



Conteúdo

1.1.	Tipos de Arranjos de BOP	5
1.1.1.	O BOP	6
1.1.2.	CÓDIGOS DOS COMPONENTES DO STACK	8
1.2.	Unidades de Teste do BOP	13
1.2.1.	Introdução	13
1.2.2.	Utilização.....	13
1.2.3.	Descrição	14
1.2.4.	Instrumentação	15
1.2.5.	Segurança.....	16
1.3.	Ciclo do Fluido de Perfuração no Poço	17
1.4.	CONECTORES HIDRÁULICOS E CONEXÕES.....	18
1.1.1	CONECTOR HIDRÁULICO VETCO H-4 STANDARD	20
1.1.2	PRESSÕES DE TRAVAMENTO E DESTRAVAMENTO REQUERIDAS PARA O CONECTOR H - 4.....	20
1.4.1.	SISTEMA HIDRÁULICO DO CONECTOR VETCO H-4 STANDARD	21
1.4.2.	PRINCÍPIO DE OPERAÇÃO DO CONECTOR VETCO H- 4 STANDARD. 22	
1.5.	BOP ANULAR	24
1.5.1.	FUNÇÃO	24
1.5.2.	FUNCIONAMENTO.....	24
1.5.3.	MATERIAL DO ELEMENTO DE VEDAÇÃO	26
1.6.	BOP DE GAVETA	28
1.6.1.	FUNÇÕES PRINCIPAIS.....	28
1.6.2.	FUNCIONAMENTO.....	28
1.6.3.	VEDAÇÕES OU SELOS	30
1.6.4.	VEDAÇÕES DA GAVETA.....	30
1.7.	TIPOS DE GAVETAS	31
1.7.1.	GAVETA DE TUBOS DE DIÂMETRO FIXO ("PIPE RAMS" OU PR)	31
1.7.2.	GAVETAS DE TUBOS DE DIÂMETRO VARIÁVEL ("VARIABLE BORE RAMS" OU VBR)	32
1.7.3.	GAVETA CEGA CISALHANTE ("BLIND SHEAR RAMS" OU BSR)	33
1.7.4.	GAVETA SUPER CISALHANTE - ("CASING SHEAR RAMS" - CSR OU "SUPER SHEAR RAMS" - SSR).....	36
1.8.	OPERAÇÃO DE HANG-OFF.....	38
1.9.	VÁLVULAS SUBMARINAS.....	38





1.9.1.	INTRODUÇÃO	38
1.10.	SISTEMA DE ACIONAMENTO	39
1.10.1.	POD'S	39
1.11.	UNIDADE HIDRÁULICA DE ACIONAMENTO DO (BOP)	41
1.11.1.	SISTEMA HIDRÁULICO DE ACIONAMENTO DO BOP	42
1.11.2.	SISTEMA PNEUMÁTICO DA UNIDADE HIDRÁULICA	42
1.12.	SISTEMA DE MIXAGEM	43
1.13.	SISTEMA DE ACUMULADORES	43
1.14.	ESTRANGULADORES DE FLUXO	44
1.14.1.	PAINEL DE ACIONAMENTO REMOTO DO CHOKE HIDRÁULICO	47
1.15.	CHOKE MANIFOLD	49
1.16.	DESGASEIFICADOR	50
1.17.	INDICADORES DE NÍVEL	51
1.18.	REGISTRADORES DE FLUXO	51
1.19.	TOTALIZADOR DE VOLUME DE LAMA	51
1.20.	TANQUE DE MANOBRA	51
1.21.	MEDIDOR DE FLUXO (Mud Flow-fill)	52
1.22.	LINHAS DE ATAQUE	52
1.23.	VÁLVULA DE PREVENÇÃO INTERNA (INSIDE BOP)	53
1.24.	VÁLVULAS DE KELLY	53
1.25.	DIVERTER	54
1.26.	Limpeza do Fluido de Perfuração	55
1.27.	Válvulas Submarinas	58
1.27.1.	VÁLVULAS DE KILL E CHOKE SUBMARINAS	58
1.27.2.	VÁLVULAS CAMERON TIPO F	58
1.27.3.	VÁLVULAS CAMERON TIPO FC	59
1.27.4.	VÁLVULA CAMERON TIPO FCS	59
1.27.5.	ATUADOR TIPO A.F.	60
1.27.6.	ATUADOR CAMERON TIPO D.F.	60
1.27.7.	VÁLVULA SHAFFER TIPO HB	61
1.27.8.	ACUMULADORES DE SEGURANÇA	61
1.28.	CHOKE MANIFOLD	67
1.28.1.	Descrição / Função	68
1.28.2.	ARRANJO DO CHOKE MANIFOLD	69



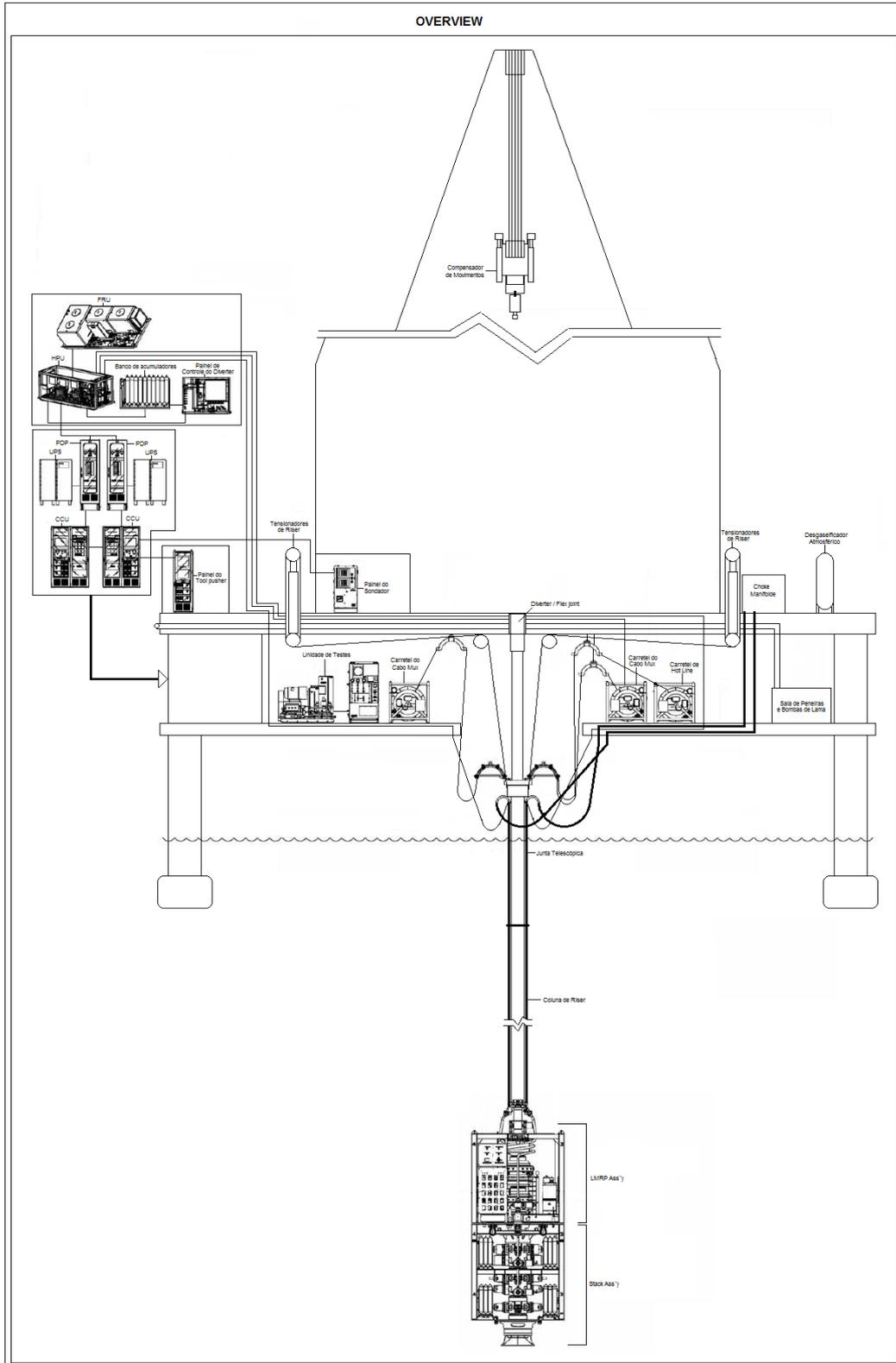


1.28.3.	DESCRIÇÃO DOS PRINCIPAIS COMPONENTES	71
1.28.3.1.	Válvulas Tipo Gaveta.....	71
1.28.3.2.	Choke de Acionamento Remoto	72
1.28.3.3.	Choke de Acionamento Manual	73
1.28.3.4.	Instrumentos para leitura de Pressão	74
1.28.3.5.	Sensores / Transdutores	74
1.28.3.6.	Manômetros.....	75
1.29.	UNIDADE DAS BOMBAS HIDRÁULICAS (<i>HYDRAULIC PUMPING UNIT</i>) 76	
1.29.1.	Bombas Elétricas.....	78
1.29.2.	Bombas Pneumáticas.....	78
1.30.	Equipamentos de Detecção de Kick.....	79





Equipamentos





1.1. Tipos de Arranjos de BOP

BOP de Superfície



BOP submarino



**BOP submarino
(guidelineless)**



**BOP de superfície
para SS**





As práticas da atividade petrolífera, em sentido amplo, são regulamentadas por normas que tratam tanto de equipamentos, quanto controle ambiental, saúde, segurança, ou seja, contemplam todas as fases e implicações da atividade.

No topo da hierarquia dos órgãos regulamentadores da atividade está o “API”, *American Petroleum Institute* (Instituto americano de Petróleo), que é a principal associação comercial para o petróleo e indústria de gás natural, representando aproximadamente 400 corporações envolvidas em produção, refino, distribuição, e muitos outros aspectos da indústria de petróleo. As suas funções como órgão máximo desta indústria incluem advocacia e negociação com agências governamentais, legais, e reguladoras; pesquisas de efeitos econômicos, toxicológicos, e ambientais; estabelecimento e certificação de padrões da indústria; e treinamento.

Todas as grandes empresas de petróleo do mundo seguem os preceitos deste renomado órgão, pela óbvia necessidade de estarem de acordo com o universo da atividade a nível mundial.

Em suma, tudo que se refere, especificamente, ao universo petrolífero, segue os preceitos e normas ditados pelo API.

1.1.1. O BOP

BOP é uma abreviatura, utilizada no meio técnico da indústria petrolífera, do termo “*Blow Out Preventer*”.

O BOP se trata de um equipamento, que é conectado à cabeça do poço, composto de válvulas de grande e médio porte, que permitem o isolamento entre o poço e o meio exterior, confinando e permitindo o controle do fluxo de fluidos provenientes da formação geológica.

A seção superior do BOP é denominada de LOWER MARINER RISER PACKAGE (LMRP). O LMRP está, de fato, na parte inferior da coluna de Risers, quando é desconectado, e por isso, adquiriu essa nomenclatura.

O termo “BOP Stack” (pilha) refere-se à seção inferior (metade inferior) do BOP.

O BOP está entre os mais importantes componentes do SISTEMA DE CONTROLE DE POÇO, sistema este que tem como funções:

- Fechamento do poço em qualquer situação operacional;





- Liberação controlada dos fluidos contidos no poço;
- Bombeio de fluido estando o poço fechado;
- Permitir a descida ou retirada da coluna com poço sujeito a pressão (*stripping*);
- Sustentação da coluna de trabalho (*hang-off*);
- Abandono do poço com corte da coluna (*eds*);
- Monitoramento da variação de volume de retorno;
- Monitoramento do volume dos tanques;
- Vedar o interior das colunas.

Uma classificação didática, que consideramos apropriada, inclusive adotada pelo API, para os equipamentos do SISTEMA DE CONTROLE DE POÇO é a seguinte:

I – **Principais** - são os equipamentos considerados vitais para o controle de poço:

- BOP;
- Válvulas e Linhas de Choke E Kill;
- Unidade Hidráulica e Painéis de Acionamento e Controle;
- Choke Manifold;
- Painel de Controle de Kick;
- Sistema Diverter.

II – **Auxiliares** - são equipamentos importantes para a segurança das operações de controle do poço, porém a falta eventual desses equipamentos, por motivo de força maior, não impossibilita o controle do poço:

- Drill Pipe Safety Valve (válvula de segurança de coluna);
- Inside Bop (válvula de retenção);
- Kelly Valve (válvula tipo esfera);
- Drop In Check Valve (válvula de retenção);
- Desgaseificadores (atmosférico e a vácuo);
- Trip Tank (tanque de manobra);
- Sistema de Monitoramento de Volume dos Tanques;
- Sistema de Monitoramento da Variação de Vazão de Retorno.





III - **Back-up's** - são equipamentos utilizados como recursos, a serem utilizados em situações de emergência, proporcionando redundância parcial ao sistema principal de controle:

- Sistema do POD Acústico;
- Sistema Auto-Shear;
- Sistema de Hot Stab para ROV;
- Sistema EHBS (Emergency Hydraulic Back-up System);
- Sistema ERS (Emergency Recovery System).

Conforme o API, os exemplos de arranjos para BOP, são baseados nas pressões de trabalho estabelecidas e adequação às exigências do poço, promovendo segurança e eficiência.

Rated Working Pressure	
2K	2000 psi (13,8 MPa)
3K	3000 psi (20,7 MPa)
5K	5000 psi (34,5 MPa)
10K	10000 psi (69,0 MPa)
15K	15000 psi (103,5 MPa)
20K	20000 psi (138,0 MPa)

Note: 1 psi = 0,006894757 MPa

1.1.2. CÓDIGOS DOS COMPONENTES DO STACK

Todo preventor de gaveta instalado no BOP Stack deve ter, como mínima, uma pressão de trabalho igual à máxima pressão de poço, que se espera encontrar.

Os códigos recomendados para designação dos componentes do arranjo do BOP Stack são os seguintes:



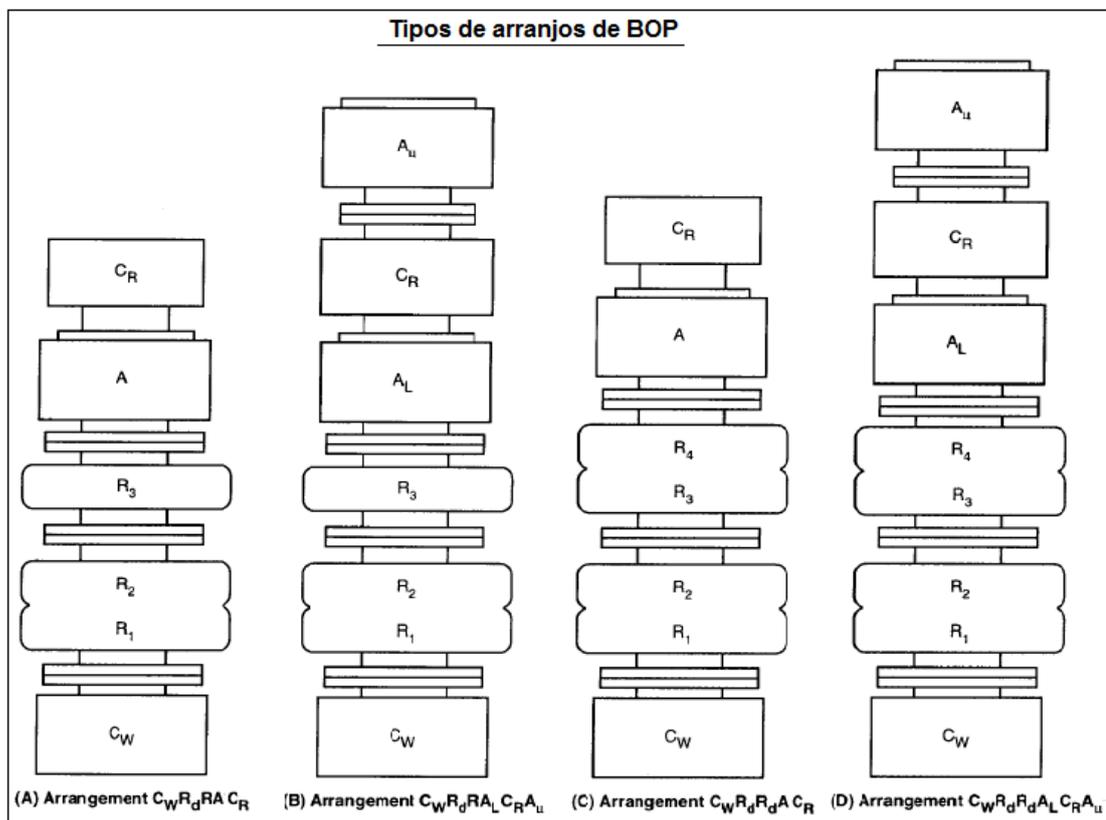


A_U = annular type BOP - upper
A_L = annular type BOP - lower
R = single ram type BOP for one set of rams
R_d = double ram type BOP for two sets of rams
R_t = triple ram type BOP for three sets of rams
K = 1000 psi working pressure
C_R = riser connector used to attach the lower mariner riser package (LMRP) to the BOP Stack, and has a rated working pressure equal to or greater than the components above it.
C_W = wellhead connector used to attach wellhead and preventers to each other (connector should have a minimum rated working pressure equal to the BOP Stack rated working pressure)

A sequência típica para enumerar as partes do BOP é de baixo para cima. Um BOP Stack deve ser completamente identificado por uma designação muito simples, como:

10K - 18.3/4 - C_W R_d R_d A_L C_R A_U

O BOP Stack do exemplo acima tem pressão de trabalho de 10000psi e diâmetro interno (“troughbore”) de 18.3/4 polegadas e está representado pelo arranjo “D” dos tipos abaixo.





Existem requisitos básicos que determinam os arranjos do BOP, como a distância entre o topo da gaveta superior e a base da gaveta cisalhante (“H”). A condição ideal para “hang off” é fazê-lo com gaveta superior. Para que isto aconteça é necessário que distância citada seja maior ou igual a 90 cm, para garantir que a gaveta cisalhante não vá fechar em “tool joint”, pois a mesma não é projetada para cisalhar o mesmo.

Esta exigência é imprescindível para sondas de posicionamento dinâmico. Já, a estatística de desconexão de emergência em sondas ancoradas é mundialmente pequena.

Sendo assim, a posição dos elementos no arranjo do BOP deve prover confiabilidade e flexibilidade nos eventos de controle de poço, como por exemplo:

- a. Fechamento na coluna de perfuração, permitindo a circulação;
- b. Fechamento e vedação em poço aberto permitindo operação de controle volumétrico do poço;
- c. Permitir Stripping da coluna de perfuração usando o preventor anular;
- d. Permitir “Hang off” da coluna no preventor de gaveta;
- e. Cisalhar a coluna e vedar o poço;
- f. Desconectar a coluna de risers do BOP stack;
- g. Circulação através do BOP para remover gás trapeado.

A localização das linhas de choke e Kill no BOP Stack obedece a uma análise que procura dar flexibilidade para as operações de controle de poço.

Os preventores anulares são tipicamente designados como Lower annular e Upper annular e podem ter pressões de trabalho inferiores às dos preventores de gaveta.

Qualquer arranjo deve ter dois anulares. A preferência é que os dois anulares fiquem no LMRP, visto que este conjunto é de mais fácil remoção para substituição dos elementos de vedação, como acontece após uma operação de stripping. Caso um dos BOP’s anulares fiquem no BOP stack, para a troca do elemento de vedação do anular do stack, deverá se fazer tampão de cimento e retirar o BOP stack, resultando isto em mais ônus para as operações.





A saída lateral de linha de Kill / Choke abaixo da gaveta cega cisalhante (blind shear) tem a função de permitir o monitoramento da pressão no poço no caso de reentrada. Todos os arranjos têm de ter esta saída.

Existem vários arranjos, sendo:

I - Arranjos com quatro gavetas:

- a) Arranjo com quatro gavetas, duas linhas e cinco saídas
- b) Arranjo com quatro gavetas, duas linhas e quatro saídas
- c) Arranjo com quatro gavetas, duas linhas e três saídas

II- Arranjos com cinco gavetas:

a) Com duas BSR (Blind Shear Ram) o tubo será cortado com a cisalhante inferior e existirá um "Deley Time" entre o fechamento da inferior para se fechar a superior. Para assegurar que o tubo cortado saia da frente da BSR superior é necessário que haja um overpull de 15.000 lbs, no mínimo, ou 10 % do peso da coluna acima do BOP, o que for maior. A cisalhante superior assegura o isolamento completo do poço. Este arranjo é mais utilizado em lâminas d'água ultra-profundas.

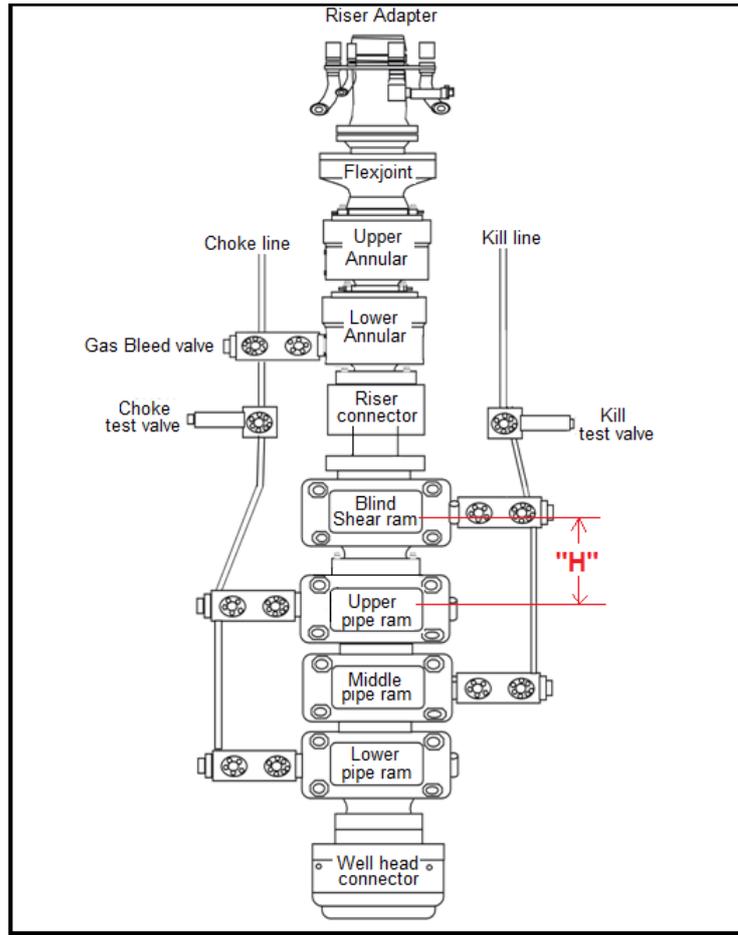
b) Com uma BSR (Blind Shear Ram) e uma CSR (Casing Shear Ram)*, esta última é capaz de cisalhar tubos de revestimento. Também utilizado em lâminas d'água ultra- profundas.

A CSR não tem a propriedade de vedar o poço, portanto, no evento de uma desconexão de emergência, onde a mesma seja utilizada, a BSR também será fechada para que vede o poço.

Nota: dependendo do fabricante do BOP esta gaveta pode ter a nomenclatura de " Casing Shear Ram" ou " Super Shear Ram" .

III - Arranjo com seis gavetas, duas linhas e cinco saídas: Neste caso existem duas BSR, e uma gaveta cisalhante de revestimento que é posicionada abaixo das duas gavetas cisalhantes de tubos.







1.2. Unidades de Teste do BOP

1.2.1. Introdução

A Unidade de Testes do BOP é um equipamento auxiliar utilizado para testar a integridade dos selos dos preventores, ou seja, a estanqueidade do conjunto do BOP, através da simulação da atuação da pressão do poço sobre estes preventores. A aplicação básica da mesma se refere a testes de superfície visando e confirmando as perfeitas condições do BOP para a descida para o poço.

1.2.2. Utilização

A Unidade também é normalmente utilizada para o teste das linhas dos Riser's durante a descida do BOP para o poço.

Dependendo da sua capacidade de vazão pode ser utilizada para os testes de todas as linhas e até para o teste do Choke Manifolde, mas nestes casos, há o inconveniente de que, por ocasião da despressurização (ventilação / Dreno), após cada teste, haja o retorno de impurezas e resíduos de lama que obstruem o sistema de tubos e válvulas de pequenos diâmetros utilizados na Unidade. Caso a capacidade de vazão seja limitada, comumente se utiliza a mesma para testar os conduítes hidráulicos do BOP e, no caso das linhas de Kill, Choke e Booster e também do Choke Manifolde, os testes são realizados pela Unidade de Cimentação.

Algumas Unidades, mais modernas e complexas, apresentam recursos para os testes de câmara hidráulica dos preventores. Neste caso, obviamente, o fluido de teste será o fluido hidráulico do BOP, com a mesma qualidade requerida para a operação.



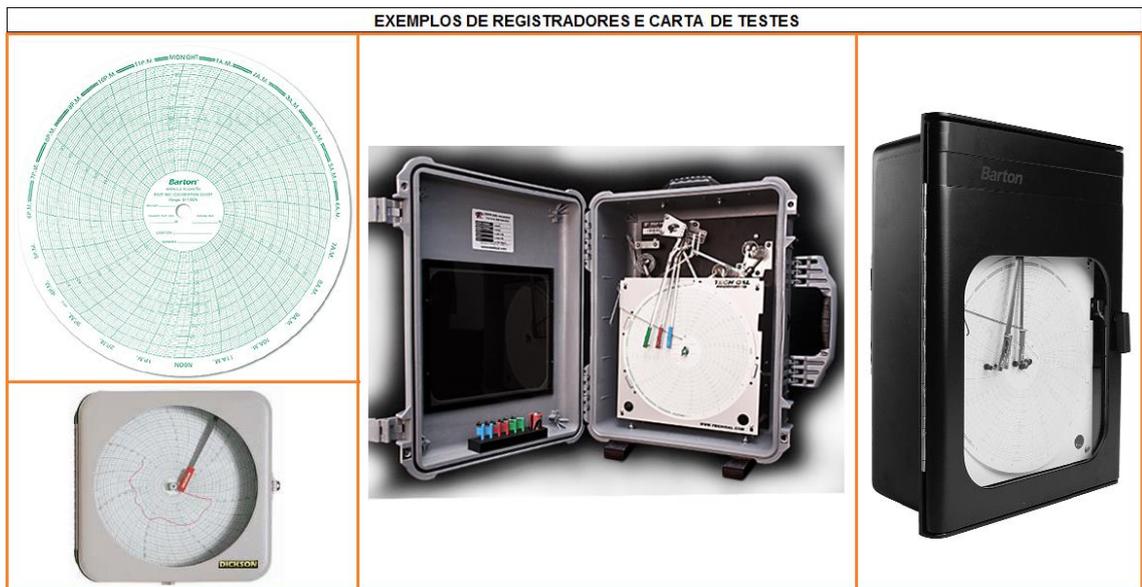
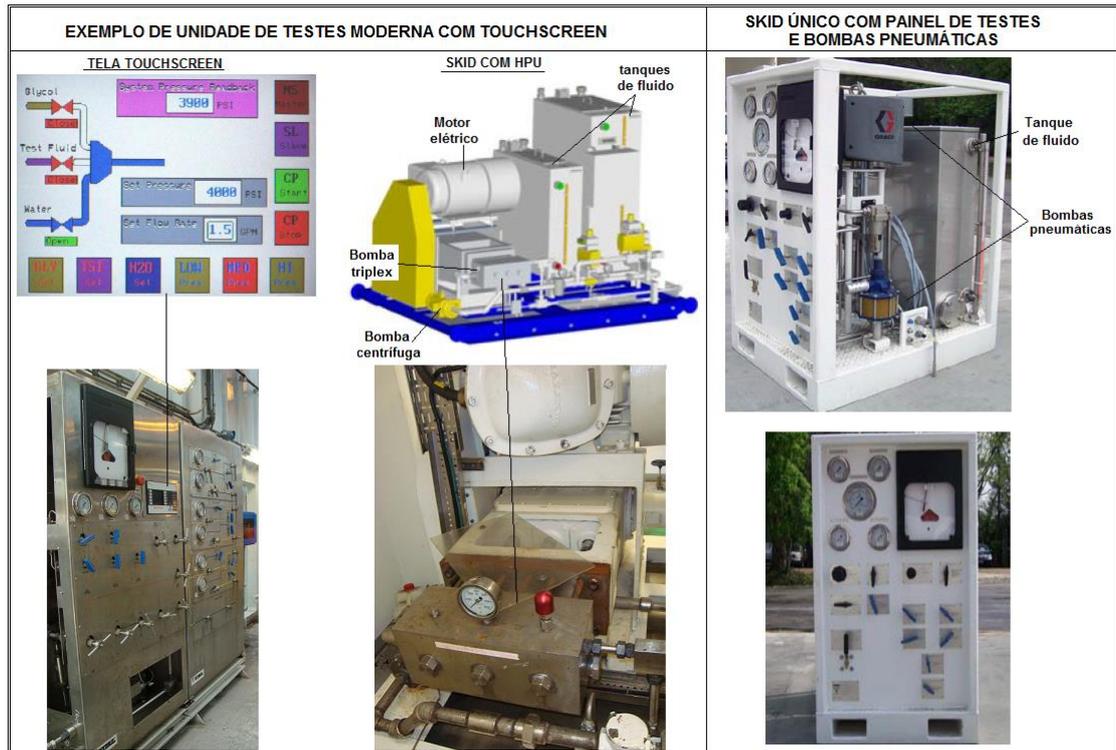


1.2.3. Descrição

Estas Unidades podem apresentar modelos bastante compactos, normalmente com duas bombas pneumáticas, sendo uma delas com maior vazão, para preenchimento mais rápido do volume da seção do BOP a ser testada, e outra, com menor vazão, mas com maior capacidade de pressurização; e podem apresentar modelos mais complexos com bombas elétricas com boa capacidade de vazão e também de pressurização; assim como podem conter uma bomba elétrica para maior vazão e uma bomba pneumática de menor vazão, mas com maior capacidade de pressurização, ou seja, é possível encontrar diversos arranjos deste equipamento.

As Unidades devem conter um registrador gráfico com carta (Chart Recorder) para que os testes fiquem documentados. Estes registradores apresentam modelos mais simples, com apenas uma pena, ou mais completos, com mais de uma pena, de cores distintas, para os registros das faixas de pressão dos testes em diferentes “camadas” das cartas.





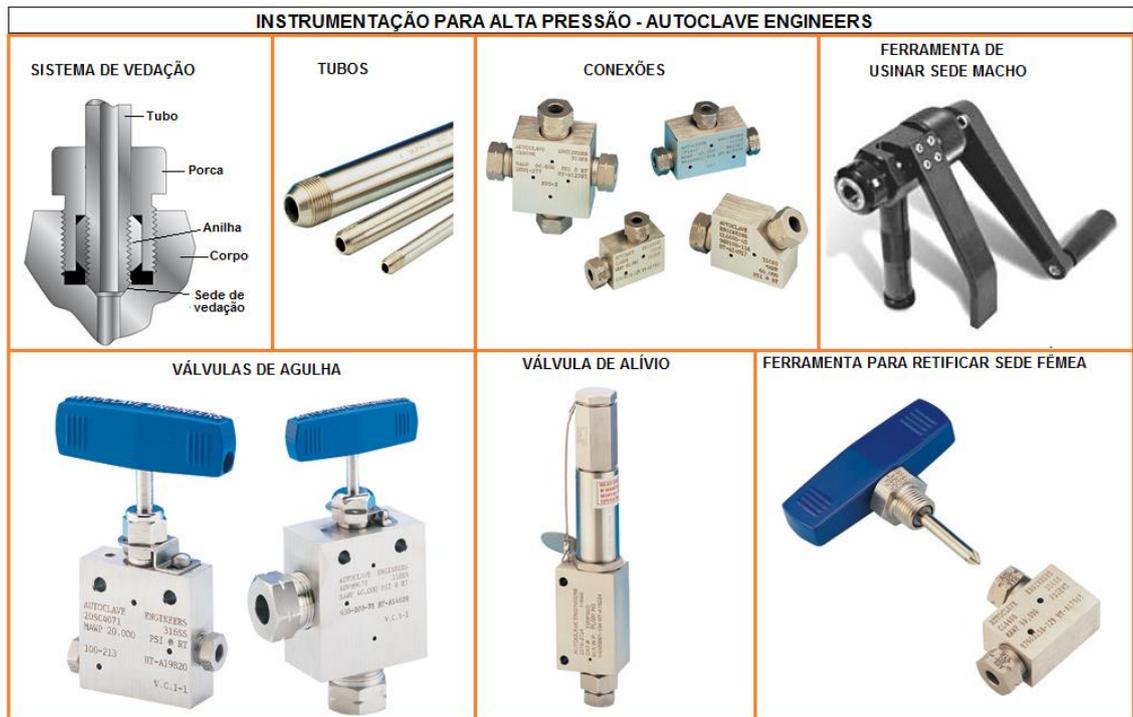
1.2.4. Instrumentação

Devido às faixas de altas pressões nas quais estas unidades operam, a instrumentação que utilizam como válvulas, tubos, manômetros, conexões, mangueiras, etc. deve ser de tipos especialmente projetados para isto. Esta instrumentação possui resistência e sistema de vedação especial, visando eficiência e segurança. Existem opções de fornecimento de diversos





fabricantes, mas que possuem estes princípios idênticos. Os mais conhecidos são: Autoclave Engineers, Parker, Swagelock.

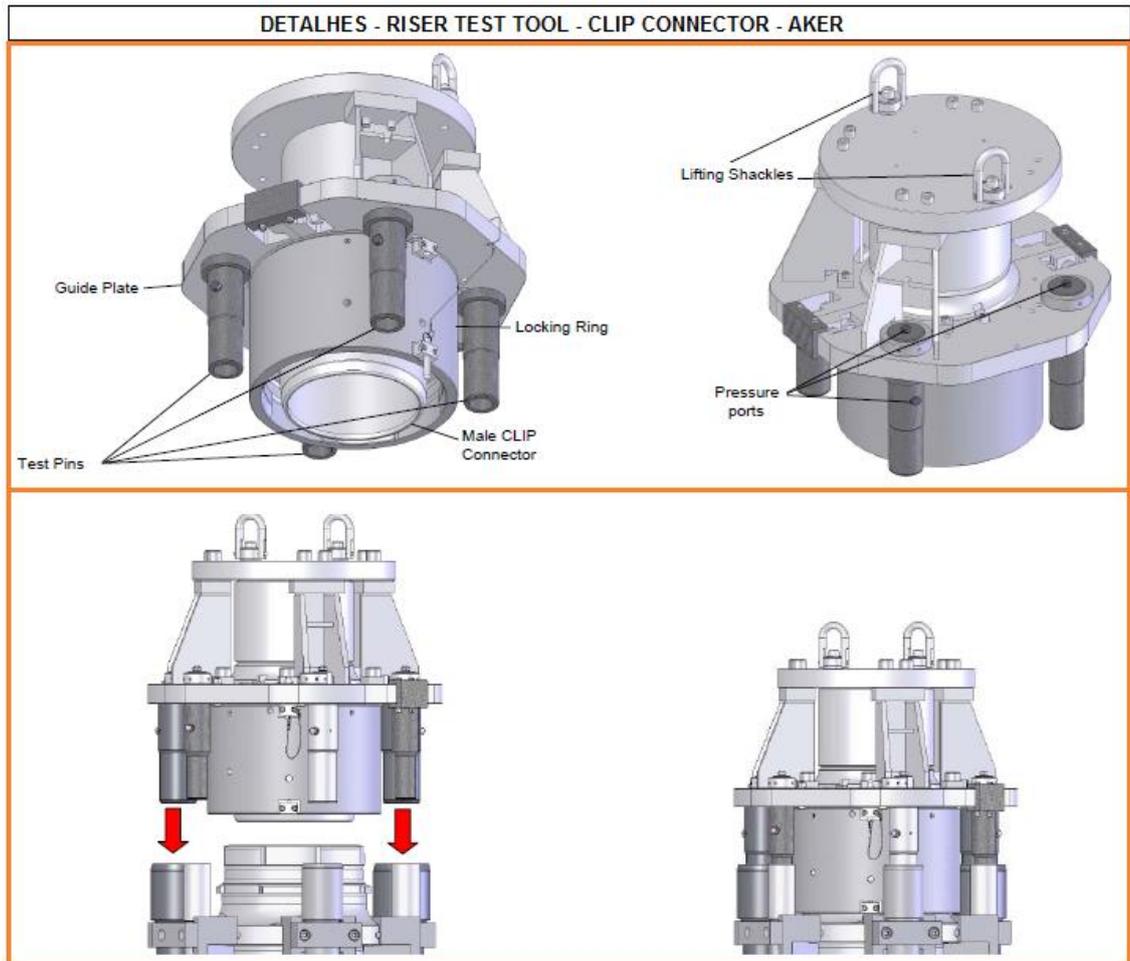


1.2.5. Segurança

Durante o processo de utilização destas unidades deve-se ter a preocupação com a segurança como prioridade, para prevenir riscos para as pessoas e equipamentos.

Deve-se levar em conta ao se trabalhar com equipamentos geradores de altíssimas pressões, que tudo deve ser observado e analisado contra os riscos, ou seja, as condições do local do trabalho, mantendo-o limpo e desimpedido, retirando coisas e ferramentas desnecessárias, isolando as áreas de risco para evitar o trânsito de pessoas não envolvidas no trabalho ou autorizadas e avisar o início e o fim dos testes, ou seja, dos riscos, através do sistema de intercomunicação da embarcação. Obviamente deve ser gerada uma permissão de trabalho conforme os procedimentos da empresa.





1.3. Ciclo do Fluido de Perfuração no Poço

A maior parte da lama utilizada em uma operação de perfuração é recirculada em um ciclo contínuo:

- 1- A lama é misturada e mantida no tanque de lama.
- 2- Uma bomba extrai a lama do tanque e a transporta, através do furo central da tubulação de perfuração, para dentro do poço.
- 3- Ela emerge da tubulação de perfuração no fundo do poço, no qual a broca está raspando a formação rochosa.
- 4- A seguir, a lama inicia a viagem de volta até a superfície transportando pedaços de rocha, chamados cortes, que foram raspados da formação pela broca.
- 5- A lama sobe no anel tubular, o espaço entre a tubulação de perfuração e as paredes do poço. O diâmetro típico de uma tubulação de perfuração é





aproximadamente 10 centímetros. No fundo de um poço profundo, o diâmetro pode alcançar 20 centímetros.

6- Na superfície, a lama é transportada através da linha de retorno da lama, uma tubulação que leva ao batedor de xisto.

7- Os batedores de xisto consistem de uma série de telas de metal vibratórias, utilizadas para separar a lama dos cortes. A lama goteja através das telas e retorna ao tanque de lama.

8- Os cortes de rocha escorrem pelo deslizador de xisto para serem descartados. Dependendo das considerações ambientais e outras considerações, eles podem ser lavados antes do descarte. Alguns dos cortes são coletados para exame pelos geólogos, em busca de pistas do que está ocorrendo no fundo do poço.

1.4. CONECTORES HIDRÁULICOS E CONEXÕES

O conjunto BOP submarino tem um conector no LMRP e outro na conexão do BOP STACK com a cabeça do poço. O perfil das cabeças de poços submarinos da Petrobras é do tipo Vetco H-4, portanto é obrigatório o uso de conectores do fabricante Vetco. Já com relação ao conector do LMRP é de livre escolha do operador da sonda tanto o fabricante quanto o modelo do conector. O conector inferior que liga o BOP STACK à cabeça do poço deve ter classe de pressão de trabalho igual à do conjunto BOP de gavetas e cabeça do poço, se for de pressão menor, deve ser conectado ao BOP através de um adaptador. O conector do LOWER MARINE RISER PACKET deve ser, pelo menos, da mesma classe de pressão dos preventores anulares.

Os tipos de conectores de uso mais comum são:

- **VETCO H - 4 STANDARD;**
- **VETCO HIGH ANGLE RELEASE;**
- **CAMERON COLLET CONNECTOR.**

As diferenças básicas entre esses três conectores são: o perfil do mandril e o ângulo máximo de desconexão. Esses conectores empregam anéis metálicos energizados por compressão e pressão do poço para efetuar a vedação. O conector Vetco H-4 standard permite desconectar com até 10° de





deflexão do riser, o H.A.R. (High Angle Release) permite desconectar com até 15° de deflexão do riser e o conector Cameron (COLLET CONNECTOR) com até 30° de deflexão.

Devem estar perfeitamente alinhados para aplicar 100% da força de travamento. Foram projetados para permanecerem travados mesmo com total perda do fluido de acionamento. Apresentam vantagem do destravamento hidráulico sobre o travamento, de forma a minimizar a dificuldade de liberação, ou seja, todos têm dois sistemas hidráulicos distintos para efetuar o destravamento. O conector Cameron (COLLET CONNECTOR) além dos sistemas hidráulicos possui um sistema mecânico para destravamento. Possuem ainda indicadores de posição que podem ser monitorados por TV submarina para determinar se o conector encontra-se travado ou não. A figura 3(a) a seguir mostra a esquerda um conector Cameron e a figura 3(b) a direita um conector Vetco.

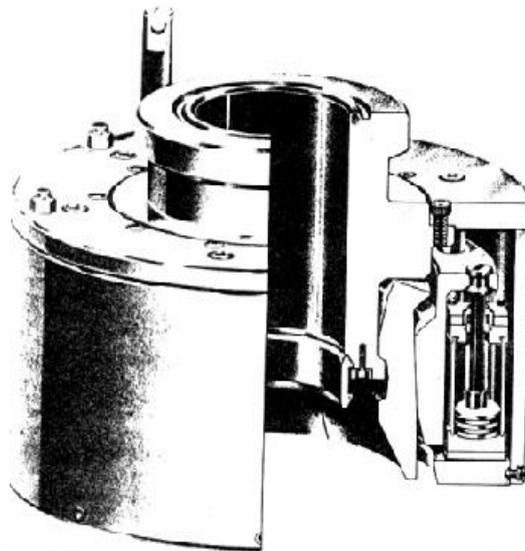


Figura 1 - Conector Cameron (COLLECT CONNECTOR) com indicador de posição



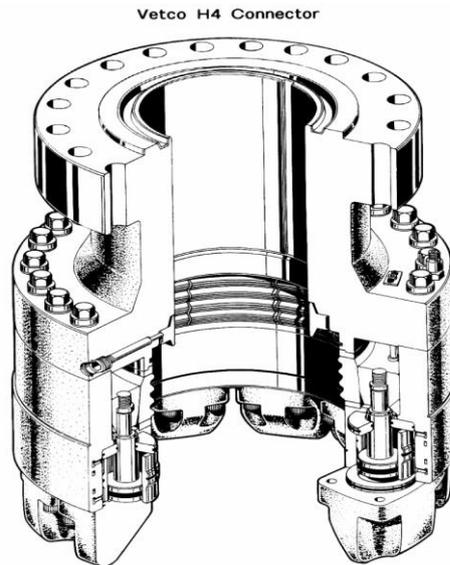


Figura 2 - Desenho de um conector Vetco

1.1.1 CONECTOR HIDRÁULICO VETCO H-4 STANDARD

O conector hidráulico VETCO H-4 é projetado para permitir a conexão e a desconexão e vedação do BOP STACK à cabeça do poço, e também é utilizado no LMRP de sondas ancoradas.

1.1.2 PRESSÕES DE TRAVAMENTO E DESTRAVAMENTO REQUERIDAS PARA O CONECTOR H - 4

O gráfico da figura 5(a) a seguir representa a análise de Pressão travamento X Pressão de destravamento e leva a conclusões sobre superfícies de contato Dog's x Cam Ring e a lubrificação entre ambos. Já o gráfico da figura 5(b) mostra uma análise da sobre carga de travamento quando usamos 100% ou 50% das hastes dos pistões conectadas ao Cam Ring.



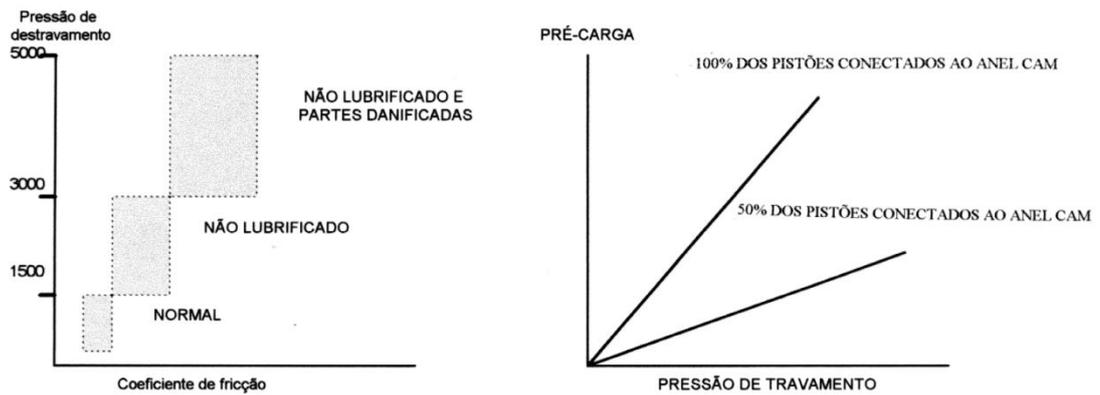


Figura 3 - (a) Relação da pressão de destravamento X travamento e condições superficiais de contato (b) sobrecarga de travamento em função da quantidade de pistões usados

1.4.1. SISTEMA HIDRÁULICO DO CONECTOR VETCO H-4 STANDARD

O sistema de operação hidráulica emprega dois sistemas separados e distintos. Um sistema primário e outro secundário. É através do manifold hidráulico primário que o fluido entra no conector sendo dirigido aos pistões hidráulicos primários, que é a metade do número total de pistões existentes no conector. Do mesmo modo, o manifold hidráulico secundário, conduz o fluido à outra metade dos pistões hidráulicos, os pistões secundários.

O sistema hidráulico foi projetado para que com uma mesma pressão de operação seja capaz de gerar 23% mais força de destravamento do que de travamento, isso é devido à diferença de áreas onde a pressão de acionamento atua. Assim sendo, usando ambos os sistemas de destravamento, **primário** e **secundário**, juntos, a força real de destravamento é de aproximadamente 1,25 vezes a força de travamento, para a mesma pressão aplicada.

Internamente ao corpo da seção hidráulica tem-se um número de pistões alojados nas camisas. Esses estão conectados ao anel CAM RING por meio de hastes, provocando ambas as forças de travamento e destravamento, quando a pressão hidráulica é aplicada. A figura 6 mostra uma representação esquemática sistema de acionamento hidráulico do conector H-4 Standard.

Aplicando aos pistões primários, fluido pressurizado na sua parte superior, estes descem trazendo juntamente o anel CAM RING que empurra os mordentes (DOG's) travando o conector, e ao receberem o fluido pressurizado



na sua parte inferior, sobem empurrando o anel came e, conseqüentemente destravam o conector. Os pistões hidráulicos secundários são a outra metade do total dos pistões do conector e nos conectores fabricados até 1981 não eram conectados ao anel Cam Ring, portanto somente tinham a função de destravar.

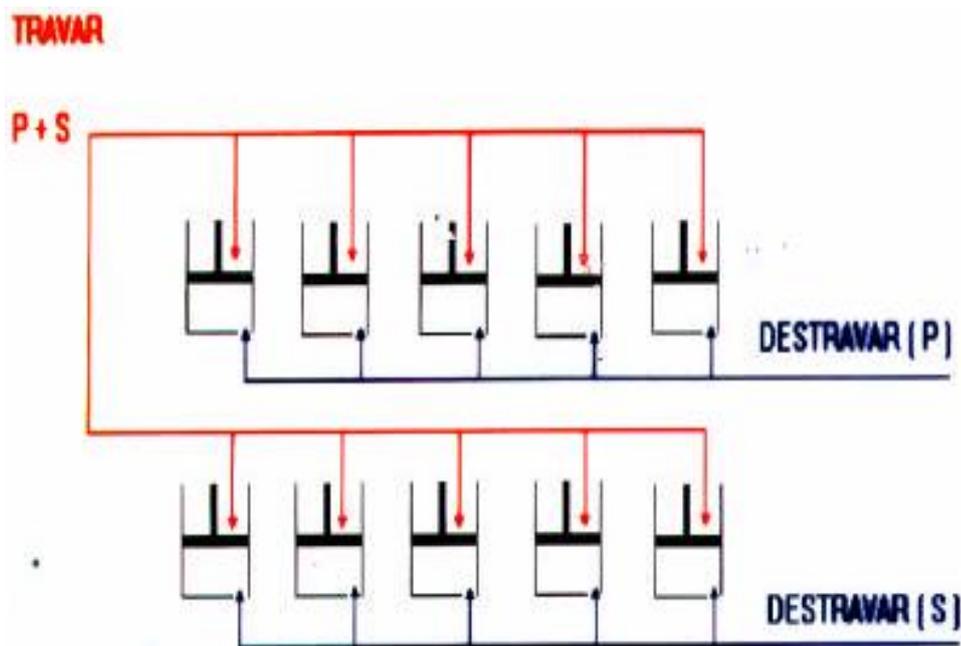


Figura 4 - Esquema hidráulico do conector H-4 Standard

1.4.2. PRINCÍPIO DE OPERAÇÃO DO CONECTOR VETCO H-4 STANDARD

Os mordentes (DOG's) são feitos a partir de um anel usinado com perfil H-4 em um dos lados e com conicidade do outro lado. Este anel é segmentado e são colocadas molas entre os segmentos, de tal forma que na posição travado as molas são comprimidas e os mordentes (DOG's) tomam a forma de um anel de diâmetro próximo ao de sua usinagem.

Movendo-se para cima o anel CAM RING, posição destravar, as molas expandem-se e forçam os mordentes (DOG's) radialmente para fora, ou seja, os mordentes (DOG's) tomam a forma de um anel de diâmetro maior, possibilitando o desacoplamento do conector do mandril. Uma interface de 45° entre os mordentes (DOG's) e as ranhuras na face do mandril provê uma ação de destravamento para fora quando o conector é puxado. Observe na figura 7 a





seguir detalhe do acionamento dos pistões e das forças atuantes no destravamento e travamento dos dog's ao perfil da cabeça do poço.

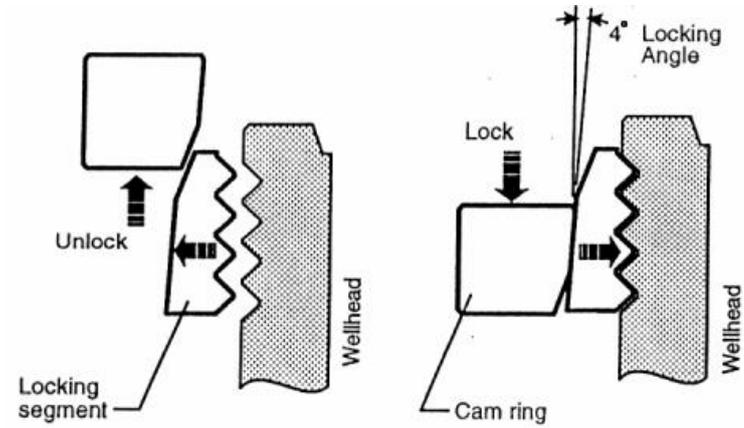
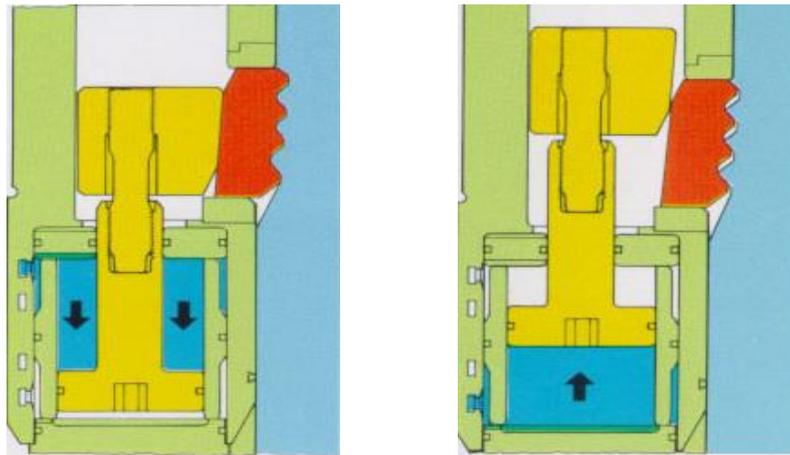


Figura 5 - Detalhamento do sistema de travamento dos dog's à cabeça do poço





1.5. BOP ANULAR

1.5.1. FUNÇÃO

O BOP Anular tem como função principal fechar o poço em qualquer situação, independente da coluna que esteja sendo usada, isto é, todos os formatos e dimensões de haste de perfuração (Kelly), comandos, drill pipes, tool joint, revestimento e cabos de aço, exceto contra estabilizadores, reamers e hole openers, como também, permitir a realização de operações de stripping (movimento de coluna com o BOP fechado).

Pela sua versatilidade, deve ser o primeiro preventor do conjunto BOP a ser acionado para o fechamento do poço em kick.

Os principais fabricantes são:

- **Shaffer;**
- **Cameron;**
- **Hydril.**
-

As figuras 5 (a) a (c) a seguir mostram os tipos de BOP anular desses fabricantes.



Figura 6 - (a) Anular Shaffer (b) Anular Hydril (c) Anular Cameron Tipo D

Obs: Os fabricantes não garantem vedação contra comando espiralado, embora na prática, não se tenha conhecimento desse tipo de falha.

1.5.2. FUNCIONAMENTO

O elemento de vedação é posicionado sobre o pistão contrativo, topando no alojamento superior ou no cabeçote. A pressão de acionamento aplicada na câmara de fechamento desloca o pistão para cima e este força o fechamento





radial do elemento de vedação ao redor do tubo, comprimindo a borracha. Com a pressurização da câmara de abertura e alívio da pressão da câmara de fechamento o pistão é deslocado para baixo e o elemento de vedação naturalmente retorna à posição original pela descompressão da borracha. Um elemento de vedação tem até 45 segundos para a retração total, conforme a API.

A pressão do poço auxilia na vedação, sendo que em alguns modelos de BOP anular fabricados pela Hydril, este auxílio é relevante se comparado com os demais fabricantes. O BOP anular pode trabalhar imerso, não possui sistema de trava e por esta razão não confere ao controle do poço a mesma segurança de um BOP de gaveta, que, como sabemos, tem sistema de trava que garante a vedação do poço, caso ocorra uma perda total do sistema de controle.

A pressão de acionamento varia em função dos dois seguintes parâmetros:

- **diâmetro do tubo posicionado em seu interior.**
- **pressão do poço.**

Os anulares de fabricação Shaffer e Cameron trabalham com pressão de fechamento de 1.500 psi, variando para menos quando se trata de revestimento. Como vimos no parágrafo anterior, o BOP Hydril tira bastante proveito da pressão do poço para auxílio na manutenção da vedação.

Se operado corretamente e com pressões de acionamento adequadas, o BOP anular é um componente muito importante do conjunto BOP, devido a sua grande versatilidade de aplicação e simplicidade funcional. Dispõe, basicamente de apenas duas partes móveis: o pistão e o elemento de vedação, este, popularmente chamado de borracha. As partes fixas são: a parte superior (tampa, alojamento superior ou cabeçote), a parte inferior (corpo) e o sistema de anéis de vedação internos (o-rings).

Existe um desgaste normal do elemento de vedação, devido ao seu esmagamento contra a coluna de perfuração, embora esteja em condição estática, e em operações de stripping ou ainda devido à deterioração provocada pelos fluidos do poço. Embora o BOP anular seja projetado para fechar o poço sem coluna em seu interior, deve-se evitar essa operação tendo em vista o alto desgaste provocado.





1.5.3. MATERIAL DO ELEMENTO DE VEDAÇÃO

Existem três tipos de elementos de vedação quanto ao material utilizado na sua fabricação:

- **borracha natural;**
- **borracha de nitrile;**
- **neoprene.**

As duas últimas são compostos sintéticos. Cada um desses elementos tem características diferentes quanto ao fluido de perfuração utilizado e as temperaturas do ambiente e do fluido.

- **Nitrile** - É um composto sintético para uso em lama base óleo, para ponto de anilina entre 74° e 1180° C e temperatura entre 7° e 880°C. Identificada por uma faixa vermelha, com número de série e sufixo “NBR” (é menos atacada pelo H₂S). Veja figura 19 a seguir.



Figura 7 - Borracha tipo Nitrile

- **Neoprene** - Para baixas temperaturas e lama base óleo. Temperaturas entre 35° e 770°C. É melhor que a borracha natural para lama base óleo. Tem melhor elasticidade que a nitrile, para baixas temperaturas, mas é afetada por alta temperatura. Pode ser usada quando a borracha natural e a nitrile não atenderem as condições de operação. É identificada por uma faixa verde e número de série com sufixo “CR”. Veja figura 20 a seguir.





Figura 8 - Borracha tipo Neoprene

- **Natural** - É um composto natural para uso em lama base água e temperatura entre -35°C e $+107^{\circ}\text{C}$. Em cor preta é identificada por um número de série com uma letra de código “R” ou “NR”. Veja figura 21 a seguir.



Figura 9 - Borracha tipo Natural

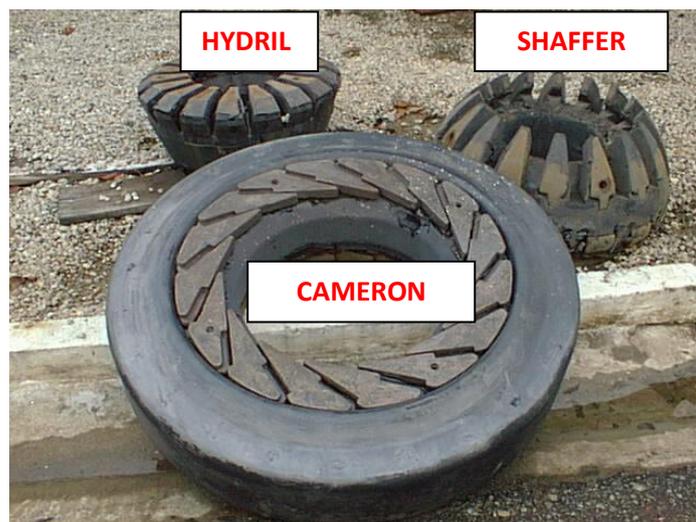


Figura 10 - Elementos de vedação dos BOP's



1.6. BOP DE GAVETA

1.6.1. FUNÇÕES PRINCIPAIS

- Componente do elemento de ligação (BOP) entre a cabeça do poço no fundo do mar e a sonda, trazendo o poço até a superfície e compondo o espaço anular.
- Isolar o ambiente poço do ambiente mar.
- Possibilitar desconexão sob controle e com segurança da coluna de risers em caso de perda de posicionamento da sonda, o que pode ou não incluir a ancoragem ("hang off") e cisalhamento da coluna de perfuração.
- Possibilitar circulação através das saídas laterais e o retorno do fluido de perfuração ou completação.
- Permitir o controle do poço quando ocorrer perda da primeira barreira de segurança ("overbalance" do fluido de perfuração ou completação), fechando-o com ou sem coluna em seu interior.
- Viabilizar a execução de diversos tipos de operações e testes no âmbito da engenharia de poços: testes de estanqueidade, absorção, formação, injetividade, produção, medições para balanceio de ferramentas ou colunas, orientação de suspensores de tubulação, ponto fixo de referência, etc.

1.6.2. FUNCIONAMENTO

Um BOP de gavetas tem duas partes principais:

- 1- O corpo com conexões para as linhas kill, choke e monitoramento, cavidades para as gavetas se movimentarem em seu interior;
- 2- Os bonnets que alojam o sistema hidráulico. Os principais componentes "móveis" de um BOP de gavetas são: as próprias gavetas, os pistões e as hastes.

O fluido hidráulico é injetado sob pressão na câmara de fechamento, enquanto a câmara de abertura é despressurizada (ventilada para o mar)





permitindo o movimento do conjunto móvel e direcionando as gavetas para a posição de fechamento. As gavetas trabalham dentro de um bloco e, quando fechadas, vedam o poço abaixo delas. Devido à própria geometria de construção a pressão do poço ajuda na vedação da gaveta, contra o corpo do tubo e contra a parte superior da cavidade no corpo do bloco, isolando o poço pela aplicação de pressão nas partes inferior e traseira da própria gaveta.

As gavetas possuem dispositivos de travamento que atuam após o fechamento e por mecanismo mecânico mantêm a gaveta fechada e vedando o poço, mesmo após a remoção da pressão hidráulica da câmara de fechamento.

Este sistema deve ser destravado preliminarmente à abertura da gaveta. Sempre que uma câmara é pressurizada a outra automaticamente é ventilada, descarregando o fluido hidráulico para o fundo do mar. Os mecanismos de trava ("locks") das gavetas podem ser acionados de forma automática tanto para travar no fechamento quanto para destravar, na abertura, ou de forma independente, por acionamento manual através de volantes como é comum nos BOP's de superfície. No caso de BOP de superfície com trava atuada por volante de acionamento manual, não esquecer que para abrir a gaveta, primeiro é preciso destravá-la girando o volante em sentido anti-horário e somente depois dessa operação é que a gaveta deverá ser acionada para abrir com o sistema hidráulico.

Os preventores de gavetas são projetados para suportar pressão de baixo para cima, que é o sentido útil de bloqueio para o controle do poço. No entanto eles também podem vedar de cima para baixo, com restrições, em situações especiais tais como as descritas nos exemplos abaixo. O catálogo do fabricante deverá sempre ser consultado nesses casos.

Ex.1: Em águas profundas quando houver uma perda de circulação total, um preventor de gaveta poderá ser fechado contra a tubulação minimizando ou debelando a perda naquele momento.

Ex. 2: Em situação contingencial na qual se faz necessário o teste de pressão dos preventores de gaveta superior e intermediário e não se pode ou não se deseja pressurizar o poço todo, usa-se a gaveta inferior para isolá-lo (ventilando a linha imediatamente abaixo da mesma por precaução) e com o





mesmo fluido do sistema pressuriza-se a câmara entre as gavetas inferior e a superior ou intermediária efetuando o teste de pressão no sentido poço superfície. Tal como mencionado acima os valores de pressões para esses testes deverão ser reduzidos, conforme consulta ao fabricante.

1.6.3. VEDAÇÕES OU SELOS

Um BOP de Gaveta tem quatro vedações ou selos, responsáveis pela estanqueidade do poço após o fechamento do mesmo. Essas vedações são: 02(duas) na gaveta (selo de topo e selo frontal), 01(uma) na superfície de contato entre a porta do bonnet e o corpo do BOP e 01 (uma) na haste da gaveta (engaxetamento), as quais serão descritas e mostradas a seguir.

1.6.4. VEDAÇÕES DA GAVETA

Uma gaveta tem duas vedações principais, uma frontal provida pela gaveta contra a tubulação no poço e outra vedação superior contra a superfície superior da cavidade da gaveta, no corpo do BOP.

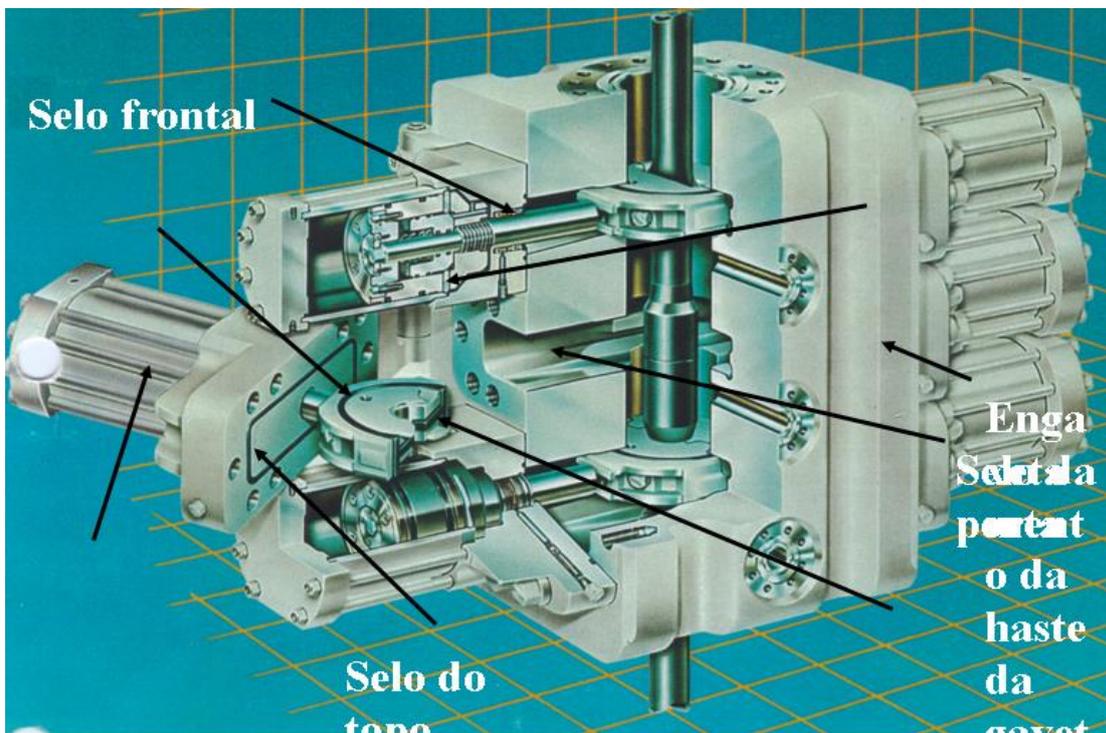


Figura 11 - Principais elementos de uma gaveta



1.7. TIPOS DE GAVETAS

Os principais tipos de gavetas estão listados a seguir, juntamente com uma descrição pormenorizada das mesmas.

- Gaveta de tubos
- Gaveta variável
- Gaveta cega cisalhante
- Gaveta super cisalhante

1.7.1. GAVETA DE TUBOS DE DIÂMETRO FIXO ("PIPE RAMS" OU PR)

A gaveta de tubos do tipo fixa ("size" fixo) possui uma abertura semicircular, com um diâmetro interno específico, projetada para fechar contra tubulação com determinado diâmetro externo (uma gaveta de tubo de 5" só veda em tubulação de 5", por exemplo). Não se recomenda fechar uma gaveta fixa sem tubulação no poço, pois pode danificar o elemento vedante devido à sua expansão excessiva. Quando utilizadas para a operação de "hang-off" o "tool joint" do drill pipe sempre fica apoiado na estrutura metálica da gaveta. Existem tabelas que especificam a capacidade máxima de "hang-off" de uma gaveta (carga suportada em libras), a depender do fabricante, do modelo e do diâmetro da mesma. As figuras 42, 43 e 44 a seguir mostram gavetas fixas dos principais fabricantes.

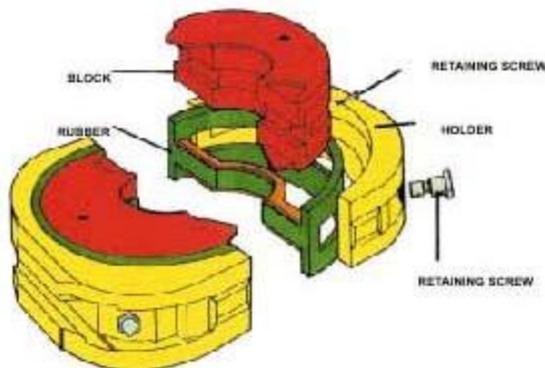


Figura 12 - Gaveta Fixa Shaffer



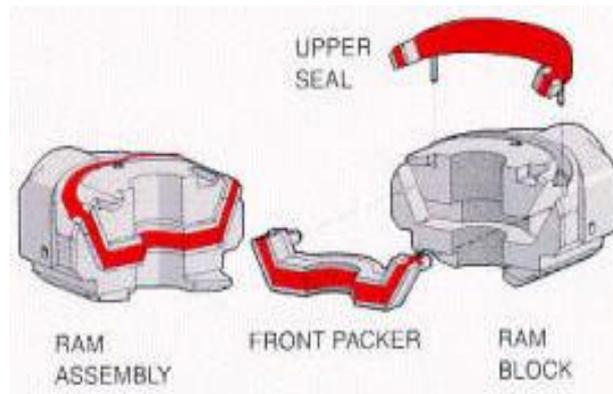


Figura 13 - Partes da Gaveta Fixa Shaffer



Figura 14 - Gaveta Fixa Cameron

1.7.2. GAVETAS DE TUBOS DE DIÂMETRO VARIÁVEL ("VARIABLE BORE RAMS" OU VBR)

Possibilitam vedação em determinada faixa ("range") de diâmetros de tubulação. Exemplo: "range" de gaveta 3 ½" x 5 ½" (Foto das figuras a seguir). Deve-se ressaltar, contudo que quanto maior o "range" operacional de uma gaveta variável, embora teoricamente vantajoso com relação à versatilidade do equipamento, maiores as limitações de uso, principalmente no que se refere à redução da capacidade de carga para "hang off" e na incerteza de vedar com a pressão de trabalho do BOP.

Por exemplo, uma gaveta com "range" de 3 ½" a 7" ou 7 5/8", embora atenda a praticamente qualquer escopo operacional na perfuração ou na completação, terá dificuldade para resistir a um teste de estanqueidade com



10.000 ou 15.000 psi quando fechada contra um tubo de 3 ½", ou de forma análoga suportar elevada carga de "hang off" com coluna de diâmetro pequeno. Isso ocorre pelo fato de uma grande área de "borracha" ficar exposta, com a coluna ou "tool joint" afastados das partes metálicas da gaveta, e agrava-se com o tempo de uso devido ao desgaste e perda de resiliência do elastômero. Por essas razões recomenda-se os ranges 3 ½"x 5" ou 5 ½" para operações de perfuração, completação ou intervenções (workover) e o range 5"x 6 ⅝" ou 7" para perfuração de poços de longo afastamento (extended reach) com drill pipes de 5 ½" ou 6 ⅝". As figuras 45, 46 e 47 mostram os tipos de gavetas variáveis dos principais fabricantes.



Figura 15 - Gavetas de Tubo Variável Shaffer

1.7.3. GAVETA CEGA CISALHANTE ("BLIND SHEAR RAMS" OU BSR)

É a gaveta mais importante do BOP, responsável por fechar o poço de forma estanque, isolando-o do meio exterior e constituindo barreira de segurança. A gaveta cega cisalhante deve exercer sua função fechando o poço tanto sem coluna quanto eventualmente cortando a coluna de perfuração em situações de emergência tais como a perda de posicionamento de uma sonda DP. Além disso, deve garantir a estanqueidade do poço não apenas para impedir o fluxo de fluidos da formação para o fundo do mar (situação crítica em perfuração sem margem de riser, podendo resultar em "blow out" submarino) quanto para, em zonas depletadas, impedir a invasão do poço pela água do mar após a desconexão do LMRP ocasionando severos danos às formações produtoras.





Deve-se, entretanto observar as limitações da gaveta cega cisalhante no planejamento das operações. Elas são projetadas para cortar a parte central de um tubo de perfuração, o corpo, ou seja, não deve ser acionada no reforço do tubo ou no "tool joint". Daí a importância de um "hang off" corretamente executado.

Além disso, embora todas as gavetas cegas cisalhantes devam ser capazes de cortar revestimentos de 5 1/2" e 7", nem todas conseguem cisalhar revestimento de 9 5/8". Num BOP de capacidade 18 3/4" isso deve ser exigido no mínimo para revestimentos 9 5/8" - 47 lb/ft - P.110 (embora nos novos editais já seja requerido o peso 53,5 lb/ft), porém num BOP de 16 3/4" não é possível cortar 9 5/8" com gaveta cega cisalhante em testes na superfície, sem tração. Isso ocorre porque o amassamento do revestimento ultrapassa a largura da face cortante da gaveta nesse BOP de pequeno diâmetro interno, fazendo com que a gaveta penetre no revestimento. Não significa contudo dizer que seja impossível efetuar "EDS" com corte de revestimento 9 5/8" em BOP de 16 3/4", já que no fundo os esforços de tração e flexão tendem a "rasgar" um tubo já parcialmente cortado. Entretanto, nessas situações recomenda-se a utilização de um EDS sem fechamento de gavetas ou seguir o procedimento do DPPS existente para cada tipo de sonda.

Existe um tipo de gaveta cega cisalhante não convencional da Shaffer, denominada "V-Shear", que se constitui num projeto recente mais arrojado no intuito de proporcionar fácil corte em revestimentos 9 5/8" e DPR 6 5/8" garantindo estanqueidade após o fechamento. Embora instaladas em algumas unidades DP e uma ancorada, na prática revelou falhas de projeto que levam na maioria das vezes à perda da vedação.

Enquanto o fabricante não corrige o problema, estão sendo substituídas por BSR convencionais associadas a "Casing Shear Rams".

As figuras 48 a 50 a seguir ilustram uma gaveta cega cisalhante e sua ação de corte.



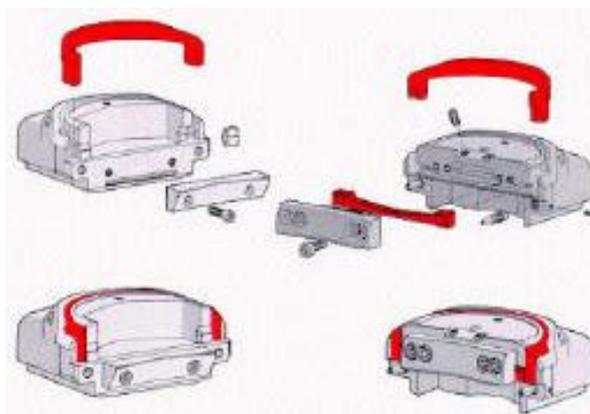


Figura 16 - Gaveta Cega Cisalhante Hydril

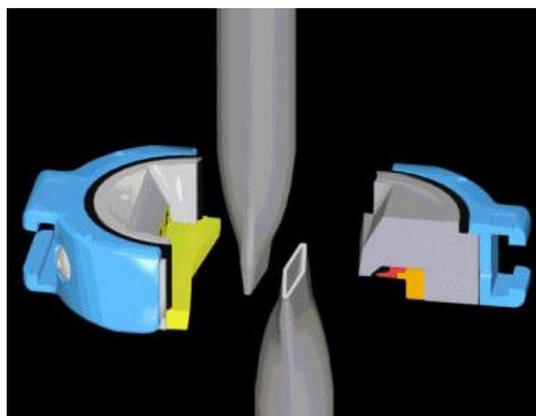


Figura 17 - Corte de um tubo por uma gaveta Saffer V-Shear

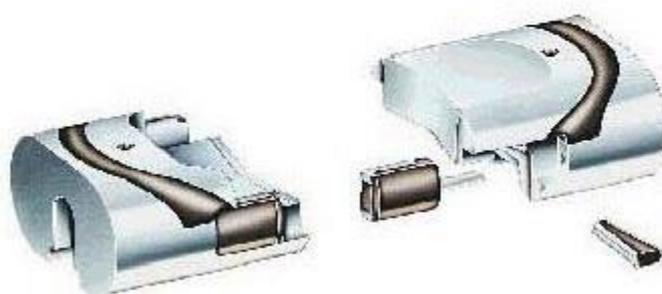


Figura 18 - Gaveta Cega cisalhante Cameron



1.7.4. GAVETA SUPER CISALHANTE - ("CASING SHEAR RAMS" - CSR OU "SUPER SHEAR RAMS" - SSR)

São gavetas cisalhantes de grande capacidade de corte, o que se consegue com sistema hidráulico superdimensionado e lâminas de material e geometria especiais. Entretanto não proporcionam estanqueidade, ou seja, não são gavetas cegas. Na prática são instaladas em BOP's de cinco gavetas, atualmente obrigatórios em editais de sondas com escopo exploratório, imediatamente abaixo da gaveta cega-cisalhante convencional. O objetivo é preservar esta última de possíveis danos, oriundos do corte de tubulação e ao mesmo tempo garantir que qualquer revestimento até 13 3/8" - 72 lb/ft - J.55, além de "drill pipes" até 6 5/8", HW e "heavy weight" possam ser cortados. A seqüência de "EDS" é programada de tal modo que ocorre primeiro o fechamento da "Super Shear", a qual se encarrega de cortar a tubulação, e logo após um retardo "delay time" adequadamente projetado, ocorre o fechamento da BSR, fechando e selando o poço e garantindo a barreira de segurança. Este processo confere redundância e aumento apreciável de confiabilidade, principalmente em poços perfurados sem margem de segurança de riser em águas ultra -profundas.

O único inconveniente é o aumento no tempo da seqüência de EDS em função do grande volume de fluido hidráulico necessário para atuar completamente nos enormes pistões da "Super Shear". O API recomenda tempo máximo para EDS de 45 segundos, porém a incorporação da SSR na seqüência pode levar um EDS completo a 90 segundos. Essa limitação pode ser contornada instalando "boosters" hidráulicos para reduzir o tempo de atuação ou, quando isto não for possível, retirar a SSR da seqüência em poços abaixo de certa profundidade d'água, calculada em função do máximo ângulo para desconexão segura do LMRP numa sonda DP em deriva causada por "black out" ocorrido quando a unidade encontrava-se no limiar do "offset" máximo para alarme vermelho, sob efeito da resultante de determinadas condições oceanometeorológicas. Todavia nesse caso a SSR continua disponível, com atuação independente ("manual"), para aplicações específicas (descida de revestimento, por exemplo).

As gavetas super cisalhantes de fabricação Shaffer e Hydril são denominadas "Casing Shear Rams" e a da Cameron de "Super Shear Rams".





É importante, contudo observar certas limitações: a CSR da Shaffer só garante o corte de tubos de perfuração com diâmetro externo acima de 4 ½" (ao fechar permanece um orifício central por onde passa o corpo de um tubo de 3 ½", por exemplo), ao passo em que as gavetas da Hydril e Cameron (CSR e SSR) não têm essa limitação. Porém nenhuma "Casing Shear" é capaz de cortar "tool joint" de "drill pipe" ou BHA, e isso precisa ser levado em conta no planejamento das operações em sondas DP. A figura 51 e 52 a seguir mostram duas "Casing Shear Rams", a da Hydril e a da Shaffer.



Figura 19 - Gaveta CSR Hydril

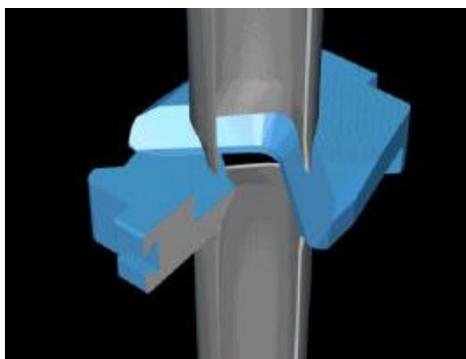


Figura 20 - Gaveta CSR Shaffer





1.8. OPERAÇÃO DE HANG-OFF

Tanto as gavetas de diâmetro fixo como as de diâmetro variável, permitem operação de “Hang off” que consiste na sustentação do peso de parte das colunas de drill pipes ou tubings quando em determinadas operações ou em situações de emergência, onde se faz necessário o corte das mesmas. A tabela da figura 53 mostra uma tabela de “Hang off” com seus limites operacionais.

TABELA DE HANG OFF E SEUS LIMITES

FABRICANTE	DIÂMETRO X PRESSÃO	RANGE DA GAVETA	DIÂMETRO DA COLUNA x HANG OFF –1000LBS				
			2 7/8”	3 1/2”	4”	4 1/2”	5”
SHAFFER	16 3/4” x 10 K	3 1/2” x 5”		200	200	400	600
	18 3/4” x 10 K	3 1/2” x 5”		200	200	400	600
		3 1/2” x 5 1/2”		200	200	200	600
		5” x 6 5/8”					400
18 3/4” x 15 K	3 1/2” x 5”		200	200	400	600	
CAMERON	16 3/4” x 10 K	2 7/8” x 5”	70	294			450
		3 1/2” x 7 5/8”		195			285
	18 3/4” x 10 K	2 7/8” x 5”		140			450
		3 1/2” x 7 5/8”		185			285
		3 1/2” x 5”		140			450
18 3/4” x 15 K	3 1/2” x 5”		140			450	
HYDRILL	16 3/4” x 10 K	2 7/8” x 5 1/2”					
	18 3/4” x 10 K	2 7/8” x 5 1/2”			350		
	18 3/4” x 10 K	3 1/2” x 5 1/2”					600

1.9. VÁLVULAS SUBMARINAS

1.9.1. INTRODUÇÃO

Figura 21 – Tabela de hang-off para os diversos fabricantes

As válvulas gaveta operadas hidráulicamente são utilizadas no BOP STACK nas linhas de matar (Kill) e estrangulamento (Choke). Após o assentamento do BOP, as válvulas de Kill e Choke são operadas através da unidade hidráulica ou pelos painéis de controle remoto.

A válvula é basicamente um projeto em cruz. O eixo horizontal da cruz é da passagem dos fluidos do poço. O eixo vertical consiste de dois conjuntos; um formado por uma mola e pistão para abrir e fechar a válvula e o outro, formado por uma haste que é conectada à gaveta e ao tail rod, formando uma peça única. A válvula do tipo HB é normalmente fechada em função da existência de uma mola que empurra para cima o pistão, que por sua vez eleva a haste e a gaveta, de modo que a seção sólida da gaveta bloqueie o fluxo através do bore da válvula.

A gaveta é projetada com uma passagem para fluxo (bore) que corresponde ao diâmetro de passagem de fluxo do eixo horizontal da válvula.

Quando se quer abrir a válvula é necessário aplicar pressão hidráulica em cima do pistão, a fim de posicionar o bore na seção superior da gaveta



alinhado com a passagem de fluxo da válvula. A válvula HB requer duas linhas hidráulicas; uma que bombeia e mantém a válvula aberta e outra que fecha a válvula. A linha de pressão de abertura está conectada ao topo da capa do cilindro e a linha de pressão de fechamento é conectada na parte lateral do corpo do cilindro. Quando o fluido hidráulico entra através da linha de abertura, empurra o pistão para baixo, abrindo a válvula. Se a pressão hidráulica de abertura falhar por qualquer motivo a mola mantém a válvula na posição fechada. O fluido hidráulico ao entrar através da linha de fechamento empurra a parte inferior do pistão para cima e, em conjunto com a mola, fecha a válvula.

Em operação, quando o fluido de abertura empurra o pistão para baixo, o fluido de fechamento sai do cilindro da válvula e volta através da linha hidráulica de fechamento para o POD onde é ventilado.

O mesmo ocorre para o fluido de abertura quando do fechamento da válvula. Quando a válvula estiver para ser fechada, novo fluido de fechamento é bombeado para o interior do cilindro da válvula.

1.10. SISTEMA DE ACIONAMENTO

1.10.1. POD'S

Os preventores submarinos (BOP) possuem dois conjuntos de válvulas piloto (POD), sendo que um deles está sempre de reserva e o outro em operação. Nos Pod's estão contidas válvulas direcionais Spm's (Sistema Shaffer Koomey) e reguladoras pilotadas hidráulicamente da superfície. Este conjunto de válvulas mais mangueiras e conexões são responsáveis pelo acionamento e perfeito funcionamento de todos os preventores submarinos. A figura 62 a seguir mostra uma representação esquemática deste.



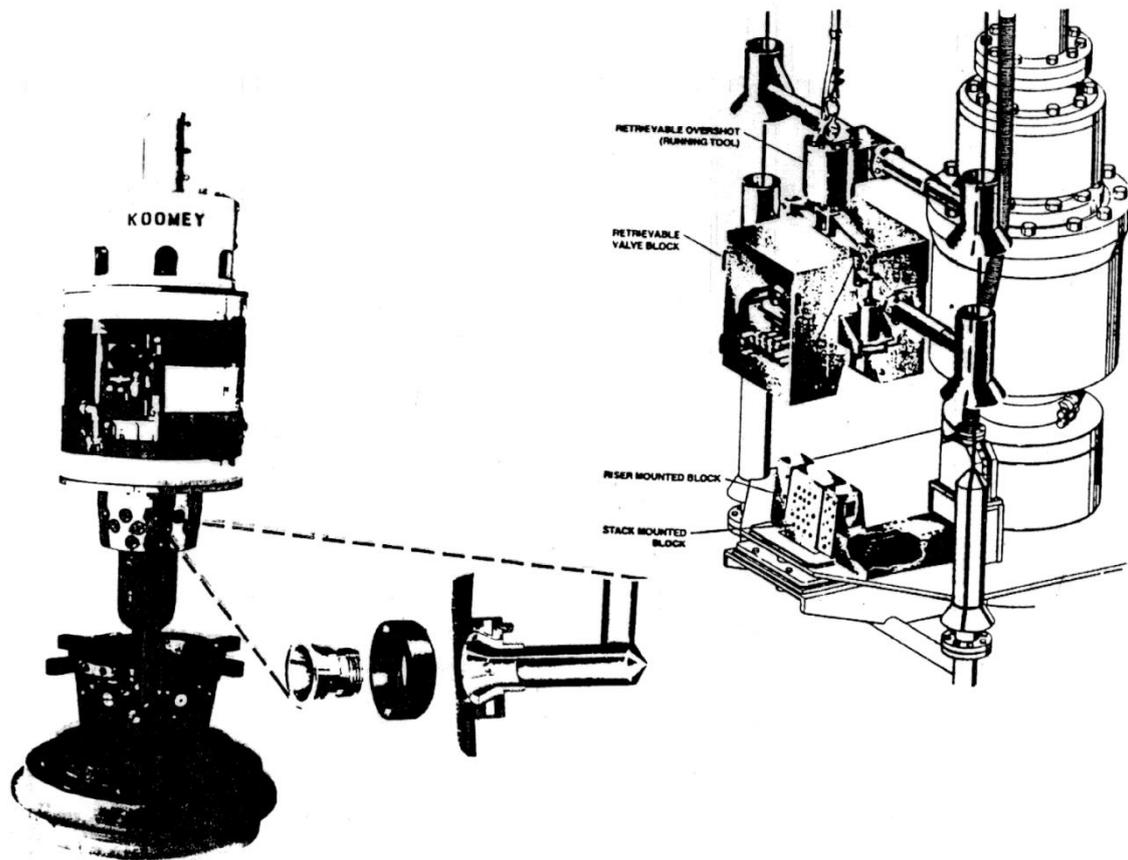


Figura 22 - Representação esquemática do POD

As pressões para acionamento das spm's, reguladores e preventores são direcionada à partir da superfície (unidade hidráulica) em um Hose Bundle (feixe de mangueiras), que sai da unidade hidráulica até o Hose Reel (carretel ou mangueiras) e daí até o Pod instalado no LMRP. A figura 63 mostra uma secção do feixe de mangueiras.



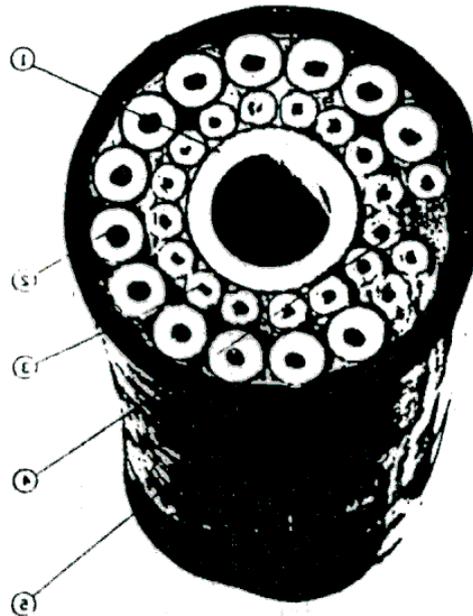


Figura 23 - Secção Transversal de um feixe de mangueira

1.11. UNIDADE HIDRÁULICA DE ACIONAMENTO DO (BOP)

O conjunto é composto pela unidade hidráulica, painel do sondador; localizada na plataforma e mini-painel auxiliar, normalmente localizado no escritório do encarregado. A figura 66 abaixo mostra uma unidade hidráulica com seus componentes principais.



Figura 24 - Unidade Hidráulica





1.11.1. SISTEMA HIDRÁULICO DE ACIONAMENTO DO BOP

O sistema hidráulico da unidade é composto basicamente por três reservatórios, sendo um de fluido misturado, um de óleo solúvel e um de anti-congelante. O sistema possui ainda uma, duas ou três bombas hidráulicas de acionamento elétrico, uma, duas ou três bombas hidráulicas de acionamento pneumático e acumuladores hidráulicos, válvulas reguladoras, manipuladoras, válvulas de alívio e demais componentes. O equipamento é dimensionado para trabalhar com pressão de 3.000 psi, com válvulas de alívio ajustada para 3.500 psi permitindo operar o equipamento com segurança. O sistema prevê 36, 48 ou mais saídas (linhas piloto, etc) de 3/16" de diâmetro, que normalmente são alimentadas por dois acumuladores que enviam sinal piloto para as válvulas direcionais (Spm's) alojadas nos Pod's.

1.11.2. SISTEMA PNEUMÁTICO DA UNIDADE HIDRÁULICA

A unidade hidráulica, assim como os painéis remotos, para seu acionamento remoto requer suprimento de ar a uma pressão de aproximadamente 120 psi, que deverão alimentar seus circuitos independentemente. Em todos os equipamentos existem filtros de ar e lubrificadores que garantem a qualidade do ar distribuído aos circuitos. O sistema pneumático tem como função, também, acionar as bombas hidráulicas com motores pneumáticos. O circuito de alimentação das bombas possui piloto automático de pressão (pressostato hidro-pneumático) e válvula direcional que efetuam o controle automático de acionamento das bombas, liberando o ar de alimentação sempre que a pressão hidráulica no pressostato hidro-pneumático for de aproximadamente 2600 psi e bloqueando ar quando a pressão hidráulica for restabelecida aproximadamente 2900 psi. O circuito possui bay-pass que possibilita a operação das bombas independente do valor da pressão hidráulica do sistema.





1.12. SISTEMA DE MIXAGEM

Sua função é dosar e misturar o fluido de operação (óleo solúvel + água) em proporções pré-determinadas automaticamente conforme o consumo dos equipamentos. É composto por válvulas reguladoras de vazão de água, reguladora de pressão ar, bomba pneumática, manômetro, sistemas de bóias de nível, etc...A figura 67 a seguir mostra uma representação esquemática de um tanque de mixagem e seus acessórios.

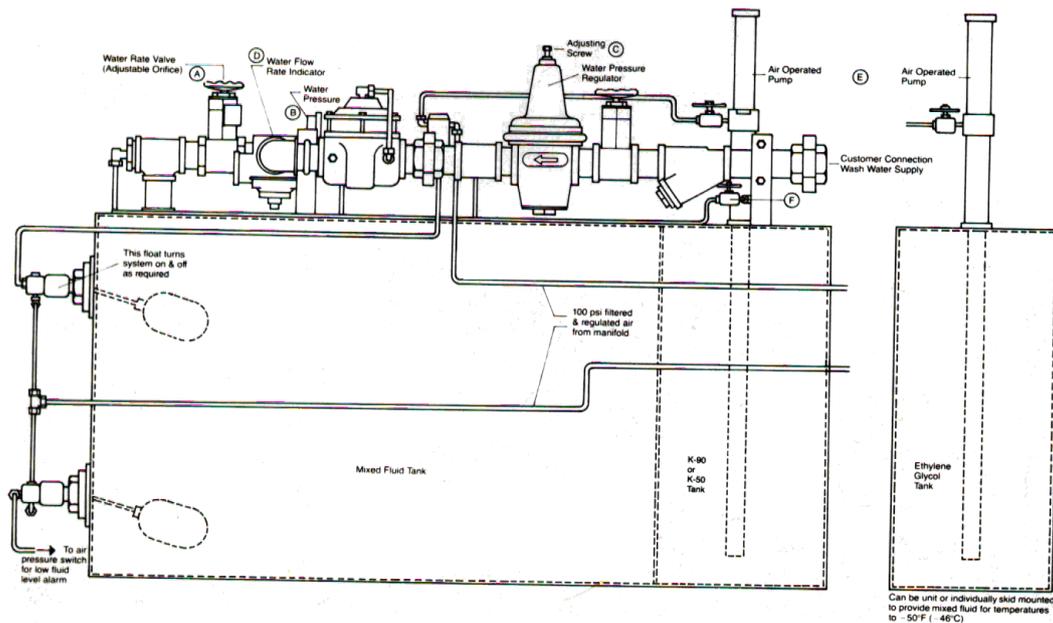


Figura 25 - Tanque de Mixagem

1.13. SISTEMA DE ACUMULADORES

Sua função é manter o fluido de acionamento armazenado e pressurizado pronto para ser utilizado garantindo a estabilidade do sistema em grandes demandas. São recarregados automaticamente pelo sistema de bombas. São equipados com diafragmas de borracha pré-carregados com N₂. O sistema de acumuladores deve ser dimensionado para acionar todo o sistema, (fechar/abrir preventores) com o sistema de recarga automática desligado, e ainda restar uma pressão residual de no mínimo 200 Psi acima da pressão de pré-carga de N₂, que é de 1.000 Psi aproximadamente 10% (Normas PRODEPER API).



1.14. ESTRANGULADORES DE FLUXO

São válvulas utilizadas para criar resistência ao fluxo mediante a restrição da área de fluxo. Essa restrição causa uma contra pressão no poço a qual é utilizada para o controle das erupções. Essa contra pressão é registrada no manômetro instalado na entrada do conjunto de válvulas de estrangulamento e mede a perda de carga quando da passagem do fluido pelo estrangulador, a qual depende das características do fluido, vazão e da abertura do mesmo. A figura 25 (a) e (b) a seguir mostra ampliado uma representação do estrangulador fechado e seu efeito de pressão no fundo do poço.

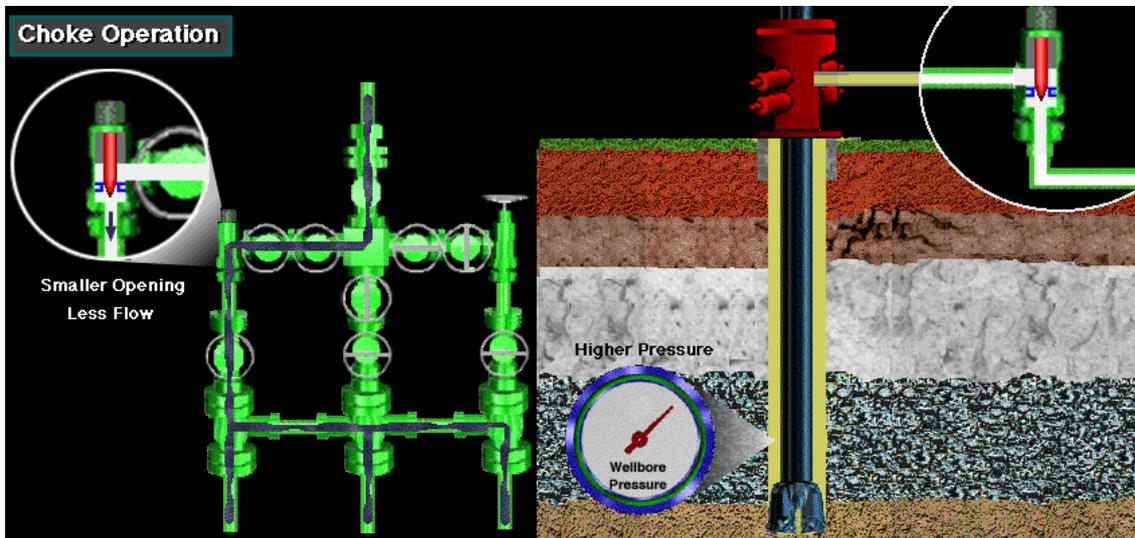


Figura 26 - (a) e (b)

Na figura 26 (a) e (b) a seguir observa-se que grandes aberturas do choke ajustável induzem a grandes vazões o que pode implicar em reduções de pressão nos pontos do poço permitindo novos influxos.



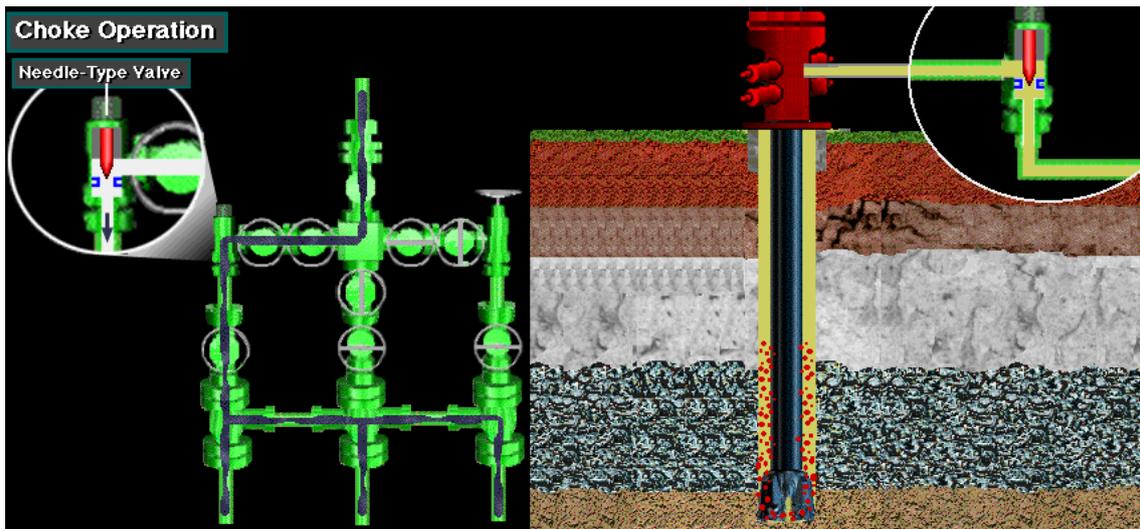


Figura 27 - (a) e (b)

Na figura 27 a seguir observa-se que procedimentos e operações corretas dos chokes ajustáveis permitem controle das pressões, resultando em combate dos influxos e retorno do controle do poço a condição ideal.



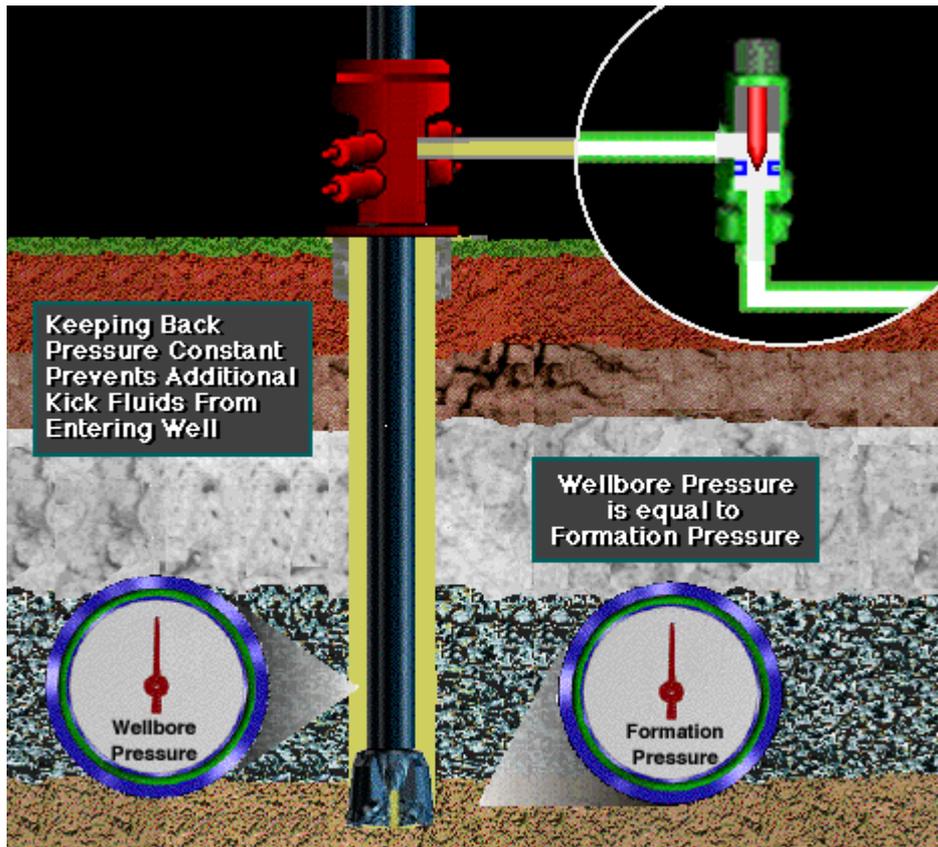


Figura 28 - Representação do equilíbrio da pressão do poço com a pressão da formação

Os estranguladores de fluxo não são fabricados para ser utilizado como válvulas de bloqueio podendo assim proporcionar vedação.

A válvula de estrangulamento fixa também denominada positiva possui um orifício de restrição ao fluxo de diâmetro fixo que pode ser substituído por outros orifícios de diâmetros diversos. Esses orifícios são feitos de material resistente à abrasão como o carbeto de tungstênio.

A válvula de estrangulamento ajustável tem capacidade de variar rapidamente a restrição ao fluxo dos fluidos do poço por meio da variação do seu orifício, que pode ser feita manualmente ou com acionamento hidráulico à distância. Permite assim obter contra pressões variáveis no poço, adequada à situação do momento.





1.14.1. PAINEL DE ACIONAMENTO REMOTO DO CHOKE HIDRÁULICO

O painel possui vários componentes de operação e registro de informações ocorridas no interior do poço durante o controle de influxos. Abaixo são citados alguns destes componentes e suas respectivas funções.

1- Manômetro de registro de SIDPP

Este manômetro indica a pressão real no interior dos tubos de perfuração, ao converter o sinal pneumático de baixa pressão, proveniente do transmissor J-2, que é instalado no tubo bengala. A pressão de ar piloto é em torno de 30 Psi. Através deste registro de pressão efetuamos alguns cálculos e procedimentos de controle de influxos tais como: Pressão Inicial de Circulação (PIC), peso de lama equivalente para matar o poço (ρ) entre outros.

2- Amortecedor de Vibração

Os ponteiros dos manômetros de controle do painel podem apresentar vibrações e, portanto dificultar a correta coleta de dados. O amortecedor de vibração consiste de um sensor de sinal com uma pequena válvula agulha que pode ser ajustada para minimizar as flutuações do ponteiro do manômetro, devido às pulsações do curso da bomba.

3- Manômetro da máxima pressão permissível (SICP)

O manômetro de pressão máxima permissível indica apenas a máxima pressão que for definida e para a qual o estrangulador está regulado. É estabelecida manualmente regulando o botão de ajustagem da pressão máxima permissível para a máxima pressão desejada no poço. Este dispositivo é composto de um interruptor liga desliga da máxima pressão permissível.

O interruptor da função liga desliga da pressão máxima permissível tem uma luz verde indicando que está ligado, e uma vermelha indicando desligado. Quando o interruptor estiver desligado todas as funções do sistema estrangulador são controladas manualmente. Quando o interruptor está na posição ligado e se a pressão do poço excede a pressão pré-estabelecida o console ignorará o controle manual abrindo automaticamente o estrangulador, com isso reduzindo a contra pressão para um valor menor que a máxima





permissível. O sistema então, através de um circuito de memória, faz retornar o estrangulador para a posição original e retornar o painel ao controle manual.

4- Indicador de posição do choke hidráulico ajustável

5- Contador de STROKES

O painel dispõe de um contador elétrico dos strokes das bombas. Possui ainda um mostrador duplo e um seletor para monitorar qualquer uma das duas bombas. A figura 71 a seguir mostra os componentes citados neste parágrafo.



Figura 29 - Componentes básicos do painel



1.15. CHOKE MANIFOLD

O choke manifold é um conjunto de válvulas, linhas e estranguladores fixos e ajustáveis projetado para permitir o controle de influxos, permitindo assim o fluxo de lama e fluido invasor durante o processo de controle do poço. Um manifold deve apresentar condições de operação com diversas classes de pressão e deve sempre utilizar o padrão das duas barreiras controlando as pressões através do uso dos chokes ajustáveis e divergindo o fluxo para o equipamento mais adequado para a situação podendo ser este um queimador, um tanque de reserva, um tanque de lama ou para longe da sonda. As figuras 72 (a) e (b) a seguir mostram seqüencialmente uma representação esquemática e uma foto real de um choke manifold.

O choke manifold deve ser devidamente ancorado e possuir pressão de trabalho compatível com o sistema BOP.

Estar suprido de manômetros em posições que permitam a indicação das pressões do fluido circulante antes de passar por qualquer dos estranguladores fixos ou ajustáveis.

O diâmetro mínimo nominal das linhas deve ser de 3 polegadas. Quando houver expectativa de altos volumes de gás é recomendável que as linhas tenham diâmetro nominal mínimo de 4 polegadas.

Periodicamente, as válvulas devem ser operadas, inspecionadas e testadas.

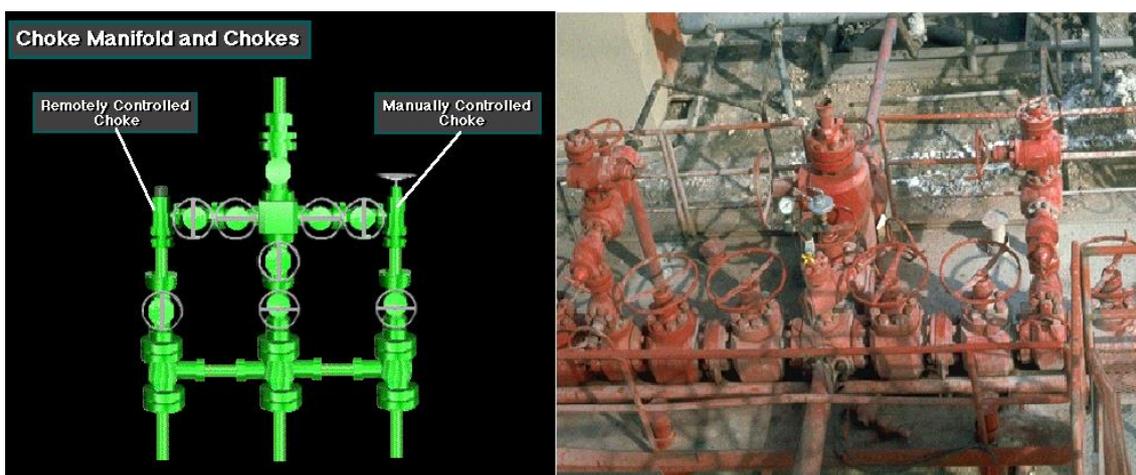


Figura 30 - (a) e (b) Choke Manifold





1.16. DESGASEIFICADOR

O desgaseificador tem como função remover o gás que se incorporou ao fluido de perfuração, com objetivo de restaurar o seu peso específico original. Os mais utilizados são o atmosférico e o a vácuo. Na figura 30 a seguir mostra o layout de um sistema de tratamento de lama onde o desgaseificador atmosférico de cor cinza está instalado após o conjunto do choke manifold.

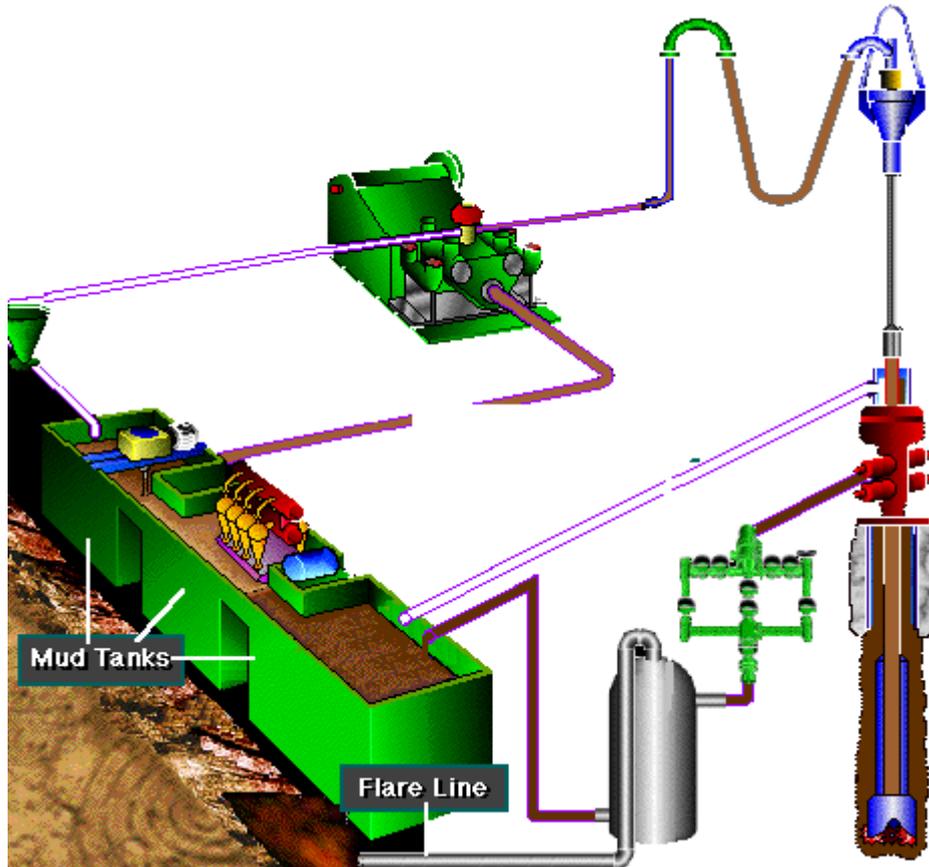
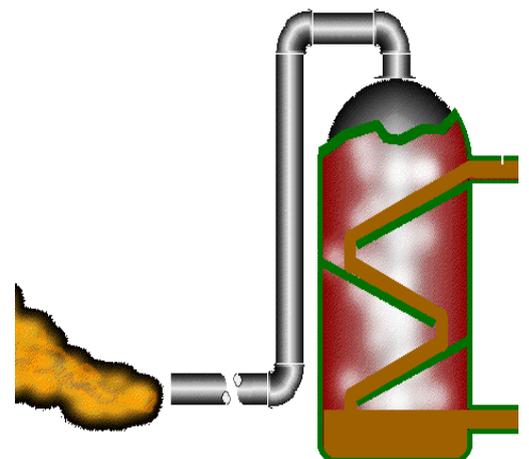


Figura 31 - Layout de um sistema de tratamento de lama mostrando a posição do desgaseificador atmosférico

O desgaseificador atmosférico mais simples funciona pelo princípio da segregação gravitacional, após a lama e o gás entrarem na parte superior do desgaseificador. A unidade é bastante usual em virtude da facilidade de operação, manutenção, construção e a capacidade de remoção de grandes volumes de





gás. A linha de saída do gás deve ter um comprimento suficiente para não colocar em risco os equipamentos da sonda, normalmente subindo junto a uma das pernas da torre até acima do bloco de coroamento. A figura esquemática 74 mostra o interior de um desgaseificador.

1.17. INDICADORES DE NÍVEL

Existem vários sistemas indicadores e registradores do nível de lama nos tanques, munidos ou não de alarmes. Alguns desses sistemas fazem o registro contínuo do nível de lama e devem sofrer manutenção preventiva para um funcionamento dentro das especificações do fabricante.

1.18. REGISTRADORES DE FLUXO

Os registradores de fluxo mostram a taxa de retorno do fluxo na flowline, possuindo alarmes indicadores de seu aumento ou diminuição. Um registrador de fluxo pode detectar um aumento na taxa de retorno devido a um kick, antes que este seja detectado nos tanques de lama.

1.19. TOTALIZADOR DE VOLUME DE LAMA

É um dispositivo para medição do volume de fluido contido nos tanque de lama. Um painel de leitura de volumes e alarmes visuais e sonoros é instalado e pode ser regulado para ser acionados dentro de limites pré-estabelecidos tanto para ganho como para perda de fluido. O sinal é estabelecido através de bóias flutuantes com transmissores instalados diretamente nos tanques de lama.

1.20. TANQUE DE MANOBRA

O tanque de manobra é utilizado para medir a quantidade de fluido necessário para completar o poço ou de fluido deslocado do poço na retirada ou na descida da coluna. Deve possuir uma pequena secção transversal para que pequenas variações de níveis possam ser perceptíveis nas manobras.





Estes tanques podem alimentar o poço por gravidade ou por uma bomba independente. As representações esquemáticas das figuras 75 (a) e (b) mostram a posição de instalação em relação ao poço e a função do tanque de manobra.

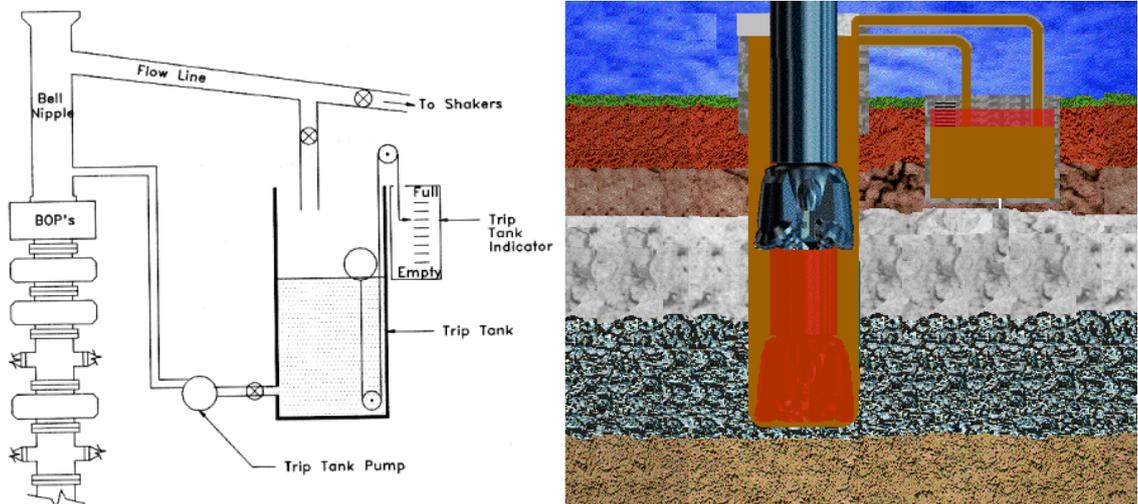


Figura 32 - Tanque de manobra

1.21. MEDIDOR DE FLUXO (Mud Flow-fill)

É um dispositivo para medição da porcentagem de volume de fluido de perfuração que retorna do poço em relação ao volume bombeado para o interior do mesmo. É instalado na linha de retorno (flow-line).

Durante a fase de perfuração o mesmo indica a porcentagem de retorno de lama e o número de cursos da bomba de lama. Alarmes visuais e sonoros indicam o aumento ou a diminuição no volume de lama que retorna do poço e soam dentro de limites pré-fixados. O sinal é estabelecido pelo movimento de uma palheta instalada no sentido de fluxo na linha de retorno de lama.

1.22. LINHAS DE ATAQUE

Desde que a kill line não deve ser utilizada para completar o poço nas retiradas de ferramentas, a linha de ataque foi projetada com este objetivo, sendo instalada no bell nipple.





1.23. VÁLVULA DE PREVENÇÃO INTERNA (INSIDE BOP)

É um tipo de válvula de retenção que permite parar o fluxo por dentro da coluna possibilitando assim a descida da coluna com o poço pressurizado e permitindo também a injeção de fluido para dentro do poço.

Deve ser mantida sempre na plataforma. O acesso a mesma deve ser fácil e desimpedido. Deve estar sempre lubrificada e ter pressão de trabalho compatível com o sistema BOP.

Enquanto se manobra, a válvula de prevenção interna é instalada na coluna quando da ocorrência de um kick, com o objetivo de se evitar o fluxo pelo interior da coluna. A sua conexão com a coluna é feita na posição aberta sendo posteriormente fechada.

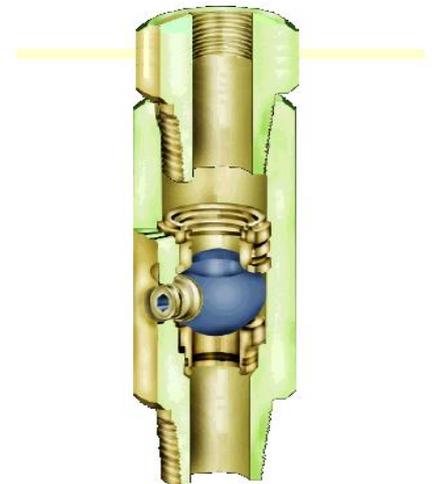
1.24. VÁLVULAS DE KELLY

Essas válvulas são instaladas nas duas extremidades do kelly, para proteção do swivel e do pescoço de ganso de pressões excessivas. A abertura ou fechamento das válvulas é feito por meio de uma chave especial que deve ficar em local de fácil alcance. Sua pressão de trabalho deve ser compatível com a do BOP.

Em caso de emergência, com a kelly-cock inferior fechada, se pode desconectar o kelly, conectar o inside BOP ou BOP para cabo, e então dar prosseguimento a operação.

São do tipo esfera e operadas com uma chave Allen que deve ser mantida em local conhecido por toda a equipe de perfuração.

Possui uma sede superior fixa, que veda a pressão vinda de baixo em conjunto com a sede inferior. Essa é energizada pela mola ondulada e veda a pressão vinda de cima. As superfícies de vedação da sede e da esfera são recobertas de material endurecido. Devem ser movimentadas diariamente para evitar seu emperramento. Não necessitam de lubrificação e oferecem passagem plena ao fluido com vedação bi-direcional. A figura a seguir mostra uma válvula de Kelly.





1.25. DIVERTER

O diverter é um preventor anular de baixa pressão que fecha o Interior do riser, direcionando o fluxo de gás, lama e cascalho que iriam para a plataforma. O diverter deve resistir a altas velocidades de impacto de areia, mas não a alta pressão. O diverter é instalado diretamente dentro de housing.

Durante operação o gás pode vir à plataforma nos principais casos:

- Quando se perfura com o "hidraulic latch" a fase de 26" não estando ainda o BOP conectado a cabeça do poço A presença de gás de superfície expulsaria a lama para a plataforma,
- Mesmo que já se tenha descida o BOP, pode ocorrer um kick ou corte de lama por gás, invadindo o riser. Neste caso mesmo que o BOP seja fechado o gás existente no riser virá à plataforma necessitando-se fechar o diverter,

As linhas de fluxo do diverter são de grande diâmetro (10" ou mais) e devem abrir automaticamente quando o diverter é fechado, pois o riser não é projetado para resistir a altas pressões. Esses diverter's resistem a pressões de até 500 psi.

A flowline e a linha de abastecimento do poço (trip tank) ficam permanentemente conectadas eliminando o tempo necessário para conexão e desconexão de linhas durante a descida e retirada da junta telescópica, isto é muito importante em desconexões de emergência.

As linhas hidráulicas de controle do diverter permanecem conectadas a um manifold de conexão rápida (junction box) o qual é aparafusado ao topo do diverter. Na parte inferior do diverter há um "ball joint" para absorver os movimentos angulares da plataforma em relação ao riser. Verifique que na parte inferior do "ball joint" há um flange onde se conecta a caixa ou pino compatível com o riser da sonda. O elemento de vedação do diverter (ou insert") é instalado após a descida do B.H.A. O diâmetro interno do inserto é de 10".

Quando for necessário o seu uso, pressurizar o packer do diverter com 500 Psi Se esta pressão não for suficiente, aumentá-la até o máximo de 750 Psi. O packer fecha então o insert no tubo que desvia o fluxo para o flow line. A pressão no packer do diverter e da junta telescópica devem ser reguladas de





acordo com a pressão de gás existente no riser. O diverter pode ser acionado pela unidade hidráulica de acionamento ou pelo painel elétrico do sondador.

Aperfeiçoamentos estão sendo introduzidos, visando melhorar desempenho dos equipamentos, conforme listado abaixo:

- Aumento dos diâmetros das linhas dos diverters para até 18";
- Instalação de linhas de escape procurando o máximo de redução de curvas;
- Substituição do inserto por elemento de BOP anular, o qual fica permanentemente instalado;
- Instalação de válvulas de abertura ou fechamento automático, em caso de falta de pressão de fluido hidráulico na solenóide;
- Ferramentas que possibilitem o teste do diverter, inclusive com pressão, que não era possível até o momento;
- Substituição do "ball joint" por "flex joint".

1.26. Limpeza do Fluido de Perfuração

Durante a perfuração, um fluxo contínuo de lama de perfuração circula dentro do poço para mover os cavacos da perfuração para fora da broca e do poço (figura 5). O fluido de perfuração é bombeado para a parte inferior do poço através do tubo de perfuração (drill pipe) sendo injetado através de bocais presentes na broca de perfuração com grande velocidade e pressão. Os jatos de fluido erguem os cavacos do fundo do poço e para longe da broca. A lama de perfuração circula através do espaço entre o tubo de perfuração e o revestimento do poço (casing), chamado anular de perfuração (annulus). Abaixo se pode ver um esquema do sistema de circulação da lama.



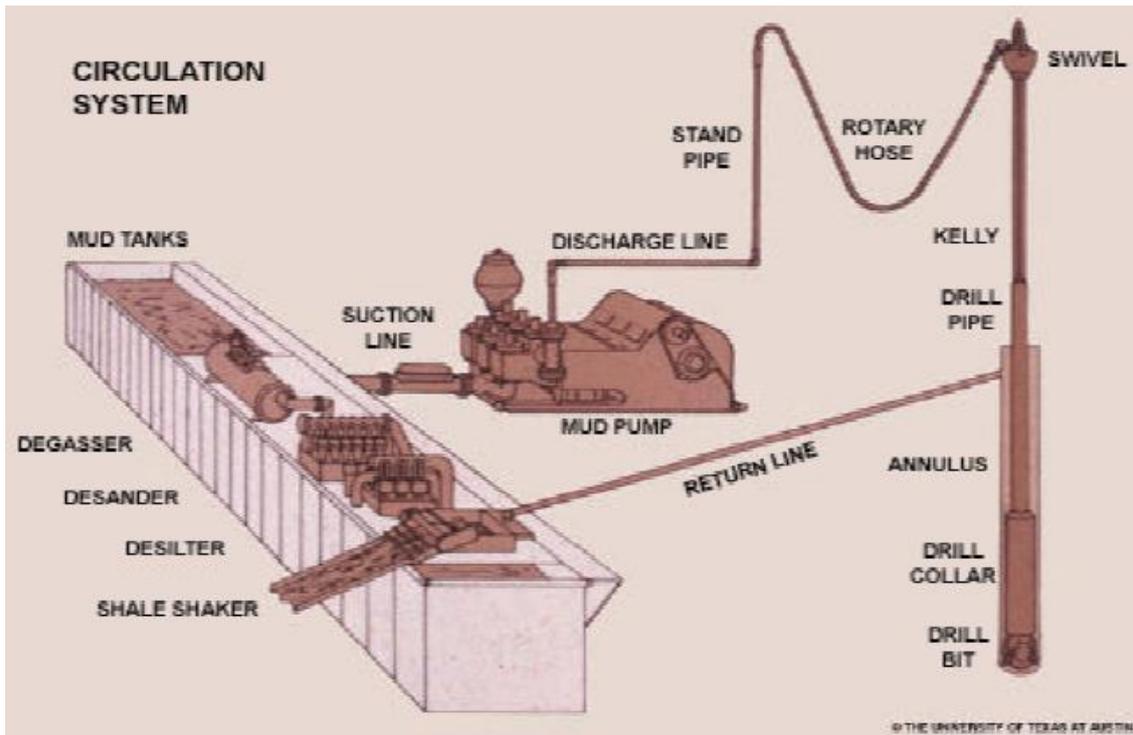


Figura 33 - Sistema de Separação e Circulação do Fluido de Perfuração

Fonte:

<http://www.osha.gov/SLTC/etools/oilandgas/drilling/wellcontrol.html#Monitoring>

Na superfície, os cavacos, argila, areia e os gases presentes são removidos do fluido de perfuração, antes de retornar ao poço. Os processos de separação dos sólidos do fluido incluem a passagem por uma peneira vibratória (shale shaker), onde os cavacos mais grosseiros são removidos da lama. Em seguida, passa por um desaerador (degasser) onde os gases presentes na lama são removidos e depois por armadilhas de areia (desander) e por um remover de silte (desilter) onde as partículas mais finas de areia e argila são removidas.

Posteriormente, passam também por centrífugas para completar a separação. Após todo este processo de purificação da lama ela segue para um compartimento denominado misturador de lama (mud mixing) onde são adicionados os aditivos para restaurar as suas propriedades, antes de ser bombeado novamente para dentro do tubo de perfuração e recomeçar o ciclo (figura 6).





Figura 34 - Peneira Vibratória, Desander e Desilter

Fonte:

http://www.miswaco.com/Products_and_Services/Solids_Control/index.cfm





1.27. Válvulas Submarinas

1.27.1. VÁLVULAS DE KILL E CHOKE SUBMARINAS

Duas linhas de pressão conhecidas como linhas de interrupção e choke são conectadas entre a pilha do B.O.P. e o registro montado na plataforma requeridas para circular fluidos de alta pressão do núcleo do poço enquanto os preventores são fechadas.

Caso uma das linhas venha a falhar, válvulas operadas hidraulicamente são instaladas nas saídas da pilha do B.O.P. estas válvulas devem apresentar a mesma especificação de pressão do núcleo do poço que os preventores tipo gaveta.

O termo “fechamento de segurança” é usado na indústria para descrever estas válvulas. Este termo sugere que no caso de perda do controle hidráulico das válvulas, elas devem retornar automaticamente para a posição fechada. Deve ser compreendido que nem todas estas válvulas são de operação de segurança. Dois tipos de válvulas existem e são conhecidas como “fechamento da pressão da linha” e “fechamento da pressão do sistema”. As válvulas de fechamento da pressão da linha são de operação de fechamento segura, enquanto as válvulas de fechamento de pressão do sistema requerem pressão hidráulica de fechamento.

1.27.2. VÁLVULAS CAMERON TIPO F

Estas válvulas usam o projeto de comporta flutuante, onde a linha de pressão força o portão ao contato de fechamento com um anel de assento de metal, criando uma vedação metal a metal. Este anel de assento e o anel de vedação de teflon são por sua vez forçados contra a superfície de vedação do corpo para completar o processo de vedação.

As superfícies dos portões e anéis de assento possuem incrustações de aço inoxidável ou Colmonoy, que apresentam excelente resistência à abrasão e os anéis de vedação são de teflon. As placas de retenção do anel do assento são usadas para posicionar os anéis de assento corretamente no corpo.

Em válvulas antigas os anéis de vedação possuíam 24 dentes cortados na circunferência que se alinhavam com o mecanismo de garra no portão. Cada vez que a válvula era aberta o anel de assento era girado 15 graus. Esta rotação proporcionava um desgaste homogêneo sobre os anéis de assento estendendo a vida útil do anel do assento. Os anéis do assento tendiam a





tomar as placas de retenção e invariavelmente eram trincadas pelo mecanismo de garra, por este motivo, os anéis rotativos foram descontinuados no final dos anos setenta.

A válvula tipo F apresenta uma cavidade de corpo retangular que, devido ao processo de fabricação, requer uma tampa soldada no corpo e concentrações muito altas de esforço são experimentadas nos cantos do retângulo, sob alta pressão do núcleo do poço. Estes fatores limitam a capacidade da válvula sob pressões de 10.000 P.S.I. A Figura 60 mostra a válvula tipo F e o atuador AF.

1.27.3. VÁLVULAS CAMERON TIPO FC

Devido a dificuldades de fabricação da cavidade do corpo retangular, a soldagem requerida na tampa e às concentrações de alto esforço nos cantos do corpo de forma retangular da válvula tipo F, o tipo FC foi desenvolvido.

O corpo tipo FC possui um núcleo circular que é muito mais fácil de fabricar, não requer solda e Não está sujeito às mesmas concentrações de esforço do tipo F. O mesmo portão e conjunto de assento pode ser usado no tipo F com a adição de buchas de corpo e guias de comporta que mantêm o corpo alinhado corretamente no núcleo.

O princípio de comporta flutuante foi mantido na válvula tipo FC e o processo de vedação é o seguinte: anel de assento de metal do portão, bucha do corpo e da vedação de teflon do anel do assento e bucha da vedação de teflon do corpo.

1.27.4. VÁLVULA CAMERON TIPO FCS

O projeto de comporta flutuante possui tendência a apresentar enfraquecimento da carcaça, uma vez que as buchas da carcaça e os anéis de assento flutuam, permitindo que contaminantes entrem em contato com as áreas de vedação da carcaça. Para superar este problema a válvula FCS foi introduzida.

A válvula FCS possui uma bucha de carcaça e anel de assento de uma peça, eliminando um trajeto de vazamento potencial, e duas vedações de mola por trás das buchas do corpo que mantêm os componentes pré-carregados ao corpo evitando que contaminantes penetrem na área de vedação do corpo.





1.27.5. ATUADOR TIPO A.F.

O atuador hidráulico tipo A.F. usado em conjunto com a válvula tipo F é conhecido como uma válvula de fechamento de pressão. Apenas uma linha de alimentação hidráulica é requerida para operar a válvula para a posição aberta. A pressão da linha recebida no corpo para uma haste desequilibrada conectada ao fundo do portão e a força da mola atuando na lateral fechada do pistão atuam para fechar a válvula quando a pressão de abertura é removida.

A pressão hidrostática da água do mar deve ser mantida equilibrada em ambos os lados do pistão de operação para evitar a abertura inadvertida da válvula sob a água. Uma luva resistente cheia de óleo admitida ao lado fechado do pistão e aberta à pressão hidrostática da água do mar na parte externa transmite pressão hidrostática da água do mar ao lado fechado do pistão. A extremidade inferior da haste desbalanceada é admitida à linha e também atua para equilibrar a pressão hidrostática.

Antes da introdução da haste desbalanceada, o travamento da pressão destas válvulas era um problema considerável onde duas válvulas eram montadas próximas uma da outra. O bloqueio de pressão ocorria devido ao volume de metal da haste do atuador ao penetrar na cavidade do corpo durante o ciclo de abertura.

O fluido no corpo precisava ser deslocado para permitir que o volume de metal aumentasse ou que a pressão do fluido acumulasse suficientemente para evitar a abertura total da válvula. Uma vez que a haste desbalanceada é conectada ao fundo do portão, conforme a haste do atuador se move para dentro da cavidade do corpo, a haste desbalanceada se move para fora e o volume de metal permanece assim constante sem que ocorra nenhum acúmulo de pressão de fluido.

1.27.6. ATUADOR CAMERON TIPO D.F.

O atuador tipo D.F. é conhecido como um atuador de fechamento do sistema e consiste de um cilindro hidráulico, um pistão e um conjunto de mola de fechamento. A lateral de fechamento do cilindro abriga o conjunto da mola que, quando a pressão de abertura é liberada, ajuda a mover o pistão, restando a válvula na posição fechada.

O atuador Cameron tipo D.F. eliminou a luva resistente cheia de óleo do tipo A.F. e substituiu por uma câmara de fechamento assistida por pressão que





requer uma alimentação de pressão de fechamento a partir do sistema de controle para fechar a válvula. A haste de equilíbrio nesse caso é admitida diretamente para o mar fornecendo equilíbrio hidrostático e evitando o bloqueio de pressão.

A *Figura 63* mostra a válvula tipo FC e o atuador DF.

1.27.7. VÁLVULA SHAFFER TIPO HB

O atuador de válvula Shaffer HB consiste de um cilindro hidráulico, pistão e conjunto de mola de fechamento e pode ser usado em duas configurações, como uma válvula de fechamento do sistema que usa duas linhas de controle hidráulicas, uma para abrir e uma para fechar a válvula, ou como uma válvula de linha de controle simples que possui uma linha de controle hidráulico para abrir a válvula.

O fator determinante com relação a qual configuração deve ser usada é a capacidade do sistema de controle. Se o sistema de controle não possuir capacidade suficiente para proporcionar funções de abertura e fechamento para cada válvula, então a configuração de linha única deve ser usada.

A configuração é modificada utilizando um de dois barris marítimos disponíveis, o cilindro marítimo curto requer a operação de duas linhas e o cilindro marítimo longo requer operação de linha única. O fluido de fechamento da válvula de cilindro marítimo curto é bombeado para o lado de fechamento do cilindro atuador e é admitida através do corpo para a haste de equilíbrio assegurando o equilíbrio hidrostático do atuador da válvula.

A configuração de cilindro marítimo longo usa um diafragma cheio de óleo abaixo da haste de equilíbrio que é admitido para o lado de fechamento do pistão atuador fornecendo o equilíbrio hidrostático do atuador. Esta configuração depende apenas da força da mola para fechar a válvula.

A válvula usa o projeto de comporta flutuante com vedação polimérica entre o portão e o assento entre o assento e o corpo.

A *Figura 64* mostra o modelo Shaffer HB em ambas as configurações.

1.27.8. ACUMULADORES DE SEGURANÇA

Uma vez que nem todas as válvulas de kill e choke submarinas podem ser chamadas de “seguras”, um meio de assegurar que as válvulas se fechem

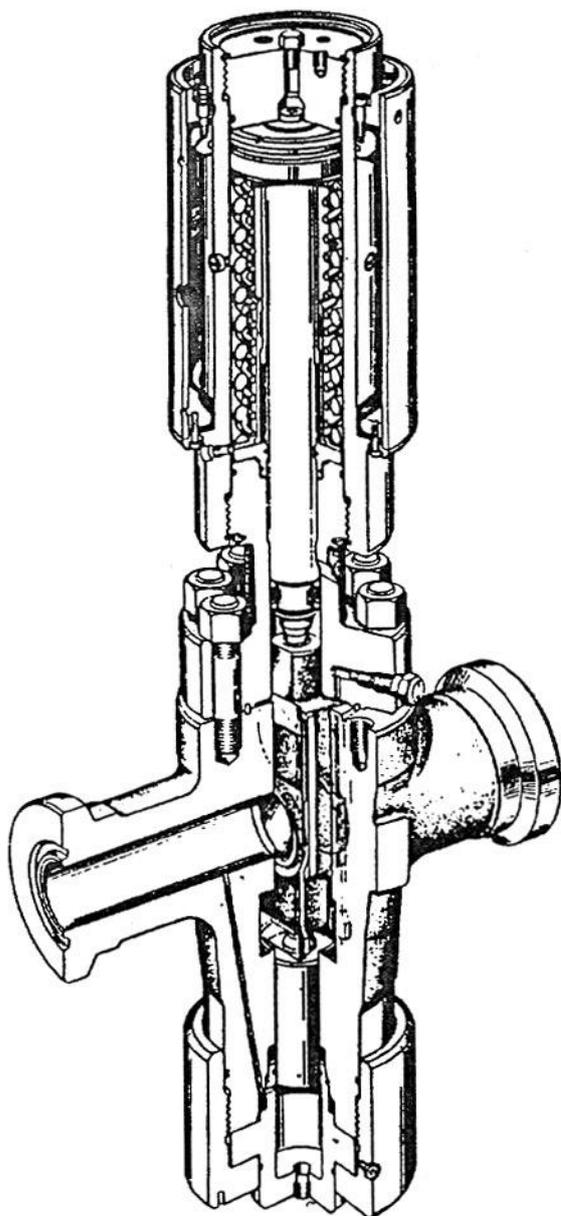




quando o controle hidráulico do sistema é perdido é necessário. O fornecimento de acumuladores seguros montados no B.O.P. atende a esta exigência. Os acumuladores seguros são separados do sistema de controle por uma válvula de verificação, que assegura que elas não sejam afetadas por qualquer perda de pressão do sistema de controle.

A *Figura 65* mostra o sistema de acumulador seguro.

Figura 60

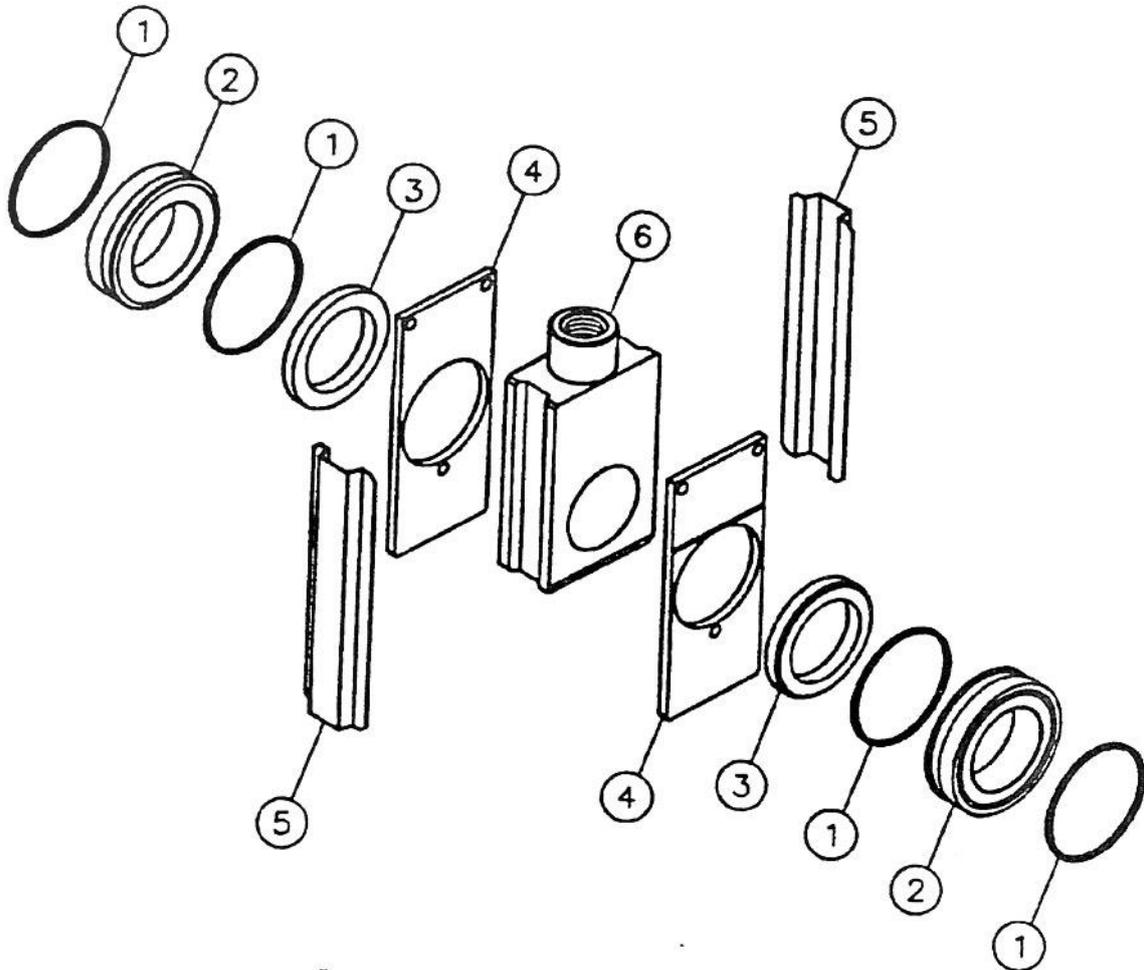


Válvula Cameron Tipo F com Atuador AF





Figura 61



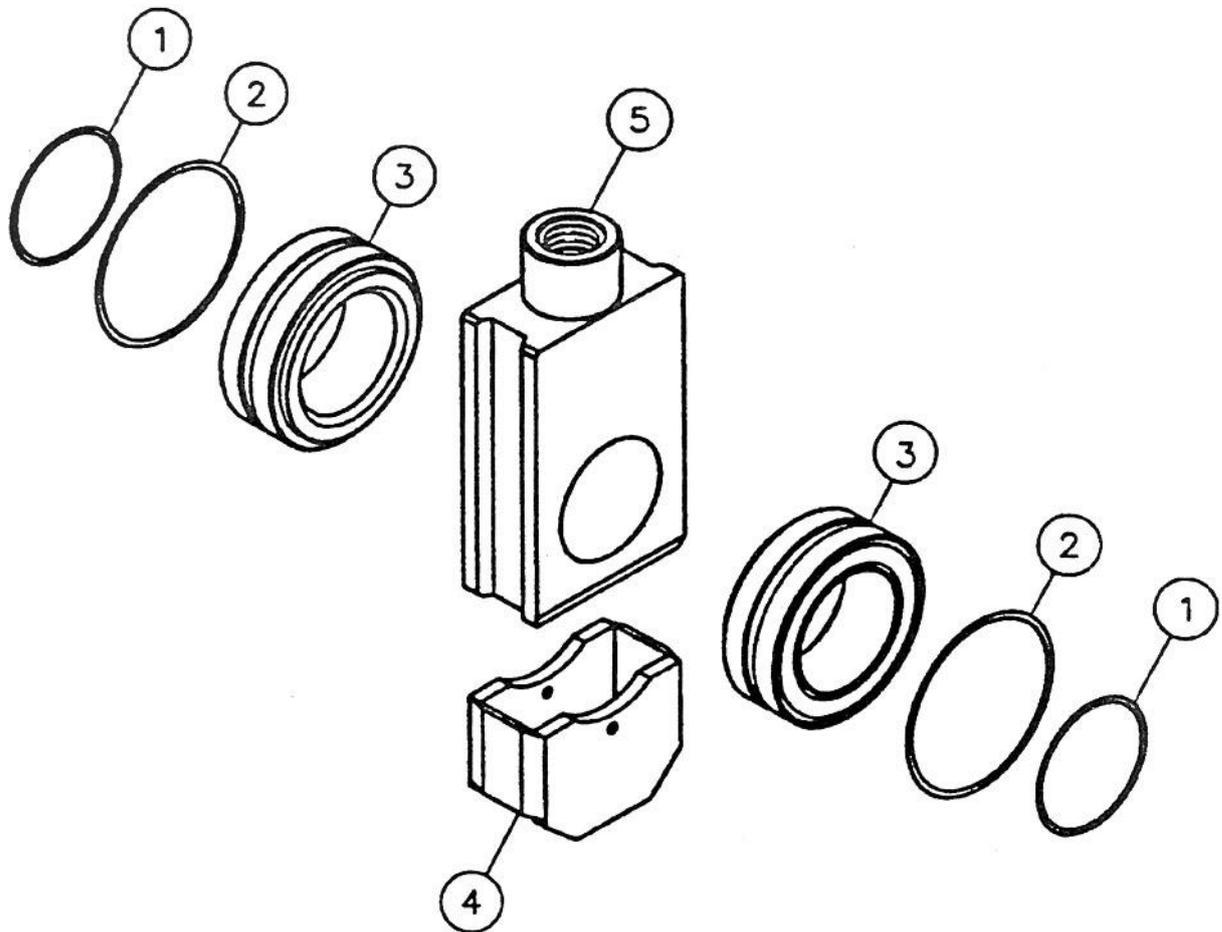
1. ANEL DE VEDAÇÃO PTFE	4 CADA
2. BUCHA DA CARÇAÇA	2 CADA
3. ANEL DO ASSENTO	2 CADA
4. PLACA DO RETENTOR	2 CADA
5. GUIA DO PORTÃO	2 CADA
6. PORTÃO	1 CADA
	<hr/>
	13 TOTAL

Componentes da Válvula Cameron Tipo FC





Figura 62

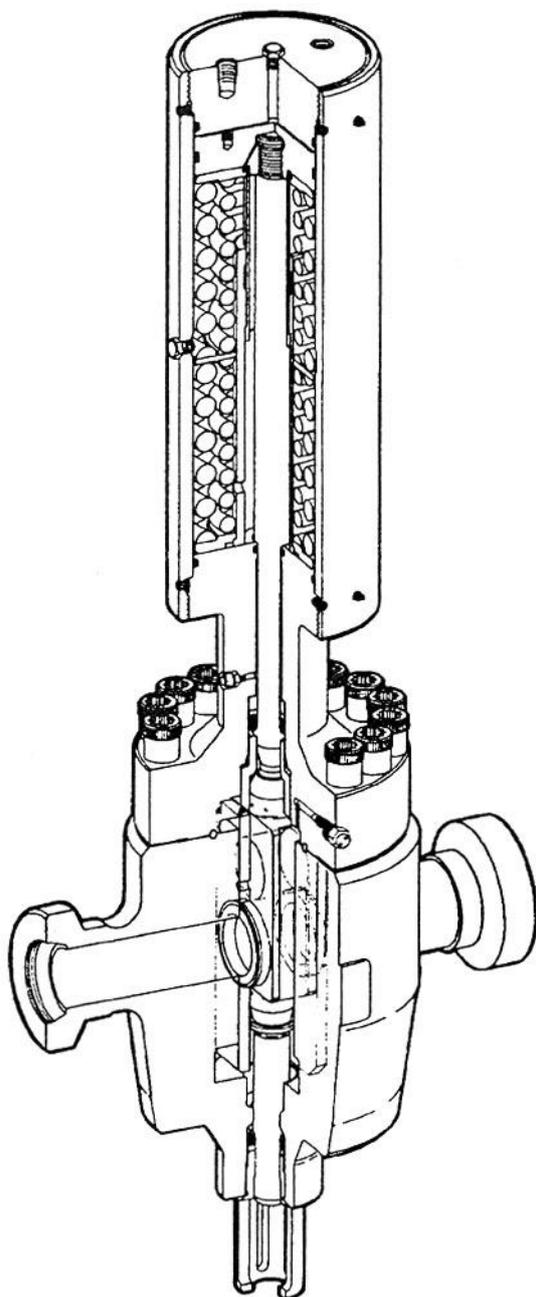


- | | |
|-----------------------------|---------|
| 1. VEDAÇÃO DA BARREIRA I.D. | 2 CADA |
| 2. VEDAÇÃO DA BARREIRA I.D. | 2 CADA |
| 3. ANEL DO ASSENTO | 2 CADA |
| 4. RETENTOR DA CAIXA | 1 CADA |
| 5. PORTÃO | 1 CADA |
| | 8 TOTAL |

Componentes da Válvula Cameron Tipo FCS



Figura 63

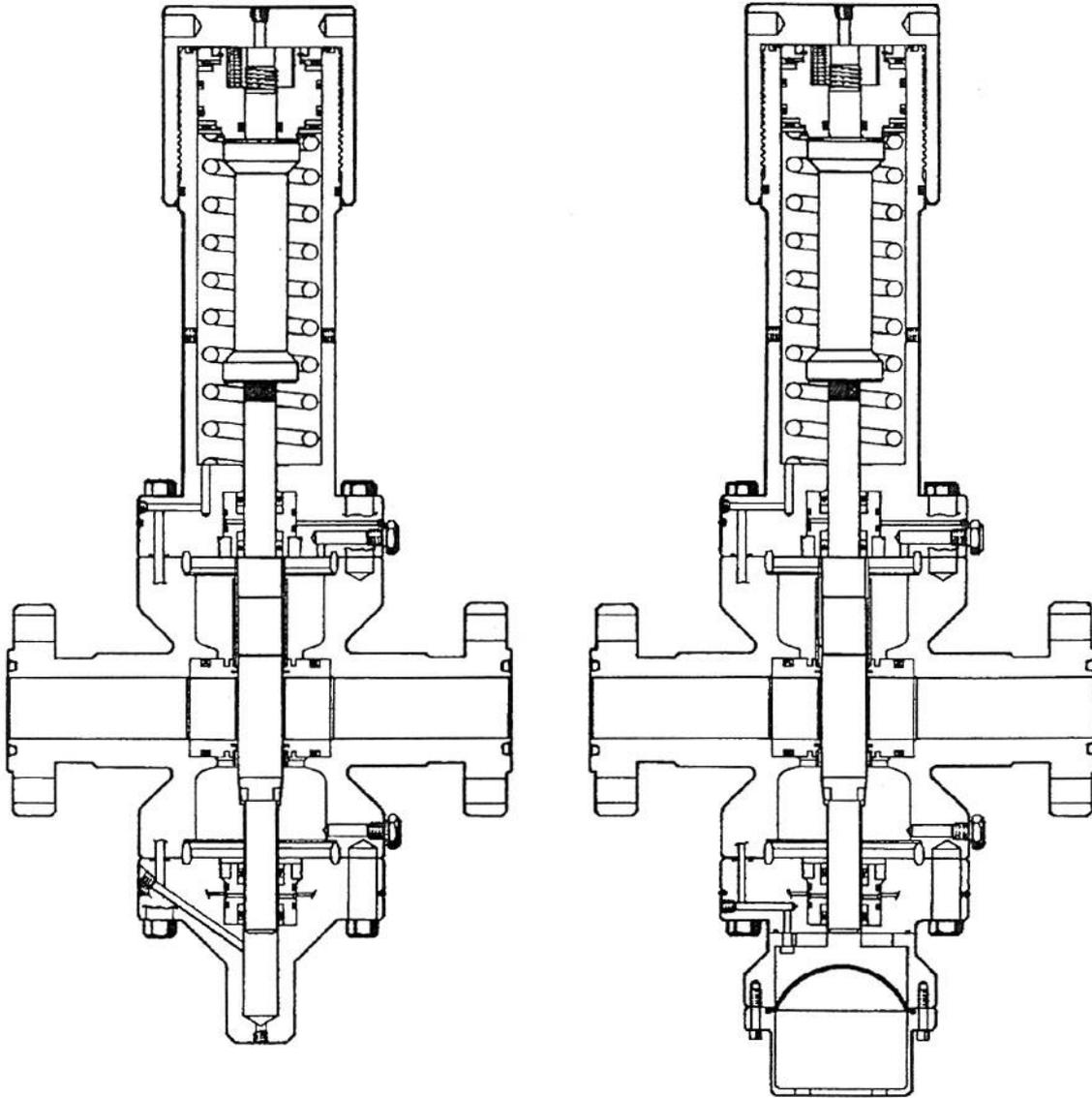


Válvula Cameron Tipo F com Atuador DF





Figura 64



BARRIL MARINHO
CURTO

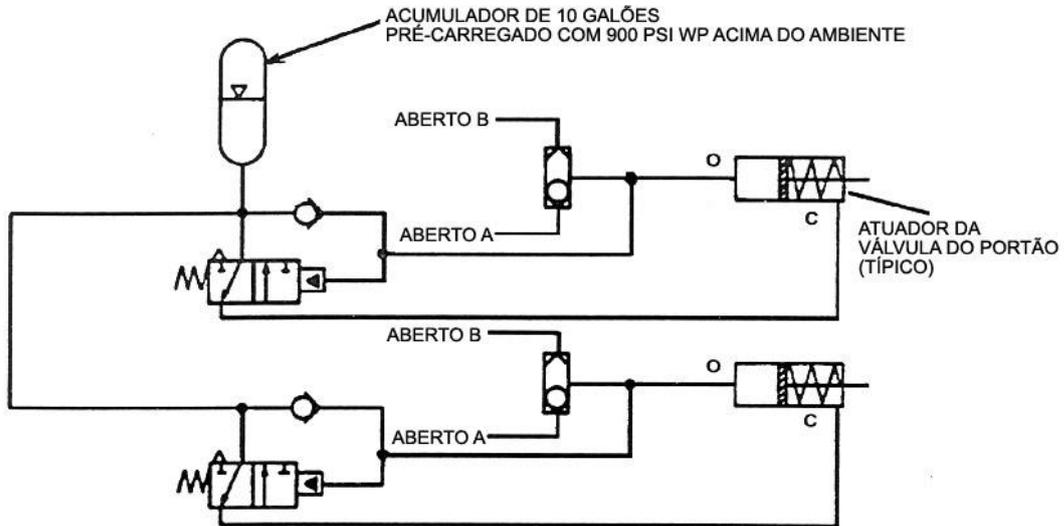
BARRIL MARINHO
LONGO

Componentes da Válvula Cameron Tipo FCS





Figura 65



Sistema Acumulador Seguro

1.28. CHOKES MANIFOLD





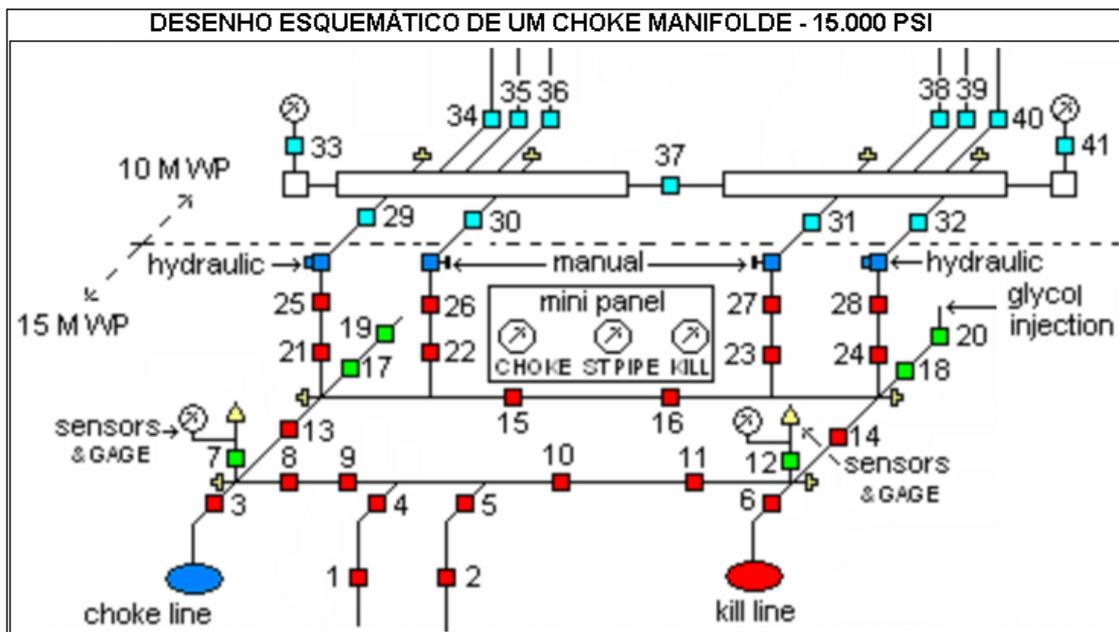
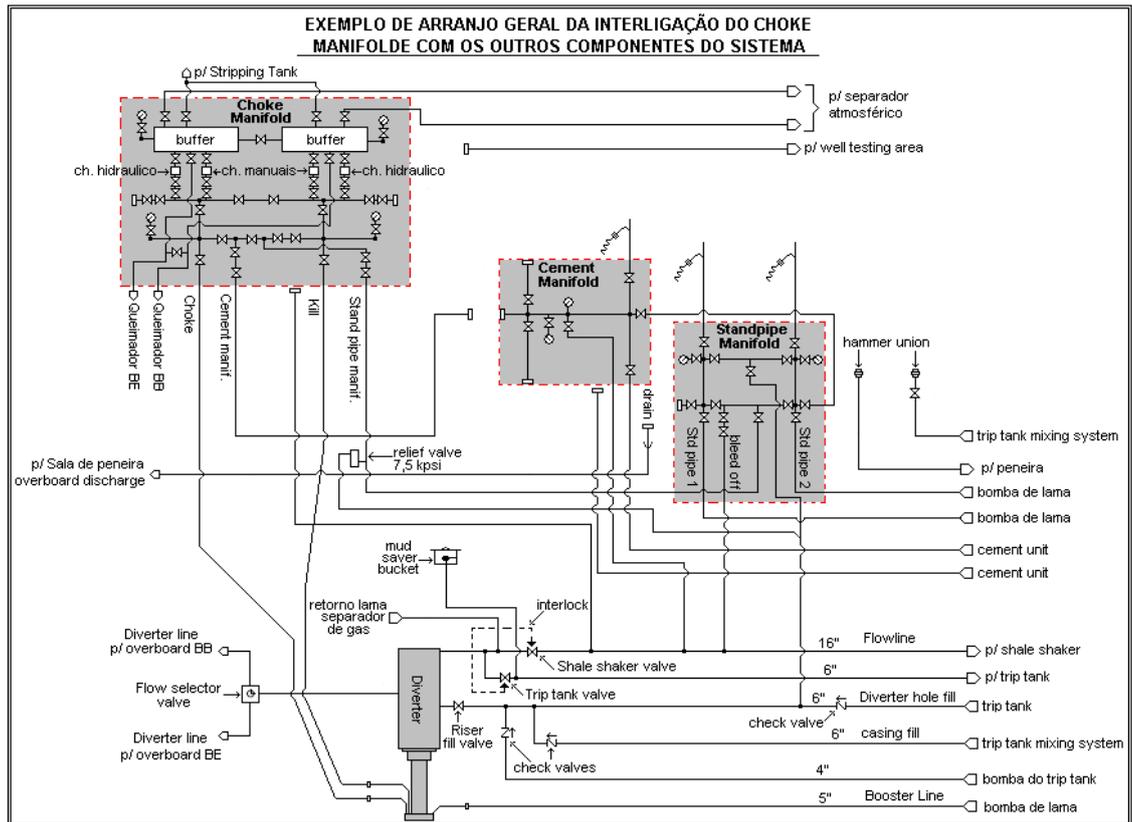
1.28.1. Descrição / Função

O Choke Manifolde é um conjunto de válvulas, montado na superfície, no piso de perfuração ou nas proximidades do mesmo, que tem como principal função permitir que se mantenha o poço sob controle, uma vez que funciona como uma “extensão” do BOP, estando diretamente ligado a ele através das linhas de Kill e Choke. Portanto recebe e/ou injeta os fluidos presentes nas operações do poço, mantendo-o sob controle.

No manifolde existem válvulas de operação local ou remota. Estas últimas tratam-se dos Chokes hidráulicos, os quais são operados diretamente da cabine do sondador (Driller’s cabin) e são responsáveis por criar perdas de cargas localizadas, ou seja, criando restrições de fluxo, para pressurizar ou depressurizar o poço e direcionar os fluidos provenientes do mesmo para o separador atmosférico, ou para os queimadores, ou para o trip tank / stripp tank ou ainda para as linhas de ventilação do Diverter, as quais direcionam o fluido indesejável para fora da embarcação. Existem, também, válvulas ajustadas manualmente, com o objetivo de criar perdas de carga que são conhecidas como chokes ajustáveis. As demais válvulas são de operação manual, do tipo gaveta, e utilizadas nas condições totalmente abertas ou totalmente fechadas. Não se destinam a fazer perdas de carga. Estas são similares às válvulas fail safes submarinas, muitas vezes até utilizando os mesmos componentes internos, exceto no que diz respeito, obviamente, ao princípio de atuação.

As válvulas que compõem o manifolde são fabricadas pelos principais fabricantes dos componentes do BOP, como: Shaffer, Cameron, Vetco e também por outros como: Control Flow e WOM.





1.28.2. ARRANJO DO CHOKE MANIFOLD

O choke manifold ideal, principalmente para operações em águas profundas e ultra-profundas, deve atender aos seguintes requisitos:



- Ser totalmente simétrico, provendo uma redundância com relação à utilização das linhas de kill ou de choke, as quais devem permitir circulação nos sentidos de retorno do poço ou no sentido de injeção para o poço, ou seja, serem utilizadas como kill line ou como choke line;
- Ter pelo menos dois chokes em cada lado e pelo menos um destes chokes, de cada lado, deve ser de acionamento remoto;
- Ter redundâncias de barreiras nas interfaces com os outros componentes do sistema de lama, como por exemplo: Stand Pipe Manifolde, degaseificador atmosférico, câmara de expansão do próprio manifolde (buffer), queimadores etc...
- Ter todos os volantes das válvulas que devem ficar em posição aberta durante as situações normais de operação, pintados preferencialmente na cor verde. Essas válvulas constituem a linha verde do choke manifold;
- Ter pelo menos um sensor de pressão, isolado por válvula tipo gaveta, na chegada de cada linha, kill e choke, para monitoramento das pressões da cabine do Sondador;
- Ter um painel com pelo menos três manômetros analógicos para leitura local de pressão da kill, da choke line e do stand pipe manifold, com fundos de escala para: 1000 psi, 5000 psi e 10000 psi ou 15000 psi, a depender da pressão de trabalho do BOP tipo gaveta;
- Ter entradas laterais de 2” para conexões externas com a unidade de cimentação ou outras operações;
- Ter conexão com o stand pipe manifold;
- Ter a câmara de expansão dividida em duas seções;
- Ter saídas em cada seção da câmara de expansão para o queimador, para o trip tank, para o separador atmosférico e para uma das linhas de ventilação do Diverter.



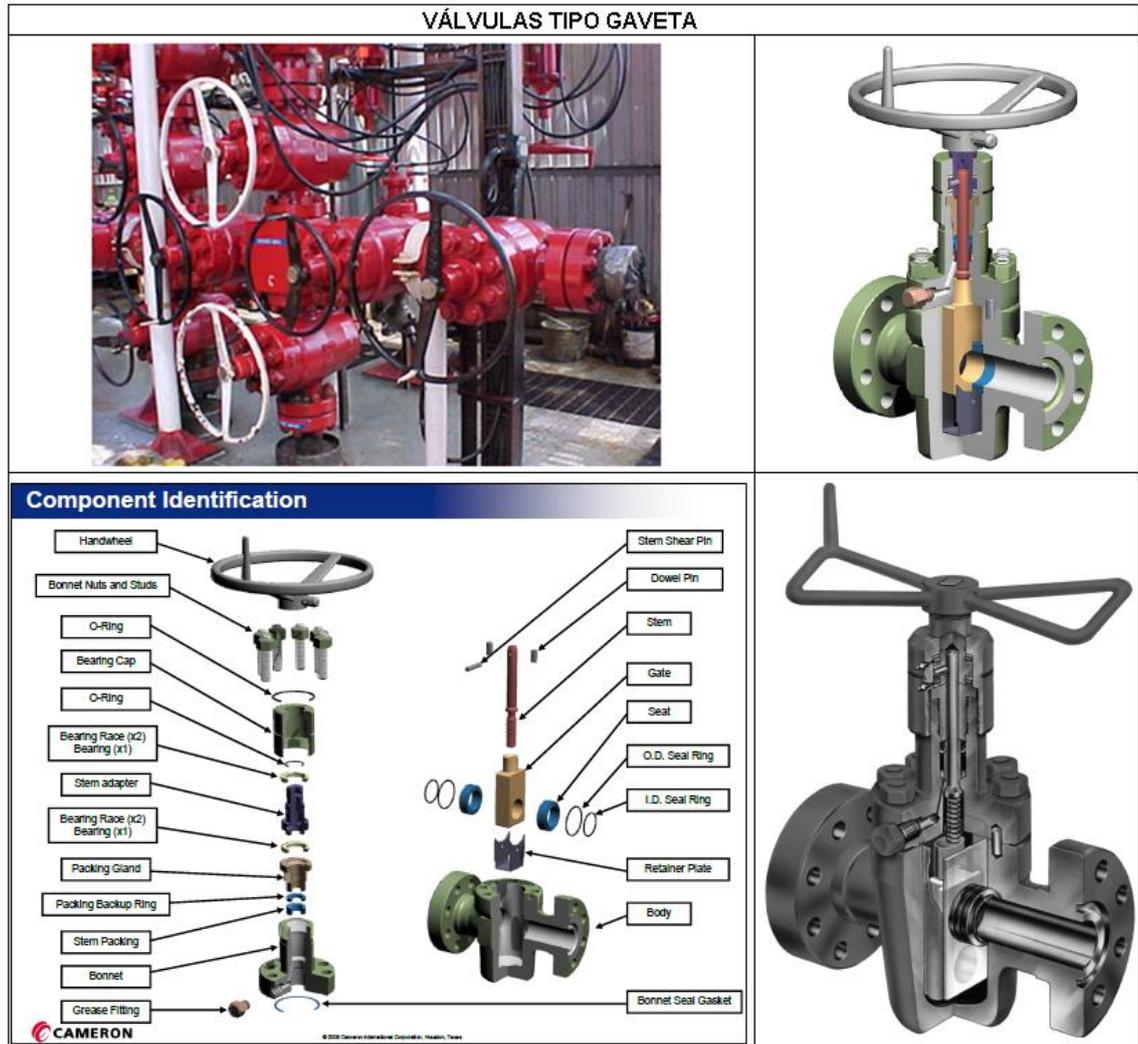


1.28.3. DESCRIÇÃO DOS PRINCIPAIS COMPONENTES

1.28.3.1. Válvulas Tipo Gaveta

São os componentes mais numerosos que permitem fazer todas as opções de arranjos possíveis. Tais válvulas devem ter classe de pressão compatível com os preventores tipo gaveta do BOP e permitir vedação nos dois sentidos de fluxo. Tradicionalmente o diâmetro destas válvulas não deve ser inferior a 3", para evitar restrições que resultem em perdas de carga indesejáveis na superfície.





1.28.3.2. Choke de Acionamento Remoto

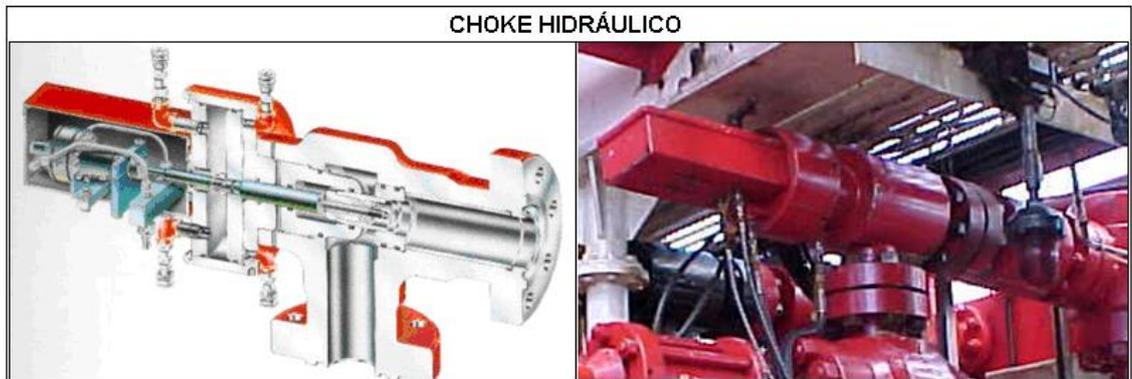
Conhecida como Choke Hidráulico é uma válvula que permite a variação de sua abertura por acionamento remoto controlado através de uma unidade conhecida como painel de controle de kick, localizada na cabine do sondador. Seu diâmetro de passagem quando totalmente aberta não deve ser inferior a 1.1/2” para não gerar uma perda de carga excessiva na vazão reduzida de circulação do kick. É importante que toda saída de choke seja protegida por um nipple de erosão, evitando assim o desgaste prematuro de válvulas que estão instaladas imediatamente após a saída dos chokes.

Nota: Nipple de erosão é um tubo de paredes reforçadas, instalado imediatamente após a saída dos chokes, com o objetivo de evitar o desgaste prematuro, por erosão, das peças imediatamente após os mesmos, devido as



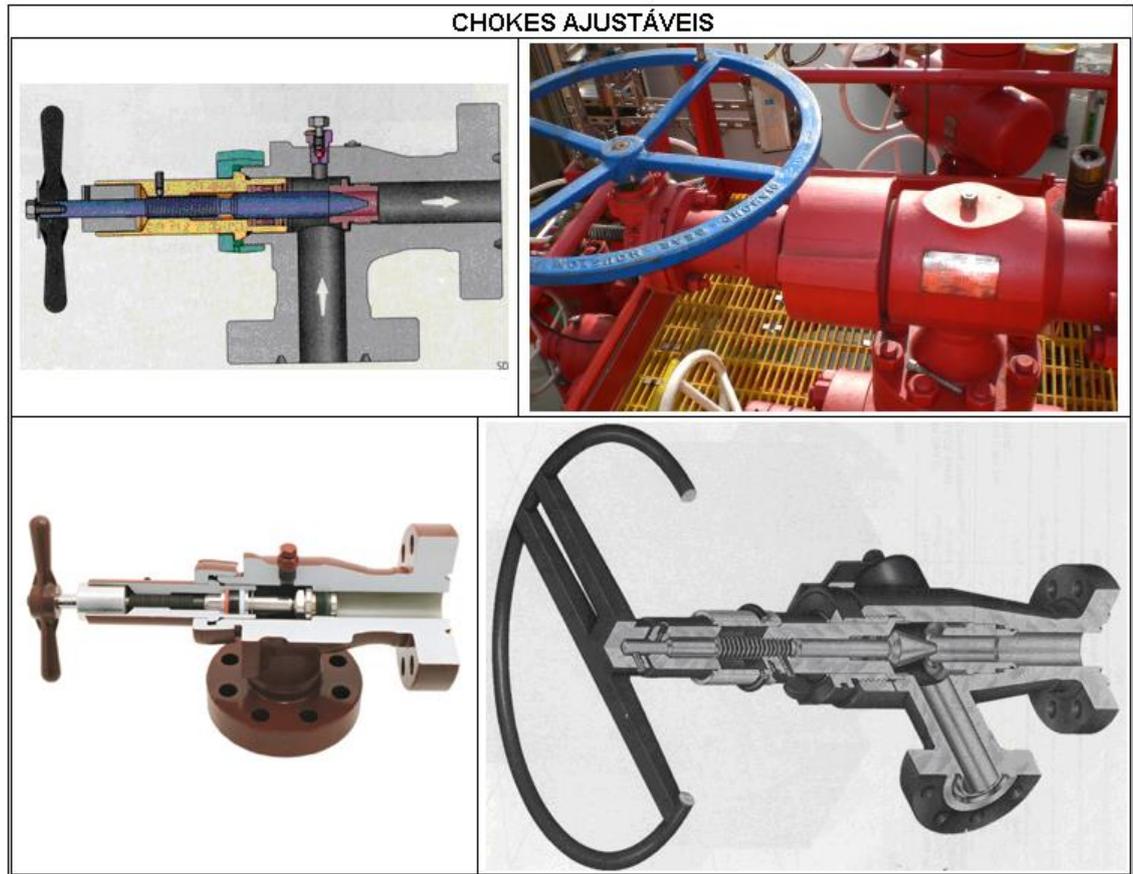


grandes velocidades dos fluidos que podem, inclusive, conter resíduos abrasivos.



1.28.3.3. Choke de Acionamento Manual

São válvulas com características semelhantes às dos chokes de acionamento remoto com a diferença de serem operadas manualmente. Têm como àquelas, a função de criar perdas de carga em controles de poço.



1.28.3.4. Instrumentos para leitura de Pressão

São os elementos que possibilitam as leituras de pressões, portanto têm importância fundamental para o conjunto choke manifolde. Servem para monitorar diretamente as pressões na superfície em todas as operações do poço: perfuração, completação, intervenções, testes, controle de poço, etc. Estes instrumentos devem ser localizados em ambos os lados do manifolde, ou seja, nas linhas de kill e choke e também nas câmaras de expansão.

1.28.3.5. Sensores / Transdutores

Os sensores de pressão mais utilizados atualmente são do tipo pistão hidráulico conjugado com transdutores elétricos que transmitem as leituras das pressões para o painel de controle de kick, na cabine do sondador. Podem ser encontrados sensores do tipo diafragma, mas que estão em desuso devido à deficiência de precisão em comparação com os do tipo pistão.



1.28.3.6. Manômetros

São instrumentos que medem pressão manométrica, que é o diferencial de pressão entre a pressão absoluta e a pressão atmosférica. Os manômetros locais devem ser adequados para suportar serviço pesado e vibrações. Devem ficar localizados em ambos os lados das linhas de kill e choke e nas câmaras de expansão. As escalas dos manômetros locais não deverão exceder 100 psi por divisão. O ideal é o uso de sistemas de manômetros analógicos com precisão de escala de 10 psi.





1.29. UNIDADE DAS BOMBAS HIDRÁULICAS (*HYDRAULIC PUMPING UNIT*)

Esta Unidade recebe o fluido da Unidade de Armazenamento e Mixagem e o pressuriza para os bancos de acumuladores de superfície e painéis de controle envolvidos no sistema.

Existem modelos compostos de bombas de acionamento elétrico, por exemplo: de 3 pistões (tríplices) ou 5 pistões (quintuplex) e podem conter, além das elétricas, bombas de acionamento pneumático.

As bombas de acionamento elétrico sempre estarão presentes, pois são de alta pressão e alta vazão. As bombas pneumáticas, quando presentes, fornecem uma alternativa para a falta de energia elétrica. As mesmas exercem uma função de auxílio das bombas principais, que são as elétricas.

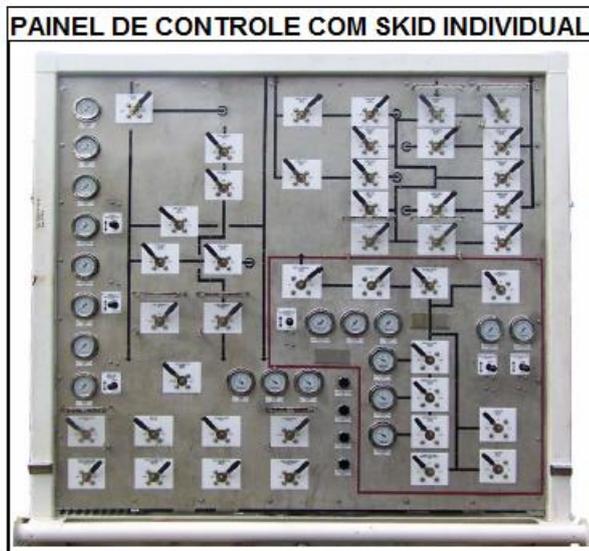
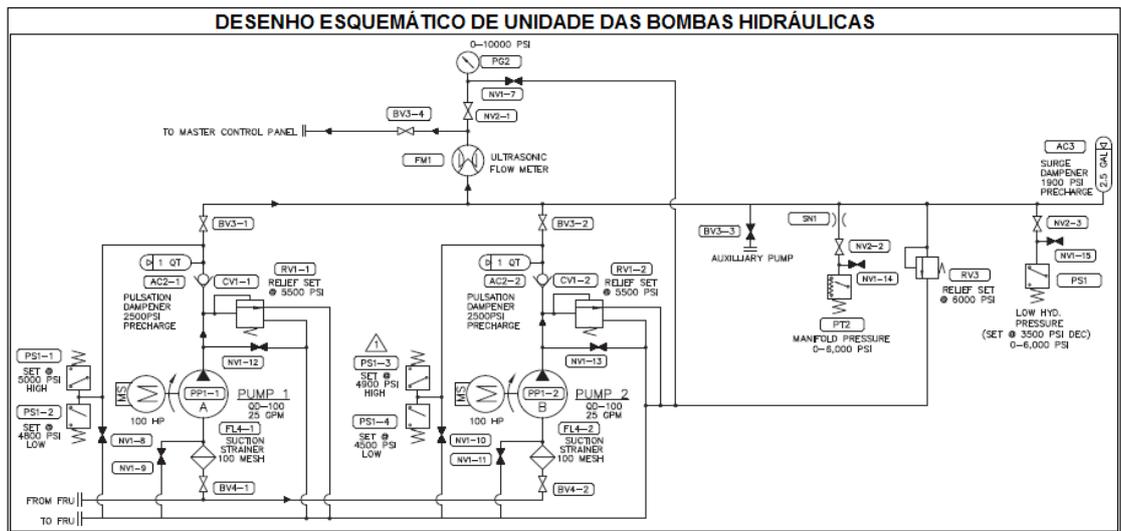
Outros componentes da HPU são:

- Válvulas de controle de fluxo;
- Válvulas de alívio;
- Válvulas de retenção;
- Acumuladores amortecedores de impulsos (*surge dampener*);
- *Flowmeter*;
- Filtros de sucção e recalque;
- Manômetros;
- Painéis elétricos;
- Painéis de válvulas solenoides, *pressure switches* e *pressure transducers*.





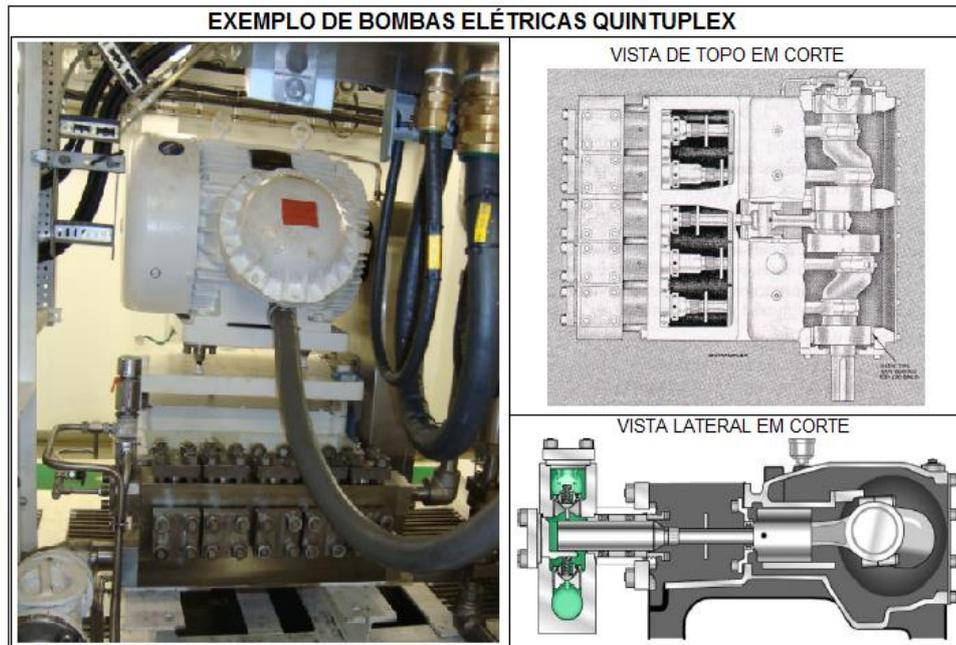
Nos sistemas de controle “exclusivamente hidráulicos”, principalmente mais antigos, pode ocorrer que a Unidade de Armazenamento e Mixagem, a Unidade das Bombas Hidráulicas, o Painel de Acionamento das Funções do BOP e os bancos de acumuladores estejam montados em um único conjunto sobre um skid. Nos equipamentos mais modernos, devido às exigências maiores, que demandam também equipamentos maiores, normalmente cada unidade tem seu próprio skid individual.





1.29.1. Bombas Elétricas

São as principais bombas do sistema de controle. Quando a pressão do sistema cai, os *pressure switches* (interruptores de pressão), já previamente ajustados às faixas de pressão, comandam o acionamento das bombas em uma sequência requerida. Os *pressure switches* também comandam o desligamento das bombas seguindo a mesma lógica pré-estabelecida.



1.29.2. Bombas Pneumáticas

Algumas HPU's possuem bombas pneumáticas, auxiliares das bombas elétricas, que funcionam no auxílio daquelas quando há uma queda expressiva da pressão do sistema e, também, como back up's para o caso de falta total de energia elétrica.





A norma API exige, no mínimo, duas bombas para a HPU do BOP. A bomba secundária (back up) deve ser alimentada por fonte de energia diferente da bomba principal.

Nos últimos anos, os grandes fabricantes (Hydril, Cameron, Shaffer) optaram por, ao invés de ter apenas duas bombas (principal e back up), instalar três bombas triplex ou quintuplex.

A bomba pneumática possui uma capacidade de vazão baixa, nada comparada a uma bomba triplex ou quintuplex acionada por motor elétrico. Sendo assim sua capacidade de suprir pressão é consideravelmente lenta.

Logo, com a evolução, todos os fabricantes passaram a substituir a bomba pneumática por algo mais eficiente: bomba de deslocamento positivo acionada por motor elétrico e transmissão de correia.

Além disto, a bomba back up, por ser alimentada por gerador de emergência, independente, continuará operacional, mesmo que o gerador principal saia de operação.

1.30. Equipamentos de Detecção de Kick

Os equipamentos de detecção de kick da sonda e unidade mud-logging têm a função de detectar os indícios primários de kick, aumento de volume nos tanques ativos e de aumento de vazão de retorno. Para detectar aumento de volume nos tanques ativos, são utilizados sensores do tipo boia ou sônico. Para a detecção de aumento na vazão de retorno, são utilizados sensores tipo palheta na saída de lama. (flow line). Já existe em funcionamento nas sondas mais modernas, um sistema de medição da variação da vazão de retorno instalado em uma das pernas de um tubo em “U”, feito na própria flow line para não sofrer influência do movimento da embarcação e seu princípio de funcionamento é baseado na interação de um campo magnético com a resistividade do fluido.

Devido ao movimento das embarcações flutuantes causado pelo mar, recomenda-se que em cada tanque ativo se instale pelo menos dois sensores de nível e que o processador central trabalhe com a média das informações de variação do nível do fluido nos tanques. Um outro fator muito importante para a precisão do sistema de detecção de ganho ou perda de volume de superfície é a capacidade dos tanques ativos, que não deve ser superior a 60bbl/ft,





equivalente a 2bbl/cm. Para poço HPHT essa capacidade deve ser de no máximo 30bbl/ft.

O sensor tipo palheta instalado na flow line funciona em função do ângulo “a” que se faz com a vertical e do percentual de área molhada da seção retangular da calha. O instrumentista faz a calibração de forma que a posição vertical da palheta, a 0°, corresponda a 0% de seção molhada, que significa que não existe retorno do poço. Para a calha cheia correspondente a 100% de seção molhada e um determinado ângulo, que significa vazão de retorno máxima.

Conforme o manual de controle de poço em profundidade d’água profunda e ultra-profunda e procedimento de teste desses sistemas de detecção previsto no sistema de padronização da PETROBRAS (SINPEP), os sistemas de detecção de kick da sonda e mud-logging devem ser capazes de detectar ganho de volume de 10bbl’s nos tanques ativos e acréscimo de vazão de 10% na vazão de retorno do poço. Testes realizados nas sondas flutuantes operando para PETROBRAS, pelo menos um por poço, tem mostrado que os sistemas de detecção de kick estão atendendo aos requisitos estabelecidos no caso particular de teste dos equipamentos de medição de ganho de volume. Os resultados mostram que a grande maioria tem detectado avolume de 5bbl’s.

Os testes desses sistemas de detecção têm como objetivo checar o funcionamento dos equipamentos e não de fazer um simulado de kick. O medidor de variação da vazão de retorno é testado aumentando-se a vazão da bomba de lama em 10% e aguardando-se a resposta enquanto o medidor de ganho de volume é testado aumentando-se a vazão da bomba de lama em 10% e aguardando-se a resposta enquanto o medidor de ganho de volume é testado, transferindo-se inicialmente um volume de 5bbl de fluido do trip tank ou da unidade de cimentação para o sistema ativo e aguardando-se a resposta do sistema. O procedimento para esses testes está no padrão PE-2d-00067 no SINPEP da E&P-SERV, órgão gestor GSP.

