

CAROLINA ALVES VIANA AGUIAR

**ANÁLISE DE PROCEDIMENTOS OPERACIONAIS DE
GERENCIAMENTO DE SEGURANÇA
E CONTROLE DE POÇO:
ESTUDO DE CASO DO ACIDENTE DE MACONDO**

**São Paulo
2014**

CAROLINA ALVES VIANA AGUIAR

**ANÁLISE DE PROCEDIMENTOS OPERACIONAIS DE
GERENCIAMENTO DE SEGURANÇA
E CONTROLE DE POÇO:
ESTUDO DE CASO DO ACIDENTE DE MACONDO**

Trabalho de Formatura em Engenharia de
Petróleo do curso de graduação do
Departamento de Engenharia de Minas e de
Petróleo da Escola Politécnica da Universidade
de São Paulo

Orientador: Prof. Dr. Marcio Yamamoto

São Paulo
2014

AGRADECIMENTOS

À minha família, principalmente meus avós, meus pais, Rita e José, minha irmã Juliana, e minha tia e madrinha, Cleide, por todo o amor e apoio incondicionais proporcionados em minhas decisões e por todos os recursos e esforços para minha formação acadêmica, profissional e pessoal.

Ao meu namorado, Raphael, por toda ajuda, compreensão, carinho e companheirismo. Por ter estado ao meu lado, sendo o meu maior incentivo e fazendo com que pudesse atravessar os momentos difíceis com mais paz e alegria.

Aos meus amigos todos, em especial Vinícius, Beatriz, Alisson e Mariana, pelos momentos passados juntos, trabalhos voluntários, conversas, brincadeiras, festas e histórias compartilhadas.

As crianças do projeto Coração Família, idosos dos asilos Mão Branca, Padre Vicente e Ondina Lobo, e a todas as pessoas que tive o prazer de conhecer em ações sociais, ajudando e dividindo um pouco do meu tempo. Obrigada pelas experiências e lições de vida adquiridas. Por me proporcionarem a felicidade de fazer diferença com atos singelos, retribuídos pela luz transmitida pelos belos sorrisos inocentes.

Ao Prof. Dr. Márcio Yamamoto, pelas aulas e orientação, assim como por toda paciência e disponibilidade para auxiliar com as dúvidas que surgiram ao decorrer da confecção deste trabalho.

Aos professores da banca, pela atenção e consideração.

À Escola Politécnica pelos ensinamentos e oportunidades de aprendizado.

RESUMO

Dentro da indústria do petróleo, um dos temas de maior preocupação e estudo é controle de poço, que consiste em métodos de garantir que as operações sejam as mais seguras possíveis. Através do acompanhamento de parâmetros relevantes procura a contenção de forma mais rápida e efetiva do kick -influxo indesejável de fluido da formação para o interior do poço, evitando-se a ocorrência de um blowout.

Diversos acidentes já ocorreram ao longo dos anos, causando grande prejuízo socioeconômico e ambiental. Entre os mais recentes e de maior repercussão, está o blowout de Macondo, que ocorreu no dia 20 de Abril de 2010, no Golfo do México, com a explosão na plataforma de perfuração Deepwater Horizon, dando início ao que é registrado como um dos mais graves acidentes do setor de Exploração e Produção de Petróleo

O trabalho tem por objetivo, a partir de fundamentos de controle de poço e gerenciamento de segurança, fazer uma análise da aplicação dos conceitos, métodos e processos operacionais, e discutir as causas e as consequências do acidente do poço de Macondo. Com a realização de um estudo de caso, descrição dos acontecimentos e questões que envolvem tomadas de decisões, análise e gestão dos riscos, visa reconhecer as principais conclusões da investigação, e identificar suas causas primárias e falhas nos sistemas de prevenção e controle para maior compreensão do problema.

Além da apresentação das técnicas de perfuração de pressão gerenciada, MPD (Managed Pressure Drilling), suas configurações e equipamentos, que podem ser aplicáveis como uma solução para o problema de janelas operacionais estreitas, servindo como alternativa à perfuração convencional, fornecendo um controle de pressão adequado. Intentando assim, contribuir para mitigação da ocorrência de acidentes, minimizando as perdas de vidas, impactos ambientais negativos, prejuízos econômicos, entre outros danos consequentes.

Palavras-chave: Controle de Poço, Kick, Blowout, Macondo, MPD.

ABSTRACT

Within the oil industry, one of the issues of greatest concern and study is well control, which consists of methods to ensure that operations are as safe as possible. Through monitoring of relevant parameters demand restraint faster and more effective way of kick -influxo of undesirable formation into the well fluid, avoiding the occurrence of a blowout.

Several accidents have occurred over the years, causing major socioeconomic and environmental damage. Among the latest and greatest impact is the Macondo blowout, which occurred on April 20, 2010, in the Gulf of Mexico with the explosion at the Deepwater Horizon drilling platform, giving rise to what is recorded as one of more serious accidents in the Exploration and Production sector of petroleum

The study aims, from fundamentals well control and security management, to analyze the application of the concepts, methods and operational processes, and discuss the causes and consequences of the Macondo well accident. With the completion of a case study description of the events and issues that involve decision making, analysis and risk management, aims to recognize the key findings of the research, and identify their root causes and failures in prevention and control systems for greater understanding the problem.

Besides the presentation of technical managed pressure drilling, MPD (Managed Pressure Drilling), their configurations and equipment, which can be applied as a solution to the problem of narrow operating windows, serving as an alternative to conventional drilling, providing a pressure control appropriate. Intending thereby to contribute to mitigation of accidents, minimizing the loss of life, negative environmental impacts, economic losses, and other consequential damages.

Keywords: Well Control, Kick, Blowout, Macondo, MPD.

SUMÁRIO

1	INTRODUÇÃO	1
1.1	RELEVÂNCIA E JUSTIFICATIVAS	2
2	OBJETIVO.....	3
3	METODOLOGIA.....	4
4	REVISÃO BIBLIOGRÁFICA	5
4.1	CONCEITOS FUNDAMENTAIS.....	5
4.1.1	DEFINIÇÕES BÁSICAS	5
i.	<i>Kick</i>	5
ii.	<i>Blowout</i>	5
4.1.2	CONTROLE DE POÇO	5
I.	CONTROLE PRIMÁRIO	6
i.	Fluido de Perfuração (Drilling Mud).....	6
ii.	Pressões atuantes em um poço de petróleo.....	6
iii.	Geopressões e Janela Operacional.....	7
II	CONTROLE SECUNDÁRIO.....	9
i.	Causas de Kick	9
ii.	Indícios e detecção de kicks	12
iii.	Sistema de Segurança.....	14
iv.	Procedimentos e Métodos para circulação de kicks	15
III	CONTROLE TERCIÁRIO.....	16
i.	Procedimentos e Métodos de controle a Blowouts.....	16
4.2	MANAGED PRESSURE DRILLING (MPD).....	17
4.2.1	DEFINIÇÃO	17
4.2.2	PRINCÍPIOS BÁSICOS.....	17
4.2.3	VANTAGENS DA UTILIZAÇÃO	18
4.2.4	VARIAÇÕES.....	20
4.2.5	EQUIPAMENTOS	25
5	ESTUDO DE CASO DO ACIDENTE DE MACONDO.....	28
5.1	OVERVIEW	28
5.2	O POÇO	29
5.3	O ACIDENTE.....	30

5.3.1	ANTECEDENTES	30
5.3.2	DESCRIÇÃO DO ACIDENTE.....	31
5.4	OS MOTIVOS CHAVE.....	32
5.5	FATORES GERENCIAIS E ORGANIZACIONAIS.....	36
6	ANÁLISES E RESULTADOS.....	39
6.1	DISCUSSÕES	39
6.2	FASES DECISIVAS.....	40
6.3	RISCOS GEOLÓGICOS.....	41
6.4	MPD COMO SOLUÇÃO PARA PREVENÇÃO DE ACIDENTES.....	44
7	CONCLUSÕES.....	46
8	REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS	48

1 INTRODUÇÃO

O petróleo é um elemento fundamental em nossa sociedade, de uso extenso. Além de ser uma das principais fontes de energia utilizadas pela humanidade, seus derivados servem como matéria-prima para a manufatura de inúmeros bens de consumo, tendo uma participação marcante na economia mundial.

Enquanto que a demanda por petróleo tem aumentado, empresas buscam acumulações de hidrocarbonetos em locais cada vez mais desafiadores, reservas cada vez mais difíceis de serem acessadas e perfuradas. Os últimos anos têm sido marcados pela expansão das fronteiras exploratória e de produção, com destaque para as lâminas de água cada vez mais profundas, e o uso de técnicas direcionais que têm permitido a perfuração de poços de longa extensão e multilaterais, visando garantir a máxima recuperação do óleo em campos recém-descobertos, marginais e/ou maduros.

Nesse esforço de buscar o óleo em horizontes mais profundos, e em condições ambientais adversas, surgem desafios e problemas que não só retardam o curso das operações como também oneram o custo dos projetos. Desta maneira, além da busca do melhor aproveitamento possível dos recursos utilizados, a intenção é otimizar e conduzir a atividades da forma mais segura e controlada possível.

A perfuração de poços de petróleo, desde os seus primórdios, caracterizou-se por ser uma atividade que envolve grande complexidade, elevados custos financeiros e, sobretudo, riscos. Sendo assim, é extremamente importante para operações sejam estáveis e seguras, a realização de um bom projeto de poço, envolvendo diversas etapas e a análise de muitos aspectos. É necessário o conhecimento das pressões a que estão submetidas às formações e a determinação dos parâmetros relacionados para evitar a ocorrência de colapso ou fratura da formação, assim como influxos.

A essa área de estudo dá-se o nome de controle de poço. Trata-se de assunto de suma importância na exploração e exploração de óleo e gás, envolvendo aspectos de segurança pessoal, econômico e ambiental. Os procedimentos de gerenciamento de segurança consistem em métodos de garantir que as operações sejam as mais seguras possíveis. Através do acompanhamento de parâmetros relevantes procura evitar um influxo de fluidos da formação para o poço – *kick*, que pode se transformar em um fluxo descontrolado e atingir a superfície – *blowout*.

1.1 RELEVÂNCIA E JUSTIFICATIVAS

O controle de *kicks* é uma preocupação constante durante o planejamento e execução da perfuração de um poço. as melhores práticas estão associadas a: primeiro, prevenir o *kick*; segundo, detectá-lo tão rápido quanto possível, caso ocorra; e terceiro, controlar o *kick* de maneira efetiva e segura, circulando para fora do poço. Se o controle for perdido, tem-se uma situação de *blowout*.

No que se refere ao controle de poço, uma série de questões delicadas estão envolvidas, como a segurança de pessoas, a integridade do meio ambiente e o sucesso econômico da companhia. E por tais motivos que o foco na realização de operações seguras é uma prioridade para a indústria.

Diversos acidentes já ocorreram na indústria do petróleo ao longo dos anos, causando grande prejuízo socioeconômico e ambiental. Entre os mais recentes e de maior repercussão, está o *blowout* de Macondo, ocorrido em abril de 2010, resultou na morte de 11 pessoas e num vazamento de aproximadamente 5 milhões de barris, atingindo uma área de 180 mil km² e sendo classificado como o pior vazamento de óleo no mar dos EUA.

Cerca de cinco meses após o acidente, uma comissão interna da BP, formada por diversos profissionais do setor, especialistas em segurança e operações da BP redigiram um relatório com a descrição dos eventos anteriores a esse fatídico dia, desde o início do poço por uma outra plataforma até o descontrole do mesmo alguns minutos antes da primeira explosão a bordo da Deepwater Horizon. O Relatório é concluído com oito motivos considerados como chave para a ocorrência de tão grave acidente.

Diante disso, constata-se a extrema importância de se realizar um estudo de caso, descrevendo os acontecimentos e demonstrando como essa cadeia de eventos culminou em uma situação desastrosa, pois não trata-se de um erro isolado e sim de uma sucessão deles.

Para prevenir os futuros acidentes, deve-se aprender todo o possível sobre os acidentes e incidentes ocorridos. A partir de relatos destes, tirar o maior número de lições, já que tais eventos são altamente desafiadores para serem contidos. E dessa forma buscar a mitigação de ocorrências semelhantes, ou ao menos a minimização da magnitude de tais catástrofes e suas consequências.

2 OBJETIVO

O trabalho tem por objetivo, a partir de fundamentos de controle de poço e gerenciamento de segurança, fazer uma análise da aplicação dos conceitos, métodos e processos operacionais, e discutir as causas e as consequências do acidente do poço de Macondo, que ocorreu no dia 20 de Abril de 2010, no Golfo do México, com a explosão na plataforma de perfuração Deepwater Horizon, de propriedade da empresa Transocean e operando para a BP - British Petroleum, dando início ao que é registrado como um dos mais graves acidentes do setor de Exploração e Produção de Petróleo.

Com a realização de um estudo de caso deste *blowout*, o trabalho visa reconhecer as principais conclusões da investigação, podendo assim, identificar suas causas primárias e falhas nos sistemas de prevenção e controle para maior compreensão do problema. Discutir as questões que envolvem segurança operacional na tomada de decisões, tanto na fase do projeto como na operação e ainda na análise e gestão dos riscos. Sobretudo, buscar identificar as lições deixadas.

A partir de uma fundamentação teórica embasada, construída desde as definições de *kick* e *blowout*, suas principais causas, indícios e detecção de *kick*, tolerância, tratando também das informações prévias e cálculos necessários, além dos procedimentos e métodos para retomar o controle do poço quando há ocorrência de um *kick* e de combate de *blowout*. Até os aspectos de riscos geológicos: geopressões e tensões existentes que são impostas às formações, e como isso o estabelecimento da janela operacional, para definir os limites de pressão aos quais o poço poderá ser submetido, de forma a manter a integridade do mesmo, respeitando a pressão de poros, fratura e colapso. Condições fundamentais que influenciam diretamente em fatores de projeto e de segurança.

Além de, sugerir aperfeiçoamentos nos procedimentos e apontar avanços tecnológicos e métodos de aplicação da técnica de perfuração de pressão gerenciada, *Managed Pressure Drilling* ou MPD, apresentando suas configurações e equipamentos, servindo como alternativa à perfuração convencional, além de uma solução para superar os obstáculos enfrentados, sobretudo em casos nos quais a janela operacional é curta. Intentando assim, contribuir para mitigação da ocorrência de acidentes, minimizando as perdas de vidas, impactos ambientais negativos, prejuízos econômicos, entre outros danos consequentes, tanto para as empresas que atuam na indústria do petróleo mundial como para toda sociedade.

3 METODOLOGIA

A metodologia empregada no trabalho é revisão bibliográfica, baseada em pesquisas nas quais se utilizam informações constantes sobre o tema em documentos ou publicações de significativo valor para composição do trabalho sobre os temas gerenciamento de segurança e controle de poço, contendo os conceitos e definições, dos métodos, processos e operações, relativos à compreensão do problema para fundamentar as bases teóricas sobre os quais a investigação foi executada.

A partir do levantamento, seleção, fichamento e arquivamento de informações relacionadas à pesquisa, que abrange a leitura, análise e interpretação de livros, documentos, imagens, etc. O material recolhido sendo submetido a uma triagem, a partir da qual é possível estabelecer uma leitura atenta e sistemática.

O desenvolvimento do trabalho se segue com enfoque no estudo do caso, com a descrição do acidente de Macondo e busca de informações específicas, em artigos, fotografias, relatórios, que contenham mais detalhes relacionados às ações que levaram a ocorrência da catástrofe e as consequências causadas.

A partir de compilação de todo o material, é feita uma análise para reconhecer os pontos cruciais, as principais conclusões extraídas da investigação sobre o acidente para então identificar as causas primárias e falhas dos sistemas de prevenção e contenção de danos, realizando um estudo, para maior entendimento do problema, para poder chegar às conclusões do que culminou neste acidente, conseqüentemente, prejuízos econômicos, danos sociais e ambientais, e a partir daí, fazer apontamentos de possíveis futuros progressos nos procedimentos, dando uma solução de aplicação viável que superaria os obstáculos enfrentados.

4 REVISÃO BIBLIOGRÁFICA

Este capítulo se destina a fazer uma revisão de alguns conceitos fundamentais visando facilitar o entendimento deste trabalho. Os tópicos que serão abordados irão fornecer ao leitor algumas informações básicas e necessárias para que o mesmo ganhe um maior embasamento teórico e possa ficar mais familiarizado com certos detalhes e procedimentos.

4.1 CONCEITOS FUNDAMENTAIS

4.1.1 DEFINIÇÕES BÁSICAS

i. Kick

Podemos entender o *kick* como a invasão dos fluidos encontrados na formação para dentro do poço, esses podem ser óleo, água ou gás. O fenômeno é causado pelo desbalanceamento das pressões do fluido de perfuração e dos fluidos da formação, quando a lama de perfuração não impõe pressão hidrostática suficiente nas paredes do poço para segurar os fluidos contidos na formação.

ii. Blowout

O *blowout* é caracterizado pelo influxo descontrolado de água, óleo ou gás do reservatório para o poço e deste para atmosfera, fundo do mar ou para outra camada da formação que estiver exposta no poço.

Segundo Santos [2013] podemos classificar o *Blowout* segundo as regiões atingidas e o caminho para atingir estas regiões, vejamos abaixo:

- a) *Blowout* de Superfície: O *blowout* de superfície é caracterizado pelo fluxo de petróleo pelo poço para a superfície.
- b) *Blowout Underground*: Esse é caracterizado pelo vazamento dos fluidos do poço para dentro de outras formações expostas do poço.
- c) *Blowout* submarino: Se o fluxo descontrolado tiver como destino o fundo do mar, este é chamado de *blowout* submarino.
- d) Crateramento: Esse *blowout* ocorre quando o fluxo invade a formação e através de fraturas atinge a superfície, onde através de crateras escapa para a superfície.

4.1.2 CONTROLE DE POÇO

Para a compreensão do que é controle primário, anteriormente definiremos o que controle do poço de forma geral. Costa e Lopez [2011] definem controle de poço da seguinte forma:

“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 sobre a pressão das formações perfuradas a fim de evitar o fluxo de hidrocarbonetos dessa

formações para o poço durante as operações de perfuração e os métodos a serem utilizados para combater esse influxo, caso ocorra.”

Segundo Aird (2009), tais procedimentos são separados em três níveis:

- I) **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. Quando esse primeiro controle não é satisfatório, ocorre o kick;
- II) **Controle secundário:** Conjunto de equipamentos de segurança a ser utilizado quando o controle primário é perdido. Nessa etapa o kick já ocorreu e quer evitar o blowout, ou seja, fluxo descontrolado de fluido da formação para a superfície;
- III) **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.

I) CONTROLE PRIMÁRIO

Os pontos mais relevantes sobre controle primário serão descritos a seguir:

i. Fluido de Perfuração (Drilling Mud)

Dentre as variadas definições que podemos ter a respeito de fluido de perfuração temos a do *American Petroleum Institute* (API), que entende que fluido de perfuração é um fluido circulante capaz de tornar viável a atividade de perfuração.

Com o objetivo de promover uma perfuração segura e rápida o fluido de perfuração tem como um dos objetivos principais o controle primário do poço. Se a pressão exercida por ele tornar-se menor que a pressão da formação, o controle primário do poço poderá ser perdido. Além de determinar as pressões no interior do poço, o fluido de perfuração tem as seguintes funções, enumeradas em Thomas (2001): remover os cascalhos debaixo da broca e transportá-los até a superfície, manter os cascalhos em suspensão; evitar o fechamento do poço; e resfriar e lubrificar a broca e a coluna de perfuração, manter a estabilidade do poço, formar uma fina e impermeável camada na parede do poço, denominada reboco.

ii. Pressões atuantes em um poço de petróleo

A) Pressão Hidrostática

Equivalent Static Density ou ESD de um fluido é a expressão da pressão hidrostática exercida por esse fluido. A pressão hidrostática por sua vez é a pressão exercida em qualquer ponto por uma coluna vertical de líquido. Dependendo não somente da profundidade, mas também da densidade do fluido em questão e da ação da força da gravidade. A expressão para a pressão hidrostática pode ser vista abaixo:

$$P_h = 0,17 \times D \times H$$

sendo:

Ph a pressão hidrostática do líquido, em psi;
D a massa específica do fluido, em lb/gal;
H a altura de líquido, em metros.

Percebe-se pela fórmula que a pressão hidrostática é uma função direta da massa específica e da altura de fluido no poço. Assim, o abaixamento do nível de fluido resulta numa diminuição da pressão hidrostática do poço.

B) Pressões no sistema de circulação

Uma maneira eficaz de se entender o comportamento das pressões existentes no interior de um poço é utilizar o conceito de tubo em “U”, segundo o qual o interior da coluna de perfuração representa um ramo do tubo, enquanto o espaço anular representa o outro. Em condições estáticas, a pressão a montante dos jatos da broca (interior da coluna) é igual à pressão a jusante (espaço anular) deles.

A pressão de bombeio, numa sonda de perfuração, é dada pelo somatório de três parcelas:

- Perdas de carga nas seguintes partes do sistema: equipamentos de superfície, interior dos tubos de perfuração e dos comandos, jatos da broca e nos vários espaços anulares entre o poço e os comandos, entre o poço e os tubos de perfuração, etc.
- Contrapressão na superfície gerada normalmente pelo *choke* (no caso da perfuração normal, esse valor é zero);
- Diferença entre as pressões hidrostáticas do fluido do interior da coluna e o do espaço anular (para um fluido homogêneo, essa diferença é nula).

A pressão em qualquer ponto do sistema é dada pela soma da pressão hidrostática com as perdas de carga por fricção, desde o ponto em consideração até a superfície (ou alternativamente, com a pressão de bombeio, subtraída das perdas de cargas da bomba até o ponto em consideração). Assim, durante a perfuração normal, a pressão no fundo do poço é dada pela soma da pressão hidrostática no fundo do poço com as perdas de carga por fricção no espaço anular. A massa específica equivalente a essa pressão é conhecida pela sigla ECD (*equivalent circulating density*), ou seja, densidade equivalente de circulação no fundo do poço.

Se a pressão em frente a uma formação é maior que a sua pressão de poros, diz-se que o diferencial de pressão aplicado sobre essa formação é positivo. Caso contrário, ele é negativo.

iii. Geopressões e janela operacional

Segundo ROCHA & AZEVEDO (2009) geopressões são todas as pressões e tensões existentes no subsolo, e todas aquelas que são impostas às formações, podendo, inclusive levar a sua falha.

A. Pressão de poros

“Pressão de poros pode ser definida como a pressão do fluido contido nos espaços da rocha, muitas vezes referenciada como pressão de formação” (Rocha & Azevedo, Projetos de Poços de Petróleo, 2009).

A predição desse valor é fundamental para a escolha dos fluidos circulados no poço, uma vez que a pressão exercida sobre a formação deve ser maior que a pressão de poros.

B. Pressão de fratura

É a pressão que produz a falha mecânica de uma formação com a resultante perda de fluido. O conhecimento da pressão de fratura é de fundamental importância no projeto do poço, na determinação das profundidades de assentamento das sapatas dos revestimentos descidos e durante as operações de controle de poços, nas quais o valor dessa pressão não deve ser excedido, evitando assim a fratura da formação. Essa pressão é estimada através de procedimentos de cálculo empíricos para a área em consideração ou diretamente através dos testes de absorção. Do ponto de vista do controle de poços, determina-se a pressão de fratura da formação mais próxima da sapata do último revestimento assentado. Quando essa pressão não é determinada diretamente ou não é disponível, a seguinte fórmula poderá ser usada para se obter uma estimativa do seu valor:

$$P_f = K \cdot (P_o - P_p) + P_p$$

P_f é a pressão de fratura da formação, em psi;

P_o é pressão de sobrecarga na formação, em psi;

P_p é a pressão de poros da formação, em psi;

K é o coeficiente de tensões na matriz.

A pressão de sobrecarga, que é gerada pelo peso da coluna litostática, deve ser estabelecida para a região em consideração, através de dados de perfis de densidade total das formações, obtidos durante a perfilagem dos seus poços. O coeficiente de tensões na matriz também deve ser determinado para a área em consideração, utilizando-se dados de testes de absorção ou de fraturamento hidráulico.

C. Janela Operacional

A janela operacional, item indispensável num projeto de poços de petróleo, é o principal parâmetro a ser usado na estabilidade de um poço durante a sua perfuração.

É a partir da obtenção da janela operacional que se tem o intervalo (entre um limite inferior e superior) permitido para a variação da massa específica e conseqüentemente o peso do fluido de perfuração com o principal objetivo de obter uma perfuração estável e segura com a redução de problemas operacionais.

O limite inferior da janela operacional é representado pelo maior valor da curva do gradiente de pressão de poros e gradiente de colapso. Já o limite superior é representado pela curva do gradiente de fratura. Deste modo, a massa específica deve ser condicionada a promover uma pressão hidrostática de modo a atender cada fase neste intervalo para que a perfuração ocorra estabilizada.

De forma resumida, durante as operações normais de perfuração, a pressão dentro do poço deve ser maior que a pressão de poros das formações permeáveis expostas, para se evitar a ocorrência de *kicks*. Da mesma forma que deverá ser também menor que a pressão de fratura das mesmas formações, para que não ocorra o fraturamento dessas formações e conseqüente perda de fluido do poço para as mesmas. Assim sendo, são criadas curvas de pressão máxima

e mínima que podem ocorrer durante as operações. Através do estudo e análise dessas curvas é possível elaborar a janela operacional (figura 4.1) de um poço.

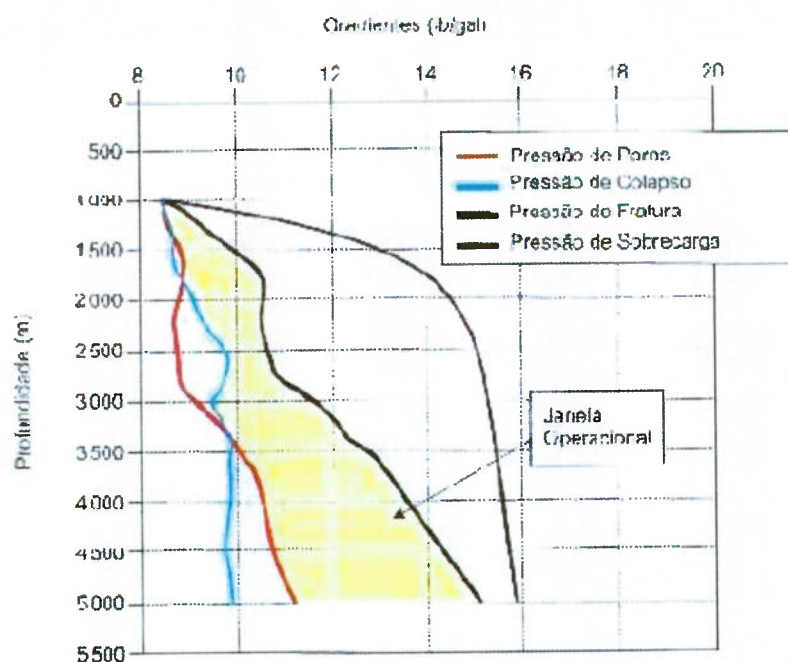


Figura 4.1: Janela operacional de um poço de petróleo.
(Fonte: ROCHA e AZEVEDO, 2009)

Quando ocorre um decréscimo da pressão hidrostática no poço fazendo com que esta caia abaixo do limite inferior da janela operacional, o poço estará sujeito a ocorrência de um *kick*.

II) CONTROLE SECUNDÁRIO

i. CAUSAS DE *KICK*

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

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

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

A) Não Completar o Poço Durante as Manobras

Sempre que uma manobra de retirada de coluna for realizada, devido ao volume do aço retirado, o nível de fluido dentro do poço irá diminuir. Com isso, se torna necessário enchê-lo com um volume equivalente de fluido de perfuração. A prática usual é manter 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. Esse enchimento deve ser monitorado através do tanque de manobra, cuja

instalação é obrigatória em sondas de perfuração e deve seguir o programa de ataque ao poço, previamente elaborado. Se o volume de fluido de perfuração para completar o poço é menor que o calculado, pode-se estar caminhando para uma situação de *kick*. Nesse caso, a manobra deve ser interrompida e o poço observado para ver se ele está fluindo (*flow check*). Caso haja fluxo, deve-se fechar o poço imediatamente.

B) Perda de Circulação

Resulta em um abaixamento do nível de fluido de perfuração no poço, com a consequente redução da pressão hidrostática. Se houver, no poço, uma formação permeável cuja pressão se torne maior que a pressão hidrostática na sua frente, o fluido contido nessa formação invadirá o poço, ocasionando um *kick*. Uma situação potencialmente perigosa ocorre quando a perda de circulação se dá numa formação profunda, pois as mais rasas poderão entrar em *kick*. A perda de circulação poderá ser:

- **Natural** em formações fraturadas, vulgares, cavernosas, com pressão anormalmente baixa ou depletadas;
- **Induzida** através da massa específica excessiva do fluido de perfuração, da Pressão de circulação excessiva no espaço anular, do surgimento de pressão devido à descida da coluna de perfuração ou de revestimento e de outras causas que resultem no aumento de pressão no poço, ultrapassando a pressão de fratura de alguma das formações presentes.

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

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

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

D) Massa específica insuficiente do fluido de perfuração

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.

E) 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.

F) Redução da massa específica

Pode ser causada por: remoção de baritina pelo uso de centrífugas, decantação de baritina na poço e nos tanques, diluição do fluido e aumento da temperatura, como acontece em poços HP/HT (*High Pressure, High Temperature*). A redução da massa específica do fluido de perfuração provocará a consequente redução da pressão hidrostática por ela exercida.

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

G) Corte do fluido de perfuração

Quando o fluido de perfuração é contaminado por um fluido da formação ocorre corte, causando a diminuição da massa específica. O corte do fluido de perfuração por gás é o que causa mais problemas à segurança do poço, pois o gás se expande quando trazido à superfície, causando uma diminuição na massa específica da lama e um consequente decréscimo da pressão no poço, que pode ser suficiente para gerar um *kick*. Pequenas quantidades de gás, incorporadas ao fluido de perfuração, ao chegarem à superfície, são registradas pelos detectores de gás. Embora a massa específica do fluido de perfuração muitas vezes esteja bastante reduzida na superfície, a pressão hidrostática no poço não decresce significativamente, pois a maior expansão do gás ocorre próximo à superfície. Assim, na maioria dos casos, o corte do fluido de perfuração por gás não provoca a ocorrência de um *kick*. Entretanto, é importante que o gás já incorporado ao fluido de perfuração seja removido pelo uso de desgaseificadores e que a causa da contaminação seja identificada e eliminada.

H) 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 autossustentável 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.

ii. INDÍCIOS E DETECÇÃO DE *KICKS*

O tempo gasto no controle e a magnitude da pressão gerada durante uma operação de controle de poço estão diretamente relacionados ao volume do influxo do fluido para o poço. Assim, esse volume deve ser o mínimo possível, principalmente em perfurações em águas profundas, nas quais existem altas taxas diárias de sonda e baixos gradientes de pressão de fratura.

O volume de um *kick* é minimizado quando a sonda possui equipamentos de detecção precisos e a equipe está treinada para detectar prontamente o *kick* e fechar o poço o mais rapidamente possível. Segundo THOMAS et al. (2004), o ganho no tanque de fluido de perfuração é o mais confiável indicador de *kick* durante as perfurações; contudo, combinações de vários detectores aumentam a probabilidade de detecção rápida.

Fica evidenciada assim a importância da rápida detecção do *kick* para minimizar os riscos de *blowouts* com todas as suas possíveis consequências (perdas de vidas humanas, da sonda e de reservas, poluição e liberação de gases venenosos para a atmosfera).

A) Indicadores de Aumento da Pressão de Poros

Há sempre o risco da ocorrência de um *kick* quando se perfura em áreas onde são encontradas pressões anormalmente altas. Existem os indicadores diretos e indiretos de pressão anormal. Enquanto os indicadores indiretos são obtidos antecipadamente como uma possibilidade de pressão alta, os diretos são obtidos durante a perfuração do poço com mais precisão.

a) Indicadores Diretos de Pressão Anormal

Quando a pressão anormalmente alta é causada pelo fenômeno da subcompactação, existe sempre uma zona de transição onde a pressão de poros aumenta com a profundidade.

Nestas zonas, certas propriedades das formações e do fluido de perfuração são alteradas dando indicativos de aumento da pressão de poros. A observação e análises dos indicadores obtidos na superfície são necessárias para que as ações preventivas sejam tomadas para evitar a ocorrência de um *kick*. As formações com pressão anormalmente alta possuem um teor de água maior que as com pressão normal devido ao fenômeno da subcompactação. Os indicadores mais importantes observados durante a perfuração são:

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

b) Indicadores Indiretos de Pressão Anormal

Comumente, dois métodos são usados para avaliar pressões anormais de forma indireta:

- **Análises sísmicas:** Através das interpretações sísmicas é possível perceber as primeiras indicações de pressões anormais em uma região. Para tal, a medida do tamanho da estrutura, assim como a profundidade e espessura de uma camada de sal são utilizadas.

As pressões encontradas em espessas camadas de folhelho podem ser identificadas e medidas com certo grau de precisão, pois à medida que a pressão cresce a velocidade da onda sonora diminui, e as medidas sísmicas se baseiam na velocidade de ondas sonoras.

- **Perfilagem:** Em áreas onde há disponibilidade de informações de outros poços, os perfis apresentam uma das melhores fontes de informação. Com isso, mudanças nas pressões causam mudança bem definida nos perfis.

B) Detecção de um Kick

A detecção de um *kick* é feita através de sinais detectados na superfície. Esses sinais podem ser captados durante a perfuração, durante uma manobra ou em uma perda de circulação. Quanto mais rápido um *kick* for detectado, tomando-se as providências necessárias, mais fácil será o seu controle. Isso ocorre, porque são minimizados diversos fatores importantes como o volume do *kick*, as pressões no *choke* e no tubo bengala e o tempo gasto nas operações de controle.

Além disso, quanto maior o tempo gasto para identificar um *kick* e/ou tomar as atitudes necessárias para contê-lo, aumenta a probabilidade de ocorrer desastres como a transformação do *kick* em um *blowout*, a liberação de gases venenosos na área, a poluição do meio ambiente em geral e incêndios na plataforma.

Os principais indícios de que um *kick* está ocorrendo ou na iminência de ocorrer serão comentados a seguir:

a) Ganho no Tanque Ativo De Fluido de Perfuração

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

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

b) Aumento da Vazão de Retorno

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

c) Aumento da Taxa de Penetração

Considerado um indicador secundário de influxo, uma vez que as alterações na taxa de penetração podem ter diversas causas, como variações do peso sobre a broca, da rotação ou da vazão, ou mudanças das formações cortadas pela broca.

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

d) Fluxo com as Bombas Desligadas

Esse indicador de *kick* é verificado a partir do ganho no tanque. Quando as bombas que estão bombeando fluido de perfuração e criando fluxo dentro do poço são desligadas, a pressão no fundo do poço decresce num valor correspondente às perdas de carga no anular. Com essa redução, a entrada de fluidos da formação fica facilitada. Sendo assim, se o poço continuar fluindo com as bombas desligadas, provavelmente fluido da formação está invadindo o poço, servindo como fonte para tal fluxo, indicando um *kick*.

e) Corte do Fluido de Perfuração por Gás e/ou Óleo

Quando o fluido mais leve da formação é injetado no poço a massa específica do fluido de perfuração é afetada, isto é, a massa específica decresce. Diz-se então que houve um corte. Um corte de gás pode ocorrer com a incorporação de gás contidos no cascalhos gerados no fluido com que a formação é perfurada.

A redução da massa específica do fluido de perfuração é captada quando o mesmo retorna a superfície, indicando um corte de gás ou óleo da formação. Sempre que houver um corte de água e uma consequente alteração na salinidade da lama indicam um *kick* de água. Verificando-se na superfície um corte do fluido de perfuração quer seja por gás, óleo ou água as ações positivas devem ser imediatamente tomadas.

f) Aumento da Velocidade da Bomba e Diminuição da Pressão de Bombeio

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

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

g) Poço Aceitando Volumes Impróprios de Fluido Durante as Manobras

Devido ao volume do fluido da formação que adentrou o poço e ocupa o espaço anular, ao se retirar a coluna, o poço aceita um volume de fluido menor que o volume de aço retirado, ou então, no momento da descida da coluna, o poço devolve para os tanques um volume maior de fluido que o volume de aço introduzido.

iii. SISTEMA DE SEGURANÇA

Um controle de poço adequado tipicamente consiste na aplicação de dois ou mais independente barreiras. A barreira primária é a coluna de lama ou de fluido que é utilizado para contrabalançar o pressões de formação no poço. As cordas tubo de cobertura, juntamente com suas articulações e desembarque assentos fornecer outro poço de barreira. Plugues internos colocados em diferentes locais estratégicos no poço fornecer outras barreiras. A última linha de defesa no controle bem é a segurança contra estouros (BOP).

Blowout Preventer (BOP)

O BOP é um sistema de válvulas concebidas para fechar em um poço no caso de questões como *kicks*, ou se ocorrer um aumento súbito da pressão do poço.

No entanto, o BOP não deve ser normalmente utilizado como primeira opção quando se lida com esses problemas de controle de poço. Outros procedimentos, tais como ajuste o peso do fluido de perfuração pode ser utilizado para este fim. Isto é porque o BOP é uma das últimas linhas de defesa contra os problemas de controle de poço, e uso freqüente do BOP pode provocar o desgaste do dispositivo.

Os vários dispositivos de fechamento em BOP pode ser visto na Figura 4.2. O uso de vários dispositivos que depende da situação de controle do poço, bem como outros fatores, tais como a presença do tubo de revestimento ou pressões na profundidade encontrada.

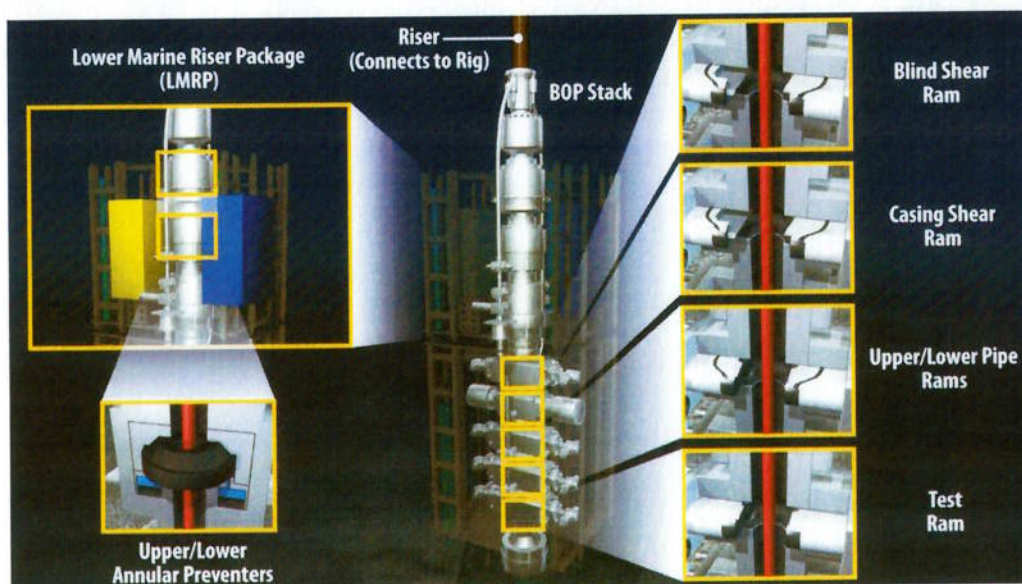


Figura 4.2: Blowout Preventer (BOP)
(Fonte: BP, 2010)

iv. PROCEDIMENTOS E MÉTODOS PARA CIRCULAÇÃO DE *KICKS*

O objetivo principal dos métodos usados para controlar um *kick* é a circulação do fluido invasor, restabelecendo o controle do poço, substituindo a lama de perfuração que estava no poço por uma de densidade mais adequada visando igualar e conter a pressão da formação e sem ultrapassar a pressão de fratura.

Os principais métodos utilizados são:

- A) **Método do Sondador: (*Driller 's Method*)**: consiste em primeiro expulsar o fluido invasor usando a lama original e, em seguida, bombear lama nova até encher o poço;
- B) **Método do Engenheiro: (*Wait and Weight Method*)**: a circulação do fluido invasor é feita já com lama nova, isto é, após proceder-se ao aumento de peso;

O método do sondador é mais utilizado, devido a sua simplicidade. O método do engenheiro é mais complexo e depende do preparo de lama nova para ser injetado, que pode ser demorado.

III) CONTROLE TERCIÁRIO

Caso o *blowout* ocorra, as equipes operacionais devem possuir planos de ação para conter os danos e minimizar a extensão dos mesmos. Alguns fatores são extremamente relevantes para a determinar quais são as melhores ações de contenção, entre esses fatores segundo Costa e Lopez (2011) temos presença de fogo, acesso a cabeça do poço, volume de gás e óleo vazados, poluição, localização do poço, tipo de plataforma, Status no momento do *blowout* (data e hora, 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 ou completação, descrição da sonda, do BOP, dos equipamentos de cabeça de poço, das bombas e de outros equipamentos de superfície; e lâmina d'água), danos à cabeça do poço/ BOP/ árvore de natal, dados geológicos e do reservatório pertinentes.

i. PROCEDIMENTOS E MÉTODOS DE COMBATE A BLOWOUTS

Existe uma variedade de técnicas para o controle do *blowout*, alguns desses métodos de controle são:

A) *Capping*

O capeamento é uma técnica de intervenção direta. Utilizada para o combate do *blowout* onde o acesso à boca do poço é viável e o vazamento de fluidos não é muito grande.

O equipamento é formado por válvulas cegas as quais permitem o fechamento progressivo do poço. Uma vez que o equipamento é assentado, as linhas de circulação são conectadas e a válvula cega é fechada, circulando o fluxo para um fosso, localizado a no mínimo 100 metros da cabeça do poço.

Após esse procedimento iniciam-se as operações de controle e amortecimento tais como a *Bullheadling* e *Snubbing*, que seriam:

- Bullheadling é o método que com o propósito de empurrar o fluido de volta pra a formação ou para a formação mais fraca. Ocorre contra qualquer pressão e independente da resistência exercida pelo poço;
- Snubbing consiste em uma técnica onde uma coluna é descida mesmo contra a pressão, com um fluido mais pesado que tem como objetivo acabar com o fluxo invasor. Isso é possível através do equipamento *snubbing unit*;

B) Poços de alívio

Essa é uma técnica que consiste em interceptar o poço em *blowout* utilizando um poço direcional, e então, amortecer o poço por meio da injeção de fluidos, são normalmente utilizados em último caso, isso porque a execução demanda altos investimentos e grande quantidade de tempo.

4.2 MANAGED PRESSURE DRILLING

4.2.1 DEFINIÇÃO

Uma das definições mais utilizadas de *Managed Pressure Drilling* é a da IADC (*International Association of Drilling Contractors*) que entende esse método como um processo de perfuração adaptativo para controlar precisamente o perfil de pressão anular através do poço. Os objetivos são verificar os limites ambientais de pressão no fundo do poço e gerenciar o perfil de pressão hidráulica no anular de acordo.

MPD é normalmente referido como um avançado sistema de controle primário de poço. Efetivamente conseguindo mitigar problemas operacionais como tempo não produtivo (NPT) e limitações técnicas ou econômicas relacionadas a perda de circulação, prisão de coluna, janelas operacionais estreitas, zonas de altas temperaturas e pressão, entre outros que serão vistos mais à frente.

4.2.2. PRINCÍPIOS BÁSICOS

O princípio básico dessa nova tecnologia é poder manipular o perfil de pressão do anular de acordo com a necessidade e esse controle é feito através da coluna hidrostática de fluidos em conjunto com a aplicação de uma pressão adicional na superfície chamada *backpressure* (BP). Que segundo Kuehn (2014), é uma perda de carga localizada, normalmente realizada por um choke que pode ser controlado manual, semi-automático ou automaticamente, mantendo, assim, o perfil de pressão desejado durante a operação.

Em condições de perfuração convencional a pressão de fundo de poço (BHP – *Bottom Hole Pressure*) pode ser compreendida como a somatória de dois diferentes fatores, o primeiro, a pressão do peso da lama que nada mais é do que a pressão hidrostática (P_h) exercida pelo fluido (em alguns trabalhos ela pode ser encontrada com o nome de *hydraulic head* ou *mud weight pressure*) e a perda de pressão por fricção (*Frictional Pressure Loss* - FPL) que segundo Harris (2004) é a perda de pressão devido ao contato entre o fluido e as paredes do condutor do fluxo, no caso avaliado, as paredes do poço. Sendo essa perda proporcional à densidade do fluido, ao quadrado da velocidade do fluido, ao comprimento do condutor e inversamente proporcional ao diâmetro. Abaixo a equação para o cálculo da BHP para a perfuração convencional:

$$BHP = FPL + P_h \quad (1)$$

Porém, durante as conexões, as bombas são desligadas e o fluido sai da situação dinâmica e entra em uma situação estática, ou seja, sem circulação. Essa mudança de estado afeta diretamente o perfil da pressão do poço, já que a componente FPL era completamente ligada a movimentação do fluido. Essa flutuação pode ser determinante para a saída do gradiente de pressão da janela operacional, o que pode resultar em diversos problemas operacionais.

Para balancear essas flutuações o sistema convencional, o qual é aberto para a atmosfera, pode somente modificar a taxa de bombeio, alterando a reologia ou a densidade do fluido, enquanto o MPD utiliza um sistema fechado de circulação e a pressão pode ser rapidamente alterada pelo gerenciamento da BP durante as conexões ou em qualquer outra situação. A seguir a equação para o cálculo da BHP para a perfuração com MPD:

$$BHP = FPL + Ph + BP$$

O controle mais preciso do gradiente de pressão permite ao perfurador a continuidade das operações através de estreitas janelas operacionais com maior segurança, sem a necessidade de realizar cimentações prematuras.

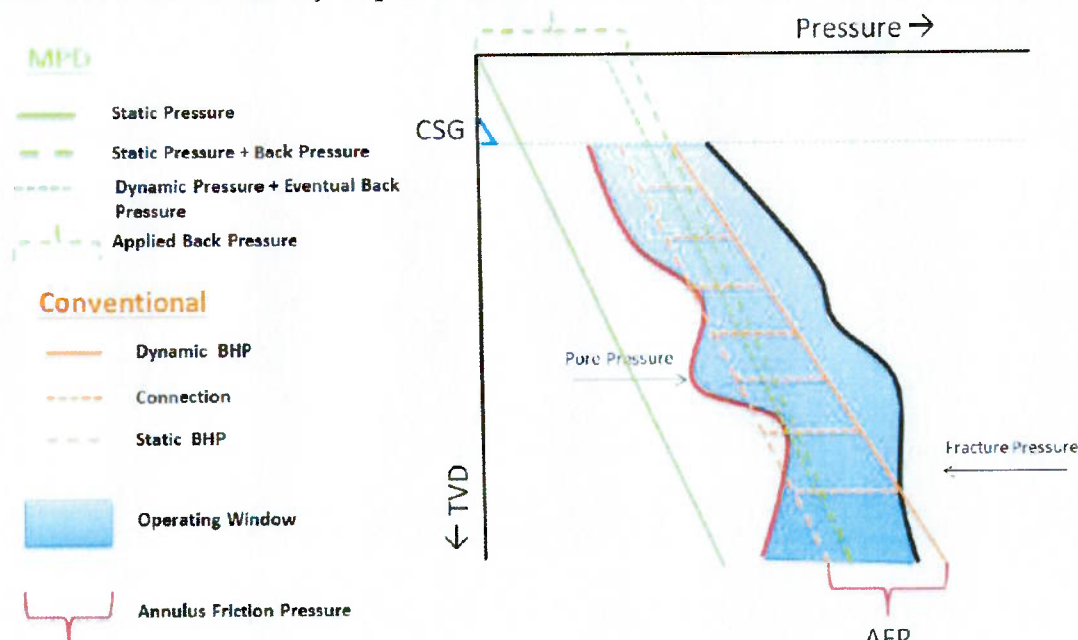


Figura 4.3: Perfuração convencional vs. MPD em janela operacional estreita (Fonte: Stodle, 2013)

A figura 4.3 acima mostra a diferença na navegação por uma estreita janela operacional sem que o gradiente atravessasse os limites, sendo esse um dos benefícios que a MPD oferece, os quais serão vistos adiante.

4.2.3 VANTAGENS DA UTILIZAÇÃO DO MPD

Os possíveis benefícios provenientes da utilização do MPD podem ser encarados de duas maneiras, a primeira forma está relacionada com a mitigação de problemas técnicos, os quais serão explorados a frente e a segunda é a diminuição dos problemas operacionais como o TNP.

Segundo Hannegan (2005) aproximadamente 22% do tempo da perfuração é perdido devido a diversos problemas e quando olhamos de forma mais íntima quais são os problemas e qual a porcentagem do TNP eles representam, verificamos que problemas que somam 42% do TNP poderiam ser mitigados pelo uso da MPD. Dentre eles prisão de coluna, instabilidade de poço, perda de circulação e detecção de influxos e controle de poço, que serão trabalhados mais intimamente a seguir.

i. Detecção de Influxos e Controle de Poço

O uso de um sistema que possibilite mais acurácia no controle da BHP não anula as possibilidades de *kicks* acontecerem. As incertezas relacionadas a comportamentos anômalos da formação e dos fluidos nela contido, os quais modificam o comportamento das geopressões, continuam existindo. O MPD, como dito por Jablonowski *et al* (2010), não altera ou elimina as causas de possíveis *kicks*, mas tem sido estatisticamente comprovado que o uso de um RCD (*Rotating Continuous Device* – equipamento que será especificado ainda nesse capítulo) com

um sistema fechado faz com que as operações tornem-se em geral mais seguras, com maior facilidade de detecção de um *kick*.

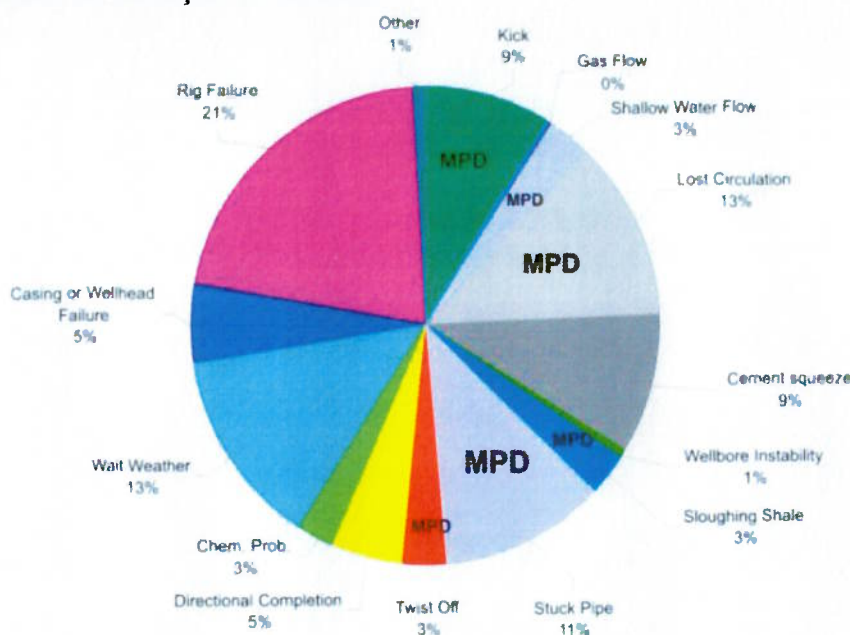


Figura 4.4: Causas do TNP e quais poderiam ser mitigados com MPD (Fonte: Stodle, 2013)

A identificação de um *kick* tem seu princípio básico similar tanto para o sistema convencional quanto para a MPD, baseando-se na alteração do volume de fluido no sistema. A diferença na capacidade e velocidade de detecção encontra-se no tipo de sistema que cada um dos métodos utiliza. Sendo o convencional um sistema aberto para atmosfera, a variação de volume é notada nos tanques de fluido de perfuração, outra forma para a detecção ocorrer é através da presença de circulação de fluido no momento que as bombas estiverem desligas, podendo até mesmo ocorrer o desligamento das bombas exclusivamente para a verificação. Já o método com MPD, tem a possibilidade, por ser fechado com RCD, de utilizar um medidor de fluxo mássico (o mais comum é o Coriolis mass flow meter) em combinação com sensores de pressão no standpipe para verificar alterações volumétricas no sistema. Esse sistema consegue identificar variações de até mesmo $\frac{1}{4}$ de barril e pode conter um sistema de reposta automática para estas variações, como o aumento da BP do choke para aumentar BHP e assim limitar a duração do influxo (NAS, 2010).

ii. Prisão de Coluna

A coluna pode ser considerada presa quando esta não pode ser liberada do poço sem haver danos, e sem exceder a capacidade máxima de carregamento do gancho da sonda de perfuração.

Um dos modos mais comuns disso acontecer é chamado diferencial *sticking*, que ocorre quando a diferença de pressão do fluido de perfuração e dos poros da formação é grande. Normalmente na parede do poço forma-se uma camada fina conhecida como reboco, que, dentre outras funções, minimiza o diferencial de pressão. Quando a coluna encosta na parede do poço, uma parte desse reboco é retirado, criando uma zona de baixa pressão onde a coluna pode ficar presa.

Outra causa muito comum está relacionada com a incapacidade de se manter a integridade da parede do poço ou o diâmetro constante ao longo da perfuração, seja pela característica da formação ou pelo peso inadequado do fluido, que na perfuração convencional pode ocorrer devido as constantes flutuações de pressão durante manobras e conexões, podendo causar fechamento parcial do poço ou até mesmo desmoronamento de parede.

Quando tratamos esse problema com o uso do MPD a pressão do poço é gerenciada de forma a permanecer próxima do valor da pressão de poros, diminuindo a pressão diferencial, além disso, as flutuações quando se utiliza o MPD são menores, diminuindo as chances de haver prisão de coluna do tipo diferencial (REHM et al, 2008).

Um dos métodos utilizados para a liberação da coluna quando existe restrição mecânica é utilizar um JAR, que é um equipamento hidráulico ou mecânico o qual aplica uma pressão na região onde há a restrição, porém quando se utiliza um RCD o impacto pode danificar o elemento de vedação desse aparelho, então, segundo KUEHN (2014), uma análise prévia deve ser realizada.

iii. Perda de Circulação

Esse problema pode ocorrer em situações que a pressão do poço ultrapassa o limite da pressão de fratura da formação, havendo influxo de fluido do poço para dentro da formação, essa perda leva a uma diminuição na coluna hidrostática o que aumenta as chances de um kick ocorrer. Em operações com MPD a pressão de fundo de poço é mantida praticamente constante ao longo de toda a operação, dessa forma existe uma diminuição do risco de perda de circulação. Adicionalmente, o sistema fechado garante uma verificação de perdas de fluido muito mais veloz e precisa.

Perdas de circulação que são causadas por formações previamente fraturadas ou naturalmente fragilizadas podem também ser tratadas com o uso do MPD e serão vistas a frente quando tratarmos de uma das técnicas de MPD, a chamada *Pressurized MudCap Drilling*.

4.2.4 VARIAÇÕES DA MANAGE PRESSURE DRILLING

O MPD, mesmo já tendo um histórico de uso por mais de 10 anos, ainda pode ser considerado uma tecnologia nova, já que o mercado ainda está em fase de conhecimento sobre o funcionamento dessa nova técnica, buscando ainda seu aperfeiçoamento. A técnica possui algumas variações e métodos que funcionam como divisões dela para alcançar a mitigação de problemas específicos de perfuração. Veremos essas técnicas a seguir:

i. Pressão Constante de Fundo de Poço (*Constant BottomHole Pressure* – CBHP)

Esta é a variação da MPD mais aceita na indústria, ela possibilita a manutenção da pressão no fundo de poço constante, dentro da janela operacional, como mostra a figura 3, sob qualquer condição, tanto estática, quanto dinâmica, que como já dito anteriormente, modificam a componente da pressão de fundo de poço através da alteração a FPL, que também pode ser chamada de *Annular Friction Pressure* (AFP). A técnica CBHP garante que essa variação seja compensada, quando o sistema encontra-se estático pela adição de *backpressure* igual a AFP ou quando em condição dinâmica, pela remoção dessa pressão adicional.

Nas duas variações dessa técnica o esquema descrito acima é válido, a diferença encontra-se na precisão. Enquanto que o sistema de compensação por bombas automáticas é menos preciso e recomendável somente para janelas operacionais menos estreitas, o sistema que utiliza válvulas automáticas (*Choke Manifold*) é extremamente preciso e é recomendável seu uso em condições de janela muito estreita. Lembrando que a amplitude das janelas operacionais varia dentro de um mesmo poço, podendo este apresentar seções de janela muito estreita e seções com amplitude mais confortável.

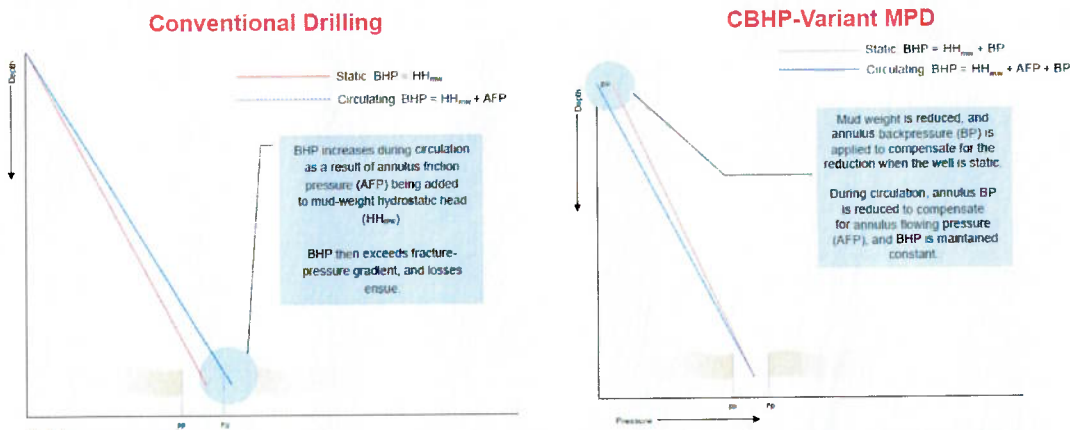


Figura 4.5: Comparação do gradiente de pressão do método convencional com o CBHP (Fonte: Weatherford.com – Adaptado)

Para os métodos acima citados mais uma diferença é importante de ser ressaltada, enquanto o sistema com bombas automáticas não necessita de uma bomba exclusiva, o sistema de válvulas faz uso de uma válvula própria.

Managed Pressure Drilling Process Flow Diagram

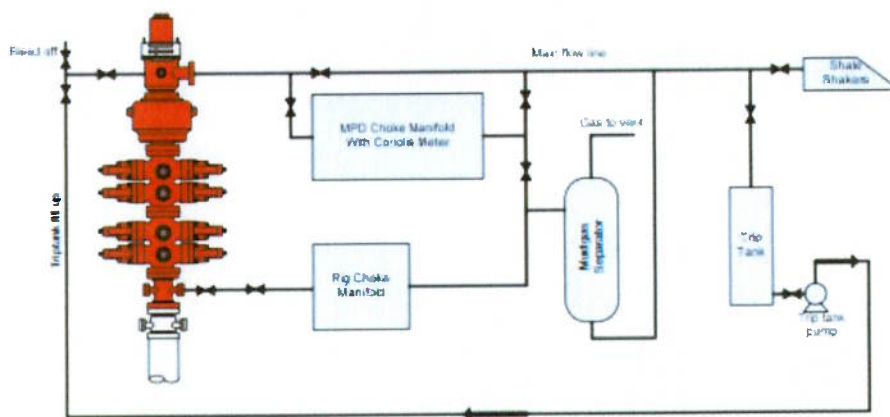


Figura 4.6: Esquema do sistema de Constant BottomHole Pressure com válvulas (Fonte: Nas et al., 2011)

ii. Pressurized MudCap Drilling (PMCD)

Sendo a PMCD a segunda técnica mais utilizada na indústria, segundo Texeira (2011), são notáveis seus benefícios para as operações de perfuração. Essa variação da MPD é aplicada a cenários diferentes dos apresentados na CBHP, nesse caso, a técnica é recomendada para formações altamente depletadas ou, até mesmo, com formações cavernosas. Nesse tipo de ambiente as operações de petróleo encontram no ciclo de perdas de fluido a maior dificuldade e, devido a este fato, influxos de fluido da formação.

Essa técnica de MPD deve ser preparada para entrar em funcionamento assim que uma região de perda de fluido for encontrada, e enquanto uma região com essas características não for achada a operação deve ocorrer e modo convencional.

O conceito por trás desta técnica é bombear um fluido de sacrifício através da coluna de perfuração enquanto um fluido sob pressão é injetado através do anular. O fluido de sacrifício é injetado para dentro da formação depleta carregando cascalhos gerados na perfuração. O líquido de sacrifício normalmente utilizado é água do mar ou água produzida de algum reservatório. Em casos em que a pressão da formação é maior que a pressão hidrostática da coluna e pressão deve ser aplicada no anular. Essa pressão é aplicada através da cabeça rotativa (RCD), o que minimiza o risco de *kick*.

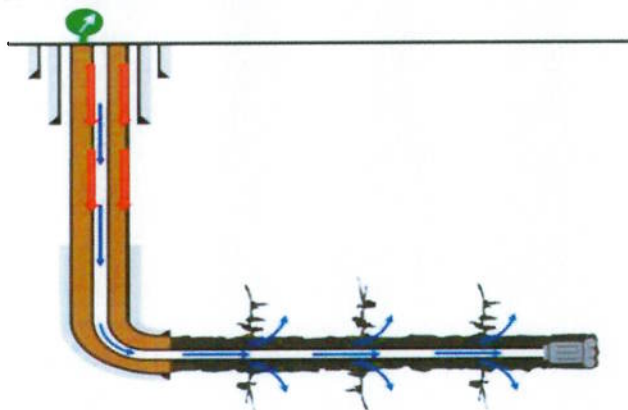


Figura 4.7: Esquema da PMCD
(Fonte: Kuehn, 2014)

Podemos notar que durante o PMCD a cabeça rotativa está sendo utilizada para injetar fluido, dessa forma, não há retorno de fluido para a plataforma.

iii. Perfuração com Duplo Gradiente (*Dual Gradient Drilling – DGD*)

O DGD que foi concebido conceitualmente nos anos 60, foi “ressuscitado” nos anos 90 e começou a ser testado no ano 2000. Seu princípio é a introdução de um fluido mais leve que o usado convencionalmente. Essa aplicação da MPD é utilizada normalmente em águas profundas, onde a coluna de lama no riser pode criar um significativo sobre pressão no poço. Existem diferentes maneiras de se chegar às condições de duplo gradiente (STODLE, 2013).

Dentre os métodos com riser temos a injeção de nitrogênio, onde a injeção de um fluido mais leve no espaço anular diminui a densidade do fluido de perfuração para todas as profundidades menores que o ponto de injeção, o que possibilita a criação de um perfil de pressão hidrostática duplo no poço, ajustando este perfil de maneira mais eficiente à janela operacional, aumentando a segurança, diminuindo a quantidade de revestimentos que precisam ser descidos, melhorando o TNP e possibilitando um maior alcance da perfuração. Ainda dentro dos métodos de DGD com riser temos o Subsea Mudlift Drilling (SMD), que também é conhecido como “full DGD”, uma vez que pode ser utilizado ao longo de toda perfuração (RASSENFOSS, 2014), no qual um sistema de bombeamento e uma linha de retorno eliminam a necessidade do uso do riser para o retorno do fluido de perfuração, ficando somente preenchido por água do mar. Logo acima da bomba submersa fica instalado o Subsea Rotating Device (SRD), o qual tem como função primária oferecer uma barreira física entre a lama de perfuração no espaço anular e a água marinha no riser (OKAFOR, 2007).

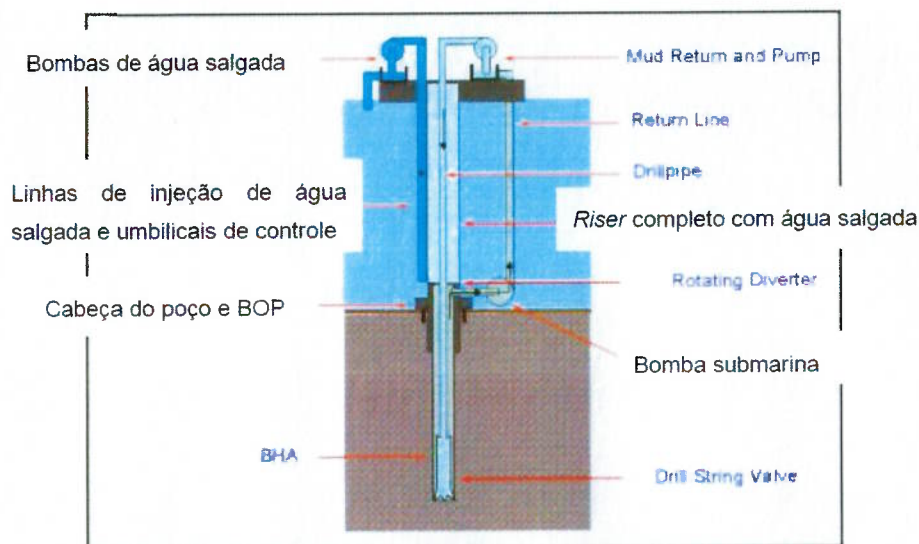


Figura 4.8: Esquema característico de um projeto SMD
(Fonte: Aadnøy et al., 2009)

A outra técnica para chegar ao DGD é a *Riserless Mud Recovery*, que como o próprio nome diz, não faz uso do *riser*. Esse método foi motivado pelo desperdício de lama de perfuração na primeira fase da perfuração, que além de mais custoso, também fazia necessário uso de grande espaço na plataforma para estocagem de fluido. O fluido ainda é mais economizado quando se leva em conta que não haverá preenchimento do *riser* com a lama. Além disso, segundo Teixeira (2011), esse método garante maior controle do volume bombeado e da pressão, tornando os riscos com influxos de água e gases rasos menores, o que não ocorria no método convencional, já que, como todo o fluido era despejado no solo marinho, nenhuma informação era captada pela plataforma e assim, medidas corretivas não eram tomadas. Ainda segundo esse autor, o fluxo de retorno é possível pelo uso de um módulo de sucção (SMO), que pode ser visto na figura 4.9, instalado acima da seção do condutor. Esse módulo possui o tubo de perfuração, câmeras para verificar o nível de lama e sensores de pressão.

Essas características garantem o uso desse sistema para a(s) primeira(s) parte(s) da perfuração e com o uso de menor número de revestimento. Em regiões de bolsões de Hidratos de Metano, os quais podem se formar entre os equipamentos, e esses são prevenidos pela DGD pelo uso de hidrato inibidores, e pela dissociação de hidratos, os quais são encarados por esse método como um influxo de gás, alertando o operador, possibilitando medidas corretivas. Da mesma forma, regiões com presença superficial de gás tem seus perigos mitigados pelo sistema de detecção de *kick*. Ainda temos regiões de águas superficiais, onde o controle previne a erosão da formação, garantindo uma melhor cimentação (ELIEFF, 2006). Por fim Rassenfoss (2014) destaca que DGD se faz útil em poços onde existe necessidade de se diminuir o efeito do *riser* sobre a lama de perfuração.

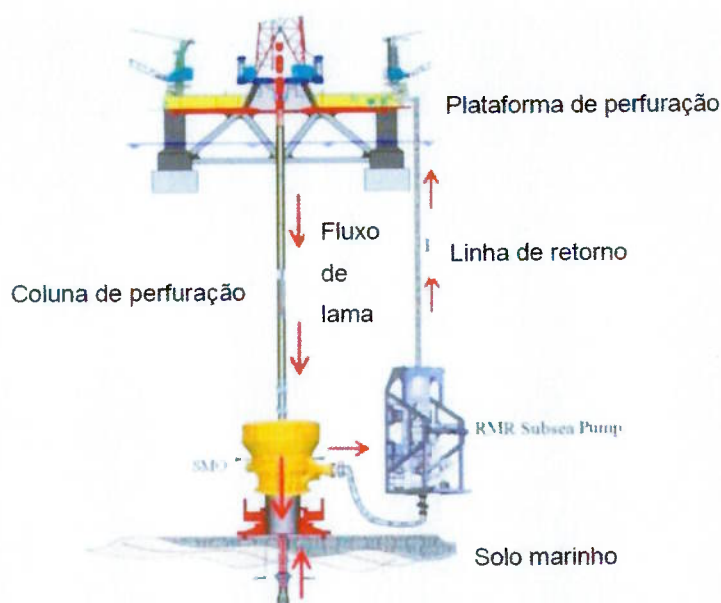


Figura 4.9: Esquema representativo da Riserless Mud Recovery
(Fonte: Scanlon, 2011)

Para a melhor compreensão de como o DGD influencia o perfil de pressões auxiliando a melhor mimetização das pressões naturais veremos a figura 4.10, a seguir:

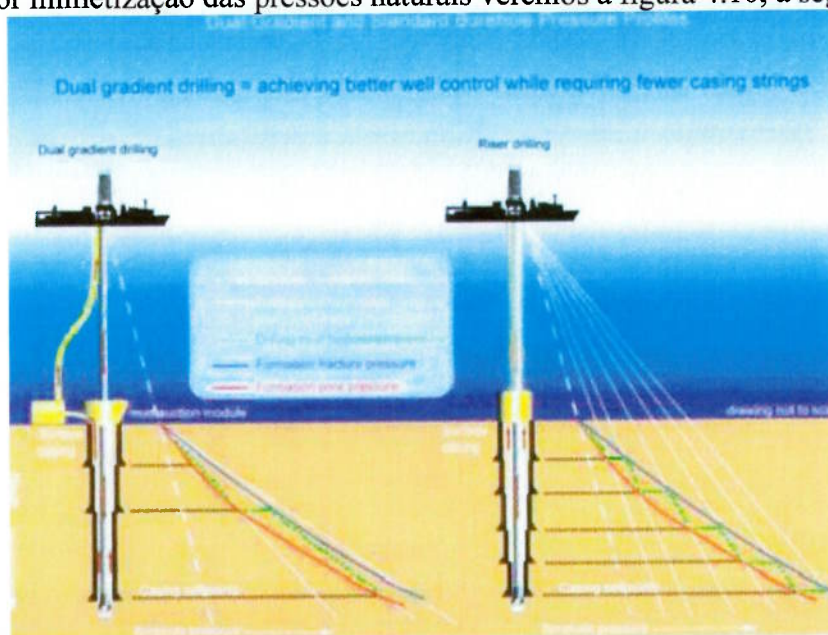


Figura 4.10: Perfil de pressões DGD vs. Convencional
(Fonte: Myers, 2008)

iv. Health, Safety and Enviroment (Nas et al, 2009)

Esse método tem como intuito impossibilitar a chegada de gases nocivos à segurança de operação, plataforma e tripulação, como gases orgânicos de maneira geral, metano, etano, propano, etc., como gases tóxicos como gás carbônico e sulfídrico.

Nesse sistema MPD passivo a perfuração convencional acontece enquanto o fluxo de retorno é encaminhado através dos equipamentos MPD, distante do chão da plataforma, comparando o fluxo de chegada e de saída.

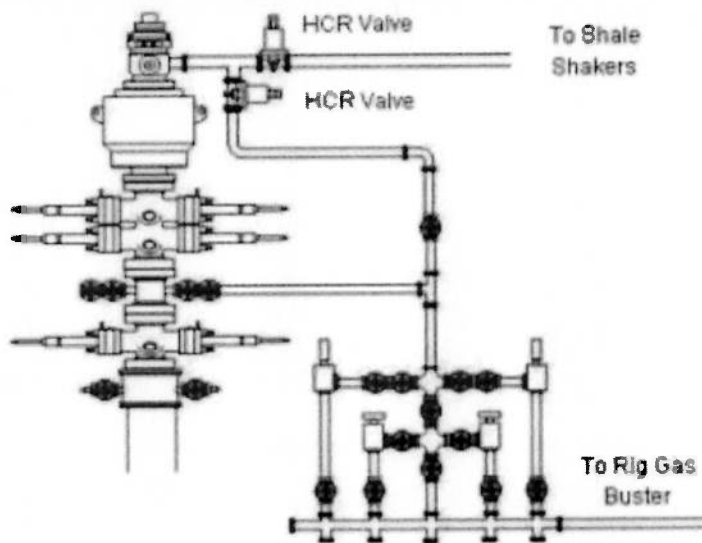


Figura4.11: Esquema do sistema de loop fechado
(Fonte: Nas et al, 2009)

Essa técnica não permite nenhum controle da pressão no anular, mas o sistema fica em modo de detecção, sendo capaz de prover avisos de situação anormais de fluxo. O que possibilita respostas mais rápidas a esse tipo de situação. Sendo recomendada para situações onde os limites de pressão são desconhecidos e a válvula do MPD poderia ser automaticamente fechada se algum influxo fosse detectado, minimizando os riscos de *blowout* e de liberação de gases nocivos na plataforma.

4.2.5 EQUIPAMENTOS (STODLE, 2013)

Para que operações com MPD sejam realizadas enquanto se perfura em um sistema de fechado de circulação são necessários alguns equipamentos mínimos como o já citado *Rotating Control Device* (RCD) com pelo menos uma válvula de não-retorno na coluna de perfuração e um *Choke Manifold* dedicado, que serão adiante. Dependendo das necessidades específicas de cada operação, da técnica MPD que será empregada e da complexidade do sistema mais equipamentos são necessários, podendo surgir a necessidade de equipamentos variados tais como o já citado Módulo de Sucção (SMO), *Riser Gas Handling*, *Mud Gas Separator*, *Real-time Data Acquisition*, *Continuous Circulation Equipment*, etc.

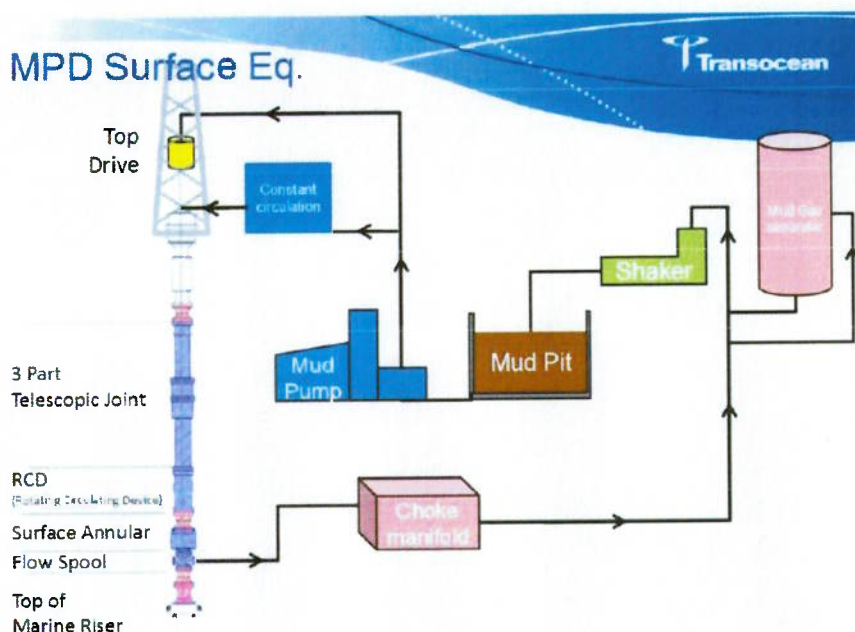


Figura 4.12: Esquema de um sistema MPD usado em uma plataforma da Transocean na África.
(Fonte: Cortesia da Transocean)

i. Rotating Control Device (RCD)

Faz parte de um grupo de equipamentos que tem como objetivo selar o anular e divergir o fluxo do poço para o Choke Manifold dedicado. Esse elemento é instalado numa espécie de rolamento, que permite a rotação da coluna e ainda permite a entrada e saída da coluna de perfuração do poço sem a perda de pressão.

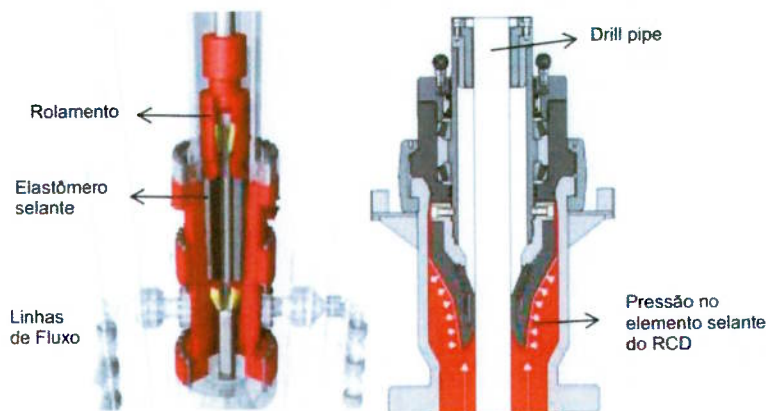


Figura 4.13: Cabeça Rotativa
(Fonte: Stodde, 2013)

As cabeças rotativas, como são os RCD's são chamados, possuem uma diferença da pressão que suportam quando em condições estáticas e em condições dinâmicas, esse valor varia aproximadamente de 2000 psi a 1000 psi (100 rpm) ou 500 psi (200 rpm), respectivamente (TORALDE, 2012).

ii. Sistema de Choke Manifold Dedicado

O sistema de choke é responsável por controlar a pressão de superfície e manter constante a pressão de fundo do poço, sejam em condições estáticas ou dinâmicas. Segundo Vieire *et al.* (2009), o Choke Manifold dedicado deve ser considerado como parte do sistema de perfuração e não de controle de poço, já que a função deste está ligado a direcionar o fluxo e não de prevenir *blowout*'s.

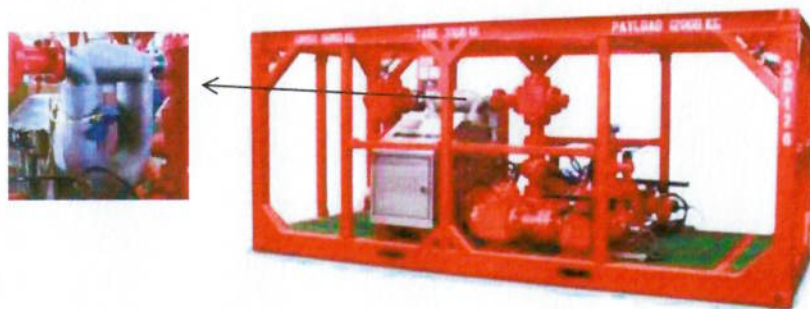


Figura 4.14: Choke Manifold e Coriolis Flowmeter destacado
(Fonte: weatherford.com)

Fazem parte do sistema de choke, estranguladores de fluxo, sistema de controle de válvulas, bomba de *backpressure* e medidores de pressão de fluxo mássico (KUEN, 2014), já aqui comentadas.

Os estranguladores de fluxo são responsáveis pela diminuição da pressão do fluxo, aumentando a perda de carga por fricção através de uma restrição física. O sistema de controle acima comentado regula a abertura e fechamento de válvulas, podendo ser automático, semi-automático ou manual. A bomba de *backpressure*, já mencionada nesse projeto, é uma contingência às taxas de fluxo e são ativadas quando o estrangulador só não consegue prover a *backpressure* necessária para o anular (KUEHN, 2014). Enquanto que o medidor de fluxo mássico (*Coriolis flowmeter*) é capaz de registrar fluxo, temperatura e densidade do fluido, mesmo na presença de cascalho (STODLER, 2011).

iii . Válvula de Não-retorno

A aplicação de pressão no anular (*backpressure*) pode criar um desbalanceamento no sistema de circulação, impulsionando o fluido a subir a coluna de perfuração, com possibilidade de tamponamento devido à presença de cascalho. Para que isso não ocorra são instaladas válvulas que permitem o fluxo somente em uma direção, as chamadas válvulas de não-retorno.



Figura 4.15: Válvula de não retorno fechada tipo flap
(Fonte:weatherford.com - Adaptado)

5 ESTUDO DE CASO DO ACIDENTE DE MACONDO

5.1 OVERVIEW

O acidente do poço de Macondo, que ocorreu no dia 20 de Abril de 2010, por volta das 22h local, no Golfo do México, com a explosão na plataforma de perfuração Deepwater Horizon, de propriedade da empresa Transocean e operando para a BP - British Petroleum deu início ao que é registrado como um dos mais graves acidentes do setor de Exploração e Produção de Petróleo. (BONFIM, 2011).

A unidade afundou após 36 horas de intenso incêndio, deixando 11 pessoas mortas, 17 feridas e o poço Macondo, no estado da Louisiana, aberto por 87 dias consecutivos teve vazamento de 5 milhões barris, atingindo quatro estados americanos e uma área de cerca de 176.000 Km², tal evento considerado o maior desastre ambiental da história dos Estados Unidos, talvez mesmo um dos maiores a nível mundial. (ROBINSON, 2010). Causou danos financeiros gigantescos a empresa, que antes do acidente tinha seu valor estipulado em US\$ 189,4 bilhões e em 26 de junho do mesmo ano era valorizada em US\$ 85 bilhões (Tharp, 2010).

Segundo relatório da US Chemical Safety Board (CSB, 2014), além de seu estudo, o incidente foi objeto de diversas outras investigações, realizadas pela Comissão Nacional, a Academia Nacional de Engenharia, o Departamento do Interior, a equipe de investigação conjunta (formada pela Guarda Costeira dos EUA e do Departamento de Oceano Gestão de Energia), a Deepwater Horizon Study Group, BP e Transocean. Os documentos gerados por essas investigações abordaram muitos fatos sobre o acidente analisando exaustivamente diversas questões.



Figura 5.1: Deepwater Horizon disaster.
(Fonte: US Chemical Safety Board)

5.2 O POÇO

O poço Macondo localizado a aproximadamente 77 quilômetros da costa, no campo de Mississippi Canyon, bloco 252, Golfo do México, como mostra a figura 5.2. Era um poço de exploração que visava a detecção de hidrocarbonetos em quantidade economicamente viável.



Figura 5.2: Localização do Poço Macondo e extensão do vazamento (Fonte: Mitsch, 2010)

A profundidade inicialmente projetada era de 19.150 pés (~5990 metros) e assentamento de oito colunas de revestimento que terminou a 19.380 (5600 metros) e nove fases, como mostra a figura 5.3, situado numa lâmina d'água de 1600 metros.

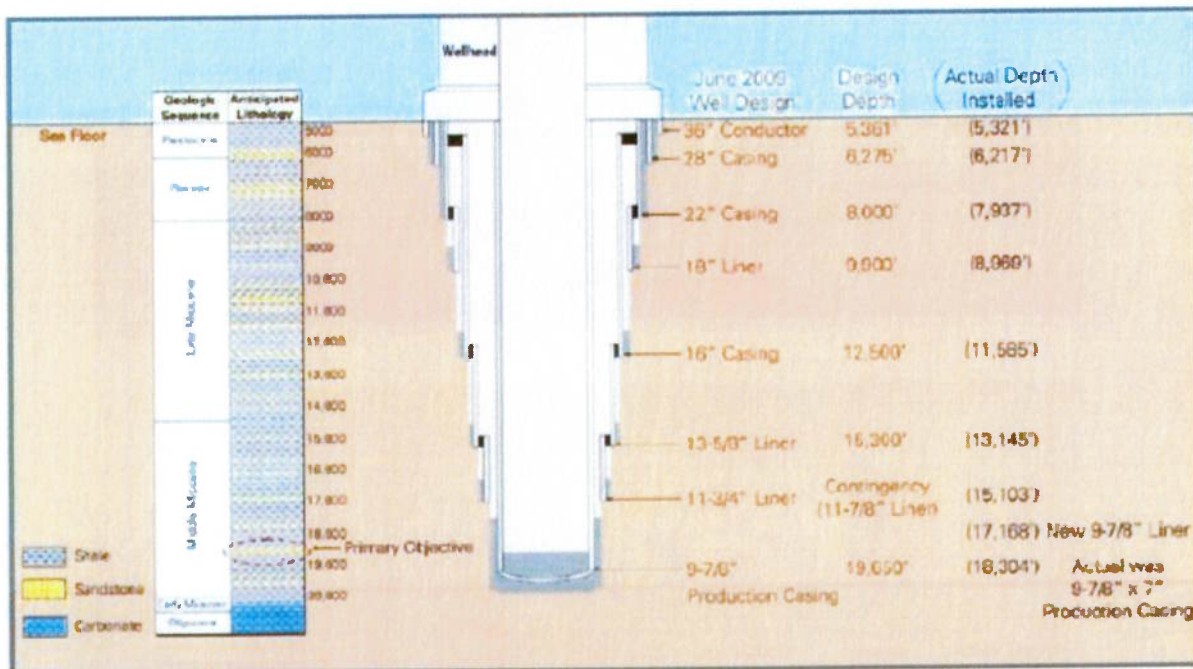


Figura 5.3: Projeto do poço Macondo (Fonte: BP, 2010)

O poço teve início no dia 06 de outubro de 2009, com a plataforma "Marianas", de propriedade da Transocean. Em 08 de novembro de 2009 o poço foi fechado devido à passagem

do furacão Ida pela região. A Marianas ficou seriamente avariada pelo furacão e precisou abandonar a locação para reparos em um estaleiro, sendo substituída pela Deepwater Horizon no dia 31 de janeiro de 2010.

A plataforma Deepwater Horizon do tipo semissubmersível de quinta geração com sistema de posicionamento dinâmico, construída em 2001 pela Hyundai na Coreia do Sul, essa sonda podia ser usada em lâminas d'água de até 10.000 pés, isto é, 3048 metros. Pertencia a Transocean e estava em operação a serviço da BP. A sonda Deepwater Horizon era cara. A Transocean cobrava da BP aproximadamente US\$ 500.000 por dia pelo aluguel da sonda mais as taxas habituais. A BP tinha como objetivo perfurar o poço em 51 dias e custaria aproximadamente US\$ 96 milhões.

5.3 O ACIDENTE

Cerca de cinco meses após o acidente, uma comissão interna da BP, formada por diversos profissionais do setor, especialistas em segurança e operações da BP redigiram um relatório com a descrição dos eventos anteriores a esse fatídico dia, desde o início do poço por uma outra plataforma até o descontrole do mesmo alguns minutos antes da primeira explosão a bordo da Deepwater Horizon.

5.3.1. ANTECEDENTES

A sequência de fatos que antecederam o acidente de 20 de abril, segundo o relatório da BP está descrita a seguir:

- O poço foi reiniciado em fevereiro de 2010, com algumas anormalidades de pressões nas rochas, maiores do que as inicialmente previstas.
- 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 4 de abril, o poço novamente perdeu circulação a 18.260 pés (5566 metros) e a profundidade de 18.360 pés (5596 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 para uma futura produção de hidrocarbonetos;
- No dia 16 de abril foi aprovado o abandono temporário do poço, 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 18.304 pés (5.579 metros);
- No dia 19 de abril, após o assentamento da última coluna de tubulação, a operação chave era a cimentação desse pequeno trecho.
- Início do teste pressão negativa: substituição do fluido de perfuração por outro fluido mais leve, fechamento do BOP deixando somente uma rede específica, a linha de *kill* (uma rede especial do BOP para acesso direto ao interior poço em caso de necessidade de ação de controle) aberta para observar o fluxo no sistema. 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.

- Os membros que participaram do teste o consideraram satisfatório e prosseguiram para a próxima fase, que seria posicionar um plugue de cimento próximo ao reservatório e instalar um equipamento de fundo chamado Locking Sleeve bem acima do revestimento imediato à zona produtora, visando o isolamento do reservatório de maneira segura e consequente retirada do BOP e encerramento do poço.

- O BOP foi reaberto considerando o poço íntegro e a operação teve início na noite do dia 20 de abril, por volta das 20h50min.

5.3.2. DESCRIÇÃO DO ACIDENTE

- Enquanto a plataforma fazia a circulação e troca de fluidos necessária para preparar a descida das ferramentas seguintes, um desequilíbrio hidrostático fez com que o poço começasse a permitir o fluxo de óleo, provavelmente no momento em que uma das bombas de lama teve sua vazão reduzida. Nos registros que seguiram, através de monitoramento dos indicadores da plataforma, enviados de forma real-time para a base operacional da BP, verificou-se uma série de indícios de alterações na densidade da lama, bem como das pressões no poço.

- A equipe a bordo da unidade não conseguiu reconhecer os indícios até que o óleo já estivesse atingido a coluna de *riser* logo abaixo da plataforma. Uma ação equivocada do encarregado de perfuração, provavelmente por não avaliar adequadamente a quantidade de óleo que já estava se deslocando na coluna, fez com que o fluido impregnado de óleo fosse direcionado para o interior da plataforma, para um tanque de recebimento e posterior separação entre o fluido e o hidrocarboneto;

- O tanque de recebimento do fluido misturado com o óleo era pequeno para a quantidade destinada. 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.

- 21h49 - A informação disponível indica neste momento o poder do equipamento e dados gravados foram perdidos. As tentativas para ativar o BOP, assim como sistemas de desligamento de emergência falharam;

- A primeira explosão é estimada para ter ocorrido dentro de segundos após a perda de potência, rapidamente seguido por uma segunda explosão (dentro de 10 segundos da primeira explosão. Outras explosões menores foram ouvidas.

- 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.

- Sucessivas tentativas foram feitas com o intuito de fechar localmente o BOP, usando ROVs, mas nada foi alcançado.

- Após 87 dias de intenso vazamento no Golfo do México, um poço de intervenção foi perfurado ao lado do poço original, injetando lama de alta densidade e cimento para fechar o poço.

O acidente deu-se rapidamente com uma sucessão de eventos após o começo do influxo do reservatório, que não foi controlado, atingindo a superfície, transformando-se em um *blowout*, como mostra a figura 5.4.

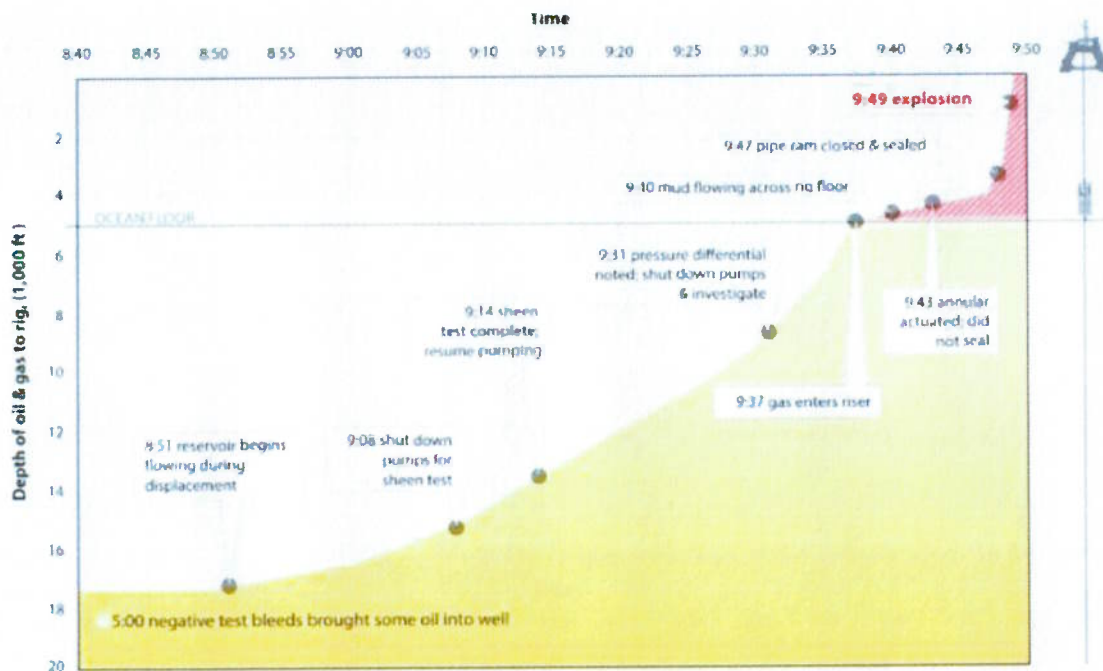


Figura 5.4: Eventos da operação de chave após o fluxo do reservatório começou
(Fonte: CSB, 2014)

5.4 OS MOTIVOS CHAVE: QUESTÕES TÉCNICAS

Durante a investigação realizada pelo time que a BP formou, foi utilizada a análise de árvore de causas para definir e avaliar vários cenários, modos de falha e possíveis contribuintes para o acidente. Nesta investigação foram identificados oito 8 pontos chaves para as causas do acidente, esses motivos que seguem descritos abaixo, e ilustrados na figura 5.5.

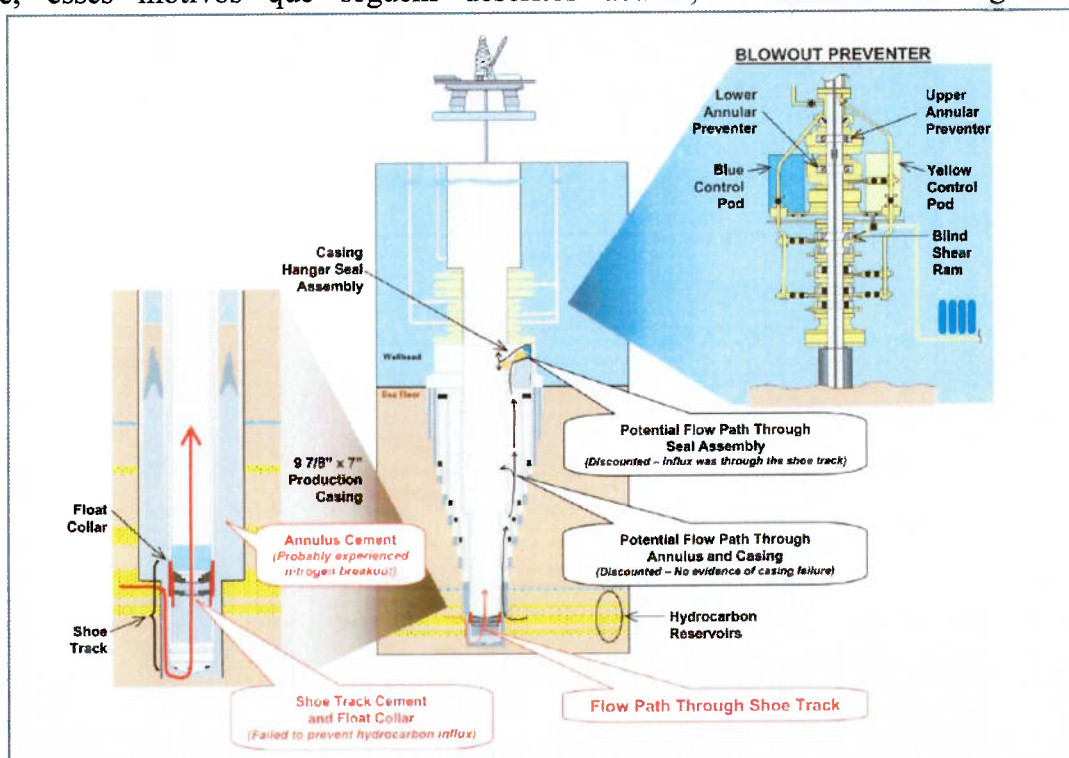


Figura 5.5: Motivos do acidente do poço de Macondo
(Fonte: BP, 2010)

5.3.1 A barreira formada pela cimentação da parede do poço não isolou de forma eficiente os hidrocarbonetos do reservatório

A cimentação do revestimento feita no dia anterior não foi feita adequadamente. 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.

5.3.2 As barreiras localizadas na sapata do revestimento de produção do poço não isolaram de forma eficiente os hidrocarbonetos do reservatório

A barreira instalada sobre o topo do reservatório, colar flutuante (*locking sleeve*), permitiu a passagem de óleo do reservatório para o interior do poço. Não haverá a possibilidade de avaliar a peça, uma vez que foi destruída com as ações realizadas para o fechamento do poço. A BP conclui que pode ter havido uma falha na produção da peça ou uma falha na instalação por parte da equipe de perfuração.

5.3.3 O teste de pressão negativa realizado no poço foi aceito apesar de a integridade do poço como um todo não ter sido estabelecida

Os resultados dos testes de pressão nega foram mal interpretados. Após o teste, a BP decidiu proceder com operações. Um teste de pressão negativa é necessário para confirmar que o cimento bloqueará o fluxo do reservatório para o poço após o fluido de perfuração ser substituído por uma mais leve.

Analises pós-acidente confirmam que o teste falhou. Pressões anômalas observadas nas tubulações de perfuração deveriam ter alertado aqueles que monitoravam o poço para o fato que a barreira de cimento não foi efetiva e esta pressão estava sendo transmitida, também, que o poço estava em comunicação com formação.

5.3.4 O influxo de hidrocarbonetos não foi identificado até o mesmo se encontrar na região do *Riser*

A demora em identificar o *kick* e em responder ao *blowout* foi um fator complicador, já que havia uma condição de balanço hidrostático muito difícil de ser controlado. Cerca de 40 minutos seriam necessários para que o óleo migrasse até a plataforma.

5.3.5 As ações de controle de poço realizadas foram ineficazes na tentativa de recuperar o controle do poço

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 exploração na plataforma. Caso o fluido tivesse sido jogado no mar haveria mais tempo para preparar um resposta adequada ao evento, e mesmo o impacto ambiental poderia ter sido menos;

5.3.6 Desvio dos hidrocarbonetos, através do separador de gás do fluido de completação, permitiu que os mesmo atingissem fontes de ignição na plataforma

Decisões erradas para a separação do fluido de perfuração: uma avaliação equivocada 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 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. Esse evento gerou a primeira explosão na praça de máquinas;

5.3.7 Os sistemas de detecção de gás e de incêndio não preveniram a ignição dos hidrocarbonetos

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.

5.3.8 O modo de Emergência do BOP falhou em selar o poço.

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 hidráulica do sistema: o pod amarelo apresentava uma válvula solenoide defeituosa e que, portanto não atuou; o pod azul apresentava uma bateria de acionamento descarregada.

Conclusão

Dessa forma, não houve um fator único ou determinante para a sequência de eventos, mas o conjunto dos itens listados anteriormente, classificados como falhas mecânicas, julgamentos humanos, design de engenharia, implementação operacional e interface entre diferentes disciplinas que, juntos, permitiram e contribuíram para o acidente tomar as proporções que teve.

A Figura 5.6 ilustra de forma simples a escala de eventos e suas contribuições para o acidente e a figura 5.7 mostra os possíveis caminhos percorridos pelo influxo.

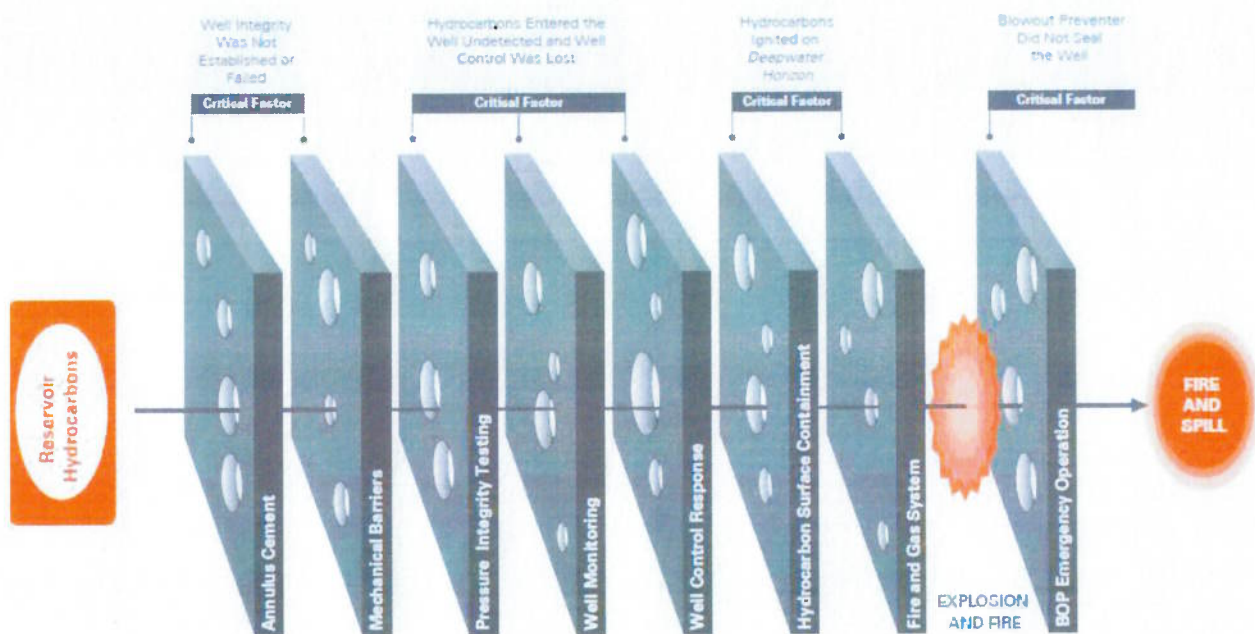


Figura 5.6: Relação das barreiras com os eventos críticos
(Fonte: BP, 2010)

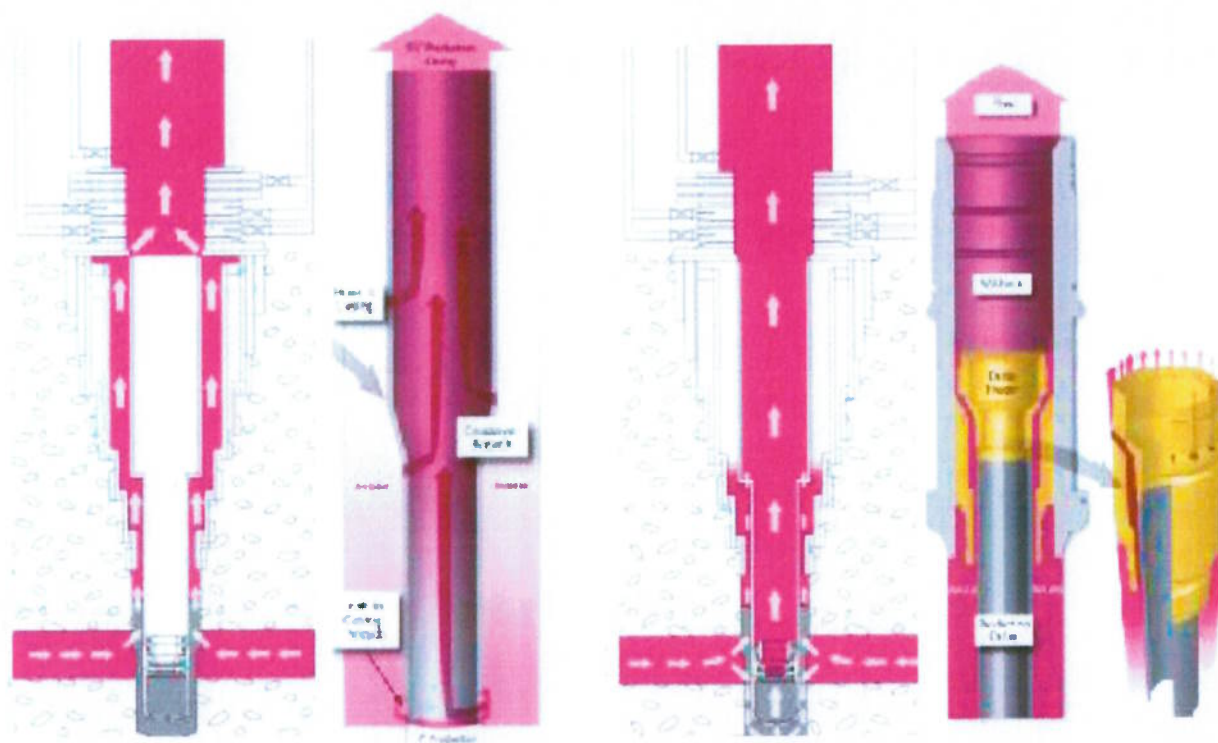


Figure 5.7: Potenciais caminhos do kick
(Fonte: Chief Counsel, 2011 - Modificada)

5.4 FATORES GERENCIAIS E ORGANIZACIONAIS

Segundo investigações feitas pela Comissão de Energia e Comércio do Congresso Americano em diversas circunstâncias, as decisões parecem ter violado as regras da indústria e foram tomadas apesar dos avisos do próprio pessoal da BP e de seus contratados. Com efeito, parece que a BP repetidamente escolheu procedimentos arriscados com o objetivo de reduzir custos e poupar tempo e adotou esforços mínimos para conter os riscos aumentados.

Na ocasião do *blowout*, o poço de Macondo estava significativamente atrasado em relação ao planejado. Parece que isto criou pressões para que se buscassem atalhos para acelerar o término da perfuração. De modo especial, a Comissão está focalizando sua ação em cinco decisões cruciais adotadas pela BP:

5.4.1 A decisão de usar um projeto de poço dotado de poucas barreiras para o fluxo de gás

Em 19 de abril, um dia antes da explosão, a BP instalou a seção final de tubos no interior do poço. A BP poderia escolher entre duas opções primárias: ela poderia baixar uma coluna completa de tubos de revestimento desde a cabeça do poço até o fundo ou poderia empregar uma camisa (*liner*) ligada à extremidade inferior do revestimento já posicionado no poço e instalar um suspensor no topo da camisa (*tie-back*). Ilustradas na figura 5.8.

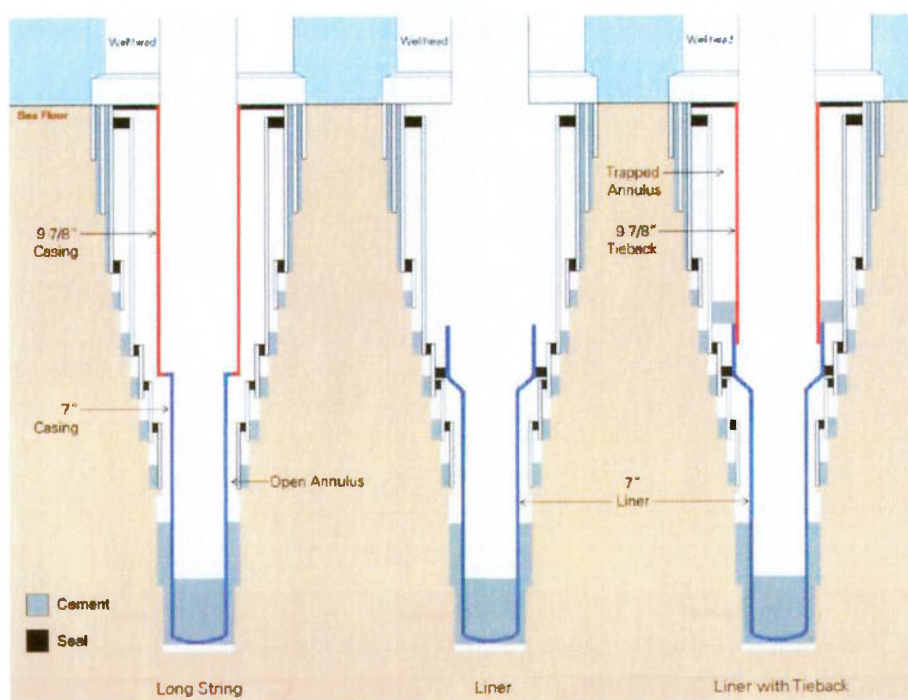


Figure 5.8 : Long String, Liner e Liner com Tieback.
(Fonte: BP, 2010)

A opção camisa-suspensor exigiria mais tempo, além de ser mais cara, porém seria mais segura já que importaria mais barreiras ao fluxo de gás pelo espaço anular que envolve os tubos de revestimento.

No caso de uma única coluna de tubos de revestimento, existem apenas duas barreiras para o fluxo de gás no espaço anular que envolve o revestimento: o cimento no fundo do poço e o selo na cabeça do poço. Em contraste, a opção “camisa / suspensor” oferece quatro barreiras para o fluxo anular (6). Elas são: (1) o cimento no fundo do poço, (2) o selo formado pelo suspensor ligado ao revestimento existente no poço, (3) o cimento que segura o suspensor no topo da camisa, e (4) o sela na cabeça do poço. A opção “camisa / suspensor” também exige mais tempo para ser instalada, exigindo dias adicionais para estar completa.

A revisão dos planos da BP preparada em meados de abril recomendou de modo contrário a coluna completa de tubos de revestimento porque ela criaria um “espaço anular aberto na cabeça do poço” e tornaria o conjunto de selagem na cabeça do poço a “única barreira” para o fluxo de gás se a cimentação falhasse. Apesar deste e outros alertas, a BP optou pela mais arriscada opção dos tubos de revestimento, aparentemente porque a opção da camisa poderia custar de US\$ 7 a US\$ 10 milhões a mais e seria mais demorada.

O uso deste projeto, entretanto, direcionou a outros planos de partida que aumentaram o risco e contribuíram para o acidente. Primariamente, cimentar a coluna requeria programa de pequeno volume de cimento espumante, mais complexo para prevenir sobre pressão na formação. O plano permitia pouco espaço para margem de erro normal de campo. Requeria cálculos exatos de volume de anular e precisa execução a fim de uma barreira efetiva aos reservatórios.

5.4.2 Falha em usar uma quantidade suficiente de centralizadores para evitar um caminho preferencial durante o processo de cimentação

Quando a coluna final de tubos de revestimento estava instalada, um desafio-chave seria garantir que os tubos de revestimento seriam baixados no poço de forma centralizada. Conforme explicam as práticas recomendadas pelo American Petroleum Institute (API), se os tubos de revestimento não estão centralizados, “fica difícil, senão impossível deslocar efetivamente a lama no lado mais estreito do espaço anular”, resultando num serviço defeituoso de cimentação. Como é ilustrado na figura 5.9.

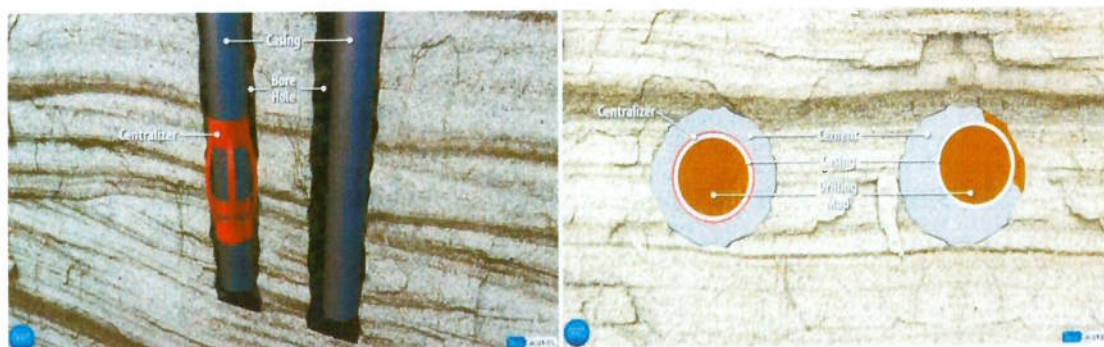


Figure 5.9: Centralizadores
(Fonte: BP, 2010)

A última coluna de tubos de revestimentos foi instalada usando apenas seis centralizadores em vez dos 21 recomendados pela Halliburton, empresa contratada pela BP para cimentar o poço, alertou a BP que o poço poderia ter um sério problema com o escoamento de gás.

5.4.3 Falha ao executar um registro de aderência da cimentação para avaliar a efetividade do serviço de cimentação

A revisão do plano da BP feita em meados de abril previu a falha na cimentação informando que “as simulações de cimentação indicam que será muito improvável que o processo de cimentação tenha sucesso por causa de danos causados à formação”. Apesar deste aviso e dos alertas da BP não executado o procedimento com duração de 9 a 12 horas conhecido como registro de aderência da cimentação para aquilatar a integridade do selo de cimento. A BP tinha uma equipe da Schumberger a bordo da sonda na manhã de 20 de abril para executar o registro de aderência da cimentação, mas a equipe deixou a sonda após terem sido informados que seus serviços não seriam necessários.

5.4.4 Falha na circulação do fluido de perfuração potencialmente portadoras de gás fora do poço :

O American Petroleum Institute (API) recomenda que as companhias de petróleo circulem completamente o fluido de perfuração no interior do poço desde o fundo até o topo antes de iniciarem o processo de cimentação. Essa circulação no poço de Macondo poderia levar cerca de 12 horas e isto poderia permitir aos trabalhadores na sonda testar o fluido de perfuração em relação aos vazamentos de gás, eliminar alguns bolsões de gás e detritos e condicionar a lama para evitar a contaminação do cimento. Porém essa etapa não foi executada, apenas uma circulação parcial da lama de perfuração antes dos trabalhos de cimentação.

5.4.4 Falha em proteger a cabeça do poço com uma luva de bloqueio antes de permitir que houvesse pressão sobre o selo vinda de baixo:

Quando o revestimento é colocado na cabeça do poço e cimentado no local, ele é mantido no local por ação da gravidade. Sob certas condições de pressão, entretanto, o revestimento pode flutuar, elevando a cabeça do poço e criando potencialmente uma situação para a fuga de hidrocarbonetos pelo selo da cabeça do poço e penetrar no “riser” indo para a superfície. Para evitar isto, uma luva de bloqueio do suspensor do revestimento deveria ser instalada.

6 ANÁLISES E RESULTADOS

6.1 DISCUSSÕES

Segundo DHSG (2011) o desastre do poço Macondo foi um acidente organizacional cujas raízes estavam profundamente ligadas a graves desequilíbrios entre as disposições do sistema de produção e os de proteção.

National Commission (2011) ressalta que as causas imediatas do *blowout* podem ser atribuídas a uma série de erros e descuidos cometidos pela BP, Halliburton e Transocean que revelaram falhas sistemáticas no gerenciamento dos riscos, colocando em dúvida a cultura de segurança de toda a indústria. A maioria dos eventos e erros relacionados ao acidente deve-se a falhas no gerenciamento e na comunicação. Assim, como resultado de uma cascata de falhas relacionadas a tomadas de decisões e processos organizacionais, a segurança foi comprometida a tal ponto que a explosão ocorreu com efeitos catastróficos.

A gestão em Macondo afetou muitos dos aspectos operacionais do projeto e a perfuração do poço. Segundo Chief Counsel (2011) observa-se pelo menos o seguinte falhas de gestão: (1) liderança ineficaz em momentos críticos; (2) comunicação ineficaz e omissão de de informações; (3) falta de procedimentos oportunos; (4) má formação e supervisão de funcionários; (5) gestão ineficaz e supervisão dos contratantes; (6) uso inadequado de tecnologia; e (7) não analisar adequadamente e apreciar risco. Em última análise, as empresas terem colocado confiança indevida intervenção oportuna e julgamento humano à luz de sua falta de indivíduos com as informações, ferramentas e treinamento necessário para ser eficaz.

O relatório Chief Counsel (2011) também identificou deficiências gerenciais incluindo a falha no fornecimento de procedimentos oportunos, treinamento e supervisão inadequada dos empregados. Ambas empresas, BP e Transocean, não possuíam procedimento interno e não providenciaram treinamento para conduzir e interpretar os resultados do teste de pressão negativa no poço. Para a equipe que realizou o relatório, a interpretação dos resultados do teste foi o maior contribuinte para o *blowout*.

Ainda segundo DHSG (2011) os processos de regulamentação-governança (Federal, estadual e local) responsável pela supervisão destas operações não forneceu a necessária freios e contrapesos para evitar o desastre. A investigação DHSG concluiu que aqueles que trabalhavam no projeto do poço Macondo deliberaram decisões visando o lucro, para um mais rápido retorno de investimentos, consideravam ser a possibilidade improvável de um *blowout* e suas consequências inimaginavelmente graves. Os riscos foram erroneamente considerados insignificantes.

O sistema de gerenciamento da BP solicitou estudos de análise de risco separadamente durante a fase de planejamento do poço. Durante a fase de execução, decisões críticas foram feitas, porém não foi realizada formalmente nenhuma avaliação dos riscos após alterações. Ao mesmo tempo, para Oktad et al (2012) a tripulação tinha uma a percepção de risco inadequado, pois achavam cientes de todos os perigos, enquanto provavelmente não eram capazes de manter a supervisão dos riscos.

As análises das evidências disponíveis indicam que, outro fator que pode ter contribuído, foi a decisão das empresas envolvidas em cortar custos e economizar tempo. A utilização de coluna *long string* pode ser uma prova dessa afirmação. As má tomadas de decisão desempenharam um papel fundamental na causa do acidente. Houve várias oportunidades para se avaliar adequadamente o probabilidades e consequências das decisões organizacionais, através de avaliação de riscos e gestão, porém o foco foi mantido em melhorar desempenho da linha de fundo. (DHSB, 2011)

Adicionalmente para Oktad et al (2012), a BP estava focada em tempo e custos ao invés de controle dos riscos de acidentes graves. E tomou uma série de decisões com esta prioridade, ao invés de assegurar a integridade do poço. Até ao momento do acidente, a operação estava por volta de 6 semanas atrasada e cerca de US \$ 58 milhões acima do orçamento. (National Commission, 2011).

Segundo a investigação CSB, 2014, em última análise, nas horas que antecederam o incidente, não havia barreiras eficazes no local para impedir ou mitigar um *blowout*. As barreiras físicas destinadas a impedir esse desastre não foram devidamente projetadas, construídas, testadas ou mantidas para as condições do poço. A gestão sistemas destinados a assegurar a funcionalidade necessária, a disponibilidade e a confiabilidade dessas barreiras foram inadequadas.

Um exame do tratamento de equipamentos de segurança crítica e tarefas em Macondo, como o teste de barreira BOP e cimento, revela oportunidades de outras melhorias nas barreiras para eficaz gestão da segurança. Além disso, uma comparação dos requisitos regulatórios norte-americanos para estes elementos críticos de segurança para outros regimes internacionais offshore ilustra lacunas no modelo norte-americano e oferece suporte para mais pós-Macondo muda para as normas de segurança no mar dos EUA. (CSB, 2014)

6.2 FASES DECISIVAS

Segundo DHSB, 2011 as informações disponíveis e análise dos dados indicam que a explosão descontrolada de Macondo foi desenvolvida em três fases primárias decisivas:

- **Fase 1 – A preparação**

A fase 1 foi associada com a decisão de preparar o poço para produção resultou no desenvolvimento de uma série de crítica falhas e deficiências no sistema do poço. Estas falhas críticas e deficiências foram fundadas durante o conceito de design e fases do projeto do poço Macondo. Foram feitos real e incorporado em o sistema durante as operações de construção de Fase 1. Decisões introduziram riscos adicionais que não foram totalmente reconhecidos ou não considerados e analisados no que respeita à geologia específica do Macondo perspectiva e a condições difíceis em que a cimentação operação teria de ser conduzida.

- **Fase 2 – Abandono Temporário**

A fase 2 foi associada ao procedimento e processos decididos e usado para abandono temporário do poço.

Expôs as falhas críticas e deficiências no sistema do poço a condições de alta pressão e alta temperatura (HPHT) reservatório de hidrocarbonetos. A estrutura também falhou em um ou mais pontos para permitir introduzir hidrocarbonetos não detectado no poço. Os testes realizados no poço não revelaram a presença de falhas e defeitos na estrutura do poço. As operações subsequentes não resultaram na detecção da entrada de hidrocarbonetos no poço e sua propagação através do poço em direção a superfície.

- **Fase 3 – Controle do poço**

Fase 3 foi associado com as tentativas para controlar o poço esta fase incluiu várias tentativas fracassadas de fechar o poço e restabelecer o controle.

Os processos de controle de poço, foram iniciadas quando os hidrocarbonetos líquidos em rápida evolução e gases em expansão estavam se aproximando do piso de perfuração. Não foram tomadas medidas eficazes para fechar o poço antes dos hidrocarbonetos chegou inesperadamente no convés de perfuração. Como os fluidos do poço, hidrocarbonetos e gases de repente irrompeu no convés de perfuração, uma série de deficiências e defeitos de o sistema do poço Macondo foram novamente expostas e exploradas. Todo equipamento de emergência e controle de poço sistemas não conseguiram evitar os hidrocarbonetos de ignição com efeitos desastrosos. As explosões e incêndios prejudicaram ainda mais os sistemas de controle e equipamentos de emergência. Devido a várias falhas da BP, a última linha de defesa falhou. O *blowout* do poço Macondo estava em andamento e imparável.

6.3 RISCOS GEOLÓGICOS

Vamos abordar aqui um aprofundando fase 1, de projeto do poço, descrita no tópico anterior, focando assim na influência das geopressões e a importância do risco geológico.

O poço Macondo foi de natureza exploratória, portanto uma incerteza significativa permaneceu sobre a geologia, a recursos petrolíferos, bem como as características de formação, o que torna a perfuração mais difícil, exigindo maior cuidado e atenção no gerenciamento de riscos e monitoramento de parâmetros relevantes, de forma garantir que as operações sejam as mais seguras possível. (CSB, 2014)

O poço possuía peculiaridades que deveriam ser bem tratados durante o projeto inicial do poço: situado em águas profundas e do tipo HPHT ou poço com pressões e temperaturas normalmente altas, que representam riscos adicionais para ocorrência do kick, por a janela operacional ser estreita, ou seja, não se deve elevar o peso do fluido de perfuração para se gerar uma condição melhor de segurança (margem de segurança) sob pena de fraturar as rochas da formação

Por outro lado, qualquer pequena variação negativa do peso da lama, provocada, por exemplo, por contaminantes (água, óleo, etc.) ou mesmo diminuição do nível hidrostático do fluido no poço, pode provocar um Kick por diminuição da pressão hidrostática. Em resumo, as margens de variação do peso da lama, tanto pra mais, quanto pra menos, são muito pequenas para águas profundas (Rocha, 2009).

Para fazer um projeto de poço, deve-se incluir a margem de perfuração planejada, que é geralmente apresentado em forma gráfica. Figura 6.1 representa margens de perfuração em um enredo simplificado e demonstra que o gradiente de fratura e a pressão dos poros

tipicamente aumentar a profundidade aumenta também, mas não necessariamente de modo uniforme ou constante de um em relação ao outro.

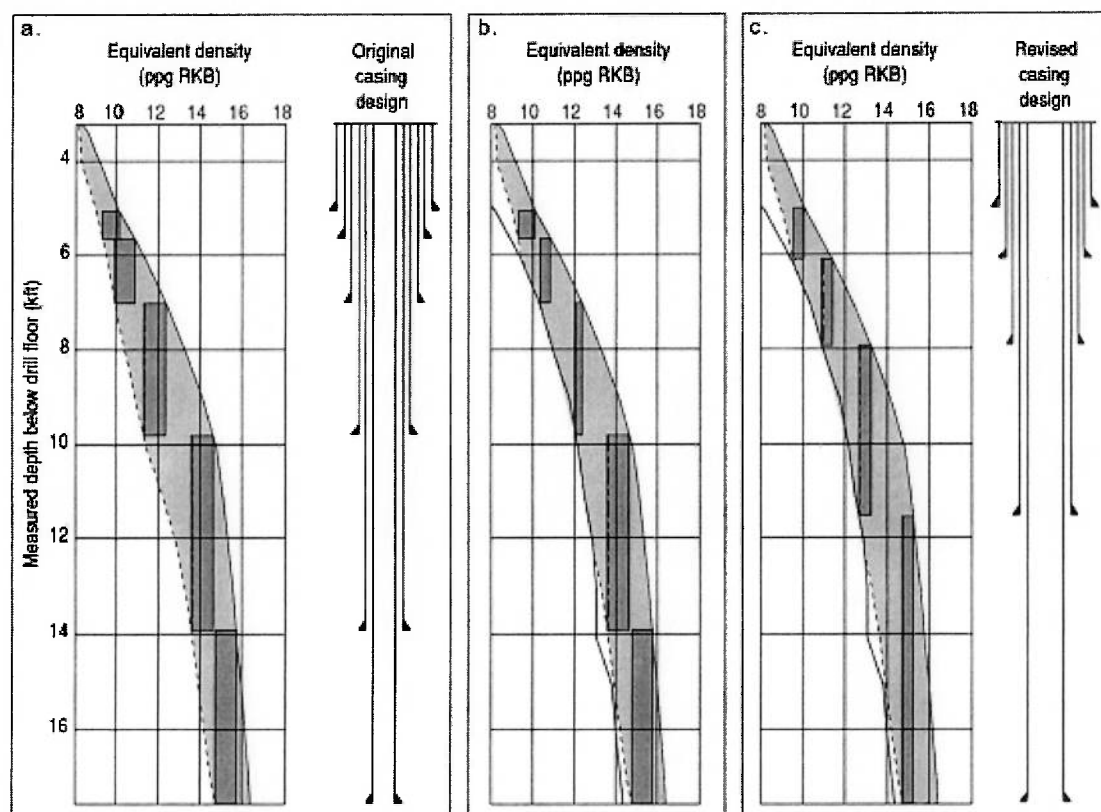


Figura 6.1: Projetos de poços – Margens de perfuração
(Fonte: Zoback, 2007)

A margem de perfuração planejada é dada em termos de equivalente a densidade da lama, relatado em libras por galão (ppg), de modo que a pressão pode ser facilmente relacionada com a densidade de a coluna de lama de perfuração. Peso da lama é formulado para permanecer dentro da margem de perfuração para manter-se bem fluidos contidos e evitar fraturando as paredes do poço, arriscando um evento de perda de circulação e potencialmente um kick subsequente.

Conforme DHSG (2011), esta parte do projeto de desenvolvimento do poço Macondo foi particularmente desafiadora. A formação na parte inferior do poço tinha um gradiente de pressão fratura relativamente baixa.

Durante a perfuração acidentalmente foram fraturadas as areais de baixa pressão causando perda de circulação. Eram cinco pacotes de areia marcados por diferentes pressões de poros que decresciam com a profundidade, indicadas na figura 6.2

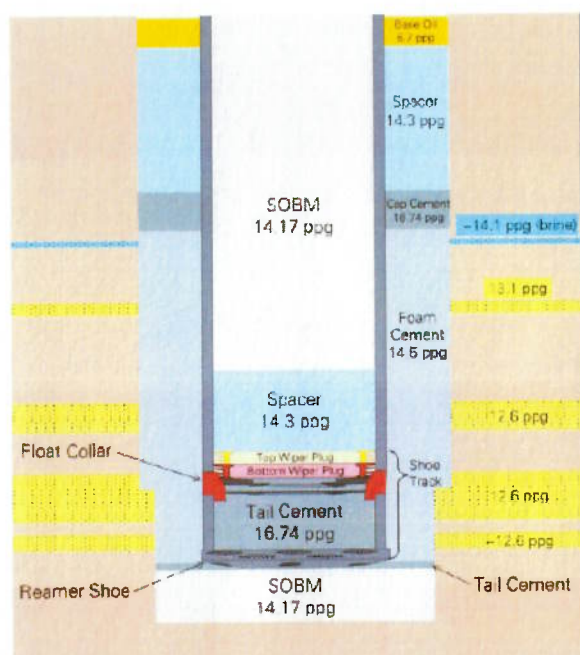


Figura 6.2: Pressões do Poço Macondo
(Fonte: BP, 2010)

Houve significativos problemas com perda de circulação com esta parte do poço que exigia o uso de materiais de circulação para estabilizar o poço. Durante a perfuração ao chegar na profundidade os objetivos primários uma situação incomum ocorreu: a pressão de poros e a pressão de fratura, que vinham ambas crescendo com a profundidade, sofreram uma reversão na tendência de crescimento, o que diminuiu drasticamente a janela operacional nessa região. Como ilustra a figura 6.3.

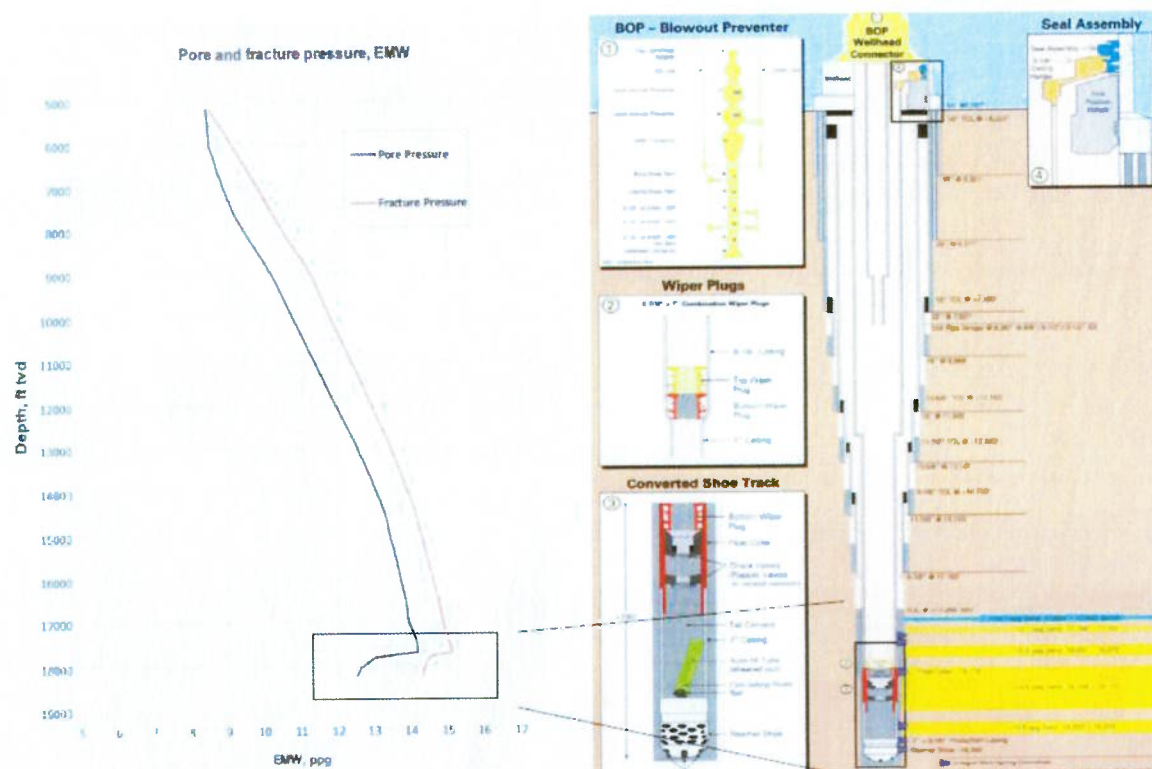


Figura 6.3: Reversão da tendência de crescimento das pressões de poros e fratura
(Fonte: Zoback)

6.4 MPD COMO SOLUÇÃO PARA PREVENÇÃO DE ACIDENTES

Diante do que foi exposto no tópico 6.3, tratando dos aspectos de riscos geológicos: geopressões existentes que são impostas às formações, condições fundamentais que influenciam diretamente em fatores de segurança. Esse trabalho visa apresentar a técnica de perfuração de pressão gerenciada, MPD (Managed Pressure Drilling) que pode ser aplicável como uma solução para o problema de janelas operacionais estreitas, servindo como alternativa à perfuração convencional, fornecendo um controle de pressão adequado. Intentando assim, contribuir para mitigação da ocorrência de acidentes, minimizando as perdas de vidas, impactos ambientais negativos, prejuízos econômicos, entre outros danos consequentes.

MPD é apresentada como uma solução favorável para ultrapassar os desafios associados com janelas operacionais estreitas e incertas. É um método capaz de controlar o perfil da pressão anular ao longo do poço e reagir às flutuações de pressão em segundos como ilustra a figura 6.4, permitindo assim, a perfuração para prosseguir de forma segura e ininterrupta, mantendo os problemas operacionais ao mínimo.

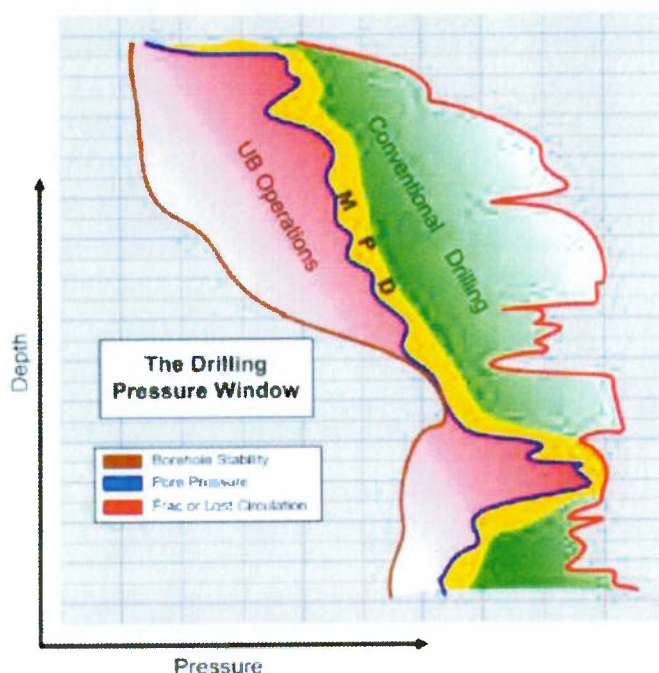


Figura 6.4: MPD reagindo a flutuações de pressão e janela operacional estreita
(Fonte: Olsen, 2012)

MPD é normalmente referido como um avançado sistema de controle primário de poço. Efetivamente conseguindo mitigar problemas operacionais como tempo não produtivo (NPT) e limitações técnicas ou econômicas relacionadas a perda de circulação, prisão de coluna, janelas operacionais estreitas, zonas de altas temperaturas e pressão.

MPD é agora uma área de forte crescimento. A maioria dos principais de petróleo e gás descobertas nos últimos anos têm sido em poços offshore de águas profundas semelhantes ao poço Macondo. Alguns dos mundos maiores campos de petróleo convencionais estão localizados em águas profundas além das plataformas continentais. À medida que a indústria se envolver nestas águas profundas altamente produtivo e promissor campos, os principais obstáculos são encontrados durante a perfuração que leva a quantidades elevadas de dispendioso tempo não produtivo (NPT). Com desafios únicos, como a perda de circulação, estreitas janelas de perfuração e grandes quantidades de sal, há uma necessidade de técnicas inovadoras para desenvolver esses campos em uma maneira segura e eficaz.

Os possíveis benefícios provenientes da utilização do MPD podem ser com a mitigação de problemas técnicos como detecção de influxos e controle de poços. Em operações com MPD a pressão de fundo de poço é mantida praticamente constante ao longo de toda a operação, dessa forma existe uma diminuição do risco de perda de circulação. Adicionalmente, o sistema fechado garante uma verificação de perdas de fluido muito mais veloz e precisa.

O uso de técnicas de MPD no poço Macondo poderia ter facilitado a identificação precoce de um *kick* iminente, o que teria permitido a implementação de medidas eficazes de mitigação. Perdas de circulação que são causadas por formações previamente fraturadas ou naturalmente fragilizadas podem também ser tratadas com o uso do MPD e em especial, uma de suas técnicas, a chamada *Pressurized MudCap Drilling*.

7 CONCLUSÕES

O desastre de Macondo mostrou que os desafios para exploração de petróleo e segurança são grandes. Acendeu uma enorme luz amarela no setor offshore, em especial no Golfo do México e aqui no Brasil, onde os poços estão cada vez mais profundos, e em lâmina de água profunda exigindo o máximo desempenho dos equipamentos e da equipe de trabalho.

A partir do conhecimento e entendimento da sequência de acontecimentos, descrevendo-os e demonstrando como essa cadeia de eventos culminou em uma situação desastrosa, deve-se aprender todo o possível, tirando lições, com o objetivo de prevenir os futuros acidentes.

A garantia da minimização das ocorrências e da magnitude de tais eventos se faz necessária, diante dos danos gigantescos que podem causar, seja em âmbitos sociais, ambientais ou econômicos, envolvem uma série de questões delicadas, como a segurança de pessoas, a integridade do meio ambiente e o sucesso econômico da companhia. E por tais motivos que o foco na realização de operações seguras é e deve continuar cada vez mais sendo vista como uma prioridade para a indústria.

Para corrigir os muitos problemas revelados no acidente do poço Macondo, tanto a indústria e o governo devem antecipar e adaptar-se a novos desafios decorrentes de ambientes onde a perfuração é mais complexa. O desejo de recursos oriundos de águas mais profundas deve ser acompanhado de investimentos equivalentes em equipamentos submarinos, treinamento de operadores, pesquisa e desenvolvimento de tecnologias de contenção e resposta, capacidade financeira demonstrada, e melhoria contínua e comunicação das práticas da indústria dedicados à segurança com treinamento e desenvolvimento de aptidões na equipe de trabalhadores que atua dia-a-dia no setor.

É de extrema importância durante o processo de perfuração ter controle sobre a pressão de fundo do poço a ser perfurado, tanto para evitar acidentes quanto para minimizar o desperdício do fluido de perfuração e diminuir o tempo em que a sonda passa não operante.

Managed Pressure Drilling (MPD) é uma tecnologia que pode melhorar o desempenho da perfuração de muitos poços convencionais mas seu principal benefício é permitir perfurar em cenários desafiadores. Desta forma, o estudo e aplicação de MPD pode ser a solução para diversos cenários críticos que podem ser encontrados, sobretudo em casos nos quais a janela operacional é curta, com pouca diferença entre a pressão de poro e de fratura.

MPD deve ser evidenciado no atual momento da indústria do petróleo, em que operadores e empresas de serviço buscam alternativas à perfuração convencional, sua aplicação poderá reduzir, muitos problemas técnicos que, consequentemente, poderiam gerar altos custos e riscos para as operações. Resultando em economia de tempo e dinheiro para os operadores, além de viabilizar a perfuração de poços até então considerados imperfuráveis ou subcomerciais.

Com esta visão, a Petrobras e muitos outros operadores já estão equipando algumas sondas de perfuração com os equipamentos para MPD e esta técnica, com seu natural desenvolvimento ao longo do tempo, poderá abranger uma grande parte de todas as operações de perfuração em águas ultra profundas ao redor do mundo.

O pré-sal brasileiro é um exemplo típico de cenário desafiador com 2km de camada de sal, em lâminas d'água superiores a 2100m e reservatórios carbonáticos muito heterogêneos, fazendo com que surjam muitos problemas até se atingir o objetivo final, o reservatório. Um dos principais problemas, é o de atingir zonas com falhas naturais ou cavernosas, muito comum em carbonatos, atingindo um cenário de perdas totais de circulação. Sendo assim, a Petrobras e seus parceiros já utilizam MPD em alguns poços atuais, e planejam fazer uso em muitos futuros e ainda também em alguns abandonados pela inviabilidade de se continuar a perfuração por métodos convencionais.

8 REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

AADNOY, B.; COOPER, I.; MISKA, S. et al, **Applied Drilling Engineering**, Society of Petroleum Engineers, 2009.

BONFIM, D. T. **Deepwater Horizon: Acidente e Lições Aprendidas**. Disponível em: <http://www.sindmar.org.br/uploads/artigos/pdf/Cpia_de_ArtigoDiego.pdf>.

BP. **Deepwater Horizon. Accident Investigation Report**. 2010. Disponível em: www.bp.com/liveassets/bp_internet/globalbp/globalbp_uk_english/gom_response/STAGING/local_assets/downloads_pdfs/Deepwater_Horizon_Accident_Investigation_Report.pdf

CBS (US Chemical Safety and Hazard Investigation Board). 2014. **Investigation Report Explosion and fire at the Macondo well**. Disponível em: <http://www.csb.gov/macondo-blowout-and-explosion/>

CHIEF COUNSEL. **Macondo – The Gulf Oil Disaster. Chief Counsel’s Report, National Commission on the BP Deepwater Horizon Oil Spill and Offshore Drilling**, 2011. Disponível em: <<http://www.oilspillcommission.gov/chief-counsels-report>>.

COKER, I. C. **Managed Pressure Drilling Applications Index**, Houston, paper OTC 16621 presented at the Offshore Technology Conference, 3-6 May, 2004.

COSTA, D.O. e LOPEZ, J.C. **Tecnologia dos métodos de controle de poço e blowout**. Dissertação (Graduação em Engenharia de Petróleo) – Universidade Federal do Rio de Janeiro. Rio de Janeiro. 2011.

DHSG (Deepwater Horizon Study Group) . 2011. **Final Report on the Investigation of the Macondo Well Blowout**. Disponível em: http://ccrm.berkeley.edu/pdfs_papers/bea_pdfs/dhsgfinalreport-march2011-tag.pdf

DNV (Det Norske Veritas). 2011. **Forensic Examination of Deepwater Horizon Blowout Preventer**, Vols. I and II (Appendices). Final Report for U.S. Department of the Interior, Bureau of Ocean Energy Management, Regulation, and Enforcement, Washington, D.C. Report No. EP030842. Disponível em: www.uscg.mil/hq/cg5/cg545/dw/exhib/DNV%20BOP%20report%20%20Vol%202%20%282%29.pdf.

ELIEFF, B.A. **Top Hole Drilling with Dual Gradient Technology to Control Shallow Hazards**, Texas, M.S. Thesis, Texas A&M University, College Station, 2006.

FERNANDES, A.H.S. **Macondo: Lições Aprendidas**. Dissertação (Gestão Ambiental) – Universidade Candido Mendes. Rio de Janeiro. 2013.

GRACE, R. D. **Advanced Blowout and well control handbook**. Gulf Publishing Company. Houston, Texas. 1994.

GRACE, R. D. **Blowout and well control handbook**. Gulf Professional Pub. Boston. 2003.

IADC. **Glossary of MPD terms**, www.iadc.org.

INAFUKU, L.Y.e HELAL, M.P. **Avaliação da capacidade de resposta a um acidente envolvendo vazamento de grande magnitude de óleo no mar durante a atividade de perfuração offshore no Brasil**. Dissertação (Graduação em Engenharia Ambiental) – Universidade Federal do Rio de Janeiro. Rio de Janeiro. 2011.

International Oil and Gas Technology, **Annual Report for the year ended 31 December 2011**, [Online], Downloaded from: <http://www.international-ogt.com/archive/ar2011.pdf>

JABLONOWSKI, S. A. **The Impact of Rotating Control Devices on the Incident of Blowouts**, paper SPE 133019 presented at SPE Trinidad and Tobago Energy Resources Conference, 2010.

KUEHN, A. L. T. O. **Técnicas de Perfuração com Gerenciamento de Pressão Aplicáveis aos Reservatórios Carbonáticos do Pré-sal Brasileiro**, Rio de Janeiro, Projeto de graduação, UFRJ/ Escola Politécnica, 2014.

LIMA, H.Segurança de HELAL, M.P. **Avaliação da capacidade de resposta a um acidente envolvendo vazamento de grande magnitude de óleo no mar durante a atividade de perfuração offshore no Brasil**. Dissertação (Graduação em Engenharia Ambiental) – Universidade Federal do poço. In: Encontro Nacional de Hidráulica de Poços e Estimulação, 3, 2009. Campos do Jordão, São Paulo, 2009.

McNutt, M., R. Camilli, G. Guthrie, P. Hsieh, V. Labson, B. Lehr, D. Maclay, A. Ratzel, and M. Sogge. 2011. **Assess ment of Flow Rate Estimates for the Deepwater Horizon / Macondo Well Oil Spill**. Flow Rate Technical Group Report to the National Incident Command, Interagency Solutions Group, March 10. Disponível em:www.doi.gov/deepwaterhorizon/loader.cfm?csModule=security/getfile&PageID=237763

MITSCH, William. 2010. “The 2010 oil spill in the Gulf of Mexico : What Would Mother Nature do?”. Ecological Engineering. Online. Vol. 36, Issue 12, December, pp. 1607-1610. in Science Direct

MYERS, G. **Ultra-deepwater Riserless Mud Circulation with Dual Gradient Drilling**, Scientific Drilling, No. 6, Julho 2008.

NAE/NRC (National Academy of Engineering/National Research Council). 2012. **Macondo Well–Deepwater Horizon Blowout: Lessons for Improving Offshore Drilling Safety**. Washington, D.C.: The National Academies Press. Disponível em: www.nap.edu/catalog.php?record_id=13273.

NAS, S.; TORALDE, J. S.; WUEST, C. **Offshore Managed Pressure Drilling Experiences in Asia Pacific, Amsterdam**, paper SPE/ IADC 119875 presented at the SPE/ IADC Drilling Conference and Exhibition, 2009.

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

NATIONAL COMMISSION. **Deep Water. The Gulf Oil Disaster and the Future of Offshore Drilling. Report to the president**, 1. ed, National Commission on the BP Deepwater Horizon Oil Spill and Offshore Drilling, U.S. Government Printing Office, 2011. Disponível em: <http://www.gpo.gov/fdsys/pkg/GPO-OILCOMMISSION/pdf/GPO-OILCOMMISSION.pdf>

OLSEN, E. J., **Managed Pressure Drilling, What It Is and What It Is Not**, Lecture presented in the unit “TPG4215, Høyavviksboring” at NTNU, 12 October 2012.

RASSENFOSS, S. **Extreme Deepwater Wells Push Drillers to Begin Using Managed-Pressure Methods**, Journal of Petroleum Technology, Julho, 2014. 51-56p.

ROBINSOM, E. **BP’s oil chairman not that slick**. New Heaven Register, junho 2010.

ROCHA, L.A.S., AZEVEDO, C., **Projetos de poços de petróleo**. 2 ed. Rio de Janeiro: Interciência : Petrobras, 2009.

SANTOS, O.L.A. **Segurança de poço na perfuração**. São Paulo: Blucher, 2013.

STODLE, T. **Managed Pressure Drilling from Floaters – Existing Technology & Where Do We Go from Here**, Stavanger, Master’s Thesis. University of Stavanger/ Faculty of Science and Technology, 2013.

TEXEIRA, M. L. M. R. **Estudo de caso sobre escolha e utilização de métodos e variações de Managed Pressure Drilling (MPD)**, Rio de Janeiro: UFRJ/ Escola Politécnica, 2011.

THARP, P. **Stormy Weather: BP’s stock hits new low**. New York Post, junho de 2010.

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

TORALDE, J. S.; KARNUGROHO, A. **Deepwater Challenges & Solutions**, In E&P (ed.), www.epmag.com/item/Deepwater-Challenges-Solutions_100218, 2012.

VIEIRA, P. et al. **Constant Bottomhole Pressure: Managed Pressure Drilling Technique Applied in an Exploratory Well in Saudi Arabia**, paper SPE/ IADC 113679 presented at the SPE/ IADC Managed Pressure Drilling and Underbalanced Operations Conference and Exhibition, 2008.

ZOBACK, M. D. **Reservoir Geomechanics**. Cambridge: Cambridge University Press, 2007.