

ANÁLISE DO FUNCIONAMENTO DO B.O.P NA PREVENÇÃO CONTRA BLOWOUT.

João Artur Bastos de Souza¹, Antônio Rodolfo Paulino Pessoa²

1 - Autor; 2 - Orientador

Este trabalho tem como objetivo analisar o mecanismo de segurança do poço de petróleo, B.O.P, explanando sobre equipamentos de segurança de poço e suas particularidades e características, a fim de compreender seu funcionamento e ressaltar sua importância nas operações de extração de petróleo, abordando como metodologia a observação, exposição e pesquisa do tema do controle de pressão em poços petrolíferos, alcançando o entendimento dos controles de pressão primário, secundário e terciário levando ao entendimento da necessidade de se evitar o influxo de óleo.

Palavras-chave: Poço; Petróleo; B.O.P; Influxo;

1. PETRÓLEO

Atualmente, a segurança nas explorações de hidrocarbonetos, vem se tornando cada vez mais importante e exigida na indústria do petróleo, surgindo assim grandes investimentos das empresas a fim de desenvolver mecanismos capazes de controlar a pressão em poços de petróleo, e agir na prevenção contra um possível *Blowout*, dentre esses mecanismos já criados podemos dizer que o B.O.P (*Blowout Preventer*) é o equipamento que tem maior importância entre os itens de segurança em um poço de petróleo, capaz de evitar eventos potencialmente catastróficos que poderiam ocasionar perdas de material, de vidas humanas e desastres ambientais. Esse tema encontra-se em acordo com a visão sobre segurança na área petrolífera sob o olhar de um estudante da área do petróleo, levando em consideração os aspectos estudados do equipamento bem como o contexto ao qual o autor se insere dentro desta gama de possibilidades encontradas no campo do petróleo, levando ao leitor deste trabalho uma compreensão sucinta do funcionamento de um *Blowout Preventer*.

2. PERFURAÇÃO DE POÇOS DE PETRÓLEO

A Perfuração de um poço de petróleo é realizada através de uma sonda. As rochas são perfuradas pela ação rotativa de uma broca existente na extremidade de uma coluna de perfuração. Os fragmentos de rocha são removidos pela ação de um fluido de perfuração ou lama injetados por bombeamento nesta coluna. Ao atingir determinada profundidade a coluna de perfuração é retirada e é colocada uma coluna de revestimento em aço de diâmetro inferior ao da broca e ainda é executada a cimentação entre os anulares (uniões) dos tubos de revestimento garantindo a segurança. Após a coluna de perfuração é novamente descida ao poço com uma nova broca de menor diâmetro, assim sucessivamente até o final da perfuração. (Thomas, 2004).

3. KICK

Uma das principais funções de fluidos de perfuração é exercer pressão hidrostática sobre as formações

perfuradas por uma broca. Quando esta pressão for menor que a pressão dos fluidos confinados nos poros de formações rochosas e está obtiver permeabilidade, ocorrerá um influxo destes fluidos para o poço. Caso este influxo seja controlável então o poço está em *Kick*. Segundo Oliveira et. al (1988), as prováveis causas de um *Kick* são:

Pistoneio

Ele pode ser hidráulico em que durante a retirada da coluna ocorre um fenômeno equivalente à ação do pistão-cilindro devido ao contato da mesma com a parede do poço e com isso o fluido tende a acompanhar a subida da coluna de perfuração causando perda de carga. O Pistoneio pode ser também mecânico ocorrendo durante a manobra de retirada da coluna de perfuração do poço, por algum motivo específico como, por exemplo, encerramento da broca.

Perda de circulação

É a perda de fluido de perfuração do poço para a formação. No caso da ocorrência de perda de circulação total, o nível de fluido no anular sofre uma queda fazendo com que a pressão hidrostática em todos os pontos ao longo do poço também seja reduzida. Com isto, o poço pode ficar na iminência de sofrer um *Kick*.

Pressão da formação anormalmente alta

O problema nestas situações é o fato de o peso do fluido de perfuração ser insuficiente para manter o equilíbrio hidrostático com a pressão da formação. Durante a perfuração, a não detecção, em tempo hábil, de zonas de pressões anormalmente altas e a utilização de peso de fluido não adequado pode resultar em um *Kick* quando encontrada uma formação permeável;

Cimentação deficiente

Uma estrutura auto-sustentável é formada durante a pega do cimento e faz com que a hidrostática da pasta de cimento seja a hidrostática da água de mistura. Com isso, há perda de hidrostática e existe a possibilidade de haver permeabilidade relativa ao gás e induzir ao *kick*;

Falta de ataque ao poço

O não preenchimento do volume de vazio do poço (equivalente à quantidade de aço retirada) com fluido de perfuração durante a realização de manobras provoca um desequilíbrio no poço tornando a pressão interna menor que a pressão da formação e induzindo ao *kick*;

O *Kick* também pode ocasionar instabilidade no poço, tal como: desmoronamento, alargamento, obstrução do poço e contaminação do fluido de perfuração.

3.1 INDÍCIOS DE KICK

Existem inúmeros indícios que auxiliam a identificar uma situação de *kick* em potencial. Quando reconhecidos e interpretados de forma rápida, é possível que sejam tomadas providências cabíveis para se evitar o grande volume de fluido. Os principais indícios de *Kick* são eles: Aumento de volume de fluido nos tanques, aumento na vazão retornante. Fluxo de poço com as bombas desativadas. Diminuição da pressão de circulação e aumento de velocidade da bomba. Poço recebendo menos fluido que o volume de aço retirado. O Poço entrega mais fluido do que o volume de aço descido no seu interior. Aumento da taxa de penetração, devido a um desbalanceamento entre as pressões de poros e das formações, causando um esforço no sentido (formação-poço) que auxilia o trabalho da broca. Corte do Fluido por gás, óleo ou água. Este sofre um corte pelo fluido que está contido nos poros de uma formação, quando liberado, incorpora-se ao fluido (lama).

3.2 CONTROLE DE POÇO EM KICK

As Informações principais que podem ser obtidas do *Kick* são, as pressões lidas nos manômetros quando o poço é fechado e o volume ganho nos tanques. Com o poço fechado, o responsável pelo projeto em andamento ou um engenheiro deve preparar um restabelecimento do controle do poço, consistindo este na circulação do fluido invasor para fora do poço e, quando houver necessidade na elevação do peso da lama para contenção da pressão da formação e evitar um novo *kick*. Existem alguns procedimentos que são utilizados para evitar o fluxo de hidrocarbonetos das formações para os poços durante a perfuração e métodos utilizados para combater esse possível influxo. Segundo Aird (2009), tais procedimentos são separados em três níveis:

1. Controle Primário que é feito através da ação da pressão hidrostática do fluido de perfuração sobre a rocha mantendo a mesma superior a pressão existente nos poros da rocha a ser perfurada;
2. Controle Secundário que é feito através de um conjunto de equipamentos de segurança que entram em ação quando o controle primário falha. Nesta etapa, o que se quer é evitar o *blowout*, pois o *kick* já ocorreu;
3. Controle Terciário que entra em ação caso o controle do poço a nível secundário não possa ser mantido, um *blowout* irá ocorrer e o controle da formação só poderá ser conseguido através de medidas especiais.

3.3 INFORMAÇÕES ADICIONAIS SOBRE KICK

Quando se constata a existência de *Kick*, é de extrema importância de que o poço petrolífero seja fechado, dessa forma é necessário que se contenha algumas informações adicionais. É necessário que se tenha noção da pressão de fechamento ou vedação do revestimento, também é importante que se conheça a pressão de

fechamento do *Drill Pipe* ou Tubo de perfuração, bem como o volume de lama que se está ganhando nos tanques e a profundidade vertical medida da broca ou extremo da coluna de produção.

3.4 PRESSÃO INICIAL DE CIRCULAÇÃO DE KICK (PIC)

Esta pressão deve ser mantida na tubulação ou (*Drill Pipe*), na medida em que se utiliza a lama inicial, desta maneira mantém-se um controle no fundo do poço com uma pressão que seja igual com a da pressão da formação com uma margem adicional para segurança, evitando invasões durante a circulação de *kick*.

3.5 PRESSÃO FINAL DE CIRCULAÇÃO (PFC)

Esta pressão circulatória necessita que se mantenha na tubulação à medida que uma nova lama ou fluido tenha chegado para que seja efetuada a troca, de modo que, se continue uma pressão igual ou minimamente superior à da pressão de formação.

3.6 MÉTODOS ADICIONAIS DE CONTROLE DE KICK

No controle do *kick* alguns métodos são utilizados para que os objetivos da prevenção do *Blowout*, o fluido que invadiu precisa ser expulso e a lama que existe no poço precisa ter uma densidade adequada de modo a conter a pressão de formação que deu origem ao *kick*. Possuindo três métodos de destaque que podem ser citados a seguir:

- O Método do Sondador (*Driller's Method*): Em primeiro momento a expulsão do fluido invasor por meio da lama original, posteriormente bombeando uma nova lama até que se complete o poço.
- Método do Engenheiro (*Wait and Weight Method*): A Ocorrência de circulação do fluido que invadiu é feita diretamente com a lama nova, logo após o aumento de densidade.
- Método Simultâneo: Ocorre o aumento gradual e de forma progressiva na densidade da lama, de forma paralela e alinhada a este, até o ponto em que o peso da lama se torne adequada ao controle de formação.

4. BLOWOUT

O *Blowout* é um fluxo descontrolado de hidrocarbonetos que saem de um poço petrolífero e chegam até superfície, geralmente, o *Blowout* pode ocorrer por decorrência de falhas humanas ou de equipamentos em alguma operação realizada de forma incorreta, na qual controle do poço foi perdido. O *Blowout* pode ocorrer mediante qualquer operação realizada no poço durante o seu tempo de produção. Um *Blowout* não ocorre de forma inesperada, trata-se de um conjunto de acontecimentos somados. Os primeiros sinais referem-se à densidade da lama: com o ingresso de óleo e gás, o fluido tende a diminuir sua densidade por se misturar

com hidrocarbonetos naturalmente mais leves que a água.

5. SISTEMA DE SEGURANÇA DO POÇO

A fim de se evitar uma invasão descontrolada de fluidos da formação para o poço criou-se os equipamentos de segurança de poço. Os equipamentos essenciais do Sistema de Segurança do Poço são: Conjunto de válvulas para fechamento do poço, conhecido com BOP (*Blowout Preventer*) ou ESCP (Equipamento de Segurança de Cabeça de Poço). Unidade acumuladora, painéis remotos de controle, linhas de matar(amortecer) e *choke manifold*.

Todos os poços petrolíferos podem sofrer um *kick* a qualquer momento, sendo pela densidade do fluido diminuir ou devido à uma pressão superior à pressão hidrostática. Em decorrência desta possibilidade, todos os poços são equipados com equipamentos especialmente projetados para as situações de *kick*. Os Preventores são válvulas que podem ser operadas hidráulica ou manualmente de modo a fechar o poço a qualquer momento caso ocorra um *kick*. Com o poço fechado, o engenheiro responsável deve apresentar um plano para o mesmo, por meio da circulação de influxo e pela troca do fluido de perfuração inicial (mais leve) por um fluido mais pesado.

6. B.O.P (BLOWOUT PREVENTER)

O BOP é o equipamento que permite com que o poço petrolífero tenha sua produção cessada, garantindo a segurança da operação de perfuração bem como, evitando com que ocorram desastres ambientais e perda de vidas da equipe de trabalho. O *Blowout Preventer* é um equipamento que possui um agrupamento de válvulas, podendo ser ainda classificados como anular ou de gavetas e possuindo suas especificações para perfuração em operações terrestres e submarinas. Os preventores são acionados sempre que houver ocorrência de um *kick*, fluxo indesejável do fluido contido numa formação para dentro do poço. Se este fluxo não for controlado eficientemente poderá se transformar num *blowout*, ou seja, poço fluindo totalmente sem controle, acidentes pessoais, perda parcial ou total do reservatório, poluição e dano ao meio ambiente, etc. (THOMAS *et al*, 2001, p.67).

6.1 B.O.P (BLOWOUT PREVENTER) ANULAR

Um B.O.P anular como mostrado na Figura 1, permite o fechamento ou interrupção da produção do poço quando este apresenta uma coluna de produção ou não, para que isso ocorra, o fluido que está pressurizado direciona-se para uma câmara de fechamento, a partir daí um pistão é empurrado fazendo com que o elemento de vedação exerça uma pressão contra a coluna de produção. Podendo este ser usado em qualquer diâmetro de tubulação.

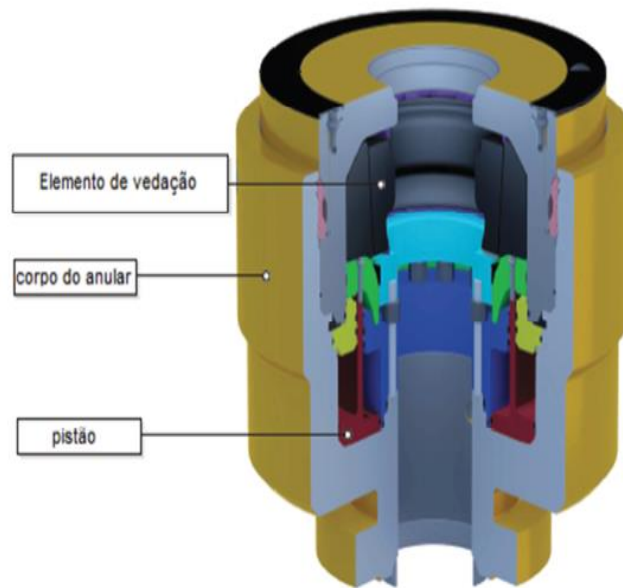


Figura 1 – Blowout Preventer Anular

6.2 SISTEMA DIVERTER

Sistema cuja função é garantir que o retorno do fluido de perfuração ou efluentes do poço pelo *riser*, seja direcionado a pontos de interesse, conforme a operação. Em casos de emergência, pode ser fechado, garantindo a integridade das pessoas no onde ocorrem os trabalhos de acesso ao poço. O *Diverter* possui um *packer*, que permite o fechamento do poço em volta do tubo de perfuração ou sem a presença dele.

6.3 B.O.P DE GAVETAS

O *Blowout Preventer* do tipo gaveta possui um funcionamento similar à uma válvula de gaveta convencional, exceto a existência de um par de gavetas que se opõem. Quando em ação ambas são pressionadas para a parte central da válvula causando o fechamento ou vedação do poço. Existem quatro (4) tipos de preventores do tipo gaveta: Tubo, Cega, Cisalhante e Cega-cisalhante.

6.3.1 GAVETA DE TUBOS

Como mostrada na figura 2 é idealizada para que se feche o espaço anular do poço em volta da coluna de perfuração, contendo este diâmetro fixo ou variável.

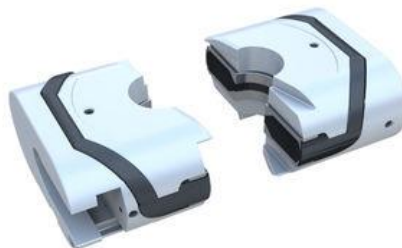


Figura 2 – Gaveta de Tubos

6.3.2 GAVETA CEGA

A gaveta cega é projetada com a funcionalidade de fechar o poço petrolífero quando este está sem coluna de perfuração ou a coluna não se encontra em frente da gaveta.

6.3.3 GAVETA CISALHANTE

A gaveta cisalhante é projetada para que sejam realizados cortes em tubos com maiores diâmetros e revestimentos, diferindo-se da gaveta cega-cisalhante a qual não realiza a vedação, entretanto possui uma maior capacidade para que seja realizado o corte (Figura 3).



Figura 3 – Gaveta Cisalhante

6.3.4 GAVETA CEGA-CISALHANTE

A gaveta Cega-cisalhante, como observada na Figura 4, tem por função cortar a tubulação de perfuração e vedar o poço.

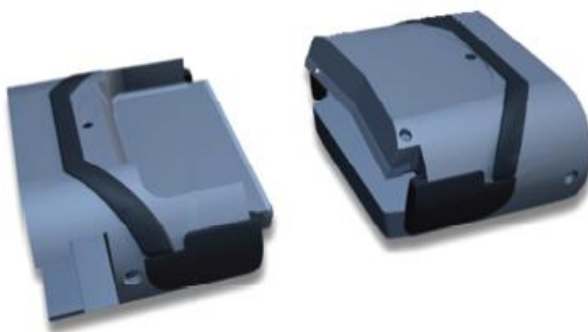


Figura 4 – Gaveta Cega- Cisalhante

6.3.5 METODOLOGIA DA GAVETA CEGA-CISALHANTE

O *Blowout Preventer* ao longo do tempo vem sendo projetados utilizando métodos convencionais, atualmente a necessidade das tecnologias mais atualizadas possuem alterações rápidas, levando para alguns desvios fundamentais na idealização desses projetos. Tecnologias mais modernas vêm assumindo seu lugar perante a fabricação e inovação de projeto. O item de vedação dos *Blowout Preventers* tem sido melhorado drasticamente com a utilização de novos materiais e compósitos desenvolvidos para que haja vedação, sendo capazes de suportar temperaturas extremas e ambientes hostis.

Entretanto, uma melhora na resistência do material da tubulação de perfuração e dos revestimentos, em conjunto com maiores dimensões, afeta de forma negativamente a capacidade de uma gaveta cisalhante

realizar o corte do tubo com sucesso. Portanto, uma gaveta cega-cisalhante na qual se desenvolve utilizando métodos tradicionais poderá não ser capaz de cortar tubos de perfuração ou revestimento desenvolvido com projetos atualizados. Para que seu funcionamento ocorra de forma ideal, o projeto de uma gaveta cega-cisalhante irá precisar da utilização de meios que proporcionem uma estimativa precisa da força de cisalhante que se irá requerer para que se corte a tubulação. A Fase de corte da coluna produtora se inicia com o deslocamento das gavetas em direção a tubulação. A partir deste tem-se a ocorrência de duas etapas: o amassamento do tubo e o cisalhamento do tubo até que este seja levado à ruptura completa.

6.4 UNIDADE ACUMULADORA OU ACIONADORA

O *Blowout Preventer* deve possuir uma resposta imediata após o momento em que é acionado. Deste modo é necessário que haja um volume de fluido hidráulico, mantido sob pressão que seja suficiente para fechamento ou abertura de todas as gavetas do *Blowout Preventer*. Este nível de fluido fica armazenado na unidade acumuladora ou acionadora do sistema, esta possui válvulas e bombas que podem ser elétricas e pneumáticas, com manômetro e tubulação de alta e baixa pressão. No acumulador, separados por uma membrana de borracha, há gás nitrogênio e fluido hidráulico. Este fluido vai sendo bombeado para o interior dos acumuladores elevando a pressão do gás. Ao ser acionado algum elemento do *Blowout Preventer*, a energia é liberada e o fluido é impulsionado para a câmara de abrir ou fechar do preventor (Figura 5).



Figura 5 – Unidade Acumulador ou Acionadora

6.4.1 PRINCÍPIOS DO PROJETO DE ACUMULADORE

Os Acumuladores ou acionadores possuem determinadas características destacáveis como citadas a seguir:

- Armazenam o fluido hidráulico sob pressão para que se opere o *Blowout Preventer*.
- Em sua grande maioria parte do princípio de utilização de uma pressão de pré-carga de 1,000 Psi chega a ter uma pressão de trabalho de 3,000 Psi.
- A pré-carga fornece suprimento e a energia de acionamento quando o vaso estiver totalmente depletado.

6.4.2 PAINÉIS REMOTOS DE CONTROLE

Além do acionamento dos equipamentos do B.O.P, por parte da unidade acumuladora ou acionadora, ainda se tem a possibilidade de acionamento através de painéis remotos operados de forma pneumática. Comumente existem dois painéis: um ao lado do sondador, na plataforma de sonda, e outro afastado da área que pode emitir um maior risco.

6.5 LINHA DE MATAR (KILL LINE)

Para a injeção de fluidos pelo espaço anular utiliza-se a linha de matar ou *Kill Line*, que é usada para o amortecimento do poço, no qual um fluido é deslocado para o interior do poço durante um processo de controle do mesmo.

6.6 LINHA DE ESTRANGULAMENTO (CHOKE LINE)

Esta linha permite a conexão entre a cabeça do poço perfurado e o *Choke Manifold* necessitando de uma pressão de trabalho que tenha compatibilidade com a pressão de trabalho do B.O.P, devendo possuir diâmetro com abertura suficiente sendo maior que 3 polegadas nominais, para redução de perdas de carga, processos erosivos ou até entupimento. O *Blowout Preventer* é acionado, a passagem de fluidos é vedada para a remoção de lama e peneiras. O Fluxo é desviado por uma linha que sai por baixo do *Blowout Preventer* a qual é a chamada linha do *choke*. A linha de *choke* é ligada ao poço por uma tubulação por meio de um conjunto de válvulas, sendo válvulas de estrangulamento e outros elementos que direcionam os fluidos para a área onde se encontra a lama ou a linha de *Flare* (*kick* em gás). Esta tubulação possui pelo menos dois estrangulamentos: um manual e outro hidráulico.

6.7 CHOKE MANIFOLD

Este equipamento é utilizado para restrição de fluxo. Esta mesma restrição gera uma pressão contrária que irá ser transmitida mediante o fluido circulatório para formação (Figura 6).



Figura 6 – Choke Manifold

6.8 CARRETEL DE PERFURAÇÃO (DRILLING SPOOL)

O Carretel perfurante mostrado na Figura 7, é usado como método de proteção para o preventor de *Blowout*, gerando a possibilidade da instalação das *Kill lines* e do *Choke*, possibilitando ainda a geração de um espaço para que um par de (*Tool Joints* – Fig. 8), sejam inseridos entre duas válvulas de gavetas.



Figura 7 – Carretel de Perfuração (Drilling Spool)



Figura 8 – Tool Joints

6.9 CONFIGURAÇÕES DO BLOWOUT PREVENTER (B.O.P)

Os Preventores compreendem quatro tipos de configurações de montagem dos mesmos para que se adequem em cada operação que estão sendo utilizadas, sendo elas a configuração A, na Figura.9, configuração B, Figura.10, configuração C, Figura. 11 e configuração D, apresentada na Figura.12, respectivamente a seguir:

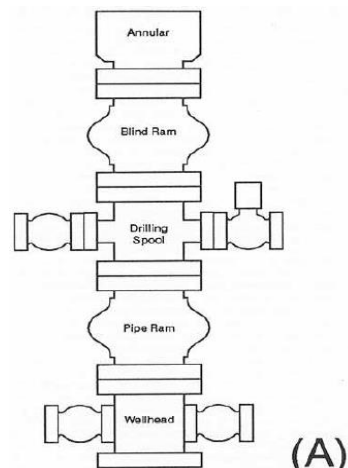


Figura 9 – Configuração de montagem de B.O.P do tipo “A”

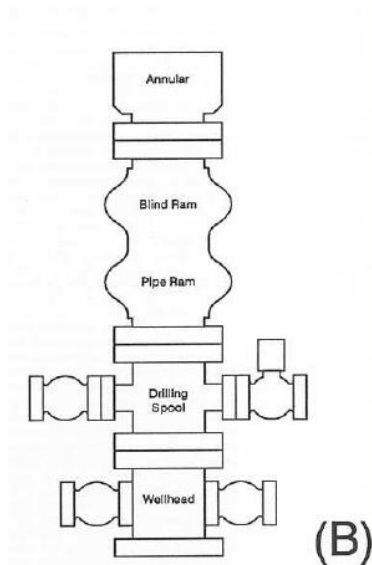


Figura 10 – Configuração de montagem de B.O.P do tipo “B”

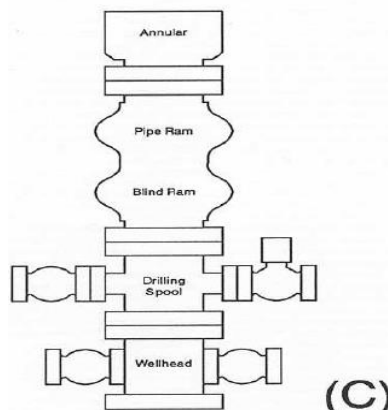


Figura 11 – Configuração de montagem de B.O.P do tipo “C”

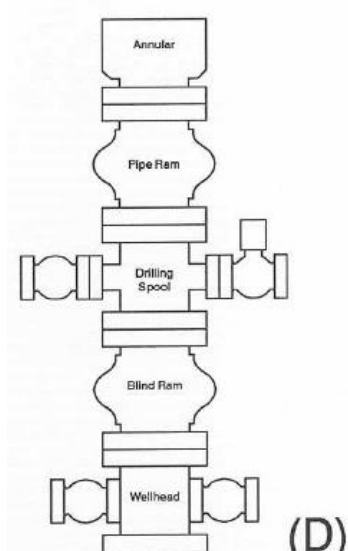


Figura 12 – Configuração de montagem de B.O.P do tipo “D”

7. CUSTO E PERIGO DE BLOWOUT

O Custo final de um *blowout* pode alcançar facilmente vários milhares ou até mesmo milhões de dólares, mas o dinheiro gasto não é tão importante ou tão levado em consideração se comparado com outros danos

provocados. O desperdício de recursos não-renováveis preciosos, pode causar ou gerar danos irreparáveis ao meio-ambiente, arruinar equipamentos e o mais importante, pode colocar em perigo a segurança e a vida dos profissionais envolvidos na perfuração, seja ela *Onshore* ou *Offshore*. Em qualquer ocasião de perigo, como ocorre em um *Blowout*, a segurança dos profissionais da sonda de perfuração torna-se um fator de grande preocupação e prioridade, seguido por sonda e por último o próprio poço. Não se pode contar ou colocar valor em uma vida perdida.

8. CONCLUSÃO

Em torno de 50% de todas as ocorrências de *Blowout* acontecem durante a operação de manobra. A coluna de perfuração realiza o deslocamento de um volume de fluido no poço. Quando esta é removida o nível de fluido diminui no poço e a pressão segue da mesma forma no fundo do poço. Caso o nível de fluido de perfuração no poço não seja mantido, o *overbalance* se perderá e um *kick* pode ocorrer, sendo este uma operação de canhoneio utilizando uma pressão maior do que a de formação com o objetivo de que haja um diferencial de pressão no sentido do poço-formação. Um tanque chamado (*Trip Tank*) é utilizado para que se mantenha o poço preenchido com fluido durante a manobra. Caso a coluna de perfuração seja puxada de forma muito brusca ou rápida, ela pode realizar sucção do gás para fora da formação e dar início a um *kick*. Os testes com B.O.P são realizados de maneira regular nas sondas para que se verifique o estado dos equipamentos e para análise da resposta da equipe de controle. Analisamos desta forma como se dá o funcionamento de um preventor de *Blowout*, bem como se controla e evita os influxos do *Kick* para que se salvem vidas, equipamentos e o poço perfurado.

9. REFERÊNCIAS

- [1] https://www.monitor-systemsengineering.com/bop_control_engineering_solutions.html Acesso em: 28 de março de 2020
- [2] <http://petroleoinfonet.blogspot.com/2012/03/o-que-e-bop.html?m=1> Acesso em: 05 de outubro de 2020
- [3] <http://enahpe2019.ipt.br/Arquivos%20Anais%20do%20evento/141.pdf?Mobile=1> Acesso em: 05 de outubro de 2020
- [4] http://www.petroquimica.com.br/edicoes/ed_324/324.html Acesso em: 05 de outubro de 2020
- [5] <http://inspecaoequipto.blogspot.com/2013/05/blow-out.html?m=1>. Acesso em: 23 de março de 2020
- [6] AIRD, P. Drillind & Well Engineering: Introduction to Well Control, 2009
- [7] CASTILHO, F.V.: Estudo do processo de corte de tubos em bop CORRÊA, Oton Luiz Silva. Petróleo: noções sobre exploração, perfuração, produção e microbiologia. Rio de Janeiro: Interciência, 2003. 102p. ISBN: 8571930937.
- [8] FUNDAMENTOS de engenharia de petróleo. 2.ed. Rio de Janeiro: Interciência, 2004. ISBN: 8571930996.
- [9] FUNDAMENTOS do refino de petróleo: tecnologia e economia. 3. ed. atual e ampl. Rio de Janeiro: Interciencia, 2012. ISBN: 9788571933026.

- [10] GAUTO, Marcelo Antunes. Petróleo S.A.: exploração, produção, refino e derivados. Rio de Janeiro: Ciência Moderna, 2011. 130p. ISBN: 9788539900145. Ciência Moderna. 2011
- [11] IRAMINA, W.S.: AULA 12 – CONTROLE DE KICK E BLOWOUT. SANTOS, outubro de 2016
- [12] MARIANO, Jacqueline Barboza. Impactos ambientais do refino de petróleo. Rio de Janeiro: Interciência, 2005. 232p. ISBN: 8571931232.
- [13] OLIVEIRA, P. C. P., ARRUDA, A. M. P., NEGRÃO, A. F. Kicks – Prevenção e Controle. Salvador: Petrobrás/Serviço de Desenvolvimento de Recursos Humanos, 1988.
- [14] Operador de sonda de perfuração: Controle de poços, Prominp, Petrobras, Mossoró, 2008
- [15] ROCHA, Luiz Alberto Santos; AZEVEDO, Cecilia Toledo De. Projetos de poços de petróleo: geopressões e assentamento de colunas de revestimentos. 2.ed. rev. e ampl. Rio de Janeiro: Interciência, 2009. 561 p. ISBN: 9788571932142.
- [16] ROSA, Adalberto José; CARVALHO, Renato De Souza; XAVIER, José Augusto Daniel. Engenharia de reservatórios de petróleo. Rio de Janeiro: Interciência, 2011. 808 p. ISBN: 8571931356.
- [17] THOMAS, J.E.: **Fundamentos da Engenharia de Petróleo**. Editora Interciência.