



DIRETRIZES PARA PROJETO E CONSTRUÇÃO DE POÇOS MARÍTIMOS

Novembro de 2022

Copyright © 2022 Instituto Brasileiro de Petróleo e Gás (IBP)

Todos os direitos reservados ao Instituto Brasileiro de Petróleo e Gás (IBP).

A reprodução não autorizada desta publicação, por qualquer meio, seja total ou parcial, constitui violação da Lei nº 9610/98 (Lei de Direitos Autorais).

Dados internacionais de Catalogação na Publicação (CIP)

Elaborada pela biblioteca do Centro de Informação e Documentação Hélio Beltrão – IBP

159 Instituto Brasileiro de Petróleo e Gás
Diretrizes para projeto e construção de poços marítimos /
Instituto Brasileiro de Petróleo e Gás, Associação Brasileira de Empresas
de Exploração e Produção de Petróleo e Gás. – Rio de Janeiro: IBP, 2022.
127 p. : il. color. ; 2 MB. - (Caderno de boas práticas de E&P)
Formato: e-book em PDF.
Modo de acesso: www.ibp.org.br/biblioteca
ISBN: 978-65-88039-15-1
1. Engenharia do petróleo - Planejamento. 2. Poços de petróleo.
I. IBP. II. Associação Brasileira de Empresas de Exploração e Produção de
Petróleo e Gás. III. ABEP. IV. Título.
CDD 622.338

www.ibp.org.br



IBP - Instituto Brasileiro de Petróleo e Gás
Avenida Almirante Barroso, 52 - 21º e 26 andares
Centro, Rio de Janeiro-RJ – CEP: 20031-918
Tel.: (+55 21) 2112-9000

O Grupo de Trabalho para a elaboração e revisão das Diretrizes foi composto dos seguintes membros (em ordem alfabética):

Ademir Heleno	Fábio Gonçalves Torres de Almeida	Luiz Felipe de Castro Lourenço
Adriana Hargreaves	Felipe de Souza Terra	Luna Viana
Aguinaldo de Souza Faria Junior	Filipe Sant'Ana	Manoela Teixeira Lopes
Alex Pereira	Francisco Carlos Couvre Junior	Marcela Francisco
Alexandre Brambila Falchetto	Francisco Francilmar	Marcello Marques
Alfonso Humberto Celia Silva	Gabriel Camargo	Marcelo Victor Tomaz de Matos
Alice Claussen Almeida de Souza	Gabriel da Silva Felipe	Marcos Coradini Tolfo (Coordenação Geral)
André Alonso Fernandes	Gabriela Cavalvante da Silva	Marcos Correa Weidlich
André Falex	Gilberto Rafainer	Marcos Lourenço Lopes
André Moraes Vieira	Gilson Campos	Marcus Vinicius Duarte ferreira
André Pena de Oliveira	Giovani Ferreira Machado	Marcus Vinicius Giollo Cesar
André Santos Dória	Guilherme Ciraudó	Maria Augusta Nogueira
Antonio Carlos Vieira Martins Lage	Guilherme Negreiros Weihrauch	Matheus Henrique Pedrassa
Antonio Moreira Ferreira	Guilherme Silveira	Matthew Waters
Bernardo Brandão Gobbi	Guilherme Siqueira Vanni	Mauro Rausis
Brad Stanley	Gustavo Arruda	Miguel Maia
Bruno Resende da Silveira	Gustavo Ribeiro Borin	Nathan Biddle
Carlos Alexandre Belo Castilho	Igor Valle Duarte	Nelson Moreira Júnior
Carlos Henrique Marques de Sá	Isac Alexandre Martinello	Nivea Boechat
Carlos Pedroso	Ivan Mendes Sales	Paula Panaro
Carlos Silva	Jacques Braille Saliés	Rafael Camel Albagli
Carolina Bertholdo da Cunha	Jaina Alves	Rafael Fulco
Cesar Luis Dudek	Jean Azeredo	Rafael Peralta Muniz Moreira
Charlton Okama de Souza	Jean Calvi	Reinaldo Akio Tomita
Cláudio Azevedo	João Andrade	Ricardo Magalhães Pioli
Cleidilson Moura dos Santos	João Paulo Sanseverino Abdu	Roberto Vinicius Barragan
Cristiano Agostini	Jorge Ricardo	Rodrigo Sartor
Cristiano de Souza Santos	José França Filho	Rômulo Benites
Danilo Colombo	José Roberto dos Santos	Ronaldo Simões Nascimento Junior
Danilo Signorini Gozzi	José Umberto Arnaud Borges	Rosane Chagas Bonelli (Coordenação Técnica)
Delton Lustosa de Resende	Joseir Gandra Percy (Adicionalmente Ilustrações)	Salomão Costa
Demis Bueno	Juliana Carvalho	Tarcilio Dutra
Djalma Henrique Mendes	Kelliton da Silva Vasconcelos	Thayane Martins
Douglas Ribeiro	Leonardo Marazzo Garcia	Thiago da Silva Piedade
Eduardo Radespiel	Leonardo Mesquita Caetano	Thiago Judson Lima de Oliveira
Eduardo Schnitzler	Luana Chaves	Thiago Monte
Eduardo Ueta	Lucas Shiguemitsu Shigueoka	Thiago Novaes Fernandes (Coordenação Comitê/Técnica)
Elaine Azevedo	Luciano Machado de Almeida	Tiago Santana da Silva
Enrique Barios	Luís Eduardo Azevedo Duccini	
Eric Trammel		

APRESENTAÇÃO

Este documento foi elaborado pela Indústria e Operadoras de Petróleo que atuam no Brasil, com base nas Boas Práticas da Indústria e visando o atendimento à Prática de Gestão 10 do SGIP, nos seus subitens 10.1 e 10.2, Projeto e Construção de Poços Marítimos. Ele serve como um guia de referência para as Operadoras e suas contratadas que atuam no Brasil, definindo requisitos a serem observados no projeto, planejamento e execução das atividades de construção de poços: perfuração, completação e avaliação. Além disso, busca de forma simples e objetiva estabelecer as diretrizes e melhores práticas para minimizar o risco de vazamentos indesejados de fluidos da formação durante a etapa de construção de poços e, desta forma, a obtenção da integridade do poço para as etapas posteriores do ciclo de vida do mesmo.

SUMÁRIO

Apresentação	4
1. Introdução	23
2. Conjuntos solidários de barreira de segurança (CSBs)	24
2.1 Definição de CSBs	24
2.2 Requisitos de CSBs	24
2.2.1 Função e número de CSBs	24
2.2.2 Seleção de CSBs	25
2.2.3 Verificação e testes de CSBs	25
3. Diretrizes gerais para projetos de poços	27
3.1 Introdução e objetivos	27
3.2 Criticidade de poços	27
3.3 Seleção de materiais	28
3.4 Equipamentos do sistema de controle de poço – ESCP (submarino) e <i>diverter</i>	28
3.4.1 <i>Diverter</i>	29
3.4.2 BOP submarino	29
3.4.2.1 Pressão de trabalho do BOP	30
3.4.2.2 Arranjo do BOP	30
3.4.2.3 Capacidade de corte das gavetas cisalhantes	31
3.4.2.4 Resistência à pressão externa	31
3.4.2.5 Sistemas de controle secundário	31
3.4.2.6 Modos de EDS	32
3.4.3 Frequência e critérios de aceitação de testes de BOP	32
3.5 Projeto de perfuração	33
3.5.1 Insumos do projeto de perfuração	33
3.5.2 Projeto de início de poço	34
3.5.2.1 Definição da locação e <i>Shallow Hazards</i>	34
3.5.2.2 Estudo de fundação de poço	35
3.5.2.3 Seleção de cabeça de poço	35
3.5.3 Critério de assentamento de sapata	36
3.5.3.1 Tolerância ao <i>Kick</i>	36

3.5.4	Projeto direcional	37
3.5.4.1	Trajectoria de poço	37
3.5.5	Projeto de fluidos de perfuração	38
3.5.5.1	Fuido de perfuração	38
3.5.5.1.1	Massa específica mínima do fluido de perfuração (em perfuração convencional)	39
3.5.5.1.2	Massa específica mínima do fluido de perfuração (em perfuração não convencional) ...	39
3.5.5.1.3	Massa específica máxima do fluido de perfuração (em perfuração convencional)	40
3.5.6	Projeto de revestimento	40
3.5.6.1	Esforços característicos e cenários de uso	40
3.5.6.2	Carregamentos hidrostáticos	41
3.5.6.3	Cargas axiais de instalação	41
3.5.6.4	Carregamentos térmicos	41
3.5.6.5	Resistências	42
3.5.6.6	Conexões	42
3.5.6.7	Desgaste mecânico	42
3.5.7	Projeto de cimentação	42
3.5.7.1	Diretrizes gerais de cimentação	42
3.5.7.2	Recomendações gerais para ensaio de laboratório e seleção de colchão e pasta de cimento	43
3.5.7.3	Colchão lavador e/ou espaçador	43
3.5.7.4	Pasta de cimento	43
3.5.7.5	Verificação do cimento em anular como ECSB	45
3.5.8	Pré-projeto de poço de alívio	45
3.5.8.1	Requisitos de um pré-projeto de poço de alívio	45
3.5.8.1.1	Definição dos reservatórios principais para análise	46
3.5.8.1.2	Definição das locações contingentes para a construção do poço de alívio	46
3.5.8.1.3	Definição dos pontos de amortecimento e viabilidade técnica de interceptação	46
3.5.8.1.4	Simulação hidráulica da operação de amortecimento	47

3.5.9	Programa de perfuração	47
3.6	Projeto de completação	47
3.6.1	Insumos do projeto de completação	47
3.6.2	Projeto de condicionamento de poço	48
3.6.3	Projeto de fluidos de completação	48
3.6.4	Projeto da completação inferior e cauda intermediária	48
3.6.5	Projeto de estimulação	49
3.6.6	Projeto de contenção de areia	49
3.6.7	Projeto de perfilagem	49
3.6.8	Projeto de canhoneio	49
3.6.9	Projeto de coluna de completação	50
3.6.9.1	Coluna de completação (produção ou injeção)	50
3.6.9.2	Esforços característicos e cenários de uso	50
3.6.9.3	Carregamentos hidrostáticos	50
3.6.9.4	Cargas axiais	51
3.6.9.5	Carregamentos térmicos	51
3.6.9.6	Resistências	51
3.6.9.7	Conexões	51
3.6.9.8	Acessórios de coluna	51
3.6.9.8.1	DSSS - Dispositivo de segurança de subsuperfície	51
3.6.10	Projeto de operações com arame	52
3.6.11	Projeto de operações com flexitubo	52
3.6.12	Projeto de operações com nitrogênio	52
3.6.13	Projeto de instalação de equipamentos submarinos	52
3.6.13.1	Suspensor de coluna	52
3.6.13.2	BAP	53
3.6.13.3	Árvore de Natal	54
3.6.13.4	Capa de produção (<i>Tree Cap</i>)	54
3.6.14	Programa de completação	55
3.7	Projeto de avaliação das formações	55
3.7.1	Insumos para o projeto de avaliação	55
3.7.2	Etapas do projeto de avaliação	55
3.7.3	Coluna de teste	57

3.7.3.1	Árvore submarina de teste (AST)	57
3.7.3.2	Lubricator	57
3.7.3.3	Cabeça de teste	58
3.7.3.4	Fluido de completção	58
3.7.3.5	Esforços característicos e cenários de uso	58
3.7.4	Seleção e <i>layout</i> de equipamentos de superfície	58
3.7.5	Produtos do projeto de avaliação	59
3.7.5.1	Especificação do <i>Packer Fluid</i>	59
3.7.5.2	Esquema da coluna de teste	59
3.7.5.3	Space out da árvore submarina de teste (AST)	59
3.7.5.4	Planta de teste	59
3.7.6	Programa de avaliação	59
3.8	Projeto de abandono	59
3.8.1	Programa de abandono	60
3.9	Análise de riscos	60
4.	Diretrizes gerais para construção de poços	62
4.1	Introdução e objetivos	62
4.2	Premissas e considerações gerais	62
4.2.1	Perfuração	62
4.2.2	Completção	63
4.2.3	Avaliação	64
4.3	Integridade do poço durante a perfuração	64
4.3.1	Introdução	64
4.3.2	Recomendações gerais para compor CSBs na perfuração	64
4.3.3	Procedimentos e simulados de controle de poço para perfuração	65
4.3.3.1	Cenários para ações de controle de poço	65
4.3.3.2	Simulados de ações de controle de poço	65
4.3.4	Exemplos de diagramas de CSB de perfuração	66
4.4	Integridade do poço durante a completção	68
4.4.1	Introdução	68
4.4.2	Recomendações gerais para compor CSBs na completção	68
4.4.3	Procedimentos e simulados de controle de poço para completção	68

4.4.3.1	Procedimentos para ações de controle de poço para completação	68
4.4.3.2	Simulados de ações de controle de poço	69
4.4.4	Exemplos de diagramas de CSB conforme operações de completação	70
4.5	Integridade do poço durante a avaliação	72
4.5.1	Introdução	72
4.5.2	Recomendações gerais para compor CSBs na avaliação	73
4.5.3	Procedimentos e simulados de controle de poço para avaliação	74
4.5.3.1	Procedimentos para ações de controle de poço	74
4.5.3.2	Simulados de ações de controle de poço	74
4.5.4	Exemplos de diagramas de CSB conforme operações de avaliação	75
4.6	Operações de desconexão de BOP submarino	77
4.6.1	Desconexão operacional durante a perfuração	77
4.6.2	Desconexão de emergência	78
4.7	Gestão de mudança	78
4.7.1	Substituição de mesma natureza	78
4.7.2	Mudança propriamente dita	79
4.7.2.1	Identificar mudança	79
4.7.2.2	Analisar mudança	80
4.7.2.3	Planejar mudança	80
4.7.2.4	Autorizar mudança	81
4.7.2.5	Implementar mudança	81
4.7.2.6	Concluir mudança	81
4.8	<i>Well Handover</i>	82
4.8.1	Exemplos de diagrama de CSB para <i>Well Handover</i>	83
5.	Anexo I – Tabelas CAE	85
	Documentos de referência	125

LISTA DE FIGURAS

Figura 1	Exemplo de curvas de geomecânica e de geopressões	38
Figura 2	Perfurando, testemunhando e manobrando com coluna cisalhável ...	66
Figura 3	Manobrando coluna de perfuração não cisalhável	66
Figura 4	Manobrando revestimento não cisalhável	67
Figura 5	Perfurando e testemunhando através da coluna	67
Figura 6	Descendo coluna com extremidade aberta	70
Figura 7	Poço de completção seca (ANC) simples	70
Figura 8	Poço submarino após descida de coluna e assentamento de <i>tubing hanger</i> para assentamento posterior da ANM com SESV	71
Figura 9	Poço submarino completado com ANMH e BCS	71
Figura 10	Poço submarino (ANM) de completção inteligente com seletividade em três zonas produtoras	72
Figura 11	Poço submarino com completção inteligente seletiva	72
Figura 12	Testando: fluxos e estáticas (fluido overbalance no anular)	75
Figura 13	Testando: fluxos e estáticas (fluido underbalance no anular)	75
Figura 14	Testando desconexão de coluna de assentamento	76
Figura 15	Instalação e retirada de equipamento e trocando WL durante o teste	76
Figura 16	Etapas do gerenciamento de mudança	79
Figura 17	Exemplo de diagrama de CSB para poço não surgente com ou sem DSSS	83
Figura 18	Exemplo de diagrama de CSB para poço surgente com DSSS	84

LISTA DE TABELAS

Tabela 1	Número mínimo de CSB x fonte de influxo	24
Tabela 2	Procedimentos de ações de controle de poço na perfuração	65
Tabela 3	Simulados de ações de controle de poço na perfuração	65
Tabela 4	Procedimentos de ações de controle de poço na completação	69
Tabela 5	Simulados de ações de controle de poço na completação	69
Tabela 6	Procedimentos de ações de controle de poço na avaliação	74
Tabela 7	Simulados de ações de controle de poço na avaliação	74

LISTA DE TABELAS CAE

Tabela E1	Acessórios de revestimento com válvulas flutuantes	85
Tabela E2	Árvore de Natal Convencional (ANC)	85
Tabela E3	Árvore de Natal Molhada (ANM)	86
Tabela E4	Árvore de Superfície (<i>Surface Flow Tree/Terminal Head</i>)	87
Tabela E5	Barreira Mecânica de Anular Metaloelastomérica (BMA)	88
Tabela E6	Base adaptadora de produção (BAP)	88
Tabela E7	BOP cabo elétrico (<i>E-line</i>)	89
Tabela E8	BOP de arame	89
Tabela E9	BOP de flexitubo	90
Tabela E10	BOP de perfuração	90
Tabela E11	Cabeça de poço submarino	91
Tabela E12	Cabeça de teste	91
Tabela E13	Cabeça Rotativa de controle (RCD – <i>Rotation Control Device</i>)	92
Tabela E14	Capa da Árvore de Natal Molhada (<i>Tree Cap</i>)	93
Tabela E15	Cimento em anular	94
Tabela E16	Coluna de fluido	95
Tabela E17	Coluna de fluido estaticamente <i>underbalance</i>	96
Tabela E18	Coluna de perfuração	97
Tabela E19	Coluna de produção/injeção	98
Tabela E20	Coluna de <i>Well Test (Drill Stem Test)</i>	98
Tabela E21	Componentes da coluna de teste de formação	100
Tabela E22	Componentes de coluna de produção/injeção	101
Tabela E23	Conjunto da Árvore Submarina de Teste (AST)	102
Tabela E24	Conjunto de ferramentas submarinas	103
Tabela E25	Conjunto de lubrificador e cabeça de injeção de graxa (<i>grease injection head</i>) para cabo elétrico (<i>E-line</i>)	104
Tabela E26	Conjunto de lubrificador e <i>stuffing box</i> para arame (<i>slick-line</i>)	104
Tabela E27	Dispositivo de Segurança de Subsuperfície (DSSS)	105

Tabela E28	Flexitubo	105
Tabela E29	Float Valve em operações MPD (<i>Managed Pressure Drilling</i>)	106
Tabela E30	Formação com fluência	107
Tabela E31	Formação selante	107
Tabela E32	<i>Liner packer/tie-back packer</i>	109
Tabela E33	<i>Lubricator valve</i>	109
Tabela E34	Material alternativo em anular	110
Tabela E35	Não surgência	111
Tabela E36	<i>Packer</i> de abandono	111
Tabela E37	<i>Packer</i> de avaliação	112
Tabela E38	<i>Packer</i> de produção	112
Tabela E39	<i>Pack-off</i> (CVU – Conjunto de Vedação Universal)	113
Tabela E40	<i>Plug</i> do suspensor de coluna	113
Tabela E41	Revestimento	114
Tabela E42	Riser de Completação (DPR, riser dual bore)	114
Tabela E43	Riser de perfuração	115
Tabela E44	<i>Shoe Track</i> cimentado	115
Tabela E45	Sistema de <i>Choke MPD (Managed Pressure Drilling)</i>	116
Tabela E46	Stripper de flexitubo	116
Tabela E47	Suspensor da coluna de produção/injeção (<i>Tubing Hanger</i>)	117
Tabela E48	Suspensor de revestimento	118
Tabela E49	Tampão de cimento	119
Tabela E50	Tampão de material alternativo	120
Tabela E51	Tampão mecânico para coluna de produção/injeção ou revestimento	121
Tabela E52	Válvula de acesso anular da cabeça de poço	122
Tabela E53	Válvula de isolamento da formação	122
Tabela E54	Válvula de retenção	123
Tabela E55	Válvula de segurança de coluna	123
Tabela E56	Válvula de teste (ou válvula testadora)	124
Tabela E57	Válvulas de retenção de flexitubo	124

DEFINIÇÕES, SIGLAS E ABREVIATURAS

Abandono permanente	Situação de um poço na qual há o estabelecimento de Conjuntos Solidários de Barreiras permanentes e não existe interesse de reentrada futura
Abandono temporário	Situação de um poço na qual há o estabelecimento dos Conjuntos Solidários de Barreiras temporárias. Adicionalmente, são considerados abandonados temporariamente poços produtores ou injetores já equipados (completados) que estejam aguardando o início da produção/injeção, bem como poços já em operação que, por algum motivo, encontram-se fechados
Abandono	Etapa que compreende o estabelecimento dos Conjuntos Solidários de Barreiras para os Abandonos Temporário ou Permanente de poços, visando à integridade atual e futura do poço
ALARP (<i>As Low As Reasonably Practicable</i>)	Tão baixo quanto razoavelmente exequível. Conceito de que os esforços para a redução de risco devem ser contínuos até que o sacrifício adicional (em termos de custo, tempo, esforço ou outro emprego de recursos) seja amplamente desproporcional à redução de risco adicional alcançada
ANC	Árvore de Natal Convencional
ANM	Árvore de Natal Molhada
ANMH	Árvore de Natal Molhada Horizontal
Anomalia de fluxo	Invasão prevista ou planejada de fluido da formação para o poço. Ocorre devido às operações planejadas, como DPPT, amostragem de fluido entre outras
ANP	Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis
AP (Anchor Point)	A profundidade na qual a pressão no anular do poço deve ser mantida constante com emprego do sistema de MPD
Aquífero	Intervalo permeável contendo água de qualquer natureza, passível de ser destinada ao uso público, industrial ou quando este intervalo for responsável ou potencialmente responsável pelo mecanismo de produção de um reservatório de óleo ou gás
BAC	Base Adaptadora de Completação

<i>Ballooning/Breathing Formation</i>	Fenômenos ocorridos no poço que se caracterizam pela perda de fluido para a formação durante a perfuração (devido a maior pressão com circulação, ECD) e ganho de fluido durante a conexão (devido a perda da pressão de fricção) sem, contudo, configurar um influxo
BAP	Base Adaptadora de Produção
BCSS	Bomba Centrífuga Submarina Submersa
BMA	Barreira Mecânica de Anular
Boas práticas	Práticas e procedimentos de referência empregados na indústria do petróleo visando a: a) Aplicação de técnicas e procedimentos vigentes mundialmente consagrados nas atividades de Exploração e Produção; b) Conservação de recursos petro líferos, o que implica a utilização de métodos e processos adequados a maximização da recuperação de hidrocarboneto de forma técnica, econômica e ambientalmente sustentável, com a correspondente mitigação do declínio de reservas e minimização de perdas na superfície; c) Segurança operacional, o que impõe o emprego de métodos e processos que assegurem a segurança das operações, contribuindo para a prevenção de incidentes; d) Preservação do meio ambiente e respeito as populações, o que determina a adoção de tecnologias e procedimentos associados a prevenção e mitigação de danos ambientais e às pessoas
BOP	Blowout Preventer
BPP	Bridge Plug Permanente
BPR	Bridge Plug Recuperável
BSW	Basic sediments and water - para determinação de teores de óleo, água e sólidos em amostras de borras oleosas
BTR	Bellow Tensioner Ring
<i>Buffer Manifold</i>	Manifold de distribuição que permite direcionar o fluxo com diferentes alinhamentos necessários às operações MPD (SBP e MCD). É responsável por direcionar fluxo para outros sistemas de circulação da sonda, como choke manifold, standpipe manifold, separador atmosférico de gás, tanque de manobra entre outros
CAE	Critério de Aceitação de Elemento de Barreira
COI	Coluna de Injeção
COP	Coluna de Produção

Coluna de trabalho	Coluna utilizada para trabalho no poço, podendo ser coluna de perfuração, assentamento, completação, condicionamento, entre outras
Conjunto de vedação do RCD	Conjunto composto pelos elementos de vedação e rolamento do RCD, quando presente
Construção	Etapa que compreende a execução do Projeto de perfuração, completação, avaliação
CSB (Conjunto Solidário de Barreiras)	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
CSB Combinado	CSB com extensão suficiente para constituir os CSBs primário e secundário para um mesmo intervalo pertinente
CSB Permanente	Conjunto cujo objetivo é impedir o fluxo não intencional atual e futuro de fluidos da formação, considerando todos os caminhos possíveis. O CSB permanente deve estar posicionado numa formação impermeável através de uma seção integral do poço, com formação competente na base do CSB. Cimento ou outro material de desempenho similar (incluindo formações plásticas selantes) devem ser usados como elementos de CSB
CSB Primário	Primeiro CSB estabelecido para o controle do fluxo não intencional (controle primário do poço)
CSB Secundário	Segundo CSB estabelecido para o controle do fluxo não intencional (controle secundário do poço)
CSB Temporário	Conjunto de um ou mais elementos interligados para formar uma envoltória cujo objetivo é impedir por um período determinado o fluxo não intencional de fluidos da formação, considerando todos os caminhos possíveis
Determinação da vida útil	Vida útil é o período do ciclo de vida de um poço após o qual a continuidade operacional do mesmo deverá ser sustentada por um estudo de extensão de vida conforme critério da operadora e o mesmo deve garantir o nível ALARP ao risco de perda de integridade do poço
DFIT (<i>Dynamic Formation Integrity Test</i>)	Teste de integridade da formação feito com circulação contínua pelo poço e Sistema de Gerenciamento de Pressão. A formação do poço aberto é submetida a uma pressão, através da combinação de pressão de superfície, pressões de fricção e pressão hidrostática da coluna de fluido para determinar a resistência da formação frente a uma pressão planejada
DIV	Downhole Isolation Valve

DLOT (<i>Dynamic Leak Off Test</i>)	Teste de absorção feito com circulação contínua pelo poço e Sistema de Gerenciamento de Pressão. A formação do poço aberto é submetida a uma pressão através da combinação de pressão de superfície, pressões de fricção e pressão da coluna hidrostática de fluido para determinar a pressão na qual a formação absorve fluido
DPPT (<i>Dynamic Pore Pressure Test</i>)	Teste realizado com circulação contínua pelo poço e Sistema de Gerenciamento de Pressão, que visa determinar a pressão de poros através da redução da pressão aplicada na superfície até a verificação de anomalia de fluxo
DSSS (Dispositivo de Segurança de Subsuperfície)	Equipamento de segurança instalado abaixo da superfície do terreno/leito marinho, cuja função é impedir o fluxo descontrolado de hidrocarbonetos para o ambiente externo, pela coluna de produção ou de injeção e permitir o fechamento seguro (<i>fail safe close</i>) em caso de dano catastrófico a equipamentos acima do solo. Os tipos de DSSS mais comuns são: DHSV (<i>Downhole Safety Valve</i>), TRTO (<i>Tubing Retrievable Tubing Operating</i>) e BRV (<i>Back Pressure and Retainer Valve</i>)
ECD (<i>Equivalent Circulation Density</i>)	A densidade de circulação equivalente é a densidade efetiva do fluido circulante no poço, resultante da soma da pressão imposta pela coluna hidrostática de fluido, pressão de fricção e contrapressão aplicada na superfície
ECD	Equivalent Circulating Density
ECP	External Casing Packer
eCSB	Elemento de CSB
EDS	<i>Emergency Disconnect Sequence</i>
EKD	Early Kick Detection
Elemento de CSB Combinado	Elemento de CSB estabelecido em operação única e que representa dois elementos em um, compondo um CSB combinado. Exemplo: trecho de tampão de cimento com extensão dobrada em relação àquela requerida para composição de um único elemento de CSB
Elemento de CSB Compartilhado	Elemento de CSB que faz parte simultaneamente dos CSBs primário e secundário para um mesmo intervalo pertinente
Elemento de CSB Verificado	Elemento de CSB cuja eficácia foi verificada por meio de avaliação pós-instalação ou de observações registradas durante sua instalação. Por exemplo, a verificação do cimento no anular como elemento de CSB poderá ser feita por meio de perfis de avaliação de cimentação ou pela constatação de ausência de anormalidades durante a operação de cimentação primária, tomando como base os parâmetros operacionais executados.

Os processos de verificação se dividem em duas categorias:
 a) Teste: Verificação de elemento de CSB através da aplicação de pressão no sentido do fluxo, considerando a pressão diferencial igual ou maior que a máxima prevista para o período em que o elemento estiver compondo CSB;
 b) Confirmação: Verificação de elemento de CSB através da avaliação dos dados recolhidos durante e/ou após sua instalação

Elemento de vedação do RCD	Elemento da RCD que promove a vedação contra a coluna de trabalho. O elemento de vedação permite a aplicação de pressão no anular do poço
Envelope operacional	Limites das condições de operação do interior da coluna e do anular A compreendidos pelo menos pelos limites de pressões máximas e mínimas. Tais limites são definidos a fim de se evitar degradação ou falha de elementos de CSB e elementos estruturais do poço
Etapas do ciclo de vida do poço	O Ciclo de Vida do Poço compreende as seguintes etapas de Projeto, Construção, Produção, Intervenção, Abandono. Trata-se da sequência de eventos desde a Projeto do mesmo até seu abandono permanente
FIT (<i>Formation Integrity Test</i>)	Teste de integridade da formação (teste de competência de formação) com aplicação de pressão adicional na superfície em uma coluna de fluido (pressão hidrostática) para determinar a capacidade de uma zona subterrânea para suportar uma pressão planejada
Fluido hidrostaticamente <i>underbalance</i>	Fluido utilizado na atividade, cuja pressão exercida por sua coluna hidrostática é menor que a pressão de determinada formação comunicada com o poço aberto
FMCD (<i>Floating Mud Cap Drilling</i>)	É uma técnica de MCD na qual o nível de fluido permanece abaixo da mesa rotativa
Formação com fluência	Formação que, com o tempo, deforma viscoplasticamente para dentro do poço e veda o anular entre a formação e o revestimento
Formação selante	Qualquer formação competente, impermeável e sem potencial de fluxo
Formações carstificadas/vugulares	Formações que sofreram dissolução de parte de sua matriz por águas subterrâneas, resultando em cavidades de diversas formas e tamanhos
HPHT	<i>High Pressure and High Temperature</i>
IBP	Instituto Brasileiro de Petróleo e Gás
II	Índice de Injetividade

Influxo	Invasão imprevista e indesejada de fluido da formação para o poço
Intervalo com potencial de fluxo	Intervalo com potencial de migração, atual ou futura, de fluido entre meios que apresentam regimes de pressão e/ou fluidos de natureza distinta
Intervenção e Manutenção (<i>Workover</i>)	Etapa que compreende a reentrada no poço para realizar atividades após o fim da etapa de construção
IP	Índice de Produtividade
ISO	International Organization for Standardization
Janela operacional	Representa a menor diferença entre o gradiente de pressão de poros e o gradiente de pressão de fratura ou perda de fluido, o que for menor do poço aberto
LAM	<i>Light Annular Mud</i>
LOT (<i>Leak Off Test</i>)	Teste que visa determinar a pressão na qual a formação exposta absorve fluido do poço. A aplicação da pressão é feita através da coluna de fluido (pressão hidrostática) e uma pressão na superfície até o indicativo de absorção
LWD	<i>Logging while Drilling</i>
MAPECAB	Máxima Pressão Esperada na Cabeça do Poço
MAPES	Máxima Pressão Esperada na Superfície
MCD (<i>Mud Cap Drilling</i>)	Técnica de MPD que possibilita o prosseguimento da operação de forma segura durante a ocorrência de perda total de fluido para a formação. A perda para formação não é controlada e o cascalho produzido durante a perfuração é bombeado para a formação
MCV	Módulo de Conexão Vertical
MGS	<i>Mud Gas Separator (separador atmosférico)</i>
MLF	Mandril das Linhas de Fluxo
MPD	<i>Managed Pressure Drilling</i>
MWD	<i>Measuring while Drilling</i>
P&ID	<i>Piping and Instrumentation Diagram</i>
PDG	<i>Pressure Downhole Gauge</i>
PMCD (<i>Pressurized Mud Cap Drilling</i>)	Técnica de MCD na qual a perda total é controlada pela aplicação de contrapressão na superfície

Poço	Estrutura de interligação entre a superfície (terrestre ou marítima) e o reservatório de interesse, construída com intuito de conduzir fluidos de forma segura e eficiente, com capacidade de suportar os esforços e agentes agressivos atuantes ao longo da vida produtiva do campo. Incluem-se também os poços estratigráficos nesta definição. Um poço inclui o poço original, qualquer trecho de poço desviado do original ou qualquer seção partilhada de poço
Poço aberto	Trecho de poço não coberto por revestimento, incluindo intervalos com telas ou tubos rasgados/furados
Poço de investigação	Poço que tenha o objetivo de identificar a presença de intervalos rasos sobrepessurizados, cuja perfuração é feita com água do mar sem riser de perfuração e com retorno para o leito marinho
Poço não surgente	Poço com pressão de reservatório insuficiente para elevar os fluidos até a superfície ou até o assoalho marinho sem manter fluxo em regime permanente
Poço revestido	Trecho de poço coberto por revestimento
Poço surgente	Poço com pressão de reservatório suficiente para elevar os fluidos até a superfície ou até o assoalho marinho e manter o fluxo em regime permanente. Para poços conectados à sonda ou UEP, a surgência deve ser verificada para a superfície e assoalho marinho
Produção	Etapa que compreende as atividades relacionadas à exploração de óleo e gás
Programa	Documento descritivo da sequência da etapa em questão do poço, aderente ao Projeto do Poço
Projeto	Trata-se de um documento que consolida e integra os projetos e estudos especializados, simulações, pareceres, análise de riscos, programa, etc. que compõem o projeto
PRV	<i>Pressure Relief Valve</i>
PWC	<i>Perforate Wash and Cement (Canhoneia, lava e cimento)</i>
PWD	<i>Pressure While Drilling</i>
RCD (Rotating Control Device)	Equipamento que permite a passagem da coluna de trabalho (com ou sem rotação) pelo seu interior enquanto promove a vedação contra a coluna e, por consequência, mantém a pressão no anular do poço no patamar desejado
Reservatório de óleo ou gás	Intervalo permeável que contenha gás ou óleo móvel com potencial de exploração

RGO	Razão Gás-Óleo
ROV	Veículo Operado Remotamente (<i>Remote Operated Vehicle</i>)
SAC	Fluido de Sacrifício
SBP (<i>Surface Back Pressure</i>)	Técnica de MPD na qual é aplicada ativamente uma contra-pressão na superfície durante a operação (perfuração, conexão, manobra, entre outras), com objetivo de manter a pressão no valor desejado no Anchor Point
SGIP	Sistema de Gerenciamento da Integridade de Poços
Shoe Track Cimentado	Trecho de revestimento entre a sapata e o colar flutuante preenchido com cimento
Sistema de Contrapressão	Sistema que gera contrapressão pela restrição do fluxo por <i>chokes</i> , com o objetivo de manter a pressão de superfície ou anular em patamar desejado. É composto por manifold MPD e por um sistema de controle
Sistema de Desvio de Fluxo	Sistema composto por equipamentos instalados na coluna de <i>riser</i> que desvia o fluxo do poço para o sistema de superfície
Sistema de Gerenciamento de Pressão	Todo o aparato necessário à aplicação das técnicas MPD e suas variantes
Surgência	Pressão de reservatório suficiente para elevar os fluidos até a superfície (para poços marítimos de completação seca) ou até o assoalho marinho (para poços submarinos) e manter fluxo em regime permanente
SSV	<i>Subsurface Safety Valve</i>
THD	<i>Top Hole Drilling</i>
TFR	Teste de Formação a Poço Revestido
TI	Teste de Injetividade
TOC	Topo do Cimento (<i>Top of Cement</i>)
TP	Transdutor de Pressão
TPT	Transdutor de Pressão e Temperatura
UEP	Unidade Estacionária de Produção
Válvula de flutuante	Válvula instalada no interior da coluna de trabalho que impede o fluxo ascendente de fluido

VDV	Válvula de dupla vedação
VHIF	Válvula hidráulica de isolamento da formação
VIF	Válvula de isolamento da formação
<i>Well Handover</i>	Processo que objetiva a transferência de responsabilidade sobre o poço, tipicamente ocorrendo entre as etapas do ciclo de vida do mesmo. Adicionalmente, quando da transferência de responsabilidade deve ser garantida a integridade e qualidade das informações fornecidas ao novo responsável pelo poço

1 INTRODUÇÃO

Em 07 de novembro de 2016, a Agência Nacional de Petróleo (ANP) publicou versão vigente da Resolução 46/2016 que trata do Regulamento Técnico do Sistema de Gerenciamento da Integridade de Poço (SGIP). Este Regulamento estabelece os requisitos de segurança operacional e de preservação do meio ambiente durante todo o ciclo de vida do poço. Trata-se de um regulamento voltado essencialmente à integridade de poço, tendo por linha básica não ser prescritivo. A seguir são listadas as diversas Práticas de Gestão abordadas pelo Regulamento. O presente documento limita-se à Prática de Gestão 10 do SGIP, nos seus sub-itens 10.1 e 10.02, Projeto e Construção de Poços Marítimos.

PRÁTICAS DE GERENCIAMENTO DO SGIP

PRÁTICA DE GESTÃO Nº 1: CULTURA DE SEGURANÇA, COMPROMISSO E RESPONSABILIDADE GERENCIAL

PRÁTICA DE GESTÃO Nº 2: ENVOLVIMENTO DA FORÇA DE TRABALHO

PRÁTICA DE GESTÃO Nº 3: GESTÃO DE COMPETÊNCIAS

PRÁTICA DE GESTÃO Nº 4: FATORES HUMANOS

PRÁTICA DE GESTÃO Nº 5: SELEÇÃO, CONTROLE E GERENCIAMENTO DE EMPRESAS CONTRATADAS

PRÁTICA DE GESTÃO Nº 6: MONITORAMENTO E MELHORIA CONTÍNUA DO DESEMPENHO

PRÁTICA DE GESTÃO Nº 7: AUDITORIAS

PRÁTICA DE GESTÃO Nº 8: GESTÃO DA INFORMAÇÃO E DA DOCUMENTAÇÃO

PRÁTICA DE GESTÃO Nº 9: INCIDENTES

PRÁTICA DE GESTÃO Nº 10: ETAPAS DO CICLO DE VIDA DO POÇO

PRÁTICA DE GESTÃO Nº 11: ELEMENTOS CRÍTICOS DE INTEGRIDADE DE POÇO

PRÁTICA DE GESTÃO Nº 12: ANÁLISE DE RISCOS

PRÁTICA DE GESTÃO Nº 13: INTEGRIDADE DO POÇO

PRÁTICA DE GESTÃO Nº 14: PLANEJAMENTO E GERENCIAMENTO DE EMERGÊNCIAS DE CONTROLE DE POÇO

PRÁTICA DE GESTÃO Nº 15: PROCEDIMENTOS

PRÁTICA DE GESTÃO Nº 16: GESTÃO DE MUDANÇAS

PRÁTICA DE GESTÃO Nº 17: PRESERVAÇÃO AMBIENTAL

Ele serve como um guia de referência para as Operadoras e suas contratadas que atuam no Brasil, definindo pontos importantes do projeto, planejamento e execução das atividades de construção de poços: perfuração, completação e avaliação.

As recomendações contidas neste documento não têm a intenção de substituir ou eliminar padrões, critérios ou normas internas de cada Operadora. Tais recomendações podem ser utilizadas de maneira complementar às instruções já existentes, ou determinar as premissas básicas para o cumprimento das etapas de projeto e construção de poços sob o aspecto da integridade de poço.

Embora todos os esforços tenham sido aplicados para assegurar a utilidade e abrangência destas diretrizes, nem o IBP e nem qualquer operadora participante do Grupo de Trabalho do IBP, assume qualquer responsabilidade legal, regulatória ou técnica pelo seu uso. Da mesma forma, não cabe nenhuma responsabilização por consequências decorrentes de ações tomadas com base nas recomendações expressas nestas diretrizes.

2 CONJUNTOS SOLIDÁRIOS DE BARREIRA DE SEGURANÇA (CSBs)

A análise dos CSBs (Conjuntos Solidários de barreiras de segurança) é necessária desde a concepção do **projeto de poço (Capítulo 3)** até o estabelecimento dos CSBs ao longo da **Construção de poço (Capítulo 4)** e demais etapas do ciclo de vida do poço. Deve-se antever e contemplar o isolamento dos intervalos com potencial de fluxo de forma que o poço possa desempenhar sua função ao longo das etapas do ciclo de vida com a manutenção de sua integridade.

2.1 Definição de CSBs

Durante a elaboração dos projetos e na construção dos poços devem ser estabelecidos conjuntos solidários de barreiras (CSB) de segurança, compostos por elementos de CSB (eCSB), de maneira a assegurar o isolamento de reservatórios portadores de óleo móvel ou de gás, aquíferos e demais intervalos com potencial de fluxo, prevenindo:

- I. A migração não intencional dos fluidos entre as formações permeáveis, quer pelo interior do poço, quer pelo(s) seu(s) espaço(s) anular(es);
- II. A migração de fluidos até a superfície e/ou leito marinho.

Nota: Os conjuntos solidários de barreira (CSB) devem ser definidos antes do início de qualquer operação ou atividade no poço, assim como, seus critérios de aceitação e métodos de verificação dos seus elementos (eCSB).

2.2 Requisitos de CSBs

2.2.1 Função e números de CSBs

Deve-se estabelecer o número necessário de CSBs a depender da fonte de influxo:

Tabela 1 – Número mínimo de CSB x fonte de influxo

Número mínimo de CSB	Fonte de influxo
1 CSB	Quando houver possibilidade de fluxo cruzado entre intervalos que não sejam hidráulicamente comunicados e que o fluxo entre eles seja inaceitável; Cenários sem formações expostas com potencial de fluxo.*
2 CSB	Formação com hidrocarboneto móvel e surgente para o leito marinho. Formações anormalmente pressurizadas com potencial de fluxo para o leito marinho de qualquer tipo de fluido. Isolamento de Aquíferos para o leito marinho caso o fluxo entre os meios seja inaceitável.

*Na constituição de CSB referente a ambiente sem potencial de fluxo, exemplo, um ambiente THD (*Top Hole Drilling*), a validação do CSB pode ser considerada a partir de parâmetros operacionais da cimentação.

Fonte: Elaborada pelos autores.

Nota: Nos cenários de perfuração da fase do tubulão ou do revestimento condutor, quando há impossibilidade de prosseguir com a operação de construção e houver necessidade de abandono do poço, pelo fato de não haver intervalos com potencial de fluxo, não há necessidade de nenhum tipo de ação e, devi-

do à baixa consolidação da formação nesta fase, o processo de fechamento ocorrerá naturalmente, e o nível de risco ALARP seria obtido sem a constituição de barreiras com cimento ou revestimento.

2.2.2 Seleção de CSB

Os CSBs devem ser projetados, selecionados e construídos com capacidade para:

- I. Suportarem o máximo diferencial de pressão e temperatura a que poderão estar expostos, levando em consideração depleção e injeção em poços adjacentes;
- II. Serem verificados conforme procedimentos das operadoras;
- III. Assegurarem que a perda de um CSB não leve a um fluxo descontrolado de fluidos do poço para o ambiente externo;
- IV. Operarem de forma competente e suportarem as condições do ambiente no período ao qual estarão expostos;
- V. Determinarem suas posições/localizações físicas e seus status de integridade durante seu uso, quando o monitoramento for possível.

O projeto dos CSBs deve impedir os possíveis caminhos de fluxos indesejados e detalhar os eCSBs que previnem tal fluxo através de cada caminho, durante cada etapa de construção do poço.

Os diagramas de CSB devem conter listagem dos elementos componentes dos CSBs e considerar as seguintes premissas:

- I. De forma conceitual, o CSB primário é considerado como sendo o inferior ou o mais próximo do intervalo a ser isolado, estando diretamente exposto à pressão da formação. O CSB secundário é definido como aquele que estaria exposto à pressão da formação em caso de perda de integridade de algum elemento do CSB primário;
- II. O CSB secundário pode ser representado mesmo sem estar ativado durante a operação;
- III. Para algumas atividades de poços não é possível estabelecer dois conjuntos solidários de barreiras independentes. Quando um elemento de CSB comum existe, deve ser realizada uma análise de risco e devem ser aplicadas medidas para mitigação do risco.

2.2.3 Verificação e testes de CSBs

Critérios de aceitação devem ser estabelecidos para cada elemento de CSB, pois eles definem as condições a serem atendidas a fim de verificar a integridade da barreira para a aplicação requerida.

Foram criadas Tabelas com os Critérios de Aceitação de Elementos de barreira (Tabelas CAE, no ANEXO I), que dentre outras coisas, definem os requisitos de aceitação e verificação para diversos elementos que compõem o CSB.

Para situações de abandono, seja Permanente ou Temporário, devem ser obedecidas as Tabelas CAE descritas no caderno Diretrizes de Abandono de Poços, mesmo que se trate de elemento de barreira que esteja presente nas Tabelas CAE (ANEXO I).

Quando um elemento de CSB for instalado, sua integridade deverá:

- I. Ser verificada preferencialmente por meio de teste;
- II. Atender aos critérios mínimos para aceitação conforme norma ou procedimento interno de cada operadora ou Tabelas CAE (ver ANEXO I);
- III. Ser verificada através de outros métodos alternativamente, devendo a não realização do teste ser justificada tecnicamente.

Além da verificação inicial das barreiras, uma reavaliação deve ser realizada se:

- I. A condição de qualquer elemento de barreira for modificada;
- II. Existir mudança nos carregamentos nas operações subsequentes que excedam os valores verificados inicialmente;
- III. Houver suspeita de vazamento;
- IV. Se o elemento de barreira for exposto acidentalmente a pressão diferencial maior do que valores de projeto;
- V. Se houver requisito de verificação periódica, conforme informação das Tabelas CAE (ANEXO I).

3 DIRETRIZES GERAIS PARA PROJETOS DE POÇOS

3.1 Introdução e objetivos

O projeto de poço pode ser definido como o conjunto de todas as etapas técnicas que envolvem o planejamento para a construção de um poço, no qual é realizado o detalhamento das fases de perfuração, completação e avaliação, bem como a previsão da estratégia do abandono para cada poço. O projeto pode ser realizado para poços-tipo desde que a operadora defina claramente os critérios para agrupamento dos poços. Nesta fase devem ser considerados os riscos que podem resultar na perda de integridade do poço, para que possa ser construído de forma a resistir às solicitações esperadas e se manter íntegro durante todo o seu ciclo de vida.

3.2 Criticidade de poços

A criticidade do poço pode ser definida como o grau de desafios técnicos e operacionais para manter a integridade do poço durante a sua construção.

Cada Operadora deve adotar um procedimento para avaliar de forma consistente a criticidade do poço durante a fase de projeto levando em consideração aspectos relacionados a segurança, meio ambiente, saúde e as particularidades de projeto do(s) poço(s).

A análise de criticidade deve ser realizada para todos os poços, e poderá ser de forma individual (por poço), ou para um grupo de poços com desenhos semelhantes dentro de um plano de desenvolvimento ou plano de avaliação de descoberta.

Para a análise de criticidade da construção do poço, os seguintes parâmetros podem ser considerados como exemplos, não limitados a:

- I. Ocorrência de *Shallow Hazards*;
- II. Pressão de poros (considerando a depleção ou sobrepressão);
- III. Temperatura do poço;
- IV. Janela operacional;
- V. Ocorrência de perda de circulação severa em formações que contenham hidrocarbonetos, excluindo operações de estimulação;
- VI. Presença de contaminantes (H_2S ou CO_2);
- VII. Conhecimento da área;
- VIII. Experiência operacional da unidade que fará as operações;
- IX. Pressão de fluxo em superfície durante as etapas de avaliação e completação;
- X. Previsão de pressão de fraturamento hidráulico em superfície durante as etapas de avaliação e completação.

3.3 Seleção de materiais

A seleção de materiais dos elementos de barreiras em contato com os fluidos produzidos ou injetados deve levar em consideração o tempo de vida útil do poço e dos elementos de barreira, em razão da exposição aos contaminantes e presença ou não de inibidores de corrosão, de tal forma que o projeto tenha como premissa a manutenção da integridade ao longo das operações.

Para a seleção de materiais em um projeto de poço de petróleo, algumas informações são necessárias, como por exemplo:

- I. Função do poço (produtor e/ou injetor);
- II. Geometria do poço (trajetória);
- III. Condições de pressão, temperatura e vazão de produção e/ou injeção;
- IV. Presença de contaminantes nos fluidos produzidos e fluidos injetados;
- V. Características do reservatório ao longo da vida produtiva do campo;
- VI. Tratamentos químicos realizados no poço.

3.4 Equipamentos do sistema de controle de poço – ESCP (submarino) e *Diverter*

O ESCP é um conjunto de equipamentos indispensáveis nos projetos de perfuração, completação e avaliação dos poços, utilizado principalmente nas operações de fechamento e controle de poço, em caso de ocorrência de um influxo não desejado. Os diferentes equipamentos que compõem o ESCP têm como funções principais permitir de forma segura as seguintes operações:

- I. Fechamento do poço em qualquer operação;
- II. Aplicação de métodos convencionais de controle de poço;
- III. Aplicação de métodos não convencionais de controle de poço: *bullheading*, *dynamic kill* (amortecimento dinâmico);
- IV. Aplicação de métodos de controle de *blowout*: *capping* (bloqueio ou capeamento para controle de *blowouts*), poço de alívio;
- V. Realização de operação de *stripping*;
- VI. Monitoramento das pressões do poço pelo interior da coluna e pelo anular;
- VII. Controle das pressões aplicadas no poço com ajustes no choke;
- VIII. Monitoramento do volume do poço;
- IX. Separação da mistura bifásica de gás livre e fluidos de perfuração ou de completação e sólidos retornados do poço;
- X. Retirada de pequenas bolhas de gás do fluido de perfuração;
- XI. Conexão da unidade de cimentação com o poço;
- XII. Detecção de *kicks*;
- XIII. Medição de volumes de deslocamentos de colunas no poço;
- XIV. Realização de *flow check*;

- XV. Medição de volumes drenados do poço com auxílio do *trip tank* e/ou *stripping tank*;
- XVI. Acionamento de funções do BOP com sistemas secundários ou sistemas de emergência;
- XVII. Circulação de gás de riser direcionando para equipamento devidamente dimensionado ou, quando necessário, para fora da embarcação (*diverter*);
- XVIII. Monitoramento do volume do *riser*;
- XIX. Cisalhamento de colunas de *drill pipes*, linhas de controle hidráulico, cabos e revestimentos;
- XX. Desconexão programada ou de emergência da embarcação de forma segura;
- XXI. Reconexão após realização de uma desconexão.

Deve-se garantir a disponibilidade e adequação do ESCP para os eventos que poderiam levar à perda de controle de poço através de inspeções e manutenções Além do BOP submarino, o ESCP é composto dos seguintes equipamentos:

- I. Linhas de *kill* e *choke*;
- II. *Choke manifold* e *stand-pipe manifold*;
- III. Válvula de Segurança de Coluna (VSC);
- IV. *Inside BOP*;
- V. Válvulas do *top drive*;
- VI. Medidores de volume dos tanques;
- VII. Medidor de variação da vazão de retorno;
- VIII. Tanque de manobra;
- IX. Separador atmosférico;
- X. Desgaseificador a vácuo.

3.4.1 *Diverter*

O *diverter* é um equipamento cuja função é direcionar o fluido da formação 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 e das instalações. O *diverter* não é considerado um elemento do Conjunto Solidário de Barreiras durante a construção do poço. O funcionamento do *diverter* deve ser testado na instalação do equipamento, e periodicamente, conforme critérios do operador.

3.4.2 BOP submarino

Os principais componentes do BOP submarino são listados abaixo:

- I. BOP de gavetas;
- II. BOP anular;
- III. Conector hidráulico;
- IV. Sistemas de controle;
- V. Válvulas submarinas de *kill* e *choke*.

A adequação do BOP submarino para a construção de um poço deve ser avaliada, no mínimo, com relação aos seguintes aspectos:

- I. Pressão de trabalho;
- II. Compatibilidade geométrica com o sistema de cabeça de poço;
- III. Drift dos seus componentes;
- IV. Presença de H₂S;
- V. Arranjo do BOP;
- VI. Capacidade de corte das gavetas cisalhantes;
- VII. Resistência à pressão externa;
- VIII. Sistemas de controle secundário;
- IX. Sistema de controle de emergência;
- X. Modos de EDS (para sondas com posicionamento dinâmico).

3.4.2.1 Pressão de trabalho do BOP

A pressão de trabalho do sistema BOP é balizada pela pressão de trabalho do BOP gaveta. Caso algum elemento do sistema, com exceção do BOP anular, possua uma pressão de trabalho inferior à pressão do BOP gaveta, a pressão de trabalho do sistema passa a ser balizada pela pressão desse elemento.

A pressão de trabalho do sistema BOP deve ser maior que a máxima pressão esperada na cabeça do poço durante a construção deste. O pior caso de carregamento deve ser avaliado pela operadora para os diversos cenários contemplados.

As seguintes informações devem ser consideradas para o cálculo da máxima pressão esperada na cabeça do poço:

- I. As pressões de poros esperadas ao longo do poço e a profundidade correspondente;
- II. Pressão de fratura da formação mais frágil exposta em determinada fase do poço e a profundidade correspondente;
- III. Gradiente do fluido das formações.

3.4.2.2 Arranjo do BOP

Deve-se compor o arranjo do BOP de maneira que as posições dos preventores anulares, preventores de gavetas e as saídas laterais no BOP submarino forneçam meios adequados para lidar com eventos de controle poço.

A classificação ou classe de um BOP corresponde ao número total de preventores de gavetas e preventores anulares que compõem o equipamento. O BOP submarino deve ser classe 5 ou superior, sendo composto, no mínimo, pelos seguintes elementos:

- I. O mínimo de um preventor anular;
- II. Um mínimo de duas gavetas de tubo (excluindo a gaveta de teste);
- III. Um mínimo de duas gavetas cisalhantes, das quais pelo menos uma deve ser capaz de vedar;

- IV. Em sondas ancoradas, a gaveta cega-cisalhante inferior pode ser substituída por uma gaveta de tubos.

3.4.2.3 Capacidade de corte das gavetas cisalhantes

Pelo menos uma das gavetas cisalhantes do BOP deve possibilitar o corte de tubos de perfuração, revestimentos das zonas portadoras de hidrocarbonetos, tubos de completação, linhas hidráulicas de controle, flexitubo, arame, *shear sub* da AST e junta de riser cisalhável (JRC) descidos no poço.

Em sondas de posicionamento dinâmico – quando utilizando fluido de perfuração sem margem de segurança de riser e com a formação permoporosa portadora de hidrocarboneto exposta – recomenda-se que o arranjo do BOP possibilite o corte dos tubulares descidos (exceto para elementos do BHA) com uma das gavetas cisalhantes e o fechamento do poço com uma das gavetas cegas cisalhantes, sem que a primeira tenha sido utilizada para o corte do tubular (fechamento no vazio).

Não sendo possível o corte, a operação deve ser respaldada por uma análise de risco específica do poço em questão.

As informações referentes à capacidade de corte das gavetas cisalhantes devem ser disponibilizadas à força de trabalho pertinente.

3.4.2.4 Resistência à pressão externa

O sistema BOP deve ser avaliado com relação à sua resistência à pressão externa. A resistência à pressão externa reflete a capacidade dos equipamentos de resistir ao diferencial de pressão gerado quando a pressão exercida pela lâmina d'água é maior que a pressão interna.

Os cenários em que o sistema BOP estará submetido a um diferencial de pressão externa incluem, entre outros, poços com previsão de perda severa e poços depletados.

3.4.2.5 Sistemas de controle secundário

Os BOPs submarinos devem possuir sistema de controle secundário e sistemas de controle de emergência que sejam compatíveis com a lâmina d'água.

NOTA: Os sistemas *deadman* e *autoshear* são opcionais para sondas ancoradas.

Os sistemas secundários são utilizados para operar funções críticas quando o sistema de controle principal estiver indisponível. O sistema de controle acústico, sistema acionado por ROV (*hot stab*) são exemplos de sistemas de controle secundário.

As funções críticas a serem acionadas pelo sistema secundário são:

- I. Fechamento e travamento da gaveta cega cisalhante;
- II. Destravamento do conector do LMRP;
- III. Realização de demais funções para completa desconexão do LMRP.

Os sistemas de controle de emergência, por sua vez, são ativados automaticamente para fechar o poço (e.g., fechamento da gaveta cega cisalhante) sob determinadas condições. Os sistemas *deadman* e *autoshear* são classificados como sistema de emergência.

- I. Sistema *deadman*: sistema projetado para fechar o poço automaticamente no caso de perda simultânea de suprimento hidráulico e elétrico no sistema de controle submarino principal;
- II. Sistema *autoshear*: sistema projetado para fechar o poço automaticamente no caso de desconexão do LMRP.

3.4.2.6 Modos de EDS

As sondas de posicionamento dinâmico devem dispor de função EDS (*Emergency Disconnect Sequence*) para acionamento automático de uma sequência de funções para desconexão de emergência do LMRP.

O EDS deve ser finalizado antes de a embarcação DP atingir o limite de desconexão preestabelecido quando em situação de perda de posição. Essa consideração é uma premissa utilizada para dimensionar a fundação do poço e avaliar a adequação dos equipamentos da sonda para a construção do poço.

Os modos de EDS devem ser definidos de acordo com o arranjo do BOP e/ou requisitos do operador.

3.4.3 Frequência e critérios de aceitação de teste de BOP

Os ESCP, considerando seus diferentes elementos, deve ser submetido periodicamente a testes de funcionamento e a testes de pressão, conforme as etapas abaixo:

- I. Na superfície, antes da descida do BOP;
- II. Na instalação do BOP na cabeça do poço;
- III. A cada 21 dias, se não ocorrer nenhuma das situações acima. Alternativamente, caso a operadora possua monitoramento do BOP ou estudo baseado em histórico de falhas em operações onde houve extensão deste prazo que assegure a confiabilidade do sistema ou estudo de confiabilidade próprio da operadora, esse período poderá ser estendido até 28 dias, e caso seja necessário ultrapassar este prazo deverá ser feita uma gestão de mudança;
- IV. Teste anual.

NOTA: Nos testes periódicos conforme definido em III, estando em poço aberto, admite-se realizar apenas teste funcional nas gavetas cega-cisalhantes.

Os equipamentos do sistema de controle de poço devem ser submetidos a testes de baixa pressão e de alta pressão, nesta ordem. A operadora deverá ter norma ou procedimento contendo os critérios de aceitação de testes de pressão em equipamentos do sistema de controle de poço ou, alternativamente, utilizar os critérios descritos a seguir:

- I. Os testes devem ser efetuados em baixa (250 psi a 350 psi) e alta pressão (pressão de trabalho dos preventores ou pressão indicada no projeto do poço);
- II. A pressão deve permanecer estabilizada durante o período de observação de acordo com o critério de aceitação do operador;
- III. A pressão deve permanecer acima da pressão designada para o teste durante todo o tempo de observação. Se a pressão atingir um valor abaixo da pressão designada para o teste, repressurizar e aguardar um novo período de observação;
- IV. Os testes de pressão devem ser registrados em carta com escala adequada, datada e assinada, devendo ser mantidos arquivados por dois anos;

- V. A avaliação do teste deve ser realizada no final do teste. Caso um teste seja considerado positivo e posteriormente apresente comportamento fora dos critérios estabelecidos, a última avaliação deverá prevalecer;
- VI. As válvulas gavetas devem ser testadas no sentido útil de bloqueio.

A operadora deverá ter norma ou procedimento de testes funcionais em equipamentos do sistema de controle de poço ou, alternativamente, utilizar os critérios descritos a seguir:

- I. Os painéis do encarregado e do sondador e os dois PODs devem ser testados. Recomenda-se realizar o teste de pressão com um POD/painel, que pode ser considerado parte do teste funcional (complementar se necessário) e a seguir realizar o teste funcional com o outro POD/painel;
- II. Realizar teste de função de todos os preventores anulares, preventores de gaveta, inclusive das funções de *high pressure* das gavetas cisalhantes (gaveta cega-cisalhante e gaveta de revestimento) e válvulas das linhas de *kill* e *choke*;
- III. Devem ser registrados os tempos e volumes necessários para atuação de todas as funções, inclusive a função *high pressure* das gavetas cisalhantes (gaveta cega-cisalhante e gaveta de revestimento), pelos dois PODs.

3.5 Projeto de perfuração

O Projeto de Perfuração refere-se de um documento que consolida e integra os projetos e estudos especializados, simulações, pareceres, análise de riscos, programa, etc. que compõem o projeto. O mesmo deve ser composto dos itens descritos a seguir.

3.5.1 Insumos do projeto de perfuração

Para elaboração de um projeto de perfuração de poço, pelo menos, os seguintes insumos devem ser considerados e documentados:

- I. Finalidade do poço: conforme categorias definidas na Resolução ANP 699/2017;
- II. Coordenadas da cabeça de poço: coordenadas da superfície ou do leito marinho determinadas para a instalação da cabeça de poço, informando o sistema de referência utilizado;
- III. Objetivos e raios de tolerância: profundidades e coordenadas dos objetivos a serem alcançados com a perfuração do poço e seus respectivos raios de tolerância, informando o sistema de referência utilizado;
- IV. Curvas de geopressões: estudo das pressões estabelecendo uma estimativa para as pressões de poros, fratura e sobrecarga;
- V. Perfil geotérmico: temperatura esperada das formações em função da profundidade;
- VI. Poços de correlação, quando aplicável: levantamento e análise dos dados dos poços correlacionáveis perfurados;
- VII. Litologia esperada: descrição dos tipos de rocha, formações ou idades geológicas esperadas durante a perfuração do poço;
- VIII. Fluidos da formação esperados durante a perfuração dos poços (tipos de fluido gás, óleo e/ou água);

- IX. Contaminantes, se aplicável: concentração de cada contaminante (ex: CO₂ / H₂S) na composição de cada fluido esperado;
- X. *Shallow Hazards*: estudo de possíveis ocorrências em profundidades superficiais (normalmente para a fase sem *riser*) devido a condições anormais de formações que podem levar o poço a fluir como o fluxo de águas rasas, hidrocarbonetos e hidratos;
- XI. Estudo do fundo marinho no ponto da locação, quando aplicável: identificação dos riscos associados a irregularidades na geologia submarina, decisivos na definição do posicionamento da cabeça de poço;
- XII. Plano de aquisição de dados geológicos, quando aplicável: requisitos de perfilagem, amostragem e testemunhagem;
- XIII. Identificação, caso existente, dos riscos geológicos: zonas anormalmente pressurizadas, formações fluentes, falhas geológicas, folhelhos reativos, zonas de gás, entre outros;
- XIV. Dados geotécnicos e meteocenográficos: informações a respeito da resistência do solo e dados meteocenográficos da região;
- XV. Requisitos de produção ou injeção, quando aplicável: tipo e características da completação, método de elevação e escoamento, fluido a ser produzido ou injetado, e outros requisitos relacionados a produção ou injeção do poço que devem ser considerados durante a construção do poço;
- XVI. No caso de poços com BCSS, informações das características e profundidade da bomba;
- XVII. Escopo previsto da completação, principalmente nos quesitos de *drift* para os equipamentos, saco de poço para as operações de perfilagem e canhoneio, definição de profundidades de *pip tags* e tubos curtos de revestimento, topos de *liner*, fluidos deixados no poço, dentre outros;
- XVIII. Estudo da locação do poço de alívio, quando aplicável.

3.5.2 Projeto de início de poço

O projeto da fundação do poço visa dimensionar a estrutura para carregamentos axiais e laterais, de forma a garantir a integridade ao longo de todo o seu ciclo de vida, considerando as etapas de construção e produção.

3.5.2.1 Definição da locação e *Shallow Hazards*

Recomenda-se que para a definição da locação de poço sejam feitos estudos geológicos ou avaliação de eventos de poços de correlação, de forma a identificar a presença de *Shallow Hazards*. Estes eventos podem se manifestar nas fases iniciais do poço e têm o potencial de comprometer a integridade da fundação, sendo a melhor opção de projeto evitar estas locações. Caso não seja possível alterar a locação da cabeça do poço, recomenda-se prever recursos de forma a evitar que as *shallow hazards* provoquem danos na fundação.

3.5.2.2 Estudo de fundação de poço

O estudo de fundação de poço avalia a extensão necessária do condutor para suportar as cargas geradas durante a perfuração e produção do poço. São utilizados diferentes métodos de instalação do revestimento condutor: perfurado e cimentado, jateado, base torpedo e cravado.

O condutor pode ser dimensionado para suportar todos os carregamentos ou, caso necessário, pode-se compartilhar carga com outros revestimentos. Neste caso, deve-se realizar uma análise de tensões e deslocamento para avaliar a integridade do revestimento de superfície, caso não haja retorno de cimento para o leito marinho.

A análise de *riser* consiste em avaliar os esforços gerados pela unidade de perfuração, conectada através do BOP e riser de perfuração, à fundação do poço. Dentre todos os aspectos avaliados, o evento mais crítico consiste na falha do sistema de posicionamento dinâmico, acarretando na deriva da sonda enquanto o procedimento de desconexão de emergência é realizado. A análise de *riser* também é utilizada para outros estudos, conforme ISO e API.

3.5.2.3 Seleção de cabeça de poço

O Sistema de Cabeça de Poço Submarino (SCPS) tem como finalidade prover a interface entre o poço e equipamentos submarinos, ancorar as colunas de revestimentos, isolar os seus anulares e manter o conjunto de vedação em sua posição. Sendo este sistema um componente fundamental para a integridade do poço.

Informações necessárias para elaboração de um projeto de SCPS:

- I. Configuração do poço – número de fases, colunas de revestimentos e de produção ou injeção, profundidade de assentamento de sapatas e topos de cimento programados;
- II. Projeto de início de poço com a seleção do tipo de início de poço (jateado, cimentado ou cravado);
- III. Conexões utilizadas nas colunas de revestimento para especificação dos suspensores de revestimento;
- IV. Especificação dos equipamentos submarinos e de subsuperfície a serem instalados na cabeça de poço (BAJA, *funnel up*, BOP, BAP, ANM, *capping*);
- V. Projeto de revestimento e cimentação, contendo os carregamentos previstos no poço durante a fase de perfuração e ao longo de sua vida útil, tais como pressões máximas internas e externas e forças axiais atuantes sobre os suspensores de revestimento.

Diretrizes gerais:

- I. Todos os equipamentos submarinos a serem instalados sobre o SCPS, como BOP, BAP, ANM e *capping*, devem possuir conectores compatíveis com o mandril do Alojador de Alta Pressão (AAP);
- II. A classe de pressão do sistema deve ser compatível à requerida para o projeto, avaliando-se, também, as capacidades de cada suspensor de revestimento e dos *packoffs*;
- III. A metalurgia dos equipamentos deve estar adequada aos requisitos do poço;

- IV. A conexão dos suspensores de revestimento deve ser compatível com a dos tubos de revestimento; caso haja diferença entre as suas capacidades, isto deverá ser avaliado no projeto de dimensionamento de revestimento;
- V. Devem ser calculados os carregamentos atuantes sobre os suspensores de revestimento provenientes de forças axiais e diferenciais de pressão, de modo a se estabelecer a capacidade de travamento (*lockdown force*) necessária ao sistema de vedação; caso não seja suficiente, deverão ser utilizados equipamentos adicionais de travamento, como LDB e LDS;
- VI. As ferramentas do SCPS devem estar dimensionadas para o carregamento máximo das colunas de revestimento, acrescidas das devidas margens de segurança;
- VII. O Alojador de Alta Pressão (AAP) deve ser travado no Alojador de Baixa Pressão (ABP), de forma a eliminar as folgas existentes e evitar o destravamento durante a fase de produção do poço.

3.5.3 Critério de assentamento de sapata

Considerando a integridade e segurança de poços, o critério de tolerância ao *kick*, deve ser sempre verificado para definição do assentamento de sapata. Além da tolerância ao *kick*, vários fatores podem influenciar na determinação das profundidades de assentamento das sapatas de um poço, tais como:

- I. Requisitos da geologia, reservatório, completação ou elevação/escoamento;
- II. Máximo diferencial de pressão entre a pressão dentro do poço e a pressão de poros;
- III. Limitações impostas devido à operação de revestimento/cimentação;
- IV. Requisitos do projeto direcional;
- V. Necessidade de cobrir zonas de sal e/ou formações instáveis;
- VI. Necessidade de cobrir zonas de perdas de circulação ou depletadas;
- VII. Requisitos de isolamento de zonas com potencial de fluxo (abandono).

Os critérios utilizados para o assentamento de sapatas variam conforme a experiência e conhecimento da área.

3.5.3.1 Tolerância ao *Kick*

Uma vez que o BOP esteja instalado, as profundidades das sapatas dos revestimentos são definidas de forma que possa suportar o fechamento do poço durante a ocorrência de um *kick* na próxima fase a ser perfurada, sem fraturar a formação mais fraca exposta.

Neste critério, recomenda-se adotar como premissa que o influxo ocorrerá durante a perfuração do poço, isto é, com coluna de perfuração em seu interior e que todo volume do influxo será uma bolha única ocupando o espaço anular do poço.

Para os cálculos de tolerância ao *kick*, algumas das variáveis que devem ser levadas em consideração são:

- I. Pressão de poros;
- II. Pressão de fratura (tensão horizontal mínima, pressão de absorção ou fratura, a que mais se aplicar);
- III. Volume de *kick*;

- IV. Densidade e tipo do fluido de formação;
- V. Densidade do fluido de perfuração.

3.5.4 Projeto direcional

3.5.4.1 Trajetória de poço

A trajetória de um poço é o caminho geométrico formado a partir de uma cabeça de poço, localizada na superfície terrestre ou no leito marinho, até os objetivos geológicos em subsuperfície (alvos).

Com a definição e localização dos objetivos (alvos), posição de falhas geológicas e proximidade de poços no entorno da locação, traça-se uma trajetória preliminar (projeto), considerando dentre outros fatores as profundidades de topo e base do reservatório (cota e coordenada dos pontos de navegação no caso de poços horizontais), formações relevantes (litologia) e posição de falhas atravessadas ao longo da perfuração e poços existentes nas proximidades.

Deve-se levar em consideração também as limitações relativas ao tipo de fluido de perfuração utilizado em cada fase do poço, características da sonda (tais como: compensação, capacidade das bombas e tubos de perfuração), compatibilização do *dog leg* de projeto com a especificação/limitações das ferramentas utilizadas, limitações dos equipamentos de completação a serem instalados no poço, características do sistema de contenção ou estratégia de controle de areia, previsão de operações de fraturamento, necessidade de alargamento, atendimento dos requisitos de perfilagem e escolha de ferramentas adequadas ao seu cenário: *logging while drilling* (LWD), motor de fundo (MF), *rotary steerable system* (RSS), turbina, etc. Também deve ser analisado o impacto na trajetória do poço no desgaste mecânico dos revestimentos.

Além disso, ao se definir a trajetória do poço deve-se levar em conta o estudo geomecânico, quando pertinente, buscando maior estabilidade das formações e melhor aproveitamento do reservatório. Deve ser considerado também, o projeto de poço de alívio buscando trajetórias que facilitem, na medida do possível, a interceptação.

Após a definição do projeto básico de trajetória e do projeto de BHA, é necessária a realização de simulações de torque, arraste e hidráulica, a fim de quantificar os esforços sobre os equipamentos de perfuração e indicar a viabilidade de operações de descida ou rotação de uma coluna de perfuração.

Outro aspecto crucial das etapas de projeto e de execução da trajetória direcional, adicional às questões de atingimento do alvo, é a necessidade contínua de se observar e garantir uma distância segura do poço – representado, a cada tempo, pelas trajetórias projetadas e efetivamente construídas – em relação a eventuais outros poços antes perfurados próximos. Para isso, é realizado um estudo de anticollisão, que avalia o afastamento e distância segura para a construção de novos poços, evitando o risco de colisões durante a perfuração, avaliando-se os fatores de separação entre os poços (razão entre a distância centro a centro dos poços e a soma das incertezas do mapeamento em determinada profundidade medida).

Durante a execução, recomenda-se o acompanhamento direcional, que é realizado por meio do monitoramento da perfuração e atuação para corrigir desvios observados em relação ao projeto. Eventuais alterações durante a execução devem sempre ser monitoradas pelo geólogo de operações, visando o cumprimento da trajetória planejada. O controle inadequado na execução da trajetória pode

gerar angulações acentuadas (*dog legs* elevados) no poço, podendo causar problemas para operações futuras. Desta forma, o planejamento direcional atua de forma que não ocorram tais situações, a fim de construir o poço conforme o planejado e não comprometer sua qualidade para avaliação ou completção.

3.5.5 Projeto de fluidos de perfuração

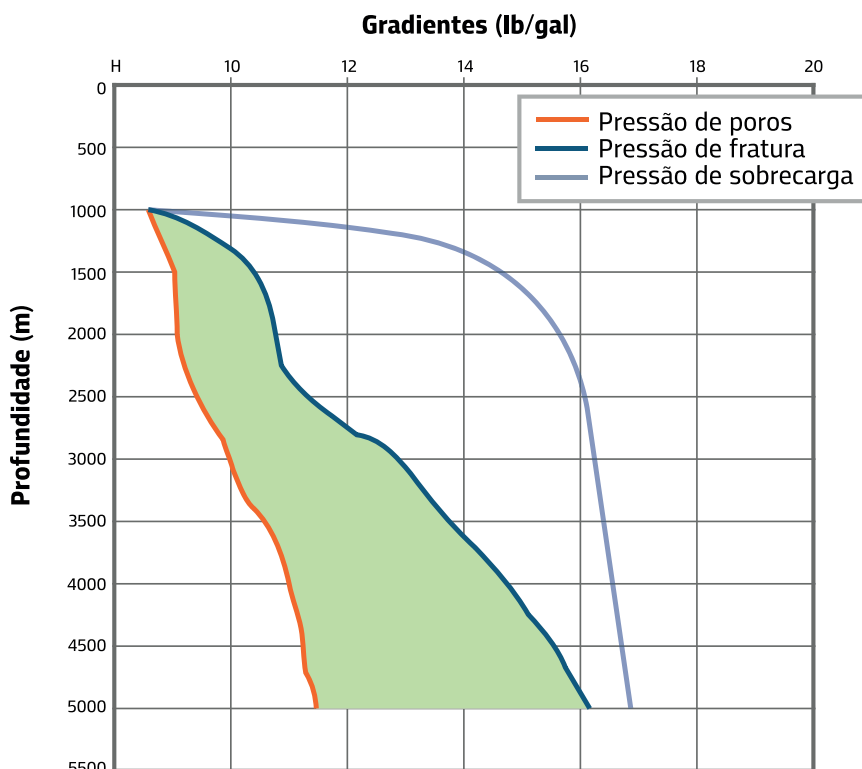
Durante o ciclo de vida do poço, etapas de construção e intervenções, a depender do escopo, pode-se utilizar fluidos de perfuração e/ou fluidos complementares. Fluidos de perfuração são utilizados na etapa de perfuração do poço. Já os fluidos complementares são utilizados em intervenções na completção, restauração, avaliação de formação ou abandono, mas também podem ser utilizados em etapas de perfuração, sob a forma de colchões viscosos, tampões de combate à perda de circulação e fluidos de preenchimento.

3.5.5.1 Fluido de perfuração

O fluido de perfuração consiste na primeira barreira de segurança do poço, exercendo pressão hidrostática suficiente para prevenir o influxo indesejado de fluidos oriundos da formação e, também, garantir a estabilidade mecânica do poço. Durante a perfuração do poço, o fluido de perfuração é um elemento do CSB primário. Para tanto, as propriedades do fluido de perfuração são mantidas dentro de uma faixa especificada no projeto seguindo os critérios da operadora.

Dessa forma, o projeto de fluidos deve definir a massa específica do fluido de perfuração que será utilizada em cada fase do projeto de perfuração, considerando as curvas de geomecânica e de geopressões do projeto (Figura 1).

Figura 1 – Exemplo de curvas de geomecânica e de geopressões



Fonte: Elaborada pelos autores.

Para o cálculo da pressão exercida pelo fluido de perfuração nas formações de subsuperfície deverão ser levadas em conta:

- I. As condições estáticas, quando não há o bombeio e a pressão se estabelece apenas pela pressão hidrostática;
- II. As condições dinâmicas, quando há o bombeio e a pressão estabelecida é acrescida das perdas de carga geradas pela resistência à movimentação do fluido de perfuração pelo circuito de circulação equipamentos de superfície/coluna de perfuração/broca/anular do poço. Portanto, as propriedades reológicas do fluido de perfuração, tais como viscosidade plástica e limite de escoamento, fundamentais para o cálculo das perdas de carga, são importantes no projeto do fluido de perfuração.

Outro ponto a ser considerado na pressão hidrostática é a concentração de sólidos perfurados presente no anular poço x coluna de perfuração, resultado da perfuração das formações de subsuperfície. Novamente, as propriedades reológicas dinâmicas e as de geleificação são importantes no projeto do fluido de perfuração, pois nortearão a determinação da concentração de sólidos no anular e, conseqüentemente, o quanto será acrescido à massa específica do fluido.

3.5.5.1.1 Massa específica mínima do fluido de perfuração (em perfuração convencional)

Sempre que possível, recomenda-se que a massa específica mínima para a perfuração da fase seja igual ou maior à pressão de poros estimada ou medida da formação permoporosa a ser perfurada acrescida de uma margem de segurança, como por exemplo:

- I. Margem de segurança de riser (MSR) – Considerada para situações de desconexão de emergência, quando a pressão hidrostática da coluna de fluido abaixo do assoalho marinho (mudline) somada à pressão hidrostática da lâmina d'água deve ser suficiente para igualar a pressão de poros;
- II. Margem de segurança de manobra (MSM) – Considerada para situações em que a retirada da coluna de perfuração promove uma pressão resultante inferior à pressão hidrostática da coluna de fluido de perfuração devido ao efeito de pistoneio hidráulico do poço.

Adicionalmente, recomenda-se que a massa específica mínima do fluido de perfuração seja igual ou maior que a pressão de colapso da formação, a fim de garantir a estabilidade mecânica das paredes do poço (fluência do sal, instabilidade de folhelhos, etc.).

3.5.5.1.2 Massa específica mínima do fluido de perfuração (em perfuração não convencional)

No caso de operações MPD em modo SBP, a massa específica do fluido de perfuração será dimensionada conforme a pressão desejada no *Anchor Point*, associada aos limites operacionais dos equipamentos de perfuração com gerenciamento de pressão. As pressões exercidas sobre o poço decorrem da combinação da pressão hidrostática exercida pelo fluido, somada à pressão aplicada na superfície e perdas de carga, se aplicável, de tal forma que a resultante seja sempre igual ou maior que a pressão de poros das formações expostas durante a perfuração.

Já no caso de operações MPD em modo PMCD, trabalha-se com dois tipos de fluido: SAC e LAM. O SAC, bombeado pela coluna, será sempre um fluido de custo baixo, continuamente injetado na formação, exercendo o papel de um fluido de perfuração convencional para carreamento de cascalho, lubrificação, etc. O LAM, fluido posicionado no anular do poço, constituirá parte do CSB primário juntamente com a pressão aplicada na superfície, evitando migração de hidrocarboneto para a superfície. A massa específica do LAM será sempre menor que a pressão equivalente exercida pela formação exposta.

Ainda existem operações MPD em modo FMCD, quando somente se utiliza SAC, bombeado continuamente pela coluna e pelo anular do poço. A massa específica do fluido SAC será sempre maior que o equivalente exercido pela formação exposta.

3.5.5.1.3 Massa específica máxima do fluido de perfuração (em perfuração convencional)

A massa específica do fluido de perfuração não deve exceder a pressão de fratura da formação, considerando uma margem de segurança. Esta prática consiste em garantir a integridade das paredes do poço, evitando problemas operacionais associados à eventos de perda de circulação por indução de fissuras ou fraturas na formação, os quais podem comprometer a integridade do poço.

Adicionalmente, o projeto de fluidos deve garantir uma limpeza de poço eficiente durante a perfuração, considerando parâmetros como taxa de penetração, vazão, massa específica e parâmetros reológicos do fluido, tamanho dos cascalhos gerados, etc. A combinação desses fatores promove um incremento na resultante de pressão, que deve ser monitorado durante toda a perfuração a fim de garantir uma margem de segurança em relação à pressão de fratura.

3.5.6 Projeto de revestimento

O projeto de revestimento consiste na especificação de tubulares adequados aos esforços e ambientes característicos do poço, tendo em vista o seu ciclo de vida.

Com isso, é necessário:

- I. Definir os esforços e o ambiente de instalação em que a coluna estará exposta ao longo de sua vida;
- II. Definir o tipo e modelo de resistência a considerar para o tubular;
- III. Comparar as cargas e as resistências consideradas e selecionar o elemento tubular adequado a partir de um critério de aceitação.

3.5.6.1 Esforços característicos e cenários de uso

Os revestimentos devem ser dimensionados a partir de cenários representativos que, por sua vez, são associados ao serviço e carregamentos esperados do poço. Esses cenários resultam em carregamentos hidrostáticos, axiais e térmicos e, com isso, devem ser avaliadas as resistências ao colapso, pressão interna, axial e triaxial do tubo e conexões.

Os cenários a seguir são algumas das hipóteses de ocorrência que resultam em carregamentos de pressão interna, colapso, axial e triaxial, cujas magnitudes são dependentes do serviço e carregamento

previsto para o poço. A operadora deve considerar quais serão os carregamentos previstos para determinada coluna, com base no cenário de aplicação.

3.5.6.2 Carregamentos hidrostáticos

No que se refere aos carregamentos hidrostáticos, os revestimentos de superfície e intermediário desempenham suas funções durante a construção das respectivas fases do poço.

Alguns exemplos de carregamentos que devem ser considerados, a depender do cenário:

- I. Teste de pressão;
- II. *Kick*;
- III. Teste de absorção;
- IV. Esvaziamento decorrente de perda de circulação;
- V. Cimentação;
- VI. Colapso induzido por formações plásticas.

Os revestimentos de produção, por sua vez, cumprem uma função no longo prazo, devendo suportar os carregamentos hidrostáticos associados às operações de produção, injeção e workover. Nestes cenários, além dos carregamentos citados antes, devem ser avaliados aqueles que são típicos das operações de produção/injeção, tais como:

- I. Furo na Coluna de Produção/Injeção;
- II. Pressões para atuação de equipamentos de completação e teste;
- III. Estimulação/Fraturamento;
- IV. Esvaziamento do Revestimento.*

* Para efeito de dimensionamento, deve ser assumido o menor nível estático previsto para o anular de produção ao longo do ciclo de vida do poço. Este valor de esvaziamento deve levar em consideração o método de elevação empregado, os equipamentos de completação instalados, depleção do reservatório, dentre outros fatores.

3.5.6.3 Cargas axiais de instalação

Os revestimentos devem ser avaliados segundo os carregamentos axiais de instalação tendo em vista a possibilidade de serem tracionados (*overpull*) ou comprimidos (flambagem), devido a problemas mecânicos, de geometria do poço ou de empuxo, por exemplo.

3.5.6.4 Carregamentos térmicos

Para todos os revestimentos devem ser avaliados os impactos da transferência de calor decorrente das operações de produção e injeção nos poços e, para isso, devem ser feitas análises térmicas (APB/*Annular Pressure Buildup*) de interação entre anulares. A temperatura influencia a pressão dos anulares trapeados, resultando em cargas axiais, colapso e pressão interna, itens que devem ser avaliados.

3.5.6.5 Resistências

As resistências dos revestimentos devem ser consideradas a partir dos modelos prescritos na API 5C3/ISO 10400. Independente do modelo de resistência adotado, deve-se avaliar o impacto da temperatura em virtude de sua influência no limite de escoamento do aço.

3.5.6.6 Conexões

As conexões dos revestimentos devem ser especificadas a partir dos carregamentos previstos no poço, respeitando seus limites de resistência e selabilidade.

3.5.6.7 Desgaste mecânico

O desgaste mecânico resulta na perda da espessura da parede do revestimento instalado em virtude do atrito da coluna de trabalho quando é(são) perfurada(as) a(s) fase(s) seguinte(s). Com isso, a espessura disponível para desgaste mecânico deve ser levada em consideração no projeto de poço.

3.5.7 Projeto de cimentação

O projeto de cimentação primária de revestimento/*liner* de poços marítimos tem por finalidade assegurar, ao longo do ciclo de vida do poço, o isolamento hidráulico de zonas e o suporte estrutural aos carregamentos impostos.

Deve ser elaborado um projeto de cimentação contemplando cada revestimento/*liner* instalado que será cimentado no poço. Este projeto deverá detalhar as condições de ensaio e requisitos necessários para os projetos das pastas de cimento e dos colchões lavadores e espaçadores, a verificação da otimização da remoção do fluido existente no poço pela pasta de cimento e a verificação do atendimento à janela operacional, garantindo a segurança operacional, sem perdas ou influxos.

3.5.7.1 Diretrizes gerais de cimentação

- I. O projeto de cimentação deve ser elaborado de acordo com critérios estabelecidos na norma *API Std 65 part 2 - Isolating Potential Flow Zones During Well Construction, Second Edition, December 2010, Reaffirmed, November 2016*, objetivando prioritariamente a segurança na construção e na vida útil do poço.
- II. A extensão anular a ser cimentada deverá ser definida de modo a:
 - a. Permitir a utilização futura do poço (produção, desvios, recompletação e abandono, entre outras operações);
 - b. Atender aos requisitos de integridade estrutural baseados nas condições de carregamento provenientes dos equipamentos de cabeça de poço e operações a serem realizadas para os revestimentos condutor e de superfície;
 - c. Permitir compor os Conjuntos Solidários de Barreiras (CSBs) previstos dos intervalos a isolar;
 - d. Nas situações de revestimento condutor cimentado, ao final da cimentação, deve haver retorno de pasta de cimento no leito marinho.

3.5.7.2 Recomendações gerais para ensaio de laboratório e seleção de colchão e pasta de cimento

- I. Realizar os ensaios das pastas de cimento e dos colchões lavadores e espaçadores tendo como referência a aderência aos procedimentos e métodos de ensaio contidos nas normas API RP 10-B- (2 a 6) (ou suas equivalentes da ISO).

NOTA: Os procedimentos e métodos de ensaios em laboratório são projetados para reproduzir as condições às quais a pasta é submetida desde sua mistura na superfície e bombeio pelo interior da tubulação, passando pela extensão da lâmina de água até a extremidade da tubulação, e a seguir seu escoamento anular até o seu posicionamento final no poço.

- II. Assegurar a conformidade junto a reguladores (ANP e Ibama) de todas as tecnologias e aditivos utilizados, realizando a avaliação de risco, o teste de desempenho, de modo a assegurar a qualidade para produtos e processos, estabelecendo procedimentos operacionais.

3.5.7.3 Colchão lavador e/ou espaçador

- I. Utilizar simulador computacional de cimentação que tenha capacidade de modelagem de interfaces de fluidos para auxiliar na estimativa da eficiência de remoção do fluido de perfuração pelo colchão lavador e/ou espaçador;
- II. Para a seleção dos colchões lavadores e espaçadores deve-se avaliar o resultado dos seguintes ensaios:
 - a. Atendimento à janela operacional do poço;
 - b. Hierarquia de densidade e perda por fricção;
 - c. Compatibilidade reológica entre os fluidos;
 - d. Inversão de molhabilidade das superfícies;
 - e. Eficiência de remoção;
 - f. Estabilidade à sedimentação estática e dinâmica.

3.5.7.4 Pasta de cimento

- I. Realizar os ensaios em laboratório com a formulação da pasta de cimento em condições de poço representativas e com amostras de produtos sólidos e líquidos também representativos da locação. Como ensaios mínimos a serem realizados, informar o tempo de espessamento e a resistência compressiva da pasta de cimento;
- II. Utilizar o cimento *Portland* CPP - Classe G ARS como cimento base para as operações de cimentação marítimas. Poderão ser utilizadas misturas secas com outros materiais para obtenção de propriedades requeridas para a pasta fluida e propriedades mecânicas adequadas da pasta endurecida;
- III. Utilizar mistura seca de cimento Portland CPP - Classe G ARS com sílica ou a mais adequada ao trabalho em peso de cimento (ou outro sistema que tenha estabilidade térmica comprovada) quando a temperatura a que a pasta de cimento será submetida no poço for superior a 110°C (230°F);

- IV. Selecionar sistemas cimentícios comprovadamente estáveis quimicamente quanto ao ataque à matriz de pasta de cimento curada por fluidos agressivos presentes nas formações ou injetados no poço (CO₂, H₂S ou águas de formação salinas);
- V. Utilizar os resultados dos ensaios de laboratório e das simulações computacionais de cimentação para se verificar se os resultados alcançados, atendem aos requisitos de desempenho estabelecidos e às exigências de regulamentos locais e para refinar o projeto da pasta para se chegar a uma formulação otimizada para dado conjunto de condições de poço;
- VI. Projetar as propriedades para a pasta de cimento de modo a abranger o cenário específico do poço:
 - a. Densidade para satisfazer requisitos da janela operacional em condições estáticas e dinâmicas;
 - b. Tempo de bombeabilidade a partir do ensaio de tempo de espessamento;
 - c. Tempo para desenvolvimento de resistência à compressão para profundidades de referenciada sapata e, quando aplicável, do topo do cimento;
 - d. Filtrado;
 - e. Fluido livre;
 - f. Caracterização reológica;
 - g. Estabilidade quanto à sedimentação, em especial em poços de alta temperatura ou pastas de densidades muito elevadas;
 - h. Compatibilidade e estabilidade quando da inclusão de material obturante à pasta de cimento;
 - i. Força gel estática e período de tempo de transição (CGSP) entre a força gel estática crítica (CSGS) e 500 lbf/100 ft², quando aplicável;
 - j. Avaliar o uso de agente expansivo para compensar a retração volumétrica e ocorrência de microanular;
 - k. Propriedades mecânicas frente aos carregamentos aos quais a bainha de cimento estará submetida.
- VII. Realizar preferencialmente o tratamento e a cura de zonas de perda de circulação abaixo do topo planejado para a pasta de cimento antes de iniciar a operação de cimentação primária. Considerar ações mitigadoras para zonas de perda de circulação tratadas e curadas durante a etapa de perfuração da fase, pois as mesmas poderão ocorrer novamente durante a cimentação devido à remoção do reboco, aumento da pressão hidrostática ou incremento de ECD.
- VIII. Considerar a utilização de pasta de cimento especial de baixo calor de hidratação, reduzindo o risco de induzir a liberação de gás quando for prevista a presença de camadas superficiais de hidratos (*Shallow Hazards*);
- IX. Considerar a utilização de pasta de cimento especial, atendendo aos requisitos da API RP 65 Part 1 e API Std 65 Part 2, quando prevista a presença de camadas superficiais contendo hidrato, gás ou água com pressão estática superior à hidrostática da água do mar (*Shallow Hazards*).

3.5.7.5 Verificação do cimento em anular como eCSB

1. Programar a verificação do cimento em anular como elemento de CSB no programa de cimentação primária de acordo com os métodos por confirmação por meio das informações colhidas dos Parâmetros Operacionais e Normalidade Operacional da operação de cimentação primária e/ou por meio da perfilagem de avaliação da cimentação e/ou por meio de pressurização:
 - I. Pode-se adotar o método Parâmetros Operacionais e Normalidade Operacional sempre que o projeto de cimentação e a execução indicarem viabilidade para a verificação de cimento em anular. Esta análise com os parâmetros do projeto e da operação deve considerar as variáveis críticas que afetam a qualidade do isolamento descritas na norma API STD 65-2;
 - II. Nas situações em que o método (a) não for suficiente para a verificação, um perfil de avaliação da cimentação pode ser utilizado para complementar a análise;
 - III. O método de pressurização por meio de FIT/LOT pode ser utilizado para identificação de cimento em anular na região da sapata. Uma compressão de cimento pode ser efetuada quando necessário;
 - IV. O método de pressurização por meio de canhoneio tem caráter destrutivo (furos no revestimento) e deve ser evitado, sempre que possível durante a construção e produção do poço.
2. Avaliar os impactos na completação e na gestão da integridade ao se executar a correção de cimentação. Esta análise deve ser documentada e constar no *handover* do poço;
3. Documentar e reter os resultados da verificação para evidenciar os elementos de barreira.

3.5.8 Pré-projeto de poço de alívio

Para poços considerados críticos, de acordo com o critério da operadora, o planejamento deve englobar a análise de viabilidade de construção do(s) poço(s) de alívio. O poço de alívio é uma ocorrência rara, necessário em geral em uma situação crítica ou de emergência, com grande foco na segurança operacional. O poço de alívio promove, basicamente, meios para interceptar e controlar um poço quando o acesso normal ao mesmo é restrito ou impossível.

O poço de alívio é, em geral, perfurado até o ponto de *kick-off*, quando é então direcionado para o alvo, usando-se, inicialmente, técnicas convencionais de perfuração direcional, para se aproximar do mesmo. Após esse estágio, são usadas técnicas especiais de *ranging*, de forma a reduzir a incerteza e identificar o correto posicionamento relativo ao poço principal. São feitas tantas interações quanto necessárias de forma a reduzir a incerteza e localizar o poço principal. Uma vez que o poço alvo esteja localizado, é feita a aproximação e a interceptação, prosseguindo-se então a operação de amortecimento e abandono ou isolamento do reservatório.

3.5.8.1 Requisitos de um pré-projeto de poço de alívio

O objetivo da realização de um pré-projeto de poço de alívio é garantir a viabilidade técnica da interceptação e do amortecimento do poço em construção, no caso de ocorrência de um *blowout*, além do mapeamento de recursos críticos necessários.

Um pré-projeto de poço de alívio deve contemplar as seguintes etapas/objetivos:

- I. Definição dos reservatórios críticos para análise;

- II. Definição das locações contingentes para a construção do poço de alívio;
- III. Definição dos pontos de amortecimento e viabilidade técnica de interceptação;
- IV. Simulação hidráulica da operação de amortecimento.

3.5.8.1.1 Definição dos reservatórios principais para análise

Para o início do pré-projeto do poço de alívio, deverão ser determinados quais os reservatórios críticos para a ocorrência do *blowout*. Esta análise deve contemplar no mínimo o reservatório principal do projeto, mas pode contemplar outros reservatórios surgentes com alto potencial de fluxo que sejam atravessados em fases intermediárias.

Para cada projeto pode haver um ou mais reservatórios, em uma mesma fase ou em fases diferentes. Quando houver mais de um reservatório crítico e em fases diferentes, será necessário um pré-projeto de poço de alívio para cada fase. Quando houver mais de um reservatório em uma mesma fase, poderá ser feita uma única análise de pré-projeto, considerando a configuração mais crítica de exposição dos mesmos para efeitos de amortecimento do poço. Em geral, esta análise ocorre com todos os reservatórios expostos ao mesmo tempo, salvo na condição em que haja intercalação de reservatórios com alta depleção ou reservatórios de água, ocasião em que as análises devem ser feitas para definir a configuração mais crítica.

3.5.8.1.2 Definição das locações contingentes para a construção do poço de alívio

Para etapa de pré-projeto de poço de alívio, é importante a identificação das locações contingentes para a construção de poços de alívio, principalmente nas regiões muito congestionadas. Nos casos convencionais, recomenda-se que sejam identificadas, pelo menos, duas locações contingentes para o início da perfuração do poço de alívio. Em cenários críticos, onde sejam necessários mais de um poço de alívio para o amortecimento do poço, deverá ser identificada, pelo menos, uma locação contingente além do número de poços necessários. As locações contingentes devem levar em consideração a distância mínima entre a cabeça do poço em *blowout* e a cabeça do poço de alívio, além de avaliar os cenários de deriva de unidades, interferência de fundo e deriva da pluma de gás ou óleo do poço em *blowout*.

3.5.8.1.3 Definição dos pontos de amortecimento e viabilidade técnica de interceptação

Uma vez definidos os reservatórios críticos e as locações contingentes, deve ser definido o ponto de interceptação para viabilizar as simulações hidráulicas.

Para a definição do ponto de interceptação deve ser priorizado o ponto logo abaixo da última sapata exposta devido a facilidade de interceptação sem a necessidade de abertura de janela e a capacidade de detecção do revestimento. Após a definição da profundidade de interceptação, deve ser feita a análise do pré-projeto direcional para se determinar a viabilidade técnica da interceptação no ponto definido.

3.5.8.1.4 Simulação hidráulica da operação de amortecimento

Após a definição da configuração dos revestimentos, profundidade de interceptação e viabilidade da trajetória direcional, deve ser feita a simulação hidráulica para se definir a capacidade de amortecimento do poço em *blowout* e combinação de vazão, volume e densidade de fluido necessários para o amortecimento do poço.

O par "vazão x volume" deve ser utilizado para definição do número de poços de alívio necessários ou recursos críticos para viabilizar a disponibilização da potência hidráulica necessária e o volume de fluido necessário para a realização da operação.

Boas práticas costumam limitar projetos ao número máximo de poços de alívios necessários (não ultrapassando três).

3.5.9 Programa de perfuração

O Programa de Perfuração do Poço consiste na descrição das atividades da etapa de perfuração do poço, aderente ao Projeto do Poço, tendo como premissas o gerenciamento da integridade e participação de equipe multidisciplinar.

3.6 Projeto de completação

O Projeto de Completção consiste nas etapas de planejamento, na consolidação de todos os estudos especializados, na análise de riscos e nas eventuais contingências para a etapa de completção do poço. O projeto deve observar as condições de futuras operações de manutenção (*intervenção/workover*) e abandono, ser adequado às regulamentações vigentes e em conformidade com as Normas, Padrões e às melhores práticas da indústria, preservando o meio ambiente em todas as etapas.

3.6.1 Insumos do projeto de completção

Para elaborar um projeto de completção de poço, os seguintes insumos devem ser considerados e devidamente registrados:

- I. Definição da função do poço: produtor de óleo, produtor de gás, injetor de água, injetor de gás ou injetor alternada de água e gás WAG (*Water Alternating Gas*);
- II. Características das formações a serem completadas, definição do(s) intervalo(s) de interesse a ser(em) canhoneado(s)/completado(s) e da necessidade de seletividade entre eles;
- III. Características dos fluidos contidos nas formações a serem completadas (gás, óleo e/ou água) e profundidade dos contatos óleo/água e/ou gás/óleo;
- IV. Teores de contaminantes na composição dos fluidos contidos nas formações como, por exemplo, H₂S e CO₂, considerando eventual expectativa de aumento destes contaminantes por *souring* do campo ou do reservatório;
- V. Dados de elevação e escoamento como estimativa de vazão de produção do poço, IP ou II, BSW, RGO, diâmetro da coluna de produção/injeção, método de elevação artificial, potencial de incrustação do campo ou do reservatório, profundidades do(s) mandril(is) de *gas-lift* e de injeção química;

- VI. Condições do poço ao final da perfuração ou abandono temporário para planejamento da reentrada, como informações da cabeça de poço, revestimento, fluidos deixados no poço, profundidade dos tampões de cimento, etc.;
- VII. Características dos equipamentos submarinos, incluindo classe de pressão, diâmetro nominal do acesso de produção, configuração do número de passagens hidráulicas e elétricas do suspensor de coluna;
- VIII. Tempo de vida estimado do poço.

3.6.2 Projeto de condicionamento de poço

O condicionamento do poço pode ser realizado ao final da perfuração com o próprio BHA de perfuração ou com uma coluna dedicada na etapa de completação e tem como objetivo preparar o poço para a completação (condicionar topo do *liner*, reduzir a espessura do reboco nas paredes do poço aberto, substituir o fluido e promover a limpeza do poço).

O projeto de condicionamento deve levar em conta as características do poço (ex: trajetória) e do sistema de completação a ser instalado e deve incluir a definição sobre o uso e profundidade dos acessórios como raspadores, escovas e magnetos e os parâmetros de manobra, limpeza e troca de fluidos.

3.6.3 Projeto de fluidos de completação

Os fluidos de completação, assim como os fluidos de perfuração, devem prover pressão hidrostática para prevenir o influxo indesejado de fluidos da formação para a superfície. Além disso, deve considerar aspectos relacionados ao contato com a formação, visando não gerar ou minimizar dano à formação, bem como possuir compatibilidade com operações de contenção de areia e/ou estimulação.

Assim, o projeto de fluidos deve contemplar o dimensionamento e a composição dos fluidos a serem utilizados a cada etapa da completação (fluido de completação, tampões viscosos, *packer fluid*, etc.). Além disso, o projeto deve atentar para a influência do peso de fluido no acionamento de válvulas ou testes de pressão e, também, avaliar os fluidos a serem posicionados e sua adequação às operações futuras de instalação de ANM e na partida do poço, considerando ainda a necessidade de prevenção de hidratos (quando aplicável).

3.6.4 Projeto da completação inferior e cauda intermediária

A completação inferior compreende o conjunto de equipamentos, acessórios e operações que constituem a interface poço-formação. Seu projeto e dimensionamento levam em conta as características da formação (litologia, tipo de formação, estabilidade), a estratégia de contenção de areia (se aplicável) e estimulação, além dos demais requisitos do projeto (ex: seletividade, atuação remota de válvulas, monitoramento de pressão, isolamento temporário da formação etc.).

A utilização de cauda intermediária depende da configuração do poço e dos requisitos do projeto. O projeto da cauda também pode ser adotado como solução contingencial para o caso de falha de elemento no isolamento da formação na completação inferior durante sua instalação.

3.6.5 Projeto de estimulação

As operações de estimulação são compostas por uma série de sistemáticas empregadas para remoção de dano à formação e recuperação ou aumento da produtividade ou injetividade de poços de petróleo.

O projeto de estimulação deve contemplar a metodologia a ser aplicada para adequada distribuição intervalar do tratamento, as operações de fraturamento e/ou acidificação abrangendo as simulações de bombeio, composição dos fluidos, pesos e volumes adequados às etapas previstas na completação e compatíveis com os limites dos equipamentos da completação e da estrutura do poço. Deve considerar também a integridade dos elementos de barreira, principalmente os da formação capeadora.

3.6.6 Projeto de contenção de areia

A contenção de areia é constituída por um conjunto de operações realizadas para a instalação de filtros em frente aos intervalos de interesse em formações inconsolidadas (mecanicamente frágeis). Esses filtros têm como finalidade reter as partículas constituintes da matriz na formação, evitando sua produção e a consequente erosão dos equipamentos expostos ao fluxo de produção de óleo ou gás, ou a obstrução do intervalo pela areia transportada em refluxos causados por eventuais interrupções na operação de poços injetores.

O projeto de contenção de areia deve contemplar a verificação da necessidade da contenção de areia, a escolha da técnica de controle de areia e o dimensionamento do sistema de contenção de areia (definição do *gauge* das telas, granulometria e tipo de propante, simulações de bombeio, abertura da tela etc.).

3.6.7 Projeto de perfilagem

O projeto de perfilagem consiste na definição dos BHAs (conjunto de perfis e ferramentas), dos parâmetros adequados a cada etapa da completação, do objetivo da operação de perfilagem, da análise de compatibilidade geométrica com equipamentos da coluna de completação ou coluna de trabalho, do *stick-up* dos elementos de superfície e sua adequação à sonda, além dos testes a serem realizados nos equipamentos antes da operação.

3.6.8 Projeto de canhoneio

O projeto de canhoneio faz-se necessário a depender da configuração de poço adotada. O canhoneio tem como objetivo restabelecer a comunicação com o meio poroso, atravessando a zona sujeita a dano nas imediações do poço.

O projeto de canhoneio consiste na seleção e dimensionamento do método de canhoneio (*overbalance*, *underbalance* etc.), do método de condução dos canhões (cabo ou coluna de trabalho), método de disparo, tipo e diâmetro de canhão, densidade e tipo de carga, simulações de choque associadas ao canhoneio, *design* da coluna de trabalho utilizada (quando aplicável) e seleção do cabo utilizado e extensão do canhão por corrida (quando aplicável).

3.6.9 Projeto de coluna de completção

O Projeto de coluna de completção contempla o *tally*, que deve considerar o uso de metalurgia(s) compatível(is) com o fluido produzido ou injetado, verificação da compatibilidade geométrica e o dimensionamento estrutural da coluna para os carregamentos previstos ao longo da vida produtiva do poço.

3.6.9.1 Coluna de completção (produção ou injeção)

O projeto da Coluna de Completção consiste em especificar tubulares e acessórios adequados aos esforços e ambientes característicos do poço ao longo de seu ciclo de vida, atendendo às funcionalidades requeridas. Para tanto, é necessário:

- I. Definir os esforços e o ambiente de instalação que a coluna estará exposta ao longo de sua vida;
- II. Definir o tipo e modelo de resistência a considerar para os tubulares e acessórios;
- III. Comparar as cargas e as resistências consideradas e selecionar os elementos tubulares adequados a partir do critério de aceitação definido pela operadora.

O projeto de coluna de completção deve ser elaborado visando não somente a construção do poço, mas também reduzir e simplificar futuras operações de *workover* e abandono.

3.6.9.2 Esforços característicos e cenários de uso

As colunas de produção e/ou injeção devem ser dimensionadas a partir de cenários representativos que, por sua vez, são associados aos objetivos do poço. Estes cenários resultam em carregamentos hidrostáticos, axiais e térmicos que devem ser avaliados diante das resistências ao colapso, pressão interna e tensões axial e triaxial nos elementos tubulares e acessórios.

Os cenários descritos a seguir são hipóteses de ocorrência que resultam em carregamentos de pressão interna, de colapso, axial e triaxial, cujas magnitudes dependem das operações previstas para o poço. A operadora deve identificar quais são os maiores carregamentos esperados para determinada coluna a depender do cenário de aplicação e das operações previstas.

3.6.9.3 Carregamentos hidrostáticos

As colunas de produção e/ou injeção cumprem algumas funções, tais como: permitir a instalação dos equipamentos de completção e resistir aos esforços de serviço, dentre os quais os carregamentos hidrostáticos associados às operações de produção, injeção, estimulação, *workover* e abandono. Desta forma, devem ser avaliados aqueles que são típicos das operações de instalação da completção bem como os cenários de produção/injeção, tais como:

- I. Eventos de despressurização acidental do anular "A";
- II. Furo da coluna de produção e/ou injeção;
- III. Pressões para atuação de equipamentos de completção;
- IV. Teste de pressão interna/externa na instalação;
- V. Estimulação;
- VI. Esvaziamento da coluna.

3.6.9.4 Cargas axiais

As colunas de produção e/ou injeção devem ser avaliadas segundo os carregamentos axiais de instalação e operação tendo em vista a aplicação de tração ou compressão, tanto durante a instalação e/ou retirada, como durante a operação do poço.

3.6.9.5 Carregamentos térmicos

As colunas de injeção e produção devem ser avaliadas considerando os impactos da transferência de calor decorrentes das operações de construção, produção e injeção nos poços, e para isso, devem ser feitas análises térmicas. A temperatura influencia na pressão de todos os anulares do poço, especialmente quando estes estão fechados, resultando em carregamentos de colapso e de pressão interna que devem ser avaliados. Também devem ser considerados os efeitos de alongação e encurtamento da coluna diante das variações de temperatura ao longo da coluna, que resultam em carregamentos axiais.

3.6.9.6 Resistências

As resistências das colunas devem ser consideradas a partir dos modelos prescritos na API 5C3 e/ou ISO 10400. Independente do modelo de resistência adotado, deve-se avaliar o impacto da temperatura no limite de escoamento dos materiais metálicos.

3.6.9.7 Conexões

As conexões das colunas de produção e/ou injeção devem ser especificadas a partir dos carregamentos de serviço do poço, respeitando seus limites de resistência. Em relação à selabilidade das conexões, devem ser empregadas conexões premium nos cenários em que a coluna estiver exposta a fluidos em estado gasoso.

3.6.9.8 Acessórios de coluna

Na elaboração do projeto de coluna de produção ou injeção, também devem ser considerados os acessórios de coluna, como mandris de PDG, de injeção química e de *gas lift*, juntas de expansão, *landing nipples*, válvulas, linhas hidráulicas, cabos elétricos, clamps, protetores e cintas e *packers*.

Os esforços típicos a que estão submetidos os acessórios de coluna são os mesmos atuantes nas colunas de produção e/ou injeção. Deve-se, portanto, comparar as cargas e as resistências consideradas e selecionar os acessórios adequados a partir do critério de aceitação definido pela operadora.

Os acessórios de coluna devem ser selecionados com base na metalurgia requerida e na classe de pressão e performance de vedação (no caso de *packer* e juntas de expansão).

3.6.9.8.1 DSSS - Dispositivo de segurança de subsuperfície

Válvulas de segurança de subsuperfície deverão ser instaladas em poços submarinos produtores e injetores surgentes para o leito marinho, conforme descrito no SGIP.

Recomenda-se seguir a norma API 14A para dimensionamento e seleção da DSSS.

A operadora deve definir a profundidade de instalação da DSSS considerando seu impacto no projeto, na integridade, nas operações e na manutenção do poço, incluindo aspectos como o envelope de formação de hidratos, riscos de deposições orgânicas e inorgânicas e garantia de escoamento.

3.6.10 Projeto de operações com arame

O projeto de arame pode ser necessário a depender da configuração, das funcionalidades e do planejamento da completção e suas contingências.

O projeto de arame consiste na definição dos BHAs e parâmetros adequados a cada etapa da completção, bem como a análise da adequação das interfaces (arranjo de superfície, adaptadores e barreiras) para realização destas operações em cada cenário, a definição do *stick-up* dos elementos de superfície e sua adequação à sonda e dos testes a serem realizados nos equipamentos antes da operação.

3.6.11 Projeto de operações com flexitubo

O uso de flexitubo pode ser necessário a depender do planejamento da completção e suas contingências.

O projeto de flexitubo consiste nas simulações de manobra, bombeio, corte de elemento mecânico, atuação de dispositivos de coluna (válvulas *downhole*), instalação e retirada de elementos mecânicos na coluna, além da definição dos BHAs adequados a cada etapa da completção. Deve incluir também a análise da adequação das interfaces (arranjo de superfície, adaptadores e barreiras) para a realização destas operações, a definição dos testes a serem realizados nos equipamentos antes da operação e do *stick-up* dos elementos de superfície e sua adequação à sonda.

3.6.12 Projeto de operações com nitrogênio

O uso de nitrogênio pode ser necessário a depender do planejamento da completção e suas contingências.

O projeto de operações com nitrogênio consiste no dimensionamento da tancagem necessária para a operação, avaliando o uso de unidade geradora de nitrogênio ou unidades criogênicas, estimativas dos volumes, pressões e vazões a depender da operação. Deve incluir também a análise da adequação das interfaces (arranjo de superfície, adaptadores e barreiras) para a realização destas operações e a definição dos testes a serem realizados nos equipamentos antes da operação.

3.6.13 Projeto de instalação de equipamentos submarinos

O conjunto de equipamentos submarinos (Suspensor de coluna, *Tubing Head Spool* ou Base Adaptadora de Produção, Árvore de Natal Molhada Vertical ou Horizontal e Capa da ANM) é definido com base nas características e nos direcionadores do projeto do poço e do arranjo submarino proposto.

3.6.13.1 Suspensor de coluna

O suspensor de coluna é projetado para sustentar a coluna de produção, permitir o acesso mecânico e hidráulico ao interior da coluna de produção e acesso hidráulico ao anular de produção do poço, permitir

acesso às linhas hidráulicas de controle de válvulas *downhole* e de injeção de produtos químicos *downhole* e permitir a comunicação com sensores de pressão e temperatura de fundo de poço (PDG).

Com relação à integridade de poço e em conformidade com a norma API 17D, as premissas de projeto deste equipamento são:

- I. Pressão – de acordo com a pressão máxima de trabalho (PMT) exigida, o equipamento deverá atender à classe de pressão tal que seja maior ou igual à máxima pressão prevista no projeto durante todo ciclo de vida do poço;
- II. Temperatura – resistir à temperatura mínima e máxima prevista no projeto durante todo ciclo de vida do poço;
- III. Carga máxima de tração na instalação e na operação – peso flutuado projetado da coluna de produção/injeção acrescido de eventual *drag* na retirada e tração transmitida pela coluna para o suspensor durante as operações de produção/injeção;
- IV. *Drift* – diâmetro mínimo de passagem para as ferramentas de acesso *through-tubing* previstas no projeto;
- V. Carga de ombro de apoio – carga máxima de tração somado à carga da PMT (pressão máxima de trabalho);
- VI. Compatibilidade dos materiais em contato com fluidos produzidos e injetados;
- VII. Vedação entre Suspensor de Coluna x BAP – selo para vedação a gás (aceitável elastomérica) com capacidade de pressão limitada a PMT;
- VIII. Vida útil prevista – o Suspensor de Coluna deverá abranger o tempo de duração do projeto de desenvolvimento do campo, mesmo quando puder ser substituído em eventuais *workovers*.

3.6.13.2 BAP

A base adaptadora de produção (BAP), quando utilizada, é projetada para travamento e vedação contra a cabeça de poço. Ela permite a ancoragem, vedação e orientação do suspensor de coluna, o acesso hidráulico ao anular do poço através de válvulas, a ancoragem e vedação da árvore de natal molhada (ANM). Outras funções incluem permitir passagem de PIG nas linhas submarinas, ancoragem e vedação das linhas e umbilical submarinos e ancoragem e vedação do BOP de perfuração para instalação e retirada da coluna de produção.

Com relação à integridade de poço e em conformidade com a norma API 17D, as premissas de projeto deste equipamento são:

- I. Pressão – de acordo com a pressão máxima de trabalho (PMT) exigida, o equipamento deverá atender à classe de pressão tal que seja maior ou igual à máxima pressão prevista no projeto durante todo ciclo de vida do poço;
- II. Temperatura – resistir às temperaturas mínima e máxima previstas no projeto durante todo o ciclo de vida do poço;
- III. Ombro de apoio do Suspensor de Coluna – resistir ao peso da COP/COI mais a força gerada pela pressão de teste do BOP limitada a PMT;
- IV. *Drift* – com a bucha de desgaste instalada, possuir diâmetro mínimo compatível com equipamentos e ferramentas que passarão pela BAP após a instalação da mesma;

- V. Compatibilidade dos materiais em contato com fluidos produzidos e injetados;
- VI. Vida útil – a BAP deverá abranger o tempo de duração do projeto de desenvolvimento do campo;
- VII. Fundação – o impacto da BAP no *stick-up* do poço bem como os momentos fletores resultantes devem ser avaliados.

3.6.13.3 Árvore de natal

A árvore de natal molhada (ANM) tem a finalidade de prover elementos para o CSB secundário do poço. Além disso, deve permitir o controle de fluxo da produção através de suas válvulas *fail-safe close*, o acesso ao anular do poço, a ancoragem e vedação da capa de produção (*tree cap*), o acesso mecânico ao bore de produção, o acesso às linhas hidráulicas de controle de válvulas *downhole*, o acesso aos pontos de injeção de químicos na própria ANM ou no poço e o acesso elétrico aos sensores de pressão e temperatura de fundo de poço (PDG) e da ANM (TP/TPT).

Com relação à integridade de poço e em conformidade com a norma API 17D, as premissas de projeto deste equipamento são:

- I. Pressão – de acordo com a pressão máxima de trabalho (PMT) exigida, o equipamento deverá atender à classe de pressão tal que seja maior ou igual à máxima pressão prevista no projeto durante todo o ciclo de vida do poço;
- II. Temperatura – resistir às temperaturas mínima e máxima previstas no projeto durante todo o ciclo de vida do poço;
- III. Compatibilidade dos materiais em contato com fluidos produzidos e injetados;
- IV. *Drift* – possuir diâmetro mínimo de passagem que permita operação de ferramentas de flexitubo/arame/cabo elétrico previstas no projeto;
- V. Vida útil – a ANM deverá abranger o tempo de duração do projeto de desenvolvimento do campo. Este requisito influenciará no dimensionamento da proteção catódica, no dimensionamento da espessura mínima dos componentes em contato com os fluidos produzidos e injetados e na confiabilidade das válvulas.

3.6.13.4 Capa de produção (*Tree Cap*)

A Capa de Produção (*tree cap*) tem a finalidade de promover a vedação no topo da ANM, servindo como segundo elemento de barreira no acesso aos bores de produção e de anular. Em alguns modelos de ANMs e em ANM Horizontais, as *tree caps* também podem fazer parte do circuito de comando hidráulico das ANMs, permitindo que diferentes alinhamentos sejam feitos.

Com relação à integridade de poço e em conformidade com a Norma API 17D, as premissas de projeto deste equipamento são:

- I. Pressão – de acordo com a Pressão Máxima de Trabalho (PMT) exigida, o equipamento deverá atender a classe de pressão tal que seja maior ou igual à máxima pressão prevista no projeto durante todo o ciclo de vida do poço;
- II. Temperatura – resistir à temperatura mínima e máxima prevista no projeto durante todo o ciclo de vida do poço;

- III. Vida útil – a *tree cap* deverá abranger o tempo de duração do projeto de desenvolvimento do campo.

No projeto de instalação de equipamentos submarinos devem ser considerados:

- I. Verificação da compatibilidade com os equipamentos e sistemas da coluna de completação;
- II. Avaliação da compatibilidade do BOP com as ferramentas utilizadas na instalação do suspensor de coluna;
- III. Avaliação da adequação dos modos de EDS para instalação do suspensor de coluna;
- IV. Definição do método de instalação da *Árvore de Natal Molhada* e da *Tree Cap*;
- V. Verificação da adequação do sistema de *riser* de completação para os equipamentos a serem instalados e para as operações previstas durante a completação do poço;
- VI. Análise de adequação de sonda aos equipamentos submarinos.

3.6.14 Programa de completação

O Programa de Completção do Poço consiste na descrição das atividades da etapa de completção do poço, aderente ao Projeto do Poço, tendo como premissas o gerenciamento da integridade e participação de equipe multidisciplinar.

3.7 Projeto de avaliação das formações

3.7.1 Insumos para o projeto de avaliação

Para elaboração de um projeto de avaliação de poço, os seguintes insumos devem ser considerados e devidamente registrados:

- I. Objetivos do teste de formação (produtividade, amostragem, etc.);
- II. Intervalo(s) a ser(em) testado(s) e necessidade de isolamento entre ele(s) ou demais intervalo(s);
- III. Características do(s) fluido(s) contido(s) nas formações a ser(em) testada(s) (gás, óleo e/ou água) e profundidade dos contatos óleo/água e/ou gás/óleo;
- IV. Teores de contaminantes na composição dos fluidos contidos nas formações como, por exemplo, H₂S e CO₂;
- V. Caso necessário, condições do poço ao final da perfuração ou abandono temporário para planejamento da reentrada, como informações da cabeça de poço, revestimento, fluidos deixados no poço, profundidade dos tampões de cimento etc.;
- VI. Necessidade de operações de contenção de areia ou de operações de estimulação para atender ao(s) objetivo(s) do teste;
- VII. Características do(s) equipamento(s) submarino(s) (BOP, ANM): classe de pressão configuração das gavetas etc.

3.7.2 Projeto de avaliação

O projeto de avaliação é um documento que consolida e integra todos os projetos, estudos especializados, simulações, pareceres, análise de riscos, programa, etc., que compõem o projeto principal.

O projeto de avaliação consiste em especificar e dimensionar os equipamentos e materiais necessários (ferramentas, tubulares e equipamentos) de forma a cumprir os objetivos do teste, observando os cenários operacionais e de contingência, e atendendo aos requisitos de segurança. O projeto então compreende em três etapas:

- I. Definir os cenários operacionais e de contingência;
- II. Selecionar os elementos do conjunto solidário de barreiras para cada cenário;
- III. Comparar os fluidos e esforços decorrentes destes cenários com os materiais e propriedades mecânicas dos equipamentos.

Os equipamentos de teste são assim divididos:

- I. Equipamentos da coluna de teste, a qual consiste nas válvulas e tubulares que compõem a coluna desde o intervalo de teste até a cabeça do poço;
- II. Equipamentos de subsuperfície, válvulas e tubulares, os quais estão localizados da cabeça do poço até abaixo da mesa rotativa;
- III. Equipamentos de superfície, situados na plataforma de perfuração e no convés da sonda.

A seleção das ferramentas de teste é efetuada em função dos objetivos do teste, sendo uma composição típica composta de:

- I. *Packer*;
- II. Junta de segurança;
- III. Jar;
- IV. Porta do registrador inferior;
- V. Amostrador de coluna;
- VI. Válvula de fechamento de fundo;
- VII. Válvula de circulação reversa;
- VIII. Válvula de circulação reversa operada por disco de ruptura;
- IX. Tubulares;
- X. Juntas expansíveis (telescópicas).

Dentre os vários cenários operacionais e de contingência que podem ocorrer, os mais usuais são:

- I. Teste de pressão da coluna;
- II. Períodos de fluxo e estática;
- III. Operações de estimulação;
- IV. Operação das ferramentas por pressão no anular;
- V. Circulação reversa;
- VI. Amortecimento do poço;
- VII. Vazamento na coluna abaixo da cabeça do poço.

Definidas as ferramentas e os cenários operacionais e de contingência, devem ser calculados os esforços que estes respectivos cenários irão gerar e ser analisada a resistência mecânica dos tubulares e das ferramentas a estes esforços, adotando-se os fatores de segurança estabelecidos por normas e regulamentos nacionais/internacionais ou pelos padrões técnicos das operadoras. Os materiais com os

quais as ferramentas e tubulares são fabricados devem ser compatíveis com os fluidos da formação e demais fluidos com os quais estarão em contato.

3.7.3 Coluna teste

3.7.3.1 Árvore submarina de teste (AST)

A árvore submarina de teste é um equipamento composto por um conjunto de elementos responsáveis pela segurança e contenção do reservatório. Os elementos que compõem a árvore submarina de teste são: *fluted hanger*, *slick joint*, conjunto de válvulas, *latch*, *shear sub*. As principais funcionalidades de segurança associadas aos componentes são relacionadas abaixo. Os elementos são elencados de baixo para cima.

- I. **Fluted Hanger:** Ancoramento da coluna de teste na cabeça de poço, de forma que os demais componentes da árvore submarina de teste fiquem diante de seus correspondentes dentro do BOP;
- II. **Slick Joint:** Tubulação de diâmetro compatível com a gaveta de tubos do BOP. A configuração da árvore deve ser tal que pelo menos uma gaveta de tubos deve estar apta a fechar contra o *slick joint*;
- III. **Conjunto de Válvulas:** O conjunto deve ser composto de ao menos duas válvulas. Ambas devem possuir modo de falha seguro fechado e serem atuadas remotamente da superfície. Os tempos de fechamento das válvulas devem ser inferior ao tempo de fechamento das gavetas cisalhantes. O conjunto deve necessariamente cortar os elementos que vão abaixo da árvore (cabo ou flexitubo) e vedar na sequência;
- IV. **Latch:** Deve ser capaz de desconectar a parte superior do *latch* da parte inferior através de comando remoto da superfície. Deve possuir um mecanismo *back up* de desconexão diferente do primeiro, sendo o modo mais comum a desconexão mecânica. A altura do *fluted hanger* até o *latch* deve ser tal que todo o conjunto fique posicionado abaixo da gaveta cisalhante;
- V. **Shear Sub:** Elemento de tubo que fica diante da gaveta *shear sub*. Deve ser sabidamente cisalhável pela gaveta que está à frente.

NOTA: Recomenda-se instalar a SSV abaixo da cabeça de teste ou equivalente em plataformas fixas e autoelevatórias, principalmente para poços com H₂S ou HPHT.

3.7.3.2 Lubricator

Consiste em elemento que compõe a coluna de teste, localizado próximo à cabeça de teste, contendo válvula operada remotamente cuja função é fechar o poço próximo à cabeça de teste para viabilizar as substituições e testes de conjuntos de arame, cabo elétrico ou flexitubo. É importante destacar que naquelas operações de avaliação, nas quais não há previsão de montagem desses conjuntos, a(s) válvula(s) *Lubricator* são dispensáveis. A válvula deve (i) vedar nos dois sentidos; (ii) ter modo de falha seguro "como está" e (iii) deve ter meios de não confinar pressão quando usada mais de uma em conjunto.

3.7.3.3 Cabeça de teste

Consiste num equipamento de acesso e controle do poço, provido de válvulas *swab*, *master*, *kill* e *flow wing*, sendo montado no topo da coluna de *well test*. Na sua conexão com a coluna pode haver um *swivel* com selos internos para absorver o giro da sonda. A cabeça de teste fica posicionada no *Rig Floor* e viabiliza a interligação entre a coluna de teste e a planta de *well test*. As válvulas da cabeça de teste são descritas abaixo:

- I. **Flow:** Prover a condução dos fluidos produzidos pela coluna de teste para a planta de *well test* na sonda, permitindo fechar o poço. Deve ter fechamento remoto e modo de falha seguro fechado;
- II. **Kill:** Permitir o amortecimento do poço via *kill valve*;
- III. **Swab:** Permitir acesso ao poço de ferramentas de *slick line*, *wire line* ou flexitubo através da *swab valve*;
- IV. **Master:** Quando a cabeça de teste for dotada de *swivel*, ela permite a rotação da sonda e da coluna de *well test* abaixo do mesmo.

3.7.3.4 Fluido de completção

O fluido de completção é a barreira primária durante a manobra da coluna de teste, quando este deve estar necessariamente em *overbalance*. Durante as operações de fluxo e estática, o fluido é uma elemento de barreira adicional.

3.7.3.5 Esforços característicos e cenários de uso

Os elementos da coluna devem ser dimensionados considerando os carregamentos de pressão interna, colapso, axial, triaxial e variações no comprimento da coluna para os seguintes cenários:

- I. Prisão de coluna, dificuldade para desassentar o *packer*;
- II. Teste de pressão da coluna;
- III. Aplicação de pressão no anular:
 - a. Atuação da válvula de circulação reversa *back up*;
 - b. *Tubing leaking* logo abaixo do BOP com BOP fechado e válvula de teste fechada;
 - c. Caso de *full evacuation*;
- IV. Injeção;
- V. Fluxo;
- VI. *Jet lift*, quando houver previsão deste modo de elevação.

3.7.4 Seleção e *layout* de equipamentos de superfície

A planta de teste deverá contar com barreiras operacionais aos eventos de alta gravidade. Conforme a API RP 14C os seguintes eventos são considerados potenciais eventos críticos em uma planta de processo: sobrepressurização, vazamento, transbordo, *gas blowby*, subpressurização, temperatura superior à nominal, fontes de ignição, combustão insuficiente. Esses eventos devem possuir dois

dispositivos mitigadores distintos. Especialmente para o caso de sobrepressurização, recomenda-se o uso de *Hi-Pilots* como dispositivos primários e PSVs como secundários.

3.7.5 Produtos do projeto de avaliação

Uma vez realizados os estudos pertinentes para a adequada seleção dos materiais e equipamentos ao cenário de avaliação, os equipamentos selecionados, a forma de usá-los e a relação entre eles é expressa através de estudos esquemáticos que permitem a instalação, operação e remoção tanto da coluna de teste quanto da planta. O conteúdo mínimo para que o projeto de avaliação possa ser executado na sonda consiste na compilação abaixo.

3.7.5.1 Especificação do *Packer Fluid*

- I. Descritivo com o tipo, peso e volume do fluido selecionado para a operação de avaliação;
- II. Estratégia para queda do nível de fluido do anular, caso exista esta possibilidade.

3.7.5.2 Esquema da Coluna de Teste

- I. Esquemático dos equipamentos de teste instalados no interior do poço;
- II. Além da listagem das ferramentas, é necessário informar a profundidade de cada uma, os diâmetros internos e externos, o comprimento, peso – o volume interno para cada profundidade.

3.7.5.3 *Space out* da árvore submarina de teste (AST)

- I. Esquemático com as posições relativas da árvore submarina de teste em relação às gavetas do BOP.

3.7.5.4 Planta de teste

- I. Esquemático com o posicionamento dos equipamentos da planta de teste na sonda;
- II. Análise de risco de operação da planta.

3.7.6 Programa de avaliação

O Programa do Poço de Avaliação consiste na descrição das atividades da etapa de construção do poço, aderente ao Projeto do Poço, tendo como premissas o gerenciamento da integridade e a participação de equipe multidisciplinar.

3.8 Projeto de abandono

Sempre que houver previsão de abandono temporário ou permanente de poço durante ou imediatamente após a construção, deve-se elaborar um Projeto de Abandono, aderente às boas práticas previstas no Caderno de Boas Práticas – Diretrizes para Abandono de Poços do IBP.

Especial atenção deve ser dada a poços partilhados, notadamente nos casos em que a construção de uma perna partilhada impede o acesso mecânico à perna anterior. Neste cenário, as operações de construção da perna partilhada somente devem se iniciar após o devido abandono permanente da perna anterior.

É recomendável que o Projeto de Abandono contenha um esquemático do poço a ser abandonado, identificando o esquema mecânico simplificado (revestimentos, cimentações em anular, tampões, peixes e equipamentos de completação remanescentes), os intervalos com potencial de fluxo e aquíferos, quando aplicável, e os conjuntos solidários de barreiras pretendidos com seus respectivos elementos.

Para cada conjunto solidário de barreira previsto para o poço, o esquemático de abandono deverá conter:

- I. Tipo do CSB (Temporário ou Permanente);
- II. Finalidade (CSB Primário, CSB Secundário ou CSB entre zonas);
- III. Detalhamento de cada um dos seus elementos de barreira, contendo:
 - a. Descrição;
 - b. Posição, quando aplicável;
 - c. Intervalo de extensão com topo e base, quando aplicável.

Na elaboração do projeto de construção do poço deve-se avaliar técnica e economicamente a viabilidade de reduzir riscos e dificuldades técnicas para a obtenção dos CSBs permanentes no futuro. Esta avaliação deve levar em consideração os trechos onde estes CSBs poderiam ser posicionados, os elementos que os comporiam e como se pretenderia realizar a verificação dos seus elementos. Como exemplo, esta análise pode resultar na indicação de:

- I. Necessidade de ajuste nas extensões das cimentações primárias;
- II. Necessidade de ajustes nas profundidades de instalação de equipamentos da completação como *packers* e PDG;
- III. Necessidade de verificação do cimento em anular durante a construção.

3.8.1 Programa de abandono

O Programa de Abandono do Poço consiste na descrição das atividades da etapa de construção do poço, aderente ao Projeto do Poço e em conformidade com o Caderno de Boas Práticas – Diretrizes para Abandono de Poços do IBP.

3.9 Análise de riscos

A análise de riscos nas atividades de perfuração, completação, avaliação e abandono de poços de petróleo e gás natural devem atender à Prática de Gestão nº 12 da Resolução ANP nº 46, de 07/11/2016, garantindo que os perigos sejam identificados, reduzindo, controlando ou mitigando riscos, mantendo-os dentro dos limites aceitáveis de segurança, e seus resultados fazendo parte tanto do respectivo projeto de poço e do programa.

Nessa linha, a operadora deverá estabelecer, documentar e implementar procedimento para gestão dos riscos associados ao gerenciamento da integridade de poços, contemplando, no mínimo:

- I. Identificação dos perigos e análise dos riscos associados às diferentes etapas do ciclo de vida do poço, inclusive projeto, por meio de metodologias reconhecidas e com resultados devidamente documentados;

- II. Identificação das ações necessárias e recomendações para mitigação e redução dos riscos a um nível ALARP;
- III. Composição e multidisciplinaridade da equipe, e participação das contratadas, de acordo com a criticidade do poço;
- IV. Confecção de relatório da análise de riscos com nível de aprovação adequado, devendo o responsável pela aprovação ter nível hierárquico superior ao dos responsáveis pela elaboração.

A metodologia de Análise de Riscos empregada deverá contemplar, no mínimo, as seguintes avaliações:

- I. A integridade dos elementos de CSB;
- II. As incertezas do poço;
- III. O fator humano;
- IV. Riscos geológicos;
- V. *Kick* e *blowout* - quando aplicável;
- VI. As análises de riscos e lições aprendidas dos poços de correlação;
- VII. A análise histórica de incidentes em poços similares.

OBS: Questões relativas a fatores humanos, aspectos que contribuem com a relação interativa do homem com determinado ambiente que o cerca e que são determinantes na dinâmica, eficiência e eficácia de suas atividades, devem ser consideradas durante a realização da análise de riscos, conforme aplicável e possível de serem identificadas com o nível de informação disponível no projeto executivo e durante as tarefas de serviços de poço e riscos das instalações durante a construção.

Mudanças nas operações, procedimentos, normas, projetos, programa ou pessoal aplicáveis ao gerenciamento de integridade de poços devem ser avaliadas e gerenciadas de forma que os riscos advindos destas alterações permaneçam em nível aceitável, estabelecendo um plano de ação com prazos compatíveis com a complexidade e riscos. Caso os prazos não sejam cumpridos, avaliar os riscos e documentar justificativas técnicas adequadas para o novo prazo.

4 DIRETRIZES GERAIS PARA CONSTRUÇÃO DE POÇOS

4.1 Introdução e objetivos

A construção do poço pode ser definida como o conjunto de todas as operações técnicas executadas após as etapas de projeto que tenham como finalidade alcançar os objetivos geológicos, avaliá-los e/ou instalar equipamentos para produção ou injeção de fluidos na(s) zona(s) de interesse do reservatório, caso seja técnica e economicamente viável.

Nesta fase, devem ser monitorados e avaliados todos os riscos que podem resultar na perda de integridade dos conjuntos solidários de barreira do poço, para que possa ser construído de forma a resistir às solicitações esperadas durante a construção até o final de sua vida útil.

4.2 Premissas e considerações gerais

A construção de um poço é, em geral, dividida em três tipos de atividades: perfuração, avaliação e completação. Cada atividade é, por sua vez, composta por um conjunto de atividades e operações semipadronizadas, com início e fim bem definidos e que levam a um mesmo objetivo. Dessa forma, pode-se listar a composição geral de cada uma dessas intervenções como a seguir.

4.2.1 Perfuração

Conjunto de operações com a finalidade de alcançar os objetivos geológicos de modo a poder avaliá-los, em poços exploratórios, ou permitir a instalação de equipamentos para cumprir a finalidade de produzir hidrocarbonetos ou injetar fluidos no reservatório, em poços de desenvolvimento. A perfuração é composta por:

- I. Atividade de DMM: todas as operações que são realizadas para desmobilizar ou desmontar, movimentar, mobilizar ou montar a unidade/torre de uma locação/poço para outra, inclusive o posicionamento;
- II. Atividade de perfuração: conjunto de operações que permitem o avanço na formação. Inicia-se com o avanço/perfuração do primeiro metro de cada fase e finaliza com o avanço/perfuração do último metro de cada fase;
- III. Atividade de início de poço partilhado/multilateral: conjunto de operações que permitem o desvio de um poço a fim de iniciar um novo poço partilhado ou multilateral;
- IV. Atividade de ESCP: operações de instalação e retirada de equipamentos de segurança de cabeça de poço. Inclui operação com BOP, cabos guias, BAP (caso seja instalada durante a etapa de perfuração), jateamento de cabeça de poço etc.;
- V. Atividade de revestimento/cimentação: operações para descer, assentar, cimentar e avaliar a cimentação de uma coluna de revestimento no poço, com a finalidade de prover a integridade do poço e isolar as diversas zonas com potencial de fluxo;
- VI. Atividade de perfilagem: operações de registro das características físicas das formações geológicas, dos fluidos presentes nestas formações ou das condições mecânicas do poço,

através de sensores apropriados, cuja resposta é transmitida para a superfície através de cabos elétricos;

- VII. Atividade de testemunhagem: consiste na retirada de uma amostra cilíndrica da rocha utilizando um equipamento especial denominado barrilete, de comprimento e diâmetro variáveis. As amostras recuperadas pelo barrilete (chamados testemunhos) são cortadas entre determinadas profundidades e trazidas à superfície, permitindo fazer análises e interpretações confiáveis das características petrográficas das rochas encontradas na subsuperfície;
- VIII. Atividade de abandono: conjunto de operações destinadas a isolar os fluidos de formação entre si e do meio externo.

4.2.2 Completação

Conjunto de operações realizadas com a finalidade de equipar o poço para produção ou injeção de fluidos na zona de interesse do reservatório. A completção é composta por:

- I. Atividade de DMM: todas as operações realizadas para desmobilizar ou desmontar, movimentar, mobilizar ou montar a unidade/torre de uma locação/poço para outra, inclusive o posicionamento;
- II. Atividade de ESCP: operações de instalação e retirada de equipamentos de segurança de cabeça de poço. Inclui operação com BOP, cabos guias, jateamento de cabeça de poço e instalação da BAP;
- III. Atividade de condicionamento: operações de condicionamento de revestimento e troca de fluido. Inclui também as operações de correção de cimentação e corte de tampão de cimento no revestimento;
- IV. Atividade de perfilagem: apoio nas operações de canhoneio a cabo e avaliação/correção de cimentação, instalação de barreira mecânicas;
- V. Atividade de tratamento e estimulação: operações com fluidos especiais, tais como ácidos, solventes, polímeros surfactantes e fluido para fraturamentos;
- VI. Atividade de canhoneio: operação destinada à perfuração do revestimento ou da coluna, com a utilização de explosivos, visando colocar em contato o interior do revestimento ou da coluna com o meio externo circundante;
- VII. Atividade de instalação do sistema de completção inferior: operações que se destinam à instalação de elementos tais como telas, *liner* rasgado, *liner* furado, *frac pack*, *gravel pack*, cauda de produção etc.;
- VIII. Atividade de isolamento e abandono de zonas: conjunto de operações destinadas a isolar os fluidos de formação entre si e do meio externo;
- IX. Atividade de instalação/retirada da COP/COI: operações de instalação ou retirada de coluna e acessórios que possibilitarão o fluxo controlado dos fluidos da formação para o poço ou a injeção de produtos para melhorar o fator de recuperação do reservatório;
- X. Atividade de instalação de equipamentos de superfície/submarino: operações de instalação de ANC, ANM, BAP, MLF, MCV;
- XI. Atividade de indução de surgência para produção: conjunto de operações que possibilita a colocação de um poço de óleo ou gás em produção em colaboração com a UEP antes do DMM

da unidade que realizou operações no poço. Essa atividade ocorre apenas quando há necessidade de auxílio na partida do poço por parte da unidade que realizou operações no mesmo.

4.2.3 Avaliação

Conjunto de operações destinadas à determinação da produtividade, injetividade, dano, caracterização de reservatório, amostragem de fluidos produzidos (superfície e monofásica de fundo) ou identificação de fluidos em zonas potencialmente produtoras de hidrocarbonetos. A Avaliação é composta por:

- I. Atividade de DMM: todas as operações realizadas para desmobilizar ou desmontar, movimentar, mobilizar ou montar a unidade/torre de uma locação/poço para outra, inclusive o posicionamento;
- II. Atividade de ESCP: operações de instalação e retirada de equipamentos de segurança de cabeça de poço. Inclui operação com BOP, cabos guias, jateamento de cabeça de poço, instalação da BAP etc.;
- III. Atividade de preparação para teste de formação: operações de condicionamento e avaliação de cimentação;
- IV. Atividade de teste de formação: operações de teste de poço, TI, TFR, TIF, registros, perfilagem de produção. Destina-se a colher amostras do fluido e parâmetros da formação. Estão incluídos nesta atividade canhoneio e estimulação/contenção de areia;
- V. Atividade de perfilagem: instalação e retirada de registradores eletrônicos para medições de vazões e pressões do reservatório;
- VI. Atividade de abandono: conjunto de operações destinadas a isolar os fluidos de formação entre si e do meio externo. A atividade inicia com a montagem da coluna de trabalho para deslocamento do primeiro tampão de cimento ou para o assentamento do primeiro tampão mecânico e sua conclusão se dá com o início da avaliação da próxima zona do poço ou o início do DMM da unidade de intervenção.

4.3 Integridade de poço durante a perfuração

4.3.1 Introdução

O ponto de partida para a atividade de Perfuração é o início de poço, e se conclui com a preparação para a completção, teste de formação ou abandono. O propósito desta seção é exemplificar diagramas de CSB de perfuração e citar procedimentos e simulados de controle de poço para perfuração.

4.3.2 Recomendações gerais para compor CSBs na perfuração

- I. A perfuração do início de poço pode ser efetuada com a coluna de fluido como única barreira;
- II. Instalar o revestimento de superfície previamente à perfuração de uma zona com potencial de fluxo;
- III. Instalar e testar BOP de perfuração antes de perfurar uma fase com previsão de formações portadoras de hidrocarboneto;
- IV. Colunas compostas de revestimento não cisalháveis, quando em poço aberto ou poço com canhoneados expostos devem ser descidas com elementos de CSB projetados de forma a permitir circulação de fluido pela coluna e impedir o contrafluxo.

4.3.3 Procedimentos e simulados de controle de poço para perfuração

4.3.3.1 Cenários para ações de controle de poço

A Tabela 2 descreve cenários de incidente para os quais as ações de controle de poço devem estar disponíveis nos documentos da operadora. Esta lista não é final e cenários adicionais podem ser incluídos com base nas atividades planejadas.

Tabela 2 – Simulados de ações de controle de poço na perfuração

Item	Descrição	Comentários
1	Influxo de gás raso	
2	Influxo concomitante com ferramentas ou tubulares cisalháveis passando pelo BOP	
3	Influxo concomitante com ferramentas ou tubulares não-cisalháveis passando pelo BOP	
4	Influxo concomitante com nenhuma ferramenta ou tubular na frente do BOP	
5	Influxo contendo H ₂ S	
6	Influxo de algum dos trechos laterais previamente perfurados de poços multilaterais	Perfuração de trecho lateral de poço multilateral.

Fonte: Elaborada pelos autores.

4.3.3.2 Simulados de ações de controle de poço

Os simulados de ações de controle de poço a seguir são possíveis exemplos cuja aplicação deve ser avaliada para cada cenário operacional. Os simulados devem ser executados de acordo com os manuais e bridging document de cada operadora.

Tabela 3 – Simulados de ações de controle de poço na perfuração

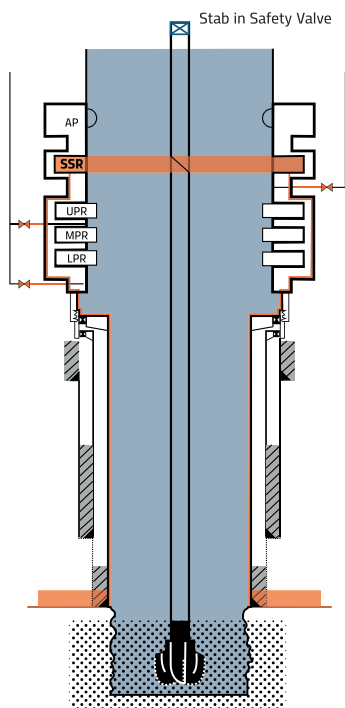
Tipo	Objetivo
Simulado de fechamento de poço (<i>pit drill</i>) – perfurando	Treinamento de resposta a um influxo na perfuração (broca no fundo).
Simulado de fechamento de poço (<i>trip drill</i>) – manobrando	Treinamento de resposta a um influxo na manobra (broca fora do fundo). Prática de instalação da VSC no interior da coluna.
Simulado de controle de poço (<i>choke drill</i>)	Prática na operação do choke remoto com pressão no poço. Sugerida realização na fase anterior a perfuração de fase com expectativa de hidrocarboneto.
Simulado de hang-off	Prática na localização do tool joint através do BOP anular.

Fonte: Elaborada pelos autores

4.3.4 Exemplos de diagramas de CSB de perfuração

O Diagrama de CSB deverá ser preparado para cada atividade ou operação de poço. Exemplos de esquema de CSB para algumas operações de perfuração selecionadas são apresentados abaixo.

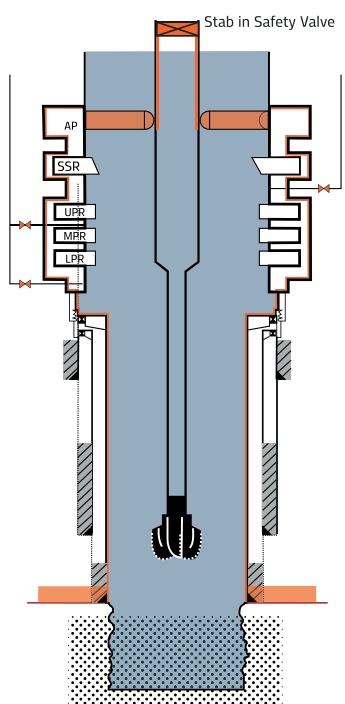
Figura 2 – Perfurando, testemunhando e manobrando com coluna cisalhável



Elementos de Barreira	Tabela CAE do ANEXO I
CSB Primário	
Coluna de Fluido	E16
CSB Secundário	
Formação Selante	E31
Revestimento Cimentado	E41, E15
Revestimento	E41
Cabeça de poço/Packoff/Supensor	E11, E39, E48
BOP de Perfuração	E10

Fonte: Elaborada pelos autores.

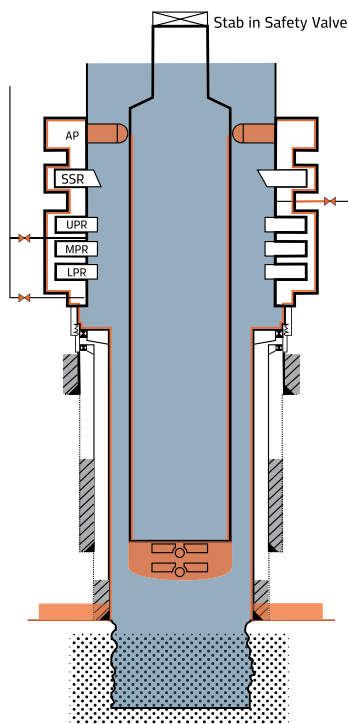
Figura 3 – Manobrando coluna de perfuração não cisalhável



Elementos de Barreira	Tabela CAE do ANEXO I
CSB Primário	
Coluna de Fluido	E16
CSB Secundário	
Formação Selante	E31
Revestimento Cimentado	E41, E15
Revestimento	E41
Cabeça de poço/Packoff/Supensor	E11, E39, E48
BOP de Perfuração	E10
Coluna de Perfuração	E18
Válvula de Segurança de Coluna	E55

Fonte: Elaborada pelos autores.

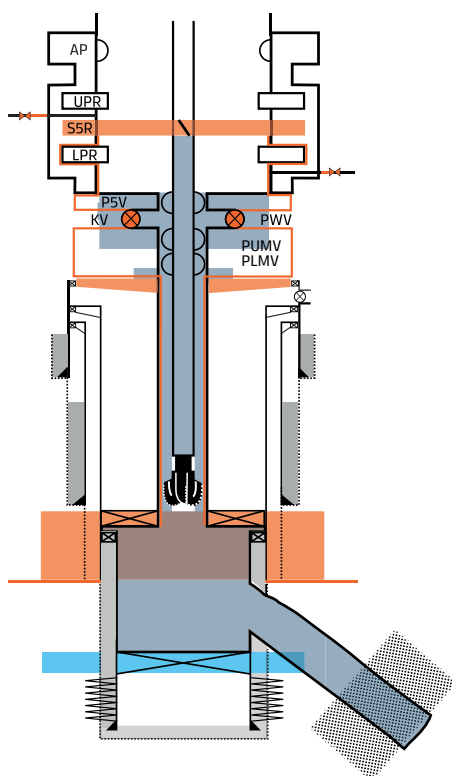
Figura 4 – Manobrando revestimento não cisalhável



Elementos de Barreira	Tabela CAE do ANEXO I
CSB Primário	
Coluna de Fluido	E16
CSB Secundário	
Formação Selante	E31
Revestimento Cimentado	E41, E15
Revestimento	E41
Cabeça de poço/Packoff/Supensor	E11, E39, E48
BOP de Perfuração	E10
Revestimento	E41
Acessórios de Válvulas Flutuantes do Revestimento	E1

Fonte: Elaborada pelos autores.

Figura 5 – Perfurando e testemunhando através da coluna



Elementos de Barreira	Tabela CAE do ANEXO I
CSB Primário (poço desviado)	
Coluna de Fluido	E16
CSB Primário (poço abandonado)	
Formação Selante	E31
Cimento em Anular	E15
Revestimento	E41
Tampão Mecânico	E51
CSB Secundário	
Formação Selante	E31
Revestimento Cimentado	E41, E15
Revestimento	E41
Packer de Produção	E38
Coluna de Produção	E19
Revestimento	E41
Cabeça de poço/Packoff/Supensor	E11, E39, E48
BOP de Perfuração	E10
Árvore de Natal Molhada	E3

Fonte: Elaborada pelos autores.

4.4 Integridade do poço durante a completção

4.4.1 Introduo

A atividade de completção inicia-se aps a perfurao evoluir at a profundidade final do poço e a perfilagem final ter sido realizada ou o revestimento de produo ter sido instalado. É concluída quando a rvore de natal é instalada, CSB testados e poço entregue (*handover*) para a produo. O propósito desta seo é exemplificar diagramas de CSB de completção e citar procedimentos e simulados de controle de poço para perfurao.

4.4.2 Recomendaoes gerais para compor CSBs na completção

- I. Todos os elementos de CSB, linhas de controle e seus arranjos de fixao (*clamps*) devero ser resistentes as cargas do ambiente onde foram instalados;
- II. Todos os poços de produo ou injeo devero ser equipados com uma rvore de natal;
- III. Uma DHSV devera ser instalada na coluna de produo/injeo em todos os poços submarinos produtores e injetores surgentes para o leito marinho;
- IV. Recomenda-se que poços de produo ou injeo surgentes tenham um selo anular entre a coluna de produo/injeo e o revestimento ou *liner* de produo, ou seja, *packer* de produo;
- V. Deverá ser possvel assentar um plugue no suspensor de coluna (ou um plugue de coluna prximo ao TH) e um plugue em maior profundidade na coluna de produo/injeo;
- VI. Recomenda-se a utilizao de sensor de presso na profundidade da cabea de poço/rvore de natal para prover monitoramento contnuo do bore de produo;
- VII. Recomenda-se a utilizao de sensor de presso na profundidade da cabea de poço/rvore de natal para prover monitoramento do anular "A";
- VIII. Todos os anulares acessveis, se possvel, devero ser equipados com medidor(es) de presso.

4.4.3 Procedimentos e simulados de controle de poço para completção

4.4.3.1 Procedimentos para aoes de controle de poço para completção

A Tabela 4 descreve possveis cenrios para os quais aoes de controle de poço devem estar disponveis. A lista de cada projeto depende das atividades planejadas.

Tabela 4 – Procedimentos de ações de controle de poço na perfuração

Item	Descrição	Comentários
1	Influxo do poço (<i>kick</i>) ou perda de fluido durante descida ou retirada da coluna de produção/injeção ou da completação inferior	Prever válvula de segurança com rosca compatível.
2	Passagem de elementos não cisalháveis pelo BOP	
3	Descida de completação com linhas de controle e cabo elétrico	
4	Influxo concomitante com nenhuma ferramenta ou tubular na frente do BOP	Efeitos de <i>surge</i> e <i>swab</i> . Impossibilidade de fechar elementos tubulares do BOP em tubo telado.

Fonte: Elaborada pelos autores.

4.4.3.2 Simulados de ações de controle de poço

Os simulados de ações de controle de poço a seguir são exemplos e devem ser executados de acordo com os manuais e bridging document de cada operadora.

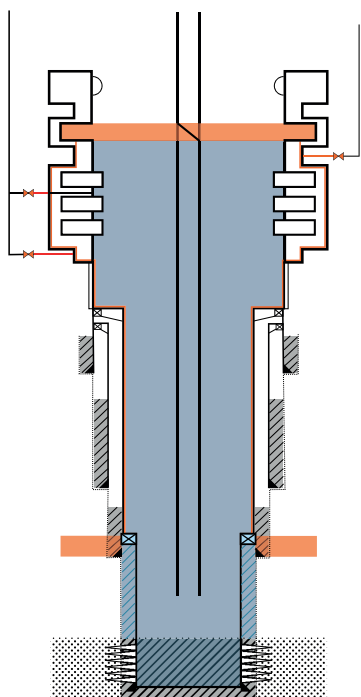
Tabela 5 – Simulados de ações de controle de poço na completação

Tipo	Objetivo
Simulado de fechamento de poço (<i>trip drill</i>) – completação	Treinamento de resposta a um influxo ocorrendo durante descida de completação inferior ou superior.

Fonte: Elaborada pelos autores.

4.4.4 Exemplos de diagramas de CSB conforme operações de completção

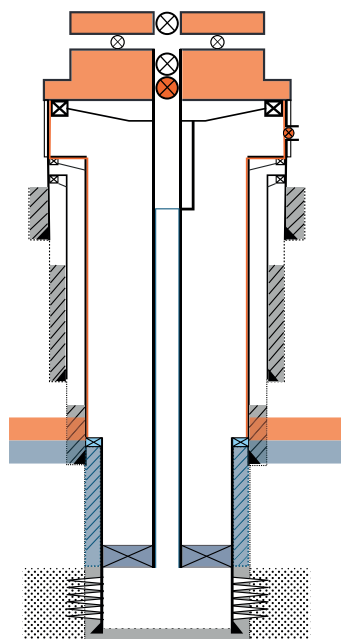
Figura 6 – Descendo coluna com extremidade aberta



Elementos de Barreira	Tabela CAE do ANEXO I
CSB Primário (poço abandonado)	
Coluna de Fluido	E16
Formação Selante	E31
Revestimento Cimentado Fase 4	E41, E15
Revestimento (<i>liner</i>) Cimentado Fase 5	E41, E15
<i>Liner Top Packer</i>	E18
CSB Secundário	
Formação Selante	E31
Revestimento Cimentado Fase 4	E41, E15
<i>Liner</i>	E41
<i>Liner Top Packer</i>	E32
Revestimento	E41
Revestimento Cimentado Fase 4	E41, E15
Cabeça de Poço/ <i>Packoff</i> /Suspensor	E11, E39, E48
BOP de Perfuração	E10

Fonte: Elaborada pelos autores.

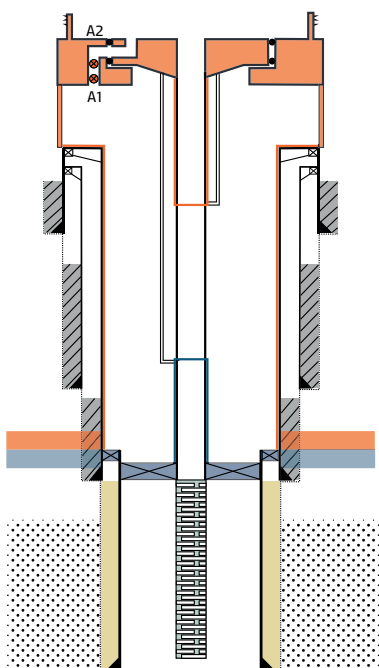
Figura 7 – Poço de completção seca (ANC) simples



Elementos de Barreira	Tabela CAE do ANEXO I
CSB Primário (poço abandonado)	
Formação Selante	E31
Revestimento Cimentado Fase 4	E41, E15
<i>Liner Packer</i>	E32
Revestimento (<i>Liner</i>) Cimentado Fase 5	E41
<i>Packer</i> de Produção - <i>Packer</i> Hidráulico	E38
Coluna de Produção/ Injeção e Componentes	E19, E22
Dispositivo de Segurança de Subsuperfície (DSSS) DHSV	E27
CSB Secundário	
Formação Selante	E31
Revestimento Cimentado Fase 4	E41, E15
Revestimento	E41
Cabeça de Poço/ <i>Packoff</i> /Suspensor	E11, E39, E48
Árvore de Natal Convencional (ANC)	E3

Fonte: Elaborada pelos autores.

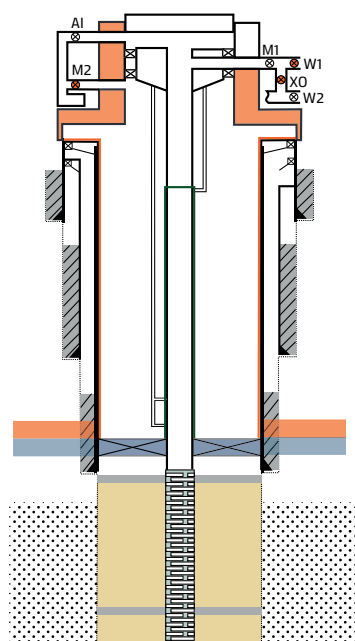
Figura 8 – Poço submarino após descida de coluna e assentamento de tubing hanger para assentamento posterior da ANM com SESV



Elementos de Barreira	Tabela CAE do ANEXO I
CSB Primário	
Formação Selante	E31
Revestimento Cimentado Fase 3	E41, E15
<i>Liner Packer</i>	E18
Revestimento Fase 4	E41
<i>Packer de Produção -Packer Hidráulico</i>	E38
Componente da Coluna de Produção/Injeção	E19
Válvula Hidráulica de Isolamento da Formação - VHIF	E53
CSB Secundário	
Formação Selante	E31
Revestimento Cimentado Fase 3	E41, E15
Revestimento Fase 3	E41
Cabeça de Poço/ <i>Packoff</i> /Suspensor	E11, E39, E48
BAP	E6
Suspensor da Coluna de Produção/injeção - <i>Tubing Hanger</i>	E47
Coluna de Produção/Injeção - Tubos	E19
Dispositivo de Segurança de Subsuperfície (DSSS) DHSV	E27

Fonte: Elaborada pelos autores.

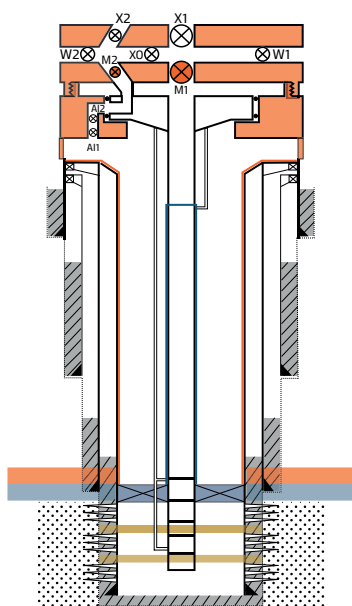
Figura 9 – Poço submarino completado com ANMH e BCS



Elementos de Barreira	Tabela CAE do ANEXO I
CSB Primário	
Formação Selante	E31
Revestimento Cimentado	E41, E15
<i>Packer de Produção -Packer Hidráulico</i>	E38
Coluna de Produção e Componentes (BCS)	E19, E22
Dispositivo de Segurança de Sub Superfície (DSSS) DHSV	E27
CSB Secundário	
Formação Selante	E31
Revestimento Cimentado	E41, E15
Revestimento Fase 3	E41
Cabeça de Poço/ <i>Packoff</i> /Suspensor	E11, E39, E48
Árvore de Natal Molhada (ANMH)	E3

Fonte: Elaborada pelos autores.

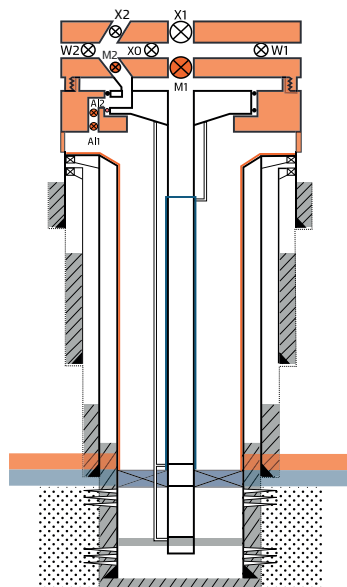
Figura 10 – Poço submarino (ANM) de completção inteligente com seletividade em três zonas produtoras



Elementos de Barreira	Tabela CAE do ANEXO I
CSB Primário	
Formação Selante	E31
Revestimento Cimentado	E41, E15
Packer de Produção -Packer Hidráulico	E38
Coluna de Produção e Componentes	E19, E22
Dispositivo de Segurança de Subsuperfície (DSSS) DHSV	E27
CSB Secundário	
Formação com Fluência	E31
Revestimento Cimentado Fase 3	E41, E15
Revestimento Cimentado Fase 4	E41, E15
Revestimento Fase 4	E41
Cabeça de poço/Packoff/Suspensor	E11, E39, E48
BAP	E6
Árvore de Natal Molhada (ANMH)	E3
CSB Entre Zonas	
Formação Selante	E31
Cimento em anular	E15
Packer de Produção -Packer Hidráulico	E38
Coluna de Produção/Injeção - Tubos	E19
Válvula de camisa deslizante - Sliding Sleeve	E53

Fonte: Elaborada pelos autores.

Figura 11 – Poço submarino com completção inteligente seletiva



Elementos de Barreira	Tabela CAE do ANEXO I
CSB Primário	
Formação Selante	E31
Revestimento Cimentado Fase 4	E41, E15
Packer de Produção - Packer Feed-Through	E38
Coluna de Produção e Componentes	E19, E22
Dispositivo de Segurança de Subsuperfície (DSSS) DHSV	E27
CSB Secundário	
Formação Selante	E31
Revestimento Cimentado Fase 4	E41, E15
Revestimento Fase 4	E41
Cabeça de Poço/Packoff/Suspensor	E11, E39, E48
BAP	E6
Árvore de Natal Molhada (ANMH)	E3

Fonte: Elaborada pelos autores.

4.5 Integridade do poço durante a avaliação

4.5.1 Introdução

A atividade de avaliação cobre requisitos e orientações relacionados à integridade de poço durante a atividade de teste de formação/injetividade de poços exploratórios e poços de aquisição de dados de reservatório.

Esta atividade inicia-se após a perfuração e perfilagem da última fase de poço aberto ou, ainda, após a instalação do revestimento/*liner* e é concluída com o amortecimento do poço e retirada da coluna de teste.

O propósito desta seção é descrever como são estabelecidos os CSBs através da utilização de elementos de CSB e requisitos adicionais para executar esta atividade de forma segura.

O CSB tem a função de construir um envoltório de elementos que impeçam o fluxo da formação de reservatório ou zona com potencial de fluxo para a superfície ou para outra zona para onde este fluxo não é admissível.

A seguir são descritos os critérios adicionais/complementares para o monitoramento de elementos do CSB.

4.5.2 Recomendações gerais para compor CSBs na avaliação

- I. Deverá ser possível o fechamento da coluna de teste na profundidade do BOP. Para as operações em poços com cabeça de poço submarina também deverá ser possível a desconexão da coluna de teste abaixo do nível das gavetas cegas/cisalhantes do BOP;
- II. Deverá ser possível cisalhar a coluna de assentamento (parte superior da coluna de teste)/*tubing* pelo BOP e vedar o poço;
- III. Deverá ser possível amortecer o poço, seja através da AST, seja através da circulação de fluido de matar com retorno pelo *choke manifold* da sonda e separador de fluidos/gás;
- IV. Deverá ser possível estabelecer um caminho de circulação, via coluna de teste, em todos os momentos;
- V. Fluidos com peso específico para amortecer o poço devem estar disponíveis na locação em volume suficiente para encerrar a operação. O nível do *trip tank* deverá ser monitorado continuamente;
- VI. O BOP de perfuração deverá ter configuração de gavetas e altura suficiente para acomodar AST (ou válvula de segurança no caso de plataformas autoelevatórias) e ao mesmo tempo permitir o fechamento de ao menos uma gaveta contra a *slick joint*. Adicionalmente, o BOP deverá ser capaz de cortar a coluna de teste com a AST ainda conectada e vedar o poço;
- VII. Quando houver previsão de assentar o *packer* de *well test* dentro do *liner*, deverá ser verificado por teste de pressão que o trecho de anular no overlap ou *liner*/revestimento anterior suporta a máxima pressão que pode ser aplicada durante as operações da atividade de avaliação.

4.5.3 Procedimentos e simulados de controle de poço para avaliação

4.5.3.1 Procedimentos para ações de controle de poço

A Tabela 6 descreve cenários de incidente para os quais ações de controle de poço devem estar disponíveis. Esta lista não é final e cenários adicionais podem ser incluídos com base nas atividades planejadas.

Tabela 6 – Procedimentos de ações de controle de poço na avaliação

Item	Descrição	Comentários
1	Influxo ou perda de fluido durante descida ou retirada da coluna de teste	Uma válvula de segurança de coluna juntamente com os <i>crossovers</i> necessários deverá estar preparada e disponível para uso a qualquer momento.
2	Desconexão da AST	Recomenda-se descrever critério de <i>heave</i> , ângulo do <i>riser</i> e <i>pitch/roll</i> máximos. O tempo entre ativação do fechamento da válvula até a completa desconexão da AST deve ser documentado e utilizado no procedimento de desconexão.
		Recomenda-se que seja possível içar a parte superior da AST acima do ponto de desconexão do LMRP sem a necessidade de quebrar conexões de tubos no <i>drill floor</i> .
		Para embarcações com posicionamento dinâmico, deverá haver registro de critério operacional para situações de <i>drift/drive-off</i> com as respectivas ações definidas.
3	Presença de H ₂ S	Recomenda-se definir critério para implementar medidas de contingência ou abortar o teste.
4	Amortecimento do poço	Recomenda-se documentar os métodos de amortecimento planejados e de contingência.

Fonte: Elaborada pelos autores.

4.5.3.2 Simulados de ações de controle de poço

Os simulados de ações de controle de poço são exemplos e devem ser executados de acordo com os manuais e *bridging document* de cada operadora.

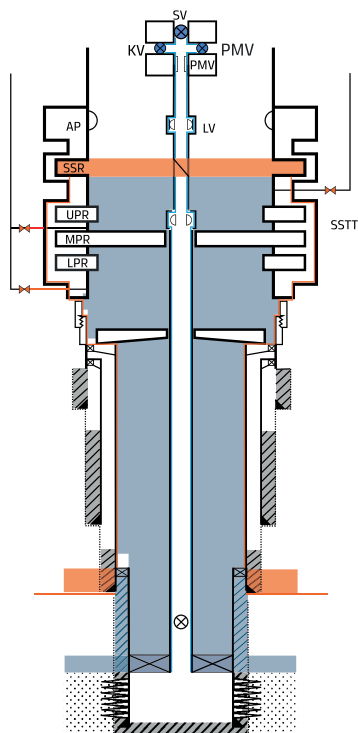
Tabela 7 – Simulados de ações de controle de poço na avaliação

Tipo	Objetivo
Simulado de fechamento de poço (<i>trip drill</i>) – Avaliação	Treinamento de resposta a um influxo ocorrendo durante descida ou retirada de coluna.
Teste funcional da AST	Avaliação da funcionalidade das capacidades de fechamento, corte de elemento <i>thru-tubing</i> e desconexão da AST no deck ou na mesa rotativa.

Fonte: Elaborada pelos autores.

4.5.4 Exemplos de diagramas de CSB conforme operações de avaliação

Figura 12 – Testando: fluxos e estáticas (fluido overbalance no anular)

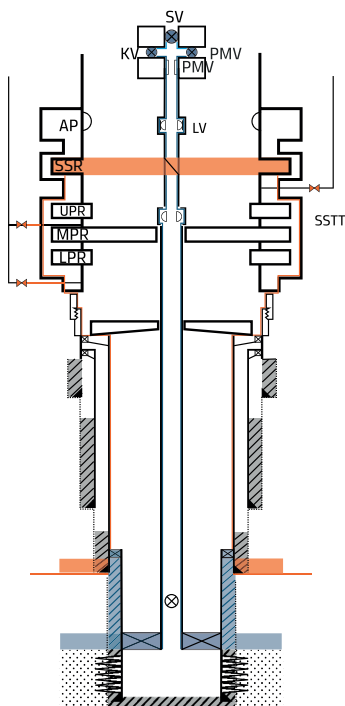


Elementos de Barreira	Tabela CAE do ANEXO I
CSB Primário	
Formação Selante	E31
Revestimento (<i>Liner</i>) Cimentado	E41, E15
<i>Liner Packer</i>	E32
Coluna de Fluido*	E16*
Obturador de Teste (<i>Packer</i> de Avaliação)	E37
Válvula de Teste (somente corpo)	E56
Coluna de Teste	E20
Árvore Submarina de Teste	E23
Lubricator Valve	E33
Cabeça de Teste	E12
CSB Secundário	
Formação Selante	E31
Revestimento Cimentado	E41, E15
Revestimento	E41
Cabeça de Poço/ <i>Packoff</i> /Suspensor	E11, E39, E48
BOP de Perfuração	E10

*Complementar

Fonte: Elaborada pelos autores.

Figura 13 – Testando: fluxos e estáticas (fluido *underbalance* no anular)

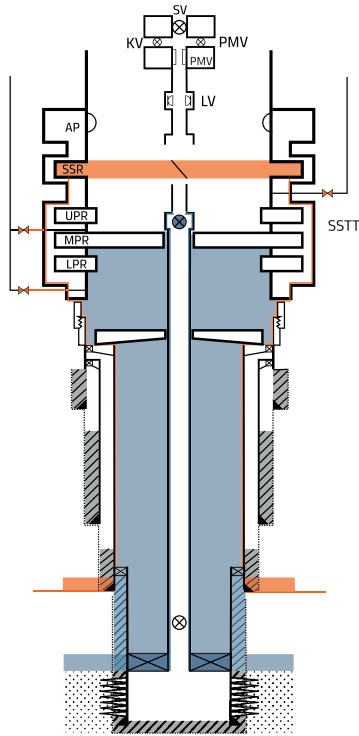


Elementos de Barreira	Tabela CAE do ANEXO I
CSB Primário	
Formação Selante	E31
Revestimento (<i>Liner</i>) Cimentado	E41, E15
<i>Liner Packer</i>	E32
<i>Packer</i> de Avaliação	E37
Válvula de Teste (somente corpo)	E56
Coluna de Teste (abaixo do BOP)	E20
Árvore Submarina de Teste	E23
Coluna de Teste (acima do BOP)	E20
<i>Lubricator Valve</i>	E33
Cabeça de Teste	E12
CSB Secundário	
Formação Selante	E31
Revestimento (<i>Liner</i>) Cimentado	E41, E15
Revestimento	E41
Cabeça de Poço/ <i>Packoff</i> /Suspensor	E11, E39, E48
BOP de Perfuração	E10

Fonte: Elaborada pelos autores.

Para testes com fluido *underbalance*, o *packer* deve possuir sistema de acunhamento para esforços ascendentes e deve ser testado com diferencial de pressão de baixo para cima.

Figura 14 – Testando desconexão de coluna de assentamento



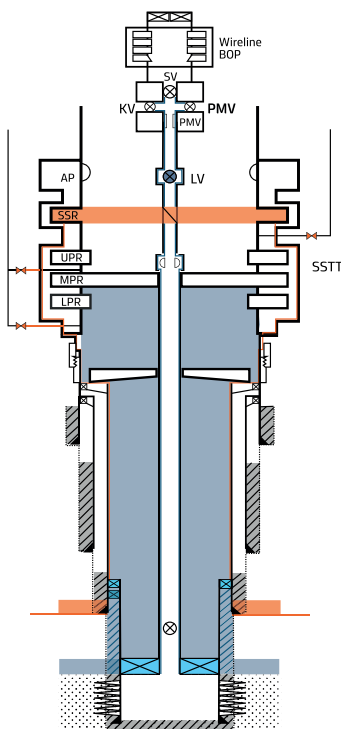
Elementos de Barreira	Tabela CAE do ANEXO I
CSB Primário	
Formação Selante	E31
Revestimento (<i>Liner</i>) Cimentado FASE 4	E41, E15
<i>Liner Packer</i> (opcional)	E32
Coluna de Fluido*	E16*
<i>Packer</i> de Avaliação	E37
Válvula de Teste (somente corpo)	E56
Coluna de Teste (abaixo do BOP)	E20
Árvore Submarina de Teste	E23
CSB Secundário	
Formação Selante	E31
Revestimento Cimentado Fase 3	E41, E15
Revestimento	E41
Cabeça de Poço/ <i>Packoff</i> /Suspensor	E11, E39, E48
BOP de Perfuração	E10

*Complementar

Fonte: Elaborada pelos autores.

A Figura 14 se aplica a operações com fluxo. Em operações de injetividade, caso não haja AST, esta configuração não será possível.

Figura 15 – Instalação e retirada de equipamento e trocando WL durante o teste



Elementos de Barreira	Tabela CAE do ANEXO I
CSB Primário	
Formação Selante	E31
Cimento no Anular	E15
<i>Liner Packer</i> (opcional)	E32
Coluna de Fluido*	E16*
Revestimento (<i>liner</i> e produção) Fase 4	E41
<i>Packer</i> de Teste	E37
Válvula de Teste (somente corpo)	E56
Coluna de Teste (abaixo do BOP)	E20
Árvore Submarina de Teste	E23
Coluna de Teste (acima do BOP)	E20
<i>Lubricator Valve</i>	E33
CSB Secundário	
Formação Selante	E31
Revestimento Cimentado Fase 3	E41, E15
Revestimento Fase 3	E41
Cabeça de Poço/ <i>Packoff</i> /Suspensor	E11, E39, E48
BOP de Perfuração	E10

*Complementar

Fonte: Elaborada pelos autores.

4.6 Operações de desconexão de BOP submarino

Em algumas situações, pode ser necessária a interrupção das operações em um poço, na etapa de construção, e que não se caracteriza como um abandono temporário. São exemplos destas situações:

a) **Desconexão Emergencial:** resultante do desacoplamento não programado da sonda do poço, onde haja programação de retorno definida. São exemplos de desconexão emergencial: *blackout*, desconexão do LMRP por perda de posição da embarcação, dentre outros;

b) **Desconexão Operacional:** desacoplamento programado quando um ou mais equipamentos (BOP, BAP, ANM, 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 ou ANMH 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 ou ANMH, dentre outros.

Poços com as operações interrompidas e que se enquadrem nos casos acima não devem ser deixados nesta situação indefinidamente, sendo necessária a implementação de medidas cabíveis para poço em abandono temporário caso a sonda saia da locação.

4.6.1 Desconexão operacional durante a perfuração

No caso de desconexão operacional em poços revestidos e cimentados (CSB Primário), cuja fase tenha atravessado intervalo(s) com potencial de fluxo e pressão de poros maior que 8,6 ppg, a verificação no sentido poço > superfície deve ser realizada contra os elementos do CSB primário, antes da desconexão operacional. Para desconexão operacional nesse cenário, o fluido não deve ser utilizado como CSB primário, mas pode ser considerado como CSB secundário, mesmo sem monitoramento, mediante atendimento aos seguintes requisitos:

1. Fluido com MSR (margem de segurança de *Riser*) no poço revestido;
2. Fluido com obturante adequado às formações atravessadas na fase;
3. Deve ser considerado, no dimensionamento da massa específica requerida, a presença de hidrocarbonetos abaixo do CSB Primário (mecânico) quando aplicável. Deve ser considerado, quando aplicável, no dimensionamento da massa específica requerida, a presença de hidrocarbonetos abaixo do CSB Primário.

No caso de desconexão operacional em poços revestidos e cimentados (CSB Primário), cuja fase tenha atravessado intervalo(s) com potencial de fluxo e pressão de poros menor ou igual a 8,6 ppg, a verificação no sentido poço para superfície pode ser substituída por: (a) confirmação por pressão; (b) flow check pelo *Riser* com BOP aberto, após substituir o fluido do *Riser* por água do mar e antes de desconectar o BOP. Para desconexão operacional, o fluido não deve ser utilizado como CSB Primário, mas pode ser considerado como CSB Secundário, mesmo sem monitoramento, mediante atendimento aos seguintes requisitos:

1. Caso a massa específica requerida obtida conforme Tabela E16 do ANEXO I seja menor ou igual a 8,55 lb/gal, pode-se dispensar o uso de obturante, uma vez que o mar garante suprimento contínuo de fluido com esta propriedade. Quando atendido este item, fica dispensado atendimento ao item 7 de Projeto/Construção/Seleção da Tabela CAE de Fluido (E16);

2. Caso a massa específica requerida conforme Tabela E16 do ANEXO I para o mesmo seja maior que 8,55 lb/gal, utilizar fluido com MSR (Margem de Segurança de Riser) e com obturante adequado às formações atravessadas na fase;
3. Deve ser considerado, no dimensionamento da massa específica requerida, a presença de hidrocarbonetos abaixo do CSB Primário (mecânico), quando aplicável. Deve ser considerado, quando aplicável, no dimensionamento da massa específica requerida, a presença de hidrocarbonetos abaixo do CSB Primário.

Quando estes requisitos para fluido como CSB não forem atendidos, o que inviabiliza utilizar o fluido como eCSB, considerar que a desconexão operacional poderá ser realizada com 1 CSB em nível de risco ALARP, mediante a realização de uma análise de risco que considere o nível de confiabilidade do único CSB constituído levando-se em consideração, por exemplo:

1. Elementos componentes do CSB;
2. Verificação dos eCSB aderentes aos critérios de aceitação;
3. Resultados da verificação no sentido poço > superfície contra elementos do CSB Primário;
4. *Flow check* pelo Riser com BOP aberto, após substituir o fluido do *Riser* por água do mar e antes de desconectar o BOP por um período estendido;
5. Expectativa de tempo até a reconexão ao poço.

4.6.2 Desconexão de emergência

A operação de desconexão de emergência seria requerida em um cenário contingenciado em que se admite somente 1 CSB mecânico composto por, dentre outros elementos, BOP com gavetas cisalhantes e cegas sequenciados no EDS para que a gaveta cega feche, idealmente, no vazio. Após a desconexão de emergência, as operações se concentrariam no re-acesso ao poço para restabelecer dois CSBs independentes.

4.7 Gestão de mudança

Neste capítulo, descreve-se o processo de identificação e gerenciamento das mudanças na etapa de execução, relativas aos projetos aprovados, ocorridas nas construções de perfuração, completação e avaliação de poços marítimos.

Alteração é qualquer modificação em um sistema ou instalação envolvendo equipamentos, processos, softwares, materiais, insumos e equipes de trabalho. Poderá ser classificada como: substituição de mesma natureza ou mudança.

4.7.1 Substituição de mesma natureza

Não é mudança propriamente dita. É a intervenção em um sistema (instalação em equipamentos, softwares, materiais e insumos) em que não há alteração dos parâmetros operacionais originais de projeto. Observa-se, também, neste tipo de substituição que os limites de operação do processo, ou intervenção na força de trabalho, não adicionam novos riscos e incertezas ao sistema preexistente.

4.7.2 Mudança propriamente dita

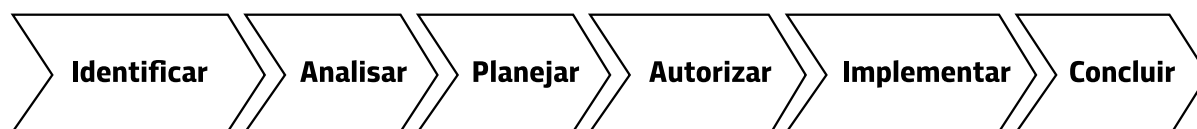
Trata-se de qualquer alteração, permanente ou temporária, que modifique os perigos, riscos e incertezas ou altere a confiabilidade dos sistemas. Poderá ser classificada como: mudança na instalação, mudança na tecnologia, mudança no projeto, mudança na execução de poços, ou mudança na força de trabalho (própria ou contratada).

A mudança pode ocorrer de modo voluntário, ou seja, pela vontade e ação do homem, ou involuntária, quando acontece por fatores alheios ao controle humano, como, por exemplo, a ocorrência inesperada de fatores que alteram de modo significativo as condições de segurança de execução do poço como temperaturas e pressões anormalmente elevadas, ocorrências de sal ou zonas de perda severa etc.

A gestão de mudanças em construção de poços caracteriza-se por alterações nas programações operacionais de poços que possam trazer risco à integridade de poço, riscos ao meio ambiente, à saúde ou à segurança das pessoas, instalações, e à continuidade e eficiência operacional.

As etapas do processo de gerenciamento das mudanças em execução de poço ocorrem conforme disposto na Figura 16:

Figura 16 – Etapas do gerenciamento de mudança



Fonte: Elaborada pelos autores.

4.7.2.1 Identificar mudança

Alterações identificadas dentro do processo de construção de poço devem ser avaliadas através de procedimento e critérios específicos da operadora quanto à caracterização como mudança. Metodologias reconhecidas e aprovadas pela operadora, como por exemplo, questionário específico e/ou checklist, deve ser utilizado para permitir ao avaliador identificar determinada alteração como substituição de mesma natureza ou mudança.

Uma vez identificada que a alteração é uma mudança, o responsável da área técnica definido pela operadora coordenará o tratamento da mudança através de sistema da operadora que permita o registro e rastreamento de todas as informações referentes à análise, planejamento, aprovações, ações executadas e conclusão da mudança.

Para as mudanças contingenciais que se façam necessárias em caráter de urgência, com o objetivo de restabelecer a continuidade operacional, habitabilidade, segurança de pessoas, proteção às instalações ou ao meio ambiente, deve ser antecipada a etapa de análise da mudança através de formulário específico para sua avaliação realizando a análise de risco necessária para implementação da mudança em caráter emergencial. Para estas mudanças, a análise da mudança pode ser feita juntamente com a etapa de identificação de modo a subsidiar a aprovação gerencial em nível adequado de forma expedita. Entretanto, mesmo para mudanças contingenciais, os requisitos de análise da mudança, conforme descritos em norma ou procedimento da operadora ou, minimamente, como descrito no capítulo "4.7.2.2 Analisar Mudança" não poderão ser suprimidos.

Toda proposta submetida à sistemática de identificação deverá ser documentada e arquivada, ainda que não configure mudança.

4.7.2.2 Analisar mudança

As mudanças deverão ser analisadas através de metodologia reconhecida e com resultados devidamente documentados. Em conformidade com a *Resolução ANP nº 46*, de 07/11/2016, a análise de riscos empregada deverá contemplar, no mínimo, integridade dos elementos de CSB, incertezas do poço, fator humano, riscos geológicos, *kick* e *blowout*, e, quando aplicáveis, análises de riscos, lições aprendidas dos poços de correlação e análise histórica de incidentes em poços similares.

A análise da mudança deverá considerar a participação de uma equipe multidisciplinar, contendo o pessoal envolvido e capacitado, bem como a participação de especialistas (quando requerido).

Caso no processo de análise seja identificado que a mudança implicará modificações nos processos de outras atividades/etapas da vida do poço (por exemplo, na unidade marítima de produção, nos serviços de instalações de produção etc.), representantes destas devem participar da análise da mudança e, a partir das informações obtidas, incluí-las e contemplá-las em seus projetos ou, se for o caso, gerenciar as mudanças necessárias em seus processos.

Caso no processo de análise seja identificado que a alteração implicará mudanças e/ou impactos nas instalações nas quais o serviço será executado (por exemplo, na sonda), representante desta deve participar da análise e, a partir das informações obtidas, gerenciar as mudanças necessárias em suas próprias instalações.

Gestões de mudança que tenham impacto em algum elemento de segurança de poço devem ter participação de um representante da operadora responsável pela segurança operacional em cenário de controle de poço. Quando estiver relacionada a equipamentos da sonda, deve também envolver especialista da unidade marítima.

A metodologia de análise de risco empregada deve identificar as ações mínimas a serem executadas para a avaliação dos perigos e do impacto global nas atividades, antes da implementação das modificações. Quando avaliado que as medidas de controle de risco estabelecidas através da metodologia da operadora não sejam suficientes para manter os riscos em níveis aceitáveis, deverão ser adotadas técnicas complementares (Risk Assessments 6 x 6, APR, "What if", HAZOP, etc.) que permitam avaliar e controlar riscos inerentes à mudança.

A análise preliminar de riscos (APR) ou qualquer outra técnica complementar associada a gestão de mudanças, quando utilizada, deve atender ao estabelecido em norma ou procedimento da operadora no que tange às responsabilidades quanto a coordenação da análise de riscos e aprovação e as dimensões para análise do impacto.

4.7.2.3 Planejar mudança

O planejamento da implementação das ações de mudança baseia-se nas análises realizadas e deve compor um plano de ação contendo as ações propostas na etapa de análise de mudança, as ações para implementação das recomendações contidas nas análises de riscos, descrição detalhada de cada ação proposta, responsável, prazo e fase de implementação.

As fases do plano de ação da mudança podem ser definidas como:

- I. Planejamento: engloba ações de análise e de avaliação para a execução da mudança. Ex.: levantamento de recursos necessários;
- II. Pré-Execução: ações que devem ser implementadas antes da execução da mudança, para o devido gerenciamento dos riscos analisados. Ex.: comunicação da força de trabalho afetada pela mudança, instalação de avisos, isolamento de área, simulações de engenharia.

NOTA: As ações estabelecidas nas etapas de planejamento e pré-execução devem ser concluídas antes da execução da mudança.

- III. Pré-Operação: engloba ações com o objetivo de garantir a segurança operacional na continuidade das operações após implementação da mudança, como, por exemplo, verificações nos sistemas, equipamentos, atividades e pessoas que sejam afetadas pela alteração;
- IV. Encerramento: engloba ações a serem implementadas após a execução e efetivação da mudança.

4.7.2.4 Autorizar mudança

A autorização para as mudanças propostas deve ser realizada por nível gerencial, conforme estabelecido em norma ou procedimento da operadora, e ainda pela *Resolução ANP nº 46*, de 07/11/2016.

A autorização da mudança implica a aprovação das análises realizadas, suas recomendações e planejamento de implementação.

4.7.2.5 Implementar mudança

Após registro da autorização, a mudança deverá ser implementada conforme o planejado. Os documentos afetados pela mudança deverão ser revisados, quando aplicável. O pessoal impactado deve ser comunicado sobre a mudança e suas implicações antes da sua implementação.

Aqueles cujas atividades tenham sido alteradas pela mudança deverão ser capacitados antes da sua implementação. Neste caso, deverá ser avaliada a necessidade de gestão de mudança de força de trabalho.

4.7.2.6 Concluir mudança

Toda a documentação técnica afetada pela mudança deverá ser revisada e, caso necessário, atualizada.

Após tratadas todas as recomendações propostas, atendidas todas as ações, efetivada a mudança e transcorrido o tempo adequado, deverá ser concluída a mudança no sistema de gerenciamento de mudanças da operadora.

Os registros dos riscos, das ações e recomendações de controle geradas nas análises de riscos durante a gestão da mudança deverão compor o relatório de entrega de poço (*well handover*), conforme capítulo 84 da *Resolução ANP nº 46*, de 07/11/2016 – *Regulamento Técnico do SGIP*.

Antes do encerramento da mudança, deve ser feita e registrada análise de eficácia pelo aprovador da mudança, analisando o resultado da mudança e comparando com as previsões.

4.8 Well Handover

O objetivo do documento de entrega de poço (*well handover*) é garantir a qualidade das informações necessárias à realização das tarefas nas próximas etapas do ciclo de vida do poço, no momento da transferência de responsabilidade sobre o mesmo.

Os itens mínimos a constar no documento de entrega de poço (*well handover*), após construção, para garantia da integridade:

- I. Dados gerais do poço: campo, instalação, nomenclatura ANP;
- II. Criticidade do poço;
- III. Vida útil prevista;
- IV. Desenho esquemático atualizado do poço;
- V. Desenho esquemático ou diagrama dos CSBs;
- VI. Descrição e função dos elementos de CSB;
- VII. Dimensões e profundidades do topo e da base (TVD e MD) de todos os elementos tubulares e de todos os elementos utilizados nos CSBs;
- VIII. Dados de propriedades mecânicas das rochas que atuarem como elemento de CSB;
- IX. Fabricante e modelo dos equipamentos que atuarem como elemento do CSB;
- X. Modo de ativação (manual/automático) e de operação (aberto/fechado) das válvulas;
- XI. Estado da integridade de cada elemento do CSB no momento da instalação;
- XII. Procedimento de verificação da integridade dos elementos dos CSB ao longo do seu ciclo de vida;
- XIII. Critérios de aceitação dos elementos do CSB;
- XIV. Data da última verificação, resultados e avaliação dos elementos dos CSB;
- XV. Topo e base dos reservatórios e formações com potencial de fluxo com suas respectivas pressões, temperaturas e dados de fluido;
- XVI. A maior pressão que a coluna de produção e os anulares podem suportar, medida na cabeça do poço, através da determinação do Envelope Operacional do poço;
- XVII. Identificação de elementos comuns ao CSB primário e ao CSB secundário;
- XVIII. Histórico de eventos ou incidentes importantes que possam vir a comprometer a integridade durante ciclo de vida do poço;
- XIX. Campo de observações e comentários (anomalias, exceções, etc.).

Os processos de *well handover* ocorrem tipicamente (embora não limitados a estes):

- I. Ao final da perfuração e/ou avaliação de poço exploratório. Neste caso, o *well handover* deve ser confeccionado pela unidade da operadora responsável pela construção do poço e enviado para a unidade da operadora responsável pela gestão do poço abandonado temporariamente/permanentemente;
- II. Ao final da construção do poço exploratório, concluída a atividade de completação, para posterior comissionamento para as operações de produção/injeção;

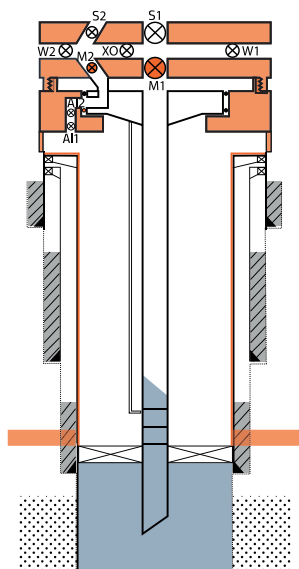
- III. Na interrupção das operações de produção/injeção para que tarefas de manutenção corretiva (intervenção/workover) sejam realizadas;
- IV. Após a execução de tarefas de manutenção corretiva (intervenção/workover), quando o poço é entregue para operações de produção/injeção ou abandonado temporariamente;
- V. Na interrupção das operações de produção/injeção para que o poço seja abandonado permanentemente;
- VI. Ao final da atividade de abandono permanente para a unidade da operadora responsável pela gestão do poço abandonado ao fim de sua vida operacional.

Para efeitos de elaboração e entrega do *well handover*, considera-se como data fim da completção ou workover o dia da conclusão da instalação da ANM e/ou Tree Cap em poços de completção molhada e a instalação da ANC e/ou top sub da ANC para poços de completção seca. Para atividade de abandono, considera-se como data fim da atividade a data de desvinculação da sonda ao poço.

4.8.1 Exemplos de diagrama de CSB para *Well Handover*

Para a elaboração do esquemático de CSB dos poços, independente de sua finalidade, deverá ser considerada a condição de surgência atual do poço. Em poços não surgentes, essa condição deverá ser considerada a fim de que o CSB primário seja composto apenas pela não surgência (Tabela E35 do ANEXO I). Neste cenário, a coluna de produção/injeção e o Dispositivo de Segurança de Subsuperfície (quando existente) não farão parte do envelope de CSB E e o CSB secundário é composto pelas válvulas da árvore.

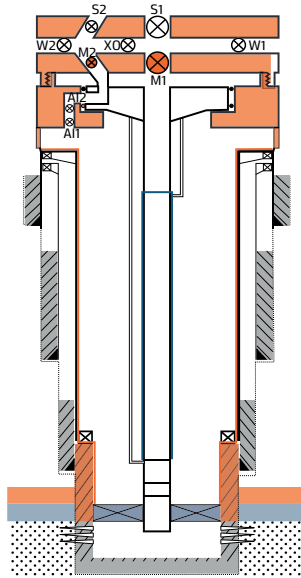
Figura 17 – Exemplo de diagrama de CSB para poço não surgente com ou sem DSSS



Elementos de Barreira	Tabela do ANEXO I
CSB Primário	
Não Surgência	E35
CSB Secundário	
Formação Selante	E31
Revestimento Cimentado	E41, E15
Revestimento de Produção	E41
Cabeça de Poço/ <i>Packoff</i> /Suspensor	E11, E39, E48
BAP	E6
Árvore de Natal Molhada - ANM	E3

Fonte: Elaborada pelos autores.

Figura 18 – Exemplo de diagrama de CSB para poço surgente com DSSS



Elementos de Barreira	Tabela do ANEXO I
CSB Primário	
Formação Selante	E31
Revestimento Cimentado Fase 4	E41, E15
Packer de Produção (<i>Paker</i> Hidráulico)	E38
Coluna e Componentes de Produção/Injeção	E14, E17
Dispositivo de Segurança de Subsuperfície (DHSV)	E24
CSB Secundário	
Formação Selante	E31
Revestimento Cimentado Fase 4	E41, E15
Revestimento Fase 3	E41
Cabeça de Poço/ <i>Packoff</i> /Suspensor	E11, E39, E48
BAP	E6
Árvore de Natal Molhada - ANM	E3

Fonte: Elaborada pelos autores.

ANEXO I – TABELAS CAE

Neste manual, recomenda-se adotar os critérios de aceitação de barreira. Se não existir algum elemento nas Tabelas de aceitação, uma nova tabela poderá ser criada. Os elementos de barreira descritos nas Tabelas CAE deste caderno, bem como as verificações necessárias para sua validação como tal, possuem abrangência para a fase de projeto e construção de poços (perfuração e completação).

Tabela E1 – Acessórios de Revestimento com Válvulas Flutuantes

Características	Critérios de aceitação
I. Descrição	Este elemento consiste de um corpo tubular e uma válvula interna de um só sentido. Inclui sapata flutuante, colar diferencial e colar flutuante.
II. Funções	O propósito é prevenir o fluxo de fluido do poço para dentro do revestimento/liner durante a instalação do revestimento/liner, permitindo circulação direta no poço.
III. Projeto/Construção/Seleção	<ol style="list-style-type: none"> 1. O elemento deve permitir o bombeio de fluido pelo revestimento/liner, impedindo qualquer fluxo reverso. 2. O elemento deve suportar pressão interna, de colapso e carregamento axial incluindo fatores de projeto. 3. O elemento deve funcionar e suportar as condições esperadas do poço no que diz respeito aos diferenciais de pressão, temperatura e características de fluidos. 4. Deve haver no mínimo duas válvulas flutuantes no revestimento.
IV. Verificação	Especificações e desempenho devem ser documentados e fornecidos pelo fornecedor de acordo com a norma API Spec 10F - Cementing Float Equipment Testing.
V. Recomendações	Deve ser instalada conforme procedimento do fornecedor.

Fonte: Elaborada pelos autores.

Tabela E2 – Árvore de Natal Convencional (ANC)

Características	Critérios de aceitação
I. Descrição	A Árvore de Natal Convencional (ANC) é um equipamento constituído por válvulas, e linhas de fluxo com a finalidade de controlar a produção e/ou injeção de fluidos no poço.
II. Funções	<ol style="list-style-type: none"> 1. Prover um caminho para os fluidos vindos da coluna de produção para as linhas de superfície com a capacidade de interromper ou permitir o fluxo em ambos os sentidos. 2. Prover um ponto de acesso por onde um fluido de amortecimento pode ser bombeado para a coluna de produção. 3. Prover ponto de acesso para monitoramento do poço.
III. Projeto/Construção/Seleção	<p>A ANC deve ser compatível com tipo de fluido, temperatura e com a máxima pressão esperada do poço.</p> <ol style="list-style-type: none"> 1. Para poços surgentes, a ANC deve ser equipada, no mínimo, com válvula de produção no caminho de fluxo principal do poço, válvula swab (não se aplica a Árvore de Natal Horizontal) e válvula mestra. 2. Para poços não surgentes, a ANC deve ser equipada, no mínimo, com válvula de produção.
IV. Verificação	<p>As válvulas devem ser verificadas com o máximo diferencial de pressão esperado ao longo do ciclo de vida do poço.</p> <p>No momento da instalação, a conexão entre a ANC e a cabeça do poço deve ser verificada com a máxima pressão esperada no período ciclo de vida do poço.</p>
V. Recomendações	Não há.

Fonte: Elaborada pelos autores.

Tabela E3 – Árvore de Natal Molhada (ANM)

Características	Critérios de aceitação
I. Descrição	É um equipamento constituído por conectores, válvulas, sistema de controle e linhas de fluxo com a finalidade de controlar a produção e/ou injeção de fluidos no poço. Pode ser classificada em ANM Horizontal ou ANM Vertical (convencional).
II. Funções	<ol style="list-style-type: none"> 1. Prover conexão com a cabeça de poço submarino, base adaptadora de produção ou base adaptadora de completação. 2. Permitir intervenção a partir do acoplamento de BOP para ANM Horizontal e de TRT para ANM Vertical através do seu perfil superior. 3. Possibilitar acesso mecânico e hidráulico à coluna de produção e acesso hidráulico ao anular. 4. Deve possuir sensores para o monitoramento de pressão e temperatura. 5. Prover interfaces com as linhas submarinas de produção/injeção e de acesso ao anular e umbilical de controle e injeção. 6. Controlar o fluxo pela coluna de produção/injeção e anular, ou, ainda, controlar a circulação, por meio da comutação de válvulas. 7. Possibilitar a instalação de plugue no bore de produção, como barreira contingencial.
III. Projeto/Construção/Seleção	<ol style="list-style-type: none"> 1. Deve ser projetado de acordo com API 17D. 2. Deve ser compatível com a temperatura, pressões (interna e externa) e fluidos previstos para o poço em que é aplicado. 3. Deve possuir vedação estável, que mantenha suas características ao longo da vida produtiva do poço. 4. Deve possuir válvulas de controle de fluxo (<i>wings e masters</i>) do tipo fail safe close. 5. Deve possuir conectores hidráulicos que mantenham o equipamento travado, mesmo sem a necessidade de pressão na câmara de travamento.
IV. Verificação	<ol style="list-style-type: none"> 1. O travamento da ANM deverá ser confirmado durante a operação de instalação. 2. A vedação entre ANM e BAP (ou cabeça de poço) deve ser verificada com pressão igual ou superior à máxima pressão prevista em seu período de serviço. 3. A vedação das válvulas da ANM que podem compor CSB deve ser verificada em fábrica/canteiro após fabricação ou manutenção. 4. A funcionalidade (abertura e fechamento) das válvulas que possam compor CSB deve ser verificada durante seu procedimento de instalação (na superfície ou após descida).
V. Recomendações	Não há.

Fonte: Elaborada pelos autores.

Tabela E4 – Árvore de Superfície (Surface Flow Tree/Terminal Head)

Características	Critérios de aceitação
I. Descrição	A árvore de superfície é um componente instalado no topo da coluna de riser com objetivo de permitir a conexão de linhas de fluxo pela sua saída lateral, além da montagem de conjuntos intrusivos (como <i>slickline</i> , <i>wireline</i> e flexitubo) em seu topo. Pode controlar o acesso somente ao bore de produção como também a ambos os bores (produção e anular) quando, em geral, denominada <i>terminal head</i> . A SFT também pode incorporar um <i>swivel</i> , para tornar o alinhamento da coluna independente do aproamento da unidade marítima.
II. Funções	<ol style="list-style-type: none"> 1. Possibilitar o controle de acesso à coluna de <i>riser</i> pela via vertical (cabos e flexitubo) ou lateral (fluxo direto e reverso). 2. Interromper o fluxo na superfície em caso de perda de alimentação hidráulica, por meio do fechamento das válvulas laterais. 3. Estabelecer interface para montagem de equipamentos de <i>slickline</i>, <i>wireline</i> e flexitubo. 4. Estabelecer interface para montagem das linhas que conectam o <i>manifold</i> das sondas à coluna.
III. Projeto/Construção/Seleção	<ol style="list-style-type: none"> 1. Suas válvulas de controle de fluxo devem ser operadas remotamente. 2. Deve ser compatível com a temperatura, pressões e fluidos previstos para o trabalho em que é aplicada. 3. Deve possuir capacidade compatível com os equipamentos a serem instalados em seu perfil superior. 4. Deve possuir saída lateral com válvulas do tipo <i>failsafe close</i>. 5. Deve possuir válvulas no circuito vertical de produção (<i>swab</i> e <i>master</i>) do tipo <i>fail-as-is</i>.
IV. Verificação	<ol style="list-style-type: none"> 1. A vedação das válvulas da árvore de superfície deve ser verificada antes de sua operação seja no convés ou após conexão na coluna. 2. A funcionalidade das válvulas da árvore de superfície deve ser avaliada após sua instalação na coluna. 3. A conexão realizada abaixo da SFT deve ser verificada com pressão igual ou superior à máxima pressão prevista em seu período de serviço (antes ou após o assentamento da ferramenta/equipamento).
V. Recomendações	Não há.

Fonte: Elaborada pelos autores.

Tabela E5 – Barreira Mecânica de Anular Metaloelastomérica (BMA)

Características	Critérios de aceitação
I. Descrição	É um elemento formado por uma ou mais camisas metálicas que possuem externamente elementos selantes elastoméricos que são ativados na instalação.
II. Funções	A finalidade da BMA é prover: a) Vedação no anular do revestimento de produção; b) Evitar fluxo entre o interior da coluna de revestimento e o anular.
III. Projeto/Construção/Seleção	<ol style="list-style-type: none"> 1. A BMA deve ser qualificada e testada de acordo com requisitos estabelecidos em padrões reconhecidamente aceitos (por exemplo ISO 14310). 2. A BMA deve suportar todos os esforços previstos ao longo do ciclo de vida do poço que são: máximo diferencial de pressão, máxima temperatura da formação, máxima carga axial (tração e compressão). 3. Os materiais metálicos e não- metálicos devem ser compatíveis com as temperaturas e com os fluidos que estarão em contato com o equipamento (por exemplo: salmoura, H₂S e CO₂) durante o ciclo de vida do poço. 4. Deve ser instalada em trecho de poço compatível com sua expansão e com o máximo diferencial de pressão previsto para o ciclo de vida do poço.
IV. Verificação	<ol style="list-style-type: none"> 1. A BMA deve ser verificada na direção do fluxo natural do poço com máximo diferencial de pressão esperado por todo ciclo de vida do poço. 2. A verificação pode ser feita no sentido oposto caso a verificação no sentido do fluxo natural do poço não seja viável.
V. Recomendações	O valor da pressão de verificação da BMA deve considerar os valores de projeto dos revestimentos adjacentes, bem como a resistência da sapata do revestimento anterior, quando for o caso.

Fonte: Elaborada pelos autores.

Tabela E6 – Base Adaptadora de Produção (BAP)

Características	Critérios de aceitação
I. Descrição	Adaptador entre a cabeça do poço e a ANM, utilizado para conexão das linhas de produção, anular e umbilical. Formada basicamente por conector hidráulico, perfis de travamento e válvulas.
II. Funções	<ol style="list-style-type: none"> 1. Prover estrutura de assentamento do suspensor de coluna de produção. 2. Permitir conexão à cabeça de poço. 3. Possibilitar o assentamento do BOP de perfuração ou ANM. 4. Suportar as linhas de produção, anular e umbilical. 5. Usualmente é o equipamento utilizado para orientar o suspensor de coluna. 6. Pode contemplar válvulas de acesso ao anular, para permitir seu isolamento na retirada da ANM (em substituição a VDV). 7. Pode contemplar válvula <i>cross-over</i> para passagem de <i>Pigs</i>.
III. Projeto/Construção/Seleção	<ol style="list-style-type: none"> 1. Deve ser projetado de acordo com API 17D. 2. Deve ser compatível com a temperatura, pressões (interna e externa) e fluidos previstos para o poço em que é instalado. 3. Deve possuir vedação estável, que mantenha suas características ao longo do ciclo de vida do poço. 4. Deve possuir conector hidráulico que mantenham o equipamento travado, mesmo sem a necessidade de pressão na câmara de travamento.
IV. Verificação	<ol style="list-style-type: none"> 1. O travamento completo da BAP deverá ser confirmado durante a operação de instalação. 2. A vedação entre BAP e cabeça de poço deve ser verificada com pressão igual ou superior à máxima pressão prevista em seu período de serviço. 3. A vedação das válvulas de anular (quando presentes) deve ser verificada após fabricação ou manutenção da BAP.
V. Recomendações	Não há.

Fonte: Elaborada pelos autores.

Tabela E7 – BOP Cabo Elétrico (E-line)

Características	Critérios de aceitação
I. Descrição	Este elemento consiste em um corpo de BOP com gavetas de vedação anular, podendo também possuir gaveta cega/cisalhante e conexões para riser/lubrificador. O selo das gavetas de vedação anular ao redor do E-line é obtido com o auxílio do bombeio de graxa pressurizada numa câmara formada por duas gavetas; a superior que sela de baixo para cima e a inferior, invertida, que sela de cima para baixo.
II. Funções	A função do BOP de E-line é a de prevenir o fluxo do poço para o meio externo em caso de falha de vedação da <i>Cabeça de Injeção de graxa (grease injection head)</i> ou lubrificador acima do BOP. O BOP de E-Line é usualmente o eCSB <i>back up</i> para o conjunto de lubrificador e cabeça de injeção de graxa na barreira primária.
III. Projeto/Construção/Seleção	O conjunto deve suportar pressões compatíveis com a MAPES, e possuir metalurgia adequada aos fluidos do poço.
IV. Verificação	Testes: a) Teste funcional; b) Teste de baixa e alta pressão das gavetas; c) Teste de corpo do BOP na MAPES na instalação e repetir caso tenha havido quebra das conexões do BOP, nas corridas subsequentes. Monitoramento: a) Inspeção visual de vazamentos externos.
V. Recomendações	Não há.

Fonte: Elaborada pelos autores.

Tabela E8 – BOP de Arame

Características	Critérios de aceitação
I. Descrição	Este elemento consiste em um corpo de BOP com gavetas de vedação anular e conexões para riser/lubrificador, podendo conter também gaveta cega/cisalhante.
II. Funções	A função do BOP de arame é a de prevenir o fluxo do poço para o meio externo em caso de falha de vedação do <i>stuffing box</i> ou lubrificador acima do BOP. O BOP de arame é o eCSB <i>back up</i> para o conjunto de lubrificador e <i>stuffing box</i> .
III. Projeto/Construção/Seleção	O conjunto deve suportar pressões compatíveis com a MAPES, e possuir metalurgia adequada aos fluidos do poço.
IV. Verificação	Testes: a) Teste funcional; b) Teste de baixa e alta pressão das gavetas; c) Teste de corpo do BOP na MAPES na instalação e repetir caso tenha havido quebra das conexões do BOP, nas corridas subsequentes. Monitoramento: a) Inspeção visual de vazamentos externos.
V. Recomendações	Os testes funcional e de pressão das gavetas do BOP podem ser realizados após a instalação ou no <i>skid</i> de teste no convés.

Fonte: Elaborada pelos autores.

Tabela E9 – BOP de Flexitubo

Características	Critérios de aceitação
I. Descrição	Este elemento consiste de um corpo de BOP com gavetas, uma entrada de linha de matar e conexões de <i>riser</i> .
II. Funções	A função do BOP de flexitubo é a de proceder o fechamento do poço em caso de influxo no anular ou interior do flexitubo. Ele tem que ser capaz de fechar e isolar o poço pelo interior com ou sem o flexitubo. O BOP de flexitubo é um eCSB <i>back up</i> para o elemento de <i>stripping</i> de flexitubo da barreira primária.
III. Projeto/Construção/Seleção	<ol style="list-style-type: none"> 1. O BOP de flexitubo deve ser projetado em conformidade com normas e procedimentos específicos. 2. A classe de pressão deve atender à MAPES, incluindo uma margem para operações de matar. 3. Deve ser qualificado pelo fabricante que as gavetas de corte e vedação conseguem cisalhar e vedar o poço. Se isso não for fornecido pelo fabricante, um teste de qualificação deve ser efetuado e documentado. 4. A gaveta de tubo deve ser capaz de vedar o anular do flexitubo. 5. A gaveta de cunha deve ser capaz de agarrar e sustentar a coluna de flexitubo. 6. Uma entrada de linha de matar deve ser localizada entre a gaveta de corte e vedação e a gaveta de tubo.
IV. Verificação	<p>Teste inicial e verificação:</p> <ol style="list-style-type: none"> a) Teste funcional; b) Teste de estanqueidade de baixa e alta pressão; <p>Monitoramento:</p> <ol style="list-style-type: none"> a) Inspeções visuais periódicas para vazamentos externos.
V. Recomendações	<ol style="list-style-type: none"> 1. Os elementos do BOP de Flexitubo devem ser ativados como determinado no procedimento de controle de poço (procedimentos de contingência devem ser estabelecidos). 2. Os testes de estanqueidade dos elementos de fechamento podem ser realizados após a instalação ou no <i>skid</i> de teste no convés.

Fonte: Elaborada pelos autores.

Tabela E10 – BOP de Perfuração

Características	Critérios de aceitação
I. Descrição	Dispositivo de segurança conectado à cabeça do poço composto por elementos de vedação tipo gaveta e anular que, quando acionadas, impedem o fluxo de fluidos provenientes do poço para o meio ambiente.
II. Funções	A função do BOP é a de fornecer recursos para fechar e vedar o poço com ou sem ferramentas/equipamentos no interior do BOP e permitir desconectar a sonda do poço.
III. Projeto/Construção/Seleção	<ol style="list-style-type: none"> 1. A composição do BOP (arranjos, linhas, controle, etc.) deve atender as normas e procedimentos internos de projeto da operadora. 2. O BOP deve resistir aos carregamentos previstos conforme normas e procedimentos internos da operadora. 3. No mínimo um dos elementos de corte deve ter capacidade de cortar tubulares ou cabos descidos no poço.
IV. Verificação	<ol style="list-style-type: none"> 1. O BOP deve ser inspecionado conforme procedimento interno do proprietário do equipamento; 2. O BOP deve ser testado quanto a pressão e função conforme item 5.5.3.
V. Recomendações	Não há.

Fonte: Elaborada pelos autores.

Tabela E11 – Cabeça de Poço Submarino

Características	Critérios de aceitação
I. Descrição	Consiste no conjunto de equipamentos para promover a interface entre os equipamentos submarinos e o poço. Possui áreas de vedação para os <i>pack-offs</i> e promove o suporte dos suspensores de revestimento. É instalado junto com o revestimento condutor e superfície, compondo a estrutura do poço.
II. Funções	Tem a função de prover a interface entre o poço e equipamentos submarinos, ancorar as colunas de revestimentos, isolar os seus anulares e manter o conjunto de vedação em sua posição, de modo a garantir esse isolamento.
III. Projeto/Construção/Seleção	1. A pressão de trabalho dos equipamentos de cabeça de poço deve ser superior à MAPECAB. Deve ser projetada para suportar todos os esforços e pressões previstos para o ciclo de vida do poço.
IV. Verificação	Testes de pressão e/ou travamento devem ser realizados para verificar a correta instalação dos equipamentos submarinos.
V. Recomendações	1. Inclinação e <i>Stick-up</i> da cabeça devem ser monitorados durante a instalação do revestimento condutor de acordo com critério da operadora.

Fonte: Elaborada pelos autores.

Tabela E12 – Cabeça de Teste

Características	Critérios de aceitação
I. Descrição	Consiste num equipamento de acesso e controle do poço, provido de válvulas <i>swab, master, kill</i> e <i>flow wing</i> , sendo montado no topo da coluna de <i>well test</i> . Na sua conexão com a coluna de teste pode possuir um <i>swivel</i> com selos internos para absorver o giro da sonda. Fica posicionado no <i>rig floor</i> e viabiliza interligação entre a coluna de teste e a planta de <i>well test</i> .
II. Funções	<ol style="list-style-type: none"> 1. Prover a condução dos fluidos produzidos pela coluna de teste para a planta de <i>well test</i> na sonda, permitindo fechar o poço na sua <i>master valve</i> ou <i>flow wing valve</i>. 2. Permitir o amortecimento do poço via <i>kill valve</i>; 3. Permitir acesso ao poço de ferramentas de <i>slick line, wireline</i> ou flexitubo através da <i>swab valve</i>. 4. Quando a cabeça de teste for dotada de <i>swivel</i>, ela permite a rotação da sonda e da coluna de <i>well test</i> abaixo do mesmo.
III. Projeto/Construção/Seleção	<ol style="list-style-type: none"> 1. Deve ser equipada com as válvulas <i>kill</i> e <i>flow wing</i> operadas remotamente. A <i>flow wing valve</i> deve ser do tipo <i>failsafe close</i>. 2. A <i>flow wing valve</i> deve ser controlada pelo sistema de <i>shut down</i>. 3. Deve ser prevista uma válvula tipo <i>non-return valve</i> conectada à <i>kill valve</i> para prevenir retorno de fluidos pela linha de <i>kill</i>. 4. No caso de instalar <i>swivel</i> na cabeça de teste, o mesmo deve ser posicionado acima da <i>master valve</i>.
IV. Verificação	Após a montagem da cabeça de teste na coluna de <i>well test</i> , todos os seus componentes devem ser testados com pressão compatível com a máxima pressão prevista (MAPECAB/MAPES).
V. Recomendações	Em operações de teste de formação em poços submarinos com sondas flutuantes, deve-se atentar para a montagem do <i>stick up</i> dos equipamentos de superfície de forma a ter altura suficiente para a movimentação da cabeça de teste devido ao <i>heave</i> e efeitos de marés.

Fonte: Elaborada pelos autores.

Tabela E13 – Cabeça Rotativa de Controle (RCD – *Rotation Control Device*)

Características	Critérios de aceitação
I. Descrição	O RCD é um equipamento de perfuração projetado para permitir a rotação da coluna de perfuração e conter pressões ou fluidos pelo uso de selos ou <i>packers</i> , que fazem contato e promovem a vedação contra a coluna (tubos de perfuração, revestimento, etc.).
II. Funções	Sua função é promover vedação no espaço anular entre coluna e riser possibilitando o giro e <i>stripping</i> da coluna enquanto mantém o poço pressurizado.
III. Projeto/Construção/Seleção	<ol style="list-style-type: none"> 1. O RCD deve operar como projetado, dentro da faixa de pressão operacional esperada, incluindo um fator de segurança predefinido. 2. O RCD deve suportar pressão dinâmica maior ou igual à máxima pressão esperada com a coluna girando e suportar pressão estática maior ou igual à máxima pressão esperada com a coluna parada. 3. O projeto do RCD deve permitir a substituição dos elementos de vedação primários com a coluna dentro do poço. 4. Os elementos selantes do RCD devem ser compatíveis com o ambiente de fluidos esperado. Os elementos selantes devem ser compatíveis com a faixa de temperatura esperada durante a operação. 5. O RCD deve ser capaz de suportar cargas de vibração e choques sem apresentar falhas nos mecanismos de vedação. 6. Todos os materiais metálicos, que venham a entrar em contato com os fluidos do poço devem ser resistentes à presença de H₂S.
IV. Verificação	<ol style="list-style-type: none"> 1. Realizar teste de estanqueidade conforme procedimento da operadora. 2. Após a instalação inicial, a integridade à pressão de elementos substituídos (com exceção do <i>bearing assembly</i> por se tratar de um consumível) deve ser verificada através de testes utilizando a máxima pressão de poço esperada na superfície.
V. Recomendações	Nenhuma.

Fonte: Elaborada pelos autores.

Tabela E14 – Capa da Árvore de Natal Molhada (*Tree Cap*)

Características	Critérios de aceitação
I. Descrição	É um equipamento instalado sobre a ANM de forma a constituir uma barreira mecânica acima das válvulas <i>swabs</i> .
II. Funções	<ol style="list-style-type: none"> 1. Estabelecer barreira secundária para via de produção e anular da ANM. 2. Permitir teste dos selos que estabelecem a barreira secundária. 3. Proteger o perfil superior da ANM, preservando-o para reentradas. 4. A depender do projeto, pode incluir painéis de alteração da lógica hidráulica da ANM.
III. Projeto/Construção/Seleção	<ol style="list-style-type: none"> 1. Deve ser projetado de acordo com API 17D. 2. Deve ser compatível com a temperatura, pressões (interna e externa) e fluidos previstos para o poço em que é aplicado. 3. Deve possuir vedação estável, que mantenha suas características ao longo do ciclo de vida do poço. 4. Deve possuir conectores que mantenham o equipamento travado ao longo do ciclo de vida do poço. 5. Deve possuir dispositivo de destravamento secundário (alternativa ao modo principal de destravamento). 6. Deve possuir circuito que permita drenar potencial acúmulo de gás na cavidade entre <i>swabs</i> e TCAP.
IV. Verificação	<ol style="list-style-type: none"> 1. O travamento da TCAP deverá ser confirmado durante a operação de instalação. 2. A vedação entre TCAP e ANM deve ser verificada com pressão igual ou superior à máxima pressão prevista em seu período de serviço. 3. A vedação das válvulas da TCAP que possam contribuir para o CSB deve ser verificada em fábrica/canteiro após fabricação ou manutenção.
V. Recomendações	Não há.

Fonte: Elaborada pelos autores.

Tabela E15 – Cimento em Anular

Características	Critérios de aceitação
I. Descrição	Pasta de cimento endurecida localizada em anulares entre tubulares metálicos concêntricos (revestimento, coluna de produção, de injeção, de trabalho, entre outras) ou entre um tubular metálico e a parede da formação.
II. Funções	Prover um isolamento hidráulico ao longo do poço nos anulares de tubulações metálicas concêntricas e entre uma tubulação metálica e a parede da formação, prevenindo o fluxo de fluidos da formação, impedindo a transmissão de pressão desde o topo ou desde a base do trecho anular cimentado. Além disso, nos revestimentos de condutor e superfície, o anular cimentado tem a função de prover integridade estrutural ao poço.
III. Projeto/Construção/Seleção	<ol style="list-style-type: none"> 1. O planejamento de cada operação de cimentação primária de revestimento/<i>liner</i> deve cobrir no mínimo os seguintes pontos: <ol style="list-style-type: none"> a) Isolamento da sapata atual, quando aplicável; b) Obtenção dos isolamentos hidráulicos requeridos respeitando a geometria do poço e as formações envolvidas; c) Análise da excentricidade da tubulação para obter o isolamento em toda a extensão necessária; d) Utilização de colchões espaçadores, lavadores e separadores mecânicos devem ser criteriosamente avaliadas de modo a cumprir com os objetivos de compatibilidade química e reológica, inversão de molhabilidade e eficiência de remoção do fluido no anular requerida; e) Análise dos efeitos do diferencial de pressão hidrostático entre o interior e o exterior do revestimento/<i>liner</i>, ECD durante a cimentação e a perda de pressão hidrostática antes do posicionamento da pasta de cimento; f) Utilização de volumes e velocidades de bombeio dos colchões e pastas de cimento necessários para reduzir a contaminação da pasta de cimento pelo fluido contido no poço durante o deslocamento no anular; g) Evento de perda durante a cimentação e mitigações necessárias. 2. O programa de cimentação deve ser verificado pelo responsável pelo projeto do poço para operações de cimentação críticas, cenários em condições HPHT e projetos de pastas complexas/pastas espumadas. 3. A formulação da pasta de cimento deve ser testada em laboratório em condições de poço representativas e com amostras de produtos sólidos e líquidos também representativas da locação. O teste deve informar o tempo de espessamento e a resistência compressiva da pasta. Os resultados do teste devem ser compatíveis com a duração e finalidade da cimentação. <p>NOTA: O Planejamento das demais operações de cimentação em anular estruturais (THD) deve cobrir os mesmos pontos acima, exceto aquelas que não são aplicáveis ao cenário da operação.</p>
IV. Verificação	<ol style="list-style-type: none"> 1. O cimento em anular deve ser verificado por uma combinação adequada dos seguintes métodos: <ol style="list-style-type: none"> a. Parâmetros Operacionais e Normalidade Operacional por meio de registros da operação (exemplos: densidade, vazão de bombeio, pressão de bombeio, volumes bombeados, retorno de fluidos, crescimento de pressão) obtidos e analisados frente aos dados de projeto (conforme E9.III) e análise dos impactos de ocorrências anormais (perda, influxo, paradas de bombeio não previstas, retorno de fluidos não planejados, dentre outras). Esta avaliação deve ser documentada. b. Perfis de avaliação da cimentação selecionados de forma a identificar a aderência entre cimento e tubulares e cimento e formação. Os perfis devem ser analisados e a análise deve ser documentada; c. Pressurização positiva ou negativa da bainha de cimento em anular; 2. O cimento em anular para constituir CSB deve atender aos seguintes critérios: <ol style="list-style-type: none"> a. Deve estar situado acima de um intervalo a isolar e nos intervalos necessários para constituição dos CSBs;

Continua na próxima página

IV. Verificação	<p>b. Para constituição de um CSB, deve ter extensão mínima de 60 m quando verificada pelos resultados da operação ou de 30 m quando verificada por perfil de avaliação da cimentação ou pressão;</p> <p>c. Para constituição de CSB Combinado, deve ter extensão mínima de 120 m quando verificada pelos resultados da operação ou de 60 m quando verificada por perfil de avaliação da cimentação ou pressão.</p> <p>NOTA: Qualquer pressurização do revestimento não deve ser realizada durante o processo de gelificação da pasta de cimento, apenas enquanto ela estiver fluida ou após adquirir a resistência compressiva adequada.</p>
V. Recomendações	Nenhuma.

Fonte: Elaborada pelos autores.

Tabela E16 – Coluna de Fluido

Características	Critérios de aceitação
I. Descrição	Coluna de fluido no poço.
II. Funções	A função do fluido como elemento de CSB é exercer pressão hidrostática suficiente no poço para prevenir o influxo de fluido da formação para o poço (<i>kick</i>) ou realizar <i>bullheading</i> do fluido do reservatório através de vazão controlada em operações de completação ou em modo FMCD.
III. Projeto/Construção/Seleção	<ol style="list-style-type: none"> 1. A pressão hidrostática mínima deve ser igual à pressão de poros estimada ou medida do reservatório acrescida de uma margem de segurança (por exemplo, MSR – margem de segurança de riser, MSM – margem de segurança de manobra). 2. Na determinação da massa específica mínima do fluido de perfuração também deve ser considerada a estabilidade da parede do poço (fluência do sal, instabilidade de folhelho, etc.). 3. Na necessidade de controle de nível dinâmico em alguma etapa da construção, deve ser elaborado um procedimento para sua execução. 4. A pressão hidrostática não deve exceder a pressão de fratura da formação em poço aberto, incluindo uma margem de segurança. 5. Em poços perfurados com FMCD, deve ser realizada simulação/cálculos específicos para determinar a vazão mínima de injeção para não permitir migração de hidrocarboneto para superfície. 6. Em intervenções com operações sem nível de fluido na superfície, deve ser realizada simulação/cálculos específicos para determinar a vazão mínima de injeção para não permitir migração de hidrocarboneto para superfície. 7. Para fluido de completação posicionado acima de uma válvula de retenção (<i>standing valve</i> ou <i>GR valve</i> ou <i>shear-out</i>) verificar Tabela E54 do ANEXO I. 8. Deve haver disponível na locação fluido pronto ou material de fabricação em quantidade suficiente para manutenção do fluido como barreira na densidade mínima aceitável.
IV. Verificação	<ol style="list-style-type: none"> 1. Nível de fluido no poço monitorado nos tanques ativo ou <i>trip tank</i>; 2. Vazão de retorno do poço monitorado; 3. Propriedades do fluido monitoradas, incluindo densidade dentro das especificações; 4. Vazão de injeção de fluido (FMCD ou operações sem nível de fluido na mesa rotativa) <p>Obs.: Na desconexão operacional durante a perfuração, o fluido pode ou não ser considerado elemento de CSB devido a impossibilidade de garantia dos itens 1, 2 e 3 acima. Nesse cenário, medidas de mitigação de risco devem ser aplicadas conforme recomendações específicas do item 6.6.1.</p>

Continua na próxima página

V. Recomendações	<p>Para a verificação do nível de fluido durante manobra, pode ser utilizado o tanque ativo ao invés do trip tank nas seguintes situações:</p> <ol style="list-style-type: none"> 1. Descida de revestimento de diâmetro maior ou igual 9 5/8" com válvulas flutuantes; 2. Qualquer manobra em que o fluido não seja a considerado um eCSB; 3. Outras situações em que haja concordância entre operadora e a contratada no bridging document mediante a documentação de uma análise de risco.
------------------	--

Fonte: Elaborada pelos autores.

Tabela E17 – Coluna de Fluido Estaticamente *Underbalance*

Características	Critérios de aceitação
I. Descrição	Coluna de fluido presente no poço durante operações MPD.
II. Funções	Prover uma pressão hidrostática no poço em operações MPD. Neste caso a coluna de fluido estaticamente underbalance irá compor junto com outros elementos (por exemplo RCD e sistema de <i>choke</i> MPD) o CSB primário, diferentemente da coluna de fluido apresentado na Tabela E16.
III. Projeto/Construção/Seleção	<ol style="list-style-type: none"> 1. O projeto deve considerar os limites operacionais dos equipamentos (por exemplo RCD e sistema de <i>choke</i> MPD) e do poço (por exemplo, pressões de poros e fratura) para determinar as propriedades do fluido, principalmente a densidade, considerando tanto as condições estáticas quanto dinâmicas de circulação; 2. O fluido deve ser estável nas condições de operação no poço; 3. Deve haver disponível na locação fluido pronto ou material de fabricação em quantidade suficiente para manutenção do fluido como barreira na densidade mínima aceitável;
IV. Verificação	<ol style="list-style-type: none"> 1. Monitoramento do nível de fluido nos tanques; 2. Monitoramento do nível de fluido pelo sistema MPD; 3. Monitoramento periódico das propriedades do fluido, dentre elas a densidade; 4. Monitoramento periódico da densidade do fluido de entrada e saída do poço; 5. Monitoramento da vazão de retorno de fluido do poço.
V. Recomendações	Disponibilidade de material para fabricação de fluido para controle do poço em caso de emergência.

Fonte: Elaborada pelos autores.

Tabela E18 – Coluna de Perfuração

Características	Critérios de aceitação
I. Descrição	Este elemento consiste de tubos de perfuração, <i>heavy weights</i> e comandos usados na coluna de perfuração.
II. Funções	A finalidade da coluna de perfuração como eCSB é a de prevenir o fluxo de fluidos da formação do poço para o meio externo.
III. Projeto/Construção/Seleção	A coluna de perfuração deve ser selecionada respeitando no mínimo os parâmetros para: <ul style="list-style-type: none"> a) Torque de aperto dos <i>tool-joints</i> (<i>make up torque</i>) para evitar desconexão no poço (<i>jump out</i>); b) folga radial entre o diâmetro externo do tool joint e o diâmetro interno do poço; c) Pressão de bombeio e ECD; d) Formações abrasivas; e) Resistência à flambagem, tração e esforço combinado compatíveis aos parâmetros operacionais; f) Desvios de geometria, <i>dogleg</i> e sua influência no desgaste de revestimento; g) Certificado de inspeção atualizado.
IV. Verificação	A pressão de bombeio deve ser continuamente monitorada para identificar potenciais anomalias de pressão durante a circulação.
V. Recomendações	Não há.

Fonte: Elaborada pelos autores.

Tabela E19 – Coluna de Produção/Injeção

Características	Critérios de aceitação
I. Descrição	Coluna de elementos tubulares para produção/injeção.
II. Funções	A finalidade da coluna de produção/injeção é servir como um dos meios pelo qual os fluidos são conduzidos até a Árvore de Natal ou injetados para a formação.
III. Projeto/Construção/Seleção	<ol style="list-style-type: none"> 1. A coluna de produção/injeção (tubulares e roscas das conexões) devem ser dimensionados para vedação de gás (<i>gas tight</i>) quando houver previsão de exposição a gás livre durante sua vida útil do poço. 2. Todos os carregamentos e o dimensionamento devem estar definidos e documentados. 3. O(s) ponto(s) fraco(s) da coluna deve(m) ser identificado(s). 4. Os fatores de segurança mínimos aceitáveis do projeto devem ser definidos. Estimativas de efeitos de temperatura, desgaste, fadiga e flambagem devem estar incluídos nos fatores de segurança do projeto. 5. A metalurgia da coluna de produção/injeção deve ser compatível com as temperaturas e com os fluidos que estarão em contato com os componentes da coluna de produção/injeção (por exemplo: salmoura, H₂S e CO₂) durante toda vida útil do poço. 6. Os elementos tubulares devem ser selecionados com relação a: <ol style="list-style-type: none"> a) Exposição a cargas de tração e compressão; b) Critérios de pressão interna e de colapso; c) Restrições e <i>clearance</i> mínimos para que não impactem operações de pesca da coluna; d) Vazão de produção/injeção esperadas e vazão pelo anular A; e) Componentes abrasivos dos fluidos; f) Resistência a flambagem; g) Metalurgia adequada em relação aos fluidos da formação ou injeção; h) Redução da resistência da coluna devido a efeitos de temperatura (especialmente poços HPHT).
IV. Verificação	A COP/COI deverá ser verificada com o máximo diferencial de pressão esperado ao longo do ciclo de vida do poço.
V. Recomendações	Não há.

Fonte: Elaborada pelos autores.

Tabela E20 – Coluna de *Well Test* (*Drill Stem Test*)

Características	Critérios de aceitação
I. Descrição	Este elemento consiste basicamente nos tubulares da coluna para teste de formação.
II. Funções	O propósito da coluna de <i>well test</i> como elemento de CSB é prover a condução dos fluidos da formação do reservatório até a superfície.
III. Projeto/Construção/Seleção	<ol style="list-style-type: none"> 1. Os componentes da coluna (tubulares e roscas) devem ser dimensionados para gás (<i>gas tight</i>). 2. Todos os carregamentos e o dimensionamento devem estar definidos e documentados. 3. O(s) ponto(s) fraco(s) da coluna deve(m) ser identificado(s). 4. Os fatores de segurança mínimos aceitáveis de projeto devem ser definidos. Estimativas de efeitos de temperatura, desgaste, fadiga e flambagem devem estar incluídas nos fatores de segurança do projeto; 5. A seleção dos tubulares deve considerar: <ol style="list-style-type: none"> a) Restrições e <i>drifts</i> mínimos para que não impactem operações de pesca da coluna; b) Vazão que atenda às taxas de produção/injeção esperadas no <i>well test</i>; c) Metalurgia adequada aos fluidos do reservatório e aos fluidos corrosivos a serem injetados durante o <i>well test</i>; d) Redução de resistência da coluna devido aos efeitos de temperatura em poços HPHT.
IV. Verificação	Teste de pressão com a máxima pressão de projeto.
V. Recomendações	Não há.

Fonte: Elaborada pelos autores.

Tabela E21 – Componentes da Coluna de Teste de Formação

Características	Critérios de aceitação
I. Descrição	Estes elementos são, genericamente, tubulares com bore de passagem que compõe a coluna de teste de formação. Tais elementos podem ter ainda passagem lateral ou válvula permitindo comunicação entre o interior da coluna e o anular.
II. Funções	Seu propósito é prover suporte às funcionalidades da coluna de teste, ou seja, juntas telescópicas, válvulas de circulação, ferramentas amostradoras, porta-registradores, juntas de segurança (<i>safety joints</i>), <i>jars</i> , etc.
III. Projeto/Construção/Seleção	<ol style="list-style-type: none"> 1. Os componentes (corpo e conexões) devem prover vedação para gás. 2. Exigências mínimas para especificações de projeto destes componentes devem ser definidas. Efeitos estimados de temperatura, corrosão, desgaste, fadiga e flambagem devem ser inclusos nas especificações de projeto. 3. É recomendado que o componente seja projetado/selecionado de acordo com: <ol style="list-style-type: none"> a) Critérios de pressão de colapso e máxima pressão interna; b) Máximas tração e compressão a que o componente pode ser exposto; c) Efeitos do uso do jar da coluna de teste sobre o componente; d) <i>Drift</i> de passagem e dimensões para pescaria; e) Taxas máximas de fluxo de fluidos produzidos da formação bem como efeitos de erosão; f) Metalurgia no que diz respeito à exposição aos fluidos de injeção, da formação e do anular; g) Soldas ou formatos irregulares devem ser evitados; h) HPHT: aplicação de redução de resistência à tração e compressão devido aos efeitos de temperatura.
IV. Verificação	Teste de pressão compatível com a MAPECAB/MAPES.
V. Recomendações	A passagem, através do componente, de ferramentas planejadas para a intervenção não pode acidentalmente atuar sobre o componente ou dispositivo do mesmo.

Fonte: Elaborada pelos autores.

Tabela E22 – Componentes da Coluna de Produção/Injeção

Características	Critérios de aceitação
I. Descrição	Qualquer acessório ou equipamento conectado à coluna de produção/injeção para desempenhar uma função específica durante a vida produtiva do poço (por exemplo: mandris, <i>nipples</i> e linhas de controle). Nota: Essa Tabela não inclui tubos de produção nem válvulas de segurança, que serão tratados em tabelas específicas.
II. Funções	Os componentes da coluna podem desempenhar funções diversas durante a vida produtiva do poço, como por exemplo: garantia de escoamento (inibição de incrustação, parafina), inibição de fluidos tóxicos (injeção de sequestrante de H ₂ S), elevação artificial (acessórios de <i>gas lift</i> , bomba centrífuga de subsuperfície), medições de pressão e temperatura, entre outras funções.
III. Projeto/Construção/Seleção	1. Os componentes da coluna de produção/injeção (tubulares e roscas das conexões) devem ser dimensionados para vedação de gás (<i>gas tight</i>) quando houver previsão de exposição a gás livre durante a vida útil do poço. Os fatores de segurança mínimos aceitáveis de projeto devem ser definidos. Estimativas de efeitos de temperatura, desgaste, fadiga e flambagem devem estar incluídas nos fatores de segurança de projeto. Os elementos tubulares devem ser selecionados com relação a: a) Exposição a cargas de tração e compressão; b) Critérios de pressão interna e de colapso; c) Restrições e clearance dos <i>tool joints</i> mínimos para que não impactem operações de pescaria da coluna; d) Vazão de produção/injeção esperadas e vazão pelo anular A; e) Componentes abrasivos dos fluidos; f) Resistência a flambagem; Metalurgia adequada em relação aos fluidos da formação ou injeção, bem como adequada a exposição aos possíveis fluidos presentes no espaço anular entre coluna e revestimento; g) Componentes com <i>design</i> não convencional no material de fundição deverão ser submetidos a análise por elementos finitos; a) Redução da resistência da coluna devido a efeitos de temperatura (especialmente poços HPHT).
IV. Verificação	Os componentes que atuarão como elementos de CSB deverão ser verificados com o máximo diferencial de pressão esperado ao longo do ciclo de vida do poço.
V. Recomendações	Não há.

Fonte: Elaborada pelos autores.

Tabela E23 – Conjunto da Árvore Submarina de Teste (AST)

Características	Critérios de aceitação
I. Descrição	Este conjunto consiste basicamente em: <i>fluted hanger</i> (eventualmente substituído pelo <i>tubing hanger</i>), <i>slick joint</i> , corpo da Árvore Submarina de Teste contendo duas válvulas de segurança tipo normalmente fechadas, parte superior desconectável com mecanismo de conexão/desconexão, <i>shear sub</i> , umbilicais de controle e linha(s) de injeção química com <i>check valves</i> .
II. Funções	Sua função principal é, num evento de desconexão de emergência da sonda durante as operações de <i>well test</i> , fechar e vedar o poço nas duas válvulas de segurança e desconectar sua parte superior (<i>unlatch</i>). Com isso, se viabiliza o fechamento da gaveta cega-cisalhante do <i>BOP stack</i> acima da AST, antes da desconexão do conjunto riser + LMRP junto com a parte superior da coluna de <i>well test</i> .
III. Projeto/Construção/Seleção	<ol style="list-style-type: none"> 1. Deve ser equipado com acionamento remoto pela superfície para abertura das válvulas <i>failsafe close</i> e para desconexão e reconexão da AST (<i>unlatch/latch</i>). Deve ser previsto sistema contingencial de desconexão da AST; 2. Com a <i>fluted hanger</i> apoiada na cabeça do poço, deve ser previsto adequado <i>space-out</i> da AST dentro do <i>BOP stack</i> para permitir o fechamento de pelo menos uma gaveta de tubos frente ao <i>slick joint</i> para isolamento do anular do poço; 3. Deve ser previsto adequado <i>space-out</i> da AST dentro do <i>BOP stack</i> para permitir o fechamento de uma gaveta cega-cisalhante acima do ponto de desconexão (<i>unlatch</i>) da AST, numa desconexão de emergência da sonda; 4. O <i>space-out</i> deve contemplar o correto posicionamento do <i>shear sub</i> frente à gaveta cisalhante e acima do ponto de desconexão da AST para permitir uma desconexão de emergência da sonda; 5. As válvulas de segurança tipo <i>failsafe close</i> da AST devem ser adequadas para corte e vedação dos elementos que forem descidos no poço como <i>slick line</i>, <i>wireline</i> e flexitubo (incluindo flexitubos com cabos/fibra ótica internamente).
IV. Verificação	<ol style="list-style-type: none"> 1. O <i>space-out</i> da AST dentro do <i>BOP stack</i> deve sempre ser previamente verificado com uma <i>dummy run</i> para o correto ajuste do balanceio, sendo dispensável em condições já avaliadas e aprovadas; 2. Deve ser feito teste funcional do sistema hidráulico de desconexão primário da AST no <i>rig floor</i> após sua montagem na coluna de teste; 3. Em caso de utilização de <i>packer</i> de operação na coluna de <i>well test</i>, deve ser feito um teste de pressão na AST antes do assentamento do <i>packer</i>.
V. Recomendações	As válvulas de segurança tipo <i>failsafe close</i> da AST não devem ser usadas para as operações corriqueiras de teste de formação. Estas válvulas devem ser atuadas somente para fechamento do poço numa eventualidade de desconexão de emergência da sonda ou em alguma situação contingencial.

Fonte: Elaborada pelos autores.

Tabela E24 – Conjunto de Ferramentas Submarinas

Características	Critérios de aceitação
I. Descrição	Consiste em ferramentas submarinas com conexão para instalar/desinstalar Árvore de Natal Molhada (ANM) e também permitir acesso mecânico/hidráulico à coluna de produção e hidráulico ao anular com segurança. O conjunto é composto basicamente por sistema de desconexão rápida e conjunto de válvulas. Dentre as válvulas, é presente dispositivo cisalhante para corte de possíveis elementos presentes no interior do bore de produção.
II. Funções	A função do conjunto de ferramentas submarinas é fornecer capacidade para desconexão de emergência, desassentamento e fechamento do poço com segurança, nos cenários de perda de posição de unidades com posicionamento dinâmico (DP) e também é utilizada para a instalação/desinstalação de equipamentos submarinos com sonda.
III. Projeto/Construção/Seleção	<ol style="list-style-type: none"> 1. O(s) elemento(s) de corte deve(m) ser adequado(s) para corte e vedação daqueles que forem descidos no poço como <i>slick line</i>, <i>e-line</i> e flexitubo (excluindo os BHA's com ferramentas para trabalho no poço, os quais em geral não serão cisalháveis). 2. Tal elemento deve ser compatível com a temperatura, pressões (interna e externa) e fluidos previstos para a operação em que será utilizado. 3. Deve possuir conectores hidráulicos que mantenham o equipamento travado, mesmo sem a necessidade de pressão na câmara de travamento. 4. Deve ser equipado com sistema de destravamento rápido (SDR) para o caso de emergências envolvendo o sistema de posicionamento dinâmico da plataforma, possibilitando, através de um banco de acumuladores, a desconexão de emergência (EDS). 5. Deve ser equipado com válvula(s) que permitam fechar no vazio e vedar o poço (pelas vias de produção e de anular). 6. Deve ser equipado com acionamento remoto pela superfície para abertura/ fechamento das válvulas, bem como para o acionamento do EDS.
IV. Verificação	<ol style="list-style-type: none"> 1. O funcionamento das válvulas das ferramentas deve ser avaliado durante a preparação das ferramentas na superfície. 2. Na superfície, após a montagem final do circuito, deve ser realizado teste do sistema de desconexão rápida conforme procedimento operacional, registrando o tempo de destravamento compatível com os limites estipulados. 3. Deve ser realizada a verificação da estanqueidade da interface da ferramenta com equipamento submarino, com pressão igual ou maior à máxima pressão esperada na intervenção.
V. Recomendações	Não há.

Fonte: Elaborada pelos autores.

Tabela E25 – Conjunto de lubrificador e Cabeça de injeção de graxa (*grease injection head*) para Cabo Elétrico (*E-line*)

Características	Critérios de aceitação
I. Descrição	Este conjunto consiste em um lubrificador e um <i>grease injecion head</i> . O lubrificador é um conjunto de tubos formando uma câmara que visa permitir o acoplamento do BHA de <i>E-line</i> para a descida. O <i>grease injector head</i> permite a movimentação do <i>E-line</i> enquanto mantém um selo de pressão dinâmico ou estático ao redor do <i>E-line</i> através da injeção de graxa pressurizada.
II. Funções	A função do conjunto <i>grease injecion head</i> e lubrificador é prover o primeiro selo de vedação entre o poço e a atmosfera, enquanto se permite que o <i>E-line</i> seja movimentado para dentro ou para fora do poço.
III. Projeto/Construção/Seleção	O conjunto deve suportar pressões compatíveis com a MAPES, e possuir metalurgia adequada aos fluidos do poço.
IV. Verificação	Testes: a) Teste de baixa e alta pressão após instalação; b) Teste de estanqueidade das conexões, onde selos tenham sido desenergizados, na MAPES nas corridas subsequentes. Monitoramento: a) Inspeção visual de vazamentos externos.
V. Recomendações	Não há.

Fonte: Elaborada pelos autores.

Tabela E26 – Conjunto de lubrificador e *stuffing box* para arame (*slick-line*)

Características	Critérios de aceitação
I. Descrição	Este conjunto consiste em um lubrificador e um <i>stuffing box</i> . O lubrificador é um conjunto de tubos formando uma câmara que visa permitir o acoplamento do BHA de arame para a descida. O <i>stuffing box</i> permite a movimentação do arame enquanto mantém um selo de pressão dinâmico ou estático ao redor do arame.
II. Funções	A função do conjunto <i>stuffing box</i> e lubrificador é prover o primeiro selo de vedação entre o poço e a atmosfera, enquanto se permite que o arame seja movimentado para dentro ou para fora do poço.
III. Projeto/Construção/Seleção	O conjunto deve suportar pressões compatíveis com a MAPES, e possuir metalurgia adequada aos fluidos do poço.
IV. Verificação	Testes e verificação: a) Teste de baixa e alta pressão após instalação; b) Teste de estanqueidade das conexões, onde selos tenham sido desenergizados, na MAPES nas corridas subsequentes. Monitoramento: a) Inspeção visual de vazamentos externos.
V. Recomendações	Não há.

Fonte: Elaborada pelos autores.

Tabela E27 – Dispositivo de Segurança de Subsuperfície (DSSS)

Características	Critérios de aceitação
I. Descrição	Dispositivo de segurança instalado na coluna de produção/injeção cuja função é impedir o fluxo descontrolado de hidrocarbonetos para o ambiente externo, pela coluna de produção, em caso de dano catastrófico a equipamentos da cabeça do poço. Essa válvula pode ser atuada remotamente ou ser aberta por fluxo (válvulas de segurança de injeção).
II. Funções	Impedir o fluxo de fluidos da formação para o meio externo, pelo interior da coluna de produção/injeção.
III. Projeto/Construção/Seleção	1. Deve atender à API RP14A. 2. Deve garantir vedação ao máximo diferencial de pressão esperado ao longo do ciclo de vida do poço.
IV. Verificação	Verificar o DSSS conforme API RP14B.
V. Recomendações	Não há.

Fonte: Elaborada pelos autores.

Tabela E28 – Flexitubo

Características	Critérios de aceitação
I. Descrição	Este elemento consiste de um tubo flexível contínuo que é acondicionado enrolado em um carretel.
II. Funções	Prover barreira para prevenir o fluxo de fluidos da formação para o ambiente externo, em conjunto com os equipamentos de pressão de superfície (<i>stripper</i> e BOP de flexitubo). Algumas operações típicas realizadas com o flexitubo são: 1. Servir como meio para bombeio de fluidos da superfície para o interior da coluna de produção/injeção para trabalhos de limpeza do poço ou de estimulação da formação; 2. Permite trabalhos mecânicos dentro da coluna de produção/injeção (utilização de broca, jateadores, manipulação de válvulas, etc.); 3. Permite a corrida de ferramentas de perfilagem; 4. Indução de surgência.
III. Projeto/Construção/Seleção	O dimensionamento de casos de carregamento deve ser definido e documentados conforme API RP 5C7; Critérios mínimos aceitáveis de projeto devem ser definidos (80% do escoamento mínimo). Valores estimados de efeitos da temperatura, corrosão, desgaste, fadiga e flambagem devem ser incluídos nos critérios de projeto. Ter compatibilidade com os fluidos durante o tempo em que estará em contato durante a operação no poço. Os flexitubos devem ser selecionados levando-se em conta: a) Valor limite de resistência; b) Vazão máxima permitida; c) Comprimento; d) Peso; e) Sobre pressão máxima permitida; f) Pressão de colapso.
IV. Verificação	Teste inicial e verificação: a) Teste de estanqueidade de montagem inicial (<i>rig-up</i>). Monitoramento: a) A pressão de bombeio e a pressão de cabeça devem ser constantemente monitoradas durante a operação; b) Inspeção regular e manutenção baseada em rotinas documentadas devem ser efetuadas; c) Inspeção visual e contínua durante a operação; d) Fadiga e tempo de uso devem ser registrados.

Continua na próxima página

V. Recomendações	Deve ser instalado um conector terminal com um duplo conjunto de <i>check valve</i> ou dispositivo <i>fail-safe close</i> para prevenir fluxo indesejável de fluidos da formação para dentro do flexitubo.
------------------	--

Fonte: Elaborada pelos autores.

Tabela E29 – Float Valve em operações MPD (Managed Pressure Drilling)

Características	Critérios de aceitação
I. Descrição	A <i>Float Valve</i> é uma válvula do tipo insertável instalada num <i>float sub</i> que faz parte da coluna de perfuração, utilizada em operações com gerenciamento de pressões.
II. Funções	A <i>Float Valve</i> promove vedação que impede o fluxo ascendente pelo interior da coluna.
III. Projeto/Construção/Seleção	<ol style="list-style-type: none"> 1. O <i>float sub</i> da <i>Float Valve</i> deve atender aos mesmos critérios mínimos de resistência à pressão interna, colapso e torção definidos para a coluna de trabalho. 2. A capacidade de vedação da <i>Float Valve</i> deve ser inerente ao projeto do <i>float sub</i>. 3. A <i>Float Valve</i> deve ser capaz de suportar vibrações, choques mecânicos e exposição a um ambiente sólido sem apresentar falhas dos mecanismos de vedação. 4. A pressão nominal do equipamento deve exceder a máxima pressão diferencial que a <i>Float Valve</i> vai estar submetida em operações MPD, incluindo um fator de segurança predefinido. 5. Os elementos selantes devem ser compatíveis com o ambiente de fluido esperado (gás, fluido ou multifásico) e com a faixa de temperatura esperada. 6. As <i>Float Valve's</i> devem ser instaladas o mais próximo da extremidade da coluna e tão próximas entre si, quanto possível. A instalação de <i>Float Valve's</i> adicionais deve ser considerada dependendo da natureza das operações (por exemplo, na presença de gás a altas pressões).
IV. Verificação	Efetuar teste na superfície antes da instalação com a máxima pressão diferencial esperada a que a válvula será submetida.
V. Recomendações	Monitorar a estanqueidade da <i>Float Valve</i> por testes de influxo durante as conexões. Os detritos passando pela <i>Float Valve</i> podem impedir o fechamento adequado e causam danos à válvula. Recomenda-se o uso de filtros para o fluido de perfuração.

Fonte: Elaborada pelos autores.

Tabela E30 – Formação com Fluência

Características	Critérios de aceitação
I. Descrição	Formação que se deforma plasticamente até que entre em contato com a área externa do revestimento/ <i>liner</i> .
II. Funções	Prover o isolamento hidráulico e permanente ao longo do anular do revestimento, de forma a prevenir fluxo de fluido da formação e resistir às pressões aplicadas em sua parte superior e inferior.
III. Projeto/Construção/Seleção	<ol style="list-style-type: none"> 1. O intervalo mínimo de formação cumulativa deve ter extensão de 30 m. 2. A integridade da formação com fluência deve ser suficiente para suportar o diferencial de pressão esperado para todo o período do ciclo de vida do poço.
IV. Verificação	<ol style="list-style-type: none"> 1. A posição e a extensão do elemento devem ser verificadas por perfis acústicos de aderência: <ol style="list-style-type: none"> a) Devem ser realizadas duas medições com ferramentas independentes. As medições obtidas dos perfis devem prover dados de todo o perímetro do trecho investigado. Os perfis devem ser analisados e a análise documentada; b) Os requisitos de resposta dos perfis devem ser estabelecidos antes da operação de perfilagem; c) A extensão mínima de contato deve ser de 30 m cumulativos com aderência avaliada em todo o perímetro. 2. A integridade deve ser verificada com diferencial de pressão esperado. 3. Caso haja incerteza quanto ao modelo geomecânico da área, a competência da formação deve ser verificada conforme item IV da Tabela E31. O resultado deve estar de acordo com o valor esperado para a formação oriunda do modelo geomecânico utilizado (ver Tabela referente à Formação Selante). 4. Se a formação com fluência de um poço for qualificada como elemento de CSB após verificação por perfilagem e por pressão, para os demais poços do campo a verificação poderá ser feita somente por perfilagem ou somente por pressão, não sendo necessários ambos os procedimentos. O teste de pressurização é necessário se a resposta do perfil não for conclusiva ou se houver uma incerteza relacionada à similaridade geológica.
V. Recomendações	Não há.

Fonte: Elaborada pelos autores.

Tabela E31 – Formação Selante

Características	Critérios de aceitação
I. Descrição	Formação perfurada e com capacidade de selo localizada adjacente ao material isolante no anular do revestimento/ <i>liner</i> ou no poço aberto.
II. Funções	Prover um isolamento hidráulico e permanente prevenindo o fluxo do interior do poço para a superfície, leito marinho ou outro intervalo do poço.
III. Projeto/Construção/Seleção	<ol style="list-style-type: none"> 1. A formação selante deve atender aos seguintes itens: <ol style="list-style-type: none"> a) Ser impermeável e sem potencial de fluxo; b) Estar afastada de zonas fraturadas ou falhas que possam levar ao fluxo cruzado, ou a injeção para outros intervalos; c) A competência da formação deve ser suficiente para suportar a máxima pressão esperada para todo o período de construção, abandono, intervenção e operação do poço; d) A capacidade selante da formação não deve ser comprometida pelas mudanças na pressão do reservatório ao longo do tempo; e) Ser aderente ao material isolante posicionado no interior do poço ou anular do revestimento/<i>liner</i>; f) Caso a formação seja fluente e apresente aderência diretamente ao revestimento, o elemento deve ser projetado de acordo com a Tabela E30 (Formação com Fluência).
IV. Verificação	<ol style="list-style-type: none"> 1. A competência da formação selante deve ser verificada por um dos seguintes métodos: <ol style="list-style-type: none"> a) Teste de integridade de formação (FIT); b) Teste de absorção (LOT); c) Teste de absorção estendido (XLOT); d) Modelo geomecânico calibrado do campo. 2. A integridade da formação pode ser verificada através da extrapolação do LOT/FIT em profundidades diferentes no poço.
V. Recomendações	Não há.

Fonte: Elaborada pelos autores.

Tabela E32 – Liner Packer/Tie-back packer

Características	Critérios de aceitação
I. Descrição	Este elemento consiste de um corpo tubular com um elemento de vedação anular externo que é ativado durante sua instalação.
II. Funções	Sua finalidade é prover vedação hidráulica no anular entre o revestimento anterior e o liner, prevenindo fluxo dos fluidos da formação e impedir a transmissão de pressão vinda de cima ou de baixo do elemento.
III. Projeto/Construção/Seleção	<ol style="list-style-type: none"> 1. O <i>liner packer/Tie-back packer</i> deve ser qualificado de acordo com requisitos mínimos necessários (por exemplo: ISO14310, API 19 LH). 2. O <i>liner packer/Tie-back packer</i> deve ser projetado para os máximos esforços e máxima temperatura de fundo esperada.
IV. Verificação	<p>Deve ser verificado com pressão acima do packer ou testado. Aplicar a menor pressão dentre os seguintes valores:</p> <ol style="list-style-type: none"> a) 300 psi acima da pressão de absorção (LOT), medida ou estimada, ou de injeção da sapata ou acima da resistência da formação mais frágil de trecho de poço aberto; b) Pressão de verificação dos revestimentos expostos e demais equipamentos expostos.
V. Recomendações	Nenhuma.

Fonte: Elaborada pelos autores.

Tabela E33 – Lubricator Valve

Características	Critérios de aceitação
I. Descrição	Consiste num elemento que compõe a coluna de <i>well test</i> , localizado próximo à cabeça de teste, contendo válvula operada hidráulicamente, linhas de controle e linha de injeção química.
II. Funções	Fechar o poço próximo à cabeça de teste para viabilizar as substituições e testes de BHAs de arame, cabo elétrico ou flexitubo numa câmara menor. Tem a vantagem de dispensar a necessidade de fechamento do poço na AST e, assim, evitar a despressurização da coluna de <i>well test</i> acima da AST que leva muito mais tempo de sonda. Permite isolar a coluna para despressurizar somente acima dela, em caso de manuseio de BHA de flexitubo, arame e cabo elétrico.
III. Projeto/Construção/Seleção	<ol style="list-style-type: none"> 1. Deve ser estanque à pressão em ambos os sentidos (vedação bidirecional); 2. Deve ser possível bombeio <i>pump through</i> através da válvula fechada; 3. Deve ser do tipo <i>fail-as-is</i>; 4. Deve ser prevista linha de injeção química para prevenção de hidrato.
IV. Verificação	Testar na instalação com pressão, em ambos os sentidos, com a MAPES.
V. Recomendações	Não há.

Fonte: Elaborada pelos autores.

Tabela E34 – Material Alternativo em Anular

Características	Critérios de aceitação
I. Descrição	Pasta de material alternativo localizada em anulares entre tubulares metálicos concêntricos (revestimento, coluna de produção, de injeção, de trabalho, entre outras) ou entre um tubular metálico e a parede da formação. Estes materiais alternativos são as resinas ou outros materiais com características cimentícias que não o cimento Portland.
II. Funções	Prover um isolamento hidráulico ao longo do poço nos anulares de tubulações metálicas concêntricas e entre uma tubulação metálica e a parede da formação, prevenindo o fluxo de fluidos da formação, impedindo a transmissão de pressão desde o topo ou desde a base do trecho anular com material alternativo.
III. Projeto/Construção/Seleção	<ol style="list-style-type: none"> 1. O planejamento de cada operação com material alternativo, deve seguir procedimento e normas específicos e orientação do fabricante. 2. O programa de isolamento do revestimento deve considerar as condições durante o ciclo de vida do poço, como maior diferencial de pressão e temperatura, incluindo cenários HPHT, instalação e carregamentos de verificação. 3. O programa da operação deve ser verificado pelo responsável pelo projeto do poço para operações com material alternativo. 4. A formulação da pasta de material alternativo deve ser testada em laboratório em condições de poço representativas e com amostras de produtos sólidos e líquidos também representativas da locação, levando em consideração a presença de contaminantes como CO₂ e H₂S quando aplicável. O teste deve informar o tempo de espessamento e a resistência compressiva da pasta. Os resultados do teste devem ser compatíveis com a duração e finalidade da operação. 5. A extensão de anular com material alternativo deve atender à norma ou procedimento da operadora.
IV. Verificação	<ol style="list-style-type: none"> 1. O material alternativo em anular deve ser verificado por uma combinação adequada dos seguintes métodos: <ol style="list-style-type: none"> a. Parâmetros Operacionais e Normalidade Operacional por meio de registros da operação (exemplos: densidade, vazão de bombeio, pressão de bombeio, volumes bombeados, retorno de fluidos, crescimento de pressão) obtidos e analisados frente aos dados de projeto (conforme E9.III) e análise dos impactos de ocorrências anormais (perda, influxo, paradas de bombeio não previstas, retorno de fluidos não planejados, dentre outras). Esta avaliação deve ser documentada; b. Perfis de aderência selecionados de forma a identificar a aderência entre material alternativo e tubulares e material alternativo e formação. Os perfis devem ser analisados e a análise deve ser documentada; c. Pressurização positiva ou negativa da bainha de material alternativo. 2. O cimento em anular para constituir CSB deve atender aos seguintes critérios: <ol style="list-style-type: none"> a. Deve estar situada acima de um intervalo a isolar e nos intervalos necessários para constituição dos CSBs; b. Para constituição de um CSB, o mesmo deve ter extensão mínima de 60 m quando verificada pelos resultados da operação ou de 30 m quando verificada por perfil de avaliação da cimentação ou pressão; c. Para constituição de CSB Combinado, o mesmo deve ter extensão mínima de 120 m quando verificada pelos resultados da operação ou de 60 m quando verificada por perfil de aderência ou pressão.
IV. Verificação	
V. Recomendações	Não há.

Fonte: Elaborada pelos autores.

Tabela E35 – Não Surgência

Características	Critérios de aceitação
I. Descrição	Trata-se da pressão de reservatório insuficiente para elevar os fluidos até a superfície ou até o leito marinho de forma sustentável (sem qualquer meio de elevação artificial).
II. Funções	Exercer pressão hidrostática no poço de forma a prevenir o fluxo não intencional para o ambiente externo.
III. Projeto/Construção/Seleção	<ol style="list-style-type: none"> 1. Deve-se analisar para os poços: <ol style="list-style-type: none"> a) com completação molhada: condição de não-surgência para o leito marinho e para superfície; b) com completação seca: condição de não-surgência para a superfície. 2. A não surgência do poço deve ser avaliada desconsiderando qualquer método de elevação artificial. 3. A avaliação de não surgência deve considerar a variação das características do reservatório previstas para o período da construção, abandono e operação do poço (a análise deve considerar o período no qual a não surgência é utilizada como eCSB).
IV. Verificação	<ol style="list-style-type: none"> 1. A não surgência deve ser verificada por um dos seguintes métodos: <ol style="list-style-type: none"> a) Através da pressão estática obtida na Árvore de Natal ou no interior do poço (por exemplo, PDG) com o poço fechado; b) Informações e características dos poços correlatos; c) Através das informações obtidas durante a produção do poço. 2. A condição de não surgência deve ser verificada periodicamente. Nota: A periodicidade de verificação deve ser definida de acordo com as características e configurações de cada projeto.
V. Recomendações	A análise das configurações de cada projeto deve incluir minimamente a tratar de poços produtores e injetores.

Fonte: Elaborada pelos autores.

Tabela E36 – Packer de Abandono

Características	Critérios de aceitação
I. Descrição	Este equipamento consiste de corpo tubular tamponado, de um dispositivo para ancoragem na tubulação onde será assentado e de um elemento de vedação externo ao seu corpo que é expandido durante sua instalação e garante vedação entre seu corpo e a tubulação na qual será assentado.
II. Funções	Impedir fluxo pelo interior da tubulação na qual será assentado (revestimento ou coluna de produção/injeção) em ambos os sentidos (ascendente e descendente).
III. Projeto/Construção/Seleção	<ol style="list-style-type: none"> 1. Deve garantir vedação ao máximo diferencial de pressão esperado ao longo do ciclo de vida do poço. 2. Deve ser mantido ancorado à tubulação de assentamento na condição de maior carregamento axial previsto no ciclo de vida do poço. 3. Deve ser qualificado e testado em conformidade com os requerimentos de normas e procedimentos específicos caso haja possibilidade de gás livre na profundidade de assentamento do elemento.
IV. Verificação	Deve ser testado no sentido de fluxo com o máximo diferencial de pressão esperado durante o tempo de utilização do elemento. Alternativamente, o elemento pode ser verificado no sentido oposto.
V. Recomendações	Não há.

Fonte: Elaborada pelos autores.

Tabela E37 – Packer de Avaliação

Características	Critérios de aceitação
I. Descrição	Este componente da coluna de teste é um elemento selante do espaço anular entre coluna e revestimento ou coluna e poço aberto.
II. Funções	Prover o selo que evita a comunicação entre a formação e o espaço anular ao redor da coluna de teste.
III. Projeto/Construção/Seleção	<ol style="list-style-type: none"> 1. O <i>packer</i> deve ser capaz de segurar a pressão aplicada tanto por cima quanto por baixo de seu elemento vedante, quando expandido. 2. O elemento vedante do <i>packer</i> deve ser capaz de suportar uma máxima pressão diferencial conforme prevista no projeto do poço. 3. O <i>packer</i> de avaliação deve ser testado por peso e pressão no anular conforme orientação do fabricante. 4. Poços HPHT: recomenda-se utilizar <i>packers</i> com sistema de ancoragem (<i>packers</i> permanentes). 5. Teste de formação com o anular em <i>underbalance</i>: se utilizados <i>packers</i> recuperáveis devem ser equalizadas as pressões antes de desinstalá-lo.
IV. Verificação	O <i>packer</i> deve ser testado com a máxima pressão diferencial e preferencialmente no sentido deste.
V. Recomendações	A passagem pelo <i>packer</i> de ferramentas planejadas para a atividade não pode afetar a capacidade de vedação do <i>packer</i> ou causar a desinstalação inadvertida do mesmo.

Fonte: Elaborada pelos autores.

Tabela E38 – Packer de Produção

Características	Critérios de aceitação
I. Descrição	Este equipamento consiste de um dispositivo para ancoragem em revestimento/ <i>liner</i> e de um elemento de vedação anular e são ativados durante sua instalação.
II. Funções	Impedir fluxo pelo anular entre coluna e revestimento de produção, em ambos os sentidos (formação x espaço anular e vice-versa).
III. Projeto/Construção/Seleção	<ol style="list-style-type: none"> 1. O <i>packer</i> deve garantir vedação aos máximos diferenciais de pressão esperados ao longo do ciclo de vida do poço, em ambos os sentidos (de baixo para cima e de cima para baixo). 2. Os materiais metálicos e não-metálicos devem ser compatíveis com as temperaturas e com os fluidos que estarão em contato com o <i>packer</i> (por exemplo: salmoura, H₂S e CO₂) durante o ciclo de vida do poço. 3. O <i>packer</i> deve ser qualificado e testado de acordo com requisitos estabelecidos em padrões reconhecidamente aceitos (por exemplo: ISO 14310).
IV. Verificação	Deve ser testado no sentido de fluxo com o máximo diferencial de pressão esperado ao longo do ciclo de vida, sempre que factível. Alternativamente, o <i>packer</i> pode ser verificado no sentido oposto.
V. Recomendações	Não há.

Fonte: Elaborada pelos autores.

Tabela E39 – Pack-off (CVU – Conjunto de Vedação Universal)

Características	Critérios de aceitação
I. Descrição	Também conhecido como Conjunto de Vedação Universal (CVU), o <i>pack-off</i> é um elemento de vedação instalado durante a construção do poço entre o suspensor de revestimento (<i>casing hanger</i>) e a cabeça do poço (<i>wellhead</i>).
II. Funções	<ol style="list-style-type: none"> 1. Prover o isolamento hidráulico que impeça o fluxo de fluido entre o anular do revestimento atual e o anterior. 2. Prover travamento do suspensor de revestimento no corpo do alojador.
III. Projeto/Construção/Seleção	<ol style="list-style-type: none"> 1. Os equipamentos devem ser selecionados de acordo com os esforços, tensões e pressões anulares esperadas durante todo o ciclo de vida do poço. 2. Os efeitos de variações de pressão em função de variações de temperatura no anular confinado devem ser considerados no dimensionamento, assim como as pressões operadas no anular A que impactam no diferencial de pressão sobre o equipamento. 3. Caso haja previsão de exceder o envelope de resistência, é necessário avaliar a necessidade de instalação de equipamentos adicionais e/ou mitigação de esforços com o objetivo de abranger os carregamentos sobre o sistema.
IV. Verificação	Teste de pressão com a MAPECAB esperada para a fase seguinte ou operação. Verificar os indicadores operacionais disponíveis da ferramenta de instalação para avaliar a correta instalação do <i>pack-off</i> .
V. Recomendações	Não há.

Fonte: Elaborada pelos autores.

Tabela E40 – Plugue do Suspensor de Coluna

Características	Critérios de aceitação
I. Descrição	Consiste em um tampão mecânico apropriado para instalação em perfil específico do bore de produção de suspensor de coluna, e possui selos de vedação, trava mecânica e dispositivo de equalização de pressões.
II. Funções	<p>Tem a função de prover o isolamento hidráulico e impedir a passagem de fluidos nos dois sentidos.</p> <p>Considerado como barreira mecânica, pode ser utilizado para isolamento da coluna de produção/injeção, e para permitir operações como retirada/instalação da ANM, assentamento do BOP, dentre outros.</p> <p>Por ser assentado no perfil do bore de produção, não permite a vedação e isolamento do anular do poço.</p>
III. Projeto/Construção/Seleção	<p>O plugue do suspensor de coluna:</p> <ol style="list-style-type: none"> a. Deve garantir vedação ao máximo diferencial de pressão esperado ao longo do período de ciclo de vida do poço; b. Deve manter-se ancorado à tubulação de assentamento na condição de maior carregamento axial prevista no período de ciclo de vida do poço. c. Os materiais metálicos e elastômeros devem ser compatíveis com as temperaturas e com os fluidos que estarão em contato com esse elemento de CSB (por exemplo: salmoura, H₂S e CO₂) durante o período de ciclo de vida do poço. d. Deve ser qualificado e testado em conformidade com os requerimentos de normas e procedimentos específicos caso haja possibilidade de gás livre na profundidade de assentamento do elemento.
IV. Verificação	Deve ser testado no sentido de fluxo com o máximo diferencial de pressão esperado ao longo do período de ciclo de vida do poço sempre que factível. Alternativamente, o elemento pode ser verificado no sentido oposto.
V. Recomendações	Não há.

Fonte: Elaborada pelos autores.

Tabela E41 – Revestimento

Características	Critérios de aceitação
I. Descrição	Tubulação de revestimento/ <i>liner</i> .
II. Funções	Prover o isolamento físico que impeça o fluxo de fluido da formação ou de fluido de injeção entre o interior da tubulação e o meio externo.
III. Projeto/Construção/Seleção	<ol style="list-style-type: none"> 1. Devem ser definidos os carregamentos esperados de pressão interna, colapso, tração/compressão e triaxial; 2. Devem ser definidos, para cada tipo de esforço, os fatores de segurança mínimos levando em conta os efeitos da temperatura, corrosão e desgaste no projeto; 3. O projeto de revestimento/<i>liner</i> deverá ser baseado em algum modelo de resistências, podendo ser amparados em modelos determinísticos ou probabilísticos para sua aceitação; 4. O revestimento/<i>liner</i> que for exposto ao intervalo com hidrocarboneto deve ter conexões apropriadas aos carregamentos e tipos de fluidos esperados.
IV. Verificação	Deve ser verificado mediante um teste de pressão com pelo menos a carga de serviço esperada para o revestimento.
V. Recomendações	O revestimento/ <i>liner</i> deverá ser armazenado e manuseado de forma a evitar danos ao corpo do tubo e conexões até o momento da sua instalação.

Fonte: Elaborada pelos autores.

Tabela E42 – Riser de Completação (DPR, *riser dual bore*)

Características	Critérios de aceitação
I. Descrição	Consiste de tubulares com conexões e vedações que interligam os equipamentos submarinos ao sistema de intervenção e completação de poços (SFT, <i>terminal head</i>). Também recebe a denominação de Sistemas de Completação Vinculados à Sonda (SCVS).
II. Funções	<p>Conectar os equipamentos de completação e <i>workover</i> de superfície aos equipamentos submarinos instalados no poço:</p> <ol style="list-style-type: none"> a. Permite operações <i>thru tubing</i> (arame, flexitubo, perfilagem); b. Permite fluxo pela coluna de produção/injeção nos dois sentidos; c. Usualmente utilizado para descida e instalação da coluna de produção/injeção; d. Descida de ferramentas que conectam nos equipamentos submarinos.
III. Projeto/Construção/Seleção	<ol style="list-style-type: none"> 1. Com relação à capacidade de vedação de gás, os risers de completação podem ter nível de especificação PSL-3G (que inclui teste a gás) ou PSL-3, o que, de acordo com a norma API 6A/ISO 10423 não garante vedação a gás e apenas se limita a exigir que o equipamento seja projetado para suportar descompressões explosivas. 2. Com relação à especificação de resistência a H₂S, esta depende da criticidade da intervenção. A análise segue os passos da norma ANSI/NACE MR0175/ISO 15156-1 e determina que a criticidade e, portanto, a resistência a H₂S se enquadre em uma de quatro regiões de trabalho: <ol style="list-style-type: none"> a) região 0 ou serviço doce; b) região 1 ou serviço ácido 1; c) região 2 ou serviço ácido 2; d) região 3 ou serviço ácido 3.
IV. Verificação	O teste de estanqueidade com máxima pressão esperada deve ser realizado com a coluna montada.
V. Recomendações	Não há.

Fonte: Elaborada pelos autores.

Tabela E43 – Riser de Perfuração

Características	Critérios de aceitação
I. Descrição	O elemento consiste de tubulares com conexões e vedações que interligam o BOP submarino à sonda.
II. Funções	Conectar a sonda ao BOP submarino, permitindo a comunicação hidráulica e mecânica entre os equipamentos da sonda e o poço.
III. Projeto/Construção/Seleção	<ol style="list-style-type: none"> 1. Para operações de MPD, deve resistir às pressões de teste especificadas no projeto. 2. A composição do riser deve respeitar o <i>riser analysis</i> realizado para operação. 3. Em operações com previsão de perda, o riser deve ter resistência ao diferencial de pressão previsto (colapso) no projeto.
IV. Verificação	Devem ser realizadas inspeções periódicas conforme plano de inspeção do proprietário do equipamento.
V. Recomendações	Não há.

Fonte: Elaborada pelos autores.

Tabela E44 – Shoe Track Cimentado

Características	Critérios de aceitação
I. Descrição	Trecho de revestimento entre a sapata e o colar flutuante preenchido com cimento.
II. Funções	Prevenir o fluxo de fluidos provenientes da formação para a superfície ou leito marinho pelo interior do revestimento.
III. Projeto/Construção/Seleção	<ol style="list-style-type: none"> 1. Deve ser elaborado um projeto para a cimentação primária do revestimento. 2. O projeto de cimentação deve ser verificado por pessoal qualificado para operações críticas de cimentação, cenários em condições HPHT e projetos de pastas complexas. 3. A formulação da pasta de cimento deve ser testada em laboratório em condições de poço representativas e com amostras de produtos sólidos e líquidos provenientes da locação. O teste deve informar o tempo de espessamento e a resistência compressiva da pasta. Os resultados do teste devem ser compatíveis com a duração e finalidade da cimentação. 4. O cimento do <i>shoe track</i> deve ser projetado para prover o isolamento no longo prazo sob condições estáticas e dinâmicas estimadas e carregamentos previstos para o período de ciclo de vida do poço, considerando a agressividade dos fluidos da formação. 5. O <i>shoe track</i> cimentado deve ser projetado para o maior diferencial de pressão e maior temperatura de fundo de poço esperados para o período de ciclo de vida do poço, incluindo-se sua instalação e carregamentos de verificação. 6. O comprimento mínimo do <i>shoe track</i> cimentado deve ser de 30 m.
IV. Verificação	<ol style="list-style-type: none"> 1. Liberação dos plugues raspadores de fundo e de topo e batida do plugue raspador de topo no colar flutuante de acordo com volume previsto, sendo tolerada a diferença de até a metade do volume entre colar e sapata para a batida do plugue. Admite-se a não verificação de batida do plugue de topo, desde que a extensão de cimento no interior do revestimento calculada (ou checada com peso) seja de, no mínimo, 30 m. 2. O <i>shoe track</i> cimentado deve ser verificado com o máximo diferencial de pressão esperado no sentido de fluxo conforme procedimento da operadora. A verificação não deve ser realizada durante o processo de pega da pasta de cimento, somente após adquirir a resistência compressiva adequada.
V. Recomendações	Não há.

Fonte: Elaborada pelos autores.

Tabela E45 – Sistema de *Choke MPD* (*Managed Pressure Drilling*)

Características	Critérios de aceitação
I. Descrição	A <i>choke manifold</i> MPD é um equipamento próprio para controlar a pressão e fluxo de fluidos do poço para a superfície. Consiste de válvulas de isolamento, <i>flow line</i> do poço e um <i>choke manifold</i> .
II. Funções	A função do sistema é aplicar contrapressão na superfície para controlar a pressão no anular do poço através de restrição ao fluxo.
III. Projeto/Construção/Seleção	<ol style="list-style-type: none"> 1. O <i>choke manifold</i> deve estar apto para funcionar dentro da faixa de pressão de operação esperada. 2. O <i>choke manifold</i> deve ter uma pressão nominal maior que a pressão máxima esperada na operação do sistema MPD, incluindo um fator de segurança predefinido. 3. Os elementos dos componentes do <i>choke</i> devem ser compatíveis com o ambiente esperado de fluidos na operação (líquido, gás, cascalhos cortados ou fluidos multifásicos). O sistema deve ser projetado para lidar com as vazões de retorno de fluidos e sólidos. 4. Os elementos do <i>choke manifold</i> devem ser compatíveis com a faixa de temperatura de operação esperada. 5. O <i>choke manifold</i> deve ser capaz de suportar vibrações e choques mecânicos sem falhar. 6. Todos os materiais metálicos, que entram em contato com os fluidos do poço com presença potencial de H₂S, devem ser resistentes a H₂S. 7. O <i>choke manifold</i> deve ter dois caminhos de fluxo separados, para permitir manutenção ou troca das válvulas. 8. A linha de fluxo do poço deve ter duas válvulas de isolamento, das quais pelo menos uma será operada remotamente. 9. As pressões do <i>choke</i> devem ser monitoradas e controladas com sensores independentes e redundantes.
IV. Verificação	<ol style="list-style-type: none"> 1. Os elementos do <i>choke</i> devem ser testados conforme procedimentos operacionais específicos. 2. Devem ser realizados testes funcionais e de estanqueidade conforme procedimento da operadora.
V. Recomendações	No caso de um bloqueio do <i>choke</i> , a troca do mesmo deve ser feita automaticamente ou realizada conforme procedimento específico. Deve ser feita inspeção visual periódica para verificação de possíveis vazamentos externos.

Fonte: Elaborada pelos autores.

Tabela E46 – *Stripper* de Flexitubo

Características	Critérios de aceitação
I. Descrição	Este elemento consiste de um corpo com um elemento selante de vedação e uma conexão.
II. Funções	Proporciona vedação contra o corpo do flexitubo impedindo fluxo do espaço anular do poço para o meio externo, e permite a movimentação do flexitubo para dentro e para fora do poço enquanto exerce sua função de vedação.
III. Projeto/Construção/Seleção	<ol style="list-style-type: none"> 1. A classe de pressão deve ser compatível com a MAPES. 2. Deve ser capaz de manter estanqueidade do selo com o flexitubo mesmo se houver perda de suprimento de energia.
IV. Verificação	<p>A verificação se dará por meio de:</p> <ol style="list-style-type: none"> a) Teste funcional após instalação; b) Teste de estanqueidade de baixa e alta pressão após a instalação; c) Teste de estanqueidade das conexões, onde os selos tenham sido desenergizados, na MAPES nas corridas subsequentes. <p>Monitoramento:</p> <ol style="list-style-type: none"> a) Inspeção visual de vazamentos externos.
V. Recomendações	A pressão hidráulica deve ser suficiente para manter a pressão de selagem dinâmica, mas mínima o possível para evitar excesso de atrito, desgaste e risco de colapso para a coluna de flexitubo.

Fonte: Elaborada pelos autores.

Tabela E47 – Suspensor da Coluna de Produção/Injeção (*Tubing Hanger*)

Características	Critérios de aceitação
I. Descrição	Consiste do corpo, vedações, mecanismo de travamento, passagens para linhas ou cabos e <i>bore(s)</i> . É o equipamento responsável pela interface entre a coluna de produção/injeção e a Árvore de Natal.
II. Funções	<ol style="list-style-type: none"> 1. Suportar o peso da coluna de produção/injeção. 2. Contribuir para o isolamento entre o <i>bore</i> de produção/injeção e o espaço anular. 3. Proporcionar as interfaces entre o poço e os equipamentos submarinos (BAP, ANM, ANMH, etc.). 4. Conectar a coluna de produção/injeção ao <i>bore</i> de produção/injeção da árvore de natal. 5. Conectar o anular coluna x revestimento ao bore de anular da ANM. 6. Permitir a continuidade das linhas downhole com a árvore de natal. 7. Permitir continuidade de cabos de sinal ou potência relacionados a componentes da coluna. 8. Permitir a instalação de plugue para isolamento do <i>bore</i> de produção/injeção e, a depender das características construtivas, prover perfil para plugue no <i>bore</i> anular. 9. Possibilitar o travamento e destravamento em sua estrutura de assentamento (como BAP, ANMH ou cabeça de poço).
III. Projeto/Construção/Seleção	<ol style="list-style-type: none"> 1. Deve ser projetado de acordo com norma específica (ISO 13533). 2. Deve ser compatível com a temperatura e pressões (interna e externa) previstas para o poço em que é aplicado. 3. Deve possuir perfil para assentamento de plugue no bore de produção/injeção. 4. Deve possuir anel de carga para evitar seu destravamento com a retirada da ANM. 5. Deve possuir vedação estável, que mantenha suas características ao longo do ciclo de vida do poço. 6. Sua ferramenta deve permitir o prosseguimento de descida ou retirada do suspensor (e coluna de produção/injeção), ainda que haja perda da pressão em suas linhas.
IV. Verificação	<ol style="list-style-type: none"> 1. O travamento do suspensor de coluna e sua correta orientação deverão ser confirmados durante a operação de instalação.* 2. A vedação entre o suspensor de coluna e a estrutura de assentamento (como BAP) deve ser verificada com pressão igual ou superior à máxima pressão prevista em seu período de serviço. 3. As linhas <i>downhole</i> e cabos elétricos devem ter sua integridade verificada após o assentamento do suspensor. <p>* <i>Não necessariamente a avaliação de travamento precisa ser com tração, pode ser por pressão (overpush) ou mesmo por avaliação visual da posição da camisa (castelos faceando conector da BAP ou anel indicativo específico para essa função).</i></p>
V. Recomendações	Não há.

Fonte: Elaborada pelos autores.

Tabela E48 – Suspensor de Revestimento

Características	Critérios de aceitação
I. Descrição	Tabela E48 – Suspensor de revestimento.
II. Funções	Prover a ancoragem do revestimento no sistema de cabeça de poço e prover área de vedação para a instalação do <i>packoff</i> .
III. Projeto/Construção/Seleção	<ol style="list-style-type: none"> 1. Os suspensores de revestimento, incluindo-se as conexões, devem ser projetados para suportar todos os esforços e tensões esperadas. 2. Devem ser avaliados todos os tipos de carregamentos em relação à pressão interna, colapso e tensão/compressão e triaxial.
IV. Verificação	Deve ser verificado mediante teste de pressão com pelo menos a carga de serviço esperada para o revestimento. A verificação, em geral, ocorre em conjunto com os testes de pressão do revestimento.
V. Recomendações	Utilizar protetores e cuidados no manuseio para evitar danos nas áreas de vedação e conexão.

Fonte: Elaborada pelos autores.

Tabela E49 – Tampão de Cimento

Características	Critérios de aceitação
I. Descrição	Pasta de cimento que se solidifica e isola hidráulicamente o interior do poço.
II. Funções	Prevenir o fluxo de fluidos provenientes da formação entre intervalos de formações distintas no interior do poço e/ou para a superfície/fundo do mar.
III. Projeto/Construção/Seleção	<ol style="list-style-type: none"> 1. Deve ser elaborado um programa de cimentação para cada tampão de cimento a ser instalado. 2. O programa de cimentação deve ser verificado por pessoal qualificado (interno ou externo) para operações de cimentação críticas, cenários em condições HPHT e projetos de pastas complexas. 3. A formulação da pasta de cimento deve ser testada em laboratório em condições de poço representativas e com amostras de produtos sólidos e líquidos provenientes da locação. O teste deve informar o tempo de espessamento e a resistência compressiva da pasta. Os resultados do teste devem ser compatíveis com a duração e finalidade da cimentação. 4. Os tampões de cimento devem ser projetados para prover o isolamento a longo prazo sob condições estáticas e dinâmicas estimadas e carregamentos previstos para o período de ciclo de vida do poço, considerando a agressividade dos fluidos da formação. 5. O tampão deve ser projetado para o maior diferencial de pressão e maior temperatura de fundo de poço esperados para o período de ciclo de vida do poço, incluindo-se sua instalação e carregamentos de verificação. 6. Deve ser definido um volume mínimo de pasta de cimento que assegure uma pasta homogênea posicionada no poço considerando-se todas as contaminações possíveis da pasta desde a mistura até a sua colocação no poço. 7. O comprimento mínimo do tampão de cimento em poço aberto ou revestido deve ser dimensionado de acordo com procedimento interno da operadora.

A posição e capacidade de vedação do tampão devem ser:

IV. Verificação	Topo do tampão	Verificação
	Poço aberto	Aplicação de peso conforme procedimento específico.
	Poço revestido	<ol style="list-style-type: none"> 1. Aplicação de peso conforme procedimento específico. 2. Aplicação de pressão conforme procedimento específico. <p>A verificação por pressão de um tampão de cimento pode ser inconclusiva e, portanto, dispensada desde que o tampão de cimento atenda às seguintes condições:</p> <ol style="list-style-type: none"> a) Posicionado em poço revestido; b) Acima de um tampão mecânico, de cimento, de material alternativo ou <i>shoe track</i> cimentado verificado por pressão c) Ou quando o trecho de revestimento abaixo do tampão de cimento não está canhoneado ou não possui ponto de vazamento conhecido.
	<p>Nota: Na constituição de CSB referente a ambiente sem potencial de fluxo, exemplo, um ambiente THD (<i>Top Hole Drilling</i>), a validação do CSB pode ser realizada a partir de parâmetros operacionais da cimentação, sendo a confirmação por peso dispensada.</p>	
V. Recomendações	Não há.	

Fonte: Elaborada pelos autores.

Tabela E50 – Tampão de Material Alternativo

Características	Critérios de aceitação	
I. Descrição	Pasta de material alternativo que se solidifica e isola hidráulicamente o interior do poço. Estes materiais alternativos são as resinas ou outros materiais com características cimentícias que não o cimento <i>Portland</i> .	
II. Funções	Prevenir o fluxo de fluidos provenientes da formação entre intervalos de formações distintas no interior do poço e/ou para a superfície do terreno/fundo do mar.	
III. Projeto/Construção/Seleção	<ol style="list-style-type: none"> 1. Deve ser elaborado um programa de tamponamento para cada tampão a ser instalado. 2. O programa deve ser verificado por pessoal qualificado. 3. A formulação do material deve ser testada em laboratório em condições de poço representativas e com amostras de produtos sólidos e líquidos provenientes da locação. 4. Os tampões devem ser projetados para prover o isolamento no longo prazo sob condições estáticas e dinâmicas estimadas e carregamentos previstos para o período do ciclo de vida do poço, considerando a agressividade dos fluidos da formação. 5. O tampão deve ser projetado para o maior diferencial de pressão e maior temperatura de fundo de poço esperados para o período do ciclo de vida do poço, incluindo-se sua instalação e carregamentos de verificação. 6. Deve ser definido um volume mínimo de pasta que assegure a integridade da pasta posicionada no poço considerando-se todas as contaminações possíveis da pasta desde a mistura até sua colocação no poço. 7. O comprimento mínimo do tampão para ser considerado eCSB deve atender à norma ou procedimento da operadora. 	
A posição e capacidade de vedação do tampão devem ser:		
IV. Verificação	Topo do tampão	Verificação
	Poço aberto	Aplicação de peso conforme procedimento específico.
	Poço revestido	<ol style="list-style-type: none"> 1. Aplicação de peso conforme procedimento específico. 2. Aplicação de pressão conforme procedimento da operadora. <p>A verificação por pressão de um tampão de material alternativo pode ser inconclusiva e, portanto, dispensada desde que o tampão atenda todas as seguintes condições:</p> <ol style="list-style-type: none"> a) Posicionado em poço revestido; b) Acima de um tampão mecânico, de cimento, de material alternativo ou <i>shoe track</i> cimentado verificado por pressão c) Quando o trecho de revestimento abaixo do tampão de material alternativo não está canhoneado ou não possui ponto de vazamento conhecido.
<p>Nota: Na constituição de CSB referente a ambiente sem potencial de fluxo, exemplo, um ambiente THD (<i>Top Hole Drilling</i>), a validação do CSB pode ser realizada a partir de parâmetros operacionais da cimentação, sendo a confirmação por peso dispensada.</p>		
V. Recomendações	Não há.	

Fonte: Elaborada pelos autores.

Tabela E51 – Tampão Mecânico para Coluna de Produção/Injeção ou Revestimento

Características	Critérios de aceitação
I. Descrição	<p>O tampão mecânico é composto por três partes principais:</p> <p>a) Trava: elemento mecânico com função de ancorar o tampão mecânico no interior da coluna de produção/injeção ou revestimento e promover vedação com as paredes do tubo ou perfil onde está assentado. Pode ser assentada em perfis específicos (nipples), no interior de um tubo de produção (trava <i>nippleless</i>) ou no interior de um tubo de revestimento (BPR, <i>bridge plug</i> recuperável). Deve prover resistência aos diferenciais de pressão em ambos os sentidos (de cima para baixo e de baixo para cima), conforme especificado;</p> <p>b) Sub de equalização: elemento mecânico conectado à trava, que possui um ou mais furos para permitir equalização das pressões acima e abaixo do tampão mecânico;</p> <p>c) Dispositivo de equalização: elemento mecânico que, quando assentado (ou fechado), isola os furos de equalização, impedindo fluxo pelo interior do tampão mecânico. Ao desassentá-lo (ou abri-lo), os furos de equalização são expostos e permitem comunicação entre as pressões acima e abaixo do tampão mecânico, facilitando o posterior desassentamento da trava. Esse dispositivo pode ser uma haste com selos externos (mais usual) ou uma válvula.</p>
II. Funções	Impedir fluxo pelo interior da coluna de produção/injeção ou revestimento em ambos os sentidos (formação x meio externo e vice-versa).
III. Projeto/Construção/Seleção	<ol style="list-style-type: none"> 1. Travas para assentamento em perfis (<i>nipples</i>) devem atender à norma API 14L. O projeto deve ter grau de validação V1 e o controle de qualidade deve atender ao grau Q1 dessa mesma norma. 2. Travas para assentamento em tubo de produção e tubos de revestimento (<i>nippleless</i>) devem atender à norma API 11D1. O projeto deve ter grau de validação V1 ou V0, caso haja gás livre na profundidade do plugue. O controle de qualidade deve atender ao grau Q1 dessa mesma norma. 3. O tampão deve suportar o máximo diferencial de pressão previsto para o período em que permanecerá instalado. 4. Os materiais do tampão mecânico devem resistir às temperaturas do meio e à composição dos fluidos contidos pelo tampão (por exemplo: salmoura, H₂S e CO₂) durante todo o período em que permanecerá instalado. 5. Deve ter um dispositivo que permita a equalização controlada das pressões acima e abaixo do corpo do tampão.
IV. Verificação	<ol style="list-style-type: none"> 1. A ancoragem da trava deve ser verificada com a tração recomendada pelo fabricante. 2. O tampão deve ser verificado na direção do fluxo natural do poço com máximo diferencial de pressão esperado por todo período em que permanecerá instalado. 3. A verificação pode ser feita no sentido oposto caso a verificação no sentido do fluxo natural do poço não seja viável ou seja pouco representativo (por exemplo: tampão mecânico assentado sobre um CSB já testado ou tampão mecânico assentado abaixo de coluna de fluido que garantirá overbalance durante todo o período de abandono temporário).
V. Recomendações	Não há.

Fonte: Elaborada pelos autores.

Tabela E52 – Válvula de Acesso Anular da Cabeça de Poço

Características	Critérios de aceitação
I. Descrição	O elemento consiste de válvula(s) de isolamento do anular conectada à cabeça do poço que é utilizado em completação seca.
II. Funções	Sua finalidade é prover acesso para monitoramento de pressão do anular do poço, e permitir vazão para/do anular do poço.
III. Projeto/Construção/Seleção	<ol style="list-style-type: none"> O ponto de acesso e a válvula devem ter classe de pressão igual ou superior ao conjunto cabeça de poço/árvore. A válvula deve: <ol style="list-style-type: none"> Ser projetada, qualificada, testada e fabricada de acordo com padrões reconhecidos pela indústria; Ter capacidade de vedar gás (<i>gas tight</i>). Quando utilizada em combinação com a injeção anular (por exemplo, <i>gas lift</i>) no poço, a válvula deve: <ol style="list-style-type: none"> Possuir acionamento remoto; Ter modo de falha do tipo "normalmente fechada"; É recomendado que os efeitos de ciclos de baixa temperatura sejam levados em consideração. A válvula deve ser dimensionada de forma compatível com tipo de fluido, temperatura e com a máxima pressão esperada do anular do poço.
IV. Verificação	<p>A válvula deve ser verificada no sentido de fluxo com a máxima pressão esperada para o ciclo de vida do poço por uma das seguintes maneiras:</p> <ol style="list-style-type: none"> Em conjunto com a verificação do <i>packer</i> de produção e revestimento pelo anular; Durante a vida do poço, com anular estanque, essa válvula pode ser verificada por outro acesso; Em poços de <i>gas-lift</i> pode ser verificada pelo bloqueio do gás; Em conjunto com o teste do BOP; Alternativamente, a válvula pode ser verificada com máxima pressão esperada no sentido oposto quando não for possível verificar no sentido de fluxo.
V. Recomendações	Nenhuma.

Fonte: Elaborada pelos autores.

Tabela E53 – Válvula de Isolamento da Formação

Características	Critérios de aceitação
I. Descrição	Elemento tubular contendo um dispositivo para isolar a formação e o interior da coluna de produção/injeção. Esse dispositivo geralmente é do tipo <i>fail as is</i> e pode tratar mecânica ou hidráulica (por exemplo: VIF, VHIF, camisas deslizantes).
II. Funções	Impedir fluxo de fluidos entre a formação e o interior da coluna de produção/injeção, em ambos os sentidos (formação x superfície e vice-versa).
III. Projeto/Construção/Seleção	<ol style="list-style-type: none"> Deve garantir vedação ao máximo diferencial de pressão esperado ao longo do período em que permanecerá fechada. Os materiais metálicos e elastômeros devem ser compatíveis com as temperaturas e com os fluidos que estarão em contato com a válvula (por exemplo: salmoura, H₂S e CO₂) durante o período em que permanecerá fechada. Os materiais metálicos e os elastômeros devem ser projetados para resistir ao trabalho dentro do envelope de temperatura a que o dispositivo estará submetido durante seu ciclo de vida útil.
IV. Verificação	<p>Deve ser testada no sentido do fluxo com o máximo diferencial de pressão esperado, sempre que factível. Alternativamente, a válvula pode ser verificada no sentido oposto.</p> <p>Nota: Válvulas do tipo "<i>fail as is</i>" só podem constituir CSB quando fechadas e verificadas.</p>
V. Recomendações	Não há.

Fonte: Elaborada pelos autores.

Tabela E54 – Válvula de Retenção

Características	Critérios de aceitação
I. Descrição	O elemento consiste num dispositivo de contenção a perda, que possui mecanismo de equalização de pressão, vedação metal-metal através de esfera e sede e vedações elastoméricas e pescoço de pescaria para instalação/retirada. Pode ser assentada em perfis de assentamento específicos ou no interior de um tubo de produção (trava <i>nippleless</i>). A válvula de retenção é instalada na COP/COI, só permitindo fluxo ascendente.
II. Funções	<ol style="list-style-type: none"> 1. Prevenir o fluxo descendente na coluna de produção/injeção e em conjunto com o fluido de completação com peso adequado para evitar o fluxo não intencional do fluido da formação para o meio externo. 2. Possibilita assentamento de obturador hidráulico (<i>packer</i>), verificação da estanqueidade da coluna, evita danos à formação, e quando associada a fluido de completação apropriado pode servir como eCSB.
III. Projeto/Construção/Seleção	<ol style="list-style-type: none"> 1. Deve ser projetada para, em conjunto com o peso de fluido de completação acima da válvula, suportar o máximo diferencial de pressão esperado para o período no qual a válvula de retenção esteja atuando como eCSB. 2. Deve ser posicionada numa profundidade tal que a pressão hidrostática acima da válvula, exercida pelo fluido de completação no poço, seja superior à máxima pressão interna potencial logo abaixo da válvula, durante o período no qual a válvula de retenção esteja atuando como eCSB. 3. Os materiais metálicos e elastômeros devem ser compatíveis com as temperaturas e com os fluidos que estarão em contato com a válvula de retenção (por exemplo: salmoura, H₂S e CO₂) durante o período de ciclo de vida. 4. Durante a desconexão do BOP Submarino, a margem de segurança de riser deverá ser considerada para o cálculo do peso do fluido a ser posicionado no poço acima da válvula de retenção. 5. Deve ter um mecanismo que permita a equalização controlada das pressões acima e abaixo.
IV. Verificação	A estanqueidade da válvula deve ser verificada aplicando o máximo diferencial de pressão esperado para o período de utilização da barreira. Devido a sua configuração, o teste de estanqueidade deverá ser positivo, ou seja, com pressurização da coluna de produção/injeção, contra a válvula de retenção.
V. Recomendações	Não há.

Fonte: Elaborada pelos autores.

Tabela E55 – Válvula de Retenção Válvula de Segurança de Coluna

Características	Critérios de aceitação
I. Descrição	Este elemento consiste de um conjunto com passagem interna e válvula esfera.
II. Funções	Sua função é permitir a montagem e fechamento no topo de qualquer tubo livre que esteja posicionado na mesa rotativa.
III. Projeto/Construção/Seleção	<ol style="list-style-type: none"> 1. A válvula deve ser da classe da MAPES. 2. A válvula deve ter fácil acesso ao mecanismo de fechamento para uso quando este estiver instalado na coluna.
IV. Verificação	<p>Teste inicial e verificação:</p> <ol style="list-style-type: none"> a) A válvula deve ter teste executado e aceito conforme a norma ou procedimento da operadora. <p>Monitoramento:</p> <ol style="list-style-type: none"> a) Observação visual durante o uso.
V. Recomendações	A válvula de segurança de coluna deve ter conexões com rosca compatíveis com as roscas da coluna em uso a qualquer momento da operação.

Fonte: Elaborada pelos autores.

Tabela E56 – Válvula de Teste (ou Válvula Testadora)

Características	Critérios de aceitação
I. Descrição	Consiste num elemento que compõe a coluna de <i>well test</i> , localizado logo acima do <i>packer</i> de operação ou do <i>packer</i> da cauda inferior.
II. Funções	Sua função é prover vedação na coluna de <i>well test</i> nas seguintes situações: a) Fechamento para o período de estática do TFR ou TI; b) Circulação de fluido de amortecimento do poço em conjunto com um dispositivo de circulação; c) Permitir a manobra da coluna de teste com fluidos de diferentes densidades dentro e fora da coluna.
III. Projeto/Construção/Seleção	<ol style="list-style-type: none"> 1. Deve ser operada por meio de pressurização do anular. 2. Deve ser estanque à pressão em ambos os sentidos (vedação bidirecional). 3. Deve prover uma posição travada aberta que não necessite de manutenção de pressão no anular do poço.
IV. Verificação	O equipamento deve estar certificado para uso pelo fornecedor. Realizar teste funcional no <i>deck</i> da sonda antes da sua instalação no poço.
V. Recomendações	Não há.

Fonte: Elaborada pelos autores.

Tabela E57 – Válvulas de Retenção de Flexitubo

Características	Critérios de aceitação
I. Descrição	Este elemento consiste de um corpo de válvula com <i>flapper</i> duplo ou um dispositivo " <i>fail safe close</i> " e um conector para montagem no terminal da linha do flexitubo.
II. Funções	A função da válvula de retenção de flexitubo é a de prevenir fluxo indesejável de fluido do poço para o interior do flexitubo.
III. Projeto/Construção/Seleção	<ol style="list-style-type: none"> 1. As válvulas de retenção devem ser adequadas a suportar todos os esforços e condições esperados para o poço. 2. A classe de pressão deve estar adequada para atender à máxima pressão de operação. 3. As válvulas de retenção devem ser compatíveis com a classe de pressão do flexitubo e prover vedação interna e externa nas conexões para a linha do flexitubo. 4. Devem permitir passagem de esferas pelo Flexitubo. 5. É obrigatório o uso de válvula de retenção no BHA de flexitubo.
IV. Verificação	<p>Teste inicial e verificação:</p> <ol style="list-style-type: none"> a) Teste de vedação com pressão maior ou igual à máxima pressão diferencial esperada na operação; b) Teste de bombeio antes de cada corrida no poço. <p>Monitoramento:</p> <ol style="list-style-type: none"> a) Testes periódicos de bombeio (funcionamento).
V. Recomendações	Não há.

Fonte: Elaborada pelos autores.

DOCUMENTOS DE REFERÊNCIA

ANSI/API SPEC 14L 2ND ED (R 2012): *Specification for Lock Mandrels and Landing Nipples*; Second Edition; Reaffirmed, August 2012.

ANSI/NACE MR 0175/ISO 15156: 2015 – *Petroleum and Natural Gas Industries – Materials for use in H₂S-containing Environments in Oil and Gas Production*.

API 11D1: API Specification 11D1, *Packers and Bridge Plugs*, Third Edition, April 2015.

API RP 10-B: *Recommended Practice for Testing Well Cements - Twenty-Second Edition; Addendum 1 October 1999; Addendum 2 November 2000*.

API RP 16Q: 2017 (2nd edition) – *Design, Selection, Operation and Maintenance of Marine Drilling Riser Systems*.

API RP 17B: 2017 (5th edition) – *Recommended Practice for Flexible Pipe*.

API RP 5C7: API Spec 53, *Blowout Prevention Equipment Systems for Drilling Wells*.

API RP 7K: 2015 (6th edition) – *Drilling and Well Servicing Equipment*.

API RP 92M: 2017 (1st edition) – *Managed Pressure Drilling Operations with Surface Back-Pressure*.

API RP 96 1ST ED (2013): *Deepwater Well Design and Construction; First Edition*.

API RP14A: *Subsurface Safety Valve Equipment (ISO 10432)* 12th Edition: 2015.

API RP14B: *Design, Installation, Repair and Operation of Subsurface Safety Valve System*, Sixty Edition (2015).

API RP16: *Recommended Practice for Design of Control Systems for Drilling Well Control Equipment*.

API SPEC 16A: 2017 (4th edition) – *Specification for Drill-through Equipment*.

API SPEC 16C: 2015 (2nd edition) – *Choke and Kill Equipment*.

API SPEC 16D: 2004 (2nd edition) – *Specification for Control Systems for Drilling Well Control Equipment and Control Systems for Diverter Equipment*.

API SPEC 16F: 2017 (2nd edition) – *Specification for Marine Drilling Riser Equipment*.

API SPEC 16R: 1996 (1st edition) – *Specification for Marine Drilling Riser Couplings*.

API SPEC 16RCD: 2015 (2nd edition) – *Specification for Rotating Control Devices*.

API SPEC 17K: 2017 (3rd edition) – *Specification for Bonded Flexible Pipe*.

API SPEC 5L: 2012 (45th edition) – *Specification for Line Pipe*.

API SPEC 6A: 2010 (20th edition) – *Specification for Wellhead and Christmas Tree Equipment*.

API SPEC 7FLOAT VALVE: 2012 – *Specification for Dill String Non-return Valves.*

API SPEC Q1:2013, addendum 2016 (9th edição) – *Specification for Quality Management System Requirements for Manufacturing Organizations for the Petroleum and Natural Gas Industry.*

API SPEC Q2:2011, addendum 2016 (1st edition) – *Specification for Quality Management System Requirements for Service Supply Organizations for the Petroleum and Natural Gas Industries.*

API STD 53: 2012 (4th edition) – *Blowout Prevention Equipment Systems for Drilling Wells.*

API Std 65 Part 2: *Isolating Potencial Flow Zones During Well Construction, Second Edition, December 2010, Reaffirmed, November 2016.*

API TR 5C3: *Calculating Performance Properties of Pipe Used as Casing or Tubing.*

API17D: *Design and Operation of Subsea Production Systems - Subsea Wellhead and Tree Equipment; Second Edition; Effective Date: February 1, 2013 [for Valve and Actuator Design Validation (Test Requirements) Only] and November 1, 2011 [for All Other Requirements].*

ASME B313: 2015 – *Process Piping.*

IBP, Julho 2017: *Diretrizes para Abandono de Poços, Caderno de Boas Práticas.*

ISO 10400: *Petroleum and Natural Gas Industries - Formulae and Calculation for Casing, Tubing, Drill Pipe and Line Pipe Properties - First Edition.*

ISO 14310: *Petroleum and Natural Gas Industries – Downhole Equipment – Packers and Bridge Plugs.*

ISO 16070: 2005 – *Petroleum and natural gas industries - Downhole equipment - Lock mandrels and landing nipples - Second Edition.*

ISO/TR 10400: 2007, *Petroleum and natural gas industries -- Equations and calculations for the properties of casing, tubing, drill pipe and line pipe used as casing or tubing.*

NACE MR 0175: *Metals for Sulfide Stress Cracking and Stress Corrosion Resistance in Sour Oilfield Environment.*

NORSOK Standard D-010, Rev 4, June 2013 – *Well Integrity in Drilling and Well Operations.*

Norwegian Oil and Gas Association, *Guideline no 117, Recommended Guidelines for Well Integrity (Rev 5, 2016).*

Oil & Gas UK: *Well Life Cycle Integrity Guidelines (Issue 3, 2016).*

Oil & Gas UK, issue 6, June 2018: *Guidelines for Abandonment of wells.*

Resolução ANP N° 46, de 01/11/2016, retificada em 07/11/2016 – *Regime de Segurança Operacional para Integridade de Poços de Petróleo e Gás Natural (ANEXO B).*

IBP – Instituto Brasileiro de Petróleo e Gás

Presidente/CEO

Roberto Ardenghy

Diretora Executiva Corporativa

Fernanda Delgado

Diretor Executivo de E&P

Júlio César Moreira

Gerência Executiva de SMS e Operações

Anderson Cantarino

Carolina Mendes Coimbra

Juliana Barbosa

Comitê de Operações

Coordenador: Leonardo Marazzo Garcia

Vice-coordenador: Salomão Costa

Expediente

Gerente de Comunicação e Relacionamento com Associados

Tatiana Campos

Coordenação Editorial

Priscila Zamponi

Demy Gonçalves

Projeto Gráfico

Trama Criações de Arte

Banco de Imagens

IBP



IBP – Instituto Brasileiro de Petróleo e Gás

Av. Almirante Barroso, 52 – 21º e 26º andares – RJ – Tel.: (21) 2112-9000

