

Segurança em Operações de Perfuração de Poços

Procedimento

Cabe à CONTEC - Subcomissão Autora, a orientação quanto à interpretação do texto desta Norma. A Unidade da PETROBRAS usuária desta Norma é a responsável pela adoção e aplicação das suas seções, subseções e enumerações.

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 pela Unidade da PETROBRAS usuária desta Norma. É caracterizada por 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 pela Unidade da PETROBRAS usuária desta Norma. É caracterizada por 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, a seção, subseção e enumeração a ser revisada, 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 aplicação interna na PETROBRAS e Subsidiárias, devendo ser usada pelos seus fornecedores de bens e serviços, conveniados ou similares conforme as condições estabelecidas em Licitação, Contrato, Convênio ou similar.

A utilização desta Norma por outras empresas/entidades/órgãos governamentais e pessoas físicas é de responsabilidade exclusiva dos próprios usuários."

CONTEC

Comissão de Normalização
Técnica

SC - 37

Segurança de Poços

Apresentação

As Normas Técnicas PETROBRAS são elaboradas por Grupos de Trabalho - GT (formados por Técnicos Colaboradores especialistas da Companhia e de suas Subsidiárias), são comentadas pelas Unidades da Companhia e por suas Subsidiárias, são aprovadas pelas Subcomissões Autoras - SC (formadas por técnicos de uma mesma especialidade, representando as Unidades da Companhia e as Subsidiárias) e homologadas pelo Núcleo Executivo (formado pelos representantes das Unidades da Companhia e das 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 Técnica PETROBRAS N-1. Para informações completas sobre as Normas Técnicas PETROBRAS, ver Catálogo de Normas Técnicas PETROBRAS.



Documents

Document Sharing Hub

1 Escopo

1.1 Esta Norma estabelece os requisitos mínimos de segurança para operações de perfuração terrestres e marítimas.

1.2 Esta Norma se aplica às operações de perfuração em poços terrestres e marítimos, iniciadas a partir da data de sua edição.

1.3 Esta norma contém requisitos comuns e específicos para as operações de perfuração de poços terrestres e marítimos, claramente identificados nos casos específicos.

1.4 Na perfuração de poços com gerenciamento de pressão (MPD) devem ser seguidas além do disposto nesta Norma, os padrões corporativos pertinentes a perfuração de poços com o uso desta técnica.

1.5 Devem ser consultadas normas e recomendações complementares para operações não abordadas nesta Norma, tais como:

- a) perfuração de poços multilaterais;
- b) perfuração de poços em sondas flutuantes com BOP de superfície;
- c) perfuração de poços com "coiled tubing";
- d) perfuração de poços "slim hole";
- e) perfuração de poços em áreas com injeção de vapor.

1.6 Esta Norma contém Requisitos Técnicos e Práticas Recomendadas.

2 Referências Normativas

Os documentos relacionados a seguir são indispensáveis à aplicação deste documento. Para referências datadas, aplicam-se somente as edições citadas. Para referências não datadas, aplicam-se as edições mais recentes dos referidos documentos.

Norma Regulamentadora nº 15 ([NR-15](#)) - Atividades e Operações Insalubres;

Agência Nacional de Petróleo (ANP) - [Resolução 46 de 01/10/2016](#) que implanta o Sistema de Gerenciamento da Integridade de Poços de Petróleo e Gás Natural (SGIP);

PETROBRAS [N-2093](#) - Prevenção e Controle de "*Blowout*";

PETROBRAS [N-2644](#) - Plano de Resposta a Emergências;

PETROBRAS [N-2752](#) - Segurança de Poço para Projetos de Perfuração de Poços Marítimos;

PETROBRAS [N-2753](#) - Recursos Críticos em Segurança de Poço: Equipamentos e Capacitação de Pessoal;

ABNT [NBR 7500](#) - Identificação para o transporte terrestre, manuseio, movimentação e armazenamento de produtos;

Instituto Brasileiro de Petróleo (IBP) - [Caderno de Boas Práticas de E&P: Diretrizes para Abandono de Poços](#);

3 Termos e Definições

Para os propósitos desta Norma são adotadas as definições indicadas abaixo.

3.1

área controlada

área onde não pode haver presença de pessoas não autorizadas, nem fontes de ignição estranhas às operações

3.2

Árvore de Natal Convencional (ANC)

conjunto de válvulas, instalado em poços terrestres ou poços marítimos de completação seca, utilizado para controle dos fluidos produzidos e/ou injetados e para fechamento do poço por motivos operacionais, de manutenção ou segurança

3.3

Árvore de Natal Molhada (ANM)

conjunto de válvulas, instalado em poços marítimos, situado no assoalho marinho, utilizado para controle dos fluidos produzidos e/ou injetados e para fechamento do poço por motivos operacionais, de manutenção ou segurança

3.4

“blowout”

fluxo descontrolado de fluidos de uma formação exposta no interior do poço para a atmosfera, fundo do mar ou outra formação (“underground blowout”)

3.5

BOP (“Blowout Preventer”)

dispositivo de segurança que permite o fechamento do poço

3.6

capacidade selante

propriedade do fluido em formar um reboco filtrante na parede do poço

3.7

Conjunto Solidário de Barreiras (CSB)

conjunto de um ou mais elementos com o objetivo de impedir o fluxo não intencional de fluidos da formação para o meio externo e entre intervalos no poço, considerando todos os caminhos possíveis

NOTA Os caminhos possíveis incluem o anular dos revestimentos e a rocha.

3.8

desconexão emergencial

desconexão resultante do desacoplamento não programado da sonda do poço, motivado pela presença de um risco operacional maior caso a sonda permaneça conectada, onde haja programação de retorno definida. São exemplos de desconexão emergencial: desconexão decorrente de “blackout”, desconexão do LMRP por perda de posição da embarcação, dentre outros

3.9**desconexão operacional**

desconexão resultante do desacoplamento programado quando um ou mais equipamentos (BOP, BAP, ANM, ANC, etc.) são desconectados do poço, mas há previsão de continuidade operacional (reconexão) sem a saída de sonda da locação. São exemplos de desconexão operacional: retirada de BOP para instalação de BAP e subsequente recolocação de BOP, retirada de BOP para instalação subsequente de Árvore de Natal, retirada de Árvore de Natal para instalação subsequente de BOP, substituição de cabeça de produção, retirada de BOP para substituição/retirada de BAP, dentre outros

3.10**“diverter”**

equipamento utilizado nas sondas/plataformas de petróleo cuja função é direcionar o fluido proveniente do poço para fora da mesa rotativa, evitando que o mesmo atinja a plataforma de operações e coloque em risco a segurança das pessoas

3.11**elemento de CSB**

separação física apta a conter ou isolar os fluidos dos diferentes intervalos permeáveis, podendo ser:

- a) líquida: coluna de líquido à frente de um determinado intervalo permeável, provendo pressão hidrostática suficiente para impedir o fluxo de fluido do intervalo em questão para o poço e que esteja monitorada e verificada, salvo exceções explicitadas nesta Norma
- b) sólida consolidada: separação que não se deteriora com o tempo, podendo ser constituída de um dos seguintes elementos:
 - tampões de cimento ou outros materiais de características físicas similares;
 - revestimentos cimentados;
 - anulares cimentados entre revestimentos;
- c) sólida mecânica: separação considerada como temporária, podendo ser constituída de um dos seguintes elementos:
 - tampão mecânico permanente (“bridge plug” permanente);
 - tampão mecânico recuperável (“bridge plug” recuperável);
 - retentor de cimento (“cement retainer”);
 - obturadores (“packers”), de qualquer natureza;
 - válvulas de segurança do interior da coluna de produção;
 - tampões mecânicos do interior da coluna de produção;
 - equipamentos de cabeça de poço.

3.12**elipse de incertezas**

figura que define os limites no qual um poço pode estar posicionado, devido aos erros de cálculo de coordenadas de sua trajetória, gerados principalmente pela falta de exatidão dos instrumentos de medição de inclinação e direção

3.13**embarcação DP (“Dynamic Positioned”)**

embarcação capaz de controlar sua posição sobre a locação ou “alvo” pré-definido de forma automática, utilizando exclusivamente as forças de empuxo geradas por um sistema de propulsão, sem auxílio externo ou vínculo com o fundo do mar, contrapondo-se continuamente à resultante das forças ambientais

3.14**Equipamentos do Sistema de Controle de Poço ou Sistema BOP (ESCP)**

conjunto de equipamentos utilizados na prevenção e controle de influxos ("kicks") tais como: conjunto BOP, "choke manifold" e linhas, separador atmosférico, desgaseificador, válvulas de segurança de coluna, "inside BOP", tanque de manobra e instrumentos de detecção de "kick" e de controle de volumes

3.15**fator de separação**

razão entre a distância centro a centro dos poços e a soma das incertezas do mapeamento numa determinada profundidade medida

3.16**ferramenta LWD ("Logging While Drilling")**

conjunto de ferramenta de perfilagem descida junto ao BHA na coluna de perfuração

3.17**"fingerprint"**

operação de circulação, normalmente realizada a poço revestido para estabelecer o comportamento do fluido de perfuração devido à expansão quando submetido a temperatura de fundo do poço e/ou a contra-pressão quando do uso com MDP

3.18**"flow check" (teste do poço ao fluxo)**

teste realizado com o poço em condição estática (bombas desligadas), com o mesmo alinhado para o tanque de manobra ("trip tank") para verificar se está com influxo ("kick")

3.19**"hang off"**

operação em que parte do peso da coluna de perfuração/trabalho abaixo do BOP é suportada na gaveta de tubos apropriada para o diâmetro de tubo

3.20**"kick"**

influxo indesejado de fluidos da formação para o interior do poço

3.21**Lâmina D'Água (LA)**

distância vertical entre a superfície e o fundo do mar:

- a) rasa quando LA for menor ou igual a 300 m;
- b) profunda quando LA for maior que 300 m e menor ou igual a 1 500 m;
- c) ultra profunda quando LA for maior que 1 500 m.

3.22**margem de pressão de poros**

diferença entre o máximo peso específico equivalente de pressão de poros permitido para uma fase do poço (determinado pela teoria da tolerância ao "kick") e o peso específico equivalente de pressão de poros, encontrado em uma profundidade qualquer desta fase

3.23**Margem de Segurança de “riser” (MSR)**

margem adicional ao valor da massa específica equivalente da pressão de poros, no dimensionamento da massa específica do fluido, para manter o poço em equilíbrio hidrostático no caso de uma desconexão de emergência em que o BOP não vede

3.24**Máxima Pressão Esperada na Cabeça de Poço (MAPECAB)**

máxima pressão esperada na cabeça de poço (para poços submarinos), calculada conforme especificado na norma PETROBRAS [N-2752](#)

3.25**Máxima Pressão Esperada na Superfície (MAPES)**

máxima pressão esperada na superfície (para poços terrestres e de completação seca), calculada conforme especificado na norma PETROBRAS [N-2752](#)

3.26**método do sondador**

método de controle de poço durante a perfuração onde o influxo (“kick”) é circulado em duas etapas, sendo a primeira para retirada do influxo do poço efetuado com o fluido original, mantendo pressão de fundo constante. A seguir é efetuada a segunda circulação com o novo fluido que amortece o poço

3.27**“Managed Pressure Drilling” (MPD)**

sistema de perfuração com gerenciamento de pressão no anular do poço

3.28**nível de radiação ambiental ou radiação de fundo ou “background”**

nível de radiação que ocorre naturalmente devido aos elementos radioativos presentes na natureza

3.29**operação crítica**

operação que apresenta direta ou indiretamente grande risco operacional (como a perda do poço), de poluição ambiental, contaminação de reservatórios, ocorrência de um “blowout” ou alto risco à integridade física das pessoas

3.30**operações simultâneas**

atividades de perfuração, completação, restauração e produção, que estejam ocorrendo simultaneamente em uma instalação ou áreas muito próximas

3.31**perda severa**

perda cuja a vazão necessária para manter o nível dinâmico na mesa rotativa é menor que a capacidade máxima de bombeio da sonda, e a continuidade das operações sem a redução da perda compromete a segurança operacional por redução do estoque de fluido na sonda

3.32**perda total**

Perda cuja vazão necessária para manter o nível dinâmico na mesa rotativa é superior à capacidade máxima de bombeio da sonda, não havendo retorno de fluido na superfície

3.33**perfilagem “tool-pusher”**

operação de perfilagem, na qual os perfis são descidos no poço com o uso de coluna de perfuração

3.34**plano de proteção radiológica**

conjunto de procedimentos que possuem instruções para a proteção de pessoas e meio ambiente da radiação ionizante, tanto em operação normal como em situações de emergência

3.35**Poço de Alta Pressão e de Alta Temperatura – HTHP**

poço com MAPES/MAPECAB entre 10.000 e 15.000 psi ou gradiente de pressão entre 15,3 e 18 ppg e temperatura estática de fundo entre 300 e 400°F ou temperatura estática/dinâmica na profundidade do BOP entre 170°F e 250°F, o que for mais restritivo

3.36**Poço de Super Alta Pressão e Super Alta Temperatura – Super HTHP**

poço com MAPES/MAPECAB entre 15.000 e 20.000 psi ou gradiente de pressão entre 18 e 21 ppg e temperatura estática de fundo entre 400 e 500°F ou temperatura estática/dinâmica na profundidade do BOP entre 250°F e 350°F, o que for mais restritivo

3.37**Poço de Ultra Alta Pressão e Ultra Alta Temperatura – Ultra HTHP**

poço com MAPES/MAPECAB acima de 20.000 psi ou gradiente de pressão superior a 21 ppg e temperatura estática de fundo acima de 500 °F ou temperatura estática/dinâmica na profundidade do BOP superior a 350°F, o que for mais restritivo

3.38**procedimentos operacionais para casos de emergência**

estabelecem medidas a serem adotadas nas operações de perfuração quando da ocorrência de emergências

3.39**“Pressure While Drilling” (PWD)**

equipamentos de coluna de perfuração que monitoram e reportam em tempo real os parâmetros de pressões de fundo durante a perfuração

3.40**“Remotely Operated Vehicle” (ROV)**

mini-submarino operado remotamente equipado com câmeras e braços mecânicos, utilizado na construção de poços submarinos

3.41**separador de gás do “riser”**

separador do tipo atmosférico utilizado para a separação do gás proveniente do “riser”

3.42**“shallow hazards”**

presença de hidrocarboneto (HC), hidrato ou água com gradiente de pressão de poros superior ao gradiente de pressão hidrostática da água do mar, em formações sedimentares nas profundidades rasas. Não são zonas de interesse para produção

3.43**sistema de proteção respiratória**

são definidos 3 tipos para efeito desta Norma conforme 3.43.1 a 3.43.3

3.43.1**aparelho autônomo de proteção respiratória**

aparelho que permite ao usuário respirar independentemente da atmosfera ambiente e de qualquer aparato fixo

3.43.2**aparelho de adução de ar**

equipamento constituído de peça facial interligada por meio de mangueira ao sistema de fornecimento de ar, que pode ser obtido por simples depressão respiratória; forçada por meio de ventoinha ou similar e ar comprimido por compressor ou cilindros de ar comprimido

3.43.3**respirador ou máscara de fuga**

aparelho que protege o usuário contra a inalação de atmosferas perigosas em situações de emergência, com risco à vida ou à saúde, durante o escape

3.44**Sistema Flutuante de Produção, Armazenamento e Alívio (“Floating Production Storage and Offloading Unit”) - FPSO**

embarcação com capacidade para processamento e armazenamento de petróleo, e posterior descarregamento para um navio-aliviador (“shuttle tanker”)

3.45**Sistema Flutuante de Armazenamento e Alívio (“Floating Storage and Offloading Unit”) - FSO**

embarcação com capacidade para armazenamento de petróleo, e posterior descarregamento para um navio-aliviador (“shuttle tanker”)

3.46**“stripping”**

manobra de descida (“stripping-in”) ou retirada (“stripping-out”) de coluna pelo BOP fechado e com pressão no poço

3.47**teste de integridade da formação (“Formation Integrity Test”/FIT)**

teste para verificar a resistência a fratura da formação mais frágil abaixo da sapata, limitado a um valor de pressão pré-definido, menor que o valor esperado da pressão de absorção.

3.48**“tie-back”**

reconexão do revestimento: pode ser do “liner” até a cabeça do poço, “tie-back” do “liner”, ou pode ser da cabeça do poço submarino ao “moon-pool” da plataforma auto-elevatória, “tie-back” do “riser”

3.49**tolerância ao “kick”**

máxima pressão de poros equivalente (lb/gal) que pode gerar um “kick” com o fluido em uso, de volume e densidade definidos, sem fraturar a formação mais fraca exposta imediatamente após o fechamento do poço

3.50**“Trenzinhos de Alívio” FPSO/FSO**

denominação da configuração “em tandem” de um FPSO (ou monobóia) mais cabo de atracação (“hawser”), mais navio aliviador (“shuttle tanker”), mais cabo de reboque, mais rebocador “puxador”, representado nos mapas de restrições pelo raio de influência do “trenzinho de alívio” FPSO/FSO (“Floating Production Storage and Offloading Unit / Floating Storage and Offloading Unit”)

3.51**UPS (“Uninterruptible Power Supply”)**

sistema dotado de um conjunto de baterias que fornece energia elétrica ao sistema de controle dos equipamentos quando houver queda de energia do sistema primário da sonda

3.52**Válvulas de Segurança Interna de Coluna**

válvulas utilizadas para o fechamento do interior das colunas de trabalho, com as seguintes finalidades:

- a) prevenir ocorrência de “blowout” pelo interior da coluna (válvula de segurança de coluna);
- b) proteger os equipamentos de baixa pressão do sistema de circulação da sonda (válvula de segurança de coluna, válvulas do “kelly” ou do “top drive”);
- c) possibilitar a realização de operação de “stripping” (“inside-BOP” ou “drop-in check valve”).

4 Requisitos Gerais

4.1 A análise de todos os aspectos relacionados com a sonda e as operações que devem ser executadas é considerada essencial, especialmente nos assuntos que envolvem segurança operacional e proteção ao meio ambiente, inclusive elementos de CSB do poço.

4.2 Na perfuração de poços com possibilidade de presença ou em zonas portadoras de Gás Sulfídrico (H₂S), seguir as recomendações referentes estas situações citadas nesta Norma.

4.3 Devem ser realizadas reuniões de segurança antes do início de cada operação crítica, com todos os envolvidos tendo por objetivo a conscientização quanto aos aspectos de segurança pessoal e operacional desta operação. Estas reuniões devem ter lista de presença e ser registrada em sistema (s) corporativo (s) da PETROBRAS.

4.4 Se houver mudanças no projeto, durante a execução do poço, que impliquem na redução da segurança operacional e de segurança do meio ambiente, as alterações devem seguir os preceitos e padrões de gestão de mudança existentes, com registro das alterações propostas e dos riscos envolvidos, antes do prosseguimento das operações.

4.5 Assegurar que todas as aprovações de órgãos reguladores sejam obtidas antes de iniciar as operações e que todas as licenças necessárias estejam disponíveis.

4.6 Disponibilizar na cabine do sondador, no escritório do fiscal e/ou encarregado da sonda (OIM), um diagrama esquemático mostrando no mínimo:

- a) arranjo do BOP com a indicação da gaveta de “hang off” e sua capacidade de carga;
- b) distância entre a mesa rotativa e os componentes do BOP e a cabeça do poço;
- c) distância entre as gavetas e os preventores anulares.

4.7 Disponibilizar na cabine do sondador, tabela ou gráfico das pressões de acionamento do preventor anular para operações de “stripping”, quando disponibilizados pelos fabricantes.

4.8 Em poços de uma mesma unidade marítima (“template” físico ou virtual) e/ou em poços com trajetórias muito próximas, durante a perfuração do poço deve ser estabelecida uma zona de segurança ao redor de toda a trajetória do poço, de forma que:

- do nível do piso da sonda até o leito marinho esta zona tenha um raio maior que o espaçamento entre poços; quando este espaçamento não for igual nas duas direções, o raio deve ser maior do que a maior dimensão (ver Figura 1 abaixo);
- abaixo do leito marinho esta zona tenha um raio maior do que o espaçamento entre poços (ver sub-item acima) ou 1,5 % da profundidade vertical abaixo do leito marinho, o que for maior.

4.8.1 Não são permitidas operações simultâneas dentro desta zona de segurança. Os poços em produção dentro desta zona devem ser fechados.

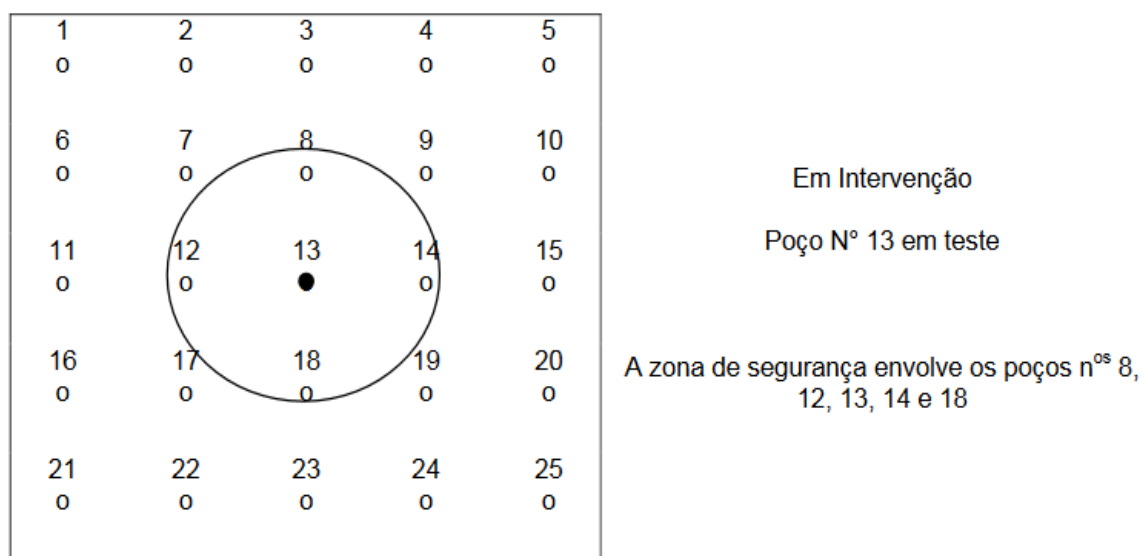


Figura 1 - Exemplificação de Poços Vizinhos

4.9 As unidades de perfuração devem dispor dos equipamentos de detecção de “kicks” em pleno funcionamento, conforme especificado na Norma PETROBRAS [N-2753](#).

4.9.1 Além dos equipamentos citados na Norma PETROBRAS [N-2753](#), devem dispor dos equipamentos mínimos necessários para a detecção de “kick”:

- registrador de taxa de penetração;
- medidor de pressão e velocidade das bombas de lama;
- detector de gases, inclusive H_2S ;
- balança densimétrica.

4.10 A cada mudança de locação, medir e registrar a eficiência volumétrica das bombas de fluido de perfuração.

NOTA A eficiência volumétrica é de fundamental importância para o controle do “kick”, assim sendo havendo suspeita de variação da eficiência volumétrica, deve ser efetuada uma nova medição.

4.11 Todas as unidades de perfuração em poços marítimos devem ser dotadas de sistema fixo de detecção de H_2S , com sensores distribuídos nos seguintes locais:

- a) plataforma de perfuração;
- b) peneiras;
- c) tanques de lama;
- d) sala de bombas de lama;
- e) linha de retorno do fluido de perfuração do poço (“bell nipple”);
- f) convés inferior do BOP ou convés mais inferior da sonda/plataforma (“moon pool”);
- g) sistema de admissão de ar para as acomodações;
- h) sistema de admissão de ar para os compressores de ar de serviço.

4.12 Todas as unidades de perfuração em poços terrestres devem ser dotadas de sistema fixo de detecção de H_2S , com sensores distribuídos nos seguintes locais:

- a) plataforma de perfuração;
- b) peneiras;
- c) subestrutura da sonda.

4.13 Os registros de teste de pressão (linhas e equipamentos) devem estar válidos de acordo com o plano de manutenção da unidade.

4.14 Adotar planilha padrão de controle de poço cujos dados referentes às informações prévias devem ser mantidos atualizados.

4.15 Antes do início do poço, deve ser verificado o alinhamento do plano de emergência da unidade de perfuração com o plano de emergência local, conforme estabelecido no projeto de perfuração.

4.16 Sempre que o BOP for fechado o “riser” deve ser monitorado pelo tanque de manobra, exceto nos casos de utilização de sistemas MPD em que o monitoramento é efetuado pelo próprio sistema MPD.

4.17 Dispor de procedimento para lidar com gás residual abaixo do BOP para sua abertura, após circulação de “kick” ou reconexão após desconexão de emergência (poços com BOP submarino).

5 Locações de Poços com a possibilidade ou presença de gás sulfídrico (H_2S)

5.1 Verificar se os componentes (materiais, equipamentos, etc.) da unidade estão atendendo ao estabelecido no projeto da perfuração conforme Norma PETROBRAS [N-2752](#).

5.2 A unidade deve ser posicionada sempre que possível com seus componentes distribuídos sobre a locação, tal que a direção predominante dos ventos disperse os gases das áreas de cabeça de poço, “choke manifold”, queimadores, separadores, tanques de lama, peneiras, desgaseificadores e diques de lama, para longe de fontes potenciais de ignição e locais permanentemente habitados.