

UNIVERSIDADE FEDERAL DE PELOTAS
Centro de Engenharias
Curso de Graduação Engenharia de Petróleo



Trabalho de Conclusão de Curso

Técnicas de controle de poços de petróleo:
Análise de estudos de casos acerca dos acidentes causados por *blowout*

Lucas Macedo de Oliveira

Pelotas, 2018
Lucas Macedo de Oliveira

**Técnicas de controle de poços de petróleo:
Análise de estudos de casos acerca dos acidentes causados por *blowout***

Trabalho de Conclusão de Curso apresentado ao Centro de Engenharias da Universidade Federal de Pelotas, como requisito parcial à obtenção do título de Bacharel em Engenharia de Petróleo.

Orientador: Prof.^o Rômulo Félix Nunes
Coorientadora: MSC Luana Nunes Centeno

Pelotas, 2018

Universidade Federal de Pelotas / Sistema de Bibliotecas
Catalogação na Publicação

O48t Oliveira, Lucas Macedo de

Técnicas de controle de poços de petróleo : análise de estudos de casos acerca dos acidentes causados por blowout / Lucas Macedo de Oliveira ; Rômulo Félix Nunes, orientador ; Luana Nunes Centeno, coorientador. — Pelotas, 2018.

87 f. : il.

Trabalho de Conclusão de Curso (Graduação em Engenharia de Petróleo) — Centro de Engenharias, Universidade Federal de Pelotas, 2018.

1. Segurança de poço. 2. Controle de poço. 3. BOP. 4. Petróleo. I. Nunes, Rômulo Félix, orient. II. Centeno, Luana Nunes, coorient. III. Título.

CDD : 622

Elaborada por Maria Inez Figueiredo Figas Machado CRB: 10/1612

Lucas Macedo de Oliveira

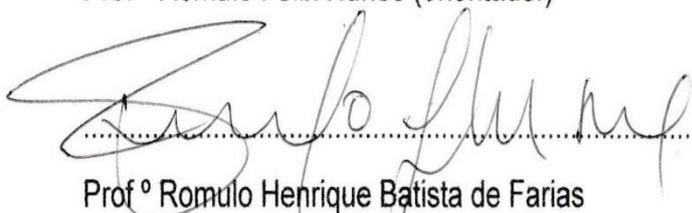
Trabalho de Conclusão de curso aprovado, como requisito parcial, para a
obtenção do título de Bacharel em Engenharia de Petróleo, Centro de
Engenharias, Universidade Federal de Pelotas.

Data da defesa: 30/07/2018

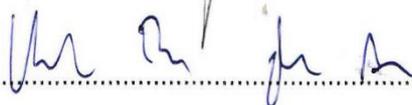
Banca examinadora:



Prof.º Rômulo Félix Nunes (orientador)



Prof.º Romulo Henrique Batista de Farias



Prof.º Vicente Becker de Azevedo

Agradecimentos

Primeiramente aos meus pais pelo apoio e incentivo em toda minha trajetória na faculdade.

A todos os meus colegas, que um dia me ajudaram de alguma forma durante esses anos de curso.

Ao meu orientador e coorientadora, pela colaboração, incentivos e correções valiosas durante a elaboração deste trabalho.

Resumo

OLIVEIRA, L.O. **Técnicas de controle de poços de petróleo: Análise de estudos de casos acerca dos acidentes causados por *blowout***. 2018. Trabalho de Conclusão de Curso – Graduação em Engenharia de Petróleo, Universidade Federal de Pelotas, Pelotas, 2018.

A integridade de poço de petróleo no momento da perfuração é um assunto, que vem ganhando maior destaque e atenção, não apenas por parte das empresas responsáveis como também no meio acadêmico. Uma vez que os últimos acidentes ocorridos em nível mundial, levaram a morte de muitos trabalhadores e causaram desastres ambientais de grande relevância. Todavia estes riscos podem ser minimizados utilizando-se de métodos adequados que visem o controle dos fluidos indesejados e/ou o controle das pressões no poço. Neste cenário, as funções empregadas pelo controle primário e secundário de poço, são de grande importância para garantir a segurança no momento da perfuração e assim assegurar que esta atividade seja bem-sucedida. Cabe destacar que no controle primário são utilizados fluidos para conter o influxo, por conseguinte no secundário utiliza-se um dispositivo mecânico chamado de BOP. Com base no exposto, o presente trabalho foi elaborado com a intenção de apresentar as principais informações a respeito das operações de controle de poço, afim de minimizar os riscos, assim como, um estudo de casos fazendo uma análise das causas da perda do controle de poço nos maiores acidentes da história da indústria do petróleo.

Palavras-chave: Segurança do poço; Controle de poço; *BOP*; Petróleo.

Abstract

OLIVEIRA, L.O. Oil well control techniques: Bibliographic review and analysis of case studies on blowout accidents. 2018. Graduation in Petroleum Engineering, Federal University of Pelotas, Pelotas, 2018.

Petroleum well integrity at the time of drilling is a subject that has been gaining greater prominence and attention, not only by the responsible companies but also in the academic environment. Since the accidents the last accidents occurred worldwide, led to the death of many workers and caused environmental disasters of great relevance. However, these risks can be minimized by using suitable methods to control unwanted fluids and / or control the pressures in the well. In this scenario, the functions employed by primary and secondary well control are of great importance to ensure safety at the time of drilling and thus ensure that this activity is successful. It should be noted that in primary control fluids are used to count the influx, therefore in the secondary a mechanical device called BOP is used. Based on the foregoing, the present work was elaborated with the intention of presenting the main information regarding well control operations, in order to minimize risks, as well as a case study analyzing the causes of loss of control of well in the biggest accidents in the history of the oil industry.

Keywords: Well safety; Well control; BOP; Petroleum.

Lista de Figuras

Figura 1 - Frequência de kick por operação	20
Figura 2 - Esquema de poço com coluna de perfuração.....	22
Figura 3 - Cenários com perda de circulação parcial e perda total.	24
Figura 4 - Esquema de um poço com aumento do volume de lama nos tanques	31
Figura 5 - Poço em <i>blowout</i> . Macondo 2010.....	48
Figura 6 - Equipamento de Bloqueio	50
Figura 7 - Perfuração de poços de alívio.....	51
Figura 8 - BOP de um poço em terra	53
Figura 9 - BOP submarino.....	53
Figura 10 - Evolução do BOP.....	54
Figura 11 - 3 tipos de gavetas, Gaveta de Tubo, Gaveta Cega e a Gaveta Cisalhante	55
Figura 12 - Gaveta de tubos.....	56
Figura 13 - Gaveta cega.....	56
Figura 14 - Gaveta Cisalhante.....	57
Figura 15 - Gaveta cega cortando a tubulação.	57
Figura 16 - Preventor anular.....	58
Figura 17 - Representação do fechamento do BOP anular.....	59
Figura 18 - <i>Choke Manifold</i> e sistema de <i>Choke/kil</i>	61
Figura 19 - Explosão na plataforma de enchova.	66
Figura 20 - Plataforma <i>Steelhead</i>	67
Figura 21 - <i>Deepwater Horizon</i> em chamas.....	70
Figura 22 - Mancha de óleo causada pelo vazamento no poço da Chevron, Bacia de Campos.	73
Figura 23 - Ekofisk Bravo.	74

Lista de Gráficos

Gráfico 1 - Comportamento das pressões de fechamento do poço	35
Gráfico 2 - Evolução da pressão no método do sondador	43
Gráfico 3 - Comparação entre as pressões geradas pelo método do sondador e do engenheiro, variando também o volume do kick.	45
Gráfico 4 - Percentual de causas de acidentes.	75
Gráfico 5 - Custo gerado pelos acidentes.	76
Gráfico 6 - Número de vítimas por acidente.	76
Gráfico 7 - Volume de óleo derramado.	77

Lista de Tabelas

Tabela 1 - Dados Analisados	85
-----------------------------------	----

Glossário

API - *Petroleum Institute*

AMF- Modo de funcionamento automático

BHA - *Bottom-Hole Assembly*. - Composição de fundo de poço.

BOP – *Blowout Preventor*

DC - Drill Collars

ESCP - Equipamentos de Segurança de Controle de Poço

HCR - Válvula de fechamento rápido

MR - Mesa rotativa

OIE- Offset Installation Equipment.

OBM - Lama de base óleo

ROV - *Remotely operated vehicle* /veículo operado remotamente

SIDPP - *Shut In Drill Pipe Pressure* – Pressão de fechamento registrada no tubo bengala

SICP - *Shut In Case Pressure* – Pressão de fechamento registrada à montante do *choke*

PFC - Pressão final de circulação (PFC)

PRC - Pressão Reduzida de Circulação

PIC - Início do bombeio a pressão

VOC- Compostos orgânicos voláteis

VCR- Velocidade Reduzida de Circulação

Sumário

1.Introdução _____	13
2. Objetivos _____	15
2.1 Específicos _____	15
3. Revisão da literatura _____	16
3.1. Controle de poço _____	16
3.1.1. Controle primário _____	16
3.1.2. Controle secundário _____	16
3.1.3 Controle terciário _____	17
3.2 Fluidos de perfuração _____	18
3.2.1. Funções dos fluidos de perfuração _____	18
3.3. <i>kick</i> _____	19
3.4 Causas dos <i>Kicks</i> _____	20
3.4.1 Falta de Ataque ao Poço _____	21
3.4.2. Perda de Circulação _____	23
3.4.3 Pistoneio _____	24
3.4.4 Pressão de poros da formação acima do normal _____	26
3.4.5 Contaminação da lama por gás _____	27
3.4.6 Cimentação Inadequada _____	28
3.5. Indícios e detecção de <i>kicks</i> _____	30
3.5.1 Indicadores Primários de <i>Kick</i> _____	30
3.5.1.1 Aumento de volume nos tanques de lama _____	30
3.5.1.2. Aumento na vazão de retorno de lama _____	31
3.5.1.3. Diferença dos volumes de aço e de fluido durante manobras_	31
3.5.2 Indicadores de pré-ocorrência / ocorrência de kick _____	32
3.5.2.1 Aumento da taxa de penetração _____	32
3.5.2.2. Redução da pressão de circulação e aumento da velocidade da bomba _____	33
3.5.2.3 Alterações nas leituras do gás de fundo, conexão ou manobra.	33
3.5.2.4 Durante uma perda de circulação _____	33
3.6. Fechamentos do poço _____	34

3.7. Procedimentos Operacionais de Segurança _____	36
3.7.1. <i>Flow check</i> _____	36
3.7.2. Procedimentos Gerais _____	36
3.7.3. Na Perfuração _____	37
3.7.4. Na Manobra _____	37
3.7.5. Durante a Descida do Revestimento _____	38
3.8. Comportamentos do fluido invasor _____	38
3.8.1 <i>Kick</i> de água _____	39
3.8.2 <i>Kick</i> de gás _____	39
3.8.3 Comportamento em um Poço Aberto _____	39
3.8.4. Comportamento em um Poço Fechado _____	40
3.9 Tolerâncias de <i>kick</i> _____	40
3.10 Métodos de Controle de Poços _____	41
3.10.1 Método do Sondador _____	42
3.10.2. Método do engenheiro _____	44
3.10.3 Métodos Volumétricos _____	45
3.10.4. <i>Bullheading</i> _____	45
3.10.5. <i>Stripping</i> _____	46
3.11. <i>Blowout</i> _____	47
3.11.1 Métodos de combate ao <i>blowout</i> _____	48
3.11.2 Equipamentos de bloqueio (<i>capping</i>) _____	49
3.11.3 Poço de Alívio _____	50
3.12. Equipamentos para prevenção _____	51
3.12.1. <i>Blowout Preventer (BOP)</i> _____	51
3.12.2 Mecanismos de Vedação _____	54
3.12.3 Preventor Anular _____	58
3.13. Mecanismos de Controle _____	59
3.13.1. Linhas de <i>Choke</i> e <i>Kill</i> _____	60
3.14. Licenciamento ambiental _____	61
4. Metodologia _____	63

5. Estudo de casos	64
5.1. Locais de incidências	64
5.2 Enchovas Central - 1984 e 1988	64
5.3. Plataforma Steelhead – 1987	66
5.4. Macondo – 2010	67
5.5. Campo de Frade – 2011	71
5.6. Ekofisk Bravo	73
5.7. Probabilidade de falhas	74
5.8. Coletas de dados de outros acidentes	75
6. Considerações finais	78
7. Referências Bibliográficas	80

1.Introdução

Em termos de perfuração e controle de poço, a indústria de petróleo enfrenta desafios cada vez maiores, uma vez que estes poços são perfurados em áreas distintas, com diferentes formações e profundidades. Porquanto, no momento da perfuração, os operadores devem estar com atenção redobrada, mantendo sempre a pressão no interior do poço estável, pois se a pressão no fundo do mesmo não for superior a pressão exercida pelos fluidos contidos na formação, há uma grande chance de o fluido da formação ir para dentro do poço, ocasionando um influxo indesejado.

Ademias, se o influxo indesejado de fluido for identificado, o poço tem que ser imediatamente fechado, evitando fraturas na formação e danos ao revestimento e equipamentos da cabeça do poço. Nesta situação, os procedimentos de controle de poço devem ser empregados, removendo o fluido indesejado com segurança.

Dentre as técnicas de controle de poço, existem três métodos que são os mais utilizados, o método do sondador, método do engenheiro e o método volumétrico. Seja qual for o procedimento utilizado, o objetivo principal é eliminar o fluido invasor e trocar o fluido de perfuração contido no poço por um fluido de perfuração de peso específico apropriado, para conter as pressões na formação que originaram o influxo.

Caso os métodos de controle de poço não surtam efeito na tentativa de controlar o *kick*, uma situação de *blowout* pode se instalar no poço. O *Blowout* é definido como um fluxo descontrolado de hidrocarbonetos, gás ou água saindo de um poço de petróleo devido a alguma falha no seu sistema de controle de pressão, e as consequências disso, podem ser as mais trágicas possíveis, tanto para as pessoas que estão envolvidos na operação do poço quanto para o meio ambiente.

Devido a isso, em todas as plataformas há um *blowout-preventor (BOP)* que é o principal elemento de ligação entre a cabeça do poço no fundo do mar e a sonda, trazendo o poço até a superfície e compondo o espaço anular. Uma das suas funções é permitir o controle de poço quando ocorrer a perda da

primeira barreira de segurança (*ovebalance* do fluido de perfuração ou completção) fechando-o com ou sem coluna em seu interior.

Sendo assim, a intenção e o objetivo principal do controle de poço é evitar uma catástrofe. Com isso todas as operações devem ser muito bem planejadas e conduzidas de modo que nenhum influxo descontrolado de fluido de formação entre no poço na fase de perfuração, para que não ocorra um *kick* e posterior um *blowout*.

2. Objetivos

O presente trabalho tem como objetivo geral, reunir uma gama de informações acerca de técnicas de segurança e controle de poço que se encontram dispersas na literatura, a fim de, organizar metodologicamente cada uma das técnicas, bem como demonstrar como as mesmas devem ser realizadas em caso de risco do *blowout*. Desse modo, servindo de base e subsidio para futuras pesquisas do âmbito acadêmico e profissional acerca do assunto.

Portanto, o trabalho traz informações, nas quais possuem o intuito de demonstrar as melhores maneiras de se evitar acidentes causados por *blowouts*, contribuindo assim, nos futuros processos de perfuração e completação da indústria petrolífera.

2.1 Específicos

Realizar uma análise de estudos de casos acerca de acidentes causados a partir da perda do controle de poço, durante as diferentes etapas de exploração de petróleo.

3. Revisão da literatura

Nesse capítulo, serão abordados temas relevantes para o entendimento dos procedimentos envolvidos no controle de poço de petróleo.

3.1. Controle de poço

Segundo Aird (2009), as atividades de controle de poço podem ser definidas como uma sequência de processos a serem realizados sobre a pressão das formações perfuradas, objetivando impedir o fluxo de hidrocarbonetos das formações supracitadas no momento da perfuração do poço, e almejam definir os processos a serem utilizados para deter esse influxo, caso ele ocorra. Tais procedimentos são separados em três níveis: controle primário, secundário e terciário.

3.1.1. Controle primário

O controle do poço primário tem a função de manter a pressão hidrostática da coluna de lama a um valor suficientemente alto para impedir o fluxo do fluido da formação para o interior do poço. As taxas de penetração da perfuração são reduzidas, quanto mais a pressão hidrostática da lama excede a pressão de formação. (AIRD, 2009).

Portanto, a lama deve ser mantida na densidade prática mais baixa para manter o controle primário. Isso significa que é importante conhecer e entender os fatores que afetam a altura vertical e a densidade (peso da lama) da coluna do fluido de perfuração, pois é isso que determina a pressão hidrostática. Também é importante conhecer os fatores que afetam a pressão de formação dos poros, uma vez que esta é a pressão que estamos tentando controlar com a pressão hidrostática da lama (AIRD, 2009).

3.1.2. Controle secundário

Segundo *Well control manual* (2012), o uso de um dispositivo mecânico para compensar a pressão hidrostática inadequada é chamado de controle de

poço “secundário”. Se o controle primário do poço for perdido ou inadequado (falta de pressão hidrostática), o fluido de formação, contido em uma formação exposta e permeável, pode fluir para o poço. Uma vez que este fluido de formação tenha entrado no poço, independentemente do tipo de fluido, ele é denotado como um “influxo”.

De acordo com Grace (1997), quando o processo de fluxo de uma formação para o poço começar, a pressão hidrostática diminuirá ainda mais. Esse fluxo, se não for controlado, resultará em uma ruptura da formação. Contudo este processo pode ser interrompido utilizando-se um *Blowout Preventer* (BOP) para aumentar a pressão acima da pressão hidrostática.

O reconhecimento precoce da falha do controle primário do poço e o uso rápido dos BOPs para o fechamento do poço é a chave para o controle efetivo do poço secundário. Ao agir rapidamente, a quantidade de fluido de formação que entra no poço pode ser minimizada e uma explosão pode ser evitada. Todavia, quanto menor o volume de influxo, mais fácil é controlar. Um *Kick* menor proporciona menores pressões do anel no fechamento inicial, bem como quando o influxo é circulado para fora do poço. (GRACE,1997).

3.1.3 Controle terciário

Se o controle secundário não puder ser mantido devido a condições específicas do poço ou falha do equipamento, procedimentos de emergência podem ser implementados para evitar a perda total do controle do poço. Esses procedimentos de emergência são chamados de Controle do Poço Terciário e normalmente levam ao abandono do poço. (*WELL CONTROL MANUAL*, 2012).

As condições específicas do poço determinarão os requisitos reais apropriados ao controle terciário no momento em que o controle secundário for perdido; no entanto, existem três procedimentos que são normalmente empregados, a saber: uma explosão subterrânea pode ser controlada pelo rápido bombeamento de lama pesada; o poço é abandonado utilizando a técnica de perfuração de um poço de alívio; e água pode ser bombeada para desestabilizar uma formação exposta. (*WELL CONTROL MANUAL*, 2012).

3.2 Fluidos de perfuração

O *American Petroleum Institute* - API define fluido de perfuração como um fluido de circulação usado em perfurações rotativas para desempenhar as funções requeridas durante a operação de perfuração.

O fluido de perfuração desempenha diversas funções durante a perfuração de um poço, mas o principal objetivo é o controle de poço primário.

Além de estabelecer as pressões no interior do poço, outras funções deste fluido são: remover os cascalhos debaixo da broca, carrear os mesmos até a superfície mantendo-os em suspensão, evitar o fechamento do poço; e resfriar e lubrificar a broca e a coluna de perfuração. (FERNÁNDEZ *et al.*, 2009)

Thomas *et al.*(2001) definem os fluidos de perfuração como misturas difíceis de sólidos, líquidos, produtos químicos e, por vezes, até de gases. Uma vez que, numa análise química, eles podem assumir aspectos de suspensão, dispersão coloidal ou emulsão dependendo do estado físico dos componentes.

Já para os físicos, os fluidos de perfuração adotam um papel de fluidos não-newtonianos, ou seja, a relação entre a taxa de cisalhamento e a taxa de deformação não é constante. Outra forma de chamar este fluido de perfuração é de lama de perfuração, sendo este um elemento essencial no controle de poço perfurado. (THOMAS *et al.*, 2001).

3.2.1. Funções dos fluidos de perfuração

De acordo com Fernández (2009), para que a operação de controle de poço seja bem sucedida é fundamental a utilização de fluidos que dentre outras utilidades são responsáveis pela manutenção da pressão hidrostática dentro dos poços.

No decorrer de todo o processo, um sistema incluindo tanques de armazenamento de fluidos de alta capacidade, bombas de lama de alta vazão, coluna de perfuração e broca, sistemas de limpeza de fluidos entre outros, agem em um circuito contínuo na finalidade de manter a integridade das formações geológicas atravessadas, a segurança da equipe e a integridade do

meio ambiente. (SILVA et al., 2004).

Diversas funções deste fluido podemos destacar algumas como: transmitir energia hidráulica às ferramentas de perfuração; controlar a corrosão das ferramentas de perfuração; carrear os cascalhos para a superfície; manter os cascalhos em suspensão numa parada de circulação; vedar formações permeáveis; exercer pressão hidrostática para equilibrar o poço; fornece informações sobre o fundo do poço; contribuir para a sustentação das paredes do poço; aliviar o peso da coluna de perfuração (flutuação); minimizar o impacto ambiental. (CAENN et al, 2014).

3.3. kick

Segundo *Well control manual* (2012) um *Kick* é definido como um fluxo indesejável de fluido de formação no poço. Isso ocorre porque a pressão exercida pela coluna de fluido de perfuração no fundo do poço não é grande o suficiente para superar a pressão exercida pelos fluidos em uma formação permeável.

A grande maioria dos *kicks* acontece de forma não intencional, por exemplo, perfurando formações de pressão anormal ou esfregando onde a broca de perfuração durante a retirada do poço. Sendo assim, um *kick* pode ocorrer em qualquer fase durante as operações do poço. A Figura 1 demonstra historicamente, em toda a indústria, quando os *kicks* são prováveis de ocorrer durante operações de sonda.

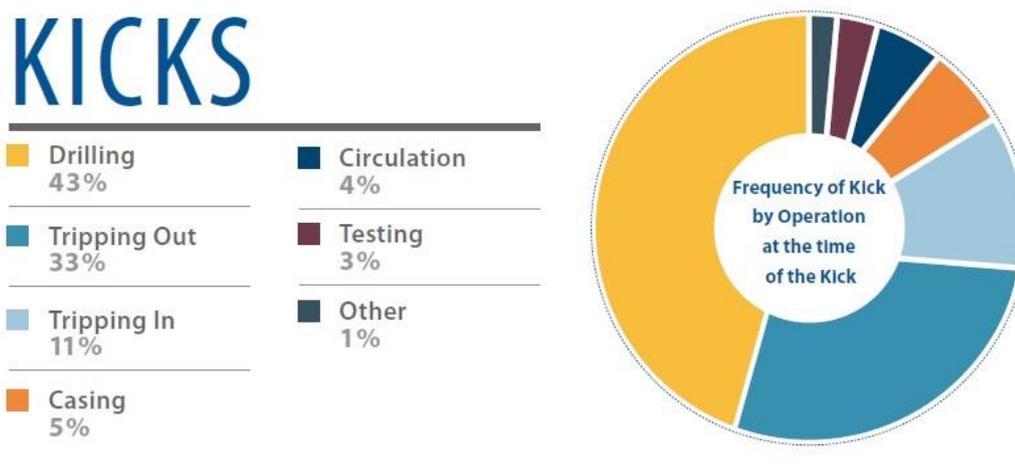


Figura 1 - Frequência de kick por operação.

Fonte: WELLCONTROLMANUAL (2012).

Os fluidos de formação (água salgada, óleo ou gás) são normalmente equilibrados pela pressão hidrostática do fluido de perfuração. A pressão hidrostática da coluna de fluido deve ser mantida a uma pressão maior que a da formação a ser perfurada ou exposta pelo furo aberto. No entanto, boas práticas de perfuração exigem que o desequilíbrio da pressão hidrostática sobre a pressão de formação seja mantido no menor valor prático. Muito peso de lama pode resultar em perdas de lama para a formação e redução da taxa de penetração. Isso pode ocorrer devido a várias causas, conforme detalhado na seção a seguir. (BLOG OIL, 2018).

3.4 Causas dos *Kicks*

Segundo Nas (2011), um *kick* é definido como qualquer influxo que constitua uma emergência de controle de poço. Normalmente, isso significa usar os preventores de *blowout* para fechar o poço e, subsequentemente, remover o influxo, usando um estrangulamento no anel para manter pressão de retorno suficiente para impedir a entrada posterior. Na perfuração gerenciada por pressão, a emergência do controle do poço pode não se aplicar, pois o sistema já está configurado para essa ocorrência.

A origem da pressão anormalmente alta, geralmente, está associada à rápida deposição de sedimentos, reduzindo, assim, a velocidade normal de expulsão da água dos seus poros durante esse processo de deposição. Isso

resulta no fenômeno de sub-compactação, que é um dos maiores responsáveis pela ocorrência de pressões anormais. Alguns outros mecanismos, que podem ocorrer isolada ou simultaneamente, resultam em um acúmulo excessivo de fluido nos poros da rocha, de forma que a pressão de poros resultante é maior do que a pressão hidrostática. (NAS, 2011).

Dentre eles, destacam-se: Tensões *In Situ* (Sub-compactação e Tectonismo); expansão de Fluidos devido ao aumento da temperatura; água liberada por transformação mineral ou geração de hidrocarbonetos; diferença de densidades; transferência lateral de pressão ou migração de fluidos

Pode-se dizer que existem duas causas básicas de influxos: na primeira a pressão no fundo do poço é menor que a pressão de poros da formação, causada pela diminuição do nível hidrostático no interior do poço ou causada pela diminuição da densidade da lama no interior do poço; a pressão de poros da formação é anormal, ou seja, é maior que a prevista. (SANTOS, 2013).

Cabe destacar que todas essas condições ainda podem ocorrer quando se usa perfuração de pressão gerenciada. Onde a pressão no fundo do poço pode ser controlada usando pressão de superfície, mas se a pressão de formação for maior que a pressão no fundo do poço e a formação apresentar permeabilidade, então ainda ocorrerá um *kick* (Santos, 2013). A seguir serão abordadas outras situações que podem levar a uma destas causas de influxo.

3.4.1 Falta de Ataque ao Poço

Ribeiro (2010), afirma que, a falta de ataque ao poço é a queda da pressão hidrostática correspondente à retirada da coluna de perfuração. O volume de aço que é retirado terá que ser trocado por um volume igual a da lama, com a função de restabelecer a pressão no fundo desejada.

A fim de que esse fenômeno seja evitado, o volume de lama no poço tem que ser aumentado para que seu nível seja mantido. A técnica rotineira feita para deixar o poço cheio durante toda a manobra ou completá-lo a cada retirada de três a cinco seções de tubos ou a cada seção de comando. (RIBEIRO, 2010).

No momento em que coluna é retirada sem abastecimento, o nível de fluido cai de uma altura, correspondente ao volume de aço retirado. Com a equação 1 podemos calcular a capacidade do revestimento a ser colocado no poço.

$$C_{rev} = C_a + C_i + C_d \quad \text{Equação (1)}$$

Onde:

- C_{rev} - Capacidade do revestimento em bbl/m (barril por metro);
- C_a - Capacidade do anular em bbl/m;
- C_i - Capacidade interna da coluna em bbl/m ;
- C_d - Deslocamento de tubo quando da retirada da coluna poço em bbl/m.

A Figura 2 demonstra um esquema de poço com coluna de perfuração. Com isso podemos aferir a queda de pressão hidrostática no fundo do poço por causa da retirada dos dutos, em primeiro lugar deve ser calculada a capacidade do revestimento da equação citada acima, (equação 1).

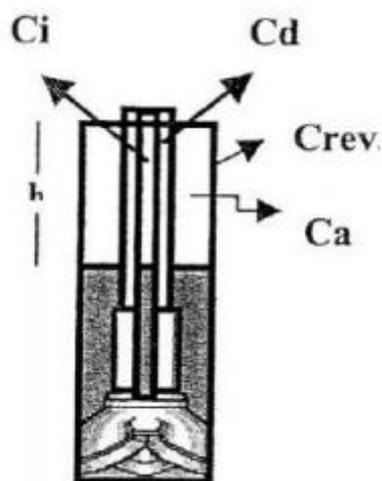


Figura 2 - Esquema de poço com coluna de perfuração.

Fonte: RIBEIRO (2010).

Compreendendo que o volume de aço em barris tem que ser igual ao volume de fluido deslocado, temos a equação 2.

$$V_{aço} = V_{ld} = (C_a + C_i) \times h_{queda} = (C_{rev} - C_d) \times h_{queda} \quad \text{Equação (2)}$$

Onde:

- $V_{aço}$ - Volume de aço retirado do poço em bbl;
- V_{ld} - Volume de líquido deslocado em bbl;
- h_{queda} - Altura de queda do nível de líquido dentro do poço em metros.

Com o resultado da equação anterior, é possível dimensionar o volume de aço retirado do poço, com a equação 3.

$$V_{aço} = C_d \times L_{tubo} \quad \text{Equação (3)}$$

Onde:

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

A redução da pressão hidrostática no fundo (ΔP) pode ser obtida através da Equação 4.

$$\Delta P = 0,1706 \times \rho_{lama} \times h_{queda} \quad \text{Equação (4)}$$

Onde:

- ρ_{lama} - densidade da lama de perfuração.

3.4.2. Perda de Circulação

Segundo Mitchell e Miska (2011), a perda de circulação vai acontecer no momento em que houver a perda de fluido para a formação, diminuindo a altura de lama no anular e, assim, reduzindo a pressão hidrostática no poço. Nestas situações pode acontecer um *kick*.

Ela pode ocorrer de uma forma natural, observada em formações fraturadas, vugulares, cavernosas, com pressão anormalmente baixa ou depletadas e capaz de ser induzida, originada pelo excesso de pressão hidrostática. Excesso este que é provocado por uma alta densidade do fluido

de perfuração ou pela descida da coluna de perfuração, ou de revestimento, que é capaz de fraturar a formação.

No momento da descida da coluna de perfuração ou de revestimento, pode causar um aumento da pressão no fundo do poço, por causa do fenômeno gerador do pistoneio hidráulico. Esse aumento da pressão no fundo do poço pode fraturar a formação levando a perda de circulação. A pressão de fratura é a pressão que produz a falha mecânica de uma formação com a resultante perda de fluido. Em locações marítimas, a gradiente de fratura é menor para uma mesma profundidade de poço que o encontrado em locação terrestre. Assim, na perfuração em águas profundas, são observadas baixas pressões de fratura, tornando as operações de controle de poços mais críticas. (MITCHELL e MISKA, 2011). Pode se observar na figura 3 o cenário de perda de fluido para a formação.

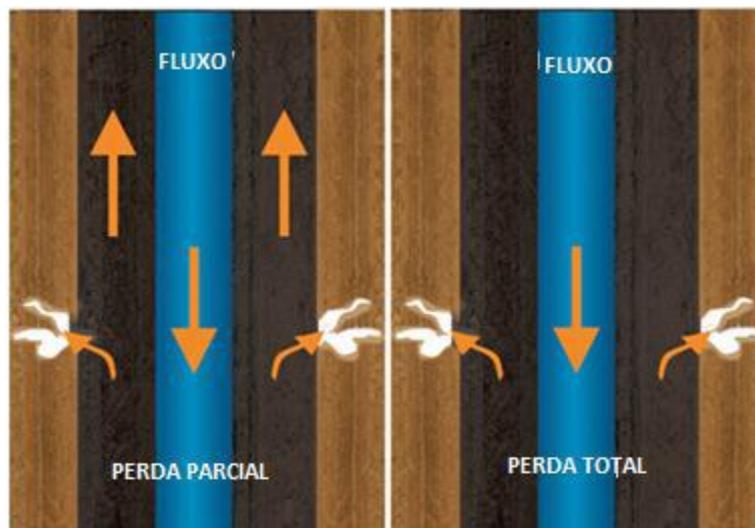


Figura 3 - Cenários com perda de circulação parcial e perda total.

Fonte: Circulation Solutions, LCC (2018).

3.4.3 Pistoneio

Um pistoneio comumente ocorre, no momento da retirada da coluna de perfuração, e pode causar uma queda da pressão hidrostática no fundo do poço. Também, enquanto ocorre a descida da coluna o pistoneio provocar um

aumento da pressão e, em casos extremos, fraturar a formação. (DA SILVA, 2002).

Durante manobra da coluna de perfuração, pode acontecer dois tipos de pistoneio:

- Pistoneio Hidráulico: gera uma pressão contrária que diminui a pressão hidrostática na formação devido à tendência da lama em acompanhar a coluna durante a retirada da mesma. (SANTOS, 2013).

A expressão que fornece a variação de pressão gerada pelo pistoneio pode ser observada na equação 5:

$$\Delta_P = \frac{(L \times LE)}{60,96(d_h - d_p)} + \frac{(L \times V_p \times V)}{5574(d_h - d_p)^2} \quad \text{Equação (5)}$$

Onde:

- Δ_P - Pressão de pistoneio em *psi*;
- L - Comprimento da tubulação em m;
- LE - Limite de escoamento em *lb/100 ft²*;
- V_p - Viscosidade plástica do fluido em *cp*;
- d_h - Diâmetro do poço ou diâmetro interno do revestimento em *pol*;
- d_p - Diâmetro externo do tubo de perfuração em *pol*;
- V - Velocidade da manobra em m/min.

Assim, para impedir a que um *kick* aconteça, devido ao pistoneio hidráulico, é preciso adicionar uma margem de segurança a massa específica do fluido de perfuração segundo a Equação 6.

$$MSM = 2 \times \frac{\Delta P}{0,17D_v} \quad \text{Equação (6)}$$

Onde:

- MSM - margem de segurança de manobra em *lb/gal*;

- D_v - profundidade vertical do poço em m.

Assim, é capaz de reduzir a pressão ocasionada no pistoneio reduzindo a viscosidade do fluido de perfuração a valores mínimos permitidos ou ainda, controlando a velocidade de retirada da coluna.

- Pistoneio mecânico: provoca a remoção da lama devido a obstruções entre a coluna que está sendo retirada e o poço como, por exemplo, enceramento da broca, estabilizadores ou obstruções no *packer* quando sua borracha não está totalmente recolhida. (SANTOS, 2013).

Esse volume de fluido removido, que reduzirá a carga hidrostática no fundo do poço, será identificado como um fluxo de fluido na retirada da coluna, permitindo a verificação do pistoneio mecânico. Outra forma de identificá-lo é pelo aumento do arraste (*drag*) associado ao enceramento de broca. (DA SILVA, 2002).

Uma vez detectado, deve-se tentar remover os detritos da formação que estão promovendo o enceramento. Caso essas tentativas não tenham êxito e a coluna tenha de ser retirada, deve-se fazê-lo com auxílio de uma bomba. (DA SILVA, 2002).

3.4.4 Pressão de poros da formação acima do normal

Se o poço a ser perfurado for de um campo desconhecido, tem-se a possibilidade de encontrar um cenário onde a pressão de poros do reservatório possa ser maior que o normal. Entretanto, a pressão hidrostática da lama de perfuração é capaz de não ser suficiente para impedir o influxo. (ROESSLAND, 2013).

Cabe destacar que em perfurações onde precise do processo de recuperação secundária, ou seja através da injeção de fluidos, o fluido de perfuração terá que ser analisado antes de ser utilizado pelos engenheiros de reservatórios, pois a uma possibilidade da pressão do reservatório aumentar.

O momento supracitado, ou seja, em que a pressão se eleva inesperadamente, é chamado de fenômeno da sub-compactação, onde existe uma zona de transição na qual a pressão de poros aumenta pouco a pouco

com a profundidade. Nestas zonas, certas propriedades das formações e do fluido de perfuração são alteradas, indicando o aumento da pressão de poros. (SANTOS, 2013).

Assim, é preciso utilizar a *Mud Logging*, em águas profundas. Esta é uma unidade de monitoração que a partir da análise do fluido de perfuração e das partículas de rocha carregadas por ele pode detectar zonas de pressões anormalmente altas e, com isso, prever e evitar *kicks*. (ROESSLAND, 2013).

Então, são feitas análises conforme a temperatura do fluido (na zona de transição a temperatura do fluido aumenta), alterações na propriedade da lama (mudança na salinidade do fluido pode indicar que a lama está contaminada por água da formação) e tamanho aspecto e densidade dos cascalhos (os cascalhos provenientes dessas zonas são maiores e alongados, apresentando extremidades angulares e superfície brilhante. (SANTOS, 2013).

3.4.5 Contaminação da lama por gás

Segundo Shubert (1995), quando há uma contaminação no fluido de perfuração por um fluido da formação, pode acontecer um corte da lama, provocando uma redução da sua massa específica, que conseqüentemente pode gerar um *kick*. Esta contaminação pode ser por óleo, água ou gás oriundos da formação perfurada. Sendo que o caso mais crítico ocorre no momento que o corte é feito por gás, uma vez que este pode causar uma diminuição acentuada da densidade da mistura por causa da sua expansão. Porquanto a redução da pressão devido a este fenômeno pode ser determinada através da Equação 7.

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

Onde:

- ΔP - redução de pressão, em psi;
- ρ_m - Massa específica da lama original em lb/gal;
- ρ_{mc} - Massa específica da lama cortada em lb/gal;
- P_h - Pressão hidrostática no ponto considerado, em psia.

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

- Gás de fundo ou *background* que é originário das formações pouco permeáveis;
- Gás de manobra definido como o que aparece na superfície após o tempo necessário à circulação do espaço anular (*bottoms-up*), após uma manobra;
- Gás de conexão sendo este que surge na superfície após a circulação de um *bottomsup* após a conexão de um tubo durante a perfuração. Ele é gerado pela redução da pressão no fundo do poço devido à cessação das perdas de carga por fricção no espaço anular quando a bomba de lama é desligada para a conexão e;
- Gás do cilindro cortado é oriundo da formação com alta porosidade e portadora de gás que é perfurada numa alta taxa de penetração. O gás contido nos poros desta formação e do cilindro cortado se expande quando trazido à superfície, causando um decréscimo de pressão no poço que pode ser suficiente para gerar um *kick*.

3.4.6 Cimentação Inadequada

No procedimento de cimentação, a ação reológica da pasta de cimento é de grande importância, pois antes de conseguir sua resistência compressiva final, existirá o aumento de uma estrutura gel na pasta que dificulta a transmissão da pressão hidrostática para o fundo do poço. (ROESSLAND, 2013).

A diminuição do volume da pasta por perda de filtrado é outro fator que, relacionado ao anterior, diminui a pressão hidrostática da pasta antes da pega. Estes dois fenômenos relacionados poderão provocar uma redução de pressão hidrostática, que possivelmente podem provocar escoamento de gás por meio do cimento ainda não endurecido. Algumas ações preventivas para minimizar o problema seriam:

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

Há outros procedimentos que podem causar um *kick*, como:

- Fluxo de gás após a cimentação: Após o deslocamento da pasta de cimento, haverá o desenvolvimento de uma estrutura gel na pasta antes do seu endurecimento. Isto dificulta a transmissão da pressão hidrostática para o fundo do poço. Simultaneamente, haverá uma redução de volume de pasta por perda de filtrado. Estes dois fenômenos associados poderão gerar uma redução de pressão hidrostática capaz de provocar fluxo de gás através do cimento ainda não endurecido. Algumas ações preventivas para minimizar o problema seriam: (a) manter o espaço anular pressurizado; (b) usar pastas com tempo de pega diferenciado; (c) usar de múltiplos estágios; (d) usar de aditivos bloqueadores de gás; e (e) utilizar *external casing packers* (ECP).

- Teste de formação. A operação de teste de formação a poço aberto não é recomendada em perfurações em unidades de perfuração flutuantes. Esta operação possui riscos que são agravados quando existem formações portadoras de gás no trecho de poço aberto. Os riscos mais comuns são: (a) fratura da formação durante a circulação reversa; (c) queda de nível no anular na abertura da válvula de circulação reversa, e; (d) pistoneio causado pelo *packer* durante a retirada da coluna testadora.

- Colisão de poços. Se um poço que está sendo perfurado cortar as colunas de revestimento e de produção de um poço produtor, poderá ocorrer um *kick* naquele poço. Existe uma forma de segurança operacional que

determina a interrupção da produção de poços numa plataforma durante a perfuração de um poço nesta mesma plataforma.

3.5. Indícios e detecção de *kicks*

Entre os indicadores de *kick* pode-se citar indicadores primários e os indicadores de pré-ocorrência de *kick*.

3.5.1 Indicadores Primários de *Kick*

3.5.1.1 Aumento de volume nos tanques de lama

Quando ocorre um aumento de lama nos tanques, isso pode ter relação com o fluido da formação que está entrando no poço. Sendo que qualquer tipo de aumento do fluido no tanque de lama deve ser informado e acompanhado para que a perfuração possa prosseguir corretamente. (ROESSLAND ,2013).

Cabe destacar que quanto mais lento for este aumento, mais difícil será de detectar o *kick*, entretanto, reduções no nível dos tanques podem estar relacionadas à perda de circulação, utilização de equipamentos extratores de sólidos ou descarte de lama do sistema de circulação. O esquema de aumento do volume nos tanques de lama pode ser observado na figura 4. (ROESSLAND ,2013).

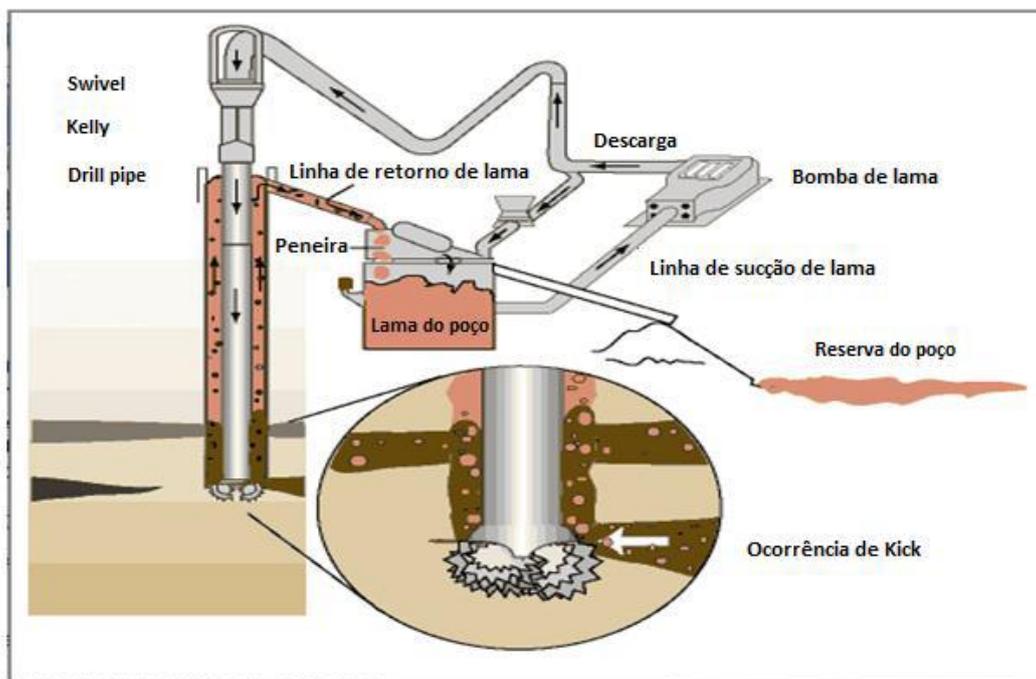


Figura 4 - Esquema de um poço com aumento do volume de lama nos tanques

Fonte: United States Department of Labor (2018).

3.5.1.2. Aumento na vazão de retorno de lama

Esse é um indicador primário e pode ser observado quando a vazão de retorno é maior que a vazão de injeção. Se a formação for de alta ou média permeabilidade uma vazão razoável será apresentada pelo fluido do reservatório e um acréscimo significativo na vazão de retorno poderá ser detectado. Porquanto deve-se sempre verificar se a *flow line* está livre de detritos que possam obstruir o perfeito funcionamento do medidor de vazão de retorno. (SHUBERT, 1995).

3.5.1.3. Diferença dos volumes de aço e de fluido durante manobras

Quando a coluna é descida, o tanque de manobra precisa indicar um acréscimo considerável ao volume de aço colocado no poço. Quando retirada, o tanque de manobra tem que assinalar uma queda do volume de aço retirada” d “poço. Caso o volume de lama retorne e este for maior que o volume de aço descido ou que o volume de lama injetado for menor que o volume de aço retirado, pode um indicio de *kick*. Se isto for observado, a manobra deve ser

interrompida para realização de um *flow check*. Se este for positivo, o poço deve ser fechado imediatamente. (ISMAIL, 1998).

3.5.2 Indicadores de pré-ocorrência / ocorrência de *kick*

3.5.2.1 Aumento da taxa de penetração

Um dos primeiros e mais frequentes indícios de *kick* a serem detectados, no momento da perfuração é a ocorrência do *drilling break*, que é quando há um aumento inesperado da taxa de penetração. Frequentemente, isso é consequência de uma mudança no tipo de formação que está sendo perfurada, tendo como exemplo, a alteração da formação de folhelhos para rochas arenosas, isso vai acontecer principalmente porque as brocas costumam perfurar mais facilmente esses últimos tipos de formação. (SHUBERT ,1995)

Porém, apenas a mudança na formação não irá ser um indicador de um *kick*. Para que a mudança na taxa de penetração seja um parâmetro para identificação de *kick*, é preciso que seja considerada em conjunto com outros fatores. Pode ser que não aconteça o influxo do fluido para dentro do poço no momento em que se perfura um folhelho, porém, formações arenosas possuem permeabilidade baixa o suficiente para escoar pressão no fundo do poço que é menor do que a da formação. Ou seja, é possível perfurar um folhelho sem a incidência de *kicks*, mas assim que a broca atingir o topo de uma formação arenosa permeável, o poço começará a escoar. (SHUBERT ,1995)

Segundo Grace (1994), quando se está perfurando um poço, assumindo que o peso da coluna e de perfuração RPM e peso da lama se mantenham constantes, a taxa de perfuração deve diminuir com o tempo. Em seguida, um aumento nesse valor precisa ser visto como fora do esperado, sendo possivelmente um indício de que o diferencial de pressão e a densidade da formação estão diminuindo, podendo rapidamente causar um *kick*.

Podemos identificar o surgimento de pressão alta calculando-se o expoente da taxa de penetração, da rotação da broca, do peso sobre a mesma e do seu diâmetro. Conforme mostra a Equação 8.

$$d_c = \frac{\log\left(\frac{R}{60 \times N}\right)}{\log\left(\frac{12 \times W}{10^6 \times OD}\right)} \times \left[\frac{\rho_n}{\rho_m}\right] \quad \text{Equação 8}$$

Onde:

- R - Taxa de penetração (pé/h);
- N - Rotação da broca (rpm);
- W - Peso sobre a broca (lbs);
- OD - Diâmetro da broca (pol);
- ρ_n - Massa específica equivalente à pressão normal da área (lb/gal);
- ρ_m - Massa específica do fluido de perfuração em uso (lb/gal).

3.5.2.2. Redução da pressão de circulação e aumento da velocidade da bomba

São indicadores secundários de *kicks*. A diminuição da pressão hidrostática no espaço anular causado pela entrada de um fluido mais leve no poço causando uma redução da pressão de bombeio e um natural aumento da velocidade da bomba. Outros problemas na perfuração também podem exibir esse indício como, por exemplo, um furo na coluna ou queda de jatos da broca. (ABERDEEN,2002)

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

Um acréscimo nas medições do detector de gás indicam que a massa específica do fluido de perfuração está imprópria às pressões das formações no poço. Assim, a ocorrência de um influxo pode ser iminente. (ABERDEEN,2002)

3.5.2.4 Durante uma perda de circulação

De acordo com Roessland (2013), a perda da circulação também pode levar a um *kick*. A perda de fluido de perfuração ao entrar em uma zona com

alta permeabilidade, pode acontecer porque a formação é incapaz de impedir que o fluido de perfuração entre na zona permeável. Outro aspecto é se o peso da lama de perfuração é muito alto em comparação com a da formação. A pressão hidrostática aumentada pode exceder a pressão da fratura criando rachaduras onde a lama pode ser perdida. Para ambos os casos acima, o nível de lama no anular irá cair com o resultado de que a pressão do orifício inferior irá reduzir.

Se a pressão hidrostática no poço estiver abaixo da pressão de formação, o influxo de fluidos de formação será um resultado e um *kick* poderá acontecer. A gravidade do *kick* dependerá da quantidade de fluido do poço perdida para a formação e quão baixa a pressão do poço se compara à pressão de formação (pressão diferencial). Outro aspecto, é que se os fluidos de formação forem capazes de entrar no furo do poço, poderão reduzir a densidade da lama pela mistura do fluido de formação com os fluidos do poço, com a diminuição da pressão do furo inferior, mais fluidos de formação entraram no poço. (ROESSLAND, 2013).

As pressões do reservatório exaurido em campos imaturos que já vêm produzindo há algum tempo também é uma preocupação, por isso é importante levar isso em conta ao se perfurar em zonas de risco exauridas. Se estiver usando um peso de lama muito alto, o resultado pode ser a fratura da formação, levando a perdas significativas e uma situação de controle de poço. Ao perfurar em reservatórios maturos, é importante determinar a profundidade de ajuste da última carcaça, ela deve ser definida acima e o mais próximo possível do reservatório, pois ele tem uma pressão de fratura muito maior.

Determinar a profundidade de ajuste pode ser um desafio, e existe o risco de que a operação de perfuração seja realizada com um peso de lama muito alto em um reservatório fraco, o que pode levar a perdas.

3.6. Fechamentos do poço

De acordo com Santos (2013), o procedimento para fechamento do poço é iniciado logo após o *kick* ter sido detectado. Existem dois métodos através dos quais o poço pode ser fechado:

1. Fechamento lento (*soft*)- O *choke* permanece aberto durante as operações normais de perfuração e o BOP é fechado com ele aberto. Este método tem a vantagem de permitir um melhor acompanhamento do crescimento da pressão e de implementar rapidamente o método de baixa pressão no *choke* (*low choke pressure method*), onde a pressão no *choke* é mantida próximo ou abaixo da máxima pressão permissível no *choke*. (SANTOS, 2013).

2. Fechamento rápido (*hard*) - O *choke* permanece fechado durante as operações normais de perfuração e o BOP é fechado com ele fechado. O método permite o fechamento do poço num tempo menor, reduzindo assim o volume do influxo, e sua implementação é mais simples pois possui um passo a menos que no outro método no procedimento de fechamento do poço. (SANTOS, 2013).

O gráfico 1 mostra o comportamento das pressões de fechamento do poço. Quando o equilíbrio é alterado ocorreu uma momentânea estabilização das pressões mudando a taxa de crescimento delas. Os valores de SICP e SIDPP são aqueles lidos imediatamente antes desta variação de comportamento

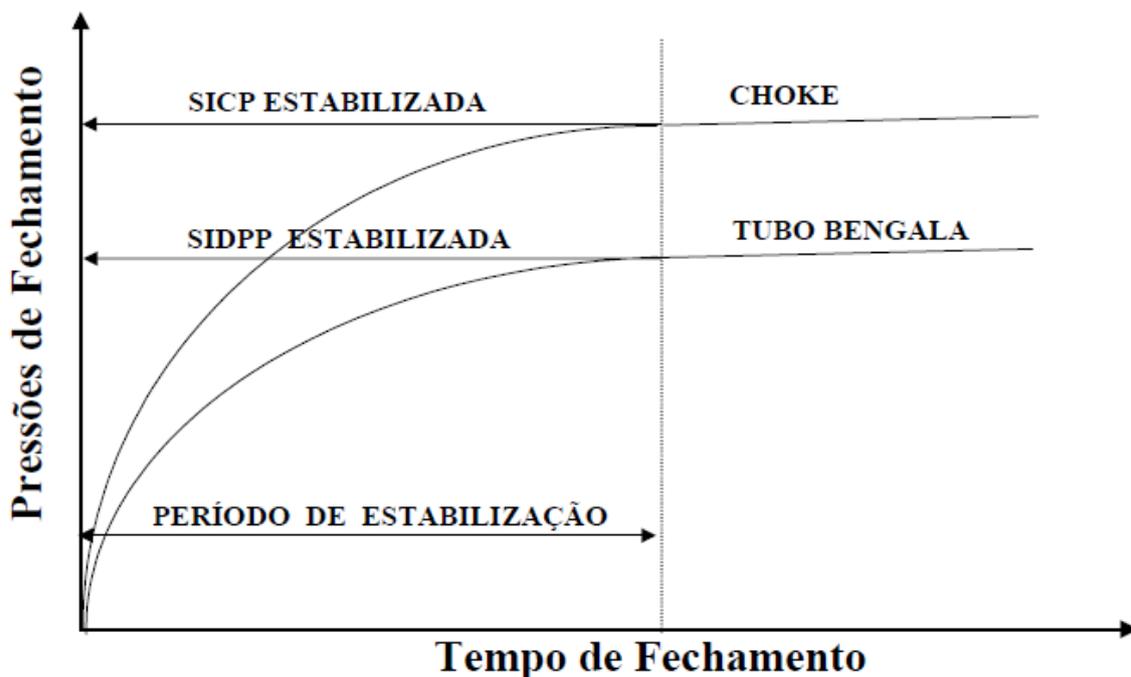


Gráfico 1 - Comportamento das pressões de fechamento do poço

Fonte: SANTOS, 2013.

3.7. Procedimentos Operacionais de Segurança

3.7.1. Flow check

Grace (1994) e Fernández (2009) afirmam que o *flow check* é o quando se para a operação de perfuração, manobra e circulação para analisar se o poço está estático. Geralmente, neste tempo pode-se definir se existe algum risco ao controle do poço. Esta avaliação dura entre 15 a 30 minutos, conforme as condições que o poço se encontra. Este procedimento deve ser executado quando há uma suspeita de influxo da formação.

Na perfuração, a operação de *workover* e de completação, é essencial que este procedimento seja feito de maneira segura, seguindo todos os seus passos, que começam ao espaçar a coluna de perfuração para fora do poço. É necessário para que no caso de o poço não parar de escoar com o *flow check* seja possível fechar o poço imediatamente. Em seguida é preciso manter o monitoramento constante do nível de lama no tanque de manobra, para que assim rapidamente se identifique um ganho ou perda no fluido de controle. (GRACE ,1994 e FERNÁNDEZ ,2009)

3.7.2. Procedimentos Gerais

De acordo com Belém (1998), é de grande importância que o programa do poço tenha as informações necessárias da formação a serem perfuradas, como: as curvas de pressão de poros e de fratura, as propriedades recomendadas do fluido de perfuração e a possibilidade de formação de hidratos.

Além disso, é essencial que se imponha as equipes de perfuração das sondas que irão realizar a operação. A certificação válida em controle de poço é amplamente aconselhado que haja um preparo e uma divulgação do plano de ações para o caso da ocorrência de um *kick*. Também é preciso certificar que os elementos envolvidos nas operações de controle de poço estarão cientes de suas funções e responsabilidades e que os equipamentos de segurança do poço estarão operando satisfatoriamente. (WATSON, 2003)

3.7.3. Na Perfuração

Para não ocorrer riscos na perfuração, no primeiro momento tem que se verificar os alarmes dos indicadores do nível dos tanques e do fluxo de retorno do poço. É preciso também, operadores responsáveis para frequentemente monitorar os principais procedimentos dos fluidos como a massa específica e viscosidade, e comunicarão o sondador quaisquer tipos de anormalidades, como o aumento de fluxo de retorno e corte de gás ou óleo do fluido de perfuração. É crucial que todos os dias, seja feita circulação pelo *choke* e pelo *kill*, para que assim o risco de entupimento dessas linhas reduzam significativamente. (WATSON, 2003).

3.7.4. Na Manobra

Grande parte dos *kicks* acontecem quando se está retirando a coluna de perfuração do poço, o que pode ser evitado caso sejam seguidos de maneira correta os procedimentos e é claro, se a equipe estiver bem treinada. De acordo com Belém (1998), as seguintes preparações para a manobra devem ser tomadas para o sucesso da operação:

- Primeiramente deve-se checar as condições do poço, se o fluido de perfuração está em boas condições e verificar a densidade da lama que entra pelo *choke* e da que sai pelo *kill*.

- O Tanque de Manobra deve estar completo com um fluido de peso adequado, de acordo com o teste previamente feito para que assim se possa remover o *kelly* e o *topdrive*. As Válvula de Segurança devem ser adequadas para as conexões de conversão de rosca para encaixar em toda a coluna, além das conexões BHA no piso da plataforma estar na posição aberta. (WATSON, 2003)

- A verificação da completação de lama, caso o volume de aço retirado não esteja sendo compensado da maneira ideal é importante que se pare a manobra e se faça uma checagem de fluxo.

- Por fim, fazer uma checagem de fluxo, que é fundamental para a garantia de uma operação de manobra e, principalmente, é a mais maneira adequada de assegurar que o poço não esteja com *kick*. Esta manobra

consiste em deixar o poço momentaneamente sem circulação e observar o seu comportamento. Caso seja mantida certa quantidade de fluxo, o poço está sofrendo invasão de fluidos da formação. (WATSON, 2003).

3.7.5. Durante a Descida do Revestimento

Neste processo, as informações anteriores dos dados relativos a coluna de revestimento que está sendo descida no poço, devem ser inseridas em uma planilha. Nas sondas com ESCP de superfície, antes da descida da coluna de revestimento. (BELÉM, 1998).

É necessário a troca da gaveta cega ou cisalhante por gaveta vazada compatível com o tubo de revestimento a ser descido. Deve-se descer a coluna de revestimento com velocidade compatível com a pressão de fratura da formação mais fraca, exposta no poço para evitar problemas com o surgimento de pressões anormais. Por fim, fazer um *flow check* preventivo antes da coluna de revestimento passar pelo BOP. (BELÉM, 1998).

3.8. Comportamentos do fluido invasor

Santo (2013) afirma que, podemos ter *kick* de água, óleo, gás ou uma mistura entre eles. Caso este influxo for de gás, pode ser natural com gás sulfídrico (H_2S) ou carbônico (CO_2). Esses gases não tóxicos precisam de equipamentos de segurança de poço e método para prevenção do controle de poço.

No momento em que existe gás livre no poço, é mais difícil de fazer este controle, por causa das propriedades de expansão do gás, onde existe uma diferença grande entre as massas específicas do gás e do fluido de perfuração. Segundo Belém (1998), esse tipo de comportamento pode ser verificado pela equação dos gases reais, demonstrada na Equação 9.

$$\frac{P_1}{Z_1} \times \frac{V_1}{T_1} = \frac{P_2}{Z_2} \times \frac{V_2}{T_2} \quad \text{Equação (9)}$$

Onde:

P = Pressão absoluta;

V = Volume;

Z = Fator de compressibilidade;

T = Temperatura absoluta do gás nas condições 1 e 2.

Considerando um gás ideal ($Z = 1$) e um processo isotérmico ($T_1 = T_2$), a equação 9 torna-se a Equação 10:

$$P_1 \times V_1 = P_2 \times V_2 \quad \text{Equação (10)}$$

3.8.1 Kick de água

Caso o fluido invasor for algum líquido, seu comportamento é fácil de ser modelado uma vez que é incompressível e, desta forma, comporta-se da mesma maneira que o fluido de perfuração. Neste caso não existem maiores dificuldades em sua retirada. (CHAGAS, 2014).

3.8.2 Kick de gás

Nesse caso, o comportamento do influxo é bem diferente e mais complexo, uma vez que o gás tende a se expandir enquanto se desloca em direção a superfície. Além disso, pode ser inflamável e apresentar risco de fogo e explosão se atingir a sonda de perfuração. (CHAGAS, 2014).

3.8.3 Comportamento em um Poço Aberto

Quando acontece um *kick* e o poço é preservado aberto, esse influxo é circulado junto ao fluido de perfuração. Isso pode fazer com que o poço fique em uma situação precária, pois à medida que a um aumento de gás, este se expande por causa da diminuição da pressão que atua sobre o mesmo. (BELÉM, 1998).

Sendo assim, o aumento do gás faz com que a lama diminuía a densidade, gerando uma redução da pressão hidrostática que a coluna do

fluido de perfuração exerce sobre a formação. Esse fenômeno deve ser cuidadosamente estudado, pois normalmente facilita a ocorrência do influxo da formação para o poço. (BELÉM, 1998).

3.8.4. Comportamento em um Poço Fechado

Logo após o *kick* ser reconhecido o poço é fechado. Porém, como abordado por Belém (1998), nota-se que por conta da grande diferença de massa específica entre o gás e o fluido de perfuração, há migração do gás pelo efeito de segregação gravitacional.

Como o poço está fechado, não há alívio da pressão e conseqüente não ocorre à expansão do gás, ou seja, ele sobe com a mesma pressão que entrou no poço, a pressão de poro da formação. Com isso, ele transmite essa pressão para as formações enquanto migra para a superfície, podendo causar assim um aumento da pressão em todos os pontos do poço e conseqüentemente uma fratura na formação.

Portanto, segundo Costa (2011), o melhor a se fazer para se controlar o *kick*, sem ter danos à formação, é controlar a abertura/fechamento do poço pelo *choke*, deixando a expansão do gás chegar a superfície. As corretas execuções dos procedimentos, que serão posteriormente abordados, auxiliarão a retomada do controle do poço antes que ocorra um *blowout* ou até mesmo a fratura da formação, durante a subida do gás até à superfície.

3.9 Tolerâncias de *kick*

De acordo com a BP *Well Control Manual* (1995) a tolerância de *kick* é um conceito que confere se há ou não a fratura da formação mais fraca (normalmente assumida na sapata) quando há o fechamento do poço depois da detecção de um *kick*. Esta definição de tolerância é utilizado na etapa de projeto do poço que estipula a profundidade de assentamento da sapata e na verificação das condições de segurança do ponto de vista da fratura da formação na ocorrência de um *kick*.

Quando acontece o fechamento do poço, a tolerância de *kick* é definida como a máxima pressão de formação (expressa em termos de massa específica equivalente) de tal maneira que, ocorrendo um *kick* com um certo volume, a certa profundidade e com a lama existente, o poço poderá ser fechado sem fraturar a formação exposta mais frágil. (BP *WELL CONTROL MANUAL*, 1995)

A expressão matemática pode ser derivada relacionando a pressão da formação que gera ou poderá gerar o *kick* com a pressão de fratura da formação na sapata do último revestimento descido. Com isso, a máxima pressão de poros na profundidade “D” está relacionada com a pressão de fratura da formação na profundidade “D_{sap}”, através da equação 11.

$$\rho_{kt} = \frac{D_{sap}}{D} \times (\rho_f - \rho_m) - \frac{H_k}{D} \times (\rho_m - \rho_k) + \rho_m \quad \text{Equação (11)}$$

Onde:

- ρ_{kt} — Tolerância de *kick*; em lb/gal;
- D_{sap} — Profundidade da sapata; em metros;
- D -- Profundidade da formação geradora do *kick*; em metros;
- ρ_f — Massa específica equivalente de fratura na sapata; em lb/gal;
- ρ_m — Massa específica do fluido de perfuração; em lb/gal;
- ρ_k — Massa específica do *kick*; em lb/gal ;
- H_k — Altura do fluido invasor; em metros.

3.10 Métodos de Controle de Poços

Segundo Santos (1982), os métodos de controle de *kick* têm como objetivo retirar do poço o fluido invasor e trocar a lama existente no poço por uma lama de massa específica capaz de restabelecer o controle primário do

poço. Este método determina uma condição ideal para conter a pressão da formação proveniente do *kick*. No momento da remoção do influxo de fluidos, além do ajuste da massa específica, o estado de pressões no poço também deve ser mantido em um nível suficiente a fim de evitar influxos adicionais sem, contudo, causar danos mecânicos à formação, aos Equipamentos de Segurança de Controle de Poço (ESCP) ou ao revestimento.

Dentre os métodos existentes na literatura podemos citar os seguintes:

- Método do Sondador
- Método do Engenheiro
- Método Volumétrico
- Bullheading

3.10.1 Método do Sondador

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

No gráfico 2, pode-se relatar algumas causas do comportamento das pressões no *choke*, no tubo bengala e na sapata. Os eventos foram divididos em 16 partes e serão explicados a seguir.

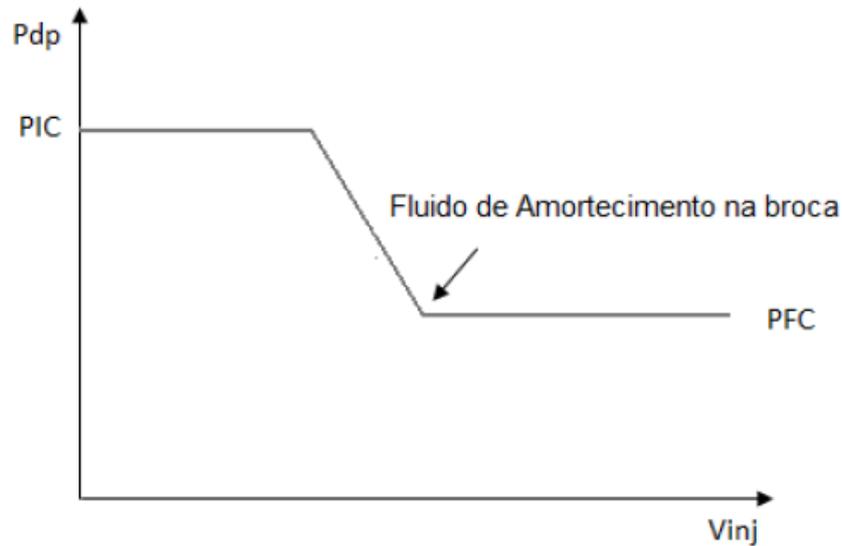


Gráfico 2 - Evolução da pressão no método do sondador

Fonte: Santos, 2013.

Os procedimentos para matar o poço por esse método são:

1- Cuidar das pressões no poço até que a aplicação do método possa ser iniciada. Deve-se manter a pressão no fundo do poço constante e permitir que o gás migrante se expanda.

2- Abrir lentamente o *choke* e aumentar a vazão de bombeio. Essa operação deve ser sincronizada de modo a SICP seja mantida constante até que se atinja a velocidade de circulação.

3- Comparar a pressão da coluna de perfuração com a pressão inicial de circulação (ICP). A ICP deve ser mantida constante através do *choke* até que se circule o *kick* e a nova lama esteja preparada para ser circulada para dentro do poço.

4- O fechamento do *choke* deve ser feito de forma sincronizada à diminuição da velocidade do bombeamento, para que assim a pressão no revestimento seja mantida constante. Quando a bomba estiver praticamente parada, fechar o *choque* e desligar a bomba.

5- Verificar se os medidores de pressão estão condizentes com os valores iniciais do SIDPP. Caso não estejam, deve-se verificar a existência de erros nas medições das pressões;

- 6- Recalcular o peso da lama de circulação de *kick* e aumentar a densidade da lama nos tanques.
- 7- Reabrir o *choke* simultaneamente ao aumento da velocidade de bombeio, para manter a pressão no revestimento constante.
- 8- Manter a pressão no revestimento constante até que a nova lama comece a entrar no anular.
- 9- Manter constante a pressão na coluna de perfuração até que se refaça a medição da densidade da nova lama ao sair pelo *choke*.
- 10- Desligar a bomba e fechar o poço.
- 11- Abrir o *choke* e fazer um *check flow*.
- 12- Voltar às operações normais.

3.10.2. Método do engenheiro

De acordo com Avelar (2008), o método do engenheiro tem a capacidade de suprir o método do sondador, a mudança é que terá apenas uma única circulação e só terá início depois do adensamento do fluido de perfuração. A pressão no *choke* não é capaz de permanecer constante, já que o gás no interior do anular tem que se expandir, assim, o *choke* tem que ser regulado para manter a pressão no tubo bengada igual a PIC, quando a bomba atingir a VRC e cair até PFC quando a nova lama atingir a broca.

Este método determina que tenha menores valores de pressões na circulação, já que antes do *kick* atingir a superfície a lama adensada atinge a broca. Um fator diferente e positivo ao método, é que ele é mais rápido que o método do sondador, mas em compensação, possui maiores dificuldades operacionais. No gráfico 3 temos a comparação das pressões entre os métodos do sondador e engenheiro. (SANTOS, 2013).

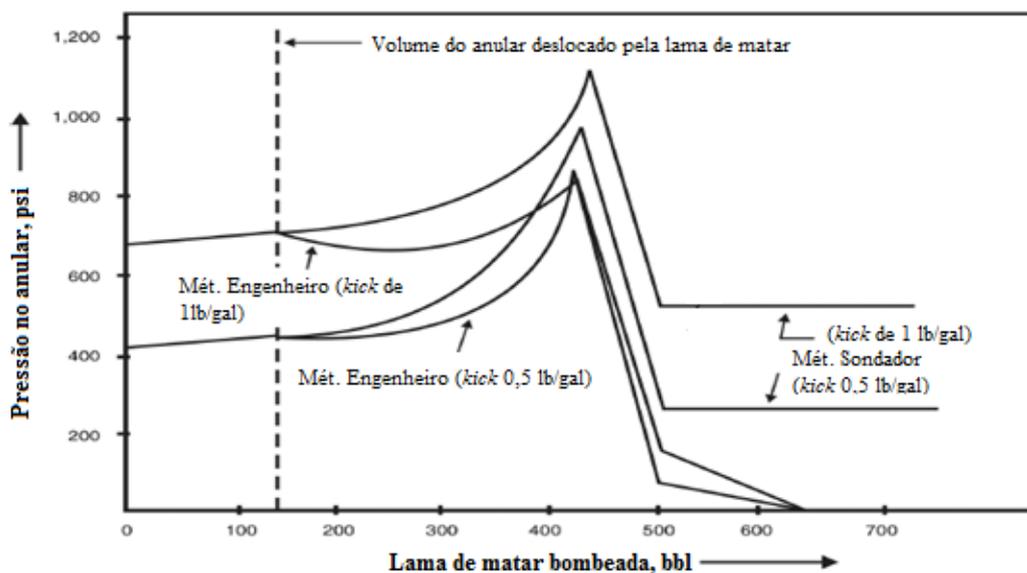


Gráfico 3 - Comparação entre as pressões geradas pelo método do sondador e do engenheiro, variando também o volume do kick.

Fonte: Neto, 2015.

A melhor maneira de controlar a pressão no tubo bengala é fazer uma tabela de pressão em função do número de *strokes* bombeados, quando a pressão chegar em PFC se manterá constante até o final da circulação.

3.10.3 Métodos Volumétricos

Os métodos volumétricos são utilizados quando não se é capaz de executar a circulação do fluido de perfuração através da broca. Dificuldades com broca entupida, coluna partida, bombas defeituosas podem acarretar tal necessidade. Como não é possível circular a lama no poço, deve-se permitir a migração e a expansão controlada do gás até a superfície, drenando a pressão gerada pelo fluido invasor. Em seguida, o gás deve ser substituído por lama nova. (GRACE, 2005).

3.10.4. Bullheading

O principal objetivo do *Bullheading* é deslocar ou injetar a mistura de fluido de perfuração e influxo para a formação com menos resistência do poço,

sendo esta empregada como um dos últimos recursos disponíveis para controle do poço. (SANTOS ,2013).

Utilizamos em pelo menos quatro situações:

- Há *kick* de H_2S ;
- Quando a circulação normalmente não é possível, ou seja, jatos de brocas entupidos, coluna fora do fundo do poço, partida ou fora do poço, falta de material para preparo do fluido de perfuração, defeito de equipamento, etc;
- Há volume de gás elevado no poço (dificuldade para ser processado pelo separador e geração de pressões altas no *choke*);
- Há combinação de *kick* e perda de circulação.

Vale ressaltar que a tecnologia para controle de poço considerada no presente trabalho é caracterizada pela reinjeção do *kick* presente no interior do anular de volta para a formação, ou seja, será feito um *bullheading* deste influxo para dentro da zona de perda de circulação.

3.10.5. Stripping

Este procedimento consiste na movimentação na coluna de perfuração com o preventor do anular fechado, visando a sua descida até o fundo ou o mais profundo possível do poço e deixando a circulação do fluido de perfuração para a eliminação do *kick* e amortecimento do poço. (SANTOS, 2013).

A operação é feita de preferência através do BOP, anular, mas pode também ser realizada utilizando o BOP do tipo gaveta. Quando a pressão no interior do poço é muito elevada a ponto de evitar a descida da coluna de perfuração por gravidade, sendo capaz de ser forçada a se movimentar para baixo através de equipamentos especiais a serem deslocados para a locação uma vez que eles não estão disponíveis numa sonda convencional. Esta operação recebe o nome de *snubbing*. (OILFIELD, 2018)

3.11. Blowout

Segundo Nolan(1996), *blowout* é quando o poço libera hidrocarbonetos com uma pressão muito alta no momento de perfuração de poços. Esta liberação acontece quando uma acumulação pressurizada de petróleo ou gás é achada de forma inesperada no decorrer de uma perfuração e a lama da coluna de perfuração falha em conter o fluido da formação, o qual é expulso através da coluna. Os hidrocarbonetos expelidos poderão ou não sofrer ignição.

Já Holand (1997), diz que a os *blowouts* acontecem frequentemente no momento da perfuração de um poço. Sendo capaz de acontecer durante a produção do poço também. Para cada um desses grupos têm um cenário de *blowouts* relacionados com a probabilidade de ocorrência e o grau de severidade das consequências. Ou seja, as consequências de um *blowout* variam em função das condições, isto é, dos cenários de suas causas.

O *blowout* é o um dos piores perigos existente nas atividades em plataformas *offshore*. Os *blowouts* geralmente acontecem nas fases de construção de um poço de petróleo. (HOLAND et al ,1997).

Thomas (2001) afirma que um *blowout* vai ocorrer no momento em que o fluido do poço estiver em controle algum. Sendo assim quando este fluido estiver totalmente sem controle, pode causar inúmeras consequências, como danos ao meio ambiente, danos em equipamentos, perda do reservatório e o pior dano que é acidentes pessoais.

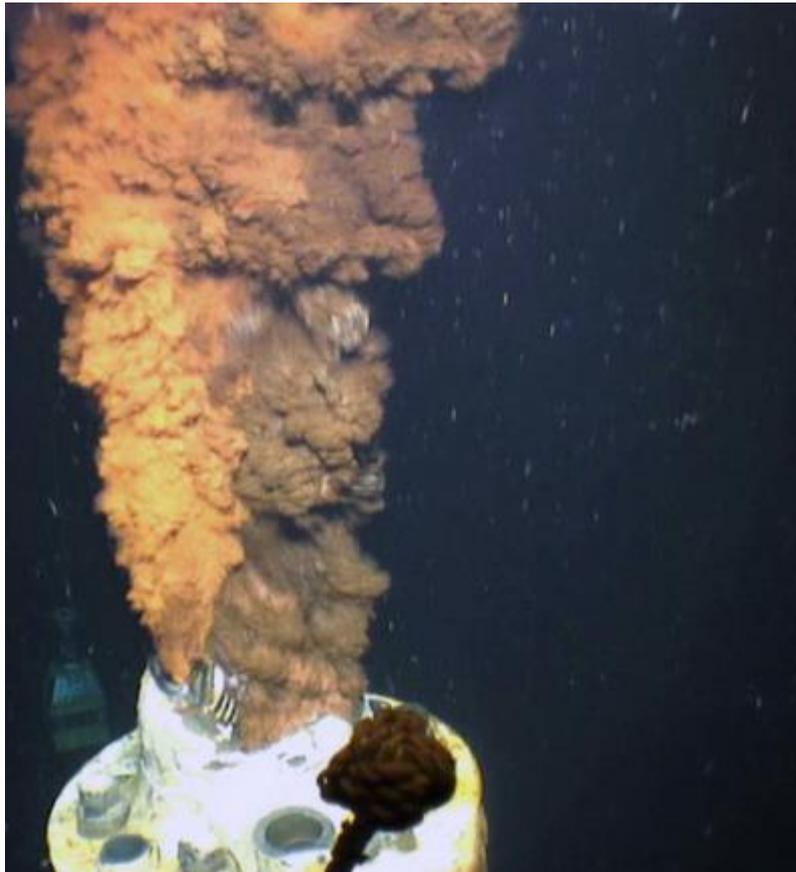


Figura 5 - Poço em *blowout*. Macondo 2010.

Fonte: Oceaneering (2010).

3.11.1 Métodos de combate ao *blowout*

No momento em que os métodos de controle de um *kick* não obtêm sucesso, o mesmo pode se transformar em um *blowout*, que pode acontecer no fundo do mar ou na superfície.

Se o *blowout* for submarino, o influxo pode acontecer pelo interior de poço, por trás dos revestimentos ou por um fraturamento, sendo assim o hidrocarboneto para o leito marinho. Existe outra possibilidade que é de um *underground blowout* que é um fluxo cruzado entre formações permeáveis em que uma formação produz o fluido e a outra o recebe.

Esse fluxo cruzado pode fraturar as formações mais frágeis gerando uma exsudação no leito marinho, conforme detalhado por (BARNHILL; ADAMS,1979).

No momento que o controle de poço é perdido, são tomados alguns procedimentos o mais rápido possível, para que o vazamento do fluido seja controlado. O primeiro procedimento é tentar fechar o BOP da própria sonda caso ela ainda esteja conectada ao poço e o equipamento ainda esteja íntegro. Caso não seja possível, a sonda tentará se desconectar do poço por meio de um EDS ou será evacuada.

3.11.2 Equipamentos de bloqueio (*capping*)

Se houver uma incapacidade de fechar o BOP através de uma operação direta no poço, deve se utilizar uma nova possibilidade de instalar outro tipo de equipamento para bloquear o poço no momento do *blowout*. Este equipamento é equivalente ao BOP, mas obtém apenas gavetas cegas cisalhantes, e instaladas sobre o mandril do BOP *Stack*, da Base Adaptadora Permanente (BAP), usada na produção de poços de petróleo submarinos, ou sobre a cabeça do poço. Este equipamento tem duas formas de ser instalado. Utilizando barco ou sonda e é interligado à cabeça de poço ou sobre o BOP *Stack* com o *bore* principal aberto, ou seja, permitindo o fluxo pleno do poço através do mesmo.

O *capping* foi desenvolvido para ser instalado em qualquer poço que possua uma conexão compatível. No entanto, para lâminas d'água rasas pode não ser possível a instalação do equipamento. Em um poço com lâmina d'água menor que aproximadamente 600 metros há o risco de ser criada uma atmosfera explosiva na vertical do poço devido à presença de gases que saem do poço e não se dispersam na água. Igual preocupação existe a respeito da evaporação do gás presente do óleo que fica disperso no mar. Nesse caso, pode não ser possível que uma sonda ou barco instale o equipamento na vertical do poço.

Entretanto, uma solução foi desenvolvida pela indústria para a instalação do *capping* em águas rasas, o Offset Installation Equipment (OIE). O *capping* está demonstrado na Figura 6.



Figura 6 - Equipamento de Bloqueio

Fonte: (Atividades de Exploração e Produção – E&P Contingências) Humberto Augusto Spínola de Araújo Gerente Geral Segurança, Meio Ambiente e Saúde Exploração e Produção, Petrobras Maio, 2012.

3.11.3 Poço de Alívio

A finalidade de um poço de alívio é conter o poço em *blowout*, injetando fluido de amortecimento o mais próximo possível da base do poço, com o objetivo de eliminar a fonte de hidrocarboneto, exterminando assim o *blowout*.

A intervenção de um poço de alívio é uma operação de perfuração, de controle de poço e de registro, tal como uma operação direcional. Como esta operação não é apenas uma perfuração direcional, ela pode afetar economicamente nos custos total.

Esta tecnologia foi progredindo, e poço de alívio são agora uma alternativa viável e confiável para operações de controle de poço, desta forma que devem ser consideradas no planejamento geral e no gerenciamento de uma pausa. A Figura 7 mostra este tipo operação contendo e fechando um poço em *blowout*.

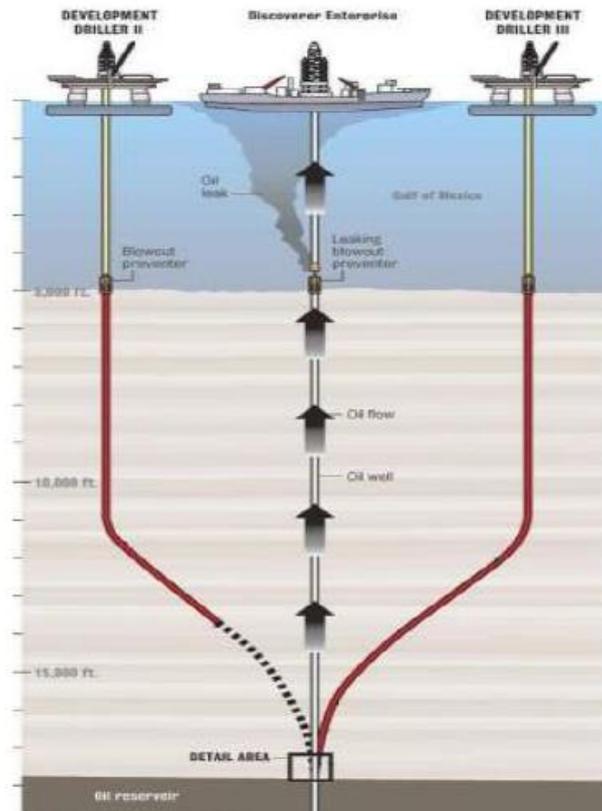


Figura 7 - Perfuração de poços de alívio.

Fonte: Nola, 2018.

3.12. Equipamentos para prevenção

3.12.1. Blowout Preventer (BOP)

De acordo com Roessland (2013) um *blowout preventer* (BOP) é um dispositivo mecânico, indispensável no momento da perfuração ou *workover* de um poço. Composto por um conjunto de válvulas usado para vedar, controlar e monitorar poços de petróleo e gás para evitar vazamentos, a liberação descontrolada de petróleo bruto e / ou gás natural de um poço.

Os BOPS foram desenvolvidos para lidar com pressões extremas e fluxo descontrolado de um poço durante a perfuração.

O *Kick* pode levar a um evento potencialmente catastrófico conhecido como *blowout*. Os preventivos são cruciais para a segurança da tripulação, do equipamento (o sistema de equipamentos usados para perfurar um poço) do

meio ambiente, e para o monitoramento e manutenção da integridade do poço. Assim, os *blowout preventers* têm como objetivo fornecer proteção contra falhas aos sistemas que os incluem.

Um sistema típico de prevenção de *blowout* em águas profundas submarinas inclui componentes como linhas elétricas e hidráulicas, pods de controle, acumuladores hidráulicos, válvulas de teste, linhas de *kill* e *choke*, válvulas, junta de elevação, conectores hidráulicos e uma estrutura de suporte.

Os preventores de *blowout* são usados em poços terrestres, plataformas marítimas e poços submarinos. O BOP terrestre e submarino é um BOP tubular duplo, como mostra na Figura 8, instalado acima da cabeça de produção terrestre. Na cabeça de produção é possível ver as linhas e válvulas que auxiliam na produção de óleo. Nele podemos observar os volantes de travamento das gavetas, as linhas de *kill* e *choke*. Por ser um BOP duplo, normalmente as gavetas cegas ficam no BOP de baixo e as gavetas vazadas ficam no BOP de cima (podendo mudar esse posicionamento dependendo de procedimentos de regiões).

Os BOPs em plataformas *offshore* são montados abaixo do convés da sonda. Os BOPs submarinos estão conectados à plataforma *offshore* acima por um *riser* de perfuração que fornece um caminho contínuo para a coluna de perfuração e fluidos do poço. Com efeito, um *riser* estende o poço para a sonda. Infelizmente, os preventores de *blowout* nem sempre funcionam corretamente.

Conforme Ado (1986) funções do BOP: regular e monitorar a pressão do poço, centralizar e pendurar a coluna de perfuração, fechar o poço, Isolar o ambiente poço do ambiente mar. Possibilitar desconexão sob controle e com segurança da coluna de *risers* em caso de perda de posicionamento da sonda, o que pode ou não incluir a ancoragem e cisalhamento da coluna de perfuração. Possibilitar circulação através das saídas laterais e o retorno do fluido de perfuração ou completação. Permitir o controle do poço quando ocorrer a perda da primeira barreira de segurança (*overbalance* do fluido de perfuração ou completação), fechando-o com ou sem coluna em seu interior. Viabilizar a execução de diversos tipos de operações e testes no âmbito da engenharia de poços: testes de estanqueidade, absorção, formação,

injetividade, produção, medições para balanceio de ferramentas ou colunas, orientação de suspensores de tubulação, ponto fixo de referência, etc.



Figura 8 - BOP de um poço em terra

Fonte: Petroanimes (2018).

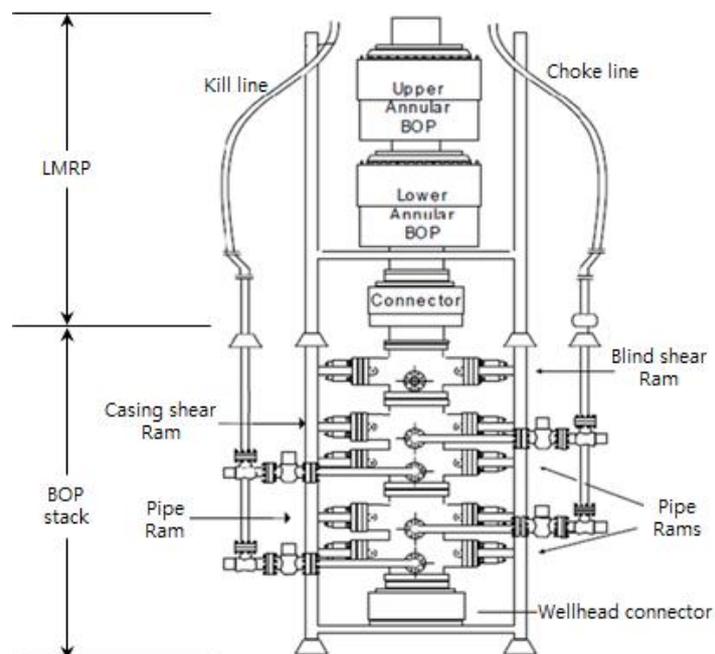


Figura 9 - BOP submarino.

Fonte: Cameron, drilling system overview (2011).

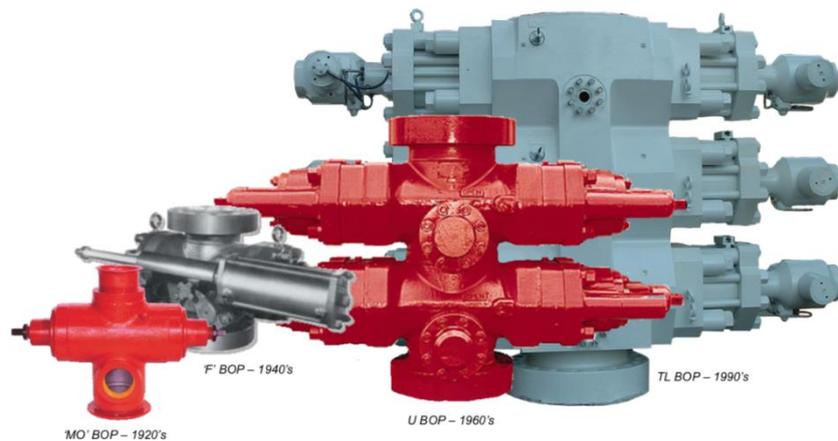


Figura 10 - Evolução do BOP.

Fonte: Cameron , drilling system overview (2011).

3.12.2 Mecanismos de Vedação

Duas categorias de *blowout preventer* são mais prevalentes: de gavetas e anular. O BOP é composto normalmente com pelo menos um BOP anular empilhado acima de um BOP de gavetas. (ROESSLAND ,2013)

Um BOP do tipo gaveta usa um par de êmbolos de aço opostos, que pressionam uma conta a outra, em direção ao centro do poço para restringir o influxo as saídas nas laterais do BOP. É usado para conexão do *choke* e linha de *kill* ou válvulas.

Existem três tipos de gavetas Gaveta de Tubo, Gaveta Cega e a Gaveta Cisalhante apresentado na Figura 11.

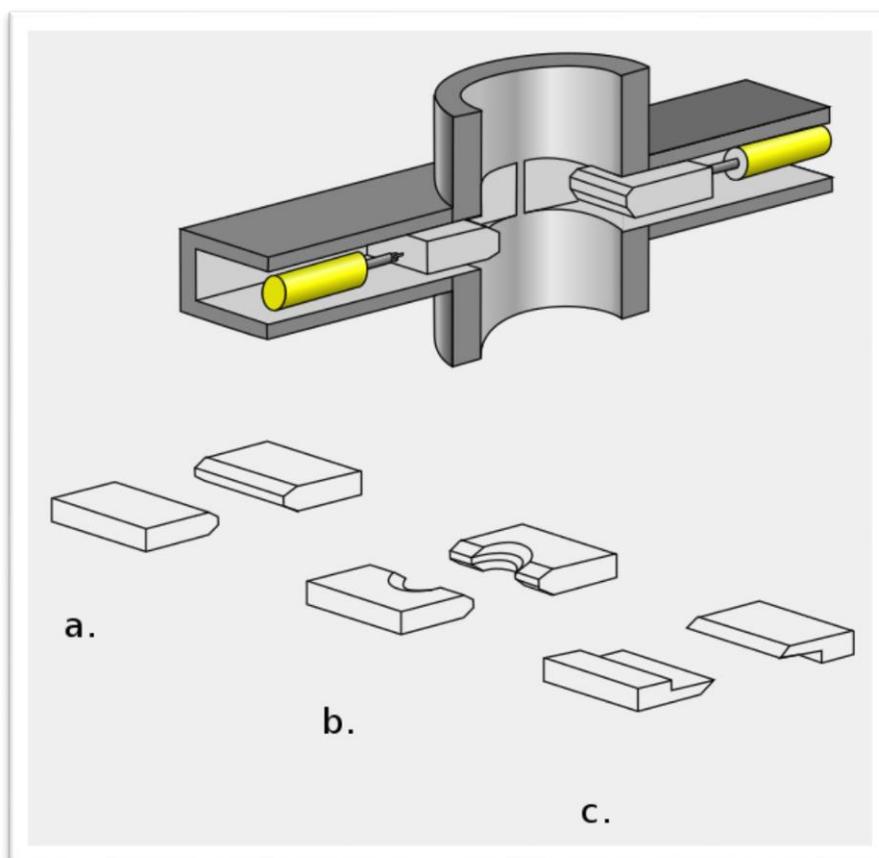


Figura 11 - 3 tipos de gavetas, Gaveta de Tubo, Gaveta Cega e a Gaveta Cisalhante

Fonte: *drillingformulas* (2018).

- Gaveta de Tubo: Composta por duas placas metálicas fabricada com um buraco de formato de um semicírculo no centro de cada placa. Esta gaveta fecha ao redor do *drill pipe*, desligando o anular do poço. As gavetas de tubo convencional não têm competência de se fechar em tubos de diâmetros distintos. Desta forma, o sondador deve ter certeza aonde esta a coluna de perfuração, para que posso fazer o fechamento das gavetas de tubos corretamente, sem nenhum tipo de erro.

Atualmente, é usado pela indústria um modelo mais moderno de gaveta de tubos (Figura 12), a do tipo variável. Esta gaveta é capaz de se fechar em uma faixa mais ampla de diâmetros de tubos, o que torna sua utilização mais flexível. Vale lembrar que a gaveta variável tem uma capacidade menor de resistir à pressão do que a gaveta convencional.



Figura 12 - Gaveta de tubos

Fonte: *drillingformulas* (2018).

- Gaveta Cega: diferente da gaveta anterior, esta gaveta não contém um orifício no centro (figura 13). Com isso, a função dela é fechar o poço completamente, quando os poços não contêm uma coluna da perfuração ou outra tubulação passando pelo BOP.

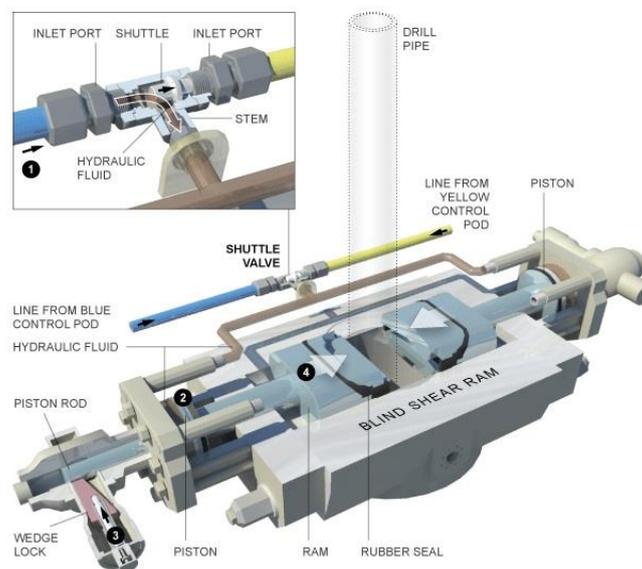


Figura 13 - Gaveta cega.

Fonte: *Drilling formulas* (2018).

- Gaveta Cisalhante: são projetadas para cortar e vedar a coluna de perfuração, fechando o poço. Esta gaveta possui lâminas de aço (Figura 14) com a função de cortar o drill pipes. Ela só é utilizada se as outras duas gavetas não funcionarem, evitando assim a perda do poço. Existem gavetas cisalhantes com uma força capaz de cortar comandos ou até mesmo juntas de revestimento.

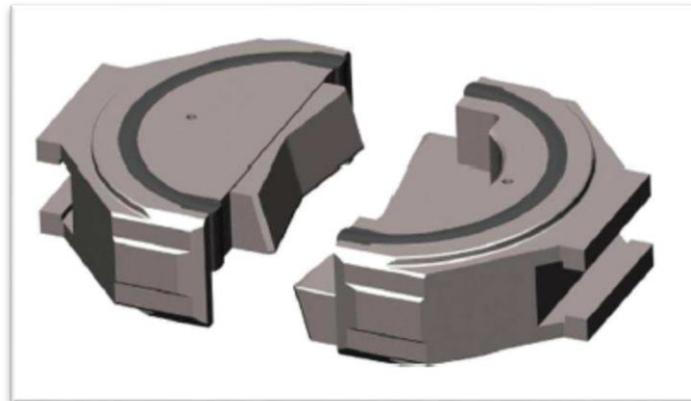


Figura 14 - Gaveta Cisalhante.

Fonte: Cameron, drilling system overview (2011).

As figuras 15 mostra o procedimento que é feito com a gaveta, no momento que ela corta a tubulação



Figura 15 - Gaveta cega cortando a tubulação.

Fonte: Cameron, drilling system overview (2011).

3.12.3 Preventor Anular

O preventor anular (Figura 16) é uma ferramenta acionada para isolar o espaço anular do poço. Este equipamento não faz parte da classe das gavetas, o material que o constitui é elastômetro, isto é, ele é feito de borracha. Desta maneira, o preventor anular tem a capacidade de se moldar em qualquer formato e pode selar o poço independentemente da seção transversal de tubo que estiver introduzido no poço (pode até se fechar ao redor do Kelly, que não possui a seção transversal circular). Outra característica importante do preventor anular é que ele permite a realização de operações de controle de poço conhecidas como *stripping*. Neste tipo de operação, uma coluna é forçada pelo interior do BOP enquanto a pressão do *kick* no interior do poço continua sobre controle. (CAMERON, 2011).

A possibilidade de realizar um *stripping* permite uma maior flexibilidade operacional no caso de um *kick*, fornecendo uma alternativa eficaz para retomar o controle do poço. O sucesso desta operação depende de um controle preciso da pressão de fechamento do preventor, de modo que a coluna consiga passar para dentro do poço e o gás não consiga migrar para fora do BOP. Um fato importante sobre o preventor anular é que ele não pode ser pressurizado na mesma proporção que as gavetas anulares, já que isto poderia provocar danos ao elemento elastômero. (CAMERON, 2011).

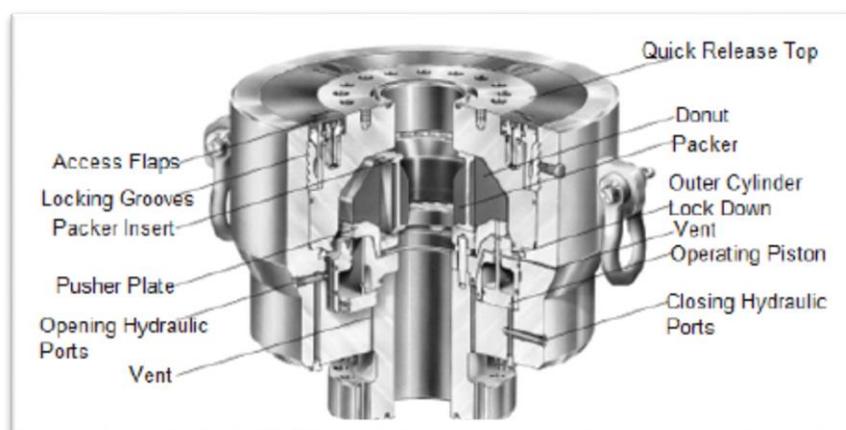


Figura 16 - Preventor anular.

Fonte: Cameron , drilling system overview (2011).

Na Figura 17 temos o mecanismo de fechamento do BOP anular que é composto por pistões e uma borracha. Quando acionado estes pistões são pressurizados e a borracha faz vedação do poço e do que estiver dentro do BOP anular.

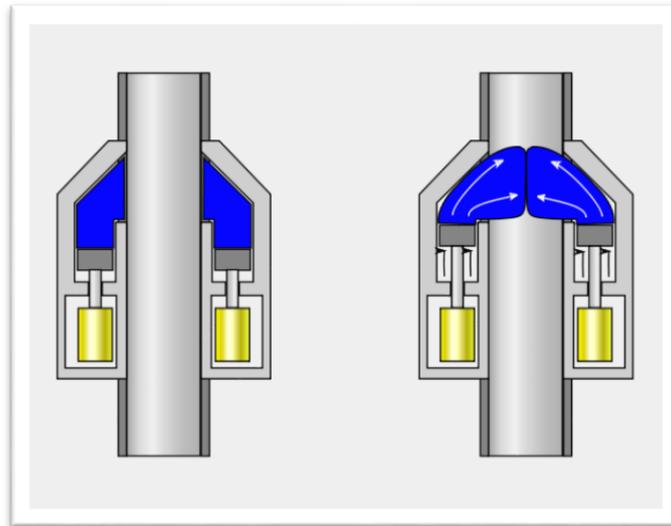


Figura 17 - Representação do fechamento do BOP anular.

Fonte: *drillingformulas* (2018).

3.13. Mecanismos de Controle

Segundo Cameron (2011), para que o BOP, realize a sua função de melhor maneira, é fundamental que o mecanismo de controle proporcione uma força satisfatória para controlar uma pressão muito grande provocada por um *kick*.

Por isso que a uma importância muito grande com o sistema de controle e mecanismos de vedação. O BOP que é instalado na terra tem seu mecanismo mais simples no controle destas pressões. Já nas operações *offshore* a diferença é que estas unidades, que são utilizadas para a perfuração, têm um tamanho relativamente maior. A unidade de acumulação possui garrafas acumuladoras de pressão que em seu interior são dotadas de um diafragma. (CAMERON, 2011)

O diafragma é usado para expelir gás e fluido hidráulico. Inicialmente, as garrafas estão cheias de gás, em seguida, uma bomba bombeia fluido hidráulico para dentro da garrafa, tendo um aumento da pressão interna para

cerca de 3000 psi. Caso haja necessidade, estas garrafas comportam um volume de Cinco galões de fluido hidráulico que serão rapidamente bombeados para um *manifold* de controle.

Neste *manifold*, existe uma série de válvulas que controlam o destino deste fluido, ou seja, para qual gaveta ele será enviado. Por fim, quando a pressão nas garrafas cai, um sistema bombeie mais fluido hidráulico de um reservatório para as garrafas, restaurando a pressão de trabalho de 3000 psi.

Em um BOP submarino, também existem garrafas acumuladoras de pressão, acontece que seu acionamento deve partir da superfície. Por este motivo, o mecanismo submarino não pode ter uma interface homem máquina direta. Existem algumas formas de acionar as garrafas, são essas:

- Sinal elétrico enviado da superfície através de um cabo;
- Sinal acústico transmitido através da água e emitido por um transdutor sônico;
- Intervenção direta do ROV;

Sistema de controle e automação da sonda que envia sinal elétrico no caso de uma emergência, sistema conhecido como *deadman switch*.

3.13.1. Linhas de *Choke* e *Kill*

As linhas de *choke* e *kill* são essências para o controle de poço (Figura 18). Tendo como principal função conectar o poço e circular fluido de kick para foro do poço de maneira controlada. A linha de *kill* normalmente é utilizada para bombear fluido mais pesado de perfuração para dentro do poço no momento da atividade de controle de poço. (CAMERON, 2011)

Esta linha é conectada a bomba de alta potência da sonda. Já a linha de *choke* é conectada ao BOP e contém uma válvula de acionamento hidráulico que tem a função de fazer a abertura entre a linha e o poço. Assim, a circulação dos fluidos com alta pressão, do interior do poço é controlada. As linhas de *choke* e *kill* têm o mesmo tamanho e são utilizadas, para bombear fluidos para o poço ou então, para circular fluido de *kick*. Os nomes diferentes servem para caracterizar cada linha, de acordo com suas funções e para quais elas são utilizadas.

Os fluidos que circulam através das linhas de *kill* são enviados para o *choke* e *kill manifold*. Este equipamento é responsável por coletar e distribuir os fluidos que alcançam a superfície durante o *kick* de acordo com sua composição. O *manifold* é um conjunto de válvulas que podem ser acionadas manualmente e que controlam o caminho de escoamento dos fluidos.

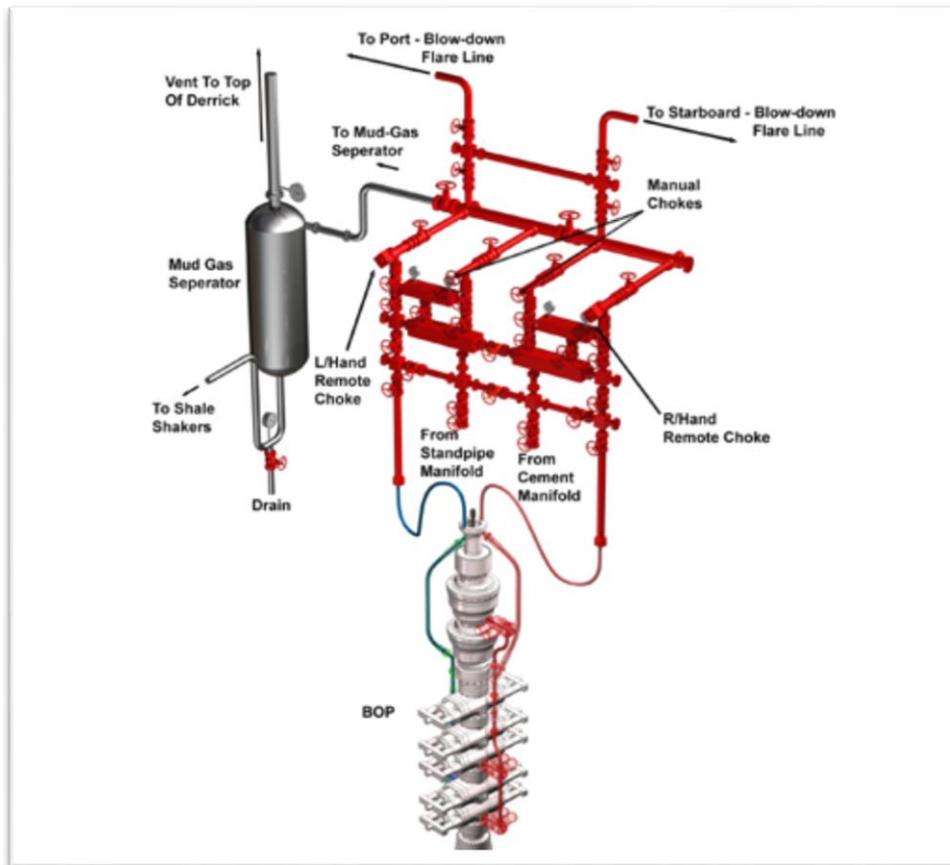


Figura 18 - Choke Manifold e sistema de Choke/kill.

Fonte: *subseaengineer* (2018).

3.14. Licenciamento ambiental

Segundo Dos Santos (2012), o licenciamento ambiental é um procedimento administrativo pelo qual o órgão ambiental competente licencia a localização, instalação, ampliação e as operações de empreendimentos e atividades utilizadores de recursos ambientais considerados efetiva ou potencialmente poluidores ou daqueles que, sob qualquer forma, possam causar degradação ambiental, considerando as disposições legais e regulamentares bem como as normas aplicáveis ao caso.

Os problemas ambientais relacionados à exploração geram impactos ambientais, tais como: riscos de acidentes e derramamentos de óleo; vazamentos; catástrofes; desastres ecológicos; poluição ambiental; degradação ambiental; desmatamento; impacto sobre ecossistemas marinhos e terrestres; potencial poluidor de praias, de costões rochosos, de manguezais, de águas oceânicas, das águas, dos rios; poluição do ar; estresse ambiental; alteração dos ecossistemas vizinhos; mudanças no ecossistema marinho/costeiro; super exploração de recursos naturais; impactos na colocação de dutos; pesquisas sísmicas; riscos de vida; introdução de espécies exóticas; extinção de espécies; destruição da fauna aquática em caso de derramamento de óleo; esgotamento de jazidas; consumo e captação desordenada de água; lançamento de resíduos; aumento do esgoto; mananciais aterrados; pressão sobre o ambiente natural e sobre outros recursos naturais.

A poluição está quase sempre relacionada às atividades de exploração, principalmente associada a vazamentos de óleo com alteração nos ecossistemas, costeiros e terrestres. Estes impactos ambientais são gerados devido ao processo de industrialização e urbanização.

A exploração de petróleo é uma atividade que pode ocasionar danos graves ao meio ambiente, tanto nas instalações de operações normal, quanto será causa de acidentes e falhas, ocasionando impactos ambientais sobre os meios físicos, bióticos e socioeconômicos (DOS SANTOS ,2012).

4. Metodologia

Esta pesquisa foi desenvolvida por meio de estudos de caso sobre os maiores acidentes da indústria petrolífera, causados por *blowout* que ocorreram ao redor do mundo. Para tanto a obtenção dos dados foi realizada por meio de pesquisa documental de fontes primárias. Sendo que a pesquisa documental consistiu na extração de elementos informativos de diversos relatórios.

Em seguida criou-se gráficos de barras para fazer uma comparação dos dados coletados, em junho de 2018, dos 15 principais acidentes, e gráfico de pizza para as proporções dos mesmos, utilizando planilhas eletrônicas.

Cabe destacar que a análise dos acidentes é um procedimento de suma importância, onde, através do dados fornecidos pelos relatórios das empresas, foram coletadas informações como: local, ano, causa, número de vítimas, volume de óleo derramado no mar e custo total para as empresas.

Através dessas análises, consegue-se uma base de parâmetros importante para a indicação de medidas preventivas, e posteriormente a aplicação e controle das mesmas.

5. Estudo de casos

5.1. Locais de incidências

Sendo um dos principais objetivos a compilação dos principais locais acidentados, segui abaixo a descrição dos mesmos.

5.2 Enchovas Central - 1984 e 1988

O primeiro acidente que aconteceu na plataforma de Enchova central, localizado na Bacia de Campos, tinha como operadora a Petrobrás. Ocorreu na noite do dia 16 de agosto de 1984 e causou a morte de quarenta e duas pessoas, ademais e vinte e três feridos.

Cabe destacar que Petrobrás estava produzindo a seção da formação Macaé, mas percebeu que esta produção não era economicamente viável, visto que o número de barris produzidos no poço estava baixo. Sendo assim decidiu-se, então, explorar em uma zona que possuía um arenito poroso e friável porém rico em gás. Contudo, para iniciar a produção foi inevitável abandonar, bem como recompletar o poço na zona de interesse.

No momento da perfuração desta segunda formação que continha gás, não foi realizado testes para que depois favorecesse informações de recompletação para a produção de hidrocarboneto. Aconteceu, todavia, um erro de cálculo da cimentação deste poço e a formação não foi preenchida corretamente, ficando em contato com o fluido de completação que se deparava no anular. Em consequência da aparência de um obturador decidiu-se não recimentar para corrigir esse erro.

Consta que o gás contaminou o anular, reduzindo sua massa específica, em razão disto, em 1988, quando o poço foi canhoneado para recompletar e recimentar essa zona, apresentou uma perda de fluido para a formação. Contudo, na tentativa de corrigir este erro, preparou-se um novo fluido de completação, com uma massa específica menor que a anterior. Dessa forma, o erro foi corrigido e a perda contida. A tripulação tentou circular o fluido contaminado por gás. Todavia nesta tentativa, tornou ciente o desconhecimento da presença do obturador, o qual foi o responsável pelo

insucesso da operação e induziu uma nova perda de fluido para a formação, a qual foi ligeiramente dominada.

Tentando manter o controle primário, decidiu-se canhonear um pouco abaixo desse obturador para, desse modo, permitir a circulação do fluido que preenchia o anular. Ao realizar, no entanto, o fluido da formação – gás – entrou no anular de produção sem que os operadores notassem. Por conta da sua baixa massa específica, esse influxo ocasionou em uma queda na pressão hidrostática, a qual a coluna de fluido de completação estava exercendo na formação a ser completada, acarretando, desse modo, no aumento do volume de *kick*.

Duas estratégias foram adotadas logo após a perda do controle primário do poço:

- Instalar o inside-BOP acionando-o. Essa operação não obteve sucesso, pois devido à enorme pressão a qual o gás exercia no BOP, a coluna subiu de maneira desenfreada, sendo parada exclusivamente pela ação da gaveta cega do BOP.
- Ataque ao poço pela linha de *kill*. Essa operação, do mesmo modo, não atingiu o objetivo desejado.

Tentou-se então o controle secundário de poço, contudo, O BOP não fechou e as tentativas de matar o poço falharam. Com isso ocorreu um *blowout*. O incêndio gerado na plataforma perdurou por 31 dias e ocasionou grandes danos a estrutura superior, como mostra na figura abaixo. A plataforma foi esvaziada, sem a ocorrência de fatalidades.

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



Figura 19 - Explosão na plataforma de enchova.

Fonte: Enchova Central Blowout Oilfield Disaster (2018)

5.3. Plataforma Steelhead – 1987

No momento em que perfurava o poço M-26 em busca de gás natural, no campo *McArthur River*. Plataforma *Steelhead* (Figura 20), da companhia *Marathon*, entrou em um *kick* e em seguida um *blowout*. Este acidente ocorreu no dia 20 de dezembro de 1987 em *Cook Inlet* no *Alaska*.

Os operadores realizavam o assentamento do revestimento no momento em que se iniciou a produção de gás da formação para o poço, assim sendo, se tentou controlar o influxo do fluido com lama de perfuração, entretanto, não se obteve êxito, pois o gás inflamou, provocando um incêndio que destruiu o heliponto, comprometendo também um dos guindastes e os módulos de alojamento, guias e o deck de perfuração. As chamas permaneceram fora de controle por uma semana e as quarenta e nove pessoas embarcadas na sonda conseguiram sair pelas baleeiras, sem nenhum ferimento grave.

Estima-se que o prejuízo desse *blowout* atingiu o valor de 536 milhões de dólares.



Figura 20 - Plataforma *Steelhead*.

Fonte: Chagas (2014).

5.4. Macondo – 2010

No dia 20 de abril de 2010, a plataforma *Deep Water Horizon* da *Transocean* perfurava o poço de Macondo, de propriedade da *British Petroleum (BP)*, quando aconteceu um *blowout* sucedendo em explosão e incêndio na sonda, que acarretou na morte de onze funcionários e o vazamento de 750 milhões de litros de óleo, durante 87 dias, onde o poço ficou descontrolado.

Esse acidente é considerado até hoje como o maior e pior acidente da indústria do petróleo. O governo americano, assim, obrigou a empresa responsável, a indenizá-lo no valor de 20 bilhões de dólares, em consequência do acidente.

De acordo com o relatório técnico disponibilizado pela empresa, certificaram-se sete prováveis causas do acidente e perda do controle primário do poço. Então foi verificado que:

- 1- Cimentação inadequada: consta que por conter nitritos, o nitrogênio se separou, provocando falhas na cimentação e provocando o fluxo de hidrocarbonetos para o poço. A empresa afirmou que ocorreram falhas na avaliação da integridade cimentação, assim como o teste de pressão negativa falhou, após essa operação.

2- Falha da sapata e do colar flutuante: pressupôs que ocorreu uma falha na instalação ou produção dessas ferramentas, visto que elas não foram eficientes a conter o influxo de fluido para o interior do poço. Não foi possível, porém, analisar essas ferramentas, uma vez que elas foram destruídas com o fechamento do poço.

3- Falha na interpretação do teste de pressão negativa executada antes do abandono temporário: foram descobertos inúmeros sinais de fluidos da formação dentro do poço, no entanto, a empresa falhou ao interpretar os resultados desse teste.

4- Demora na detecção do *kick*: o não reconhecimento desse caso, antes que ele chegasse ao *riser* foi uma das razões que agravou a situação, complicando a retomada do controle primário.

5- Erro na aplicação do método de retomada do controle secundário: foi determinado que esse escoamento indesejado seria recebido pela plataforma, ou seja, não utilizaria o *diverter*, o que provocou a explosão, tornando, então, mais difícil a recuperação com o controle secundário.

6- Erro na decisão de direcionamento do fluido de perfuração: a não identificação do *kick*, fez com que o fluido de perfuração fosse direcionado, com isso ocorreu a contaminação do mesmo com o fluido da formação, o qual estava no interior do poço, para o sistema de separação. Foi neste período que se deu a primeira explosão, pois havia uma quantidade de gás significativa na lama, mais do que os equipamentos podiam suportar, possibilitando vazamentos na sala de máquinas.

7- Falha no BOP: os três métodos de acionamento de controle de poço pelo BOP não funcionaram. No primeiro momento, as explosões destruíram os equipamentos que ativaram o sistema de desconexão de emergência. Ainda, perdendo a energia na plataforma, tiveram falhas nos métodos automáticos os quais acionam o BOP, pois, os chamados *pods* amarelos estavam com uma válvula com defeito e os *pods* azuis estavam com suas baterias descarregadas.

A perfuração do poço já estava com um atraso de 43 dias, devido a isso a empresa acumulava um prejuízo de 60 milhões de dólares. Com esse atraso, a BP determinou que fosse acelerada esta perfuração e que houvesse corte de custos, mas esta aceleração propiciava aumento dos riscos da operação.

No relatório publicado pela empresa responsável pela plataforma e perfuração, *Transocean*, afirma que o acidente foi consequência de uma série de decisões no projeto e no abandono do poço. Tais decisões eram a diminuição da margem de segurança que circundavam as operações, aumentando os riscos de falha de equipamentos e, por conseguinte de chance de acidentes.

A *Transocean* no relatório descreve que a *BP* era a responsável pelo projeto de perfuração e completação em geral e que foram experimentados muitos *kicks* e perdas de circulação. Com a intenção de manter o controle primário do poço, outras mudanças no projeto inicial foram executadas. Os seguintes pontos foram analisados pelo relatório:

- Diminuição da profundidade alvo do poço: O poço foi cogitado para chegar ao reservatório com profundidade de 20200 *ft*, porém, com a intenção de manter sua integridade, a *BP* determinou que sua profundidade máxima fosse de 18360 *ft*.

- A coluna de produção: Foi selecionado um *long string* como coluna de produção. Esse tipo de coluna aumenta os riscos na operação por exigir uma cimentação mais complexa e com pequenos volumes de cimento. O uso de *liner de tie back* permitiria uma maior redução nesses riscos, pois acrescentariam novas barreiras no poço.

- Redução na densidade de cimentação: A equipe encarregada pela realização do plano de cimentação e também de todos os testes era composta por funcionários da *BP* e da *Halliburton*.

O relatório concluiu que as principais causas do acidente foram a falha da cimentação no *shoe track* e a falha na cimentação primária no entorno da formação produtora, o que permitiu que o hidrocarboneto fosse para dentro do poço

Os testes pós-acidente, contudo, indicaram que por falhas na circulação essas condições não foram atingidas. O BOP estava funcional no momento do acidente e o equipamento funcionou. Em seguida da detecção do *kick*, a tripulação ativou o BOP anular, que não teve a capacidade de selar o poço, pois o *tooljoin* evitou seu fechamento. O escoamento com alta pressão nessa região corroe o tubo. Com a intenção de parar o escoamento no anular, as

gavetas vazadas foram fechadas, causando um aumento na pressão dentro da coluna, o que provocou o seu rompimento na área onde esta sofreu corrosão.

Essa ruptura fez com que os hidrocarbonetos chegassem ao *riser*, a plataforma perdeu energia, o seu posicionamento dinâmico parou de funcionar e a coluna partiu por completo. Por conta das explosões, a plataforma e o BOP tiveram comunicação e assim o foi ativado para que operasse as gavetas cegas. A ativação destas não foi capaz de conter o escoamento, pois devido sua elevada pressão as gavetas não conseguiram cortar completamente a coluna.

O acidente gerou um grande abalo econômico para a BP. Foram estimados valores das punições que a companhia deve pagar. O valor de US\$ 90 bilhões se a empresa for penalizada por todas as violações.

A empresa também perdeu US\$ 100 bilhões de dólares, quando o vazamento aconteceu, em valor de mercado, indo da segunda para a quarta posição das quatro grandes empresas de petróleo em 2013.



Figura 21 - *Deepwater Horizon* em chamas.

Fonte: Fcm Law (2018).

5.5. Campo de Frade – 2011

A concessionária Chevron Brasil Upstream Frade Ltda estava perfurando o poço 9FR50DPRJS situado no campo de Frade, localizada a mais de 110 km do litoral do município de Campos dos Goytacazes. Segundo o relatório de investigação do acidente disponibilizado pela ANP, no momento da perfuração, chegou-se a um trecho do reservatório onde existia alta pressão. Devido à injeção de água realizada na área pela própria concessionária, causou um *kick*, evento iniciador do incidente.

Este foi verificado a bordo, então foi feito o fechamento do BOP e as paredes do poço foram submetidas a pressões superiores ao seu limite de resistência.

No trecho abaixo da sapata, a empresa não previa revestimento, a mesma não suportou as pressões altas e fraturou, ocasionando um *underground blowout*. Com isso, o petróleo começou a fluir do reservatório, passando pelo poço até chegar a uma profundidade de, aproximadamente 700 metros do leito marinho pela fratura.

O *blowout* não foi possível ser identificado pela empresa, apesar de terem ocorrido vários sinais de sua existência, um desses indicativos foi o comportamento das pressões ao fechar o BOP, outros foram as grandes perdas de lama ocorridas durante as primeiras tentativas de controlar o *kick* e o surgimento de mancha de óleo no mar, após o fechamento do poço. Caso o *blowout* fosse identificado rapidamente, o desastre ambiental teria sido muito menor.

As principais causas deste acidente foram *kick*, fratura em um poço aberto e a migração do óleo até o fundo do mar. A empresa responsável cometeu erros operacionais de projeto, determinantes para seu agravamento. Este acidente poderia ter sido evitado, caso a empresa tivesse adotado uma conduta mais segura, seguindo seu próprio manual de procedimentos

Outro fato a ser relatado, foi que a empresa, na elaboração do projeto do poço, ignorou informações vitais para diminuir o risco de fraturamento da formação durante a perfuração. Desconsiderou os testes de resistência da formação dos poços correlacionados, onde já havia perfurado anos anteriores.

Caso as devidas precauções tivessem sido tomadas, a empresa, realizado a classificação correta do poço, a dúvida a respeito da pressão do poro a ser utilizada no critério de tolerância ao *kick* estivessem de acordo. Se todos esses procedimentos tivessem sido executados, aumentaria a profundidade de assentamento da sapata, elevando o número de fases ou adotando medidas complementares reduzindo os riscos a níveis toleráveis.

Na tentativa de controlar o poço, foi realizado o bombeio de um fluido para fazer com que o fluxo de hidrocarbonetos retornasse à formação (*bullheading*), foi ineficiente, uma vez que o poço estava com a sapata assentada a apenas 600 m do leito marinho, a seção de poço aberto era excessivamente longa. Foi utilizada, por fim, uma lama com densidade abaixo do gradiente de pressão do reservatório. Nessas condições as chances de sucesso dos procedimentos tradicionais de controle de poço eram remotas.

Em 14 de novembro de 2011, a empresa CHEVRON estimou uma área da mancha de 163 km², derivando na direção Sul-Sudeste, ou seja, se afastando da costa. Já o volume de óleo foi estimado entre 83 e 140 m³ por dia (570 a 970 barris). O acidente foi tão grave que, quatro meses após a sua ocorrência, o óleo continuava a vazar, totalizando 380 mil litros de óleo, como mostra a imagens de satélite (Figura 22).

O IBAMA, em 21 de novembro de 2011, autuou a empresa CHEVRON para pagamento da multa administrativa de R\$50.000.000,00 (cinquenta milhões de reais).

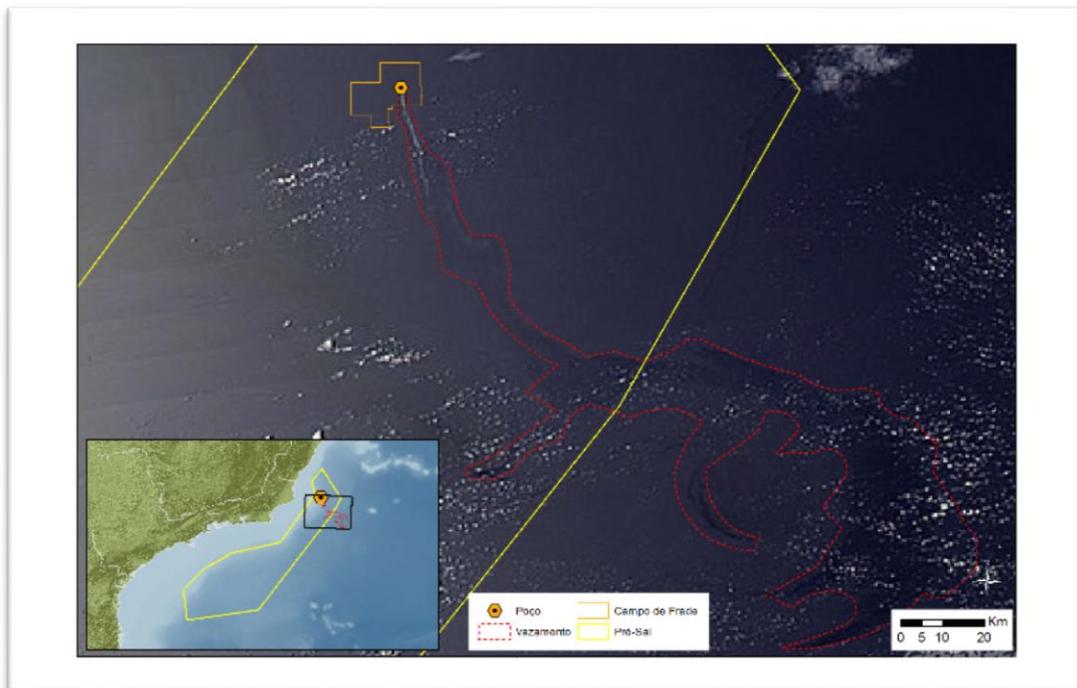


Figura 22 - Mancha de óleo causada pelo vazamento no poço da Chevron, Bacia de Campos.

Fonte: Greenpeace (2018).

5.6. Ekofisk Bravo

A plataforma Ekofisk sofreu um *blowout* que ocorreu em um *workover*, enquanto ocorria a manobra da coluna de produção. A árvore de natal já tinha sido retirada, entretanto o BOP não estava instalado. Depois da ocorrência de um *kick* provocado pelo pistoneio dos fluidos da formação, ocorreu uma perda do controle primário do poço. Por conta de uma falha de válvula de segurança, não foi possível manter o controle secundário, causando o *blowout*.

Neste acidente não houve vítimas, mas em relação aos danos causados ao meio ambiente, cerca de 32 milhões de litros de óleo foram derramados no mar.

Segundo o relatório da empresa, o acidente aconteceu por falha humana na instalação da válvula a qual possuía função de controlar o poço, no momento em que o BOP não estava próprio para funcionamento. A Figura 23 ilustra o momento que as chamas foram apagadas.



Figura 23 - Ekofisk Bravo.

Fonte: drillingformulas (2018).

5.7. Probabilidade de falhas

Após a análise dos casos onde ocorreram acidentes, identificou-se que, na maioria das vezes, os mesmos tiveram como causa algum tipo de falha no BOP, como por exemplo falhas nas válvulas e falhas no acionamento do preventor de *blowout*. Tem-se um percentual menor quando comparadas com as falhas no BOP, as falhas relacionadas ao erro humano, causadas por falta de atenção no momento da detecção do aumento de pressão do poço e na ocorrência de influxo indesejado de fluidos.

No gráfico 4, pode-se observar a distribuição em percentual das principais causas de acidentes ocasionados por *blowout*.

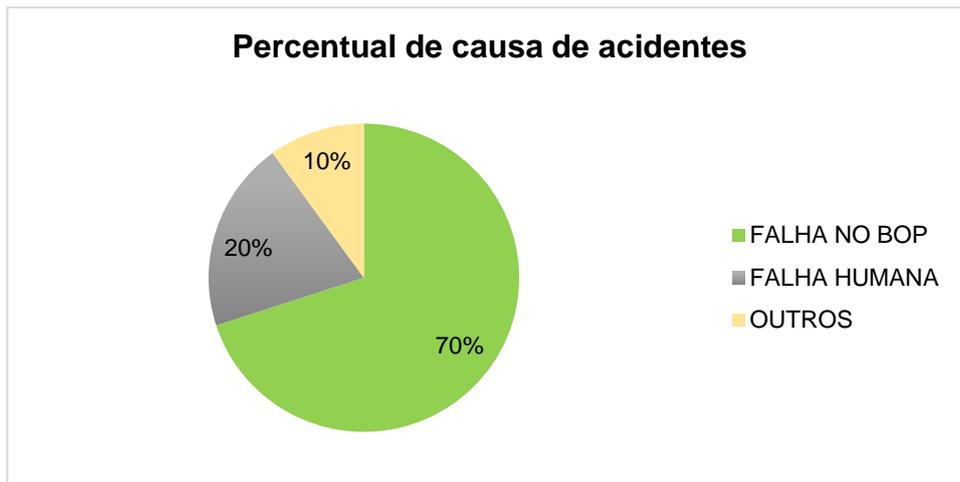


Gráfico 4 -Percentual de causas de acidentes.

Fonte: Autor (2018)

5.8. Coletas de dados de outros acidentes

Na tabela 1, temos alguns dados de acidentes como o número de vítimas, o volume de óleo derramado, custos do acidente e as suas causas, todos eles ocasionados por conta de um *Blowout*. No anexo 1 tem-se os 15 acidentes pesquisados.

O gráfico 5 mostra os custos dos acidentes, tendo em vista que, o mais relevante é o de número 9 (acidente ocorrido em *Kuwait Oil, Kuwait*), onde a empresa teve um prejuízo de US\$ 5.400.000.000. Em contrapartida, de acordo com os acidentes pesquisados, o de número 11, que ocorreu na Bacia de Krishna-Godavari na Índia, foi o de menor prejuízo, atingindo um valor de 176 mil dólares.

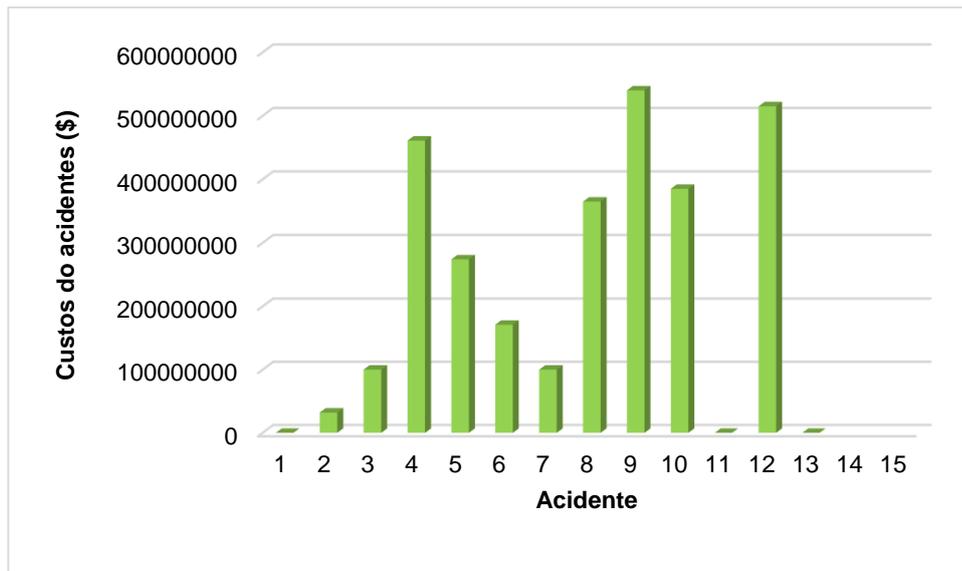


Gráfico 5 - Custo gerado pelos acidentes.

Fonte: Autor (2018).

O acidente de número 7 foi o que apresentou o maior número de vítimas, como demonstra a gráfico 6, tendo um total de 42 vítimas fatais. Um número impressionante quando comparado como os outros acidentes também mencionados, que tiveram no máximo 11 vítimas, mostrando que este acidente foi o maior da história da indústria do petróleo causados por um *blowout*.

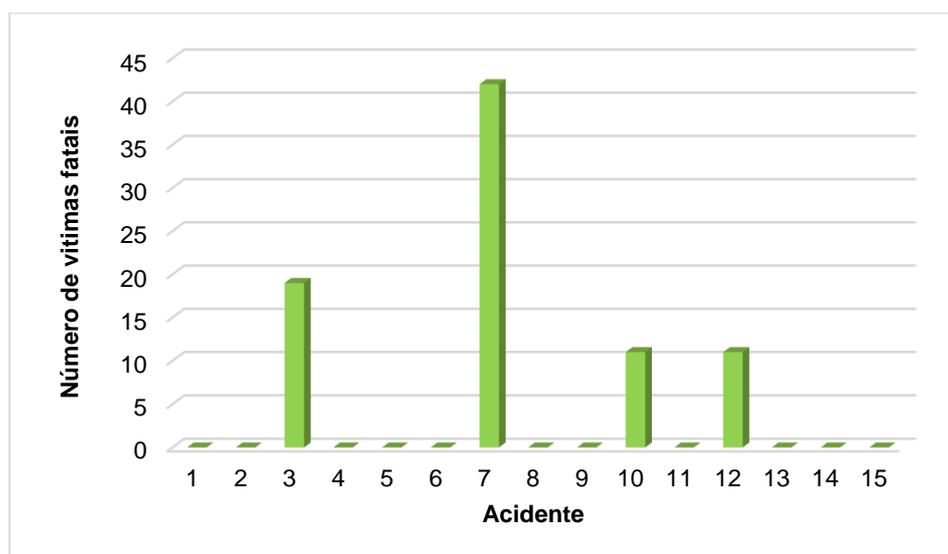


Gráfico 6 - Número de vítimas por acidente.

Fonte: Autor (2018).

É imprescindível comentar, sobre os impactos ambientais que esses acidentes causaram. Visto que, todo derramamento de petróleo, independente das proporções, é considerado uma catástrofe ambiental. A substância se propaga rapidamente pelo mar, formando uma mancha negra que contamina a água e compromete a vida de espécies marinhas. A camada superficial formada pelo óleo bloqueia a passagem de luz, impossibilitando o processo de fotossíntese e impedindo a troca de gases entre a água e o ar. A contenção das manchas de petróleo no mar é bastante difícil, uma vez que as correntes marítimas e de ar atuam na dispersão do óleo pelas águas.

Em todos os casos, o volume de óleo derramado no mar foi expressivo, levando meses para fazer a limpeza do mesmo. O gráfico 7, apresenta o volume de óleo derramado em cada acidente pesquisado. Observa-se que no acidente número 12, ocorrido na plataforma *Deepwater Horizon*, em 2010, com uma quantidade de 750 milhões de litros de óleo derramado no mar.

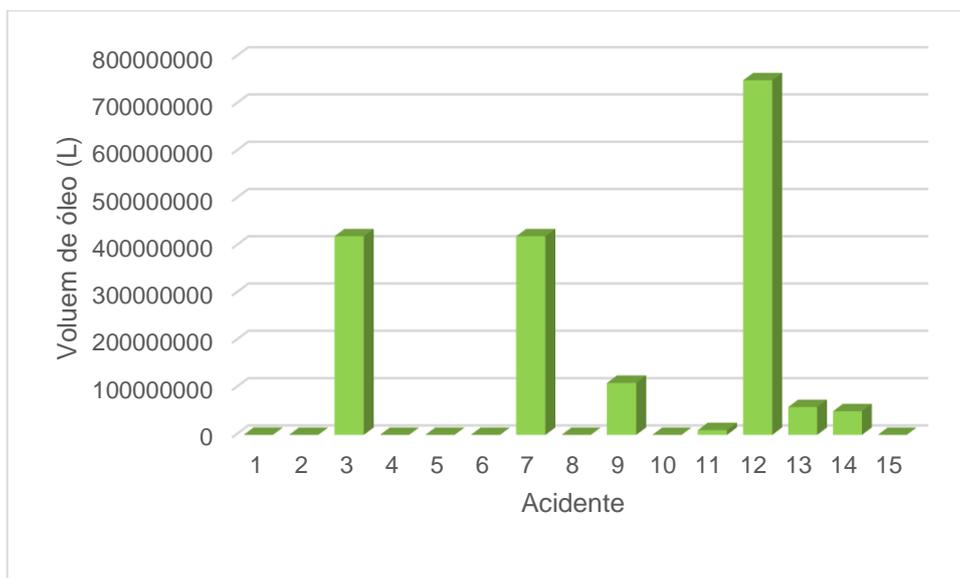


Gráfico 7 - Volume de óleo derramado.

Fonte: Autor (2018).

6. Considerações finais

Após a realização das análises acerca dos acidentes, em cada situação, avaliou-se os principais erros cometidos e identificou-se, de uma forma geral, como e porque eles aconteceram, chegando por fim a um parecer de como fazer melhorias, com a intenção de reduzir os riscos de acidentes nas plataformas, durante a perfuração, a completação e o *workover*.

Com a análise de mais de 15 acidentes ocorridos por todo o mundo, um importante ponto a ser discutido é a quantidade de óleo derramado no mar, que causa um grande impacto ao meio ambiente e as finanças das empresas envolvidas.

Analisando as causas desses acidentes, nota-se que na maioria das vezes ocorreu uma perda primária do poço seguida de uma perda secundária. Uma grande parte dos acidentes ocorreu devido a uma perda do controle primário, causado por pistoneio durante a realização de alguma manobra, sendo este a principal causa de *kick*. Em seguida, tem-se a perda secundária, causada por falha no BOP.

Verificando os fatos, pode-se notar uma grande necessidade dos operadores em melhorar as técnicas de execução de manobras, pois grande parte dos *kicks* acontecem nesta retirada da coluna de perfuração do poço. É importante salientar também a importância de execução do *flow check*, pois através dessa técnica, pode-se analisar a existência dos riscos antes das operações.

Os operadores necessitam estar com a atenção redobrada para qualquer indício de *kick*, pois o mesmo, caso não seja controlado, pode se transformar em um *blowout*. Se for confirmado o influxo do fluido, deve-se imediatamente fechar o poço. Por outro lado, se não houver o *kick*, devem ser reiniciadas as operações normalmente.

Verificou-se também que a perda secundária do poço foi gerada por falha em algum componente no BOP, ou pela inexistência do mesmo, fazendo com que o fechamento do poço não ocorresse de forma correta. Logo, para que ocorra uma diminuição de acidentes, por este tipo de falhas, uma manutenção preventiva seria uma boa forma para que se aprimore a

segurança. Uma alternativa pode ser o aumento de barreiras dentro do poço, caso haja falha no BOP, como a criação de outro tipo de gaveta cisalhante com a capacidade de fechar o poço em qualquer parte da coluna.

O presente trabalho teve como objetivo principal uma revisão bibliográfica, mencionando os principais processos para fazer um controle de poço, visando que o mesmo sirva de apoio para futuros trabalhos na área do petróleo.

Foi realizada uma análise criteriosa dos acidentes mais relevantes nos últimos anos, todos eles causados por influxo descontrolado de hidrocarbonetos, ou seja, diretamente ligados aos procedimentos de controle de poço.

Dessa maneira, conclui-se que pequenas falhas operacionais podem gerar acidentes desastrosos, podendo ter consequências graves como a morte de muitas pessoas. Além disso, também podem ocorrer danos ambientais de grande expressão, como o derramamento de milhares de litros de óleo no mar. O petróleo é composto principalmente de vários hidrocarbonetos e, em porcentagens menores, também nitrogênio, enxofre e oxigênio. Assim, acidentes em que há vazamento de petróleo no mar, fazem com que estes compostos afetem plantas, peixes, mamíferos e toda a vida animal e vegetal de determinado ecossistema.

Por último ainda temos a possibilidade da perda da reserva e dos equipamentos, o que pode acarretar em prejuízos econômicos de bilhões de dólares para as companhias operadoras, fato que reforça ainda mais a importância de fazer um bom controle de poço durante todas as operações envolvidas na exploração petrolífera.

7. Referências Bibliográficas

ADO. N.V, SPE, NL Shaffer, 1986; **How Blowout Preventers Work** – SPE 15795.

ABERDEEN. **Drilling Schools & Well Control Training Centre: Well Control for Rig-Site Team** – Aberdeen: 2002.

AVELAR, C. S. **Modelagem do controle de poços por diferenças finitas**, 2008 Dissertação (Mestrado) – Ciências e Engenharia do Petróleo, UNICAMP, Campinas, SP, 2008.

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

BP WELL CONTROL MANUAL. British Petroleum Company PLC, 1995.

BELÉM, F. A.T. **Operador de sonda de perfuração, controle de poço I**. Petrobras-Promimp, 1998.

BLOG OIL. Disponível em: <<http://blog-oil.blogspot.com/2009/11/apostila-controle-de-kick.html>>. Acessado em 22 de jul. 2018.

Considerações Sobre Segurança de Poço Durante a Perfuração de Poços Delgados”; Santos, O.L.A.; I SEP; 19-23 de outubro de 1998; Rio, Brasil

CAMERON. Drilling System Overview Training. 2011

COSTA, D. O. da; LOPEZ, J. de C. **Tecnologia dos métodos de controle de poço e blowout**. Monografia de Graduação em Engenharia de Petróleo, UFRJ, Rio de Janeiro/RJ, 2011.

CAENN, R., DARLEY, H.C.H., GRAY, G.R., **Fluidos de Perfuração e Completação**, Tradução Jorge de Almeida Rodrigues Júnior, Editora Elsevier, Rio de Janeiro, Brasil, 2014.

CHAGAS, L.E.C.M, **Análise dos controle de poço com lamina d'agua profunda a partir da implementação de um simulador de *kick***. 2014. Projeto de graduação. Engenharia de Petróleo, Universidade federal do Rio de Janeiro, 2014.

Cirulation Solutions. Disponível em :< www.circulationsolutions.net >. Acessado em: Jun .2018.

DA SILVA, S.G. **Confiabilidade de Equipamentos Submarinos de Segurança de Sondas Flutuantes** (Blowout Preventers – BOPs). 2002.

Dos Santos,V.P., **Impactos ambientais causados pela perfuração de petróleo**. Cadernos de Graduação - Ciências Exatas e Tecnológica. Sergipe. 2012.

Drilling formulas. Disponível em: < <http://www.drillingformulas.com/ekofisk-bravo-blowout-oilfield-incidents/> > Acessado em: Maio. 2018.

FERNÁNDEZ, E. F. y; JUNIOR, O. A. P.; PINHO, A. C. de. **Dicionário do petróleo em língua portuguesa: exploração e produção de petróleo e gás** – Rio de Janeiro: Lexikon: PUC-Rio, 2009.

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

Greenpeace. Disponível em: <<http://greenpeace.org.br/lataria/acidentes/#!/>>. Acessado em: Jun. 2018.

HOLAND, P., **Offshore Blowouts: Causes and Control**. Texas- EUA, Gulf Publishing Company, 1997.

ISMAIL, I.; KADIR, A. A, A.: **The importance of implementing proper mixing procedures in the preparation of hec and corn starct mixures fort controlling fluid loss.** Universiti Teknologi Malaysia, 1998

MONTEIRO, E. N., et al. 2010, **Study of PTV Properties of Gas – Synthetic Drilling Fluid Mixtures Applied to Well Control**, SPE 116013.

MITCHELL, Robert & MISKA, Stefan. **Fundamentals of drilling engineering - Houston: SPE Textbook**, volume 12. 2011.

MARINE TRAFFIC. Disponível em: <https://www.marinetraffic.com/>. Acessado em: Jun. 2018.

NOLAN, D. P., **Handbook of fire and explosion protection engineering principles for oil, gas, chemical, and related facilities**, Westwood, Noyes Publications, 1996.

NAS. Steve, SPE, Weatherford Solutions, 2011; **Kick Detection and Well Control in a Closed Wellbore** -SPE 143099.

NETO, Tarcisio de Moura. **Segurança Na Perfuração De Poços, Terrestres.** Trabalho de Conclusão de Curso-DPET/UFRN, 2015.

OHARA, S. **Improved Method for Selecting Kick Tolerance During Deepwater Drilling Operations.** Baton Rouge: Louisiana State University, 1995.

OILFIELD. *Oil and Gas glossary*. Disponível em <<http://oilgassglossary.com/bullheading.html>>. Acessado em 18 de Jun. 2018.

OCEANEERING. Disponível em: < <http://www.Oceaneering.2010.Blowout> Preventer top opening right after riser was cut (unevenly) with giant shears.> Acessado em: maio. 2018.

PCCI MARINE AND ENVIROMENTAL ENGINEERING, Estados Unidos. **Oil Spill Containment, Remote Sensing and Tracking For Deepwater Blowouts**: Status of Existing and Emerging Technologies; Virginia, 1999.

SCHLUMBERGER – Well Control Manual. 2006

RIBEIRO, P. R.: **Engenharia de Perfuração**, Janeiro 2000.

ROSSLAND, O.A **Discussion of Well Control Methods. MASTER'S THESIS,Universuty of stavanger , 2013.**

SANTOS, O. L. A.: **A Mathematical Model of a Gas kick When Drilling in Deep Waters**, Colorado School of Mines, MS Thesis. [S.I.], 1982;

SHUBERT, J. J. **Well Control. Texas: B.S.** Texas A&M University. 1995.

SANTOS, O.L.A., **Segurança de Poço na Perfuração**. 1 ed. Editora Blucher, 2013.

SQC group. Disponível em: < <http://www.sqcgroun.com.br/cursos/iadc-wellcap-control-de-poco-nivel-supervisaio/> >. Acessado em: Jul .2018.

SINDI PETRONF. Disponível em: < <https://sindipetronf.org.br/saude/acidentes> >_Acessado em: Jun. 2018

THOMAS, J. E et al. **Fundamentos de engenharia de petróleo**, 2ª edição, Editora Interciência, Rio de Janeiro, Brasil, 2001.

US Department of Labor. **Oil and Gas Well Drilling and servicing eTool**: Drilling, Well Control. Acessado em: Jul. 2018.

WATSON, D.; BRITTENHAM, T.; MOORE, P. L. ***Advanced Well Control.***
Richardson Texas. SPE. Textbook Series, 2003

Anexo

Tabela 1 - Dados Analisados

Local	Ano	Tipo	Nº de vítimas	Volume de óleo	Custos (Dólar)
1.Santa Barbara Oil Spill	1969	<i>BLOWOUT</i>	-	16000 m ³	4,5 milhões
2.Ekofisk Bravo	1977	<i>BLOWOUT</i>	-	-	32 milhões
3. Ixtoc One	1979	<i>BLOWOUT</i>	19	420 mil litros	100 milhões
4.Plataforma central de enchova	1984	<i>BLOWOUT</i>	42	-	461000000
5.Mississippi Canyon 311 A (Bourbon)	1987	<i>blowout</i>	-	-	274.000.000
6.Steelhead	1987	<i>kick e posterior blowout</i>	0	-	171.000.000
7.Plataforma central de enchova	1988	<i>BLOWOUT</i>	42	420 mil litros	100 milhões
8. Norwegian North Sea	1989	<i>BLOWOUT</i>	-	-	365.000.000
9.Kuwait Oil, Kuwait	1991	<i>BLOWOUT</i>	0	11 milhões litros	5.400.000.000
10.Lago Maracaibo Venezuela	1993	<i>BLOWOUT</i>	11	-	385.000.000
11.Bacia de Krishna-Godavari(Índia)	1995	<i>BLOWOUT</i>	0	1 milhão litros	176 mil
12.Deepwater Horizon	2010	<i>BLOWOUT</i>	11	750 milhões litros	515.000.000
13.Campo de frade	2011	<i>BLOWOUT</i>	0	3.700 barris	14,6 milhões
14.OCEAN BARONESS	2012	Falha no bop	-	50 mil litros	-
15.OCEAN QUEST (BACIA DE SANTOS)	2012	<i>KICK</i>	-	-	-