

SUMÁRIO

1	SISTEMA DE EQUIPAMENTOS DE CONTROLE DE POÇO	2
1.1	BARREIRAS DE SEGURANÇA	2
1.2	FUNÇÕES DO SISTEMA DE EQUIPAMENTOS DE CONTROLE DE POÇO ..	2
1.3	EQUIPAMENTOS PRINCIPAIS, AUXILIARES E <i>BACKUPS</i>	3
1.3.1	EQUIPAMENTOS PRINCIPAIS.....	3
1.3.2	EQUIPAMENTOS AUXILIARES.....	3
1.3.3	<i>BACKUPS</i> OU SISTEMAS DE EMERGÊNCIAS:	4
1.4	INSTITUTO AMERICANO DE PETRÓLEO (<i>API - AMERICAN PETROLEUM INSTITUTE</i>)	4
2	SISTEMA RISER DE PERFURAÇÃO	5
2.1	DIVERTER	6
2.1.1	FUNÇÃO DO DIVERTER.....	6
2.1.2	DIVERTER EM SONDAS FLUTUANTES	6
2.1.3	PARTES PRINCIPAIS DO DIVERTER.....	8
2.1.4	ELEMENTO ANULAR.....	8
2.1.5	VÁLVULAS DO SISTEMA DIVERTER.....	9
2.1.6	LINHAS DE VENTILAÇÃO DO DIVERTER.....	10
2.1.7	SISTEMA DE CONTROLE DO DIVERTER	11
2.1.8	TEMPO DE RESPOSTA DO DIVERTER	11
2.1.9	DIVERTER EM POÇOS DE SUPERFÍCIE.....	12
2.2	FLEX JOINT	12
2.3	JUNTA TELESCÓPICA (<i>TELESCOPIC JOINT / SLIP JOINT</i>)	14
2.4	FILL UP VALVE DO RISER (FUV)	15
3	UNIDADE HIDRÁULICA DE CONTROLE E ACIONAMENTO DO BOP (<i>HYDRAULIC POWER UNIT - HPU</i>).....	17
3.1	SISTEMA DE ACUMULADORES	17
3.2	INTRODUÇÃO	17
3.3	BIODEGRADÁVEL	18
3.4	UNIDADE DE ARMAZENAMENTO E MIXAGEM DO FLUIDO HIDRÁULICO (<i>FLUID RESERVOIR UNIT - FRU</i>).....	18
3.5	UNIDADE DAS BOMBAS HIDRÁULICAS (<i>HYDRAULIC PUMPING UNIT</i>)	19
3.6	BOMBAS ELÉTRICAS.....	20
3.7	BOMBAS PNEUMÁTICAS	21
3.8	BANCOS DE VASOS ACUMULADORES	22

3.9	PRESSÃO DE PRÉ-CARGA	22
3.9.1	USO DO HÉLIO PARA PRÉ-CARGA	23
3.9.2	TEMPERATURA	24
3.10	DIMENSIONAMENTO DOS ACUMULADORES	24
3.11	PRESSÃO DE OPERAÇÃO DOS ACUMULADORES	25
3.12	GARRAFAS ACUMULADORAS DE FUNDO	25
4	SISTEMAS DE ACIONAMENTO DO BOP SUBMARINO	26
4.1	POD (POINT OF DISTRIBUTION)	27
4.1.1	SELEÇÃO DE POD	28
4.1.2	VÁLVULAS DE CONTROLE DE SINAL PILOTO E REGULADORAS ...	28
4.2	SISTEMA CONVENCIONAL (NÃO MUX)	29
4.2.1	UMBILICAIS	29
4.2.2	LEITURA DE RETORNO DA PRESSÃO REGULADA (READBAC)	30
4.2.3	VÁLVULAS SPM	30
4.2.4	SHUTTLE VALVES (VÁLVULAS DIRECIONADORAS)	30
4.3	SISTEMA ELETRO-HIDRÁULICO (MULTIPLEX - MUX)	31
4.3.1	PRINCÍPIO DE FUNCIONAMENTO	31
4.3.2	RISER COM CONDUÍTES HIDRÁULICOS INCORPORADOS	33
4.3.3	CABOS MUX	34
4.4	PAINÉIS ELÉTRICOS REMOTOS	34
4.5	PAINÉIS OPERADOS À AR COMPRIMIDO	34
4.5.1	MANIFOLD PRESSURE (MANIFOLD READBACK)	36
4.5.2	ANNULAR PRESSURE (ANNULAR READBACK)	36
4.5.3	FLOWMETER	36
4.5.4	PUSH TO OPERATE (PUSH AND HOLD)	36
4.5.5	BY PASS DE ALTA PRESSÃO	36
4.5.6	RIG AIR	36
4.5.7	VÁLVULA DE 4-VIAS E 3 POSIÇÕES	37
4.5.8	FUNÇÃO BLOCK	37
4.6	CIRCUITO HIDRÁULICO	38
4.7	CIRCUITO ELÉTRICO	39
5	O BOP	39
5.1	CÓDIGOS DOS COMPONENTES DO STACK	40
5.2	CLASSE DE PRESSÃO DE UM BOP	45

5.3	TIPOS DE BOP	46
5.3.1	BOP DE SUPERFÍCIE	46
5.3.2	VÁLVULAS LATERAIS DA CABEÇA DE POÇO TERRESTRE	47
5.3.3	ANÉIS DE VEDAÇÃO USADOS EM BOP DE SUPERFÍCIE	47
5.3.4	ANÉIS TIPO R, RX E BX	47
5.3.5	BOP SUBMARINO	49
5.3.6	ANÉIS DE VEDAÇÃO USADOS EM BOP SUBMARINO	49
5.3.7	ANEL TIPO VX	50
5.3.8	CONECTORES HIDRÁULICOS E CONEXÕES	50
5.3.9	CONECTOR HIDRÁULICO VETCO H-4 STANDARD	52
5.3.10	PRESSÕES DE TRAVAMENTO E DESTRAVAMENTO REQUERIDAS PARA O CONECTOR H - 4	52
5.3.11	SISTEMA HIDRÁULICO DO CONECTOR VETCO H-4 STANDARD	53
5.3.12	PRINCÍPIO DE OPERAÇÃO DO CONECTOR VETCO H- 4 STANDARD 54	
5.3.13	PREVENTOR ANULAR	55
5.3.14	FUNCIONAMENTO	55
5.3.15	MATERIAL DO ELEMENTO DE VEDAÇÃO (ELASTÔMEROS OU UNIDADE DE VEDAÇÃO)	58
5.3.16	FECHANDO O PREVENTOR ANULAR NA COLUNA DE PERFURAÇÃO DURANTE UMA MANOBRA	59
5.3.17	VÁLVULA DE SEGURANÇA DE COLUNA (TIW)	60
5.3.18	INSIDE BOP	61
5.3.19	OPERAÇÕES DE STRIPPING	62
5.3.20	IBOP (INTERNAL BOP) DO TOP DRIVE	63
5.3.21	FLOAT VALVE	63
5.3.22	PREVENTORES DE GAVETA	64
5.3.23	FUNÇÕES PRINCIPAIS	64
5.3.24	FUNCIONAMENTO	65
5.3.25	GAVETA VARIÁVEL (GAVETA DE TUBOS DE DIÂMETRO VARIÁVEL (VARIABLE BORE RAMS OU VBR)	66
5.3.26	SELOS DOS PREVENTORES DE GAVETA	67
5.3.27	ORIFÍCIO CHORÃO (WEEP HOLE)	68
5.3.28	GAVETA CEGA (BLIND RAM)	68
5.3.29	GAVETA CEGA-CISALHANTE (BLIND SHEAR RAM OU BSR)	69

5.3.30	GAVETA CISALHANTE DE REVESTIMENTO (CASING SHEAR RAM OU CSR)	69
5.3.31	SISTEMA DE TRAVAMENTO DAS GAVETAS	70
5.3.32	RAZÃO DE FECHAMENTO (RFC) DAS GAVETAS	71
5.3.33	RAZÃO DE ABERTURA (RAB) DAS GAVETAS	71
5.3.34	SEQUÊNCIA DE DESCONEXÃO DE EMERGÊNCIA (EDS - EMERGENCY DISCONNECT SEQUENCES)	73
5.3.35	BACK-UPS DO SISTEMA DE CONTROLE DO BOP	75
5.3.36	HOT-STAB OPERADO COM AUXÍLIO DE ROV	75
5.3.37	ACÚSTICO DE ACIONAMENTO DO BOP	76
5.3.38	AUTOSHEAR	76
5.3.39	DEADMAN	76
5.3.40	VÁLVULAS SUBMARINAS	76
5.3.41	VÁLVULAS CAMERON TIPO F	78
5.3.42	VÁLVULAS CAMERON TIPO FC	79
5.3.43	VÁLVULA CAMERON TIPO FCS	79
5.3.44	GÁS TRAPEADO NO BOP	79
5.3.45	TESTE DOS EQUIPAMENTOS DO SISTEMA BOP	80
5.3.46	FREQUÊNCIA DOS TESTES	80
5.3.47	TESTE DE PRESSÃO	81
5.3.48	TESTE DE BAIXA PRESSÃO	81
5.3.49	TESTE DE ALTA PRESSÃO	81
5.3.50	TESTES E CUIDADOS ESPECÍFICOS DE BOP DE SUPERFÍCIE	81
5.3.51	CUIDADOS COM OS ANÉIS	81
5.3.52	TESTES DOS PREVENTORES	82
5.3.53	TESTE DAS FUNÇÕES	82
5.3.54	TESTE DE PRESSÃO	82
5.3.55	MÁXIMA PRESSÃO DE TRABALHO	82
5.3.56	FREQUÊNCIA DOS TESTES	82
5.3.57	FLUIDO UTILIZADO NOS TESTES	82
5.3.58	REGISTRO DE TESTE	83
5.3.59	USO DA FERRAMENTA DE TESTE	83
5.3.60	UNIDADE DE TESTE	84
5.3.61	MANÔMETROS	84
5.3.62	ALÍVIO DE PRESSÃO	84

5.3.63	TESTES DA AUTOSHEAR E EHBS	85
5.3.64	TESTE DA AUTOSHEAR.....	85
5.3.65	TESTE DO EHBS (ELECTRO HIDRÁULIC BACK-UP SYSTEM)	85
5.3.66	TESTE DO SISTEMA ROV X HOT-STAB	86
5.3.67	TESTES NA SUPERFÍCIE.....	86
5.3.68	TESTES NO FUNDO DO MAR.....	86
5.3.69	FLUIDO DE TESTE.....	87
5.3.70	TESTES DE FUNÇÃO	87
5.3.71	TESTES DA UNIDADE HIDRÁULICA DO BOP (HPU-BOP SUBMARINO) 88	
5.3.72	TESTES DE FUNCIONAMENTO	88
5.3.73	TESTES DE CAPACIDADE DAS BOMBAS HIDRÁULICAS E DOS ACUMULADORES	88
5.3.74	TESTE DO PAINEL DE ACIONAMENTO REMOTO DE CONTROLE DO BOP 88	
5.3.75	SENTIDO DA PRESSÃO DE TESTE OU SENTIDO ÚTIL DE BLOQUEIO 89	
5.3.76	TESTE DO DESGASEIFICADOR A VÁCUO	89
5.3.77	PROCEDIMENTO DO TESTE DE FUNCIONAMENTO	89
5.3.78	PROCEDIMENTO DO TESTE DE EFICIÊNCIA DE VAZÃO.....	89
5.3.79	TESTE DO SISTEMA DE MONITORAMENTO DE PRESSÃO DO SEPARADOR ATMOSFÉRICO DE SONDA MARÍTIMA	89
5.3.80	MONITORAMENTO DO SELO HIDRÁULICO.....	89
5.3.81	TESTE DE FUNCIONAMENTO DOS CHOKES	90
5.3.82	TESTE DO SISTEMA DE DETECÇÃO DE KICK DA SONDA.....	90
5.3.83	TESTE DE AFERIÇÃO DOS SISTEMAS DE MEDIÇÃO DE VOLUME... 91	
5.3.84	TESTE DO DIVERTER.....	91
6	TRIP TANK (TANQUE DE MANOBRA)	91
6.1	OPERAÇÕES QUE VEM SENDO REALIZADAS COM O TRIP TANK	92
6.2	REQUISITOS QUE O TRIP TANK PRECISA ATENDER	93
7	CHOKE MANIFOLD E VÁLVULAS	93
7.1	FUNÇÕES DO CHOKE MANIFOLD EM SISTEMA DE BOP SUBMARINO..	93
7.2	ARRANJO DO CHOKE MANIFOLD BOP SUBMARINO	94
7.3	DESCRIÇÃO DE SEUS COMPONENTES	97
7.3.1	VÁLVULA GAVETA.....	97
7.3.2	CHOKE DE ACIONAMENTO REMOTO (CHOKE HIDRÁULICO).....	98

7.4	PAINEL DE ACIONAMENTO REMOTO DO CHOKE	98
7.5	INDICADOR DE POSIÇÃO DO CHOKE HIDRÁULICO AJUSTÁVEL	99
7.5.1	CONTADOR DE STROKES	99
7.5.2	SENSORES DE PRESSÃO	99
7.5.3	MANÔMETROS.....	99
7.5.4	MANÔMETRO DE REGISTRO DE SIDPP	100
7.5.5	MANÔMETRO DA MÁXIMA PRESSÃO PERMISSÍVEL (SICP).....	100
7.5.6	AMORTECEDOR DE VIBRAÇÃO	100
7.5.7	NIPPLE DE EROSÃO.....	101
7.6	CHOKE DE ACIONAMENTO MANUAL	101
7.7	CHOKE MANIFOLD E VÁLVULAS DE BOP DE SUPERFÍCIE	102
7.7.1	OPERAÇÃO	102
7.7.2	RECOMENDAÇÕES	103
7.8	SEPARADOR ATMOSFÉRICO (MUD GAS SEPARATOR - MGS)	103
7.8.1	DEFINIÇÃO	103
7.8.2	PRINCÍPIO DE FUNCIONAMENTO	104
7.8.3	SUPRESSOR DE CHAMAS	105
7.8.4	REQUISITOS DO SEPARADOR ATMOSFÉRICO	105
7.8.5	ALTURA DO SELO HIDRÁULICO.....	107
7.8.6	CONFIGURAÇÃO COM LINHA DESDE O DIVERTER ATÉ O MGS ...	108
7.8.7	CONFIGURAÇÃO COM RISER GAS HANDLING	109
7.9	DESGASEIFICADOR A VÁCUO	109
7.10	STRIPPING TANK (TANQUE DE STRIPPING)	111
7.11	INDICADORES DE NÍVEL	111
7.12	REGISTRADORES DE FLUXO	111
7.13	TOTALIZADOR DE VOLUME DE LAMA (PIT VOLUME TOTALIZER - PVT)	112
7.14	MEDIDOR DE FLUXO (MUD FLOW-FILL)	112
7.15	EQUIPAMENTOS DE DETECÇÃO DE KICK	112
8	EQUIPAMENTOS DE DETECÇÃO DE GÁS	113
8.1	LIMPEZA DO FLUIDO DE PERFURAÇÃO	116
8.2	FALHAS NOS EQUIPAMENTOS DE MONITORAÇÃO	116
8.2.1	CALIBRAÇÃO	116
8.2.2	AMORTECEDOR DE VIBRAÇÃO	116

9	BÁSICO DA PERFURAÇÃO SOBRE-BALANCEADA (OVERBALANCED DRILLING - OBD)	117
9.1	PERFURAÇÃO SUB-BALANCEADA (UNDERBALANCED DRILLING - UBD)	118
9.2	ESPÉCIES DE PERFURAÇÃO EM UNDERBALANCE	119
9.2.1	VANTAGENS.....	120
9.2.2	DESVANTAGENS	120
9.3	EQUIPAMENTOS PARA UBD.....	121
9.4	CABEÇA ROTATIVA (RCD) – COMPREENDENDO A SUA FUNÇÃO E A SUA APLICAÇÃO.....	121
9.4.1	CABEÇA ROTATIVA (ROTATING CONTROL DEVICE)	122
9.4.2	COMPOSIÇÃO DA RCD	123
9.4.3	INSTALAR O RCD LOGO ACIMA DO BOP	124
9.4.4	INSTALAR O RCD ACIMA DO ANEL TENSIONADOR DE RISER.....	125
9.4.5	INSTALAR O RCD ABAIXO DO ANEL TENSIONADOR DE RISER....	126
9.5	A JUNTA INTEGRADA	126
9.6	SISTEMA DE CHOKE MANIFOLD DEDICADO	127
9.7	CORIOLIS	129
9.8	SISTEMA REMOTO DE CONTROLE	130
9.9	BOMBA BACKPRESSURE (CONTRAPRESSÃO)	130
9.10	NON-RETURN VALVES	131
10	MANAGED PRESSURE DRILLING	132
10.1	INTRODUÇÃO AO MANAGED PRESSURE DRILLING	132
10.2	PRINCÍPIOS BÁSICOS	133
10.3	MPD x EFEITO BALLOONING.....	135
10.4	CLASSIFICAÇÃO	135
10.4.1	VANTAGENS DA UTILIZAÇÃO DE MPD	135
10.4.2	CONSIDERAÇÕES	136
10.5	SELEÇÃO DE CANDIDATOS PARA MPD.....	137
10.6	MARGEM DE RISER.....	138
10.7	PERFURAÇÃO COM DUPLO GRADIENTE (DUAL GRADIENT DRILLING – DGD) 138	
10.8	PERFURAÇÃO COM DUPLO GRADIENTE SEM RISER (RISERLESS DUAL GRADIENT).....	140
10.9	MÉTODO DE PERFURAÇÃO REELWELL.....	141
10.10	VARIAÇÕES DE MPD.....	142

10.10.1	CONSTANT BOTTOM HOLE PRESSURE (CBHP)	142
10.10.2	PRISÃO DE COLUNA	143
10.10.3	PRESSURIZED MUD CAP DRILLING (PMCD)	143
10.10.4	FLOATING MUD CAP DRILLING	146
10.10.5	SELEÇÃO DE FLUIDOS PARA PMCD	146
10.10.6	FLUIDO DE SACRIFÍCIO (SAC)	147
10.10.7	LIGHT ANNULAR MUD (LAM)	147
10.10.8	TIPOS DE INJEÇÃO	147
10.10.9	AVALIAÇÃO DAS PERDAS	148
10.10.10	MUDANDO DE PERFURAÇÃO CONVENCIONAL PARA PMCD ..	149
10.10.11	MANOBRAS E DESCIDA DE REVESTIMENTO DURANTE PMCD 149	
10.10.12	TAMPÕES DE CIMENTO	149
10.10.13	TAMPÕES GUNK PLUG	150
10.10.14	TAMPÕES MECÂNICOS PERFURÁVEIS	150
10.10.15	VÁLVULA ISOLADORA DE REVESTIMENTO	152
11	CIMENTAÇÃO OFFLINE	153
12	REGULAMENTAÇÕES	153
13	REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS	155

1 SISTEMA DE EQUIPAMENTOS DE CONTROLE DE POÇO

Um sistema de equipamentos de controle de poço de superfície ou submarino é constituído por equipamentos ou sistemas principais, equipamentos auxiliares e equipamentos ou sistemas back-ups ou de emergência.

O Diverter é um sistema de equipamentos de baixa pressão de trabalho utilizado para as operações de início de poço “top hole” em sondas de perfuração terrestre e/ou sondas de perfuração marítimas para operação em lâmina d'água rasa quando há previsão de existência de reservatórios de gás rasos. O Diverter em unidades flutuantes é utilizado para operação de circulação de gás de riser.

1.1 BARREIRAS DE SEGURANÇA

As barreiras de segurança são divididas em primária e secundária.

BARREIRA PRIMÁRIA é a primeira separação física apta a conter ou isolar os fluidos do reservatório.

BARREIRA SECUNDÁRIA é apta a conter ou isolar os fluidos do reservatório como redundância da barreira primária. (O BOP é um dos elementos da barreira secundária do poço).

1.2 FUNÇÕES DO SISTEMA DE EQUIPAMENTOS DE CONTROLE DE POÇO

O BOP juntamente com os equipamentos de cabeça de poço, válvulas de proteção da coluna, choke manifold e o revestimento cimentado constituem a barreira secundária do poço e tem como funções principais, permitir de forma segura, as seguintes operações:

- Fechar o poço durante qualquer operação;
- Aplicar os métodos de controle de poço: Sondador, Engenheiro, Volumétrico e Bullhead;
- Realizar operação de stripping;
- Monitorar as pressões do poço pelo interior da coluna e pelo anular;
- Controlar as pressões aplicadas no poço com ajustes no choke hidráulico;
- Monitorar o volume do poço;
- Separar a mistura de gás livre e fluidos de perfuração ou de completação e sólidos retornados do poço;
- Retirar de pequenas bolhas de gás do fluido de perfuração;
- Conectar a unidade de cimentação com o poço pelo interior da coluna ou pelo anular;
- Cortar (Cisalhar) colunas de drill pipes e revestimentos;
- Detectar kicks;

- Medir os volumes de deslocamentos de colunas no poço;
- Realizar um flowcheck através do tanque de manobra (trip tank);
- Medir volumes drenados do poço com o auxílio do stripping tank;
- Acionar as funções do BOP com sistemas back-ups de emergência.

Um sistema de BOP submarino permite também a realização das seguintes operações:

- Desconexão de emergência (*EDS*) do LMRP deixando o poço fechado através do BOP Stack;
- Reconexão do LMRP ao BOP Stack e reentrada no poço;
- Circular gás de riser com o Diverter;
- Monitorar o volume do riser através do trip tank;
- Acionar algumas funções do BOP Stack quando se perde o sistema principal de controle do BOP (POD amarelo e POD azul), utilizando sistemas acústico ou hot-stab com auxílio de ROV;
- Monitorar pressão e temperatura no BOP.

1.3 EQUIPAMENTOS PRINCIPAIS, AUXILIARES E BACKUPS

Os equipamentos principais são por definição aqueles vitais para o controle do poço, pois sem um deles no sistema não será possível a realização da operação de controle, sendo necessário recorrer a um sistema de emergência, tais como: volantes de acionamento e travamento das gavetas em BOP de superfície, sistema acústico e/ou Hot-stab com auxílio de ROV em BOP submarino.

Backups ou sistemas de emergências são equipamentos que proporcionam redundância parcial para um equipamento ou um sistema de controle principal, podendo essa redundância ser de algumas funções ou de apenas uma função como é o caso típico da Auto-shear ou do Deadman. Seguem abaixo alguns exemplos de equipamentos, principais, auxiliares e *backups*:

1.3.1 EQUIPAMENTOS PRINCIPAIS

- BOP de gavetas, BOP anular;
- Conector hidráulico da cabeça do poço;
- Sistema de controle do BOP;
- Choke manifold.

1.3.2 EQUIPAMENTOS AUXILIARES

- Stripping tank;

- Inside BOP;
- Trip tank;
- Válvula de segurança de coluna de perfuração (FOSV);
- Válvulas de prevenção interna do Top Drive (IBOP).

1.3.3 **BACKUPS OU SISTEMAS DE EMERGÊNCIAS:**

- Sistema acústico do BOP;
- Auto-shear;
- Sistema de Hot-stab operado com auxílio de ROV e EHBS (Electro Hydraulic Back-Up System) = Dead man.

Durante a circulação de um influxo e a bolha de gás chega no BOP o normal é que o gás seja conduzido pela *choke line* até chegar no choke manifold e daí ser direcionado para o separador atmosférico onde o gás livre será descartado para a atmosfera pela linha de ventilação principal ou para o queimador em sondas de perfuração terrestres.

Se uma parte ou todo o volume de gás em vez de seguir pela *choke line*, ultrapassar o *BOP* e entrar no riser, estaremos diante de uma situação de gás de riser, onde não será mais possível a utilização do sistema *BOP* para controlar esse gás e descartá-lo para a atmosfera. Para a circulação do gás de riser deve ser utilizado o sistema *diverter* o qual será responsável para divergir o fluxo de gás para fora da plataforma.

1.4 **INSTITUTO AMERICANO DE PETRÓLEO (API - AMERICAN PETROLEUM INSTITUTE)**

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.

2 SISTEMA RISER DE PERFURAÇÃO

- Diverter;
- Flex joint superior e inferior;
- Slip joint;
- Fill up valve;
- Linhas de Booster, Choke e Kill;
- Rigid Conduit;

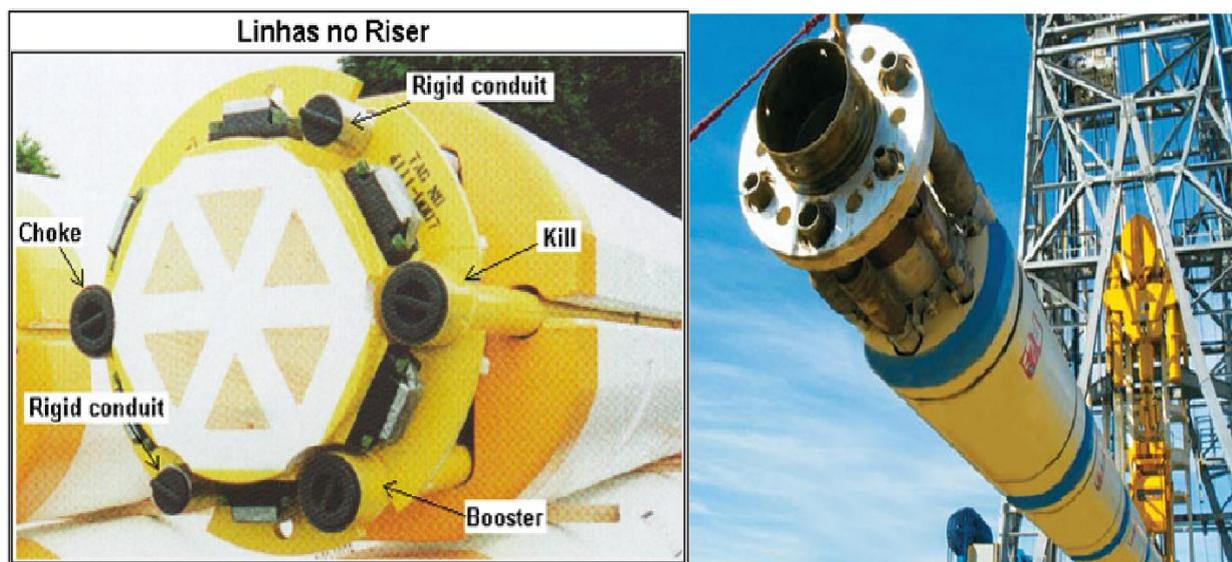


Figura 1: Sistema Riser de Perfuração



Figura 2: Riser de Perfuração

2.1 DIVERTER

Enquanto um sistema BOP tem como filosofia operacional permitir que as operações de controle do poço sejam realizadas com o poço fechado e pressurizado, um sistema *Diverter* tem como filosofia operacional permitir que as operações sejam feitas com o poço aberto ou o RISER, ventilados para a atmosfera. Especialmente no caso de BOP Submarino o diverter é utilizado apenas para circulação de gás de riser.

2.1.1 FUNÇÃO DO DIVERTER

A função de um diverter é prover a sonda de um sistema de controle de baixa pressão e alta vazão para com objetivo de impedir que fluidos efluentes do poço ou do riser cheguem ao piso de perfuração, direcionando esses fluidos para um local seguro e a favor dos ventos para fora da embarcação ou da locação em sondas de perfuração terrestres, garantindo a integridade física das pessoas e dos equipamentos. Conforme o API RP 64 um local seguro deve estar fora da embarcação ou da locação e a jusante dos ventos com relação ao poço.

2.1.2 DIVERTER EM SONDAS FLUTUANTES

Em sondas flutuantes o diverter possui duas linhas de ventilação para jogar o gás a favor do vento para uma distância segura da plataforma. Em uma sonda de perfuração com BOP

submarino o diverter direciona o fluxo para uma distância segura da plataforma de acordo com a direção do vento, utilizando a booster line para fazer a circulação do fluido do riser.

Quando o diverter for acionado nessa situação, deve ser fechado o preventor anular, pois a expansão do gás no riser reduzirá a pressão no fundo do poço podendo resultar em mais fluxo de gás vindo da formação para o interior do poço. Já que o diverter é apenas um direcionador de fluxo, ele não suporta altas pressão, não é projetado para fechar o poço ou conter o fluxo do mesmo, o seu anular normalmente suporta algo em torno de 500psi apenas que normalmente é quanto o packer da slip joint suporta.

O gás de riser pode ser proveniente das seguintes situações:

- Vazamento no BOP durante a circulação de um kick;
- Abertura do BOP após a circulação de um kick sem que antes seja aplicado o procedimento de retirada do gás trapeado no BOP;
- Em águas profundas quando operando com fluido sintético cujo ponto de bolha esteja acima do BOP;
- Na perda do controle do poço “blowout”. Neste caso o diverter deve permanecer fechado mesmo após a desconexão do LMRP com objetivo de evitar que os gases que tenham entrado no interior do riser cheguem ao deck de perfuração, mas não deve ser alinhado para o separador atmosférico devido ao risco de explosão;
- Gás residual embaixo do “tubing hanger” em uma operação de reentrada de poço e desassentamento do TH caso não tenha sido aplicado o procedimento de retirada do gás;
- Reentrada de poço após o corte do tampão de superfície.

Em virtude dessa baixa confiabilidade deixou de ser utilizado em unidades flutuantes para controle de poço em situação de gás raso, sendo substituído pela perfuração de poços de pesquisa (poços pilotos) auxiliado por estudo de sísmica rasa. Se na interpretação da sísmica rasa não for constatada a presença de estruturas capazes de formar reservatórios rasos, pode-se iniciar o poço sem a necessidade de perfurar poço piloto.

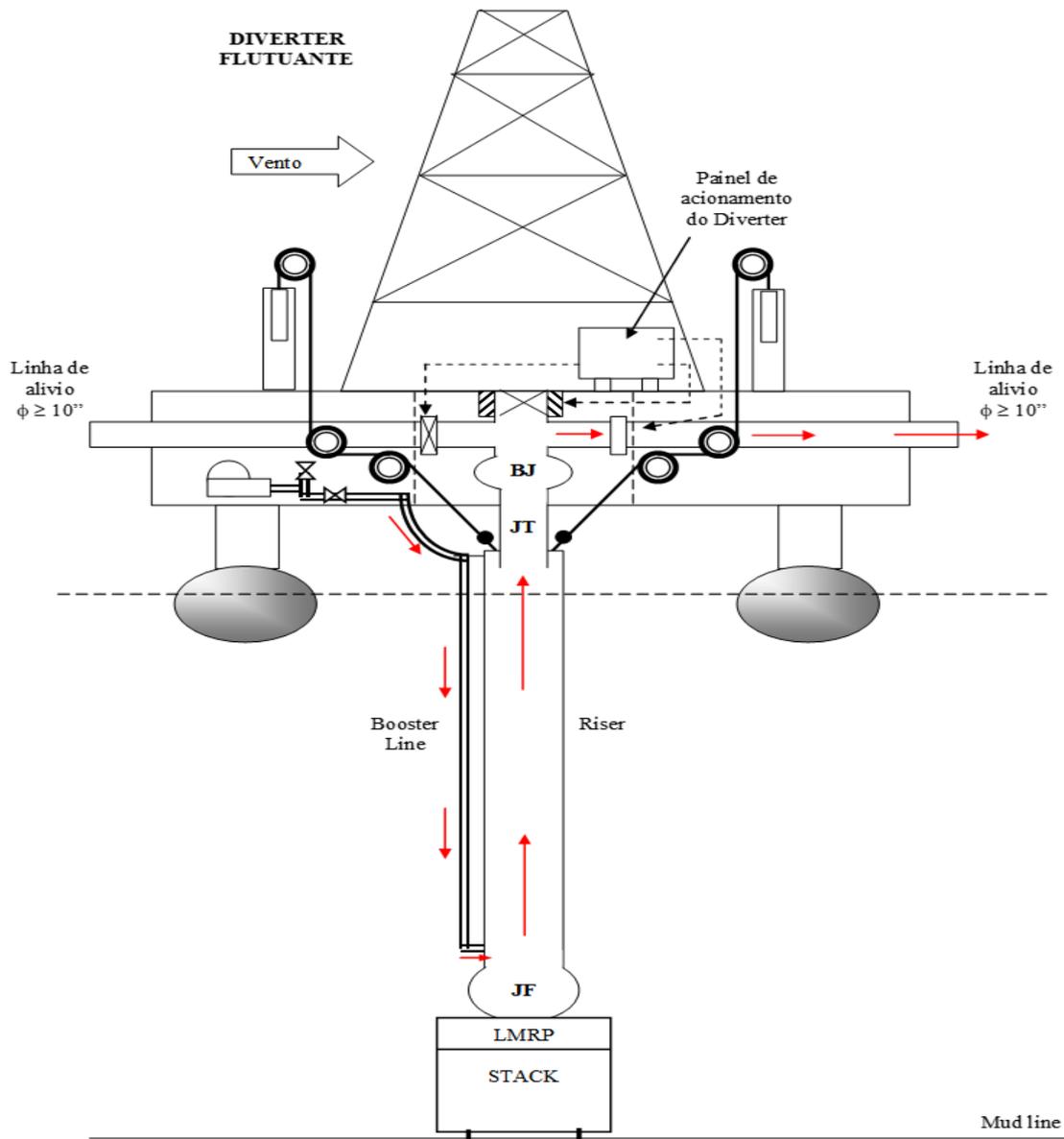


Figura 3: Circulando o gás de riser usando o diverter

2.1.3 PARTES PRINCIPAIS DO DIVERTER

Os componentes principais de um sistema diverter são:

- Elemento Anular;
- Linhas de ventilação;
- Válvulas das linhas de ventilação, flowline e trip tank;
- Sistema de controle.

2.1.4 ELEMENTO ANULAR

O elemento anular é o componente do diverter que tem como função principal, impedir que o gás proveniente do poço ou do riser, atinja o deck de perfuração. O diverter com o elemento

de vedação tipo anular é projetado para fechar e vedar sobre qualquer diâmetro e forma de tubos que estejam no seu interior, inclusive o kelly.

O elemento de vedação tipo anular deve ter um diâmetro interno suficiente que permita a passagem de equipamentos requeridos para todas as operações no poço, por exemplo: drill pipes, revestimentos de 9 5/8" OD e 13 3/8" OD, Riser de Completação, etc. O diverter com elemento de vedação tipo introduzido utiliza unidades vedadoras ou selantes (insert packer) que são projetadas para fechar e vedar contra vários diâmetros de tubos (drill collars, drill pipes, revestimentos 9 5/8" e 13 3/8", riser de completação, etc.).

A função hidráulica (lockdown dogs) tem como função prender o insert packer. O diâmetro do insert packer instalado deve ser compatível com OS diâmetros dos tubos a serem utilizados nas diversas operações.

2.1.5 VÁLVULAS DO SISTEMA DIVERTER

As válvulas utilizadas nas linhas de ventilação ou nas linhas de fluxo do diverter para as peneiras devem ser de abertura plena, tendo pelo menos abertura igual ao diâmetro interno das linhas nas quais serão instaladas e serem capazes de abrir antecipadamente ao fechamento do elemento anular quando submetidas à pressão de trabalho do sistema.

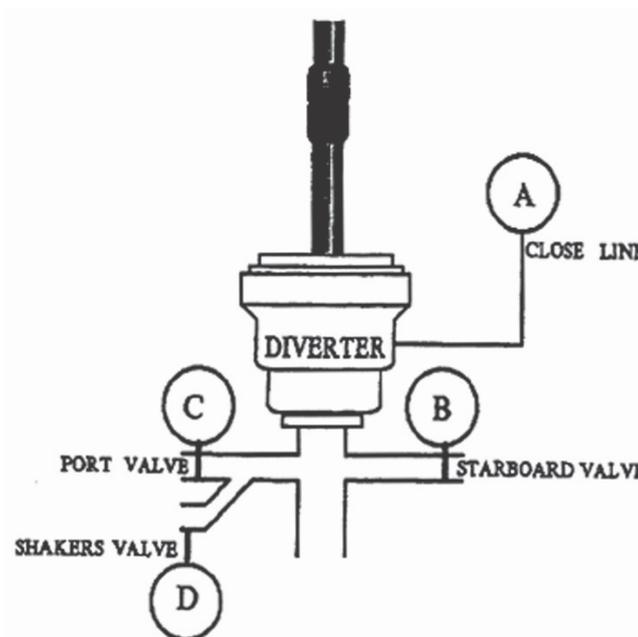


Figura 4: Ilustração das válvulas do sistema diverter

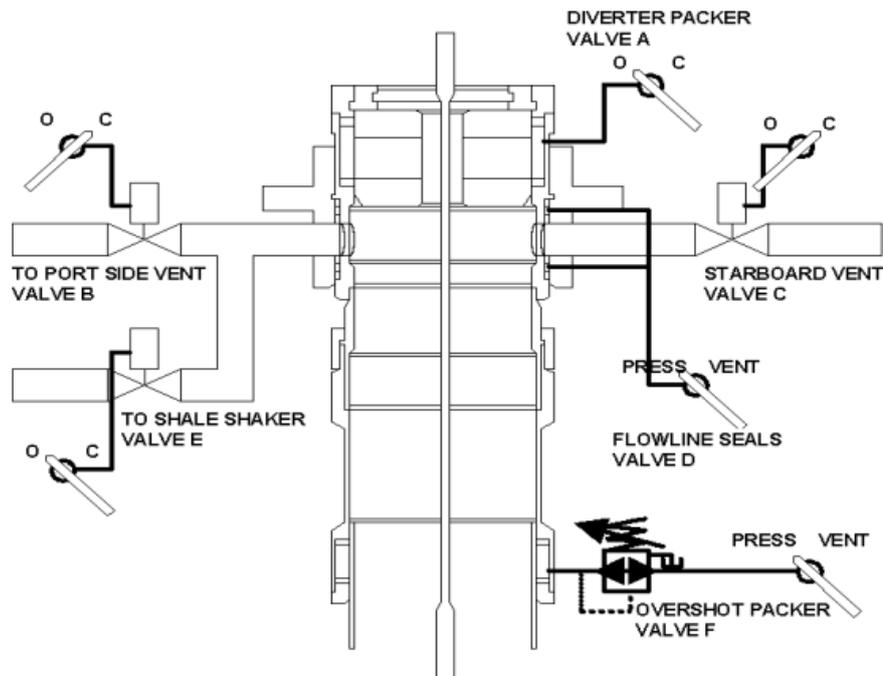


Figura 5: Válvulas do sistema diverter

Para operar corretamente o sistema de diverter da figura acima, a correta sequência deve ser seguida para evitar a interrupção do fluxo proveniente do poço:

- 1 – Abrir as linhas de ventilação B ou C, de acordo com a direção do vento.
- 2 – Fechar a linha das peneiras, E.
- 3 – Fechar o elemento de vedação do diverter, A.

Em alguns sistemas de diverter mais modernos o preventor anular do diverter (válvula A) é integrado às válvulas das linhas B e C, junto a um seletor de fluxo que possui duas posições para divergir o fluxo para um dos lados da sonda, dependendo da direção do vento. Quando o diverter é operado, automaticamente ao se abrir a linha de ventilação B, por exemplo, a C permanecerá fechada.

2.1.6 LINHAS DE VENTILAÇÃO DO DIVERTER

As linhas de ventilação devem ser preferencialmente ausentes de curvas e possuem diâmetro que permita liberdade de fluxo interno possibilitando a redução das perdas de carga e das velocidades de fluxo ao longo das mesmas e como consequência minimizando os efeitos da erosão e das contrapressões sobre o sistema “diverter — riser”. As mudanças de direção devem ter raio em curvatura de pelo menos 20 (vinte) vezes o diâmetro interno ID da linha conforme o API RP 64.

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.

2.1.7 SISTEMA DE CONTROLE DO DIVERTER

O sistema de controle do diverter é usualmente hidráulico ou pneumático, ou uma combinação de ambos os tipos, que podem ser controlados eletricamente e capazes de operar o sistema diverter por duas ou mais unidades de controle. O sistema de controle do diverter pode ser autossuficiente ou pode ser uma parte do sistema de controle do BOP. A sequência de acionamento deve ser projetada para não permitir o fechamento do sistema, deixando-o sempre ventilado.

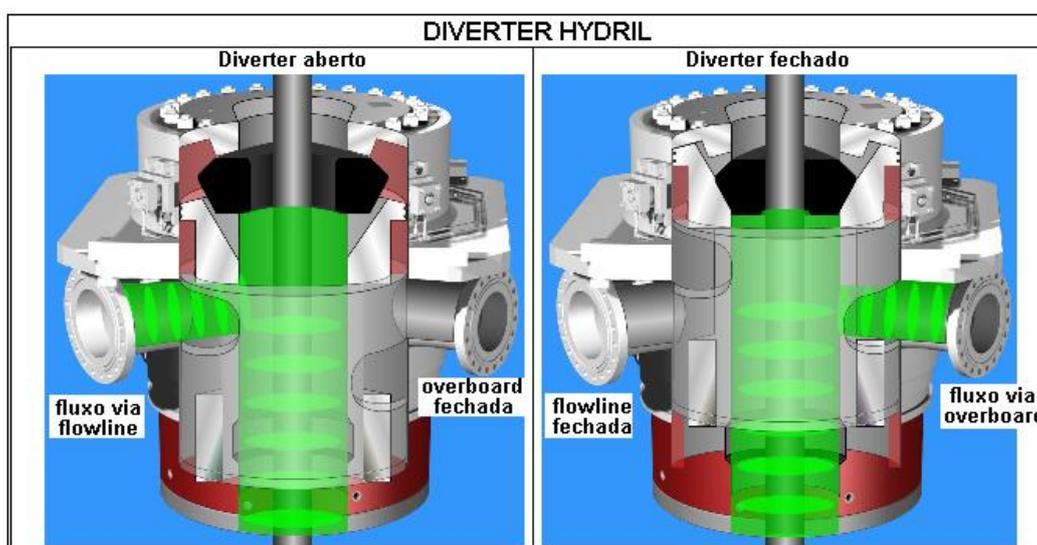


Figura 6: Amostragem do diverter aberto e fechado

2.1.8 TEMPO DE RESPOSTA DO DIVERTER

O tempo de fechamento do sistema diverter deve ser capaz de atuar as válvulas da linha de ventilação e da linha fluxo, quando necessário, e fechar o elemento do anular packing no tubo em uso dentro de 30 (trinta) segundos de atuação se o elemento tiver um diâmetro nominal de 20 (vinte) polegadas ou menos. Para um elemento de 20 (vinte) polegadas ou mais de diâmetro nominal, o sistema de controle do diverter deve ser capaz de atuar as válvulas das linhas de ventilação e da linha de fluxo, quando necessário, e fechar no tubo em uso dentro de 45 (quarenta e cinco) segundos.

As condições do poço podem exigir um tempo de fechamento mais rápido que o recomendado. Esta possibilidade deve ser considerada durante o projeto ou seleção de um novo sistema de fechamento do diverter.

2.1.9 DIVERTER EM POÇOS DE SUPERFÍCIE

O Diverter deve ser usado no início de poços de superfície, pois as formações superficiais na sapata são fracas. E caso um gás raso for encontrado e poço entre em fluxo, o recomendado é direcionar esse fluxo utilizando o diverter visando evitar a fratura da formação. E quando o diverter é acionado deve ser aumentada a vazão da bomba para criar um aumento do ECD no fundo do poço e diminuir o fluxo de gás. Em sonda de perfuração terrestre o diverter possui uma linha de ventilação com diâmetro mínimo de 6 polegadas direcionada para a área do queimador.

2.2 FLEX JOINT

É um equipamento flexível que compensa os movimentos horizontais/radiais da plataforma entre o conjunto do BOP e a coluna de risers, tendo em vista que a mesma não é estática, pois está sujeita às forças marinhas e aos movimentos da embarcação.

As flex joints ficam localizadas no LMRP e na base do Diverter, acoplada ao barrilete interno da junta telescópica. As mesmas não demandam manutenção preventiva. São compostas de elementos de aço e elastômero. Os elementos são capazes de resistir a altas forças de compressão e cisalhamento. Usualmente suportam deflexão máxima em torno de 10°.



Figura 7: Flex joint superior

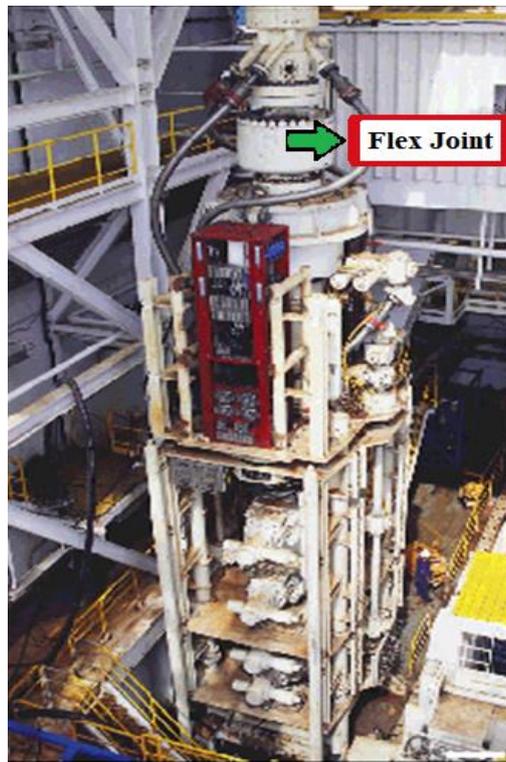


Figura 8: Flex joint inferior

As flex joints variam em função de tamanho, diferencial de pressão (3.000 / 6.000 psi) e resistência à tração (ex: em lâminas d'água ultra- profundas, acima de 10.000 pés, apresentam resistência para dois milhões de libras). Estão disponíveis, também, para trabalho com H₂S.

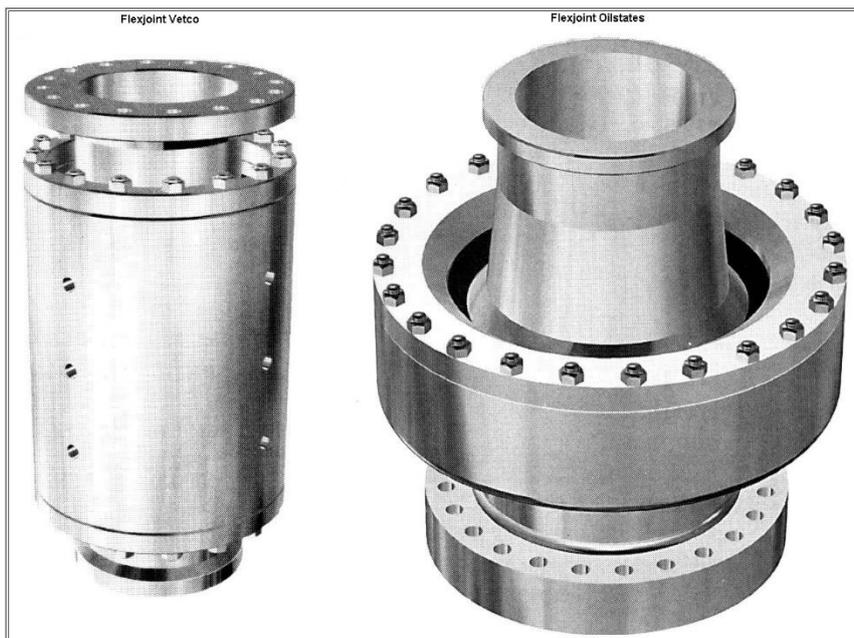


Figura 9: Flex joint

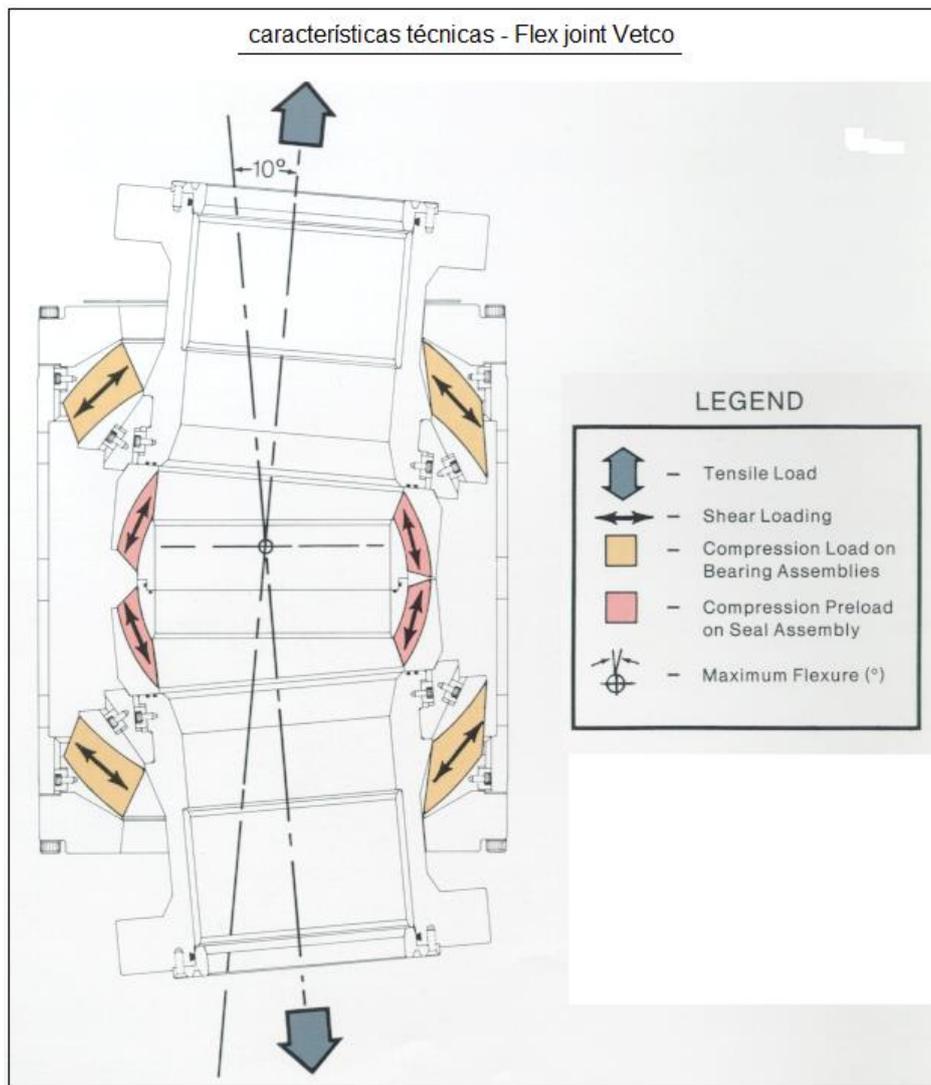


Figura 10: Flex Joint Vetco – Características Técnicas

2.3 JUNTA TELESCÓPICA (TELESCOPIC JOINT / SLIP JOINT)

Basicamente podemos considerar que a junta telescópica se trata de um equipamento composto de dois tubos, um externo chamado de Barrilete Externo e outro “introduzido” neste chamado Barrilete Interno. A junta tem grande diâmetro, compatível com o Riser.

Tipicamente, o barrilete externo é conectado à última junta de riser descida e o barrilete interno é conectado à Flex joint do Diverter. A função básica da junta telescópica é compensar o movimento vertical da embarcação. A mesma possui “packers” (selos) entre os barriletes externo e interno para evitar vazamentos dos fluidos do poço para o meio externo, porém devido ao grande movimento gerado pelo heave, esses packers com o passar do tempo podem apresentar vazamentos de fluidos, fruto de um desgaste do packer e, além disso, os packers da junta telescópica suportam apenas 500psi. Por isso a slip joint é o ponto mais fraco desse sistema de riser. No barrilete externo são adaptados os terminais para receber as conexões das mangueiras referentes às linhas componentes da coluna de riser.

Para promover a vedação entre os barriletes existem os Packer's, normalmente encontrados em número de dois ou três denominados de: packer superior, packer intermediário e packer inferior. Os packer's podem ser de funcionamento pneumático e/ou hidráulico. Normalmente, por questões óbvias ligadas a uma possível manutenção, durante as operações opta-se por deixar atuado, primeiramente, o packer superior deixando os demais como reservas. Caso ocorra alguma situação emergencial que demande o fechamento do Diverter, devido à presença de gás no riser, por exemplo, os demais packers devem ser atuados para uma maior segurança operacional.

Existem packer's superiores constituídos de um único elemento bipartido (Split packer) e outros formados por dois elementos: um fixo no alojamento (packer housing/box) e outro bipartido, inserido no interior do primeiro (Split insert), de forma que, na necessidade de substituição por desgaste, o trabalho seja facilitado para ser executado no campo e em alguns casos, até mesmo em operação.



Figura 11: Junta Telescópica

2.4 FILL UP VALVE DO RISER (FUV)

A sua função é prevenir o colapso do riser em casos de perda total de circulação, fazendo o abastecimento dele com água do mar devido à perda da coluna hidrostática no interior da mesma, ou seja, perda do nível do fluido de perfuração ou completação migrando para a formação, o que é particularmente preocupante quando se opera em lâminas d'água acima de 400m.

Existem diversos modelos de FUV's, mas, basicamente, atendem a mesma filosofia operacional, ou seja, possuem a aparência de uma junta curta de riser, a qual é incorporada à coluna. Podem ter acionamento automático e manual.

São ajustadas para abrir automaticamente ou manualmente quando o diferencial de pressão entre o interior e o exterior da coluna atingir em torno de 80% da pressão de colapso das juntas de riser. O coeficiente de segurança pode ser ainda maior nos casos de colunas de riser com bastante tempo de utilização. O posicionamento da FUV na coluna irá depender do ponto em que a hidrostática externa fique próxima do limite de colapso das juntas.

- **Operação Automática:** Neste modo de operação, quando o diferencial de pressão atingir o estabelecido, os dispositivos automáticos abrirão as passagens permitindo a inundação do interior da coluna. O fechamento é feito automaticamente quando a pressão se equilibra.
- **Operação Manual:** Neste caso a abertura é feita acionando a FUV através de unidade de controle na superfície. Este sistema deverá ser utilizado quando houver falha do sistema automático.



Figura 12: Fill Up Valve do Riser

3 UNIDADE HIDRÁULICA DE CONTROLE E ACIONAMENTO DO BOP (HYDRAULIC POWER UNIT - HPU)



Figura 13: Banco de acumuladores

3.1 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).

3.2 INTRODUÇÃO

Todo componente do conjunto do BOP é hidráulicamente operado, portanto, há a necessidade de um sistema de geração e armazenamento da pressão hidráulica que é enviada para aqueles componentes serem atuados remota e indiretamente. O fluido hidráulico consiste de dois e às vezes três componentes, que são mixados em proporções adequadas, pressurizado e estocado nos bancos de vasos acumuladores de superfície e, também, nos diversos vasos acumuladores submarinos, no BOP.

O fluido de controle é uma mistura de fluido hidráulico concentrado e água potável. Glicol pode ser adicionado em condições de baixa temperatura ambiental para evitar risco de congelamento. Os componentes são misturados na Unidade de Armazenamento e Mixagem

(FRU) e pressurizado pela Unidade das Bombas Hidráulicas (HPU) para dentro dos vasos acumuladores.

Durante as operações normais, toda a pressão hidráulica de acionamento do BOP é enviada do banco de acumuladores da superfície, corretamente regulada e direcionada adequadamente para as funções através das válvulas especializadas instaladas nos POD's Submarinos de Controle e outros subsistemas submarinos, como nos casos do Rigid Conduit Manifold, Sistema de Autoshear e POD Acústico, por exemplo.

No caso do sistema de controle de BOP “exclusivamente hidráulico”, são enviados comandos hidráulicos pilotos, diretamente do sistema de geração e armazenamento na superfície, para os POD's e/ou demais funções. No caso dos sistemas de BOP multiplexado, são enviados sinais eletrônicos que, por sua vez, acionam os comandos pilotos hidráulicos já ao nível dos POD's ou demais funções, no BOP.

3.3 BIODEGRADÁVEL

O fluido de controle do BOP é ventilado para o ambiente, ou seja, para o mar. As válvulas Reguladoras, Shear Seals e SPM's ventilam o seu fluido de operação para o mar quando são fechadas. Portanto, o fluido deve ter baixa toxicidade conforme preconizam as políticas de preservação do meio ambiente, não ocasionar efeitos adversos à vida marinha e deve dispersar-se ou decompor-se quimicamente na água do mar em curto espaço de tempo.

3.4 UNIDADE DE ARMAZENAMENTO E MIXAGEM DO FLUIDO HIDRÁULICO (FLUID RESERVOIR UNIT - FRU)

Esta unidade composta dos tanques de armazenamento e bombas e/ou dispositivos de mixagem fornece o suprimento do fluido hidráulico pronto para utilização no BOP, através da estocagem e mixagem dos componentes do mesmo como o fluido concentrado, água potável e, no caso de baixas temperaturas, do Glicol. Obviamente, dependendo da modernidade do equipamento, encontram-se unidades bem simples ou mais complexas, com mais componentes envolvidos no processo como bombas de dosagem dos componentes da mistura, bombas de recirculação da mistura, switches e alarmes de nível, etc.

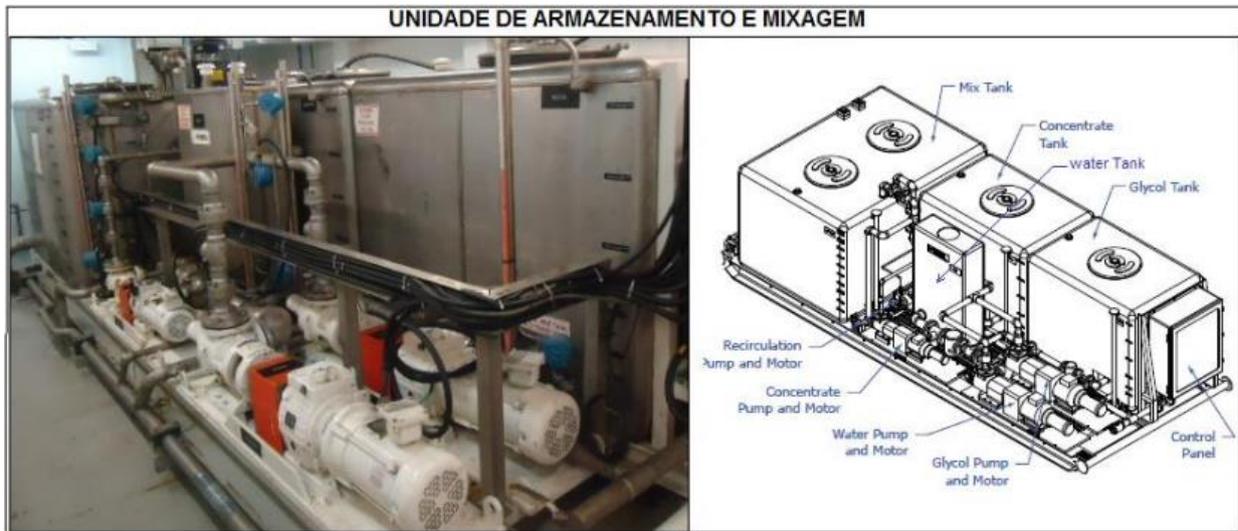


Figura 14: Unidade de armazenamento e mixagem

3.5 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.



Figura 15: Unidade de Bombas Hidráulicas

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.



Figura 16: Painel de controle com skid individual

3.6 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.

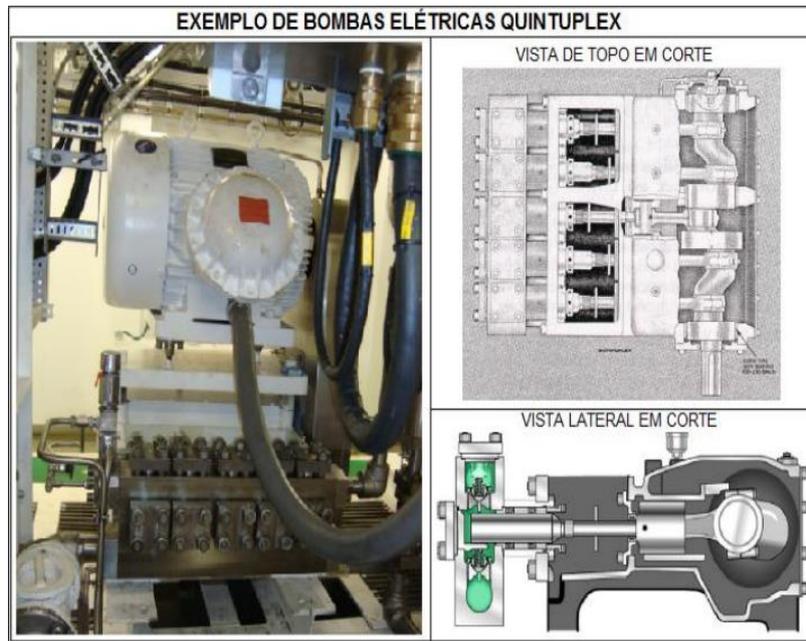


Figura 17: Exemplo de bombas elétricas quintuplex

3.7 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.



Figura 18: Bombas Hidráulicas

3.8 BANCOS DE VASOS ACUMULADORES



Figura 19: Bancos acumuladores de superfície

Os acumuladores consistem em um sistema de vasos (garrafas) que armazenam o fluido hidráulico pressurizado que é utilizado no acionamento do sistema BOP. Através da utilização de gás nitrogênio (N₂) comprimido, os acumuladores armazenam energia suficiente para que as funções sejam atuadas com um tempo de resposta rápida e servem como fonte back up de força hidráulica, no caso de falha nas bombas.

3.9 PRESSÃO DE PRÉ-CARGA

É a pressão do nitrogênio nas garrafas acumuladoras. A utilização de uma pré-carga de nitrogênio deve-se ao fato de que, ao contrário do líquido, o gás é muito compressível, possibilitando uma grande carga de energia potencial, fazendo com que a atuação das funções do BOP aconteça num intervalo de tempo muito menor do que aquele que demandaria uma atuação direta apenas por ação das bombas. A pressão de pré-carga dos acumuladores de superfície gira em torno de 1/3 da pressão de trabalho dos mesmos.

Em operações submarinas, são instalados bancos acumuladores também no BOP. Em equipamentos mais antigos, para menores lâminas d'água e unidades ancoradas, os acumuladores submarinos, além daqueles para utilizações específicas como para stripping dos anulares e para as válvulas reguladoras, por exemplo, tinham como objetivo básico melhorar o tempo de resposta de atuação dos preventores.

Em equipamentos mais modernos, para águas profundas e ultra-profundas, com o implemento dos back up's como: POD acústico, Sistema de Auto-shear e EDS, houve necessidade de provisão de fluido pressurizado independente, que atendesse a estes equipamentos.



Figura 20: Garrafa acumuladora vazia



Figura 21: Garrafa acumuladora com a Pré-carga de nitrogênio

3.9.1 USO DO HÉLIO PARA PRÉ-CARGA

Alguns fabricantes empregam o Hélio, ao invés do Nitrogênio para a pré-carga dos acumuladores submarinos. Obviamente existem restrições quanto à aplicabilidade do mesmo em função das características próprias de cada equipamento que devem ser observadas, ou seja, os acumuladores devem ser apropriados para isto.

Projetos para acumuladores submarinos representam um desafio. Critérios de projeto incluem profundidades de água de 12.000 ft, temperaturas submarinas tão baixas como 40° F (4°C) e de superfície de até 120°F (50°C), bem como pressões mínimas do sistema mais elevadas. Todas estas coisas se transformam em um grande número de acumuladores no Stack do BOP.

3.9.2 TEMPERATURA

Quando se comprime um gás, o mesmo é aquecido no processo. Por outro lado, quando o mesmo é descomprimido (acumulador descarregando) fica mais frio. Acumuladores dedicados ao cisalhamento são rapidamente descarregados e não há tempo para o reaquecimento do gás. Lembre-se, gás mais frio é igual a gás mais denso, portanto, mais gás será necessário para compensar esta condição. Acima de duas vezes mais gás é necessário para uma descarga adiabática comparada com uma descarga isotérmica (isotérmica supõe que o ambiente terá tempo para reaquecimento do gás e ele ficará em uma temperatura constante).

Portanto, o gás menos comprimido requer mais volume, então mais garrafas devem ser adicionadas para compensar isto. O hélio tem o ponto de ebulição (gás) consideravelmente menor do que o nitrogênio, ou seja, com a queda de temperatura a densidade do hélio aumenta consideravelmente menos do que a do nitrogênio, portanto sua eficiência em baixas temperaturas é maior (“maior taxa de compressão”).

3.10 DIMENSIONAMENTO DOS ACUMULADORES

O correto dimensionamento do número, e conseqüente volume útil, dos vasos acumuladores, tanto de superfície quanto submarinos, é fundamental para o perfeito funcionamento dos sistemas de controle, atendendo aos parâmetros de consumo e tempo conforme os padrões estabelecidos pelas entidades normalizadoras internacionais.

Para os sistemas de controle “exclusivamente hidráulicos” ou “convencionais”, que operam em menores profundidades, em sondas ancoradas, não há maiores dificuldades, pois, este dimensionamento se restringe aos acumuladores de superfície, que suprem todo o sistema, e aos acumuladores submarinos que devem atender aos requisitos básicos das normas regulamentadoras.

No caso dos sistemas “multiplexados” para sondas de posicionamento dinâmico, que operam em grandes profundidades, há o incremento dos sistemas de EDS e de Back up, o que requer um dimensionamento um tanto mais amplo e complexo para atender a, também maior, complexidade dos sistemas e das exigências normativas.

3.11 PRESSÃO DE OPERAÇÃO DOS ACUMULADORES

É a pressão do fluido hidráulico no interior das garrafas acumuladoras. Os acumuladores normalmente podem ter pressão de trabalho de 3000psi ou 5000psi, acumuladores de plataformas de superfície utilizam pressão de trabalho igual a 3000psi, já em sondas atuando em lâminas d'água profundas e ultra-profundas a pressão de trabalho é de 5000psi.



Figura 22: Garrafa acumuladora armazenando o fluido hidráulico

A pressão operacional mínima calculada para o sistema deve atender a maior das seguintes pressões operacionais:

- 1- Pressão de funcionamento mínima calculada necessária para fechar qualquer preventor tipo gaveta à máxima pressão de trabalho do BOP;
- 2- Pressão de funcionamento mínima calculada necessária para abrir e manter aberta qualquer válvula de choke ou kill à máxima pressão de trabalho do BOP;

Esses requisitos são atendidos com o armazenamento do volume de fluido hidráulico necessário pressurizado nos acumuladores.

3.12 GARRAFAS ACUMULADORAS DE FUNDO

São utilizadas em caso de falha de potência (situações de emergências), funcionando como um backup para o sistema principal. Essas garrafas fornecem uma rápida disponibilidade de fluido hidráulico para as funções do BOP (gavetas cisalhantes). Como já visto anteriormente, a Pré-carga nas garrafas de superfície gira em torno de 1/3 da pressão de trabalho, porém nos acumuladores de fundo além dessa Pré-carga será acrescentado o valor da hidrostática da água do mar.

Calculando o acréscimo da pré-carga:

Exemplo:

Gradiente da água do mar: 1,46psi/m

Lâmina d'água (LDA): 1200m

PH = Gradiente x LDA

PH = 1,46 x 1200 = **1752psi** (esse é o acréscimo que será feito na pré-carga dos acumuladores de fundo.



Figura 23: Garrafas acumuladoras de fundo

4 SISTEMAS DE ACIONAMENTO DO BOP SUBMARINO

O princípio de funcionamento do sistema de piloto hidráulico pode ser descrito da seguinte forma: ao se acionar o botão da função pretendida em um dos painéis elétricos de controle, fecha-se o circuito elétrico que energiza uma válvula solenóide localizada na caixa de solenóides que fica na unidade hidráulica.

Essa válvula solenóide se abre permitindo a passagem de ar para acionar um cilindro pneumático que aciona a válvula piloto da função requerida permitindo que a pressão hidráulica, armazenada nos acumuladores do sistema piloto (normalmente 3000psi), seja enviada pela linha piloto constante do umbilical (Hose Bundle), abrindo as válvulas SPM nos POD's, permitindo a passagem da pressão de suprimento (Supply), já regulada, do POD selecionado para a câmara de operação hidráulica da função requerida.

A pressão de suprimento, que efetivamente irá movimentar as partes mecânicas do preventor, é reduzida, ao nível do POD, por válvulas reguladoras, para a pressão de operação desejada. A válvula SPM da função comandada é acionada, ou seja, pilotada para abrir, em ambos os POD's, mas apenas um deles estará selecionado, portanto somente este terá pressão de suprimento. “Não existe a possibilidade de estarem os dois POD's simultaneamente com pressão de suprimento”.

A SPM da função inversa à comandada, ou seja, interligada à outra câmara do preventor, estará fechada e nesta condição fica ventilada para o ambiente, ou seja, o fluido hidráulico remanescente nesta câmara é ventilado para o mar. O fluido hidráulico que pilota as SPM's é ventilado para o tanque de mixagem da Unidade Hidráulica.

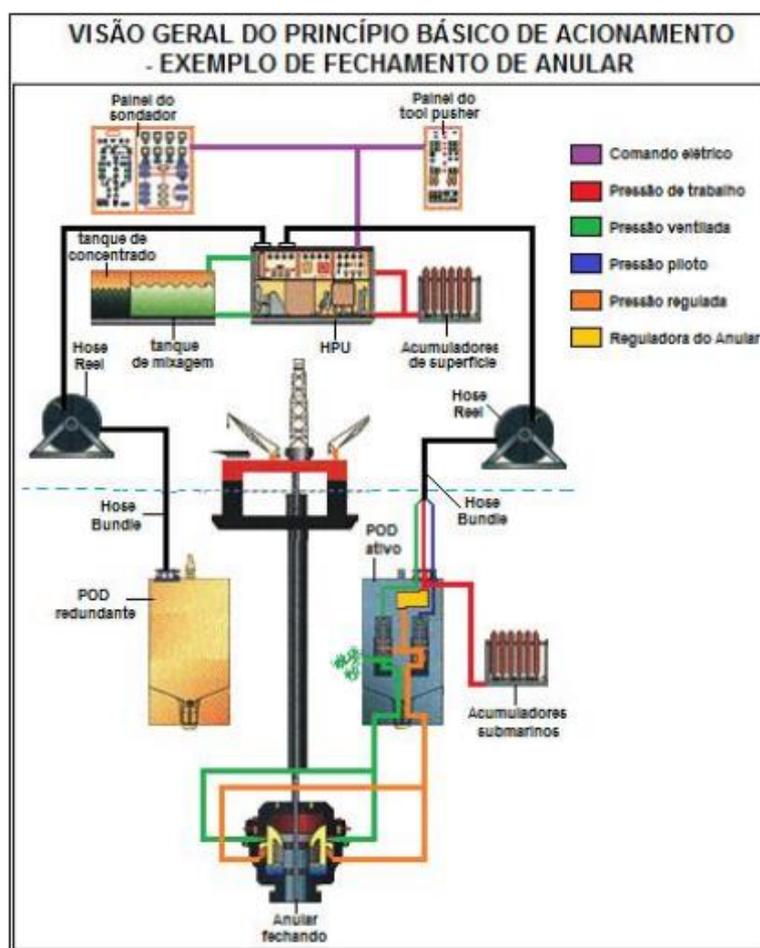


Figura 24: Acionamento do preventor anular

4.1 POD (POINT OF DISTRIBUTION)

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 a seguir mostra uma representação esquemática deste.

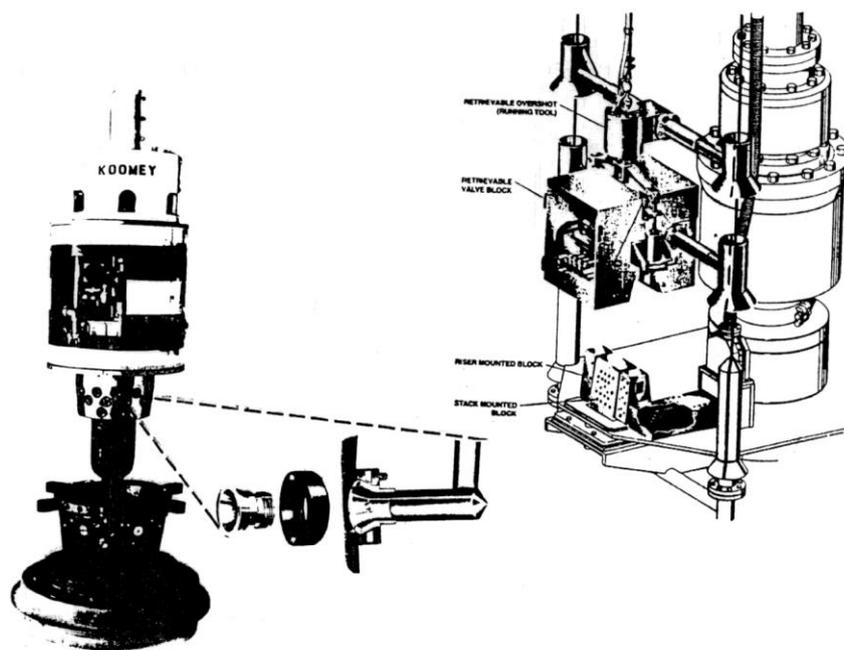


Figura 25: Representação esquemática do POD

4.1.1 SELEÇÃO DE POD

O fluido hidráulico pressurizado a 3000 psi é direcionado para a válvula seletora do POD a partir dos acumuladores principais. O mesmo passa através de um medidor de fluxo (flowmeter) para o POD desejado através da seleção efetuada em uma válvula de 1", tipo manipuladora, de quatro vias e três posições, que simultaneamente, ventila a pressão do outro POD. Selecionando a válvula para a posição central (block), a pressão vinda dos acumuladores é bloqueada na válvula e ambos os POD's são ventilados. Esta válvula é idêntica às válvulas manipuladoras de controle piloto para as funções do BOP. A diferença se encontra apenas na bitola, pois enquanto esta é de 1" as outras normalmente são de 1/4".

4.1.2 VÁLVULAS DE CONTROLE DE SINAL PILOTO E REGULADORAS

a) Válvulas de controle de sinal piloto: são válvulas tipo manipuladoras de quatro vias e três posições, montadas no painel frontal da unidade de controle. As mesmas podem ser operadas manualmente ou remotamente a partir dos painéis elétricos do sondador e do tool pusher. Um cilindro pneumático é conectado à alavanca da válvula e, ao receber uma pressão de ar, move a válvula para a posição desejada. As portas de entrada das válvulas de controle recebem 3.000 psi de pressão hidráulica diretamente dos acumuladores piloto, normalmente em número de dois. Estas válvulas enquanto direcionam o fluido para a função desejada, ventilam a linha

correspondente à função oposta. Caso sejam selecionadas para a posição central (block) ventilam ambas as linhas e mantém a pressão vinda dos acumuladores bloqueada.

b) Válvulas reguladoras da unidade de controle: normalmente possuem atuação pneumática. Atualmente costuma-se utilizar válvulas com atuação pneumática ou manual, criando-se uma redundância para maior segurança operacional. Estas reguladoras são usadas para enviar sinais pilotos hidráulicos que efetuam a regulação das reguladoras montadas no POD submarino. A razão entre a pressão piloto enviada pela reguladora de superfície e a pressão regulada pela reguladora do POD é de 1:1. Isto significa que um sinal de piloto de 1500 psi é requerido para atingir uma pressão regulada de saída de 1500 psi.

4.2 SISTEMA CONVENCIONAL (NÃO MUX)

No sistema convencional (Não Mux), o fluido piloto tem como função acionar as válvulas SPM's.

4.2.1 UMBILICAIS

Os sinais de controle piloto e o fluido de suprimento são distribuídos através de umbilicais hidráulicos que se estendem da unidade de controle na superfície para os carretéis de mangueira e daí para os POD's submarinos.

Os umbilicais consistem de uma mangueira de suprimento de 1" de diâmetro interno que fornece o fluido de suprimento para o POD e de diversas mangueiras de 3/16" que fornecem sinais piloto para as reguladoras e válvulas SPM do POD. Todas as mangueiras são contidas numa cobertura de poliuretano externa que protege as mangueiras internas contra danos na operação.

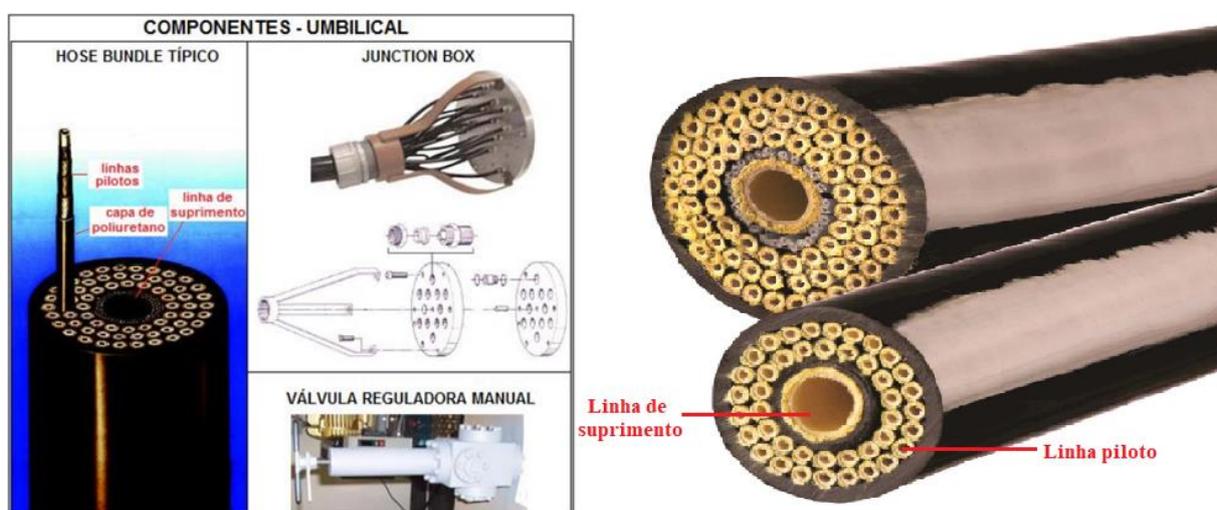


Figura 26: Umbilical

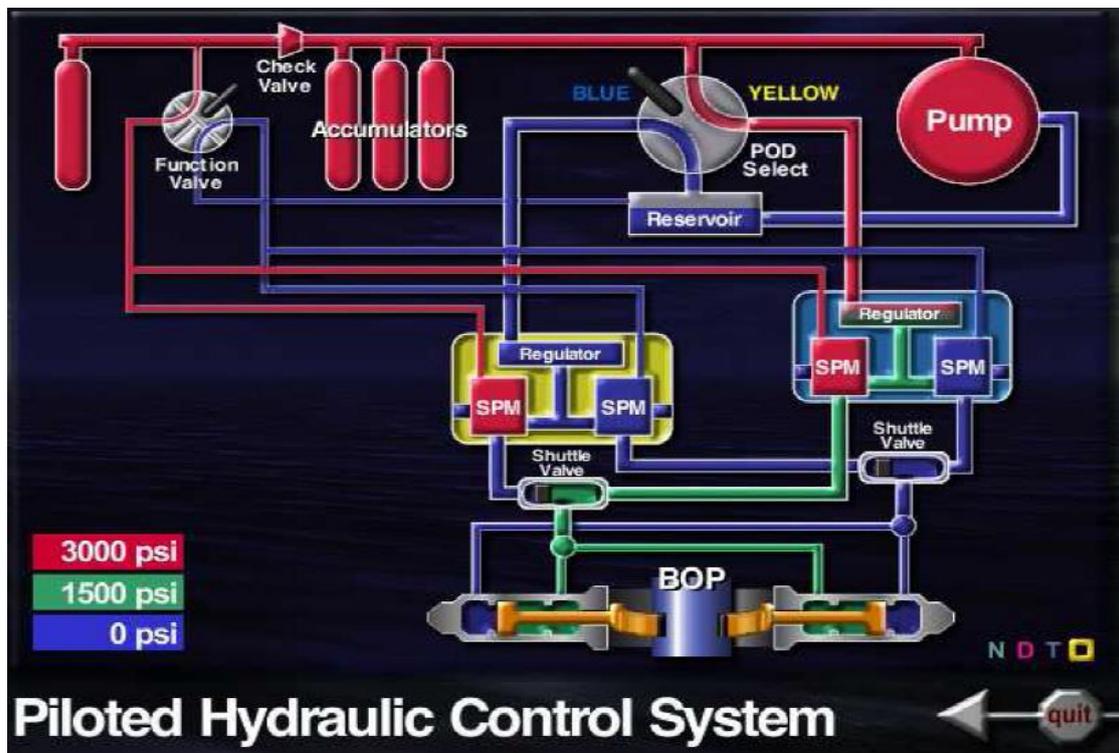


Figura 27: Fluxograma do sistema convencional

4.2.2 LEITURA DE RETORNO DA PRESSÃO REGULADA (READBACK)

A pressão de suprimento regulada, fornecida para as válvulas SPM, pode, em certos casos, devido a mau funcionamento das reguladoras, diferir da pressão piloto enviada para as mesmas. Por esta razão uma leitura de retorno é importante para indicar a pressão real que está sendo fornecida às válvulas SPM e, portanto, a pressão aplicada aos componentes do BOP. Uma das mangueiras piloto no umbilical é utilizada para enviar um sinal de leitura de retorno de volta para a unidade de controle.

4.2.3 VÁLVULAS SPM

As válvulas de controle SPM's direcionam o fluido de suprimento, da reguladora para a função desejada do componente do BOP, e ventitam o fluido do lado oposto daquele componente. As válvulas são operadas por piloto a partir da superfície através das mangueiras piloto no umbilical. Duas válvulas SPM's são requeridas para operar cada função.

4.2.4 SHUTTLE VALVES (VÁLVULAS DIRECIONADORAS)

Após atravessar a válvula SPM no pod de controle, o fluido de suprimento regulado, que opera a função, sai do POD e flui para uma shuttle valve do componente do BOP através de uma mangueira flexível de alta pressão. A shuttle valve possui duas portas de entrada e uma porta de saída, que permite direcionar duas fontes de alimentação distintas a uma única função, como é o caso do sistema de dois POD's. Se o POD amarelo for selecionado, o fluido vai fluir para a shuttle

valve e um pistão no interior da mesma será forçado para vedar a porta de entrada do POD azul e vice-versa. Ou seja, a shuttle valve tem como função isolar o POD pressurizado do POD ventilado.

4.3 SISTEMA ELETRO-HIDRÁULICO (MULTIPLEX - MUX)

4.3.1 PRINCÍPIO DE FUNCIONAMENTO

É um sistema “Eletro-Hidráulico (EH)”. Utiliza sinais eletrônicos, em vez de hidráulicos, para transferir os comandos da superfície às válvulas de controle pilotadas hidraulicamente. Isto diminui o tempo de resposta das funções do BOP. O fluido hidráulico é suprido da superfície, mas são utilizadas linhas metálicas de grande diâmetro para conduzir o fluido até o BOP. A utilização deste tipo de sistema resultou em projetos de maior complexidade e maior custo inicial do equipamento, mas as redundâncias utilizadas o tornam altamente confiável. O sistema é utilizado em grandes profundidades.

O princípio de funcionamento do sistema multiplexado, partindo do painel de controle até a função selecionada, pode ser descrito da seguinte forma: ao se acionar a botoeira em um dos painéis de controle, envia-se um sinal eletrônico digital, com um código correspondente a função desejada, para a CCU que é o “cérebro eletro-eletrônico do sistema”, onde estão os computadores que processam todas as informações. Este sinal ao ser recebido pela CCU é processado e enviado para os POD's de Controle Submarinos, onde é processado pelo Módulo Eletrônico Submarino (SEM), o qual é parte integrante do POD.

O sinal é enviado de volta à CCU que o processa, comparando com o sinal enviado, e reenvia o sinal para o POD, onde será processado, fechando o circuito elétrico e energizando a solenóide correspondente à função acionada no painel de controle. Esta solenoide está associada a uma válvula que se abrirá permitindo que o fluxo hidráulico pilote a SPM que abrirá dando passagem ao fluido, com pressão regulada, que passará pela shuttle valve, chegando à câmara de operação do elemento requerido.

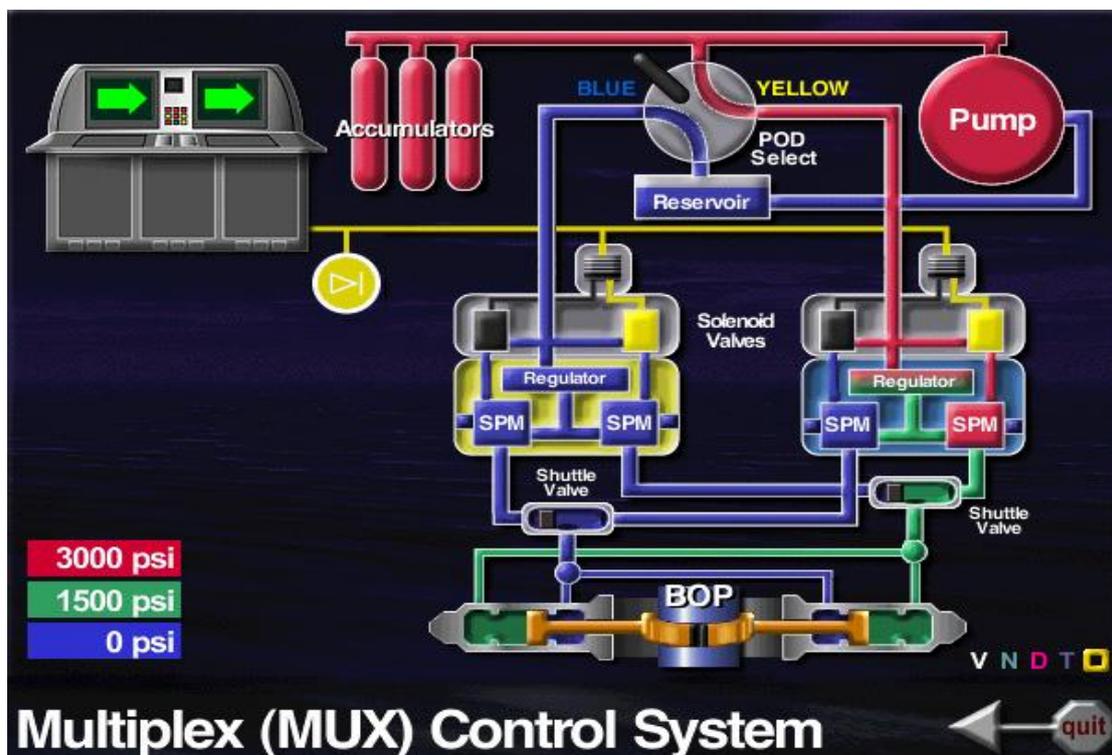


Figura 28: Fluxograma do sistema MUX

Quando falamos em BOP Multiplex, temos que ter em mente que o sistema de geração e armazenamento de pressão hidráulica, ou seja, a HPU, tanques e acumuladores, assim como o princípio básico de operação dos preventores do BOP, não diferem em nada em relação ao sistema convencional, a não ser pelo aumento da capacidade operacional dos componentes. As diferenças básicas introduzidas ocorreram em função do aumento das exigências de segurança operacional devido às grandes profundidades, o que requer unidades marítimas de posicionamento dinâmico, fator que aumenta muito à complexidade das operações.

É facilmente compreensível que o suprimento de força hidráulica com grande volume e a grandes profundidades inviabilizam a utilização de umbilicais hidráulicos, como no sistema convencional, devido às dimensões necessárias para acomodação dos mesmos, que requereriam grandes diâmetros e grandes comprimentos, além da grande perda de carga pela dilatação volumétrica das mangueiras, o que levaria a tempos de resposta que comprometeriam a atuação dos preventores, principalmente aqueles que requerem grandes consumos de fluido de operação.

Em substituição ao sistema de umbilicais hidráulicos, o sistema multiplex faz uso de linhas rígidas que são acopladas aos riser`s. Estas linhas suprem todo o fluido hidráulico utilizado pelo BOP. São duas linhas denominadas como conduíte rígido azul e conduíte rígido amarelo que correspondem respectivamente aos POD`s.

Além dos conduítes rígidos existe uma mangueira, denominada “Hot Line”, que supre a pressão hidráulica durante as manobras de descida ou subida do BOP e pode, numa eventualidade, servir de back up no caso de alguma emergência como a avaria dos conduítes rígidos.

Todas as linhas de suprimento, ou seja, os conduítes rígidos e a hot line, são acopladas ao BOP através de um manifold que direciona o fluido hidráulico para as diversas funções. O manifold é composto por uma série de válvulas tipo SPM, filtros, check valves e válvulas reguladoras para redução da pressão do fluido, que é suprido da superfície normalmente com 5.000 psi. Depois de filtrado, o fluido hidráulico é distribuído para os acumuladores submarinos e para as válvulas redutoras da pressão e daí seguem para os POD`s. A Montagem deste manifold reduz a necessidade de tubulação e minimiza o espaço necessário para a instalação.

4.3.2 RISER COM CONDUÍTES HIDRÁULICOS INCORPORADOS

Sistema primário de fornecimento do suprimento hidráulico para o BOP. A segunda opção é a mangueira de HOT Line para manobras de descida e subida do BOP e situação de emergência.

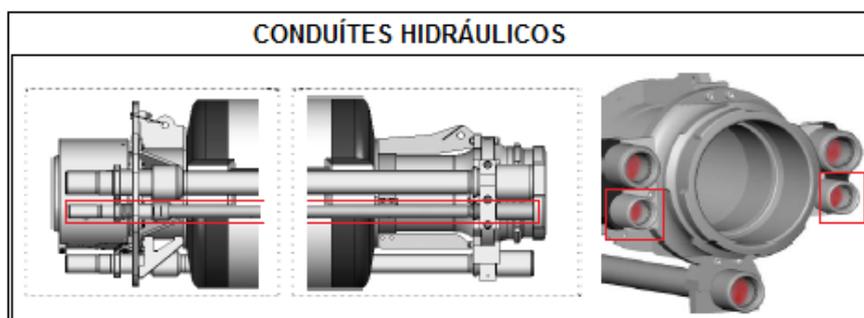


Figura 29: Conduítes hidráulicos

4.3.3 CABOS MUX

Responsáveis pela transmissão de dados e energia elétrica de força para funcionamento do POD MUX.

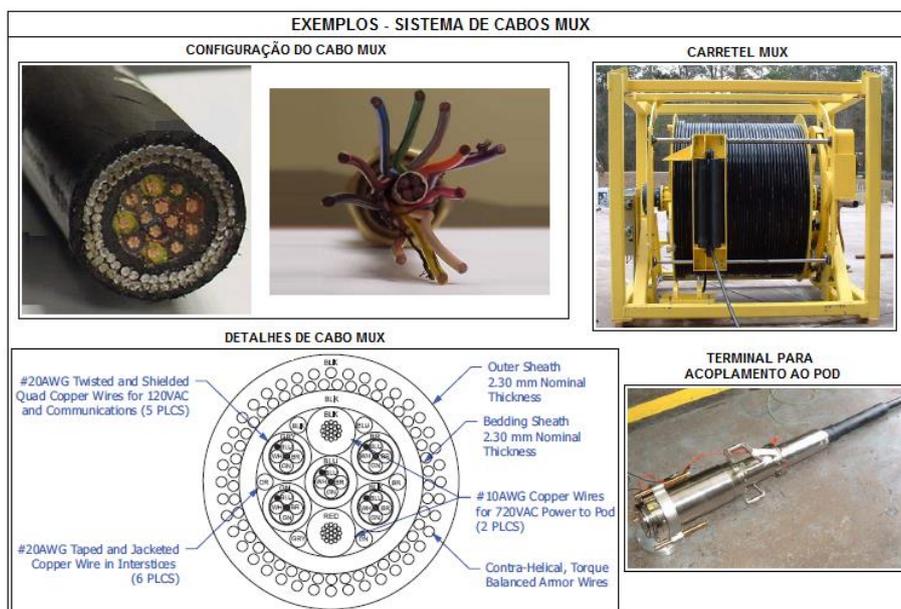


Figura 30: Cabos Mux

4.4 PAINÉIS ELÉTRICOS REMOTOS

A operação remota das funções do BOP pode ser executada através de dois painéis operados eletricamente. O painel do sondador contém botões, com luzes indicadoras, requeridos para operar e indicar a posição de todas as funções do BOP, 15 instrumentos elétricos para leitura dos vários valores de pressão do sistema; flowmeter e botões de incremento e redução das pressões nas reguladoras. Um mini painel é normalmente localizado no escritório do tool pusher e contém todos os botões e luzes indicadoras para operar as funções, mas, normalmente, não fornece controle das reguladoras de superfície e não possui manômetros elétricos de pressão.

4.5 PAINÉIS OPERADOS À AR COMPRIMIDO

A operação remota das funções do BOP pode ser executada através de painéis operados pneumaticamente. Por isso sempre durante a troca de turno o sondador deve fazer uma checagem em todo o painel, e checar principalmente se tem pressão de ar no painel (Rig Air), pois se a pressão de ar estiver zerada, nenhuma função do painel poderá ser executada. O painel do sondador contém botões, com luzes indicadoras, requeridos para operar e indicar a posição de todas as funções do BOP, flowmeter e botões de incremento e redução das pressões nas reguladoras.

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.

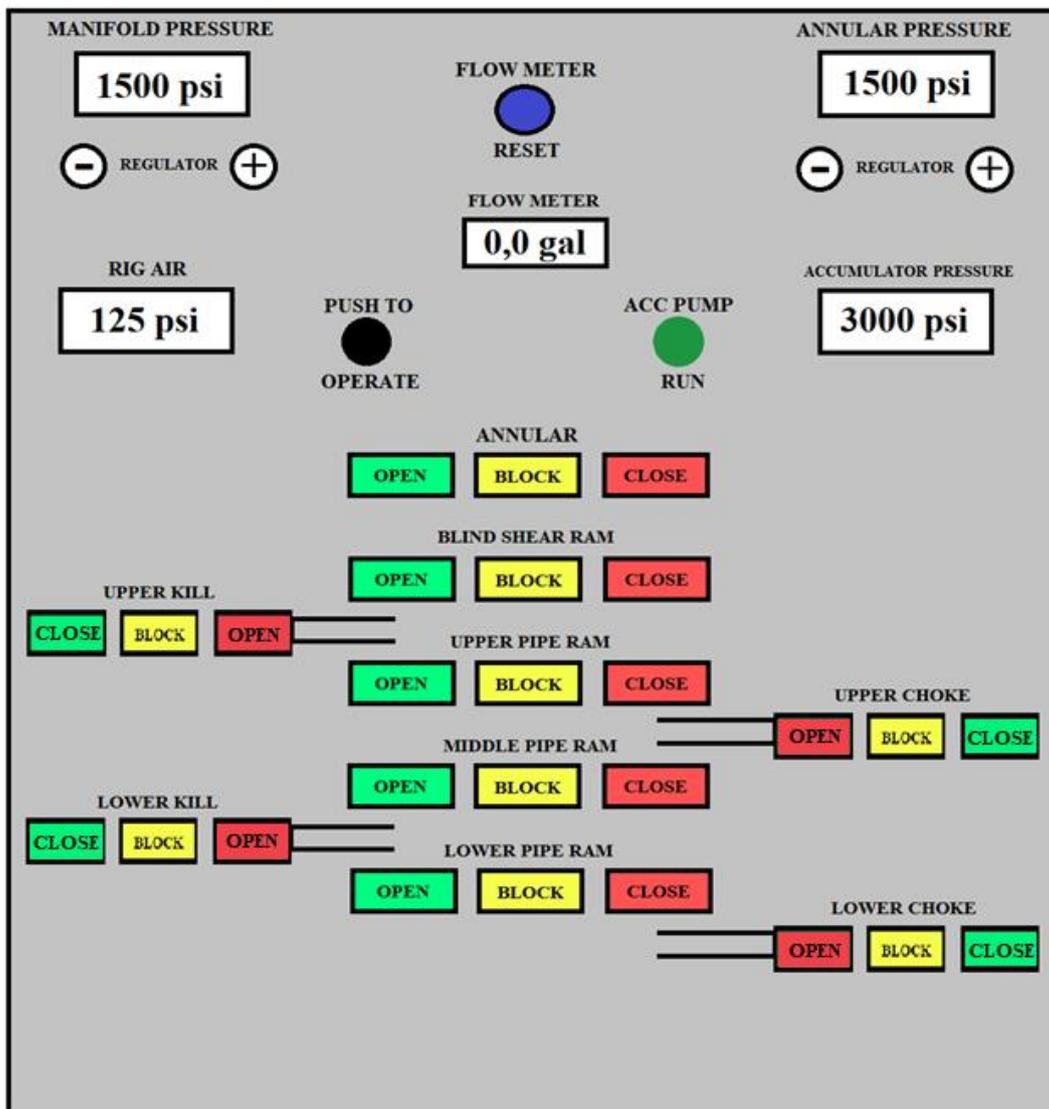


Figura 31: Painel de acionamento remoto do BOP

4.5.1 MANIFOLD PRESSURE (MANIFOLD READBACK)

É pressão regulada no painel para acionar as gavetas e válvulas submarinas (HCRs). Quando um preventor de gaveta ou uma válvula submarina é acionada essa pressão sofrerá uma queda e retornará ao valor normal (1500psi) quando a função tiver sido executada. Outras coisas que sofrerão alteração também é: a pressão do acumulador e o flowmeter.

4.5.2 ANNULAR PRESSURE (ANNULAR READBACK)

É pressão regulada no painel para acionar os preventores anulares. Quando um preventor anular é acionado essa pressão sofrerá uma queda e retornará ao valor normal (1500psi ou a pressão requerida para o diâmetro da ferramenta que está no poço) quando a função tiver sido executada. Outras coisas que sofrerão alteração também é: a pressão do acumulador e o flowmeter.

4.5.3 FLOWMETER

É o contador da galonagem hidráulica usada para acionar a função desejada. Sempre depois que uma função é executada o flowmeter deverá ser zerado para que quando uma outra função seja acionada a galonagem possa ser registrada corretamente.

4.5.4 PUSH TO OPERATE (PUSH AND HOLD)

Deve ser pressionado enquanto se aciona as funções do painel, é uma medida de segurança para que quando somente o botão da função desejada seja acionado o painel não transmita o sinal daquela função, e assim evitando que alguém acione uma gaveta de corte por exemplo por engano. Esse sinal só será transmitido caso o push to operate esteja sendo pressionado junto com a função desejada.

4.5.5 BY PASS DE ALTA PRESSÃO

É um botão que consiste em um desvio de pressão, fazendo com que consigamos rapidamente aumentar o valor de pressão do manifold (manifold pressure) para o mesmo valor da pressão do acumulador, para que possamos atuar uma gaveta cisalhante com a mesma pressão do banco de acumuladores, ou seja, com alta pressão.

4.5.6 RIG AIR

Conforme mencionado um pouco mais acima se a pressão de ar estiver zerada, nenhuma função do painel poderá ser executada. É essa pressão de ar que permite que o painel seja operado pneumaticamente.

4.5.7 VÁLVULA DE 4-VIAS E 3 POSIÇÕES

É uma válvula seletora da linha em que se quer colocar pressão. Ela possui uma entrada de fluido sobre pressão e pode direcioná-lo para uma das duas linhas de acionamento. Possui também mais uma saída para descarregar pressão (3 posições: open, block e close). Existem dois modelos, uma delas é apenas seletora, isto é, quando se retorna para a posição neutra, a linha que estava pressurizada continua com pressão, que será descarregada quando se pressurizar a outra linha. Nesse caso recomenda-se deixar a linha de trabalho acionada porque devido ao pequeno volume da mesma, qualquer vazamento irá despressurizá-la. A outra é uma válvula manipuladora, isto é, quando se retorna para a posição neutra as duas linhas de pressão entram em contato com a saída de descarga.

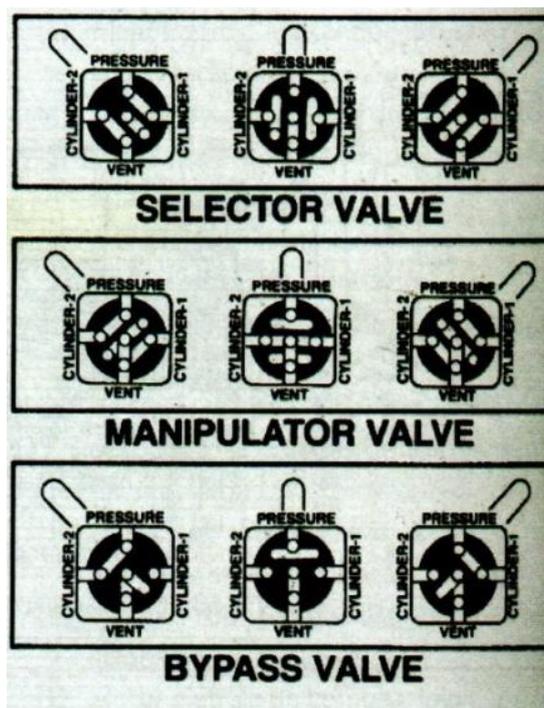


Figura 32: Válvula de 4-vias

4.5.8 FUNÇÃO BLOCK

A função Block deve ser acionada quando houver algum vazamento hidráulico. Quando uma função é acionada através do painel remoto o flowmeter irá registrar a galonagem necessária para executar a função, quando a galonagem ultrapassa os valores já previamente conhecidos, isso indica que estamos diante de um vazamento hidráulico, e precisaremos colocar o equipamento acionado na posição block para que possamos ventilar a função e parar o vazamento. Porém quando nenhuma função é acionada e o flowmeter começa a registrar galonagem, precisaremos parar a perfuração (por precaução) e colocar todas as funções na posição block para descobrir em qual das funções se encontra o vazamento.

4.6 CIRCUITO HIDRÁULICO

Um dos problemas mais comuns associados aos circuitos hidráulicos do sistema de controle é o vazamento de fluido. A indicação mais óbvia da ocorrência de um vazamento é quando as bombas do sistema entram e saem de operação frequentemente, sem que nenhuma função tenha sido operada. Se não houver vazamentos de superfície óbvios, verifique se um fluxo de fluido está sendo registrado no flowmeter. Se isto estiver ocorrendo então o vazamento deve estar no circuito de fluido de suprimento e pode ter causa na falha de algum dos seguintes pontos:

- Válvula Seletora de POD;
- Linha de 1" de suprimento no circuito do umbilical;
- Válvula reguladora do POD;
- Mangueira de alta pressão do componente do BOP que esteja atuado;
- Shuttle valve de componente do BOP atuado;
- Válvula SPM;
- Câmara de operação do componente do BOP atuado;
- Acumuladores submarinos.

Uma boa prática para a investigação do ponto de vazamento é isolar gradativamente o circuito hidráulico de cada componente do BOP, através do bloqueio da válvula de controle piloto e verificando se, neste caso, o flowmeter deixa de registrar perda de fluido. Por exemplo, o flowmeter está registrando fluxo de fluido e, quando a válvula de controle piloto da gaveta superior é deslocada para a posição de bloqueio, o fluxo é interrompido. Isto indica que o vazamento é proveniente desta função. A partir daí é conclusivo que a linha de 1" do umbilical, a reguladora do POD e os acumuladores submarinos não estão vazando.

Deve-se investigar agora se o vazamento é ou não comum a ambos os POD`s, selecionando o POD que estava de reserva e selecionando novamente a função com vazamento. Se o vazamento voltar a ocorrer o problema é provavelmente no próprio preventor, na mangueira de alta pressão de alimentação do preventor ou na shuttle valve. Se o vazamento não voltar a ocorrer, provavelmente estará na válvula SPM do primeiro POD.

Quando um vazamento no sistema é evidente, mas o flowmeter não está registrando fluxo de fluido e novamente não existem vazamentos óbvios de superfície, então o problema será provavelmente do sistema piloto, válvula de controle piloto, reguladora de superfície ou válvula de alívio do sistema.

As válvulas de controle piloto, reguladoras de superfície e ventilação das válvulas de alívio possuem circuitos de retorno para o tanque de fluido. Verificando as entradas do tanque, pode-se

observar se há fluido retornando para o mesmo e, portanto, será possível identificar qual dos componentes apresenta a falha. Se não houver fluido retornando para o tanque então o vazamento provavelmente estará em uma das mangueiras piloto do umbilical ou no pistão do piloto de uma das válvulas SPM nos POD`s.

Rastrear vazamentos hidráulicos enquanto o BOP está em funcionamento é uma forma eficaz de detecção. Um exemplo disso seria que, enquanto um preventor de gavetas é acionado, o flowmeter registra um consumo de fluido conhecido e, se após a utilização da quantidade normal de fluido, continuar havendo fluxo indefinidamente, há uma indicação da ocorrência de vazamento no circuito da função.

4.7 CIRCUITO ELÉTRICO

Problemas elétricos devem ser rastreados da mesma forma metódica daquela usada para os circuitos hidráulicos. Antes de operar qualquer função dos painéis elétricos, deve-se assegurar que todas as luzes indicadoras estejam funcionando corretamente, pois isso vai evitar interpretações equivocadas.

Caso ao operar uma função a partir do painel do sondador o botão for pressionado, mas a função não operar, isto é, a luz indicadora não se alterar e não ocorrer fluxo no flowmeter vá ao painel do tool pusher e opere a função a partir de lá. Se a função operar corretamente, então o problema está no botão do painel do sondador. Se a função não funcionar em ambos os painéis, então o problema estará na válvula solenoide correspondente localizada na caixa da unidade de controle.

Caso ao operar uma função a partir do painel do sondador o botão for pressionado e a função operar corretamente, mas a luz indicadora não se acender, vá ao painel do tool pusher e verifique a luz correspondente. Se ela ainda não se acendeu então o problema estará no pressure switch correspondente, localizado na caixa da unidade de controle. Se a luz do painel do tool pusher se acender, o problema estará no suporte da lâmpada do painel do sondador ou no seu cabeamento.

Ao deslocar uma função para a posição de block, o circuito de memória deve fazer com que a luz indicadora da posição anterior da função permaneça acesa. Se isso não ocorrer então o problema estará no relê de memória correspondente localizado no painel do tool pusher.

5 O BOP

BOP é uma abreviatura, utilizada no meio técnico da indústria petrolífera, do termo “*Blowout 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 submarino é denominada de LOWER MARINER RISER PACKAGE (LMRP). O LMRP está, de fato, na parte inferior da coluna de Risers, por isso, adquiriu essa nomenclatura.

O termo “BOP Stack” (pilha) refere-se à seção inferior (metade inferior) do BOP submarino. O BOP está entre os mais importantes componentes do sistema de controle de poço. 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.

<u>Rated Working Pressure</u>	
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

Figura 33: Pressões de Trabalho

5.1 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 do 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

Figura 34: Códigos dos Componentes do BOP Stack

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.

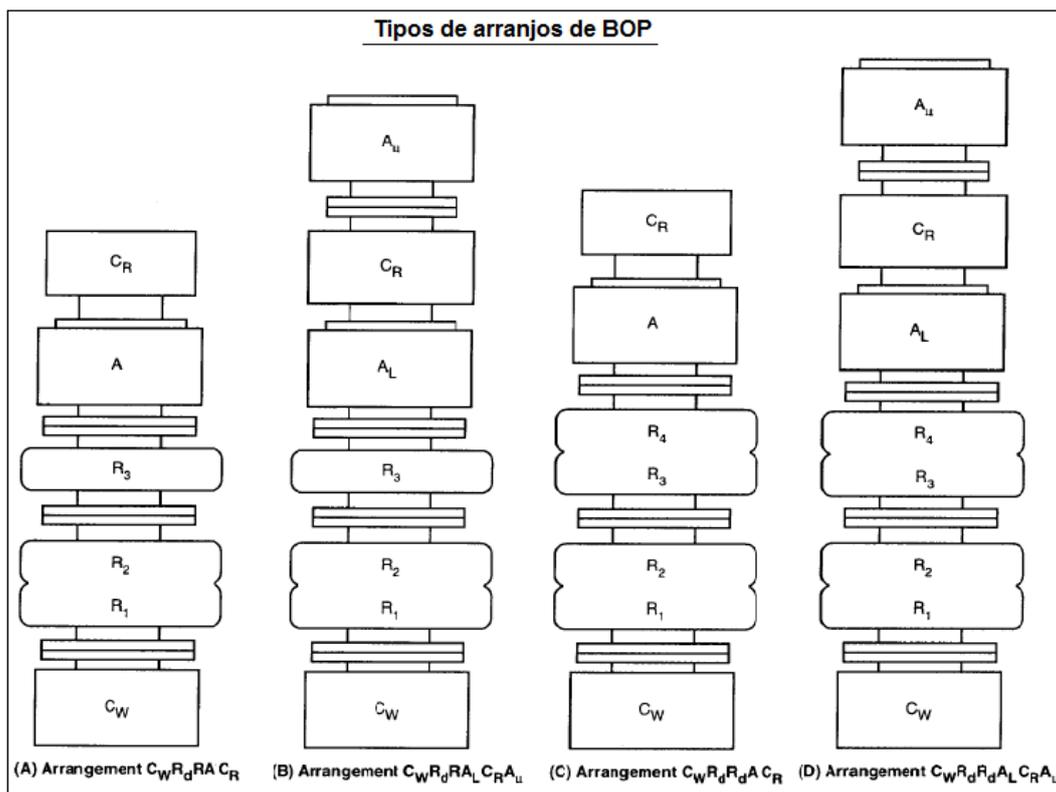


Figura 35: Tipos de Arranjos de BOP

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.

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 fique 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.

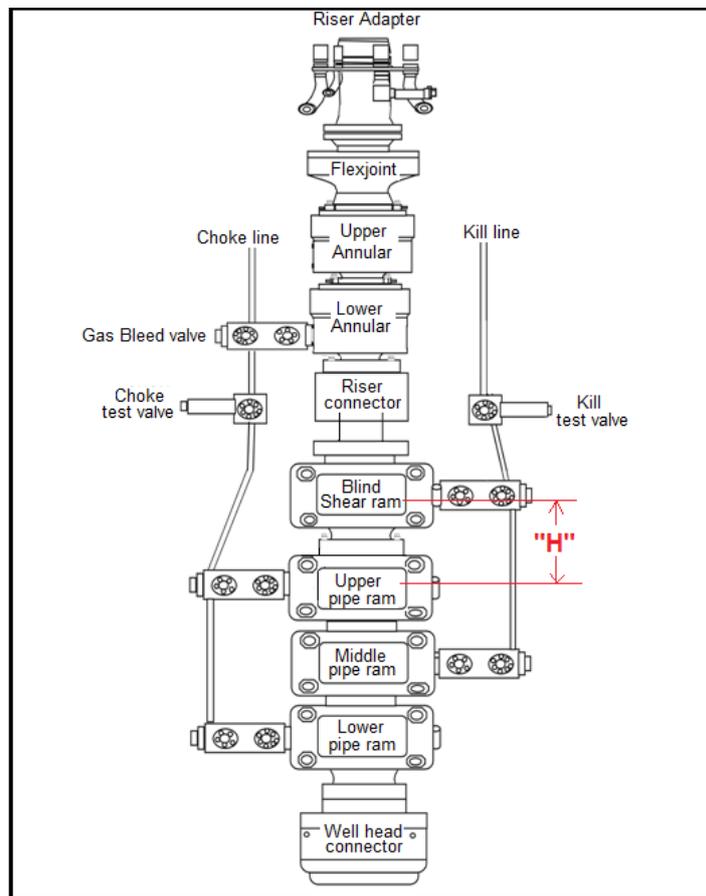


Figura 36: Esquemático de um BOP submarino de 4 preventores de gavetas

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.

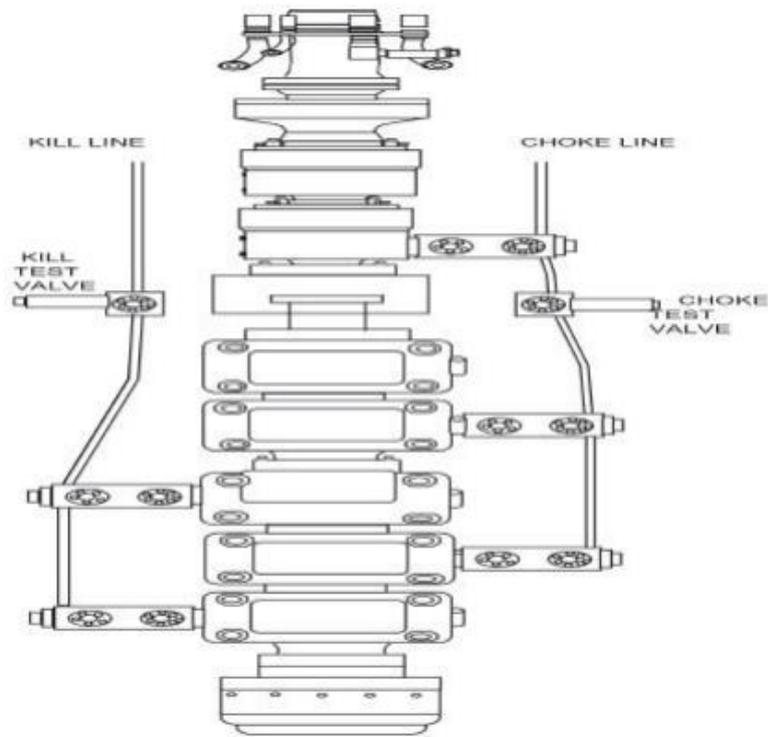


Figura 37: Arranjo de um BOP de 5 gavetas e 4 saídas

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.

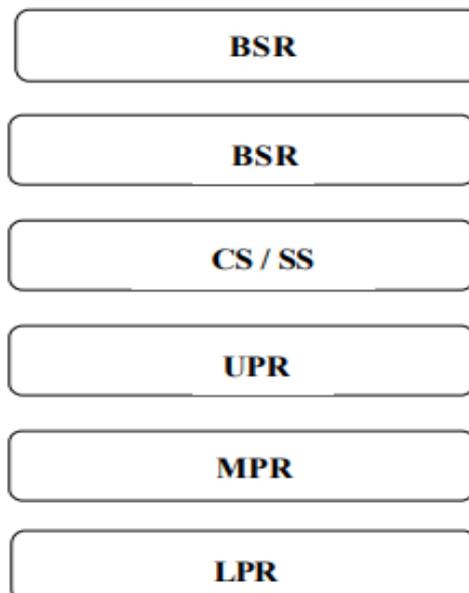


Figura 38: Arranjo com 6 gavetas

IV - Arranjo com sete gavetas, duas linhas e seis saídas:

Neste caso existem duas BSR, e uma gaveta cisalhante de revestimento que é posicionada abaixo das duas gavetas cisalhantes de tubos ou entre elas. Nesta configuração também temos uma gaveta invertida para realizar testes no BOP sem precisar descer ferramenta de teste.

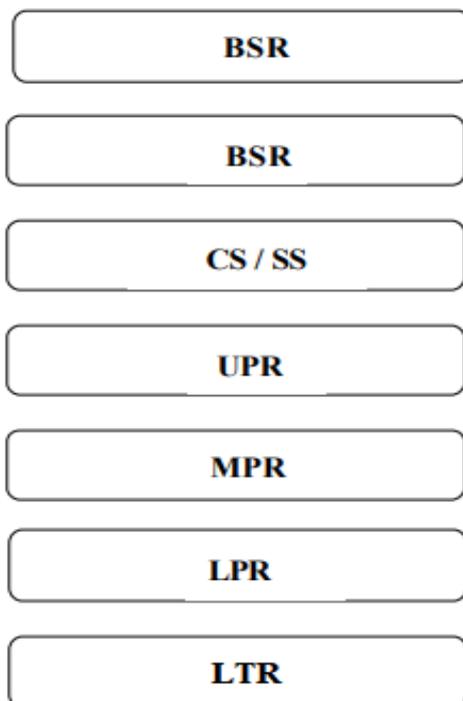


Figura 39: Arranjo de um BOP de 7 gavetas

5.2 CLASSE DE PRESSÃO DE UM BOP

Segundo a classe de pressão de um BOP, a pressão que ele deve ser capaz de suportar é a Máxima Pressão Esperada ou Antecipada na Superfície (**MASP**). A Máxima Pressão Esperada na Superfície (**MASP**) é a maior pressão que pode ser vista na superfície se o poço estiver cheio de fluido de formação (geralmente assumido como gás).

CLASSE API	PRESSÃO DE TRABALHO	CONDIÇÃO DE SERVIÇO
2M	2000 PSI	SERVIÇO LEVE
3M	3000 PSI	BAIXA PRESSÃO
5M	5000 PSI	MÉDIA PRESSÃO
10M	10000 PSI	ALTA PRESSÃO
15M	15000 PSI	EXTREMA PRESSÃO

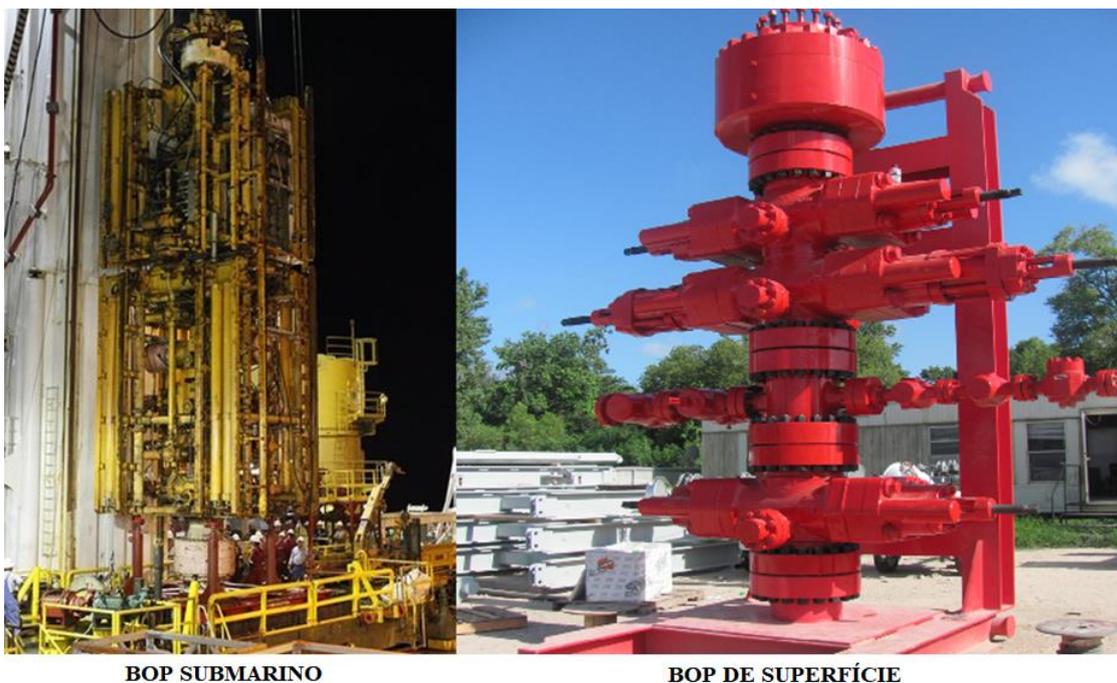
Tabela 1: Classes de pressão do BOP

Durante a montagem de algum flange do BOP ou a substituição das válvulas (HCR) de kill e choke é importante que o novo equipamento a ser instalado deverá possuir a mesma classe de pressão do BOP, caso contrário, a pressão que o BOP suportará será a pressão do elemento de menor pressão.

Exemplo:

O efeito da montagem de um flange de 7-1/16 x 10000 psi para um BOP Stack classificado para trabalhos de 15000 psi é que a classificação de pressão dele se tornaria 10000 psi.

5.3 TIPOS DE BOP



BOP SUBMARINO

BOP DE SUPERFÍCIE

Figura 40: BOP submarino e BOP de superfície

5.3.1 BOP DE SUPERFÍCIE

O BOP de superfície como o próprio nome já diz, trabalha na superfície em plataformas fixas e em plataformas terrestres, como ele está na superfície a sua manutenção é mais rápida do que de um BOP submarino. Porém é um equipamento mais compacto quando comparado com o BOP submarino.

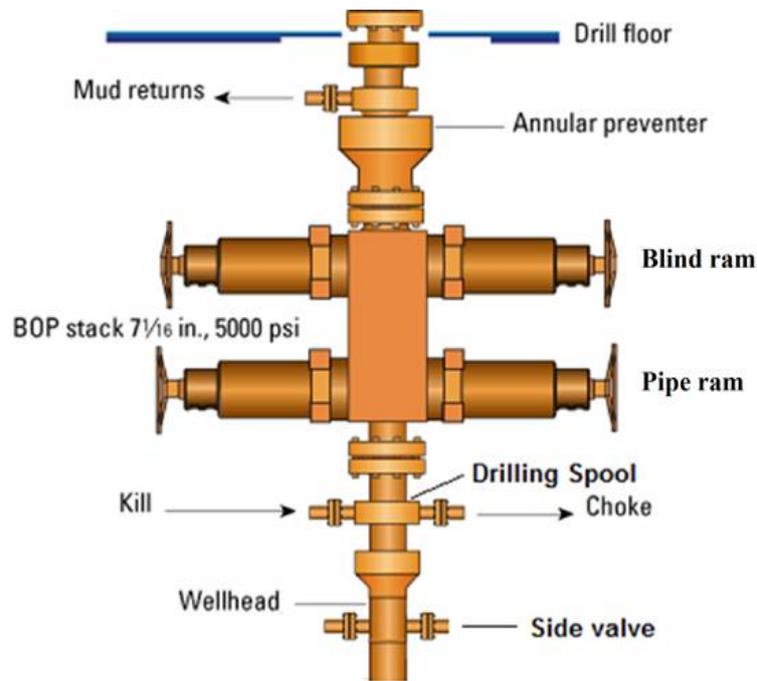


Figura 41: BOP de superfície de 2 preventores de gavetas

5.3.2 VÁLVULAS LATERAIS DA CABEÇA DE POÇO TERRESTRE

As válvulas laterais (side valve) da cabeça do poço de superfície devem ficar abertas quando o BOP é testado com um Test Plug, para evitar danos no poço e também para indicar um possível vazamento da ferramenta de teste.

5.3.3 ANÉIS DE VEDAÇÃO USADOS EM BOP DE SUPERFÍCIE

São elementos de vedação utilizados entre as partes do cabeçal. São feitos de material mais mole do que o dos equipamentos a serem conectados para, quando apertados, se deformarem o necessário para vedar.

Pelo fato de sempre haver deformação resiliente no anel é que não se deve reutilizar anéis. A vedação é do tipo metal-metal, por isso não se deve fazer a montagem do anel na sede utilizando graxa, que devido a vibração do equipamento durante as operações, pode se deslocar provocando folga da vedação. O anel deve ser assentado a seco e limpo. Deve-se evitar pancadas na montagem do equipamento o que poderá amassá-lo e comprometer a vedação. Do mesmo modo não se deve usar "teflon" para auxílio da vedação.

5.3.4 ANÉIS TIPO R, RX E BX

Os anéis tipo R e RX são usadas nos flanges API tipo 6B, enquanto os do tipo BX são usadas nos flanges API tipo 6BX. Os anéis R e RX são intercambiáveis entre si, apesar dos anéis RX serem mais altos que seus R correspondentes. Os anéis R podem ter seção oval ou octogonal. Os anéis RX tem seção octogonal e são energizáveis, isto é, são atuados positivamente pela

pressão do poço e também deformam quando do aperto entre os flanges, assegurando uma melhor vedação. Os anéis BX tem seção octogonal e também são do tipo energizáveis. Ou seja, os anéis RX e BX utilizam a pressão interna do poço para intensificar a vedação.

Flange 6B - Anel Estrutural

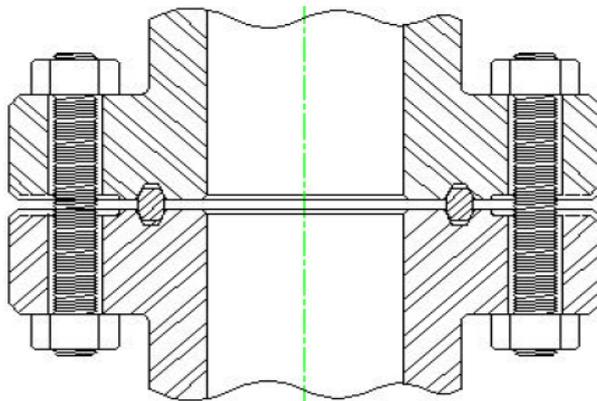


Figura 42 - Flange 6B - Anel Estrutural

No **Flange tipo “6B”** o anel oferece apoio para as superfícies dos flanges que mantêm entre si um afastamento (stand off). Aqui o anel recebe toda a carga de aperto dos parafusos.

Flange 6BX – Anel Não-Estrutural

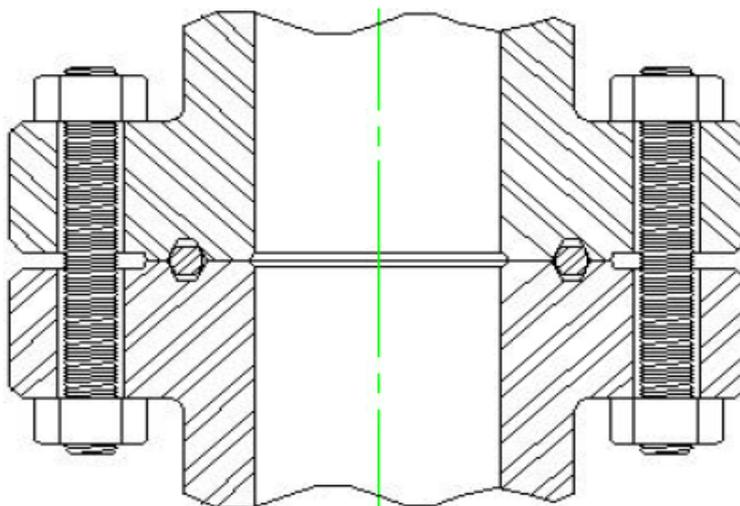


Figura 43 - Flange 6BX – Anel Não-Estrutural

No **Flange tipo “6BX”** o anel não oferece apoio para as superfícies dos flanges. As superfícies dos flanges se tocam mantendo o anel devidamente energizado e vedando sem receber a carga da estrutura formada pelos componentes flangeados. Aqui o anel só recebe a carga de aperto dos parafusos até os flanges se “apoiarem” um no outro.

5.3.5 BOP SUBMARINO

O BOP submarino fica localizado no leito marinho, a sua distância para a plataforma depende da *Mud Line* (*Air Gap* + Lâmina d'água). Para realizar a sua manutenção na superfície, primeiro precisará ser colocado no poço tampões de cimento para atuarem como barreira secundária, já que, uma vez que o BOP submarino é removido a hidrostática do fluido do riser será substituída pela hidrostática da água do mar, o que resultará em redução na pressão no fundo do poço (BHP). Devido a estar muito distante da plataforma, o BOP submarino vem equipado com várias redundâncias (backup's).

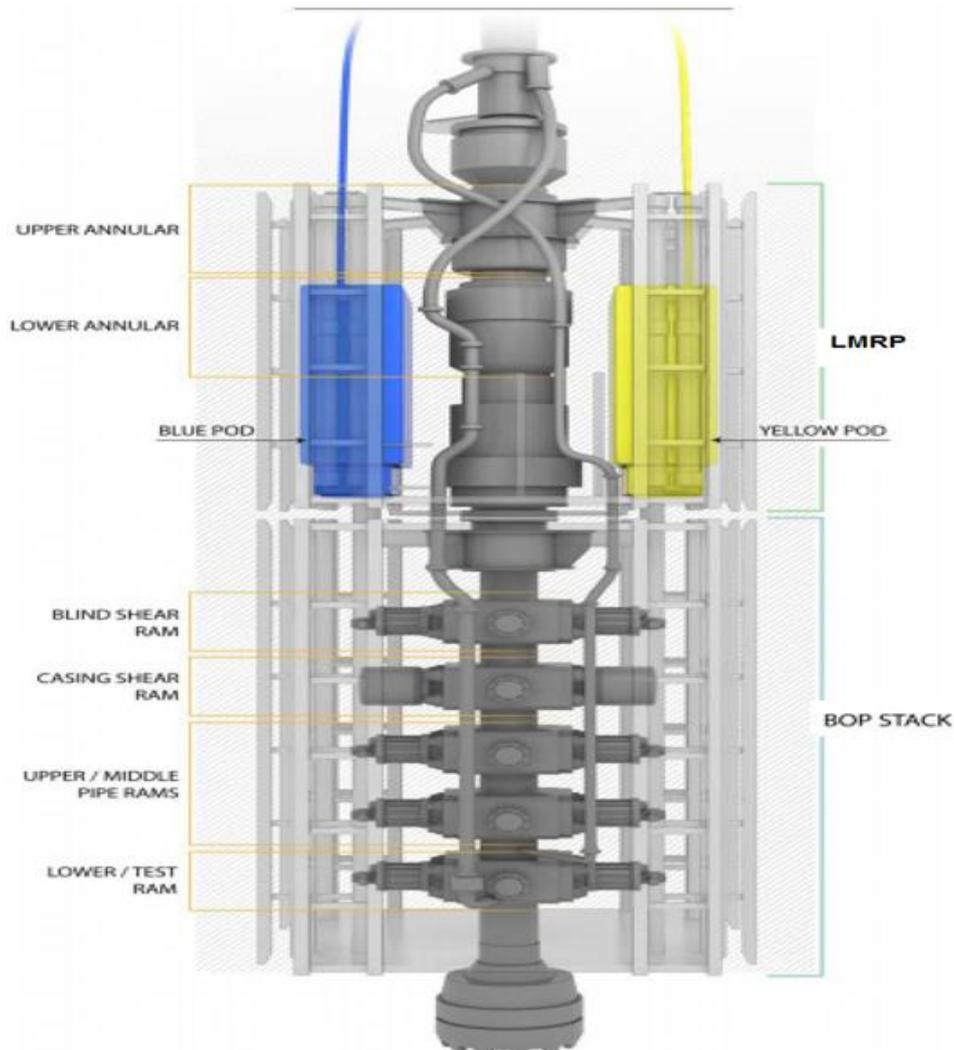


Figura 44: BOP submarino de 5 preventores de gavetas

5.3.6 ANÉIS DE VEDAÇÃO USADOS EM BOP SUBMARINO

- STANDARD (inox - cádmio);
- VX/VT;
- Simples HYCAR;
- Duplo HYCAR.

Em casos extremos, poderá ser utilizado chumbo ao invés de hycar. O anel de vedação é preso ao adaptador superior (TOP ADAPTER) do conector H-4 por quatro parafusos retentores que podem ser de acionamento mecânico ou hidráulico. A substituição do anel é feita desatarraxando os quatro parafusos com sextavado interno (ALLEN) ou operando a função release gasket (acionamento hidráulico). Um orifício indicador de vazamentos localizado no adaptador superior (TOP ADAPTER) do conector pode ser monitorado visualmente na superfície por uma câmera submersa.

Observação: Esta substituição também poderá ser realizada no fundo do mar, com auxílio de ROV.

5.3.7 ANEL TIPO VX

O anel de vedação VX, é capacitado para 10.000/15.000psi. Se a superfície de vedação sofrer danos, é possível o uso de um anel especial com HYCAR (material resiliente). Esse material resiliente especial (plástico) tende a escoar para as estrias e ranhuras da superfície de vedação danificada.

O anel de vedação do conector do Stack deve ser pintado internamente com faixas pretas para criar contraste facilitando sua verificação com ROV. Deve-se pintar setas na parte interna do anel e o mesmo deve ser instalado no conector de forma que as setas apontem para o fundo do mar para identificação da face do anel que ficará em contato com a cabeça do poço.

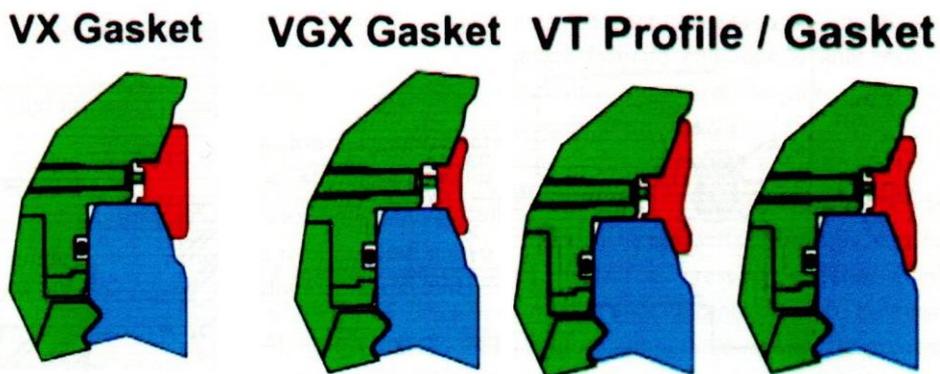


Figura 45: Tipos de anéis de vedação

5.3.8 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 46, a seguir mostra um conector Cameron e a figura 47 mostra um conector Vetco.

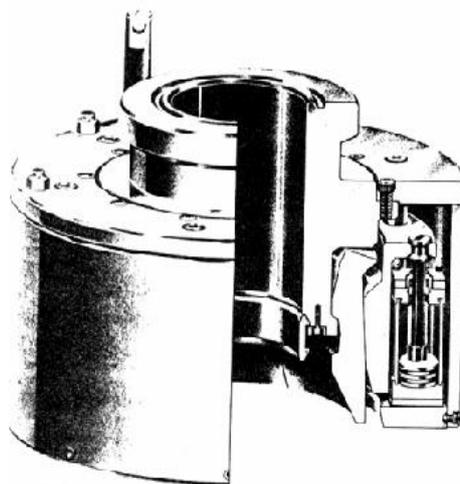


Figura 46 - Conector Cameron (COLLECT CONNECTOR) com indicador de posição

Vetco H4 Connector

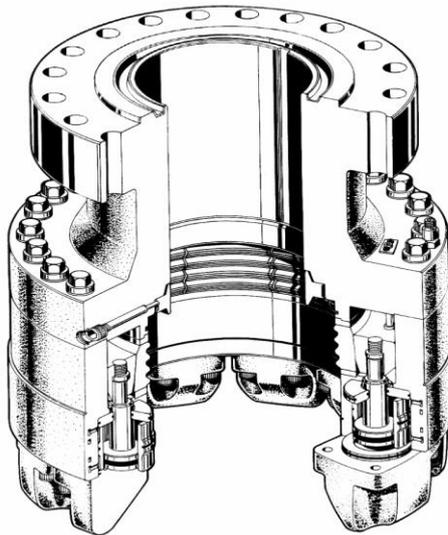


Figura 47 - Desenho de um conector Vetco

5.3.9 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.

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

O gráfico da figura 48(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 48(b) mostra uma análise da sobre carga de travamento quando usamos 100% ou 50% das hastes dos pistões conectadas ao Cam Ring.

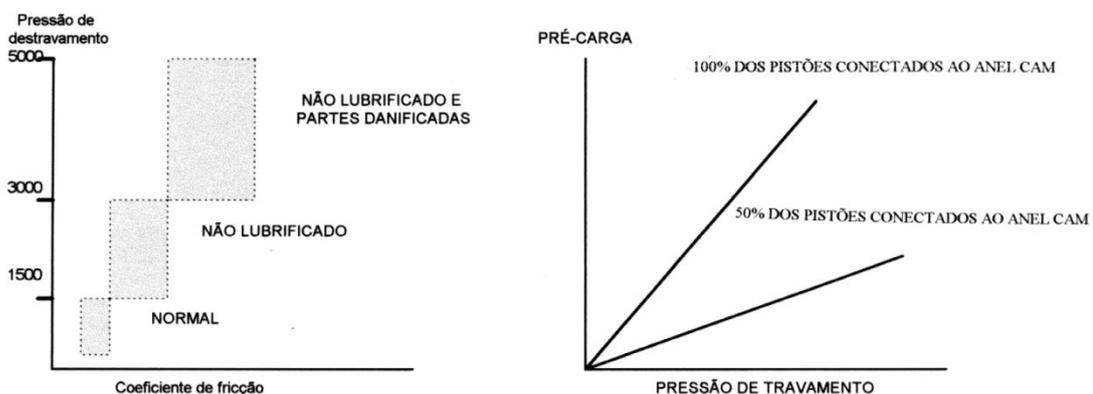


Figura 48 - (a) Relação da pressão de destravamento X travamento e condições superficiais de contato (b) sobrecarga de travamento em função da quantidade de pistões usados

5.3.11 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.

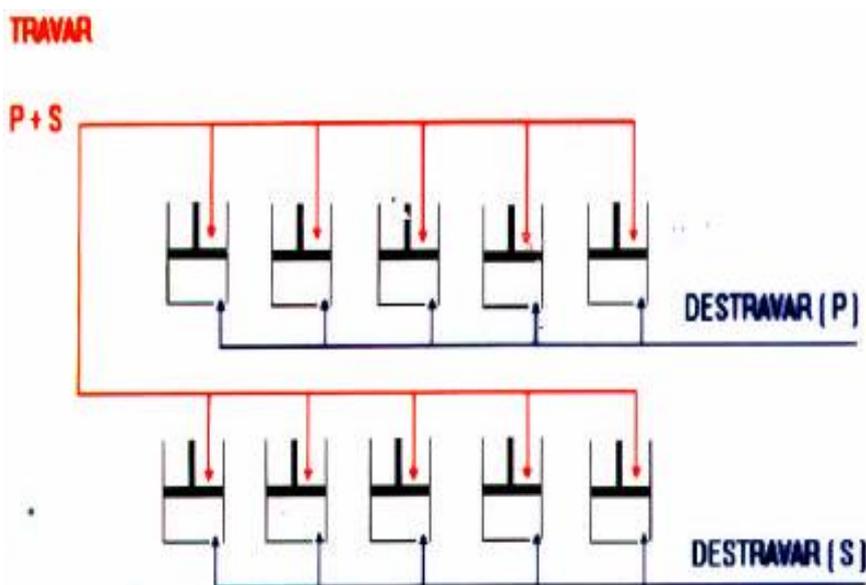


Figura 49 - Esquema hidráulico do conector H-4 Standard

5.3.12 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.

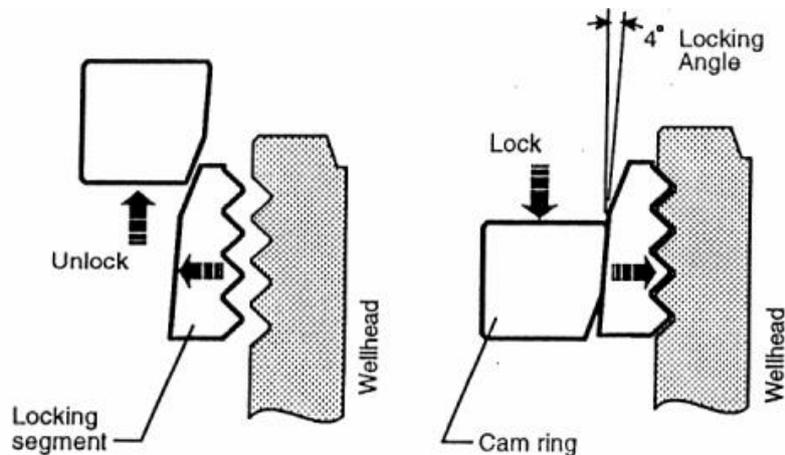


Figura 50: Detalhamento do sistema de travamento dos dog's à cabeça do poço

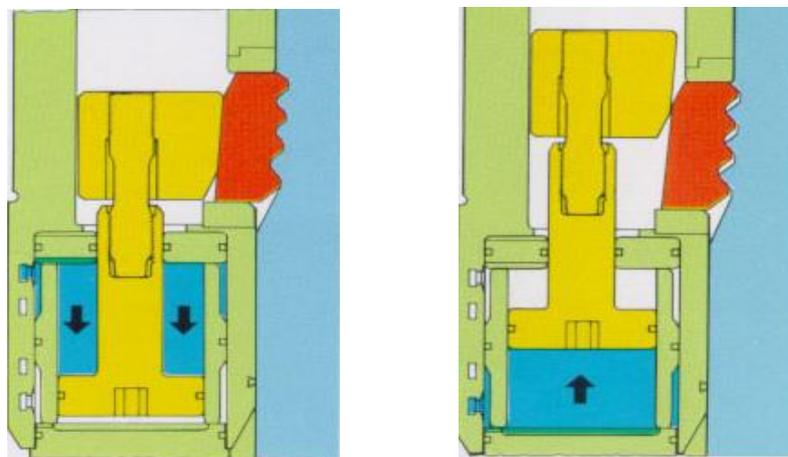


Figura 51: Travamento dos dog's à cabeça do poço

5.3.13 PREVENTOR ANULAR

O BOP Anular tem como função principal fechar e vedar o poço em diversas situações, independente do diâmetro da coluna que esteja sendo usada, do tool joint, do revestimento, de cabos de aço, e de não ter ferramenta em sua frente. Porém não irá vedar contra estabilizadores e comandos espiralados por exemplo. Este preventor também, permite 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 (NOV);**
- **Cameron (Schlumberger);**
- **Hydril (GE).**



Figura 52: Tipos de BOP anular

5.3.14 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.

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.

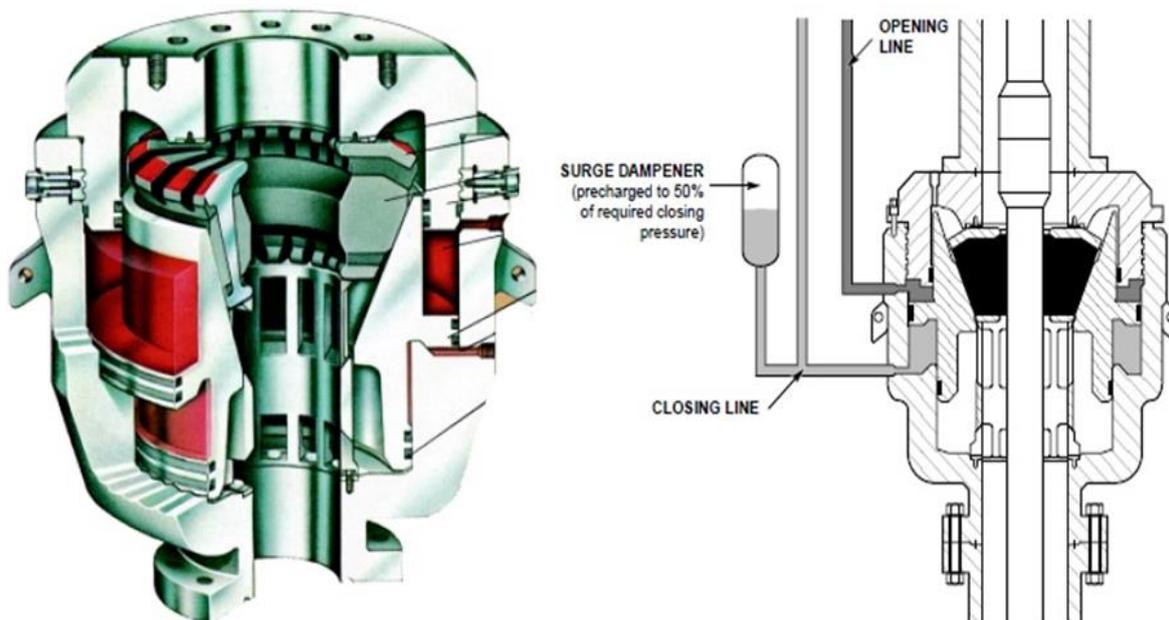


Figura 53: Preventor anular Hydril

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

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

Alguns cuidados devem ser tomados para acioná-lo, um dos cuidados é evitar fechar o preventor anular no vazio, apesar do elemento dele vedar nessas condições o ponto negativo será o “sacrifício” da unidade de vedação (borracha) do preventor, portanto, em casos de kicks sem ferramenta no poço fecha-se a gaveta cega cisalhante (Blind Shear Ram).

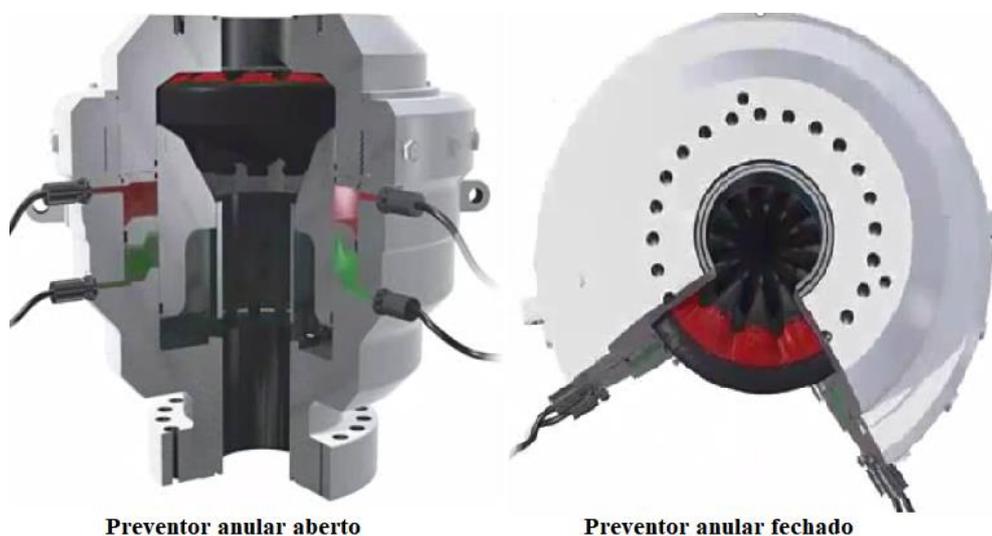


Figura 54: Fechando o preventor anular sem coluna

Um outro cuidado que se deve ter é quando um revestimento estiver frente ao BOP, nesse caso o sondador deverá reduzir a pressão de fechamento do preventor anular para a pressão compatível com o diâmetro do revestimento, conforme o gráfico abaixo.

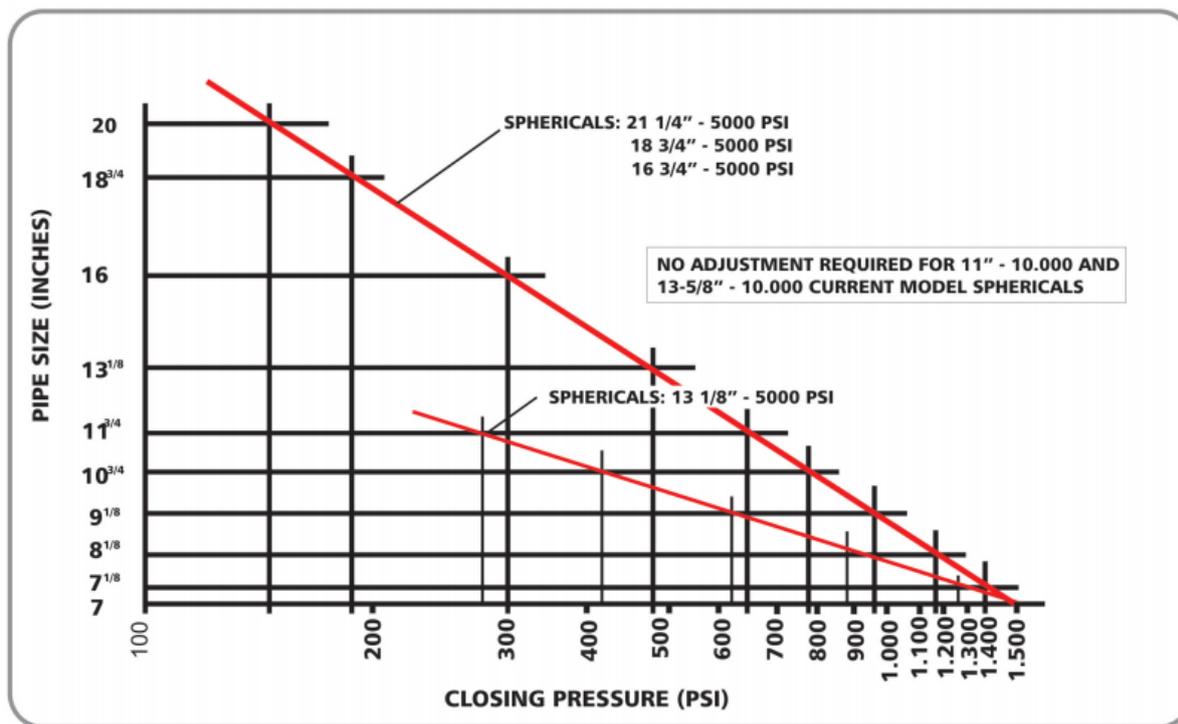


Gráfico 1: Diâmetro x Pressão de fechamento

Quanto maior for o diâmetro da ferramenta, menor será a pressão de fechamento. 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.

5.3.15 MATERIAL DO ELEMENTO DE VEDAÇÃO (ELASTÔMEROS OU UNIDADE DE VEDAÇÃO)

Antes de instalar qualquer elastômero do preventor anular deve-se levar em consideração o tipo de fluido de perfuração (base água ou base óleo) que será usado durante a perfuração e a temperatura esperada. Existem três tipos de elementos de vedação quanto ao material utilizado na sua fabricação:

- **Borracha Natural;**
- **Borracha de Nitrile;**
- **Borracha de 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.

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

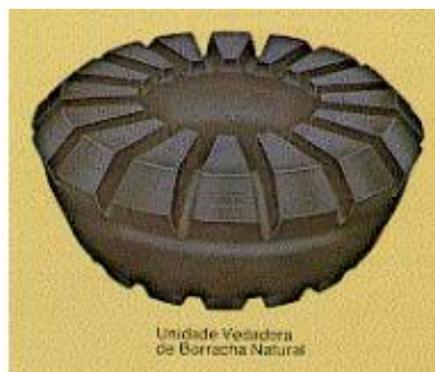


Figura 55: Borracha tipo Natural

- **Nitrile** - É um composto sintético para uso em lama base óleo e temperatura entre -7° e 88°C . Identificada por uma faixa vermelha, com número de série e sufixo “NBR” (é menos atacada pelo H_2S). Conforme mostra a figura a seguir.

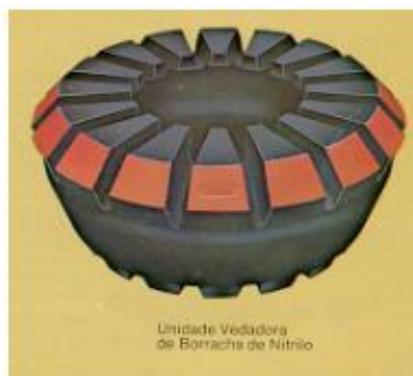


Figura 56: Borracha tipo Nitrile

- **Neoprene** - Para baixas temperaturas e lama base óleo. Temperaturas entre 35° e 77°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 a figura a seguir.



Figura 57: Borracha tipo Neoprene

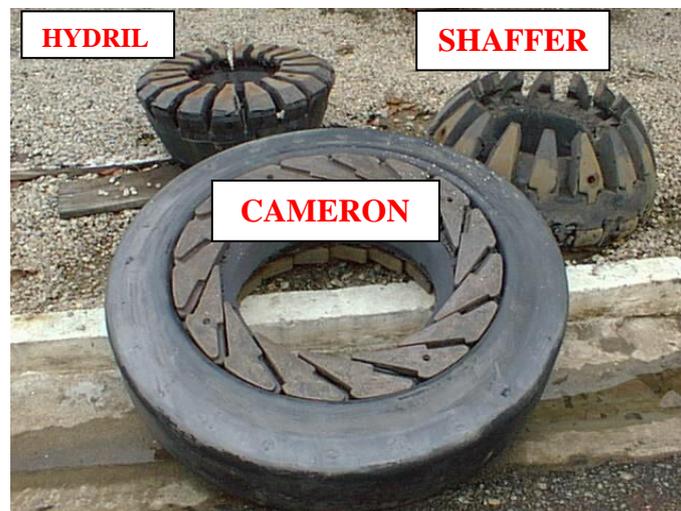


Figura 1: Elementos de vedação dos BOP's

5.3.16 FECHANDO O PREVENTOR ANULAR NA COLUNA DE PERFURAÇÃO DURANTE UMA MANOBRA

Durante a ocorrência de um kick, esse influxo normalmente invadirá o espaço anular, pois é o caminho mais fácil para ele fluir, porém quando estamos numa situação de kick durante uma operação de manobra devemos nos lembrar que o top dive estará desconectado da coluna e com isso não teremos as suas válvulas IBOP para proteger o interior da coluna de perfuração, e mesmo que tenhamos uma float valve instalada na parte inferior da coluna de perfuração não podemos correr o risco de fechar o preventor primeiro, antes de proteger o interior da coluna, pois o kick caso invada a coluna ele ganhará muita velocidade devido ao diâmetro interno do tubo ser muito menor do que o diâmetro do poço.

Portanto, precisaremos primeiro instalar a válvula de segurança de coluna (TIW ou VSC) na posição aberta e posteriormente com o auxílio de uma chave allen fecharemos a VSC, depois disso o preventor anular será fechado para vedar o poço.

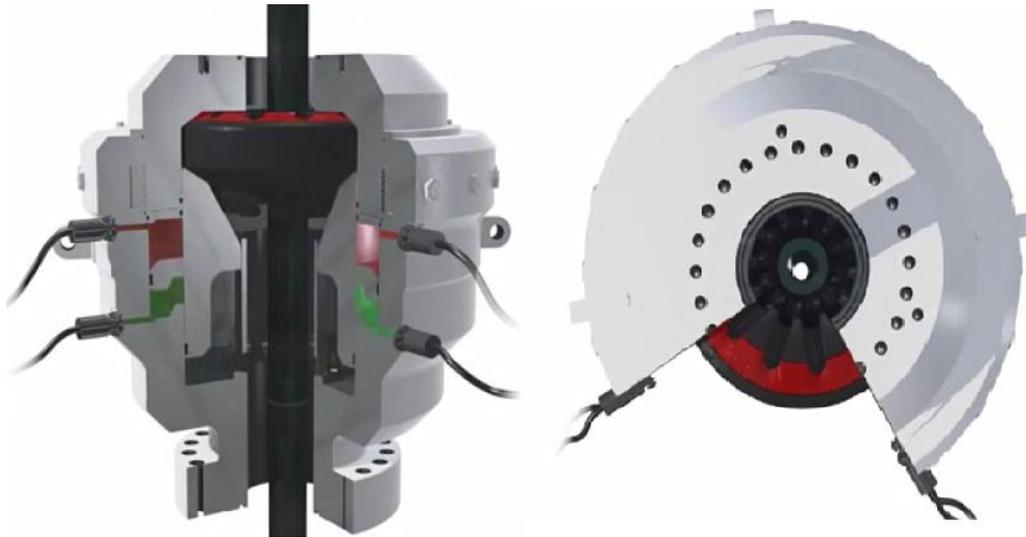


Figura 59: Preventor anular fechado no tubo de perfuração, mas o interior do tubo está aberto

5.3.17 VÁLVULA DE SEGURANÇA DE COLUNA (TIW)

A válvula de segurança de coluna será instalada na coluna de perfuração quando ocorrer um kick em uma manobra. É uma válvula esfera que quando está na posição aberta dá passagem plena de fluido em seu interior. Permite fluxo de cima para baixo (fluxo descendente) e fluxo de baixo para cima (fluxo ascendente) uma vez que esteja aberta, caso esteja fechada irá vedar nos dois sentidos. Em inglês pode ser chamada de Full Opening Safety Valve (FOSV).

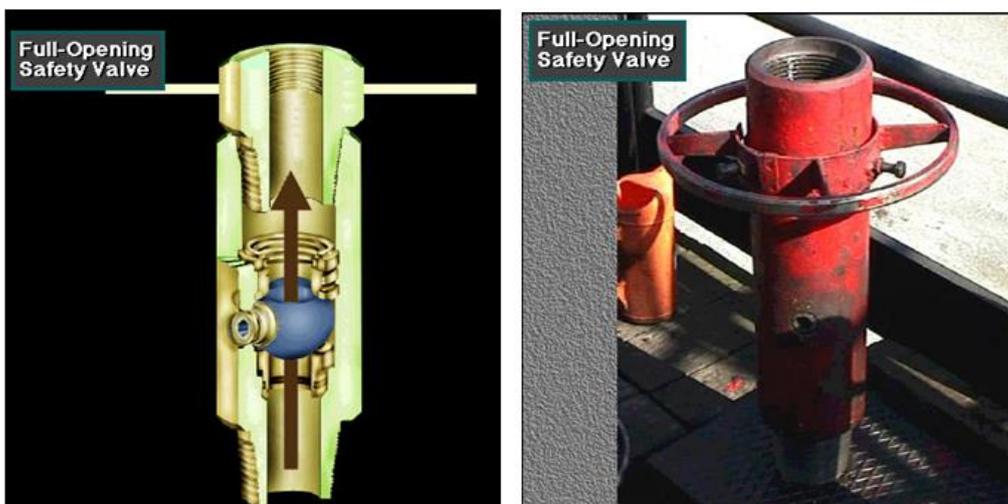


Figura 60: Válvula de segurança de coluna

Observação: No revestimento será instalada a cabeça de circulação que já deverá estar montada com um cross over caso não tenha o diâmetro compatível com o revestimento que esteja sendo descido no poço.

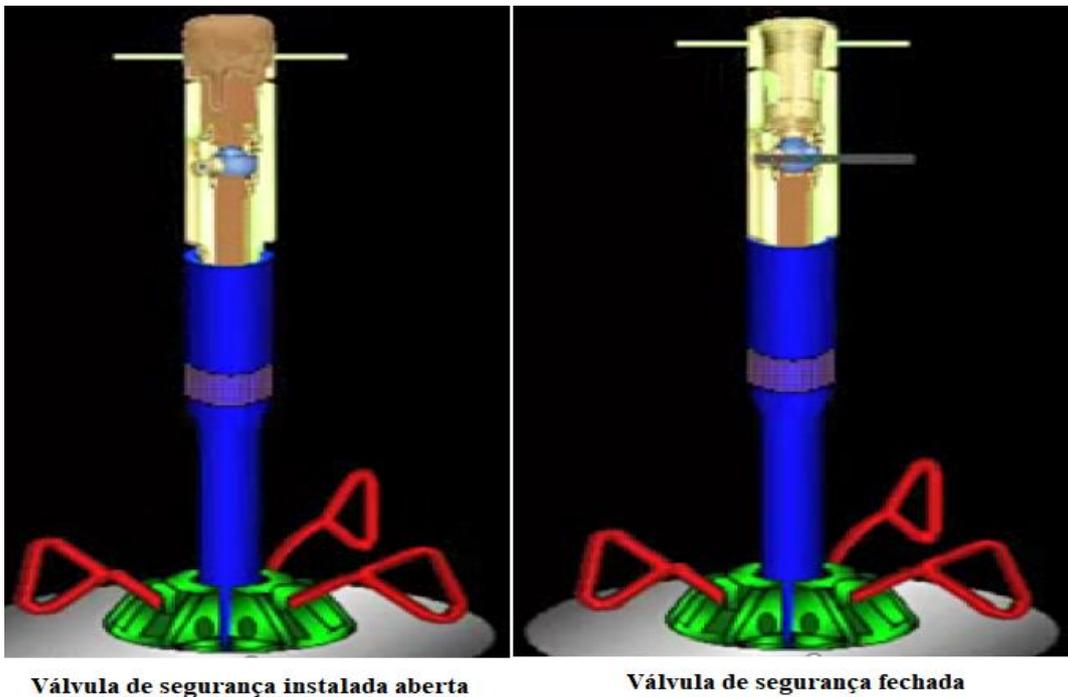


Figura 61: Válvula de segurança instalada na coluna de perfuração

5.3.18 INSIDE BOP

A inside BOP será instalada na coluna de perfuração quando for realizar uma operação de stripping. É uma check valve, ou seja, é uma válvula que permitirá fluxo descendente e impedirá fluxo de fluidos da formação para o interior da coluna quando iniciar a operação de stripping. É uma válvula totalmente necessária para realizar stripping já que ocorrerão conexões de tubo e a válvula de segurança de coluna como não poderá ser descida fechada devido ao seu acionamento ser manual, pois irá bloquear a injeção de fluido pela coluna de perfuração.



Figura 62: Inside BOP

5.3.19 OPERAÇÕES DE STRIPPING

A operação de stripping consiste em movimentar a coluna de perfuração com o BOP fechado. O stripping out pode ser utilizado para reconhecer a posição da toll joint caso o sondador não saiba onde se encontra a toll joint da coluna, logo ele fechará o preventor anular normalmente e depois de fechar, basta reduzir a pressão de fechamento do anular para a mínima pressão que garanta a vedação ao poço, e começa a puxar a coluna devagar até a toll joint encostar na borracha, serão percebidas a mudança no peso da coluna e a mudança nas pressões das reguladoras no painel do BOP. O stripping in consiste em descer a coluna no poço com o BOP fechado.

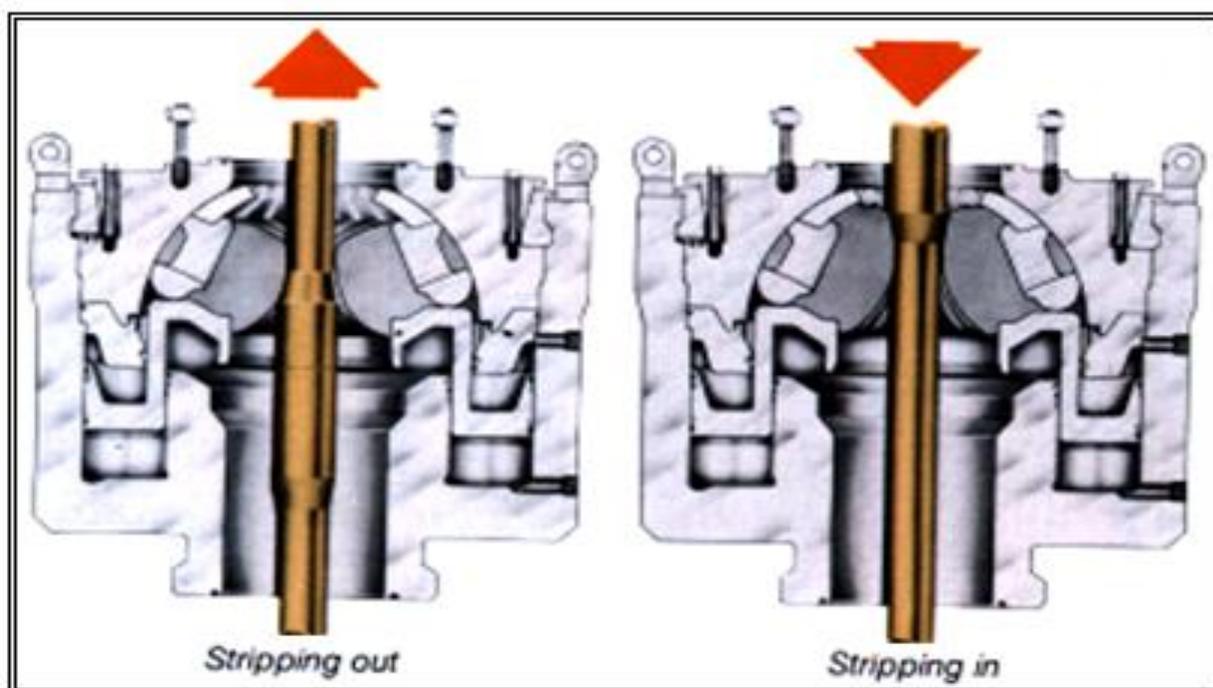


Figura 63: Operações de stripping

Um dos motivos para realizar uma operação de stripping num poço (stripping in) é chegar com a coluna de perfuração no fundo do poço para poder circular o kick. Devido ao fato de estar em manobra quando o kick é identificado, dificilmente a coluna estará muito próxima ao fundo do poço para circular com eficiência o influxo para fora do poço, por isso precisaremos descer a coluna por stripping no poço. Para realizar essa operação de stripping precisaremos seguir as seguintes etapas:

- Instalar a Inside BOP acima da válvula de segurança de coluna;
- Abrir a válvula de segurança de coluna;
- Reduzir a pressão de fechamento do preventor anular para a mínima pressão que garanta vedação ao poço (algo em torno de 700psi ou 800psi);

- Drenar através do choke o excesso de pressão devido ao deslocamento volumétrico para não fraturar a formação.

5.3.20 IBOP (INTERNAL BOP) DO TOP DRIVE

É a válvula de segurança que já fica instalada no top drive, normalmente teremos duas válvulas dessa instaladas, uma de acionamento manual e a outra de acionamento hidráulico. A válvula hidráulica será acionada para proteger a coluna quando houver fluxo no interior da coluna de perfuração e o top drive esteja conectado. Deve ter pressão de trabalho compatível com o sistema BOP.

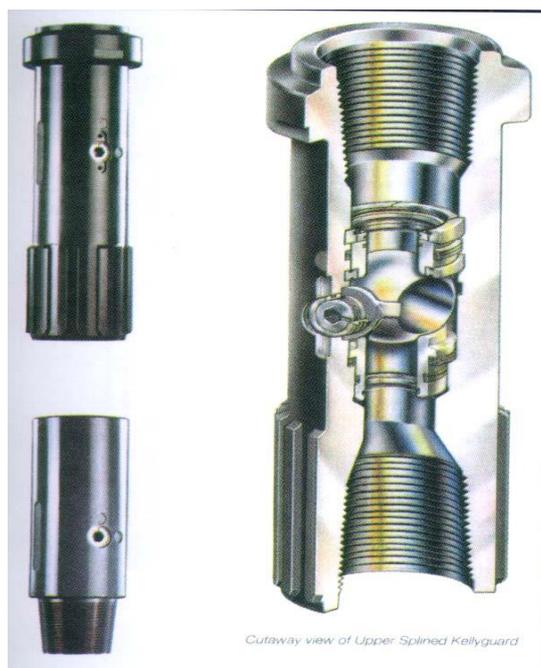


Figura 64: IBOP

Observação: as válvulas de proteção da coluna devem ser testadas com a mesma pressão que o BOP é testado, pois fazem parte do conjunto secundário de barreiras.

5.3.21 FLOAT VALVE

A sua função é impedir a entrada dos fluidos da formação para o interior da coluna de perfuração. Permite fluxo descendente, mas bloqueia o fluxo ascendente. Apesar de ser uma check valve é um equipamento que não é considerado barreira de segurança, pois não passa por testes como as válvulas citadas anteriormente.



Figura 65: Float valve instalada perto da broca

Observação: Se a float valve não for ported (furada ou vazada), toda vez que se fechar um poço em kick não teremos registro de pressão na coluna de perfuração (SIDPP) caso a float esteja fechada, só teremos registro de SICP (pressão de fechamento através do anular). Para descobrirmos o valor de SIDPP precisaremos bombear lentamente pela coluna até a pressão do anular começar a subir, aí então o bombeio é parado e a pressão lida na coluna menos o acréscimo de pressão do anular será o SIDPP verdadeiro.

5.3.22 PREVENTORES DE GAVETA

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.

5.3.23 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.

5.3.24 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.

- Gaveta Fixa (Pipe Ram);
- Gaveta Variável (Variable Bore Ram ou VBR)
- Gaveta Cega (Blind Ram);
- Gaveta Cega Cisalhante (Blind Shear Ram);
- Gaveta Cisalhante de Revestimento (Casing Shear Ram).

5.3.24.1.1 GAVETA FIXA (GAVETA DE DIÂMETRO CONSTANTE – PIPE RAM)

Fecha e veda o poço em um único diâmetro de ferramenta. É o preventor que vai promover o fechamento do poço e vedar o espaço anular do poço ao redor do tubo de perfuração. Os blocos de gaveta de tubo de diâmetro fixo possuem uma abertura semicircular com diâmetro interno

(size) específico para fechar em torno de tubulação com determinado diâmetro externo, conforme a imagem abaixo.

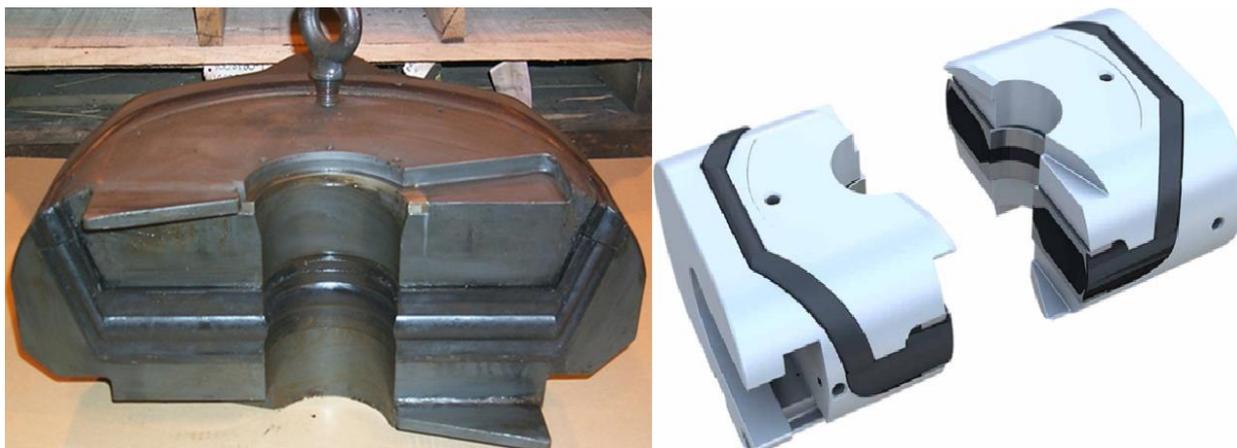


Figura 66: Preventor de gaveta fixa

Podem ser utilizadas para a operação de hang-off onde a tool joint do drill pipe fica apoiado na estrutura metálica da gaveta.

5.3.25 GAVETA VARIÁVEL (GAVETA DE TUBOS DE DIÂMETRO VARIÁVEL (VARIABLE BORE RAMS OU VBR)

Os blocos destas gavetas possibilitam o fechamento e vedação em um range de diâmetros definidos de tubulação, ou seja, os mesmos possuem um selo frontal constituído de elastômero e placas de aço, que se adaptam a mais de um diâmetro de tubulação.



Figura 67: Preventor de gaveta variável

Por exemplo, bloco de gaveta para tubos de 3 ½ " a 5 ½ ". Deve-se ressaltar, no entanto, que quanto maior o range operacional de uma gaveta variável, o que possibilita uma grande versatilidade para o equipamento, maiores serão as limitações de utilização, no que se refere à redução da capacidade de carga para hang off e do comprometimento da sua capacidade de vedação. Por exemplo, uma gaveta com "range" de 3. 1/2" a 7" ou 7 5/8", atende a uma faixa

operacional considerável, mas poderá apresentar dificuldade de estanqueidade em presença de pressões de 10.000 psi ou 15.000 psi quando fechada contra um tubo de 3 1/2", ou de suportar elevada carga de hang off com coluna de pequeno diâmetro. Isso ocorre devido ao fato de que, para atender a uma grande faixa de diâmetros, as partes metálicas dos blocos, obviamente, possuem o seu diâmetro compatível com a tubulação de maior diâmetro, portanto, o selo frontal apresenta uma grande área de borracha (elastômero) exposta.

5.3.26 SELOS DOS PREVENTORES DE GAVETA

Os selos de vedação dos preventores são:

- **Selo frontal:** é o responsável por promover a vedação entre os dois blocos da gaveta e entre os blocos e a coluna de perfuração, impedindo que os fluidos do poço passem para dentro do riser;
- **Selo superior:** é o responsável por promover a vedação na parte superior da gaveta evitando que os fluidos do poço deem a volta por trás da gaveta e passem por cima dela para o interior do riser;
- **Selo da porta do bonnet:** é o responsável por promover a vedação entre a porta e o bonnet da gaveta, impedindo que os fluidos do poço vazem para o mar;
- **Selo da haste do pistão:** é o responsável por promover a vedação na haste do pistão da gaveta, impedindo que o fluido de perfuração penetre na área de atuação do pistão e consequentemente vaze para o mar através do orifício chorão.

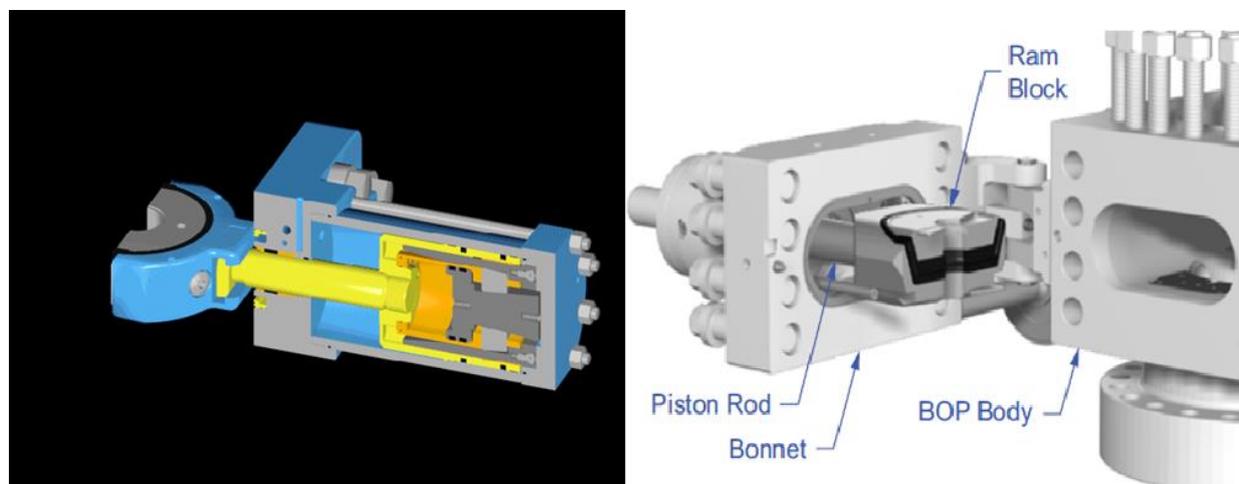


Figura 68: Selo frontal, selo superior e selo da porta do bonnet da gaveta

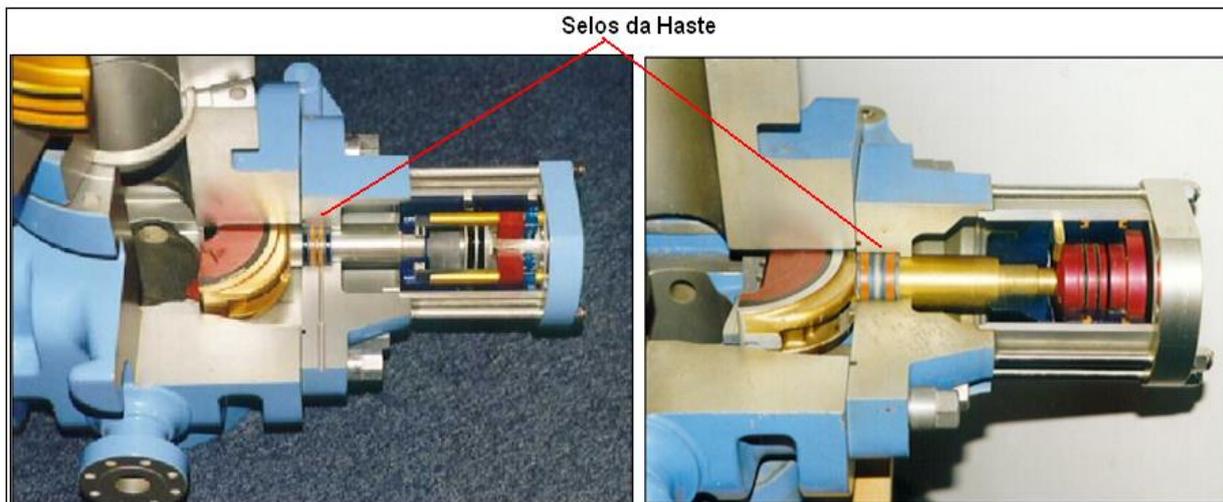


Figura 69: Selo da haste do pistão da gaveta

5.3.27 ORIFÍCIO CHORÃO (WEEP HOLE)

A função do orifício chorão é ajudar a identificar vazamentos no selo da haste do pistão da gaveta. Quando é notado que o orifício chorão em um dos bonnets está vazando, isso indica que o elemento de vedação da haste do pistão está vazando, e a ação que deve ser tomada é certificar-se que o poço esteja estável e substituir o elemento imediatamente.

5.3.28 GAVETA CEGA (BLIND RAM)

É um preventor de gaveta que tem a função de fechar e vedar o poço quando não tiver ferramenta dentro do poço (selar o poço aberto), esse tipo de gaveta atualmente quase não tem sido utilizada pelo fato de somente poder ser acionada se não tiver ferramenta na frente do BOP, caso tenha alguma ferramenta no poço o fechamento dessa gaveta irá amassar o tubo e provavelmente danificará a gaveta, além de não vedar o poço. Hoje ainda pode ser encontrada em um BOP de superfície, porém é mais comum o uso da gaveta cega cisalhante.



Figura 70: Gaveta cega

5.3.29 GAVETA CEGA-CISALHANTE (BLIND SHEAR RAM OU BSR)

Esta gaveta possui importância de destaque no BOP, pois é a responsável por fechar o poço de forma estanque, isolando-o do meio exterior. Como o próprio nome sugere, a gaveta cega-cisalhante deve fechar completamente o poço, estando este sem coluna, e/ou cisalhando uma tubulação que esteja no poço em situações de emergência, como a perda de posicionamento de uma sonda DP, por exemplo.

No caso de uma desconexão de emergência do LMRP, a gaveta deve garantir não só a estanqueidade do poço para impedir o fluxo de fluidos da formação para o meio ambiente, o que tem consequências catastróficas, inclusive com risco de blowout submarino, como também, impedir a invasão do poço pela água do mar em zonas depletadas, ocasionando severos danos às formações produtoras.

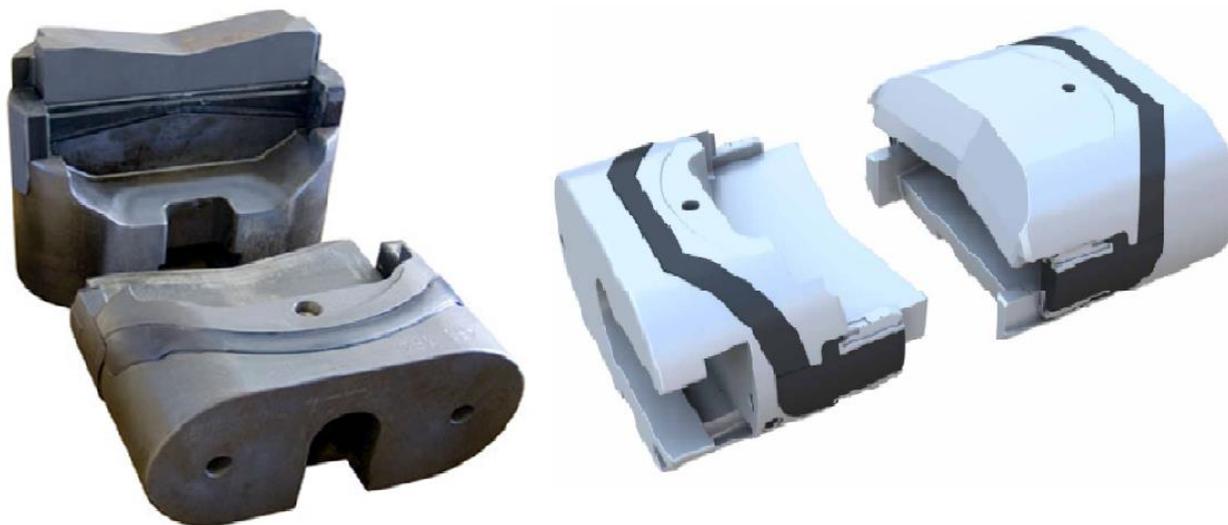


Figura 71: Gaveta cega cisalhante

Observação: Sempre que os preventores anulares e os preventores de gaveta de tubos (Fixa e Variável) não conseguirem vedar o poço a gaveta cega cisalhante deverá ser acionada para cortar o tubo e vedar o poço para garantir a segurança do poço e da equipe da sonda.

5.3.30 GAVETA CISALHANTE DE REVESTIMENTO (CASING SHEAR RAM OU CSR)

São gavetas com grande capacidade de cisalhamento, devido à intensificação da força de atuação em função do aumento das dimensões do atuador hidráulico, lâminas e geometria especiais. Este tipo de gaveta não proporciona estanqueidade, ou seja, não são gavetas cegas.

Atualmente são itens obrigatórios em editais de sondas com escopo exploratório e em função da complexidade das perfurações em águas profundas. São instaladas em BOP's com arranjos a partir de 5 gavetas, imediatamente abaixo da gaveta cega-cisalhante de modo a

preservar aquela de possíveis danos oriundos do corte da tubulação. Podem apresentar capacidade de corte de revestimento até 13.5/8"-72 lb/ft - J.55, além de Drill Pipes até 6 5/8", Heavy Weight e Heavy wall.

As programações das sequências de EDS (emergency disconnect sequence) são ajustadas de modo que ocorra, primeiramente, o fechamento da Casing Shear cortando a tubulação. Ocorre, então, um pequeno retardo de tempo, adequadamente ajustado, e se dá o fechamento da Blind Shear Ram para selar o poço e garantir a barreira de segurança.



Figura 72: Gavetas cisalhantes de revestimento

5.3.31 SISTEMA DE TRAVAMENTO DAS GAVETAS

Uma das razões para os BOPs submarinos possuírem dispositivos de trava nas suas gavetas é evitar a abertura da gaveta caso a pressão hidráulica seja perdida. Outra razão é manter a gaveta cega/cisalhante travada durante a desconexão de emergência.

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.

5.3.32 RAZÃO DE FECHAMENTO (RFC) DAS GAVETAS

A razão de fechamento de um BOP gaveta (RFC) é a razão entre a área de operação do pistão onde a pressão hidráulica de fechamento pode ser aplicada (área do pistão) e a área da seção transversal da haste do pistão (área da haste).

$$\text{RFC} = \frac{\text{Área do pistão}}{\text{Área da haste}}$$

As razões de fechamento (RFC), variam, geralmente, entre 6:1 e 10:1, dependendo do fabricante e do modelo do BOP e podem ser usadas, por exemplo, para a determinação da pressão hidráulica requerida para fechar uma gaveta contra uma pressão conhecida do poço. Para o dimensionamento do volume de acumuladores do sistema de controle do BOP conforme o API RP 16E a pressão mínima necessária para fechar um BOP gaveta contra a pressão nominal de trabalho no interior do BOP stack, excluindo-se a gaveta cisalhante, é definida em função da razão de fechamento do BOP, conforme a fórmula abaixo:

$$\text{PMF} = \frac{\text{Máxima pressão do poço no BOP stack}}{\text{RFC}}$$

Onde: PMF é a pressão mínima de fechamento;

Exemplo:

Um BOP de gaveta Cameron 18 3/4" x 10.000psi, modelo U-II:

Tem-se:

Razão de fechamento (RFC) tabelada = 7,4:1

Máximo pressão esperada no BOP stack = 10.000psi

$$\text{PMF} = 10.000 \div 7,4 = \mathbf{1531\text{psi}}$$

5.3.33 RAZÃO DE ABERTURA (RAB) DAS GAVETAS

A razão de abertura de um BOP de gaveta é a razão entre a área de atuação da pressão no pistão e a resultante do diferencial de área do bloco de gavetas após o fechamento, ou seja, a área exposta à pressão do poço. Para abrir a gaveta com a máxima pressão do poço atuando no BOP stack a pressão hidráulica de abertura requerida deve gerar uma força que supere a força de fechamento, bem como algumas perdas por fricção.

$$\text{RAB} = \frac{\text{Área de atuação da pressão do pistão}}{\text{Área exposta à pressão do poço}}$$

$$\text{PMA} = \frac{\text{Máxima pressão do poço no BOP stack}}{\text{RAB}}$$

Onde: PMA é a pressão mínima para conseguir abrir o BOP;

Exemplo:

Um BOP de gaveta Cameron 18 3/4" x 10.000psi, modelo U:

Tem-se:

Razão de abertura (RAB) tabelada = 3,7:1

Máximo pressão do poço no BOP stack, após o fechamento = 10.000psi

$$\text{PMF} = 10.000 \div 3,7 = \mathbf{2702\text{psi}}$$

5.3.33.1 POSIÇÃO 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. Para que a coluna possa ser colocada em hang-off a gaveta será fechada e a tool joint será apoiada (acunhada) em cima dessa gaveta.

Em uma sonda flutuante a posição de hang-off pode ser efetuada com o objetivo de reduzir os desgastes no BOP devido a variação do nível do mar (heave). Nem sempre colocar a coluna na posição de hang-off é para cortar o tubo, a coluna só será cortada caso ocorra uma perda de posição da plataforma e a desconexão de emergência precise ser realizada.

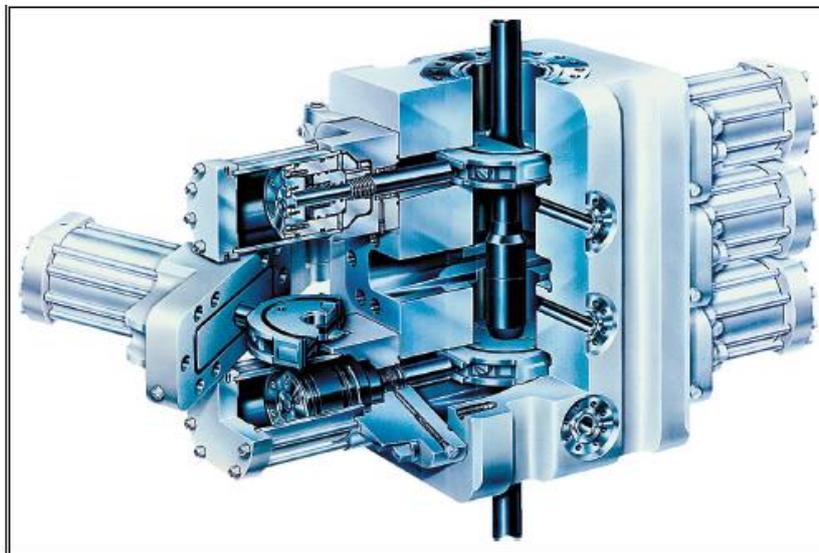


Figura 73: Posição de hang-off

A tabela abaixo 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 -1000 LBS				
			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
	18 3/4" x 10 K	3 1/2" x 7 5/8"		195			285
		2 7/8" x 5"		140			450
		3 1/2" x 7 5/8"		185			285
	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 15 K	2 7/8" x 5 1/2"					600

Tabela 2: hang-off e seus limites

5.3.34 SEQUÊNCIA DE DESCONEXÃO DE EMERGÊNCIA (EDS - EMERGENCY DISCONNECT SEQUENCES)

Sequências de funções, pré-programadas no software, para serem deflagradas por ocasião de uma desconexão de emergência. De acordo com a operação que está sendo realizada no poço, opta-se pela sequência mais apropriada. O start não é automático. Existem botões que devem ser acionados pelo operador.

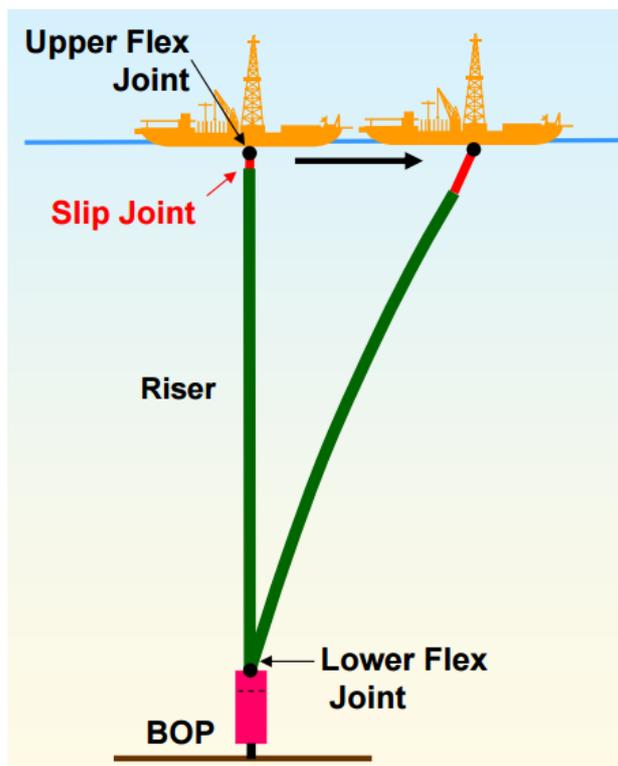


Figura 74: Ângulo de inclinação para EDS

O sistema de desconexão de emergência do LMRP deve permitir a atuação do EDS tanto pelo POD azul como pelo POD amarelo e desconectá-lo em um tempo máximo de 45 segundos. A sequência de desconexão do EDS deve ser completada em um tempo máximo de 90 segundos. O primeiro passo do EDS deve fechar a gaveta cisalhante que cortará a coluna, o segundo passo deve ventilar (função block) todas as funções do BOP stack para garantir o fechamento de todas as válvulas “fail safes” da choke line e da kill line, para isolar o poço antes de desconectar o LMRP. Antes do acionamento do EDS, deve ser verificado se a gaveta cega-cisalhante faz parte da sequência a ser utilizada para a desconexão do LMRP, para ser armada ou desarmada a autoshear ou o EHBS.

Se for realizar a desconexão de emergência a posição de hang-off garante a que a ferramenta não cisalhável fique fora área das gavetas de corte, e evita que coluna caia para o fundo do poço quando a coluna for cortada. Porém, dependendo da lâmina d’água e da velocidade de navegação pode não ser possível executar a operação de hang-off, e nessas condições o sondador deverá trazer a tool joint para a posição segura que seria para realizar o hang-off e a coluna será cortada sem fazer a operação de hang-off.

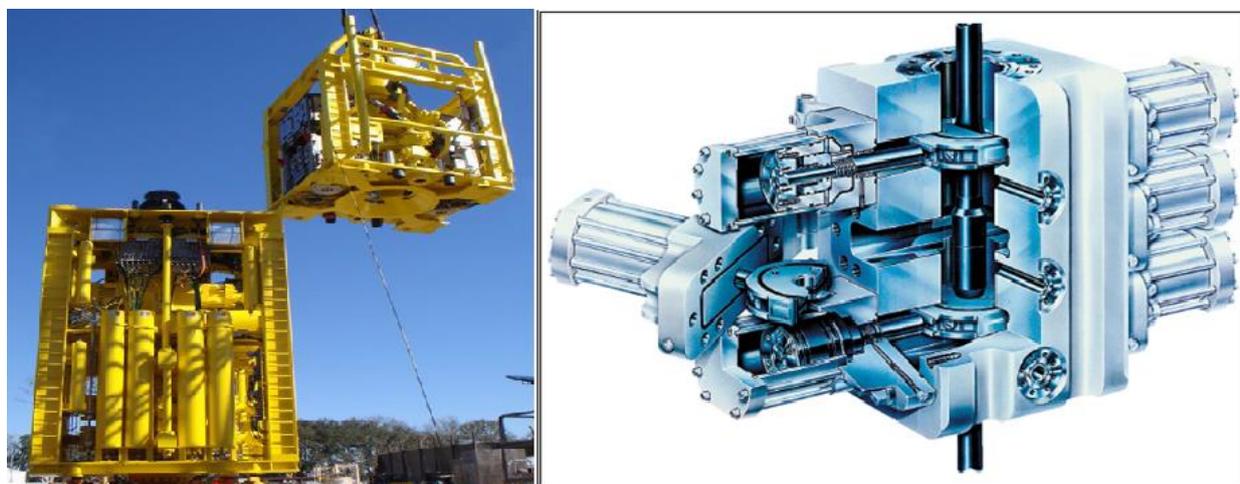


Figura 75: (Esquerda) LMRP desconectado do BOP stack; (Direita) Posição de hang-off

É sempre importante garantir que se tenha ferramentas cisalháveis na frente das gavetas cisalháveis para que se possa ter sucesso na desconexão. Já que uma ferramenta não cisalhável implicará em um EDS sem corte, e o poço será fechado por comando acústico após a quebra da ferramenta.

EXEMPLO DE SEQUÊNCIAS DE EDS - HYDRIL						
Function	EDS 1		EDS 2		EDS 3	
	NON-SHEAR		BLIND SHEAR		CASING & BLIND SHEAR	
	Action	delay	Action	delay	Action	delay
Blue Stack Accumulator Isolator Valve	Close	0	Close	0	Close	0
Yellow Stack Accumulator Isolator Valve	Close	0	Close	0	Close	0
Hydraulic Auto-shear	Disarm	0	Arm	0	Arm	0
Blue Rigid Conduit Flush Valve	Close	0	Close	0	Close	0
Yellow Rigid Conduit Flush Valve	Close	0	Close	0	Close	0
Stack Accumulator Dump Valve	Close	0	Close	0	Close	0
LMRP Disconnect Indicator	Arm	0	Arm	0	Arm	0
Blind Shear Ram			HP Close	0		
Casing Shear Ram					HP Close	0
Upper Outer Kill	Close	1	Close	1	Close	1
Upper Inner Kill	Close	1	Close	1	Close	1
Lower Outer Kill	Close	1	Close	1	Close	1
Lower Inner Kill	Close	1	Close	1	Close	1
Lower Outer Choke	Close	1	Close	1	Close	1
Lower Inner Choke	Close	1	Close	1	Close	1
Upper Outer Choke	Close	1	Close	1	Close	1
Upper Inner Choke	Close	1	Close	1	Close	1
Outer Bleed	Close	1	Close	1	Close	1
Inner Bleed	Close	1	Close	1	Close	1
Lower Pipe Ram	Block	2	Block	2	Block	2
Middle Pipe Ram	Block	2	Block	2	Block	2
Upper Pipe Ram	Block	2	Block	2	Block	2
Blind Shear Ram					HP Close	6
Stack Connector Gasket	Block	4	Block	6	Block	20
Stack Connector Secondary	Vent	4	Vent	6	Vent	20
Stack Connector (Primary)	Block	4	Block	6	Block	20
Upper Outer Kill	Block	8	Block	16	Block	23
Upper Inner Kill	Block	8	Block	16	Block	23
Lower Outer	Block	8	Block	16	Block	23
Lower Inner Kill	Block	8	Block	16	Block	23
Lower Outer Choke	Block	8	Block	16	Block	23
Lower Inner Choke	Block	8	Block	16	Block	23
Upper Outer Choke	Block	8	Block	16	Block	23
Upper Inner Choke	Block	8	Block	16	Block	23
Outer Bleed	Block	8	Block	16	Block	23
Inner Bleed	Block	8	Block	16	Block	23
Hydraulic Auto-shear	Block	12	Block	23	Block	37
Casing Shear Ram	Block	12	Block	23	Block	37
Blind Shear Ram	Block	12	Block	23	Block	37
Blue BOP Accumulator Charge Valve	Open	12	Open	23	Open	37
Yellow BOP Accumulator Charge Valve	Open	12	Open	23	Open	37
Hot Stabs	Retract	18	Retract	28	Retract	43
Blue Pod Stabs	Retract	18	Retract	28	Retract	43
Yellow Pod Stabs	Retract	18	Retract	28	Retract	43
Riser Connector (Primary)	Unlock	20	Unlock	30	Unlock	43
Riser Connector Secondary	Unlock	20	Unlock	30	Unlock	43

BOTÕES DE SELEÇÃO E ACIONAMENTO DE EDS

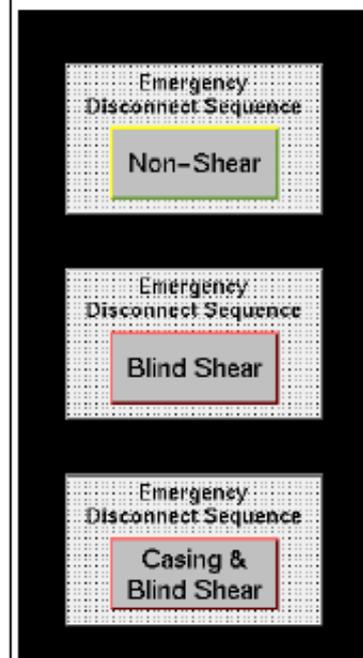


Figura 76: Sequências de EDS

5.3.35 BACK-UPS DO SISTEMA DE CONTROLE DO BOP

5.3.36 HOT-STAB OPERADO COM AUXÍLIO DE ROV

O ROV deve dispor de bomba de alta pressão, mínimo 3000psi na vazão máxima, com reservatório de fluido hidráulico de volume mínimo suficiente para fechar a gaveta cega-cisalhante durante os testes de fundo do mar e ter opção de comutação da sucção da bomba para succionar água do mar para acionar todas as funções críticas em uma situação de emergência e dispor de plug compatível com o sistema “hot-stab” do painel instalado no BOP. Funções do BOP consideradas críticas e que devem constar no sistema “hot-stab” para acionamento com ROV:

- Fechar e travar a gaveta cega-cisalhante (cavidade do topo do stack);
- Fechar a gaveta de “hang-off” (preferencialmente a superior);
- Abrir as duas válvulas da kill line imediatamente abaixo da gaveta de “hang-off”;

- Abrir as duas válvulas da choke line imediatamente abaixo da gaveta de “hang-off”;
- Acionar as funções necessárias para desconectar o LMRP;
- Destruar o conector da cabeça do poço (WHC).

5.3.37 ACÚSTICO DE ACIONAMENTO DO BOP

É usado em sondas DP, aciona através de um sinal acústico. O sistema acústico de acionamento de funções críticas do BOP deve dispor de pelo menos dois receptores de fundo do mar instalados em braços mecânicos acionados remotamente por sistema hidráulico para retrair e distendê-los. O sistema de controle submarino do acústico deve dispor de baterias capaz de manter o sistema operacional pelo menos por 180 dias considerando pelo menos 100 acionamentos nesse período. Funções do BOP consideradas críticas e que devem ser acionadas pelo acústico:

- Fechar e travar a gaveta cega-cisalhante (cavidade do topo do stack);
- Fechar a gaveta definida para “hang-off” (preferencialmente a gaveta superior);
- Abrir as duas válvulas da kill line imediatamente abaixo da gaveta de “hang-off”;
- Abrir as duas válvulas da choke line imediatamente abaixo da gaveta de “hang-off”;
- Acionar as funções necessárias para desconectar o LMRP.

5.3.38 AUTOSHEAR

Autoshear é um sistema mecânico e hidráulico que fecha automaticamente a gaveta cega-cisalhante após ser desconectado o LMRP. É considerado como um sistema que demanda descarga rápida por parte dos acumuladores e deve dispor de um banco de acumuladores dedicados e dimensionados pelo método-C (API 16D edição 2004) e ter dispositivo para ser armado e desarmado “funções: ARM e DISARM”.

5.3.39 DEADMAN

Deadman é um sistema eletro-hidráulico que fecha automaticamente a gaveta cega-cisalhante se faltar simultaneamente pressão hidráulica e sinal elétrico no BOP STACK pelos dois PODs (Y e B) amarelo e azul (quando riser é rompido acidentalmente por exemplo). É considerado como um sistema que demanda descarga rápida por parte dos acumuladores e deve dispor de um banco de acumuladores dedicados e dimensionados pelo método-C (API 16D edição 2004) e ter dispositivo para armado e desarmado “funções: ARM e DISARM. O EHBS é um deadman system.

5.3.40 VÁLVULAS SUBMARINAS

- Localizadas no BOP Stack;

- Vedam de forma bidirecional;
- Possuem um sistema de fechamento por mola;
- Sempre possuem outra válvula de backup.



Figura 77: Válvulas submarinas

As válvulas gaveta operadas hidráulicamente são utilizadas no BOP STACK nas linhas de matar (Kill) e estrangulamento (Ckoke), essas válvulas conectam as linhas de kill e choke com as laterais dos preventores de gaveta.

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 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.

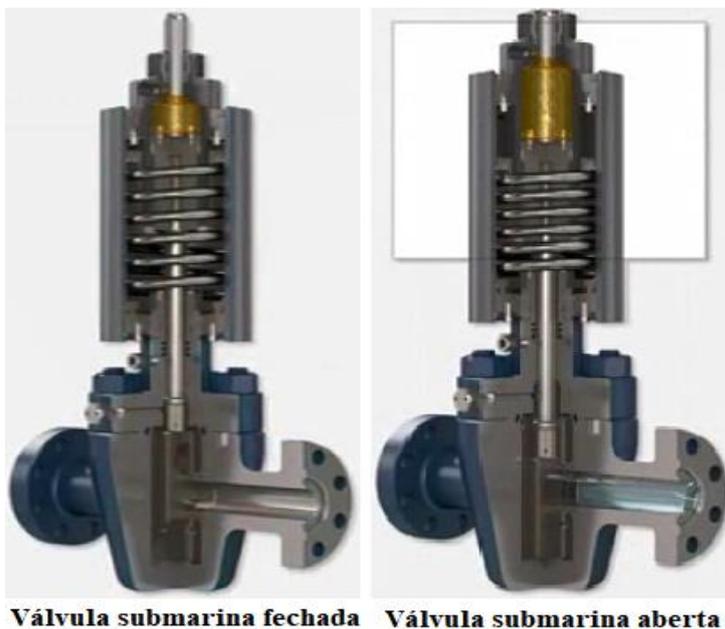


Figura78: Válvula submarina em corte com a sua mola em evidência

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.

5.3.41 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.

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 psi.

5.3.42 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.

5.3.43 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.

5.3.44 GÁS TRAPEADO NO BOP

A linha de choke normalmente é definida como a linha que sai imediatamente abaixo da gaveta a ser fechada para o hang-off, pois isso evitará o acúmulo de gás trapeado no BOP. Caso a configuração escolhida não seja dessa maneira, poderemos ter gás trapeado no BOP, o gás trapeado é um determinado volume de gás que fica preso entre a gaveta e a saída da linha de choke, e para removê-lo precisaremos isolar o poço fechando uma gaveta inferior para impedir que a expansão de gás reduza a pressão no fundo do poço.

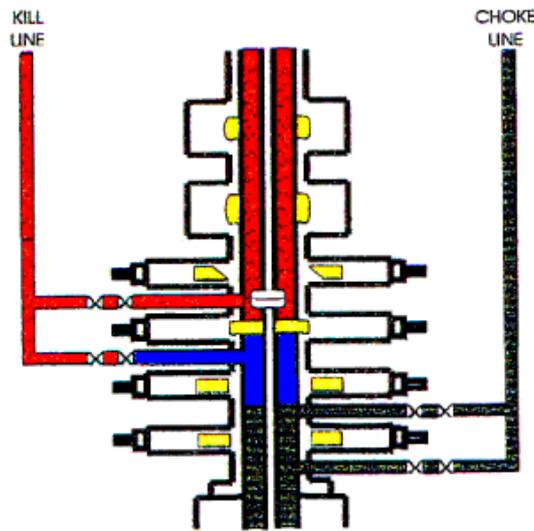


Figura 79: Gás trapeado no BOP Stack

O método mais completo de remoção de gás é fechar uma gaveta mais abaixo no BOP deixando o poço isolado, e assim podendo circular esse gás trapeado através das linhas de kill e choke.

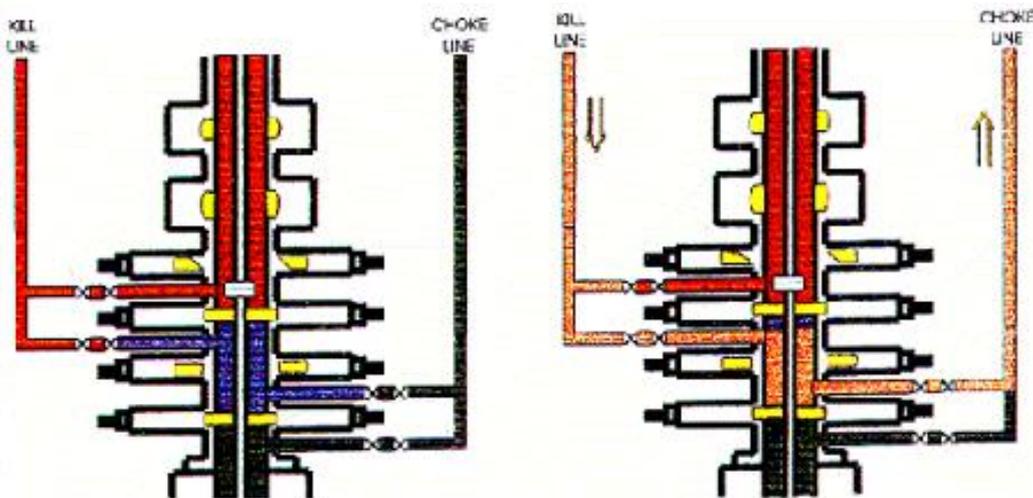


Figura 80: Removendo o gás trapeado no BOP

5.3.45 TESTE DOS EQUIPAMENTOS DO SISTEMA BOP

5.3.46 FREQUÊNCIA DOS TESTES

Os equipamentos do Sistema de Controle de Poço devem ser submetidos periodicamente a testes de funcionamento e a testes de pressão nas situações abaixo:

- Na superfície antes da descida do BOP;
- Na instalação do BOP;
- Antes de iniciar uma nova fase do poço;

- Antes de teste de formação de poço exploratório;
- Após a manutenção do sistema BOP;
- A cada 21 dias, conforme o API STD 53, se não ocorrer nenhuma das situações acima.

5.3.47 TESTE DE PRESSÃO

Verifica se o BOP está segurando pressão. É um teste de estanqueidade.

- a) Teste de baixa pressão: 250psi a 350psi;
- b) Teste de alta pressão: conforme definido no programa do poço.

Os equipamentos do sistema de controle de poço devem ser submetidos a testes de baixa pressão e de alta pressão, exatamente nesta ordem, na frequência definida pelo API STD 53 e a pressão deve ser aplicada no sentido útil de bloqueio do preventor.

5.3.48 TESTE DE BAIXA PRESSÃO

O teste de baixa pressão tem como finalidade verificar o funcionamento dos elastômeros e o valor dessa pressão deve ficar na faixa de 250 psi a 350 psi com tempo de observação de 5 minutos, não sendo recomendado retornar a essa faixa quando a pressão ultrapassar 500 psi, devendo nessa situação, a pressão ser drenada até 0 psi (zero psi) e ser reiniciada uma nova pressurização.

5.3.49 TESTE DE ALTA PRESSÃO

O teste de alta pressão tem como finalidade testar a estanqueidade dos equipamentos para garantir o fechamento e o isolamento do poço na situação de máxima pressão esperada no BOP e deve ter tempo de observação de 5 minutos.

5.3.50 TESTES E CUIDADOS ESPECÍFICOS DE BOP DE SUPERFÍCIE

5.3.51 CUIDADOS COM OS ANÉIS

- Nunca reutilizar anéis;
- Durante a armazenagem protegê-los contra amassamento, arranhões;
- Os anéis novos no almoxarifado devem ser guardados na posição horizontal, isoladamente e apoiados. Nunca pendurados para evitar ovalização;
- Durante a instalação do equipamento limpar os anéis observando qualquer ranhura ou moxa nos mesmos e limpar as suas sedes, certificando-se de que as mesmas estejam isentas de graxa, óleo, areia e perfeitamente secas.

5.3.52 TESTES DOS PREVENTORES

Os equipamentos do sistema de segurança de cabeça de poço devem ser testados com a finalidade de assegurar perfeitas condições de funcionamento. Se esses testes indicarem qualquer irregularidade, por mínima que seja, as operações não devem prosseguir até que sejam sanadas todas as falhas existentes e os testes repetidos.

5.3.53 TESTE DAS FUNÇÕES

Após a montagem do equipamento primeiramente deve-se testar as funções. Isto permite a correção de uma possível conexão incorreta das linhas de acionamento na montagem, assegurando um funcionamento confiável. Devido a este tipo de erro nas conexões das linhas pode ocorrer uma operação não condizente com a mensagem enviada, por exemplo, quando se aciona para fechar o BOP a linha de abrir é que fica pressurizada em vez da linha de fechamento. Este tipo de erro deve ser corrigido imediatamente e o teste das funções é o meio de se detectá-lo antecipadamente.

5.3.54 TESTE DE PRESSÃO

Verifica se o BOP está segurando pressão. É um teste de estanqueidade.

- a) Teste de baixa pressão: 250psi a 350psi;
- b) Teste de alta pressão: conforme definido no programa do poço.

5.3.55 MÁXIMA PRESSÃO DE TRABALHO

Deve-se ter um registro da pressão de trabalho de todos os equipamentos do sistema de segurança de cabeça de poço. Isto é importante para se saber o limite de pressão permitida em caso de teste do equipamento e controle de kick. O elemento mais fraco é o que limita esta pressão. É necessário também saber determinar as áreas que estão sujeitas a alta e a baixa pressão durante o fechamento e as operações de bombeamento.

5.3.56 FREQUÊNCIA DOS TESTES

A frequência com que serão realizados os testes é estabelecida na API STD 53, por equipamento. Após a realização de qualquer reparo ou substituição de componentes, o equipamento deve ser novamente testado.

5.3.57 FLUIDO UTILIZADO NOS TESTES

Todos os testes de vedação devem ser executados utilizando-se água ou água aditivada com óleo solúvel. Em operações de produção, o fluido utilizado pode ser o próprio fluido de

completação. Quando o fluido de perfuração for à base óleo, utilizar o próprio como fluido de teste.

5.3.58 REGISTRO DE TESTE

Todos os testes devem ser registrados na folha de acompanhamento de testes. Devem também ser registrado no boletim do sondador e no boletim diário de perfuração.

5.3.59 USO DA FERRAMENTA DE TESTE

Quando as pressões de teste forem superiores a 80% da máxima resistência a pressão interna do revestimento ou quando da execução de teste em poço aberto o teste só deve ser realizado com o “test-plug”. O test plug, tampão de teste, tem rosca caixa pino a mesma da coluna de perfuração. Assenta numa cabeça de revestimento ou num carretel de revestimento se na cabeça já estiver ancorado um revestimento.

As válvulas laterais da cabeça abaixo de onde estiver assentado devem ficar abertas para, caso haja vazamento, o revestimento ou poço aberto não seja pressurizado. Com ele testa-se a cega, as gavetas, BOP anular e válvulas da coluna e kelly, mas não se testa a rosca ou solda da cabeça. Além do test plug, existe o cup test é um equipamento que não assenta em nenhum elemento do cabeçal. Posicionado na coluna de perfuração, ficando logo abaixo da rosca ou solda da cabeça de revestimento.

Com a injeção de fluido, pelo anular, após o fechamento do BOP, a borracha se expande colando no revestimento. A coluna está presa com o elevador, assim à medida em que aumenta a pressão de teste a coluna será submetida a um maior esforço de tração e por essa razão a coluna de assentamento e teste do cup-test deve estar com seu interior VENTILADO PARA A ATMOSFERA. Algumas empresas têm restrição ao uso do cup-test e com este equipamento não se consegue testar a gaveta cega.

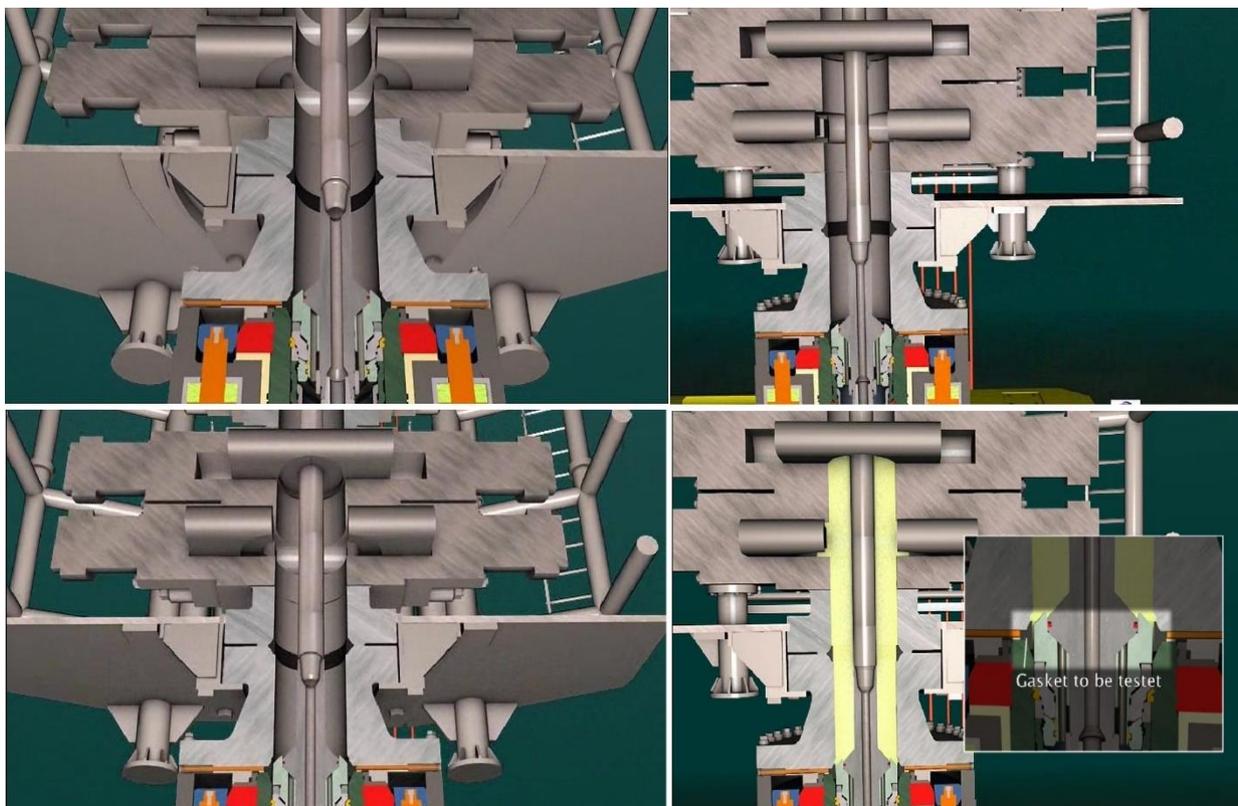


Figura 81: Realizando o teste de pressão do BOP

5.3.60 UNIDADE DE TESTE

Deve ser utilizada uma unidade de pressurização que seja capaz de atingir as pressões programadas deslocando pequenos volumes de fluido.

Aspectos a serem observados antes da realização do teste

- Existência da bucha de desgaste (bowl protector);
- Sequência do teste;
- Disponibilidade de ferramentas e materiais e equipamentos necessários para evitar perda de tempo;
- Circulação das linhas com água para limpeza, adotando uma sequência tal que permita o sistema fique todo cheio de água;
- Tipo, dimensões, pressão de trabalho e disposição dos equipamentos.

5.3.61 MANÔMETROS

A observação da pressão de teste deve ser feita sempre baseada em dois manômetros para checagem da aferição. Devem apresentar sensibilidade de 100 psi.

5.3.62 ALÍVIO DE PRESSÃO

Deve ser feito por um estrangulador ajustável evitando-se assim o “corte” de válvulas.

5.3.63 TESTES DA AUTOSHEAR E EHBS

5.3.64 TESTE DA AUTOSHEAR

A autoshear deve ser testada na superfície com o BOP na base de teste “test stump”, por ocasião dos testes de superfície do sistema BOP conforme os seguintes passos:

- 1) Verificar se a gaveta cega-cisalhante está aberta;
- 2) Colocar a auto-shear na posição “DISARM”;
- 3) Destruar o conector do LMRP;
- 4) Destruar os mini conectores das linhas “kill line e choke line” ou retrain os stabs;
- 5) Retrain os stabs dos POD amarelo e POD azul;
- 6) Colocar a auto-shear na posição “ARM”;
- 7) Suspender o LMRP com o guindaste;
- 8) Verificar se a gaveta cega-cisalhante fechou;
- 9) Reconectar o LMRP;
- 10) Abrir a gaveta cega-cisalhante com um POD e registrar o volume para abrir (galonagem).

OBSERVAÇÕES:

- Os acumuladores da auto-shear devem ser isolados do sistema de controle por check-valve e dimensionados para cisalhar as mesmas colunas que devem ser cisalhadas pela gaveta cega-cisalhante;
- Os bancos de acumuladores da auto-shear e do acústico podem operar interconectados para aumentar o volume de fluido usável, isolados por válvula de bloqueio, acionada por ROV ou remotamente.

5.3.65 TESTE DO EHBS (ELECTRO HIDRÁULIC BACK-UP SYSTEM)

O EHBS deve ser testado na superfície com o BOP na base de teste por ocasião dos testes de superfície do sistema BOP, pelo sistema de controle do BOP a partir da cabine do sondador e a partir do escritório do toolpusher e desconectando o LMRP, conforme abaixo:

a) Teste com o sistema de controle do BOP a partir da cabine do sondador e a partir do escritório do Toolpusher:

- 1) Verificar se a gaveta cega-cisalhante está aberta;
- 2) Colocar o EHBS na posição “ARM”;
- 3) Acionar o EHBS do painel de controle do BOP;
- 4) Verificar se a gaveta cega-cisalhante fechou;
- 5) Abrir a gaveta cega-cisalhante com um POD e registrar o volume para abrir (galonagem).

b) Teste desconectando o LMRP

- 1) Verificar se a gaveta cega-cisalhante está aberta;
- 2) Colocar o EHBS na posição “DISARM”;
- 3) Destruar o conector do LMRP;
- 4) Destruar os mini-conectores das linhas “kill line e choke line” ou retrain stabs;
- 5) Retrain os stabs dos POD amarelo e POD azul;
- 6) Colocar a auto-shear na posição “ARM”;
- 7) Suspender o LMRP com o guindaste;
- 8) Verificar se a gaveta cega-cisalhante fechou;
- 9) Reconectar o LMRP;
- 10) Abrir a gaveta cega-cisalhante com um POD e registrar o volume para abrir (galonagem).

OBSERVAÇÕES:

- Os acumuladores do EHBS devem ser isolados do sistema de controle por check-valve e dimensionados para cisalhar as mesmas colunas que devem ser cisalhadas pela gaveta cega-cisalhante;
- Os bancos de acumuladores do EHBS e do acústico podem operar interconectados para aumentar o volume de fluido usável, isolados por válvula de bloqueio, acionada por ROV ou pelo sistema de controle do BOP.

5.3.66 TESTE DO SISTEMA ROV X HOT-STAB

5.3.67 TESTES NA SUPERFÍCIE

Com o BOP na superfície, devem ser testadas todas as funções do sistema back-up ROV x Hot-Stab com registro dos volumes e tempos de acionamento das funções em planilha de teste e a pressão de teste em carta de pressão.

5.3.68 TESTES NO FUNDO DO MAR

No fundo do mar deve ser testado pelo menos o fechamento da gaveta cega-cisalhante do sistema back-up ROV x Hot-Stab com registro de volume e tempo de acionamento na planilha de testes do BOP.

OBSERVAÇÕES:

- A autoshear e o deadman (EHBS) devem ser submetidos a testes funcionais por ocasião dos testes de superfície do BOP;
- A gaveta cega-cisalhante, além dos testes de superfície e testes de instalação, pode ser testada somente antes do início de cada nova fase do poço, à critério do cliente;

- Embora o API STD 53 recomende o teste de funcionamento do sistema de controle do BOP a cada 7 (sete) dias, algumas Companhias Operadoras não adotam essa diretriz.
- Os testes de pressão devem ser aplicados conforme o sentido útil de bloqueio de cada componente e devem ser registrados em carta de pressão;
- O teste de pressão do BOP anular deve ser limitado a 70% da sua pressão nominal. Situações em que a pressão de teste do BOP anular precise ser testada com 100% da pressão nominal deve ser submetida a estudo de gestão de mudança;
- O BOP anular deve ser testado com a coluna de menor diâmetro prevista para ser usada no poço. A pressão de acionamento deve ser compatível com o diâmetro da coluna em teste conforme recomendação do fabricante;
- As gavetas de tubo devem ser testadas com a câmara de fechamento ventilada (posição block) para permitir o teste do sistema de travamento somente nos testes de superfície e de instalação; As gavetas variáveis devem ser testadas no menor e no maior diâmetro somente no teste de superfície, nos testes subsequentes devem ser testadas no menor diâmetro.

5.3.69 FLUIDO DE TESTE

O teste de superfície e o teste de instalação devem ser efetuados com água. Os testes subsequentes, a critério da companhia operadora (contratante), podem ser com o próprio fluido do poço.

5.3.70 TESTES DE FUNÇÃO

Verifica se o BOP está operacional. Os testes de função têm como finalidade verificar individualmente o funcionamento de cada componente integrado ao sistema de controle do BOP e medir seus tempos e volumes de acionamento para verificar a estanqueidade e a conformidade com os requisitos do API 16D para garantir a confiabilidade requerida nas operações de controle de poço.

Todas as funções principais do sistema de controle de poço devem ser acionadas individualmente pelo POD amarelo e pelo POD azul. Um teste deve ser efetuado com o acionamento a partir do painel principal de controle do BOP instalado na cabine do sondador e o outro teste deve ser efetuado com o acionamento a partir do painel de controle auxiliar instalado no escritório do Toolpusher. O relatório de teste deve constar os tempos e os volumes de acionamento de todas as funções do BOP pelo POD amarelo e pelo POD azul.

5.3.71 TESTES DA UNIDADE HIDRÁULICA DO BOP (HPU-BOP SUBMARINO)

5.3.72 TESTES DE FUNCIONAMENTO

- 1) Verificação da pré-carga de nitrogênio de cada acumulador = 1500psi +/-100psi;
- 2) Registro das pressões de operação: acumuladores = 5000psi; manifold = 1500psi;
- 3) Anular = depende do fabricante do BOP, modelo e diâmetro do tubo no seu interior;
- 4) Verificação dos sistemas automáticos de recuperação da pressão dos acumuladores. Pressostato elétrico: Entrada = 4500psi / Saída = 5000psi;
- 5) Teste da válvula de alívio de pressão. HPU 5000psi deve abrir entre 5300psi e 5500psi HPU 3000psi deve abrir entre 3300psi e 3500psi.

5.3.73 TESTES DE CAPACIDADE DAS BOMBAS HIDRÁULICAS E DOS ACUMULADORES

a) Testes de Capacidade das Bombas: Com todos os acumuladores despressurizados, ligar as bombas e medir o tempo para pressurizá-los até a pressão de trabalho (5000psi), o tempo não deve exceder 15 minutos.

b) Testes de Capacidade dos Acumuladores: Com os acumuladores pressurizados na pressão de trabalho (5000psi) e o BOP na base de teste, seguir os seguintes passos:

- 1) Posicionar a chave do painel elétrico das bombas na posição desligado;
- 2) Posicionar um tubo no BOP;
- 3) Fechar e abrir o BOP anular de maior volume de acionamento;
- 4) Fechar e abrir 3 gavetas de tubo, uma de cada vez;
- 5) Retirar o tubo do BOP;
- 6) Fechar e abrir a gaveta cega-cisalhante;
- 7) Registrar a pressão dos acumuladores. Esta não deve ser menor que o valor da pressão de trabalho do BOP dividido pela razão de fechamento da gaveta de tubo.

5.3.74 TESTE DO PAINEL DE ACIONAMENTO REMOTO DE CONTROLE DO BOP

Deve-se realizar, semanalmente, um teste de acionamento de todos os elementos componentes do conjunto do cabeçal, acionando-os dessa unidade para tanto basta verificar o movimento das alavancas das válvulas 4 vias da unidade acumuladora/acionadora, tendo-se o cuidado de antes despressurizá-las e isolar as bombas e os acumuladores.

5.3.75 SENTIDO DA PRESSÃO DE TESTE OU SENTIDO ÚTIL DE BLOQUEIO

No planejamento do teste de um sistema BOP antes da elaboração da sequência de passos dos testes, deve ser procedida a análise para definição do sentido da pressão de teste em função do sentido útil de bloqueio de cada componente do sistema.

5.3.76 TESTE DO DESGASEIFICADOR A VÁCUO

O desgaseificador a vácuo deve ser testado na mesma frequência de testes do BOP.

5.3.77 PROCEDIMENTO DO TESTE DE FUNCIONAMENTO

- 1) Abrir as válvulas da sucção e da descarga;
- 2) Ligar o conjunto moto-bomba de vácuo;
- 3) Ler e registrar o valor do vácuo parcial do interior do tanque de processo. Deve ser pelo menos 8 inHg (inHg = polegadas de mercúrio);
- 4) Ler e registrar o valor da perda de carga no ejetor. Deve ser 4 (quatro) vezes o peso do fluido de perfuração e não deve ser menor que 30 psi;
- 5) Verificar se o sistema de controle do nível interno do tanque de processo está funcionando. O sistema externo deve se movimentar alternadamente.

5.3.78 PROCEDIMENTO DO TESTE DE EFICIÊNCIA DE VAZÃO

- 1) Antes de colocar o desgaseificador em funcionamento, registrar o volume do tanque de sucção;
- 2) Ligar o desgaseificador e registrar o volume succionado durante 30 segundos;
- 3) Calcular a vazão real em GPM dividindo o volume succionado pelo tempo;
- 4) Eficiência (%) = vazão real dividida pela vazão nominal multiplicado por 100.

5.3.79 TESTE DO SISTEMA DE MONITORAMENTO DE PRESSÃO DO SEPARADOR ATMOSFÉRICO DE SONDA MARÍTIMA

O sistema de monitoramento de pressão do selo hidráulico do separador atmosférico deve ser testado na mesma frequência de teste do sistema BOP a partir do teste de instalação.

5.3.80 MONITORAMENTO DO SELO HIDRÁULICO

- 1) Encher o tubo “U” ou “deep tube” com água ou próprio fluido do poço;
- 2) Registrar a pressão indicada no manômetro da cabine do sondador;
- 3) Conferir com o valor calculado;
- 4) Abrir a válvula de dreno do selo hidráulico e registrar a pressão em que o sistema vai alarmar (deve ser em torno de 80% da pressão hidrostática).

5.3.81 TESTE DE FUNCIONAMENTO DOS CHOKES

Antes de cada início de um novo contrato, deve ser realizado um teste de funcionamento dos chokes, circulando com água com a bomba de lama da sonda na vazão reduzida de circulação de 4 bpm.

- 1) Abrir totalmente cada choke;
- 2) Alinhar a bomba da sonda para o choke a ser testado;
- 3) Circular com água na vazão reduzida de circulação igual a 4 bpm;
- 4) Registrar a perda de carga localizada no choke (deve ser próximo de zero);
- 5) Fechar o choke até $\frac{1}{4}$ da sua abertura total;
- 6) Registrar a perda de carga localizada no choke;
- 7) Fechar o choke até $\frac{1}{2}$ da sua abertura total;
- 8) Registrar a perda de carga localizada no choke;
- 9) Fechar o choke até $\frac{3}{4}$ da sua abertura total ou até atingir 50% da pressão de trabalho;
- 10) Registrar a perda de carga localizada no choke;
- 11) Circular com a vazão reduzida por 2h.

5.3.82 TESTE DO SISTEMA DE DETECÇÃO DE KICK DA SONDA

Antes de cada início de poço deve ser testado o sistema de detecção de kick da sonda. Medidores de volume dos tanques e medidor diferencial da vazão de retorno.

Procedimento para testar o sistema de detecção de ganho de volume

- Ajustar o sistema de detecção para medir ganho de até 10 bbl;
- Encher o tanque de manobra (trip tank);
- Alinhar o tanque de manobra para o sistema de circulação da sonda;
- Ligar a bomba centrífuga do tanque de manobras até retornar lama no sistema para retirar o ar da linha de abastecimento;
- Registrar o volume do tanque de manobras;
- Ligar a bomba da sonda na vazão de 200gpm;
- Registrar o nível dinâmico do tanque ativo (bbl);
- Ligar a bomba do tanque de manobras e transferir 5bbl para o sistema;
- Aguardar o sistema acusar o ganho de 5bbl.

Procedimento para testar o medidor da variação de vazão de retorno

- Ajustar o medidor para detectar o aumento de 10% na vazão de retorno;
- Ligar a bomba na vazão de 200gpm;

- Aumentar a vazão para 220gpm (10%);
- Verificar se o sistema acusa o aumento de vazão de retorno. Se não acusar, aumentar a vazão da bomba gradativamente até que o sistema acuse o aumento de vazão;
- Registrar o valor da vazão de retorno detectada pelo sistema. Se for maior que 240 gpm (20%), deve ser considerado como não conformidade e deverá ser providenciado reparo.

5.3.83 TESTE DE AFERIÇÃO DOS SISTEMAS DE MEDIÇÃO DE VOLUME

- Transferir 10 bbl do trip tank para o sistema ativo com o mesmo em circulação com vazão de 200gpm e registrar os volumes dos sistemas abaixo, os quais não devem apresentar discrepância de mais de 10% em relação ao trip tank.
 - ✓ Tanque ativo (medida local);
 - ✓ Instrumentação da cabine do sondador;
 - ✓ Mudlogging.

5.3.84 TESTE DO DIVERTER

O Diverter deve ser submetido a testes de funcionamento e de circulação na instalação.

- Durante os testes de função deve ser verificado "in loco" o acionamento de cada válvula;
- Deve ser efetuado teste de circulação com água utilizando a booster line na vazão de 1000gpm pelas linhas de ventilação de BB e BE;
- Se for necessário efetuar teste de estanqueidade, a pressão de teste deve ser limitada a 200psi conforme o API RP 64;
- Verificar a data de aferição dos sensores de gases combustíveis e de gases tóxicos da flowline, trip tank, gumble box e peneiras por ocasião do teste do diverter.

6 TRIP TANK (TANQUE DE MANOBRA)

A sua principal função é detectar swabbing e surging, através das trip sheets (planilhas de manobra) podemos fazer o acompanhamento do volume que o trip tank está abastecendo o poço, uma vez que se percebe que o volume abastecido é o mesmo que o volume que foi calculado, logo fica evidente que não teve pistoneio no poço, e que o poço foi abastecido corretamente.

É um tanque de pequeno volume que pode receber retorno de fluido do poço via choke manifold (downstream) para permitir medição de volumes de fluidos e monitoramento do poço via choke line com o BOP fechado ou pela flowline em situação de poço aberto. Se tratando de sondas flutuantes fica cada vez mais comum o uso do trip tank para diversos tipos de operações além das práticas de manobra, pois o seu tamanho e volumetria permitem um monitoramento mais preciso com relação à pequenos ganhos e perdas de volume.

O tanque de manobra é utilizado para medir a quantidade de fluido necessário para abastecer o poço corretamente 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.

6.1 OPERAÇÕES QUE VEM SENDO REALIZADAS COM O TRIP TANK

- Abastecer o poço com o volume calculado em operações de manobra de retirada de coluna;
- Flowcheck (verificação se o poço está fluindo com as bombas desligadas);
- Verificação se o BOP está vazando após o fechamento do poço;
- Verificação se tem gás de riser após o poço ter sido fechado;

Observação: O trip tank é para garantir o abastecimento correto do poço durante a retirada da coluna de perfuração, não é para manter o poço cheio, pois o poço estando cheio não necessariamente é sinal de estar controlado (exemplo: o volume calculado é de 7 bbl a cada 10 seções que forem removidas, mas o volume que foi abastecido para as 10 seções retiradas é de 5 bbl e poço se encontra cheio, ou seja, o poço estaria cheio, mas provavelmente com 2 bbl de kick no poço), veja na figura abaixo. Por isso se utiliza a trip sheet para verificar se o abastecimento está ou não sendo feito corretamente, qualquer divergência de valores pode indicar que ocorreu um pistoneio no poço.

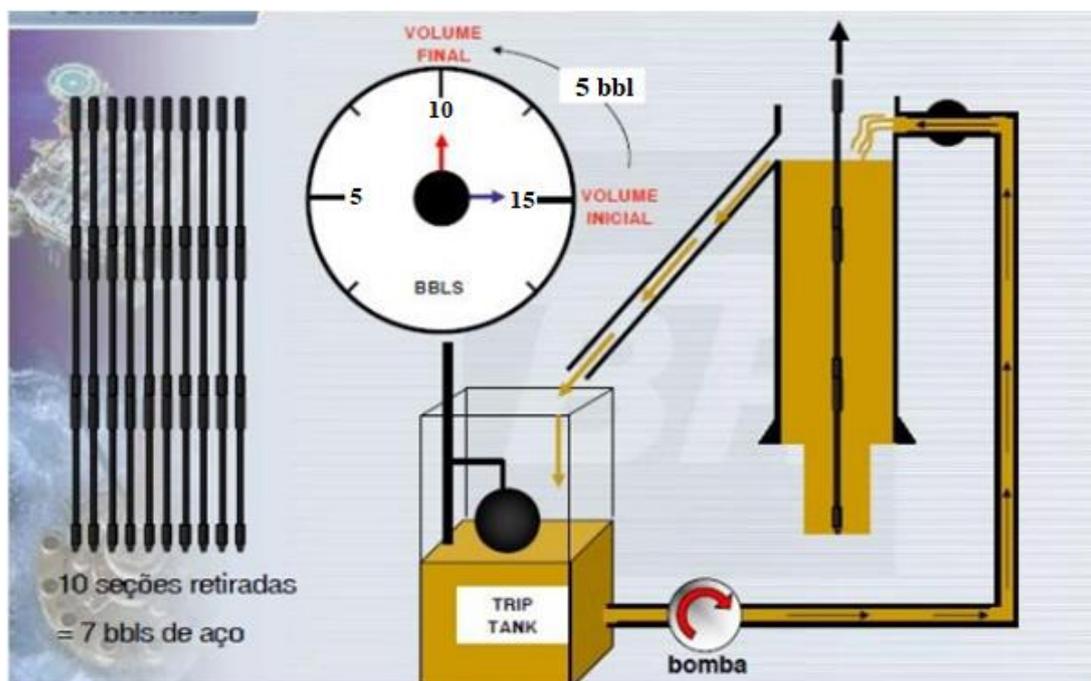


Figura 82: Alinhamento do trip tank

6.2 REQUISITOS QUE O TRIP TANK PRECISA ATENDER

- Deve ter precisão para medir variação de volume de meio barril;
- Deve permitir monitoramento remoto na cabine do sondador;
- Deve dispor de régua com escala de precisão para medir variação de volume de 1/2 barril, posicionada no deck de perfuração em local visível ao sondador;
- Deve dispor de válvula de retenção ou válvula de acionamento remoto na linha de abastecimento do poço, posicionada próxima ao “diverter” em sonda flutuante;
- Deve dispor de sensores de gás combustível (CH₄) e gás sulfídrico (H₂S) em sonda flutuante;
- Linha de abastecimento deve ter extremidade mergulhada e posicionada a 0,50m do fundo para evitar formação de espuma;
- Volume suficiente para manobra de pelo menos 50 seções de drill pipes;
- Deve ter sistema de alarme de tanque vazio instalado na cabine do sondador;
- A linha de dreno e limpeza deve ser conectada ao sistema de fluidos.

7 CHOKE MANIFOLD E VÁLVULAS

7.1 FUNÇÕES DO CHOKE MANIFOLD EM SISTEMA DE BOP SUBMARINO

A principal função do choke manifold é permitir o controle do poço, localmente ou remotamente criando perdas de cargas localizadas nos chokes para pressurizar ou despressurizar o poço e direcionar os fluidos efluentes do poço para o separador atmosférico, ou para o queimador, ou para o trip tank/stripp tank ou ainda para uma das linhas de ventilação do diverter. Se a linha de ventilação do diverter tiver separador atmosférico, a conexão da linha proveniente do choke manifold com esta linha, deve ser a montante do separador.



Figura 83: Choke manifold

7.2 ARRANJO DO CHOKE MANIFOLD BOP SUBMARINO



Figura 84: Arranjo do choke manifold

O choke manifold para águas profundas e/ou ultra-profundas deve atender os seguintes requisitos:

- As linhas de kill ou choke devem permitir circulação nos sentidos de retorno do poço ou no sentido de injeção no poço, ou seja, projetadas para serem utilizadas como kill line ou como choke line;
- Ter pelo menos dois chokes em cada lado e pelo menos um dos chokes, de cada lado, deve ser de acionamento remoto;
- Ter redundâncias de barreiras nas interfaces de alta pressão com baixa pressão. Exemplos: Nas interfaces com o Stand Pipe Manifold, com a atmosfera e com a câmara de expansão;
- 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 três manômetros para leitura local de pressão da kill, da choke line e do stand pipe manifold, preferencialmente com fundos de escala de: 1000psi, 5000psi e 10.000 psi ou 15.000 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 trip tank e stripping tank, para o separador atmosférico e para uma das linhas de ventilação do diverter;
- Todas as válvulas instaladas antes dos chokes (a montante) e inclusive os chokes, pertencem ao “up-stream” do choke manifold e devem ter a mesma pressão de trabalho do BOP de gavetas;
- As válvulas instaladas depois dos chokes (a jusante) pertencem ao “down-stream” e devem ter pressão de trabalho pelo menos igual a 50% da pressão do BOP de gavetas;
- As linhas devem ser redundantes para funcionarem indistintamente como: “choke line”, “kill line” ou como linha de monitoramento de pressão:
 - ✓ Choke line quando utilizada para circular retornando do poço para a sonda;
 - ✓ Kill line quando utilizada para circular bombeando da sonda para o poço;
 - ✓ Linha de monitoramento quando utilizada para monitorar as perdas de carga na choke line durante a circulação de kicks.
- Cada linha, “choke line” ou “kill line”, deve dispor de um choke ajustável hidráulico e um choke ajustável de acionamento manual;
- Deve dispor de manômetros locais para permitirem o monitoramento de pressão do anular do poço pelas linhas “kill line”, “choke line” e pressão do interior da coluna no “stand pipe manifold”;
- O choke manifold HPHT (WP = 15 Kpsi) deve atender os seguintes requisitos:
 - ✓ Pontos de injeção de inibidor de hidrato (MEG ou 'monoetilenoglicol) a montante dos chokes na kill line e choke line;
 - ✓ Pelo menos uma válvula gaveta a montante de cada choke deve ser de acionamento remoto;
 - ✓ Nipple de erosão a jusante dos chokes.
- O “down-stream” do choke manifold deve permitir alinhamento do poço pelo menos para os seguintes locais:
 - ✓ Separador atmosférico;

- ✓ Trip tank;
- ✓ Stripping tank;
- ✓ Linhas de ventilação do diverter.
- O choke manifold deve permitir interligação com o “stand pipe manifold” e o “cement manifold” para permitir a realização das seguintes operações:
 - ✓ Realização de teste de absorção (Leak Off Test);
 - ✓ Aplicação do método volumétrico dinâmico.
- Na condição normal de operação para o fechamento do poço pelo método rápido (“hard shut-in method”) o BOP deve permanecer alinhado com a “choke line”, “choke manifold” e separador atmosférico;
- Todas as válvulas do alinhamento do BOP até o separador atmosférico na condição normal de operação para o fechamento do poço pelo método rápido (“hard shut-in method”) devem permanecer abertas, exceto as válvulas submarinas (“fail safe close”) e os “chokes”;
- Todas as válvulas do alinhamento para o fechamento do poço pelo método rápido (“hard shut-in method”), que devem permanecer abertas na condição normal de operação, seus volantes devem ser pintados na cor verde (linha verde ou green line);

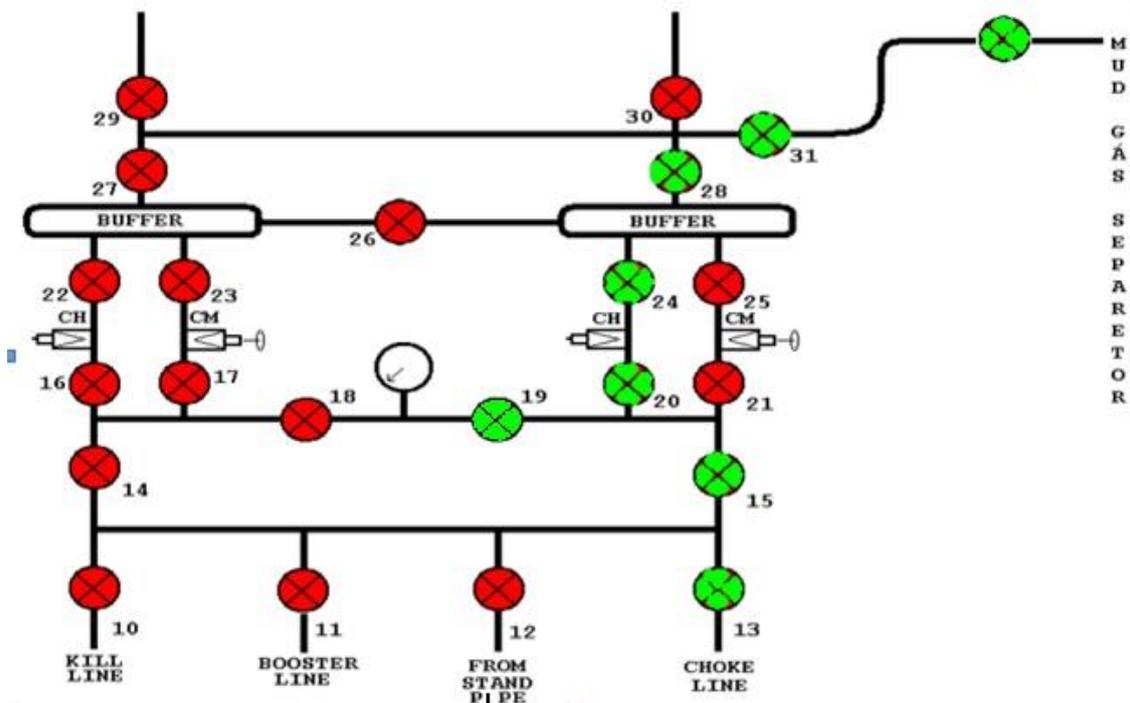


Figura 85: Manobra de linha verde

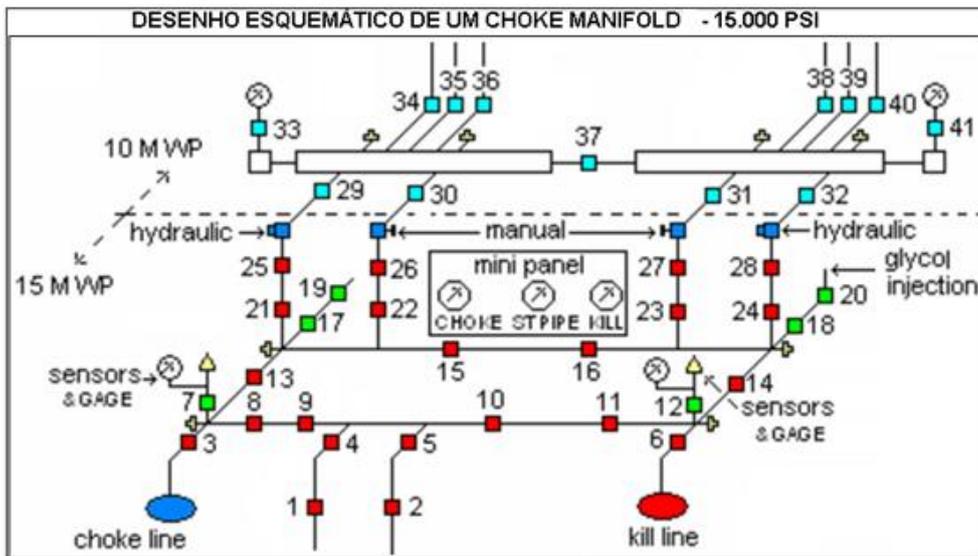


Figura 86: Desenho esquemático do choke manifold

7.3 DESCRIÇÃO DE SEUS COMPONENTES

Os principais componentes de um choke manifold serão descritos a seguir:

7.3.1 VÁLVULA GAVETA

É um dos principais componentes onde se permite fazer todas as opções de arranjos possíveis, tais válvulas devem ter classe de pressão compatível com o BOP, e permitir vedação nos dois sentidos de bloqueio, tradicionalmente o diâmetro da válvula não deve ser jamais inferior a 3” para evitar restrição e, conseqüentemente, uma maior perda de carga na superfície.

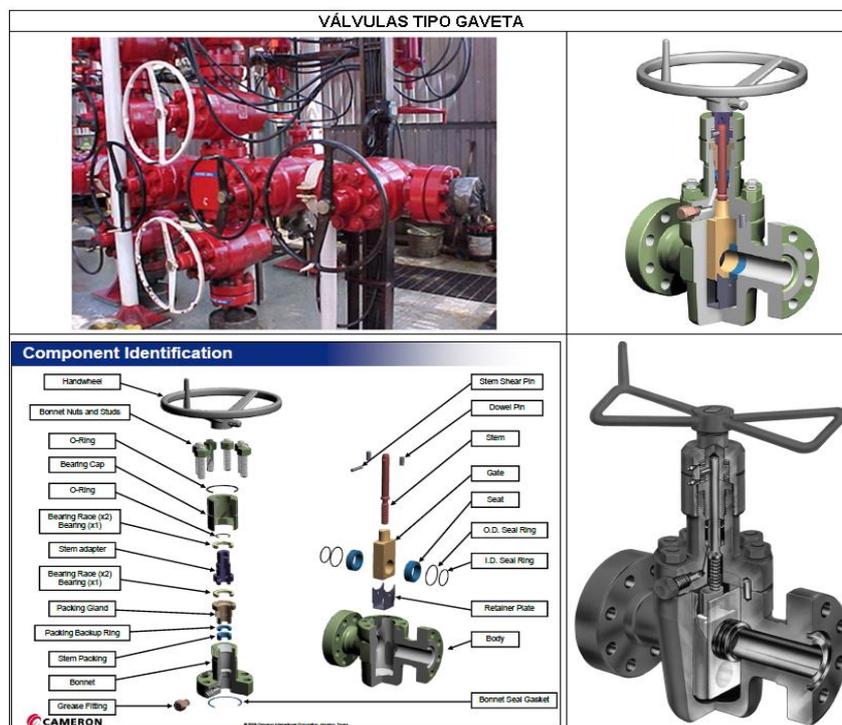


Figura 87: Válvulas do tipo gaveta

7.3.2 CHOKE DE ACIONAMENTO REMOTO (CHOKE HIDRÁULICO)

A sua principal função é criar uma contrapressão no poço durante o controle de poço (circulação do kick). É uma válvula que permite a variação de sua abertura (estrangulador de fluxo) por acionamento local ou remotamente controlada através de uma unidade de controle (painel de acionamento remoto do choke) localizada na cabine do sondador. Seu diâmetro de passagem quando totalmente aberta não deve ser inferior a 1 1/2" para não gerar perda de carga excessiva na vazão reduzida de circulação do kick.

É importante que toda saída de chokes seja protegida por um nipple de erosão, evitando assim o desgaste prematuro de válvulas que instaladas imediatamente após a saída dos chokes. Todo choke remoto deve ter redundância em sua operação, inclusive podendo ser operado manualmente em caso de rompimento das mangueiras do sistema de controle.



Figura 88: Choke ajustável

7.4 PAINEL DE ACIONAMENTO REMOTO DO CHOKE

É o painel que será utilizado para controlar remotamente o choke hidráulico durante a circulação de um kick, por este motivo as pressões reduzidas de circulação, a perda de carga da choke line e as pressões de fechamento (SIDPP e SICP) deverão ser lidas deste painel.



Figura 89: Painel de acionamento remoto do choke

7.5 INDICADOR DE POSIÇÃO DO CHOKE HIDRÁULICO AJUSTÁVEL

7.5.1 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.

7.5.2 SENSORES DE PRESSÃO

São os elementos que fazem as tomadas para as leituras de pressão, constituindo-se assim em elementos de grande importância do conjunto choke manifold. Os manômetros devem ser localizados em cada lado do choke manifold, ou seja, nas linhas de kill e choke, como também nas câmaras de expansão em poços HPHT.

Tradicionalmente os sensores de pressão são do tipo pistão e hidráulicos ou conjugado com transdutores, praticamente o tipo com diafragma não deve mais ser usado devido a indução de erros e baixa confiabilidade operacional.

7.5.3 MANÔMETROS

São instrumentos que medem pressão manométrica que é o diferencial de pressão entre a pressão absoluta e a pressão atmosférica. Servem para monitorar diretamente as pressões na superfície em todas as operações do poço: perfuração completação, intervenções e testes, dentre outras, tais como controle de poço em kick, etc. Os manômetros locais devem ser especificados para serviço pesado e ante vibratórios, localizados um em cada lado das linhas de kill e choke e na câmara ou câmaras de expansão em poço HPHT.

As conexões dos manômetros têm que ser do tipo integral não sendo recomendadas conexões rosqueadas. A escala dos manômetros locais não deverá exceder a 100 psi por divisão. O ideal é o uso de sistemas de manômetros analógicos em cascata com precisão de leitura de 10 psi.



Figura 90: Manômetros

7.5.4 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.

7.5.5 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.

7.5.6 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.

7.5.7 NIPPLE DE EROSIÃO

Nipple de erosão é um tubo de paredes reforçadas instalado imediatamente após a saída dos chokes com o objetivo de prevenir desgaste das peças imediatamente após os chokes, por erosão devido as altas velocidades dos fluidos.

7.6 CHOKE DE ACIONAMENTO MANUAL

É uma válvula com as mesmas características do choke de acionamento remoto com a diferença de ser operado manualmente sendo que para o controle de kick manualmente se faz necessário um mini painel instalado no choke manifold com leitura das pressões das linhas de kill, choke e pressão do stand pipe.

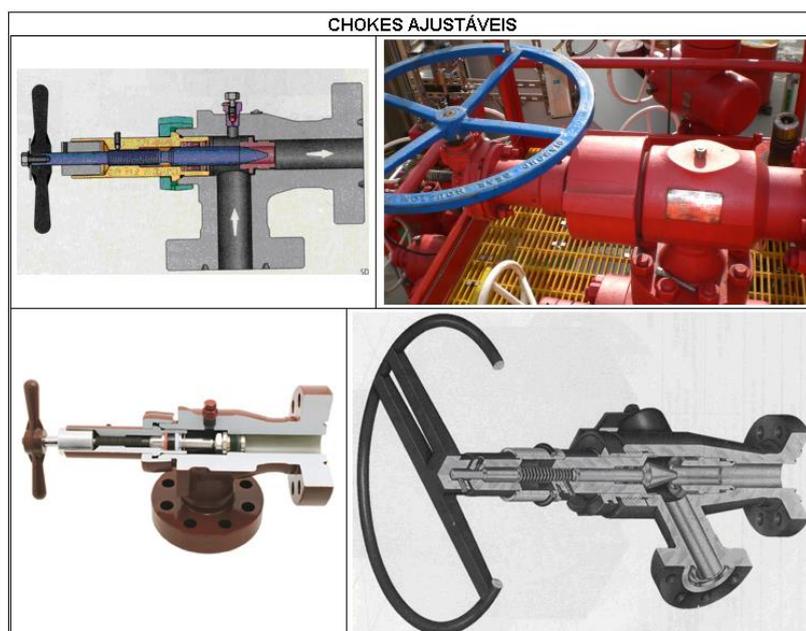


Figura 91: Choke de acionamento manual



Figura 92: Mini painel

7.7 CHOKE MANIFOLD E VÁLVULAS DE BOP DE SUPERFÍCIE

7.7.1 OPERAÇÃO

Tem como função dirigir e controlar o fluxo para o caminho desejado. Sua operação deve ser perfeitamente entendida. Deve-se efetuar uma inspeção diária pois o mesmo deve estar preparado para uso a qualquer momento. Sua operação consiste em passar o fluido vindo do poço por um dos estranguladores de fluxo, controlando assim a contrapressão (perda de carga) que se quer dar ao fluido, aumentando-a ou diminuindo-a conforme se desejar, direcionando-o após isso para o tanque de lama (desgaseificador), queimador ou tanque de surgência.

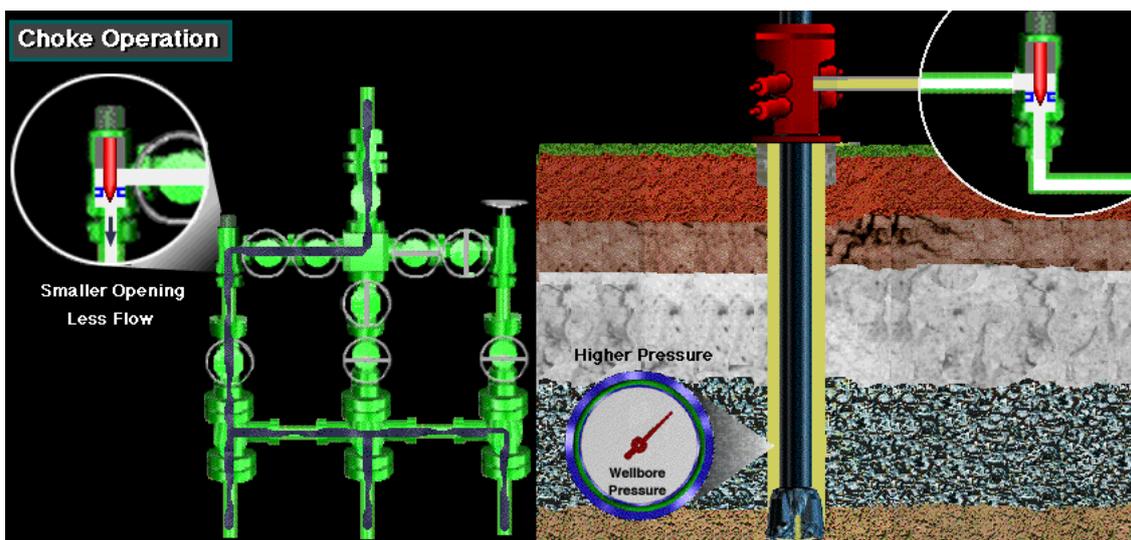


Figura 93: Choke do sistema de BOP de superfície

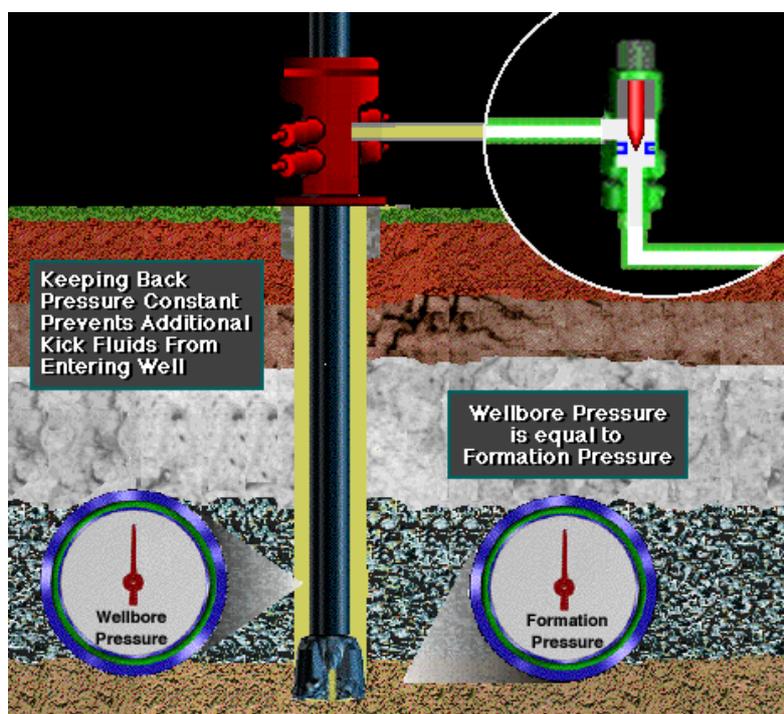


Figura 94: Representação do equilíbrio da pressão do poço com a pressão da formação

7.7.2 RECOMENDAÇÕES

Para um bom desempenho, o conjunto de válvulas de estrangulamento deve atender às seguintes recomendações:

- Para conjuntos com pressão de trabalho de 5.000 psi ou mais, deve possuir um mínimo de 3 válvulas de estrangulamento ajustáveis, sendo uma delas de acionamento hidráulico, e para pressões menores, no mínimo duas válvulas de estrangulamento ajustáveis;

Observação: Algumas unidades com pressão de trabalho de 5.000 psi ou mais possuem choke simétrico, com dois choke ajustáveis e dois hidráulicos.

- Toda linha do conjunto deve ter duas válvulas de bloqueio, isto é, para que se possa reparar um elemento qualquer do conjunto. Sempre se tem uma válvula de serviço a ser fechada antes do elemento e a outra de segurança/reserva caso haja alguma falha na primeira;
- O conjunto deve ser mantido preparado para uma operação de emergência. A sequência de válvulas, na qual deve estar o estrangulador hidráulico, devem ser mantidas abertas e seus volantes pintados e verde para sua fácil identificação. No caso do fechamento do poço em situação de emergência basta abrir a válvula HCR da linha de estrangulamento, e dessa maneira evita-se um possível bloqueio instantâneo da pressão. No caso de se adotar o procedimento soft de fechamento;

Observação: No procedimento hard os chokes ajustáveis permanecem fechados.

- Deve ser posicionado em local de fácil acesso e fora da subestrutura;
- Deve ter um manômetro instalado em uma posição tal que permita registrar as pressões do fluido antes que passe em um dos estranguladores e possa ser substituído sem interrupção do fluxo;
- A pressão de trabalho das válvulas a montante dos estranguladores deve ser compatível com a dos preventores de gavetas, enquanto aquelas à jusante dos estranguladores podem ser de pressão menor.

7.8 SEPARADOR ATMOSFÉRICO (MUD GAS SEPARATOR - MGS)

7.8.1 DEFINIÇÃO

São separadores bifásicos abertos para a atmosfera projetados para processar a separação da mistura das fases: “gás livre e líquido” efluentes do poço, via “choke manifold” ou via “diverter”. São denominados em inglês como “poor boy degasser” podem ser verticais ou horizontais.



Figura 95: Separador atmosférico

O MGS é um vaso de pressão degaseificador utilizado quando a quantidade de gás na lama é relativamente grande em comparação às gerenciadas pelos degaseificadores a vácuo (SCHLUMBERGER, 2017). Nos casos em que se percebe um aumento do Holdup de gás (fração de gás na mistura) no retorno de lama, a flowline é dirigida para o MGS, que consiste em um vaso de pressão que separa as fases através do choque da mistura com placas defletoras, que geram uma diferença de aceleração entre as duas fases, favorecendo a separação. O líquido é então retirado pela parte de baixo do separador, e o gás é ventilado até o topo da torre de perfuração, onde é então, disperso na atmosfera em poços marítimos, em poços de terrestres o gás então é forçado a fluir através de uma linha, liberando para um flare (queimador).

7.8.2 PRINCÍPIO DE FUNCIONAMENTO

- As placas defletoras de entrada são placas perpendiculares ao fluxo de entrada que causam mudanças bruscas de direção no fluxo de entrada efluente do poço em kick, baseando-se na lei da inércia, para pulverizar a mistura no interior do corpo do separador;
- A mistura pulverizada no interior do corpo do separador propicia a separação das bolhas de gás e das gotas de líquido pela ação da gravidade durante a queda dessa mistura entre a entrada do separador e o nível do selo hidráulico. Por essa razão deve ser estimado um tempo de residência não inferior a 1,0 minuto para se processar a separação considerando uma velocidade de queda da fase líquida não superior a 8,4 pés/minuto;
- O selo hidráulico na parte inferior do separador deve prover o isolamento entre o interior do separador e o tanque das peneiras, criando uma pressão hidrostática não inferior as pressões de fricção desenvolvidas pela vazão de gás ao longo da linha de ventilação principal do separador que deve se prolongar até 4,0m acima do bloco de coroamento em

sondas marítimas e em sondas de terra pode-se encontrar a linha de ventilação principal fixada no mastro da sonda com extremidade acima do bloco de coroamento ou fixada no chão direcionada para o queimador.

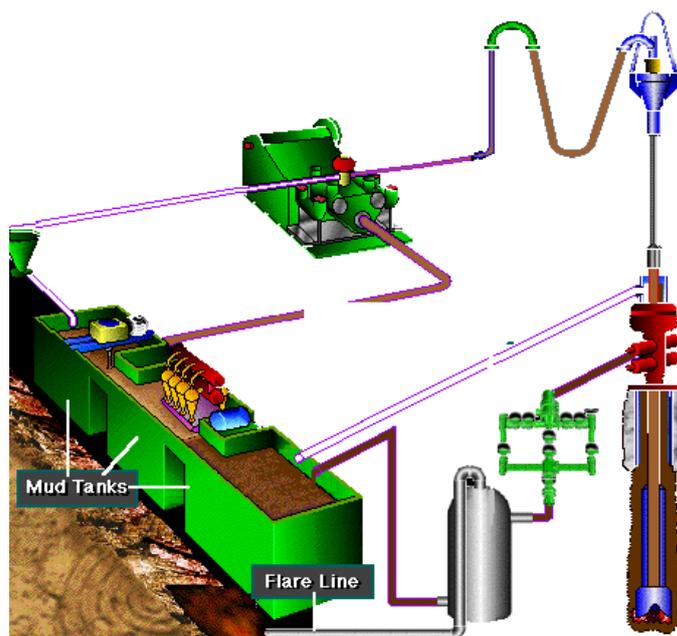


Figura 96: Layout de um sistema de superfície de tratamento de lama mostrando a posição do separador atmosférico

7.8.3 SUPRESSOR DE CHAMAS

A linha de ventilação é equipada com um supressor de chamas de grande diâmetro equipado com transdutores de temperatura a serem empregados quando a linha de ventilação é usada como uma ventilação atmosférica através do MGS. No caso de uma mistura combustível estar presente na linha atmosférica de gás, o supressor de chamas impedirá que a chama atinja o MGS e cause uma explosão interna.

7.8.4 REQUISITOS DO SEPARADOR ATMOSFÉRICO

- O separador atmosférico do choke manifold pode ser compartilhado para processar a mistura bifásica de gás livre e líquido efluente do poço via “diverter”, desde que tenha sido dimensionado para essa situação;
- O separador atmosférico deve ter dimensões (diâmetro, distância da entrada ao nível selo hidráulico, linha de ventilação e tubo em “U” ou “dip tube”) capaz de processar a máxima vazão da mistura de gás e líquido estimada para kicks de gás de volume mínimo de 30bbl no modelo da bolha única na profundidade vertical que maximize a vazão de gás na entrada do separador e em fluido base água, circulado com vazão reduzida de 150gpm,

operando na capacidade máxima de lâmina d'água da sonda no caso de sonda de perfuração marítima;

- O separador deve ter capacidade para processar a separação da mistura bifásica de gás livre e líquido com massa específica de 7 lb/gal na vazão de 10 MMSCF/D (dez milhões de pés cúbicos de gás por dia) e fluido do selo hidráulico com massa específica de 5 lb/gal (API SPEC 12J);
- O separador atmosférico deve dispor de sistema de medição de pressão que permita o monitoramento simultâneo da condição de fluxo do tubo “U” ou “dip tube” (0-50psi) e monitoramento do selo hidráulico (0-15psi) a partir da cabine do Sondador e ter alarme de perda do selo hidráulico;
- Deve ter válvula de dreno para limpeza e desobstrução do separador instalada na base do tubo em “U” ou do “dip tube”, descarregando para o sistema de fluidos;
- Deve ter linha de ventilação secundária a jusante do tubo “U” ou “dip tube” com extremidade 3,0m acima do topo do separador, para eliminar o efeito sifão que atua sobre o selo hidráulico devido as perdas de cargas na linha de descarga no trecho entre o separador e o tanque das peneiras ou “Gumble Box”;
- Deve ter pressão de trabalho para suportar uma pressão equivalente a pressão hidrostática de uma coluna de fluido de perfuração de altura igual a distância do separador a extremidade da linha de ventilação principal, com o maior peso específico permitido pela sonda conforme estudo de análise de esforços no riser “riser analysis” ou fluido de densidade 2,2 aproximadamente 18 lb/gal conforme a norma NORSOK D-010;
- Recomenda-se ter na parte superior uma conexão de uma linha com origem no tanque de mistura para limpeza e desobstrução do tubo “U” e para permitir a recirculação de fluido de perfuração retornado do poço com grande quantidade de gás livre;
- Deve ter portas de visitas na parte superior para permitir inspeção da placa defletora de entrada e na parte inferior para permitir a limpeza e desobstrução da base;
- Podem ser do tipo vertical ou horizontal e embora o tipo horizontal tenha uma superfície maior de contato gás-líquido e sentidos ortogonais dos fluxos de gás e de líquido que contribuem para melhorar a eficiência da vazão de processo o tipo vertical é o mais usado em sonda de perfuração por questão de layout e simplicidade funcional.

7.8.5 ALTURA DO SELO HIDRÁULICO

A quantidade de gás que o MGS aceita depende da altura do selo hidráulico, como pode ser visto na figura abaixo. Essa altura do selo hidráulico é que pode impedir um descarregamento de gás nas peneiras.

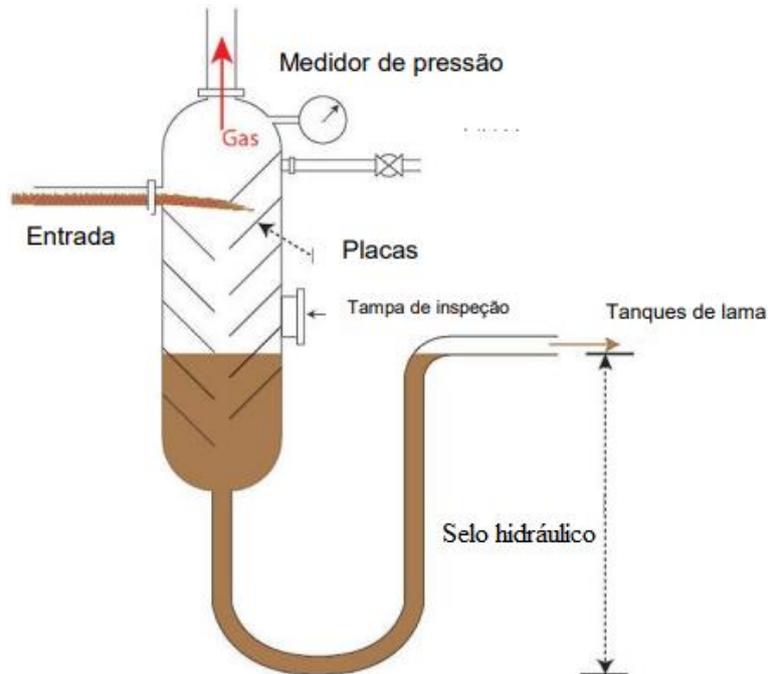


Figura 97: Separador atmosférico e o selo hidráulico

Caso ocorra um aumento de pressão dentro do separador pode forçar uma perda do selo hidráulico e jogar grandes volumes de gás para as peneiras. Esse é um dos motivos para o kick ser circulado em vazões reduzidas de circulação, caso a vazão de bombeio esteja muito alta e comece a expulsar o selo hidráulico um alarme tocará quando cerca de 50% a 60% do selo tenha sido perdido indicando para sondador que o selo hidráulico está sendo perdido, nesse momento a bomba deverá ser desligada, o choke deverá ser fechado e selo hidráulico reabastecido. Depois o controle deve ser reiniciado com uma vazão de bombeio menor.

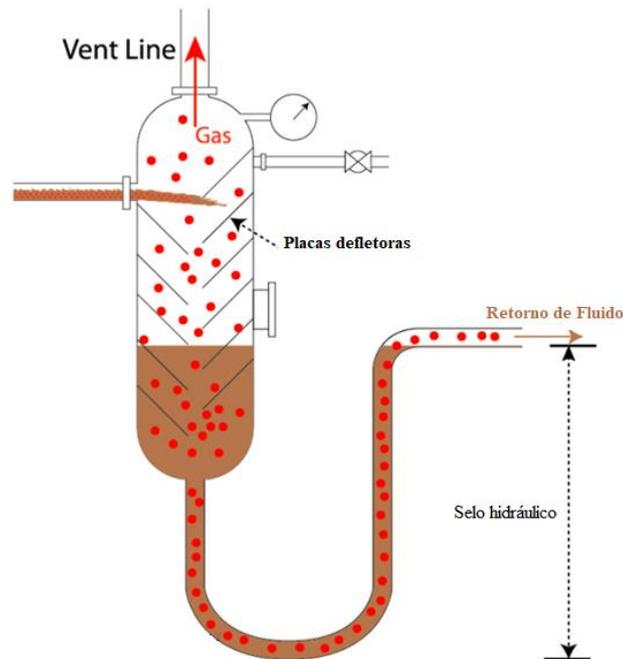


Figura 98: Aumento de pressão dentro do separador atmosférico

7.8.6 CONFIGURAÇÃO COM LINHA DESDE O DIVERTER ATÉ O MGS

Em uma configuração convencional, segundo MITCHELL (2011) o diverter é utilizado para recolher a lama proveniente do anular do riser de perfuração e dirigi-la para a flowline que irá chegar nos equipamentos de controle de sólidos, posteriormente desgaseificador a vácuo se necessário e enfim os tanques de lama, assim voltando ao poço pelos sistemas de alta pressão. Em situações em que há uma quantidade significativa de lama cortada por gás, o poor boy degasser, ou Mud Gas Separator (MGS) pode ser utilizado para separar o gás da lama de perfuração a pressão atmosférica.

Em termos de segurança operacional, a operação de divergir o fluxo para overboard mitiga o risco de uma explosão de um dos equipamentos como o MGS. No entanto, há casos em que a lama de perfuração não pode ser despejada no mar, como na utilização de lama a base óleo, ou em lamas com bactericidas.

Uma alternativa para o problema descrito na seção anterior é criar uma linha de alívio desde o diverter até o MGS, que mitigaria o risco de descarte de lama de perfuração no mar, levando a lama e o gás proveniente do diverter até o separador atmosférico, separando a mistura e descartando o gás através de uma vent line. A figura 7 mostra a configuração descrita nesta seção, com a linha em questão destacada em vermelho. É importante notar que a configuração de diverter convencional não exclui a presença do MGS, e que a configuração com a linha não exclui a presença da linha de overboard. Esta, por sua vez, permanece inativa caso o procedimento padrão leve a equipe da sonda a utilizar prioritariamente a linha para o MGS.

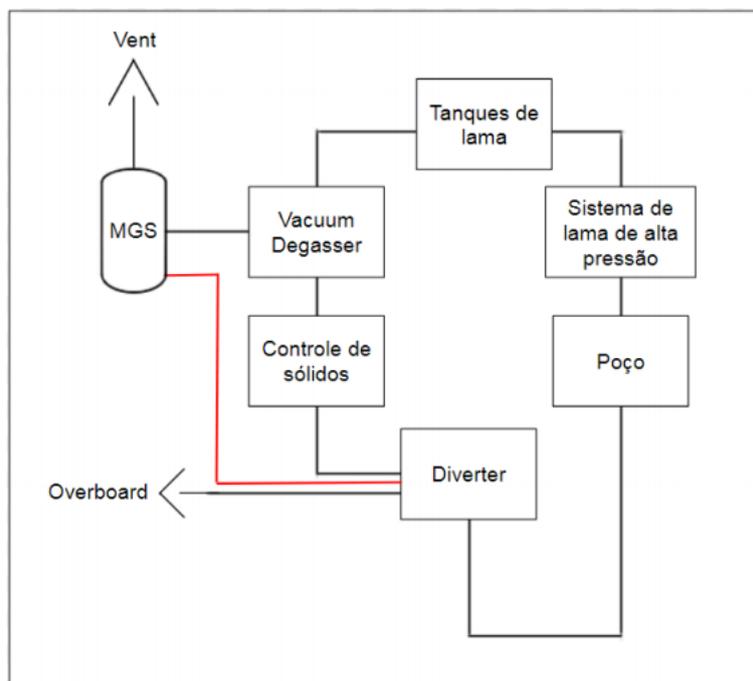


Figura 99: Diagrama de fluxo simplificado do sistema de circulação para a configuração com linha desde o diverter até o MGS

De acordo com WILLIAMSON (1994), grandes volumes de gás podem causar sobrecarga do separador atmosférico, causando vazamento de grandes volumes de hidrocarbonetos para o piso de perfuração e potencial risco de explosão. Essa situação colocaria os trabalhadores da sonda e o equipamento em si em sério risco. Portanto, a mitigação do risco de poluição ambiental deve ser feita, nesse caso, ponderando o aumento do risco de integridade gerado ao ativo e ao pessoal da sonda.

7.8.7 CONFIGURAÇÃO COM RISER GAS HANDLING

Proposto inicialmente por HALL et al (1986) o Riser Gas Handling consiste em um sistema instalado entre a última junta de riser e a junta telescópica, que conta com uma Flow Spool e um preventor anular semelhante ao do diverter logo acima. O posicionamento abaixo da junta telescópica faz com que seja eliminado um dos itens críticos para a especificação de pressão no caminho do gás. A junta telescópica, por conter diversos elementos dinâmicos de vedação, tem especificação baixa de pressão, comparada com os outros componentes adjacentes. Esse sistema é combinado com um manifold dedicado que garante o controle de pressão que segue até o MGS, mitigando o risco de sobrecarga deste.

7.9 DESGASEIFICADOR A VÁCUO

É usado para remover o gás em solução no fluido de perfuração depois que o fluido for circulado pelas peneiras. Funciona com pressão negativa (vácuo parcial) na faixa de 5psi a 10psi

negativos equivalentes a faixa de: -10inHg a -20inHg (inHg = polegadas de mercúrio) baseando-se na lei da solubilidade dos gases para extração das pequenas bolhas de gás trapeadas nas forças géis do fluido de perfuração. O vácuo parcial no interior do desgaseificador pode ser gerado por efeito venturi ou por conjunto moto-bomba de Vácuo.

Deve ser instalado após o tanque das peneiras com a sucção no segundo tanque decantador e descarregando no terceiro tanque decantador. Deve ter vazão de processo de pelo menos 1000gpm, ter manômetro para medida da perda de carga localizada no ejetor, vacuômetro para medida do vácuo parcial do interior do tanque de processo e sistema de controle do nível de líquido no interior do desgaseificador. Nas figuras abaixo, os dois tipos de desgaseificadores a vácuo em função da geração do vácuo: por bomba de vácuo e por efeito venturi.



Figura 100: Desgaseificador por bomba de vácuo

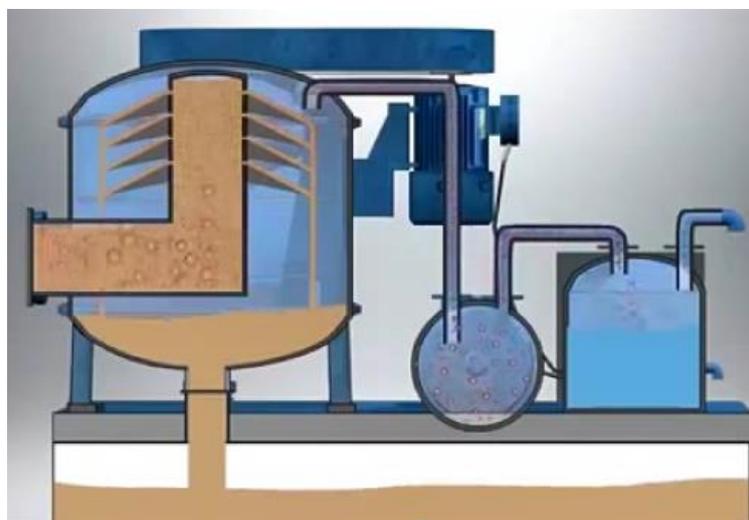


Figura 101: Desgaseificador a vácuo com a bomba em funcionamento

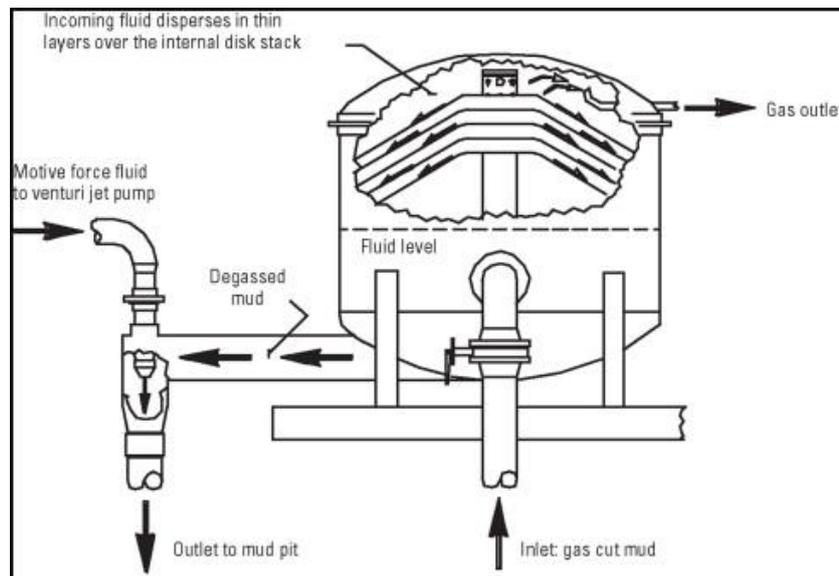


Figura 102: Desgaseificador a vácuo por venturi

Observação: Para permitir o reprocessamento do fluido de perfuração e em consequência melhorar a eficiência na extração do gás traçado, recomenda-se a instalação com a sucção no segundo tanque decantador e a descarga para o primeiro tanque decantador.

7.10 STRIPPING TANK (TANQUE DE STRIPPING)

É um tanque de pequeno volume utilizado em sonda flutuante que recebe retorno de fluido do poço via choke manifold (downstream), utilizado para medir volumes de fluido drenado do poço durante operação de stripping e deve atender os seguintes requisitos:

- Precisão para medir variação de volume de ¼ de barril;
- Permitir monitoramento remoto na cabine do sondador;

7.11 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.

7.12 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.

7.13 TOTALIZADOR DE VOLUME DE LAMA (PIT VOLUME TOTALIZER - PVT)

É um dispositivo para medição do volume de fluido contido nos tanques 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.

7.14 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.

7.15 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 10 bbl'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 5 bbl'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 5 bbl 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.

8 EQUIPAMENTOS DE DETECÇÃO DE GÁS

- A plataforma deve possuir sistema de detecção e alarme para monitorar continuamente a presença de incêndio e de gases tóxicos e inflamáveis.
- O sistema de detecção e alarme deve ter interface com os outros sistemas de segurança da plataforma, como o de combate a incêndio, parada de emergência (*shut down*) e depressurização (*blow down*), permitindo as suas atuações de forma automática e sequencial.
- Os detectores e alarmes fixos devem ser instalados nos locais de trabalho e nas áreas de vivência, inclusive nas instalações temporárias, de modo a impedir que a extensão do incêndio e a concentração dos gases tóxicos e inflamáveis possam colocar em risco a segurança e a saúde dos trabalhadores.
- Ao serem instalados externamente, os detectores e alarmes devem ser colocados ao abrigo de intempéries e de ambientes agressivos.
- A instalação dos detectores nos camarotes ou módulos de acomodação temporária deve impedir o seu desligamento pelos ocupantes.

- As botoeiras de acionamento do alarme de incêndio devem ser do tipo “Quebre o vidro e aperte o botão” e sinalizadas na cor vermelha.
- As botoeiras situadas nos corredores devem ser facilmente acessíveis e posicionadas de modo que a distância a ser percorrida pelo trabalhador para o seu acionamento seja de no máximo 20m.
- A seleção do tipo, da quantidade, da distribuição e da sensibilidade dos detectores devem ser realizadas a partir do estudo da dispersão de gases tóxicos ou inflamáveis na atmosfera e considerar:
 - a) Os agentes identificados e quantificados pelo PPRA;
 - b) O tipo de gás a ser detectado e a faixa de concentração esperada;
 - c) A cobertura do ambiente a ser protegido;
 - d) Os possíveis cenários previstos nas análises de riscos;
 - e) As recomendações do fabricante ou fornecedor e os padrões industriais;
 - f) O tempo de resposta;
 - g) A presença de outros gases contaminantes que possam afetar as leituras ou danificar o sensor;
 - h) O tamanho do vazamento potencial e o tempo necessário para atingir uma situação perigosa;
 - i) A presença de trabalhadores na área sinistrada;
 - j) Demais variáveis importantes para atingir o objetivo em questão.
- Os detectores devem ser interligados ao sistema de alarmes da sala de controle da plataforma e identificados individualmente.
- O sistema de alarme e de comunicação com o pessoal de bordo deve ser capaz de emitir sinais sonoros e visuais perceptíveis e inconfundíveis, bem como veicular mensagens audíveis em todos os locais da plataforma, inclusive nas instalações temporárias.
- Nas áreas em que o nível de ruído estiver acima de 85 dB devem ser instalados também sinais luminosos.
- O ajuste do alarme (*set point*) deve avaliar, quando aplicável, os seguintes aspectos:
 - a) O tempo de resposta do detector;
 - b) A toxidez do gás e o limite de tolerância estabelecido pela norma brasileira ou internacional;
 - c) O limite inferior e superior de explosividade do gás inflamável;
 - d) O efeito sinérgico em razão da presença de outras substâncias no ar;
 - e) O tempo máximo requerido para a resposta do detector;
 - f) As ações a serem tomadas após soar o alarme;

- g) O prazo necessário para evacuar o ambiente contaminado ou em chamas;
- h) Outros parâmetros relevantes para garantir a segurança e saúde dos trabalhadores.
- As considerações utilizadas para selecionar os tipos, as quantidades, as sensibilidades e as localizações dos detectores e ajustar os alarmes devem ser consignadas em relatório elaborado por profissional legalmente habilitado, com emissão da respectiva ART.
 - Após a instalação, os detectores e alarmes devem ser testados periodicamente conforme instruções do fabricante e sob a supervisão de profissional legalmente habilitado, sendo os resultados consignados em relatório.
 - Os detectores e alarmes fixos devem ser também energizáveis pelo sistema elétrico de emergência da plataforma.
 - É proibido desativar, contornar (*by-pass*), mudar o nível de ação (*set point*) ou utilizar qualquer meio que impeça o correto funcionamento dos detectores ou alarmes.
 - Ao menos dois detectores portáteis de gases tóxicos e inflamáveis, identificados no PPRA ou previstos pelas análises de riscos, devem estar disponíveis a bordo.
 - Os detectores fixos e portáteis devem ser calibrados, aprovados e certificados por laboratório acreditado pelo INMETRO.
 - Na captação do ar do sistema de climatização devem ser instalados, ao menos, dois detectores de gases tóxicos ou inflamáveis e de fumaça, convenientemente distribuídos para assegurar a imediata detecção destes contaminantes.
 - Os detectores e alarmes devem estar associados a dispositivos de intertravamento para controlar ventiladores e *dampers*, cujo tempo máximo de resposta assegure condições ambientais internas do compartimento adequadas à saúde humana.
 - Quando a exaustão do ar climatizado ocorrer para áreas classificadas devem ser instalados detectores nos locais de saída para monitorar a presença de gases inflamáveis no ar descartado.
 - Nos lugares onde são preparados, armazenados ou tratados os fluidos de perfuração, completação, estimulação e restauração de poços de petróleo, com características combustíveis ou inflamáveis, devem ser instalados detectores de gases para alertar a formação de atmosferas explosivas.
 - A operadora da instalação deve instalar detectores e alarmes nos locais em que haja a possibilidade de ocorrência de gás sulfídrico, tais como: área de perfuração de poço, unidade de tratamento de água da formação produzida, sistema de separação água/óleo, compartimentos de processamento de lama de perfuração, cabine do equipamento de guindar e outros.

8.1 LIMPEZA DO FLUIDO DE PERFURAÇÃO

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

Na superfície, os cascalhos, 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 cascalhos maiores são removidos da lama. Em seguida, passa por um desgaseificador à vácuo (degaser) onde os gases presentes na lama são removidos e depois passa pelo desareador (desander) e por um desiltador (desilter) onde as partículas mais finas de areia e argila são removidos.

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.

8.2 FALHAS NOS EQUIPAMENTOS DE MONITORAÇÃO

8.2.1 CALIBRAÇÃO

Para evitar falhas na leitura de pressões durante processos, todos os manômetros devem ser calibrados ou rastreados contra um padrão. Tanto os instrumentos de medição quanto os instrumentos padrões de referência devem ser periodicamente aferidos e calibrados. Por exemplo, na instrumentação, tem-se os instrumentos de medição e controle (manômetros), que são montados permanentemente no processo. Antes da instalação, eles foram calibrados. Quando previsto pelo plano de manutenção preventiva ou quando solicitado pela operação, estes instrumentos são aferidos e recalibrados.

8.2.2 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 em um sensor de sinal com uma pequena válvula agulha que pode ser ajustada para minimizar as flutuações do ponteiro do manômetro devidas às pulsações do curso da bomba.

9 BÁSICO DA PERFURAÇÃO SOBRE-BALANCEADA (OVERBALANCED DRILLING - OBD)

Depois de introduzir rapidamente os principais equipamentos de perfuração convencional, é interessante exemplificar o modo com que a operação ocorre, ou seja, como o engenheiro de perfuração deve se comportar em campo para atingir seu objetivo da maneira mais rápida e igualmente segura. Isso é trazido pelo projeto de poço situado dentro da janela de operação, ou seja, respeitando os limites de fratura da formação e da sua pressão de poros.

Esses gradientes são o limite superior e inferior da densidade do fluido de perfuração a ser utilizado na operação, em condições estáticas. “Pressão de poros pode ser definida como a pressão do fluido contido nos espaços porosos da rocha, muitas vezes referenciada como pressão da formação.” (Rocha & Azevedo, Projetos de Poços de Petróleo, 2009). Situando-se sempre acima deste parâmetro é possível assegurar que não haverá nenhuma migração de fluidos, ou influxo, proveniente da formação, mitigando grandes riscos para a plataforma e sua tripulação. Quando isto ocorre, diz-se que ocorreu um kick.

Já a pressão de fratura trará a segurança de que nenhuma fração considerável do fluido será perdida para formação, já que a manutenção da sua integridade irá sempre ocorrer, desde que esse limite seja respeitado. É importante comentar que, não necessariamente, em águas profundas, a pressão de poros será maior do que lâminas d'água menores, tendo em vista que esse valor dependerá do modo com que a compactação das rochas ocorreu.

No entanto, a maior parte do tempo de perfuração ocorre em situações dinâmicas, fazendo com que não se possa pensar somente na pressão hidrostática gerada pela lama e os gradientes de poros e fratura, já que, com o bombeamento do fluido, ocorrerá uma perda de carga durante o trajeto do fluido pelo poço, tanto no tubo de perfuração, quando no anular, fazendo com que a pressão de fundo (BHP — Bottom Hole Pressure), a qual deve ser mantida sempre dentro da janela de operação, seja acrescida desse termo de perda de carga, ou pressão de perda de carga por fricção no anular (AFP — Annular Friction Pressure).

Alguns efeitos da perfuração em sobre-balance são:

- Reduzida taxa de penetração (ROP — Rate of Penetration), devido ao seu maior diferencial de pressão;
- Prisão da coluna, pelo mesmo motivo;
- Ciclos de perda de circulação e kicks, quando o gradiente de fratura é ultrapassado;
- Efeitos de surge e swab (pistoneio na descida ou subida de coluna dentro do poço);

- Dano a formação, fazendo com que o filtrado acabe obstruindo poros de uma possível região produtora, reduzindo sua permeabilidade, aumentando, desnecessariamente, e ocultando possíveis regiões produtoras (efeito de película).

9.1 PERFURAÇÃO SUB-BALANCEADA (UNDERBALANCED DRILLING - UBD)

Todos os primeiros poços perfurados no início da atividade petrolífera americana eram sub balanceados e um fato que comprova isso é o início da produção assim que o alvo, o reservatório, era alcançado. Somente depois do desenvolvimento dos sistemas de circulação de lama e os BOPs (Blowout Preventers) que a overbalance ganhou notoriedade.

Como a hidráulica básica de dentro do poço já foi vista anteriormente, pode-se dizer que o diferencial do underbalance em relação ao overbalance é o fato da manutenção do peso equivalente da lama no fundo do poço ser menor que o gradiente de poros na determinada profundidade, em condições estáticas e dinâmicas. O influxo que no overbalance (OBD) era evitado, agora é estimulado, fazendo com que novos equipamentos tivessem que ser desenvolvidos para manter a segurança da operação e de sua tripulação.

Existem três principais motivos para se querer perfurar em underbalanced (UBD):

- Minimizar problemas relacionados ao diferencial de pressão do OBD;
- Maximizar a recuperação de hidrocarbonetos;
- A caracterização do reservatório.

Os principais problemas que ocorrem com a OBD e a UBD tenta mitigar são: prisão da coluna por diferencial de pressão, perda de circulação e baixa taxa de penetração (ROP). A prisão da coluna é evitada porque, com uma pressão reduzida em todos os pontos do poço, comparativamente ao OBD, o diferencial de pressão com a pressão da formação é menor. À perda de circulação também é menor pelo mesmo motivo, fazendo com que não ocorra passagem de fluido para a formação, não ocorrendo filtrado.

Por fim, com uma menor pressão hidrostática sobre a broca, a interação broca-formação é facilitada, fazendo com que não só a broca opere mais eficientemente, mas também aumente sua vida útil. No entanto, é conhecido que as conexões e manobras da coluna de formação para diversas finalidades são mais difíceis e demandam mais tempo em UBD, fazendo com que tenha que ser balanceado o ganho de ROP e o maior tempo perdido em outras atividades quando utilizando o UBD.

A maximização da recuperação de hidrocarbonetos não era algo significativo até os últimos poços serem perfurados com técnicas de UBD. A diminuição do diferencial de pressão e o aumento da produtividade desses últimos poços foi extremamente relevante justificado por dois

fatores entrelaçados: com o menor diferencial de pressão, menor, ou nenhum, volume de lama irá penetrar pelos poros da formação em contato com o poço, fazendo com que não haja danificação das características permoporosas da formação, esse efeito é chamado de efeito de película que relaciona um possível estímulo ou dano a formação devido ao diferencial de pressão, no caso do UBD o efeito de película é próximo de zero, minimizando ou até não ocorrendo dano a formação.

Além disso, o encontro de outras formações produtoras, anteriormente renegadas é algo que pode trazer grande retorno financeiro no momento no qual a indústria se encontra com dificuldade de encontrar novos campos. Por fim, com uma BHP (pressão no fundo do poço) menor que a pressão de poros, o influxo sempre será estimulado a migrar para o poço, fazendo com que seja possível ter uma conclusão mais exata de quais são os valores da pressão de poros em determinados trechos da rocha, já que, em overbalance esses valores eram aproximados por poços de correlação ou através da prospecção sísmica.

Se a pressão de formação é, relativamente, alta, o uso de diminuidor de densidade reduzirá a pressão do poço abaixo da pressão de poro da formação. Às vezes, um gás inerte é injetado na lama para reduzir sua densidade equivalente e, por conseguinte, sua pressão hidrostática através da profundidade do poço. Este gás é, comumente, nitrogênio, como é considerado não combustível e prontamente disponível, mas, reduz o oxigênio do ar, gases de flare e natural gas sido usados.

9.2 ESPÉCIES DE PERFURAÇÃO EM UNDERBALANCE

Existem diversas espécies, as mais comuns são listadas abaixo:

- Ar Seco (dry air) – É conhecido como “empoeiramento”. Aqui, compressores de ar combinados com um “booster” (os quais recebem ar da cabeça do compressor e aumentam a pressão, mas, não aumentam o volume entrando no poço), são usados e o único fluido injetado no poço é uma pequena quantidade de óleo para reduzir corrosão.
- Mist (neblina, vapor, nevoa) – Uma pequena quantidade de agente espumante (sabão) é adicionada ao fluxo de ar. Pequenas partículas de água e espuma numa atmosfera levam cascalhos (cuttings) à superfície.
- Espuma – Uma grande soma de agentes espumantes é adicionada no fluxo. Bolhas em uma atmosfera nebulosa, também, levam cascalhos à superfície.
- Espuma Estável (stable foam) – Uma grande quantidade de agente espumante é adicionada ao fluxo. Esta tem a consistência da espuma de barbear.
- Airlift – Bolhas de ar, num arranjo de água e sabão pode, ou não, ser adicionado no fluxo de ar.

- Lama Aerada (aerated mud) – Ar ou outro gás é injetado no fluxo da lama de perfuração. Unidades Degaseificadoras (degassing) são requeridas para remover o ar antes que possa ser circulado.

9.2.1 VANTAGENS

Poços “underbalanced” têm diversas vantagens sobre perfuração convencional, incluindo:

- Danos a formação são eliminados.
- Taxa de Penetração Aumentada (ROP – Rate of Penetration) – Com menos pressão no fundo do poço é mais fácil para a broca cortar e remover as rochas.
- Redução da perda de circulação – Perda de circulação é quando a lama flui em direção a formação de forma não controlada. Grandes quantidades de lama podem ser perdidas antes de formar um mud cake ou pode continuar indefinitivamente. Se o poço for perfurado “underbalanced”, a lama não entrará na formação e o problema será evitado.
- A prisão por diferencial de pressão da coluna é eliminada. Esta prisão acontece quando o tubo de perfuração é pressionado contra a parede do furo de forma que parte de sua circunferência sofrerá somente a pressão do reservatório. Como resultado, o tubo se prende a parede e pode requerer milhares de libras de força para a remoção a qual pode se provar impossível de se retirar. Como a pressão do reservatório é maior que a do poço em UBD (“underbalanced” Drilling), o tubo é afastado das paredes eliminando a prisão por diferencial de pressão.
- Avarias na formação, algumas rochas tem uma tendência reativa a água. Quando a lama de perfuração é usada, a água contida na lama reage com a formação (a maior parte argila) e, inerentemente, causa a avaria na formação (redução de permeabilidade e porosidade). O uso de perfuração “underbalanced” pode evitar isto.

9.2.2 DESVANTAGENS

Perfuração “underbalanced” é, usualmente, mais caro que a convencional (quando a perfurando um poço fora do padrão (deviated Well) o qual requer ferramentas de perfuração direcional) e tem, também, seus próprios requisitos de segurança. Tecnicamente, o poço está sempre em condição de blowout, a menos que, um fluido mais pesado seja introduzido no poço. Perfuração pneumática requer uma circulação de volume mais rápida como os cascalhos cairão com velocidade no anular. Como o ar é compressível as ferramentas de medição por telemetria de pulso (MWD – Measurement While Drilling) da lama requerem um fluido não compressível para funcionar. Tecnologias comuns usadas para eliminar este problema são, ambas, MWD eletromagnética ou MWD wireline. As mecânicas do poço perfurado são, normalmente, mais

violentas por causa do volume de fluidos indo através do motor de fundo ou percussão. A corrosão, também, é um problema, mas, pode ser, amplamente, evitada usando-se um óleo ou inibidores de ferrugem.

9.3 EQUIPAMENTOS PARA UBD

Segundo Rehm (2002), um arranjo básico de equipamentos especiais para UBD com fluidos gaseificados é constituído por: cabeça rotativa ou BOP rotativo, choke manifold, separadores de superfície, standpipe manifold, gas bypass, válvulas flutuantes na coluna e abaixo da kelly, linhas de fluxo de gás que desembocam no standpipe e uma fonte fornecedora de gás.

Como a operação de UBD é realizada com o poço fechado e sob pressão em todos os momentos, é necessária a presença de um equipamento rotativo de contenção de pressão (Santos et al, 2001). Diferentemente de uma perfuração convencional (OBD), em UBD a cabeça rotativa (Rotating Control Heads - RCH) é a barreira primária contra um kick. A função principal deste equipamento é direcionar o fluxo dos fluidos provenientes do anular para o choke manifold, onde o fluido possa ser direcionado para ser reciclado ou descartado (Rehm, 2002).

9.4 CABEÇA ROTATIVA (RCD) – COMPREENDENDO A SUA FUNÇÃO E A SUA APLICAÇÃO

Para a realização de operações com Managed Pressure Drilling, são necessários alguns equipamentos específicos e adaptações da sonda para sua instalação. A maior parte das operações de MPD exigem pelo menos uma cabeça rotativa (RCD), choke manifold dedicado e uma non-return valve na coluna de perfuração. Dependendo da complexidade e necessidades específicas de cada operação, outros equipamentos tornam-se necessários.



Figura 103: Equipamentos básicos de MPD

9.4.1 CABEÇA ROTATIVA (ROTATING CONTROL DEVICE)

A cabeça rotativa é o principal equipamento utilizado em operações de Managed Pressure Drilling e é usada para selar e divergir o fluxo do espaço anular do poço. O elemento selante é instalado numa espécie de rolamento que permite que o tubo de perfuração seja rotacionado enquanto a pressão do anular é mantida.

A RCD diverge a lama pressurizada através do anular para o choke manifold e uma ferramenta selante na parte superior do RCD permite a circulação do fluido mesmo durante as manobras. Se a pressão do poço começar a subir, o operador pode abrir o choke e diminuir a backpressure e vice-versa. As check-valves são válvulas da coluna de perfuração e permitem que o fluxo do fluido de perfuração siga apenas em um sentido, impedindo o seu retorno por dentro da coluna. Os equipamentos serão detalhados mais à frente.

As causas de kick não são eliminadas com a utilização de MPD, mas estatísticas demonstram que o uso de um sistema fechado de circulação com RCD faz com que as operações se tornem em geral mais seguras e mais fáceis de detectar um kick (Jablonowski et al., 2010). Em sistemas convencionais de circulação (abertos), os kicks são geralmente detectados através do aumento dos volumes dos tanques de lama ou com o desligamento das bombas de lama, quando supostamente a circulação deveria parar e o retorno de fluido também. Caso um certo volume continue retornando pode estar ocorrendo um kick. Da mesma forma, são observadas perdas com a diminuição do nível no tanque de lama. Estas operações demandam tempo para se detectar e iniciar as operações de controle de poço.

O sistema fechado de circulação com RCD, permite o uso de um medidor de fluxo de massa (o mais comum é o Coriolis mass flow meter) em combinação com sensores de pressão no standpipe, fazendo com que o sistema de detecção de kick se torne mais automatizado e preciso. Isso por que o sistema fechado faz com que seja possível relacionar e comparar o fluxo de entrada e saída através dos equipamentos, sendo capaz de alertar o operador com influxos ou perdas menores que $\frac{1}{4}$ de barril (Naesheim et al., 2011).

Na figura abaixo, é possível observar a pressão aplicada no elemento de vedação durante sua operação. Periodicamente, deve ser feito a substituição do elemento de borracha devido a seu desgaste, sua vida útil é afetada diretamente por fatores como pressão aplicada, rotação da coluna e condições do tubo de perfuração (Stodle, 2013).

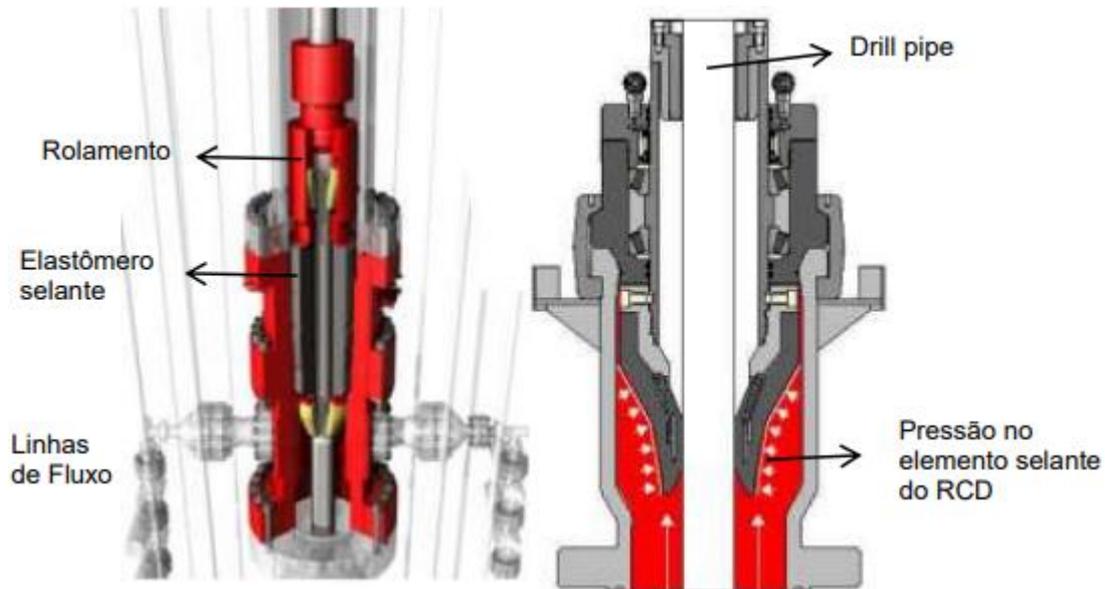


Figura 104: Cabeça Rotativa

9.4.2 COMPOSIÇÃO DA RCD

A RCD é basicamente composta por um corpo externo e pelo bearing assembly, um componente que é inserido de forma a manter a capacidade selante do conjunto e ainda possibilitar a rotação da coluna de perfuração. O bearing assembly possui duas borrachas em formato cônico (Borracha 1 e 2 da Figura abaixo) por onde passa a coluna de perfuração. Essas borrachas em conjunto com o sistema interno de rolamento do bearing assembly promovem a vedação entre a coluna e o poço. Enquanto a parte interna do componente gira durante a perfuração, a parte externa permanece estática em contato com o corpo externo e veda o poço.



Figura 105: Bearing Assembly

Existem versões especiais para uso da RCD como a air drilling, perfuração geotérmica, risers diverters, stripping casing, bem como vedação em torno da coluna de perfuração. RCD's modernos funcionam a pressões estáticas de até 5000 psi e 2500 psi em modo rotativo. Ao rodar, o equipamento é normalmente dilatado 50%, a partir da especificação estática, para reduzir o calor gerado nos pacotes de rolamento. Quase todos os sistemas rotativos de alta pressão circulam óleo para lubrificar o mancal e transferir o calor gerado pela rotação pressurizada.

Dois básicos sistemas são usados, o RCD passivo e o ativo. De acordo com o nível de risco da operação escolhe-se o projeto de interesse. A finalidade do RCD ativo é sempre estar "trabalhando" em uma operação, ao passo que o passivo atua quando é solicitado. A configuração do sistema RCD encontra-se presente na figura abaixo.

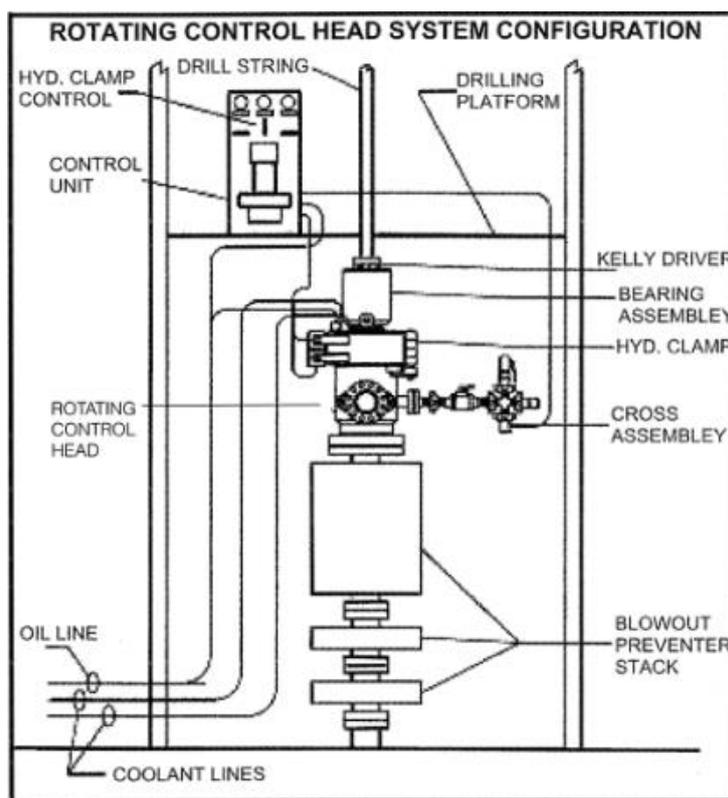


Figura 106: Configuração do Sistema RCD

A localização do RCD na coluna de riser afeta diretamente diversos aspectos operacionais e essa questão tem sido bastante discutida por empresas de serviço que desenvolvem tecnologia para MPD. A seguir são apresentadas possíveis localizações do RCD aplicados em operações offshore:

9.4.3 INSTALAR O RCD LOGO ACIMA DO BOP

Esta configuração é a mais simples e geralmente é utilizada por sondas fixas, onde o BOP fica localizado na superfície, ou por sondas flutuantes cujas lâminas d'água não sejam tão

profundas. Também pode ser projetado para utilização em águas profundas, porém, caso ocorra algum problema no RCD, o BOP e toda a coluna de riser deverá ser retirada. Além disso, ainda existe a dificuldade para se avaliar e trocar os elementos de vedação do RCD após sua vida útil. Portanto, em geral a melhor alternativa é instalar o RCD próximo à superfície.

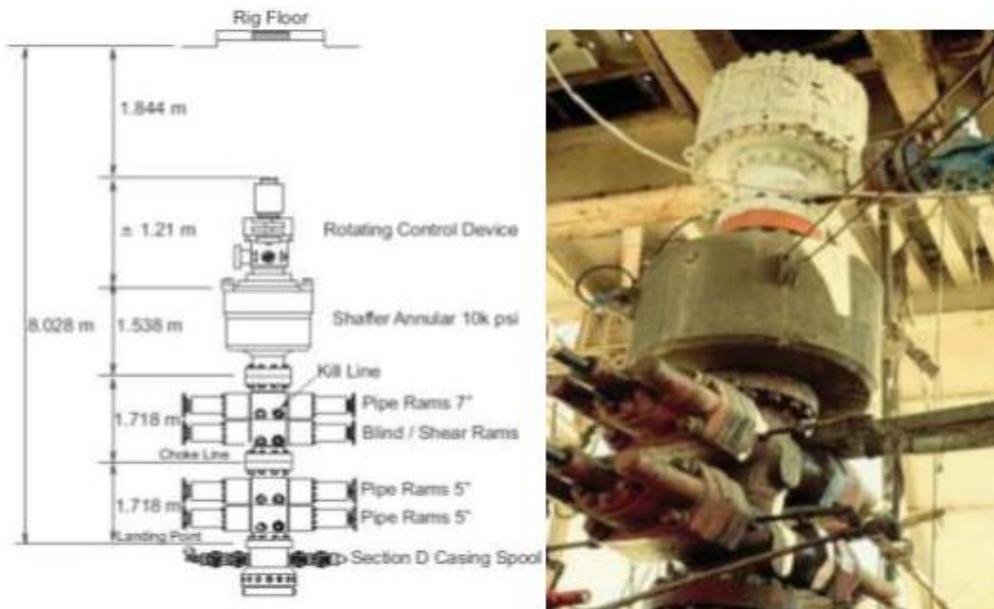


Figura 107: BOP Stack com RCD conectado

9.4.4 INSTALAR O RCD ACIMA DO ANEL TENSIONADOR DE RISER

Essa configuração permite uma maior facilidade de acesso para manutenção e operação do RCD. A pressão de superfície fica limitada a pressão da junta telescópica e a compensação dos movimentos verticais da sonda (heave) é realizado de maneira restrita.

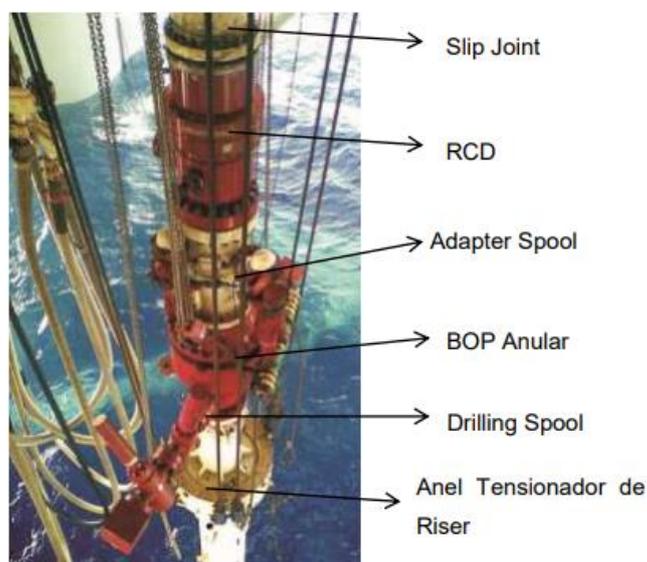


Figura 108: Cabeça Rotativa acima do Anel Tensionador de Riser

9.4.5 INSTALAR O RCD ABAIXO DO ANEL TENSIONADOR DE RISER

Essa configuração provavelmente é a mais satisfatória pois não precisa nenhuma modificação na junta telescópica e permite seu funcionamento em capacidade máxima. A sua instalação é feita como parte da coluna de riser como observado na figura acima. A substituição do elemento selante de borracha pode ser feito com uma ferramenta instalada na coluna de perfuração (Thesis Stodle) mas a sua inspeção e manutenção não é tão simples pois o equipamento ficará abaixo da superfície do mar.

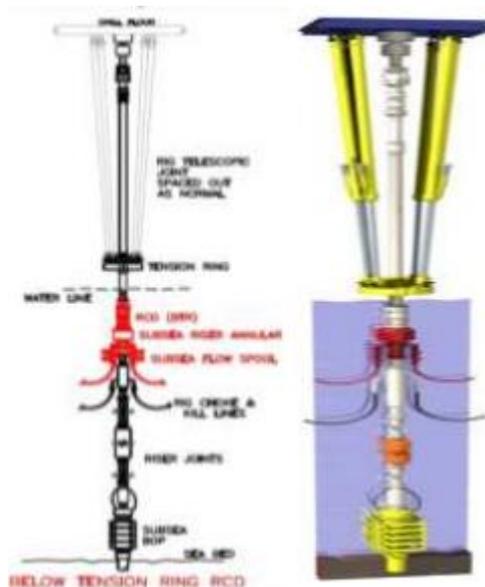


Figura 109: RCD abaixo do TR

9.5 A JUNTA INTEGRADA

O RCD, em conjunto com o DSIT, faz parte da junta integrada do MPD, uma composição para ser instalada em qualquer sonda (Figura abaixo). Ela possui duas linhas de retorno (MPD Flow spool), por onde é desviado o fluido vindo do anular do poço para o choke-manifold.

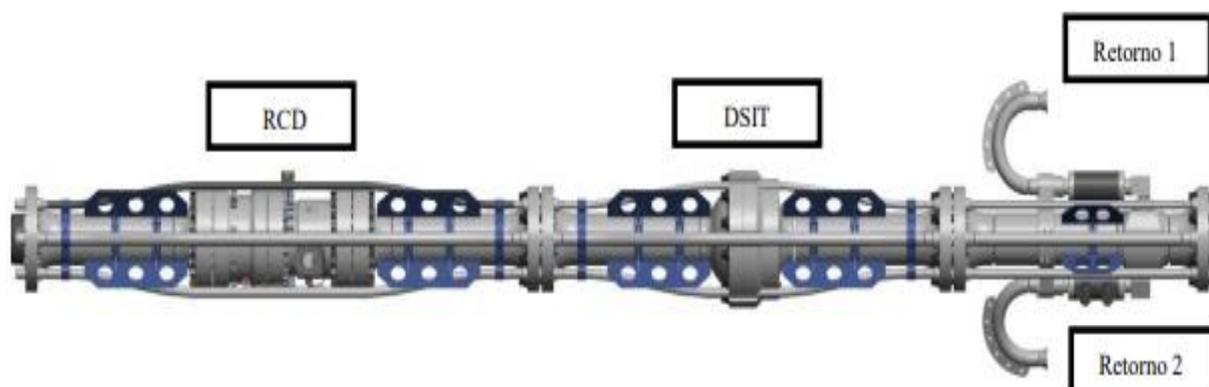


Figura 110: Junta integrada do MPD

9.6 SISTEMA DE CHOKE MANIFOLD DEDICADO

O sistema de choke é responsável por controlar a pressão de superfície e manter constante a pressão de fundo do poço, sejam em condições estáticas ou dinâmicas. Ao contrário da perfuração convencional, o sistema de choke dedicado para Managed Pressure Drilling é considerado parte dos equipamentos de perfuração e não deve ser considerado como parte dos equipamentos para controle de poço: é um direcionador de fluxo e não um BOP (Vieira et al.,2009). O sistema de choke é composto por estranguladores de fluxo (choke), sistema de controle de válvulas, bomba de backpressure e medidores de pressão e de fluxo mássico (geralmente do tipo Coriolis).

Chokes são essenciais em todas as operações que envolvem fluxos em altas pressões. Eles são utilizados para reduzir a pressão do fluxo, aumentando a perda de carga por fricção através de uma restrição física. O sistema de controle determina a abertura das válvulas de fluxo e podem ser controlados de maneira manual, automática ou semi-automática. A bomba de backpressure é uma contingência às taxas de fluxo e são ativadas quando o choke só não consegue prover a backpressure necessária para o anular.

O medidor de fluxo mássico Coriolis obtém informações de vazão, temperatura e densidade do fluido de perfuração, mesmo com a presença de cascalhos. É uma das ferramentas mais importantes para acompanhamento e controle da operação por se tratar de um sistema fechado de circulação.



Figura 111: Sistema de Choke Manifold e Coriolis Flowmeter em destaque

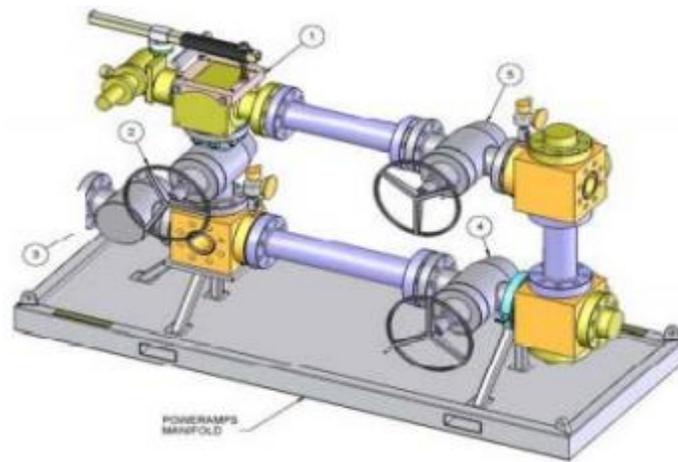


Figura 112: Layout de um choke manifold

O choke-manifold é instalado na sonda na linha de retorno do fluido de perfuração, a jusante da flow spool. Todos os equipamentos requeridos são instalados em um compacto e integrado manifold como visto na (Figura abaixo, composto por duas válvulas chokes dedicadas com atuadores, um medidor de fluxo mássico (coriolis).

Caso o choke principal precise de manutenção durante a perfuração, o fluxo pode ser direcionado para o segundo choke. Essa válvula de restrição é responsável por aplicar uma contrapressão no anular conforme a necessidade do sistema de controle. Caso o choke principal precise de manutenção durante a perfuração, o fluxo pode ser direcionado para o segundo choke.

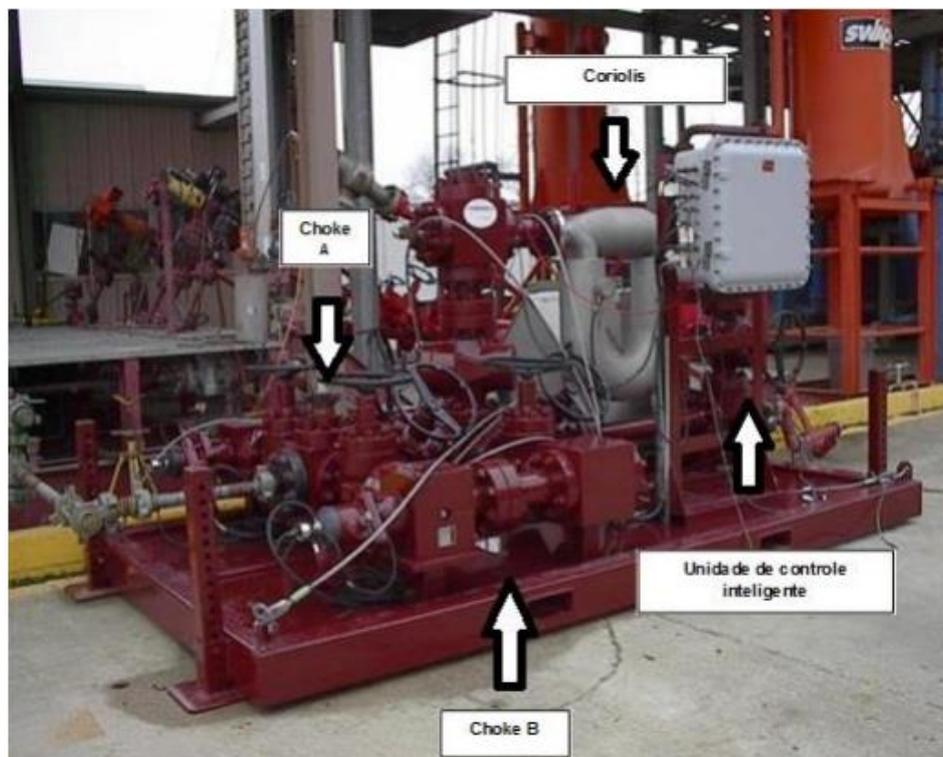


Figura 113: Choke manifold

9.7 CORIOLIS

O medidor de fluxo mássico, do tipo coriolis, é instalado a jusante dos chokes de perfuração no manifold. O medidor fornece quatro importantes parâmetros do fluido de retorno: taxa de fluxo mássico, taxa de fluxo volumétrico, massa específica e temperatura. A medição do fluido no coriolis inclui o cascalho da perfuração e o gás associado, pelo fato do medidor estar instalado antes das peneiras de cascalho e do separador de gás. O que torna a medição mais precisa e realística com o que se apresenta no anular do poço durante a perfuração.

Durante as últimas décadas, o interesse em medidores de fluxo mássico coriolis tem aumentado de forma constante. Uma de suas vantagens é que eles medem diretamente o fluxo de massa verdadeiro, ao passo que outros instrumentos só medem o fluxo volumétrico. A alta precisão, rangeabilidade e repetibilidade de medidores de coriolis são outras razões para o seu rápido crescimento e aceitação na indústria.

Medidores coriolis estão disponíveis em variadas configurações, o modelo mais utilizado na indústria de petróleo e alvo do problema apresentado neste trabalho (Figura abaixo) consiste de um tubo em U por onde o fluxo irá passar, possuindo dois sensores conectados à uma unidade eletrônica. O tubo em U vibra naturalmente como na (Figura A, graças à um dispositivo magnético localizado na curva do tubo. A vibração é semelhante ao de um diapasão, cobrindo menos do que 0,1 polegadas e completando um ciclo cerca de 80 vezes/seg. À medida que o fluxo passa pelo tubo ele gera uma força que se opõe ao movimento do tubo (Figura B) provocando um movimento de torção como visto na (Figura C).

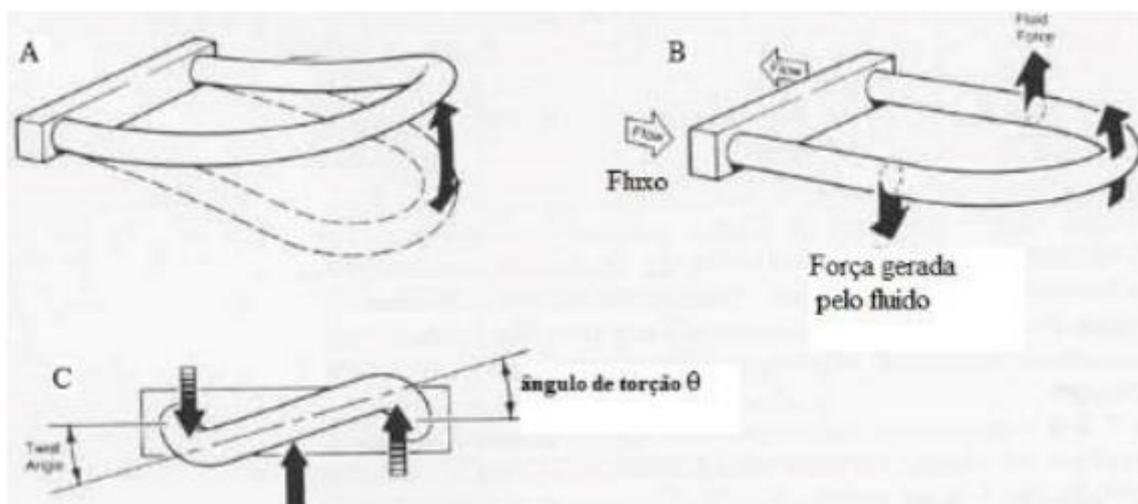


Figura 114: Coriolis

Dois sensores localizados próximos ao tubo irão detectar a torção e gerar um sinal que será convertido para se obter o fluxo mássico procurado.

9.8 SISTEMA REMOTO DE CONTROLE

A unidade de controle inteligente (ICU – intelligent control unit) é o cérebro do sistema MPD, ele é instalado no choke-manifold e é responsável pelo processamento de dados gerados pelo coriolis. O sistema de controle remoto é conectado diretamente ao ICU através de fibras óticas apresentando os parâmetros no painel da sonda. Em geral o sistema é automatizado, ele próprio faz os cálculos da perda de carga ao longo da perfuração para enviar o comando ao choke para abrir ou fechar, ajustando a pressão no fundo do poço pré-estabelecida de acordo com a janela operacional. Entretanto, o operador do sistema MPD pode enviar o comando manualmente ao choke se perceber algum erro no painel.

9.9 BOMBA BACKPRESSURE (CONTRAPRESSÃO)

Sistemas MPD de Backpressure que utilizam choke manifolds diferem um do outro na capacidade para controlar e criar a contrapressão. Desde que um volume suficiente de lama flua através de um choke parcialmente aberto, haverá backpressure. Quando a taxa de fluxo da lama diminui, o choke tem de fechar para manter o mesmo nível de backpressure. Se o fluxo de lama interrompe completamente, então, a válvula choke tem que fechar completamente para garantir a contrapressão. A quantidade de pressão garantida depende da rapidez com que o sistema de controle do operador pode responder às variações da taxa de fluxo.

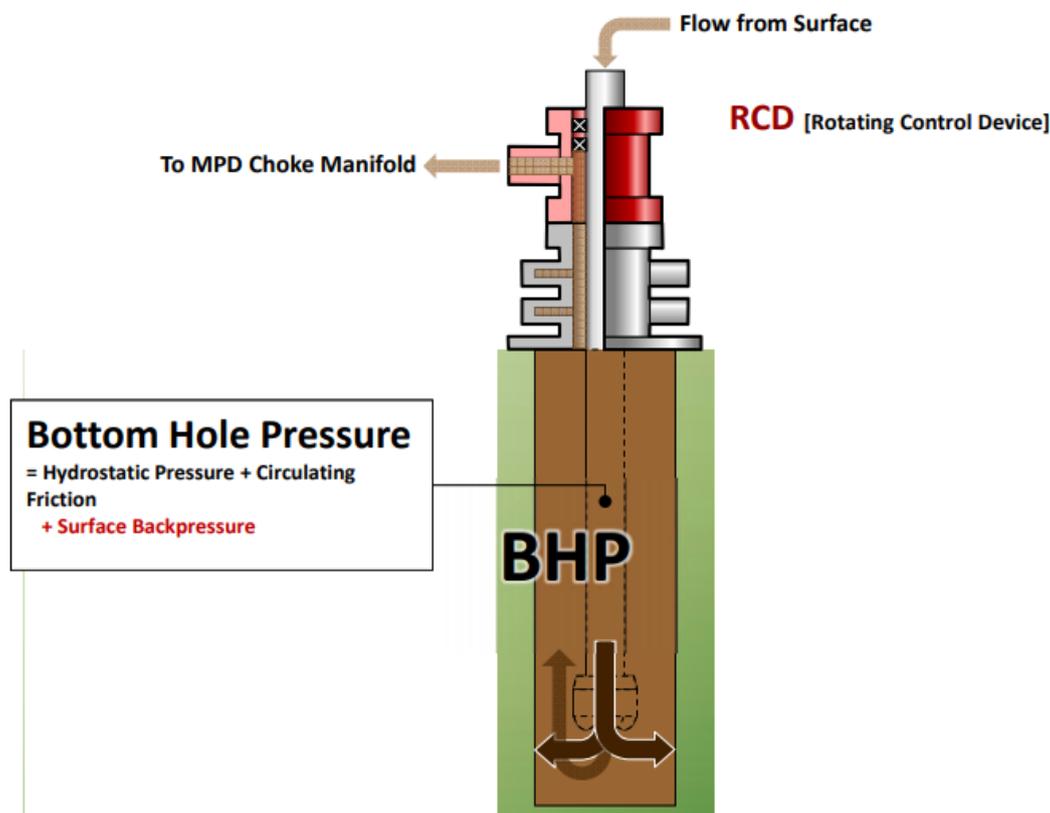


Figura 115: Backpressure

No entanto, não importa o quão rápido um choke pode ser fechado, seja manualmente ou pela máquina, é improvável que ela seja rápida o suficiente para responder a uma perda imediata da pressão, causada por uma falha súbita da bomba ou algum erro humano. O que se perde da backpressure só se recupera quando o fluxo do poço retoma ou é fornecido por outra fonte. Infelizmente, a perda de backpressure significa perda de controle da BHP e, possivelmente, a perda de controle do poço em uma margem apertada.

Uma solução é equipar o sistema MPD backpressure com a bomba de on-demand e a tecnologia de segurança para controlá-lo. Essa solução amplia a gama dinâmica do controle de um sistema e sua capacidade de criar ativamente a backpressure quando é necessário. A bomba de backpressure é uma bomba triplex ligada ao choke manifold e controlada automaticamente pelo sistema. Sempre que o gestor de pressão detecta que o fluxo do poço é insuficiente para manter a contrapressão requerida, verifica-se automaticamente a bomba backpressure.

9.10 NON-RETURN VALVES

A aplicação de backpressure pode causar um desbalanceamento positivo entre a coluna hidrostática no anular e na coluna de perfuração (quando a pressão no anular é superior à pressão no interior da coluna), podendo causar um efeito chamado de “tubo em U”. Isso significa que o fluido do anular poderia retornar para o interior da coluna, com possibilidades de tamponamento (devido aos cascalhos) e risco de graves acidentes. Para se evitar que isso ocorra, são utilizadas válvulas na parte inferior da coluna de perfuração que permitem fluxo em apenas um sentido, são as non-return valves (NRV), também chamadas de float valves ou check valves. Por segurança, normalmente são instaladas duas ou mais NRVs na coluna de perfuração.



Figura 116: Detalhe do interior de uma non-return valve fechada tipo flap

10 MANAGED PRESSURE DRILLING

10.1 INTRODUÇÃO AO MANAGED PRESSURE DRILLING

Managed Pressure Drilling está atualmente entre as técnicas mais modernas da engenharia de perfuração de poços e tem como principal objetivo mitigar diversos problemas durante as operações, incluindo tempo não produtivo (NPT) e possíveis limitações técnicas ou econômicas relacionadas à perda de circulação, prisão de coluna, janela de operação estreita, zonas de alta pressão e temperatura (HPHT), entre outros. Com o seu desenvolvimento, a técnica de MPD e suas variações têm permitido a perfuração em muitos poços que eram considerados “imperfuráveis” anteriormente.

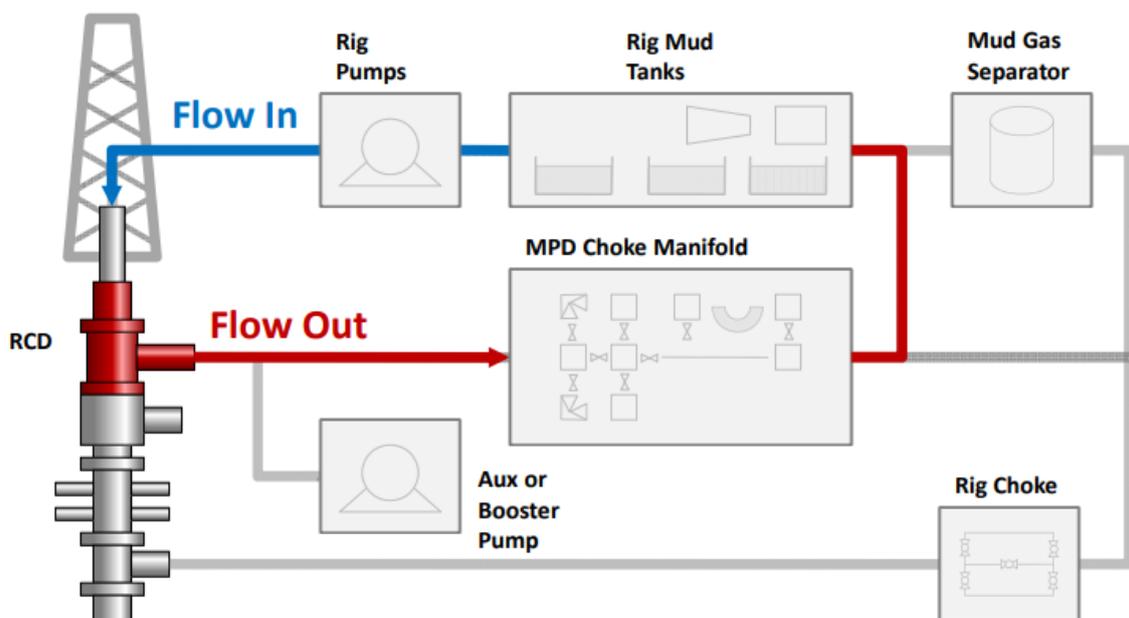


Figura 117: Sistema MPD

De acordo com a International Association of Drilling Contractors (IADC), MPD é definido como “um método de perfuração adaptado para controlar mais precisamente o perfil de pressão do anular ao longo do poço” e seus objetivos são “determinar o limite de pressão no fundo do poço e gerenciar a pressão hidráulica no anular adequadamente”. Em outras palavras, o principal objetivo do MPD é evitar o influxo de fluidos da formação para o poço de uma forma a manter um estado efetivo de overbalance.

Em janelas de operação estreita como mostrado na Figura abaixo, MPD visa gerenciar a pressão de fundo de modo a seguir no limiar do perfil de pressão de poros, por isso é muito comum encontrar na literatura a expressão “walk the line” como referência às operações utilizando MPD.

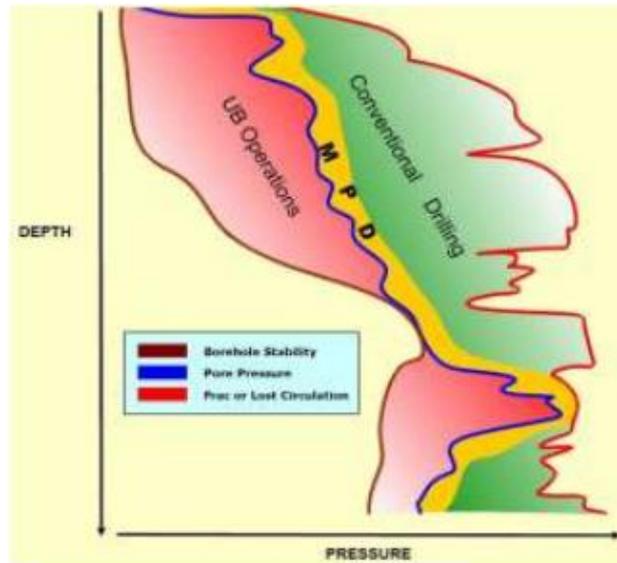


Figura 118: Managed Pressure Drilling

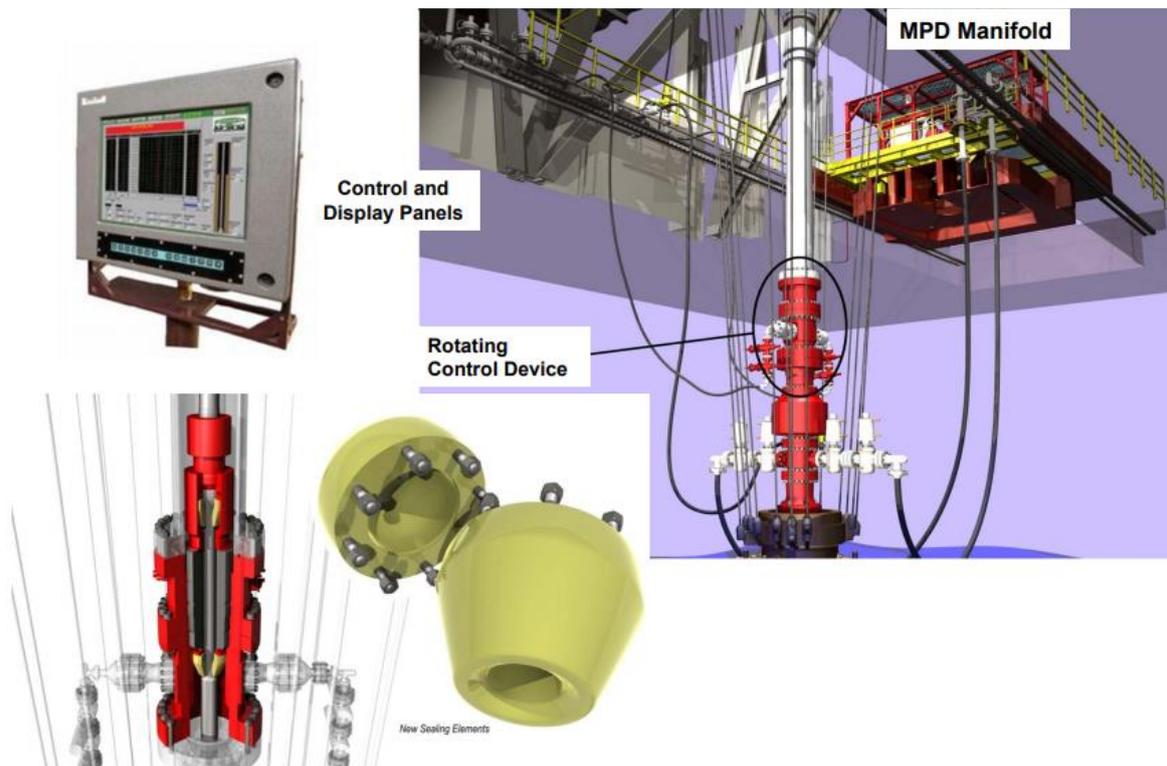


Figura 119: Sistema MPD Weatherford

10.2 PRINCÍPIOS BÁSICOS

MPD é uma tecnologia relativamente nova que incrementou algumas ideias da técnica de Underbalanced Drilling. O princípio básico do MPD é poder manipular o perfil de pressão do anular de acordo com a necessidade e esse controle é feito através da coluna hidrostática de fluidos em conjunto com a aplicação de uma pressão adicional na superfície conhecida como backpressure. A backpressure é uma perda de carga localizada, normalmente realizada por um

choke que pode ser controlado manual, semi-automático ou automaticamente, mantendo, assim, o perfil de pressão desejado durante a operação.

Em perfurações convencionais, a pressão de fundo (bottom hole pressure - BHP pode ser calculada somando-se a pressão hidrostática do fluido (Ph) e a pressão de fricção do anular (annular friction pressure - AFP). A AFP é a perda de carga por fricção resultante da circulação do fluido de perfuração e é causada boa parte pela variação de geometria da seção transversal ao longo do anular e pela parede irregular do poço. Porém, durante as conexões, a bomba é desligada e o fluido para de circular, eliminando, assim, a AFP.

Os seguidos ligamentos e desligamentos da bomba de lama afetam significativamente o perfil de pressão do poço, causando flutuação do gradiente de pressão para fora da janela de operação, podendo resultar em problemas operacionais. Além disso, o sistema de circulação em uma perfuração convencional é aberto para a atmosfera e a única maneira de manipular a pressão de fundo durante a perfuração é aumentando a taxa de bombeio, mudando a reologia ou densidade do fluido.

MPD usa um sistema fechado de circulação e a pressão de fundo pode ser rapidamente alterada. A backpressure pode ser gerenciada durante as conexões e em qualquer outra situação, por isso, além de mais eficiente, a perfuração de poços com esse sistema também é bastante segura e pode responder quase que imediatamente em uma situação imprevista ou de emergência.

	Perfuração Convencional	Managed Pressure Drilling
Estático (conexões e manobras)	$BHP = Ph$	$BHP = Ph + BP_1$
Dinâmico (circulando)	$BHP = Ph + AFP$	$BHP = Ph + AFP + BP_2$

Tabela 3: Convencional x MPD

Eventualmente, é possível se perfurar um poço mesmo com um peso de lama cuja coluna hidrostática seja inferior à pressão de poros da formação, com a diferença sendo compensada através da manipulação da backpressure, fazendo com que o poço fique em overbalance. Esta situação é apresentada na Tabela acima e mostra que, em condições estáticas, a AFP pode ser compensada pela backpressure (BP1).

Já em condições dinâmicas, a AFP é considerada e a backpressure (BP2) pode ser reduzida ou até mesmo eliminada, por isso que os caminhos de fluxo devem ser a jusante do preventor anular, exatamente devido a contrapressão aplicada ao poço, uma vez que um preventor anular fechado impediria o controle da BHP através do MPD. Apesar de utilizar muitas ferramentas que são projetadas para Underbalanced Drilling (UBD), MPD gerencia a pressão de fundo para que

fique sempre acima da pressão da formação com o propósito de evitar o influxo e o gás de conexão, enquanto a UBD tem como objetivo evitar danos ao reservatório e permite o influxo controlado.

10.3 MPD x EFEITO BALLOONING

O fato de ser uma contrapressão gerenciada, isso evita que sejam aplicadas sobrecargas (overbalance muito alto) contra a formação que normalmente causam o efeito ballooning das formações, pois um fluido que está em overbalance aplicará uma pressão hidrostática maior que a pressão da formação, em condições dinâmicas as perdas de carga do espaço anular aumentam muito a pressão aplicada contra a formação e geram perdas de fluido para a formação e ao desligar as bombas a formação devolve o fluido para fora do poço gerando um falso kick, ou seja, o trabalho do MPD ajuda a melhorar a estabilidade do poço, logo o efeito ballooning deve ser reduzido ao se aplicar MPD uma vez que os perfis de pressão de fundo serão mantidos relativamente constantes independentemente das condições do poço.

10.4 CLASSIFICAÇÃO

As operações de Managed Pressure Drilling podem ser classificadas em:

Reativo: O poço é projetado para ser perfurado convencionalmente, mas equipamentos de MPD são mobilizados na sonda como contingência para solucionar problemas após sua ocorrência. É mais comum em operações onshore.

Pró-ativo: O poço é projetado para ser perfurado com a técnica de MPD, podendo estender ou eliminar seções de revestimento. O projeto possui programa específico para revestimentos, fluidos e diâmetro de poços para auxiliar no controle da pressão no fundo do poço. Essa categoria de MPD pode oferecer melhores benefícios para a perfuração de poços offshore, uma vez que pode lidar com os imprevistos da perfuração imediatamente e a detecção de kicks é mais efetiva.

É importante salientar que o sistema de MPD, a princípio, não é para controlar o poço no caso de um eventual kick. Para isso existe uma matriz de volume e pressão do influxo para saber se é possível seguir perfurando ou não com o sistema do MPD. Caso não seja possível, o poço tem que ser fechado com o BOP e o controle passado pra sonda.

10.4.1 VANTAGENS DA UTILIZAÇÃO DE MPD

A média mundial de NPT relacionada à perfuração de poços gira em torno de 28% do tempo total de operação e quase metade desse valor é causado por problemas de diferencial de pressão entre o poço e a formação rochosa. O trabalho de Hannegan (2007) ilustra através da figura abaixo esse cenário, onde mais de 40% das causas de NPT poderiam ser mitigados com a utilização da técnica de MPD.

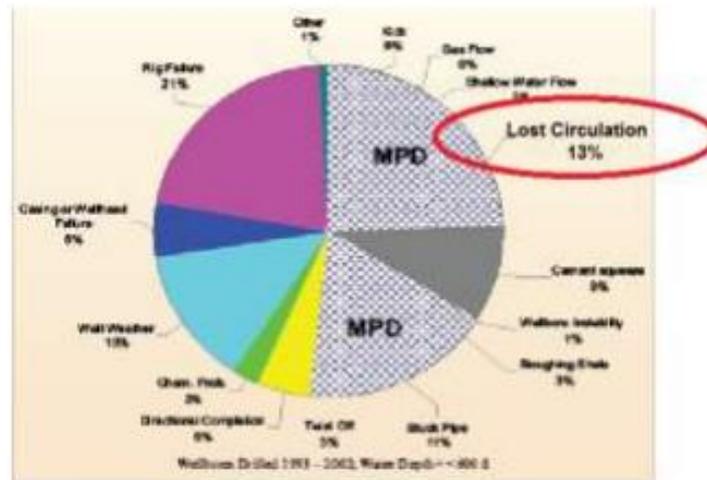


Figura 120: Tempo não-produtivo (NPT)

Em termos operacionais, a utilização de MPD pode oferecer as seguintes vantagens:

- Perfurar em zonas com janelas operacionais muito estreitas (diferença entre a pressão de poros e de fratura é muito pequena).
- Ajudar a reduzir o número de revestimentos por permitir estender o comprimento de cada fase.
- Reduzir a taxa de perda de circulação através do balanço da pressão de fundo.
- Aumentar a taxa de penetração da broca através da redução do diferencial de pressão que ocasionaria em uma maior facilidade de deslocamentos dos cascalhos gerados pela broca (diminuição do efeito “chip hold down”).
- Reduzir o dano à formação também pela redução do overbalance.
- Detectar mais rapidamente a ocorrência de um kick, ballooning ou perda de circulação através de sensores (balanço de massa na entrada e saída do fluxo).

Em termos econômicos:

- No caso em que perdas severas ou totais são encontradas, evitar o custo excessivo de fluidos.
- Reduzir o NPT em geral, principalmente relacionado a prisão de coluna e perda de circulação.
- Melhorar a eficiência da perfuração, reduzindo o tempo de sonda.

Otimizar o programa de fluidos: dependendo da situação não se torna mais necessário a utilização de diversos tipos de fluidos com densidade variadas.

10.4.2 CONSIDERAÇÕES

Embora o uso da técnica de Managed Pressure Drilling tenha vários benefícios, apenas alguns poços com características específicas são candidatos potenciais para utilização da técnica.

A indústria de petróleo possui diversos simuladores e softwares que realizam cálculos hidráulicos e simulações para quase todo o tipo de operação convencional, alguns ainda fazem cálculos para Underbalanced Drilling, porém apenas alguns softwares bem específicos realizam cálculos para Managed Pressure Drilling. Uma avaliação bem específica deve ser realizada previamente à utilização de MPD.

10.5 SELEÇÃO DE CANDIDATOS PARA MPD

A seleção de candidatos para MPD é feita a partir da análise geológica, geográfica técnica e econômica de um determinado projeto e pode variar de acordo com os critérios de cada empresa. Entretanto, algumas considerações básicas devem ser levadas em conta antes de decidir pela utilização de alguma variação de MPD:

- Definir os objetivos, identificar os possíveis problemas relacionados à perfuração convencional em determinada região e entender os efeitos sobre os custos e o tempo de realização do projeto.
- Estudar e entender as diferentes variações de Managed Pressure Drilling e como sua utilização poderia reduzir os riscos e os problemas identificados na primeira parte.
- Estimar os custos adicionais provenientes da utilização de equipamentos para MPD, treinamento e aplicação do projeto. Verificar a possibilidade de utilização de qualquer outro equipamento que melhore a segurança da operação.

De acordo com Sagan Nauduri (2009), após a análise de viabilidade, existem três possibilidades para um projeto:

1) MPD não é necessário:

- Os poços considerados não necessitam de MPD.
- Mudança na reologia do fluido de perfuração ou no projeto do poço são suficientes para solucionar os problemas presentes.

2) MPD não é útil:

- Determinado poço é candidato potencial para MPD. Porém, MPD não é a solução, nenhuma variação é aplicável.

3) MPD é aplicável:

- Determinado poço é candidato potencial para MPD e existe uma variação de MPD que é aplicável para o cenário apresentado.

10.6 MARGEM DE RISER

Em operações offshore convencionais realizadas por sondas flutuantes (principalmente com sistema de posicionamento dinâmico), sempre existe o risco de ter que desconectar o riser do BOP em uma situação de emergência. O sistema de posicionamento dinâmico pode ser afetado por qualquer falha elétrica ou mecânica dos equipamentos de controle ou dos próprios propulsores (conhecidos como thrusters), podendo fazer com que a sonda fique à deriva. Dependendo do deslocamento em relação à cabeça do poço, o riser terá que ser desconectado do BOP por segurança.

Numa situação dessas, a coluna de fluido acima do BOP é substituída por água do mar e pela coluna hidrostática exercida por ela. A pressão do fundo do poço agora é obtida por um sistema de duplo gradiente: água do mar acima do BOP e fluido de perfuração abaixo. Esta situação muitas vezes pode não ser suficiente para balancear a pressão de poros, por isso deve se projetar o peso do fluido de perfuração também levando-se em conta o risco disso acontecer. A margem de riser (também chamada de margem de segurança) é então calculada e somada ao peso do fluido.

Em operações de MPD em águas profundas, é muito difícil de se ter e manter a margem de riser pois o peso do fluido de perfuração muitas vezes é projetado para estar muito próximo ou até abaixo da pressão de poros da formação. Além disso, o acréscimo da margem de segurança impossibilitaria a aplicação de MPD em janelas de operação muito estreitas. A técnica de perfuração com duplo gradiente é uma exceção pois já leva em conta a condição acima mencionada e um fluido mais pesado é posicionado abaixo do BOP.

A impossibilidade de aplicação da margem de riser ainda é um desafio a ser resolvido para melhorar a segurança nas operações de MPD, principalmente em águas ultra-profundas. No entanto, redundâncias no BOP, disponibilidade de kill mud ou até mesmo a opção por um sistema ancorado (inviável em alguns casos) podem ajudar a reduzir os riscos das operações.

10.7 PERFURAÇÃO COM DUPLO GRADIENTE (DUAL GRADIENT DRILLING – DGD)

O método de perfuração com duplo gradiente, como o próprio nome já diz, é um método que consiste na utilização de dois fluidos de diferentes densidades, gerenciando a pressão no anular do poço com a manipulação da quantidade de fluido de menor densidade. Esse fluido pode ser ar, algum gás inerte (como nitrogênio) ou um líquido de baixa densidade e são injetados a uma profundidade pré-determinada dentro do riser.

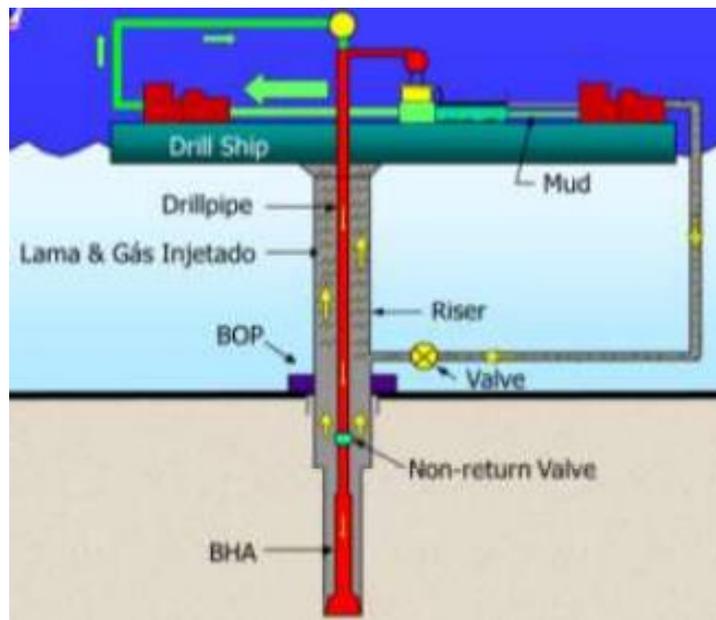


Figura 121: Perfuração com Duplo Gradiente

DGD é aplicado em águas ultra-profundas e o principal objetivo é não exceder o gradiente de fratura em certos pontos das formações superiores à que está sendo perfurada, especialmente formações mais rasas. Em outras palavras, a grande coluna hidrostática de fluido relativamente mais pesado entre a plataforma e cabeça de poço pode exceder o gradiente de fratura em alguns pontos, sendo necessário a descida do revestimento para proteger essas formações.

Com a utilização de um fluido mais leve, essa coluna hidrostática será reduzida a uma determinada profundidade, permitindo que essa formação mais rasa não seja afetada e que a perfuração continue por mais tempo dentro dessa janela operacional. Isso significa que a parte superior será preenchida por um fluido mais leve e a parte inferior poderá usar um fluido ainda mais pesado para atingir a pressão de fundo requerida.

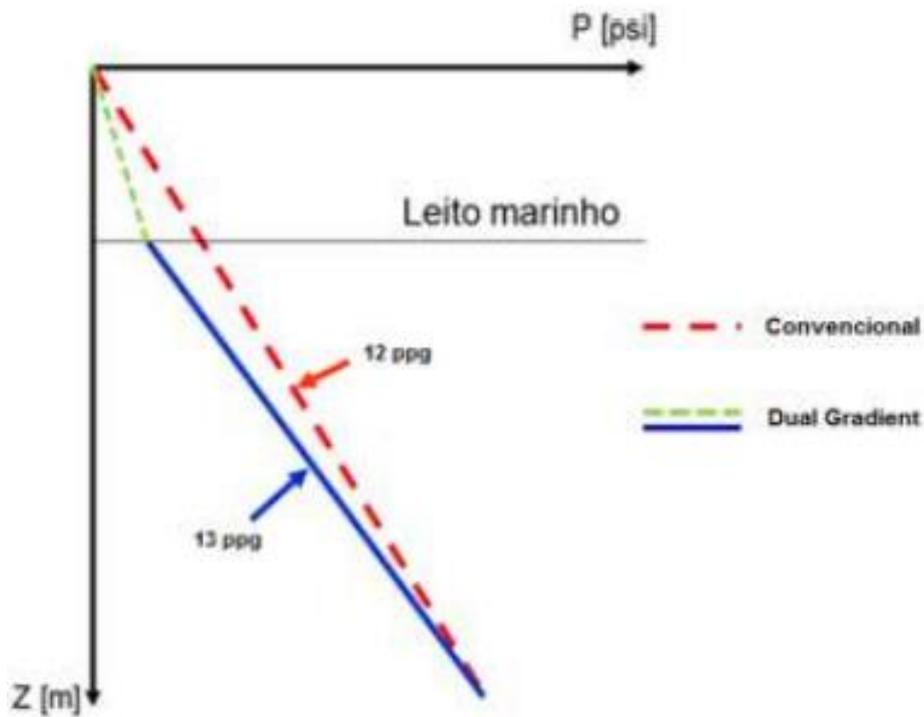


Figura 122: Perfuração com duplo gradientes

10.8 PERFURAÇÃO COM DUPLO GRADIENTE SEM RISER (RISERLESS DUAL GRADIENT)

Neste caso, não serão utilizados risers de perfuração e uma bomba submarina será utilizada em conjunto com uma cabeça rotativa (RCD). Assim, será reduzida a perda de pressão por fricção e conseqüentemente a ECD, permitindo um aumento de peso do fluido mais apropriado para a janela de operação, com menor flutuação da pressão de fundo e maior segurança. A pressão de fundo poderá ser gerenciada com o controle das taxas de bombeio pela bomba submarina e pela backpressure aplicada na cabeça do poço.

Como mostrado na figura abaixo, este método pode reduzir significativamente o número de colunas de revestimento e permite atingir a zona de interesse com um diâmetro do poço maior do que em métodos convencionais. Os sistemas de riser de perfuração são limitados atualmente para uso em lâminas d'água superiores a 3000m e a utilização de Dual Gradient Riserless tem se mostrado satisfatória em lâminas d'água superiores a 3600m, conhecidas como águas hiperprofundas. A perfuração nessas condições ainda está limitada a seções relativamente rasas, em torno de 1500m (Myers, 2008), porém, em um futuro próximo, a perfuração em lâminas d'água deste tipo será cada vez mais comum e perfuração neste cenário irá se desenvolver conjuntamente.

Outro benefício de se usar uma bomba submarina é que durante a perfuração das primeiras seções do poço, geralmente com descarte do fluido para o oceano, agora pode se recuperar e reutilizar esses fluidos, contribuindo para redução de custo nas operações e danos ambientais.

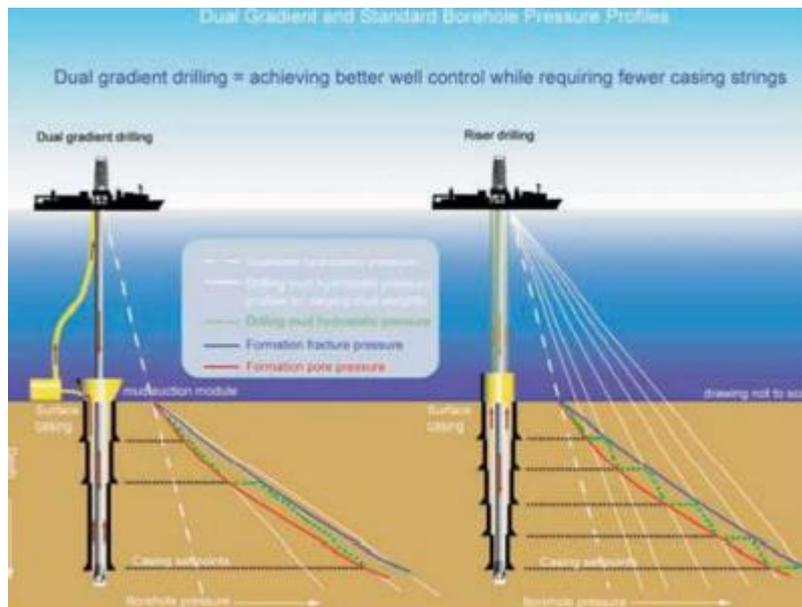


Figura 123: Perfuração Duplo Gradiente sem Riser

10.9 MÉTODO DE PERFURAÇÃO REELWELL

O método de perfuração Reelwell consiste na utilização de duas colunas de perfuração em conjunto: uma externa, por onde é bombeado o fluido de perfuração, e uma interna concêntrica, por onde o fluido retorna. Esse tipo de operação demanda grandes mudanças e adaptações nos equipamentos originais como Top Drive com dois conduintes, equipamentos para controle de fluxo adaptados, tubos de perfuração especiais, entre outros. Esse método possui diversos benefícios como melhorar a limpeza do poço a partir da remoção de cascalhos logo acima da broca e redução do dano causado à formação por evitar que o fluido do anular penetre na formação (o fluido é conduzido pela parte interna da coluna).

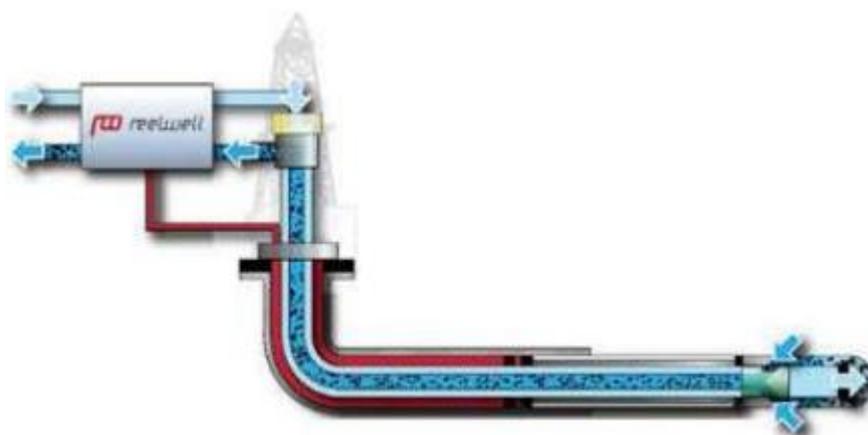


Figura 124: Perfuração Reelwell

Este método também pode ser aplicado em conjunto com outras técnicas como a perfuração com duplo gradiente, tanto com riser (DGD) quanto sem riser (RDG).

10.10 VARIAÇÕES DE MPD

Neste tópico serão apresentadas as principais variações de MPD aplicáveis em águas profundas e ultra-profundas.

10.10.1 CONSTANT BOTTOM HOLE PRESSURE (CBHP)

O objetivo é perfurar com um fluido ligeiramente mais leve que o previsto no programa convencional. Quando a circulação é interrompida para realizar uma conexão ou por qualquer outro motivo, a backpressure é aplicada pelo sistema de choke manifold conectado ao RCD, mantendo-se o nível de overbalance desejável, evitando influxo da formação para o poço.

Um choke ajustável dedicado é usado para controlar a pressão no anular, independente se a bomba de lama está ligada ou desligada. A aplicação de pressão mesmo sem ter a vazão da bomba da sonda pode ocorrer de duas formas: com a linha de booster do BOP circulando ou com uma bomba dedicada para circular durante a conexão. Desta forma, a variação da pressão de fundo resultada pela circulação do fluido (ECD) é substituída por uma pressão aplicada na superfície. Em outras palavras, a densidade do fluido é reduzida e a perda de hidrostática ou a perda por fricção (AFP) é compensada pela backpressure. Isso permite que a pressão de fundo seja apenas ligeiramente maior que a pressão de poros, diminuindo as chances de perda de circulação e de se alcançar a pressão de fratura da formação.

Essa variação de MPD é a mais utilizada atualmente e permite também estender a profundidade de assentamento das sapatas dos revestimentos, uma vez que permite continuar a perfuração mesmo com janelas de operação estreitas, podendo até reduzir o número de fases de um poço.

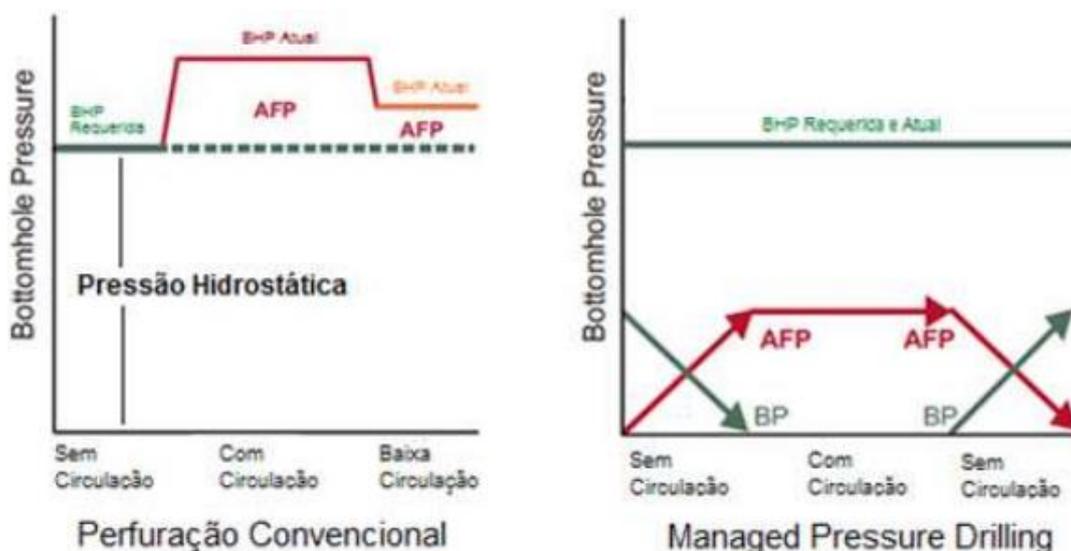


Figura 125: Representação de como a pressão no fundo do poço é mantida constante usando CBHP

10.10.2 PRISÃO DE COLUNA

A prisão de coluna geralmente está relacionada à instabilidade geomecânica do poço ou ao alto diferencial de pressão entre o poço e a formação permeável (differential sticking). A primeira causa está relacionada à incapacidade de se manter a integridade da parede do poço ou o diâmetro constante ao longo da perfuração, seja pelo peso inadequado do fluido ou pela característica da formação rochosa. A constante variação da densidade efetiva do fluido durante as manobras e conexões também poderá causar o parcial fechamento do poço ou desprendimento de pedaços de rochas, fazendo com que ocorra a prisão da coluna naquele ponto.

Muitas situações que elevam o diferencial de pressão (kick, peso de lama inadequado ou o alcance de uma zona permeável antes do previsto) pode causar a prisão de coluna por diferencial. O fluido de perfuração é projetado para depositar uma camada fina de lama na parede do poço, conhecida como reboco ou filter cake, como forma de proteger a parede do poço e diminuir esse diferencial de pressão.

Quando o tubo de perfuração encosta na parede do poço, uma parte de filter cake é retirada, criando uma zona de baixa pressão entre o tubo e formação, fazendo com que o tubo se prenda à formação e pare a perfuração. Por isso, alguns tubos de maior espessura (drill collars) que compõem o BHA são espiralados na parte externa, de forma a reduzir a área de contato entre o tubo e formação.

Em operações de MPD, a pressão do poço é gerenciada para que fique o mais próximo possível da pressão da formação e não ocorra tanta flutuação em seu valor. Isso faz com que diminua o diferencial de pressão e as chances de se ter prisão de coluna são reduzidas. Quando ocorre a prisão da coluna pela redução do diâmetro do poço (restrição física), um equipamento hidráulico ou mecânico deve ser acionado para promover uma força de impacto para liberação do componente da coluna, este equipamento é chamado de JAR e funciona como um martelo, podendo causar o impacto de cima para baixo ou de baixo para cima.

Porém, tem que se tomar cuidado ao acioná-lo devido à vibração que poderá ser causada na coluna. Caso uma tool joint do drill pipe esteja na altura do elemento de vedação do RCD, por exemplo, seu impacto poderia danificar esta ferramenta. Uma análise deverá ser realizada previamente.

10.10.3 PRESSURIZED MUD CAP DRILLING (PMCD)

Pressurized Mud Cap Drilling é técnica de MPD onde não há retorno de fluido de perfuração para a superfície e é utilizado em situações em que perdas de circulação severas ou totais (em formações depletadas ou naturalmente fraturadas) são encontradas, uma das maiores causas de NPT atualmente no pré-sal brasileiro. O conceito por trás desta técnica é bombear um

fluido de sacrifício (sacrificial fluid - SAC) através da coluna de perfuração enquanto um fluido sob pressão é injetado através do anular, funcionando como barreira primária contra um kick.

O fluido de sacrifício é simplesmente injetado para o interior da formação carregando todo o cascalho gerado pela perfuração. Este é o único caso em que a perda de circulação é um pré-requisito para sua aplicação por não haver retorno para a superfície, porém utiliza-se de um fluido abundante e barato como água do mar.

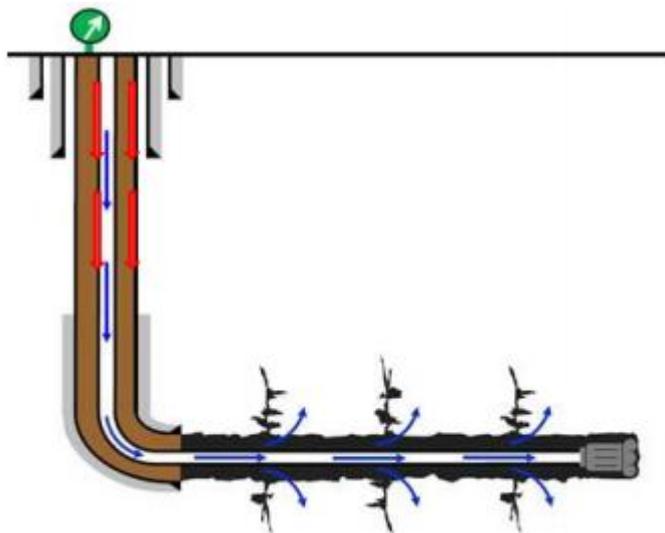


Figura 126 – Pressurized Mud Cap Drilling

Este método permite uma maior taxa de penetração da broca (ROP) e menor custo em zonas de perda. Enquanto isso, um fluido mais viscoso é bombeado pelo anular do poço criando uma barreira e evitando um possível kick durante a operação. Este fluido é conhecido como Light Annular Mud (LAM). Ou seja, enquanto o fluido no anular serve como uma barreira de segurança do poço, o fluido no interior da coluna é bombeado para o interior da zona de perda junto com os cascalhos enquanto a perfuração continua. É possível ocorrer o tamponamento da região de perda com a constante injeção de cascalhos para dentro da formação. Com isso, ocorreria circulação e a capa de fluido do anular seria direcionada para fora do poço. Caso isso ocorra, outro método deverá ser usado para se continuar a perfuração, como o Constant Bottom Hole Pressure (CBHP).

O projeto para um poço perfurar com Mud Cap foca principalmente no programa de fluido, estocagem de fluido, programa de revestimentos e abandono do poço. Por se tratar de um método reativo de MPD, a utilização da técnica pode ser planejada para um determinado poço e nunca ser usada pois o poço pode não ter encontrado situações de perdas suficientes para a aplicação do Mud Cap Drilling. Acredita-se também que operações de mud cap devem ser aplicadas apenas em formações cujos diâmetros médios das fraturas sejam pelo menos 3 vezes maiores que os diâmetros dos cascalhos gerados pela broca e que serão injetados para a formação.

Caso a pressão da formação a ser perfurada seja maior que a pressão hidrostática, para se evitar kicks, poderia ser aplicada a técnica de Floating Mud Cap com a adição de um fluido mais pesado através do anular, mas por se tratar de zonas com perdas severas ou totais para a formação, esta opção torna-se economicamente inviável nesse caso e poderia até agravar as perdas (Terwogt et al., 2005).

Portanto, optou-se pela utilização de um fluido cuja pressão hidrostática fosse igual ou até menor que a pressão da formação. Agora, esta diferença de pressão deve ser aplicada no anular através da cabeça rotativa (RCD), possibilitando o controle da pressão no fundo poço. Como o anular é pressurizado, esta técnica é conhecida como Pressurized Mud Cap Drilling (PMCD).

Na figura abaixo é possível se observar de maneira ilustrativa o momento em que se encontra uma região cavernosa e começa a ocorrer perda total de circulação. A partir desse momento, fluido de sacrifício é injetado pela coluna de perfuração e LAM pelo anular e a perfuração prossegue. Logo abaixo, quando se atinge a zona do reservatório de óleo sobrepresurizado, o influxo de óleo segue pelo anular e é divergido para a região superior com água e de menor pressão. O influxo não segue pelo anular do poço até a superfície devido à coluna hidrostática da “capa” de fluido no anular e da pressão aplicada através do choke manifold ligado ao RCD.

Santos et al. (2008) listou os seguintes procedimentos para aplicação de PMCD de maneira segura e eficiente:

- 1) Os equipamentos de PMCD devem ser projetados para permitir a perfuração convencional até que as perdas totais sejam encontradas (elas podem não ocorrer);
- 2) O sistema de PMCD devem ser projetados para responder rapidamente tanto quando perdas são encontradas (PMCD ativo) ou caso a zona de perda seja plugueada e seja necessário voltar à perfuração convencional;
- 3) Calcular o peso de Light Annular Mud (geralmente 0,2ppg a menos que o gradiente de poros da formação permeável);
- 4) Calcular a taxa de bombeio através do anular para interromper a migração do gás e recalcar o influxo de volta para a formação (bullheading);
- 5) Calcular antecipadamente a pressão de superfície usando LAM e confirmar se o RCD é capaz de suportar tal pressão;
- 6) Calcular o volume de influxo e sua posição através da observação de aumento na pressão de superfície. Tipicamente, o influxo é calculado considerando a pressão no poço em torno de 100 psi abaixo da formação permeável. Isso permite saber o quanto bombear para se atingir uma dada velocidade de fluxo e garantir que o gás será injetado de volta para a formação.

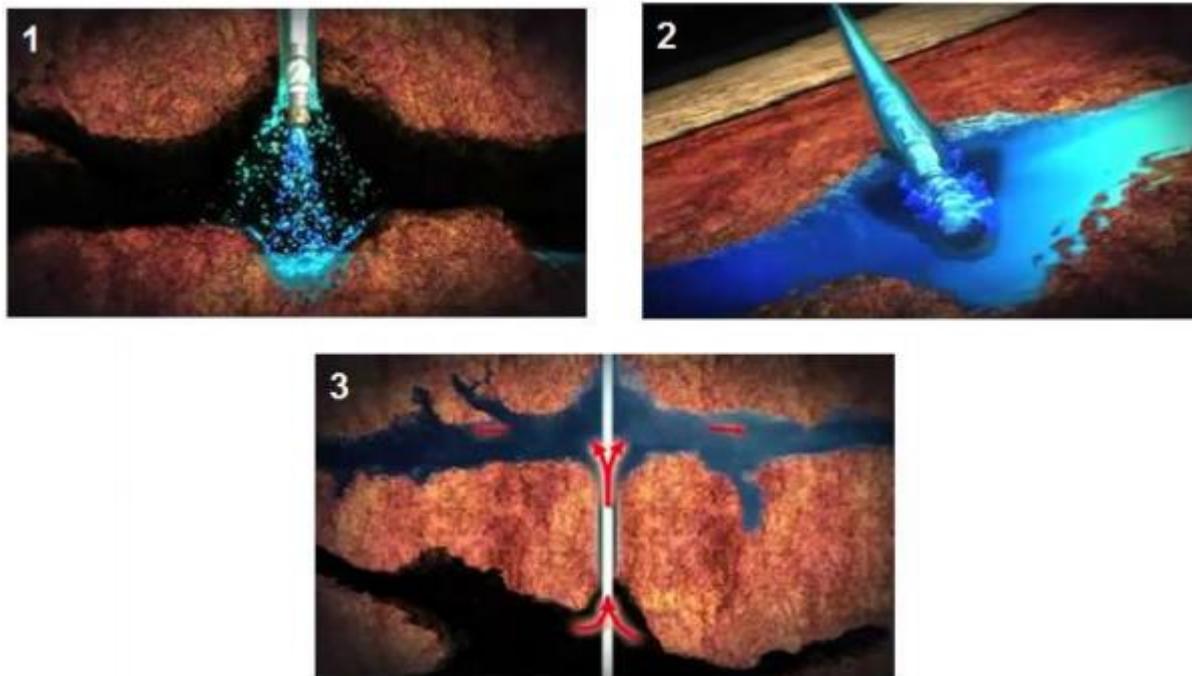


Figura 127: Mud Cap Drilling

10.10.4 FLOATING MUD CAP DRILLING

Floating Mud Cap Drilling (FMCD) é uma variação do Mud Cap cuja pressão exercida no fundo do poço é dada somente pela coluna hidrostática de fluidos através do preenchimento do anular e da coluna. Este método também é conhecido como Dynamic Mud Cap Drilling. Geralmente, este método utiliza água do mar (offshore) ou água produzida (onshore) para preenchimento tanto do anular quanto da coluna de perfuração e é aplicado em situações em que pressão de poros é inferior a pressão hidrostática, sendo controlado com injeção constante de fluido. Um fluido mais pesado também pode ser usado no anular. Este tipo de operação é amplamente usado em campos carbonáticos onshore.

10.10.5 SELEÇÃO DE FLUIDOS PARA PMCD

Como na maioria das operações de perfuração de poços, o projeto de fluidos está diretamente ligado ao sucesso da operação. Aspectos devem ser levados em conta como a disponibilidade de fluidos, injeção de aditivos, definir a vazão mínima para carrear os cascalhos até a fratura e principalmente o avaliar o melhor peso de fluido para realização da operação com segurança. O ideal é que o peso de fluido seja ligeiramente menor que o gradiente de pressão de poros, de modo a colocar pouca pressão na cabeça rotativa (RCD), aumentando-se a janela de pressão que pode ser trabalhado pelo choke manifold de MPD.

10.10.6 FLUIDO DE SACRIFÍCIO (SAC)

O fluido de sacrifício (SAC) deverá ser barato e estar disponível em grande quantidade para ser injetado para o interior da formação. Tratando-se de sistemas offshore, o fluido de sacrifício será a água do mar. Em poços onshore, a água poderá ser obtida a partir de sistemas fluviais próximos à região.

O fluido de sacrifício é responsável por carrear os cascalhos para o interior da formação e a água do mar é um fluido de baixa reologia, então a velocidade de bombeio desse fluido deverá ser analisada e as bombas da sonda devem corresponder ao critério adotado.

10.10.7 LIGHT ANNULAR MUD (LAM)

A seleção de fluidos a serem usados como LAM leva em conta diferentes aspectos como: não danificar a matriz da rocha, não formar emulsões bloqueadoras com os fluidos presentes no poço (óleo, água e o próprio fluido de perfuração), permitir rápida mudança de densidade conforme necessidade, atender rapidamente à mudança de convencional para PMCD e vice-versa e, principalmente, ser economicamente viável. Geralmente, água saturada é usada como base para LAM, porém, se a pressão de injeção se aproximar da pressão de trabalho do RCD, então a densidade de LAM deverá ser aumentada (com barita, por exemplo).

Aspectos de fluido base água:

- Facilidade para preparo e descarte na própria sonda;
- Mais barato;
- Maior velocidade de migração do gás, o que exige maiores volumes de injeção e maiores volumes a serem fabricados/armazenados;
- Risco de formação de hidratos, principalmente em águas ultra-profundas.

Aspectos dos fluidos não aquosos:

- Mais caro;
- Menor velocidade de migração do gás devido a dissolução deste na fase orgânica. Isso reflete em segurança operacional e menor volume necessário para injeção;
- Inibição a formação de hidratos;

10.10.8 TIPOS DE INJEÇÃO

A injeção no anular pode ser constante ou em ciclos dependendo das características das formações perfuradas, da disponibilidade do fluido e do tipo a ser utilizado como Light Annular Mud. É possível deixar aumentar a pressão do anular até um nível previamente estabelecido e só injetar em ciclos quando necessário, isso exige constante atenção dos operadores pois a resposta

deve ser rápida. Já na injeção constante a ideia é que a pressão hidrostática do anular seja mantida constante, fazendo com que seja mais difícil a entrada do gás para dentro do poço.

Ambos possuem suas vantagens e devem ser analisados caso a caso. A injeção cíclica utiliza menos volume de fluido e pode ser aplicado em cenários cuja disponibilidade de LAM seja restrita e não são observadas regiões de gases em formações mais rasas (pode ser observado a partir de correlações com outros poços). A injeção constante exige uma maior disponibilidade de LAM mas talvez seja a forma mais segura.

10.10.9 AVALIAÇÃO DAS PERDAS

Uma vez encontrada perda de circulação, a severidade e a causa das perdas devem ser determinadas apropriadamente para que sejam decididos os passos seguintes das operações. Uma boa avaliação do que está causando e como estão acontecendo as perdas poderá definir o sucesso ou não da operação seguinte, resultando em economia ou gastos de milhões de dólares. Ao se deparar com situações de perdas severas ou totais de circulação, as seguintes questões devem ser consideradas para uma decisão de aplicação ou não de PMCD.

1) As perdas estão ocorrendo devido à uma região cavernosa ou por utilização inadequada de um fluido de perfuração com peso elevado?

Regiões cavernosas: as perdas em condições dinâmicas e estáticas serão praticamente iguais. Também será observado um aumento de peso da coluna de perfuração e uma diminuição de peso sobre a broca, aumentando significativamente o ROP.

Peso de fluido inadequado: as perdas em condições dinâmicas são consideravelmente maiores do que em condições estáticas. Logo, o peso do fluido deve ser alterado e PMCD não é aplicável.

2) As perdas podem ser reparadas com a utilização de Lost Circulation Material (LCM)? Caso seja constatada a presença de regiões cavernosas ou naturalmente fraturadas, LCM terá um efeito mínimo sobre essas regiões.

3) Optando-se por PMCD, qual o a densidade do fluido a ser utilizado para prosseguir de maneira segura com o PMCD? Essa é a decisão mais crítica a ser tomada para os engenheiros de campo e impactará em logística, economia e segurança da operação. Os critérios de seleção dos fluidos serão discutidos mais adiante.

4) Existe conhecimento geológico da área suficiente para saber se existe permeabilidade vertical? Caso não exista permeabilidade vertical e seja encontrada uma falha no interior da formação com perdas, a partir de uma determinada taxa de injeção de fluidos para dentro desta formação poderá resultar em um underground blowout. A permeabilidade vertical ajudará a criar sempre uma rota de fuga segura para o fluido que está sendo injetado. Essa consideração deverá ser feita em reservatórios carbonáticos localizados em formações mais rasa que a do Pré-sal.

10.10.10 MUDANDO DE PERFURAÇÃO CONVENCIONAL PARA PMCD

Por se tratar de uma variação de MPD, a sonda deve estar equipada com os equipamentos apropriados. A principal diferença na conversão de convencional para PMCD é que o fluido injetado não será circulado para fora do poço e uma bomba deverá ser alinhada ao RCD de modo a injetar fluido através do anular. Ou seja, o RCD passará a servir como meio de injeção e não mais de saída de fluxo. Os principais passos de acordo com (Jayah et al., 2013) para iniciar a operação de PMCD são descritos a seguir:

- Antes da perfuração atingir as zonas potenciais de perda de circulação, deve se alinhar a bomba que será utilizada para injeção de fluidos através do anular, as linhas de fluxo devem ser preenchidas e as válvulas abertas para preenchimento do anular com fluido de perfuração assim que a zona de perda for atingida. Uma vez encontrada perda de circulação, o poço deve ser preenchido rapidamente pois a coluna hidrostática diminuirá e tornará o poço suscetível a um kick.
- Assegurar que o anular está sendo mantido cheio e avaliar as perdas. Também é realizado um teste de injetividade da formação para assegurar que o cascalho pode ser carregado para dentro da formação. Até esse momento, a operação é feita com fluido convencional de perfuração.
- Assumindo que foi decidido por continuar a perfuração com PMCD, todo o anular é agora preenchido com Light Annular Mud (LAM) e a coluna de perfuração com fluido de sacrifício (SAC).

10.10.11 MANOBRAS E DESCIDA DE REVESTIMENTO DURANTE PMCD

Em muitas ocasiões, especialmente antes das manobras para troca de broca ou descida de revestimento, faz-se necessário estabilizar a perda, mesmo que momentaneamente (Tacio et al., 2013). De acordo com (Jayah et al., 2013), não é recomendado realizar manobras em situações em que perdas totais são atingidas, entretanto, esta atividade pode ser realizada de maneira segura mas deve ser realizada uma análise de risco e verificação de que todas as barreiras do poço estão efetivamente funcionando.

Para isolamento temporário da formação, podem ser utilizados os seguintes procedimentos: tampão de cimento (convencional), tampões Gunk Plug, tampões mecânicos perfuráveis (drillable bridge plugs) e válvulas isoladoras de revestimento.

10.10.12 TAMPÕES DE CIMENTO

Tampões de cimento possuem bastante versatilidade e com certa adição de aditivos podem ser efetivos em solucionar perdas de circulação, mas tratando-se de perdas severas ou totais de

circulação, o seu uso torna-se bastante limitado e o resultado não é garantido. Pastas de cimento de cimento possuem a vantagem de serem baratas, de fácil remoção e preparo rápido. Deve-se tomar muito cuidado com o uso de tampões desse tipo para que não ocorra entupimento das linhas de bombeio e em qualquer outra parte da coluna.

Sistemas de pasta de cimento tixotrópicos também são utilizados como tampões. Segundo Nelson & Guillot (2006), tixotropia é o termo utilizado para descrever a propriedade exibida por um sistema que é fluido quando está sob cisalhamento, (por exemplo, sendo bombeado ou agitado), porém desenvolve uma estrutura gelificante quando o cisalhamento é cessado. Sistemas como esse são muito eficientes para solucionar perdas de circulação severa em formações naturalmente fraturadas.

10.10.13 TAMPÕES GUNK PLUG

São sistemas feitos com argila organofílica em água e a idéia é que o sistema ao entrar em contato com o fluido de perfuração (origem orgânica), floccule a argila, forme um tampão e desenvolva altos valores de força gel. É importante notar que o sistema só pode entrar em contato com o fluido de perfuração quando atingir a zona de perda e para isso é bombeado colchão espaçador a frente e atrás do tampão.

Esse tipo tampão tem tido resultados melhores que os tampões de cimento, mas são mais caros e mais complexos de serem preparados. Também possuem risco de plugueamento das linhas de injeção e da coluna de perfuração caso utilizado de forma incorreta.

10.10.14 TAMPÕES MECÂNICOS PERFURÁVEIS

Os tampões mecânicos perfuráveis (drillable bridge plugs) são amplamente utilizados para isolamento de formações durante estimulações ácidas e em qualquer ocasião que demande por isolamento temporário de uma ou mais zonas. Podem ser instalados à cabo ou com coluna e possuem a vantagem de não precisarem ser recuperados depois pois são perfuráveis, eliminando o tempo de uma corrida da operação.



Figura 128: Detalhe de um drillable bridge plug

Com a utilização desse tipo de tampão mecânico, as operações tornam-se muito mais seguras. No caso de troca de coluna de perfuração durante PMCD, basta subir com a coluna,

instalar o tampão e descer com a coluna novamente para perfurar o tampão e continuar a perfuração.

No caso de descida de revestimento como um liner, o revestimento precisará ser descido com uma broca conectada na sua extremidade. As empresas de serviço possuem diversas tecnologias de perfuração com revestimento (casing drilling) que podem ser encontradas na literatura. No caso de PMCD, são utilizados tampões mecânicos feitos com material compósito. Esses materiais, ao serem perfurados, são mais facilmente injetados para dentro da formação.

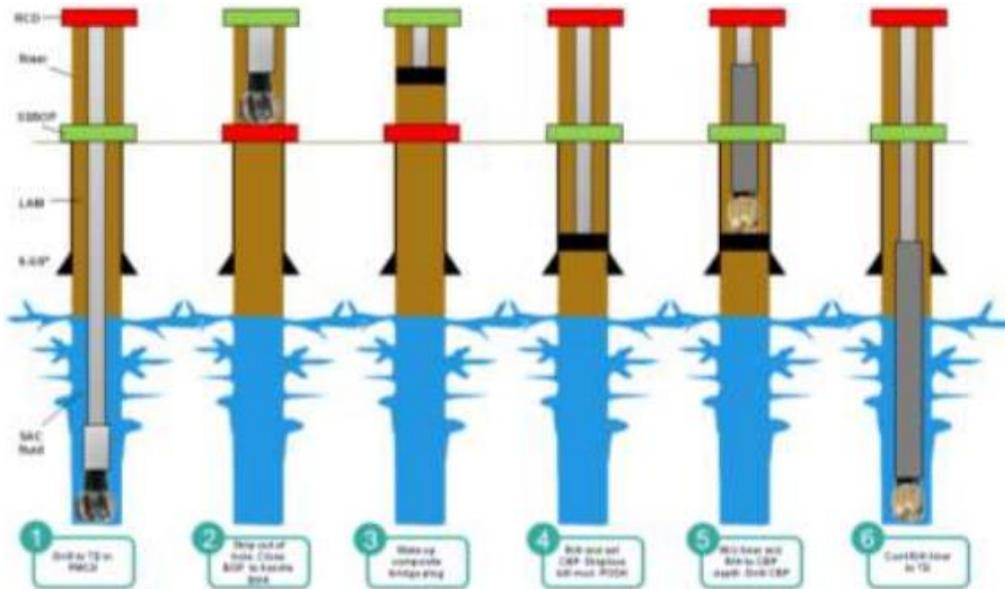


Figura 129: Manobra com a utilização de um tampão mecânico perfurável



Figura 130: Perfuração com liner

10.10.15 VÁLVULA ISOLADORA DE REVESTIMENTO

A válvula isoladora de revestimento (casing isolation valve – CIV) é instalada no revestimento intermediário logo acima da zona de perda, geralmente 9 5/8”, e é operada hidráulicamente da superfície. A válvula é do tipo flap e é fechada assim que a broca passa por ela durante sua retirada. Desta forma, a válvula garante o isolamento do poço abaixo de sua profundidade e permite que a retirada e descida da coluna de perfuração seja feita de maneira convencional a partir de então. Sua utilização também diminui a flutuação da pressão de fundo causada pelo pistoneio durante sua retirada (swab) e durante sua re-entrada (surge), além disso, pode evitar a injeção constante de fluido pesado, economizando tempo enquanto mantém o poço estável.

O seu fechamento ocorre por diferencial de pressão ou acionamento hidráulico e a sua abertura ocorre somente a partir da equalização da pressão acima e abaixo dela, garantindo a segurança durante a re-entrada da coluna no poço. A CIV não é um equalizador de pressão, mas a pressão precisa ser equalizada para sua abertura. Este equipamento também é conhecido por Downhole Isolation Valve (DIV), Downhole Deployment Valve (DDV) ou Quick Trip Valve (QTV). Estas válvulas têm sido cada vez mais usadas nas operações Underbalanced Drilling e é uma opção para operações com PMCD.



Figura 131: Detalhe de uma Casing Isolation Valve

11 CIMENTAÇÃO OFFLINE

A cimentação offline permite operações simultâneas de perfuração e cimentação em blocos de vários poços e projetos de desenvolvimento de blocos, reduzindo significativamente o NPT e os custos operacionais. A tecnologia de cimentação offline permite que os operadores cimentem a superfície e o revestimento de produção completamente fora da plataforma - reduzindo o custo total do poço, reduzindo o risco de HSE e proporcionando ganhos de eficiência sem precedentes na construção de blocos. O sistema de cimentação offline se conecta aos cabeçotes de poço permitindo uma cimentação de revestimento offline eficiente, enquanto mantém um controle de poço ideal até mesmo nos ambientes mais complexos. Uma trava versátil melhora a integridade do poço e melhora a confiabilidade do sistema.

O sistema de cimento offline economiza horas de tempo da sonda, permitindo que o operador mova a sonda para o próximo poço enquanto cimenta no poço atual, economizando um tempo valioso da sonda. O sistema de cimentação offline permite que as operações de cimentação sejam conduzidas após a perfuração ser concluída, o revestimento instalado e a sonda movida para o próximo poço, economizando até 12 horas de tempo de sonda. As operações de cimentação offline fornecem uma série de benefícios no ambiente não convencional complexo e de múltiplos poços de hoje, como:

- Remove o processo de cimentação, fornecedores e equipamentos do caminho crítico da plataforma de perfuração, reduzindo o risco de atrasos logísticos acionados por NPT e cimento no local.
- Permite que o fornecedor da plataforma de perfuração passe seus dias faturáveis perfurando poços, não cimentando o revestimento.

As operações simultâneas de cimentação e perfuração em plataformas de múltiplos poços melhoram a eficiência de perfuração por plataforma e reduzem o custo total do poço.

12 REGULAMENTAÇÕES

ANP (Lei n. 9.478/97) – a Agência Nacional do Petróleo tem a finalidade de promover a regulação, contratação e fiscalização das atividades econômicas integrantes da indústria do petróleo. Suas funções são: implementar a política nacional de petróleo e gás natural, contida na política energética nacional, garantindo os derivados de petróleo em todo o território nacional e na proteção dos interesses dos consumidores quanto a preço, qualidade e oferta dos produtos, promover estudos visando à delimitação de blocos com o objetivo de concessão das atividades de exploração, desenvolvimento e produção, regular a execução de serviços de geologia e geofísica aplicados à prospecção petrolífera a fim de levantar dados técnicos destinados à comercialização

em bases não-exclusivas, elaboração de editais e promoção de licitações para a concessão de exploração, desenvolvimento e produção, celebrando contratos delas decorrentes e fiscalizando a sua execução, autorizar a prática das atividades de refinação, processamento, transporte, importação e exportação, conforme esta lei e sua regulamentação, estabelecer critérios para o cálculo de tarifas de transporte dutoviário e arbitrar seus valores, fiscalizar diretamente ou mediante convênios com órgãos dos Estados e do Distrito Federal as atividades integrantes da indústria do petróleo, bem como aplicar as sanções administrativas e pecuniárias previstas em lei, regulamento ou contrato, instruir processo com vistas à declaração de utilidade pública para fins de desapropriação e instituição de servidão administrativa das áreas necessárias à exploração, desenvolvimento e produção de petróleo e gás natural, construção de refinarias, de dutos e de terminais, fazer cumprir as boas práticas de conservação e uso racional do petróleo, dos derivados e do gás natural e de preservação do meio ambiente, estimular a pesquisa e a adoção de novas tecnologias na exploração, produção, transporte, refino e processamento; organização e manutenção de acervo das informações e dados técnicos relativos às atividades da indústria do petróleo; consolidação anual das informações sobre as reservas nacionais de petróleo e gás natural recebidas pelas empresas e responsabilizando-se pela divulgação; fiscalizar o adequado funcionamento do Sistema Nacional de Estoques de Combustíveis e o cumprimento do Plano Anual de Estoques Estratégicos de Combustíveis; articular-se com outros órgãos reguladores do setor energético sobre materiais de interesse comum; regular e autorizar as atividades relacionadas com o abastecimento nacional de combustíveis, fiscalizando-as diretamente ou mediante convênios com outros órgãos da União, Estados, Distrito Federal ou Municípios.

13 REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- Análise dos Kicks Reportados 2002/2003 - Luiz Alberto Santo Rocha, Cecilia Toledo de Azevedo.
- Bourgoyne, Millheim, Chenevert, & Young. Applied Drilling Engineering. SPE Textbook Series, 1986.
- Projetos de Poços de Petróleo. Autores: Luiz Alberto Santos Rocha e Cecília Toledo de Azevedo
- Coker, I. C., 2004, “Managed Pressure Drilling Index”, Offshore Technology Conference, Houston, Texas, USA, 3-6 May.
- PETROBRAS DPPS (Programa de Segurança em Posicionamento Dinâmico)
- Grace et al., 1996, “Field Examples of Gas Migration Rates”, SPE/IADC 35119, Drilling Conference, New Orleans, Louisiana, USA, 12-15 March.
- Hannegan et al., 2004, “Managed Pressure Drilling Fills a Key Void in the Evolution of Offshore Drilling Technology”, Offshore Technology Conference, Houston, Texas, USA, 3- 6 May.
- Norma Petrobras de Segurança na Perfuração de Poços Marítimos N-2768
- Jayah et al., 2013, “Implementation of PMCD to Explore Carbonate Reservoirs from Semi-Submersible Rigs in Malaysia results in Safe and Economical Drilling Operations”. SPE/IADC 163479. Drilling Conference and Exhibition. Amsterdam, The Netherlands, 5 – 7 March.
- Norma Petrobras de Controle de Poço N-2755
- Jayah et al., 2013, “Integrated Technology Approach to Explore Carbonate Reservoirs in Malaysia Enhances PMCD Potentials and Enables Successful Prospect Evaluations”. IADC/SPE 164576. Managed Pressure Drilling and Underbalanced Operations Conference and Exhibition. San Antonio, Texas, USA, 17 – 18 April.
- Johnson et al., 1995, “Gas Migration: Fast, Slow or Stopped”, SPE/IADC 29342, Drilling Conference, Amsterdam, Netherlands, 28 February-2 March.
- Engenharia de Reservatórios de Petróleo - Adalberto José Rosa, Renato de Souza Carvalho, José Augusto Daniel Xavier, 2006.
- Kozicz et al., 2006, “Managed – Pressure Drilling – Recent Experience, Potential Efficiency Gains, and Future Opportunities”. IADC/SPE 103753. Asia Pacific Drilling Technology Conference and Exhibition. Bangkok, Thailand, 13 – 15 November.
- <https://www.global.weir/offline-cementing.pdf>
- Malloy et al., 2009, “Managed-Pressure Drilling: What It Is and What It Is Not”. IADC/SPE 122281. Managed Pressure Drilling and Underbalanced Operations Conference and Exhibition. San Antonio, Texas, 12 – 13 February.
- REHM B. Practical Underbalanced Drilling and Workover. The University of Texas at Austin - Petroleum Extension Service; 1 ed, USA, 2002.
- <https://downingusa.com/products/wellhead-systems/offline-cementing/>
- Projetos de Poços de Petróleo — Geopressões e Assentamento de coluna de revestimento – Luiz alberto Santo Rocha, Cecilia Toledo de Azevedo, 2008.
- Norma Petrobras de Segurança no Projeto de Poços Marítimos N-2752