

PREVENÇÃO E CONTROLE DE “KICKS”

Procedimento

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 requisitos técnicos e as práticas recomendáveis para a prevenção e detecção de “kicks”, fechamento de poço e controle de “kicks” em operações de perfuração, completação, intervenção, avaliação e abandono de poços de petróleo.

1.2 Esta Norma não abrange o controle de “kicks” em poços multilaterais, HPHT, operações de perfuração sub-balanceada, perfuração de formações portadoras de H₂S e com flexitubo que deve ser tratado em normas específicas.

1.3 Esta Norma se aplica a procedimentos iniciados a partir da data de sua edição.

1.4 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-1860	- Segurança nas Operações Simultâneas em Plataformas Marítimas;
PETROBRAS N-2093	- Segurança nas Operações de Controle de Erupções de Poços;
PETROBRAS N-2753	- Equipamentos do Sistema de Controle de Poço das Sondas de Perfuração, Completção e Intervenção em Poços de Petróleo;
PETROBRAS N-2754	- Capacitação de Pessoal em Controle de Poço;
PETROBRAS N-2765	- Segurança na Operação de Poços em Produção ou de Injeção;
PETROBRAS N-2773	- Requerimentos de Segurança de Poço para Contratação de Serviços;
API RP 54	- Recommended Practice for Occupational Safety for Oil and Gas Well Drilling and Servicing Operations.

3 DEFINIÇÕES

Para os propósitos desta Norma são adotadas as definições indicadas nos itens 3.1 a 3.29

3.1 BHA (“Bottom Hole Assembly”)

Composição de fundo da coluna de perfuração que pode ser composta por motor de fundo, sistema “rotary steerable”, LWD, MWD, comandos, estabilizadores e HWDP’s.

3.2 “Blowout”

Influxo descontrolado do reservatório para o poço e do reservatório para a atmosfera, fundo do mar ou outras formações expostas.

3.3 “Booster Line”

Linha de injeção auxiliar afixada ao “riser” de perfuração cujas funções básicas são melhorar o carregamento de cascalhos no interior do “riser” e circular o gás de “riser”.

3.4 BOP (“Blowout Preventer”)

Equipamento de segurança de poço cuja função básica é a de permitir o fechamento do poço. BOP “stack” é a seção do BOP conectada à cabeça do poço.

3.5 “Check Trip”

Operação que consiste em se retirar um determinado número de seções (sem injeção do tampão de manobra), retornar ao fundo do poço e circular um volume do fluido igual ao do espaço anular com o objetivo de verificar se há gás de manobra.

3.6 “Choke”

Válvula que restringe o escoamento de retorno do poço para controle da pressão nas operações de controle de poço.

3.7 “Choke Line”

Tubulação afixada ao “riser” que permite o fluxo dos fluidos que vêm do poço desde o BOP submarino ao “choke manifold”.

3.8 “Choke Manifold”

Conjunto de válvulas para direcionamento dos fluidos e controle de pressão durante o “kick”.

3.9 “Diverter”

Equipamento do sistema de segurança de poço usado para desviar o fluxo do poço sem fechá-lo.

3.10 ESCP

Equipamentos do Sistema de Controle de Poço.

3.11 “Float Valve”

Válvula instalada na parte inferior da coluna de perfuração com o objetivo de prevenir o fluxo do poço para o interior da coluna. Não é considerada como barreira de segurança.

3.12 “Flow Check”

Procedimento de se observar o poço com as bombas desligadas para verificar se há fluxo de retorno de fluido do poço.

3.13 Hidratos

Substância com aspecto de gelo, formada por água e gás natural quando submetidos a baixas temperaturas e altas pressões.

3.14 “Hang Off”

Procedimento de transferir o peso da coluna de perfuração para a gaveta vazada apoiando-a numa das suas conexões.

3.15 HCR (“High Closing Ratio”)

Válvula do tipo gaveta de acionamento remoto posicionadas na linha do “choke” e na linha de matar de sondas com ESCP de superfície.

3.16 “Kick”

Influxo não intencional dos fluidos da formação para o interior do poço.

3.17 “Kill Line”

Tubulação afixada ao “riser” que permite a injeção de fluidos desde a superfície até o BOP submarino.

3.18 Água Profunda

Profundidade de água entre 300 m e 1 500 m.

3.19 Água Ultraprofunda

Profundidade de água maior que 1 500 m.

3.20 Linha Verde

Linha preferencial de retorno do poço desde o BOP até o separador atmosférico.

3.21 LMRP (“Lower Marine Riser Package”)

Conjunto composto de conector hidráulico, BOP’s anulares e POD’s, posicionado na parte inferior da coluna de “riser”.

3.22 PIC

Pressão Inicial de Circulação. Pressão com que se deve circular um “kick” pelo método do sondador ou iniciar a circulação do “kick” pelo método do engenheiro.

3.23 POD

Conjunto submarino de válvulas de acionamento e controle das funções do LMRP e do BOP “stack”.

3.24 “Riser”

Tubos com conexões especiais que se estendem desde a unidade flutuante até o BOP submarino.

3.25 SICP (“Shut-in Casing Pressure”)

Pressão de fechamento, através do anular/revestimento, no equilíbrio entre a pressão no poço e a pressão da formação lida no manômetro do “choke”.

3.26 SIDPP (“Shut-In Drillpipe Pressure”)

Pressão de fechamento, através do interior da coluna, no equilíbrio entre a pressão no poço e a pressão da formação lida no manômetro do tubo bengala.

3.27 “Subs”

Elementos tubulares curtos utilizados como acessórios da coluna de perfuração com vários objetivos dentre os quais o de conversão de roscas.

3.28 Tanque de “Stripping” (“Stripping Tank”)

Tanque de pequeno volume utilizado em sondas flutuantes para monitorar o volume do “riser” durante uma operação de “stripping”.

3.29 Unidade “Mud Logging”

Conjunto de equipamentos instalados na sonda com os objetivos de monitorar os parâmetros de perfuração e de obter informações durante a perfuração das formações atravessadas pela broca, principalmente à pressão de poros.

4 PREVENÇÃO DE “KICKS” NAS OPERAÇÕES DE PERFURAÇÃO, COMPLETAÇÃO E INTERVENÇÃO

4.1 Pessoal

Os integrantes das equipes de sondagem devem ser certificados em controle de poço. Esses profissionais devem ser submetidos periodicamente a exercícios simulados de detecção de “kick” e fechamento do poço (“drills”), conforme estabelecido na norma PETROBRAS [N-2754](#).

4.2 Equipamentos

4.2.1 O ESCP deve atender as pressões estimadas durante a elaboração do programa do poço, com arranjo mínimo do BOP e configuração das linhas de acordo com a norma PETROBRAS [N-2753](#).

4.2.2 Em todas as operações a serem realizadas no poço, os equipamentos de segurança devem prover, pelo menos, 2 opções de fechamento do poço. Entretanto, conforme preconiza a norma PETROBRAS [N-2753](#), em poços de desenvolvimento, cujas pressões das formações expostas sejam inferiores a 1 200 psi e sem previsões de ocorrência de gás no projeto do poço, a critério do órgão de engenharia local responsável pelo poço, pode-se ter apenas uma opção de fechamento.

4.2.3 Inspeccionar e testar os equipamentos de segurança de poço segundo o programa de testes constante na norma PETROBRAS [N-2753](#). As cabeças de poços, árvores-de-natal e equipamentos correlatos devem ser projetados, instalados, usados, mantidos e testados de acordo com a norma PETROBRAS [N-2765](#). Também, os equipamentos de sub-superfície dos poços em produção devem ser instalados, mantidos e testados de acordo com a norma PETROBRAS [N-2765](#).

4.2.4 Colocar desenhos esquemáticos contendo a configuração e as dimensões do conjunto BOP na cabine do sondador, escritório do fiscal e/ou encarregado e próximo aos painéis de acionamento remoto. Indicar também as distâncias entre a mesa rotativa e as gavetas.

4.2.5 As sondas de perfuração devem dispor de um tanque de manobra. Recomenda-se que as sondas flutuantes disponham de um tanque de “stripping” para monitoramento do volume de deslocamento da coluna de trabalho durante as operações de “stripping”. As sondas de produção devem dispor de tanques para monitoração de variações de volume nas operações de manobra e controle de poço.

4.2.6 As sondas de perfuração devem dispor, em pleno funcionamento, dos seguintes equipamentos mínimos necessários para a detecção de “kicks”:

- a) registrador de taxa de penetração;
- b) medidor de variação da vazão de retorno;
- c) indicador de nível nos tanques de fluido para determinação da variação do volume;
- d) indicador de nível no tanque de manobra (“trip tank”) para determinação da variação do volume;
- e) medidor de pressão e velocidade das bombas de lama;
- f) detetor de gás, inclusive H_2S ;
- g) balança densimétrica.

4.2.7 Na perfuração em áreas de ocorrência de gás raso, quando se utiliza BOP de superfície, o sistema de “diverter” deve estar instalado até a descida do revestimento de superfície.

4.2.8 Utilizar unidades “mud-logging” na perfuração de poços em águas profundas e ultra-profundas.

4.2.9 Utilizar unidades “mud-logging” na perfuração de poços exploratórios.

4.2.10 Utilizar PWD (“Pressure While Drilling”) na perfuração de poços exploratórios em águas ultra-profundas.

4.2.11 Recomenda-se utilizar unidades de “mud-logging” na perfuração de poços exploratórios em águas rasas. **[Prática Recomendada]**

4.2.12 Os controles de acionamento do sistema de fechamento de emergência devem ser instalados próximos aos painéis de acionamento do sistema de fechamento dos poços produtores ou injetores, quando ocorrem operações simultâneas (perfuração, completação, intervenção e produção) em uma mesma plataforma. Estes controles devem ser testados mensalmente conforme recomendado na norma PETROBRAS [N-1860](#).

4.2.13 Recomenda-se que o revestimento de produção seja testado com pressão definida no projeto do poço a cada 30 dias, quando submetido a operações prolongadas, tais como: pesca e lavagem, que possam afetar a sua integridade mecânica. **[Prática Recomendada]**

4.2.14 A cabeça do poço deve permitir a monitoração de pressão no espaço anular nos poços equipados com árvore-de-natal seca. Considerar nas operações no poço, as descrições de barreira de segurança (dispositivo mecânico ou hidráulico que permita o isolamento e/ou controle do poço) descritas na norma PETROBRAS [N-1860](#).

4.3 Materiais

4.3.1 O volume mínimo de aditivo de adensamento definido no programa de poço deve estar sempre disponível para uso imediato da sonda.

4.3.2 Em áreas terrestres remotas ou marítimas o volume mínimo de cimento definido no programa de poço deve (nas áreas terrestres não-remotas, sugere-se) estar sempre disponível para uso imediato da sonda.

4.3.3 O volume de aditivo de adensamento deve ser em quantidade suficiente para aumentar o peso programado do fluido em, no mínimo, 1,0 lb/gal.

4.4 Serviços

As empresas prestadoras de serviços e fornecedoras de equipamentos e materiais, devem tomar conhecimento e seguir as normas PETROBRAS de segurança de poço vigentes, dentro da sua área de atuação. Ver norma PETROBRAS [N-2773](#).

4.5 Aplicativos de Informática

Os engenheiros fiscais devem ter à disposição uma planilha eletrônica de controle de “kicks”, e sugere-se que eles tenham à disposição um simulador computacional de “kicks”.

4.6 Planejamento do Poço

4.6.1 O programa do poço deve:

- a) conter informações sobre a litologia, perfil sísmico e a ocorrência de zonas com pressão anormal, de perdas de circulação, portadoras de H₂S ou de sal a serem perfuradas;
- b) apresentar as curvas de pressão de poros, de fratura e resultados dos testes de absorção em poços de correlação;
- c) programar o peso do fluido de perfuração em condições estáticas, de tal forma que fique superior à pressão de poros estimada, considerando a margem de segurança de manobra e, sempre que possível, a de “riser”;
- d) indicar a possibilidade de formação de hidratos;
- e) considerar o conceito de tolerância ao “kick”, na definição das profundidades de assentamento das sapatas, informando os parâmetros utilizados nos cálculos e a margem mínima de pressão de poros;
- f) apresentar o programa de testes do ESCP;
- g) apresentar programa de testes de revestimento, para todas as fases, após a instalação do BOP;
- h) informar a existência de poços injetores e o nível de depleção dos reservatórios que o poço atravessa;
- i) especificar os volumes mínimos de aditivos para adensamento e de cimento que devem estar sempre disponíveis para uso imediato da sonda;
- j) prever a utilização de unidades de “mud-logging” e/ou PWD;
- k) incluir a necessidade de se perfurar poço piloto para investigar presença de hidrocarbonetos e/ou água pressurizados e rasos;
- l) indicar a locação do poço de alívio, para o combate a “blowout” em poços considerados críticos, conforme a norma PETROBRAS [N-2093](#);
- m) levar em consideração a possibilidade do poço estar dentro da zona de influencia de poços de injeção; neste caso, analisar a necessidade de interromper a injeção;
- n) prever a utilização do sistema “diverter” nas situações onde o fechamento do poço não é recomendável devido a baixa resistência das formações superficiais.

4.6.2 Recomenda-se para o programa do poço que os testes de absorção, sejam programados para todas as fases, após a instalação do BOP e efetuados até a absorção, principalmente em poços exploratórios. **[Prática Recomendada]**

4.7 Planejamento das Operações e Contingências

4.7.1 As operações de perfuração, completação, intervenção e avaliação devem ser planejadas e realizadas tendo em vista a segurança e o meio ambiente e observando as normas existentes.

4.7.2 Certificar-se de que os elementos envolvidos nas operações de controle de poço estejam cientes de suas funções e responsabilidades e que os equipamentos de segurança do poço estejam operando satisfatoriamente.

4.7.3 Sugere-se colocar em local de fácil observação um quadro contendo instruções sobre o fechamento do poço e máximas pressões permissíveis no manômetro do “choke”.

4.8 Operação

4.8.1 Perfuração

4.8.1.1 Medir e registrar a pressão reduzida de circulação no início de cada turno de trabalho ou a cada variação das características do fluido ou a cada troca de BHA ou de broca ou de jatos ou a cada 200 m perfurados. Em unidades com BOP submarino, a pressão reduzida de circulação e as perdas de carga na “choke line” devem ser determinadas, pelo menos, nas vazões de 100 gpm e 150 gpm.

4.8.1.2 Medir e registrar o rendimento volumétrico das bombas de lama diariamente ou a cada troca de sobressalentes da bomba.

4.8.1.3 Manter atualizada a planilha de informações prévias de controle de “kicks” (ver ANEXO A).

4.8.1.4 Manter todas as válvulas laterais da saída do ESCP abertas, com exceção da válvula de acionamento remoto (HCR) que deve ser mantida fechada. Caso não haja válvula de retenção na linha de matar, manter fechada a válvula mais afastada do ESCP. No caso de BOP submarino, manter as válvulas das “choke” e “kill lines” fechadas.

4.8.1.5 Manter no “choke manifold” um jogo de válvulas abertas de tal modo que, o fluxo ocorra através de um “choke” ajustável e retorne ao tanque passando pelo separador atmosférico (posição de operação). Pintar os volantes do jogo de válvulas do “choke manifold”, preferencialmente de verde, que devem permanecer abertas durante as operações (linha verde). Manter os “chokes” sempre fechados. As posições corretas de operação das válvulas devem ser verificadas pelo sondador a cada início de turno de trabalho.

4.8.1.6 Ajustar os alarmes dos indicadores do nível dos tanques para ganho de 10 bbl e da vazão de retorno do fluxo de retorno do poço para 10 % de variação.

4.8.1.7 Manter um plataformista junto às peneiras monitorando a cada 30 minutos as principais propriedades do fluido (massa específica e viscosidade) e comunicando de imediato ao sondador anormalidades verificadas, tais como: o aumento do fluxo de retorno e corte de gás ou óleo do fluido de perfuração.