a base água quanto para fluidos de base sintética, em poços inclinados e verticais e em poços terrestres e em águas profundas. A evolução dos simuladores deve-se, principalmente ao desenvolvimento de correlações para determinação da velocidade de migração de gás em fluidos não newtonianos.

Dessa forma, os simuladores de *kicks* permitem a previsão do comportamento das pressões durante o controle de poço, tornando possível à prevenção de acidentes durante operações de perfuração, que poderiam ocasionar sérias perdas materiais, danos ambientais e principalmente a perda de vidas. Portanto, os resultados dos estudos sobre controle de poço têm levado ao aumento da segurança nas operações de perfuração.

O modelo proposto assumiu que o gás da formação entrou no poço durante a perfuração e, com isso, o gás se misturou a lama que estava sendo circulada no momento da ocorrência do *kick* constituindo um sistema bifásico. A variedade dos tamanhos das bolhas na região bifásica é muito grande implicando numa distribuição do tamanho das bolhas dentro da região bifásica conhecida como padrão de escoamento em bolhas. As bolhas maiores estão no topo da região bifásica e as bolhas menores na parte inferior da mistura.

O modelo foi utilizado para simular o comportamento das pressões no poço durante as operações de controle de poço pelo Método do Sondador.

Em relação a sua evolução, foi possível observar a influência e a importância de vários efeitos físicos que incorporam o simulador proposto como: expansão do gás, perdas de carga por fricção, deslizamento entre as fases. Nesse sentido, foi possível observar que é fundamental que os efeitos de perda de carga e da compressibilidade do gás sejam incorporados na modelagem matemática de um *kick* para obter um resultado mais próximo da realidade.

Além disso, foi possível constatar que ao se considerar o *kick* como uma bolha única, resultados conservadores serão obtidos quando comparados a modelos que consideram o *kick* como um sistema bifásico. Nesse sentido, é importante considerar a velocidade de escorregamento entre o líquido e o gás para estimar o valor da pressão máxima no *choke* e quando esta ocorrerá. Com base nesse valor, é possível estabelecer qual será o melhor procedimento a ser realizado na ocorrência de um *kick* e também pode guiar e auxiliar o operador da *choke* sendo uma informação muito útil e importante durante o controle de poço.

No que diz respeito à obtenção de resultados, o modelo simplificado (bolha única) e o modelo bifásico proposto apresentaram concordância satisfatória quando comparados com o modelo comercial *WellPlan* da Landmark/Halliburton e com os resultados obtidos por SANTOS (1982), respectivamente.

A implementação do cálculo de tolerância ao *kick* permitiu a aferição do simulador proposto com outros três modelos. Nesse sentido, o modelo bifásico proposto se mostrou menos conservador do que o modelo de bolha única largamente adotado na indústria. Entretanto, o modelo apresentado é conservador quando comparado ao *RF Kick Simulator* e ao modelo dedicado ao cálculo da tolerância ao *kick* desenvolvido por OHARA (1996). Essa diferença ocorre devido as diferenças entre os modelos de velocidade do influxo e ao modelo de fração de vazio. Enquanto o modelo proposto apresenta uma fração de vazio média ao longo do influxo, o *RF Kick Simulator* e o simulador proposto por OHARA (1996) apresentam um modelo de distribuição de gás.

Portanto, o simulador bifásico proposto se mostra como uma ferramenta útil e importante durante o projeto e a perfuração de poços já que apresenta resultados menos conservadores do que os modelos normalmente adotados na indústria. Dessa forma, o modelo apresentado pode ser utilizado para estabelecer a tolerância ao *kick*. Caso, a simulação indique que haverá fratura da formação mais frágil da formação deverá se

utilizar um simulador dedicado exclusivamente ao cálculo da tolerância ao *kick* para obter resultados mais precisos.

O simulador foi utilizado para analisar a influência de diferentes parâmetros no controle de poço.

Assim sendo, foi possível observar que o volume inicial de *kick* é um ponto chave no controle de poço sendo fundamental a detecção do *kick* no menor tempo possível.

O peso do fluido de perfuração também tem papel importante no controle de poço já que esta variável está relacionada ao diferencial de pressão entre a formação e a pressão exercida pelo fluido.

Também foi possível concluir que o diâmetro da linha do *choke*, a lâmina d'água e a vazão reduzida de circulação são muito relevantes no controle de poço uma vez que estão diretamente relacionados a pressão dinâmica do sistema. Nesse sentido, o controle de poço em águas profundas é crítico devido as elevadas perdas de carga por fricção na linha *choke* que demandam variações bruscas na abertura da *choke* quando o influxo entra na linha do *choke* e quando chega a superfície.

Além disso, mostrou-se que é importante considerar a geometria do poço e da coluna de perfuração em detalhes já que ela influencia diretamente na altura do *kick* no anular e nas perdas de carga.

Todavia, a temperatura e a densidade do gás não mostraram ser preponderantes ao adotar-se o modelo desenvolvido uma vez que a variação de pressão do *kick* ao longo de sua circulação é muito mais significativa.

A Figura 7.1 apresenta o resumo dos efeitos no controle de poço dos parâmetros estudados a partir das simulações realizadas.

Variável	Efeito Mínimo	Efeito Moderado	Efeito Expressivo
Volume Inicial de <i>Kick</i>			X
Densidade da Lama			X
Diâmetro da <i>Choke Line</i>		X	X
Lâmina d'água		X	X
Vazão Reduzida de Circulação		X	X
Geometria do Anular		X	
Gradiente Geotérmico	X		
Densidade do Gás	X		

Figura 7.1 – Resumo da Influência dos Parâmetros no Controle de Poço

De forma sucinta, o simulador proposto apresentou resultados satisfatórios quando comparados a outros modelos encontrados na literatura e comercialmente. Além disso, o simulador é capaz de analisar diferentes cenários encontrados pelas companhias que realizam perfuração de poços na atualidade, ou seja, possui certa versatilidade. Portanto ele pode ser aplicado como ferramenta de treinamento e , além disso, pode ser usado durante o projeto ou perfuração de poços para analisar casos práticos auxiliando na escolha dos melhores parâmetros a serem utilizados durante o controle do poço.

7.1 Recomendações para trabalhos futuros

Alguns efeitos não foram incorporados no simulador e podem ser desenvolvidos em trabalhos futuros como:

- Poço Inclinado e Poço Horizontal;
- Comparação dos dados obtidos pelo modelo proposto com dados de campo;
- Implementação de um modelo de reservatório ao modelo desenvolvido;
- Desenvolvimento de um modelo que considere fluido a base óleo;
- Desenvolvimento de uma interface amigável

8 Referências Bibliográficas

- BAUGH, B.F., VOZNIAK, J., SCHMIDT, N., "Post-Macondo BOP Safety Upgrades", OTC-22407-MS. *Offshore Technology Conference*, Rio de Janeiro, Brasil, 4-6 October, 2011.
- BEGGS, H. D., BRILL, J. P., "A Study of Two-Phase Flow in Inclined Pipes". *Journal of Petroleum Technology*, 1973.
- BOURGOYNE, A. T. J., MILLHEIM, K. K., CHENEVERT, M.E., YOUNG, F. S. J., *Applied Drilling Engineering*. 2nd printing, Richardson, SPE Textbook Series, 1986.
- CALLUS, A., *Smaller BP's Profits Down as Oil Spill Trial Looms*. Disponível em <<http://www.reuters.com/article/2013/02/05/us-bp-results-urgent-idUSBRE91409C20130205?irp=c=932>>. Acesso em: Dez. 2013.
- CHOE, J., "Advanced Two-Phase Well Control Analysis". *Journal of Canadian Petroleum Technology*, Vol. 40, No. 11, 2001.
- COUTO, P., *Apostila de Perfuração de Poços*, Cap. 2. UFRJ, 2011.
- CRESPO, S.G., *BP já Perdeu US\$ 100 bi em Valor de Mercado Desde Acidente*. Disponível em: <<http://blogs.estadao.com.br/radar-economico/2010/06/25/bp-ja-perdeu-us-100-bi-em-valor-de-mercado-desde-acidente/>>. Acesso em: Jan. 2014.
- EUA Excluem BP de Novos Contratos Por Desastre no Golfo*. Disponível em: <<http://veja.abril.com.br/noticia/internacional/eua-excluem-bp-de-contratos-por-desastre-no-golfo-do-mexico>>. Acesso em: Dez. 2013.
- GONGLOFF, M., *BP Oil Spill Settlement Announced, Robert Kaluza And Donald Vidrine Charged With Manslaughter*. Disponível em: <http://www.huffingtonpost.com/2012/11/15/bp-oil-spill_n_2136063.html>. Acesso em: Fev. 2014.
- GRIFFITH, P., "The Prediction of Low-Quality Boiling Void". *Journal of Heat Transfer*, v.86, p.327-333, 1964.
- GRIFFITH, P., WALLIS, G. B., "Two Phase Slug Flow". *Journal of Heat Transfer*, pp. 307-320. August 1961.

HOBEROCK, L. L., STANBERY, S. R., "Pressure Dynamics in Wells During Gas Kicks: Part I Fluid Lines Dynamics". *Journal of Petroleum Technology*, p. 1357-1366, August 1981.

HOBEROCK, L. L., STANBERY, S. R., "Pressure Dynamics in Wells During Gas Kicks: Part 2 - Component Models and Results". *Journal of Petroleum Technology*, p. 1367-1378, August 1981.

HOLDEN, W. R., BOURGOYNE, A. T., "An Experimental Study of Well Control Procedures for Deep Water Drilling Operations", OTC 4353. *Offshore Technology Conference*, Houston, Texas, T.X, USA, 1982.

HORNUNG, M. R., "Kick Prevention, Detection, and Control: Planning and Training Guidelines for Drilling Deep High-Pressure Gas Wells". *IADC/SPE Drilling Conference*, Houston, Texas, T.X, USA, 1990.

JOHNSON, A. B., COOPER, S., "Gas Migration Velocities During Gas Kicks in Deviated Wells", SPE 26331. *SPE Annual Technical Conference and Exhibition*, Houston, Texas, T.X, USA, 3-6 October, 1993.

JOHNSON, A. B., TARVIN, J. A., "Field Calculations Underestimate Gas Migration Velocities". *IADC European Well Control Conference*, Paris, France, 2-4 June, 1993.

JOHNSON, A. B., WHITE, D. B., "Gas Rise Velocities During Kicks", SPE 20431. *SPE Drilling Engineering*, December 1991.

KONRAD, J., *Piper Alpha Disaster – Anniversary Of Tragedy In The North Sea*, 2011. Disponível em <<http://gcaptain.com/piper-alpha-disaster-19-year-anniversary-of-tragedy?231>> Acesso em: Jan. 2014.

LAGE, A. C. V. M., NAKAGAWA, E. Y., CORDOVIL, A. G. D. P., "Experimental Tests for Gas Kick Migration Analysis", SPE 26953. *SPE Latin America/Caribbean Petroleum Engineering Conference*, Buenos Aires, Argentina, 27-29 April, 1994.

LAGE, A. C. V. M., NAKAGAWA, E. Y., CORDOVIL, A. G. D. P., "Well Control Procedures in Deep Water", SPE 26952. *SPE Latin America/Caribbean Petroleum Engineering Conference*, Buenos Aires, Argentina, 27-29 April, 1994.

LEBLANC, J. L., LEWIS, R. L., "A Mathematical Model of a Gas Kick". *Journal of Petroleum Technology*, p. 888-898, August 1968.

LEITÃO, H. C. F., MAIDLA, E. E., BOURGOYNE JR., A. T., NEGRÃO, A. F., "General Computerized Well Control Kill Sheet for Drilling Operations With Graphical Display Capabilities", SPE 20327. *Petroleum Computer Conference*, Denver, Colorado, USA, 25-28 June, 1990.

LOPES, E., *Chevron Perdeu Controle de Poço, Diz Procurador*. Disponível em: <<http://www.estadao.com.br/noticias/geral,chevron-perdeu-controle-de-poco-diz-procurador,860307,0.htm>>. Acesso em: Fev. 2014.

MARQUES, M., *Desenvolvimento e Validação Experimental de Procedimentos de Controle de Poço em Situações Especiais*. Tese de M.Sc. Engenharia Oceânica, COPPE/UFRJ, Rio de Janeiro, RJ, Brasil, 2004.

MCGINNES, J., SIMS, P., *One Spark And We'll Have Another Piper Alpha on Our Hands': Naked Flame That Threatens Repeat of Britain's Deadliest Rig Disaster is Still Alight on 'Well From Hell'*. Disponível em: <<http://www.dailymail.co.uk/news/article-2121457/North-Sea-gas-leak-threatens-repeat-Piper-Alpha-oil-rig-disaster-Aberdeen.html> - 15 fev>. Acesso em: Dez. 2013.

MISKA, S., BECK, F.E., MURUGAPPAN, B.S., "Computer Simulation of the Reverse-Circulation Well-Control Procedure for Gas Kicks", SPE 21966. *SPE/IADC Drilling Conference*, Dec. 1992.

Most Expensive Accidents. Disponível em: <http://home.versatel.nl/the_sims/rig/i-expense.htm>. Acesso em: Jan. 2014.

NICKENS, H. V., "A Dynamic Computer Model of a Kicking Well", SPE 14183. *SPE Drilling Engineering*, p.158-173, June 1987.

NUNES, J. O. L., *Estudo do Controle de Poços em Operações de Perfuração em Águas Profundas e Ultra Profundas*. Tese de M.Sc. Ciências e Engenharia de Petróleo. Universidade Estadual de Campinas, São Paulo, SP, Brasil, 2002.

OHARA, S., BOURGOYNE Jr., A. T., "Circulating Kick Tolerance for Deepwater Drilling". *IADC Well Control Conference of the Americas*, Caracas, Venezuela, Oct. 29-30, 1998.

OHARA, S., *Improved Method for Selecting Kick Tolerance During Deepwater Drilling Operations*. Ph.D dissertation. Louisiana State University, Baton Rouge, Louisiana, USA, 1996.

ORKIZEWSKI, J., "Prediction Two-phase Pressure Drops in Vertical Pipes". *Journal of Petroleum Technology*, 1967. 829-838.

OXFORD ECONOMICS. *Potential Impact of the Gulf Oil Spill on Tourism*. Disponível em:

<http://www.ustravel.org/sites/default/files/page/2009/11/Gulf_Oil_Spill_Analysis_Oxford_Economics_710.pdf>. Acesso em: Feb. 2014.

PODIO, A. L., YANG, A. P., "Well Control Simulator for IBM Personal Computer", SPE 14737. *SPE/IADC Drilling Conference*, Dallas, Texas, T.X, USA, 9-12 Feb., 1986.

RADER, D. W., BOURGOYNE Jr., A. T., WARD, R. H., "Factors Affecting Bubble-Rise Velocity of Gas Kicks". *Journal of Petroleum Technology*, p. 571- 584, May 1975.

RECORDS, L. R., *Mud System and Well Control*. *Petroleum Engineering*, v. 44, p. 97-108, May 1972.

REDMAN Jr., K. P., "Understanding Kick Tolerance and Its Significance in Drilling Planning and Execution", SPE 19991. *SPE Drilling Engineering*, p. 245-249, December 1991.

ROCHA, L.A.S., Azevedo, C.T., *Projetos de Poços de Petróleo: Geopressões e Assentamentos de Colunas de Revestimentos*. 2 ed. Editora Interciência, 2009.

ROMMETVEIT, R.,VEFRING, E. H., "Comparison of Results from an Advanced Gas Kick Simulator with Surface and Downhole data from Full Scale Gas Kick Experiments in an Inclined Well". *66th Annual Technical Conference and Exhibition of the Society of Petroleum Engineers*, Dallas, Texas, T.X, USA. 1991.

SANTOS, O L. A., *A Mathematical Model of a Gas Kick When Drilling in Deep Waters*. M.Sc.dissertation, Colorado School of Mines, Golden Colorado, USA, 1982.

SANTOS, O. L. A. e BARRAGAN, R. V., "Well Control Concepts Used for Planning and Executing Deep Water Wells". IADC, Houston, T.X. 1998.

SANTOS, O. L. A., "Well Control Operations in Horizontal Wells", SPE 2105. *SPE Drilling Engineering*, 1991.

SANTOS, O., ADASANI, I., AZAR, J. J., ESCORIHUELA, F., "Determination of Casing Setting Depth Using Kick Tolerance Concept", SPE 30220. *Petroleum Computer Conference*, Houston, TX, USA, 11-14 June, 1995.

- SANTOS, O.L.A., *Segurança de Poço na Perfuração*. 1 ed. Editora Blucher, 2013.
- SKALLE, P., PODIO, A.L., TRONVOLL, J., " Experimental Study of Gas Rise Velocity and Its Effect on Bottomhole Pressure in a Vertical Well", SPE 23160. *Offshore Europe Conference*, Aberdeen, Scotland, 3-6 Sep., 1991.
- STANBERY, S. R., *Well Pressure Dynamics Under Impending Blowout Conditions*. Ph.D. dissertation. University of Texas at Austin, Austin, T.X, USA, 1976.
- THOMAS, J. E., TRIGGIA, A.A., CORREIA, C.C., *et al*, *Fundamentos de Engenharia de Petróleo*. 2 ed. Editora Interciência, 2001.
- WEBER, H., R., *Time to Scrap BP Brand? Gas Station Owners Divided*. Disponível em: http://www.nbcnews.com/id/38493212/ns/business-us_business/#.Uv_0ePldVGR> Acesso em: Jan. 2014.
- YARBOROUGH, L., HALL, K. R., "How to Solve Equation of State for Z-Factors". *Oil and Gas Journal*, p. 86, February 1974.

APÊNDICE A

A.1 Fundamentos da Perfuração de Poços

A perfuração de um poço de petróleo é realizada através de uma sonda rotativa conforme mostrado na Figura A.1. Na sonda de perfuração estão instalados todos os sistemas necessários a operação de perfuração: geração de energia, transporte e movimentação de cargas, sistema de rotação, sistema de controle e monitoração, sistema de circulação e sistema de controle de poço.

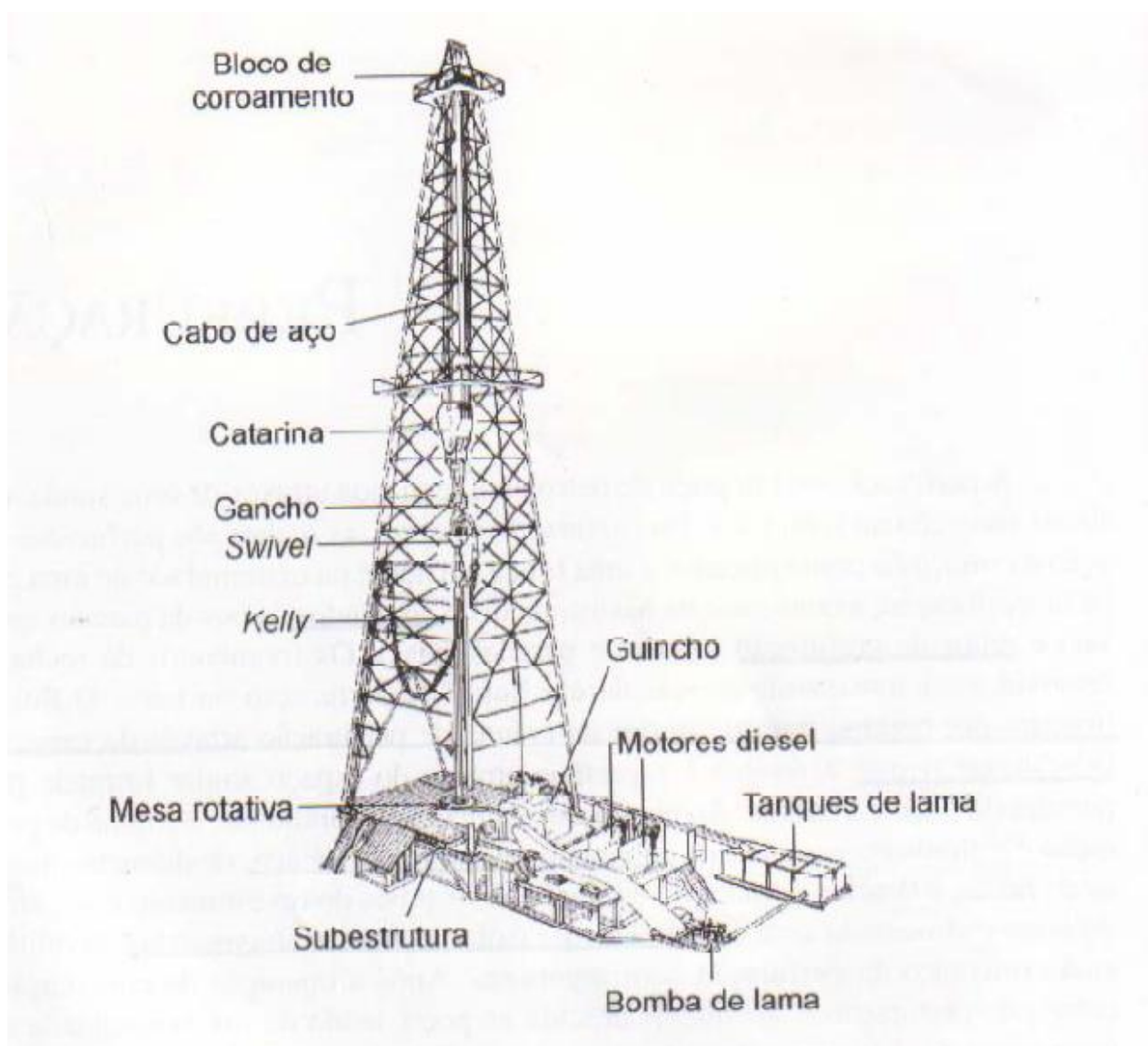


Figura A.1- Esquema de uma Sonda de perfuração - Fonte: THOMAS *et al.* (2001)

A.2 Sistema de Geração de Energia

A principal função do sistema de geração de energia é gerar e transmitir energia para toda a sonda de perfuração. Em geral, utilizam-se geradores diesel-elétricos ou turbinas a gás para gerar energia de alta tensão.

A.3 Sistema de Elevação de Cargas

O sistema de elevação de cargas tem o objetivo de movimentar tubos para dentro e para fora do poço, permitindo a montagem e desmontagem de colunas de perfuração, colunas de revestimentos e colunas de *risers*. Este sistema compreende uma estrutura em forma de torre que abriga cabos, polias e ganchos, os quais movimentam os tubos.

A.4 Sistema de Rotação

A principal função do sistema de rotação é converter a energia elétrica gerada na sonda em um movimento de rotação que possa ser transmitido diretamente para a coluna de perfuração. Esta coluna é formada por tubos com parede de grande espessura chamados de comandos (*drill collars*) e tubos com parede de pequena espessura chamados de tubos de perfuração (*drill pipe*). Na operação de perfuração, as rochas são perfuradas pela combinação da ação de rotação e peso aplicados a uma broca instalada na extremidade da coluna de perfuração. Um esquema da operação de perfuração é apresentado na Figura A.2.

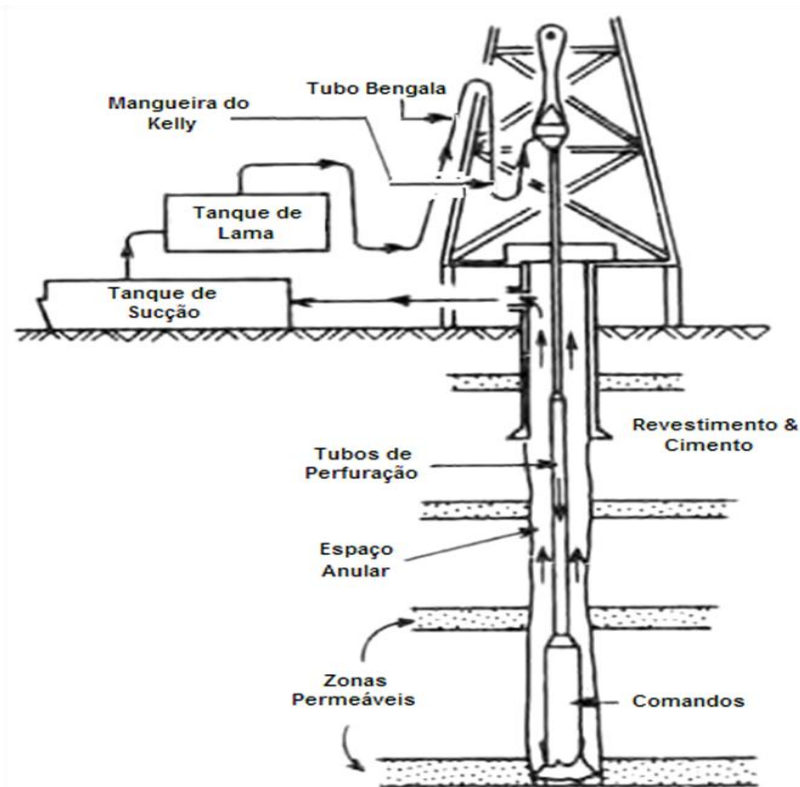


Figura A.2 - Sistema Poço-Fluido - Adaptado de BOURGOYNE *et al.* (1986)

A.5 Sistema de Controle e Monitoração

O sistema de controle e monitoração é constituído dos equipamentos necessários para o controle e monitoramento dos parâmetros de perfuração: manômetros, indicador de peso sobre a broca, indicador de torque, tacômetro.

A.6 Sistema de Circulação

Já o sistema de circulação de fluidos é responsável pela circulação do fluido de perfuração (ou lama de perfuração) dentro do poço. A lama tem a função de resfriar a broca durante as operações de remoção de rocha do fundo do poço. Outra função da lama é exercer pressão hidrostática para garantir a estabilidade das paredes do poço e que nenhum fluido do reservatório escoe para o interior do poço. Além disso, o fluido de perfuração remove de forma contínua os fragmentos da rocha cortada pela broca.

O trajeto percorrido pelo fluido começa nos tanques de lama onde o fluido é preparado pelo pessoal da sonda embora a lama possa vir pronta da planta de lama *onshore*. As bombas de lama bombeiam o fluido proveniente dos tanques de lama. O fluido escoar então pelo tubo bengala e mangueira flexível até atingir o *swivel* (ou top drive, a

depende da sonda). O fluido segue, então, poço abaixo pelo interior da coluna de perfuração; passa pelos jatos da broca, que causam uma grande perda de carga, mas criam um jato de fluido com alta velocidade; e sobem poço acima pelo anular formado entre as paredes do poço (aberto ou revestido) e a coluna de perfuração, passando pelo interior do *riser* de perfuração (em poços *offshore*) e chegando ao tanque de lama - onde pode ser bombeado novamente. Quando o fluido passa pela broca, os cascalhos são carregados por ele para fora do poço devido a vazão e propriedades do fluido, atingindo a calha e o sistema de remoção de sólidos.

É possível observar nas Figura A.2 e Figura A.3 o trajeto percorrido pelo fluido de perfuração em poços *onshore* e *offshore*, respectivamente.

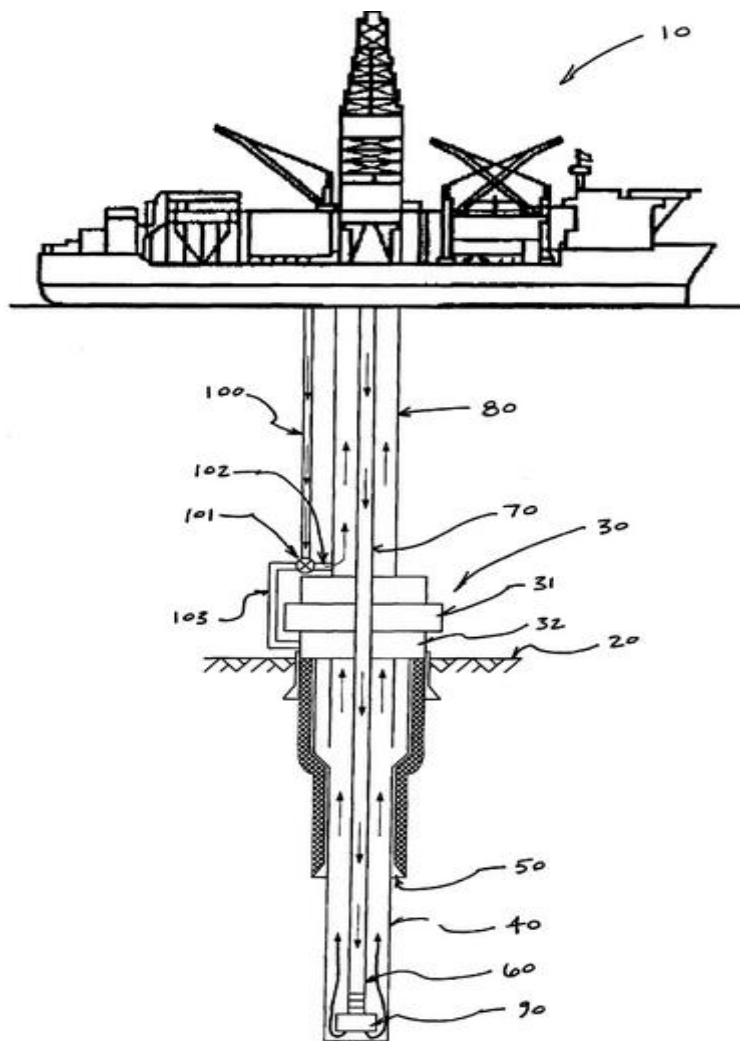


Figura A.3 - Esquema da circulação do fluido de perfuração em um poço *offshore*

A.7 Sistema de Controle de Poço

O sistema de controle de poço é composto por todos os equipamentos que visam manter a segurança do poço durante a perfuração. O principal componente deste sistema é o *Blowout Preventer* (BOP), que é um conjunto de válvulas instaladas na cabeça do poço para evitar a ocorrência de *blowouts* e auxiliar nas operações de controle de poço.

Se a pressão da formação for maior que a pressão hidrostática exercida pelo fluido de perfuração no fundo do poço, poderá ocorrer um *kick*, ou seja, os fluidos contidos na formação migrarão para dentro do poço. Se um *kick* não for controlado, ele pode se tornar um *blowout*.

Esse equipamento permite o fechamento do espaço anular formado entre o revestimento e os tubos da coluna de perfuração e confinando os fluidos e a pressão dentro do poço até que o *kick* seja removido em segurança para fora do poço.

Em sondas flutuantes, o BOP é instalado no fundo do mar. Em outros tipos de sonda, o BOP é instalado logo abaixo da mesa rotativa. A Figura A.4 mostra um BOP submarino enquanto na Figura A.5 é possível observar o esquema desse equipamento.

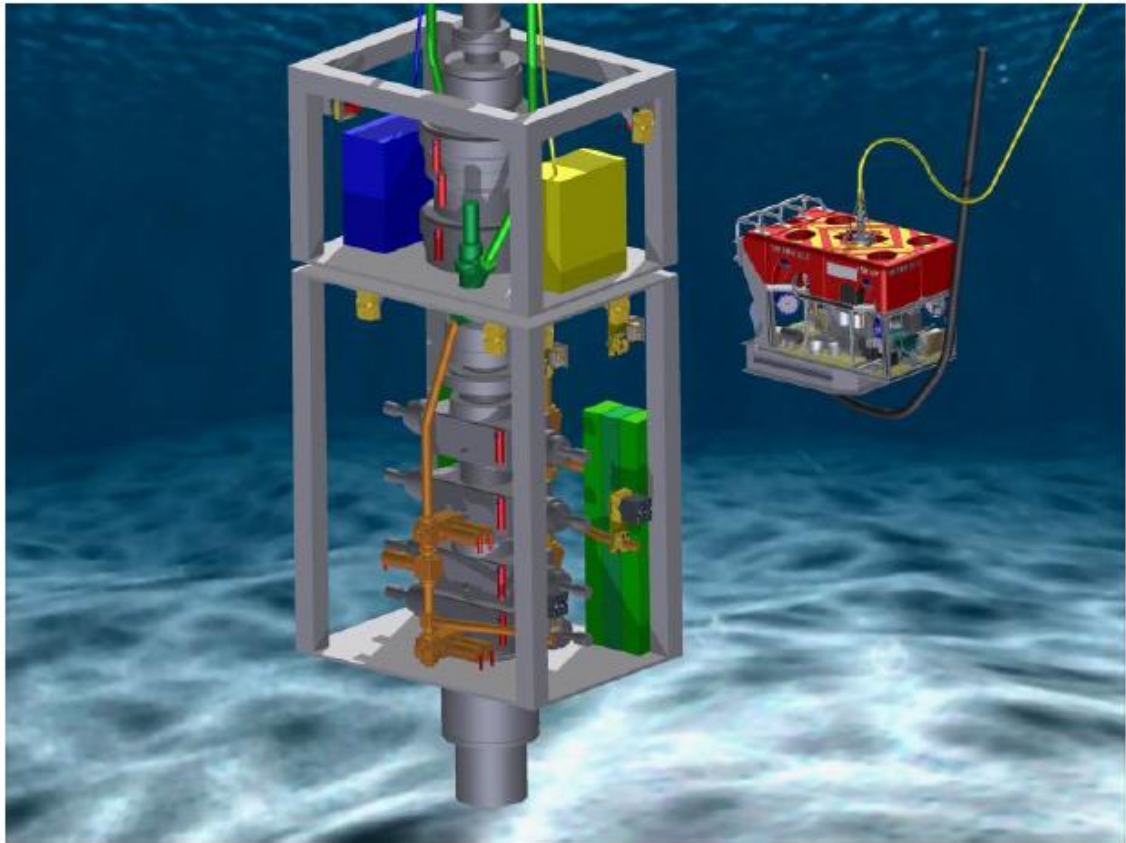


Figura A.4 - BOP submarino - Fonte: BAUGH *et al.* (2011)

Um BOP submarino é conectado a extremidade inferior do *riser* de perfuração chamada de LMRP (*Lower Marine Riser Package*). Numa emergência, o *riser* pode ser desconectado do BOP através do LMRP e, com isso, a sonda pode deixar o local imediatamente. Quando esse procedimento é realizado, o BOP se mantém intacto na cabeça do poço.

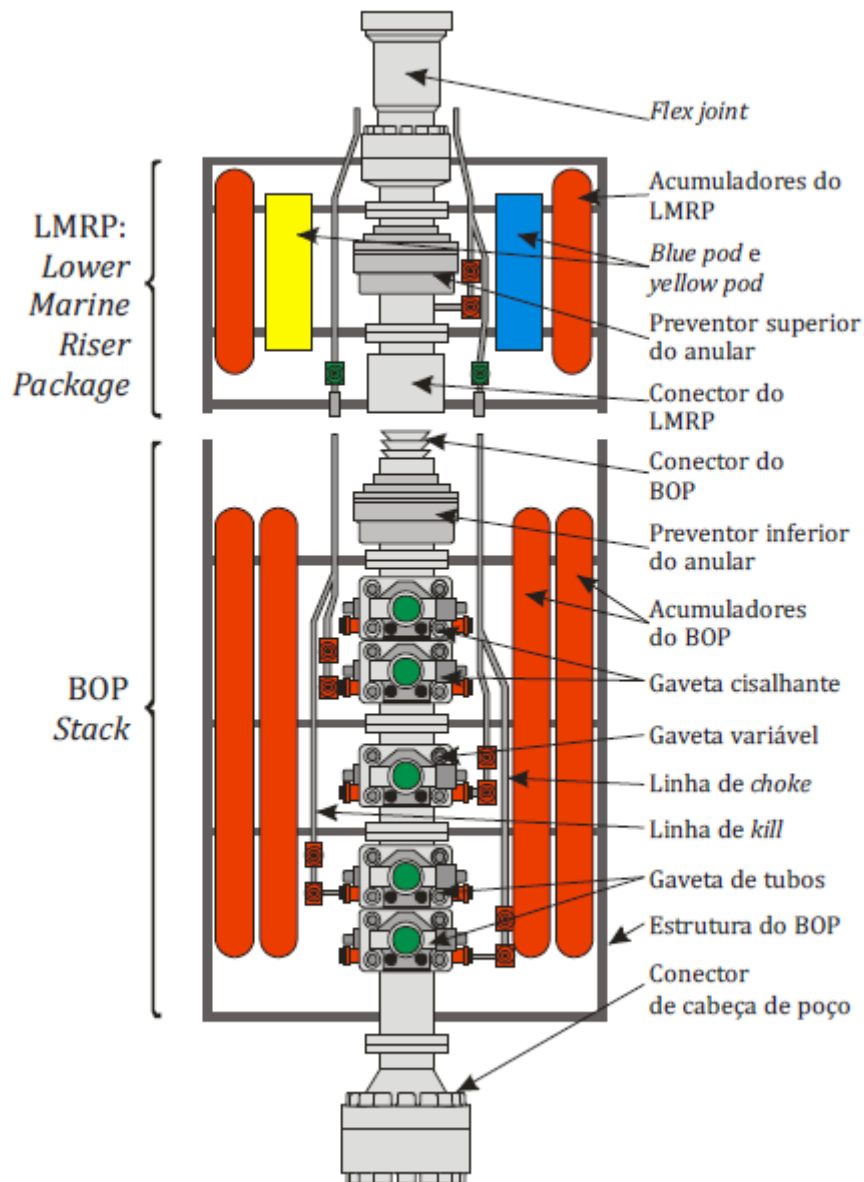


Figura A.5 - Esquema de um BOP submarino - Fonte: COUTO (2011)

As válvulas do BOP podem ser do tipo gaveta de tubos, gaveta variável, gaveta cisalhante, gaveta cega e preventor do anular.

A gaveta de tubos (*pipe ram*) é projetada para fechar ao redor de um diâmetro específico. No caso, ela fecha e veda o anular do poço ao redor do tubo de perfuração, não conseguindo fechar e vedar o anular se uma *tool joint*, que possui um diâmetro maior, estiver na sua frente. Existe a gaveta variável (*variable pipe ram*) que é projetada para fechar e vedar em torno de uma faixa específica de diâmetros de tubos.

A gaveta cisalhante (*shear ram*) é utilizada para cortar a coluna de perfuração ou de revestimento, que está dentro do BOP, quando é necessário realizar uma desconexão de emergência do LMRP com o BOP.

A gaveta cega (*blind ram*) é utilizada para o fechamento e vedação do poço quando não há nenhuma coluna dentro do BOP. Algumas gavetas cisalhantes podem efetuar também a vedação e são chamadas de gavetas cegas cisalhantes (*blind shear ram*).

O preventor do anular é diferente dos preventores de gaveta já que pode fechar e vedar o anular do poço ao redor do corpo e das juntas dos *drill pipes*, revestimentos, ou objetos não cilíndricos, como o *kelly*. Os preventores de anular são localizados no topo do BOP com uma série de preventores de gavetas posicionados logo abaixo.

Para acionar os preventores de gavetas e anulares do BOP utiliza-se um fluido hidráulico que fica armazenado num conjunto de vasos de pressão (sob pressão de gás nitrogênio) chamados de acumuladores hidráulicos.

O controle de fluido hidráulico dos acumuladores para a operação dos preventores é efetuado pelos módulos de controle. Esses recebem sinais elétricos da superfície para controlar o acionamento hidráulico dos preventores. A parte superior dos módulos de controle possui equipamentos eletro-eletrônicos enquanto que a parte inferior possui válvulas hidráulicas. Existem dois módulos de controle (*blue pod* e *yellow pod*), mas somente um é utilizado de cada vez.

Os BOP's instalados em poços terrestres ou em plataformas fixas são ativados por pressão hidráulica proveniente de acumuladores remotos. Já os BOP's submarinos podem ser controlados por sinal elétrico, sinal acústico, ROV's (veículos operados remotamente) e pela chave do *Deadman*. Este último é um sistema projetado para ser a prova de falhas e caso as linhas hidráulicas e elétricas que conectam o BOP a superfície sejam danificadas ou destruídas, este sistema ativa automaticamente o fechamento do BOP.

O BOP possui duas tubulações de alta pressão com diâmetros entre 2 e 5 polegadas que são utilizadas para controlar o poço na ocorrência de *kicks*.

Uma delas é chamada de linha de *kill* (linha de matar ou linha de ataque ou *kill line*) e é utilizada para injeção de fluido de perfuração. A outra tubulação é chamada de linha de

choke (*choke line*) e remove de forma controlada o *kick* para fora do poço. Ela conecta o BOP ao *choke manifold*, um conjunto de válvulas automáticas e sensores que reduz a pressão de circulação do *kick* de forma controlada e direciona o *kick* para separadores, queimadores, tanques de lama, ou outros equipamentos condicionadores de fluidos.

Caso uma parte do *kick* tenha passado pelo BOP e migre pelo *riser*, ele poderá atingir a mesa rotativa causando acidentes graves. Dessa forma existe o *diverter* (preventor de anular de baixa pressão), que é uma válvula instalada entre a mesa rotativa e a extremidade superior do *riser* de perfuração, que tem a função de fechar e vedar o espaço anular entre o *riser* e os tubos em seu interior, desviando o influxo para a *vent line*.

A.8 Operação de Perfuração

Quando a broca atinge uma determinada profundidade, retira-se a coluna de perfuração do poço e uma coluna de revestimento de aço com diâmetro inferior ao da broca é introduzida no poço. Em seguida, realiza-se a cimentação, isto é, a região entre o revestimento e as paredes do poço é preenchida com cimento de modo a isolar as rochas cortadas e permitir o avanço da perfuração com maior segurança.

Após a cimentação, a coluna de perfuração é descida novamente no poço. Desta vez, a extremidade da coluna possui uma broca de diâmetro menor do que o revestimento que acabou de ser assentado. Reinicia-se, desta maneira, a operação de perfuração até que se atinja o próximo ponto determinado para instalação de novo revestimento ou a profundidade final do poço.

A operação de perfuração é composta, portanto, de várias etapas caracterizadas pelos diferentes diâmetros das brocas usadas e dos diferentes revestimentos utilizados, como pode ser visto na Figura A.6.

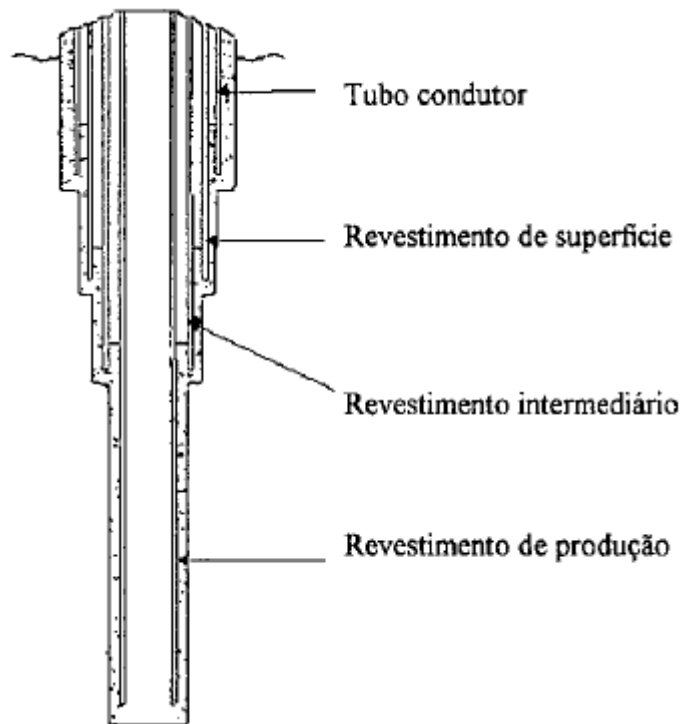


Figura A.6 - Revestimentos Utilizados na Perfuração de Poços

No mar, o condutor é o primeiro revestimento do poço, assentado a pequena profundidade (10 metros a 70 metros), com a finalidade de sustentar sedimentos superficiais não consolidados. Pode ser assentado por cravação, por jateamento (no mar) ou por cimentação em poço perfurado e geralmente possui diâmetro de 36 ou 30 polegadas.

O revestimento de superfície tem comprimento variando na faixa de 100 metros a 800 metros. Ele visa proteger os horizontes superficiais de água e prevenir desmoronamento de formações inconsolidadas. Além disso, serve de base de apoio para os equipamentos de segurança de cabeça de poço, sendo cimentado em toda sua extensão para evitar flambagem devido ao grande peso dos equipamentos e dos revestimentos subsequentes que nele se apóiam. Geralmente, possui um diâmetro de 20 polegadas.

O revestimento intermediário tem como objetivo isolar e proteger zonas de alta ou baixa pressão, zonas de perda de circulação, formações desmoronáveis, formações portadoras de fluidos corrosivos ou contaminantes de lama. Geralmente, é cimentado somente na parte inferior. Seus diâmetros típicos são: 13 3/8", 9 5/8" e 7".

O revestimento de produção tem a finalidade de permitir a produção do poço, suportando as paredes e possibilitando o isolamento entre os vários intervalos produtores. Seus diâmetros típicos são: 9 5/8", 7" e 5 1/2".

Além dos revestimentos supracitados, existe o *liner* que é uma coluna curta de revestimento que é descida e cimentada no poço visando cobrir apenas a parte inferior deste, o poço aberto. Seu topo fica ancorado um pouco acima da extremidade inferior do revestimento anterior e é independente do sistema de cabeça de poço. Seus diâmetros típicos são: 13 3/8", 9 5/8", 7" e 5 1/2". Quando os revestimentos anteriores ao *liner* exigem proteção por limitações técnicas ou operacionais, utiliza-se um *tie back* que é a complementação do *liner* até a superfície. Seus diâmetros típicos são: 9 5/8", 7" e 5 1/2".

APÊNDICE B

B.1 Modelagem do Comportamento Volumétrico do Gás

A mudança de volume do *kick* de gás é governada pela equação dos gases reais que foi apresentada no Capítulo 2. Rearranjando-a, o volume do gás no instante de tempo t pode ser calculado pela Equação B.1.

$$V_{gas}(t) = \frac{P(0) * V(0)}{Z(0) * T(0)} * \frac{Z(t) * T(t)}{P(t)} \quad (B.1)$$

onde:

$V(0)$ é o volume do gás no instante do fechamento do poço;

$T(0)$ é a temperatura do gás no instante do fechamento do poço;

$P(0)$ é a pressão do gás no instante do fechamento do poço;

$Z(0)$ é o fator de compressibilidade do gás no instante do fechamento do poço;

$V_{gas}(t)$ é o volume de gás no tempo t ;

$T(t)$ é a temperatura do gás no tempo t ;

$P(t)$ é a pressão do gás no tempo t ;

$Z(t)$ é o fator de compressibilidade do gás no tempo t .

É importante notar que $V(0)$ é o volume ganho nos tanques de lama (*Pit Gain*) quando o poço é fechado, ou seja, é o volume inicial de *kick*.

A densidade do gás no tempo t pode ser calculada pela Equação B.2:

$$\rho_g(t) = \frac{P(t) * M}{R * Z(t) * T(t)} \quad (B.2)$$

onde:

M é a massa molecular do gás que é dada pela Equação B.3.

$$M = M_{ar} * \gamma = 28,96 * \gamma \quad (\text{B.3})$$

sendo M_{ar} a massa molecular do ar (igual a 28,96) e γ a densidade do gás.

Se $R = 80,3 \frac{\text{psia} \cdot \text{gal}}{\text{lbmol} \cdot R^\circ}$, a massa específica do gás no tempo t em unidades de campo

(lb/gal) é dada pela Equação B.4:

$$\rho_g(t) = \frac{P(t) * \gamma}{2,7 * Z(t) * T(t)} \quad (\text{B.4})$$

onde:

$T(t)$ é a temperatura do gás no tempo t em Rankine;

$P(t)$ é a pressão do gás no tempo t em psi;

O Fator de Compressibilidade Z é calculado pela correlação de HALL-YARBOROUGH (1973) que é mostrada na Equação B.5:

$$Z = \frac{1 + y + y^2 + y^3}{(1 - y)^2} - (14,7 \cdot t - 9,76 \cdot t^2 + 4,58 \cdot t^3) y + (90,7 \cdot t - 242,2 \cdot t^2 + 42,4 \cdot t^3) y^{(1,18+2,82t)} \quad (\text{B.5})$$

onde:

$$t = 1/T_r$$

e y é obtido ao resolver a Equação B.6 pelo método iterativo de Newton-Raphson.

$$-0,06125 P_r t \exp[-1,2(1-t)^2] + \frac{y + y^2 + y^3 - y^4}{(1-y)^3} - (14,7 \cdot t - 9,76 \cdot t^2 + 4,58 \cdot t^3) y^2 + y^{(1,18+2,82t)} * (90,7 \cdot t - 242,2 \cdot t^2 + 42,4 \cdot t^3) = 0 \quad (\text{B.6})$$

onde:

P_{pr} é a pressão pseudo reduzida;

T_{pr} é a temperatura pseudo reduzida;

que são dadas por:

$$P_{pr} = P / P_c \quad (\text{B.7})$$

$$T_{pr} = T / T_c \quad (\text{B.8})$$

onde a pressão e a temperatura crítica são dadas por:

$$P_c = 708,75 - 57,5 * \gamma \quad (\text{B.9})$$

$$T_c = 169,0 + 314 * \gamma \quad (\text{B.10})$$

APÊNDICE C

C.1 Código do Programa

Nas páginas a seguir, o código implementado para o simulador de *kicks* na linguagem de programação Wolfram Mathematica é apresentado.

Label[inicio]

Label[inicio]

<< Units`

(* Input *)

(* a) Tabela com seção do poço tendo um ID diferente e respectiva profundidade - do topo ao fundo *)

Well ID (in)	Depth - ft
Wid1 =	Wd1 =
Wid2 =	Wd2 =
Wid3 =	Wd3 =

(* b. Tabela com OD, ID, Depth da coluna de perfuração *)

PIPE OD (in)	PIPE ID (in)	Depth - ft
Pod1 =	Pid1 =	d1 =
Pod2 =	Pid2 =	d2 =

(* c Diametro dos jatos da broca in [/32] *)

Jato 1 / 32 in	Jato 2 / 32 in	Jato 3 / 32 in
j1 =	j2 =	j3 =

(* d Propriedades do fluido de perfuração *)

Densidade da Lama - ppg	Leitura no Viscosímetro @600 rpm	Leitura no Viscosímetro @300 rpm
ρ =	V600 =	V300 =

;

(* e. pipe absolute roughness-rugosidade *)

ϵ =;

(* f. Dados do Reservatório *)

Porosidade (%)	Permeabilidade (mD)	Espessura (ft)	Raio (ft)	Pressão de Poros (ppg)	Saturaç
ϕ =	k =	h =	R =	Gp :=	

;

(* g. Dados de Temperatura e Pressão *)

Temperatura na Superfície [F]	Temperatura no fundo do mar [F]	Temperatura no fundo do poço [F]
Tsup =	OBT =	BHT =

;

(* h. Vazão de Lama *)

Vazão de lama (gpm)	Vazão reduzida (gpm)
Q =	Qr =

(* i. PIT Gain - bbl *)

Pit := ; (* bbl *)

(* j. fator que controla o tamanho de cada célula (fator = 1 ~ 1 bbl) *)

factor = ;

(* l. Gradiente de Fratura *)

Gradiente de Fratura (ppg)	Depth - ft
Gf =	Df =

ROP = (* ft/hour *) ;

tclose = ; (* time in minutes to close the BOP after the kick was detected *)

tb = ;

(* time between closing the BOP and starting to pump - minutes *)

(* Inside Diameter *)

Choke Line - in	Kill Line - in
CL =	KL =

(* Δp = diferença entre a pressão de circulação e a pressão da formação *)

Δp = ;

(*SIDPP:=

$$Gp := \frac{(SIDPP + 0.052 * \rho * Wd3)}{0.052 * Wd3} *)$$

Δρ = ;

ρk = Gp + Δρ ;

(* Propriedades do fluido de perfuração *)

μp = V600 - V300 ;

(* viscosidade plástica da lama *)

a = V600 / V300 // N ;

n = 3.322 * Log[10, V600 / V300] // N ; (* flow behavior *)

K = (510 * V300) / (511 ^ n) // N ; (* consistency index - eq cp *)

KL = K / 47900 ; (* transformação da eq cp para lbf.s^n/sqft *)

(* Gradiente térmico *)

GT = (BHT - OBT) / (Wd3 - Wd1) // N ;

(* gradiente de temperatura do fundo do poço - fundo do mar unidade: F/ft*)

GT1 = (Tsup - OBT) / Wd1 // N ;

(* gradiente de temperatura da superfície até o fundo do mar (riser) - unidade: F/ft *)

(* Temperatura do gas - considerando a base do gas *)

(* Tgas [t_] = BHT+460 *)

(* Geometria do poço *)

(* definindo a Capacidade C como C = L (ft) / V(bbl), temos que A(in2)*12in/ft*L(ft)=V(bbl)*9702 in3/lbbl e, com isso, temos que C= L(ft)/V(bbl)=9702/(12*A(in2)) *)

(* na literatura é comum encontrar C = V/L *)

A1 = π * (Wid3 ^ 2 - Pod2 ^ 2) / 4 ; (*in2 *)

A2 = π * (Wid3 ^ 2 - Pod1 ^ 2) / 4 ; (*in2 *)

A3 = π * (Wid2 ^ 2 - Pod1 ^ 2) / 4 ; (*in2 *) // N

A4 = π * (CL ^ 2) / 4 (*in2 *) // N ;

C1 = 9702 / (12 * A1) ;

(*ft/bbl *)

C2 = 9702 / (12 * A2) ; (*ft/bbl *)

C3 = 9702 / (12 * A3) ; (*ft/bbl *)

C4 = 9702 / (12 * A4) // N (*ft/bbl *) ;

L1 = Wd3 - d1 (*ft *) ;

L2 = d1 - Wd2 (*ft *) ;

L3 = Wd2 - Wd1 (*ft *) ;

L4 = Wd1 (*ft *) ;

V1 = L1 / C1 (*bbl *) ;

V2 = L2 / C2 (*bbl *) ;

V3 = L3 / C3 (*bbl *) ;

V4 = L4 / C4 (*bbl *) // N ;

(*TableForm[Table[{i,A[i],C[i],L[i],V[i]},{i,1,4}]] *)

```

1   A[1]   C[1]   L[1]   V[1]
2   A[2]   C[2]   L[2]   V[2]
(* 3   A[3]   C[3]   L[3]   V[3] *)
4   A[4]   C[4]   L[4]   V[4]

```

Região	A(in2)	Capacidade (ft/bbl)	L(ft)	Volume(bbl)
1	A1	C1	L1	V1
2	A2	C2	L2	V2
3	A3	C3	L3	V3
4	A4	C4	L4	V4

```

(*Vazão reduzida e Velocidade (ft/min) no Anular *)
(* Para converter temos que Qr(gpm)=
A(in2)*[v(ft/s)*12 in/ft * 60 s/min] * 1 gal/ 231 in3 =
(12*60/231)*A(in2)*v(ft/s). Portanto, V(ft/s) = (231/12*60)*Q(gpm)/A(in2) *)
v1 = (231 / (12)) * Qr / A1 ;(*velocidade no anular no trecho 1:
fundo do poço até o fim dos drill collars *)
v2 = (231 / (12)) * Qr / A2 ;
(*velocidade no anular no trecho 2: comandos até a sapata *)
v3 = (231 / (12)) * Qr / A3 ;
(*velocidade no anular no trecho 3: sapata até o fundo do mar *)
v4 = (231 / (12)) * Qr / A4 ;
(*velocidade no anular no trecho 4: fundo do mar até a superfície *)
(* Tempo de deslocamento em minutos *)
t1 = L1 / v1 ;
t2 = t1 + L2 / v2 ;
t3 = t2 + L3 / v3 ;
t4 = t3 + L4 / v4 ;

L[t_] := {
  v1 * t                                0 ≤ t ≤ t1
  L1 + v2 * (t - t1)                    t1 < t ≤ t2
  L1 + L2 + v3 * (t - t2)                t2 < t ≤ t3
  L1 + L2 + L3 + v4 * (t - t3)           t3 < t ≤ t4
}

(* altura da lama no anular abaixo do gas sem escorregamento*);
(*Vkick *)
Vki = Pit + tclose *  $\frac{Q}{42}$ ;

Hki = {
  Vki * C1                                Vki ≤ V1
  L1 + (Vki - V1) * C2                    V1 < Vki ≤ V1 + V2
  L1 + L2 + (Vki - V1 - V2) * C3          V1 + V2 < Vki ≤ V1 + V2 + V3
  L1 + L2 + L3 + (Vki - V1 - V2 - V3) * C4 V1 + V2 + V3 < Vki ≤ V1 + V2 + V3 + V4
};

Stki := Wd3 - Hki;
Hgasi =  $\frac{Pit}{Vki}$ ;
BHP = 0.052 * Wd3 * Gp + Δp(* Pressao no fundo do poco em psi*);

Vm [t_] := Qr * t / (42) // N(*volume em barris,
vazão em gpm e tempo em segundos: Vm(bbl) = Qr(gal/min)* (1bbl/42 gal) * t(min) *);
(* Sendo dg (densidade do gás) tal que Ma =
massa molecular do gas e Mar = Massa molecular do ar. Portanto,
temos que Ma = M = dg* 29 *)
M = 29 * γ;

```

```

(*Propriedades Pseudocríticas *)
Ppc[γ_] = (708.75 - 57.5 * γ) ;
Tpc[γ_] = (169 + 314 * γ) ;
(*Propriedades Pseudo-reduzidas *)
(*Ppr[t_] =  $\frac{P_{gas}[t]}{P_{pc}[\gamma]}$  Tpr[t_] =  $\frac{T_{gas}[t]}{T_{pc}[\gamma]}$  *)
(* Lee *)
(*Klee[t_] =  $\frac{(9.4+0.2*M)*(T_{gas}[t]-460)^{1.5}}{209.2+19.3*M+T_{gas}[t]-460}$ 
x[t_] =  $3.5 + \frac{986}{T_{gas}[t]-460} + 0.01*M$ 
y[t_] =  $2.4 - 0.2*x[t]$ 
μlee [t_] =  $Klee[t]*10^{-4}*Exp[x[t]*\rho g[t]^y[t]]$  *)
(*μlee[t4] //N*)
(*Plot [μlee[t],{t,0, t4}, PlotRange → All ] *)

(* Cálculo de perda de carga Dodge and Metzner *)
ΔPs = 5 (* pressão em psi - perda de carga nos equipamentos de superfície *)
5
Adp = π * (Pid1^2) / 4 (*in2 *) ;
Adc = π * (Pid2^2) / 4 (*in2 *) ;
vdp = (231 / (12 * 60)) * Qr / Adp (*velocidade em ft/s na coluna nos DP's *) ;
vdc = (231 / (12 * 60)) * Qr / Adc (*velocidade em ft/s na coluna nos DC's *) ;
Redp =  $\frac{89100 * \rho * vdp^{(2-n)}}{K} * \left( \frac{0.0416 * Pid1}{3 + 1/n} \right)^n$  ;
Redc =  $\frac{89100 * \rho * vdc^{(2-n)}}{K} * \left( \frac{0.0416 * Pid2}{3 + 1/n} \right)^n$  ;
Rea1 =  $\frac{109000 * \rho * (v1 / 60)^{(2-n)}}{K} * \left( \frac{0.0208 * (Wid3 - Pod2)}{2 + 1/n} \right)^n$ 
(*regiao anular 1: cuidado v1 esta em ft/min *) ;
Rea2 =  $\frac{109000 * \rho * (v2 / 60)^{(2-n)}}{K} * \left( \frac{0.0208 * (Wid3 - Pod1)}{2 + 1/n} \right)^n$ 
(*regiao anular 2: cuidado v2 esta em ft/min *) ;
Rea3 =  $\frac{109000 * \rho * (v3 / 60)^{(2-n)}}{K} * \left( \frac{0.0208 * (Wid2 - Pod1)}{2 + 1/n} \right)^n$ 
(*regiao anular 3: cuidado v3 esta em ft/min *) ;
Rea4 =  $\frac{89100 * \rho * (v4 / 60)^{(2-n)}}{K} * \left( \frac{0.0416 * CL}{3 + 1/n} \right)^n$ 
(*regiao anular 4: cuidado v4 esta em ft/mim - mas aqui já é choke*);
Recrit :=  $\begin{cases} 4200 & n < 0.2 \\ 5960 - 8800 * n & 0.2 \leq n \leq 0.45 \\ 2000 & n > 0.45 \end{cases}$ 
(* Dodge and Metzner friction factor correlation *)
Eqdp := FindRoot[ $\sqrt{\frac{1}{f}} = \frac{4 \text{Log}[10, Redp * f^{1-\frac{n}{2}}]}{n^{0.75}} - \frac{0.395}{n^{1.2}}$ , {f, 0.03}]
fdp := f /. Eqdp

```


$$\text{Eqdc} := \text{FindRoot}\left[\sqrt{\frac{1}{\text{fd}}} = \frac{4 \text{Log}[10, \text{Redc} * \text{fd}^{1-\frac{n}{2}}]}{n^{0.75}} - \frac{0.395}{n^{1.2}}, \{\text{fd}, 0.03\}\right];$$

$$\text{fdc} := \text{fd} / . \text{Eqdc}$$

$$\text{Eqal} := \text{FindRoot}\left[\sqrt{\frac{1}{\text{f1}}} = \frac{4 \text{Log}[10, \text{Rea1} * \text{f1}^{1-\frac{n}{2}}]}{n^{0.75}} - \frac{0.395}{n^{1.2}}, \{\text{f1}, 0.03\}\right];$$

$$\text{fa1} := \text{f1} / . \text{Eqal}$$

$$\text{Eq2} := \text{FindRoot}\left[\sqrt{\frac{1}{\text{f2}}} = \frac{4 \text{Log}[10, \text{Rea2} * \text{f2}^{1-\frac{n}{2}}]}{n^{0.75}} - \frac{0.395}{n^{1.2}}, \{\text{f2}, 0.03\}\right];$$

$$\text{fa2} := \text{f2} / . \text{Eq2}$$

$$\text{Eq3} := \text{FindRoot}\left[\sqrt{\frac{1}{\text{f3}}} = \frac{4 \text{Log}[10, \text{Rea3} * \text{f3}^{1-\frac{n}{2}}]}{n^{0.75}} - \frac{0.395}{n^{1.2}}, \{\text{f3}, 0.03\}\right];$$

$$\text{fa3} := \text{f3} / . \text{Eq3}$$

$$\text{Eq4} := \text{FindRoot}\left[\sqrt{\frac{1}{\text{f4}}} = \frac{4 \text{Log}[10, \text{Rea4} * \text{f4}^{1-\frac{n}{2}}]}{n^{0.75}} - \frac{0.395}{n^{1.2}}, \{\text{f4}, 0.03\}\right];$$

$$\text{fa4} := \text{f4} / . \text{Eq4}$$

$$\text{gpcdp} = \begin{cases} \frac{K * \text{vdp}^n * \left(\frac{3+1/n}{0.0416}\right)^n}{144000 * \text{Pid1}^{1+n}} & \text{Redp} < \text{Recrit} \\ \frac{\text{fdp} * \rho * \text{vdp}^2}{25.8 * \text{Pid1}} & \text{Redp} \geq \text{Recrit} \end{cases};$$

(* dPf/dL ou gradiente de perda de carga DP *)

$$\text{gpcdc} = \begin{cases} \frac{K * \text{vdc}^n * \left(\frac{3+1/n}{0.0416}\right)^n}{144000 * \text{Pid2}^{1+n}} & \text{Redc} < \text{Recrit} \\ \frac{\text{fdc} * \rho * \text{vdc}^2}{25.8 * \text{Pid2}} & \text{Redc} \geq \text{Recrit} \end{cases} \quad (* \text{ gradiente de perda de carga Dc} *)$$

$$\text{gpca1} = \begin{cases} \frac{K * (\text{v1}/60)^n * \left(\frac{2+1/n}{0.0208}\right)^n}{144000 * (\text{Wid3}-\text{Pod2})^{1+n}} & \text{Real} < \text{Recrit} \\ \frac{\text{fa1} * \rho * (\text{v1}/60)^2}{21.1 * (\text{Wid3}-\text{Pod2})} & \text{Real} \geq \text{Recrit} \end{cases}$$

(* gradiente de perda de carga regio anular 1 *)

$$\text{gpca2} = \begin{cases} \frac{K * (\text{v2}/60)^n * \left(\frac{2+1/n}{0.0208}\right)^n}{144000 * (\text{Wid3}-\text{Pod1})^{1+n}} & \text{Rea2} < \text{Recrit} \\ \frac{\text{fa2} * \rho * (\text{v2}/60)^2}{21.1 * (\text{Wid3}-\text{Pod1})} & \text{Rea2} \geq \text{Recrit} \end{cases}$$

(* gradiente de perda de carga regio anular 2 *)

$$\text{gpca3} = \begin{cases} \frac{K * (\text{v3}/60)^n * \left(\frac{2+1/n}{0.0208}\right)^n}{144000 * (\text{Wid2}-\text{Pod1})^{1+n}} & \text{Rea3} < \text{Recrit} \\ \frac{\text{fa3} * \rho * (\text{v3}/60)^2}{21.1 * (\text{Wid2}-\text{Pod1})} & \text{Rea3} \geq \text{Recrit} \end{cases}$$

(* gradiente de perda de carga regio anular 3 *)

$$\text{gpcCL} = \begin{cases} \frac{K * (\text{v4}/60)^n * \left(\frac{3+1/n}{0.0416}\right)^n}{144000 * \text{CL}^{1+n}} & \text{Rea4} < \text{Recrit} \\ \frac{\text{fa4} * \rho * (\text{v4}/60)^2}{25.8 * \text{CL}} & \text{Rea4} \geq \text{Recrit} \end{cases}$$

(* gradiente de perda de carga regio anular 4: CHOKE LINE *)

(* gradientes de perda de carga em psi/ft - Tabela 4.6 Pag. 155 do Bourgoyne *)

$$\Delta P_{dp} = gpc_{dp} * d1;$$

$$\Delta P_{dc} = gpc_{dc} * (d2 - d1);$$

$$\Delta P_{a1} = gpc_{a1} * L1;$$

$$\Delta P_{a2} = gpc_{a2} * L2;$$

$$\Delta P_{a3} = gpc_{a3} * L3;$$

$$\Delta P_{CL} = gpc_{CL} * L4$$

$$Re_{kdp} = \frac{89100 * \rho k * v_{dp}^{(2-n)}}{K} * \left(\frac{0.0416 * P_{id1}}{3 + 1/n} \right)^n;$$

$$Re_{kdc} = \frac{89100 * \rho k * v_{dc}^{(2-n)}}{K} * \left(\frac{0.0416 * P_{id2}}{3 + 1/n} \right)^n$$

$$Re_{ka1} = \frac{109000 * \rho k * (v1 / 60)^{(2-n)}}{K} * \left(\frac{0.0208 * (Wid3 - Pod2)}{2 + 1/n} \right)^n$$

(*regiao anular 1: cuidado v1 esta em ft/min *);

$$Re_{ka2} = \frac{109000 * \rho k * (v2 / 60)^{(2-n)}}{K} * \left(\frac{0.0208 * (Wid3 - Pod1)}{2 + 1/n} \right)^n$$

(*regiao anular 2: cuidado v2 esta em ft/min *);

$$Re_{ka3} = \frac{109000 * \rho k * (v3 / 60)^{(2-n)}}{K} * \left(\frac{0.0208 * (Wid2 - Pod1)}{2 + 1/n} \right)^n$$

(*regiao anular 3: cuidado v3 esta em ft/min *);

$$Re_{ka4} = \frac{89100 * \rho k * (v4 / 60)^{(2-n)}}{K} * \left(\frac{0.0416 * CL}{3 + 1/n} \right)^n$$

(*regiao anular 4: cuidado v4 esta em ft/min - mas aqui já é choke*)

$$Eq_{kdp} := \text{FindRoot} \left[\sqrt{\frac{1}{fk}} = \frac{4 \text{Log}[10, Re_{kdp} * fk^{1-\frac{n}{2}}]}{n^{0.75}} - \frac{0.395}{n^{1.2}}, \{fk, 0.03\} \right]$$

$$fk_{dp} := fk / . Eq_{kdp}$$

$$Eq_{kdc} := \text{FindRoot} \left[\sqrt{\frac{1}{fk_d}} = \frac{4 \text{Log}[10, Re_{kdc} * fk_d^{1-\frac{n}{2}}]}{n^{0.75}} - \frac{0.395}{n^{1.2}}, \{fk_d, 0.03\} \right];$$

$$fk_{dc} := fk_d / . Eq_{kdc}$$

$$Eq_{ka1} := \text{FindRoot} \left[\sqrt{\frac{1}{fk_1}} = \frac{4 \text{Log}[10, Re_{a1} * fk_1^{1-\frac{n}{2}}]}{n^{0.75}} - \frac{0.395}{n^{1.2}}, \{fk_1, 0.03\} \right];$$

$$fk_{a1} := fk_1 / . Eq_{ka1}$$

$$Eq_{ka2} := \text{FindRoot} \left[\sqrt{\frac{1}{fk_2}} = \frac{4 \text{Log}[10, Re_{a2} * fk_2^{1-\frac{n}{2}}]}{n^{0.75}} - \frac{0.395}{n^{1.2}}, \{fk_2, 0.03\} \right];$$

$$fk_{a2} := fk_2 / . Eq_{ka2}$$

$$Eq_{ka3} := \text{FindRoot} \left[\sqrt{\frac{1}{fk_3}} = \frac{4 \text{Log}[10, Re_{a3} * fk_3^{1-\frac{n}{2}}]}{n^{0.75}} - \frac{0.395}{n^{1.2}}, \{fk_3, 0.03\} \right];$$

$$fk_{a3} := fk_3 / . Eq_{ka3}$$

$$Eqka4 := \text{FindRoot}\left[\sqrt{\frac{1}{fk4}} = \frac{4 \text{Log}[10, \text{Rea4} * fk4^{1-\frac{n}{2}}]}{n^{0.75}} - \frac{0.395}{n^{1.2}}, \{fk4, 0.03\}\right];$$

fka4 := fk4 / . Eqka4

(* gradientes de perda de carga em psi/ft - Tabela 4.6 Pag. 155 do Bourgoyne *)

$$gpckdp = \begin{cases} \frac{K * vdp^n * \left(\frac{3+1/n}{0.0416}\right)^n}{144000 * Pid1^{1+n}} & \text{Rekdp} < \text{Recrit} \\ \frac{fkdp * \rho k * vdp^2}{25.8 * Pid1} & \text{Rekdp} \geq \text{Recrit} \end{cases};$$

(* dP/dL ou gradiente de perda de carga DP *)

$$gpckdc = \begin{cases} \frac{K * vdc^n * \left(\frac{3+1/n}{0.0416}\right)^n}{144000 * Pid2^{1+n}} & \text{Rekdc} < \text{Recrit} \\ \frac{fkdc * \rho k * vdc^2}{25.8 * Pid2} & \text{Rekdc} \geq \text{Recrit} \end{cases} \quad (* \text{ gradiente de perda de carga Dc } *);$$

$$gpcka1 = \begin{cases} \frac{K * (v1/60)^n * \left(\frac{2+1/n}{0.0208}\right)^n}{144000 * (\text{wid3}-\text{Pod2})^{1+n}} & \text{Reka1} < \text{Recrit} \\ \frac{fka1 * \rho k * (v1/60)^2}{21.1 * (\text{wid3}-\text{Pod2})} & \text{Reka1} \geq \text{Recrit} \end{cases}$$

(* gradiente de perda de carga regio anular 1 *);

$$gpcka2 = \begin{cases} \frac{K * (v2/60)^n * \left(\frac{2+1/n}{0.0208}\right)^n}{144000 * (\text{wid3}-\text{Pod1})^{1+n}} & \text{Reka2} < \text{Recrit} \\ \frac{fka2 * \rho k * (v2/60)^2}{21.1 * (\text{wid3}-\text{Pod1})} & \text{Reka2} \geq \text{Recrit} \end{cases}$$

(* gradiente de perda de carga regio anular 2 *);

$$gpcka3 = \begin{cases} \frac{K * (v3/60)^n * \left(\frac{2+1/n}{0.0208}\right)^n}{144000 * (\text{wid2}-\text{Pod1})^{1+n}} & \text{Reka3} < \text{Recrit} \\ \frac{fka3 * \rho k * (v3/60)^2}{21.1 * (\text{wid2}-\text{Pod1})} & \text{Reka3} \geq \text{Recrit} \end{cases}$$

(* gradiente de perda de carga regio anular 3 *);

$$gpckCL = \begin{cases} \frac{K * (v4/60)^n * \left(\frac{3+1/n}{0.0416}\right)^n}{144000 * CL^{1+n}} & \text{Reka4} < \text{Recrit} \\ \frac{fka4 * \rho k * (v4/60)^2}{25.8 * CL} & \text{Reka4} \geq \text{Recrit} \end{cases}$$

(* gradiente de perda de carga regio anular 4: CHOKE LINE - *)

$\Delta Pkdp = gpckdp * d1;$

$\Delta Pkdc = gpckdc * (d2 - d1);$

$\Delta Pka1 = gpcka1 * L1;$

$\Delta Pka2 = gpcka2 * L2;$

$\Delta Pka3 = gpcka3 * L3;$

$\Delta PkCL = gpckCL * L4$

$Cd = 0.95;$

$At = \pi * (j1^2 + j2^2 + j3^2) / (4 * 32^2) // N;$

$\Delta Pb = (8.311 * 10^{-5}) * \rho * (Qr)^2 / (Cd^2 * At^2);$

$Pp = \Delta Ps + \Delta Pdp + \Delta Pdc + \Delta Pb + \Delta Pa1 + \Delta Pa2 + \Delta Pa3 + \Delta PCL$ (* pressão de bombeio *);

$\Delta Panular = \Delta Pa1 + \Delta Pa2 + \Delta Pa3 + \Delta PCL;$

$Pparasitica = \Delta Ps + \Delta Pdp + \Delta Pdc + \Delta Pa1 + \Delta Pa2 + \Delta Pa3 + \Delta PCL;$

(* Circulando o kick *)

$SIDPP = BHP - 0.052 * \rho * d2$

$Pdpf1 = SIDPP + Pp$ (* circulating drillpipe pressure 1 *)

$Pdpf1 + 0.052 * \rho * d2 - (\Delta Ps + \Delta Pdp + \Delta Pdc + \Delta Pb) - 0.052 * Gp * d2$

```

(* esse valor representa a diferenca entre a pressao de fundo e a pressao
da formacao. No caso a diferenca eh perda de carga no anular Aqui a
pressao de fundo eh Pdpf + 0.052 * rho * d2 - ( DeltaPs + DeltaPdp + DeltaPdc + DeltaPb) *)
Pdpf2 = BHP - 0.052 * rho * d2 + ( DeltaPs + DeltaPdp + DeltaPdc + DeltaPb)
(* nesse caso aqui a BHP = Pressao de poros = pressao da formacao *)
(* Posicao da base do kick durante a circulacao *)
DOb1 := 0
DOb2 := 0
DOb3 := 0
DOb4 := 0
R1 := Pod2 / Wid3
R2 := Pod1 / Wid3
R3 := Pod1 / Wid2
R4 := 0 / CL
Kb11 := 0.345 - 0.037 * R1 + 0.235 * R1^2 - 0.134 * R1^3
Kb12 := 0.345 - 0.037 * R2 + 0.235 * R2^2 - 0.134 * R2^3
Kb13 := 0.345 - 0.037 * R3 + 0.235 * R3^2 - 0.134 * R3^3
Kb14 := 0.345 - 0.037 * R4 + 0.235 * R4^2 - 0.134 * R4^3
Kb21 := 0.200 - 0.041 * R1 + 0.010 * R1^2 - 0.033 * R1^3
Kb22 := 0.200 - 0.041 * R2 + 0.010 * R2^2 - 0.033 * R2^3
Kb23 := 0.200 - 0.041 * R3 + 0.010 * R3^2 - 0.033 * R3^3
Kb24 := 0.200 - 0.041 * R4 + 0.010 * R4^2 - 0.033 * R4^3
vbs1 := Kb11 * (32.2 * DOb1 / 12)^1/2
vbs2 := Kb12 * (32.2 * DOb2 / 12)^1/2
vbs3 := Kb13 * (32.2 * DOb3 / 12)^1/2
vbs4 := Kb14 * (32.2 * DOb4 / 12)^1/2
vb1 := ((1 + Kb21) * (v1 / 60) + vbs1) * 60
vb2 := ((1 + Kb22) * (v2 / 60) + vbs2) * 60
vb3 := ((1 + Kb23) * (v3 / 60) + vbs3) * 60
vb4 := ((1 + Kb24) * (v4 / 60) + vbs4) * 60
tb1 := L1 / vb1
tb2 := tb1 + L2 / vb2
tb3 := tb2 + L3 / vb3
tb4 := tb3 + L4 / vb4
Sbase[t_] := {
  Wd3 - vb1 * t      t <= tb1
  d1 - vb2 * (t - tb1)  tb1 <= t <= tb2
  Wd2 - vb3 * (t - tb2) tb2 <= t <= tb3 ;
  Wd1 - vb4 * (t - tb3) tb3 <= t <= tb4
  0                  t >= tb4
}
Wd3 - vb1 * (tb1 + 2)
d1

```

```

d1
Wd3 - vb1 * (tb1)
Wd3 - vb1 * (tb1 + 0.01)
Sbase[tb1 + 0.01]
d1 - vb2 * (tb1 + 0.01)
vb1
vb2
d1
L1
Wd3 - d1
L2
d1 - Wd2
L3
L4

(* Sbase[t_] := { Wd3 - L[t]  t ≤ t4
                  0          t ≥ t4 ; *)

(* Plot[Sbase[t], {t, 0, tb4}] *)

(*Table[Sbase[t], {t, 0, tb4, 0.5}]*)
tb1
tb2
tb3
tb4
Sbase[tb1 + 1]
vb1 / 60
vb2 / 60
vb3 / 60
vb4 / 60
(* Posição do topo do kick *)
Co := 1.425
DOT1 :=  $\frac{\text{Wid3} - \text{Pod2}}{2}$ 
DOT2 :=  $\frac{\text{Wid3} - \text{Pod1}}{2}$ 
DOT3 :=  $\frac{\text{Wid2} - \text{Pod1}}{2}$ 
DOT4 :=  $\frac{\text{CL}}{2}$ 
R1 :=  $\frac{\text{Pod2}}{\text{Wid3}}$ 
R2 :=  $\frac{\text{Pod1}}{\text{Wid3}}$ 
R3 :=  $\frac{\text{Pod1}}{\text{Wid2}}$ 
R4 :=  $\frac{0}{\text{CL}}$ 
Kt11 := 0.345 - 0.037 * R1 + 0.235 * R12 - 0.134 * R13
Kt12 := 0.345 - 0.037 * R2 + 0.235 * R22 - 0.134 * R23
Kt13 := 0.345 - 0.037 * R3 + 0.235 * R32 - 0.134 * R33

```

```

Kt14 := 0.345 - 0.037 * R4 + 0.235 * R42 - 0.134 * R43
Kt21 := 0.200 - 0.041 * R1 + 0.010 * R12 - 0.033 * R13
Kt22 := 0.200 - 0.041 * R2 + 0.010 * R22 - 0.033 * R23
Kt23 := 0.200 - 0.041 * R3 + 0.010 * R32 - 0.033 * R33
Kt24 := 0.200 - 0.041 * R4 + 0.010 * R42 - 0.033 * R43
vms1 := Kt11 * (32.2 * DOT1 / 12)1/2
vms2 := Kt12 * (32.2 * DOT2 / 12)1/2
vms3 := Kt13 * (32.2 * DOT3 / 12)1/2
vms4 := Kt14 * (32.2 * DOT4 / 12)1/2
vt1 := ((1 + Kt21) * (v1 / 60) + vms1) * 60
vt2 := ((1 + Kt22) * (v2 / 60) + vms2) * 60
vt3 := ((1 + Kt23) * (v3 / 60) + vms3) * 60
vt4 := ((1 + Kt24) * (v4 / 60) + vms4) * 60

tt1 = {
   $\frac{L1-Hki}{vt1}$   Stki ≥ d1
  0           Stki < d1

tt2 = {
   $tt1 + \frac{L2}{vt2}$   Stki ≥ d1
   $\frac{Stki-Wd2}{vt2}$   Wd2 ≤ Stki < d1
  0           Stki < Wd2

tt3 = {
   $tt2 + \frac{L3}{vt3}$   Stki ≥ Wd2
   $\frac{Stki-Wd1}{vt3}$   Wd1 ≤ Stki < Wd2
  0           Stki < Wd1

tt4 = {
   $tt3 + \frac{L4}{vt4}$   Stki ≥ Wd1
   $\frac{Stki}{vt4}$       0 ≤ Stki < Wd1
  0           Stki < 0

Stk[t_] := {
  Stki - vt1 * t           t ≤ tt1
  d1 - vt2 * (t - tt1)    tt1 ≤ t ≤ tt2 && Stki ≥ d1
  Stki - vt2 * (t - tt1)  tt1 ≤ t ≤ tt2 && Stki < d1
  Wd2 - vt3 * (t - tt2)   tt2 ≤ t ≤ tt3 && Stki ≥ Wd2
  Stki - vt3 * (t - tt2)  tt2 ≤ t ≤ tt3 && Stki < Wd2
  Wd1 - vt4 * (t - tt3)   tt3 ≤ t ≤ tt4

(* Plot[{Sbase[t],Stki-vt1*t,Stk[t]},{t,0,tb4}] *)
tt4
tt3 +  $\frac{L4}{vt4}$ 
v1 + v2
Stki
d1
Stk[tt4 + 10]
(*Plot[{Stk[t]},{t,0,tb4}] *)
Hk[t_] := Sbase[t] - Stk[t]
(*Plot[{Hk[t]},{t,0,tb4}] *)
vb1
vt1
vb2
vt2
vb3

```

vt3
vb4
vt4

Hk[t_] := Sbase[t] - Stk[t]

$$V_k[t_] := \begin{cases} \frac{H_k[t]}{C_1} & d_1 \leq S_{base}[t] \leq Wd_3 \ \&\& \ d_1 \leq Stk[t] \leq Wd_3 \\ \frac{S_{base}[t]-d_1}{C_1} + \frac{d_1-Stk[t]}{C_2} & d_1 \leq S_{base}[t] \leq Wd_3 \ \&\& \ Wd_2 \leq Stk[t] \leq d_1 \\ \frac{S_{base}[t]-d_1}{C_1} + V_2 + \frac{Wd_2-Stk[t]}{C_3} & d_1 \leq S_{base}[t] \leq Wd_3 \ \&\& \ Wd_1 \leq Stk[t] \leq Wd_2 \\ \frac{S_{base}[t]-d_1}{C_1} + V_2 + V_3 + \frac{Wd_1-Stk[t]}{C_4} & d_1 \leq S_{base}[t] \leq Wd_3 \ \&\& \ 0 \leq Stk[t] \leq Wd_1 \\ \frac{H_k[t]}{C_2} & Wd_2 \leq S_{base}[t] \leq d_1 \ \&\& \ Wd_2 \leq Stk[t] \leq d_1 \\ \frac{S_{base}[t]-Wd_2}{C_2} + \frac{Wd_2-Stk[t]}{C_3} & Wd_2 \leq S_{base}[t] \leq d_1 \ \&\& \ Wd_1 \leq Stk[t] \leq Wd_2 \\ \frac{S_{base}[t]-Wd_2}{C_2} + V_3 + \frac{Wd_1-Stk[t]}{C_4} & Wd_2 \leq S_{base}[t] \leq d_1 \ \&\& \ 0 \leq Stk[t] \leq Wd_1 \\ \frac{H_k[t]}{C_3} & Wd_1 \leq S_{base}[t] \leq Wd_2 \ \&\& \ Wd_1 \leq Stk[t] \leq Wd_2 \\ \frac{S_{base}[t]-Wd_1}{C_3} + \frac{Wd_1-Stk[t]}{C_4} & Wd_1 \leq S_{base}[t] \leq Wd_2 \ \&\& \ 0 \leq Stk[t] \leq Wd_1 \\ \frac{H_k[t]}{C_4} & 0 \leq S_{base}[t] \leq Wd_1 \ \&\& \ 0 \leq Stk[t] \leq Wd_1 \end{cases}$$

(*Plot[{Hk[t]}, {t, 0, tb4}]
Plot[{Vk[t]}, {t, 0, tb4}] *)

Vk[32.5]

Hk[2]

vb2 / 60

vt2 / 60

tt1

tt2

tt3

tt4

vt1 * tt1 + Hki

v1 / 60

$$(* \ vtk[t_] := \begin{cases} 1.425*(v1/60)+0.2125 & d_1 < S_{base}[t] \leq Wd_3 \\ 1.425*(v2/60)+0.2125 & Wd_2 < S_{base}[t] \leq d_1 \\ 1.425*(v3/60)+0.2125 & Wd_1 < S_{base}[t] \leq Wd_2 \\ 1.425*(v4/60)+0.2125 & 0 < S_{base}[t] \leq Wd_1 \end{cases} *)$$

(* Plot[{vtk[t]}, {t, 0, t4}] *)

(* Co=1.225

V∞ =0.2125 *)

(* vtk1:=60*(Co*(v1/60)+V∞) ;

vtk2:=60*(Co*(v2/60)+V∞) ;

vtk3:=60*(Co*(v3/60)+V∞) ;

vtk4:=60*(Co*(v4/60)+V∞); *)

$$(* \ Ltk[t_] := \begin{cases} vtk_1*t & 0 \leq t \leq t_1 \\ vtk_1*t_1 + vtk_2*(t-t_1) & t_1 \leq t \leq t_2 \\ vtk_1*t_1 + vtk_2*(t_2-t_1) + vtk_3*(t-t_2) & t_2 \leq t \leq t_3 \\ vtk_1*t_1 + vtk_2*(t_2-t_1) + vtk_2*(t_3-t_2) + vtk_3*(t-t_3) & t_3 \leq t \leq t_4 \end{cases} *)$$

$$(* \ Stk[t_] := \begin{cases} Stki-Ltk[t] & Stki-Ltk[t] > 0 \\ 0 & Stki-Ltk[t] \leq 0 \end{cases} *)$$

(* Hk[t_] := Sbase[t] - Stk[t] *)

```

(*Vk[t_] := {
  
$$\frac{Hk[t]}{C1}$$

  
$$\frac{Sbase[t]-d1}{C1} + \frac{d1-Stk[t]}{C2}$$

  
$$\frac{Sbase[t]-d1}{C1} + V2 + \frac{Wd2-Stk[t]}{C3}$$

  
$$\frac{Sbase[t]-d1}{C1} + V2 + V3 + \frac{Wd1-Stk[t]}{C4}$$

  
$$\frac{Hk[t]}{C2}$$

  
$$\frac{Sbase[t]-Wd2}{C2} + \frac{Wd2-Stk[t]}{C3}$$

  
$$\frac{Sbase[t]-Wd2}{C2} + V3 + \frac{Wd1-Stk[t]}{C4}$$

  
$$\frac{Hk[t]}{C3}$$

  
$$\frac{Sbase[t]-Wd1}{C3} + \frac{Wd1-Stk[t]}{C4}$$

  
$$\frac{Hk[t]}{C4}$$

  d1 ≤ Sbase[t] < Wd3 && d1 < Stk[t] ≤ Wd3
  d1 < Sbase[t] < Wd3 && Wd2 < Stk[t] < d1
  d1 < Sbase[t] < Wd3 && Wd1 < Stk[t] < Wd2
  d1 < Sbase[t] < Wd3 && 0 ≤ Stk[t] < Wd1
  Wd2 < Sbase[t] < d1 && Wd2 < Stk[t] < d1
  Wd2 < Sbase[t] < d1 && Wd1 < Stk[t] < Wd2
  Wd2 < Sbase[t] < d1 && 0 ≤ Stk[t] < Wd1
  Wd1 < Sbase[t] < Wd2 && Wd1 < Stk[t] < Wd2
  Wd1 < Sbase[t] < Wd2 && 0 ≤ Stk[t] < Wd1
  0 < Sbase[t] < Wd1 && 0 ≤ Stk[t] < Wd1
; *)

```

```

(* Stk[t_] := Stki - {
  t*vtk1 d1 < Sbase[t] ≤ Wd3 && Stk[t] ≤ 0
  t*vtk2 Wd2 < Sbase[t] ≤ d1 && Stk[t] ≤ 0
  t*vtk3 Wd1 < Sbase[t] ≤ Wd2 && Stk[t] ≤ 0
  t*vtk4 0 < Sbase[t] ≤ Wd1 && Stk[t] ≤ 0
}

```

```

(*Plot[vtk[t], {t, t2, t4}] *)
(* Plot[{Stk[t], Sbase[t]}, {t, 0, t4}] *)
(* Plot[{Hk[t], Wd3}, {t, 0, t4}] *)
(* Plot[{Vk[t]}, {t, 0, t4}] *)

```

```

Vanular := V1 + V2 + V3 + V4
Cdp := 9702 / (12 * Adp)
Cdc := 9702 / (12 * Adc)
Ldp := d1
Ldc := d2 - d1
Vdp := Ldp / Cdp
Vdc := Ldc / Cdc
Vds := Vdp + Vdc
vdpmin := vdp * 60
vdcmin := vdc * 60
tdp := d1 / (vdpmin)
tdc := (d2 - d1) / (vdcmin)
tb := tdp + tdc + t4
tk1 := tb + L1 / v1
tk2 := tk1 + L2 / v2
tk3 := tk2 + L3 / v3
tk4 := tk3 + L4 / v4

```

```

Lk[t_] := {
  0 t ≤ tb
  v1 * (t - tb) tb < t ≤ tk1
  v2 * (t - tk1) + L1 tk1 < t ≤ tk2
  v3 * (t - tk2) + L1 + L2 tk2 < t ≤ tk3
  v4 * (t - tk3) + L1 + L2 + L3 tk3 < t ≤ tk4
  Lk[tk4] t > tk4
}

```

```

(* Sinterface[t_] := {
  Wd3 Vm[t] ≤ Vds
  Wd3 - Lk[t] Vds < Vm[t]
} *)

```

```

(* pode botar um limite ali no final qdo Sinterface eh zero *)

```



```

Sinterface[t_] := { Wd3          t ≤ tb
                   Wd3 - Lk[t]  t ≥ tb
}
(* Plot[Sinterface[t], {t, 0, tk4+3}] *)
(* Plot[Lk[t], {t, 0, tk4+100}] *)
(* Perda de Carga - lama original durante a segunda circulacao *)

Pmv[t_] := { ΔPa1 + ΔPa2 + ΔPa3 + ΔPCL          t4 ≤ t ≤ tb
            gpca1 * (Sinterface[t] - d1) + ΔPa2 + ΔPa3 + ΔPCL  d1 ≤ Sinterface[t] ≤ Wd3 && tb ≤
            gpca2 * (Sinterface[t] - Wd2) + ΔPa3 + ΔPCL        Wd2 ≤ Sinterface[t] ≤ d1 && tb ≤
            gpca3 * (Sinterface[t] - Wd1) + ΔPCL              Wd1 ≤ Sinterface[t] ≤ Wd2 && tb ≤
            gpcCL * (Sinterface[t])                          0 < Sinterface[t] ≤ Wd1 && tb ≤ t
            0                                                  t < t4
            0                                                  t ≥ tk4
}

(* Plot[Pmv[t], {t, 0, tk4+50}] *)
Pmv[tk4 + 10]
0
Sinterface[tk4 + 20]
1.0913936421275139`^^-11
tk4
545.875394686673`
Pmn[t_] :=
{ gpcka1 * (Wd3 - Sinterface[t])          d1 ≤ Sinterface[t] ≤ Wd3
  ΔPka1 + gpcka2 * (d1 - Sinterface[t])   Wd2 ≤ Sinterface[t] < d1
  ΔPka1 + ΔPka2 + gpcka3 * (Wd3 - Sinterface[t])  Wd1 ≤ Sinterface[t] < Wd2
  ΔPka1 + ΔPka2 + ΔPka3 + gpckCL * (Wd1 - Sinterface[t])  0 ≤ Sinterface[t] < Wd1
}
(* Plot[Pmn[t], {t, 0, tk4}] *)

Pb[t_] := BHP - { (Wd3 - Sbase[t]) * (0.052 * ρ + gpca1)          d1 ≤
                  (Wd3 - Sbase[t]) * 0.052 * ρ + ΔPa1 + gpca2 * (d1 - Sbase[t])  Wd2 ≤
                  (Wd3 - Sbase[t]) * 0.052 * ρ + ΔPa1 + ΔPa2 + gpca3 * (Wd2 - Sbase[t])  Wd1 ≤
                  (Wd3 - Sbase[t]) * 0.052 * ρ + ΔPa1 +          0 ≤ S
                  ΔPa2 + ΔPa3 + gpcCL * (Wd1 - Sbase[t])          BHP
                  BHP                                                  t > t
}

(*Pb[t_] := BHP -
{ L[t] * (0.052 * ρ + gpca1)          d1 ≤ Sbase[t] ≤ d2
  L[t] * 0.052 * ρ + ΔPa1 + gpca2 * (d1 - Sbase[t])  Wd2 ≤ Sbase[t] ≤ d1
  L[t] * 0.052 * ρ + ΔPa1 + ΔPa2 + gpca3 * (Wd2 - Sbase[t])  Wd1 ≤ Sbase[t] ≤ Wd2 *)
  L[t] * 0.052 * ρ + ΔPa1 + ΔPa2 + ΔPa3 + gpcCL * (Wd1 - Sbase[t])  0 ≤ Sbase[t] ≤ Wd1
  BHP                                                  t > t4
}

(* Temperatura do gas *)
Tgas [t_] := { (OBT + (Sbase[t] - Wd1) * GT) + 460  Sbase[t] ≥ Wd1
              (OBT + (Wd1 - Sbase[t]) * GT1) + 460  Sbase[t] ≤ Wd1
}

Ppr[t_] :=  $\frac{Pb[t]}{Ppc[\gamma]}$ ;
Tpr[t_] :=  $\frac{Tgas[t]}{Tpc[\gamma]}$ ;

(* Plot[Ppr[t], {t, 0, t4}]
Plot[Tpr[t], {t, 0, t4}] *)
(* Viscosity of gas ( $\mu_g$ ) Dempsey correlation (1965) *)

```

```

a0 = -2.46211820 * 100;
a1 = 2.97054714 * 100;
a2 = -2.86264054 * 10-1;
a3 = 8.05420522 * 10-3;
a4 = 2.80860949 * 100;
a5 = -3.49803305 * 100;
a6 = 3.60373020 * 10-1;
a7 = -1.04432413 * 10-2;
a8 = -7.93385684 * 10-1;
a9 = 1.39643306 * 100;
a10 = -1.49144925 * 10-1;
a11 = 4.41015512 * 10-3;
a12 = 8.39387178 * 10-2;
a13 = -1.86408848 * 10-1;
a14 = 2.03367881 * 10-2;
a15 = -6.09579263 * 10-4;
μ1 = (1.709 * 10-5 - 2.062 * 10-6 * γ) * (Tsup) + 8.188 * 10-3 - 6.15 * 10-3 * Log10[γ]
μg[t_] :=  $\frac{\mu1}{Tpr[t]}$  * Exp[(a0 + a1 * Ppr[t] + a2 * Ppr[t]2 + a3 * Ppr[t]3) +
  (Tpr[t]) * (a4 + a5 * Ppr[t] + a6 * Ppr[t]2 + a7 * Ppr[t]3) +
  (Tpr[t])2 * (a8 + a9 * Ppr[t] + a10 * Ppr[t]2 + a11 * Ppr[t]3) +
  (Tpr[t])3 * (a12 + a13 * Ppr[t] + a14 * Ppr[t]2 + a15 * Ppr[t]3)] ;
(* Plot [μg[t],{t,0, t4}, PlotRange → All ] *)
(*Compressibility Factor Z for natural gas (BB) *)
Z[t_] := AA[t] +  $\frac{1 - AA[t]}{\text{Exp}[BB[t]]}$  + CC[t] * Ppr[t]DD[t] ;
AA[t_] := 1.39 * (Tpr[t] - 0.92)0.5 - 0.36 * Tpr[t] - 0.101 ;
BB[t_] :=
  (0.62 - 0.23 * Tpr[t]) * Ppr[t] +  $\left(\frac{0.066}{Tpr[t] - 0.86} - 0.037\right)$  * Ppr[t]2 +  $\frac{0.32}{10^{9*(Tpr[t]-1)}}$  * Ppr[t]6 ;
CC[t_] := 0.132 - 0.32 * Log10[Tpr[t]] ;
DD[t_] := 100.3106-0.49*Tpr[t]+0.1824*Tpr[t]2 ;
(*Compressibility Factor Z for natural gas Hall & Yarbrough *)
τ [t_] :=  $\frac{1}{Tpr[t]}$ 
A[t_] := 0.06125 * τ [t] * E-1.2*(1-τ [t])2
B[t_] := τ [t] * (14.76 - 9.76 * τ [t] + 4.58 * τ [t]2)
Cc[t_] := τ [t] * (90.7 - 242.2 * τ [t] + 42.4 * τ [t]2)
Dd[t_] := 2.18 + 2.82 * t
Y := 0.001
Y1[t_] := Y -  $\frac{\frac{Y+Y^2+Y^3-Y^4}{(1-Y^3)} - A[t] * Ppr[t] - B[t] * Y^2 + Cc[t] * Y^{Dd[t]}}{\left(\frac{1+4Y+4Y^2-4Y^3+Y^4}{(1-Y)^4} - 2 * B[t] * Y + Cc[t] * Dd[t] * Y^{Dd[t]-1}\right)}$  ;
While[Abs[Y1[t] - Y] > 10-8, Y = Y1[t]]
Z[t_] :=  $\frac{A[t] * Ppr[t]}{Y1[t]}$ 

```

```

(* Plot [Z[t],{t,0,t4}, PlotRange → All] *)
(* Gas Real *)
(*Vreal [t_] =  $\frac{BHP*Pit}{Z[0]*(BHT+460)} * \frac{Z[t]*Tgas[t]}{Pgas[t]}$  - simulacao 6*)
(*Vm [t_] = Qr*t/(42) // N
  v [t_] = Vm [t]+Vg[t]*)
(* aqui na sim. 4 a gente faz *)
Vreal[t_] :=  $\frac{BHP * Pit}{Z[0] * Tgas[0]} * \frac{Z[t] * Tgas[t]}{Pb[t]}$ ;
Hg[t_] :=  $\frac{Vreal[t]}{Vk[t]}$ 
Vg[t_] :=  $\begin{cases} Vreal[t] & t \leq tt4 \\ Hg[tt4] * Vk[t] & tt4 \leq t \leq tb4 \end{cases}$ 
Hgas[t_] :=  $\frac{Vg[t]}{Vk[t]}$ 
(*Vreal[t_] :=  $\begin{cases} \frac{BHP*Pit}{Z[0]*Tgas[0]} * \frac{Z[t]*Tgas[t]}{Pbase[t]} & Vm[t] + \frac{BHP*Pit}{Z[0]*Tgas[0]} * \frac{Z[t]*Tgas[t]}{Pbase[t]} \leq V1+V2+V3+V4 \\ V1+V2+V3+V4-Vm[t] & Vm[t] + \frac{BHP*Pit}{Z[0]*Tgas[0]} * \frac{Z[t]*Tgas[t]}{Pbase[t]} > V1+V2+V3+V4 \end{cases} ;*$ 
(* Vreal[t_] :=  $\begin{cases} \frac{BHP*Pit}{Z[0]*Tgas[0]} * \frac{Z[t]*Tgas[t]}{Pbase[t]} & Stk[t] > 0 \\ V1+V2+V3+V4-Vm[t] & Vm[t]+Vk[t] > V1+V2+V3+V4 \end{cases}$  (* precisa rever essa segur
(*Plot [Vg[t],{t,0,tb4}, PlotRange → All ] *)
(*Va[t_] := Vm[t]+Vreal[t] ;*)
(*Lg[t_] :=  $\begin{cases} Vreal[t]*C1 & 0 < Va[t] \leq V1 \\ L1-L[t]+C2*(Va[t]-V1) & V1 < Va[t] \leq V1+V2 \\ L1+L2-L[t]+C3*(Va[t]-(V1+V2)) & V1+V2 < Va[t] \leq V1+V2+V3 \\ L1+L2+L3-L[t]+C4*(Va[t]-(V1+V2+V3)) & V1+V2+V3 < Va[t] \leq V1+V2+V3+V4 \end{cases} ;*$ 
(* Plot[Lg[t],{t,0,t4}, PlotRange → All] *)
(*Stopo[t_] := Sbase[t]-Lg[t] ;*)
(* Plot[{Sbase[t],Stopo[t],d1,Wd2, Wd1},{t,0,t4}]*)
 $\rho g[t_] = \frac{Pb[t]*M}{80.3*Z[t]*Tgas[t]}$ ;
(* Beggs & Brill *)
 $\mu a1 := \frac{K * (Wid3 - Pod2)^{1-n}}{144 * (v1 / 60)^{1-n}} * \left( \frac{2 + 1 / n}{0.0208} \right)^n$ 
 $\mu a2 := \frac{K * (Wid3 - Pod1)^{1-n}}{144 * (v2 / 60)^{1-n}} * \left( \frac{2 + 1 / n}{0.0208} \right)^n$ 
 $\mu a3 := \frac{K * (Wid2 - Pod1)^{1-n}}{144 * (v3 / 60)^{1-n}} * \left( \frac{2 + 1 / n}{0.0208} \right)^n$ 
 $\mu a4 := \frac{K * (CL)^{1-n}}{96 * (v4 / 60)^{(1-n)}} * \left( \frac{3 + 1 / n}{0.0416} \right)^n$ 
 $\mu m1[t_] := Hgas[t] * \mu g[t] + (1 - Hgas[t]) * \mu a1$ 
 $\mu m2[t_] := Hgas[t] * \mu g[t] + (1 - Hgas[t]) * \mu a2$ 
 $\mu m3[t_] := Hgas[t] * \mu g[t] + (1 - Hgas[t]) * \mu a3$ 
 $\mu m4[t_] := Hgas[t] * \mu g[t] + (1 - Hgas[t]) * \mu a4$ 
 $vm1[t_] := Hgas[t] * vt1 + (1 - Hgas[t]) * v1$ 
 $vm2[t_] := Hgas[t] * vt2 + (1 - Hgas[t]) * v2$ 

```

```

vm3[t_] := Hgas[t] * vt3 + (1 - Hgas[t]) * v3
vm4[t_] := Hgas[t] * vt3 + (1 - Hgas[t]) * v4
ρtp[t_] := ρ * (1 - Hgas[t]) + ρg[t] * Hgas[t]
Rema1[t_] := 
$$\frac{725 * (vm1[t] / 60) * \rho tp[t] * (Wid3 - Pod2)}{\mu m1[t]}$$
;
Rema2[t_] := 
$$\frac{725 * (vm2[t] / 60) * \rho tp[t] * (Wid3 - Pod1)}{\mu m2[t]}$$
;
Rema3[t_] := 
$$\frac{725 * (vm3[t] / 60) * \rho tp[t] * (Wid2 - Pod1)}{\mu m3[t]}$$
;
RemCL[t_] := 
$$\frac{928 * (vm4[t] / 60) * \rho tp[t] * CL}{\mu m4[t]}$$
;

Eqf1[t_] := -4 Log[10, 0.269 * ε / (Wid3 - Pod2) + 
$$\frac{1.255}{Rema1[t] * f^{1/2}}$$
] - 
$$\sqrt{\frac{1}{f}}$$
;

F1[t_] := FindRoot[Eqf1[t] == 0, {f, 0.03}];
fma1[t_] := f /. F1[t];

Eqf2[t_] := -4 Log[10, 0.269 * ε / (Wid3 - Pod1) + 
$$\frac{1.255}{Rema2[t] * f^{1/2}}$$
] - 
$$\sqrt{\frac{1}{f}}$$
;

F2[t_] := FindRoot[Eqf2[t] == 0, {f, 0.03}];
fma2[t_] := f /. F2[t];

Eqf3[t_] := -4 Log[10, 0.269 * ε / (Wid2 - Pod1) + 
$$\frac{1.255}{Rema3[t] * f^{1/2}}$$
] - 
$$\sqrt{\frac{1}{f}}$$
;

F3[t_] := FindRoot[Eqf3[t] == 0, {f, 0.03}];
fma3[t_] := f /. F3[t];

EqfCL[t_] := -4 Log[10, 0.269 * ε / (CL) + 
$$\frac{1.255}{RemCL[t] * f^{1/2}}$$
] - 
$$\sqrt{\frac{1}{f}}$$
;

Fcl[t_] := FindRoot[EqfCL[t] == 0, {f, 0.03}];
fmCL[t_] := f /. Fcl[t];

vtns1 := ((1 + Kt21) * (v1 / 60)) * 60
vtns2 := ((1 + Kt22) * (v2 / 60)) * 60
vtns3 := ((1 + Kt23) * (v3 / 60)) * 60
vtns4 := ((1 + Kt24) * (v4 / 60)) * 60

ttns1 := 
$$\begin{cases} \frac{L1 - Hki}{vtns1} & Stki \geq d1 \\ 0 & Stki < d1 \end{cases}$$


ttns2 := 
$$\begin{cases} tt1 + \frac{L2}{vt2} & Stki \geq d1 \\ \frac{Stki - Wd2}{vtns2} & Wd2 \leq Stki < d1 \\ 0 & Stki < Wd2 \end{cases}$$


ttns3 := 
$$\begin{cases} tt2 + \frac{L3}{vtns3} & Stki \geq Wd2 \\ \frac{Stki - Wd1}{vtns3} & Wd1 \leq Stki < Wd2 \\ 0 & Stki < Wd1 \end{cases}$$


```

$$ttns4 := \begin{cases} tt3 + \frac{L4}{vtns4} & Stki \geq Wd1 \\ \frac{Stki}{vtns4} & 0 \leq Stki < Wd1 \\ 0 & Stki < 0 \end{cases}$$

$$Stkns[t_] := \begin{cases} Stki - vtns1 * t & t \leq ttns1 \\ d1 - vtns2 * (t - ttns1) & ttns1 \leq t \leq ttns2 \\ Wd2 - vtns3 * (t - ttns2) & ttns2 \leq t \leq ttns3 \\ Wd1 - vtns4 * (t - ttns3) & ttns3 \leq t \leq ttns4 \end{cases} ;$$

$$Hkns[t_] := Sbase[t] - Stkns[t]$$

$$Vkns[t_] :=$$

$\frac{Hkns[t]}{C1}$	$d1 \leq Sbase[t] \leq Wd3 \ \&\& \ d1 \leq Stkns[t] \leq Wd3$
$\frac{Sbase[t]-d1}{C1} + \frac{d1-Stkns[t]}{C2}$	$d1 \leq Sbase[t] \leq Wd3 \ \&\& \ Wd2 \leq Stkns[t] \leq d1$
$\frac{Sbase[t]-d1}{C1} + V2 + \frac{Wd2-Stkns[t]}{C3}$	$d1 \leq Sbase[t] \leq Wd3 \ \&\& \ Wd1 \leq Stkns[t] \leq Wd2$
$\frac{Sbase[t]-d1}{C1} + V2 + V3 + \frac{Wd1-Stkns[t]}{C4}$	$d1 \leq Sbase[t] \leq Wd3 \ \&\& \ 0 \leq Stkns[t] \leq Wd1$
$\frac{Hkns[t]}{C2}$	$Wd2 \leq Sbase[t] \leq d1 \ \&\& \ Wd2 \leq Stkns[t] \leq d1$
$\frac{Sbase[t]-Wd2}{C2} + \frac{Wd2-Stkns[t]}{C3}$	$Wd2 \leq Sbase[t] \leq d1 \ \&\& \ Wd1 \leq Stkns[t] \leq Wd2 ;$
$\frac{Sbase[t]-Wd2}{C2} + V3 + \frac{Wd1-Stkns[t]}{C4}$	$Wd2 \leq Sbase[t] \leq d1 \ \&\& \ 0 \leq Stkns[t] \leq Wd1$
$\frac{Hkns[t]}{C3}$	$Wd1 \leq Sbase[t] \leq Wd2 \ \&\& \ Wd1 \leq Stkns[t] \leq Wd2$
$\frac{Sbase[t]-Wd1}{C3} + \frac{Wd1-Stkns[t]}{C4}$	$Wd1 \leq Sbase[t] \leq Wd2 \ \&\& \ 0 \leq Stkns[t] \leq Wd1$
$\frac{Hkns[t]}{C4}$	$0 \leq Sbase[t] \leq Wd1 \ \&\& \ 0 \leq Stkns[t] \leq Wd1$

$$Hgns[t_] := \frac{Vreal[t]}{Vkns[t]}$$

$$Vgns[t_] := \begin{cases} Vreal[t] & t \leq ttns4 \\ Hgns[ttns4 - 0.0001] * Vkns[t] & ttns4 \leq t \leq tb4 \end{cases}$$

$$\lambda[t_] := 1 - \frac{Vgns[t]}{Vkns[t]}$$

$$y[t_] := \frac{\lambda[t]}{(1 - Hgas[t])^2}$$

$$s[t_] := \begin{cases} \frac{\text{Log}[y[t]]}{(-0.0523 + 3.182 \text{Log}[y[t]] - 0.8725 * (\text{Log}[y[t]])^2 + 0.01853 * (\text{Log}[y[t]])^4)} & 1.0 \leq y[t] \leq 1 \\ \text{Log}[2.2 * y[t] - 1.2] & y[t] > 1.2 \vee y[t] < 1 \end{cases}$$

$$ftp1[t_] := fma1[t] * \text{Exp}[s[t]]$$

$$ftp2[t_] := fma2[t] * \text{Exp}[s[t]]$$

$$ftp3[t_] := fma3[t] * \text{Exp}[s[t]]$$

$$ftpCL[t_] := fmCL[t] * \text{Exp}[s[t]]$$

$$gpma1[t_] := \frac{ftp1[t] * \rho_{tp}[t] * (vm1[t] / 60)^2}{21.1 * (Wid3 - Pod2)}$$

$$gpma2[t_] := \frac{ftp2[t] * \rho_{tp}[t] * (vm2[t] / 60)^2}{21.1 * (Wid3 - Pod1)}$$

$$gpma3[t_] := \frac{ftp3[t] * \rho_{tp}[t] * (vm3[t] / 60)^2}{21.1 * (Wid2 - Pod1)}$$

```

gpmCL[t_] := 
$$\frac{ftpCL[t] * \rho tp[t] * (vm4[t] / 60)^2}{25.8 * (CL)}$$


|              |                                                  |                                   |
|--------------|--------------------------------------------------|-----------------------------------|
|              | gpma1[t] * (Sbase[t] - Stk[t])                   | d1 ≤ Sbase[t] < Wd3 && d1 ≤ Stk   |
|              | gpma1[t] * (Sbase[t] - d1) +                     | d1 ≤ Sbase[t] < Wd3 && Wd2 ≤ Stk  |
|              | gpma2[t] * (d1 - Stk[t])                         |                                   |
|              | gpma1[t] * (Sbase[t] - d1) +                     | d1 ≤ Sbase[t] ≤ Wd3 && Wd1 ≤ Stk  |
|              | gpma2[t] * (L2) + gpma3[t] * (Wd2 - Stk[t])      |                                   |
|              | gpma1[t] * (Sbase[t] - d1) + gpma2[t] * (L2) +   | d1 ≤ Sbase[t] ≤ Wd3 && 0 ≤ Stk[t] |
|              | gpma3[t] * (L3) + gpmCL[t] * (Wd1 - Stk[t])      |                                   |
|              | gpma2[t] * (Sbase[t] - Stk[t])                   | Wd2 ≤ Sbase[t] ≤ d1 && Wd2 ≤ Stk  |
| ΔPbif[t_] := | gpma2[t] * (Sbase[t] - (Wd3 - (L1 + L2))) +      | Wd2 ≤ Sbase[t] ≤ d1 && Wd1 ≤ Stk  |
|              | gpma3[t] * (Wd3 - (L1 + L2) - Stk[t])            |                                   |
|              | gpma2[t] * (Sbase[t] - (Wd3 - (L1 + L2))) +      | Wd2 ≤ Sbase[t] ≤ d1 && 0 ≤ Stk[t] |
|              | gpma3[t] * (L3) + gpmCL[t] * (Wd1 - Stk[t])      |                                   |
|              | gpma3[t] * (Sbase[t] - Stk[t])                   | Wd1 ≤ Sbase[t] ≤ Wd2 &&           |
|              |                                                  | Wd1 ≤ Stk[t] ≤ Wd2                |
|              | gpma3[t] * (Sbase[t] - (Wd3 - (L1 + L2 + L3))) + | Wd1 ≤ Sbase[t] ≤ Wd2 && 0 ≤ Stk   |
|              | gpmCL[t] * (Wd3 - (L1 + L2 + L3) - Stk[t])       |                                   |
|              | gpmCL[t] * (Sbase[t] - Stk[t])                   | 0 ≤ Sbase[t] ≤ Wd1 && 0 ≤ Stk[t]  |


```

```
Plead[t_] := Pb[t] - 0.052 * ρ tp[t] * Hk[t] - ΔPbif[t]
```

```
Phidroacima[t_] := 0.052 * ρ * Stk[t]
```

```

Pcargaacima[t_] := {
  ΔPCL + ΔPa3 + ΔPa2 + gpca1 * (Stk[t] - d1)  d1 ≤ Stk[t] ≤ Wd3
  ΔPCL + ΔPa3 + gpca2 * (Stk[t] - Wd2)      Wd2 ≤ Stk[t] ≤ d1
  ΔPCL + gpca3 * (Stk[t] - Wd1)             Wd1 ≤ Stk[t] ≤ Wd2
  gpcCL * Stk[t]                             0 ≤ Stk[t] ≤ Wd1
}

```

```
Pchoke[t_] := Plead[t] - (Phidroacima[t] + Pcargaacima[t])
```

```
(* Plot [Pchoke[t], {t,0,tb4}, PlotRange → All ]*)
```

(*Pressao no revestimento

```
(*Pan- pressao choke com perda de carga e a Pcas eh sem perda de carga *) *)
```

```
(*Pan [t_] :=
```

```

{ BHP - 0.052*(ρg[t]*Lg[t]+ρ*(Wd3-Lg[t]))-ΔPanular - ΔPg[t]+Pm2[t]  t ≤ t4
  BHP - (Phidro[t]+Pdin[t])                                           t > t4 ; *)

```

```

(*Pm2[t_] := {
  gpca1*(Sbase[t]-Stopo[t])  d1 ≤ Sbase[t] < Wd3 && d1<Stopo[t]
  gpca1*(Sbase[t]-(Wd3-L1))+  d1<Sbase[t] < Wd3 && Wd2<Stopo[t]
  gpca2*((Wd3-L1)-Stopo[t])
  gpca2*(Sbase[t]-Stopo[t])  Wd2<Sbase[t] < d1 && Wd2<Stopo[t]
  gpca2*(Sbase[t]-(Wd3-(L1+L2)))+  Wd2<Sbase[t] < d1 && Wd1<Stopo[t]
  gpca3*(Wd3-(L1+L2)-Stopo[t])
  gpca3*(Sbase[t]-Stopo[t])  Wd1<Sbase[t] < Wd2 && Wd1<Stopo[t]
  gpca3*(Sbase[t]-(Wd3-(L1+L2+L3)))+  Wd1<Sbase[t] < Wd2 && 0<Stopo[t]
  gpcCL*(Wd3-(L1+L2+L3)-Stopo[t])
  gpcCL*(Sbase[t]-Stopo[t])  0<Sbase[t] < Wd1 && 0<Stopo[t] <
}

```

```
(* Plot [Pm2[t], {t,0,t4},PlotRange → All] *)
```

```
(* Pm13[t_]= ΔPanular-Pm2[t] ;(* perda de carga na regio de lama *)*)
```

```
(*m[t_] = Pm13[t] + Pm2[t];*)
```

```
(* m[93]*)
```

```

(* cálculo do reynolds pro gás -
   velocidade tem q estar em ft/s!!! - fluido newtoniano*)
Rec = 2100;
ε / (Wid3 - Pod2) (* equivalent circular diameter = d2 - d1 *);
ε / (Wid3 - Pod1);
ε / (Wid2 - Pod1);
ε / CL;
(*
Regal[t_] = {  $\frac{725 * (v1/60) * \rho g[t] * (Wid3 - Pod2)}{\mu}$  d1 < Sbase[t] < Wd3
Rega2 = {  $\frac{725 * (v2/60) * \rho g[t] * (Wid3 - Pod1)}{\mu}$  Wd2 ≤ Sbase[t] ≤ d1
Rega3 = {  $\frac{725 * (v3/60) * \rho g[t] * (Wid2 - Pod1)}{\mu}$  Wd1 ≤ Sbase[t] ≤ Wd2
RegCL = {  $\frac{928 * (v4/60) * \rho g[t] * CL}{\mu}$  0 ≤ Sbase[t] ≤ Wd1
Regal[t_] :=  $\frac{725 * (v1/60) * \rho g[t] * (Wid3 - Pod2)}{\mu g[t]}$  ;
Rega2[t_] :=  $\frac{725 * (v2/60) * \rho g[t] * (Wid3 - Pod1)}{\mu g[t]}$  ;
Rega3[t_] :=  $\frac{725 * (v3/60) * \rho g[t] * (Wid2 - Pod1)}{\mu g[t]}$  ;
RegCL [t_] :=  $\frac{928 * (v4/60) * \rho g[t] * CL}{\mu g[t]}$  ;
*)

(* Eqf1[t_] := -4 Log[10, 0.269 * ε / (Wid3 - Pod2) +  $\frac{1.255}{Regal[t] * f^{1/2}}$ ] -  $\sqrt{\frac{1}{f}}$  ; *)
(* F1[t_] := FindRoot[Eqf1[t] == 0, {f, 0.03}] ; *)
(* fga1[t_] := f / F1[t] ; *)
(* fgas1 := Max[Table[fga1[t], {t, 0, t1, 1}]] *)

(* Eqf2[t_] := -4 Log[10, 0.269 * ε / (Wid3 - Pod1) +  $\frac{1.255}{Rega2[t] * f^{1/2}}$ ] -  $\sqrt{\frac{1}{f}}$  ;
F2[t_] := FindRoot[Eqf2[t] == 0, {f, 0.03}] ;
fga2[t_] := f / F2[t] ; *)
(* fgas2 := Max[Table[fga2[t], {t, t1, t2, 1}]] *)

(* Eqf3[t_] := -4 Log[10, 0.269 * ε / (Wid2 - Pod1) +  $\frac{1.255}{Rega3[t] * f^{1/2}}$ ] -  $\sqrt{\frac{1}{f}}$  ;
F3[t_] := FindRoot[Eqf3[t] == 0, {f, 0.03}] ;
fga3[t_] := f / F3[t] ; *)
(* fgas3 := Max[Table[fga3[t], {t, t2, t3, 1}]] *)

(* EqfCL[t_] := -4 Log[10, 0.269 * ε / (CL) +  $\frac{1.255}{RegCL[t] * f^{1/2}}$ ] -  $\sqrt{\frac{1}{f}}$  ; *)
(* Fcl[t_] := FindRoot[EqfCL[t] == 0, {f, 0.03}] ;
fgCL[t_] := f / Fcl[t] ; *)
(* fgasCL := Max[Table[fgCL[t], {t, t3, t4, 1}]] *)

fgas1[t_] := {  $\frac{\mu g[t] * (v1/60)}{1000 * (Wid3 - Pod2)^2}$  Regal[t] ≤ Rec
 $\rho g[t]^{0.75} * (v1 / 60)^{1.75} * \mu g[t]^{0.25} / (1396 * (Wid3 - Pod2)^{1.25})$  Regal[t] > Rec

```

```

fgas2[t_] := {
   $\frac{\mu g[t] * (v2/60)}{1000 * (Wid3 - Pod1)^2}$  Rega2[t] ≤ Rec
   $\rho g[t]^{0.75} * (v2 / 60)^{1.75} * \mu g[t]^{0.25} / (1396 * (Wid3 - Pod1)^{1.25})$  Rega2[t] > Rec
}

fgas3 [t_] := {
   $\frac{\mu g[t] * (v3/60)}{1000 * (Wid2 - Pod1)^2}$  Rega3[t] ≤ Rec
   $\rho g[t]^{0.75} * (v3 / 60)^{1.75} * \mu g[t]^{0.25} / (1396 * (Wid2 - Pod1)^{1.25})$  Rega3[t] > Rec
}

fgasCL[t_] := {
   $\frac{\mu g[t] * (v4/60)}{1500 * (CL)^2}$  RegCL[t] ≤ Rec
   $\rho g[t]^{0.75} * (v4 / 60)^{1.75} * \mu g[t]^{0.25} / (1800 * CL^{1.25})$  RegCL [t] > Rec
}

(* ΔPg2[t_] = {
  fga1[t] * (Sbase[t] - Stopo[t]) d1 ≤ Sbase[t] < Wd3 && d1 < Stopo
  fga1[t] * (Sbase[t] - (Wd3 - L1)) + d1 < Sbase[t] < Wd3 && Wd2 < Stopo[
    fga2[t] * ((Wd3 - L1) - Stopo[t])
  fga2[t] * (Sbase[t] - Stopo[t]) Wd2 < Sbase[t] < d1 && Wd2 < Stopo[
  fga2[t] * (Sbase[t] - (Wd3 - (L1 + L2))) + Wd2 < Sbase[t] < d1 && Wd1 < Stopo[
    fga3[t] * (Wd3 - (L1 + L2) - Stopo[t])
  fga3[t] * (Sbase[t] - Stopo[t]) Wd1 < Sbase[t] < Wd2 && Wd1 < Stopo
  fga3[t] * (Sbase[t] - (Wd3 - (L1 + L2 + L3))) + Wd1 < Sbase[t] < Wd2 && 0 < Stopo[t
    fgCL[t] * (Wd3 - (L1 + L2 + L3) - Stopo[t])
  fgCL[t] * (Sbase[t] - Stopo[t]) 0 < Sbase[t] < Wd1 && 0 < Stopo[t]
}

(*ΔPg[t_] := {
  fgas1[t] * (Sbase[t] - Stopo[t]) d1 ≤ Sbase[t] < Wd3 && d1 < Stopo[
  fgas1[t] * (Sbase[t] - (Wd3 - L1)) + d1 < Sbase[t] < Wd3 && Wd2 < Stopo[t
    fgas2[t] * ((Wd3 - L1) - Stopo[t])
  fgas2[t] * (Sbase[t] - Stopo[t]) Wd2 < Sbase[t] < d1 && Wd2 < Stopo[t
  fgas2[t] * (Sbase[t] - (Wd3 - (L1 + L2))) + Wd2 < Sbase[t] < d1 && Wd1 < Stopo[t
    fgas3[t] * (Wd3 - (L1 + L2) - Stopo[t])
  fgas3[t] * (Sbase[t] - Stopo[t]) Wd1 < Sbase[t] < Wd2 && Wd1 < Stopo[
  fgas3[t] * (Sbase[t] - (Wd3 - (L1 + L2 + L3))) + Wd1 < Sbase[t] < Wd2 && 0 < Stopo[t
    fgasCL[t] * (Wd3 - (L1 + L2 + L3) - Stopo[t])
  fgasCL[t] * (Sbase[t] - Stopo[t]) 0 < Sbase[t] < Wd1 && 0 < Stopo[t] <
}

(* Hidrostatica *)
(*Phidro[t_] := 0.052*(ρ*Sinterface[t]+ρk*(Wd3-Sinterface[t]))*)
(* Perdas de Carga *)
(*Pdin[t_] := Pmn[t]+Pmv[t]*)
(*Pressao no revestimento
(*Pan- pressao choke com perda de carga e a Pcas eh sem perda de carga *) *)
(*Pan [t_] :=
  [ BHP - 0.052*(ρg[t]*Lg[t]+ρ*(Wd3-Lg[t]))-ΔPanular - ΔPg[t]+Pm2[t] t ≤ t4
  [ BHP - (Phidro[t]+Pdin[t]) t > t4 ; *)
(*Pressao na sapata *)
Gshoe[t_] :=  $\frac{1}{0.052 * Wd2}$ 
  [ Pchoke[t] + 0.052 * ρ * Wd2 + ΔPa3 + ΔPCL Wd2 ≤ Stk[t] ≤ Wd3 && Wd2 ≤ Sbase[t] ≤ Wd3
  [ Pb[t] - 0.052 * ρtp[t] * (Sbase[t] - Wd2) Stk[t] < Wd2 && Sbase[t] > Wd2 ;
  [ BHP - 0.052 * ρ * (Wd3 - Wd2) - ΔPa1 - ΔPa2 Sbase[t] ≤ Wd2 && Stk[t] ≤ Wd2
(*Plot[{Gshoe[t]},{t,0,tb4}, PlotRange → All]*)

```


$$(*Gsap[t_]:= \frac{1}{0.052*Wd2} \begin{cases} Pchoke[t]+0.052*\rho*Wd2+gpca1*Wd2 & t \leq ttopshoe \\ BHP-0.052*(\rho tp[t]*(Sbase[t]-Wd2)+\rho*(Wd3-Sbase[t]))- & t > ttopshoe \\ gpca1*(Sbase[t]-Wd2) \\ BHP-0.052*\rho*(Wd3-Wd2)-\Delta Pa1 & Sbase[t] \leq Wd \end{cases}$$

(*DeltaPa1
DeltaPa2
DeltaPa3
DeltaPCL*)

$$(* Pshoe[t_]= \begin{cases} Pan[t]+0.052*\rho*Wd2+\Delta Pa3+\Delta PCL & Wd2 \leq Stopo[t] \leq Wd3 \ \&\& \ Wd \\ BHP-0.052*(\rho*L[t]+\rho g[t]*(Sbase[t]-Wd2)) - & Stopo[t] < Wd2 \ \&\& \ Sbase[t] \\ \begin{cases} gpca1*L[t]+fga1[t]* & d1 \leq Sbase[t] < Wd3 \\ (Sbase[t]-d1)+ \\ fga2[t]*L2 \\ \Delta Pa1+gpca2(L[t]-L1)+ & Wd2 \leq Sbase[t] < d1 \\ fga2[t]* \\ (Sbase[t]-Wd2) \end{cases} \\ BHP-0.052*\rho*(Wd3-Wd2)-\Delta Pa1-\Delta Pa2 & Sbase[t] \leq Wd2 \ \&\& \ Stopo[t] \end{cases}$$

```
(* Gshoe[t_] = Pshoe[t] / 0.052*Wd2 ; *)
(* pfundo[t_] = Pan[t]+0.052*(\rho g[t]*Lg[t]+\rho*(Wd3-Lg[t]))+\Delta Pg[t]+Pm13[t]
  Plot[{pfundo[t]},{t,0,t4}]*)
(* Plot[Ppr[t] ,{t,0,t4}]*)
(* Plot[Tpr[t] ,{t,0,t4}] *)
(* Plot [\mu g[t] ,{t,0,t4} , PlotRange \to All ] *)
(* Plot [Z[t] ,{t,0,t4} , PlotRange \to All ] *)
(* Plot [Vreal[t] ,{t,0,t4} , PlotRange \to All ] *)
(* Plot[Lg[t] ,{t,0,t4} , PlotRange \to All ] *)
(* Plot[Pan[t] ,{t,0,t4} , PlotRange \to All ] *)
(* Plot[{Gshoe[t],Gf} ,{t,0,t4} , PlotRange \to All ] *)
(* ParametricPlot[{Vm[t],Gshoe[t]},{t,0,t4} , AspectRatio \to 1] *)
(* tab :=Table[{Vm[t],Gshoe[t]},{t,0,t4,2}] *)
(* Export["RJS 457_teste.xls" , tab] *)
(* tabchoke := Table[{Vm[t],Pan[t]},{t,0,t4,2}]*)
(* Export["LSU.xls" ,{"Gshoe" \to tab,"Pchoke" \to tabchoke}] *)
(*Pan[t4-5]*)
(* Plot[{Gshoe[t],Gf} ,{t,0,t4} , AxesOrigin \to {0,17}] *)

(*FindRoot[\sqrt{\frac{1}{f}} == -4 Log[10,0.269*\epsilon / (Wid3-Pod2) + \frac{1.255}{Re*\epsilon^{1/2}}] , {f,0.03}]*)

(*t11 = Solve[Stopo[t]==Wd3 - L1,t]
  t22 =Solve[Sbase [t]-Stopo[t]+L[t]==L1+L2 ,t,MaxExtraConditions\toAll]
  t33 = Solve[Stopo[t]==Wd3 - (L1+L2+L3),t] //FullSimplify
  t44 = Solve[Stopo[t]==0,MaxExtraConditions\toAll] *)
```