

MARINHA DO BRASIL
CENTRO DE INSTRUÇÃO ALMIRANTE GRAÇA ARANHA
CURSO DE APERFEIÇOAMENTO PARA OFICIAL DE MÁQUINAS

EDSON JUNIOR DA ROCHA MORAES

**LEVANTAMENTO BIBLIOGRÁFICO DOS MANUAIS DOS EQUIPAMENTOS
PARA CONTROLE DE POÇOS PETROLÍFEROS UTILIZADOS NO PRÉ SAL
BRASILEIRO**

**RIO DE JANEIRO
2015**

EDSON JUNIOR DA ROCHA MORAES

**LEVANTAMENTO BIBLIOGRÁFICO DOS MANUAIS DOS EQUIPAMENTOS
PARA CONTROLE DE POÇOS PETROLÍFEROS UTILIZADOS NO PRÉ SAL
BRASILEIRO**

Trabalho de Conclusão de Curso apresentado como exigência para conclusão do curso de Aperfeiçoamento para Oficial de Máquinas da Marinha Mercante, com a certificação STCW III/2, ministrado pelo Centro de Instrução Almirante Graça Aranha.

Orientador: Prof. MSC Eng. Paulo Roberto Batista Pinto

**RIO DE JANEIRO
2015**

EDSON JUNIOR DA ROCHA MORAES

**LEVANTAMENTO BIBLIOGRÁFICO DOS MANUAIS DOS EQUIPAMENTOS
PARA CONTROLE DE POÇOS PETROLÍFEROS UTILIZADOS NO PRÉ SAL
BRASILEIRO**

Trabalho de Conclusão de Curso apresentado como exigência para conclusão do curso de Aperfeiçoamento para Oficial de Máquinas da Marinha Mercante, com a certificação STCW III/2, ministrado pelo Centro de Instrução Almirante Graça Aranha.

Orientador: Prof. MSC Eng. Paulo Roberto Batista Pinto

Data da aprovação: ____ / ____ / ____

Orientador : Prof. MSC. Paulo Roberto Batista Pinto

Assinatura do orientador

NOTA FINAL: _____

DEDICATÓRIA

Dedico este Trabalho de Conclusão de Curso aos meus pais, Edson Moraes e Maridalva Moraes, pelos ensinamentos e excelente criação e que fizeram de mim, a pessoa que sou.

Dedico também a minha amada esposa, Jaqueline Ferreira, a qual estive ao meu lado nos momentos mais difíceis e sempre se manteve forte e otimista até superarmos, juntos, todos os desafios. A minha filha, Juliana Moraes, pelos momentos de felicidade que somente um pai pode sentir.

Amo muito a todos vocês!

AGRADECIMENTOS

Aos Professores que diretamente pude contar com a experiência na área de atuação deste trabalho, aos Amigos de trabalho, Colegas Oficiais Superiores de Máquinas e Engenheiros da área de petróleo, que prontamente colocaram seu material à disposição para que viesse a somar e divulgar o assunto para toda a comunidade de interessados na área de segurança de poços petrolíferos.

A minha irmã, MSC. Eliane Moraes, que muito colaborou para o desenvolvimento deste trabalho.

Ao MSC. Paulo Roberto Batista Pinto, excelente Mestre e Professor deste Centro de Instrução que sempre esteve presente e disponível para compartilhar de seu conhecimento para o desenvolvimento deste trabalho.

Aos velhos amigos e as novas amizades conquistadas durante esse período de curso, foi muito bom ter compartilhado este momento com todos os novos CHEFES DE MÁQUINAS DA MARINHA MERCANTE BRASILEIRA!

Meu mais sincero obrigado a todos vocês!

Edson Junior da Rocha Moraes

EPÍGRAFE

*“Assim como pensas,
assim andarás e assim caminharás,
e assim como amas, assim atrairás.*

*Tu estarás amanhã lá, onde os teus
pensamentos te trouxeram,
pensamentos te levarem.*

*Não podes escapar dos resultados
dos teus pensamentos, mas tudo
podes suportar e aprender,
podes aceitar e podes regozijar.*

*Realizaras a visão de
teu coração (não os sonhos tolos),
pois tu sempre gravitaras
em torno daquilo que
secretamente mais amas.*

*Nas tuas mãos, será colocado o exato
Resultado dos teus pensamentos:
Vais receber aquilo que mereces...
Não mais nem menos.*

*Seja qual for o teu ambiente atual,
cairás, permanecerás ou te erguerás
com os teus pensamentos,
com a tua visão, com teu ideal e te
tornarás, então, tão pequeno quanto
o desejo que te controla ou tão grande
quanto a aspiração que te domina”.*

James Allen, **Pensamento é Força.**

RESUMO

Este trabalho explica os princípios de funcionamento do BOP e MPD, em fase de perfuração de poços em águas profundas, com elevada pressão hidrostática, descrição dos componentes internos de cada equipamento e manutenções previstas, de acordo com os manuais dos fabricantes, após a tradução para o idioma corrente. Quanto ao método, a pesquisa pode ser classificada como descritiva, pois visa descrever os tipos de sistemas de operação e manutenção dos equipamentos utilizados para o controle de poços petrolíferos. Também trata-se de uma pesquisa explicativa, uma vez que explica os efeitos causados por uma falha de operação, controle de poço e métodos para o controle de poço. Quanto aos meios, a pesquisa será bibliográfica e documental, pois se fundamentará a partir de manuais acessíveis a bordo das unidades, além de sites, feiras tecnológicas, publicações e convenções. Este trabalho visa mitigar erros de operação e manutenção através da tradução dos manuais, objetivando o acidente e poluição ambiental nulo, nas embarcações *offshore* que atuam no presal brasileiro.

Palavras-chave: MPD, *Managed Pressure Drilling*, BOP, *Blow Out Preventer*, Kick.

ABSTRACT

That monograph goes to explain the operating principles of the BOP and MPD in well drilling phase in deep water with high hydrostatic pressure, description of the internal components of each device according with manufacturers' manuals after translation to Brazilian Portuguese. As for the method, the research can be classified as descriptive, it aims to describe the types of equipment from operation and maintenance systems used for the control of oil wells. This is also an explanatory research since explaining the effects caused by misoperation. As for the method, the research can be classified as descriptive, it aims to describe the types of equipment from operation and maintenance systems used for the control of oil wells. As for the means, the search is bibliographical and documentary as it will build from affordable manuals, onboard units for consultations, as well as sites, technological fairs, publications and conventions. This work aims to mitigate operating and maintenance errors through the translation of manuals, aiming the accident and zero environmental pollution in the offshore vessels operating in the Brazilian pre-salt.

Keywords: MPD, Managed Pressure Drilling, BOP, Blow Out Preventer, Kick.

LISTA DE ILUSTRAÇÕES/FIGURAS

Figura 01	13
Figura 02	13
Figura 03	15
Figura 04	15
Figura 05	21
Figura 06	22
Figura 07	23
Figura 08	23
Figura 09	23
Figura 10	24
Figura 11	25
Figura 12	26
Figura 13	27
Figura 14	28
Figura 15	28
Figura 16	29
Figura 17	32
Figura 18	34
Figura 19	35
Figura 20	35
Figura 21	36
Figura 22	36
Figura 23	37
Figura 24	38
Figura 25	38
Figura 26	40

LISTA DE ABREVIATURAS E SIGLAS

API: *American Petroleum Institute*

AFP: *Annular Friction Pressure*

CCU: *Central Control Unit*

BHP: *Bottom Hole Pressure*

BOP: *Blow Out Preventer*

DAPC: *Dynamic Annular Pressure Control*

ECD: *Equivalent Circulation Density*

E/H: *Eletro/Hidráulica*

FRU: *Fluid Reservoir Unit*

HPHT: *High Pressure and High Temperature Zones*

HPU: *Hydraulic Power Unit*

IADC: *International Association of Drilling Contractors*

ITOPF: *International Tanker Owners Pollution Federation*

LHVC: *Lower Hydraulic Valve Control*

LMRP: *Lower Marine Rise Preventer*

NPT: *Non Productive Time*

MPD: *Managed Pressure Drilling*

OFFSHORE: Termo utilizado para designar trabalho em alto mar.

Ph: *Pressão Hidrostática do Fluido*

PSI: *Pound Force per Square Inch*

SEMs: *Subsea Electrical Modules*

SPM: *Subplate Mounted*

SUMÁRIO

1. INTRODUÇÃO E JUSTIFICATIVA	12
1.1. Tema	12
1.2. Problema	14
1.3. Justificativa	16
2. REFERENCIAL TEÓRICO	19
2.1. Normas Internacionais	19
3. OBJETIVOS	19
4. DELIMITAÇÃO DA PESQUISA	20
5. O <i>MANAGED PRESSURE DRILLING</i>	20
5.1. Composição do MPD	22
5.1.1. Cabeça Rotativa	22
5.1.2. Bomba automática, auxiliar para sistema DAPC	22
5.1.3. <i>Chokes</i> automáticos para o sistema DAPC	22
5.1.4. Medidor de vazão no sistema DAPC	22
5.2. Exemplos de MPD em Unidades Semi Submersíveis	23
6. O <i>BLOW OUT PREVENTER</i>	25
6.1. Testando as gavetas, os anulares e o <i>test stab</i> do BOP.....	33
6.2. Leitura do Medidor de Vazão	33
6.3. A Função das Gavetas	35
7. O PORQUÊ TER O CONTROLE DO POÇO	39
8. CONCLUSÃO	41
BIBLIOGRAFIA	42

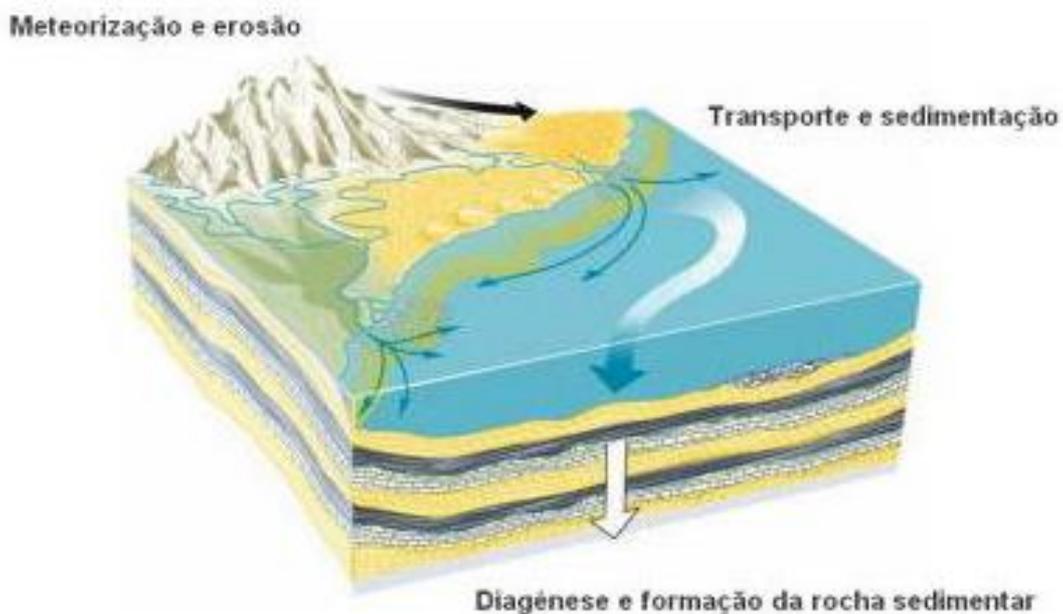
1. INTRODUÇÃO E JUSTIFICATIVA

1.1. Tema

Após o fim do monopólio da Petrobras sobre a exploração de jazidas petrolíferas e a instauração do regime de concessão através da Lei 9.478, de 6 de agosto de 1997, o processo de licitação dos blocos exploratórios para pesquisa e lavra gerou grandes possibilidades para o desenvolvimento da indústria petrolífera no país. Primeiramente, uma descrição geológica da bacia, seguida da apresentação de seu histórico de exploração, confirma o potencial da região e retrata os desafios tecnológicos a serem superados por seus operadores. São apresentados os detalhes do Marco Regulatório que regem as práticas do setor, e sua respectiva influência sobre os processos de licitação dos blocos e a formação dos consórcios. Os aspectos primordialmente abordados são os Regimes de Concessão e Partilha, descritos na Lei 9.478/97 e a Lei 12.351 de 2010, respectivamente, conforme Silva (2015).

A partir disso, surge o Pré-Sal, que nada mais é do que o nome dado às reservas de hidrocarbonetos em rochas calcárias que se localizam abaixo das camadas de sal. Inicialmente, os profissionais ligados à geologia e geofísica já presumiam a existência de reservas nesta região, ainda que os volumes das mesmas fossem totalmente desconhecidos, a **Figura 1** demonstra as camadas existentes acima dos poços petrolíferos. No início da década de 1980, em ambiente *offshore*, a Petrobras perfurou poços em águas rasas e conseguiu alcançar o Pré-Sal nas bacias de Campos e Sergipe-Alagoas. Contudo, apesar da viabilidade econômica das novas descobertas, estas não eram extremamente significativas e, somado a este ponto, a limitação tecnológica da época prejudicava o desenvolvimento do projeto (DIAS, 2010).

Com relação a Bacia Sergipe–Alagoas que se situa na margem continental do nordeste brasileiro e cobre uma área de 35.000 km², em que dois terços estão em sua porção marítima, **Figura 2**. Os domínios de terra e de águas rasas da Bacia Sergipe–Alagoas formam uma província petrolífera com o estágio exploratório bem avançado, a reserva atual da bacia inclui em torno de 40 milhões de m³ de óleo e uns 11,5 bilhões de m³ de gás (ANP, 2015).



Processo de Formação de Bacia Sedimentar

Figura 1 – Fonte, GeoGarb (2006)

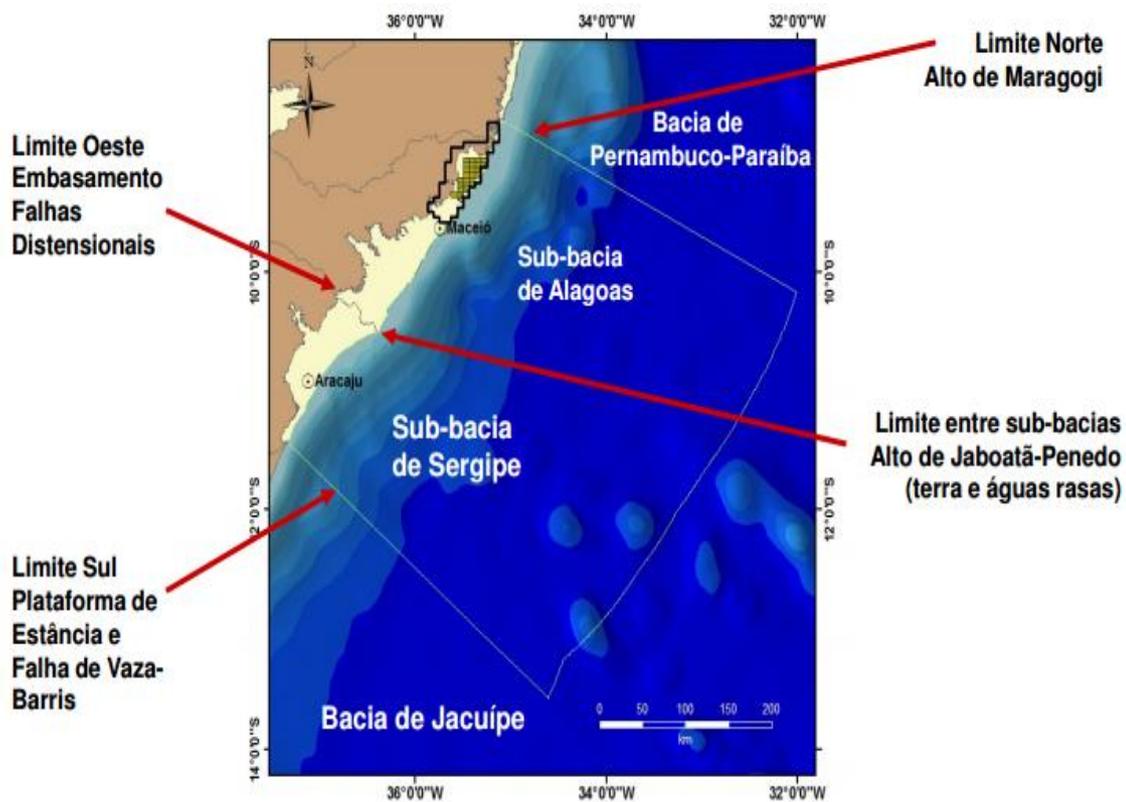


Figura 2 – Fonte, ANP (2015)
Bacia de Sergipe-Alagoas

Dessa forma, de acordo com Santana (2011), o avanço da tecnologia de perfuração em águas profundas foi crucial para que, em 2004, alguns poços fossem perfurados na Bacia de Santos. O intuito era perfurar trechos até a camada superior à camada de sal, previamente conhecida pela presença de rochas arenosas e, caso fosse encontrado óleo, as formações seriam perfuradas até as camadas pré-sal, onde seriam encontradas as grandes acumulações.

Atingindo a marca de mais de 7.600 m perfurados a partir do nível do mar, foram encontradas acumulações gigantes de gás e condensado (frações leves do petróleo), além da descoberta do campo de Iara. Numa região a pouco mais de 6.000 m a partir do nível do mar, foram encontrados indícios da presença de óleo abaixo da camada de sal: tratava-se de uma bacia sedimentar com imenso potencial de produção (DIAS, 2010).

Essas bacias sedimentares podem ser entendidas como depressões presentes no relevo, onde são depositados sedimentos de origem orgânica e também provenientes de rochas erodidas. Representam a atuação de mecanismos de subsidência interligados, relativos ao mesmo regime tectônico ou evento tectono-termal, responsável pelo desenvolvimento de um ciclo de embaciamento de primeira ordem (ALLEN & ALLEN, 1990).

Partindo desses prepostos, esta pesquisa baseia-se em um levantamento bibliográfico dos manuais de operação de BOP? e MPD? para a segurança de poços petrolíferos e métodos de controle de poços no pré sal brasileiro.

1.2. Problema

As empresas possuem uma visão de que acidentes graves são eventos raros, implicando a geração de precários dispositivos de segurança, tais como novos procedimentos operacionais, redundância de equipamentos, critérios específicos para incêndios e *layouts* que não consideram características de segurança e de emergências que possam contribuir para anular ou mesmo mitigar as consequências destes eventos, além da poluição do meio ambiente (ICE, et al, 1992).



Figura 3 – Vazamento de óleo, oriundo de plataforma.

Fonte: Agência O GLOBO



Figura 4 – British Petroleum, vazamento de óleo.

Fonte: Relatório BP

Como minimizar os acidentes relatados por erro operacional e falha na comunicação, durante a operação e manutenção dos equipamentos de segurança e controle de poços petrolíferos?

1.3. Justificativa

Com a depleção das reservas atuais de petróleo, tem se tornado necessário perfurar reservatórios cada vez mais profundos e complexos. Alguns profissionais da indústria acreditam que em torno de 70% das reservas *offshore* atuais são economicamente inviáveis de serem perfuradas usando métodos convencionais (COKER, 2004). Desta forma, as técnicas utilizadas para perfuração de poços têm avançado tecnologicamente para lidar com estes cenários cada vez mais desafiadores. Muitos desses cenários lidam com problemas relacionados à prisão de coluna por diferencial de pressão, janelas estreitas de operação, *High Pressure and High Temperature Zones* (HPHT), que em português significa Zonas de Alta Pressão e Temperatura e perda de circulação, resultando em elevado *Non Productive Time* (NPT), que em português significa tempo não-produtivo. Outro aspecto que as empresas vêm enfrentando são os altos custos diários de operação, algo em torno de \$ 1 (um) milhão de dólares por dia, e a perfuração convencional nesses cenários adversos resultaria em gastos exorbitantes e com grande incerteza de sucesso. Para lidar com esses desafios e com os altos índices de NPT, diversas novas tecnologias têm sido desenvolvidas. Uma destas técnicas é conhecida como *Managed Pressure Drilling* (MPD) (KUEHN, 2014). De acordo com a *International Association of Drilling Contractors* (IADC).

“ MPD é definido como “Um método de perfuração adaptado para controlar mais precisamente o perfil de pressão do anular ao longo do poço e seus objetivos são determinar o limite de pressão no fundo do poço e gerenciar a pressão hidráulica no anular adequadamente(...)” ¹

Além desses avanços tecnológicos, está havendo uma crescente preocupação com acidentes operacionais a fim de evitá- los. A partir do acidente ocorrido em Macondo, ficou claro que a segurança operacional deve ser prioridade nas atividades de perfuração de poços.

Segundo o relatório da *British Petroleum*, BP (2010), “(...) o acidente de Macondo mostrou que a segurança operacional deve ser prioridade nas atividades de perfuração de poços (...)” ². Salientando que desde 1985 até os dias de hoje, tem ocorrido uma acelerada busca pelas riquezas petrolíferas situadas em águas profundas (lâminas d’água superiores a 401 m) e ultra profundas (lâminas d’água superiores a 1500 m)

dos taludes e sopés das margens continentais de determinadas regiões do planeta. Por se tratar de poços mais profundos, feitos a partir do leito marinho, a grandes profundezas de lamina d'água, são mais complexos e envolvem riscos de impactos maiores ao meio ambiente. Segundo os dados da ITOPF (2013), o poço de Macondo está localizado numa região onde a atividade pesqueira é muito importante. O reservatório onde se situa o poço do acidente com a *Deepwater Horizon* e o campo de *Mississippi Canyon*, no bloco 252, chamado de *Macondo*, era um poço de exploração que visava a detecção de hidrocarbonetos em quantidade economicamente viável. Porém, *Macondo* possui peculiaridades que deveriam ser bem tratadas durante o projeto inicial do poço: situado em águas profundas e do tipo HPHT ou poço com pressões e temperaturas anormalmente altas, que representam riscos adicionais para ocorrência do *kick* (que é a migração de fluxo, ou influxo, proveniente da formação, mitigando grandes riscos para a plataforma e sua tripulação), pois a “janela operacional” deve ser estreita, ou seja, não se deve elevar o peso do fluido de perfuração para se gerar uma condição melhor de segurança, sob pena de fraturar as rochas da formação (BP, 2010). Por outro lado, qualquer pequena variação negativa do peso da lama, provocada, por exemplo, por contaminantes (água, óleo, etc.) ou mesmo diminuição do nível hidrostático do fluido no poço, por descuido do sondador, pode provocar um *kick* por diminuição da pressão hidrostática. Em resumo, as margens de variação do peso da lama, tanto para mais, quanto para menos, são muito pequenas para águas profundas (ROCHA, 2009).

“ A *Deepwater Horizon*, apesar de ser considerada uma plataforma de alta tecnologia, com uma equipe de trabalho experiente, não foram requisitos suficientes para evitar as falhas que possibilitaram o rompimento das barreiras de segurança que poderiam evitar o desastre (ITOPF, 2013). Durante a operação de cimentação do poço, a cinco mil e quinhentos metros de profundidade, aproximadamente, ocorreu o *Kick* que não foi detectado a tempo de fechar o poço. As falhas no projeto de cimentação, nos equipamentos de segurança de poço e na detecção do *kick* foram os principais responsáveis pelo desastre. Nem mesmo o sondador ou alguém da equipe percebeu os indícios do influxo de gás no poço, o que corresponderia a uma falha humana grave. Alguns alarmes de detecção de gás no fluido estavam por algum motivo desligados”².

O conhecimento das operações e o treinamento das equipes são elementos essenciais para o sucesso desse tipo de operações sem registros de acidentes (REASON, 1997). Portanto, o importante é que quando houver a expectativa de hidrocarbonetos, deve existir pelo menos duas barreiras de segurança não

degradadas (princípio da redundância) e independentes entre si que são o fluido de perfuração e o BOP (ROCHA, et al 2009). Toda a equipe de trabalho deve possuir uma certificação de Controle de Poço e os conhecimentos necessários para ser prevenir ou minimizar os riscos de *kick*. A manutenção dos equipamentos de perfuração é também extremamente importante para segurança e o controle do poço. A utilização do conceito de “requisitos mínimos” para a escolha das plataformas de perfuração é fundamental, pois permite com que não se contrate uma sonda que seja inadequada ao projeto do poço. Por exemplo, uma sonda que tenha um BOP com capacidade máxima de pressão igual a cinco mil psi não poderá trabalhar num projeto de poço onde as pressões esperadas são superiores a este valor (ROCHA, et al, 2009).

A falha na comunicação entre os colaboradores de diferentes nacionalidades poderá representar um risco a mais às atividades a serem realizadas nos equipamentos de segurança de poços petrolíferos. Um alto desempenho é sempre solicitado dessas equipes de trabalho, visto que esses equipamentos não são facilmente acessíveis, pois se encontram no final da lâmina d’água ou no início da coluna do poço a ser perfurado (ROCHA, 2009).

O levantamento bibliográfico dos manuais desses equipamentos busca facilitar o entendimento dos princípios de funcionamento, indícios de um descontrole de poço, mostrar os componentes internos importantes, acessórios de acordo com os manuais traduzidos, objetivando mitigar ou reduzir a barreira de comunicação e entendimento entre os colaboradores nacionais, colaboradores expatriados e os manuais.

¹ SANTOS, Otto Luiz Alcântara. **Segurança de Poço na Perfuração**. Editora Blucher. São Paulo, 2013.

² BP - *BRITISH PETROLEUM*. **Relatório Final da Comissão de Investigação**. (2010) Disponível em: <<http://www.oilspillcommission.gov>>. Acessado em: 17 de Maio de 2015

³ ITOF – **International Tanker Owners Pollution Federation**. Disponível em: <<http://www.itopf.com/marine-spills>>. Acessado em: 17 de maio de 2015.

2. REFERENCIAL TEÓRICO

2.1. Normas Internacionais para Segurança

Existe um grande número de associações nacionais e estrangeiras que emitem normas, recomendações, especificações e boletins, voltados para a indústria do petróleo. Dentre estas instituições podemos citar o *American Petroleum Institute* (API) como uma das associações mais ativas nesta área. Os documentos técnicos emitidos pelo API são, via de regra, claros, com informações precisas e objetivas, com um texto linear, ou seja, com princípio, meio e fim. O conjunto das normas API abrange os seguintes campos de atuação da indústria do petróleo: equipamentos de produção, segurança e combate a incêndio, manual de medição, equipamentos de segurança e antipoluentes, sistemas de despressurização, material para treinamento, vasos e tanques, controle de processos, equipamentos mecânicos, instalações e equipamentos elétricos, estruturas *offshore*, válvulas e cabeças de poços (KUEHN, 2014).

3. OBJETIVOS

Este trabalho visa explicar os princípios de funcionamento do BOP e MPD, em fase de perfuração de poços em águas ultraprofundas, com elevada pressão hidrostática, descrição dos componentes internos de cada equipamento de acordo com os manuais dos fabricantes, após a tradução para o idioma corrente. Foi realizado por meio de pesquisas bibliográficas um levantamento dos equipamentos de controle de poço de acordo com a descrição nos manuais. Serão tratados aqui o BOP e o MPD que operam dentro do Pré Sal Brasileiro. Visa-se também:

- Explanar a origem do Pré Sal Brasileiro;
- Explanar sobre o controle de poço e o resultado desta perda de controle;

4. DELIMITAÇÃO DA PESQUISA

A pesquisa tem por base uma abordagem qualitativa, pois trata de assuntos atuais referentes aos tipos de tecnologias encontradas nas unidades de perfuração *offshore*. Quanto ao aspecto temporal, trata-se de uma pesquisa cross-sectional, pois o período de coleta de dados foi curto, coletados entre os meses de fevereiro e maio de 2015. Quanto ao local de pesquisa, os manuais foram traduzidos e acessados em uma plataforma semi submerssível de uma multinacional da área petrolífera e em uma unidade semi submerssível de uma empresa nacional, ambas operaram em território brasileiro. Parte do material foi acessado nos sites dos fabricantes dos equipamentos para uma melhor visualização do processo.

5. O *MANAGED PRESSURE DRILLING*

O MPD visa gerenciar a pressão de fundo de modo a seguir no limiar do perfil de pressão de poros, por isso é muito comum encontrar na literatura a expressão “*walk the line*” como referência às operações utilizando MPD, que é uma tecnologia relativamente nova que incrementou algumas idéias da técnica de *Underbalanced Drilling*. O princípio básico do MPD é poder manipular o perfil de pressão do anular de acordo com a necessidade e esse controle é feito através da coluna hidrostática de fluidos em conjunto com a aplicação de uma pressão adicional na superfície conhecida como *backpressure*. A *backpressure* é uma perda de carga localizada, normalmente realizada por um *choke* que pode ser controlado manual, semi automático ou automaticamente, mantendo, assim, o perfil de pressão desejado durante a operação. Em perfurações convencionais, a pressão de fundo (*bottom hole pressure* – BHP) pode ser calculada somando-se a pressão hidrostática do fluido (Ph) e a pressão de fricção do anular (*annular friction pressure* - AFP). A AFP é a perda de carga por fricção resultante da circulação do fluido de perfuração e é causada boa parte pela variação de geometria da seção transversal ao longo do anular e pela parede irregular do poço.

Porém, durante as conexões, a bomba é desligada e o fluido para de circular, eliminando a AFP. Os seguidos ligamentos e desligamentos da bomba de lama afetam significativamente o perfil de pressão do poço, causando flutuação do gradiente de pressão para fora da janela de operação, podendo resultar em problemas operacionais. Além disso, o sistema de circulação em uma perfuração convencional é aberto para a atmosfera e a única maneira de manipular a pressão de fundo durante a perfuração é aumentando a taxa de bombeio, mudando a reologia ou densidade do fluido. MPD usa um sistema fechado de circulação e a pressão de fundo pode ser rapidamente alterada. A *backpressure* pode ser gerenciada durante as conexões e em qualquer outra situação, por isso, além de mais eficiente, a perfuração de poços com esse sistema também é bastante segura e pode responder quase que imediatamente em uma situação imprevista ou de emergência (KUEHN, 2014).



Figura 5 – Equipamentos para operação com MPD
Fonte: Apresentação MPD com Microflux Control System,
Weatherford

5.1. Composição do MPD

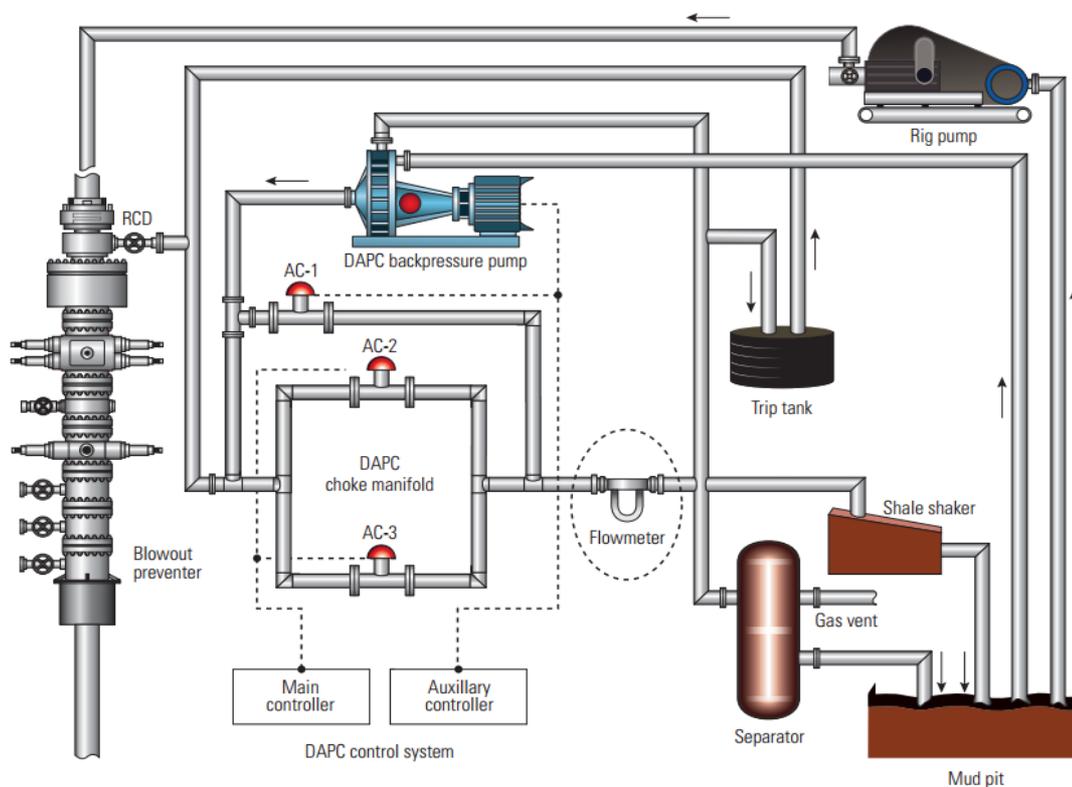
De acordo com o fabricante, o MPD pode ser composto de diversos equipamentos, trataremos aqui dos principais componentes do MPD:

- 5.1.1 Cabeça Rotativo (1): Permite manter o sistema fechado e pressurizado para gerenciar qualquer influxo de maneira segura e manter a *backpressure*.
- 5.1.2 Bomba automática, auxiliar para sistema DAPC (2): É a fonte de energia constante para manter a pressão no poço, enquanto as bombas estejam desligadas. É uma redundância, caso a *backpressure* venha a diminuir.
- 5.1.3 *Chokes* automáticos para o sistema DAPC (3): Sistema de controle automático para a aplicação da *backpressure*, via sistema hidráulico, que calcula a densidade equivalente de circulação ECD (*Equivalent Circulation Density*), em tempo real. O resultado desse cálculo é comparado com um valor pré-determinado e as *chokes* ajustadas para serem utilizadas quando for necessário.
- 5.1.4 Medidor de vazão no sistema DAPC (4): Mede o fluxo de retorno para o poço, mantendo atualizado o modelo hidráulico e o BHP calculado. Serve para a instalação de alarmes que podem indicar possíveis eventos como a perda de circulação e até mesmo um *kick*.



Fonte: Projeto de Instalação, **MPD com Microflux Control System**
Weatherford Brasil, 2006.

Figura 6 – Outro exemplo de Medidor de vazão.



Fonte: Schlumberger (2011)
Figura 7 – Sistema DAPC Automatizado.

5.2 EXEMPLOS DE MPD EM UNIDADES SEMISUBMERSÍVEIS



Figura 8 - Modelo 7875.
 Fonte: Projeto de Instalação, MPD com Microflux Control System
 Weatherford Brasil, 2006



Figura 9 - Docking Station com linhas de fluxo.
 Fonte: Projeto de Instalação, MPD com Microflux Control System
 Weatherford Brasil, 2006



Figura 10 - Modelo 7875. O anel de tensão, que é uma parte muito importante para a planta do MPD.
Fonte: Projeto de Instalação, MPD com Microflux Control System
Weatherford Brasil, 2006

6. O BLOW OUT PREVENTER

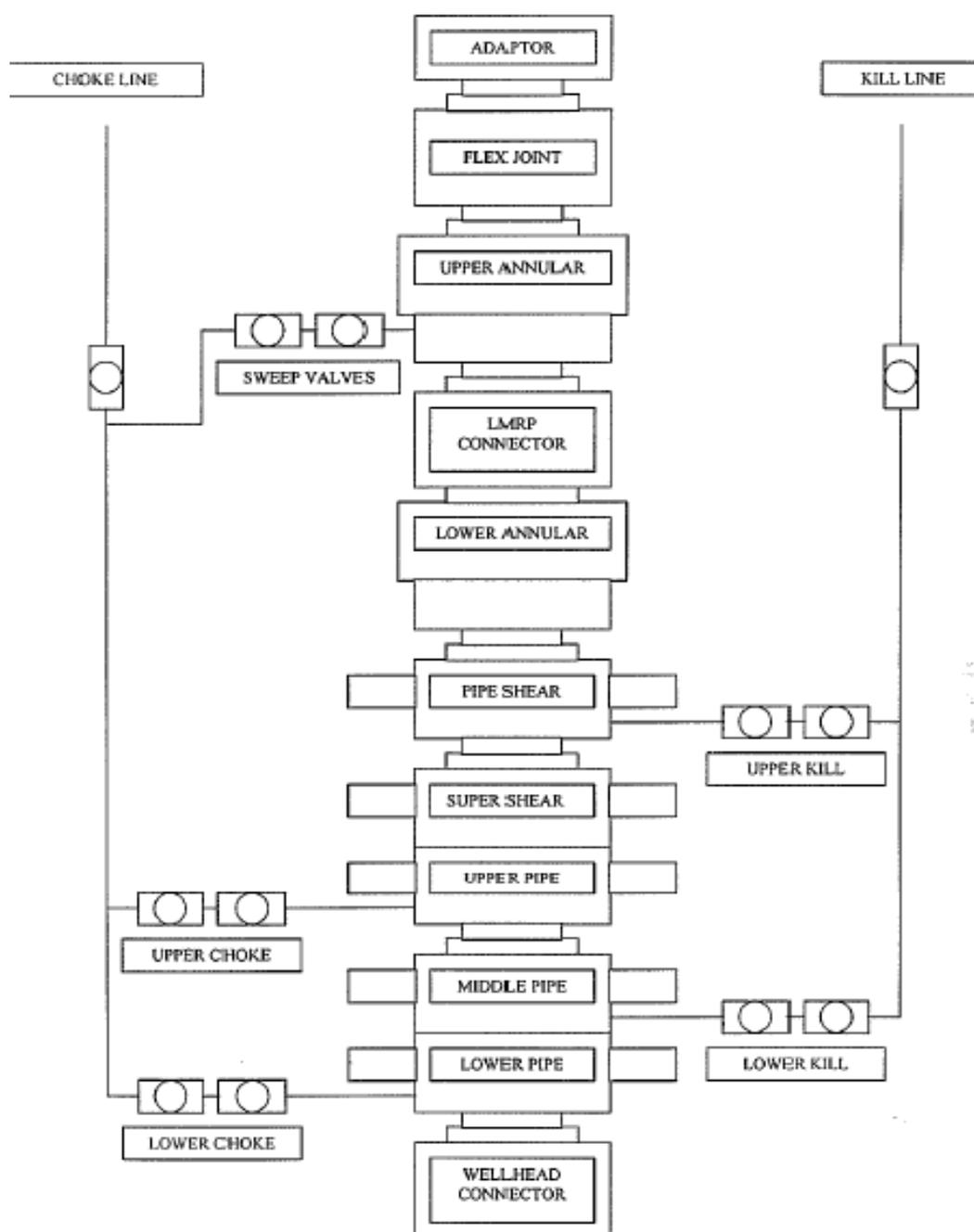
O BOP também desempenha diversas outras funções importantes nas operações offshore. As principais delas serão descritas a seguir segundo o manual (CAMERON, 1ª Ed., pag. 32, 2009).

- Permitir o fechamento do poço em caso de emergência. Para isso, utiliza gavetas para corte de tubo de perfuração ou até mesmo revestimentos e gavetas de selamento, conforme **Figura 11** ;
- Fazer a ligação entre a cabeça do poço e o riser de perfuração, possibilitando a sua desconexão de emergência em caso de perda de posicionamento da sonda;
- Permitir a circulação de fluido do anular mesmo com as gavetas fechadas. A parte inferior do BOP possui duas linhas de fluxo que permitem a circulação de fluidos para fora do anular (*choke line*) e injeção de fluidos pelo anular (*kill line*);
- Viabilizar a execução de diversos tipos de testes como de estanqueidade, de absorção (*leakoff test*), teste negativo, entre outros;



Tipos de gavetas Kill e Choke.

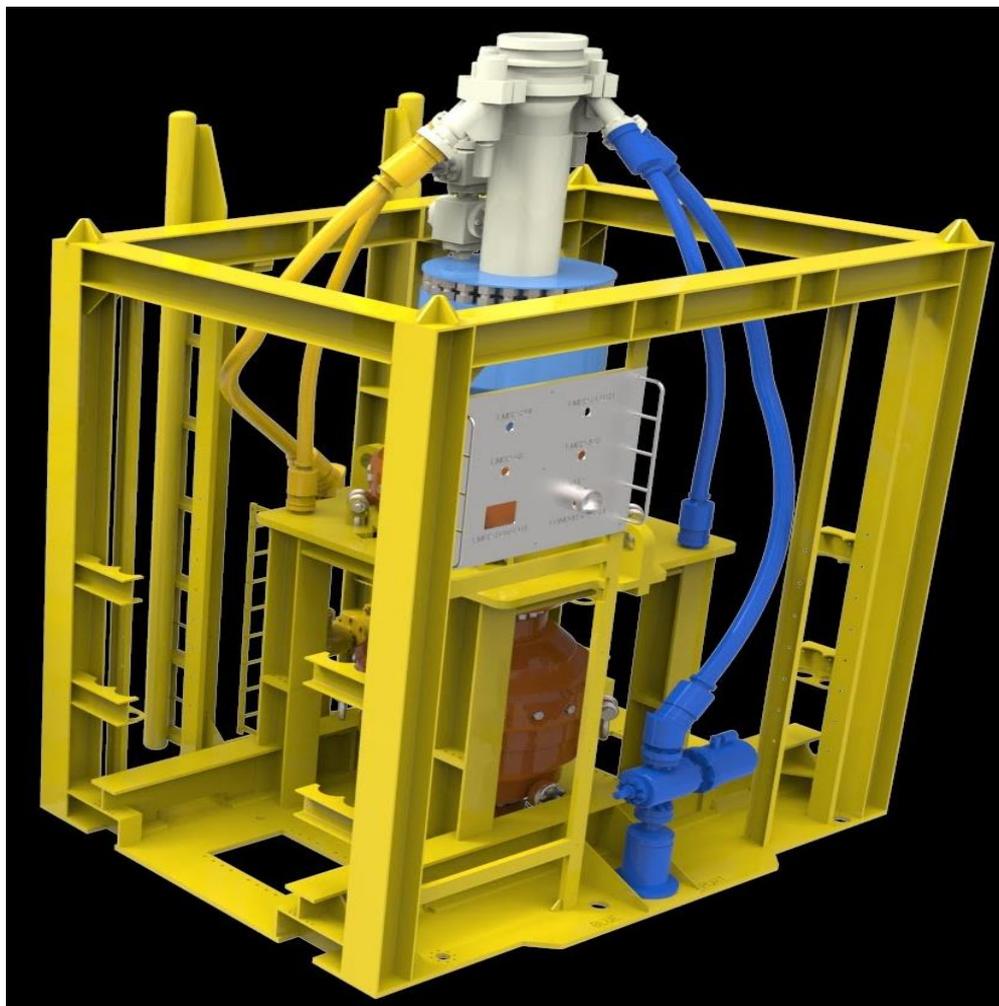
Figura 11 - Fonte Manual CAMERON (pág: 88, 2009)



O BLOW OUT PREVENTER

Figura 12 - Fonte Manual de Treinamento C-MAR (pág: 300, 2007)

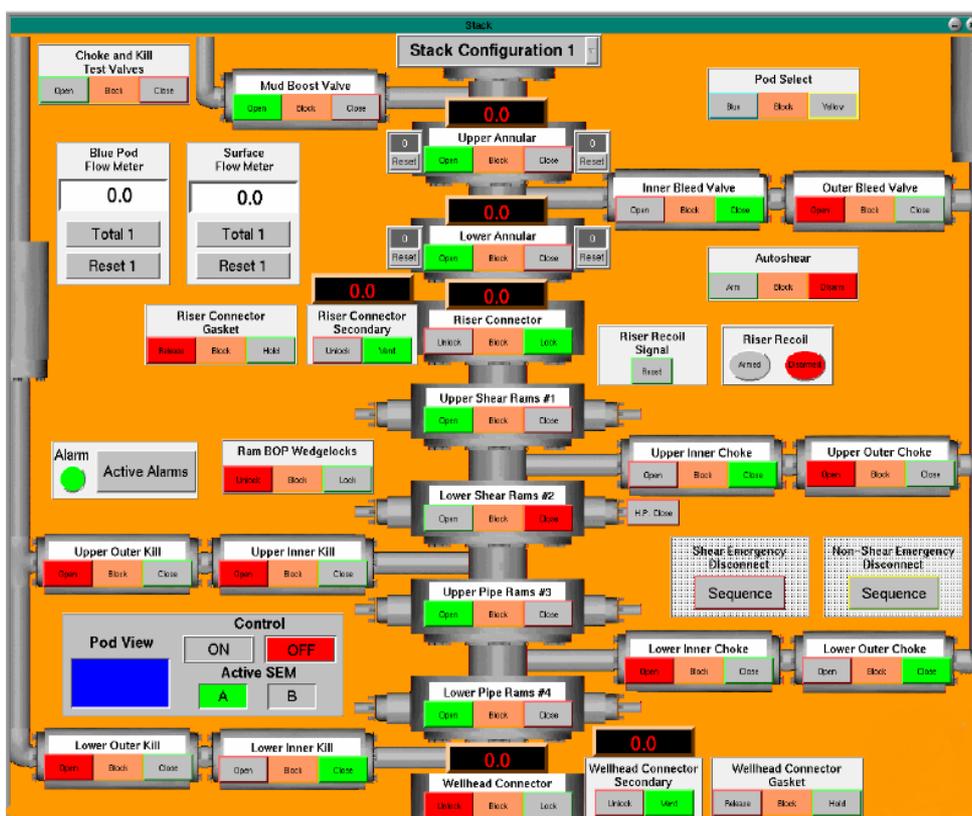
A operação do *Blow Out Preventor* com sistema MUX (*Multiplex*) é devido ao acionamento dessas gavetas por meio de comandos eletônicos que serão convertidos em hidráulicos. A parte responsável pela conversão desses sinais chama se *Lower Marine Riser Preventer* (LMRP), **Figura 13** .



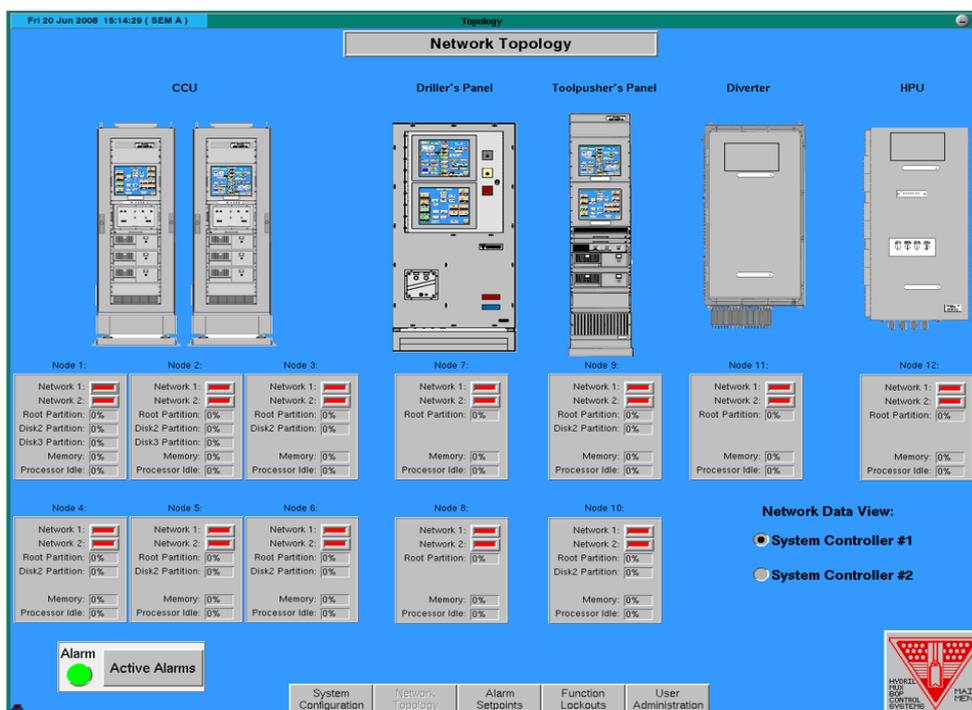
O LOWER MARINE RISER PREVENTER
Figura 13 - Fonte Manual CAMERON (pág: 45, 2009)

O operador executa os comandos a partir de uma panel de comando, atualmente, estes sistemas estão integrados a lap tops que possuem o *software* de operação do BOP, via wi-fi. Os alinhamentos de linhas, seleção de *pods*, testes de pressão, cisalhamento de colunas, tempo de fechamento das gavetas, fluxo de fluido

utilizado nos testes de função estão disponíveis neste software, a **Figura 14** ilustra este software e na **Figura 15** temos a topologia de toda a rede.



Fonte: Manual Hydril (Manual No. 3140883-OM-01, Rev A1, TOI 706 Sftwr OM CD, pag 35)
Figura 14 – Software para a teste de função do BOP



Fonte: Manual Hydril (Manual No. 3140883-OM-01, Rev A1 do operador, TOI 706 Sftwr OM CD, pag 100)
Figura 15 – Topologia da rede de função do BOP

Partindo agora para operação do BOP, iniciaremos nos comandos que são enviados do computador do operador até a chegada deste sinal no BOP, para que todas as funções sejam executadas, como demonstrado no diagrama abaixo:

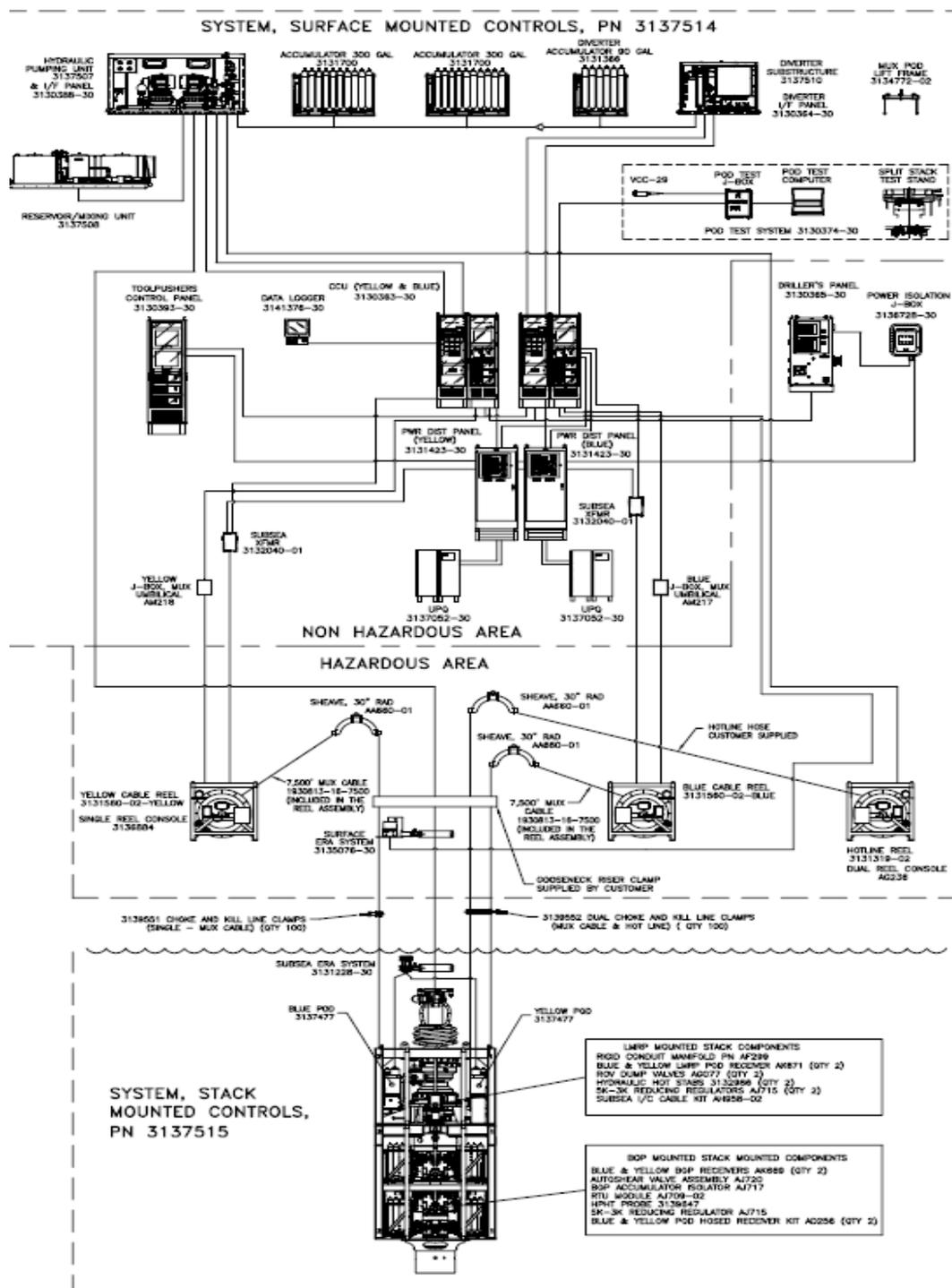


Figura 16: Representação dos comando eletrônico da superfície ao fundo do mar.

Fonte: GE Oil and Gas, HYDRIL Pressure Control, Manual do Operador, Pag: 405.

A **Figura 17**, abaixo, mostra um diagrama básico do sistema de controle. Os controles dos componentes que controlam BOP e o conjunto LMRP (que está conectado ao BOP) são operados por pressões hidráulicas, e as pressões são aplicadas e removidas em resposta aos comandos eletrônicos de sistema das estações de trabalho na superfície. As estações de trabalho de superfície compreendem três consoles independentes - Painel do *Driller* (DP), a Unidade de Controle Central (CCU) e o painel *Master*, definido pela fábrica, chamado de Painel do *Toolpusher* (TP).

Os consoles têm vídeo monitores e computadores eletronicamente ligados uns aos outros e ao controle do equipamento no fundo do mar por duas redes de comunicação redundantes. Os operadores do sistema utilizam monitores *touchscreen* nessas estações de trabalho para emitir comandos eletrônicos para os componentes do sistema e para ver o *status* do sistema. Todas as comunicações entre os painéis de superfície e equipamentos do sistema, incluindo os *pods* (casulos) de controle localizados no fundo do mar, passam através do CCU. A comunicação de rede entre as estações de trabalho na superfície e os instrumentos é totalmente digital e conduzida principalmente através de links de fibra ótica.

A comunicação entre o CCU e os *pods* de controle do fundo do mar é realizada via cabos umbilicais, o RS485. Os cabos estão aduchados em carretéis, localizados no *moonpool* (acesso ao mar, localizado no convés principal, meia nau, das embarcações *offshore*) da plataforma de perfuração. Cada *pod* de controle submarino compreende a uma secção eletro-hidráulica (E/H) anexado no topo de uma secção de controle de válvula hidráulica inferior (LHVC). O cabo umbilical da superfície conecta-se à uma secção E/H. Nesta secção E/H, comandos eletrônicos do CCU passam para dois módulos eletrônicos submarinos redundantes, conhecido por *Subsea Electrical Modules* (SEMs), A e B, para transformação do sinal.

Um conjunto de bombas, montados na superfície, pressurizam o fluido hidráulico, que é biodegradável, logo não agride o meio ambiente, para utilização nos *pods* de controle. O fluido é enviado através de *hot lines* e conduítes rígidos aos dois circuitos separados nas secções LHVC dos *pods* de controle submarinos.

Um circuito está localizado na secção LHVC e distribui o fluido de trabalho das válvulas, *Subplate Mounted* (SPM), para operar as funções do BOP. O outro circuito está na secção E/H e fornece pressões piloto, que permite que as SPM sejam operadas. O fluxo de fluido entre o piloto E/H e as secções LHVC, ocorre através da passagem

de fluxo nas interfaces do *sealsub*, localizado onde as duas seções se unem. O fluxo de fluido hidráulico do pod para os componentes do BOP ocorre através de portas (furos) nas interfaces do BOP e são prolongadas, conhecidas como *pod stab* e *pod receiver*, instaladas no BOP e LMRP, respectivamente.

Para operações normais de perfuração, um SEM é selecionado para executar comandos do operador do sistema a partir da superfície. O outro é colocado em modo *stand by*. Esse arranjo pode ser alterado a qualquer momento, através de comandos apropriados a partir das estações de trabalho do operador. O SEM selecionado (ativo), distribui os comandos da superfície para as válvulas solenóides apropriadas da secção E/H. As válvulas solenóides operam as válvulas *shear seal* (selo de cisalhamento) que aplicam ou removem a pressões piloto nas válvulas SPM.

Os outros dois *stabs* estendidos, externas aos *pods* de controle, são operados pelo sistema de controle. Estes dois *stabs* fornecem fluido hidráulico para as garrafas acumuladoras que são armazenadas em *racks* no LMRP e BOP.

Na superfície, o fluido hidráulico é produzido em uma unidade montada com reservatórios de fluido (FRU- *Fluid Reservoir Unit*) e pressurizado pela HPU (*Hydraulic Power Unit*). O FRU mistura água potável com fluido hidráulico concentrado e glicol na correta proporção. A HPU pressuriza e distribui o fluido para todo o sistema.

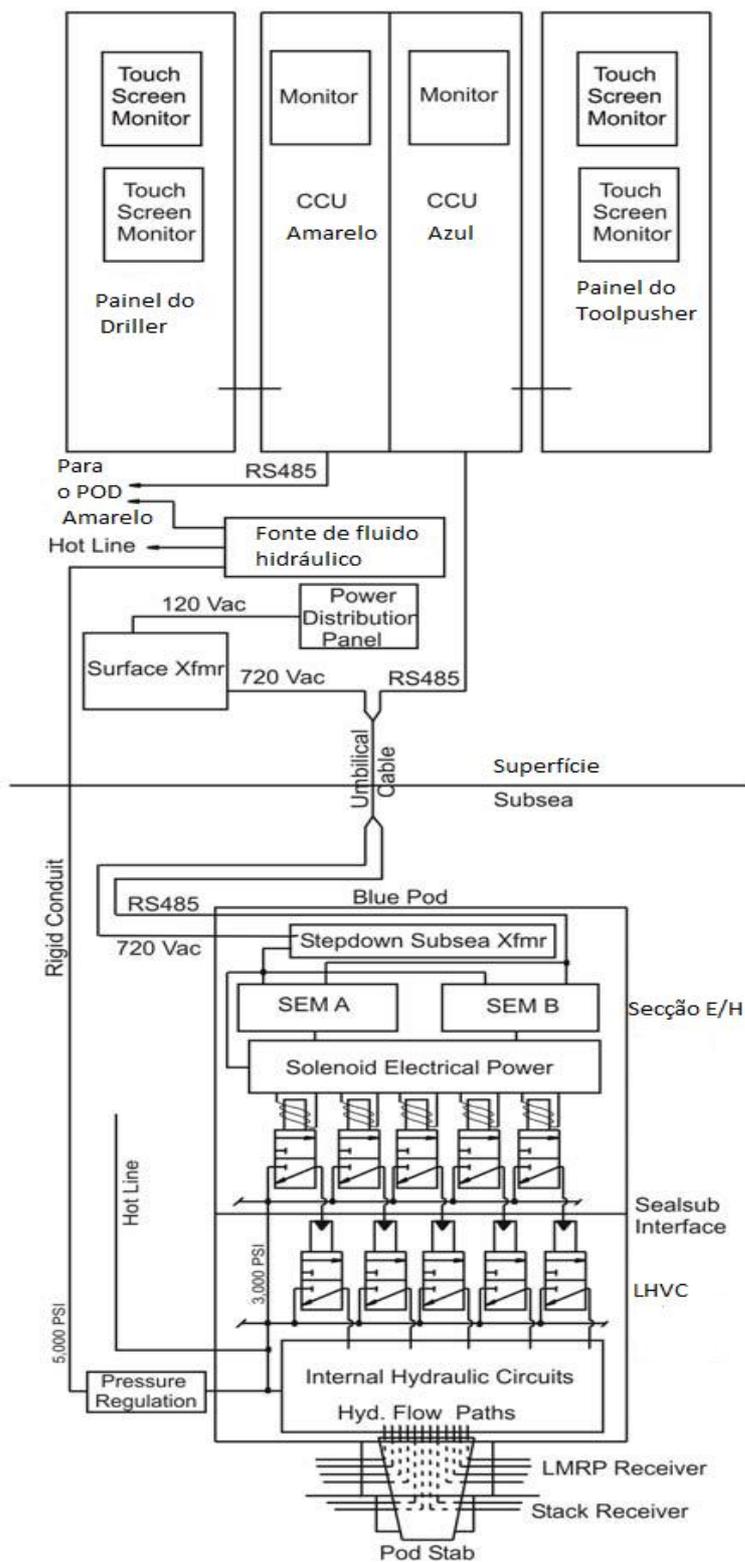


Figura 17 – Diagrama de Comandos das estações de operação para LMRP e BOP.
Fonte: HYDRIL, Manual do Operador, pag. 23.

6.1. Testando as gavetas, os anulares e o *test stab* do conjunto LMRP e BOP

Baseado na **Figura 14**, as lâmpadas redondas e os retângulos dos SEM são apenas indicadores ativos. Considerando que cada um dos ícones de dispositivos retangulares representam uma função de controle e status de capacidade de monitoramento. Nos ícones retangulares, temos a indicação de ABERTO, BLOQUEADO e FECHADO (por exemplo, Anulares, Válvulas e as gavetas), a indicação em verde dos botões indicam o estado ativo de "modo de perfuração". A iluminação em vermelho indica o estado ativo de "modo não-perfuração". Nas funções com recursos de bloqueio, o botão BLOQUEADO indicará a cor âmbar e junto a isso a iluminação da última função selecionada. Isto garante que o operador saiba qual o estado atual do sistema e de função.

Ícones para o conector do riser secundário, fonte secundária do conector da cabeça de poço, fonte da válvula de retenção do conector da cabeça de poço e as funções de *dump* do BOP não possuem botões para o acionamento da função BLOQUEADO, exceto para válvula de retenção do conector da cabeça de poço, a função BLOQUEADO é equivalente ao "modo de perfuração" (VENT ou CLOSE); daí, o indicador ativo estará iluminado em verde. O BLOQUEADO é equivalente ao estado "modo não-perfuração" para a válvula do conector da cabeça de poço estará ativo e iluminado na cor vermelha.

Os fundos dos botões, quando inativos, ficam na cor cinza e com bordas destacadas. A **Tabela 1** lista o controle de função do BOP / Status em cores dos botões e seus respectivos estados.

6.2. Leitura do Medidor de Vazão.

Existem três dispositivos de medição de fluxo de fluidos hidráulicos associados ao sistema de Controle BOP MUX, a importância desses medidores é enorme, pois podemos calcular o volume total de fluido utilizado para o teste de função de cada gaveta ou anular, que é uma referência para a determinação do curso total do êmbolo que está acoplado a cada gaveta e identificar se essas gavetas atingiram o final do

curso. Um destes sensores de vazão está na rede de saída da HPU, **Figura 18**; os outros dois dispositivos medem o consumo de líquidos no fundo do mar, estão ligados aos pods azul e amarelo. Possuem representação na tela do software, nos terminais dos operadores dos dispositivos, são claramente identificados e os ícones são rotulados com o nome *flow meter* - medidor de vazão como exemplificado na **Figura 19**. Ambos os ícones do medidor de vazão, possuem indicadores numéricos, dois volumes totais independentes, medidos em galão. Estes botões são identificados como Total 1, Total 2, *Reset 1*, e *Reset 2*. Quando tocada (clicado), os botões de *reset* irão zerar as leituras do fluxo total de fluido para 0,0.

Function	Push button Text (Active State Color)		
Upper and Lower Annulars	Open (Green)	Block (Amber)	Close (Red)
Inner and Outer Bleed Valves	Open (Red)	Block (Amber)	Close (Green)
Riser / Wellhead Connector (Primary)	Unlock (Red)	Block (Amber)	Lock (Green)
Riser / Wellhead Connector Secondary	Unlock (Red)	Vent (Green)	
Riser / Wellhead Stack Connector Gasket	Release (Red)	Block (Amber)	Hold (Green)
Shear and Pipe Rams	Open (Green)	Block (Amber)	Close (Red)
Shear Ram High Pressure Close	H.P. Close (Red)		
Choke and Kill Valves	Open (Red)	Block (Amber)	Close (Green)
Choke and Kill Test Valves	Open (Green)	Block (Amber)	Close (Red)
Pipe Rams	Open (Green)	Block (Amber)	Close (Red)
Mud Boost Valve	Open (Green)	Block (Amber)	Close (Red)
Ram BOP Wedgelocks	Lock (Red)	Block (Amber)	Unlock (Green)
Riser Recoil	Armed (Green)		Disarmed (Red)
Pod Select	Blue (Blue)	Block (Amber)	Yellow (Yellow)
Autoshear	Disarm (Red)	Block (Amber)	Arm (Green)
Riser Recoil Signal	Reset (Green)		

Tabela 1 – Controle de função do BOP / Status em cores dos botões

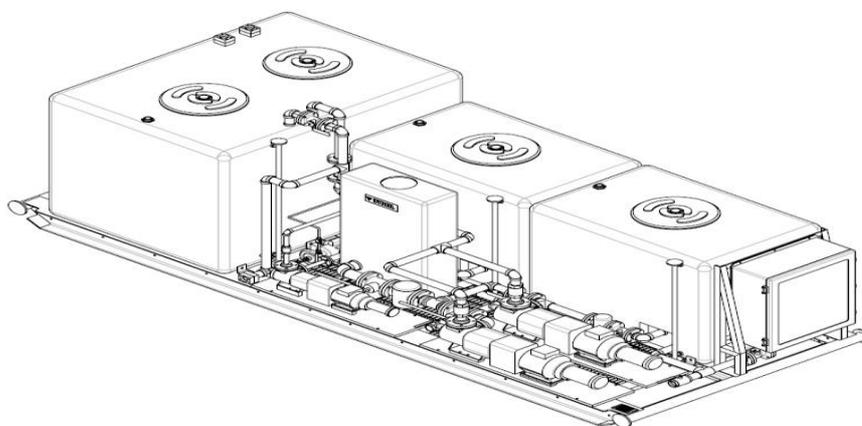


Figura 18 – Skid da HPU do BOP
 Fonte: HYDRIL, Manual do Operador, pag. 41.

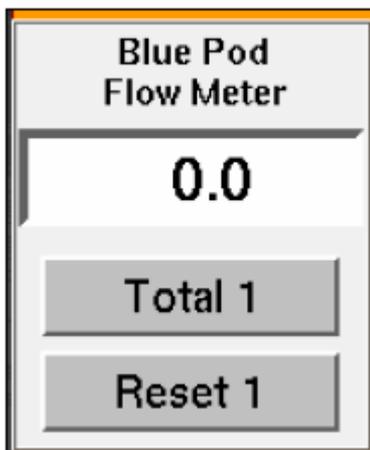


Figura 19 – Controle de função do BOP / Status em cores dos botões

Fonte: HYDRIL, Manual do Operador, pág. 48.

6.3. A Função das Gavetas e dos Anulares

As gavetas do BOP são classificados como: *Pipe Shear Ram*, *Super Shear Ram*, *Upper Shear Ram*, *Middle Pipe Ram*, *Lower Pipe Ram* e a *Variable Bore Ram*.

A *Pipe Shear Ram*, tem a função de cisalhar (cortar) o *drill pipe* (tubo de perfuração), somente para este fim, não tem “força” suficiente, nem liga metálica apropriada para cortar outro tipo de material que esteja dentro do alojamento do BOP, **Figura 19.**

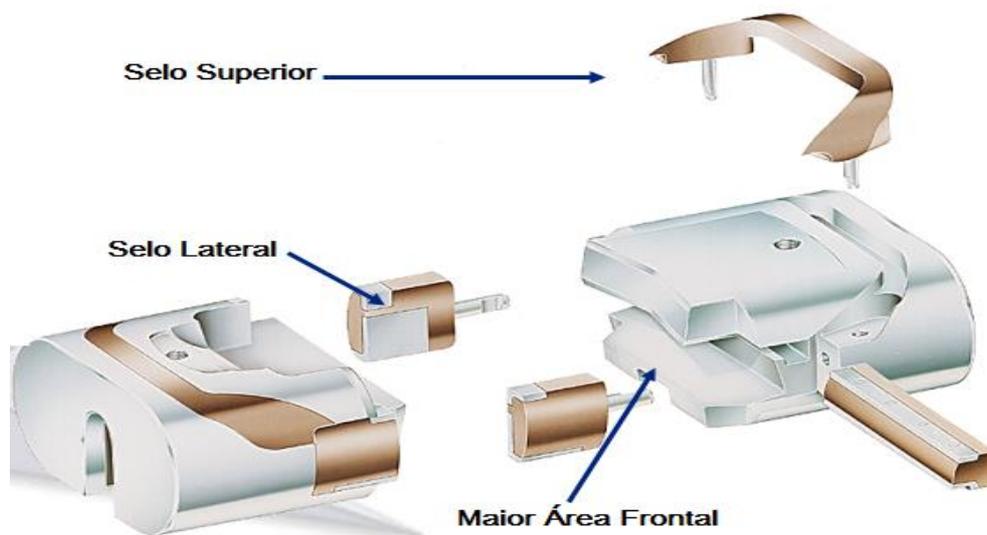


Figura 20 – Pipe Shear Ram

Fonte: <http://www.drillingformulas.com/ram-preventers-as-well-control-equipment>.

A *Super Shear Ram*, tem a função de cisalhar (cortar) o *drill pipe* e até mesmo revestimentos de diversos diâmetros, sua liga metálica é apropriada para este fim. Utilizada em situações de emergência de fechamento de poço, perda de controle de poço ou até mesmo em caso de perda de posição da unidade flutuante. Será acionada para garantir que nada entre ou saia do poço, que está sendo perfurado, até a normalização da situação que levou a ativação deste procedimento, **Figura 21**.



Figura 21 – Super Shear Ram

Fonte: <http://www.drillingformulas.com/ram-preventers-as-well-control-equipment>.

A *Upper Ram*, *Middle Pipe Ram* e o *Lower Pipe Ram*, tem a função de fechar o alojamento do BOP, com ou sem a presença do *drill pipe*, não o danificando. Serve para executar testes de estanqueidade ou chamado de teste de pressão na coluna de perfuração, além de servir como ferramenta de controle de poço em caso de sinais de *kick*, **Figura 22**.

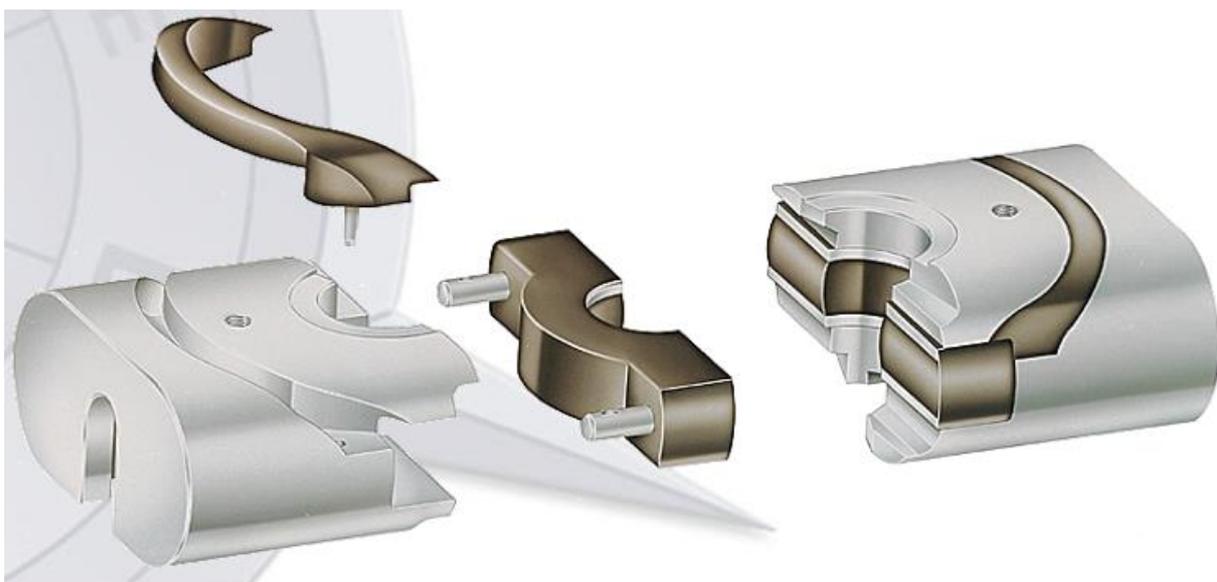


Figura 22 – Lower, Middle e Upper Pipe Rams, possuem diâmetros específicos para o tipo de *drill pipe* que será utilizado na operação.

Fonte: <http://www.drillingformulas.com/ram-preventers-as-well-control-equipment>.

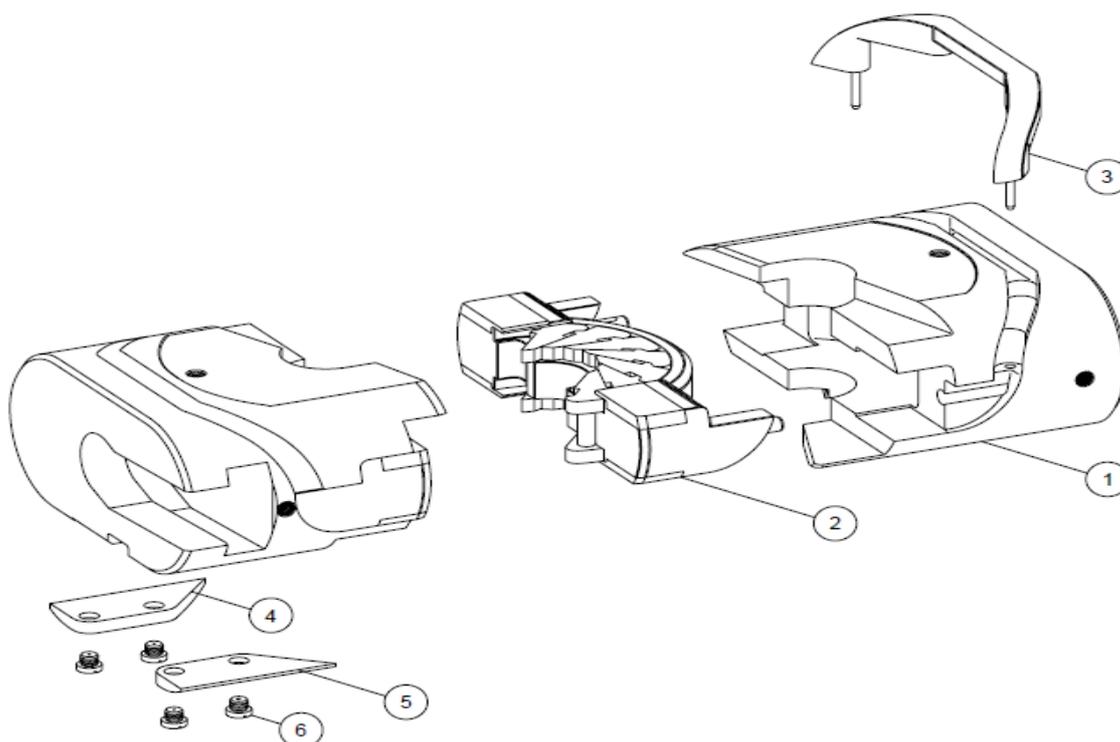


Figura 23 – Variable Bore Ram, possui o centro com um dispositivo de variação de diâmetro, serve para qualquer *drill pipe* que seja utilizado na operação.

Fonte: <http://www.drillingformulas.com/ram-preventers-as-well-control-equipment>, Cameron.

- 1 – Corpo
- 2 – CAMRAM® Packer
- 3 – Selo do Topo
- 4 – Selo de Desgaste Lateral Direito
- 5 – Selo de Desgaste Lateral Esquerdo
- 6 – Parafusos

Os anulares são válvulas de grande porte, capazes de fechar o poço independentemente da presença de coluna nele. Isso porque não possuem gavetas para promover vedação, e sim um elemento de borracha que, ao ser impulsionado por um pistão contra a parte superior do corpo do preventor, deforma-se e fecha o poço, quer no corpo da tubulação, quer contra si próprio. Não há garantia de vedação desse preventor em frente de estabilizadores e comandos espiralados. Deve ser o primeiro preventor a ser fechado em caso de necessidade, pelo fato de poder vedar, independentemente do diâmetro da tubulação em uso, salvo em caso de descida de revestimento ou quando houver o risco de, pela pressão em seu interior, a coluna ser jogada fora do poço.

O seu princípio de funcionamento pode ser descrito da seguinte forma: a energia hidráulica proveniente de fluido hidráulico pressurizado, oriundo da unidade acumuladora/acionadora, penetra em sua câmara de fechamento, impulsionando o pistão para cima, de encontro ao corpo do preventor. Esse movimento comprime o elemento de vedação que, ao contrair, promove a vedação do poço. Para abri-lo, o processo se inverte, sendo pressurizada, desta vez, a câmara de abertura. O preventor anular é constituído de: pistão, elemento de vedação (duas partes móveis), corpo, tampa e sistema de vedação (partes fixas). Para evitar acidentes ou reduzir sua vida útil, alguns cuidados devem ser tomados no manuseio desse preventor, tais como:

- Acioná-lo, sem coluna no poço, reduz bastante a vida útil da borracha de sua vedação, o que pode acarretar risco de vazamento durante seu fechamento. Além disso, trata-se de um componente muito caro. Assim, aconselha-se fechar o preventor anular somente em situações de necessidade, por ocasião de *kick*. Durante o teste, aconselha-se fechá-lo com a presença de tubulação em seu interior;
- Deve-se testá-lo com 70% (setenta por cento) da pressão de trabalho esperada.

Figura 24



Figura 25



Figura 24 e 25– Anular em explosão e anular em corte

Fonte: <http://www.oilfieldsupply.com/product.php?pid=1618&cid=348> e <http://www3.c-a-m.com/forms/Product.aspx?prodID=ecd6ef4e-19dc-4ea9-ad47-94689e36b61c>

7. O PORQUÊ DO CONTROLE DE POÇO

O fluido a base de óleo é constituído principalmente de hidrocarbonetos líquidos. Ele também possui água em sua formulação originando emulsões óleo/água. Os cortes contaminados com fluidos de perfuração à base de petróleo têm um forte impacto ambiental e possuem certas restrições em muitos países, graças a isso, os fluidos são levados ao desenvolvimento, o fluido sintético, sendo mais compatíveis com o meio ambiente, os quais não somente apresentam um bom desempenho como também são menos tóxicos e até mais biodegradáveis. Esses fluidos sintéticos, por serem fluidos derivados de petróleo, possuem compostos orgânicos sintéticos com uma ótima eficiência para a perfuração, porém são biodegradáveis. A este grupo, inclui hidrocarbonetos sintéticos, como por exemplo, parafinas sintéticas. A desvantagem reside no elevado custo que limita a sua utilização. Suas principais vantagens são o baixo impacto ambiental, elevada viscosidade e elevada estabilidade térmica. Independentemente do tipo de fluido de perfuração utilizado durante a operação de perfuração, o seu objetivo principal é manter a pressão no poço maior do que a pressão hidrostática da formação. Caso a pressão exercida por este fluido seja menor que a pressão exercida pela formação, poderá acarretar em um fenômeno conhecido por *kick* (THOMAS, et al., 1982).

Kick é o influxo, não desejado, de fluidos da formação como gás, óleo ou água, para o interior do poço devido à pressão no poço estar menor do que a pressão da formação. Uma vez detectado o *kick*, protocolos de segurança serão executados a bordo. O fechamento do poço será executado e o fluido invasor deve ser circulado para fora do poço. Se, antes ou durante a remoção do *kick*, o controle do poço seja perdido, teremos uma situação indesejada por qualquer unidade de perfuração, chamada de *blowout*. Quanto maior for o tempo decorrido entre o início de um *kick* e a tomada de providências para controle do poço, mais danoso será o *kick* e mais difícil o seu controle (id ibidem).

Com o *pit gain* (ganho de fluido nos tanques de lama) elevando-se constantemente é um dos indícios de que um *kick* pode ocorrer. A resposta na superfície a um *kick* de gás é menor no fluido de perfuração base óleo quando comparada com o fluido de perfuração base água. No fluido de perfuração base água, o *pit gain* é praticamente igual ao volume que o *kick* ocupa na pressão e temperatura

no fundo do poço. O *pit gain* no fluido a base óleo é menor devido ao efeito da solubilidade do gás no interior do fluido (id ibidem).

Em águas profundas, este problema é bem maior caso o gás migre do fluido de perfuração somente quando estiver no interior do *riser*. Se a pressão equivalente ao ponto de bolha não atingir à montante do *choke*, o *kick* terá um comportamento igual a um líquido. A sonda deverá estar equipada com um sistema de manuseio de gás bem dimensionado, pois a quantidade de gás liberada após a passagem pelo *choke* poderá ser enorme. Após a detecção do *kick* o poço não pode ficar fechado, pois pode fraturar as formações, danificar o revestimento e equipamentos de cabeça de poço e também não pode ficar aberto devido à expansão do gás, perigos de incêndio, explosão, avarias no convés da sonda e impossibilidade de acesso ao poço após o fluido atingir a superfície (id ibidem).

O controle do poço será retomado da seguinte forma: permitir que o fluido invasor chegue à superfície, com sua expansão controlada através de contrapressões no *choke* que, somadas às pressões hidrostáticas do fluido invasor e do fluido de perfuração, irão contrabalançar a pressão da formação que originou o *kick*. A equipe de perfuração e os equipamentos de controle de poço deverão estar devidamente preparados para agir e atuar com segurança e confiabilidade a fim de evitar que um *kick* venha a se transformar em um *blowout* e ponha em risco a vida dos componentes da equipe e riscos ao meio ambiente (id ibidem). **A Figura 26** ilustra um vazamento de petróleo pela cabeça do poço.



Fonte BP: Acessado em 28 de Maio de 2005
Figura 26: Vazamento de petróleo.

8. CONCLUSÃO

Quando tratamos de segurança e controle de poços petrolíferos, embora todos os procedimentos, normas e treinamentos sejam adotados a partir da superfície, requer a atenção voltadas para as condições de operacionalidade dos equipamentos responsáveis para este fim, o que pode ajudar a garantir a não-ocorrência de fluxos indesejados de fluidos da formação para o poço, e mais ainda, do poço para a superfície, durante as atividades de perfuração ou completação em poços de petróleo.

As ferramentas de trabalho para manter o processo de perfuração ou até mesmo de completação, são: o peso específico do fluido de perfuração que é fundamental para a contenção das pressões de sub superfície, a partir dele, a pressão hidrostática que irá atuar nos diversos pontos do poço, promovendo o equilíbrio com a pressão da formação a que o fluido se encontra sujeito em seu interior. A viscosidade terá importância maior quando da necessidade de se circular o fluido invasor durante operações de combate a *kick*.

Outra ferramenta é acionada quando a primeira já não é suficiente para conter as pressões de sub superfície. Corresponde ao conjunto de equipamentos do sistema de segurança de cabeça de poço, constituído por *blow out preventer*, o *managed Pressure drilling*, que irão “barrar” o fluxo ao proporcionarem o fechamento do poço e possibilitar o controle subsequente deste através dos métodos de controle de *kick*. Quando a primeira barreira é perdida, tem-se a ocorrência de um influxo de fluido da formação para o poço, sendo necessário se recorrer à segunda barreira, que é o E.S.C.P.

A finalidade dos equipamentos de segurança e cabeça de poço (E.S.C.P.) é a de permitir o controle do poço em caso de perda da primeira barreira, como ocorre durante uma erupção. Para obtenção efetiva desse controle, o E.S.C.P deve permitir:

- O fechamento do poço;
- A liberação controlada dos fluidos contidos no poço;
- O bombeio de fluido para o interior do poço;
- A descida ou a retirada da coluna de perfuração do poço, estando este pressurizado;
- A sustentação, o seccionamento e o abandono de emergência da coluna de perfuração em operações com sondas flutuantes.

BIBLIOGRAFIA

ALLEN, P.A. & ALLEN, J.R. ***Basin Analysis: Principles and Applications***, Blackwell, Oxford, 1990.

BP - **BRITISH PETROLEUM. Relatório final da comissão de investigação (2010)**. Disponível em: <<http://www.oilspillcommission.gov>>. Acessado em: 30 de abril de 2015.

BRASIL. Casa Civil, Subchefia para Assuntos Jurídicos. Lei Nº 9.478, de 6 de agosto de 1997. Dispõe sobre a política energética nacional, às atividades relativas ao monopólio do petróleo, institui o Conselho Nacional de Política Energética e a Agência Nacional do Petróleo e dá outras providências. Disponível em <http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/leis/l9478.htm>. Acessado em 29 de Abril de 2015.

_____. Casa Civil, Subchefia para Assuntos Jurídicos. Lei 12.351 de 2010. Dispõe sobre a exploração e a produção de petróleo, de gás natural e de outros hidrocarbonetos fluidos, sob o regime de partilha de produção, em áreas do pré-sal e em áreas estratégicas; cria o Fundo Social - FS e dispõe sobre sua estrutura e fontes de recursos; altera dispositivos da Lei nº 9.478, de 6 de agosto de 1997; e dá outras providências. Disponível em <http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/_Ato2007-2010/2010/Lei/L12351.htm>. Acessado em 29 de Abril de 2015.

_____. ANP, Bacia de Sergipe-Alagoas. <http://www.brasil-rounds.gov.br/arquivos/Seminarios_r11/tec_ambiental/Bacia_Sergipe-Alagoas.pdf>. Seminário 11ª Rodada. Acessado em 17 de Maio de 2015.

CAMERON. **Manual de Operação e Manutenção de Blow Out Preventor**. TC8207-1, 1ª Ed., Novembro de 2009.

COKER, I. C. ***Managed Pressure Drilling Index, Offshore Technology Conference, Houston, Texas, USA, 3-6 May 2004***.

DIAS, M.V. ***Royalties e compensação financeira pela exploração mineral no Paraná – 2004 a 2009***, Mineropar: Serviço de Geológico do Paraná, Governo do Estado do Paraná, Curitiba, 2010. GEOGARB. ***O que Dizem as Rochas. Ambiente Sedimentar***, 2006. Disponível em: <<http://sed.com.sapo.pt>>. Acessado em: 30 abril de 2015.

Figura 16. Relatório da British Petroleum. Disponível no site <<http://www.google.com.br/imgres?imgurl=http://s.glbimg.com/jo/g1/f/original/2010/07/11/vazamento.jpg&imgrefurl=https://patrulhambientalestudantil.wordpress.com/tag/o-vazamento-de-petroleo-no-golfo-do->

mexico/&h=465&w=620&tbnid=2neknujyyTheIM:&zoom=1&docid=q4xFGuAiz80JM&ei=TqFfVYn_JovbsAS4gIH4Cg&tbnid=isch&ved=0CFAQMyhMMEw4ZA>.
Acessado em 27 de Maio de 2015.

HYDRIL, Manual do Operador, Rev. A 1, 2007. Texas, USA.

INSTITUTION OF CHEMICAL ENGINEERS (ICE), 1992. **Major Hazards Onshore and Offshore**. Symposium series nº 130. Warwickshire: ICE.

I TOPF – **International Tanker Owners Pollution Federation**. Disponível em: <<http://www.itopf.com/marine-spills>>. Acessado em: 30 de abril de 2015.

J. HERNANDEZ. **Successful Application of Automated Choke MPD to Prevent Salt Water Kicks While Drilling in a High-Pressure Tertiary Salt Diapir With OBM in Southern Mexico**. SPE/IADC 122211. SPE/IADC Managed Pressure Drilling and Underbalanced Operations Conference and Exhibition, 2009.

KUEHN, Andrej Luigi Tommasi Oliveira. **Técnicas de Perfuração com Gerenciamento de Pressão Aplicáveis aos Reservatórios Carbonáticos do Pré-sal Brasileiro**. – Rio de Janeiro: UFRJ/ESCOLA POLITÉCNICA, 2014.

OILFIELD REVIEW – **Managed Pressure Drilling Erases the Lines**. <http://www.slb.com/services/miswaco/services/~media/Files/resources/oilfield_review/ors11/spr11/managed_pressure.ashx>. Spring, 2011:23 nº 1. Acessado em 18 de maio de 2015.

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

REASON, James T. **Managing the Risks of Organizational Accidents**. Editora Biddles Ltd. Great Britain, 1997.

ROCHA, Luiz Alberto Santos. **Projetos de Poços de Petróleo**. 2ª edição, Rio de Janeiro: Editora Interciência, 2009.

SANTANA, E.; SOARES, F.; CHÁCARA, I.; AGUIAR, L.; CAMARGO, N. **Bacia de Santos: Pioneirismo na Produção do Pré Sal e Comercialização**. Trabalho apresentado na Faculdade do Sul da Bahia, Teixeira de Freitas, BA, 2011.

SANTOS, Otto Luiz Alcântara. **Segurança de Poço na Perfuração**. Editora Blucher. São Paulo, 2013.

SILVA, Ana Carolina Mansilha Flor. **Análise da Arrecadação de *Royalties* nos Campos do Pré-Sal Localizados na Bacia de Santos Sob Regime de Concessão.** Ana Carolina Mansilha Flor da Silva. Projeto de Graduação – UFRJ / Escola Politécnica / Curso de Engenharia de Petróleo, 2015.

THOMAS, D. C., LEA Jr., J. F., TUREK, E. A.: "**Gas Solubility in Oil-Based Drilling Fluids: Effects on Kick Detection**", SPE 11115 - 57th Annual Fall Technical Conference and Exhibition, New Orleans, LA, September 26-29, 1982.

WEATHERFORD. Projeto de Instalação, **MPD com *Microflux Control System*** Weatherford Brasil, 2006.