

**MARINHA DO BRASIL  
CENTRO DE INSTRUÇÃO ALMIRANTE GRAÇA ARANHA  
CURSO DE APERFEIÇOAMENTO DE OFICIAL DE NÁUTICA**

**JOÃO ALBERTO AMMON URBIETA**

**A IMPORTÂNCIA DO CONHECIMENTO DAS OPERAÇÕES DE PERFURAÇÃO  
PARA O OPERADOR DE POSICIONAMENTO DINÂMICO**

**RIO DE JANEIRO**

**2017**

**JOÃO ALBERTO AMMON URBIETA**

**A IMPORTÂNCIA DO CONHECIMENTO DAS OPERAÇÕES DE PERFURAÇÃO  
PARA O OPERADOR DE POSICIONAMENTO DINÂMICO**

**Monografia apresentada como exigência  
para obtenção do título de Capitão de  
Cabotagem do Curso de Aperfeiçoamento de  
Oficial de Náutica ministrado pelo Centro de  
Instrução Almirante Graça Aranha.**

**Orientadora: Prof<sup>a</sup>. Gabriela de Lima  
Bragança**

**RIO DE JANEIRO**

**2017**

**JOÃO ALBERTO AMMON URBIETA**

**A IMPORTÂNCIA DO CONHECIMENTO DAS OPERAÇÕES DE PERFURAÇÃO  
PARA O OPERADOR DE POSICIONAMENTO DINÂMICO**

**Monografia apresentada como exigência  
para obtenção do título de Capitão de  
Cabotagem do Curso de Aperfeiçoamento de  
Oficial de Náutica ministrado pelo Centro de  
Instrução Almirante Graça Aranha.**

**Data da aprovação: \_\_\_\_/\_\_\_\_/\_\_\_\_**

**BANCA EXAMINADORA**

---

Prof<sup>a</sup>. M.sC. Gabriela de Lima Bragança  
(Orientadora – Centro de Instrução Almirante Graça Aranha)

---

Prof<sup>a</sup>. M.sC. Laís Raysa Lopes Ferreira dos Santos  
(1<sup>a</sup> Avaliadora – Centro de Instrução Almirante Graça Aranha)

---

Prof<sup>a</sup>. B.Sc. Monique Mota Martins  
(2<sup>a</sup> Avaliadora – Centro de Instrução Almirante Graça Aranha)

**CONCEITO FINAL: \_\_\_\_\_**

**RIO DE JANEIRO**

**2017**

## DEDICATÓRIA

*Dedico a todos os operadores de posicionamento dinâmico da plataforma de perfuração Ocean Valor, que me deram todo suporte necessário para o desenvolvimento desse trabalho.*

## **AGRADECIMENTOS**

Agradeço primeiramente a Deus, por ter me dado saúde e força para realizar esse curso.

À minha família, pelo amor, pela força e por entender e me apoiar durante o tempo despendido para a confecção desse trabalho.

Aos meus pais, pelo apoio incondicional e por fazer eu acreditar que seria possível vencer mais essa etapa da minha vida.

Ao meu padrasto Marcelo Cavalcanti, meu tio Newton e à minha tia Ana. Jamais vou esquecer o que fizeram por mim durante esse período de dificuldades.

À minha equipe de operadores de posicionamento dinâmico da plataforma Ocean Valor, que me ajudaram bastante na realização desse trabalho.

À minha orientadora Gabriela Bragança, pelo suporte no pouco tempo que lhe coube, pelas suas correções e incentivo.

E, finalmente, a todos que fizeram parte direta ou indiretamente da minha formação.

João Alberto Ammon Urbietta

## RESUMO

Em uma plataforma de perfuração offshore equipada com sistema de posicionamento dinâmico é exigido do operador de posicionamento dinâmico um conhecimento que vai além das suas atribuições normais. Nesse contexto, o presente trabalho destaca a importância do conhecimento das operações e equipamentos de perfuração e sua influência na tomada de decisões pelo operador de posicionamento dinâmico no passado. Do ponto de vista metodológico, foi realizada uma pesquisa de campo pelo próprio autor em uma sonda de perfuração offshore através de familiarizações com novos operadores de posicionamento dinâmico, onde foi constatado o problema da pesquisa. Livros de perfuração e controle de poço, sites de petróleo e gás e procedimentos, manuais e documentos de uma empresa de perfuração conceituada no mercado foram usados para desenvolver e confirmar o problema em questão. A partir dos resultados obtidos, verificou-se que as operações e equipamentos de perfuração estão diretamente ligados à atividade do operador de posicionamento dinâmico, que precisam entendê-los para garantir a segurança do pessoal a bordo e das operações, além de prevenir a poluição do meio ambiente marinho e manter a integridade dos equipamentos da plataforma.

**Palavras-chaves:** Operações. Perfuração. Offshore. Plataforma. Operador. Posicionamento. Dinâmico.

## **ABSTRACT**

In an offshore drilling rig equipped with dynamic positioning system, the dynamic positioning operators required to have knowledge that goes beyond his normal assignments. In this context, the present work highlights the importance of drilling operations and equipment knowledge and its influence on decision-making by the dynamic positioning operator in the bridge. From the methodological point of view, a field research were carried out by the author himself in an offshore drilling rig through familiarizations with new dynamic positioning operators, where the research problem was verified. Well control and drilling books, oil and gas websites and procedures, manuals and documents from a reputed drilling company on the market were used to develop and confirm the problem in question. From the results obtained, it were verified that drilling operations and equipment are directly linked to the activity of the dynamic positioning operator, who need to understand it to ensure the safety of the personnel on board and the operations, besides preventing pollution of the marine environment and maintain the integrity of the rig equipment.

**Keywords:** Operations. Drilling. Offshore. Rig. Operator. Positioning. Dynamic.

## LISTA DE FIGURAS

<b>Figura 1</b> – <i>Subsea BOP stack</i> .....	18
<b>Figura 2</b> – Revestimento e Cimentação .....	21
<b>Figura 3</b> – <i>Posplot screen</i> .....	25
<b>Figura 4</b> – <i>Drilling alarms settings pop-up screen</i> .....	26
<b>Figura 5</b> – <i>Bullseye inclination position on subsea riser and BOP</i> .....	27
<b>Figura 6</b> – <i>BOP stack screen</i> .....	28
<b>Figura 7</b> – Sonda derivando para fora da locação (A) e LMRP e riser desconectado com segurança (B) .....	30
<b>Figura 8</b> – Funções da lama de perfuração .....	34
<b>Figura 9</b> – Efeito do peso da lama na taxa de penetração .....	35
<b>Figura 10</b> – Efeitos dos sólidos da lama na taxa de penetração .....	36
<b>Figura 11</b> – <i>Diverter housing</i> .....	39
<b>Figura 12</b> – <i>Diverter</i> .....	40
<b>Figura 13</b> – <i>Choke manifold</i> .....	41
<b>Figura 14</b> – <i>Choke remoto</i> .....	42
<b>Figura 15</b> – <i>Choke</i> operado hidráulicamente .....	42
<b>Figura 16</b> –Diagrama de <i>standpipe</i> e <i>choke manifold</i> .....	43
<b>Figura 17</b> – <i>Trip tank while tripping in</i> .....	44
<b>Figura 18</b> – <i>Trip tank while tripping out</i> .....	45
<b>Figura 19</b> – <i>TIW (Full opening safety valve)</i> .....	46
<b>Figura 20</b> – <i>IBOP valve</i> .....	47
<b>Figura 21</b> – <i>Float valve</i> tipo pistão e <i>flapper</i> .....	47
<b>Figura 22</b> – <i>Degasser</i> .....	48

**Figura 23** – Sistema de pressurização dos acumuladores .....50

## LISTA DE TABELAS

**Tabela 1** – Juntas de revestimento colocadas no poço desde o início até o fim com diâmetros das seções do poço perfurado e dos revestimentos.

## LISTAS DE ABREVIATURAS E SIGLAS

**DP** – *Dynamic Positioning*

**DPO** – *Dynamic Positioning Operator*

**IADC** – *International Association of Drilling Contractors*

**BCO** – *Ballast Control Operator*

**BOP** – *Blowout Preventer*

**ERA** – *Electronic Riser Angle*

**ARA** – *Acoustic Riser Angle*

**HIPAP** – *High Precision Acoustic Positioning*

**ROV** – *Remotely Operated Vehicle*

**LMRP** – *Lower Marine Riser Package*

**BHA** – *Bottom Hole Assembly*

**OIM** – *Offshore Installation Manager*

**EDS** – *Emergency Disconnection System*

**TIW** – *Texas Iron Works*

**IBOP** – *Inside Blow out Preventer*

## SUMÁRIO

<b>1 INTRODUÇÃO</b> .....	13
1.1 OBJETIVOS.....	14
1.1.1 Tema .....	14
1.1.2 Problema .....	14
1.1.3 Delimitação da pesquisa .....	14
1.1.4 Objetivo Geral .....	15
1.1.5 Objetivos Específicos .....	15
1.2 METODOLOGIA .....	15
<b>2 OPERAÇÕES DE PERFURAÇÃO BÁSICAS QUE PRECISAM SER DE CONHECIMENTO DO OPERADOR DE POSICIONAMENTO DINÂMICO</b> .....	17
2.1 DESCIDA DE <i>RISER</i> .....	17
2.2 PERFURAÇÃO ADIANTE .....	20
2.3 DESCIDA DE REVESTIMENTO E CIMENTAÇÃO .....	21
<b>3 LIMITAÇÕES PARA MUDANÇA DE PROA E POSIÇÃO EM UMA SONDA SEMISSUBMERSÍVEL DP CONECTADA NO POÇO</b> .....	24
<b>4 PASSAGEM DE FERRAMENTA NÃO-CISALHANTE PELO PREVENTOR DE BLOWOUT</b> .....	28
<b>5 SEQUÊNCIA PARA DESCONECTAR DO POÇO EM CASO DE EMERGÊNCIA</b> .....	30
<b>6 PRODUTOS USADOS NA PERFURAÇÃO DE POÇOS DE PETRÓLEO</b> .....	34
<b>7 EQUIPAMENTOS DE CONTROLE DE POÇO IMPORTANTES PARA O CONHECIMENTO DO OPERADOR DE POSICIONAMENTO DINÂMICO</b> .....	39
7.1 <i>DIVERTER E FLOW LINE</i> .....	39
7.2 <i>CHOKER MANIFOLD</i> .....	41
7.3 TANQUE DE MANOBRA.....	44
7.4 VÁLVULAS DE SEGURANÇA.....	46
7.5 EQUIPAMENTO DE MANUSEIO LAMA/GÁS.....	48

7.6	DETECTORES DE GÁS.....	49
7.7	GARRAFAS ACUMULADORAS.....	49
<b>8</b>	<b>CONSIDERAÇÕES FINAIS.....</b>	<b>51</b>
	<b>REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS.....</b>	<b>53</b>

## 1. INTRODUÇÃO

Este trabalho busca identificar e descrever as operações e equipamentos de perfuração que são de grande importância para o operador de posicionamento dinâmico em uma sonda de perfuração *offshore*, além de estabelecer relação com as ações tomadas pelos operadores de posicionamento dinâmico no passadiço.

Durante esses seis anos trabalhando como operador de posicionamento dinâmico e Imediato na empresa de perfuração “X”, foi observado, através de checagem de competências, que os operadores de posicionamento dinâmico, que chegavam nas sondas de perfuração para serem familiarizados, possuíam pouco ou nenhum conhecimento das operações de perfuração. Com isso, algumas ações eram tomadas no passadiço sem levar em consideração a operação que estava sendo realizada naquele determinado momento no piso de perfuração.

A partir dessas observações, constatou-se que, ser DPO em uma sonda DP, não seria apenas exercer a função de DPO e sim exercer várias funções tais como: Oficial de Náutica, Controlador de lastro e administrador de permissão de trabalho.

Em uma sonda de perfuração DP, para o DPO ser completo, ele necessita ter um bom conhecimento em praticamente toda a sonda. Transferência e recebimento de produtos usados na perfuração tais como Baritina, Bentonita, Calcáreo, Cimento e Lama, localização dos tanques e silos onde os mesmos se encontram, checagem dos pesos para fazer a estabilidade diária da sonda e preparação dos *transponders* para utilização do sistema acústico são alguns exemplos.

Todos estes citados acima têm a sua importância, mas quando o DPO compreende o que está acontecendo no piso de perfuração e que isso pode levá-lo a tomar decisões mais rápidas e precisas, ele alcança outro patamar na carreira, sentindo-se mais seguro e preparado para tomar decisões em situações críticas e de emergência.

Portanto, é de extrema importância a familiarização do DPO quando o mesmo chega na sonda. Itens relacionados a equipamentos e operações de perfuração devem ser checados e estudados a fim de esclarecer e eliminar qualquer dúvida da cabeça do operador de posicionamento dinâmico.

As empresas de perfuração estão mais preocupadas com esse assunto colocando seus operadores de posicionamento dinâmico para fazerem o treinamento

de controle de poço nível introdutório com certificação IADC (*International Association of Drilling Contractors*) a cada dois anos, o que tem ajudado bastante na relação e no entendimento entre o passadiço e o piso de perfuração durante as operações na sonda.

Recentemente, a empresa de perfuração “X” realizou um *workshop* com todos os Comandantes, Imediatos, DPO’s e BCO’s na sua sede, nos EUA, com a finalidade de enfatizar a necessidade de manter o foco durante as operações a bordo buscando o conhecimento e solicitando treinamento caso necessário. Isso ocorreu devido à frequência de incidentes envolvendo o operador de posicionamento dinâmico nas sondas de perfuração da empresa.

É esperado, no entanto, que ao final deste estudo, tenhamos um entendimento por parte dos operadores de posicionamento dinâmico, principalmente aos que estão iniciando a carreira, da importância do conhecimento das operações de perfuração e sua ligação com as tarefas e tomada de decisão no passadiço.

## 1.1 OBJETIVOS

### 1.1.1. Tema

A importância do conhecimento das operações de perfuração para o operador de posicionamento dinâmico.

### 1.1.2. Problema

Os operadores de posicionamento dinâmico precisam conhecer as operações de perfuração para trabalhar em uma plataforma offshore de perfuração?

### 1.1.3. Delimitação da pesquisa

A pesquisa será enriquecida por observações feitas nos últimos seis anos pelo autor em sonda semissubmersível DP da empresa de perfuração “X” operando pela Petrobras na Bacia de Santos – Brasil. A pesquisa é baseada nas familiarizações e checagens de competências realizadas pelo autor com os novos operadores de

posicionamento dinâmico que chegaram na sonda nesses últimos quatro anos, período em que o autor trabalhou como DPO Sênior e Imediato. As publicações e os manuais usados nesse projeto foram baseadas nos últimos 18 anos.

#### 1.1.4. Objetivo geral

Identificar as operações e equipamentos de perfuração que necessitam ser de conhecimento do operador de posicionamento dinâmico e que estão diretamente ligadas à sua atividade no passadiço.

#### 1.1.5. Objetivos Específicos

- descrever as operações de perfuração básicas que precisam ser de conhecimento do operador de posicionamento dinâmico;
- explicar as limitações de mudança de proa e de posição dependendo da operação que está sendo realizada;
- descrever as ações que os operadores de posicionamento dinâmico devem tomar em caso de passagem de ferramenta não cisalhante pelo BOP (Preventor de *Blowout*);
  - explicar a sequência para desconectar do poço em caso de emergência;
  - descrever os produtos usados na perfuração de poços de petróleo, a importância de conhecer a localização de tanques e silos, assim como o alinhamento para recebimento e transferência dos mesmos e
- identificar os equipamentos de perfuração que precisam ser de conhecimento dos operadores de posicionamento dinâmico e suas funcionalidades.

## 1.2. METODOLOGIA

Segundo Vergara (2003), este trabalho tem fim descritivo e explicativo, pois, além de descrever, também explica as operações e equipamentos de perfuração

considerados essenciais para o conhecimento do operador de posicionamento dinâmico em uma sonda de perfuração.

É considerada também uma pesquisa aplicada, pois é baseada em problemas concretos que ocorrem na formação dos operadores de posicionamento dinâmico.

Quanto aos meios foi considerada pesquisa de campo, pois o problema foi constatado nas sondas de perfuração durante as familiarizações realizadas pelo autor durante quatro anos com os novos operadores de posicionamento dinâmico na sonda.

Pode ser considerada também telematizada, documental e bibliográfica, pois é baseada em *websites* de petróleo e gás, livros de perfuração e de controle de poço, políticas, documentos e manuais da empresa de perfuração “X”.

## 2. OPERAÇÕES DE PERFURAÇÃO BÁSICAS QUE PRECISAM SER DE CONHECIMENTO DO OPERADOR DE POSICIONAMENTO DINÂMICO

O operador de posicionamento dinâmico não necessita conhecer a fundo as principais operações que ocorrem no piso de perfuração. No entanto, um bom e claro entendimento é necessário para que ele possa tomar certas decisões no passado.

No site *RIGZONE* encontramos treinamento para os diversos tipos de operações *offshore* relacionadas às plataformas de exploração de petróleo e gás. É uma ferramenta muito útil para o operador de posicionamento dinâmico que está iniciando sua carreira em uma sonda de perfuração e até mesmo para os mais experientes tirarem suas dúvidas com relação às operações mais complicadas.

De acordo com a experiência obtida pelo autor em seis anos trabalhando em sonda de perfuração *offshore* da empresa "X", as seguintes operações precisam ser de conhecimento do operador de posicionamento dinâmico:

### 2.1. DESCIDA DE *RISER* (*RUNNING RISER*)

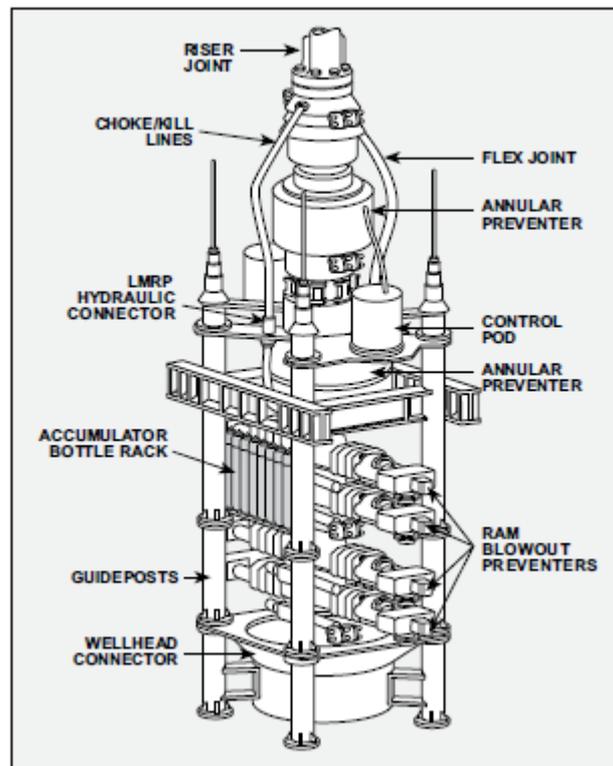
De acordo com MacCrae (2003):

*Risers* são juntas e acessórios usados nas sondas de perfuração *offshore* flutuantes para estabelecer uma vedação entre a cabeça do poço, que está no fundo do oceano, e o equipamento de perfuração, localizado acima da superfície da água. As juntas de *risers* servem como guia para os tubos de perfuração da embarcação de perfuração para a cabeça do poço e como um condutor do fluido de perfuração do poço para a embarcação. O *Riser* consiste de muitas seções de juntas e inclui dispositivos especiais para compensar qualquer movimento da sonda de perfuração causado pelas ondas (MACCRAE, 2003, p. 168).

Somando-se a isto, os *risers* também sustentam as linhas auxiliares de *choke* e *kill*, assim como as de reforço de lama (*mud booster lines*) e conduítes hidráulicos. Finalmente, é através deles que fazemos a descida do BOP (Preventor de *Blowout*) para conectar no poço, como também o seu recolhimento de volta para a sonda de perfuração. (MACCRAE, 2003).

Já o BOP, segundo MacCrae (2003), desce da superfície junto com os *risers* para ser conectado na cabeça do poço no fundo do mar. Sua função principal é prevenir um fluxo descontrolado do poço permitindo ao mesmo retornar a uma condição estática assim como permitir que o fluido de perfuração seja circulado e condicionado, fechar o poço monitorando sua pressão, cortar o tubo de perfuração e desconectar o *riser* do BOP.

Figura 1 – Subsea BOP stack



Fonte: MacCrae, 2003, p. 63

De acordo com procedimentos da empresa de perfuração *offshore* "X", os operadores de posicionamento dinâmico devem cumprir algumas tarefas antes de começar a descida de *risers*, antes do assentamento do BOP na cabeça do poço e depois do BOP estar conectado no poço.

Antes da descida do *risers*, os seguintes itens devem ser verificados:

- Checar se todos os sensores de ERA (*Electronic Riser Angle*) localizados no *Flex joint* and BOP estão funcionando e não congelados;
- Se a sonda está posicionada na área segura de manuseio (*Safe Handling Area*);

- Checar se o transponder do ARA (Acoustic Riser Angle) está configurado e pronto para ser instalado;

- Instalar o transponder do ARA na junta de terminação (*Termination Joint*) no *Moonpool*, certificando-se de posicionar tanto o transponder quanto o inclinômetro na parte de vante do BOP e

- Verificar se as condições meteorológicas estão dentro dos limites permitidos de acordo com o manual de operação da empresa.

Antes do assentamento do BOP, os seguintes itens devem ser verificados:

- Certificar-se de que a sonda esteja na proa planejada para o BOP;
- Fazer a calibração do ERA e do ARA depois da descida de três juntas de risers;

- Salvar o *array* com a calibração do ARA no *Hipap*;

- Realizar a leitura dos *bullseyes* antes de se mover para a cabeça do poço;

- Certificar-se se tem geradores e propulsores suficientes para o movimento;

- Recalibrar o ERA e o ARA, se necessário, antes do assentamento do BOP;

- Informar o Comandante antes de se mover para a cabeça do poço;

Depois de conectado o BOP, os seguintes itens devem ser verificados:

- Realizar a leitura dos *bullseyes*;

- Não realizar mudança de proa ou de posição durante teste de pressão, *over-pull* e instalação do *Diverter*;

- Depois de finalizados os testes acima e com a permissão do piso de perfuração, realizar o procedimento para saber a proa verdadeira do BOP usando os sensores de ângulo eletrônico, conhecido como *Box move*.

- Zerar o ângulo diferencial depois de finalizado o *Box move* e

- Realizar o teste de limite rotacional com a presença do *Subsea* no *Moonpool*.

Por isso, mais uma vez, vemos que o operador de posicionamento dinâmico deve conhecer cada etapa da operação, pois estará em contato frequente com o sondador para que possa cumprir as tarefas mencionadas acima no momento certo.

## 2.2. PERFURAÇÃO ADIANTE (*DRILLING AHEAD*)

De acordo com a apostila *WellCAP* nível introdutório da empresa de perfuração “X”, três componentes são necessários para realizar essa operação com êxito. São eles: Circulação Contínua do fluido de perfuração (lama), Rotação contínua da coluna de perfuração e Aplicação de peso sobre a broca. Desses três componentes, dois deles têm ligação com operações no passadiço realizado pelo operador de posicionamento dinâmico. São eles:

- Circulação da lama: Como mencionado na apostila *WellCAP* nível introdutório da empresa de perfuração “X”, a lama serve para manter o controle do poço, além de lubrificar e resfriar a broca e retirar os cascalhos do caminho. Em condições normais, o volume da lama não muda a não ser que nova lama seja misturada, ou seja, lama de peso diferente. Em vista disso, é indispensável que o operador de posicionamento dinâmico conheça a localização dos tanques de lama e o peso da lama em cada tanque, como também ser capaz de fazer o alinhamento e transferência dos tanques reservas para os tanques principais de lama.

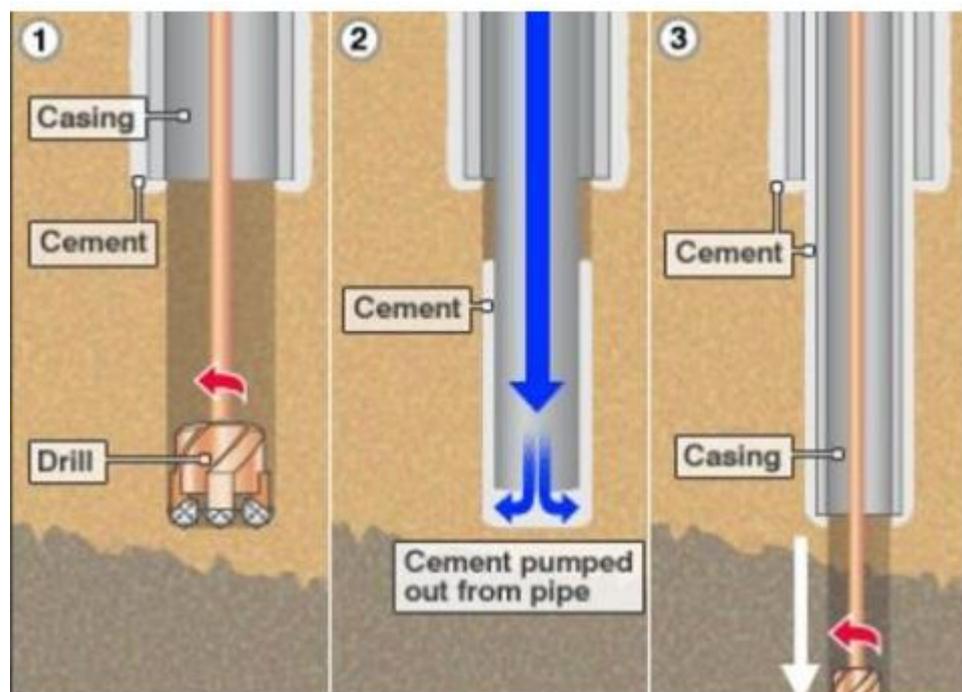
- Rotação da coluna de perfuração: Como mencionado na apostila *WellCAP* nível introdutório da empresa de perfuração “X”, a broca deve estar girando para que se possa cortar a rocha da formação. Durante esta etapa, com o BOP já conectado na cabeça do poço, o operador de posicionamento dinâmico deve monitorar permanentemente o ângulo diferencial entre o *riser* e o BOP. Segundo procedimento de ângulo diferencial da empresa de perfuração “X”, define-se ângulo diferencial como sendo a diferença entre o ângulo do *riser* e do BOP e, durante a perfuração, este ângulo não deve ser maior que  $0.5^\circ$ . Ângulos diferenciais maiores podem causar avaria e desgaste das partes e componentes internos do BOP. Portanto, é de extrema importância o monitoramento desse ângulo pelo operador de posicionamento dinâmico.

### 2.3. DESCIDA DE REVESTIMENTO (*RUNNING CASING*) E CIMENTAÇÃO (*CEMENT JOB*).

O Revestimento, conhecido como “*Casing*”, são tubos de ajuste que fazem o revestimento do poço que foi perfurado. Sua finalidade é sustentar o poço evitando o desmoronamento de suas paredes internas assim como evitar a entrada de contaminantes externos bem como quaisquer reservatórios de água do petróleo ou gás que está sendo produzido (RIGZONE, 2017).

Conforme o poço é perfurado, são colocados revestimentos de menores diâmetros e de pressões maiores que os revestimentos instalados anteriormente. É de grande importância que a região do poço, entre o revestimento e a parede do poço, seja preenchida com cimento de forma a fixar permanentemente o revestimento no local. Isto é fundamental para o sucesso de toda a construção e o sucesso do poço visto que todo o peso dos revestimentos subsequentes e do BOP serão transmitidos para a formação através desse primeiro revestimento (MACCRAE, 2003).

**Figura 2** – Revestimento e Cimentação



Fonte: BBC News Website – Disponível em: <<http://www.bbc.com/news/10370479>> Acesso em 22 de Ago de 2017.

Abaixo segue a tabela das juntas de revestimento colocadas dentro do poço do início até o fim com os diâmetros do poço perfurado e das juntas de revestimento.

**Tabela 1 – Juntas de revestimento colocadas no poço desde o início até o fim com diâmetros das seções do poço perfurado e dos revestimentos.**

Casing String	Hole Size, in. (mm)	Casing Size, in. (mm)
Structural	36 (914.4)	30 (762.0)
Conductor	26 (660.4)	20 (508.0)
Surface	13 $\frac{3}{8}$ (339.7)	17 $\frac{1}{2}$ (444.5)
Intermediate	12 $\frac{1}{4}$ (311.2)	9 $\frac{5}{8}$ (244.5)
Production	8 $\frac{1}{2}$ (215.9)	7 (177.8)

Fonte: MacCrae (2003, p.53)

Portanto, como mencionado no parágrafo anterior, a cimentação das juntas de revestimento é essencial para o sucesso do poço. Em algumas empresas de perfuração offshore, o operador de posicionamento dinâmico mais experiente é o encarregado de bombear o cimento para sala de cimentação. Baseando-se na experiência do autor da pesquisa, durante esses dois últimos anos trabalhando como Imediato em uma sonda de perfuração, as seguintes informações devem ser de conhecimento do operador de posicionamento dinâmico para realizar uma boa cimentação:

- conhecimento do local onde se encontram os silos de cimentação;
- tipo do cimento, ou seja, a batelada do cimento que será bombeado;
- quantidade do cimento que será bombeado;
- conhecimento do alinhamento entre o silo que será usado e a sala de cimentação;
- verificar se não existem linhas entupidas passando ar do silo que será usado para a linha de *overboard* a fim de verificar visualmente o fluxo de ar na linha;
- tipos de válvulas que compõem o sistema de cimentação e saber como realizar o reparo em caso de avaria;

- movimentar o cimento dentro dos silos e deixando os mesmos pressurizados

e

- manter comunicação constante com o cimentador na sala de cimentação e todo o pessoal envolvido na operação.

Dessa forma, conclui-se que o operador de posicionamento dinâmico deve estar preparado para, em caso de ser o encarregado, ou em situações de indisponibilidade do Imediato da sonda, efetuar a operação de cimentação das juntas de revestimento instaladas no poço perfurado.

### 3. LIMITAÇÕES PARA MUDANÇA DE PROA E POSIÇÃO EM UMA SONDA SEMISSUBMERSÍVEL DP CONECTADA NO POÇO.

De acordo com procedimentos de DP da empresa de perfuração “X”, alterações de proa têm como principal finalidade mitigar os efeitos ambientais visando economia de combustível. Além desta, outras situações podem ser levadas em consideração como:

- Manter o vento entrando pela proa (gases da exaustão);
- Minimizar o balanço excessivo da sonda;
- Tirar o sol dos olhos do sondador;
- Tentar não parar em zona sem comunicação ou sem sinal de TV, se possível e
- Caso tenha helicóptero no heliponto, primeiro deve-se solicitar permissão com o Comandante da sonda e o piloto da aeronave.

Ainda segundo procedimentos da empresa de perfuração “X”, antes de fazer qualquer mudança de proa, devemos checar por possíveis conflitos com outras operações em andamento, como embarcações encostadas em operação de carga e descarga, ROV na água, operação de içamento de cargas pesadas, descida de *Risers*, leitura de dados da formação, teste de BOP, descida de revestimento, cimentação e trabalho em progresso na praça de máquinas.

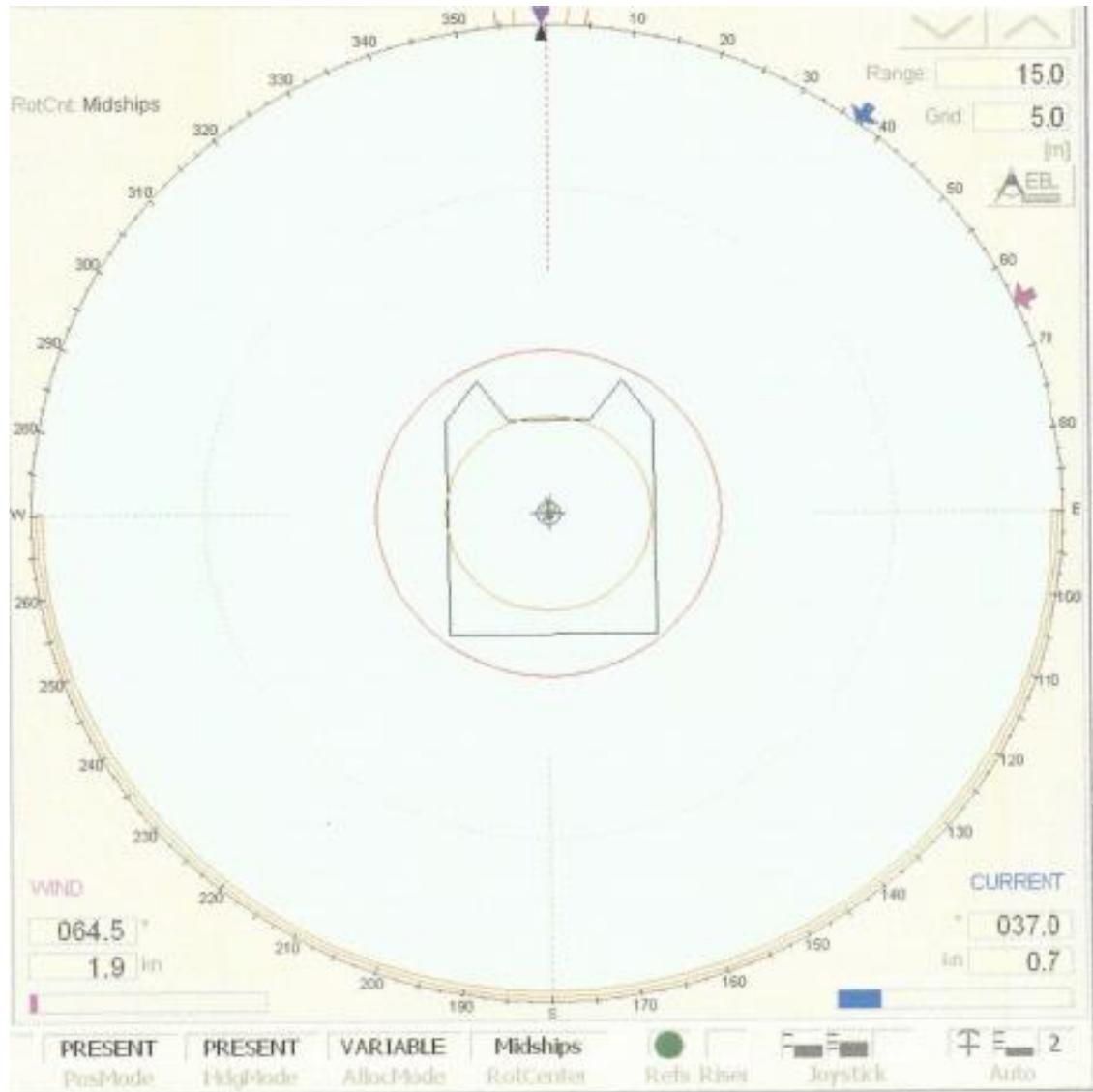
Antecipar qualquer efeito adverso que a mudança de proa possa gerar também é uma boa prática do DPO. Ajustes na razão de guinada e ganho devem ser feitos de modo a escolher os parâmetros adequados levando em consideração o estado do mar, operação em progresso e operações com embarcações.

O procedimento DP da empresa de perfuração “X” diz que, quando conectado, é de extrema importância chamar o engenheiro *subsea* para se dirigir ao *moonpool* de modo a checar se não existem obstruções ao redor da *slip joint* e também verificar se a mesma está girando, efetuando a marcação em graus.

Quando conectamos no poço, é procedimento da empresa de perfuração “X”, realizarmos o *Rotational test* de modo a estabelecer os limites em que podemos manter nossa proa. Manter contato com o engenheiro *subsea* durante alteração de proa é fundamental para não ultrapassarmos esses limites e conseqüentemente evitar a torção dos mangotes e cabos no *moonpool*.

Após realizado o *Rotational test*, o operador de posicionamento dinâmico irá habilitar na tela do computador do DP o setor ilegal de aproamento da sonda, conforme mostram as figuras abaixo:

**Figura 3 – Posplot screen**



Fonte: Passadiço da sonda de perfuração "X"

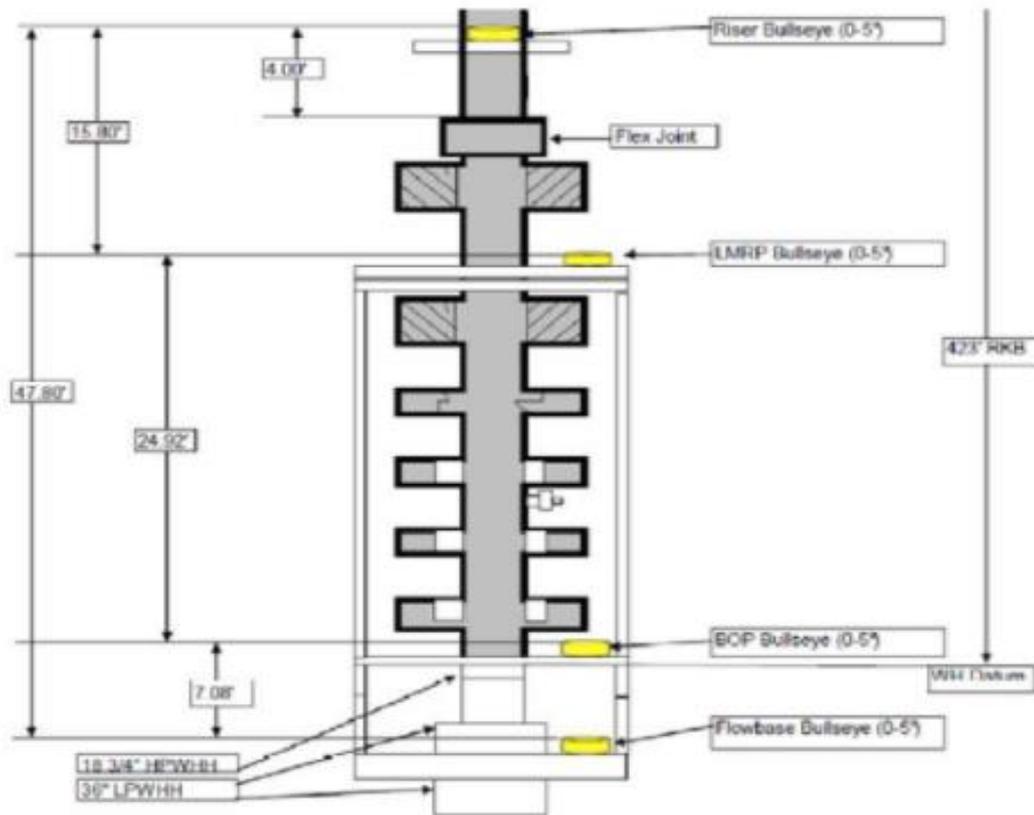
Figura 4 – Drilling Alarms Settings pop-up screen

Fonte: Passadiço da sonda de perfuração “X”

Com relação à mudança de posição, o procedimento DP da empresa de perfuração “X” diz que essa é uma operação frequente do *DPO* para reduzir o ângulo diferencial entre o *Flex joint* inferior e o *BOP*. A política da empresa de perfuração “X” estabelece que ângulos diferenciais elevados podem causar desgaste no *BOP* durante a perfuração causando avaria do mesmo.

Além disso, estabelece limite de 0.5 graus para ângulo diferencial quando perfurando o poço, ângulo do *riser* tem que ser menor do que o do *BOP* e o ângulo do *BOP* deve ser menor que 1 grau. Na figura abaixo, estão indicados os *bullseyes* instalados no conjunto *LMRP+BOP* para medir os ângulos de inclinação. Esse é um dos métodos para calcularmos o ângulo diferencial.

**Figura 5** – Bullseye inclination positions on subsea riser and BOP



Fonte: Drilling contractor website – Disponível em: <<http://www.drillingcontractor.org/reentry-campaign-gives-first-round-subsea-fields-second-chance-to-produce-15591>> Acesso em ago. 2017.

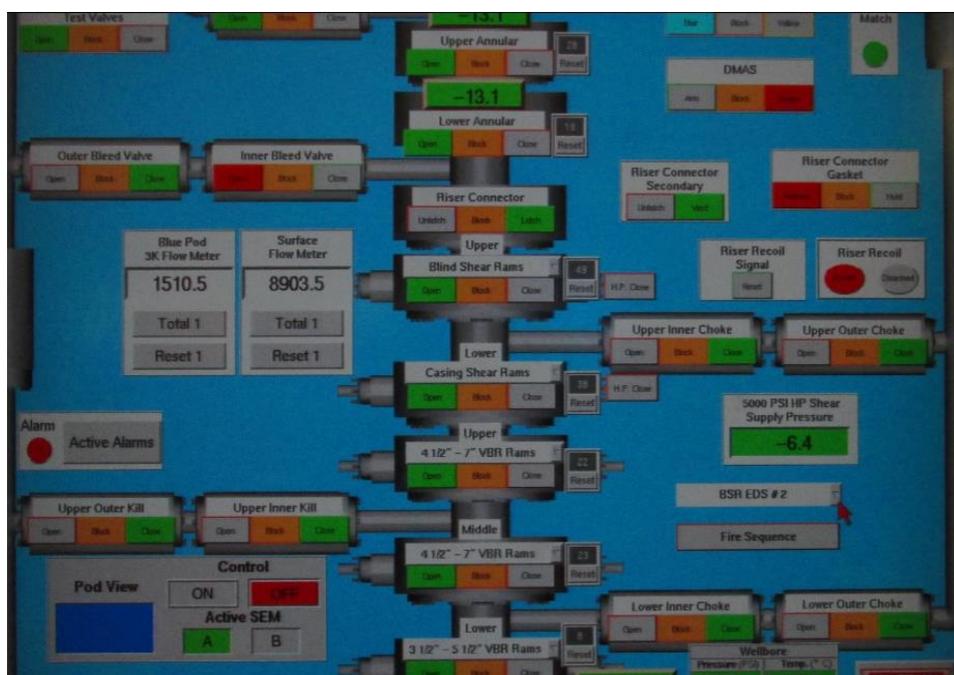
Resumindo, comunicação é fundamental antes de efetuar qualquer mudança de posição. Informar às embarcações em operação, ao ROV se estiver na água, ao centro de controle de máquinas e ao sondador de modo a certificar-se de que nenhuma operação será afetada, como por exemplo teste do BOP.

#### 4. PASSAGEM DE FERRAMENTA NÃO-CISALHANTE PELO BOP.

Um dos momentos de maior atenção para os operadores de posicionamento dinâmico que estão de serviço no passadiço de uma sonda de perfuração é quando uma ferramenta ou tubulação não-cisalhante está passando pelo BOP. Existem muitas situações em que isso pode acontecer, fazendo com que as gavetas de cisalhamento cegas do BOP (*Blind Shear Ram*) não sejam capazes de cortar a coluna e fechar o poço, caso haja necessidade. Algumas ferramentas ou tubulações como BHA (*Bottom Hole Assembly*), *drill collars* de grande espessura, ferramentas de teste e juntas de tubulação de perfuração (*tool joint*) são alguns exemplos. (DrillingFormulas.Com/2017).

Na figura abaixo, temos o exemplo de um preventor de *blowout* (BOP) com seus componentes e suas gavetas cisalhantes para um maior entendimento. Segundo MacCrae (2003), *Ram Preventers* fecham ao redor do tubo de perfuração como também fecham o poço quando o mesmo está aberto. Já o *Blind Shear Ram* pode ser usado como *Blind Ram Preventer*, que pode fechar o poço quando não tem tubulação no BOP, como também um *shear RAM preventer*, que faz o cisalhamento do tubo no BOP. E, por fim, temos o *Casing Shear Ram*, que são gavetas com uma capacidade maior de cisalhamento, usado para *drill collars* e juntas de revestimento.

Figura 6 – BOP stack screen



Fonte: Tela do BOP no passadiço de uma sonda de perfuração "X"

Durante este período a sonda está incapacitada de efetuar uma desconexão normal de emergência, portanto é essencial que a sonda se mantenha na locação sobre o poço durante esse período.

De acordo com procedimentos para condição de *nonshearable* da empresa de perfuração “X”, o operador de posicionamento dinâmico precisa ser informado cerca de uma hora antes para poder tomar precauções adicionais como pedir a máquina para deixar um gerador ligado, mas não conectado no barramento, assim como partir mais propulsores e deixá-los em *stand by* para caso de necessidade durante esse período crítico.

Além disso, ainda segundo procedimento de *nonshearable* da empresa de perfuração “X”, assim que o operador de posicionamento dinâmico receber a informação de que ficará *nonshearable*, ele deve informar prontamente ao OIM/Comandante ou ao Imediato. Durante o momento da passagem da ferramenta não-cisalhante pelo BOP, dois operadores de posicionamento dinâmico devem permanecer na mesa, sendo pelo menos um deles DPO Senior, e nenhuma mudança de proa e/ou posição deve ser efetuada a menos que seja absolutamente necessário e com a aprovação do OIM e Superintendente da sonda. Se uma mudança de proa for exigida, o operador de posicionamento dinâmico irá ajustar os parâmetros de modo a minimizar o máximo possível o movimento da sonda.

Dessa forma, é de extrema importância uma boa comunicação entre o sondador e o operador de posicionamento dinâmico, de modo que a situação de *Unshearable through the stack* seja previamente de conhecimento do passadiço e do Comandante da sonda.

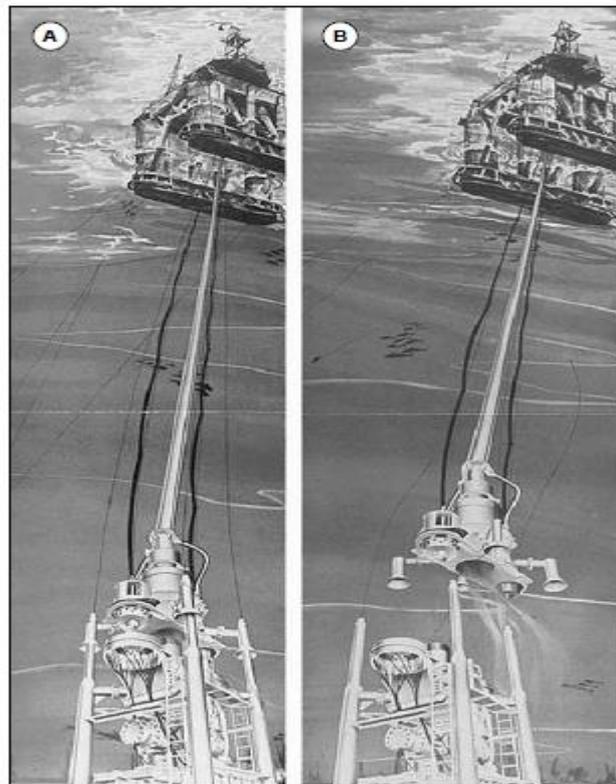
## 5. SEQUÊNCIA PARA DESCONECTAR DO POÇO EM CASO DE EMERGÊNCIA

Segundo procedimentos para EDS (Sistema de desconexão de emergência), de embarcações DP da empresa de perfuração “X”, o objetivo principal é:

Garantir que a operação cobrindo a desconexão do LMRP em situações de emergência seja efetuada de maneira segura e eficiente, de acordo com procedimento acordado, minimizando risco ao pessoal, meio ambiente e ao equipamento. (Política de procedimentos operacionais da empresa de perfuração “X”, 2008)

De acordo com MacCrae (2003), o LMRP (*Lower Marine Riser Package*) é uma interface entre o *riser* e o BOP e pode ser desconectado quando houver necessidade. Na verdade, ele enfatiza que a função principal do LMRP é providenciar a desconexão de emergência entre o *riser* e o BOP. Como exemplo, ele mostra que se a sonda começar a derivar para a fora da locação, a tripulação pode realizar o processo de desconexão do poço, como na figura abaixo:

**Figura 7** – Sonda derivando para fora da locação (A) e LMRP e riser desconectado com segurança (B).



Fonte: MacCrae, 2003, p. 70

Conforme experiência adquirida pelo autor deste trabalho durante três anos como DPO Senior da empresa de perfuração Brasdril, o operador de posicionamento dinâmico não necessita saber detalhadamente todos os passos de uma desconexão de emergência do BOP. Entretanto, ele precisa ter um conhecimento geral das manobras que são realizadas pela equipe do piso de perfuração em conjunto com a equipe de *subsea*, haja vista que ele que dará as ordens para preparar para desconectar e a ordem para, de fato, realizar a desconexão do poço em emergência, através da ativação das luzes de alerta do DP (*DP alert lights*).

Além disso, ficará em comunicação permanente com o *driller* (sondador), que estará no piso de perfuração, durante todo o processo de desconexão. Dependendo do tipo de operação que estiver em andamento, será iniciado um tipo de desconexão de emergência, ou seja, EDS (*Emergency Disconnection System*).

Dessa forma, os tipos de EDS assim como o tempo que cada um leva para completar a desconexão do poço, devem ser de conhecimento dos operadores de posicionamento dinâmico. Como exemplo, temos quatro tipos de EDS na sonda “Y” da empresa de perfuração “X”, com os seguintes tempos de desconexão:

- Modo *Pipe*, com 23 segundos para completar a desconexão;
- Modo *Casing*, com 24 segundos para completar a desconexão;
- Modo *Pipe and Casing*, com 47 segundos para completar a desconexão e
- Modo *Non-shearable*, com 16 segundos para completar a desconexão.

Como descrito nos procedimentos para EDS (Sistema de desconexão de emergência) de embarcações DP da empresa de perfuração “X”, os tipos acima mencionados são usados nas seguintes operações:

- Alerta de DP enquanto perfurando (*DP Alert while drilling*): Como teremos somente o tubo de perfuração (*drill pipe*) passando pelo BOP, usaremos nessa situação o modo *Pipe* (*Auto-shear Drill pipe emergency Disconnect Sequence*). Uma das manobras importantes que o piso de perfuração realiza antes de efetuar a desconexão e que o operador de posicionamento dinâmico precisa conhecer é a manobra de “*Tool joint space out*”, ou seja, localizar a conexão dos tubos de perfuração no interior do BOP de modo a mantê-lo fora da gaveta de cisalhamento.

- Alerta de DP enquanto descendo ou subindo tubo de perfuração (*DP Alert while Tripping*): Como teremos somente o tubo de perfuração (*drill pipe*) ou até mesmo nada passando pelo BOP, usaremos nessa situação o modo *Pipe (Auto-shear Drill pipe emergency Disconnect Sequence)*.

- Alerta de DP enquanto descendo revestimento (*DP Alert While Running Casing*): Quando o revestimento estiver passando pelo BOP, usaremos o modo *Casing (Auto-shear Casing emergency Disconnect Sequence)*. A manobra de “*Space out*” também será usada nessa situação de modo a encontrar a conexão e mantê-la fora da gaveta cisalhante.

- Alerta de DP enquanto efetuando leituras com cabo elétrico (*DP Alert While Wireline Logging*): Vaught (2001, p.101), diz que *wireline well logging* é o registro das características subterrâneas através de ferramentas no cabo elétrico (atualmente conhecido como linha condutora). Registros do poço com cabo elétrico incluem registros acústicos, de calibre, de radioatividade, ressonância magnética e resistividade.

Portanto, a preferência é, se houver tempo, pedir ao operador do *Wireline* para que suba o cabo elétrico de modo que as ferramentas fiquem posicionadas acima do BOP. Mas se não houver tempo, ele deve parar de movimentar o cabo elétrico para que seja acionado o modo *Pipe (Auto-shear Drill pipe emergency Disconnect Sequence)*.

- Alerta de DP enquanto efetuando operações de teste do poço (*DP Alert While Performing Well Test Operations*): Durante essa operação, a preferência é subir a coluna de teste e posicioná-la acima do BOP. Contudo, se não houver tempo, usaremos o modo *Pipe (Auto-shear Drill pipe emergency Disconnect Sequence)*.

Dessa forma, podemos observar que, apesar da maioria das manobras serem realizadas pelo departamento de perfuração e pelo departamento de *subsea*, é de extrema importância que os operadores de posicionamento dinâmico estejam familiarizados com todas as manobras e nomenclaturas envolvidas, especialmente o DPO *Senior*, que estará na comunicação direta com o *Driller* (Sondador) e o Engenheiro *Subsea*, de modo a garantir que toda a operação de desconexão do poço

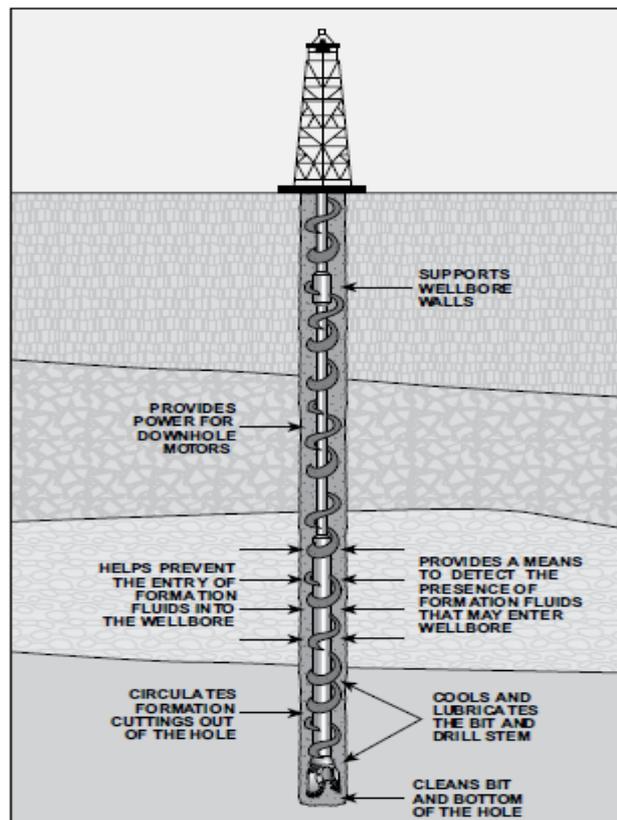
seja efetuada de maneira segura e eficiente, minimizando o risco para a tripulação, meio ambiente e à própria sonda com seus equipamentos.

## 6. PRODUTOS USADOS NA PERFURAÇÃO DE POÇOS DE PETRÓLEO

O principal produto usado na operação de perfuração é a lama. De acordo com Jackson (2000), a principal função da lama de perfuração é impedir que os fluidos da formação entrem no poço através da pressão hidrostática exercida pela lama dentro da coluna de perfuração. Além disso, a lama tem outras finalidades, tais como:

- realizar a limpeza da broca e do fundo do poço;
- transportar os cascalhos para a superfície;
- proteger e suportar as paredes do poço;
- resfriar e lubrificar a broca e a coluna de perfuração;
- prover energia hidráulica para os motores e turbinas no poço e
- e ajuda a detectar a presença de óleo, gás ou água salgada na formação.

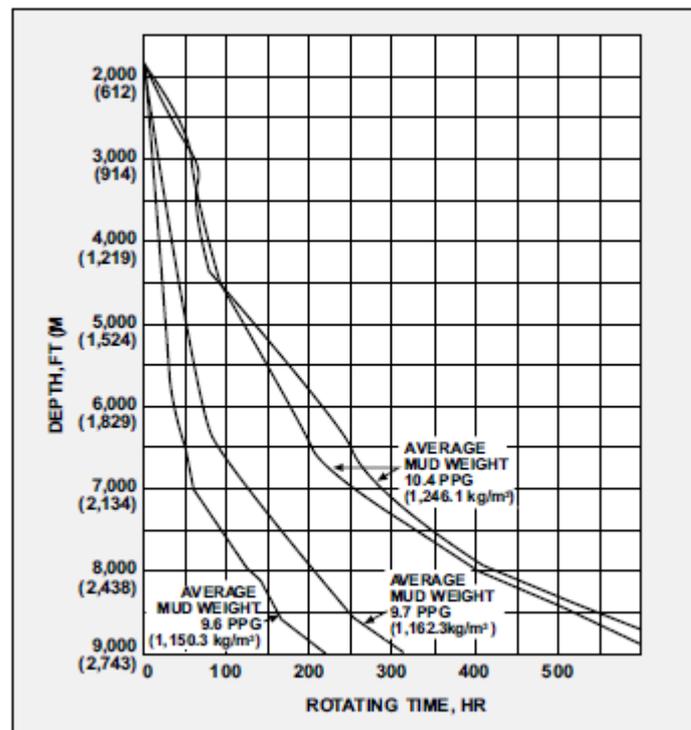
**Figura 8** - Funções da lama de perfuração



Fonte: Jackson, 2000, p.72

Acrescenta-se também que, segundo Jackson (2000), a lama de perfuração contém três tipos de material, sendo um líquido e dois sólidos. Os líquidos podem ser a água ou o óleo, ou uma mistura dos dois. Já os sólidos podem ser reativos, como a argila que, quando em contato com a água presente na lama de perfuração, dilata fazendo a lama engrossar, e os não reativos, como no caso da baritina, que é proposadamente misturada na lama para aumentar seu peso conforme for necessário para controlar a pressão da formação. Aliás, a densidade da lama tem um grande efeito na taxa de penetração durante a perfuração, como pode ser visto na figura abaixo:

**Figura 9** – Efeito do peso da lama na taxa de penetração

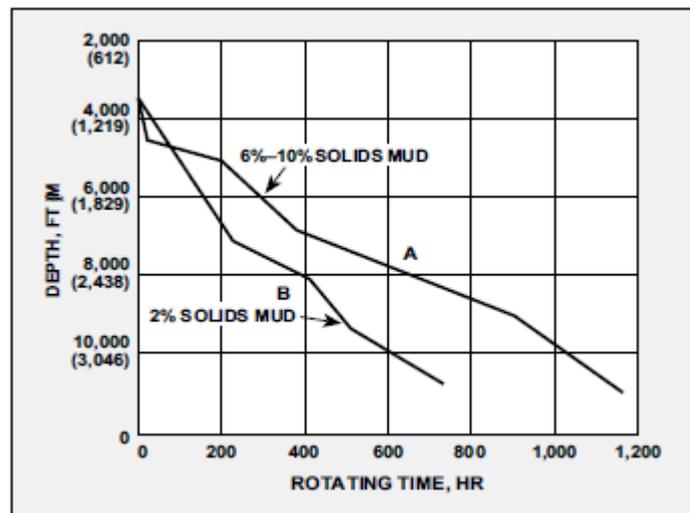


Fonte: Jackson, 2000, p.78

Outro produto a bordo de uma sonda de perfuração que altera as propriedades da lama é a bentonita. Ainda segundo Jackson (2000, p.79), “viscosidade é a medida da resistência do fluido para fluir”. Portanto, a bentonita é o aditivo mais comum a ser misturado na lama para aumentar sua viscosidade. Uma lama mais grossa, mais viscosa é mais difícil de ser bombeada fazendo com que quanto maior for a viscosidade da lama menor será sua circulação. Uma menor circulação significa também uma menor energia para o funcionamento da broca, ocasionando uma

limpeza menos eficiente do poço e uma conseqüente diminuição na taxa de penetração. Abaixo segue a figura mostrando quanto maior a porcentagem de sólidos na lama menor será a rotação da broca e menor será a taxa de penetração.

**Figura 10** – Efeito dos sólidos da lama na taxa de penetração



Fonte: Jackson, 2000, p.80

Outro produto recebido a bordo para a operação de perfuração é o cálcio. Conforme Jackson (2000, p.121), “uma lama de perfuração é tratada com cálcio para prover uma fonte de cálcio solúvel na filtragem a fim de obter propriedades da lama desejáveis para perfuração em formações de xisto ou argila”.

Além do cálcio, outro produto importante para o sucesso da construção do poço é o cimento. Jackson (2000, p.114) define cimento como “pó constituído por alumina, sílica, lima e outras substâncias que endurecem quando misturadas com água. Extensivamente usado na indústria do petróleo para fixar o revestimento nas paredes do poço”.

Nas sondas de perfuração também achamos tanques destinados para o armazenamento de cadite (*Brine*). Segundo o *Oil Field Glossary* da Schlumberger, o cadite é definido como:

Uma solução de água de sais inorgânicos usados como fluido de controle de poço durante a completação e as fases de *work over* das operações do poço. O cadite é livre de sólidos, não contendo partículas que possam entupir ou avariar a formação produtiva. Além disso, os sais do cadite podem inibir as reações da formação indesejáveis tais como o inchaço da argila (Schlumberger website, 2017).

Como descrito por Vaught (2001, p.100), a completção do poço significa a aplicação de métodos e atividades de preparação do poço para a produção de óleo e gás. Essa preparação inclui a construção de caminhos para o fluxo de hidrocarbonetos entre o reservatório e a superfície. Já *Workover* (Vaught, 2001, p.101) significa uma variedade de operações de reparação em um poço de petróleo produtor com o propósito de aumentar a sua produção.

Portanto, como vimos acima, encontramos a bordo das plataformas de perfuração vários produtos que são usados para perfurar um poço de petróleo. O operador de posicionamento dinâmico nem sempre embarca como sendo o mais experiente (DPO Sênior) e, dependendo da empresa e da plataforma em que trabalha, poderá ser a pessoa encarregada de receber esses produtos a bordo.

Em vista disso, é importante que esteja familiarizado com cada sistema de recebimento e/ou transferência desse produto, seja do rebocador de apoio para a plataforma ou vice-versa, assim como transferências internas. Conhecer o alinhamento, tipos de válvulas e bombas que compõem os sistemas, localização dos tanques e silos onde os produtos estão inseridos assim como suas capacidades torna-se essencial para a segurança da operação.

A lama é tratada com todo o cuidado a bordo, pois, como mencionado acima, é o principal produto usado para controlar o poço, através da pressão hidrostática que exerce. É de extrema importância o controle absoluto de sua localização, quantidade e de seu peso a bordo.

Em uma sonda de perfuração, apesar de termos a figura do Químico, que faz o gerenciamento da lama e dos outros produtos usados para alterar suas propriedades, todo o controle é feito do passado através dos operadores de posicionamento dinâmico, que atualizam as informações e enviam para o Químico através de relatório diário.

Antes e depois de qualquer recebimento e/ou transferência de produto, é feita a atualização de sua quantidade através de sondagem de tanques e silos efetuada pelos operadores de posicionamento dinâmico, que precisam conhecer os diferentes tipos de sondagem de forma a efetuarem as medidas com precisão.

Dessa forma, concluímos que, como está cada vez mais raro encontrarmos um operador de controle de lastro (BCO) a bordo de plataformas de perfuração com posicionamento dinâmico, o operador de posicionamento dinâmico (DPO) necessita

ter o conhecimento de estabilidade, controle de lastro e, como mencionado nesse tópico, dos diferentes tipos de produtos usados na perfuração de um poço. Conhecer bem os sistemas de transferência e recebimento torna-se essencial para o sucesso das operações e para minimizar o risco de poluição ao meio ambiente.

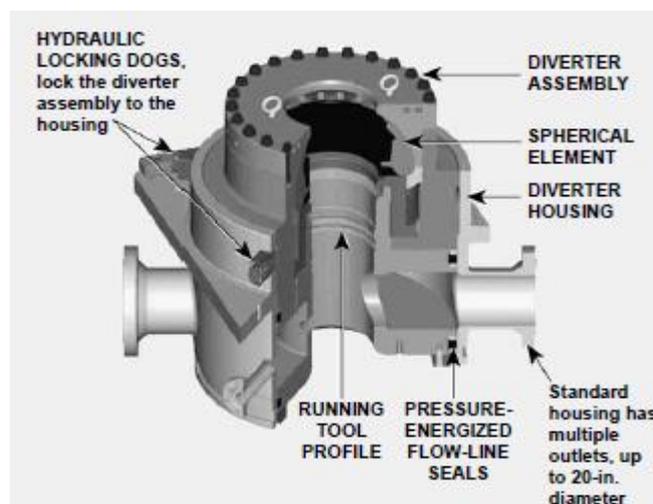
## 7. EQUIPAMENTOS DE CONTROLE DE POÇO IMPORTANTES PARA O CONHECIMENTO DO OPERADOR DE POSICIONAMENTO DINÂMICO

O operador de posicionamento dinâmico necessita ter um bom entendimento de como funcionam alguns equipamentos de controle do poço, pois, como já mencionado anteriormente nesse trabalho, estará em contato com a equipe de perfuração e os engenheiros de *subsea* na ocorrência de alguma situação de controle de poço.

### 7.1. DIVERTER E FLOW LINE

Como descrito por MacCrae (2003), a função do *Diverter* é, na ocorrência de um fluxo de gás raso, proteger o pessoal e o equipamento desviando esse fluxo para fora da sonda. Segundo a política da empresa de perfuração “X”, apesar do *Diverter* ter a capacidade de desviar o fluxo de gás para a *flowline* (linha de retorno de lama), o separador ou outro equipamento, eles devem ser usados para desviar para fora da sonda. Os *Diverters* possuem normalmente duas saídas, sendo uma em bombordo e outra em boreste. Caso um fluxo ocorra, o operador de posicionamento dinâmico deve verificar a direção do vento e informar prontamente ao *Driller* (sondador) qual o bordo para desviar o gás de modo que o mesmo seja levado para fora da sonda, e não soprado de volta para ela.

Figura 11 – *Diverter housing*



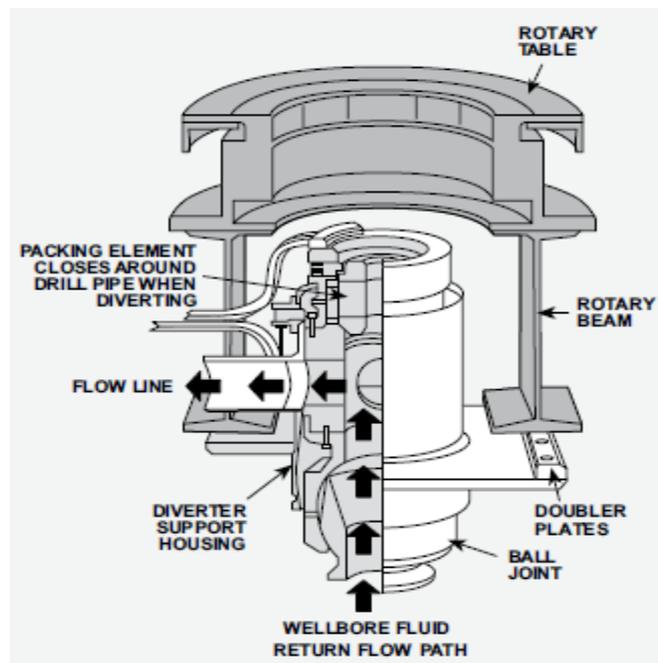
A apostila de *Well CAP Introductory Level* da empresa de perfuração “X” descreve que durante operação normal de perfuração, o *Diverter* direciona o retorno de lama vindo do *riser* para a *flowline*. Nessa linha de retorno de lama existe um sensor que monitora o fluxo de lama que passa pela linha de retorno.

Esse sensor é conectado a um indicador no painel do Sondador (*Driller*), possibilitando ao mesmo o monitoramento contínuo do fluxo de lama medido em porcentagem.

Esse equipamento é muito importante, pois possibilita uma rápida detecção de *kick* (fluxo com as bombas desligadas) ou de perda de circulação. MacCrae (2003, p.160) define *Kick* como sendo “ qualquer entrada de água, gás, óleo ou outro fluido da formação dentro do poço, durante operação de perfuração, *workover* ou outras operações”.

Ainda segundo a Apostila de *Well CAP Introductory Level* da empresa de perfuração “X”, a lama, após sair da *flowline*, prossegue para as peneiras onde é realizada a remoção da maioria dos sólidos indesejáveis contidos na lama e então retorna para os tanques. O Químico checará o peso e a viscosidade e, caso necessário, adicionará baritina e bentonita, respectivamente, para reestabelecer os padrões originais da lama.

**Figura 12 - Diverter**

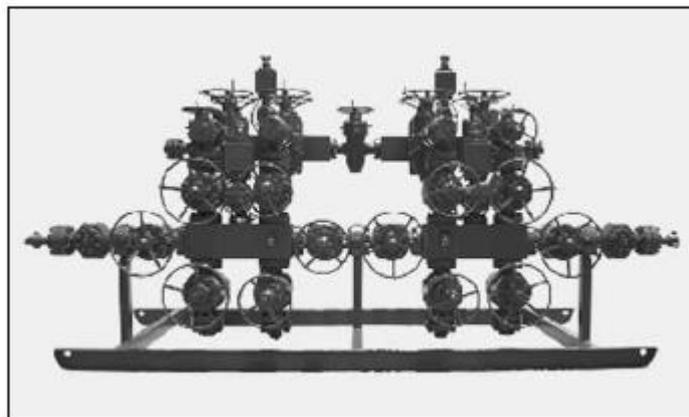


## 7.2. CHOKE MANIFOLD

Como caracteriza MacCrae (2003, p.101) *choke manifold* é o conjunto de válvulas gavetas e dispositivos de estrangulamento montados em um *manifold* compacto onde é possível alinhar os fluidos de perfuração e fluidos do poço para diversos lugares, com possibilidade de passagem pelo *choke* remoto, *choke* manual e ou para o separador de lama/gás.

A principal função do *choke manifold* é controlar a contra-pressão contra a formação enquanto o *kick* é circulado para fora do poço. Abaixo segue a figura de um *choke manifold*. Normalmente esse conjunto fica localizado no piso de perfuração e deve possuir uma pressão de trabalho igual à do BOP *stack*. Um *stack* de 10.000psi exige um *manifold* classificado para 10.000psi, incluindo todos os componentes do *manifold*.

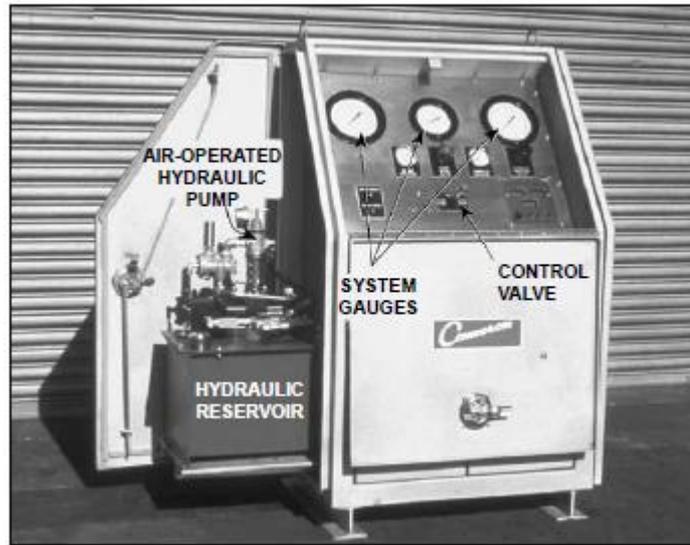
**Figura 13** – Choke Manifold



Fonte: MacCrae, 2003, p.97

Os *chokes*, segundo a Apostila *WellCAP* nível introdutório da empresa de perfuração “X”, podem ser remotos ou manuais, sendo o remoto operado pelo painel do *choke* remoto. MacCrae (2003, p.99) diz que, por razões de segurança, o painel do *choke* remoto que o operador usa para operar os *chokes* hidráulicos é localizado distante do *manifold* e próximo da cabine do sondador.

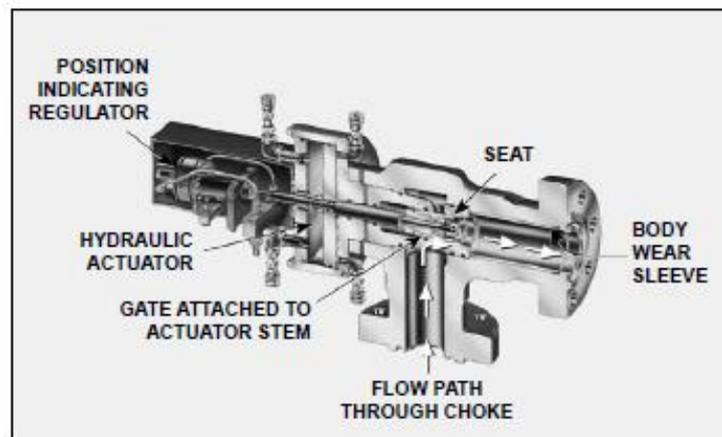
**Figura 14**–Choke remoto



Fonte: MacCrae, 2003, p.99

Portanto, quando um *kick* está sendo circulado para fora do poço através do *choke manifold*, o operador fecha o *choke* remoto para aumentar a contra-pressão ou abre se a intenção é diminuir a contra-pressão. Segue abaixo exemplo de *choke* operado hidráulicamente através do *choke* remoto.

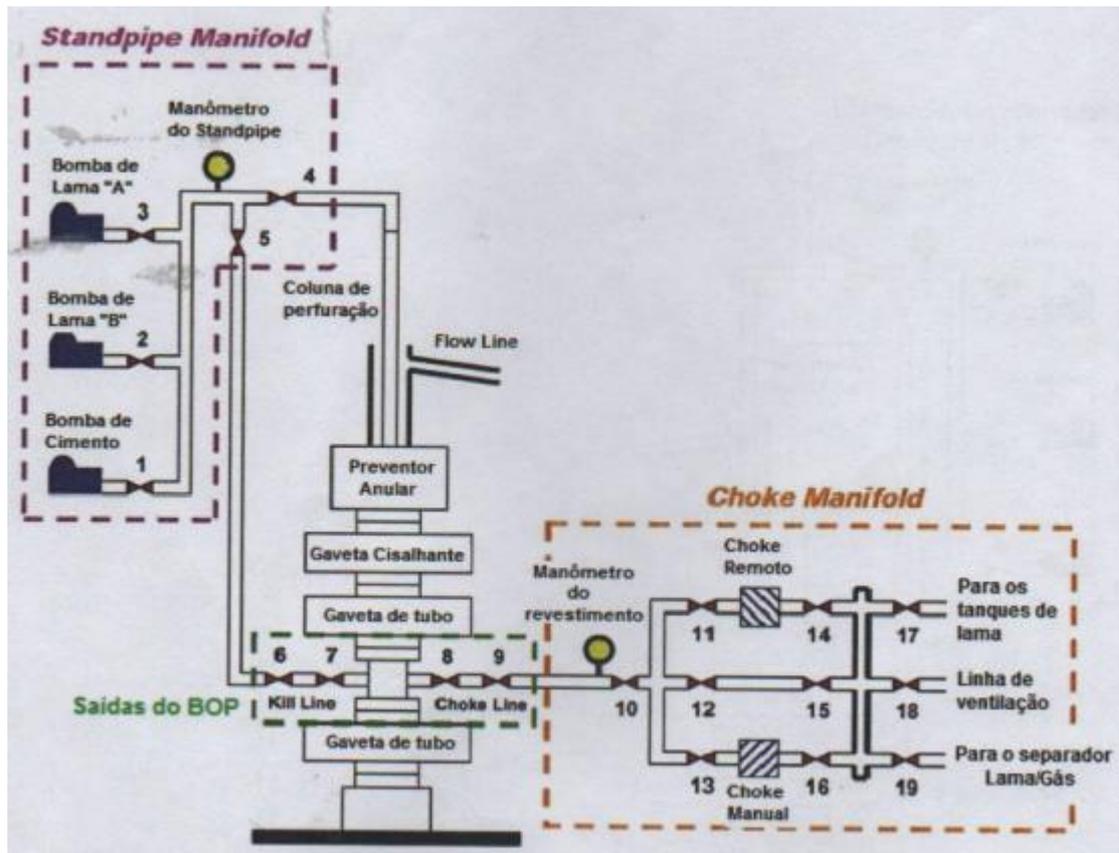
**Figura 15** – Choke operado hidráulicamente



Fonte: MacCrae, 2003, p.99

Resumindo, para um melhor entendimento do caminho do fluxo do *choke manifold*, vindo do BOP para a linha de ventilação, segue o diagrama abaixo:

Figura 16 – Diagrama de *stand pipe* e *choke manifold*



Fonte: Apostila *WellCAP* introdutório da empresa de perfuração "X", 2014, p.115

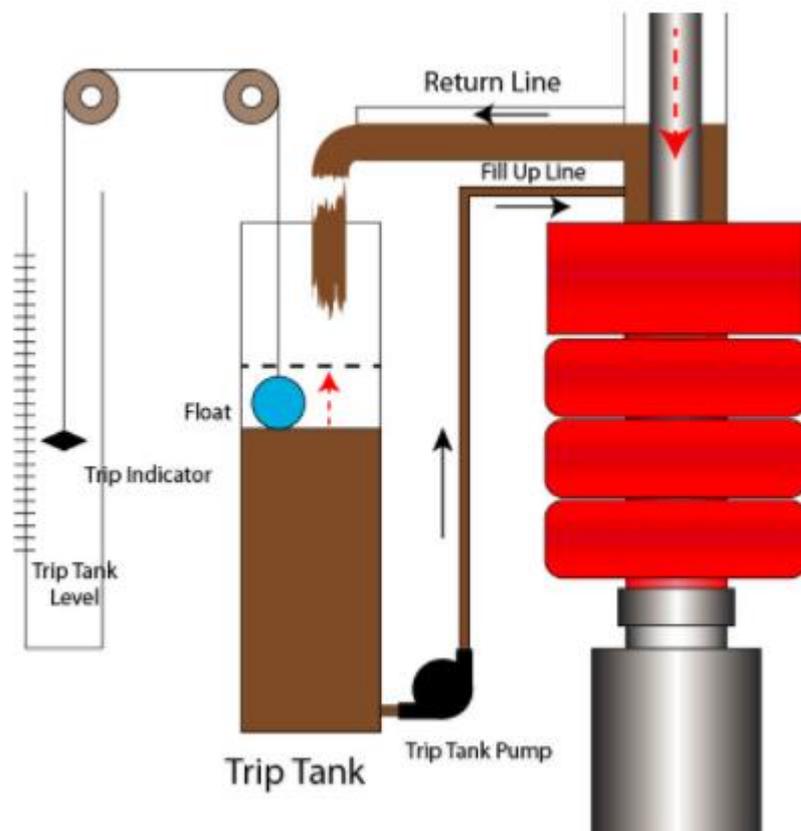
De acordo com a Apostila *WellCAP* introdutório da empresa de perfuração "X", para circular da bomba de lama "B", devemos abrir a válvula 2, descer pela coluna de perfuração abrindo a válvula 4, subir pelo anular até o BOP, sair pela linha de *choke* abrindo as válvulas 8 e 9, passar pelo *choke* remoto abrindo as válvulas 10 e 11 e finalmente alinhando para a linha de ventilação abrindo as válvulas 14 e 18.

Como podemos verificar no diagrama acima, além do *Choke manifold*, temos também o *Stand pipe manifold*. Como caracteriza MacCrae (2003, p.106), *stand pipe manifold* é um conjunto de válvulas, tubulações e acessórios que fazem parte do sistema de circulação de lama. Ele faz basicamente a ligação das bombas de lama para o suporte giratório do *top drive* através de uma mangueira rotativa flexível. Ele também se conecta ao *choke manifold* para que a lama possa ser circulada das bombas de lama para as linhas de *kill* e *choke*. Normalmente, a plataforma possui dois *standpipes* na torre, com um funcionando de *back-up* em caso de falha do outro.

### 7.3. TANQUE DE MANOBRA (*TRIP TANK*)

Para entendermos tanque de manobra é necessário compreender o que o termo “manobra”, durante operação de perfuração de um poço de petróleo, significa. Como diz MacCrae (2003, p.107), o tanque de manobra é um tanque calibrado e de pequeno volume usado para monitorar os níveis de lama precisamente durante “manobras” de descida e retirada de tubos de perfuração. Quando estamos descendo coluna no poço (*tripping in the hole*) o volume de lama deslocado pelos tubos de perfuração inseridos no poço é alinhado para o tanque de manobra. Portanto, um monitoramento preciso desse volume é realizado de modo a verificar se o volume de lama deslocado é o mesmo do volume de aço deslocado. Se o volume de lama for maior pode estar havendo um *kick* indesejado no poço.

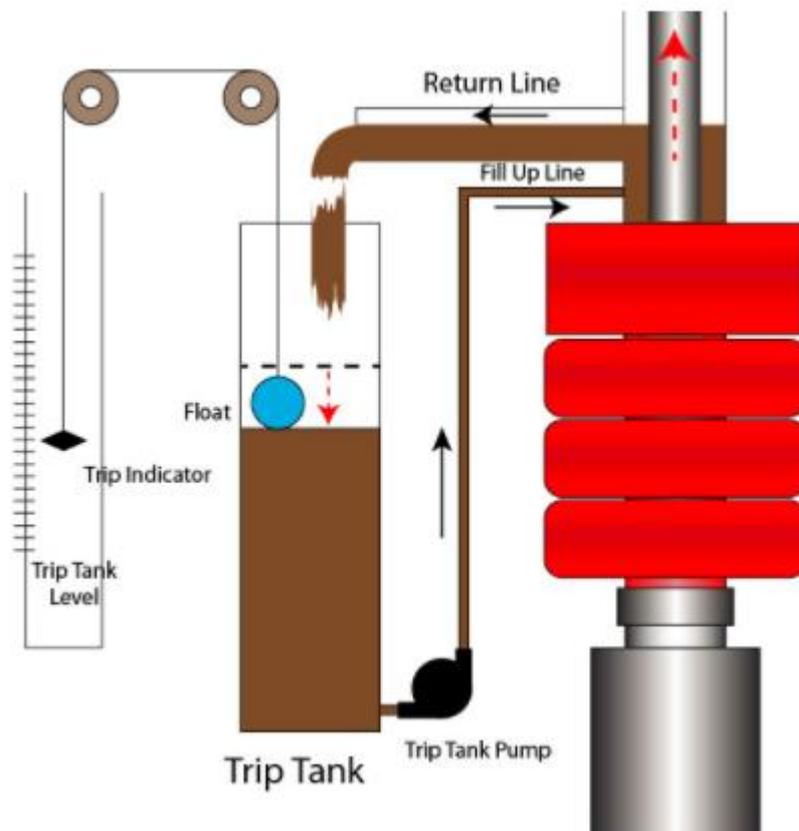
**Figura 17** – *TripTank while tripping in*



Fonte: DrillingFormulas.com website – Disponível em: < <http://www.drillingformulas.com/trip-tank-and-its-importance-to-well-control/> > Acesso em 27 de Agosto de 2017.

Por outro lado, quando estamos puxando coluna de perfuração para fora do poço (*tripping out of the hole*), devemos completar o volume de cada seção do tubo de perfuração retirado do poço com o mesmo volume de lama do tanque de manobra. Da mesma maneira, um monitoramento preciso do tanque de manobra é necessário, pois se o volume de lama deslocado do tanque de manobra for menor do que o calculado, pode ser indicação de um *kick*. Assim como, se o volume de lama deslocado do tanque de manobra for maior que o calculado, pode ser uma indicação de que o poço esteja bebendo, ou seja, esteja perdendo lama para o poço.

**Figura 18** – *TripTank while tripping out*



Fonte: DrillingFormulas.com website – Disponível em: < <http://www.drillingformulas.com/trip-tank-and-its-importance-to-well-control/> > Acesso em 27 de Agosto de 2017.

O tanque de manobra também é muito usado para monitoramento durante a realização de um *flow check*, que é um período em que se para a operação atual, seja ela perfuração, circulação ou manobra de colocação ou retirada de tubos de perfuração por cerca de 15 minutos, para monitorar o poço e verificar se o mesmo

está estático ou não. Se o volume de lama no tanque de manobra não se alterar, significa que o poço está estático. Mas, caso aumente ou diminua o volume, o poço pode estar fluindo ou bebendo, respectivamente. (*DrillingFormulas.com*, 2017).

#### 7.4. VÁLVULAS DE SEGURANÇA

No site do fabricante de equipamentos de perfuração Vallourec (2017), as válvulas de segurança são essenciais para garantir a segurança das operações de perfuração sendo fundamental no controle de *kicks* e na prevenção do retorno de lama durante operação de perfuração.

De acordo com a Apostila *WellCAP* nível introdutório da empresa de perfuração “X”, existem três válvulas de segurança principais que garantem a segurança das operações de perfuração. São elas: TIW ou válvula de abertura total, *Gray Valve* ou IBOP e a *Float*.

A TIW, conforme o site *DrillingFormulas.com* (2013), é uma válvula globo instalada na coluna de perfuração que segura a pressão em ambas as direções. Ela deve ficar sempre disponível no piso de perfuração da plataforma, mantida na posição aberta e com a sua chave específica para fechá-la quando necessário. Ela deve ser usada para fechamento do poço durante as manobras com os tubos de perfuração.

**Figura 19** – TIW (*Full opening safety valve*)



Fonte: Alibaba.com website – Disponível em:< [http://www.alibaba.com/product-detail/Full-Opening-Safety-Valve-FOSV-\\_60352724789.html?spm=a2700.7724857.main07.32.2bd13975Dhurbq](http://www.alibaba.com/product-detail/Full-Opening-Safety-Valve-FOSV-_60352724789.html?spm=a2700.7724857.main07.32.2bd13975Dhurbq)> Acesso em 28 de Agosto de 2017.

A *Gray valve* ou IBOP, de acordo com a Apostila *WellCAP* introdutório da empresa de perfuração “X”, é uma válvula de não retorno permitindo o fluxo somente no sentido de descida da coluna e instalada logo acima da TIW.

Isso permite descer a coluna de perfuração sob pressão sem retorno do fluxo de lama. Normalmente é instalada junto com a TIW quando o poço é fechado durante manobras com tubo de perfuração.

**Figura 20** – IBOP *valve*



Fonte: Hikalibre Equipment website – Disponível em: <<http://www.hikalibre.com/Products/InsideBlowOutPreventerValves.aspx>> Acesso em 28 de Agosto de 2017.

E por último temos a *Float* que, como caracteriza a Apostila *WellCAP* introdutório da empresa de perfuração “X”, é uma *check valve* instalada logo acima da broca permitindo o fluxo somente no sentido de descida da coluna, evitando, portanto, a entrada de um *kick* para dentro da coluna de perfuração. Uma das *Floats* mais usadas são as chamadas *Ported float*, pelo fato terem um pequeno orifício permitindo assim a leitura da pressão na superfície quando o poço é fechado.

**Figura 21** – *Float valve* tipo pistão e *flapper*



Fonte: NOV website – Disponível em:

<[http://www.nov.com/Segments/Rig\\_Systems/Land/Drilling\\_Pressure\\_Control/Valves/Drill\\_Pipe\\_Float\\_Valves/Drill\\_Pipe\\_Float\\_Valves.aspx](http://www.nov.com/Segments/Rig_Systems/Land/Drilling_Pressure_Control/Valves/Drill_Pipe_Float_Valves/Drill_Pipe_Float_Valves.aspx)> Acesso em 27 de Agosto de 2017.

## 7.5. EQUIPAMENTOS DE MANUSEIO DE LAMA/GÁS

Como descrito por MacCrae (2003, p.103), existem nas plataformas de perfuração um equipamento essencial para manusear o gás que vem misturado com a lama durante a ocorrência de um *kick*. Esse equipamento é o separador de lama/gás que, como o próprio nome diz, tem a função de separar o gás da lama, que vem da linha de *choke*, enviando-o para uma linha de ventilação que é normalmente alinhada para o topo da torre de perfuração. A lama, antes de retornar para os tanques de lama ativos, passa por outro equipamento chamado *degasser*, com a finalidade de eliminar qualquer resíduo de gás que essa lama ainda possa conter.

O *degasser*, de acordo com a apostila de WellCAP nível introdutório da empresa de perfuração “X”, também separa a lama do gás, mas se diferencia do separador de lama/gás por possuir um rotor ou uma bomba que puxa a lama para dentro, para então realizar a separação do gás, que é facilitada devido a existência de uma bomba a vácuo que reduz a pressão dentro do *degasser*, acelerando com isso a separação lama/gás.

Finalmente, a lama é alinhada para os tanques ativos de lama, que possuem uma grande área de superfície. Além disso, os tanques possuem agitadores que mantêm a lama em constante movimento fazendo com que quantidades pequenas de gás, ainda remanescentes, sejam removidas. (MacCrae, 2003, p.103).

**Figura 22 – Degasser**



Fonte: TSC website – Disponível em: <http://www.t-s-c.com/products-services/equipment-for-onshore-offshore-eigs/mud-systems/hv-hvv-vacuum-degasser/> Acesso em 28 de agosto de 2017.

## 7.6. DETECTORES DE GÁS

Conforme a Apostila de *WellCAP* nível introdutório da empresa de perfuração “X”, em áreas com a possibilidade de haver a presença de gases perigosos, devem ser instalados detectores de gás de modo a alertar o pessoal o mais rápido possível. Áreas como o piso de perfuração, peneiras, *flowline* e sala dos tanques de lama ativos são alguns exemplos.

De acordo com a experiência adquirida pelo autor durante seis anos trabalhando em uma sonda de perfuração da empresa “X”, os detectores são testados mensalmente pelos técnicos em eletrônica em conjunto com os operadores de posicionamento dinâmico no passadiço. Antes de realizar o teste de um determinado sensor, o técnico em eletrônica informa ao passadiço para que o operador de posicionamento dinâmico realize a inibição do sensor, de modo que o disparo do alarme de gás seja ouvido somente no passadiço e não em toda a plataforma.

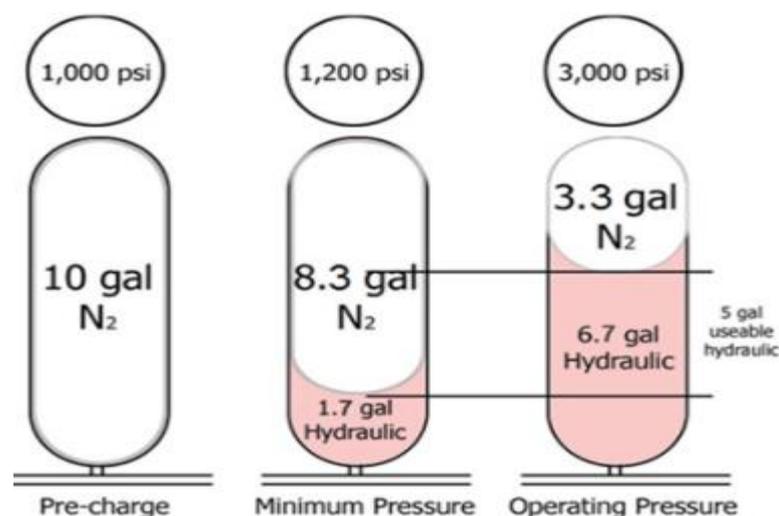
## 7.7. GARRAFAS ACUMULADORAS

Segundo a Apostila de *WellCAP* nível introdutório da empresa de perfuração “X”, as garrafas acumuladoras instaladas na plataforma armazenam fluido hidráulico sob pressão para serem usadas para fechar o preventor de *blowout* (BOP) e o poço, caso ocorra um evento de falha completa de energia.

MacCrae (2003, p.115) afirma que as garrafas, que são normalmente cilíndricas, são instaladas normalmente em seções independentes de até 24 garrafas, dependendo do total de fluido que será necessário para operar os componentes do BOP. Cada seção possui sua válvula de isolamento e descarga para que manutenções ou reparos sejam feitos sem isolar o sistema por completo.

Ainda segundo MacCrae (2003, p.115) as garrafas possuem em seu interior uma bexiga de borracha que é pré-carregada com nitrogênio pela parte superior do cilindro. O fluido hidráulico é então bombeado por baixo da garrafa, comprimindo a bexiga de nitrogênio até que a pressão do fluido seja igual a pressão da bexiga. Portanto, quando o fluido hidráulico do cilindro é usado para atuar um componente do BOP, a bexiga expande e empurra o fluido para fora do cilindro. Abaixo segue a figura mostrando o sistema de pressurização dos acumuladores.

**Figura 23** – Sistema de pressurização dos acumuladores



De acordo com o [DrillingFormulas.com](http://DrillingFormulas.com) (2011), a bexiga de borracha dentro da garrafa é pré-carregada com 1000psi de nitrogênio. A pressão mínima de operação será 200psi acima da pressão pré-carregada de 1000psi, ou seja, 1200psi, o que corresponde a 1.7 galões de fluido hidráulico pressionando a bexiga de nitrogênio. O fluido hidráulico será então bombeado para dentro da garrafa até que se atinja a pressão operacional na bexiga de 3000psi. Portanto, a quantidade de fluido hidráulico necessário para pressurizar uma garrafa do acumulador são 5 galões.

## 8. CONSIDERAÇÕES FINAIS

O desenvolvimento do presente trabalho possibilitou uma análise de como o conhecimento das operações e equipamentos de perfuração são importantes e têm grande influência na rotina de trabalho do DPO no passadiço de uma plataforma de perfuração *offshore*. Além disso, o trabalho contribui como preparação e treinamento para operadores de posicionamento dinâmico no mercado offshore de perfuração.

De uma forma geral, o operador de posicionamento dinâmico necessita conhecer as operações e equipamentos de perfuração apresentados, pelas seguintes razões: mantém contato permanente com o piso de perfuração, principalmente nas operações críticas, é encarregado de certas operações de perfuração, como a cimentação e, com a ausência do BCO nas sondas DP, é responsável por suas tarefas, como recebimento, transferência e controle dos produtos usados na perfuração e estabilidade da unidade.

Ao descrever e analisar os objetivos propostos foi verificado que o motivo principal da necessidade de conhecimento das operações de perfuração, das limitações de mudança de proa e de posição, da passagem de ferramenta cisalhante pelo BOP, da sequência para desconectar do poço em emergência e dos equipamentos de controle de poço deve-se ao fato de que o operador de posicionamento dinâmico estará em contato permanente com o sondador e precisa estar ciente do que está acontecendo fora do passadiço.

Constatou-se também que em certas operações como a cimentação, o DPO precisa conhecer a manobra, pois, em certas empresas, ele é o encarregado ou substitui o Imediato em caso de necessidade.

A pesquisa de campo realizada pelo autor durante quatro anos como DPO Sênior e Imediato na empresa de perfuração "X" foi fundamental para essa pesquisa porque foi constatado o problema da falta de conhecimento das operações de perfuração pelo operador de posicionamento dinâmico.

Os sites de petróleo e gás ajudaram no esclarecimento de nomenclaturas, definições de termos e no entendimento das operações de perfuração, além de terem sido fontes de figuras importantes para o desenvolvimento da pesquisa.

Os livros de perfuração e controle de poço foram importantes na obtenção de detalhes e de informações sobre as operações e equipamentos de perfuração mencionados nesse trabalho. Também foi fonte de figuras e tabelas que ajudaram na exemplificação dos objetivos propostos.

Já nas apostilas, documentos, manuais e procedimentos da empresa de perfuração "X", foram observadas como as atividades realizadas na área de perfuração estão conectadas com as atividades realizadas pelo operador de posicionamento dinâmico no passadiço.

Dada a importância do assunto no que se refere à segurança da vida humana no mar, do meio ambiente e dos equipamentos, torna-se necessário o desenvolvimento de formas para fazer com que o operador de posicionamento dinâmico chegue em uma sonda de perfuração offshore com o conhecimento básico das operações e equipamentos de perfuração.

Nesse sentido, diante das operações e equipamentos de perfuração, identificados e pesquisados nesse trabalho, podemos comprovar que estão diretamente ligados à atividade do operador de posicionamento dinâmico no passadiço, tornando o seu conhecimento essencial para segurança das operações em uma sonda de perfuração *offshore* DP.

## REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

ALIBABA.COM, **Full Opening Safety Valve**, 2017. Disponível em: <<[https://www.alibaba.com/product-detail/Full-Opening-Safety-Valve-FOSV-\\_60352724789.html?spm=a2700.7724857.main07.32.2bd13975Dhurbq](https://www.alibaba.com/product-detail/Full-Opening-Safety-Valve-FOSV-_60352724789.html?spm=a2700.7724857.main07.32.2bd13975Dhurbq)>>. Acesso em 28 de Agosto de 2017.

BBC NEWS, **What do we Know about Deep water Horizon disaster**, 2010. Disponível em: <<<http://www.bbc.com/news/10370479>>>. Acesso em 22 de Agosto de 2017.

DIAMOND OFFSHORE DRILLING, Apostila Introdutória WellCap; Revisão 30 Outubro de 2014.

DRILLINGFORMULAS.COM, **Well control procedures for Non-shearable string**, 2016. Disponível em: <<<http://www.drillingformulas.com/well-control-procedure-for-non-shearable-string/>>>. Acesso em: 16 de Agosto de 2017.

DRILLINGFORMULAS.COM, **Trip tank and its importance to well control**, 2014. Disponível em: <<<http://www.drillingformulas.com/trip-tank-and-its-importance-to-well-control/>>>. Acesso em: 27 de Agosto de 2017.

DRILLINGFORMULAS.COM, **What is flow check?**, 2010. Disponível em: <<<http://www.drillingformulas.com/what-is-flow-check/>>>. Acesso em: 27 de Agosto de 2017.

DRILLINGFORMULAS.COM, **What are differences between Full Opening Safety Valve (TIW valve) and Inside BOP valve (Gray Valve)?**, 2013. Disponível em: <<<http://www.drillingformulas.com/what-are-differences-between-full-opening-safety-valve-tiw-valve-and-inside-bop-valve-gray-valve/>>>. Acesso em: 28 de Agosto de 2017.

DRILLINGFORMULAS.COM, **Mechanism of accumulator (Kookey Unit)**, 2011. Disponível em: <<<http://www.drillingformulas.com/mechanism-of-accumulator-kookey-unit/>>>. Acesso em: 30 de Agosto de 2017.

HIKALIBRE EQUIPMENT, **Inside Blow out Prevention Valves**, 2017. Disponível em: <<<http://www.hikalibre.com/Products/InsideBlowOutPreventionValves.aspx>>>. Acesso em 28 de Agosto de 2017.

JACKSON, Willian. **Making Hole**, 3.ed. Texas: Petroleum Extension Service, 2000.

MACCRAE, Hugh. **Marine Riser Systems and Subsea Blow out Preventers**, 1.ed. Texas: PetroleumExtension Service, 2003.

RIGZONE, **How Does Casing Work?**, 2017. Disponível em: <<[http://www.rigzone.com/training/insight.asp?insight\\_id=333&c\\_id=23](http://www.rigzone.com/training/insight.asp?insight_id=333&c_id=23)>>. Acesso em: 11 de Agosto de 2017.

RIGZONE, **How Do Wire line and Slicklines work?**, 2017. Disponível em: <<[http://www.rigzone.com/training/insight.asp?insight\\_id=323&c\\_id=22](http://www.rigzone.com/training/insight.asp?insight_id=323&c_id=22)>>. Acesso em 17 de Agosto de 2017.

SCHLUMBERGER, **Oil Field Glossary**, 2017. Disponível em: <<<http://www.glossary.oilfield.slb.com/en/Terms/b/brine.aspx>>>. Acesso em 22 de Agosto de 2017.

TSC, **Products and Services**, 2017. Disponível em: <<<http://www.t-s-c.com/products-services/equipment-for-onshore-offshore-rigs/mud-systems/hv-hvv-vacuum-degasser/>>>. Acesso em 28 de Agosto de 2017.

VAUGH, James. **Testing and Completing**, 3.ed. Texas: The University of Texas at Austin PetroleumExtension Service, 2001.

VERGARA, Sylvia Constant. **Projetos e relatórios de pesquisa em administração**. São Paulo: Atlas, 2003.