ÍNDICE DE REVISÕES

REV.	DESCRIÇÃO E/OU FOLHAS ATINGIDAS
0	ORIGINAL - Este documento cancela e substitui os documentos nº ET-2000.00-1180-25B-PPQ-001, ET-2000.00-1180-25B-PPQ-002 e ET-2000.00-1100-000-PPQ-023

	REV. 0					
DATA	28/12/2023					
PROJETO	POCOS/EP/ITC/ETP					
EXECUÇÃO	POCOS/SPO/PEP/PROJ-PERF					
VERIFICAÇÃO	POCOS/EP/ITC/ETP					
APROVAÇÃO	POCOS/EP/ITC					

AS INFORMAÇÕES DESTE DOCUMENTO SÃO PROPRIEDADE DA PETROBRAS, SENDO PROIBIDA A UTILIZAÇÃO FORA DA SUA FINALIDADE.

FORMULÁRIO PERTENCENTE À PETROBRAS

INTERNA

SUMÁRIO

1 INTRODUÇÃO 3
2 ESCOPO 3
3 DOCUMENTOS DE REFERÊNCIA 4
4 SIGLAS OU ABREVIATURAS 5
5 DESCRIÇÃO DOS REQUISITOS FUNCIONAIS E TÉCNICOS 7
6 REQUISITOS COMPLEMENTARES 12
7 DOCUMENTAÇÃO 13
ANEXO 1 15
ANEXO 2 17

INTERNA

1 INTRODUÇÃO

1.1 Esta especificação técnica (ET) define os requisitos técnicos e funcionais mínimos, e os protocolos de testes mínimos exigidos pela PETROBRAS para qualificação dos Conjuntos de Colar de Estágio (CCE).

1.2 Entende-se como CCE todos os itens consumíveis que se tornam parte integrante do poço e que são responsáveis por permitir a realização da operação de cimentação em mais de um estágio através da abertura e fechamento de janelas no corpo do Colar de Estágio (CE) e do acionamento de Barreira Mecânica Anular (BMA) para sustentação de material cimentante no espaço anular durante o processo de cura ("pega") deste material cimentante. São considerados complementos do CE e do BMA, os acessórios (plugues, esferas e darts de acionamento) necessários para a operação de cimentação, acionamento dos consumíveis e as ferramentas necessárias para a instalação do CCE.

2 ESCOPO

2.1 Esta especificação técnica (ET) estabelece os requisitos funcionais e técnicos básicos para verificação e para validação dos CCE a serem utilizados em poços da PETROBRAS. Esta ET define também a documentação básica para comprovação destes requisitos.

2.2 Não estão incluídos no escopo desta especificação os substitutos (subs) de cruzamento de conexão ou de diâmetro de revestimento, acessórios de cimentação (sapatas, colares, plugues de cimentação, dardos e esferas), colar de assentamento e cabeças de cimentação. A especificação técnica de todo CCE deve ser apresentada na ET-RBS para o processo de contratação.

2.3 Os requisitos técnicos listados nesta ET deverão balizar os fornecedores e os técnicos responsáveis pela ET-RBS acerca das necessidades técnicas e funcionais mínimas para qualificação, aquisição e utilização de CCE da Petrobras. A especificação exata do equipamento será estabelecida na ET-RBS, que deverá seguir no mínimo os requisitos desta ET-R, tendo em conta as características do cenário de aplicação definido para o processo de compra.

2.4 Os CCE poderão ser de dois tipos e deverão ser demandados na ET-RBS segundo um dos dois protocolos a seguir, a depender da finalidade da aplicação do CCE no poço;

2.4.1 **Conjunto de Colar de Estágio (CCE) Tipo I** - deverá ser verificado conforme protocolo de testes descrito no ANEXO 1;

2.4.2 **Conjunto de Colar de Estágio (CCE) Tipo II** - deverá ser verificado conforme protocolo de testes descrito no ANEXO 2.

INTERNA

3 DOCUMENTOS DE REFERÊNCIA

3.1 **API SPEC 11D1/ISO 14310** – *Petroleum and natural gas industries — Downhole equipment — Packers and bridge plugs*

3.2 **API SPEC Q1/ISO TS 29001** – *Specification for Quality Management System Requirements for Manufacturing Organizations for the Petroleum and Natural Gas Industry.*

3.3 **API RP 5C5/ISO 13679 –** *Procedures for Testing Casing and Tubing Connections.*

3.4 **API 5CT** – *Specification for Casing and Tubing.*

3.5 **API 5CRA** - *Specification for Corrosion-resistant Alloy Seamless Tubes for Use as Casing, Tubing, and Coupling Stock.*

3.6 **ISO 9001** – *Quality management systems – Requirements.*

3.7 **ISO 10400** – *Petroleum and natural gas industries – Equations and calculations for the properties of casing, tubing, drill pipe and line pipe used as casing and tubing.*

3.8 **ET-3000.00-1210-130-PPQ-001** – *"Componentes Elastoméricos de Poço".*

3.9 **API 19 AC/ISO 14998** – *Specification for Completion Accessories.*

3.10 **API 96** - *Deepwater Well Design and Construction.*

3.11 **API SPEC 10F** - *Cementing Float Equipment Testing.*

3.12 **API SPEC 19OH** – *Openhole Isolation Equipment.*

3.13 **ISO 23936-2** - *Petroleum, petrochemical and natural gas industries — Non-metallic materials in contact with media related to oil and gas production — Part 2: Elastomers.*

3.14 **API TR 6J1** - *Elastomer Life Estimation Testing Procedures.*

3.15 **ASTM D741 16a** - *Standard Test Method for Rubber Property — Effect of Liquids.*

3.16 **API 10G -** *Product Evaluation, Application, and Testing of Stage Cementing Collars.*

3.17 **IEC 60812** – *Analysis techniques for system reliability – Procedure for failure mode and effects analysis (FMEA)*

3.18 **NACE MR 0175/ ISO 15156** – *Petroleum and Natural Gas Industries – Materials for use in H_2S-containing Environments in Oil and Gas Production.*

3.19 **ET-0000.00-0000-972-1AL-001** - Requisito Geral da Qualidade de Bens

INTERNA

4 SIGLAS OU ABREVIATURAS

4.1 **API** – *American Petroleum Institute.*

4.2 **CAD** – Define-se como um programa CAD, *Computer-Aided Design*, uma tecnologia computadorizada com foco no desenho do produto e na documentação da fase de projeto, durante o processo de engenharia.

4.3 **DE** – Diâmetro Externo.

4.4 **DI** – Diâmetro Interno.

4.5 **ET** – Especificação Técnica da PETROBRAS.

4.6 **ET-R** – Especificação Técnica de Requisitos da PETROBRAS. É um documento que contém os requisitos gerais que deverão ser atendidos por todas as contratações quando se tratar do objeto de referência da ET-R: sistema, equipamento, material ou serviço.

4.7 **ET-RBS** – "Especificação Técnica de Requisição de Bens e Serviços" – Documentação que detalha a licitação e é baseada na ET-R.

4.8 **ECP –** *External casing packer*.

4.9 **FEA** – *Finite Element Analysis.*

4.10 **FMEA** – *Failure Module and Effect Analysis*.

4.11 **FMECA** – *Failure Mode, Effects and Criticality Analysis.*

4.12 **IAF** – *International Accreditation Forum.*

4.13 **ID** – *Inside Diameter*.

4.14 **ILAC** – *International Laboratory Accreditation Cooperation.*

4.15 **ISO** - *The International Organization for Standardization.*

4.16 **NACE** – *National Association of Corrosion Engineers*.

4.17 **OD** – *Outside Diameter*.

4.18 **PBR** – *Polished Bore Receptacle*

4.19 $\mathbf{P}_{internal}$ – Resistência mínima requerida à carga gerada pela pressão interna.

4.20 $\mathbf{P}_{external}$ – Resistência mínima requerida à carga gerada pela pressão externa.

4.21 $\mathbf{P}_{open,\ collar}$ – Pressão nominal para abrir o colar de estágio.

4.22 $\mathbf{P}_{actuation}$ – Pressão nominal para iniciar o acionamento do *packer* inflável.

INTERNA

4.23 **RPE (*RATED PERFORMANCE ENVELOPE*) - ENVELOPE DE DESEMPENHO -** Representação gráfica da envoltória onde são definidos os limites operacionais máximos do sistema para efeitos combinados de pressão e carga axial na temperatura de projeto.

4.24 **SFT (*Service Shifting Tool)*** – Ferramenta utilizada para acionar colares de estágio mecânicos.

4.25 **TBR** – *Tieback Receptacle.*

4.26 **TTF** – *Time To Failure*.

4.27 **FCC** - Fator de Correção de Carregamentos

4.28 **AYS** – *Actual Yield Strength* do material base não expandido

4.29 **SMYS** – *Specified Minimum Yield Strength*

INTERNA

5 DESCRIÇÃO DOS REQUISITOS FUNCIONAIS E TÉCNICOS

5.1 As características dimensionais, carregamentos e resistências dos CCE Tipo I e Tipo II deverão ser definidas na ET-RBS seguindo como padrão a Tabela 1 deste documento.

5.1.1 PARA USO DA PETROBRAS: deve ser verificado durante a elaboração da ET-RBS se os ambientes de instalação dos CCE Tipo II estão contemplados na ET apresentada no item 5.7 a seguir.

5.2 Os CCE deverão permitir, no momento desejado, a comunicação do interior da coluna de revestimento com espaço anular e a sustentação do fluido cimentante na posição em manobra única e com acionamento hidráulico, sem a necessidade de descida de coluna de trabalho pelo interior do revestimento.

5.2.1 O termo Conjunto de Colar de Estágio (CCE) se refere ao conjunto formado pelo elemento Colar de Estágio (CE) com a Barreira Mecânica de Anular (BMA). A BMA consiste em elemento obturador de anular conhecido como ICP (*Inflatable Casing Packer*) ou ECP (*External Casing Packer*).

5.2.2 O CE deve permitir: 1 - a comunicação do interior com o exterior coluna de revestimento na qual esteja instalado através da abertura e o fechamento intencional e controlado de janela e 2 - o deslocamento de fluidos através desta janela para o espaço anular entre o revestimento e o poço aberto ou entre revestimentos concêntricos. A BMA por sua vez deve sustentar o fluido cimentante no espaço anular até que o período de cura (“pega”) deste fluido esteja concluído. Ao final da operação de cimentação o CE deve ser fechado e permanecer estanque.

5.3 As vedações entre as partes que constituem o CCE poderão ser do tipo metal-metal, metal-elastomérica ou elastomérica:

5.3.1 Toda vedação que não metálica, seja ela proporcionada por um elemento/selo singular ou por conjunto de elementos/selos, deve ser, pelo menos, duplicada, ou seja, ter redundância disposta em série.

5.3.2 Todos os elementos não metálicos do CCE Tipo II deverão atender ao item 5.7;

5.3.3 Os CCE que possuam vedação metal-metal com vedação *back-up* elastomérica, deverão atender ao item 5.3.2 acima.

5.3.4 O item anterior, 5.3.3 está dispensado se os testes de qualificação forem realizados sem a vedação *back-up* elastomérica, ou seja, se o CCE for testado somente com a vedação metal-metal instalada.

5.4 Os CCE deverão permitir sua instalação tanto em sondas fixas como em sondas flutuantes.

5.5 A menos que haja uma intervenção voluntária para o contrário, todos os componentes dos CCE deverão manter sua estanqueidade durante e após a instalação, seja com o poço em operação ou fechado. <u>Este requisito vale inclusive para os elementos de vedação entre as partes que constituem o CCE</u>.

5.6 O CCE deverá manter suas resistências mecânicas e características funcionais, nas condições definidas na Tabela 1, durante e após instalação atendendo o ciclo de vida do poço:

5.6.1 Sob ação de fluido sintético de base orgânica;

5.6.2 Sob ação de fluido base água;

INTERNA

5.6.3 Sob ação de água do mar;

5.6.4 Sob ação de hidrocarbonetos do reservatório;

5.6.5 Utilização em ambiente *onshore* e *offshore*.

5.7 Os CCE Tipo II devem ter todos os seus elementos não metálicos avaliados conforme ET-300000-1210-130-PPQ-001 – Componentes Elastoméricos de Poço:

5.7.1 Conjunto de equipamentos: Fundo.

5.7.2 Cenários de aplicação: Produtor Tipo 1 e Injetor de Gás/Água, ambos cenários definidos na ET-300000-1210-130-PPQ-001.

5.7.2.1 Os CCE devem atender simultaneamente as condições de testes propostos para os cenários de aplicação em poço Produtor Tipo 1 e Injetor de Gás/Água;

5.7.2.1.1 Os dois cenários devem ser atendidos por um mesmo Composto Elastomérico testado.

5.7.3 Caso seja utilizado mais de um composto não metálico, mesmo que um seja um suporte ou uma redundância do(s) outro(s), todos os compostos devem atender ao requisitado em 5.7.

INTERNA

Tabela 1 - Requisitos mínimos dos CCE (Conjuntos de Colar de Estágio)

CCE			14"		10 ¾"		9 ⅞"	
REQUISITOS MÍNIMOS	Tipo de Metalurgia (itens 5.11 e 5.12 da ET)		A	B	A	A	A	B
	Peso nominal (lb/pé)		115		85,3	65,7	66,9	
	Diâmetro externo máximo (pol)		15,100		11,500		11,100	
	Garantia mínima de passagem (*drift*) (pol)		12,250		9,000	9,500	8,500	
	Resistência à tração mínima (klbf)		3640	4200	2700	2050	2100	2400
	Resistência à compressão mínima (klbf)		3640	4200	2700	2050	2100	2400
	Resistência ao colapso mínima (psi)		10000	11300	14800	9500	11800	13300
	Resistência à pressão interna mínima (psi)		10900	12600	14200	10600	13000	14800
	Resistência ao torque durante a descida (lbf.ft)		35000					
CONDIÇÕES OPERACIONAIS	Faixa de temperatura de operação (°F)		77 - 275		77 - 300			
	Faixa de inclinação no ponto de instalação		0° - 45°		0° - 90°			
	Dog leg máximo (°/100ft)		3					
	Diferencial Pressão nos dois sentidos (psi@°F)		2500 @ 275		2500 @ 300	2500 @ 300	2500 @ 300	
	Grau de validação	BMA e CE Tipo I	Líquido					
		CE Tipo II	Gás					
	Vazão (bpm)		13,5		12,5			
	Poço aberto nominal (pol)		17,500 ou 16		14,750 ou 13,500		12,250	

INTERNA

5.8 As seguintes funções básicas devem ser executadas pelo CCE:

5.8.1 Durante a descida:

5.8.1.1 Resistir as cargas decorrentes do descarregamento de peso, tração, compressão do revestimento e decorrentes de fluxo pelo interior do revestimento e no anular entre o revestimento e o poço aberto ou entre revestimentos concêntricos. Esses esforços poderão ser combinados;

5.8.1.2 Os elementos de vedação devem estar protegidos de modo a preservar sua integridade;

5.8.1.3 A camisa de externa do CE deve permanecer fechada durante a descida, resistindo às cargas decorrentes e não ser acionada/aberta indevidamente por ação mecânica por interferência com o poço e/ou com os componentes do poço durante a descida e giro da coluna de revestimento

5.8.2 Durante a cimentação do primeiro estágio:

5.8.2.1 O plugue de abertura e acionamento do BMA e CE deve raspar o revestimento e constituir-se em separador mecânico entre o fluido de deslocamento e a pasta de cimento.

5.8.2.2 O plugue não deve acionar indevidamente o CE nem a BMA por interferência mecânica durante o seu deslocamento pela coluna de revestimento;

5.8.3 Ao fim da cimentação do primeiro estágio:

5.8.3.1 o plugue deve vedar contra o colar de aterrisagem (*Landing Collar*) e suportar as pressões requeridas para acionamento do BMA e abertura do CE;

5.8.3.2 as pressões de acionamento do BMA e de abertura do CE não devem se sobrepor. A tolerância aceitável é de no máximo +/- 10% do valor nominal de acionamento de cada um dos elementos (BMA e CE).

5.8.3.2.1 As pressões de acionamento com componentes do CCE devem poder ser alteradas de acordo com as necessidades operacionais do poço no qual o CCE será aplicado;

5.8.4 Durante a cimentação do segundo estágio:

5.8.4.1 A BMA deve impedir a passagem do fluido cimentante deslocado através do CE para a parte de baixo de poço considerando um eventual aumento (não programado) de diâmetro (arrombamento) de até 10% no diâmetro nominal do poço aberto;

5.8.5 Ao fim da cimentação:

5.8.5.1 As portas de circulação do CE devem ser fechadas e o CE se manter estanque e permitir o teste de estanqueidade da coluna de revestimento;

5.9 Todos os CCE terão metalurgia TIPO A (salvo exceções descritas no item 5.12 a seguir): os CCE deverão estar aptos a trabalhar nas regiões 1, 2 e 3 definidas na ISO 15156, quaisquer que sejam o limite de escoamento e demais propriedades do material definido pela CONTRATADA para atender as resistências mecânicas definidas nesta ET ou na ET-RBS.

INTERNA

5.9.1 Teste de qualificação da matéria prima conforme NACE TM0177 método A (*full size*), na solução A com pressão parcial de H_2S de pelo menos 1bar absoluto (14,5 psia) e aplicando 85%AYS, ou 80%AYS se o limite de escoamento das amostras for 6,5% acima do SMYS. O teste de qualificação deverá ser feito em, no mínimo, três amostras com o critério de aceitação sendo a ausência de trincas, conforme NACE TM-0177;

5.10 CCE metalurgia Tipo B: na ET-RBS, a depender do cenário de aplicação, poderá ser solicitada qualificação "*sour service*" Tipo B. Os CCE deverão estar aptos a trabalhar na região 1 definida na ISO 15156.

5.10.1 Teste de qualificação da matéria prima conforme NACE TM0177 método A (*full size*), na solução B modificada com 3%H_2S e 97%CO_2 e aplicando 90%AYS. O teste de qualificação deverá ser feito em, no mínimo, três amostras com o critério de aceitação sendo a ausência de trincas, conforme NACE TM-0177;

5.11 MATERIAIS EXPANDIDOS: Para os CCE e/ou seus componentes expansíveis, os testes se aplicam ao material em seu <u>estado de tensão final após a deformação</u> no máximo percentual de expansão esperado na instalação em campo;

5.11.1 Devem ser realizados, no mínimo, dois ensaios: um com uma amostra longitudinal e outro ensaio com uma amostra transversal. A contratada pode realizar ensaios adicionais que julgar serem necessários para garantir o atendimento dos itens 5.10 (ou 5.11 quando especificado);

5.11.2 Para CCE Tipo A: as amostras longitudinais devem ser testadas conforme item 5.15 (*full size*). Para a amostra de seção transversal é permitido que o teste de qualificação seja realizado em amostra sub *size*, aplicando 76%AYS conforme NACE TM0177 método A, na solução A com pressão parcial de H_2S de pelo menos 1bar absoluto (14,5 psia). O teste de qualificação deverá ser feito em, no mínimo, três amostras com o critério de aceitação sendo a ausência de trincas, conforme NACE TM-0177;

5.11.3 Para CCE Tipo B: as amostras longitudinais devem ser testadas conforme item 5.16 (*full size*). Para a amostra de seção transversal é permitido que o teste de qualificação seja realizado em amostra <u>*sub size*</u>, aplicando 81%AYS conforme NACE TM0177 método A, na solução B modificada com 3%H_2S e 97%CO_2. O teste de qualificação deverá ser feito em, no mínimo, três amostras com o critério de aceitação sendo a ausência de trincas, conforme NACE TM-0177;

5.12 <u>Todos os componentes</u> metálicos do CCE como por exemplo, mas não exclusivamente, eventuais ancoras, anéis, cunhas, válvulas, devem atender aos requisitos deste item 5.9 (ou 5.10).

5.13 <u>Os testes devem ser realizados em CCE com o mesmo material e com as dimensões que os CCE serão fornecidos, ou seja, tem que ter as mesmas propriedades mecânicas, mesma resistência a corrosão e resistência aos esforços mecânicos requisitados na Tabela 1 ou na ETR-BS;</u>

5.14 CONEXÕES: as conexões do CCE com os revestimentos serão especificadas pela PETROBRAS na ET-RBS durante o processo de contratação.

5.14.1 Caso o CCE não possa ser fornecido diretamente na conexão definida na ET-RBS, substitutos (subs) de cruzamento de conexão ou de diâmetro podem ser empregados para adequar a conexão, a ser fornecido pela CONTRATADA;

INTERNA

5.14.1.1 A conexão do CCE (e dos *subs* de cruzamento, caso houver) deve possuir o mesmo nível de qualificação CAL testado conforme API5C5 que a conexão solicitada pela PETROBRAS na ET-RBS, e seu envelope de teste deve cobrir as cargas solicitadas na Tabela 1 desta ET (ou da ET-RBS).

5.14.1.2 Deve ser fornecido o *Data Sheet* da conexão emitido pelo proprietário da conexão, com informações de desempenho, como por exemplo, resistências, torques operacionais, dimensional, *make-up loss* etc.

5.14.1.3 Deve ser fornecida a Envoltória de resistência validada para a mesma qualificação (CAL) da conexão solicitada pela Petrobras;

5.14.1.4 Deve ser fornecido o relatório executivo com resumo do procedimento de teste da conexão contendo o envelope de teste, demonstrando que a conexão atende a mesma qualificação CAL (conforme API5C5) que a conexão exigida pela PETROBRAS na ET-RBS;

5.14.1.5 A documentação será avaliada pela PETROBRAS, que poderá não aceitar a conexão caso não atenda aos requisitos estipulados acima;

5.15 Os equipamentos fornecidos devem estar de acordo com os desenhos e especificações da proposta técnica e não devem possuir alterações de projeto em relação aos tamanhos, tipos e modelos de equipamentos que passaram nos testes de validação.

5.15.1 A PETROBRAS deve ser notificada de todas as alterações que se fizerem necessárias ao longo da vigência do contrato. As solicitações de alteração devem ser acompanhadas de justificativa técnica que serão avaliadas pela PETROBRAS que poderá ou não aceitar tais alterações;

5.15.2 No caso alterações, nova qualificação deverá ser realizada, podendo, eventualmente, ser dispensada após análise da PETROBRAS;

6 REQUISITOS COMPLEMENTARES

6.1 O fornecedor deverá manter em arquivo as especificações e ensaios realizados nos materiais utilizados na fabricação e os desenhos com todas as dimensões e tolerâncias dos equipamentos do CCE testado e dos CCE fornecidos à PETROBRAS.

6.1.1 Estas informações deverão ser fornecidas com prazo de até 36 horas sempre que solicitado pela PETROBRAS.

6.2 O fornecedor deve disponibilizar os recursos necessários, incluindo a documentação técnica e pelo menos 1 (um) profissional qualificado com conhecimento do projeto, da funcionalidade e da instalação dos equipamentos, para a realização da FMECA e/ou análises de riscos das tarefas e dos componentes da instalação do equipamento ou prestação de serviços.

6.3 O fornecedor deve documentar os testes necessários para determinar dos requisitos solicitados na Tabela 1 conforme especificado nos Anexos 1 e 2.

6.3.1 Salvo expressamente manifestado o contrário pela PETROBRAS em seus processos de contratação, o fornecedor deve arcar com os custos dos testes e com acompanhamento presencial por empresa acreditada pelo IAF/ILAC presente no item 7.2.1.2

INTERNA

7 DOCUMENTAÇÃO

7.1 Documentação Técnica mínima a ser apresentada no ato da apresentação das propostas para atendimento da ET-R para cada tecnologia de CCE a ser ofertada:

7.1.1 Certificação API, ou acreditado por entidade reconhecida pelo IAF/ILAC, de qualificação da BMA da mesma tecnologia da BMA a ser ofertada.

7.1.1.1 A BMA deverá ter pelo menos qualificação grau V6 segundo API 11D1;

7.1.1.1.1 Poderá ser apresentado grau de validação mais rigoroso do que especificado no item acima.

7.1.1.1.2 Nesta etapa, não é obrigatório atendimento das cargas especificadas na Tabela 1. Salvo expresso o contrário no processo de contratação;

7.1.2 Certificação API Spec Q1 comprovando que está em conformidade com os requisitos da norma vigente.

7.1.2.1 Os certificados deverão ser acreditados por entidade reconhecida pelo IAF/ILAC ou atendimento ao monograma API., quando aplicável.

7.1.2.2 Todos os monogramas API apresentados à PETROBRAS deverão ser referentes à (s) fábrica(s) fornecedora(s) do equipamento.

Nota: Os produtos e sistemas, a época do fornecimento, devem ser projetados e fabricados sob um sistema de gestão da qualidade (QMS) que esteja em conformidade, pelo menos, com API *Spec* Q1 ou ISO / TS 29001.

7.1.2.3 Todos os certificados deverão estar válidos no momento da apresentação das propostas, andamento do processo de contratação, assinatura do contrato e sua vigência.

7.1.3 *Data Sheet* de cada CCE no diâmetro e na Tecnologia ofertada.

7.1.4 Desenhos explicitando diâmetros externos, *drifts*, diâmetros internos e comprimentos de cada componente do sistema (incluindo os acessórios para instalação).

7.1.4.1 Resistência mecânica e tipo de conexões de cada um dos componentes do sistema (incluindo as conexões internas);

7.1.5 Sequência operacional de instalação do CEE, incluindo as contingências;

7.1.6 Ressalta-se que o atendimento ao item 7.1 não exclui a necessidade de atendimento do item 7.2

7.1.7 <u>Resumo do Plano de Inspeção e Teste de Fabricação conforme ET-0000.00-0000-972-1AL-001 (Requisito Geral da Qualidade de Bens) para registro.</u>

7.2 Documentação mínima a ser exigida na ET-RBS:

7.2.1 Relatório técnico dos ensaios e procedimentos realizados para o grau de validação do equipamento conforme Anexo 1 e/ou Anexo 2 desta especificação técnica (conforme o tipo de CCE solicitado).

INTERNA

7.2.1.1 Os ensaios e procedimentos de testes conforme Anexos 1 e/ou 2 desta especificação técnica deverão ser testemunhados presencialmente por empresa acreditada pelo IAF/ILAC.

7.2.1.2 Os testes poderão ou não ser acompanhados por representante da PETROBRAS (sempre será necessário o acompanhamento presencial por empresa acreditada pelo IAF/ILAC – item 7.2.1.1).

7.2.2 Envoltória de resistência para carregamentos combinados (pressão e tensão axial);

7.2.2.1 Relatório do estudo (incluindo FEA - *Finite Element Analysis* – se for o caso) utilizado para construir a envoltória de resistência para carregamentos combinados (pressão e tensão axial), contemplando os resultados dos ensaios e procedimentos descritos nos Anexos 1 e 2.

7.2.3 A cada entrega do Pedido de Compra deve ser apresentado para cada item um certificado emitido por empresa terceira, parte acreditada pelo IAF/ILAC atestando que as etapas descritas no Plano de Inspeção e Teste de Fabricação (PIT) (item 7.1.8 ou mais recente, o que for mais rigoroso) foram atendidas com resultados satisfatórios.

7.2.3.1 Não é necessário que empresa terceira parte acreditada pelo IAF/ILAC acompanhe a execução do Plano de Inspeção e Teste de Fabricação, salvo exigido pela própria CONTRATADA, entidade normativa ou outra documentação PETROBRAS.

7.3 O CCE validado pelo Anexo 2 estará automaticamente válido para o Anexo 1.

7.4 Todos os documentos deverão ser fornecidos a PETROBRAS em formato PDF preferencialmente em português, tendo a opção de inglês.

7.5 Após a conclusão do processo de contratação, a empresa CONTRATADA, antes de iniciar o processo de qualificação conforme ANEXO 1 ou ANEXO 2; e os itens 5.7 e 5.11 (ou 5.12 ou 5.13) da ET, deverá apresentar à PETROBRAS o plano de qualificação com o cronograma e protocolos de testes para avaliação da PETROBRAS.

7.5.1 A PETROBRAS verificará se o plano de qualificação está de acordo com as exigências desta ETR e da ETRBS;

7.5.2 Em caso de dúvidas para confeccionar o plano de qualificação a CONTRATADA deverá entrar em contato com a PETROBRAS.

7.5.3 Os testes só podem ser iniciados após a PETROBRAS aprovar o plano de qualificação.

7.6 Os dados dos testes devem ser disponibilizados de forma organizada e simultânea, virtualmente, e em tempo real durante todo período de testes;

7.6.1 Os dados mínimos devem ser pressão interna, pressão externa, tração e compressão;

INTERNA

ANEXO 1

PROTOCOLO DE TESTE PETROBRAS DE CCE

1. ORIENTAÇÕES GERAIS

1.1. Este documento tem o objetivo de especificar os testes a serem realizados pelo fornecedor para qualificar CCE Tipo I;

1.1.1. Os testes poderão ser dispensados na ETR-BS com o base no histórico e tradição de fornecimento da Contratada;

1.1.2. Os valores dos carregamentos de pressão, tração e compressão para execução dos testes serão os maiores valores entre os valores previstos na Tabela 1 - Requisitos mínimos dos CCE e na ETR-BS à época da contratação;

1.2. A BMA deverá atender aos carregamentos previstos na Tabela 1 - Requisitos mínimos dos CCE de acordo com API SPEC 19OH grau V2 OH;

1.2.1. Critério de aceitação: redução de no máximo 1% na pressão nominal máxima durante 15 minutos.

1.3. O CE deverá ser atender aos seguintes testes:

1.3.1. Experimento 1: teste de abertura e fechamento com *bending*;

1.3.2. Experimento 2: resistência ao fluxo após aberto categoria D12 e R10 seguido de D8 e R6 conforme API SPEC 10F;

1.3.3. Experimento 3:

1.3.3.1. Realizar 1 ciclo de testes de pressão interna e pressão externa na menor temperatura definida na Tabela 1 - Requisitos mínimos dos CCE;

1.3.3.2. Realizar 1 ciclo de testes de testes de pressão interna e pressão externa na maior temperatura definida na Tabela 1 - Requisitos mínimos dos CCE;

1.3.4. Um ciclo consiste na execução de um teste de pressão interna seguido de um teste de pressão externa;

1.3.5. Todos os experimentos devem ser realizados com o mesmo CE;

1.3.6. Critério de aceitação: redução de no máximo 1% na pressão nominal máxima durante 15 minutos;

1.4. Devem ser apresentados os cálculos das resistências mecânicas do mandril base do BMA e CE aos esforços induzidos pelo *burst* e pelo colapso, e das resistências à tração e à compressão com base nas características dimensionais e metalúrgicas desses mandris;

1.5. O relatório com os resultados dos testes dos experimentos destacados nos itens 1.2 e 1.3 deverá conter:

1.5.1. Lista dos componentes testados;

INTERNA

1.5.2. Resultados da inspeção visual e dimensional dos componentes, pré e pós-teste, com fotos;

1.5.3. Identificar áreas críticas afetadas pelos testes;

1.5.4. Anexar os gráficos com as pressões e temperatura (*hold point*);

1.5.4.1. Cada *hold point* deverá ser validado e assinado conforme item 7.2.1.1;

1.5.5. Ficha técnica do CE e BMA;

1.6. FATOR DE CORREÇÃO DE CARREGAMENTOS

1.6.1. Os carregamentos definidos na Tabela 1 - Requisitos mínimos dos CCE deverão ser acrescidos do seguinte Fator de correção de carregamentos (FCC):

$$FCC = 1 + \frac{AYS\text{-}SMYS}{SMYS}$$

Exemplo: AYS = 116ksi / SMYS = 110ksi / FCC = 1,055

1.6.2. O AYS deve ser medido no(s) material(ais) utilizado(s) para fabricar o equipamento a ser testado;

1.6.3. Caso o AYS do(s) material(ais) utilizado(s) para fabricar o equipamento testado seja no máximo 1,0% superior ao SMYS não é necessário aplicar o FCC.

(FIM DO ANEXO)

INTERNA

ANEXO 2

PROTOCOLO DE TESTE PETROBRAS DE SISTEMAS PARA INSTALAÇÃO DE LINER (SIL) SOB CARREGAMENTOS CÍCLICOS

1. ORIENTAÇÕES GERAIS

1.1. Este documento tem o objetivo de especificar os testes a serem realizados pelo fornecedor para qualificar CCE Tipo II;

1.1.1. Os testes não poderão ser dispensados na ET-RBS;

1.1.2. Os valores dos carregamentos de pressão, tração e compressão para execução dos testes serão os maiores valores entre os valores previstos na Tabela 1 - Requisitos mínimos dos CCE e na ETR-BS à época da contratação;

1.2. A BMA deverá atender aos carregamentos previstos na Tabela 1 - Requisitos mínimos dos CCE de acordo com API SPEC 19OH grau V1 OH;

1.2.1. A BMA deve atender ao item 5.7 da ET;

1.2.2. Critério de aceitação: redução de no máximo 1% na pressão nominal máxima durante 15 minutos;

1.2.3. Ao terminar, com sucesso, os testes de acordo com API SPEC 19OH grau V1 OH, a BMA deverá ser mantida no aparato de teste e o seguinte ensaio deverá ser executado:

1.2.3.1. Realizar 50 ciclos de testes de pressão interna e pressão externa na menor temperatura definida na Tabela 1 - Requisitos mínimos dos CCE (100 pontos testados);

1.2.3.2. Realizar 50 ciclos de testes de testes de pressão interna e pressão externa na maior temperatura definida na Tabela 1 - Requisitos mínimos dos CCE (100 pontos testados);

1.2.3.3. Critério de aceitação: não deverá haver comunicação entre o interior e o exterior do BMA, redução de no máximo 1% na pressão nominal máxima e zero bolhas durante 15 minutos. É permitido comunicação de baixo para cima ou de cima para baixo no anular.

1.3. O CE deverá ser atender aos seguintes testes:

1.3.1. Experimento 1: teste de abertura e fechamento com *bending*;

1.3.2. Experimento 2: resistência ao fluxo após aberto categoria D12 e R10 seguido de D8 e R6 conforme API SPEC 10F;

1.3.3. Experimento 3:

1.3.3.1. Realizar 35 ciclos de testes de pressão interna e pressão externa na menor temperatura definida na Tabela 1 - Requisitos mínimos dos CCE (70 pontos testados);

INTERNA

1.3.3.2. Realizar 35 ciclos de testes de testes de pressão interna e pressão externa na maior temperatura definida na Tabela 1 - Requisitos mínimos dos CCE (70 pontos testados);

1.3.3.3. Um ciclo consiste na execução de um teste de pressão interna seguido de um teste de pressão externa

1.3.4. Experimento 4:

1.3.4.1. Realizar 30 ciclos de testes de pressão interna com *bending* na menor temperatura definida na Tabela 1 - Requisitos mínimos dos CCE;

1.3.4.2. Realizar 30 ciclos de testes de pressão interna com *bending* na maior temperatura definida na Tabela 1 - Requisitos mínimos dos CCE;

1.3.4.3. Um ciclo consiste na aplicação de *bending* e aplicação de pressão interna (com a manutenção do *bending*) seguido da remoção do *bending*;

1.3.4.4. Critério de aceitação: redução de no máximo 1% na pressão nominal máxima e zero bolhas durante 15 minutos;

1.3.5. Todos os experimentos devem ser realizados com o mesmo CE;

1.4. Devem ser apresentados os cálculos das resistências mecânicas do mandril base do BMA e CE aos esforços induzidos pelo *burst* e pelo colapso, e das resistências à tração e à compressão com base nas características dimensionais e metalúrgicas desses mandris;

1.5. O relatório com os resultados dos testes dos experimentos destacados nos itens 1.2 e 1.3 deverá conter:

1.5.1. Lista dos componentes testados;

1.5.2. Resultados da inspeção visual e dimensional dos componentes, pré e pós-teste, com fotos;

1.5.3. Identificar áreas críticas afetadas pelos testes;

1.5.4. Anexar os gráficos com as pressões e temperatura (*hold point*);

1.5.4.1. Cada *hold point* deverá ser validado e assinado conforme item 7.2.1.1.

1.5.5. Ficha técnica do CE e BMA;

1.6. FATOR DE CORREÇÃO DE CARREGAMENTOS

1.6.1. Os carregamentos definidos na Tabela 1 - Requisitos mínimos dos CCE deverão ser acrescidos do seguinte Fator de correção de carregamentos (FCC):

$$FCC = 1 + \frac{AYS\text{-}SMYS}{SMYS}$$

Exemplo: AYS = 116ksi / SMYS = 110ksi / FCC = 1,055

INTERNA

1.6.2. O AYS deve ser medido no(s) material(ais) utilizado(s) para fabricar o equipamento a ser testado;

1.6.3. Caso o AYS do(s) material(ais) utilizado(s) para fabricar o equipamento testado seja no máximo 1,0% superior ao SMYS não é necessário aplicar o FCC.

(FIM DO ANEXO)

INTERNA