

CONTEC SC-37
Segurança de Poço**EQUIPAMENTOS DO SISTEMA DE
CONTROLE DE POÇO DAS SONDAS DE
PERFURAÇÃO, COMPLETAÇÃO E
INTERVENÇÃO EM POÇOS DE PETRÓLEO**

1ª Emenda

Esta é a 1ª Emenda da Norma PETROBRAS N-2753, devendo ser grampeada na frente da Norma e se destina a modificar o seu texto nas partes indicadas a seguir.

Substituir a Nota 1) do item 4.1.2 conforme a seguir:

Notas: 1) Nos casos de campos conhecidos, permite-se utilizar linha de ventilação de menor diâmetro interno, desde que este diâmetro atenda às condições previstas de circulação e eliminação seguras, com “diverter” fechado, de possíveis influxos provenientes de reservatórios ou bolsões de gás de superfície.

No item 5.1.1, excluir a Nota 2).

EQUIPAMENTOS DO SISTEMA DE CONTROLE DE POÇO DAS SONDAS DE PERFURAÇÃO, COMPLETAÇÃO E INTERVENÇÃO EM POÇOS DE PETRÓLEO

Especificação

CONTEC
Comissão de Normas
Técnicas

SC - 37
Segurança de Poço

Cabe à CONTEC - Subcomissão Autora, a orientação quanto à interpretação do texto desta Norma. O Órgão da PETROBRAS usuário desta Norma é o responsável pela adoção e aplicação dos seus itens.

Requisito Técnico: Prescrição estabelecida como a mais adequada e que deve ser utilizada estritamente em conformidade com esta Norma. Uma eventual resolução de não segui-la ("não-conformidade" com esta Norma) deve ter fundamentos técnico-gerenciais e deve ser aprovada e registrada pelo Órgão da PETROBRAS usuário desta Norma. É caracterizada pelos verbos: "dever", "ser", "exigir", "determinar" e outros verbos de caráter impositivo.

Prática Recomendada: Prescrição que pode ser utilizada nas condições previstas por esta Norma, mas que admite (e adverte sobre) a possibilidade de alternativa (não escrita nesta Norma) mais adequada à aplicação específica. A alternativa adotada deve ser aprovada e registrada pelo Órgão da PETROBRAS usuário desta Norma. É caracterizada pelos verbos: "recomendar", "poder", "sugerir" e "aconselhar" (verbos de caráter não-impositivo). É indicada pela expressão: **[Prática Recomendada]**.

Cópias dos registros das "não-conformidades" com esta Norma, que possam contribuir para o seu aprimoramento, devem ser enviadas para a CONTEC - Subcomissão Autora.

As propostas para revisão desta Norma devem ser enviadas à CONTEC - Subcomissão Autora, indicando a sua identificação alfanumérica e revisão, o item a ser revisado, a proposta de redação e a justificativa técnico-econômica. As propostas são apreciadas durante os trabalhos para alteração desta Norma.

"A presente Norma é titularidade exclusiva da PETRÓLEO BRASILEIRO S.A. – PETROBRAS, de uso interno na Companhia, e qualquer reprodução para utilização ou divulgação externa, sem a prévia e expressa autorização da titular, importa em ato ilícito nos termos da legislação pertinente, através da qual serão imputadas as responsabilidades cabíveis. A circulação externa será regulada mediante cláusula própria de Sigilo e Confidencialidade, nos termos do direito intelectual e propriedade industrial."

Apresentação

As Normas Técnicas PETROBRAS são elaboradas por Grupos de Trabalho - GTs (formados por especialistas da Companhia e das suas Subsidiárias), são comentadas pelas Unidades da Companhia e das suas Subsidiárias, são aprovadas pelas Subcomissões Autoras - SCs (formadas por técnicos de uma mesma especialidade, representando as Unidades da Companhia e as suas Subsidiárias) e homologadas pelo Plenário da CONTEC (formado pelos representantes das Unidades da Companhia e das suas Subsidiárias). Uma Norma Técnica PETROBRAS está sujeita a revisão em qualquer tempo pela sua Subcomissão Autora e deve ser reanalisada a cada 5 anos para ser revalidada, revisada ou cancelada. As Normas Técnicas PETROBRAS são elaboradas em conformidade com a norma PETROBRAS N-1. Para informações completas sobre as Normas Técnicas PETROBRAS, ver Catálogo de Normas Técnicas PETROBRAS.

1 OBJETIVO

1.1 Esta Norma estabelece os requerimentos mínimos da configuração, especificação e testes dos Equipamentos do Sistema de Controle de Poço - ESCP das sondas de perfuração, completação e intervenção em poços de petróleo.

Nota: A abordagem desta Norma limita-se aos requisitos mínimos dos equipamentos de segurança de poço que acompanham os diferentes tipos de sondas de terra e mar. Equipamentos para operações como: teste de produção ou avaliação, poços de alta pressão e temperatura - HPHT, poços com espessura significativa de domo salino, poços delgados e outras operações especiais devem atender requisitos adicionais de possíveis normas pertinentes à operação, especificamente.

1.2 Esta Norma se aplica a especificações iniciadas a partir da data de sua edição.

1.3 Esta Norma contém Requisitos Técnicos e Práticas Recomendadas.

2 DOCUMENTOS COMPLEMENTARES

Os documentos relacionados a seguir são citados no texto e contêm prescrições válidas para a presente Norma.

PETROBRAS N-2051	- Corta-Chamas para Petróleo e Derivados;
API RP 16E	- Recommended Practices for Design of Control Systems for Drilling Well Control Equipment;
API RP 53	- Recommended Practices for Blowout Equipment Systems for Drilling Wells;
API RP 64	- Recommended Practices for Diverter Systems Equipment and Operations;
API SPEC 6A	- Specification for Wellhead and Christmas Tree Equipment;
API SPEC 12J	- Specification for Oil and Gas Separator;
API SPEC 16A	- Specification for Drill Through Equipment;
API SPEC 16C	- Specification for Choke and Kill Systems;
API SPEC 16D	- Specification for Control Systems for Drilling Wells Control Equipment;
NACE MR0175	- Materials Requirement Sulfite Stress Cracking Resistant Metallic Materials for Oilfield Equipment.

3 DEFINIÇÕES

Para os propósitos desta Norma são adotadas as definições indicadas nos itens 3.1 a 3.65.

3.1 Acumulador

Vaso de pressão carregado com gás nitrogênio e utilizado para estocar fluido hidráulico sob pressão ou potência hidráulica empregada no funcionamento do sistema de controle remoto do BOP.

3.2 Adaptador ou Carretel Adaptador de Flange ou “Hub/Clamp”

Peça adaptadora de conexão tipo flange ou “hub/clamp”, vazada, que converte 2 conexões diferentes.

3.3 Alarme Amarelo

Estado de alerta que sinaliza a perda da capacidade operacional segura de uma sonda DP, uma vez atingidos valores anormais de seus parâmetros balizadores de posicionamento, determinando a adoção imediata de ações preparatórias para uma possível desconexão de emergência.

3.4 Alarme Vermelho

Estado de alerta que sinaliza a perda irreversível da capacidade de manutenção de posição de uma sonda DP, em função de terem sido atingidos valores críticos de seus parâmetros balizadores de posicionamento, tais como: “offset” e deflexão do riser, determinando a execução imediata de uma desconexão de emergência.

3.5 Árvore de Pistoneio

Dispositivo similar a uma cruzeta, conectado na coluna de produção, dotado de, pelo menos, 3 válvulas de bloqueio, de acionamentos manuais e compatíveis com a pressão do poço. Das válvulas que o dispositivo contém, 2 válvulas são orientadas na vertical, alinhadas ao poço e permitem passagem controlada dos equipamentos de indução de produção. Uma outra válvula é acoplada lateralmente para direcionamento da produção.

3.6 Auto “Shear”

Sistema “backup” de controle auxiliar automatizado e independente, existente em sonda DP, que estando habilitada, atua a função fechamento da gaveta cega cisalhante do BOP toda vez que houver uma desconexão do LMPR.

3.7 Bloco de Entrada do “Choke Manifold”

Bloco que faz junção da linha principal de entrada do “choke” com as linhas de alívio e linhas dos “chokes” ajustáveis.

3.8 “Blowout”

Fluxo descontrolado de fluidos de uma formação exposta no interior do poço para o exterior do poço (meio ambiente, área de contenção em locações terrestres, etc.).

Nota: O fluxo de uma determinada formação para uma outra de pressão inferior é conhecido como “Underground Blowout”.

3.9 BOP - “Blowout Preventer”

Abreviatura utilizada no meio técnico para denominar um dispositivo de segurança que é posicionado e integrado à cabeça do poço, composto por um conjunto de válvulas de grande e médio porte que, acionadas, permite o isolamento do poço para o exterior, confinamento de possíveis fluidos, provenientes da formação exposta no interior do poço, e direcionamento desses fluidos para o “choke manifold”.

3.10 BOP Anular

Tipo de válvula de grande porte do BOP dotada de elemento de vedação vazado que permite o isolamento da cabeça do poço com diferentes tipos e diâmetros de ferramentas no interior da cabeça do poço. Também, o anular permite vedação do poço sem que haja qualquer ferramenta no seu interior.

3.11 BOP de Haste de Bombeio

Tipo de válvula de médio porte dotada de 2 elementos tipo gaveta, utilizado em SPTs e SPMs, que conectado na árvore de natal de bombeio e fechada, permite o isolamento da poço ao redor da haste de bombeio.

3.12 BOP “Stack”

Conjunto de elementos do BOP montados sobre a cabeça do poço, tais como: BOP gavetas, BOP anular e válvulas das saídas laterais para as linhas do “kill” e “choke”.

Nota: No BOP submarino, o BOP “stack” limita-se às partes montadas abaixo do conector hidráulico do “pacote” inferior do riser (LMRP).

3.13 BOP Submarino

Conjunto BOP posicionado no fundo do mar sobre uma cabeça de poço submarino.

3.14 Carretel de Perfuração

Componente cilíndrico vazado, com pressão de trabalho e diâmetro de passagem compatível com o BOP, extremidades tipo flange ou “hub/clamp”, dotado de saídas laterais para conexão com as linhas de “kill” e “choke”.

3.15 Câmara de Expansão do “Choke”

Câmara cilíndrica do “choke manifold”, posicionada a jusante dos “chokes” ajustáveis, que serve para direcionar fluxo.

3.16 Carretel Espaçador

Componente de extensão cilíndrico vazado com pressão de trabalho e diâmetro de passagem compatíveis com o BOP ou cabeça de poço e extremidades iguais tipo flange ou “hub/clamp”.

3.17 “Choke” Ajustável

Válvula de abertura regulável, controladora de vazão com a finalidade de variar a pressão no controle do poço em “kick” ou em teste de produção. Normalmente, essa válvula é instalada no “choke manifold” ou linha de produção.

3.18 “Choke” Fixo

Válvula de abertura fixa, limitadora de vazão utilizada no controle de teste ou produção do poço. Normalmente, essa válvula é instalada no “choke manifold” de teste ou linha de produção.

3.19 “Choke Line”

Conjunto de tubulação e válvulas de pressão compatível com o BOP que permite drenagem de fluidos do interior do poço, quando o BOP encontra-se fechado, para o “choke manifold” na sonda.

3.20 “Choke Manifold”

Conjunto de válvulas de bloqueio, válvulas de abertura regulável e linhas, posicionado na sonda e com pressão de trabalho compatível com o BOP. O “choke manifold” tem funções de controlar, restringir e direcionar fluxos de fluidos provenientes do poço com o BOP fechado.

3.21 “Conduit Line”

Tubulação que conduz o fluido hidráulico do sistema de controle tipo multiplexado da superfície até o BOP submarino instalado no fundo do mar.

3.22 Controle Multiplexado

Tipo de sistema de controle de BOP, cujo processamento é realizado por sistemas eletro-eletrônicos e a transmissão dos sinais de controle/monitoramento, entre a superfície e o BOP submarino, é via cabo elétrico ou de fibra-ótica. No BOP os sinais de controle/monitoramento são convertidos para hidráulicos.

3.23 Controle Pilotado Hidraulicamente

Tipo de controle de BOP submarino, cujos acionamentos e monitoramentos são processados e transmitidos via hidráulica.

3.24 Curva de Raio Curto

Para linha de “kill” e “choke” é uma curva, cuja relação entre o raio de curvatura e o diâmetro nominal da linha é menor que 10. Para linha de alívio de “diverter” é uma curva, cuja relação entre o raio de curvatura e o diâmetro interno da linha é menor que 20.

3.25 Diâmetro Nominal

Diâmetro de referência comercial para identificar tubos, conexões, flanges, etc.

3.26 EDS - “Emergency Disconnection Sequence”

Abreviatura utilizada no meio técnico para denominar uma função do sistema de BOP submarino que, acionada, realiza, automaticamente, uma seqüência de funções do BOP, cujo objetivo é promover desconexão do LMRP, em situações de emergência, onde haja perda de posição da embarcação e o BOP submarino encontra-se conectado.

3.27 ESCP - Equipamentos do Sistema de Controle de Poço

Abreviatura utilizada no meio técnico para designar um conjunto de equipamentos das sondas de perfuração, completação e intervenção, tais como: sistema BOP, “choke manifold” e linhas, separador atmosférico, desgaseificador, válvulas de prevenção interna, tanque de manobras e instrumentos de detecção e controle de volumes.

3.28 Flange

Tipo de conexão de alta pressão dotada de anel metálico de vedação utilizada na integração de partes do ESCP.

3.29 “Flowline”

Linha de retorno de fluido do poço a ser direcionado aos tanques e/ou sistema de tratamento ou separação de fluido.

3.30 “Float Valve”

Válvula de retenção instalada na coluna que restringe o fluxo do poço para o interior da coluna.

3.31 Gaveta de Tubo

Tipo de válvula de grande porte do BOP, dotada de 2 elementos tipo gaveta que, fechados, permite o isolamento da cabeça do poço com tubulação de diâmetro definido no interior da válvula. A gaveta de tubo pode ser tipo fixa, que fecha e veda ao redor de apenas um diâmetro de tubo, ou variável, que fecha e veda ao redor de tubos dentro de um “range” definido.

3.32 Gaveta Cega

Tipo de válvula de grande porte do BOP, dotada de 2 elementos tipo gaveta que, fechados, permite o isolamento da cabeça do poço sem que haja qualquer ferramenta ou tubulação em frente à válvula.

3.33 Gaveta Cega Cisalhante

Tipo de válvula de grande porte do BOP, dotada de 2 elementos tipo gaveta que, fechados, permite o corte de determinados tipos tubulações em frente à válvula e, em seguida, o isolamento da cabeça do poço.

3.34 Gaveta Super-Cisalhante

Tipo de válvula de grande porte do BOP específica de corte, dotada de 2 elementos tipo gaveta que, fechados, permitem o corte de determinados tipos tubulações em frente à gaveta.

3.35 “Hot Stab”

Receptáculos situados no BOP para conexão de uma linha hidráulica, cujo objetivo é acionar, diretamente, uma determinada função do BOP.

3.36 “Hub/Clamp”

Conexão de alta pressão, dotada de anel metálico de vedação utilizada na integração de partes do ESCP como solução alternativa à conexão do tipo flange.

3.37 “Kelly”

Haste quadrada ou hexagonal vazada que, adaptada a uma bucha, permite transmitir rotação da mesa rotativa para a coluna no poço. O “kelly” permite também transmitir tração à coluna e injeção de fluidos para o seu interior.

3.38 “Kick”

Influxo indesejável de fluidos de uma formação para o interior do poço.

3.39 “Kill Assembly”

Conjunto constituído por 1 “T” de fluxo e 2 válvulas de segurança de coluna, a ser instalado na coluna de perfuração, visando injeção de fluido com pressão acima da capacidade do sistema de circulação da sonda.

3.40 “Kill Line”

Conjunto de tubulação e válvulas de pressão compatível e interligada ao BOP que permite bombeio de fluidos da sonda para o interior do poço.

3.41 “Inside” BOP

Válvula de retenção que impede o fluxo, pelo interior da coluna, no sentido do poço para a superfície, utilizada em manobras com poço pressurizado, “stripping”.

3.42 LMRP - “Lower Marine Riser Package”

Abreviatura utilizada no meio técnico para designar o conjunto de elementos do BOP submarino como PODs, anular superior, etc., situados acima do BOP “stack”.

3.43 “Manifold”

Conjunto de válvulas que recebe e direciona fluxo.

3.44 POD

Conjunto de válvulas hidráulicas e outros componentes que controlam e monitoram as funções do BOP e que estão agrupadas e posicionados no LMRP.

3.45 “Power Swivel”

Sistema hidráulico que transmite rotação à coluna de trabalho. O “power swivel” permite também transmitir tração à coluna e injeção de fluidos para o seu interior.

3.46 Protetor Antierosão (“Target”)

Dispositivo instalado nas mudanças de direção das linhas rígidas de fluxo (“kill”, “choke” e alívio do “diverter”), tais como: “Ts” e “Ls”, dotado de uma pequena câmara de amortecimento que pode conter uma camada de chumbo.

3.47 Razão de Fechamento do BOP Tipo Gaveta

Relação entre a área de atuação da pressão no pistão para fechamento da gaveta pela área da seção transversal da haste da gaveta.

3.48 Riser de Perfuração

Tubulação que integra o poço submarino no fundo do mar desde o BOP até a sonda flutuante.

3.49 ROV - “Remote Operated Vehicle”

Abreviatura utilizada no meio técnico para designar um veículo operado e controlado remotamente, normalmente, utilizado em intervenções de equipamentos submarinos.

3.50 Sistema “Diverter”

Sistema de baixa pressão para desvio do fluxo do interior do poço, posicionado na sonda e abaixo da mesa rotativa, que é composto por um elemento de selagem do espaço anular do poço, sistema de acionamento e, pelo menos, uma linha lateral de desvio. Esta linha é dotada de válvulas de bloqueio e desvia possíveis fluxos do poço para local seguro, fora das instalações da sonda, e sua extremidade está em contato com a pressão atmosférica. O “diverter” consiste de válvula de grande porte, dotado de elemento vazado, que permite vedação em torno de diferentes tipos e diâmetros de ferramentas no seu interior, assim como, vedação sem qualquer ferramenta.

3.51 SC - Sonda Convencional

Abreviatura utilizada pela comunidade técnica para designar sonda utilizada nas atividades de perfuração terrestres, não heli-transportada.

3.52 SPT - Sonda de Produção Terrestre

Abreviatura utilizada pela comunidade técnica para designar sonda utilizada nas atividades de produção (completação e intervenção) terrestre, não heli-transportada.

3.53 SPM - Sonda de Produção Marítima

Abreviatura utilizada pela comunidade técnica para designar sonda posicionada sobre uma plataforma fixa e utilizada nas atividades de produção (completação e intervenção) marítimas.

3.54 SM - Sonda Modulada

Abreviatura utilizada pela comunidade técnica para designar sonda posicionada sobre plataforma fixa marítima ou em terra que, normalmente, é utilizada nas atividades de perfuração. A SM é também utilizada nas atividades de completção e intervenção e pode ser heli-transportada.

3.55 PA - Sonda Auto-Elevável

Abreviatura utilizada pela comunidade técnica para designar sonda itinerante sustentada por colunas apoiadas no fundo do mar e, principalmente, utilizada nas atividades de perfuração marítima. A PA pode ser também utilizada nas atividades de completção e intervenção.

3.56 SS - Sonda Semi-Submersível

Abreviatura utilizada pela comunidade técnica da PETROBRAS para designar sonda flutuante, tipo semi-submersível e itinerante utilizada, principalmente, nas atividades de perfuração marítimas. A semi-submersível pode ser também utilizada nas atividades de produção marítimas, incluindo-se intervenção e completção.

Nota: Uma sonda semi-submersível pode ser do tipo ancorada, dado que o sistema de posicionamento seja feito através de âncoras no fundo do mar, ou posicionamento dinâmico (DP), cujo posicionamento é obtido por um sistema de referência com atuação contínua de propulsores.

3.57 NS - Sonda Tipo Navio-Sonda

Abreviatura utilizada pela comunidade técnica para designar sonda flutuante, tipo navio-sonda e itinerante utilizada, principalmente, nas atividades de perfuração marítimas. O navio-sonda é também utilizado nas atividades de produção marítimas, incluindo-se intervenção e completção.

Nota: Uma navio-sonda pode ser ancorado, dado que o sistema de posicionamento seja feito através de âncoras no fundo do mar, ou posicionamento dinâmico (DP), cujo posicionamento é obtido por um sistema de referência com atuação contínua de propulsores.

3.58 Tanque de Manobra

Tanque auxiliar cujo objetivo é medir volumes de fluido de retorno e de abastecimento do poço, durante as operações de manobra.

3.59 “Top Drive”

Sistema hidráulico que transmite rotação à coluna de trabalho e permite também transmitir tração à coluna e injeção de fluidos para o seu interior. O “top drive” permite realizar manobras de descida/retirada de coluna no poço.

3.60 “Tubing Stripper”

Dispositivo conectado por flange na parte superior do BOP de SPTs e SPMs, que permite vedação ao redor da coluna e movimentos verticais da coluna no interior de um poço fechado e pressurizado.

3.61 Umbilical

Conjunto integrado de linhas que, tipicamente, vai de uma unidade de controle na superfície até um POD, posicionado no fundo do mar. Existem também umbilicais que interligam unidades de acionamento do BOP, de superfície, aos painéis de controle remoto.

3.62 UPS - “Uninterrupted Power Supply”

Abreviatura utilizada no meio técnico para designar um sistema de baterias que fornece energia elétrica ao sistema de controle do BOP quando houver queda total de energia na sonda.

3.63 Válvula de Segurança de Coluna

Válvula de segurança utilizada para o fechamento do poço pelo interior da coluna de trabalho durante as manobras.

3.64 Válvula de Bloqueio

Válvula de posições aberta ou fechada, tais como: tipos válvula esfera ou válvula gaveta, utilizadas em “manifolds” e linhas de poço.

3.65 Válvula do “Kelly” (“Kelly Cock”) ou do “Top Drive”

Válvula de coluna conectada ao “kelly” ou “top drive” que pode ser fechada para confinar pressões no interior da coluna no poço.

4 ESCP DE SONDA CONVENCIONAL (SC) E SONDA MODULADA TERRESTRE

4.1 Sistema “Diverter” (Ver Normas API RP 53 e API RP 64)

4.1.1 Deve dispor de um sistema “diverter” com pressão mínima de trabalho de 200 psi, quando sua utilização for requisito do projeto do poço.

4.1.2 A linha de ventilação deve possuir diâmetro interno mínimo de 9 1/4” e um número mínimo de curvas para prevenir erosão e contrapressão excessiva no sistema.

Notas: 1) Nos casos de campos conhecidos, permite-se utilizar linha de ventilação de menor diâmetro interno, desde que este diâmetro atenda aos requisitos de projeto de poço.
2) Curvas de 90° ou de raio curto devem ser evitadas, caso utilizadas devem possuir protetor antierosão.

4.1.3 A função de fechamento do “diverter” deve permitir seu acionamento via controle remoto.

4.1.4 Deve possuir dispositivo que não permita o fechamento do “diverter” sem que a linha de ventilação selecionada esteja aberta.

4.1.5 O tempo de fechamento do “diverter” não deve exceder 60 segundos.

4.1.6 O elemento de vedação deve ter diâmetro interno mínimo que permita fechamento em torno das colunas utilizadas no poço.

4.2 Sistema BOP (Ver Normas API SPEC 16A e API RP 53)

O sistema BOP deve possuir pressão de trabalho compatível com os requisitos de projeto de poço e os componentes do sistema BOP, sujeitos a contato direto com fluidos do poço, devem ser especificados para operação com H₂S (ver norma NACE MR-0175).

Notas: 1) Áreas conhecidas em que não haja qualquer previsão de H₂S, admite-se utilizar um sistema BOP não especificado para operação com H₂S. **[Prática Recomendada]**
2) As pressões de trabalho típicas em sondas terrestres são 2 000 psi, 3 000 psi, 5 000 psi, 10 000 psi e 15 000 psi.
3) A pressão de trabalho do sistema BOP é balizada pela pressão de trabalho do BOP tipo gaveta. Caso a cabeça do poço, ou a linha do “choke”, ou a linha do “kill”, ou o “choke manifold”, incluindo possíveis adaptadores/carretéis, possua uma pressão de trabalho inferior à pressão de trabalho do BOP tipo gaveta, a pressão de trabalho do sistema passa a ser balizada pela menor pressão de trabalho de um desses elementos.

4.2.1 Arranjos

Os BOPs gaveta devem ser equipados com sistema de travamento.

Nota: O conjunto de BOPs tipo gaveta com trava de atuação manual, deve dispor de, no mínimo, 1 par de volantes com extensões ou outros mecanismos de atuação.

4.2.1.1 Pressão de Trabalho de 2 000 psi e 3 000 psi

Os principais elementos da base para o topo são:

- a) 1 carretel de perfuração com diâmetro de passagem e pressão de trabalho igual a do BOP tipo gaveta, com 2 saídas laterais tipo flange ou “hub” com diâmetros nominais iguais ou superiores a 2 1/16” e 3 1/8”, respectivamente;
- b) 1 BOP tipo gaveta de tubo;
- c) 1 BOP tipo gaveta cega;
- d) 1 BOP tipo anular com pressão de trabalho igual ou superior a 50 % da pressão de trabalho dos BOPs gaveta.

Notas: 1) O posicionamento das gavetas cega e de tubos podem ser invertido a critério do órgão de engenharia local responsável pelo poço.
2) No caso de poço de desenvolvimento, cujas pressões das formações expostas sejam inferiores a 1 200 psi e sem previsões de ocorrência de gás e nem pressões anormalmente altas (gradiente de pressão acima de 1,53 psi/m) no projeto do poço, a critério do órgão de engenharia local responsável pelo poço, podem ser utilizado um dos seguintes arranjos alternativos:

- a) opção 1, arranjo da base para o topo:
 - 1 carretel de perfuração com diâmetro de passagem e pressão de trabalho igual a do BOP tipo anular, com 2 saídas laterais tipo flange ou “hub” com diâmetros nominais iguais ou superiores a 2 1/16” e 3 1/8”, respectivamente;
 - 1 BOP tipo anular com pressão de trabalho igual ou superior a 2 000 psi;
- b) opção 2, arranjo da base para o topo:
 - 1 carretel de perfuração com diâmetro de passagem e pressão de trabalho igual a BOP tipo gaveta, com 2 saídas laterais tipo flange ou “hub” com diâmetros nominais iguais ou superiores a 2 1/16” e 3 1/8”, respectivamente;
 - 1 BOP tipo gaveta de tubo;
 - 1 BOP tipo gaveta cega.

4.2.1.2 Pressão de Trabalho de 5 000 psi, 10 000 psi e 15 000 psi

Os principais elementos da base para o topo são:

- a) 1 carretel de perfuração com diâmetro de passagem e pressão de trabalho igual a do BOP tipo gaveta, com 2 saídas laterais tipo flange ou “hub” com diâmetros nominais iguais ou superiores a 2 1/16” e 3 1/16”, respectivamente;

Nota: Caso a altura da subestrutura da sonda seja insuficiente para comportar o BOP “stack”, o carretel inferior de perfuração pode ser retirado, interligando as linhas do “kill” e “choke” nas saídas laterais do BOP tipo gaveta inferior de tubo.

- b) 1 BOP tipo gaveta de tubo;
- c) 1 carretel de perfuração com diâmetro de passagem e pressão de trabalho igual a do BOP tipo gaveta, com duas saídas laterais tipo flange ou “hub” com diâmetros nominais iguais ou superiores a 2 1/16” e 3 1/16”, respectivamente;
- d) 1 BOP tipo gaveta cega;
- e) 1 BOP tipo gaveta de tubo;
- f) 1 BOP tipo anular com pressão de trabalho igual ou superior a 50 % da pressão de trabalho do BOP tipo gaveta.

4.2.2 Linhas de “Kill” e “Choke”

4.2.2.1 Linha do “Kill”

Deve possuir:

- a) diâmetro nominal de, no mínimo, 2”;
- b) 1 interligação com as bombas de lama da sonda;
- c) 1 alternativa de interligação com a unidade de cimentação;
- d) no mínimo, pressão de trabalho do BOP tipo gaveta;
- e) saindo lateralmente do conjunto BOP, deve haver, na seqüência, 2 válvulas de gaveta e 1 de retenção.

4.2.2.2 Linha do “Choke”

Deve possuir:

- a) diâmetro nominal de, no mínimo, 3”;
- b) no mínimo, pressão de trabalho do BOP tipo gaveta;
- c) saindo lateralmente do conjunto BOP, deve haver, na seqüência, 2 válvulas gaveta e linha de interligação ao “choke manifold”;
- d) a válvula gaveta da linha principal do “choke”, mais afastada do BOP, deve ser de acionamento remoto.

- Notas:
- 1) Em BOP “stack” com pressão de trabalho até 3 000 psi, a critério do órgão de engenharia local responsável pelo poço, a válvula gaveta da linha principal do “choke” de acionamento remoto pode ser substituída por válvula gaveta de acionamento manual.
 - 2) BOP “stack” com pressão de trabalho igual ou superior a 5 000 psi deve possuir uma outra linha, denominada linha secundária do “choke”, com diâmetro nominal de, no mínimo, 2”, saindo abaixo da gaveta inferior, com 2 válvulas tipo gaveta e chegando no “choke manifold”.
 - 3) Curvas de 90° ou de raio curto devem ser evitadas, caso não seja possível, devem ser dotadas de elemento antierosão (“target”).

4.2.3 “Choke Manifold” (Ver Norma API SPEC 6A)

4.2.3.1 Deve possuir, no mínimo, a mesma pressão de trabalho do BOP tipo gaveta.

4.2.3.2 O “choke manifold” com pressão de trabalho até 3 000 psi deve possuir, pelo menos, 2 “chokes” ajustáveis.

4.2.3.3 O “choke manifold” com pressão de trabalho igual ou superior a 5 000 psi deve possuir, pelo menos, 3 “chokes” ajustáveis.

4.2.3.4 Pelo menos, um dos “chokes” ajustáveis deve ser com acionamento remoto.

4.2.3.5 O painel de controle de operação do(s) “choke”(s) ajustável(is) de acionamento remoto deve dispor das seguintes facilidades:

- a) leituras de pressão interna da coluna e anular;
- b) indicador de posição do “choke” ajustável;
- c) reguladora da velocidade de abertura e fechamento do “choke” ajustável;
- d) leituras da frequência de bombeio (SPM - “stroke/minute”) e totalizador da bomba de lama; e
- e) redundância para o acionamento hidráulico dos “chokes” ajustáveis, em caso de perda do sistema principal.

Nota: Em BOP “stack” com pressão de trabalho até 3 000 psi, a critério do órgão de engenharia local responsável pelo poço, o “choke” ajustável de acionamento remoto pode ser substituído por “choke” ajustável de acionamento manual.

4.2.3.6 Deve possuir leituras de pressão interna da coluna e anular no local onde as operações de controle sejam executadas.

4.2.3.7 Os pontos de leitura de pressão do “choke manifold” devem ser isolados por válvula de bloqueio.

4.2.3.8 O diâmetro mínimo equivalente de abertura plena de cada “choke” ajustável deve ser de 1 1/2”.

4.2.3.9 A montante dos “choques” ajustáveis deve haver, pelo menos, 2 válvulas de bloqueio em série nas interligações do “choke manifold” com outros sistemas.

4.2.3.10 As linhas de saída do “choke manifold”, a jusante dos “chokes” ajustáveis, devem permitir fluxo para o separador atmosférico e queimador.

4.2.3.11 Deve possuir uma linha de alívio independente dos “chokes” ajustáveis e com diâmetro mínimo igual ao da linha do “choke”, a partir do bloco de entrada do “choke manifold”.

Nota: A linha de alívio não deve descarregar para a câmara de expansão, se houver câmara de expansão.

4.2.3.12 A linha de alívio deve possuir, pelo menos, 2 válvulas tipo gaveta posicionadas em série.