Universidade Federal
do Rio de Janeiro
Escola Politécnica

TECNOLOGIA DOS MÉTODOS DE CONTROLE DE POÇO E *BLOWOUT*

Dirlaine Oliveira da Costa

Juliana de Castro Lopez

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

Orientador: Prof. Paulo Couto

Rio de Janeiro
Maio de 2011

Costa, Dirlaine Oliveira da e Lopez, Juliana de Castro

Tecnologia dos Métodos de Controle de Poço e *Blowout* / Dirlaine Oliveira da Costa e Juliana de Castro Lopez – Rio de Janeiro: UFRJ/ Escola Politécnica, 2011.

xiv, 76 p.: il.; 29,7 cm.

Orientador: Paulo Couto

Projeto de Graduação – UFRJ/ Escola Politécnica/ Curso de Engenharia do Petróleo, 2011.

Referências Bibliográficas: p. 61.

1. Controle de Poço 2. Águas Profudas 3. Fluidos de Base Oleosa 4. Enchova 5. Piper Alpha 6. Macondo I. Couto, P. *et al.* II. Universidade Federal do Rio de Janeiro, Escola Politécnica, Curso de Engenharia do Petróleo. III. Titulo.

TECNOLOGIA DOS MÉTODOS DE CONTROLE DE POÇO E *BLOWOUT*

Dirlaine Oliveira da Costa

Juliana de Castro Lopez

Aprovado por:

_____
Prof. Paulo Couto, D. Sc.(DEI/POLI/UFRJ)
(Orientador)

_____
Prof. Rosemarie Bröker Bone, D.Sc. (DEI/POLI/UFRJ)

_____
Eng. Shiniti Ohara, Ph.D. (Devon Energy)

Rio de Janeiro
Maio de 2011

Agradecimentos

Agradecemos, primeiramente, a Deus por estar sempre presente em nossas vidas, tornando possível essa vitória.

Aos nossos pais, Sebastião Paulo da Costa Filho e José Manoel Cortiñas Lopez, e mães, Dirce de Oliveira e Rosangela de Castro Lopez, que, com muito carinho e apoio, não mediram esforços para que chegássemos até esta etapa de nossas vidas.

Aos nossos irmãos e famílias pelo carinho e incentivo dado a nós e pela amizade incondicional.

Aos professores do Curso de Engenharia de Petróleo da Universidade Federal do Rio de Janeiro, em especial aos professores Paulo Couto, Rosemarie Bröker Bone, Alexandre Leiras e Theodoro Antoun Netto, por estarem à disposição e pelos ensinamentos no âmbito acadêmico e profissional.

Aos nossos amigos de faculdade pelo companheirismo e união tanto nos momentos de alegria quanto nos momentos de dificuldade que passamos ao longo desses 5 anos.

A todos os outros colegas e amigos que sempre acreditaram no nosso sucesso e nos incentivaram a encarar esse desafio, muito obrigada!

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

Tecnologia dos Métodos de Controle de Poço e *Blowout*

Dirlaine Oliveira da Costa
Juliana de Castro Lopez

Maio/2011

Orientador: Prof. Paulo Couto

Curso: Engenharia de Petróleo

O controle de poço é um assunto de extrema importância na exploração e explotação de óleo e gás, pois envolve aspectos de segurança de pessoal, ambiental e econômico. Para que as operações de perfuração sejam sempre seguras, é necessário que a pressão hidrostática no fundo do poço seja superior a pressão de poros da formação. O estudo das operações de controle visa estabelecer os parâmetros relevantes que devem ser acompanhados, a fim de evitar um influxo de fluidos da formação para o poço. Existem indícios que permitem detectar quando ocorrem influxos e, além disso, o estudo prevê técnicas para restabelecer o equilíbrio de pressões. Quanto mais rápido for a detecção e o controle, menores são as consequências.

Após estudar os fundamentos para o controle de poço, este trabalho apresenta as principais técnicas para impedir que um *kick* se transforme em um *blowout*. Em seguida, aborda as técnicas utilizadas para restabelecer as condições de controle quando o *blowout* ocorre.

O texto apresenta alguns desafios do controle de *kick* em águas profundas e ultra profundas e do uso de fluidos de base oleosa, principalmente em formações com a presença de gás. Por fim, é feito um estudo dos acidentes de Enchova, Piper Alpha e Macondo.

Palavras-chave: Controle de Poço; Águas Profundas; Fluidos de Base Oleosa; Enchova; Piper Alpha; Macondo.

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

Technology of Methods of Well Control and Blowout

Dirlaine Oliveira da Costa
Juliana de Castro Lopez

May/2011

Advisor: Prof. Paulo Couto

Course: Petroleum Engineering

Well control is of utmost importance in the exploration and development of oil and gas. A wide range of aspects of the exploration activity, such as economics, environment and personal safety, are fundamentally dependent on effective control of drilled wells. In order to achieve such effectiveness, the hydrostatic pressure at the bottom of the well must be higher than the pore pressure of the exposed formation. The study of well control operations, then, focuses on determining which parameters should be monitored so as to avoid fluid influx into the well. Such parameters provide telltale signs of an influx, ahead of time. In addition, the study of well control operations devises techniques to be applied in order to stop an influx after it happens. The faster influxes are detected and stopped, the less severe are the consequences.

After studying the essentials for the well control, this text presents the main techniques to prevent a kick from becoming a blowout. Then deals the techniques used to reestablish control conditions when the blowout occurs.

The text presents some challenges of kick control in deep and ultra deep waters and for the use of oil base fluids, especially in formations with the presence of gas. Finally, is done a study of accidents Anchovy, Piper Alpha and Macondo.

Keywords: Well Control; Deep Water; Oil-Based Mud; Enchova; Piper Alpha; Macondo.

Sumário

LISTA DE FIGURAS ..... **x**

LISTA DE TABELAS ..... **xi**

NOMENCLATURA ..... **xii**

1. INTRODUÇÃO **1**

1.1 BREVE HISTÓRICO DA PERFURAÇÃO 1

1.2 MOTIVAÇÃO 2

1.3 OBJETIVOS 2

1.4 ORGANIZAÇÃO DO TRABALHO 3

2. FUNDAMENTOS DO CONTROLE DE POÇO **4**

2.1 DEFINIÇÃO 4

2.2 FLUXO DA FORMAÇÃO PARA O POÇO 4

2.2.1 Falta de Ataque ao Poço 5

2.2.2 Perda de Circulação 7

2.2.3 Pistoneio 8

2.2.4 Massa Específica Insuficiente do Fluido 9

2.2.4.1 Formações com Pressões Anormalmente Altas 9

2.2.4.2 Redução da Massa Específica 10

2.2.5 Corte do Fluido de Perfuração 10

2.2.5.1 Gás nos Cascalhos 11

2.2.5.2 Outras Origens do Gás Incorporado a Lama 13

2.2.6 Cimentação Inadequada 13

2.2.7 Outras Causas de *Kick* 14

2.3 INDÍCIOS DE *KICK* 15

2.3.1 Detecção do *Kick* 15

2.3.1.1 Durante a Perfuração 15

2.3.1.2 Durante a Manobra 16

2.3.1.3 Durante uma Perda de Circulação 17

2.3.2 Importância da Rápida Detecção de um *Kick* 17

2.3.3 Distinção entre Indícios de *Kick* e Outras Ocorrências 18
2.4 DIMENSIONAMENTO DO BOP 18
2.5 COMPORTAMENTO DO FLUIDO INVASOR 20
2.5.1 *Kick* de Gás com o Poço Fechado 20
2.5.2 *Kick* de Gás com o Poço Aberto 21
2.6 TOLERÂNCIA AO *KICK* 22
2.6.1 Margem de Segurança ao *Kick* 24
2.6.2 Margem de Pressão de Poros ou de Tolerância ao *Kick* 24
2.6.3 Aplicações da Tolerância ao *Kick* 24
3. PROCEDIMENTOS E MÉTODOS PARA A CIRCULAÇÃO DE *KICKS* 26
3.1 INFORMAÇÕES PRÉVIAS 26
3.1.1 Tipos de *Kick* 26
3.1.2 Cálculo da Densidade da Lama Nova 27
3.1.3 Pressão Inicial de Circulação do *Kick* (PIC) 28
3.1.4 Pressão Final de Circulação do *Kick* (PFC) 28
3.2 MÉTODOS DE CONTROLE DE *KICK* 29
3.2.1 Método do Sondador 29
3.2.2 Método do Engenheiro 30
3.2.3 Método Simultâneo ou Misto 31
3.2.4 Método Volumétrico 31
4. PROCEDIMENTOS E MÉTODOS DE COMBATE A *BLOWOUTS* 32
4.1 *CAPPING* 33
4.2 POÇOS DE ALÍVIO 35
4.2.1 Informações Preliminares 35
4.2.1.1 Lâmina d'água 36
4.2.1.2 Profundidade do *Blowout* 36
4.2.1.3 Fluidos do Reservatório 36
4.2.1.4 Trajetória e Localização do Poço em *Blowout* 37
4.2.2 Planejamento dos Poços de Alívio 37

4.2.2.1 Localização do Poço na Superfície 38
4.2.2.2 Determinação do Ponto de Injeção 38
4.2.2.3 Determinação do Método de Amortecimento 39
4.2.2.4 Geometria do Poço de Alívio 40
4.2.3 Fases da Perfuração de um Poço de Alívio 41
5. CONTROLE DE *KICKS* EM ÁGUAS PROFUNDAS 43
5.1 BAIXOS GRADIENTES DE FRATURA DAS FORMAÇÕES 44
5.2 ELEVADAS PERDAS DE CARGA POR FRICÇÃO NA LINHA DO *CHOKE* 44
5.3 ALTA PERMEABILIDADE DAS FORMAÇÕES 45
5.4 EXPULSÃO DE GÁS REMANESCENTE TRAPEADO NO *RISER* 45
5.5 COMPARAÇÃO DOS MÉTODOS DE CONTROLE DE POÇO EM AMBIENTES DE ÁGUAS PROFUNDAS 45
5.5.1 Complexidade do Procedimento 46
5.5.2 Tempo de Execução 46
5.5.3 Cargas de Pressão no Poço 46
6. *KICKS* DE GÁS EM FLUIDOS DE BASE OLEOSA 48
6.1 SOLUBILIDADE DO GÁS 48
6.2 COMPRESSIBILIDADE DO FLUIDO 49
7. ESTUDO DE CASOS 50
7.1 ENCHOVA – BACIA DE CAMPOS – 24 DE ABRIL DE 1988 50
7.2 PIPER ALPHA – MAR DO NORTE – 06 DE JULHO DE 1988 52
7.3 MACONDO – GOLFO DO MÉXICO – 20 DE ABRIL DE 2010 54
8. CONSIDERAÇÕES FINAIS 60
9. REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS 61

Lista de Figuras

Figura 1.1 – Máxima lâmina d'água atingida por ano para poços exploratórios e de desenvolvimento perfurados no Brasil....2

Figura 2.1 - Esquema de poço com coluna de perfuração....5

Figura 2.2 – Aumento da pressão hidrostática no anular com a profundidade para a lama pura, lama com cascalhos e lama com cascalhos e gás....12

Figura 2.3 - Variação de pressão no fundo do poço correspondente a redução da densidade do fluido de perfuração na superfície, quando cortado por gás....12

Figura 2.4 - Migração de um *kick* de gás em poço fechado....21

Figura 2.5 – Esquema de poço de petróleo com um *kick* de gás em bolha única de uma altura h....22

Figura 2.6 – Fases de um poço através da tolerância ao *kick*....25

Figura 3.1 – Esquema de poço com kick de gás de altura H_k....27

Figura 3.2 - Pressão por volume de lama nova injetado no Método do Sondador....30

Figura 3.3 - Pressão por volume de lama nova injetado no Método do Engenheiro....30

Figura 4.1 – Elipse de incerteza....37

Figura 4.2 – Fases de perfuração de um poço de alívio....42

Figura 5.1 - Localização das reservas de petróleo do Brasil em 31/12/2010....43

Figura 5.2 - Pressão no *choke* por tempo de deslocamento para diferentes profundidades de lâmina d'água....44

Figura 5.3 – Ganho de lama nos tanques por tempo perdido na detecção do influxo em função da permeabilidade da formação....45

Figura 7.1 - Plataforma Piper Alpha em chamas em 06/07/1988....53

Figura 7.2 – Esquema de poços de alívio para o fechamento definitivo do poço Macondo.58

Lista de Tabelas

Tabela 2.1 - Técnicas de detecção de zonas de pressão anormal 10
Tabela 3.1 - Tipos de *kick* 27
Tabela 4.1 – Classificação de *blowouts* 32
Tabela 7.1 – Empresas envolvidas no acidente de Macondo em 20 de abril de 2010 55

Nomenclatura

Letras Latinas

C_a capacidade do anular em bbl/m

C_d deslocamento de tubo quando da retirada da coluna poço em bbl/m

C_i capacidade interna da coluna em bbl/m

C_{rev} capacidade do revestimento em bbl/m

d_e diâmetro externo do tubo de perfuração em pol

D_i diâmetro interno do revestimento em pol

d_p diâmetro externo do tubo de perfuração em pol

D_v profundidade vertical do poço em m

D_{vs} profundidade vertical da sapata em m

G gradiente de pressão

$G_{p,max}$ gradiente da pressão de poros na região mais profunda do poço em lb/gal

h distância entre o fundo do poço e o BOP em m

h_{kick} altura do kick quando considerado uma bolha única em m

h_{queda} altura de queda do nível de fluido de perfuração em m

L comprimento da tubulação em m

LE limite de escoamento em lb/100 ft^2

L_k é o comprimento do *kick* em m

L_{tubo} comprimento de tubo retirado na cabeça do poço em m

MSM margem de segurança de manobra em Ib/gal

P pressão em psi

P_{BOP} pressão na cabeça de poço que suportada pelo BOP em psi

P_h pressão hidrostática da lama na profundidade da zona portadora de gás em psi

P_{hfs} pressão hidrostática da lama do fundo do poço a sapata de revestimento em psi

$P_{h,gas}$ pressão do gás em psi

P_{hk} pressão hidrostática do fluido invasor em psi

P_{kt} pressão máxima de poros em psi

P_p pressão de poros da formação em psi

$P_{p,max}$ pressão de poros máxima em psi

P_{sap} pressão na sapata de revestimento em psi

T temperatura em K

V velocidade da manobra em m/min

$V_{aço}$ volume de revestimento retirado do poço em bbl

V_{ld} volume de líquido deslocado em bbl

V_k volume de lama ganho nos tanques em bbl

VP viscosidade plástica do fluido em cp

Z constante dos gases

Letras Gregas

ρ_{abs} massa específica equivalente estimada para a absorção da sapata em lb/gal

ρ_{eq} massa específica equivalente

ρ_{es} massa específica equivalente na sapata de revestimento em lb/gal

ρ_{gas} massa específica do gás em lb/gal

ρ_{lama} densidade da lama de perfuração em lb/gal

$\rho_{lama\ nova}$ densidade da lama de perfuração a ser substituída no poço em lb/gal

ρ_m massa específica da lama original em lb/gal

ρ_{mc} massa específica da lama cortada em Ib/gal

ρ_k massa específica do fluido invasor em em lb/gal

$\Delta\rho_{msk}$ margem de segurança ao *kick*

$\Delta\rho_{kt}$ margem de tolerância ao kick

ΔP variação da pressão hidrostática em psi

Siglas

ANP Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis

BHA *Bottom Hole Assembly*

BHP *Bottom Hole Pressure* (pressão no fundo do poço)

BOP *Blowout Preventer* (preventor de erupção)

ECP *External Casing Packer*

HPHT *High Pressure High Temperture* (alta pressão alta temperatura)

IPR Índice de Produtividade

LMRP *Low Marine Riser Package*

MMS *Minerals Management Service* (Serviço de Gerenciamento de Minerais)

KOP *Kick of Point* (início do desvio orientado do poço)

PFC Pressão Final de Circulação

PIC Pressão Inicial de Circulação

PRC Pressão Reduzida de Circulação

ROV Remote Operated Vehicle (Veículo Operado Remotamente)

SICP *Shut in Casing Pressure* (pressão de fechamento do revestimento)

SIDPP *Shut in Drill Pipe Pressure* (pressão de fechamento do drill pipe)

1. Introdução

No capítulo a seguir será apresentado um breve histórico da perfuração de poços no Brasil e no mundo, motivação e objetivos a serem alcançados pelo presente projeto de graduação e a organização do trabalho.

1.1 Breve Histórico da Perfuração

No início de sua história de utilização pela humanidade, o petróleo era recolhido de exsudações naturais encontradas em todos os continentes. Com a necessidade de sua utilização em larga escala, foi necessário aprimorar as técnicas de obtenção desta *commodity*.

Em 1859, foi iniciada a exploração comercial de petróleo por Edwin Drake, com um poço perfurado na cidade de Tittusville, Pensilvânia, que atingiu 21 metros de profundidade. A tecnologia utilizada foi o sistema de percussão movido a vapor que produziu dois metros cúbicos de óleo por dia. Nesta época, a produção de petróleo em larga escala foi incentivada pela demanda do mercado por um produto que substituísse o querosene obtido a partir do carvão e do óleo de baleia, largamente utilizado para iluminação. Posteriormente, com a invenção dos motores a gasolina e a diesel, a produção teve que ser intensificada.

Em 1900, a utilização do processo rotativo de perfuração revelou-se um marco na indústria do petróleo com a descoberta de óleo em 354 metros de profundidade, no Texas. A indústria *offshore* mundial teve início nos anos 1930, na Venezuela e 1950, no Golfo do México. Com a melhoria dos projetos de brocas e as novas técnicas de perfuração, foi possível a perfuração de poços com mais de 10.000 metros de profundidade.

O primeiro poço brasileiro com o objetivo de encontrar petróleo foi perfurado, em 1897, por Eugênio Ferreira Camargo, no município de Bofete, São Paulo. Este poço atingiu uma profundidade de 488 metros e produziu cerca de meio metro cúbico de petróleo por dia. Apenas em 1941, foi descoberto o primeiro campo comercial do Brasil, em Candeias, Bahia. As incursões para territórios *offshore* começaram em 1968, no campo de Guaricema, em Sergipe, e em 1974 no campo de Garoupa, na Bacia de Campos. A partir daí, a exploração *offshore* ganhou grande destaque na produção nacional e as descobertas subsequentes na Bacia de Campos tornaram o estado do Rio de Janeiro o maior produtor de petróleo do Brasil.

Os avanços tecnológicos experimentados para a perfuração nacional em águas profundas e ultraprofundas podem ser percebidos pelo gráfico apresentado na figura 1.1 que mostra a máxima lâmina d'água, atingida em um dado ano, para poços exploratórios e de desenvolvimento perfurados no Brasil ao longo dos anos. O aumento expressivo das profundidades perfuradas a partir dos anos 2000 pode ser explicado pela flexibilização do monopólio em 1997 que tornou o mercado de exploração mais competitivo e expandiu as fronteiras nacionais para áreas de prospecção ainda pouco exploradas.

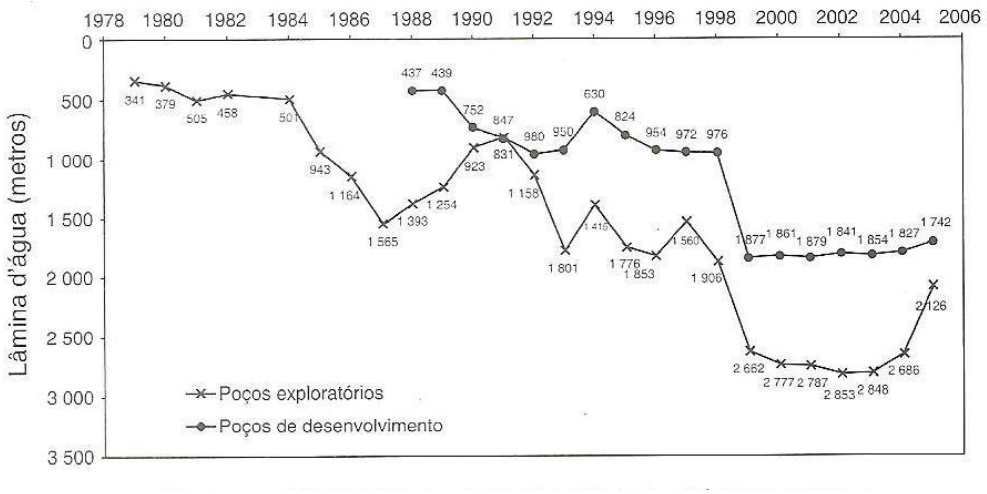

Figura 1.1 – Máxima lâmina d'água atingida por ano para poços exploratórios e de desenvolvimento perfurados no Brasil
Fonte: Rocha, L. A. S. *Perfuração Direcional* (2008)

1.2 Motivação

Com a descoberta dos grandes campos do Pré-Sal na bacia de Santos, anunciada pela Petrobras em 2006, o desenvolvimento de tecnologias apropriadas para a perfuração de poços em águas ultraprofundas se tornou de vital importância para o desenvolvimento das atividades nesta região. Pelo que se discute até o momento, esses campos podem conter reservas de até 100 bilhões de barris e, por isso, colocaram o Brasil em posição de destaque no contexto mundial, como país pioneiro na exploração dessas áreas. Neste contexto, um estudo de adequação das atuais técnicas de controle de poço para este cenário é apropriado, incluindo os desafios de se perfurar utilizando fluidos de base oleosa.

1.3 Objetivos

O objetivo deste trabalho é contribuir com a indústria do petróleo, fazendo uma análise dos desafios tecnológicos para as técnicas de controle de poço em águas profundas e para

a perfuração de poços com fluidos de base oleosa. Além disso, pretende-se colaborar para o desenvolvimento de material didático para a disciplina de Perfuração I do curso de Engenharia de Petróleo da Universidade Federal do Rio de Janeiro.

1.4 Organização do trabalho

O presente trabalho está dividido em nove capítulos, sendo o primeiro dedicado a introdução e o nono, às referências bibliográficas.

O próximo capítulo apresenta os fundamentos do controle de poço. Partindo da definição de controle, passando pelas causas e indícios de *kick* e pela importância de sua rápida detecção, esse capítulo se destina a revisar todos os aspectos tradicionais acerca do assunto. Além disso, é feita uma distinção entre indícios de *kick* e outras ocorrências rotineiras que podem confundir o pessoal da sonda, dimensionamento do BOP, um estudo do comportamento do fluido invasor e de tolerância ao *kick*, isto é, o máximo volume de fluido que um poço pode receber, sendo possível circulá-lo para fora sem fraturar a formação.

O capítulo três trata dos procedimentos e métodos para retomar o controle do poço quando da ocorrência de um *kick*. Além das informações prévias necessárias, o capítulo apresenta as técnicas existentes, explicando as principais etapas de que são compostas.

O capítulo quatro apresenta as técnicas utilizadas para restabelecer as condições de controle quando a ocorrência de um *blowout* não pode ser evitada e os fluidos da formação atingiram a superfície.

O capítulo cinco aborda dos desafios do controle de *kick* em águas profundas e ultraprofundas, destacando as características relevantes destes ambientes e faz uma comparação dos métodos de controle previamente estudados, a fim de escolher o mais adequado.

O capítulo seis destaca os aspectos que devem ser analisados ao se utilizar fluidos de perfuração de base oleosa.

O capítulo sete apresenta os acidentes no campo de Enchova em 24 de abril de 1988, o afundamento da plataforma Piper Alpha em 06 de julho do mesmo ano e o vazamento do poço Macondo em 20 de abril de 2010 como estudos de caso.

Finalmente, o capítulo oito faz as considerações finais acerca dos assuntos anteriormente abordados.

2. Fundamentos do Controle de Poço

Este capítulo se destina a explicar o que é controle de poço, suas principais causas, os métodos de detecção, indícios de *kick* e comportamento do fluido invasor. Além disso, são estudados o dimensionamento do BOP e a tolerância ao *kick*, que influenciam diretamente em fatores de projeto e de segurança.

2.1 Definição

O controle de poço pode ser definido como uma série de procedimentos a serem executados sobre a pressão das formações perfuradas a fim de evitar o fluxo de hidrocarbonetos dessas formações para o poço durante as operações de perfuração e os métodos a serem utilizados para combater esse influxo, caso ele ocorra. Segundo Aird (2009), tais procedimentos são separados em três níveis:

1) Controle primário: Ação da pressão hidrostática sobre a rocha, isto é, a pressão do fluido de perfuração, deve ser mantida superior a pressão existente nos poros da rocha a ser perfurada. O *kick*, fluxo inesperado e indesejado de fluido da formação para o poço, ocorre quando esse primeiro controle não é satisfatório;

2) Controle secundário: Conjunto de equipamentos de segurança a ser utilizado quando o controle primário é perdido. Nessa etapa o *kick* já ocorreu e se quer evitar o *blowout*, ou seja, fluxo descontrolado de fluido da formação para a superfície;

3) Controle terciário: Caso o controle do poço a nível secundário não possa ser mantido, um *blowout* irá ocorrer e o controle da formação só poderá ser conseguido através de medidas especiais.

2.2 Fluxo da Formação para o Poço

O fluxo de fluidos, gás, óleo ou água, da rocha para o interior do poço, também conhecido como *kick*, ocorre quando a pressão exercida pelo fluido de perfuração é inferior a pressão da formação.

As principais causas da redução da pressão no fundo poço são:

- Falta de Ataque ao Poço;
- Perda de circulação;
- Pistoneio;

- Massa Específica Insuficiente do Fluido de Perfuração;
- Corte do Fluido de Perfuração;
- Cimentação Inadequada.

2.2.1 Falta de Ataque ao Poço

Falta de ataque ao poço é a queda da pressão hidrostática devido à retirada da coluna de perfuração. O volume de aço retirado deve ser substituído por um volume equivalente de lama para que a pressão no fundo seja restabelecida.

Para que esse fenômeno seja evitado, deve-se aumentar o volume de lama no poço a fim de que o seu nível seja mantido. A prática usual é manter o poço cheio durante toda a manobra ou completá-lo a cada retirada de três a cinco seções de tubos e a cada seção de comando.

Quando a coluna é retirada sem abastecimento, o nível de fluido cai de uma altura h_{queda}, correspondente ao volume de aço retirado ($V_{aço}$).

$$C_{rev} = C_a + C_i + C_d \tag{2.1}$$

onde C_{rev} é a capacidade do revestimento em bbl/m (barril por metro), C_a é a capacidade do anular em bbl/m, C_i é a capacidade interna da coluna em bbl/m e C_d é o deslocamento de tubo quando da retirada da coluna poço em bbl/m.

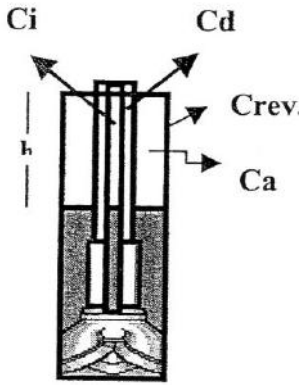

Figura 2.1 - Esquema de poço com coluna de perfuração
Fonte: RIBEIRO, P. R. *Engenharia de Perfuração*

$$V_{aço} = V_{ld} = (C_a + C_i) \times h_{queda} = (C_{rev} - C_d) \times h_{queda} \tag{2.2}$$

onde $V_{aço}$ é o volume de aço retirado do poço em bbl, V_{ld} o volume de líquido deslocado em bbl e h_{queda} é a altura de queda do nível de líquido dentro do poço em m.

$$V_{aço} = C_d \times L_{tubo} \quad (2.3)$$

onde L_{tubo} é o comprimento de tubo retirado na cabeça do poço em m.

A redução da pressão hidrostática no fundo (ΔP) será:

$$\Delta P = 0{,}1706 \times \rho_{lama} \times h_{queda} \quad (2.4)$$

onde ρ_{lama} é a densidade da lama de perfuração.

Exemplo adaptado de Bourgoyne et al.: Compare a perda de pressão hidrostática quando se retiram 10 seções de tubos de perfuração para as configurações (a) e (b): para os seguintes dados:

a) Revestimento de 9 5/8" e peso específico 36 lb/ft, tubo de perfuração com diâmetro externo de 5", peso especifico de 18 lb/ft e seção de 90 ft.

Cálculo das Capacidades:

Capacidade de Revestimento:

$$C_{rev} = 0{,}003187 \times D_i^2 = 0{,}003187 \times 8{,}921^2 = 0{,}2536\ bbl/m$$

onde D_i é o diâmetro interno do revestimento.

Capacidade de Deslocamento:

$$C_d = 0{,}003187 \times (d_e - D_i) = 0{,}003187 \times (5^2 - 4{,}276^2) = 0{,}0214\ bbl/m$$

onde d_e é o diâmetro externo do tubo de perfuração.

Volume de aço retirado:

$$V_{aço} = L \times C_d = \frac{10 \times 90}{3{,}281} \times 0{,}0214 = 5{,}87\ bbl$$

Altura de queda do nível de líquido:

$$V_{aço} = (C_{rev} - C_d) \times h_{queda} = (0{,}2536 - 0{,}0214) \times h_{queda} = 5{,}87$$

$$h_{queda} = 25{,}28\ m$$

Perda de pressão hidrostática:

$$\Delta P = 0{,}1706 \times \rho_{lama} \times h_{queda} = 0{,}1706 \times 10 \times 25{,}28 = 43{,}13\ psi.$$

b) Revestimento de 4 1/2" e peso específico 15,1 lb/ft, tubo de perfuração com diâmetro externo de 2 7/8", peso especifico de 6,5 lb/ft e seção de 90 ft.

Cálculo das Capacidades:

Capacidade de Revestimento:

$$C_{rev} = 0{,}003187 \times D_i^2 = 0{,}003187 \times 3{,}826^2 = 0{,}0467\ bbl/m$$

onde D_i é o diâmetro interno do revestimento.

Capacidade de Deslocamento:

$$C_d = 0{,}003187 \times (d_e - D_i) = 0{,}003187 \times (2{,}875^2 - 2{,}441^2) = 0{,}00735\ bbl/m$$

onde d_e é o diâmetro externo do tubo de perfuração.

Volume de aço retirado:

$$V_{aço} = L \times C_d = \frac{10 \times 90}{3{,}281} \times 0{,}00735 = 2{,}016\ bbl$$

Altura de queda do nível de líquido:

$$V_{aço} = (C_{rev} - C_d) \times h_{queda} = (0{,}0467 - 0{,}00735) \times h_{queda} = 2{,}016$$

$$h_{queda} = 51{,}23\ m$$

Perda de pressão hidrostática:

$$\Delta P = 0{,}1706 \times \rho_{lama} \times h_{queda} = 0{,}1706 \times 10 \times 51{,}23 = 87{,}4\ psi.$$

A queda de pressão hidrostática para o primeiro exemplo não é relevante para a maioria das operações de perfuração. No entanto, para o segundo caso a queda de pressão de 87,4 psi é significativa e pode causar problemas para o controle de poço.

2.2.2 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 em todos os pontos do poço. Nestas condições um *kick* pode ocorrer.

A perda de circulação pode ser natural, observada em formações fraturadas, vulgulares, carvernosas, 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.

2.2.3 Pistoneio

O pistoneio, durante a perfuração, é o fenômeno ocorrido na retirada da coluna de perfuração, ou outras ferramentas, que causa queda da pressão hidrostática no fundo do poço. Além disso, durante a descida da coluna o pistoneio pode causar aumento da pressão e, em casos extremos, fraturar a formação.

Dois tipos de pistoneio podem ocorrer durante a manobra da coluna de perfuração: pistoneio hidráulico e pistoneio mecânico.

a) Pistoneio Hidráulico:

Esse tipo de pistoneio cria uma pressão negativa que reduz a hidrostática na formação devido à tendência da lama em acompanhar a coluna durante a retirada da mesma.

A expressão que fornece a variação de pressão gerada pelo pistoneio é:

$$\Delta P = \frac{(L \times LE)}{60{,}96(d_h - d_p)} + \frac{(L \times VP \times V)}{5574(d_h - d_p)^2} \qquad (2.5)$$

onde ΔP é a pressão de pistoneio em psi, L é o comprimento da tubulação em m, LE é o limite de escoamento em lb/100 ft², VP é a viscosidade plástica do fluido em cp, d_h é o diâmetro do poço ou diâmetro interno do revestimento em pol, d_p é o diâmetro externo do tubo de perfuração em pol e V é a velocidade da manobra em m/min.

Dessa forma, para evitar a ocorrência de *kick* devido ao pistoneio hidráulico, é necessário adicionar uma margem de segurança a massa específica do fluido de perfuração segundo a fórmula abaixo.

$$MSM = 2 \times \frac{\Delta P}{0{,}17 \times D_v} \qquad (2.6)$$

onde MSM é a margem de segurança de manobra em Ib/gal e D_v é a profundidade vertical do poço em m.

Além disso, é possível reduzir a pressão gerada no pistoneio reduzindo a viscosidade do fluido de perfuração a valores mínimos permitidos ou ainda, controlando a velocidade de retirada da coluna.

b) Pistoneio Mecânico:

O pistoneio mecânico provoca a remoção da lama devido a obstruções entre a coluna que está sendo retirada e o poço como, por exemplo, enceramento da broca, estabilizadores ou *reamer* ou obstruções no *packer* quando sua borracha não está totalmente recolhida.

Esse volume de fluido removido, que reduzirá a hidrostática no fundo do poço, será identificado como um fluxo de fluido na retirada da coluna, permitindo a verificação do pistoneio mecânico. Outra forma de identificá-lo é pelo aumento do arraste (*drag*) associado ao enceramento de broca.

Uma vez detectado, deve-se tentar remover os detritos da formação que estão promovendo o enceramento. Caso essas tentativas não tenham êxito e a coluna tenha de ser retirada, deve-se fazê-lo com auxílio de uma bomba.

2.2.4 Massa Específica Insuficiente do Fluido

Ocorre quando o fluido de perfuração possui baixa massa específica para conter a produção de formações expostas. Essa insuficiência está associada a formações com pressão anormalmente alta ou a redução indesejada da massa específica do fluido.

2.2.4.1 Formações com Pressões Anormalmente Altas

Devem ser empregadas técnicas de detecção e medição de pressões anormalmente altas para que se possa elevar a massa específica do fluido de perfuração e evitar o influxo. As principais fontes de identificação deste tipo de formação estão apresentadas na tabela 2.1.

Fonte de Dados	Indicador de Pressão	Época do Registro
Métodos Geofísicos	Reflexão Sísmica, Gravimetria	Antes da Perfuração
Parâmetros de Perfuração	Taxa de Penetração, Expoentes D e D_c, Torque e Arraste	Durante a Perfuração
Fluido de Perfuração	Corte de Água ou Gás, Resistividade e Tempo de Retorno	Durante a Perfuração
Ferramenta Computacional	PWD (*Pressure While Drilling*)	Durante a Perfuração
Cascalho	Massa Específica, Volume, Forma, Tamanho ou Quantidade	Durante a Perfuração
Perfilagem	Perfis Elétricos, Acústicos e Densidade	Após Perfurar
Medida Direta de Pressão	Pressão na Coluna de Teste	Após Perfurar

Tabela 2.1 - Técnicas de detecção de zonas de pressão anormal
Fonte: Plácido, J. C. R. *Controle de Poço* (Notas de Aula)

2.2.4.2 Redução da Massa Específica

A redução da massa específica pode ser causada por: remoção de baritina pelo uso de centrífugas, decantação de baritina no poço e nos tanques de lama, diluição do fluido e aumento da temperatura, como acontece em poços HPHT. A redução da massa específica do fluido de perfuração provocará a consequente redução da pressão hidrostática por ela exercida.

2.2.5 Corte do Fluido de Perfuração

Quando o fluido de perfuração é contaminado por um fluido da formação ocorre corte da lama, causando a diminuição de sua massa específica. Essa redução também 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. Esse fato se deve a sua maior expansão quando este está se deslocando em direção a superfície, causando uma maior diminuição da densidade da mistura.

Mesmo em menores proporções, a redução na massa específica do fluido de perfuração devido ao corte por água e óleo também é importante e deve ser detectada para garantir a segurança da perfuração.

A redução da pressão hidrostática vai depender da quantidade de fluido de contaminação. Quanto mais fluido invasor, maior é a probabilidade de ocorrência de um *kick*.

A redução da pressão a uma determinada profundidade pode ser estimada pela seguinte equação:

$$\Delta P = 34{,}5 \times \left(\frac{\rho_m}{\rho_{mc}} - 1\right) \times \log\frac{P_h}{15} \qquad (2.7)$$

onde ΔP é o decréscimo da pressão devido ao corte por gás em psia, ρ_m é a massa específica da lama original em lb/gal, ρ_{mc} é a massa específica da lama cortada em Ib/gal, P_h é a pressão hidrostática da lama não cortada na profundidade da zona portadora de gás em psia.

2.2.5.1 Gás nos Cascalhos

Quando uma formação contendo gás é perfurada, a lama pode sofrer corte de gás devido à liberação desse fluido existente nos cascalhos quando são circulados até a superfície. A extensão do corte de gás está relacionada com o total de gás da rocha, a permeabilidade da rocha, a taxa de penetração e o tempo que os cascalhos permanecem no poço (*bottom up time*).

O gás no poço é submetido à pressão hidrostática normal e, conforme é circulado em direção à superfície, a pressão diminui e o gás se expande. Pequenas quantidades de gás podem causar uma grande redução no peso da lama medida na superfície. A redução da pressão hidrostática total no poço é muito pequena, embora os efeitos de superfície pareçam grandes, como é mostrado nas figuras 2.2 e 2.3.

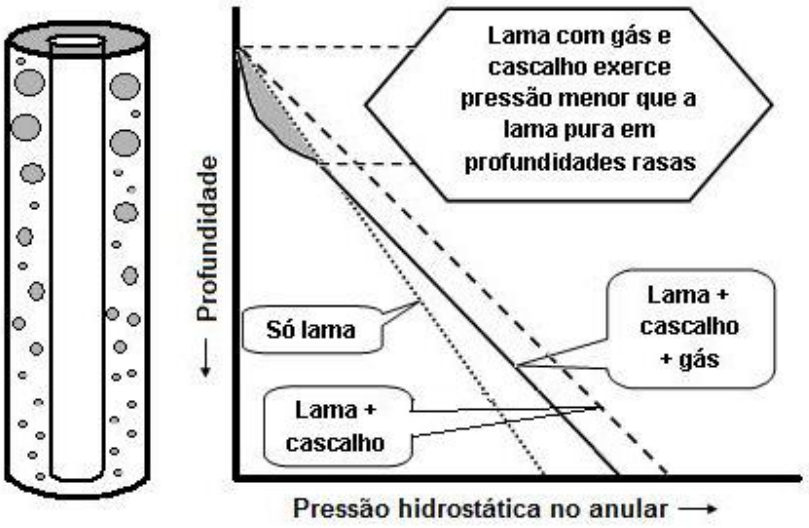

Figura 2.2 – Aumento da pressão hidrostática no anular com a profundidade para a lama pura, lama com cascalhos e lama com cascalhos e gás
Fonte: Lima, H. *Segurança de Poço* (2009)

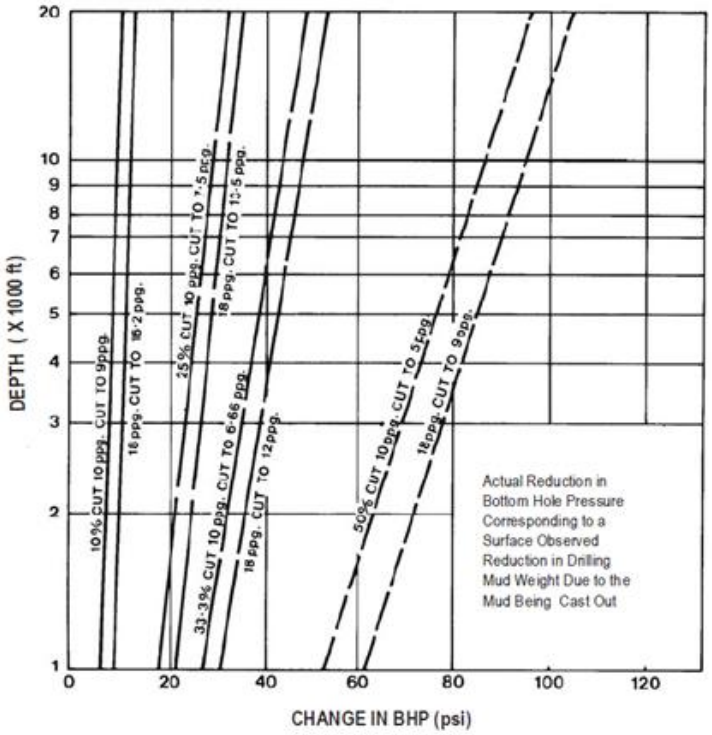

Figura 2.3 - Variação de pressão no fundo do poço correspondente a redução da densidade do fluido de perfuração na superfície, quando cortado por gás
Fonte: Wheatherford Company, *Well Control for the Drilling Team* (2001)

Tendo-se constatado o corte de gás nos cascalhos, as seguintes ações devem ser tomadas:

- Reduzir da taxa de penetração para diminuir o volume de gás a ser liberado dos cascalhos;

- Aumentar a vazão de bombeio, se possível;
- Parar a perfuração e circular para limpeza do poço em intervalos regulares.

2.2.5.2 Outras Origens do Gás Incorporado a Lama

Quando a camada portadora de gás encontra-se numa região rasa do poço, ela é denominada camada de gás raso ou *shallow gas*. A perfuração em regiões de gás raso é uma das situações mais perigosas que podem ser encontradas, pois o gás atinge a superfície rapidamente, dando poucos indícios.

Como o tempo de trânsito do fluido do fundo à cabeça do poço é curto, os operadores devem estar atentos aos sinais de um *kick*. O sensor de fluxo pode ser o único equipamento capaz de dar um aviso, com antecedência suficiente, de que um *kick* de gás raso está ocorrendo, permitindo que o desvio seja iniciado. Este sensor deve ser mantido em funcionamento sempre que possível. O grande problema desse sensor é que na prática ele geralmente não funciona. O aumento do nível de lama nos tanques, embora seja uma indicação valiosa, geralmente é percebido tarde demais.

Adicionalmente, o gás presente em camadas de gás raso a altas pressões pode ser oriundo de zonas mais profundas de poços próximos, que sofreu migração através de uma falha que os interliga. O emprego de cimento pobre, falhas de revestimento, procedimento de abandono inadequado, *blowouts* de poços e operações de injeção são as possíveis causas dessas ocorrências.

Outra situação de difícil detecção ocorre quando uma formação portadora de gás de baixa permeabilidade é perfurada. Quando o gás contido na rocha perfurada incorpora-se ao fluido, também conhecido como gás de fundo ou *background*, o corte de gás é apenas uma indicação de que um reservatório ou de que um folhelho portador de gás foi encontrado. Neste caso, o detector permanece com leitura constante durante a perfuração e, caso haja uma variação para mais na leitura do mesmo, a situação deve ser cuidadosamente investigada.

2.2.6 Cimentação Inadequada

O comportamento reológico da pasta de cimento é de extrema importância no processo de cimentação. Antes de alcançar sua resistência compressiva final, forma-se uma estrutura

auto-sustentável que faz com que a pressão hidrostática da pasta se reduza à pressão hidrostática da água de mistura, enquanto existe permeabilidade ao gás.

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 permitindo o influxo de gás. Nessas condições um *kick* pode ocorrer.

Para evitar esse problema pode-se:

- Minimizar a altura da pasta;
- Manter o anular pressurizado;
- Usar sais para aumentar a densidade da água de mistura;
- Usar pastas com tempos de pega diferenciados;
- Aumentar a massa específica do fluido antes da cimentação;
- Usar múltiplos estágios de cimentação;
- Usar pastas com aditivos bloqueadores de gás;
- Usar *External Casing Packer* (ECP) na coluna de revestimento.

2.2.7 Outras Causas de *Kick*

Algumas operações, quando realizadas de forma incorreta, podem causar *kicks*. Dentre elas podemos citar:

a) Teste de formação a poço aberto: o risco aumenta quando existe formação portadora de gás no trecho do poço aberto. Os riscos mais comuns são:

- Fratura da formação durante a circulação reversa;
- Existência de gás acumulado abaixo do *packer*; após a circulação reversa;
- Queda de nível do anular na abertura da válvula de circulação reversa;
- Pistoneio causado pelo *packer* durante a retirada da coluna de teste.

b) Repetição de um teste de formação sem o correto condicionamento do poço.

c) Colisão com um poço em produção: quando durante a perfuração de um poço ocorre a colisão com outro já em produção, cortando as colunas de revestimento e de produção. A pressão hidrostática do poço que está sendo perfurado poderá não ser suficiente para

conter os fluidos do poço produtor e assim ocorrerá um *kick*. Para evitar este tipo de acontecimento, a boa prática é interromper a produção de um poço quando se perfura outro com a mesma unidade.

2.3 Indícios de *Kick*

Há uma série de indícios que alertam a equipe de perfuração para a presença de um *kick* ou um *kick* iminente. Nem todos os sinais são, necessariamente, observados em qualquer instância, mas alguns servem de alerta.

2.3.1 Detecção do *Kick*

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

2.3.1.1 Durante a Perfuração

a) Aumento do volume de lama nos tanques

Qualquer invasão de fluido da formação resulta em um aumento no nível de lama nos tanques, que normalmente é um sistema fechado de circulação. Quando o aumento é muito lento, esse indício fica difícil de ser detectado. Além disso, outros fatores podem mascarar a mudança no nível.

Qualquer adição feita a esse fluido deve ser comunicada e acompanhada para a equipe de perfuração possa acompanhar corretamente o nível de lama nos tanques.

b) Aumento da taxa de penetração

Um aumento brusco na taxa de penetração é geralmente causado por uma mudança no tipo de formação. Se uma litologia de maior perfurabilidade for alcançada, pode haver perda do equilíbrio de pressão, fazendo com que a pressão de poros fique maior do que a pressão no fundo do poço. 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.

c) Aumento do fluxo no retorno

Esse é um indicador primário e pode ser observado quando a vazão de retorno é maior que a vazão de injeção.

d) Aumento da velocidade da bomba e diminuição da pressão de bombeio

Inicialmente, a entrada do fluido invasor no poço pode causar floculação da lama e, temporariamente, um aumento da pressão de bombeio. Como a circulação é contínua esse efeito logo deixa de ser significativo. O fluido menos denso da formação torna a hidrostática do anular mais leve que a do interior da coluna e, como formam um tubo em "U", isso causa um desbalanceamento, aliviando o esforço 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.

e) Corte da lama por água

É possível verificar na superfície um corte do fluido de perfuração quer seja por gás, óleo ou água. Como já foi dito, o corte de gás é causado pelo gás contido nos cascalhos gerados, havendo expansão dele na superfície. Já o corte de água é verificado pela alteração na salinidade da lama e aumento do teor de cloretos.

f) Fluxo com as bombas desligadas

Desligando-se as bombas, a pressão no fundo do poço decresce num valor correspondente às perdas de carga do anular. Isso facilita a entrada de fluidos da formação para o poço. Esse deslocamento de fluidos através da lama de perfuração será percebido e o contínuo deslocamento da lama pelo fluido da formação se refletirá no tanque. O poço fluindo com as bombas desligadas é um indicador primário de *kick*.

2.3.1.2 Durante a Manobra

O acompanhamento criterioso dos volumes de fluidos durante as manobras é considerado uma forma valiosa de detectar um *kick*.

a) Poço aceitando menos lama que o volume de aço retirado

Na retirada da coluna o poço deve aceitar o volume de lama correspondente ao de aço retirado. Deve haver um controle rigoroso dessa operação na superfície, o que é feito através de um tanque de manobra e preenchimento de planilhas. Caso o poço aceite menos lama, pode ser um sinal de que há fluido da formação invadindo o poço.

Durante um pistoneio mecânico tal fato também se verifica, porém essa observação é uma causa de *kick* e não um indício. Mesmo assim, todas as providências devem ser tomadas a fim de evitar que o *kick* realmente ocorra.

b) O poço devolvendo mais lama que o volume de aço descido

Pode acontecer do *kick* somente ser notado durante a descida da coluna ao fundo do poço. Quando a coluna é descida no poço, o fluido de perfuração flui em virtude do deslocamento da lama pela tubulação. Caso esteja ocorrendo um *kick,* o poço flui continuamente e não só no momento da descida da seção. As causas para esse indício podem ser:

- Pistoneio durante a retirada da coluna;
- Sobrepressão *(surge pressure)*, isto é, pode-se ter induzido uma perda durante a descida da coluna, com a consequente diminuição do nível de lama no poço;
- Poço abastecido incorretamente, provavelmente na retirada dos comandos.

Nessas situações é necessário o monitoramento do volume na descida da ferramenta, através do tanque de manobra, para que as medidas de controle sejam tomadas.

2.3.1.3 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.

2.3.2 Importância da Rápida Detecção de um *Kick*

Quanto mais rápido um *kick* for detectado, tomando-se as providências necessárias, mais fácil será o seu controle. Isso acontece porque se minimiza:

- O volume do *kick;*
- As pressões SIDPP (Pressão de Fechamento do Drill Pipe) e SICP (Pressão de Fechamento do Revestimento)*;*
- As perdas de tempo nas operações de controle.

Além disso, a demora na detecção de um *kick* ou na tomada das providências requeridas para o seu controle pode resultar em sérias consequências, como:

- Transformação do *kick* num *blowout;*
- Liberação de gases venenosos na área;
- Poluição do meio ambiente;
- Incêndio.

2.3.3 Distinção entre Indícios de *Kick* e Outras Ocorrências

a) Ganho de lama nos tanques

As causas para que isso ocorra podem ser:

- Adições na superfície: pode ocorrer por fabricação, tratamento ou transferência de fluido de perfuração;
- Fluxo da formação: neste caso um *kick* está ocorrendo.

b) Diminuição do nível de lama nos tanques

As causas para que isso aconteça são:

- Controle de sólidos: a remoção dos mesmos na superfície resulta no decréscimo do nível de lama nos tanques;
- Descarte de lama: a retirada da lama dos tanques;
- Transferência do fluido de um tanque a outro;
- Perda de circulação: corre-se o risco de um *kick*.

c) Mudança na taxa de penetração

As razões para que isso aconteça podem ser:

- Aumento na taxa de penetração como função do peso sobre a broca, da formação, da rotação da mesa, caso não se utilize um *top drive* e na vazão da bomba, apenas para formações moles onde a hidráulica perfura;
- Mudança na formação: há uma mudança gradativa na taxa de penetração;
- Formação de pressão elevada resultando num rápido incremento da taxa, sendo um indício de *kick*.

2.4 Dimensionamento do BOP

O *Blowout Preventer* (BOP) é o principal equipamento de segurança do poço de petróleo, uma vez que permite o fechamento deste em casos de descontrole, evitando poluição ambiental e acidentes na plataforma. Este equipamento só é acionado quando o controle primário do poço já foi perdido (um *kick* já ocorreu) e precisa-se iniciar as medidas de controle secundário para evitar um *blowout*. O BOP possibilita o fechamento do poço de petróleo e, em casos de plataformas flutuantes móveis, a desconexão de emergência entre o poço e o *riser*, através do LMRP (*Low Marine Riser Package*). Neste caso, o BOP permite que a plataforma se afaste sem haver ruptura das tubulações que a ligam ao poço.

O BOP é geralmente fabricado em ranges de 5.000 psi, 10.000 psi e 15.000 psi e seu dimensionamento permite escolher o equipamento que atenda às normas de segurança e tenha o menor custo possível, evitando desperdícios. De acordo com Ohara (2008), é necessário calcular a pressão na cabeça de poço que será suportada pelo BOP, P_{BOP}, através da fórmula 2.8:

$$P_{BOP} = P_{p,max} - P_{h,gas} \tag{2.8}$$

onde $P_{p,max}$ é a pressão hidrostática máxima considerando pressão de de poros máxima obtida na região mais profunda do poço e $P_{h,gas}$ é a pressão hidrostática do gás em psi.

A pressão do gás pode ser calculada pela fórmula abaixo:

$$P_{h,gas} = 0{,}1706 \times \rho_{gas} \times h \tag{2.9}$$

onde ρ_{gas} é a massa específica do gás em lb/gal e h é a distância entre o fundo do poço e o BOP em m.

Já para o cálculo da pressão de poros, pode-se utilizar o gradiente de pressão na profundidade máxima do poço. O gradiente de pressão é a pressão devida a uma coluna de fluido por uma unidade de comprimento.

$$G = \frac{P}{\mathrm{h}} \tag{2.10}$$

Dessa forma, a pressão de poros máxima será dada pela fórmula:

$$P_{p,max} = 0{,}1706 \times G_{p,max} \times h \tag{2.11}$$

onde $G_{p,max}$ é o gradiente da pressão de poros na região mais profunda do poço em lb/gal.

Com os valores da $P_{p,max}$ e da $P_{h,gas}$ pode-se calcular o valor da P_{BOP} que exprime a pressão máxima que o BOP deve suportar.

Exemplo de Ohara (2008): Um poço será perfurado até a profundidade de 4.550 metros onde o gradiente de poros máximo de 15,50 lb/gal é esperado. Qual o BOP a ser usado nestas condições? Será assumida uma massa específica para o gás de 2,0 lb/gal.

$P_{BOP} = P_{p,max} - P_{h,gas}$

$P_{h,gas} = 0{,}1706 \times \rho_{gas} \times h = 0{,}1706 \times 2{,}0 \times 4.550 = 1.552{,}46\ psi$

$$P_{p,max} = 0{,}1706 \times G_{pmax} \times h = 0{,}1706 \times 15{,}50 \times 4.550 = 12.031{,}57\ psi$$

$$P_{BOP} = 12031{,}57 - 1552{,}46 = 10.479{,}11\ psi$$

Assim, um BOP de 15.000 psi deverá ser utilizado.

2.5 Comportamento do Fluido Invasor

Quando ocorre um *kick*, temos a invasão do poço por água, óleo, gás ou uma combinação destes fluidos. Como já vimos na seção 2.2.5, os *kicks* de água e óleo apresentam controle consideravelmente mais fácil de que o *kick* de gás. A seguir, o comportamento do gás invasor e sua migração até a superfície serão estudados em detalhe.

2.5.1 *Kick* de Gás com o Poço Fechado

Nesse caso, não é permitida a expansão do gás, ou seja, ele não sofre alteração de volume durante o deslocamento. Todavia este fluido migra para a superfície trazendo consigo a pressão que originou o *kick* e aumentando seu valor em todos os pontos do poço, inclusive em sua região mais crítica, a sapata do revestimento. Isso poderá levar a fratura das formações ou falha dos equipamentos.

A velocidade em que o gás invasor viaja pelo poço é da ordem de 200 a 300 metros por hora a uma pressão igual à pressão de poros da formação. Caso esse valor seja superior a resistência a fratura de alguma região do poço, ela pode ser fraturada. Analogamente, se este valor for superior a pressão de trabalho de algum dos equipamentos de segurança, um dano pode ocorrer.

A figura 2.4 representa um poço fechado cuja lama possui massa específica de 11 ppg na primeira situação. Quando o gás atinge a sapata, esse valor passa a 22 ppg, chagando a alcançar 30 ppg nas condições de superfície. A pressão observada chega a 5.900 psi. Dificilmente as formações expostas resistiriam a um valor tão elevado.

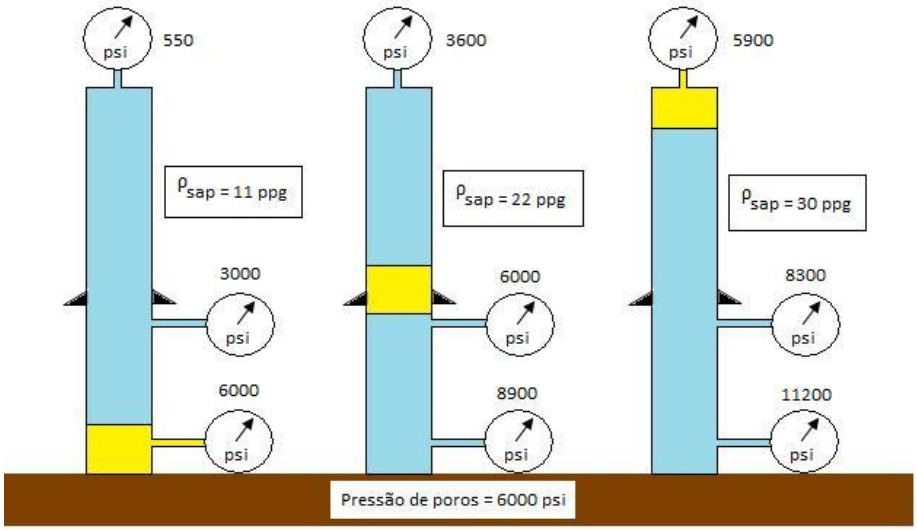

Figura 2.4 - Migração de um *kick* de gás em poço fechado.
Fonte: Elaboração própria a partir Lima, H. *Segurança de Poço* (2009).

2.5.2 *Kick* de Gás com o Poço Aberto

Em condições de poço aberto, o gás também migra em direção a superfície, porém sua pressão não é mantida durante este trajeto. Ela vai se reduzindo em decorrência de sua expansão e esse aumento de volume pode tornar a operação de controle impraticável, podendo culminar em um *blowout*.

A expansão do gás pode ser estimada pela equação geral dos gases:

$$\frac{P_1 V_1}{Z_1 T_1} = \frac{P_2 V_2}{Z_2 T_2} \qquad (2.12)$$

onde P, V, Z e T são pressões, volumes, constantes dos gases e temperaturas a diferentes profundidades.

A partir de todas as informações anteriores, pode-se concluir que, em caso de *kick*, o poço não pode ser deixado aberto e nem indefinidamente fechado. Segundo Ohara (2008), o procedimento correto a ser adotado para retirar o fluido invasor de forma ordenada, evitando um *blowout* ou o fraturamento da formação mais fraca, consiste na seguinte sequência:

1º) Parar a mesa rotativa;

2º) Abrir a válvula de *choke*;

3º) Parar a bomba;

4º) Fechar o BOP;

5º) Fechar o *choke*;

6º) Ler e registrar a pressão de fechamento do revestimento (SICP) e a pressão de fechamento do *drill pipe* (SIDPP).

2.6 Tolerância ao *Kick*

Tolerância ao *kick* é o máximo volume de fluido invasor que um poço pode receber, sendo possível controlar a situação, ou seja, ser circulado para fora sem fraturar a formação.

O modelo matemático adotado para o cálculo deste volume considera o *kick* ocorrendo no fundo do poço, em forma de bolha única, ocupando todo o espaço anular.

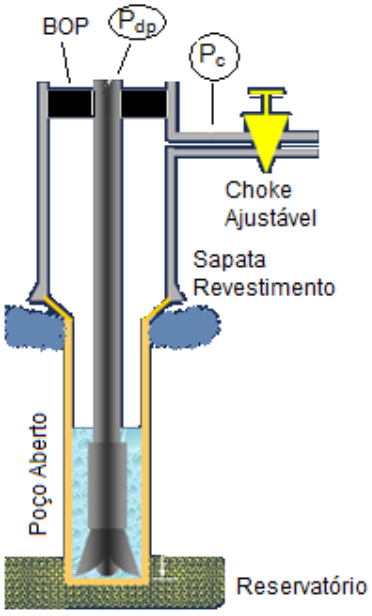

Figura 2.5 – Esquema de poço de petróleo com um *kick* de gás em bolha única de uma altura h onde Pdp é a pressão no drill pipe e Pc é a pressão no revestimento
Fonte: Fonte: Plácido, J. C. R. *Controle de Poço* (Notas de Aula)

As seguintes hipóteses são consideradas:

- O comprimento do *kick* (L_k) deve ser menor ou igual ao poço aberto;
- O sistema se encontra em equilíbrio estático com a pressão de poros da formação, expressa em massa específica equivalente (ρ_{eq});
- Quando a rocha é submetida a altos valores de pressão hidrostática exercida pelo fluido de perfuração, ela começa a absorver parte desse fluido até que uma fratura

ocorra. Neste modelo, considera-se que a massa específica equivalente de absorção na sapata deve ser maior ou igual à massa específica do fluido de perfuração (ρ_m).

Fazendo o balanço das pressões do fundo até a sapata de revestimento, tem-se:

$$P_{sap} = P_p - P_{hk} - P_{hfs} \tag{2.13}$$

onde P_{sap} é a pressão na sapata, P_p é a pressão de poros da formação, P_{hk} é a pressão hidrostática do fluido invasor e P_{hfs} é a pressão hidrostática da lama do fundo do poço a sapata de revestimento (neste caso, do topo do gás a sapata).

Em termos de massa específica equivalente a equação acima fica:

$$\rho_{es} \times D_{vs} = \rho_{eq} \times D_v - \rho_k \times L_k - \rho_m \times (D_v - D_{vs} - L_k) \tag{2.14}$$

onde ρ_{es} é a massa específica equivalente na sapata, D_{vs} é a profundidade vertical da sapata, ρ_{eq} é a massa específica equivalente de poros, D_v é a profundidade vertical do poço, ρ_k é a massa específica do fluido invasor, L_k é o comprimento do *kick* e ρ_m é a massa específica do fluido de perfuração.

Da equação acima, verifica-se que, quanto maior a pressão de poros, maior pode ser a pressão atuante na sapata. O valor máximo ao qual esta pressão de poros pode chegar (P_{kt}) é igual ao da pressão de absorção na sapata de revestimento. A equação pode ser escrita da seguinte maneira:

$$P_{abs} = P_{kt} - P_{hk} - P_{hfs} \tag{2.15}$$

$$P_{kt} = P_{abs} + P_{hk} + P_{hfs} \tag{2.16}$$

Expressando-se a equação em termos de massa específica equivalente, tem-se:

$$\rho_{kt} = \left(\frac{D_s}{D_v} \times (\rho_{abs} - \rho_m)\right) + \left(\frac{L_k}{D_v} \times (\rho_k - \rho_m)\right) + \rho_m \tag{2.17}$$

Assim, pode-se dizer que, tolerância ao *kick* é a máxima pressão de poros, expressa em massa específica equivalente ρ_{kt}, tal que, ocorrendo um *kick* de comprimento L_k, a uma profundidade D_v, com lama original do poço de massa específica ρ_m, o poço poderá ser fechado e circulado sem fraturar a formação.

Em situações práticas, para facilitar a verificação de quão seguro é um determinado cenário de operação, utiliza-se margens de segurança. Margem é a diferença entre uma variável e seu valor limite (máximo ou mínimo) e são definidas a seguir:

2.6.1 Margem de Segurança ao *Kick*

É a diferença entre o limite de absorção e a solicitação na sapata.

$$\Delta P_{msk} = P_{abs} - P_{sap} \tag{2.18}$$

Em termos de massa específica equivalente é:

$$\Delta \rho_{msk} = \rho_{abs} - \rho_{es} \tag{2.19}$$

onde $\Delta\rho_{msk}$ é a margem de segurança ao *kick*, ρ_{abs} é a massa específica equivalente estimada para a absorção da sapata e ρ_{es} é a máxima massa específica equivalente atuante na sapata no momento do fechamento ou na circulação.

Quando $\Delta\rho_{msk}>0$, a pressão atuando na sapata, no momento especificado, é menor que a pressão de absorção. Assim o poço pode ser fechado e circulado sem o risco de absorção ou fratura.

2.6.2 Margem de Pressão de Poros ou de Tolerância ao *Kick*

É a diferença entre a tolerância ao *kick* e a pressão de poros em frente a formação produtora.

$$\Delta P_{kt} = P_{kt} - P_p \tag{2.20}$$

Em massa específica equivalente será:

$$\Delta \rho_{kt} = \rho_{kt} - \rho_p \tag{2.21}$$

Quando $\Delta\rho_{kt} >0$, a pressão de poros não atingiu a tolerância ao *kick*. Neste caso o poço pode ser fechado e circulado com segurança, visto que, com o volume do *kick* e com a pressão de poros alcançada, a pressão na sapata é menor que a de absorção.

2.6.3 Aplicações da Tolerância ao *Kick*

Os parâmetros referentes à tolerância ao *kick* são diretamente utilizados no auxílio das seguintes operações:

- Elaboração do projeto de poço – através da construção do gráfico profundidade por gradientes de pressão de poros e de fratura, podemos determinar as fases do poço, ou seja, os intervalos em que a perfuração será interrompida e o revestimento será colocado e cimentado;

- Verificação da viabilidade de um programa de assentamento de sapatas de revestimento – a figura 2.6 apresenta o gráfico de definição das fases do poço com a profundidade onde cada revestimento será assentado;
- Acompanhamento da perfuração;
- Definição do momento de parada da perfuração e descida do revestimento.

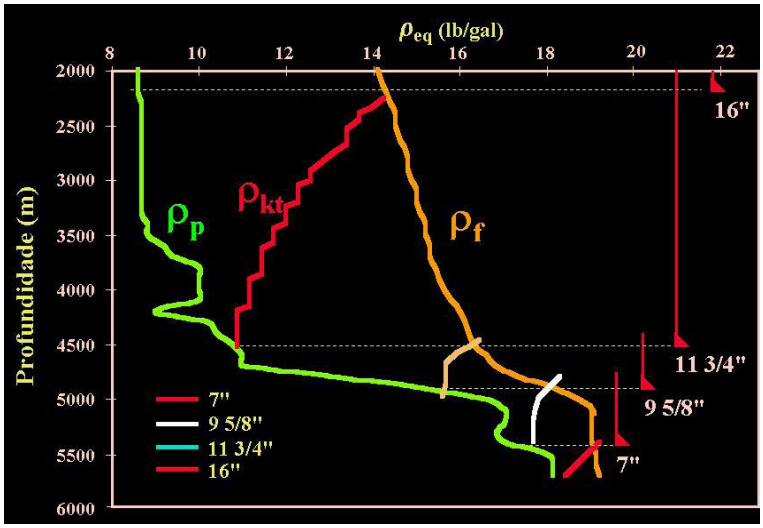

Figura 2.6 – Fases de um poço através da tolerância ao *kick*
Fonte: Plácido, J. C. R. *Controle de Poço* (Notas de Aula)

3. Procedimentos e Métodos para a Circulação de *Kicks*

Este capítulo se destina a explicar os métodos de circulação de *kicks*. Para tal, ele classifica os tipos de *kicks* e enumera as informações prévias necessárias a implementação de cada método. Os métodos existentes são: Método do Sondador, Método do Engenheiro, Método Simultâneo ou Misto e Método Volumétrico.

3.1 Informações Prévias

Uma vez detectado um *kick* é necessário fechar o poço e registrar as seguintes informações:

- Pressão de fechamento do revestimento (SICP);
- Pressão de fechamento do *drillpipe* (SIDPP);
- Pressão reduzida de circulação (PRC);
- Volume de lama ganho nos tanques (V_k);
- Profundidade vertical do poço (D_v);
- Planilhas de *kick;*
- Dados do poço e coluna (BHA – *Bottom Hole Assembly*).

Essas informações são utilizadas para determinar o tipo de *kick*, a pressão de poros, a densidade da nova lama a ser injetada no poço e as pressões inicial e final de circulação.

3.1.1 Tipos de *Kick*

Os *kicks* podem ser classificados em *kick* de gás, *kick* de óleo, *kick* de água ou de uma mistura desses fluidos. Essa classificação se baseia na densidade do fluido invasor (Ohara, 2008).

$$\rho_k = \rho_{mud} - \left(\frac{SICP - SIDPP}{0{,}1706 \times h_{kick}}\right) \tag{3.1}$$

onde h_{kick} está representado na figura 3.1 e pode ser determinado através da fórmula 3.2:

$$h_{kick} = \frac{V_k}{C_a} \tag{3.2}$$

onde V_k é o volume do *kick* verificado pelo aumento do volume de lama ganho nos tanques e C_a é a capacidade do anular.

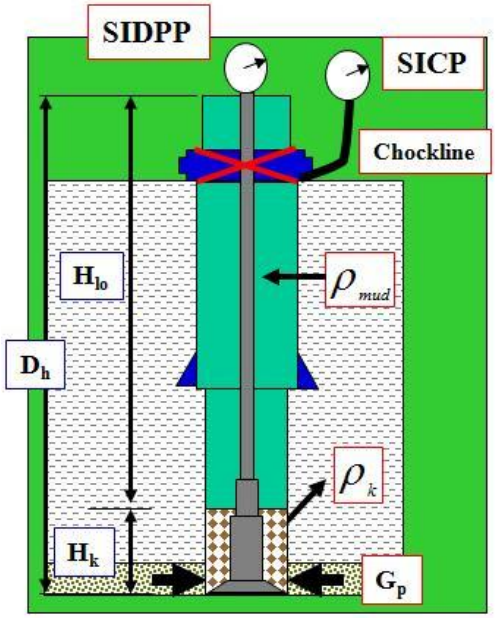

Figura 3.1 – Esquema de poço com *kick* de gás de altura H_k

Fonte: Ohara (2008)

Densidade do *kick*	Tipo de *kick*
$\rho_k \leq 6{,}0$ ppg	*kick* de gás
6,0 ppg $< \rho_k \leq$ 7,7 ppg	*kick* de óleo
7,7 ppg $< \rho_k <$ 8,34 ppg	*kick* de água, óleo e gás
8,34 ppg $\leq \rho_k$	*kick* de água

Tabela 3.1 - Tipos de *kick*

Fonte: Elaboração própria a partir de Ohara (2008)

3.1.2 Cálculo da Densidade da Lama Nova

Em condições de poço fechado, o fluxo de fluidos da formação para o seu interior cessa quando a pressão no fundo (BHP) for igual à pressão de poros da formação. Nessas condições a BHP pode ser calculada através da fórmula:

$$BHP = SIDPP + 0{,}1706 \times \rho_{lama} \times D_v \qquad (3.3)$$

No entanto, é necessário que a pressão de fundo seja calculada de acordo com a equação 3.4 para que não haja *kick* durante as operações de circulação.

$$BHP = 0{,}1706 \times \rho_{lama\ nova} \times D_v \tag{3.4}$$

Igualando as equações anteriores, teremos:

$$\rho_{lama\ nova} = \rho_{lama} + \frac{SIDPP}{0{,}1706 \times D_v} \tag{3.5}$$

onde $\rho_{lama\ nova}$ é a densidade da lama que será injetada no poço.

3.1.3 Pressão Inicial de Circulação do *Kick* (PIC)

A pressão inicial de circulação do *kick* é a pressão a ser mantida no *drill pipe* capaz de evitar novos fluxos de fluido da formação para o poço, enquanto se utiliza o fluido de perfuração original. Esse valor deve gerar uma pressão no fundo igual à pressão de poros da formação adicionada de uma margem de segurança a fim de que novas invasões de fluidos da formação para o poço não ocorram.

Na prática a PIC é estabelecida da seguinte maneira:

1º) Ligar a bomba, abrindo o *choke* de modo que a pressão no mesmo seja mantida;

2º) Ajustar a bomba para a vazão reduzida de circulação previamente determinada, regulando a abertura do *choke* de modo que a SICP seja mantida;

3º) Quando a bomba atingir a vazão reduzida com a pressão no *choke* SICP, então a pressão de circulação é a PIC.

A fórmula 3.6 é utilizada para o cálculo da PIC:

$$PIC = PRC + SIDPP \tag{3.6}$$

onde PRC é a pressão reduzida de circulação.

3.1.4 Pressão Final de Circulação do *Kick* (PFC)

A pressão final de circulação do *kick* é a pressão que deve ser mantida no *drill pipe* após a lama nova chegar à broca. Ela também deve ser capaz de manter a pressão no fundo do poço ligeiramente superior a pressão de poros da formação.

Segundo Ohara (2008), quando a lama nova é injetada ocorre uma queda na pressão de bombeio, cujo valor inicial era a PIC, devido ao aumento da pressão hidrostática no interior da coluna. Após a lama nova atingir a broca, a pressão de bombeio, denominada PFC, é mantida e pode ser calculada pela fórmula 3.7:

$$PFC = PRC \times \frac{\rho_{lama\ nova}}{\rho_{lama}} \tag{3.7}$$

onde PRC é a pressão reduzida de circulação.

Como as perdas de carga no anular, para a lama nova, variam pouco em relação à lama original, faz-se que o valor da PFC seja assumido logo que a lama nova passa da broca, e não quando chega ao *choke* (Ohara, 2008).

3.2 Métodos de Controle de *Kick*

Os métodos de controle de *kick* têm como objetivo circular o fluido invasor para fora do poço e restabelecer o controle primário do poço, substituindo a lama de perfuração existente no poço por lama de densidade adequada para conter a pressão da formação. Os principais métodos de controle são:

- Método do Sondador;
- Método do Engenheiro;
- Método Simultâneo ou Misto;
- Método Volumétrico.

3.2.1 Método do Sondador

Segundo Ribeiro (2000), este método consta de duas etapas ou circulações. A primeira circulação objetiva expulsar o fluido invasor utilizando apenas o fluido original. Com o poço já limpo do fluido invasor, inicia-se a segunda circulação que é o enchimento do poço com o novo fluido de perfuração.

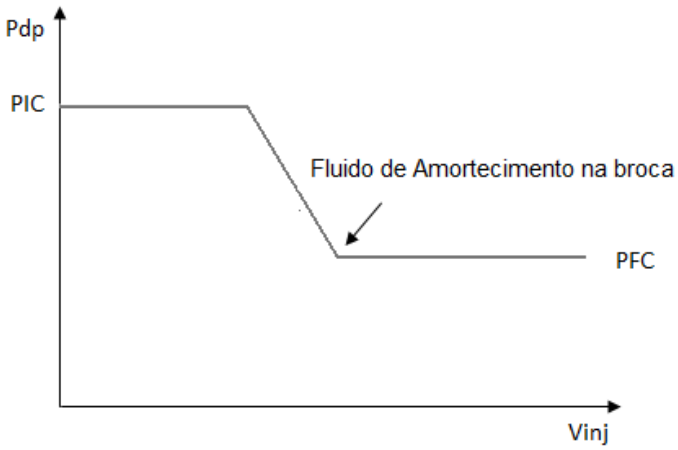

Figura 3.2 - Pressão por volume de lama nova injetado no Método do Sondador
Fonte: Elaboração própria a partir de Plácido, J. C. R. *Controle de Poço* (Notas de Aula)

3.2.2 Método do Engenheiro

Neste método, a circulação do fluido invasor já é feita com a lama nova. Um gráfico de monitoramento deve ser feito para acompanhar a redução da pressão de bombeio em função do número de ciclos bombeados da lama nova. A pressão de bombeio será reduzida da PIC para a PFC, enquanto a lama nova enche a coluna de perfuração. Este monitoramento é necessário visto que durante a injeção da lama nova a pressão no *choke* não pode ser mantida constante devido à expansão do gás. Em comparação com o método do sondador, é mais rápido e necessita de menores pressões durante a circulação. No entanto, apresenta maior dificuldade operacional.

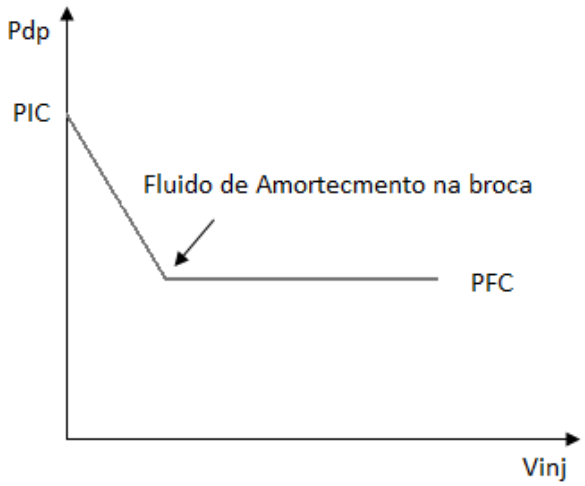

Figura 3.3 - Pressão por volume de lama nova injetado no Método do Engenheiro
Fonte: Elaboração própria a partir de Plácido, J. C. R. *Controle de Poço* (Notas de Aula)

3.2.3 Método Simultâneo ou Misto

O método simultâneo apresenta como característica o aumento gradual e progressivo da densidade da lama, e em paralelo, da circulação do fluido invasor. Esse processo ocorre até que seja atingido o peso da lama nova adequado ao controle da formação. Esse método apresenta difícil controle da válvula de *choke* devido ao operador não saber a localização exata da fronteira entre a lama nova e a lama original.

3.2.4 Método Volumétrico

Este método deve ser empregado quando, por alguma razão, não é possível circular lama no poço. As principais razões conhecidas são:

- A coluna de perfuração não se encontra dentro do poço;
- A coluna está entupida e não permite passagem de fluido.

Dado o impedimento em circular a lama no poço, como os métodos acima descritos exigem, o procedimento a ser realizado deve permitir a migração e a expansão controlada do gás até a superfície, drenando a pressão gerada pelo fluido invasor. Em seguida, o gás de *kick* deve ser substituído por lama nova.

4. Procedimentos e Métodos de Combate a *Blowouts*

Para o controle e combate ao *blowout* existem diversas técnicas, que podem ser caras, de difícil implementação e nem sempre bem sucedidas. Por isso, é necessário conhecer bem as técnicas disponíveis e analisar os critérios para a seleção ótima da técnica a ser utilizada.

Um *blowout* ou descontrole do poço pode ocorrer de duas maneiras:

a) A primeira delas, e mais conhecida, é quando ocorre na superfície. Este é consequência do desbalanceamento entre a pressão do poço e a pressão da formação;

b) O segundo tipo é quando ocorre em sub-superfície, também conhecido como *underground blowout*. Este pode ocorrer quando o limite de tolerância ao *kick* é ultrapassado e, com isso, a formação é fraturada, normalmente uma formação mais fraca e não revestida.

Além disso, os *blowouts* são divididos em cinco classes, conforme apresenta a tabela 4.1.

Classe	Presença de fogo	Acesso a cabeça de poço	Vazamento	Poluição
I	Não	Fácil	Pequeno	Não
II	Não	Fácil	Gás: 5 a 20 MMft³/dia Óleo: 100 a 5.000 bpd	Pouca
III	Sim ou Não	Possível	Gás: 20 a 50 MMft³/dia Óleo: 5.000 a 20.000 bpd	Tóxica
IV	Sim ou Não	Difícil	Gás: 50 a 100 MMft³/dia Óleo: 20.000 a 50.000 bpd	Tóxica
V	Sim ou Não	Impossível	Gás: mais de 100 MM ft³/dia Óleo: mais de 50.000 bpd	Tóxica

Tabela 4.1 – Classificação de *Blowouts*
Fonte: Elaboração própria a partir de Grace, R. D. *Advanced Blowout & Well Control* (1994)

Essa classificação é um importante critério para selecionar o método de combate de *blowouts* mais adequado e eficaz. Contudo, ela por si só não é suficiente. Existem outras informações relevantes na escolha da técnica a ser implementada. As mais importantes são:

- Localização do poço (*onshore*/*offshore*);
- Lâmina d'agua;
- Tipo de plataforma;
- Mapas da área e distâncias até os centros de transporte disponíveis (aeroportos, bases de suprimentos, docas, etc.);

- Tipo do *blowout* – gás trapeado, hidrocarbonetos, geotérmico, etc.;
- Prováveis causas do *blowout*;
- Status no momento do *blowout* (data e hora do *blowout*; profundidade total; dimensões dos revestimentos e suas respectivas profundidades de assentamento; tamanho e configuração da coluna de perfuração; tipo, peso e propriedades do fluido de perfuração/completação; descrição da sonda, do BOP, dos equipamentos de cabeça de poço, das bombas e de outros equipamentos de superfície; e lâmina d'água);
- Status no momento em que os especialistas são chamados (se está em fogo; vazão aproximada dos fluidos; tipo do fluido – óleo, água, gás natural, H2S, CO2, etc.; poluição; e danos à cabeça de poço/BOP/árvore de natal);
- Dados geológicos e do reservatório pertinentes.

Uma variedade de técnicas de controle de *blowout* está disponível. Algumas são aplicáveis somente a certas situações, enquanto outras podem ser utilizadas para quase todos os casos. Em poços terrestres, pela maior facilidade de acesso à cabeça do poço, a intervenção direta no poço é a técnica mais indicada, pois possibilita maior rapidez no controle e menor custo. Já em cenários de poços *offshore* em águas profundas, a utilização de poços de alívio é mais confiável.

4.1 *Capping*

O *capping* ou capeamento é uma técnica de intervenção direta para combater o *blowout* de um poço. Pode ser feita apenas em *blowouts* das classes I, II e III onde o acesso a cabeça do poço é viável e em vazamentos de óleo e gás não muito grandes.

Através de anos de experiência no capeamento de poços em *blowout*, ferramentas especializadas, equipamentos e processos foram desenvolvidos para recuperar o controle do poço com maior eficiência, eficácia e segurança.

O equipamento de capeamento é composto por uma ou mais válvulas cegas em cima, seguidos por um fluxo contrário com linhas desviadas. A configuração do fundo deste equipamento depende da configuração dos componentes restantes do poço.

Uma vez que tal equipamento é assentado, as linhas de circulação são conectadas e a válvula cega é fechada, fazendo com que o fluxo seja circulado até um fosso que deve estar a pelo menos 300 pés da cabeça de poço. Com o poço circulado, a operação de

capeamento é completada e as operações de controle e amortecimento começam. Dentre as técnicas mais utilizadas para o amortecimento estão o *Bullheading* e *Snubbing*.

a) O *Bullheading* consiste em empurrar o fluido de volta para a formação ou para uma formação mais fraca. Ocorre contra qualquer pressão e independentemente de qualquer resistência que o poço possa oferecer.

Requer uma pressão inicial de fratura para quebrar a formação. Especialistas têm modificado essa prática e usado a engenharia para determinar o peso de lama necessário para controlar o poço.

O *Bullheading* pode ser também realizado abaixo de um *packer stung* no poço em *blowout*, que tem a vantagem de isolar componentes do BOP ou da cabeça de poço erodidos ou danificados ou qualquer revestimento perto da entrada do *blowout* que carece de integridade estrutural. Ele também aplica considerável estresse ao poço. A pressão da formação está presa dentro do poço pelo fluxo do fluido injetado para amortecer o *blowout*. Esta pressão pode comprometer a sapata do revestimento, demolir formações expostas no poço aberto, por exceder a pressão de colapso, e danificar o revestimento. Isto aumenta a possibilidade do *blowout* ser alterado para um *underground blowout* (através da formação) com um diferente conjunto de conseqüências. Muitas vezes poços foram perdidos, controles foram atrasados ou opções eliminadas por causa de um inadequado fluido de *kill*.

O *bullheading* pode ocorrer com o poço fluindo (por desvio) ou então com o poço fechado. Quando é feito com o poço fluindo, o *build-up* de pressões não é aguardado, então, então se sabe exatamente qual a vazão e o peso de fluido necessários. Com isso, o amortecimento do poço é mais demorado. Já quando é feito com o poço fechado, o *build-up* é aguardado, com isso, o incremento de pressões diminui até zerar e, assim, se sabe qual vazão e peso de lama são necessários para amortecer o poço.

Durante essas operações, nevoas d'água são utilizadas para evitar maiores explosões e eliminar a possibilidade de qualquer ignição. Outra forma de evitar grandes explosões é a queima controlada.

b) O *Snubbing* é a técnica de amortecimento através da *snubbing unit*, que é um equipamento que permite descer uma coluna, mesmo contra a pressão do fluxo, com um fluido mais pesado que tem como objetivo acabar com o fluxo invasor.

Snubbing pode ser a única opção em operações de controle de poços críticos. Em geral, operações a alta pressão são realizadas com mais segurança. Para operações de

completação, os procedimentos podem ser realizados sem fluidos de *kill*, eliminando assim o potencial de danos da formação.

Existem, no entanto, algumas desvantagens e riscos associados ao *snubbing*. Geralmente, os procedimentos e as operações são mais complexos e, por isto, este é menos utilizado que o *bullheading*.

Além do uso da *snubbing unit*, o tubo pode ser conduzido por flexitubo. O flexitubo é mais fácil e rápido para manobras, mas tem algumas limitações, especialmente na resistência ao colapso.

O tamanho do tubo é importante por restrições hidráulicas. Se o poço não tem depleção ou *drawdown* para um nível menor, o *kill* pode requerer maior peso de lama ou maiores taxas de fluxo. Normalmente, tamanhos maiores de tubos são desejáveis para evitar excessiva fricção de fluido.

Por fim, vale ressaltar que o acesso ao interior da coluna de revestimento é requerido para que esta técnica seja mais efetiva. Além disso, se o poço tem fluxo de gás H_2S ele deve ser capeado ainda com fogo e todas as linhas de fluxo e BOP devem ser capazes de serem operadas na presença de H_2S.

4.2 Poços de Alívio

Essa técnica consiste em interceptar o poço em *blowout* usando um poço direcional e, então, amortecer o poço por meio da injeção de fluidos. O poço de alívio pode não ser simplesmente outro poço direcional, pois envolve um conjunto de operações complexas e requer habilidade técnica de engenharia específica.

Um aspecto importante é que essa técnica pode ser utilizada para todas as classes de *blowout.* Todavia, o tempo necessário para a construção desses poços e os altos custos envolvidos, devido à locação de sondas, acabam por colocá-la como uma última opção.

4.2.1 Informações Preliminares

A aplicação da técnica de poços de alívio implica no estudo de alguns importantes fatores que afetam diretamente o plano de contenção. Pode-se dizer que as informações preliminares mais relevantes são: lâmina d'água, profundidade do poço*,* o tipo de fluido no reservatório e trajetória e localização do poço em *blowout*.

4.2.1.1 Lâmina d'água

A perfuração de poços de alívio demanda diferentes requisitos que variam com a lâmina d'água, a qual impacta diretamente no poço em *blowout*. A hidrostática da água marinha, por exemplo, previne a expansão de gás em ambientes de baixa pressão até as condições atmosféricas. Além disso, ela reduz os efeitos da liberação do metano e do H_2S para a superfície.

Outro efeito da lâmina d'água é, algumas vezes, dispersar os efluentes do poço em *blowout*, diminuindo os riscos para a sonda e o pessoal embarcado, além de diminuir sua vazão.

4.2.1.2 Profundidade do Poço

A profundidade do poço afeta diretamente a estratégia de perfuração de um poço de alívio. *Blowouts* rasos (0 – 900m) podem ser mais complicados nesse aspecto do que *blowouts* mais profundos. Algumas dificuldades encontradas nesse caso são altos ângulos de inclinação (*dogleg*), poço aberto em formações inconsolidadas e tempo de perfuração maior do que o esperado devido às complexidades do controle direcional. Por outro lado, as elipses de incerteza são menores, possibilitando maior acurácia na interceptação do poço em *blowout*.

Quanto mais profunda é a profundidade do reservatório em *blowout*, maiores são as pressões das formações, redução dos diâmetros dos revestimentos, demandando maior potência das bombas de injeção, além de maiores elipses de incerteza e tempos de perfuração.

4.2.1.3 Fluidos do Reservatório

Os fluidos produzidos pelo poço em *blowout* também impactam o poço de alívio. Um *blowout* de gás, por exemplo, não causa significativos danos ambientais. Se não houver presença de fogo, ele não deve ser inflamado, pois o fogo pode colapsar a sonda e outros equipamentos, além de causar aquecimento, aumentando o nível dos esforços requeridos para o capeamento. Já os *blowouts* de óleo, por sua vez, podem acarretar sérios problemas de poluição. Na maioria dos casos, a queima do óleo não é completamente limpa. Logo, sua ignição nem sempre provê uma solução.

Vale ressaltar que se deve ter um cuidado especial em poços com altas concentrações de H_2S, devido a sua toxicidade. No caso de poços terrestres, ele deve ser constantemente queimado. Por outro lado, em poços *offshore*, a água pode retirar o H_2S do gás, adoçando o gás liberado na superfície.

4.2.1.4 Trajetória e Localização do Poço em *Blowout*

A trajetória e localização do poço em *blowout* devem ser previamente conhecidas com grande grau de certeza antes do planejamento do poço de alívio. Quando o poço de alívio estiver sendo perfurado são descidas ferramentas conhecidas como *"ranging tools".* Essas ferramentas ajudam a determinar a posição do poço de alívio em relação ao poço em *blowout,* isto é, mede a distância entre os dois poços. São equipamentos magnéticos que detectam a presença de ferro dos revestimentos de poço vizinhos, permitindo ajustar constantemente a trajetória do poço de alívio, para atingir o ponto de interceptação desejado.

A trajetória do poço é raramente uma linha exata conforme sugerida pelos dados de campo. Ela está em uma área conhecida como "elipse de incerteza" ou "cone de incerteza", conforme apresentado na figura 4.1.

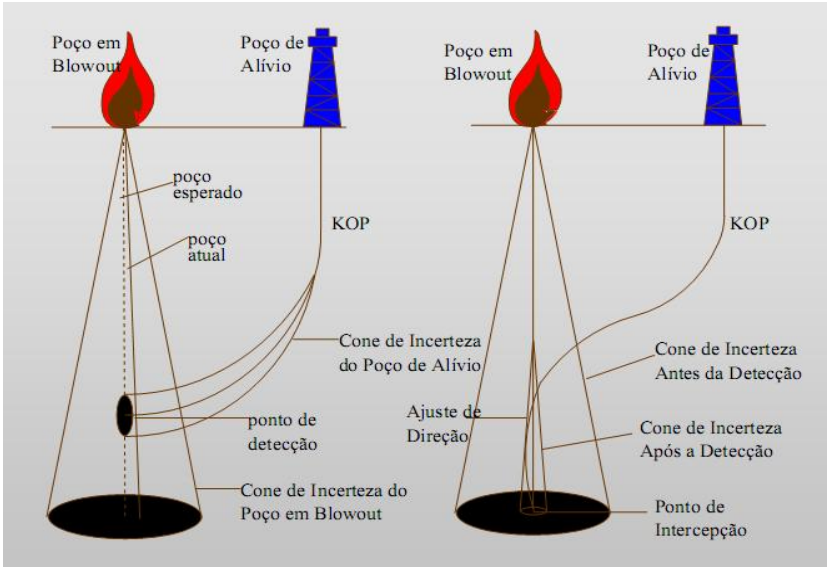

Figura 4.1 – Elipse de incerteza
Fonte: Rocha (2008)

4.2.2 Planejamento dos Poços de Alívio

No planejamento de poços de alívio, segurança, rapidez e flexibilidade são considerações muito importantes. Ele deve ser projetado de forma a minimizar o seu tempo de execução,

não provocar condições inseguras para os equipamentos e o pessoal da sonda, além de poder ser ajustado à medida que novos problemas e dados surjam. Tais procedimentos devem ser planejados antes mesmo da perfuração do poço a ser produzido. As várias etapas ao seu planejamento serão apresentadas nesta seção.

4.2.2.1 Localização do Poço na Superfície

Selecionar a localização do poço na superfície pode ser um dos aspectos mais difíceis do processo de planejamento, uma vez que envolve diversas variáveis e frequentemente não possui uma solução ótima. Sua seleção é normalmente feita por meio de um processo de eliminação. Em alguns casos, mais de uma dúzia de fatores devem ser considerados, podendo eliminar algumas áreas. Depois disso, as áreas remanescentes devem ser avaliadas de forma a manter uma distância segura do poço em *blowout* e permitir o amortecimento do poço em um curto período de tempo.

Dentre os fatores anteriormente citados estão: direção da correnteza, ventos e ondas predominantes; perímetro de segurança do poço; proximidade a outros poços; áreas congestionadas no fundo do mar; concentração de gases tóxicos na área; radiação de calor e nuvens de bolhas; presença de falhas geológicas e gás raso; requisitos das companhias de seguro e leis de regulamentação e, por fim, o tipo de sonda a ser utilizado.

4.2.2.2 Determinação do Ponto de Injeção

O ponto de injeção é a profundidade na qual o poço de alívio estabelece, ou está perto de estabelecer, comunicação hidráulica com o poço em *blowout*. Durante a perfuração do poço de alívio, após a detecção do poço em descontrole, o mesmo deve ser orientado para o ponto de intersecção, devendo-se analisar se este ponto pode ser atingido sem a necessidade de efetuar algum tampão de cimento e desvio da trajetória do poço de alívio para um novo alvo. Além disso, outros elementos também são analisados, tais como: situação do revestimento do poço em *blowout* e da cabeça do poço, curva de produtividade "IPR" e características do reservatório, percurso do fluxo no poço em *blowout*, propriedades físicas da formação no ponto de injeção, perfurabilidade da formação e tempo para atingir o ponto de injeção, limites da perfuração direcional e controle e requisitos de superfície e previsão de equipamentos especiais.

Deve-se ressaltar que, no entanto, antes que o ponto de interceptação seja atingido, deve-se definir a profundidade de assentamento do revestimento no poço de alívio, devido ao

risco de fratura da formação, como também qual coluna a ser utilizada durante a fase de injeção. Em relação à intersecção, existem duas alternativas viáveis: intersecção no fundo do poço e intersecção intermediária.

Comparando essas duas alternativas, é possível destacar as vantagens e desvantagens de cada uma. A intersecção no fundo possui maior coluna hidrostática do fluido de perfuração e menores vazões de injeção e pressões na superfície. Por outro lado, a incerteza do poço em *blowout* e a dificuldade do controle da perfuração direcional aumentam com a profundidade e maior é o tempo para perfuração do poço de alívio. Numa intersecção intermediária, por sua vez, a incerteza e o tempo de perfuração são menores, porém são requeridas maiores vazões de injeção.

4.2.2.3 Determinação do Método de Amortecimento

O objetivo geral de um poço de alívio é amortecer o poço em *blowout* por meio de um controle hidráulico. Vários métodos de amortecimento foram propostas para essa técnica. Dentre eles, destacam-se o amortecimento estático, amortecimento dinâmico e alagamento (*reservoir flooding*). Para sua seleção devem ser consideradas as características do reservatório, as propriedades dos fluidos do poço em *blowout* e do amortecimento, as características da formação no ponto de injeção e os requisitos de superfície e previsão de equipamentos e ferramentas especiais, como bombas de alta vazão.

a) Amortecimento estático

Historicamente, a maioria das tentativas de combate a *blowouts* se baseou no conceito de amortecimento estático. Depois de estabelecida a comunicação hidráulica, com água, entre o poço de alívio e o *poço em blowout*, o fluido de perfuração suficientemente denso é bombeado a altas vazões de forma a superar o fluxo e amortecer o poço. Para sua utilização, ele requer um bom entendimento da pressão do reservatório a fim de selecionar a densidade do fluido de amortecimento. Frequentemente é utilizada lama de perfuração muito pesada ou até cimento. Sua maior desvantagem é o grande potencial para fraturar a formação, fazendo com que o fluido utilizado penetre na formação ao invés de subir pelo poço em *blowout*.

b) Amortecimento dinâmico

Nesse método, o *blowout* é controlado através da injeção inicial de água a uma vazão suficiente para superar a pressão da formação. Isso ocorre por meio da combinação da

pressão hidrostática da água no poço com a pressão friccional associada às perdas de carga do fluxo da água até a cabeça do poço em *blowout*. Depois que o fluxo de fluidos da própria formação é interrompido, um fluxo de fluido com densidade suficiente para controlar estaticamente o poço é então bombeado. O processo só termina depois que todo o poço estiver preenchido por esse fluido mais pesado. Algumas vezes não é possível interromper o influxo apenas com água, sendo necessária a utilização de outros fluidos.

A utilização de água na sua fase inicial se deve a sua maior disponibilidade, de forma que a comunicação hidráulica seja estabelecida com ela. A lama só é utilizada para a fase de amortecimento estático, uma vez que é mais difícil de ser preparada, armazenada e estar disponível nos volumes necessários. Outro aspecto importante a ressaltar é o fato das componentes hidrostática e friccional da pressão poderem ser controladas através do ajuste da vazão de injeção e então balanceadas entre as pressões de poros e de fratura.

c) Alagamento ("*reservoir flooding*")

Esse método é ocasionalmente chamado de "método da saturação". Ele consiste em alagar o reservatório produtor nas vizinhanças do poço em *blowout* por meio do bombeio de água através de um poço de alívio até que a produção do mesmo se torne completamente em água. Se a pressão desse "aquífero artificial" for mantida acima da pressão do reservatório, o fluxo de gás e/ou óleo será interrompido. Essa técnica é limitada por causa dos maiores volumes de água necessários à medida que a distância entre os poços aumenta. Além disso, se a vazão do poço em *blowout* for elevada, pode ser impossível atingir a pressão de bombeio requerida. Isso depende da qualidade do reservatório, em termos de porosidade e permeabilidade.

4.2.2.4 Geometria do Poço de Alívio

A última etapa do planejamento de um poço de alívio consiste na determinação da geometria do poço. Nessa etapa, os seguintes itens devem ser considerados: profundidade do início do desvio (KOP), taxas de ganho e queda de ângulos, taxas de giro do poço, litologia, considerações de controle do poço, de detecção do poço em *blowout* e de precisão dos instrumentos. A melhor trajetória deverá conciliar os menores torques e arraste, os menores *doglegs*, as menores correções, o menor comprimento do poço e o menor tempo de perfuração.

4.2.3 Fases da Perfuração de um Poço de Alívio

Concluída a etapa de planejamento do poço de alívio, esse deve então ser perfurado. A perfuração de um poço de alívio pode ser dividida em três grandes fases:

a) Fase I: perfura-se direcionalmente até um ponto que esteja próximo ao revestimento ou coluna de perfuração do poço em *blowout*, dentro do raio de investigação das ferramentas de detecção.

Esta fase deve ser perfurada de maneira similar a qualquer outro poço direcional perfurado na área, apenas com maior precisão do controle direcional.

b) Fase II: localiza-se a posição relativa do poço de alívio ao poço em *blowout* usando as ferramentas de detecção. Esta fase se iniciará quando os cálculos mostrarem que os poços estão a uma distância horizontal entre 50 e 60 metros.

É importante ressaltar que as ferramentas de detecção medem as distâncias entre os dois poços em um plano perpendicular ao poço a ser rastreado. Portanto, poços com alto ângulo de inclinação podem necessitar de ajustes desses critérios.
Por fim, não devem ser feitas correções na trajetória, a menos que os dados dos perfis de proximidade estejam no raio de investigação de 10 a 20 metros e a confiança nos dados seja alta.

c) Fase III: perfura-se direcionalmente convergindo para o ponto de intersecção ou um ponto próximo, estabelecendo a comunicação hidráulica necessária para amortecer o poço. Quando o poço for interceptado, a comunicação entre os poços deve se estabelecer por si só muito rapidamente, oferecendo pouca restrição ao fluxo. Assim, um dos sinais da comunicação hidráulica é a perda de fluido no poço de alívio.

Essas fases estão representadas na figura 4.1.

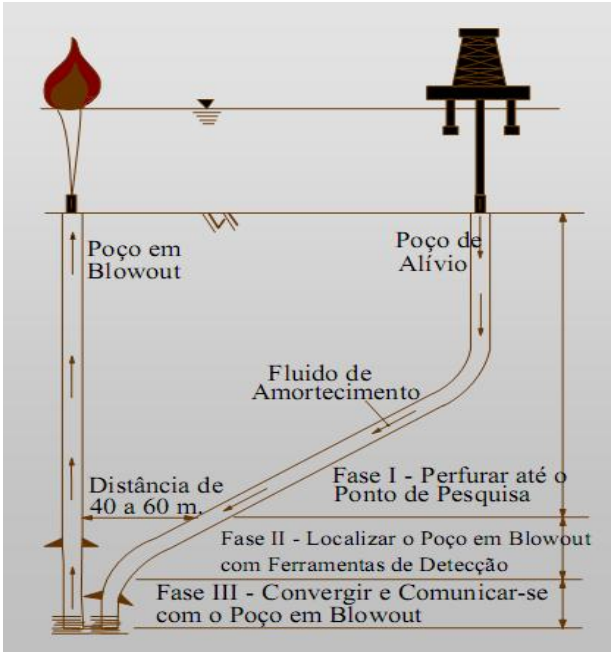

Figura 4.2 – Fases de perfuração de um poço de alívio
Fonte: Rocha (2008)

Uma vez estabelecida a comunicação, injeta-se o fluido para amortecer o poço conforme o método selecionado com a vazão adequada. Após recuperar o controle sobre o poço, ele deve ser mantido estável até que as operações de abandono ou completação sejam realizadas.

5. Controle de *Kicks* em Águas Profundas

Segundo Nunes (2002), setenta e cinco por cento das reservas de petróleo brasileiras estavam localizadas em águas profundas e ultraprofundas. De acordo com Ohara (1995), são considerados reservatórios de águas profundas aqueles situados em regiões com lâmina d'água superior a 400 metros, enquanto que, para os reservatórios de águas ultraprofundas, a lâmina d'água considerada é superior a 1.000 metros. Com a recente descoberta das reservas de petróleo da camada Pré-Sal, que se estende do litoral do estado do Espírito Santo a Santa Catarina, os desafios relacionados ao controle de poço em águas ultraprofundas se tornou ainda mais importantes. Segundo dados divulgados pela Agência Nacional do Petróleo (ANP), com a descoberta do Pré-Sal, as reservas brasileiras provadas de petróleo chegaram a 14 bilhões de barris em 31/12/2010, valor este que colocou o Brasil entre os 15 primeiros produtores de petróleo do mundo.

Ao longo de toda a sua extensão a camada de sal varia de 200 a 2.000 metros de espessura, sob uma lâmina d'água com valores entre 1.000 e 2.000 metros. Somando-se a isso uma profundidade de 4.000 e 6.000 metros de subsolo, a profundidade total da zona produtora pode chegar a 8.000 metros em relação à superfície do mar. O gráfico a seguir representa a localização atual das reservas provadas de petróleo no Brasil.

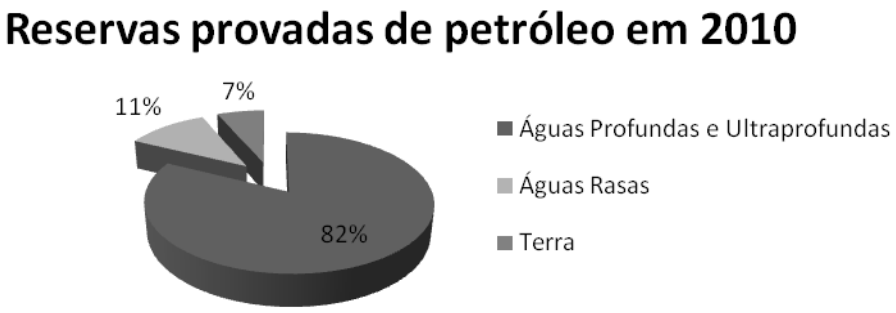

Figura 5.1 - Localização das reservas de petróleo do Brasil em 31/12/2010
Fonte: Elaboração própria a partir de dados da ANP (2010)

Os dados apresentados na figura 4.1 validam a importância de um estudo mais aprofundado das operações de perfuração em águas profundas e ultraprofundas, o que inclui as técnicas de controle de poço.

A perfuração de poços em águas profundas é crítica devido a algumas características especiais que esses cenários apresentam. Segundo Ohara (2008), as características mais relevantes estão enumeradas abaixo:

- Baixos gradientes de fratura das formações;

- Elevadas perdas de carga por ficção na linha do choke;
- Alta permeabilidade das formações, tendo como exceção os carbonatos;
- Expulsão de gás remanescente trapeado no *riser.*

5.1 Baixos Gradientes de Fratura das Formações

O gradiente de fratura é determinado pela razão entre a pressão de fratura e a profundidade da formação. Neste caso, como as profundidades são grandes nesses ambientes, o gradiente de fratura apresenta valores significativamente menores. Esse parâmetro pode apresentar valores próximos à pressão de poros da formação, o que dificulta as operações de controle nas quais o fluido de perfuração deve apresentar um valor entre as pressões de poros da formação e de fratura da rocha.

5.2 Elevadas Perdas de Carga por Fricção na Linha do *Choke*

A perda de carga é diretamente proporcional a profundidade do poço. Por isso, em poços de águas profundas, esse parâmetro apresenta valores mais elevados, levando a redução da pressão na linha de *choke* durante a circulação pelo espaço anular;

O gráfico apresentado na figura 5.2 mostra a influência da lâmina d'água no valor da pressão no *choke*. Esse valor, quando todo o *kick* está na linha do *choke* é maior, pois ocorre uma queda significativa da pressão hidrostática, necessitando uma maior contrapressão no espaço anular para manter a pressão no fundo constante.

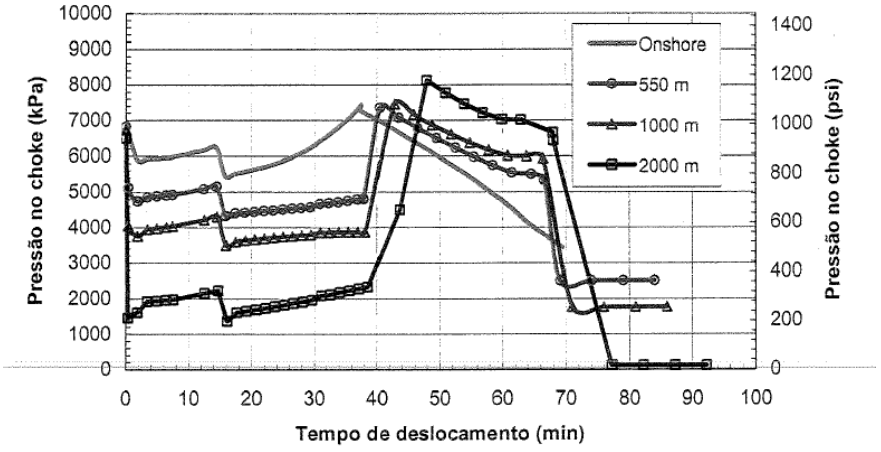

Figura 5.2 - Pressão no *choke* por tempo de deslocamento para diferentes profundidades de lâmina d'água

Fonte: Nunes, J. O. L. *Estudo do Controle de Poços em Operações de Perfuração em Águas Profundas e Ultra Profundas* (2002)

5.3 Alta Permeabilidade das Formações

Em poços de altas permeabilidades, o aumento de volume ganho dos tanques quando da ocorrência de um *kick* é mais expressivo se comparado a poços de águas rasas. Esse aumento pode tornar a operação de controle inviável. Por isso, é de extrema importância que o fechamento imediato do mesmo seja executado a visão do primeiro indício de *kick*. A influência desse parâmetro está representada no gráfico da figura 5.3.

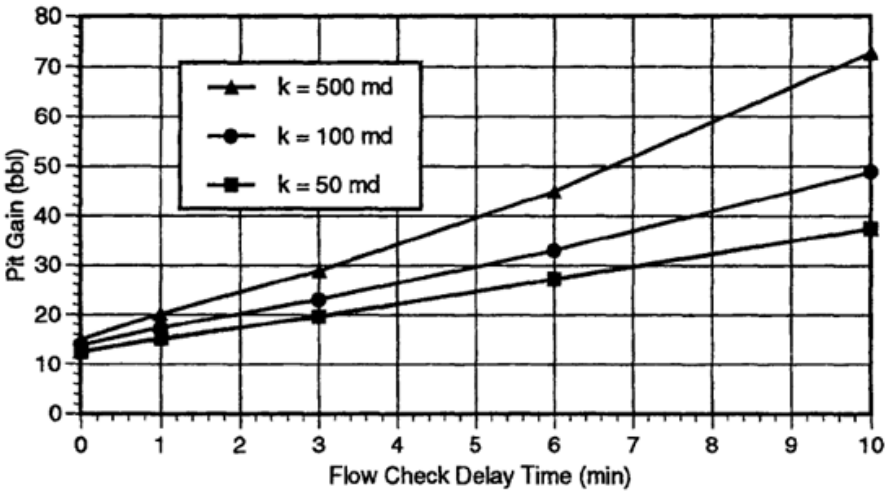

Figura 5.3 – Ganho de lama nos tanques por tempo perdido na detecção do influxo em função da permeabilidade da formação
Fonte: Lage et al, *Well Control Procedures in Deep Water* (1994)

5.4 Expulsão de Gás Remanescente Trapeado no *Riser*

Quando um *kick* ocorre em um ambiente *offshore*, principalmente em plataformas de posicionamento dinâmico, pode ser necessário realizar uma desconexão de emergência. Nesta operação o *Blowout Preventer* (BOP) fecha o poço e libera a plataforma com o *riser* para deslocamento livre no mar. Em caso de haver gás de *kick* presente do *riser* após a desconexão, ele pode migrar em direção a plataforma e se expandir, o que pode representar um risco a segurança desta unidade.

5.5 Comparação dos Métodos de Controle de Poço em Ambientes de Águas Profundas

Segundo Lage et al. (1994), os pontos mais relevantes a serem considerados para a escolha do método de controle de *kick* mais adequado a ambientes de lâminas d'água muito grandes são:

- Complexidade do procedimento;
- Tempo de execução;
- Cargas de pressão no poço.

5.5.1 Complexidade do Procedimento

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. Caso contrário, se lama nova não está pronta para o bombeamento, a migração do gás vai aumentar a pressão do poço. O controle dessa pressão deve ser feito com base na carga máxima aceita no poço e sem permitir a entrada de qualquer gás adicional, o que dificulta consideravelmente a aplicação deste método.

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 este ponto de vista. Outro aspecto importante é o controle maior sobre o peso do fluido utilizado para esse método.

5.5.2 Tempo de Execução

O tempo para execução de todo o procedimento do método de controle do poço é um elemento de comparação que deve ser avaliado para cada situação.

Para o método do engenheiro, esse parâmetro é definido através do tempo de preparo da lama nova, que é o tempo exigido para aumentar a densidade do fluido de perfuração a um valor capaz de impedir novas invasões de fluido da formação para o poço.

No caso do método do sondador, o início do procedimento pode ser imediato, circulando-se no poço lama original até que o fluido invasor seja totalmente removido. Essa etapa do processo permite a elaboração da lama nova a tempo de ser injetada, sem prejuízo das etapas da operação.

5.5.3 Cargas de Pressão no Poço

O volume de influxo recebido pelo poço durante o *kick* causa um aumento das pressões do sistema. Essa carga de pressão deve ser removida através da circulação de lama no poço e a substituição da mesma. Tanto o método do engenheiro quanto o método do sondador realizam este propósito, mas o método do engenheiro causa menores pressões no poço sendo essa a sua maior vantagem.

De forma geral, o método do sondador deve ser preferido ao método do engenheiro devido à sua simplicidade e aplicabilidade em situações práticas de águas profundas e ultraprofundas.

6. *Kicks* de Gás em Fluidos de Base Oleosa

Fluidos de base oleosa são fluidos de perfuração cujo material dispersante principal é um composto orgânico natural ou sintético que apresenta excelente lubricidade e alta taxa de penetração. O fluido sintético é mais usado e é aprovado pelo Ibama. Apesar destas vantagens, o uso de fluidos de base oleosa apresenta também alguns problemas às operações de controle de poço. O principal deles é a maior dificuldade na detecção do *kick*. As respostas de superfície são bem menores quando comparadas com as encontradas normalmente em fluidos de base aquosa. Como consequência, quanto maior for o tempo decorrido entre o início de um *kick* e a tomada de decisões para o controle do poço, mais danoso será esse *kick* e mais difícil será o seu controle. As principais características que dificultam a detecção precoce de um *kick* de gás em fluidos de base oleosa são:

- Solubilidade do gás;
- Compressibilidade do fluido.

6.1 Solubilidade do gás

O *pit gain*, isto é, ganho de volume nos tanques de lama, é o principal indício de que um *kick* esta ocorrendo. Em fluido de base aquosa, o *pit gain* é praticamente igual ao volume que o *kick* ocupa na temperatura e pressão no fundo do poço. Já em fluido de base oleosa, esse valor é menor devido, principalmente, ao efeito da solubilidade do gás na fase óleo. De acordo com Thomas et al. (1982), a solubilidade de hidrocarbonetos na fase gasosa em um fluido de perfuração de base oleosa poderá ser de 10 a 100 vezes maior do que em um fluido base água. Devido a essa maior solubilidade, os sinais indicadores do *kick* não são facilmente percebidos, visto que o gás dissolvido no óleo passa a se comportar como líquido. Caso o influxo não seja detectado, a circulação do mesmo a poço aberto resultará numa constante redução da pressão no fundo do poço, enquanto o gás migra em direção a superfície.

Nesses casos, a presença do gás só é detectada quando a pressão hidrostática no poço diminui o suficiente para que o gás saia de solução. Quando o influxo atinge um ponto em que a pressão hidrostática é igual à pressão de ponto de bolha, grande parte do influxo passa para a fase gasosa. Esse ponto normalmente se encontra muito próximo à superfície, podendo se transformar em um sério problema operacional de controle de poço.

A solubilidade do gás no óleo depende da composição química do gás, da composição do óleo e das condições de pressão e de temperatura. A quantidade de gás que entra em

solução é uma função do ponto de saturação para aquela dada temperatura e pressão. Se essas condições ambientais forem modificadas parte do gás dissolvido retorna ao estado original. Isso acontece quando o gás de influxo se desloca para a superfície, reduzindo o valor da pressão e da temperatura ambientes.

6.2 Compressibilidade do fluido

Os fluidos de base oleosa apresentam maior compressibilidade quando comparados com fluidos de base aquosa. Isso afeta o controle de poço em três áreas principais:

a) Estabilização da pressão: É necessário um maior volume de influxo e maior tempo para acúmulo de pressão a fim de gerar uma SIDPP estável após o fechamento do poço. Para minimizar esse efeito deve ser feito um monitoramento, através de uma planilha de pressão em função do tempo, para estimar a pressão estabilizada;

b) Resposta da pressão no *drillpipe* para ajustes no *choke*: Quando comparado a fluido de base aquosa, a resposta da pressão no *drillpipe* para ajustes no *choke,* utilizando fluidos de base oleosa, demora um tempo consideravelmente longo. É aconselhável fazer testes no *choke* para estimar o tempo de resposta;

c) Fluxo após as bombas serem paradas: Após a parada das bombas, o poço continuará fluindo devido à descompressão do fluido de perfuração. Nas operações normais de perfuração isso sempre é observado. Assim, é necessário medir o volume que retorna com o desligamento das bombas para poder estabelecer critérios que servirão como indicadores de *kick*.

Quando se perfura com fluido de base oleosa, a unidade de perfuração deve ter um sistema de detecção de *kick* confiável e calibrado com precisão, visto que o aumento da vazão de retorno e do nível de fluido nos tanques não são tão evidentes como nos fluidos base água. Dessa forma, o rápido fechamento do poço durante um *kick* de gás é de grande importância. Ocorrendo a detecção do *kick* e o fechamento do poço, os procedimentos de controle a ser empregados são os mesmos usualmente utilizados.

7. Estudo de casos

Este capítulo faz uma análise do acidente ocorrido no campo de Enchova, na Bacia de Campos, com a plataforma Piper Alpha, no Mar do Norte, e no poço Macondo, no Golfo do México, ressaltando os aspectos relevantes para o controle de poço.

7.1 Enchova – Bacia de Campos – 24 de abril de 1988 (2° *blowout*)

Situada na bacia de Campos, a plataforma Central de Enchova foi o cenário de dois grandes incidentes. O primeiro *blowout* foi em 16 de agosto de 1984 seguido de explosão e incêndio. A maioria dos trabalhadores foi retirada com segurança por embarcação salva-vidas e helicóptero, mas 42 pessoas morreram durante a evacuação, pois o bote salva vida despencou da plataforma. O segundo incidente ocorreu quatro anos depois, em 24 de abril de 1988. Para esse último, que culminou na destruição da plataforma, será feito um estudo de caso.

A plataforma, construída em estaleiros nacionais, foi instalada em 1982 e dimensionada para todas as atividades necessárias a perfuração e produção em lâmina d'água de até 116 metros. Desempenhava papel fundamental no sistema de produção da Bacia de Campos. Através de dutos recebia todo o óleo e gás de campos vizinhos, que adicionados a própria produção de Enchova, passavam por um processamento primário na plataforma e, em seguida, eram bombeados para o continente.

Ao todo eram 21 poços que mantinham suas cabeças e árvores de natal no módulo abaixo da subestrutura da sonda. Cada um dos poços foi interligado ao BOP através de um espaçador de alta pressão.

Perfurado em 1983 o poço 7-EM-19D-RJS foi direcionado para o sudoeste do reservatório. Em 1988, devido à diminuição da vazão de óleo e aumento do volume de água, o poço foi abandonado no trecho da Formação Macaé para ser recompletado mais acima na Formação Campos-Carapebus. Essa formação contendo gás em arenito poroso e friável mantinha-se com pressão original de 8,6 lb/gal. Como em 1983 não foi prevista a existência do arenito, o trabalho original de cimentação não o isolou como deveria. Também não foi feita uma recimentação do anular, pois o obturador externo isolava o arenito. No entanto, o não isolamento do arenito pode ter permitido contaminações de gás de o espaço anular abaixo do obturador.

Em abril de 1988, durante a recompletação, o revestimento foi canhoneado abaixo do arenito para recimentação e ocorreu imediatamente perda de circulação. Com isso, o peso

de fluido de completação foi reduzido e a perda contida. Um novo canhoneio foi realizado para permitir a circulação e recimentaçao do anular. Após essa operação, invasões de gás para o interior do poço ocorreram sem que a equipe percebesse. A grande preocupação naquele momento era a perda de circulação de seis barris por hora.

No dia 24 de abril o gás invasor chegou à superfície. O sondador, imaginando haver no poço três tubos ao invés de três seções, puxou a coluna até o limite da torre e o sistema limitador da catarina paralisou o guincho e o *packer* foi desenroscado. Para tentar controlar a situação, tentaram-se duas estratégias:

a) Instalar o *inside BOP* e acionar o conjunto: No entanto, a coluna subiu com a força do gás sendo parada apenas pela gaveta cega;

b) Atacar o poço pela *kill line*: A situação ficou fora de controle e a plataforma teve que ser abandonada.

Mesmo com barcos de apoio, não se conseguiu evitar o fogo. Não havia mais nenhum funcionário na plataforma, mas tal extensão de incêndio era inédita para a Petrobras. Além disso, a maior preocupação era com os poços vizinhos. Caso fossem atingidos, o desastre poderia ser incalculável.

Para combater o *blowout*, dois poços de alívio foram planejados para proporcionar ação mais rápida e eficiente na contenção do incêndio. A solução foi adotada com base nos seguintes fatores: o conhecimento da trajetória do poço em *blowout*, as boas condições de permeabilidade do arenito que facilitara a injeção de fluido de amortecimento e as dificuldades no combate direto pela superfície.

Foi utilizada uma sonda ancorada e uma sonda de posicionamento dinâmico, pois havia um grande congestionamento de linhas no fundo do mar. A escolha das locações levou em conta: a direção dos ventos, a irradiação de calor da área e a necessidade de paralelismo entre os poços de alivio e o de *blowout* para a corrida do perfil *wellspot*, ferramenta magnética usada para correção da trajetória do poço, através da detecção da presença de ferro no revestimento.

Trinta dias após o seu início, o *blowout* foi extinto quando o segundo poço de alívio atingiu o reservatório de gás. Apesar dos prejuízos com a perda da plataforma, o óleo que deixou de ser produzido e os gastos com o controle, os outros poços foram preservados e não houve mortes. Decisões rápidas com base em dados corretos fizeram com que maiores

catástrofes e prejuízos fossem evitados, principalmente após esse cenário crítico de invasão de gás.

7.2 Piper Alpha – Mar do Norte – 06 de julho de 1988

A Piper Alpha, uma plataforma de petróleo de grande porte, estava localizada na parte britânica do Mar do Norte a aproximadamente 220 quilômetros a nordeste de Aberdeen, Escócia, em uma lâmina d'água de 144 metros. O campo de Piper foi descoberto em 1973 e a plataforma em questão entrou em operação com a empresa Occidental Petroleum em 1976. Em 06 de julho de 1988, um acidente levou a explosão desta unidade de produção e o subsequente incêndio que provocou a morte de 165 dos 226 funcionários nela presentes, valor correspondente a 73% do total de homens embarcados.

Devido a sua proximidade com a costa e sua grande capacidade instalada, a Piper Alpha conduzia a produção de gás natural das plataformas Tartan e Claymore para uma unidade de processamento na costa, além de sua produção de óleo ao terminal Flotta, na Ilha Orkney.

De acordo com o que foi constatado durante 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 pode ser concluído e alguns ajustes foram adiados para o dia seguinte. Durante o turno da noite, pouco antes das 22 horas, 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 ao buraco deixado pela retirada da válvula, componentes gasosos escaparam provocando o incêndio.

Em pouco tempo, grandes quantidades do óleo armazenado estava queimando sem controle, o fogo começou a se espalhar e as altas temperaturas danificaram as tubulações que recebiam o gás das outras plataformas. Nesse momento as chamas já alcançavam aproximadamente 100 metros e podiam ser vistas a 150 quilômetros de distâncias.

Para escapar do incêndio, a tripulação se agrupou na área de alojamentos, aguardando helicópteros para resgatá-los. As chamas e a falta de treinamento levaram os funcionários a abrir e fechar as portas repetidamente, agravando o problema. Como todas as rotas de fuga e os barcos salva-vidas foram bloqueados pelo fogo, algumas pessoas se atiraram no mar a espera de serem salvos por barcos. Esses foram os únicos homens que

sobreviveram. O restante da tripulação, que permaneceu na plataforma, morreu sufocado por monóxido de carbono.

Apenas três horas após a primeira explosão, a maior parte da plataforma, inclusive os alojamentos, já haviam derretido e afundado no mar. Alguns cálculos indicam que 20% da produção anual de energia do Reino Unido foi consumido na explosão e no incêndio e que o prejuízo chegou a 3 bilhões de dólares.

Figura 7.1 - Plataforma Piper Alpha em chamas em 06/07/1988
Fonte: http://gcaptain.com/piper-alpha-disaster-19-year-anniversary-of-tragedy?231

Além das mortes de funcionários da plataforma, dois tripulantes do navio suporte Lowland Cavalier morreram quando uma explosão destruiu seu barco de resgate rápido que já havia resgatado, da água, vários sobreviventes.

Em novembro de 1990, o grupo de investigação designado para descobrir as causas do desastre, concluiu que o vazamento inicial de condensado era resultante de trabalho de manutenção inapropriados e a Occidental Petroleum foi declarada culpada.

Os principais erros responsáveis pelas proporções que o desastre atingiu estão listados abaixo:

a) A falta de comunicação entre as equipes do turno do dia e do turno da noite pode ser apontada como o principal problema que iniciou a catástrofe. Essa comunicação deve ser feita através de um sistema de ordens de serviço eficiente e seguro, que neste caso, não foi seguido à risca;

b) Rotas de fuga desconhecidas e a falta de informação dos funcionários sobre a localização dos barcos salva-vidas levou a morte de grande parte dos tripulantes da

plataforma. Esses problemas são consequência da falta de treinamento das equipes para situações de emergência e plano de abandono da unidade;

c) Os equipamentos de segurança não existiam ou não funcionaram para conter as explosões e a expansão do fogo. As paredes corta fogo foram incapazes de conter as explosões e o sistema de dilúvio não foi acionado para evitar a propagação das chamas;

d) A falta de uma fiscalização eficiente capaz de obrigar a Occidental Petroleum a adotar políticas de segurança mais eficiente, e que se comprometesse a cumpri-las, levou a Piper Alpha a adotar procedimentos relaxados que levaram a erros humanos graves e catastróficos.

Após o acidente, a indústria petrolífera investiu grandes quantias na melhoria dos sistemas de segurança das plataformas e treinamento de seus funcionários.

7.3 Macondo – Golfo do México – 20 de abril de 2010

O poço Macondo está localizado a aproximadamente 77 quilômetros da costa, no campo de Mississipi Canyon, bloco 252, Golfo do México. Esse era um poço exploratório com profundidade vertical prevista de 5.990 metros e assentamento de oito colunas de revestimento que terminou a 5.600 metros e nove fases, situado numa lâmina d'água de 1.600 metros. Sua perfuração foi iniciada com a plataforma Transocean Marianas em outubro de 2009 e precisou ser abandonada devido ao furacão Ida. Suas operações foram retomadas apenas em fevereiro de 2010 com uma nova sonda.

A plataforma Deepwater Horizon, do tipo semi-submersível de quinta geração com sistema de posicionamento dinâmico foi a substituta. Construída em 2001 pela Hyundai na Coréia do Sul, essa sonda podia ser usada em lâminas d'água de até 10.000 pés, isto é, 3.048 metros. Pertencia a Transocean e estava em operação a serviço da BP.

Após a retomada das operações, o poço apresentou algumas anormalidades de pressão nas rochas, maiores do que as inicialmente previstas. A sequência de fatos que antecederam o acidente de 20 de abril está descrita a seguir:

- Em março de 2010, a perfuração encontrou uma zona de alta pressão de poros, que fez com que a circulação do poço fosse perdida e o BOP fechado;
- Ainda no mesmo mês, a ocorrência de um *kick* danificou parte da coluna de perfuração e fez com que um tubo ficasse preso no interior do poço;

- Em abril, o poço novamente perdeu circulação a 5.566 metros e a profundidade de 5.596 metros só foi atingida no dia 09 do mesmo mês;
- Durante os cinco dias seguintes, uma operação de perfilagem foi feita para identificar as zonas produtoras do reservatório;
- Fluido de completação foi circulado no poço para condicioná-lo a futura para uma futura produção de hidrocarbonetos;
- No dia 16 de abril foi aprovado o abandono temporário do poço para dar início as operações de cimentação, uma vez que os objetivos exploratórios haviam sido atingidos;
- As operações de cimentação de um *liner* de nove polegadas foram iniciadas até uma profundidade de 5.579 metros. O fluido de perfuração foi substituído por um fluido mais leve, cuja massa específica não foi suficiente para conter a pressão de poros da formação, resultando no *blowout* do poço Macondo.

A explosão do poço Macondo, que levou a morte de 11 tripulantes, não tem apenas um responsável, mas uma sucessão de acontecimento que eram de responsabilidade de diferentes empresas conforme apresentado na tabela 7.1.

Agente	Responsabilidade
BP	Poço de Macondo
Transocean	Dona da plataforma
Halliburton	Operação de cimentação
Cameron	Equipamento de segurança, o BOP
MMS (Serviço de Gerenciamento de Minerais)	Órgão de fiscalização da indústria do petróleo

Tabela 7.1 – Empresas envolvidas no acidente de Macondo em 20 de abril de 2010
Fonte: Elaboração própria

Durante quatro meses, uma comissão formada por 50 especialistas em segurança e operações da BP redigiram um relatório para avaliar as causas do acidente. Esse relatório apontou oito motivos que interferiram, de forma direta, no acidente que levou ao afundamento da Deepwater Horizon.

1) Cimentação inadequada: O cimento era de um tipo leve e com presença de nitritos. Provavelmente houve desprendimento de nitrogênio, que fez com que ocorressem falhas na integridade do cimento que não resistiram à pressão natural do poço e permitiram o fluxo de óleo. A BP concluiu que houve falha na avaliação do cimento, avaliação de risco da operação e falha na interpretação do teste de pressão negativa feito no poço algumas horas após a cimentação;

2) Falha da sapata e colar flutuantes: A barreira instalada sobre o topo do reservatório, a sapata e o colar, permitiram a passagem de óleo do reservatório para o interior do poço, pois não se tornaram flutuantes como deveriam. Não houve a possibilidade de avaliar a peça, uma vez que foi destruída com as ações realizadas para o fechamento do poço. A BP concluiu que pode ter havido uma falha na produção da peça ou uma falha na instalação por parte da equipe de perfuração;

3) Interpretação inadequada do teste de pressão negativa: Antes do abandono temporário do poço, foi feito um teste de pressão negativa, que consiste na substituição da lama de perfuração por fluido mais leve, fechar o BOP deixando somente a linha de *kill* aberta para observar o fluxo no sistema, a fim de verificar a integridade do poço. Se houver ingresso de hidrocarboneto no poço, o fluxo na linha de *kill* será detectado, verificando que o poço não está íntegro. Ao contrário, se não houver fluxo significa que a cimentação foi adequada, e a próxima operação tem início. Houve vários indícios de ingresso de óleo no poço, mas tanto a equipe da BP, quanto a equipe da Transocean, não soube interpretar os resultados do teste e o consideraram satisfatório;

4) Demora na detecção do *kick*: O influxo não foi identificado pela equipe de perfuração antes que o óleo chegasse ao *riser*. Essa demora foi um fator complicador, já que havia uma condição de balanço hidrostático muito difícil de ser controlado;

5) Mau emprego do procedimento de controle escolhido: A ação tomada de maneira a responder ao *blowout*, migrando o fluido para o interior da sonda em vez de modificar o fluxo para a rede que jogaria para o ambiente externo (*overboard discharge*), foi o fator gerador da explosão na plataforma. Caso o fluido tivesse sido jogado no mar haveria mais tempo para preparar uma resposta adequada ao evento, e mesmo o impacto ambiental poderia ter sido menor;

6) Decisões erradas para a separação do fluido de perfuração: Uma avaliação errada da quantidade de influxo que estava se deslocando na coluna levou a equipe a direcionar o fluido impregnado de óleo para o interior da plataforma, para um tanque de recebimento e posterior separação entre o fluido e o hidrocarboneto. O sistema de separação não possuía capacidade de atender a toda a quantidade de fluido destinada a ele e, quando o mesmo encheu, o fluido vazou pelo suspiro, para o interior de uma sala de bombas de serviço, espalhando óleo e gás pelo ambiente. Este evento gerou a primeira explosão na praça de máquinas;

7) Falha nos equipamentos de detecção de gás e incêndio da plataforma: O sistema de detecção de gás e incêndio não alertou para a presença de gás em locais que não eram

classificados como eletricamente protegidos, como dutos de ar condicionado e ventilações em geral da plataforma;

8) Falha do BOP: Os três modos de acionar o BOP em situações de emergência falharam. As explosões desarmaram ou destruíram o sistema de desconexão de emergência, que seria o método primário de acionamento. Os dois controles eletrônicos do BOP, chamados de *pods* amarelo e azul, não acionaram o BOP automaticamente com a perda de energia da plataforma ou perda da hidráulica do sistema: o *pod* amarelo apresentava uma válvula solenóide defeituosa e que, portanto não atuou; o *pod* azul apresentava sua bateria de acionamento descarregada.

Outro fator apontado pela comissão, que pode ter contribuído para a catástrofe, foi a decisão das empresas envolvidas em cortar custos e economizar tempo. A utilização de colunas de *liners* consecutivas que poupam tempo e dinheiro pode ser uma evidência dessa afirmação. As estimativas são de que a perfuração do poço já estava atrasada em 43 dias e 60 milhões de dólares acima do previsto.

A plataforma afundou 36 horas depois da primeira explosão, com o insucesso nas tentativas de controlar o fogo, continuamente alimentado pelo poço aberto logo abaixo. Em 87 dias de vazamento, estima-se um derramamento de óleo de 2,3 a 4,5 milhões de barris de petróleo no Golfo do México, segundo a Agência Internacional de Energia.

A estratégia adotada pelas empresas responsáveis pelo acidente consistiu em um bloqueio temporário da cabeça de poço, denominada pelos funcionários da BP por "morte estática", e uma operação de fechamento definitivo do poço através de poços de alívio, denominada "morte por baixo".

A "morte estática" consistiu em injetar lama pesada e, posteriormente, cimento no poço. Em 3 de junho, o *riser* foi cortado do topo do LMRP (*Low Marine Riser Package*) e em 4 de junho um *top hat* (funil) foi instalado no LMRP, permitindo coletar aproximadamente 17.000 barris por dia. Em 15 de julho, um arranjo de três gavetas sobre o LMRP conseguiu estancar o vazamento no poço. No dia 5 de agosto a operação de *bullheading* injetou lama e cimento no interior do poço com sucesso. Esse processo, apesar de estancar o vazamento, não foi considerado definitivo e a operação de fechamento do Macondo foi dada como concluída pela técnica de "morte por baixo" através dos poços de alívio.

Esforços anteriores de obter acesso direto a cabeça de poço não obtiveram êxito. Entre elas podemos citar: utilização de ROVs para fechar localmente o BOP; instalação de um

cofferdam, isto é, uma cúpula de confinamento projetada para ajudar a capturar o óleo no fundo que falhou devido à formação de hidratos no *riser*; em 28 de maio, foi feita a última tentativa de *top kill* dinâmico com o poço aberto, também sem sucesso.

Para a "morte por baixo" foram construídos dois poços de alívio e o esquema representativo dessa operação é mostrado na figura 7.2. O primeiro poço de alívio atingiu o objetivo em agosto de 2010 e no dia 19 de setembro de 2010 a injeção de cimento no interior e o no anular fecharam definitivamente o poço Macondo.

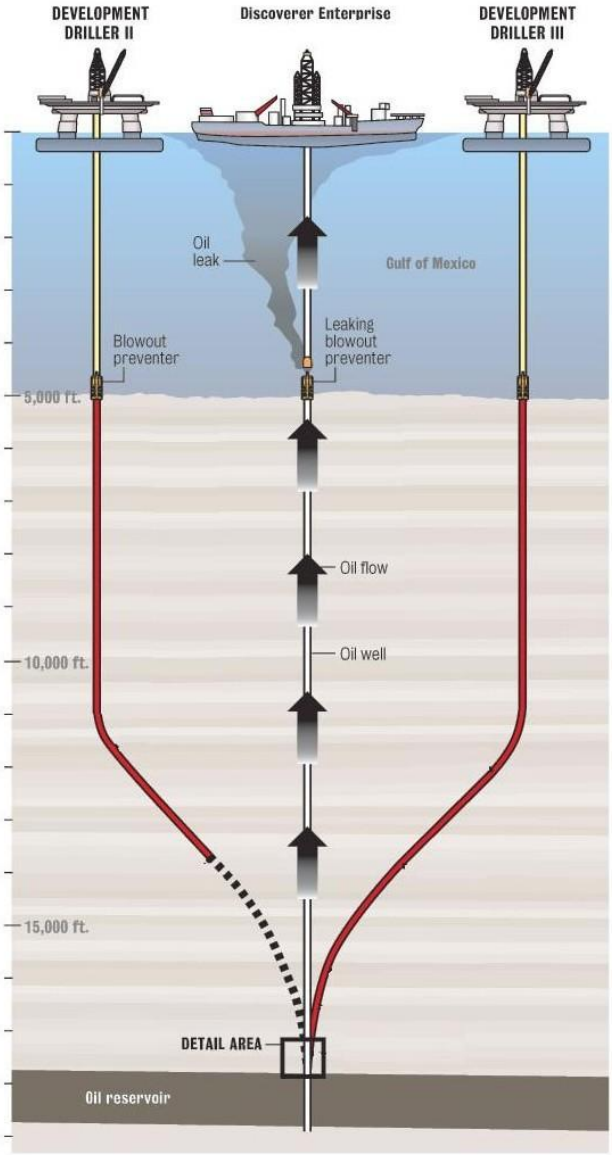

Figura 7.2 – Esquema de poços de alívio para o fechamento definitivo do poço Macondo
Fonte: http://www.nola.com/news/gulf-oil-spill/index.ssf/2010/07/how_bps_relief_well_will_drill.html

As ações recomendadas como consequência ao acidente são recorrentes nesse tipo de acontecimento: aumentar o orçamento e treinamento para a agência federal que regula a extração *offshore*; aumentar o investimento em equipamentos de proteção para perfuração no mar; e dar maior importância aos resultados de testes e estudos científicos do que a experiência dos operadores. Pelo relatório da BP, parece que muitas decisões cruciais foram tomadas na sonda, sem a participação de pessoal *onshore*.

8. Considerações Finais

O presente trabalho teve por objetivo apresentar os fundamentos do controle de poço, seus métodos e avaliar situações críticas para a segurança da operação. As situações analisadas foram a perfuração de poço em ambientes de águas profundas e ultraprofundas e o uso de fluidos de base oleosa. Os resultados encontrados estão descritos a seguir.

- O método de controle de poço mais adequado para a perfuração em águas profundas e ultraprofundas é o método do sondador devido a sua simplicidade e rapidez na aplicabilidade. A aplicabilidade do método se deve a sua imediata entrada em ação e capacidade de permitir a preparação da lama nova, e mais pesada, enquanto o poço está sendo circulado com a lama original;
- A utilização de fluidos de base oleosa deve ser feita com muita atenção devido às suas características de solubilidade e compressibilidade. A solubilidade do gás invasor no fluido de perfuração gera uma dificuldade na detecção precoce de um kick, o que pode levar a percepção da invasão de fluido quando este já se encontra muito próximo a superfície, dificultando seu controle. Já a compressibilidade torna mais sutil e demorada a estabilização das pressões além de poder apresentar um falso indicador de kick, pois o poço tende a continuar fluindo quando as bombas estão desligadas devido ao tempo de descompressão do fluido.

Finalmente, os três estudos de caso revelaram que problemas operacionais de controle de poço podem gerar consequências catastróficas e, por isso, suas orientações devem ser seguidas de forma precisa e cuidadosa. O investimento em treinamento de pessoal e equipamentos mais modernos pode minimizar as perdas de vidas, prejuízos econômicos e impactos ambientais negativos para as empresas que atuam na indústria do petróleo mundial.

9. Referências Bibliográficas

AGÊNCIA NACIONAL DO PETRÓLEO, GÁS NATURAL E BIOCOMBUSTÍVEIS (ANP) – Dados Estatísticos. Maio 2011. Disponível em http://www.anp.gov.br/?pg=31286

AIRD, P. *Drillind & Well Engineering: Introduction to Well Control*, 2009.

AVELAR, C. S. *Estudo do Controle de poço em Operação de Perfuração em Águas Profundas e Ultraprofundas.* In: CONGRESSO INTERNO DE INICIAÇÃO CIENTÍFICA DA UNICAMP, 12.,2004, São Paulo. Resumos... São Paulo: Universidade Estadual de Campinas, 2004.

BONFIM, D. T. *Deepwater Horizon: acidente e as lições aprendidas.* Maio de 2011. Disponível em http://www.sindmar.org.br/uploads/artigos/pdf/Cpia_de_ArtigoDiego.pdf

BOURGOYNE, A. T.; MILLHEIM, K. K.; CHENEVERT, M. E.; YOUNG, F. S. *Applied Drilling Engineering*, Segunda Edição. Richardson, Texas: SPE Textbook Series, 1991. 502 p.

GCAPTAIN, Maio de 2011. Disponível em http://gcaptain.com/piper-alpha-disaster-19-year-anniversary-of-tragedy?231

GRACE, R. D. *Advanced Blowout & Well Control*. Houston, Texas: Gulf Publishing Company, 1994. 396 p.

HORNUNG, M. R. *Kick Prevention, Detection, and Control: Planning and Training Guidelines for Drilling Deep High-Pressure Gas Wells,* paper 19990. In: IADC/SPE Drilling Conference, 1990. Houston, Texas, 1990.

LAGE, A. C. V. M.; NAKAGAWA, E. Y.; CORDOVIL, A. G. D. P. *Well Control Procedures in Deep Water*; paper 26952. In: SPE- LACPEC, 3., 1994. Buenos Aires, Argentina, 1994.

LIMA, H. *Segurança de Poço.* In:ENCONTRO NACIONAL DE HIDRÁULICA DE POÇOS E ESTIMULAÇÃO, 3., 2009. Campos do Jordão, São Paulo, 2009.

LIMA, H. *O Acidente da Deepwater Horizon Golfo do México, 20 de abril de 2010 – Análise Preliminar.* In:ENCONTRO TÉCNICO SOBRE SEGURANÇA DE POÇO, 2010. Salvador, Bahia, 2010.

MADURO, W. P.; REYNOLDS, *JIM. Enchova Blowout: Record Relief Time,* paper 18717. In: IADC/SPE Drilling Conference, 1989. New Orleans, Louisiana, 1989.

NAKAGAWA, E. Y.; LAGE, A. C. V. M. *Kick and Blowout Control Developments for Deepwater Operations*, paper 27497. In: IADC/SPE Drilling Conference, 1994. Dallas, Texas, 1994.

NUNES, J. O. L. *Estudo do Controle de Poços em Operações de Perfuração em Águas Profundas e Ultra Profundas*. 2002. 157 f. Dissertação (Mestrado em Ciências e Engenharia de Petróleo) – Universidade Estadual de Campinas. São Paulo. 2002.

OHARA, S. *Improved Method for Selecting Kick Tolerance During Deepwater Drilling Operations*. Baton Rouge: Louisiana State University, 1995. 152 p. Tese (Doutorado).

OHARA, S. *Perfuração de Poços: Parte 3 - Controle de Poço*, Universidade Federal do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro, 2008.

PATÉ-CORNELL, M. E. Learning from the Piper Alpha Accident: A Postmortem Analysis of Technical and Organizational Factors. *Risk Analysis*, v. 13, n. 2, p. 215 – 232, 1993.

PLÁCIDO, J. C. R. *Controle de Poço.*

ROCHA, L. A. S. *Perfuração Direcional*, Segunda Edição. Rio de Janeiro: Interciência, 2008. 324 p.

THOMAS, D.C., Lea, J. F. e Turek, E. A. Gas Solubility in Oil-Based Drilling Fluids: Effects on Kick Detection, paper 11115. In Annual Technical Conference and Exhibition, 1982. New Orleans, LA, 1982.

THOMAS, J. E. *Fundamentos de Engenharia de Petróleo*, Segunda Edição. Rio de Janeiro: Interciência, 2001. 271 p.

VAN SLYKE , D.C.; HUANG, E.T.S.. *Predicting Gas Kick Behavior in Oil-Based Drilling Fluids Using a PC-Based Dynamic Wellbora Model,* paper 19972. In IADC/SPE Drilling Conference, 1990. Houston, Texas, 1990.

WHEATHERFORD COMPANY, *Well Control for the Drilling Team,* Rev. 4, 2001.