

REQUISITOS MÍNIMOS DE SEGURANÇA DE POÇO PARA A ELABORAÇÃO DE PROJETOS DE PERFURAÇÃO DE POÇOS MARÍTIMOS

Procedimento

Esta Norma substitui e cancela a sua revisão anterior.

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."

CONTEC

Comissão de Normas
Técnicas

SC - 37

Segurança de Poço

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 mínimos de segurança de poço para a elaboração de projetos de perfuração de poços marítimos.

1.2 Esta Norma se aplica a procedimentos iniciados 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 contêm prescrições válidas para a presente Norma.

PETROBRAS N-1860	- Segurança nas Operações Simultâneas em Plataformas Marítimas;
PETROBRAS N-2253	- Segurança em Teste de Formação e de Produção;
PETROBRAS N-2282	- Segurança em Teste de Formação e de Produção na Presença de Gás Sulfídrico (H ₂ S);
PETROBRAS N-2351	- Segurança na Perfuração de Poços na Presença de Gás Sulfídrico (H ₂ S);
PETROBRAS N-2753	- Equipamentos do Sistema de Controle de Poço das Sondas de Perfuração, Completação e Intervenção em Poços de Petróleo;
PETROBRAS N-2754	- Capacitação de Pessoal em Controle de Poços;
PETROBRAS N-2755	- Prevenção e Controle de "Kicks";
API BULL 5C2	- Bulletin on Performance Properties of Casing, Tubing, and Drill Pipe;
API RP 13B	-
API RP 16E	- Recommended Practices for Design of Control Systems for Drilling Well Control Equipment;
API RP 53	- Blowout Prevention Equipment Systems for Drilling Wells;
API RP 64	- Recommended Practices for Diverter Systems Equipment and Operations;
API SPEC 16D	- Specification for Control Systems for Drilling Well Control Equipment;
NACE MR0175	- Petroleum and Natural Gas Industries Materials for use in H ₂ S-Containing Environments in Oil and Gas Production - Part 1: General Principles for Selection of Cracking-Resistant Materials - Part 2: Cracking-Resistant Carbon and Low Alloy Steels, and the use of Cast Irons - Part 3: Cracking-Resistant CRAs (Corrosion-Resistant Alloys) and other Alloys Item No 21306.

3 DEFINIÇÕES

Para os propósitos desta Norma são adotadas as definições indicadas nos itens 3.1 e 3.2.

3.1 Tolerância ao “Kick” (KT)

Máximo volume de “kick” que pode ser tomado e circulado sem fraturar a formação mais fraca exposta. Depende da massa específica do fluido em uso, gradiente de fratura da formação mais fraca, gradiente de pressão de poros, geometria do poço e volume e densidade do fluido invasor.

3.2 Poços HPHT

Poços cujo gradiente de pressão de poros é superior a 0,8 psi/ft (2,62 psi/m) ou pressão esperada na cabeça (pressão da formação descontada da pressão devida à coluna de gás) é superior a 10 000 psi e a temperatura estática no fundo do poço é superior a 300 °F.

4 OBRIGATORIEDADE DE POÇO PILOTO

4.1 Objetivos

O objetivo da perfuração de um poço piloto até a profundidade prevista para o assentamento do revestimento de superfície, é identificar a existência de reservatórios rasos portadores de hidrocarbonetos (gás e/ou óleo), água e hidratos e caso ocorra, aumentar a possibilidade de desmoronamento e/ou abandono do poço de uma forma segura impedindo que ocorra o influxo para o fundo do mar e redefinindo a locação do poço principal.

4.2 Riscos Associados

4.2.1 Quando ocorre zona de HC ou hidratos em formações rasas, há um aumento de riscos de acidentes na operação de perfuração de poços.

4.2.2 Os riscos a vidas humanas e equipamentos estão relacionados à possibilidade de entrada em produção desses reservatórios.

4.2.3 Os riscos de poluição ambiental estão associados ao influxo descontrolado de gás, óleo ou água para o leito do oceano.

4.3 Informações Básicas para Verificar a Necessidade de Perfuração do Poço Piloto

Possibilidade de existir reservatórios rasos até a profundidade da sapata do revestimento de superfície.

4.3.1 Identificação do Fluido

Hidrocarbonetos (gás e/ou óleo) ou água. No caso de óleo, verificar se não é “óleo morto”.

4.3.2 Previsão da Pressão de Poros

Possibilidade de existir falhas geológicas comunicantes entre reservatórios superficiais e profundos.

4.4 Perfuração do Poço Piloto

Deve-se perfurar o poço piloto nos casos abaixo:

- a) quando se estiver perfurando com sondas flutuantes; e
- b) quando houver previsão de ocorrência de hidratos até a sapata do revestimento de superfície; ou
- c) área aonde não se disponha de alguma das informações do item 4.3; ou
- d) existir a possibilidade de ocorrência de reservatórios rasos:
 - que não seja de “óleo morto”; e
 - que tenha pressão de poros acima do gradiente da água do mar na locação.

4.5 Requisitos de Segurança para a Perfuração do Poço Piloto

4.5.1 Recomenda-se que o diâmetro do poço piloto seja de 8 1/2”. **[Prática Recomendada]**

4.5.2 A profundidade final do poço piloto deve ser igual à profundidade prevista de assentamento do revestimento de superfície.

4.5.3 Utilizar “float valve” na coluna.

4.5.4 Manter na plataforma 1 válvula de segurança de coluna “inside BOP” pronto para ser utilizada, prevista na norma PETROBRAS [N-2753](#).

4.5.5 Recomenda-se utilizar junta de segurança de perfuração na coluna com a finalidade de desconexão da coluna após a cimentação de abandono. **[Prática Recomendada]**

Nota: O comprimento dos DPs deve ser calculado considerando que na profundidade final a junta de segurança esteja posicionada ao nível do fundo do mar.

4.5.6 Broca sem jatos.

4.5.7 Manter em estoque volume de “kill mud” correspondente, ao mínimo, de 1,5 vez o volume do poço piloto.

4.5.8 Utilizar ROV/TV, gravando em vídeo, para verificar a presença de HC no leito marinho.

4.5.9 Caso se verifique fluxo de gás, verificar sua intensidade:

- a) caso a intensidade do fluxo após 3 horas não diminua, descer coluna até o fundo do poço e cimentá-la;
- b) caso contrário, ou seja, exista uma tendência para extinção do fluxo, retirar a coluna, mover a sonda para a locação prevista e preparar para iniciar o poço principal.

5 ANÁLISE DE ANTICOLISÃO DE POÇOS

5.1 Objetivos

Analisar as possibilidades de um poço em perfuração colidir com outro poço.

5.2 Riscos Associados

Colisão entre poços pode provocar um “blowout”, perda dos poços, de tempo e equipamento.

5.3 Informações Básicas para a Análise de Anticollisão

5.3.1 Levantamento das coordenadas das cabeças de poços que estão dentro do círculo com raio de 10 km ao redor do poço a ser perfurado.

5.3.2 Registros direcionais dos poços selecionados anteriormente.

5.3.3 Projeto direcional do poço a ser perfurado.

5.4 Procedimento de Análise de Anticollisão de Poços

Deve ser feita análise de anticollisão de poços em todos os poços cujas cabeças estão dentro de um círculo de raio de 10 km em torno do poço em projeto e em desvios.

5.5 Critérios para Análise de Anticollisão

5.5.1 Cone de Incertezas

Cone cujo raio é igual a 1,5 % da profundidade vertical abaixo do leito marinho (profundidade vertical menos lâmina d'água).

5.5.2 Se existir algum poço cujo cone de incertezas interceptar o cone de incertezas do poço em projeto, a trajetória do poço em projeto deve ser alterada.

5.6 Recomendações

Recomenda-se que em todos os poços verticais e/ou direcionais, sejam feitos os registros de inclinação e direção para mapeamento da trajetória dos poços seguindo os procedimentos vigentes. **[Prática Recomendada]**

6 CURVAS DE PRESSÃO DA FORMAÇÃO PARA PROJETO

6.1 Objetivo

Determinar que curvas de pressão da formação são relevantes para a elaboração do projeto de poço sob o ponto de vista de segurança.

6.2 Riscos Associados

As incertezas inerentes ao processo de aquisição e interpretação dos dados para obtenção das curvas de pressões, ponto crítico de qualquer projeto, podem levar a erros nas seguintes definições:

- a) massa específica do fluido de perfuração;
- b) profundidade de assentamento das sapatas;
- c) dimensionamento dos revestimentos.

6.3 Curvas de Pressão Relevantes

Devem ser considerados os seguintes tipos de pressão:

- a) pressão de poros:
 - mínima;
 - mais provável (imprescindível);
 - máxima;
- b) pressão de sobrecarga ("Overburden");
- c) pressão de fratura (imprescindível);
- d) pressões de colapso:
 - inferior;
 - superior.

6.4 Recomendações Adicionais

Para obter a curva de pressão de poros devem ser estudadas as:

- a) curvas de pressões de poros dos poços de correlações obtidas:
 - por perfis elétricos: resistividade/condutividade, sônico, densidade, nêutron porosidade, "gama ray"/espectrometria;
 - por equipamentos enquanto perfurando: (interpretação de Unidade "Mud Logging" utilizando expoente "D" e Sigmalog, LWD/MWD, etc.);
- b) não-conformidades observadas nos poços de correlação associadas com as massas específicas dos fluidos de perfuração (estáticos e dinâmicos):
 - desmoronamentos;
 - "kicks";

- prisões diferenciais;
 - colapso devido à ocorrência de sal;
 - características anormais dos cascalhos;
 - variação da taxa de penetração não associada com alteração de litologia;
 - presença de falhas;
 - torques elevados;
 - “overpull” e “drag”;
 - etc.;
- c) informações obtidas através do fluido de perfuração:
- detecção de gás dissolvido no fluido de perfuração;
 - variação da densidade do fluido de perfuração;
 - temperatura do fluido de perfuração;
 - resistividade do fluido de perfuração;
- d) dados dos testes de formação (DST, RFT e MDT) dos poços de correlação;
- e) curvas de pressões de poros do poço em projeto, baseado em interpretação sísmica.

7 CRITÉRIO DE TOLERÂNCIA AO “KICK”

7.1 Objetivos

Definir os critérios para utilização do conceito de tolerância ao “kick” no projeto de perfuração de poços.

7.2 Riscos Associados

A falta, não utilização ou utilização incorreta do conceito de tolerância ao “kick” pode levar à fratura da formação exposta mais frágil durante o controle de um poço no caso da ocorrência de um “kick”. Tal situação pode levar à perda de controle do poço.

7.3 Informações Básicas para Utilização do Critério

Na condição de fechamento do poço deve ser considerado o descrito nos itens 7.3.1 e 7.3.2.

7.3.1 Cálculo da Máxima Pressão de Poros para um Cenário em que é Conhecida a Profundidade Final da Fase Anterior

Equação utilizada para a elaboração do projeto da superfície para a profundidade final.

$$\rho_{kt} = \frac{D_f}{D_h} (\rho_f - \rho_{mud}) - \frac{H_k}{D_h} (\rho_{mud} - \rho_k) + \rho_{mud}$$

Onde:

- ρ_{kt} = massa específica equivalente de pressão de poros a partir da qual ocorreria a fratura da formação de menor resistência;
- D_h = profundidade de análise do poço;
- D_f = profundidade do menor gradiente de fratura e/ou absorção obtido na fase;
- H_k = altura ocupada pela mistura do fluido invasor no espaço anular do poço;
- ρ_{mud} = massa específica do fluido de perfuração;

ρ_f = massa específica equivalente de fratura/absorção mínima da fase;
 ρ_k = massa específica do fluido invasor.

Nota: Valor de ρ_{kt} deve ser comparado com a curva de pressão de poros definida no item 7.3.2, para determinar a possível profundidade de assentamento da sapata.

7.3.2 Cálculo da Pressão de Fratura Requerida para um Cenário em que é Conhecida a Profundidade Final da Fase em Questão

Equação utilizada para a elaboração do projeto da profundidade final para a superfície.

$$\rho_f = \frac{D_h}{D_f}(\rho_{kt} - \rho_{mud}) + \frac{H_k}{D_f}(\rho_{mud} - \rho_k) + \rho_{mud}$$

Nota: Valor de ρ_f deve ser comparado com a curva de massa específica equivalente de fratura a ser definida no item 7.4.7 para determinar a possível profundidade de assentamento da sapata.

7.4 Condições para Utilização do Critério da Tolerância ao “Kick”

7.4.1 Aspectos Gerais

7.4.1.1 Deve ser utilizado o critério da tolerância ao “kick”, na condição de fechamento, para determinação da profundidade de assentamento das sapatas dos revestimentos em todos os poços.

7.4.1.2 Nos casos em que o critério da tolerância ao “kick” for o fator limitante para determinação da profundidade de assentamento da sapata, deve-se fazer uma análise mais precisa levando-se também em consideração a situação dinâmica de controle de poço. Nestes casos, recomenda-se a utilização de simuladores mais completos que consideram o escoamento bifásico da mistura.

7.4.1.3 Caso seja necessário, considerar a condição dinâmica do poço, o método de combate ao influxo considerado deve ser o método do sondador com a circulação somente pela linha de “choke”.

7.4.2 Massa Específica do Fluido de Perfuração (ρ_{mud})

Utilizar o valor mínimo calculado de acordo com o Capítulo 10 desta Norma.

7.4.3 Massa Específica do Fluido Invasor (ρ_k)

7.4.3.1 Caso a geologia confirme que não existe HC na fase em análise, o fluido invasor deve ser considerado água salgada. Caso se desconheça a sua massa específica, adotar 8,6 lb/gal.

7.4.3.2 Caso a geologia confirme que existe HC na fase em análise e que não existe a possibilidade de ter capa de gás ou que seja óleo sem gás em solução, o fluido invasor deve ser considerado óleo. Caso se desconheça a sua massa específica, adotar 7,0 lbm/gal.

7.4.3.3 Nas demais situações considerar gás com massa específica obtida pela formula:

$$\rho_k = \frac{0,361 \cdot \gamma \cdot P}{Z \cdot (T + 460)}$$

Onde:

- P = pressão do reservatório, em psia;
- γ = densidade relativa do gás (caso desconheça considerar $\gamma = 0,6$);
- T = temperatura do reservatório em °F;
- Z = fator de compressibilidade do gás (caso se desconheça considerar Z = 1);
- ρ_k = massa específica do fluido invasor, em lbm/gal.

7.4.4 Altura Estimada do Influxo (H_k)

7.4.4.1 É recomendável que seja feita uma avaliação da sonda a ser utilizada na perfuração do poço no tocante a sua capacidade de detecção, reação e fechamento do poço para controle de um “kick”. Nessa avaliação devem ser consideradas as seguintes parcelas para compor o volume de influxo estimado: **[Prática Recomendada]**

- a) (V_d): o volume mínimo de ganho associado com a precisão dos equipamentos de detecção, arranjo e características físicas dos tanques de fluido existentes na sonda;
- b) (V_a): o volume adicional de ganho, decorrente do processo de tomada de decisão entre a detecção e o acionamento do BOP;
- c) (V_i): o volume estimado que entra no poço entre o acionamento e o completo fechamento do BOP.

7.4.4.2 Caso essa avaliação não seja realizada, o volume do fluido invasor deve ser considerado de 25 bbl para poços com diâmetros maiores ou iguais a 12 1/4” e 20 bbl para poços com diâmetros menores.

7.4.4.3 O volume do fluido invasor, obtido acima, deve ser utilizado para estimar altura do influxo de acordo com a geometria do poço e considerando contínuo o volume do fluido invasor distribuído a partir da profundidade de análise.

7.4.5 Profundidade de Análise (D_h)

Considera que se o poço for exploratório a profundidade de análise deve ser a do final da fase, se o poço for explotatório a profundidade de análise deve ser a do intervalo produtor.

7.4.6 Gradiente de Pressão de Poros do Fluido Invasor

7.4.6.1 Deve ser considerada a pressão de poros máxima prevista caso esteja disponível de acordo com o item 6.1 desta Norma.

7.4.6.2 Caso não seja possível obter a pressão máxima definida anteriormente, utilizar a pressão de poros mais provável prevista acrescida de uma incerteza que pode ser definida pelas características da locação a ser perfurada, devendo ser menor ou igual a + 0,5 lb/gal.

7.4.7 Gradiente de Fratura (ρ_f)

Deve ser considerado a curva de massa específica equivalente de fratura, mais conhecida como curva de gradiente de fratura, prevista de acordo com o item 6.3 desta Norma, sem considerar fator de segurança.

8 CRITÉRIOS PARA ASSENTAMENTO DE SAPATA

8.1 Objetivo

Determinar as profundidades de assentamento das sapatas dos revestimentos levando-se em consideração os aspectos de segurança.

8.2 Riscos Associados

Ocorrência de “blowout”.

8.3 Informações Básicas

- a) dados dos poços de correlação: perfis, gradiente pressão de poros, gradiente de fratura, informações da operação, testes de absorção, “microfracs”, etc.;
- b) prospecto geológico;
- c) o diâmetro mínimo da última fase:
 - poços exploratórios - obtido com a geologia;
 - poços explotatórios - obtido com o reservatório e elevação e escoamento;
- d) curvas de pressão do poço em projeto:
 - curva de pressão de poros;
 - curva de pressão de colapso inferior (quando disponível);
 - curva de pressão de colapso superior (quando disponível);
 - curva de pressão de fratura;
 - curva de pressão de sobrecarga;
- e) laudo faciológico / geológico das formações superficiais;
- f) massa específica mínima estática do fluido de perfuração Capítulo 10 desta Norma;
- g) massa específica máxima dinâmica do fluido de perfuração Capítulo 10 desta Norma.

8.4 Métodos de Assentamento de Sapatas de Revestimento

Um poço pode ser projetado através dos 2 procedimentos descritos nos itens 8.4.1 e 8.4.2.

8.4.1 Posicionando as Sapatas de Revestimento da Superfície para a Profundidade Final (“Top to Bottom”)

Este procedimento resulta que as fases mais superficiais, de maiores diâmetros, tenham um maior comprimento gerando um poço mais caro. Como vantagem, gera uma flexibilidade maior de aprofundamento do poço, condição importante em poços exploratórios.

8.4.2 Posicionando as Sapatas de Revestimento da Profundidade Final para a Superfície (“Bottom to Top”)

Este procedimento resulta que as fases mais profundas, de menores diâmetros, tenham um maior comprimento gerando um poço mais barato. Como desvantagem, pode não existir uma flexibilidade de aprofundamento do poço.

8.5 Determinação do Comprimento Máximo de Cada Fase

O comprimento máximo de cada fase deve ser o menor valor entre as parcelas citadas nos itens 8.5.1 a 8.5.9.

8.5.1 Considerando os requisitos da geologia, reservatório, completação ou elevação/escoamento.

8.5.2 Verificando as limitações impostas devido à operação de revestimento/cimentação.

8.5.3 Considerando os requisitos do projeto do direcional.

8.5.4 Considerando a necessidade de cobrir zonas de sal.

8.5.5 Considerando a necessidade de cobrir zonas de perdas de circulação ou depletadas.

Nota: O menor comprimento entre os valores obtidos nos itens 8.5.1 a 8.5.5 deve ser considerado o Comprimento Preliminar da Fase (C_{pf}).

8.5.6 Considerando o ECD:

- a) identificar o maior valor na curva de massa específica mínima estática, obtida de acordo com os critérios definidos no Capítulo 7 desta Norma, no intervalo em análise; em princípio, este valor define a massa específica mínima de fluido necessário para perfurar a fase em questão;
- b) gerar a curva de massa específica dinâmica (ECD) do fluido do início ao fim do trecho em análise, considerando o valor obtido na alínea a) e a vazão máxima de perfuração do trecho;
- c) verificar em que profundidade a curva gerada na alínea b) intercepta a curva de massa específica máxima dinâmica obtida com base nos critérios definidos no Capítulo 7 desta Norma;
- d) calcular o comprimento do trecho definido com a profundidade calculada na alínea c);

- e) deve ser mantido o valor do C_{pf} caso este valor seja menor que o comprimento obtido na alínea d); caso contrário, o C_{pf} deve ser, em princípio, substituído pelo comprimento obtido na alínea d); neste caso, retornar a alínea a) para reanalisar o novo trecho quanto à circulação do fluido.

8.5.7 Considerando Critérios da Tolerância ao “Kick”

Determinar o comprimento máximo da fase de acordo com os critérios estabelecidos no Capítulo 4 desta Norma. Deve ser mantido o valor do C_{pf} caso este valor seja menor que o comprimento obtido pela tolerância ao “kick”. Caso contrário, o C_{pf} deve ser substituído pelo comprimento obtido através da tolerância ao “kick”.

8.5.8 Considerando as Limitações Impostas pela Análise do Torque / “Drag”

Checar o C_{pf} calculado anteriormente quanto às limitações do torque e “drag”. Caso não passe, verificar a possibilidade de alterar os parâmetros que afetem a análise de torque e “drag” ou, em ultima análise, determinar o novo C_{pf} de modo a permitir que a perfuração da fase não exceda os limites da coluna de perfuração e que permita a descida do revestimento.

8.5.9 Considerando a necessidade dos revestimentos superficiais cobrirem lençóis freáticos.

8.6 Determinação da Máxima Pressão de Poros e do Máximo Volume de Influxo para que não Ocorra Fratura da Formação

Com a profundidade da sapata do revestimento escolhida pelo menor comprimento entre os valores obtidos nas condições descritas nos itens 8.5.1 a 8.5.9, deve ser feito cálculo, descrito nos itens 8.6.1 e 8.6.2 cujos resultados devem constar no projeto do poço.

8.6.1 Mantendo o volume de influxo estimado, calcular qual seria a máxima pressão de poros do fluido invasor, no final da fase, para que não ocorra fratura da formação.

8.6.2 Mantendo a pressão de poros do fluido invasor, calcular qual seria o máximo volume de influxo, no final da fase, para que não ocorra fratura da formação.

9 CRITÉRIO PARA DIMENSIONAMENTO DE COLUNAS DE REVESTIMENTO

9.1 Objetivos

Estabelecer os critérios para o dimensionamento de colunas de revestimento respeitando as normas de segurança operacional e meio ambiente.

9.2 Riscos Associados

A falha do revestimento pode causar danos materiais, danos ao reservatório, provocar acidentes que envolvam riscos de vidas humanas e danos ao meio ambiente.

9.3 Definições

9.3.1 Fase Atual

Fase do poço que está sendo perfurada e a seguir deve ser revestida.

9.3.2 Fase Anterior

Fase que já foi perfurada e revestida e a partir da qual se está aprofundando o poço.

9.3.3 Fase Seguinte

Fase que ainda não foi perfurada, mas cujas características, como por exemplo, pressão de poros, define o dimensionamento do revestimento da fase atual.

9.3.4 Resultante de Carga

Resultante do carregamento atuante em cada ponto da coluna de revestimento. Como exemplo, tem-se para o esforço de colapso:

$$C = P_a - P_i$$

Onde:

C = resultante de carga, psi;

P_a = pressão atuando externamente no revestimento;

P_i = pressão atuando internamente no revestimento;

9.3.5 Resultante de Trabalho

Corresponde ao esforço para o qual o revestimento deve ser projetado, sendo igual a resultante de carga multiplicada pelo fator de segurança:

$$C_t = (P_a - P_i) FS$$

Onde:

C_t = é a resultante de trabalho para o dimensionamento.

9.4 Métodos de Dimensionamento de Revestimentos

9.4.1 Método Uniaxial

Nesse método, os esforços de colapso, pressão interna e tração para os quais os revestimentos estão sendo dimensionados são independentes.

9.4.2 Método Triaxial

Esse método considera a situação física mais próxima da realidade de um poço de petróleo, em que os revestimentos, em cada ponto, estão submetidos a um esforço combinado de tração ou compressão e pressão, interna ou externa. A aplicação de uma análise triaxial é recomendada principalmente para os projetos mais complexos, relacionados com revestimentos profundos, trajetória complexa, poços HPHT, etc., obtendo-se com isso uma distribuição mais realista dos esforços atuantes, segundo os princípios da teoria da elasticidade, o que traz uma possibilidade de otimizar o dimensionamento em relação aos métodos tradicionais [uniaxiais e biaxiais (API)].

9.4.3 Elipse de Tensões

Define os limites de tensão axial (tração ou compressão) versus pressão interna ou externa dentro do qual um tubo de revestimento deve estar trabalhando no regime elástico.

9.4.4 Envoltória API

Define uma região dentro do qual o tubo não falha, considerando as resistências a tração (compressão), pressão interna e colapso, definidas na norma API BULL 5C2. Para o colapso, a envoltória API considera ainda a redução devida à tração. Caso os tubos a serem utilizados não sejam especificados fora da norma API, estes tubos são chamados de "Proprietary Grades", sendo que nesse caso a envoltória de resistências deve ser construída com base nos valores especificados pelo fabricante do tubo.

9.5 Critérios para o Dimensionamento

No dimensionamento pelo método triaxial, a envoltória de resistência do tubo é dada pela combinação da elipse de tensões com a envoltória API, conforme FIGURA 1. A região hachurada define os limites de trabalho para o revestimento.

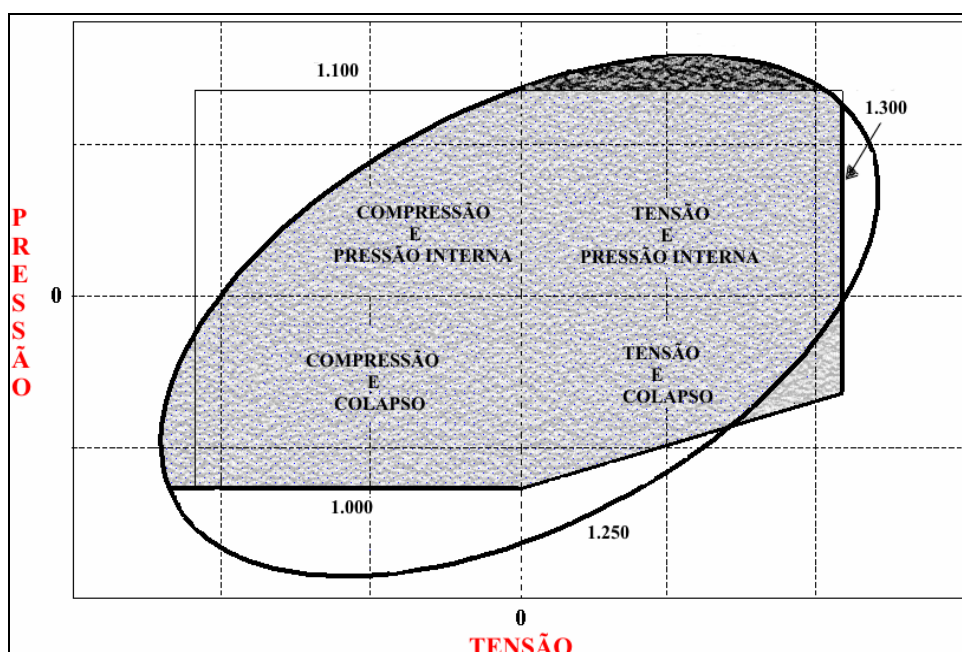


FIGURA 1 - COMBINAÇÃO DA ELIPSE DE TENSÕES COM A ENVOLTÓRIA API