ÍNDICE DE REVISÕES

REV.	DESCRIÇÃO E/OU FOLHAS ATINGIDAS
0	EMISSÃO ORIGINAL
A	REVISÃO GERAL
B	REVISÃO DO ITEM 5
C	REVISÃO DOS ITENS 5 E 7
D	Revisão efetuada pelo GT de ET Sistema de CI de 2017:
E	Correção de numeração de itens; Revisão e ajustes dos itens 4 e 5. Revisão geral do texto.
F	Alterada a classificação do documento de NP-1 para Público
G	Revisão do item 4.1 • Criados dois graus de validação para ICV (camisa deslizante e esfera): *Standard* e *Premium* • Definidos requisitos e testes de qualificação de cada grau de validação
H	Inclusão de compatibilidade com sistema de monitoramento de anular B – Item 4.2.k, pág 31; Inclusão de requisito de packer de poço revestido feed through de 10 K – Item 4.5.2, pág 34; Inclusão de requisito de packer de poço aberto feed through – Item 4.5.3, pág 35; Inclusão de referência à cauda do PACI (2 e 2+1) – Item 4.g, pág 8; Inclusão de referência à PACI 3 zonas: Recomendações do GT – Item 4.g, pág 8; Atualização dos requisitos de confiabilidade – Item 4.x, pág 9; Atualização da lista de documentação exigida para licitação e pós-licitação – Item 6 pág 42; Inclusão de divergentes sólidos na tabela de fluidos típicos – Item 7.1, pág 45; Atualização dos requisitos de Teste de erosão (inclusão de avaliação por CFD) – Item 4.1.1.2.7
I	Inclusão de requisitos de proteção *anti-fretting* para linhas de controle (item 4.1. j.) Inclusão de requisitos de proteção para vibração em válvulas ICV de camisa deslizante (item 4.1.1.) Inclusão do anexo 7.5, para cálculo de vida em fadiga de linhas de controle Correção de valores de vazão máxima (Tabela 2, Figura 5, Figura 8 e item 4.1.1.1.d).
J	Inclusão de requisito de diferencial de pressão do sistema hidráulico do SCF (item 4.1.n) Alteração do requisito de aplicação de pressão inicial nas linhas de abertura e fechamento referente ao teste de ciclagem das ICVs standard (item 4.1.1.2.3.a) e premium (4.1.1.4.3.a) Alteração do item 4.1.2.g Alteração do requisito de destravamento do packer de poço revestido feedthrough (item 4.5.2.g) Inclusão de requisito para o sistema de controle e supervisão (SCS) da SCI-HD (item 5.1.2.d) Alteração de requisito para o sistema de controle e supervisão (SCS) da SCI-MUX (item 5.2.3.a) Inclusão de requisito de documentação pós-licitação (item 6.2.2.iv)

	REV. A	REV. B	REV. C	REV. D	REV. E	REV. F	REV. G	REV. H	REV. I	REV. J
DATA	18/11/14	10/01/15	08/07/15	28/02/18	28/05/18	08/08/2018	31/10/2019	24/08/2020	31/12/2020	30/03/2021
PROJETO	COMP	COMP	COMP	CTPS/QC	CTPS/QC	CTPS/QC	CTPS/QC	EP/ITC/ETP	EP/ITC/ETP	EP/ITC/ETP
EXECUÇÃO	COMP	COMP	COMP	CTPS/QC	CTPS/QC	CTPS/QC	CTPS/QC	EP/ITC/ETP	EP/ITC/ETP	EP/ITC/ETP
VERIFICAÇÃO	COMP	COMP	COMP	CTPS/QC	CTPS/QC	CTPS/QC	CTPS/QC	EP/ITC/ETP	EP/ITC/ETP	EP/ITC/ETP
APROVAÇÃO	COMP	COMP	COMP	CTPS/QC	CTPS/QC	CTPS/QC	CTPS/QC	EP/ITC/ETP	EP/ITC/ETP	EP/ITC/ETP

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

FORMULÁRIO PERTENCENTE À PETROBRAS

SUMÁRIO

1 ESCOPO 3

2 DOCUMENTOS DE REFERÊNCIA 4

3 TERMOS E DEFINIÇÕES 6

4 DESCRIÇÃO DOS REQUISITOS FUNCIONAIS E TÉCNICOS 8

5 REQUISITOS TÉCNICOS COMPLEMENTARES 41

6 DOCUMENTAÇÃO 43

7 ANEXOS 47

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

1 ESCOPO

Este documento apresenta as condições técnicas e funcionais exigidas para o fornecimento de Sistemas de Completação Inteligente (SCI), visando a monitoração e o controle de fluxo das diversas zonas produtoras ou injetoras gerenciadas pelo SCI em um poço submarino, bem como estabelecer os parâmetros para avaliação de desempenho e critérios de aceitação correspondentes.

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

2 DOCUMENTOS DE REFERÊNCIA

- ANSI/NACE MR0175/ISO 15156-1:2015- *Petroleum and Natural Gas Industries – Materials for use in H_2S-containing Environments in Oil and Gas Production*
- API 11 D1 – *Packers and Bridge Plugs*
- *API 17 F – Specification for Subsea Control System*
- *API 19 AC – Specification for Completion Accessories*
- API 19 G2 – *Flow-control devices for side-pocket mandrels*
- *API 19 V – Specification for Subsurface Barrier Valves and Related Equipment*
- API 5 CT – *Specification for Casing and Tubing ISO 4406*
- API SPEC Q1/ISO TS 29001:2007 - *Specification for Quality Programs for the Petroleum, Petrochemical and Natural Gas Industry*
- *ASTM E2930 - Standard Practice for Pressure Decay Leak Test Method*
- AWES RP 3362-AWES-CL-MAIN-FINAL 12/2017 – *Recommended Practice for Control Lines (CL)*
- AWES RP 3362-PIIWDC 05/2017 – *Recommended Practice for Qualification of Permanently Installed In-Well Drymate Connectors (PIIWDC)*
- ET-3000.00-1210-130-PPQ-001 – Componentes Elastoméricos de Poço
- ET-3000.00-1210-276-PPQ-029 – Cauda inferior do PACI 2 e PACI 2+1
- ET-3000.00-1210-276-PPQ-011 – Dispositivo de Corte de Linhas
- ET-3000.00-1210-276-PW7-002 – Sistema de Desconexão de Fundo de Poço 7H + 1E
- ET-3000.00-1210-276-PW7-003 – Sistema de Completação Inteligente Elétrica
- ET-3000.00-1210-810-PPQ-002 – Sistema de monitoramento de anular B
- ET-3000.00-1210-610-PPQ-005 – Válvulas de Injeção Química
- ET-3000.00-1210-800-PW7-001 – Interface Submarina para Sistema de Completação de Poços
- ET-3000.00-1210-276-PPQ-016 – Packers de poço revestido
- ET-3000.00-1210-276-PPQ-017 – Packers de poço aberto
- ET-3000.00-1210-010-PPQ-001 – Divergentes sólidos para estimulação
- ET-3000.00-1500-800-PEK-007 – Módulo Submarino de Monitoração Multiplexado “IWIS-MUX”
- ET-3000.00-1516-823-PEK-003 – *Wet Electrical Connector for PDG*
- ET-3000.00-1516-823-PEK-013 – Protetores de cabos de PDG (*Clamps*)
- IEC 60068 - *Environmental testing*
- IEC 60079 - *Electrical Apparatus for Explosive Gas Atmospheres – All Parts*
- IEC 60092-504 - *Electrical installations in ships - Part 504: Special features - Control and instrumentation*

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

- IEC 60529 – *Degrees of protection provided by enclosures (IP code)*
- IEC 60533 - *Electrical and electronic installations in ships - Electromagnetic compatibility*
- IEC 61131 - *Programmable Logic Controllers - All Parts*
- I-ET-3000 00-1516-823-PEK-002 – Full Redundant Pressure and Temperature Gauge for Permanent Downhole Installation – PDG in HPHT Wells
- I-ET-3000.00-1516-823-PEK-004 – *Permanent Downhole Electrical Cable and Hydraulic & Electrical cable for Installation in Oil and Gas wells*
- ISA 75.05.01 - *Control Valve Terminology*
- ISO 1302 - *Geometrical Product Specifications (GPS) - Indication of surface texture in technical product documentation*
- ISO 4406 – *Hydraulic fluid power — Fluids — Method for coding the level of contamination by solid particles* (equivalente a antiga norma NAS 1638 Classe 6)
- IWIS RP A2 – *IWIS Recommended Practice A2 (April 2011)*

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

3 TERMOS E DEFINIÇÕES

- Anular isolado – região delimitada por conjuntos de vedação universal, suspensores de revestimentos, revestimento interno, revestimento externo, topo de cimento com capacidade selante ou não, podendo ou não possuir formação exposta. O anular isolado pode estar preenchido de fluidos de diferentes naturezas, variando em composição e propriedades físico-químicas, podendo possuir sólidos em suspensão.
- ANM – Árvore de Natal Molhada Multiplexada
- DCL – Dispositivo de corte de linhas
- DCS – *Distributed Control System* (ECOS)
- DPR – *Drill Pipe Riser*
- EPU – *Eletric Power Unit* – Unidade Elétrica de Potência
- ET-R – Especificação Técnica de Requisitos Gerais. Permite ao fornecedor conhecer os critérios gerais de aceitação, teste e validação de um determinado sistema, equipamento, material e/ou serviço que poderão ser utilizados na fase de verificação de efetividade de proposta técnica em processos licitatórios.
- ET-RBS – Especificação Técnica para Requisição de Bens e Serviços. É um documento que contém os requisitos técnicos específicos e instruções complementares necessários à definição de escopo da contratação do sistema, equipamento, material e/ou serviço.
- FAT – *Factory Acceptance Test*
- FMEA – *Failure Mode and Effect Analysis*
- FMECA – *Failure Mode, Effects and Criticality Analysis*
- HPU – *Hydraulic Power Unit* – Unidade Hidráulica de Potência
- ICV – *Interval Control Valve* – Válvula de Completação Inteligente
- ILC – Interface Lógica e Controle
- ISO – *The International Organization for Standardization*
- IWCS – *Intelligent Well Control System* – O mesmo que SCS
- IWIS – *Intelligent Well Interface Standardization*
- JEEH – Junta de Expansão Eletro-Hidráulica
- MCS – *Master Control System* – Sistema de Controle Submarino
- MEG – Mono Etileno Glicol
- MIQ – Mandril de Injeção Química
- OPC – *Object Linking and Embedding* – OLE – *for Process Control*
- PDG – *Permanent Downhole Gauge*
- SCF – Sistema de Controle de Fluxo
- SCI-HD – Sistema de Completação Inteligente Hidráulico Direto
- SCI-MUX – Sistema de Completação Inteligente Multiplexado
- SCM – *Subsea Control Module* - Modulo de Controle Submarino

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

- SCM-CI – Módulo de Controle Submarino da Completação Inteligente Multiplexada
- SCS – Sistema de Controle e Supervisão
- SCS – Sistema de Controle e Supervisão
- SDFP – Sistema de Desconexão de Fundo de Poço
- SIQ – Sistema de Injeção Química
- SIT – *System Integration Test*
- SMP – Sistema de Monitoração de Poço
- TH – *Tubing Hanger* – Suspensor de Coluna
- TTF – *Time To Failure*
- UEP – Unidade Estacionária de Produção
- VIQ – Válvula de Injeção Química
- WAG – *Water Alternating Gas*
- WDT – *Wet Disconnect Tool* - Ferramenta de Desconexão Molhada

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

4 DESCRIÇÃO DOS REQUISITOS FUNCIONAIS E TÉCNICOS

a) Os Sistemas de Completação Inteligente (SCI) são compostos pelos subsistemas:
   i. Sistema de Controle de Fluxo (SCF);
   ii. Sistema de Monitoração de Poço (SMP);
   iii. Sistema de Controle e Supervisão (SCS);
   iv. Sistema de Injeção Química (SIQ);
   v. Acessórios.

b) Os Sistemas de Completação Inteligente dividem-se em três tipos:
   i. Sistemas de Completação Inteligente Hidráulico Direto (SCI-HD);
   ii. Sistemas de Completação Inteligente Multiplexado (SCI-Mux);
   iii. Sistemas de Completação Inteligente Elétrico (SCI-E).

c) Sistemas de Completação Inteligente Hidráulico Direto (SCI-HD) possuem uma conexão hidráulica no *Tubing Hanger* e uma linha hidráulica de abertura dedicada para cada válvula de controle de fluxo. Possuem também uma conexão hidráulica no *Tubing Hanger* e uma linha hidráulica de fechamento, comum a todas as válvulas de controle de fluxo.

d) Sistemas de Completação Inteligente Multiplexado (SCI-Mux) possuem uma conexão elétrica no *Tubing Hanger* e uma linha elétrica comum a todas as válvulas de controle de fluxo. Possuem também uma conexão hidráulica no *Tubing Hanger* e uma linha hidráulica, comum a todas as válvulas de controle de fluxo.

e) Sistemas de Completação Inteligente Elétrico (SCI-E) possuem uma conexão elétrica no *Tubing Hanger* e uma linha elétrica comum a todas as válvulas de controle de fluxo.

f) Esta especificação técnica trata somente de sistemas de CI com atuação hidráulica ou eletro-hidráulica. Sistemas de CI puramente elétricos são escopo da ET-3000.00-1210-276-PW7-003.

g) Os sistemas de CI podem ser instalados a poço revestido ou a poço aberto.
   i. Para o caso de instalação a poço revestido, esta ET-R cobre todos os equipamentos;
   ii. Para o caso de instalação a poço aberto do PACI 3 zonas, esta ET-R cobre todos os equipamentos;
   iii. Para o caso de instalação a poço aberto do PACI 2 zonas e PACI 2+1 zonas, esta ET-R cobre todos os equipamentos específicos do SCI e a ET-3000.00-1210-276-PPQ-029 cobre os equipamentos da completação inferior;

h) O SCI deverá ser projetado para 27 anos de operação sem falha.

i) O SCI deverá atender ao Teste de Integração de Sistema (SIT):
   i. Teste funcional de todo o sistema de CI montado com os equipamentos submarinos (SCM inclusive).
   ii. Critério de aceitação: todas as ICVs e PDGs devem estar operacionais ao fim do teste.

j) O SCI deverá estar em conformidade com a norma API-17F.

k) Todos os equipamentos que possuam elementos elastoméricos devem atender a ET-3000.00-1210-130-PPQ-001.

l) O SCI deverá ser capaz de suportar o giro da coluna de até 180º (necessário ao assentamento do TH) mais o giro de até 270º (para pré-orientação do TH na superfície). Os limites devem ser considerados para cada manobra de TH.

m) Todos os componentes do SCI deverão ser projetados para operar em qualquer profundidade dentro dos seguintes envelopes operacionais:

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

- Temperatura mínima de exposição do sistema de C.I durante a instalação no poço: 4ºC
- Temperatura mínima de operação do sistema de C.I. (T_i): 10ºC
- Temperatura máxima de operação do sistema de C.I. (T_f): 125ºC
- Pressão absoluta máxima - (P_a): 16500 psi;
- Pressão de trabalho do conjunto superior (P_{WU}) – Pressão diferencial nominal suportada por cada equipamento acima do *packer feed through* (FT) superior (incluindo o *top sub* e o próprio *packer*): 10 kpsi;
- Pressão de trabalho do conjunto inferior (P_{WL}) – Pressão diferencial nominal suportada por cada equipamento abaixo do *packer* FT superior (com exceção da válvula ICV tipo esfera *standard*): 7500 psi;
- Carga axial (Válvulas):
  i. Tração máxima: 250 klbf (Ct);

  ii. Compressão máxima: 150 klbf (Cc);

  iii. Para cada condição de carregamento deve ser considerado sempre o pior cenário de pressão, aplicado simultaneamente.

n) Os projetos de equipamentos, procedimentos de instalação, ferramentas de apoio e manuseio devem considerar a instalação em poços submarinos com sondas de posicionamento dinâmico em ambiente de águas ultra profundas.

o) Antes de cada instalação, após o fornecimento dos dados específicos de cada poço, deverá ser apresentada uma análise de torque e *drag* da instalação da coluna de completação inteligente.

p) A folga mínima ("*clearance*") aceitável entre o *drift* do revestimento de produção e qualquer equipamento do SCI a ser descido no poço é de 1/8" no raio, exceto para *packers* e *clamps* especiais, que serão tratados por projeto.

q) A seleção dos equipamentos do poço deve ser realizada de forma a utilizar os maiores diâmetros internos possíveis nos componentes com fluxo interno e menor diâmetro externo possível nos componentes com fluxo externo, respeitando-se o item p).

r) Caso seja requerido serviço para H_2S, a norma ISO 15156 deve ser atendida.

s) Todos os equipamentos deverão ser qualificados através de testes em fábrica (FAT), que devem garantir a conformidade com os requisitos técnicos definidos neste documento e a adequação às condições previstas para transporte, armazenagem, instalação e operação.

t) A descrição de todos os testes e seus resultados devem ser rigorosamente reportados assim como os dados de inspeção e rastreabilidade dos materiais utilizados.

u) Além dos testes de qualificação descritos nesta ET, eles deverão seguir, no que couber e complementarmente, normas e padrões internacionais de aceitação e qualificação. Todas as normas e padrões utilizados devem ser reportados.

v) O gerenciamento dos riscos e as incertezas relacionados à confiabilidade e integridade ao longo de todo o período de projeto deve atender a norma API 17N.

w) Quando ocorrer qualquer modificação nas especificações de um equipamento já qualificado, ele deverá ser novamente analisado e aceito pela Petrobras.

   OBS.: Caso não seja aceito pela Petrobras, um novo processo de qualificação deverá ser executado e apresentado.

x) A confiabilidade alvo para o sistema de CI para o cenário definido pelo envelope operacional é definida da Tabela 1:

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

Tabela 1 – Confiabilidade alvo do sistema

Confiabilidade	Nível de confiança 1-lado (inferior)	Tempo até a primeira falha (anos)
90%	80%	27

Notas:

i. Definição de falha: O sistema de CI deve operar prontamente para ciclar (abertura e fechamento) de cada intervalo;
ii. Número de demandas: 1 ciclo por mês em 27 anos;
iii. A estimativa de confiabilidade pode ser obtida a partir de resultado de testes quantitativos de confiabilidade ou a partir de dados de campo;
iv. Uma análise de falha (FMECA) deve ser realizada para garantir que os testes de confiabilidade estão relacionados aos modos/mecanismos de falha e estressores relevantes;
v. No caso da estimativa de confiabilidade for obtida por dados de campo, apenas dados no mesmo cenário de aplicação desta ET serão aceitos;
vi. Devem ser fornecidos a distribuição de probabilidade utilizada para estimativa de confiabilidade assim como dados e informações suficientes para reprodução dos resultados obtidos para o sistema de CI;

4.1 Sistema de Controle de Fluxo (SCF)

a) O SCF inclui a válvula de camisa deslizante ou de esfera, o perfil de *choke* (quando aplicável), o sistema de vedação, de equalização, assim como o atuador.

b) As válvulas do SCF deverão ser obrigatória e exclusivamente operadas por atuação hidráulica para abertura, fechamento ou mudança de posição; não sendo aceito qualquer mecanismo principal ou auxiliar de acúmulo de energia para estes fins, como, por exemplo, molas pré-carregadas, câmaras pressurizadas de nitrogênio e similares.

c) Todas as válvulas de controle de fluxo devem ser do tipo *"fail-as-is*" sem utilização de mecanismo de travamento mecânico.

d) No caso de utilização de fluido hidráulico de controle, este deverá ser qualificado para utilização com os seguintes fluidos a base água-glicol: MacDermid HW525P, MacDermid HW443 e Castrol Transaqua DW. A classe de limpeza requerida para o fluido de controle deverá ser no máximo equivalente a 17/15/12 pela ISO 4406 (equivalente a antiga norma NAS 1638 Classe 6).

e) O projeto da válvula deve considerar a instalação em poços produtores, conversíveis (produtores que serão convertidos em injetores, e vice e versa) e injetores. Devem ser observados os cenários específicos na tabela do anexo 7.1.

f) No caso de fluxo de gás na profundidade de reservatório o projeto da válvula deverá ser específico e apresentado para Petrobras junto com a proposta técnica para aprovação.

g) As válvulas deverão ser compatíveis com tratamentos químicos da formação ou da coluna, como: remoção de incrustação, remoção de asfaltenos, acidificação, etc.

h) As válvulas de controle de fluxo devem ser compatíveis com intervenções através da coluna de completação (*through tubing*), incluindo operações com flexitubo, arame e cabo elétrico, não limitadas às ferramentas de atuação mecânica das válvulas, e, para tanto, deverão ter durezas e dimensionais compatíveis com os desgastes mecânicos.

i) O Sistema de Controle de Fluxo (SCF) e o Sistema de Monitoração de Poço (SMP) devem ser compatíveis entre si e com o Sistema de Injeção Química (SIQ). Deve-se minimizar a

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

interferência geométrica entre os equipamentos e as passagens das linhas de controle e monitoração e de injeção química.

j) Não é permitido o contato direto entre as linhas de controle e as partes metálicas dos equipamentos, de modo a mitigar o fenômeno de *fretting*. Para isso, devem ser inclusos elementos de revestimento, ao redor das linhas de controle, quando estas estiverem fora do encapsulamento (*flatpack*).

k) O suprimento de potência hidráulica para movimentação das válvulas será fornecido pelo header de baixa pressão (LP) ou alta pressão (HP) da ANM-MUX ou por linhas hidráulicas diretas da UEP no caso de ANM-HD.

l) As válvulas de controle de fluxo deverão ser projetadas para operar na presença de detritos reais e ser imunes aos efeitos da temperatura.

m) As válvulas de controle de fluxo deverão ser projetadas para operar na vazão máxima de líquidos com presença de sólidos. Detalhes relativos à concentração de sólidos presentes no fluido produzido serão informados na ET-RBS.

n) O SCF operado com ANM-MUX deve poder trabalhar na faixa entre 4000 psi e 5000 psi de pressão nominal de atuação na saída do Módulo de Controle Submarino (SCM), em toda e qualquer atuação das válvulas de controle de fluxo. No caso de ANM-HD deverá ser considerada faixa entre 3000 psi e 5000 psi. Adicionalmente, o sistema hidráulico do SCF (linhas de controle, conectores, câmaras das válvulas, módulos de controle de posição etc.) deverá ser projetado para suportar diferencial máximo de pressão entre 7.500 e 10.000 psi (preferencial), seja entre as câmaras/linhas de abertura e de fechamento, seja destas câmaras/linhas para o poço.

o) No caso de ANM-MUX a potência hidráulica será suprida pelo header de pressão do SCM (*Subsea Control Module*), através de uma de suas válvulas de controle do tipo bi-estável (*fail-as-is* elétrica e *fail-safe-close* hidráulica). O suprimento, quando não houver movimentação prevista, será interrompido e a linha será despressurizada para o fundo do mar através do SCM e será repressurizada previamente à movimentação das ICVs. A Petrobras poderá solicitar a operação de longo prazo dos poços com as linhas de controle permanentemente pressurizadas via SCM, condição com a qual o SCF deverá ser compatível.

p) No caso de ANM-HD a potência hidráulica será fornecida por unidade independente de potência hidráulica (HPU) e controle (ILC) a ser instalada na UEP. As dimensões máximas e espaço físico serão informados pela Petrobras para cada projeto.

q) O escopo de fornecimento inclui HPU de serviço e *data logger* (pressão hidráulica e PDGs).

r) Durante o modo *workover* na fase TH os pontos de acesso hidráulico e elétrico no sistema de controle do DPR serão fornecidos pela Petrobras.

s) Durante o modo *workover* na fase ANM o acesso elétrico ao SCI-HD deverá ser feito via *transparent link* conforme API 17F para diagnóstico e configuração caso haja SCM instalado. Caso não haja SCM instalado o fornecedor deverá prover o *data logger* (pressão hidráulica e PDGs) e as conexões elétricas e hidráulicas necessárias.

t) As válvulas de controle de fluxo são categorizadas em 2 graus distintos de validação: *Standard* e *Premium*.

   i. *Standard*: Atende ao escopo reduzido de requisitos (parâmetros de operação e testes de qualificação);

   ii. *Premium*: Atende ao escopo completo de requisitos (parâmetros de operação e testes de qualificação).

u) A Tabela 2 mostra um resumo comparativo dos graus de validação para ICV de camisa deslizante.

v) A Tabela 3 mostra um resumo comparativo dos graus de validação para ICV de esfera.

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

Tabela 2 – Validação para ICV de camisa deslizante: Standard vs Premium

Requisitos e testes	*Standard*	*Premium*
Diferencial em fluxo (produtor)	1500 psi	3000 psi
Diferencial em fluxo (injetor)	1500 psi	2000 psi
Diferencial para abertura	1500 psi	3000 psi
Vazão máxima de líquido *in situ* por válvula[1]	12.600 m³/d	17.000 m³/d
Teste de estanqueidade	Sim	Sim
Teste de vibração e choque	Não	Sim
Teste de ciclagem	240 ciclos com teste a cada 60 ciclos	320 ciclos com teste a cada 40 ciclos
Teste de *unloading*	5 ciclos com 1500 psi	160 ciclos com 3000 psi
Teste de tração e compressão	Sim	Sim
Teste de erosão	100% aberta	100% aberta e com choke com ΔP = 3000 psi
Teste do sistema de atuação	Não	Sim
Teste de bolha estático	Não	Sim
Teste de bolha dinâmico	Não	Sim

[1] A concentração de sólidos presentes no fluido produzido será informada na ET-RBS.

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

Tabela 3 – Validação para ICV de esfera: Standard vs Premium

Requisitos e testes	*Standard*	*Premium*
API 19 V ou ISO 28781	V1, Q1, CC, Anexo B	V1, Q1, CC, Anexo B
Diferencial para abertura	N/A	1000 psi
Teste de estanqueidade	Sim	Sim
Teste de vibração e choque	Não	Sim
Teste de ciclagem	100 ciclos com teste a cada 10 ciclos	320 ciclos com teste a cada 40 ciclos
Teste de *unloading*	Não	160 ciclos com 1000 psi
Teste de tração e compressão	Não	Sim
Teste de erosão	Não	Sim
Teste do sistema de atuação	Não	Sim
Teste de bolha estático	Não	Sim
Teste de bolha dinâmico	Não	Sim

4.1.1 Requisitos específicos para ICVs de camisa deslizante

a) No caso de cenário com potencial de incrustação por carbonato de cálcio a metalurgia utilizada na válvula deverá ser baseada em liga de Níquel com acabamento superficial de 32µin Ra, ou melhor, conforme ISO 4287, no mínimo nos trechos definidos abaixo na Figura 1:

   i. Na face externa exposta ao fluxo turbulento;
   ii. No obturador de fluxo (*flow trim*);
   iii. Na face interna exposta ao fluxo.

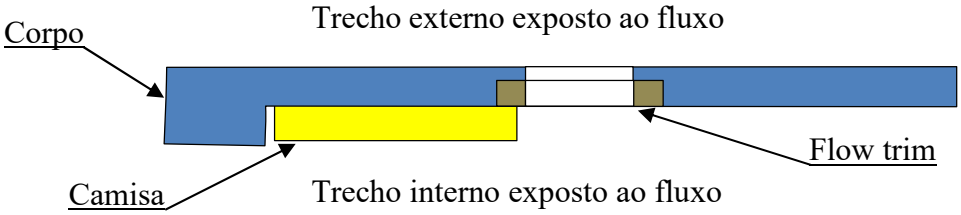

Figura 1 – Trechos da ICV sujeitos a ocorrência de incrustação

a) As válvulas de controle de fluxo devem prover proteção contínua para as linhas passantes externamente à ICV, na região das portas de fluxo (*flow trim*) no mínimo até 25 cm abaixo e

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

acima das portas de fluxo. A Figura 2(b) mostra uma ICV com canaletas instaladas, na região próxima às portas de fluxo da válvula. As canaletas impedem que a turbulência do espaço anular atue sobre as linhas de controle.

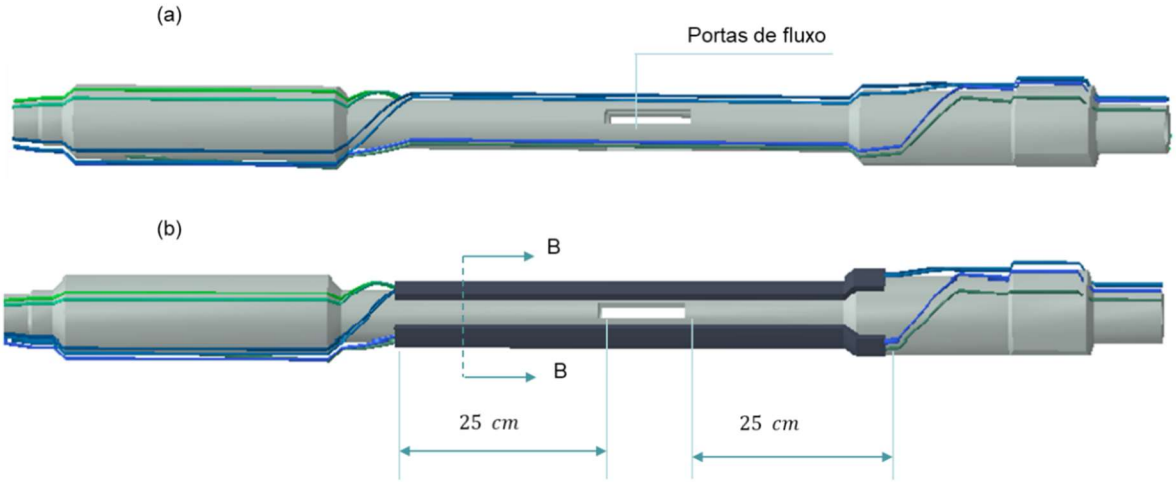

Figura 2 - Esquema da ICV, com linhas de controle passantes; (a) linhas expostas ao fluido do anular; (b) linhas protegidas por canaletas

b) A Figura 3 corresponde ao corte transversal da válvula mostrada na Figura 2. São mostrados dois tipos de proteção que podem ser empregados para as linhas de controle, conforme decisão do fabricante. Na Figura 3(a), está esquematizada proteção com contenção total contínua das linhas. Já na Figura 3(b), está esquematizada proteção com contenção contínua na direção θ (lateral) e não-contínua na direção radial (r).

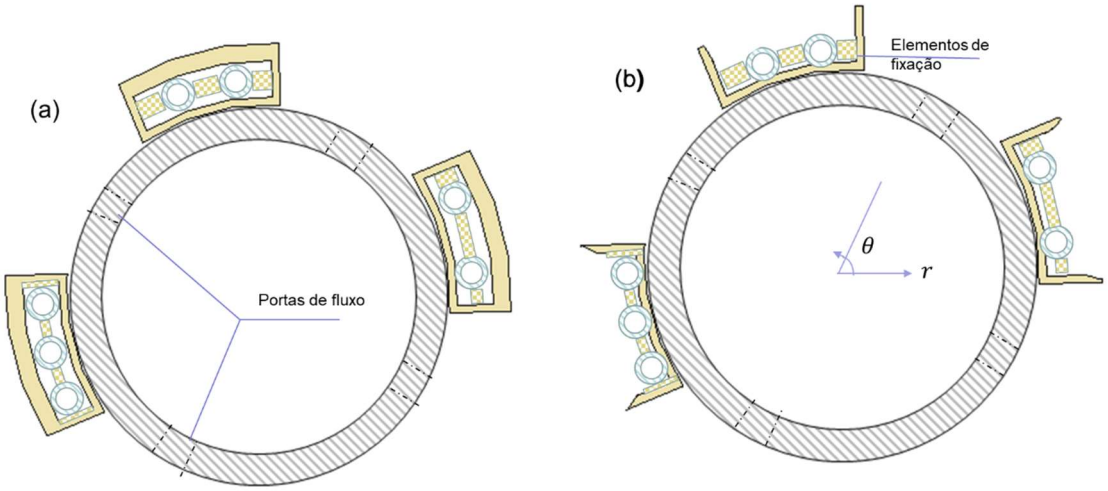

Figura 3 – Corte B-B, com 2 tipos possíveis de proteção para linhas de controle; (a) Canaletas fechadas; (b) canaletas abertas

c) Para qualquer das configurações acima, as linhas devem ser presas com elementos de fixação, com rigidez e amortecimento suficientes para conter a vibração das linhas. Materiais termoplásticos são indicados como parte desta fixação lateral e radial.

d) Sugere-se que os elementos de fixação sejam instalados na maior extensão possível, dentro das canaletas, (pelo menos 25 cm abaixo e acima das portas de fluxo).

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

e) Conforme mencionado no item 4.1 j) , devem ser inclusos elementos de revestimento, ao redor das linhas de controle, para evitar o fenômeno do *fretting*. Elementos de revestimento também devem ser instalados no interior das canaletas, conforme representado na Figura 4.

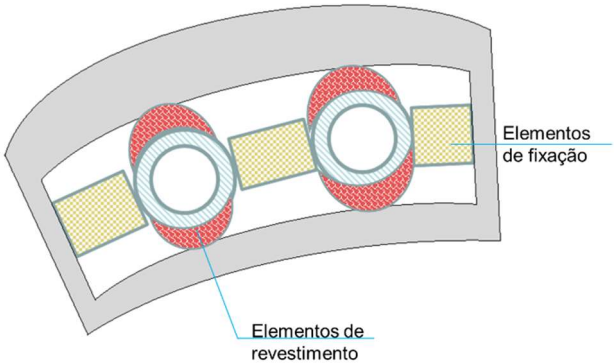

Figura 4 - Proteção às linhas de controle no interior de canaleta fechada.

f) O projeto das estruturas de proteção deverá prover uma área de fluxo no espaço anular maior ou igual à área de fluxo interna da ICV, minimizando ainda a tortuosidade das linhas de fluxo e a vibração induzida pelo escoamento.

g) O fornecedor poderá avaliar soluções alternativas para proteção das linhas de controle. Caso não sejam utilizadas as estruturas de proteção indicadas na Figura 3, o fornecedor deverá apresentar estudos específicos que comprovem que não ocorrerá a falha por fadiga das linhas de controle durante a vida do poço, incluindo efeitos de vibração induzida pelo escoamento. Os requisitos para esses estudos encontram-se no anexo 7.5.

h) Deverão ser fornecidas curvas de fluxo (vazão x pressão) das válvulas de controle de fluxo, considerando água como fluido de referência, nas seguintes condições:

- Condições Operacionais definidas no anexo 7.1.
- Incluir a posição totalmente aberta e todas as posições intermediárias varrendo da mínima até a máxima vazão de projeto. Considerar vazão nas condições de fundo de poço, ou seja, levando em conta o fator-volume de formação. Para o caso de válvulas multiposição, as curvas devem ser fornecidas até a máxima pressão diferencial em fluxo ou a máxima vazão de projeto, o que for atingido primeiramente para cada posição.
- Considerar cenários de poços de injeção, produção e conversível (produção e injeção);
- Utilizar os dados de produção/injeção máximas e mínimas esperados para cada intervalo, para definir o perfil de choke da válvula, quando não informado pela Petrobras

i) As curvas de fluxo e de velocidade erosional para cada válvula são parte integrante do projeto da válvula e deverão constar na documentação fornecida à Petrobras.

- No caso de válvulas do tipo multiposição, os estudos devem ser abrangentes a todas as posições em choke especificada.

j) O sistema de atuação deve ser dotado de dupla vedação com sistema primário formado por selos não elastoméricos. No caso de sistema primário formado por selo metal-metal será aceita vedação simples.

k) As válvulas de controle de fluxo devem possuir um sistema secundário de atuação mecânica através da coluna (*override*), para o caso de falha do mecanismo de atuação primária. Esses mecanismos devem ser compatíveis com o perfil de ID da coluna de completação, incluindo

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

todos os seus componentes e acessórios. O sistema de atuação secundário deverá ser capaz de mover a válvula pelo menos para as posições aberta e fechada.

l) Na posição totalmente aberta, a válvula deverá prover área de fluxo, preferencialmente, igual a 100% da área da sua seção transversal interna. O diâmetro interno mínimo deve garantir a compatibilidade com as operações *through-tubing*.

m) As válvulas de controle de fluxo do tipo multiposição deve possuir no mínimo 4 posições de abertura intermediárias.

n) Os perfis de "*choke*" (distribuição de áreas abertas ao fluxo) das válvulas de controle de fluxo devem ser customizáveis com base nas curvas de produção esperadas ou conforme informado pela Petrobras.

o) Os pórticos de acesso aos perfis de "*choke*" devem estar distribuídos radialmente a cada 90º totalizando quatro conjuntos. No caso de o número de pórticos ser maior que quatro, deve ser considerado o aumento do risco de incrustação devido à redução de área por pórtico. Também deve ser levado em conta o maior impacto na proteção das linhas passantes ao redor da válvula, conforme item 4.1.1.a).

p) Deve ser apresentada simulação comprovando a adequação do dimensionamento do perfil de "*choke*" (áreas abertas ao fluxo) e de baixo risco de incrustação por carbonato de cálcio e sulfato de estrôncio.

4.1.1.1 Requisitos específicos para ICV de camisa deslizante *Standard*

a) As válvulas de controle de fluxo deverão ser projetadas e qualificadas para operar por mais de 240 ciclos completos excluindo os ciclos utilizados no FAT e no SIT. O número de ciclos é baseado na estimativa de 1 ciclo por mês, por 20 anos durante a operação do poço.
   i. Ciclo completo (*travel cycle*) é definido por passar de totalmente fechada para totalmente aberta e retornar para totalmente fechada, passando e parando nas posições intermediárias quando for o caso (ISA 75.05.01).

b) As válvulas de controle de fluxo deverão ser projetadas para operar com pressão diferencial em FLUXO (trabalho em *choke*, ou não, da válvula com diferencial de pressão):
   - Injetor: mínimo de 1500 psi (água ou gás, indiferente);
   - Produtor: mínimo de 1500 psi (gás ou óleo, indiferente).

c) Para a ABERTURA da válvula com diferencial de pressão, deverá estar apta para operar em seguinte condição:
   - Limite da válvula para Abertura com pressão diferencial (*unloading pressure differential*) em ambos os sentidos: no mínimo 1500 psi (qualquer fluido - Produtor e Injetor).

d) As válvulas de controle de fluxo deverão ser projetadas e qualificadas para operar com vazão de 12.600 m³/dia *in situ* (para produção e para injeção).

NOTA: Os itens a), b), c) e d) são aplicáveis tanto para as válvulas *On-Off* quanto para as de multiposição.

4.1.1.2 Testes de qualificação para ICV de camisa deslizante *Standard*

a) Todos os testes deverão ser realizados com água, com ou sem aditivos ou fluido hidráulico, com densidade < 1100 kg/m³.

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

b) A qualificação deverá conter pelo menos, sem estar limitada aos testes descritos nesta seção para referência e classificação dos equipamentos. Todos os testes adicionais utilizados devem ser reportados.

c) A descrição de todos os testes e seus resultados devem ser rigorosamente reportados assim como os dados de inspeção e rastreabilidade dos materiais utilizados.

d) Além dos testes de qualificação descritos nesta seção, eles deverão seguir, no que couber e complementarmente, normas e padrões internacionais de aceitação e qualificação. Todas as normas e padrões utilizados devem ser reportados.

e) Um programa específico de testes de confiabilidade poderá ser requerido em complementação aos estudos e testes apresentados para melhor caracterização dos riscos.

f) Os relatórios gerados são parte integrante do escopo de fornecimento.

g) Os testes deverão ser executados com a mesma amostra e sem alterações nos componentes da válvula, preferencialmente na seguinte sequência:
   i. Teste de estanqueidade
   ii. Tração e compressão
   iii. Teste de ciclagem
   iv. Teste de estanqueidade final

   Nota: O primeiro teste de estanqueidade tem por objetivo verificar a integridade do arranjo experimental. Deve ser executado com temperatura ambiente.

h) Os demais testes visam identificar os limites do equipamento e podem ser realizados em qualquer ordem, não necessariamente com a mesma amostra:
   i. Teste de *unloading*
   ii. Teste de erosão empírico
   iii. Teste de erosão por CFD suportado empiricamente

i) Ao final dos testes, deverá ser realizado teste de *drift* para comprovar a manutenção do valor original de drift.

4.1.1.2.1 Teste de Estanqueidade

a) Com a válvula fechada, aplicar pressão diferencial anular-coluna de P_{WL} por 15 min.

b) Com a válvula fechada, aplicar pressão diferencial coluna-anular de P_{WL} por 15 min.

c) Critério de aceitação: variação de P_{WL} de até 1% por 15 min, conforme ASTM E2930.

Nota: Não abastecer a câmara pressurizada após o *hold period*; informar o volume dessa câmara à Petrobras.

4.1.1.2.2 Testes de tração e compressão

a) Operar a válvula por 5 ciclos sob tração de Ct, na temperatura ambiente.

b) Operar a válvula por 5 ciclos sob compressão de Cc, na temperatura ambiente.

c) Repetir a) e b) para a temperatura T_f.

d) Efetuar teste de estanqueidade de P_{WL} (item 4.1.1.2.1)

e) Critérios de aceitação:
   i. Constatação da atuação correta da válvula, após cada ciclo, para pressões de acionamento inferiores ao limite especificado.
   ii. Variação de pressão de, no máximo, 1% do diferencial de pressão aplicado durante o período de teste (*hold period*) de, no mínimo, 15 min no teste de estanqueidade (item 4.1.1.2.1).

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

4.1.1.2.3 Teste de ciclagem

a) Executar pelo menos 240 ciclos completos, incluindo parada nas posições intermediárias no caso de válvulas multiposição, utilizando pressão em torno da válvula de 10.500 psi e temperatura de trabalho máxima (T_f). Aplicar pressão inicial nas linhas de abertura e fechamento de maneira a respeitar os limites de diferencial de pressão definidos no item 4.1.n. Registrar o acréscimo de pressão necessário para a atuação da válvula, em cada etapa, bem como o volume de fluido retornado.

b) Efetuar teste de estanqueidade de P_{wL} a cada 60 ciclos, nas condições de poço (item 4.1.1.2.1).

4.1.1.2.4 Teste de estanqueidade final

a) Para pressão no anular de 1.000 psi e temperatura de trabalho mínima (T_i), aplicar diferencial de pressão coluna-anular P_{WL} e verificar estanqueidade durante 15 min.

b) Para pressão na coluna de 1.000 psi e temperatura de trabalho mínima (T_i), aplicar diferencial de pressão anular-coluna P_{WL} e verificar estanqueidade durante 15 min.

c) Repetir a) e b) para a temperatura T_f.

d) Critério de aceitação: Variação de pressão de, no máximo, 1% do diferencial de pressão aplicado durante o período de teste (*hold period*) de, no mínimo, 15 min no teste de estanqueidade (item 4.1.1.2.1). Não abastecer a câmara pressurizada, após o *hold period*; informar o volume dessa câmara à Petrobras.

4.1.1.2.5 Teste de *unloading* com 1500 psi

a) Os arranjos utilizados para estes testes devem incluir um acumulador para que o diferencial de pressão seja mantido durante o movimento do pistão da ICV pelo menos até a 1ª posição de choke.

b) Na condição de pressão diferencial coluna-anular de 1.500 psi e temperatura de trabalho mínima (T_i), ciclar 5 vezes e depois fazer teste de estanqueidade (item 4.1.1.2.1). Registrar o acréscimo de pressão necessário para a atuação da válvula, em cada etapa, bem como o volume de fluido retornado.

c) Na condição de pressão diferencial anular-coluna de 1.500 psi e temperatura de trabalho mínima (T_i) ciclar 5 vezes e depois fazer teste de estanqueidade (item 4.1.1.2.1). Registrar o acréscimo de pressão necessário para a atuação da válvula, em cada etapa, bem como o volume de fluido retornado.

d) Repetir b) e c) para a temperatura para a temperatura T_f.

4.1.1.2.6 Teste de erosão empírico

a) Teste de erosão por efeito da passagem de areia (quartzo moído de formato irregular).

b) A execução de teste poderá ser em circuito fechado se houver a comprovação da manutenção do formado dos grãos de areia.

c) O fluido de teste é composto de água e areia em temperatura ambiente, com a concentração em massa de até 3% +/- 0,25%; tamanho médio do grão de areia de 50µm (API MPMS Ch. 10.4); Viscosidade final da mistura de 70s +/- 5s (API 13B-1).

d) O teste deve ser realizado no sentido do fluxo de produção.

e) O teste deve ser executado na posição totalmente aberta, com vazão de 10.200 m3/d (média ponderada do perfil de vazão no tempo).

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

f) A duração total do teste deverá corresponder a passagem de areia na concentração de sólidos de 0,001% em volume durante 27 anos. Variáveis de aceleração como vazão e concentração podem ser aplicados para obter tempos totais de teste factíveis.

g) Critério de aceitação:

   i. Comprovação, por ensaio não destrutivo, que não há trincas ou fraturas;

   ii. Ter sido aprovado no teste de estanqueidade.

4.1.1.2.7 Teste de erosão por CFD suportados empiricamente

a) O ANSYS Fluent ou CD-adapco StarCCM+ são as ferramentas de simulação sugeridas.

b) A ferramenta de simulação utilizada deve permitir o particle tracking e a inclusão de modelos de erosão não pré-definidos.

c) O modelo de erosão que deverá ser utilizado é o modelo de Arabnejad da Universidade de Tulsa (Anexo 8.2).

d) Os resultados por CFD deverão ser validados por experimentos não numéricos incluindo aqueles por similaridade. O processo de validação deverá ser reportado.

e) A geometria utilizada na simulação deve incluir a válvula e, quando necessário, a coluna de produção no trecho de interesse. Soluções com hipóteses de simetria devem ser suportadas fisicamente em relação a resposta transiente.

f) As simulações devem considerar o seguinte perfil de escoamento na entrada e 7500 psi na saída no modo produção (Figura 5):

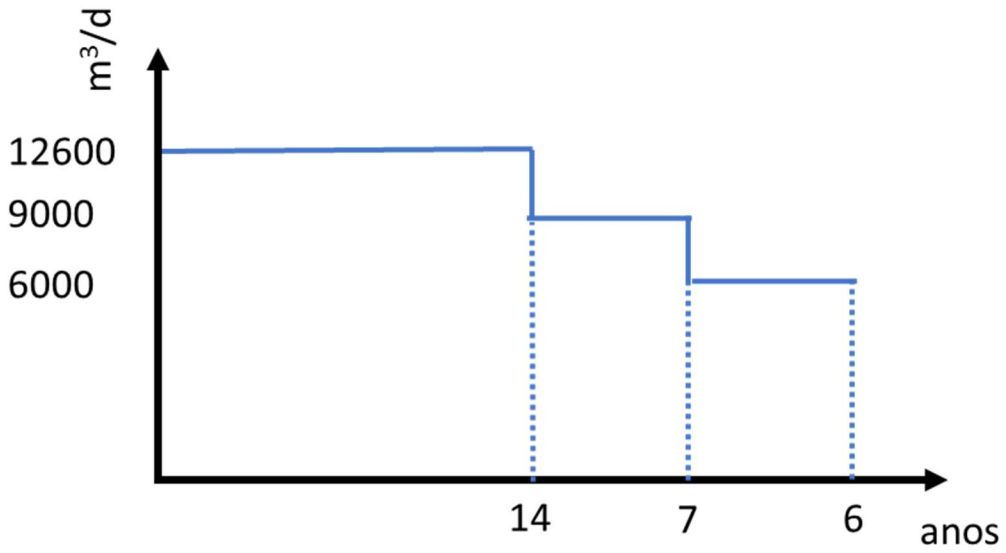

Figura 5 – Perfil de vazões de escoamento na entrada da ICV Standard

g) As propriedades dos fluidos/sólidos devem ser:

   i. Fluido: água a 70°C e 7500 psi

   ii. Sólidos: areia com densidade: 2600 kg/m³; concentração: 0,001% em volume; diâmetro médio: 50µm.

   Nota: Para garantir resultados comparáveis, o fluido selecionado foi a água.

h) O modelo de turbulência escolhido assim como a malha utilizada devem ser reportadas.

i) A simulação no modo injeção gás, quando solicitada na ET-RBS, deverá considerar:

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

i. Pressão: 7100 psi;
ii. Temperatura: 42°C;
iii. Vazão: 7.800 m3/d;
iv. Densidade: 464 kg/m³;
v. Viscosidade: 0,0860 cP;
vi. Coeficiente de expansão adiabática: 1,24;
vii. Velocidade do som: 360 m/s;
viii. Sólidos: areia com densidade: 2600 kg/m³; concentração: 0,001% em volume; diâmetro médio: 5µm.

j) Critério de aceitação:
   i. O resultado deve ser apresentado para Petrobras para aprovação.

4.1.1.3 Requisitos específicos para ICV de camisa deslizante *Premium*

a) As válvulas de controle de fluxo deverão ser projetadas e qualificadas para operar por mais de 320 ciclos completos excluindo os ciclos utilizados no FAT e no SIT. O número de ciclos é baseado na estimativa de 1 ciclo por mês, por 27 anos durante a operação do poço.
   i. Ciclo completo (*travel cycle*) é definido por passar de totalmente fechada para totalmente aberta e retornar para totalmente fechada, passando e parando nas posições intermediárias quando for o caso (ISA 75.05.01).

b) As válvulas de controle de fluxo deverão ser projetadas para operar com pressão diferencial em FLUXO (trabalho em *choke*, ou não, da válvula com diferencial de pressão):
   - Injetor: mínimo de 2000 psi (água ou gás, indiferente);
   - Produtor: mínimo de 3000 psi (gás ou óleo, indiferente).

c) Para a ABERTURA da válvula com diferencial de pressão, deverá estar apta para operar em seguinte condição:
   - Limite da válvula para Abertura com pressão diferencial (*unloading pressure differential*) em ambos os sentidos: no mínimo 3000 psi (qualquer fluido - Produtor e Injetor).

d) As válvulas de controle de fluxo deverão ser projetadas e qualificadas para operar com vazão de 17.000 m³/dia *in situ* (para produção e para injeção).

NOTA: Os itens a), b), c) e d) são aplicáveis tanto para as válvulas *On-Off* quanto para as de multiposição.

4.1.1.4 Testes de qualificação para ICV de camisa deslizante *Premium*

a) Todos os testes deverão ser realizados com água, com ou sem aditivos ou fluido hidráulico, com densidade < 1100 kg/m³.

b) A qualificação deverá conter pelo menos, sem estar limitada aos testes descritos nesta seção para referência e classificação dos equipamentos. Todos os testes adicionais utilizados devem ser reportados.

c) A descrição de todos os testes e seus resultados devem ser rigorosamente reportados assim como os dados de inspeção e rastreabilidade dos materiais utilizados.

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

d) Além dos testes de qualificação descritos nesta seção, eles deverão seguir, no que couber e complementarmente, normas e padrões internacionais de aceitação e qualificação. Todas as normas e padrões utilizados devem ser reportados.

e) Um programa específico de testes de confiabilidade poderá ser requerido em complementação aos estudos e testes apresentados para melhor caracterização dos riscos.

f) Os relatórios gerados são parte integrante do escopo de fornecimento.

g) Os testes deverão ser executados com a mesma amostra e sem alterações nos componentes da válvula. Deve ser respeitada a seguinte sequência:
   i. Teste de estanqueidade
   ii. Tração e compressão
   iii. Teste de ciclagem
   iv. Teste de estanqueidade final

   Nota: O primeiro teste de estanqueidade tem por objetivo verificar a integridade do arranjo experimental. Deve ser executado com temperatura ambiente.

h) Os demais testes visam identificar os limites do equipamento e podem ser realizados em qualquer ordem, não necessariamente com a mesma amostra:
   i. Vibração e choque
   ii. Teste de *unloading*
   iii. Teste do sistema de atuação (linha de controle)
   iv. Teste de bolha estático
   v. Teste de bolha dinâmico
   vi. Teste de erosão empírico
   vii. Teste de erosão por CFD suportado empiricamente

4.1.1.4.1 Teste de estanqueidade

a) Com a válvula fechada, aplicar pressão diferencial anular-coluna de P_{WL} por 15 min.

b) Com a válvula fechada, aplicar pressão diferencial coluna-anular de P_{WL} por 15 min.

c) Critério de aceitação: variação de P_{WL} de até 1% por 15 min, conforme ASTM E2930.

Nota: Não abastecer a câmara pressurizada após o *hold period*; informar o volume dessa câmara à Petrobras.

4.1.1.4.2 Testes de tração e compressão

a) Operar a válvula por 5 ciclos sob tração de Ct, na temperatura ambiente.

b) Operar a válvula por 5 ciclos sob compressão de Cc, na temperatura ambiente.

c) Repetir a) e b) para a temperatura T_f.

d) Efetuar teste de estanqueidade de P_{WL} (item 4.1.1.4.1).

e) Critério de aprovação (i): constatação da atuação correta da válvula, após cada ciclo, para pressões de acionamento inferiores ao limite especificado.

f) Critério de aprovação (ii): variação de pressão de, no máximo, 1% do diferencial de pressão aplicado durante o período de teste (*hold period*) de, no mínimo, 15 min no teste de estanqueidade (item 4.1.1.4.1).

4.1.1.4.3 Teste de ciclagem

a) Executar pelo menos 160 ciclos completos, incluindo parada nas posições intermediárias no caso de válvulas multiposição, utilizando pressão em torno da válvula de 10.500 psi e

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

temperatura de trabalho mínima (T_i). Aplicar pressão inicial nas linhas de abertura e fechamento de maneira a respeitar os limites de diferencial de pressão definidos no item 4.1.n. Registrar o acréscimo de pressão necessário para a atuação da válvula, em cada etapa, bem como o volume de fluido retornado.

b) Efetuar teste de estanqueidade de P_{WL} a cada 40 ciclos, nas condições de poço (item 4.1.1.4.1).

c) Repetir a) e b), para a temperatura de T_f.

4.1.1.4.4 Teste de estanqueidade final

a) Para pressão no anular de 1.000 psi e temperatura de trabalho mínima (T_i), aplicar diferencial de pressão coluna-anular P_{WL} e verificar estanqueidade durante 15 min.

b) Para pressão na coluna de 1.000 psi e temperatura de trabalho mínima (T_i), aplicar diferencial de pressão anular-coluna P_{WL} e verificar estanqueidade durante 15 min.

c) Repetir a) e b) para a temperatura T_f.

d) Critério de aceitação: Variação de pressão de, no máximo, 1% do diferencial de pressão aplicado durante o período de teste (*hold period*) de, no mínimo, 15 min no teste de estanqueidade (item 4.1.1.4.1). Não abastecer a câmara pressurizada, após o *hold period*; informar o volume dessa câmara à Petrobras.

4.1.1.4.5 Testes de vibração e choque

a) Análise para identificação dos elementos críticos da válvula para vibração e choque deverá ser apresentado em relatório específico;

b) Além dos elementos críticos, deve ser realizado teste de vibração e choque com os componentes com interfaces hidráulicas ou elétricas;

c) A temperatura utilizada no teste descrito neste item é: T_f.

d) Após aquecer as amostras até T_f, aguardar no mínimo 30 min de estabilização.

e) 10g RMS, *random vibration*, 10-500 Hz com espectro: +3dB/oitava de 10-100 Hz, constante de 100-500 Hz. O teste deve ser repetido para 3 eixos mutuamente exclusivos com tempo mínimo de teste de 2 horas.

f) 3 pulsos por eixo de 11 ms, 100g, meio seno. O teste deve ser executado em 3 eixos mutuamente exclusivos.

g) Critério de aceitação:

   i. Comprovação, por ensaio não-destrutivo, que não há trincas ou fraturas.

4.1.1.4.6 Teste de unloading com 3.000 psi

a) Os arranjos utilizados para estes testes devem incluir um acumulador para que o diferencial de pressão seja mantido durante o movimento do pistão da ICV pelo menos até a 1ª posição de choke.

b) Na condição de pressão diferencial coluna-anular de 3.000 psi e temperatura de trabalho mínima (T_i), ciclar 40 vezes e depois fazer teste de estanqueidade (item 4.1.1.4.1). Registrar o acréscimo de pressão necessário para a atuação da válvula, em cada etapa, bem como o volume de fluido retornado.

c) Na condição de pressão diferencial anular-coluna de 3.000 psi e temperatura de trabalho mínima (T_i) ciclar 40 vezes e depois fazer teste de estanqueidade (item 4.1.1.4.1). Registrar o acréscimo de pressão necessário para a atuação da válvula, em cada etapa, bem como o volume de fluido retornado.

d) Repetir b) e c) para a temperatura para a temperatura T_f.

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

4.1.1.4.7 Teste do sistema de atuação

a) Com pressão de 10.500 psi no anular e na coluna, pressão inicial de 1.000 psi no interior das linhas de controle, e temperatura de trabalho mínima (T_i) e registrar a pressão mínima necessária no sistema de atuação para ciclagem da válvula.

b) Repetir a) para a temperatura T_f.

4.1.1.4.8 Teste de bolha estático

a) Preparativo: Preencher todo o corpo e o exterior da válvula com N2 simultaneamente e resfriar o sistema para T_i. As linhas deverão permanecer cheias de fluido de controle. Suas extremidades livres de controle deverão ser instaladas conforme esquema da Figura 6, com recipientes com gradação do nível de fluido compatível com os objetivos do teste. A válvula deverá estar fechada e em posição vertical, assim como as linhas de controle que deverão ter caminho somente ascendente. As linhas de monitoração devem ser conectadas diretamente nas câmaras de abertura e fechamento, sem passar por módulos intermediários de controle de posição da ICV. O arranjo de teste deve ser aprovado pela Petrobras antes da execução dos testes.

b) Filmar e registrar os recipientes durante o teste, contando o número de bolhas e monitorando e registrando o acréscimo no nível de fluido nos recipientes.

c) Pressurizar o corpo e o exterior da válvula simultaneamente com N2 entre 100 e 200 psi e monitorar por 30 minutos o número de bolhas no recipiente com líquido;

d) Pressurizar o corpo e o exterior da válvula simultaneamente com N2 com 1500 psi e monitorar por 30 minutos o número de bolhas no recipiente com líquido;

e) Pressurizar o corpo e o exterior da válvula simultaneamente com N2 com 5000 psi e monitorar por 30 minutos o número de bolhas no recipiente com líquido;

f) Nenhuma bolha será permitida no critério de aceitação;

g) Repetir os passos a) a f), para a temperatura de 95°C.

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

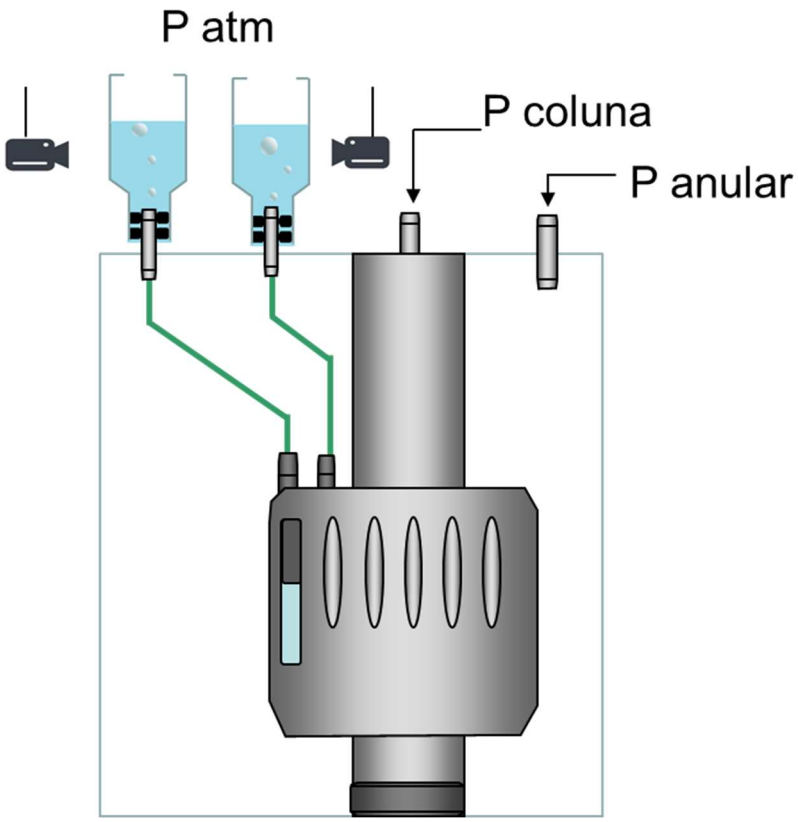

Figura 6 – Arranjo para teste de bolha estático, com N_2

4.1.1.4.9 Teste de bolha dinâmico

a) Preparativo: Utilizar a mesma amostra do teste de bolha estático (item 4.1.1.4.8). Preencher todo o corpo e o exterior da válvula simultaneamente com N2 e resfriar o sistema para T_i. As linhas deverão permanecer cheias de fluido de controle. Suas extremidades livres de controle deverão ser instaladas conforme esquema da Figura 7. Deverá haver um conjunto de válvulas que permita alterar individualmente o alinhamento das linhas de controle entre o dispositivo de monitoração de bolhas (recipiente) e a HPU para aplicação de pressão para ciclagem da ICV, sendo o primeiro necessariamente no trecho vertical. A válvula deverá estar fechada e em posição vertical, assim como as linhas de controle que deverão ter caminho somente ascendente. O arranjo de teste deve ser aprovado pela Petrobras antes da execução dos testes.

b) Filmar e registrar os recipientes durante o teste, contando o número de bolhas. Os recipientes deverão comportar o volume de fluido adicional que será incorporando ao sistema durante as ciclagens subsequentes da ICV.

c) Pressurizar o corpo e o exterior da válvula com N2 entre 100 e 200 psi e monitorar por 15 minutos o número de bolhas nos recipientes com líquido;

d) Efetuar um passo adiante no ciclo da ICV, aplicando 5000 psi gradativamente apenas na linha de abertura ou apenas na de fechamento, conforme condição aplicável, mantendo a linha oposta alinhada para o recipiente com líquido. Monitorar número de bolhas no recipiente com líquido durante a aplicação do ciclo e monitorar durante 15 minutos.

e) Drenar a pressão na linha de controle pressurizada no item anterior, alinhar esta função para o recipiente e monitorar durante 30 minutos o número de bolhas nos recipientes;

f) Repetir os passos d) e e) até concluir um ciclo completo (*travel cycle*) na ICV;

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

g) Pressurizar o corpo e o exterior da válvula com N2 com 5000 psi e monitorar por 15 minutos o número de bolhas nos recipientes com líquido;
h) Repetir os passos d) a f);
i) Critério de aceitação: máximo de 1 bolha dentro do intervalo de 5 minutos;
j) Repetir a) a i), para a temperatura de 95°C.

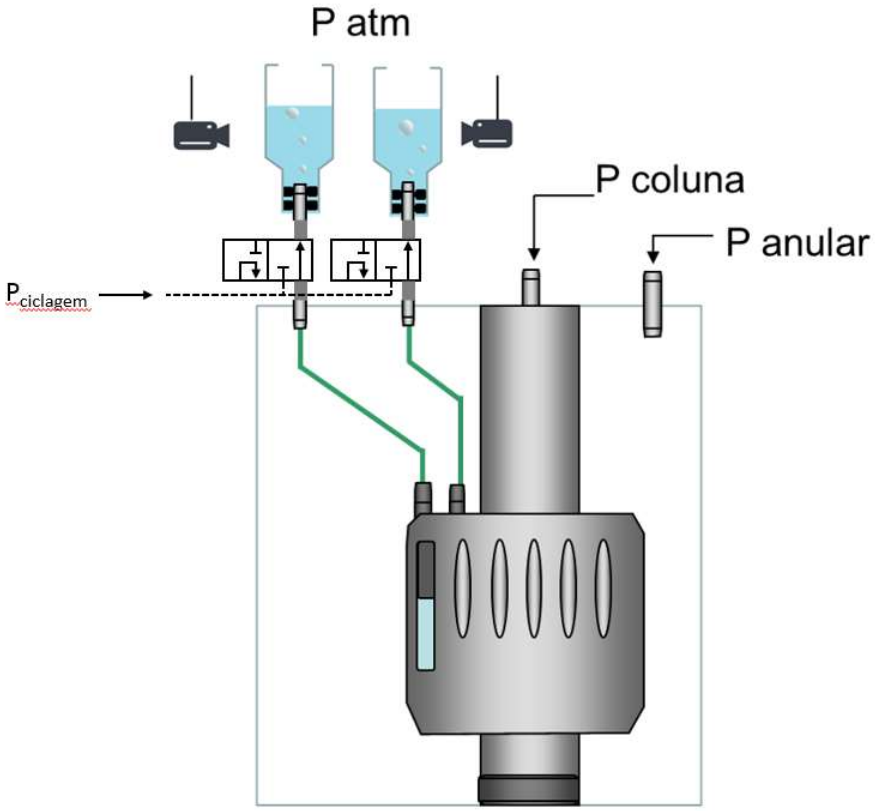

Figura 7 – Arranjo para teste de bolha dinâmico, com N_2

4.1.1.4.10 Teste de erosão empírico

a) Teste de erosão por efeito da passagem de areia (quartzo moído de formato irregular).
b) A execução de teste poderá ser em circuito fechado se houver a comprovação da manutenção do formado dos grãos de areia.
c) O fluido de teste é composto de água e areia em temperatura ambiente, com a concentração em massa de até 3% +/- 0,25%; tamanho médio do grão de areia de 50µm (API MPMS Ch. 10.4); Viscosidade final da mistura de 70s +/- 5s (API 13B-1).
d) O teste deve ser realizado no sentido do fluxo de produção.
e) O teste deve ser executado na posição totalmente aberta, com vazão de 10.200 m3/d (média ponderada do perfil de vazão no tempo).
f) A duração total do teste deverá corresponder a passagem de areia na concentração de sólidos de 0,001% em volume durante 27 anos. Variáveis de aceleração como vazão e concentração podem ser aplicados para obter tempos totais de teste factíveis.
g) Critério de aceitação:
    i. Comprovação, por ensaio não destrutivo, que não há trincas ou fraturas;
    ii. Ter sido aprovado no teste de estanqueidade.

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

4.1.1.4.11 Teste de erosão por CFD suportados empiricamente

a) O ANSYS Fluent ou CD-adapco StarCCM+ são as ferramentas de simulação sugeridas.

b) A ferramenta de simulação utilizada deve permitir o particle tracking e a inclusão de modelos de erosão não pré-definidos.

c) O modelo de erosão que deverá ser utilizado é o modelo de Arabnejad da Universidade de Tulsa (Anexo 8.2).

d) Os resultados por CFD deverão ser validados por experimentos não numéricos incluindo aqueles por similaridade. O processo de validação deverá ser reportado.

e) A geometria utilizada na simulação deve incluir a válvula e, quando necessário, a coluna de produção no trecho de interesse. Soluções com hipóteses de simetria devem ser suportadas fisicamente em relação a resposta transiente.

f) As simulações devem considerar o seguinte perfil de escoamento na entrada e 7500 psi na saída no modo produção (Figura 8):

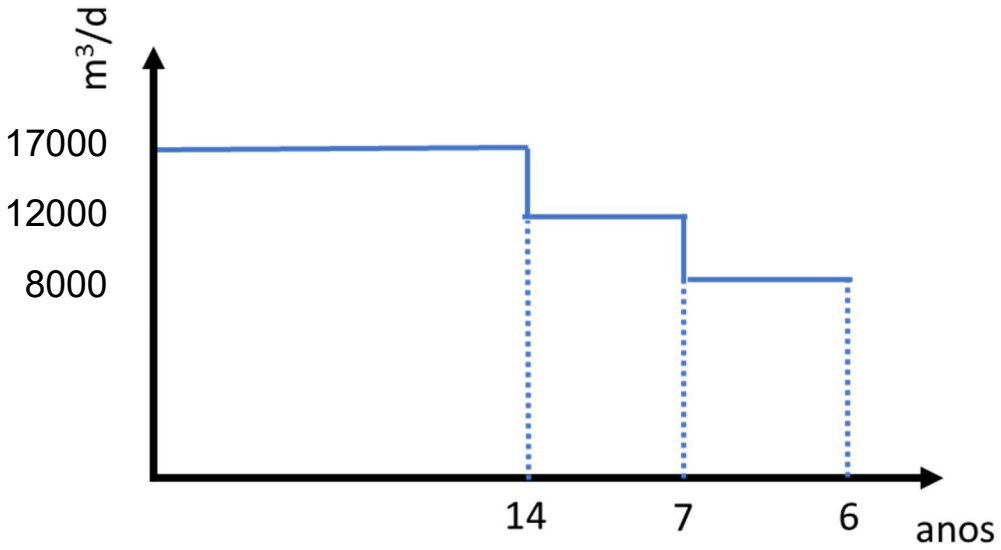

Figura 8 – Perfil de vazões de escoamento na entrada da ICV Premium

g) As propriedades dos fluidos/sólidos devem ser:
   i. Fluido: água a 70°C e 7500 psi
   ii. Sólidos: areia com densidade: 2600 kg/m³; concentração: 0,001% em volume; diâmetro médio: 50µm.

   Nota: Para garantir resultados comparáveis, o fluido selecionado foi a água.

h) O modelo de turbulência escolhido assim como a malha utilizada devem ser reportadas.

i) A simulação no modo injeção gás, quando solicitada na ET-RBS, deverá considerar:
   i. Pressão: 7100 psi;
   ii. Temperatura: 42°C;
   iii. Vazão: 7.800 m³/d;
   iv. Densidade: 464 kg/m³;
   v. Viscosidade: 0,0860 cP;
   vi. Coeficiente de expansão adiabática: 1,24;

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

vii. Velocidade do som: 360 m/s;

viii. Sólidos: areia com densidade: 2600 kg/m³; concentração: 0,001% em volume; diâmetro médio: 5µm.

j) Critério de aceitação:

ii. O resultado deve ser apresentado para Petrobras para aprovação.

4.1.2 Requisitos específicos para ICV de esfera

a) As válvulas devem atender o anexo B da API 19V ou ISO 28781, com grau de qualidade Q1, grau de validação V1 e tipo CC.

b) As válvulas deverão possuir vedação bi-direcional e ser obrigatoriamente operadas através de acionamento hidráulico direto para abertura ou fechamento para controle de fluxo no interior da coluna de produção/injeção, do tipo passagem plena ("*full bore*").

c) Como contingência, em caso de falha do sistema hidráulico principal remoto, a válvula deverá ter sistema de abertura contingencial preferencialmente permanente e não reversível, mesmo com a degradação do sistema hidráulico da atuação da ICV (*override* mecânico com operações *through-tubing*). Além disso, deverão ter seus mecanismos internos facilmente trituráveis ("*millable*") com broca e flexitubo. As válvulas deverão ser dotadas de sistema anti-rotacional de modo a evitar a rotação das partes internas durante o corte. O sistema de abertura contingencial deve ser compatível com o perfil de ID da coluna de completação, incluindo todos os seus componentes e acessórios.

d) As válvulas devem ser do tipo esfera, não sendo aceitável movimento de translação e sim apenas o movimento de rotação da esfera.

e) O diâmetro externo máximo da válvula deve ser o menor possível e contemplar a passagem dos *flatpacks* referentes às linhas passantes de controle hidráulico, injeção química e/ou do cabo do PDG.

f) Devem ser incluídos dispositivos para passagem, fixação e proteção destas linhas passantes externamente ao corpo da válvula, visando impedir o contato das mesmas com as paredes do poço. Estes dispositivos devem ser construídos de forma a maximizar a área de fluxo transversal externa (ex: introdução de rasgos/passagens longitudinais), sendo o mínimo requerido o equivalente ao anular composto por um corpo cilíndrico com OD de 7,75" no interior de um revestimento com ID de 8 1/2".

g) Os pontos para conexão das linhas de abertura e fechamento com suas respectivas câmaras na válvula devem estar posicionados preferencialmente no topo do corpo da válvula. Caso seja necessário posicioná-los ao longo do corpo cilíndrico da válvula, estes locais deverão estar alinhados entre si no sentido longitudinal de válvula, com uma defasagem radial máxima de até 60 graus. Esse requisito tem o objetivo de facilitar a adequada proteção das linhas de controle da válvula e das linhas passantes através dos recursos supracitados, considerando-se o elevado diâmetro externo das válvulas e a impossibilidade de prover proteção ao longo de todo o seu perímetro sem comprometer a área de fluxo mínima requerida.

4.1.2.1 Testes de qualificação para ICV de esfera *Standard*

a) Todos os testes abaixo deverão ser realizados com água, com ou sem aditivos ou fluido hidráulico, com densidade < 1100 kg/m³.

b) A qualificação deverá conter pelo menos, sem estar limitada aos testes descritos nesta seção para referência e classificação dos equipamentos. Todos os testes adicionais utilizados devem ser reportados.

c) Os testes deverão ser executados com a mesma amostra e na seguinte sequência:

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

i. Teste de estanqueidade
ii. Teste de ciclagem.
iii. Teste de estanqueidade final

Nota: O primeiro teste de estanqueidade tem por objetivo verificar a integridade do arranjo experimental. Deve ser executado com temperatura ambiente.

d) A descrição de todos os testes e seus resultados devem ser rigorosamente reportados assim como os dados de inspeção e rastreabilidade dos materiais utilizados.
e) Além dos testes de qualificação descritos nesta seção, eles deverão seguir, no que couber e complementarmente, normas e padrões internacionais de aceitação e qualificação. Todas as normas e padrões utilizados devem ser reportados.
f) Um programa específico de testes de confiabilidade poderá ser requerido em complementação aos estudos e testes apresentados para melhor caracterização dos riscos.
g) Os relatórios gerados são parte integrante do escopo de fornecimento.

4.1.2.1.1 Teste de estanqueidade

a) Com a válvula fechada e pressão abaixo da esfera de 1.000 psi, aplicar diferencial de pressão de 5.000 psi no sentido descendente e verificar estanqueidade durante 15 min.
b) Com a válvula fechada e pressão acima da esfera de 1.000 psi, aplicar diferencial de pressão de 5.000 psi no sentido ascendente e verificar estanqueidade durante 15 min.
c) Critério de aceitação: Variação de pressão de, no máximo, 1% do diferencial aplicado durante o período de teste (*hold period*) de, no mínimo, 15 min no teste de estanqueidade, conforme ASTM E2930.

Nota: Não abastecer a câmara pressurizada após o *hold period*; informar o volume dessa câmara à Petrobras.

4.1.2.1.2 Teste de ciclagem

a) Executar pelo menos 50 ciclos completos utilizando pressão em torno da válvula de 10.500 psi e temperatura de trabalho mínima (T_i). Aplicar pressão inicial de 1.000 psi, nas linhas de abertura e fechamento. Registrar o acréscimo de pressão necessário para a atuação da válvula, em cada etapa, bem como o volume de fluido retornado.
b) Efetuar teste de estanqueidade de 5.000 psi de diferencial a cada 10 ciclos, nas condições de poço (item 4.1.2.1.1).
c) Repetir a) e b), para a temperatura de T_f.

4.1.2.1.3 Teste de estanqueidade final

a) Com pressão abaixo da esfera de 1.000 psi e temperatura de trabalho mínima (T_i), aplicar diferencial de pressão de 5.000 psi no sentido descendente e verificar estanqueidade durante 15 min.
b) Com pressão acima da esfera de 1.000 psi e temperatura de trabalho mínima (T_i), aplicar diferencial de pressão de 5.000 psi no sentido ascendente e verificar estanqueidade durante 15 min.
c) Repetir a) e b) para a temperatura máxima T_f.
d) Critério de aceitação: Variação de pressão de, no máximo, 1% do diferencial aplicado durante o período de teste (*hold period*) de, no mínimo, 15 min no teste de estanqueidade (item 4.1.2.1.1).

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

Nota: Não abastecer a câmara pressurizada, após o *hold period*; informar o volume dessa câmara à Petrobras.

4.1.2.2 Requisitos específicos para ICV de esfera *Premium*

a) Para a ABERTURA da válvula com diferencial de pressão, deverá estar apta para operar em seguinte condição:
   i. Limite da válvula para Abertura com pressão diferencial (*unloading pressure differential*) em ambos os sentidos: no mínimo 1000 psi (qualquer fluido - Produtor e Injetor).

4.1.2.3 Testes de qualificação para ICV de esfera *Premium*

a) Todos os testes abaixo deverão ser realizados com água, com ou sem aditivos ou fluido hidráulico, com densidade < 1100 kg/m³.
b) A qualificação deverá conter pelo menos, sem estar limitada aos testes descritos nesta seção para referência e classificação dos equipamentos. Todos os testes adicionais utilizados devem ser reportados.
c) Os testes deverão ser executados com a mesma amostra e na seguinte sequência:
   i. Teste de estanqueidade
   ii. Tração e compressão
   iii. Teste de ciclagem.
   iv. Teste de estanqueidade final

   Nota: O primeiro teste de estanqueidade tem por objetivo verificar a integridade do arranjo experimental. Deve ser executado com temperatura ambiente.
d) Os demais testes visam identificar os limites do equipamento e podem ser realizados em qualquer ordem, não necessariamente com a mesma amostra:
   i. Vibração e choque
   ii. Teste de *unloading*
   iii. Teste do sistema de atuação
   iv. Teste de bolha estático
   v. Teste de bolha dinâmico
e) A descrição de todos os testes e seus resultados devem ser rigorosamente reportados assim como os dados de inspeção e rastreabilidade dos materiais utilizados.
f) Além dos testes de qualificação descritos nesta seção, eles deverão seguir, no que couber e complementarmente, normas e padrões internacionais de aceitação e qualificação. Todas as normas e padrões utilizados devem ser reportados.
g) Um programa específico de testes de confiabilidade poderá ser requerido em complementação aos estudos e testes apresentados para melhor caracterização dos riscos.
h) Os relatórios gerados são parte integrante do escopo de fornecimento.

4.1.2.3.1 Teste de estanqueidade

a) Com a válvula fechada e pressão abaixo da esfera de 1.000 psi, aplicar diferencial de P_{WL} no sentido descendente e verificar estanqueidade durante 15 min.
b) Com a válvula fechada e pressão acima da esfera de 1.000 psi, aplicar diferencial P_{WL} no sentido ascendente e verificar estanqueidade durante 15 min.

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

c) Critério de aceitação: Variação de pressão de, no máximo, 1% do diferencial aplicado durante o período de teste (*hold period*) de, no mínimo, 15 min no teste de estanqueidade, conforme ASTM E2930.

Nota: Não abastecer a câmara pressurizada após o *hold period*; informar o volume dessa câmara à Petrobras.

4.1.2.3.2 Testes de tração e compressão

a) Operar a válvula por 5 ciclos sob tração de Ct, na temperatura ambiente.
b) Operar a válvula por 5 ciclos sob compressão de Cc, na temperatura ambiente.
c) Repetir a) e b) para a temperatura T_f.
d) Efetuar teste de estanqueidade de P_{WL} (item 4.1.2.3.1).
e) Critério de aprovação (i): constatação da atuação correta da válvula, após cada ciclo, para pressões de acionamento inferiores ao limite especificado.
f) Critério de aprovação (ii): variação de pressão de, no máximo, 1% do diferencial de pressão aplicado durante o período de teste (*hold period*) de, no mínimo, 15 min no teste de estanqueidade (item 4.1.2.3.1).

4.1.2.3.3 Teste de ciclagem

a) Executar pelo menos 160 ciclos completos utilizando pressão em torno da válvula de 10.500 psi e temperatura de trabalho mínima (T_i). Aplicar pressão inicial de 1.000 psi, nas linhas de abertura e fechamento. Registrar o acréscimo de pressão necessário para a atuação da válvula, em cada etapa, bem como o volume de fluido retornado.
b) Efetuar teste de estanqueidade de P_{WL} a cada 40 ciclos, nas condições de poço (item 4.1.2.3.1).
c) Repetir a) e b), para a temperatura de T_f.

4.1.2.3.4 Teste de estanqueidade final

a) Com pressão abaixo da esfera de 1.000 psi e temperatura de trabalho mínima (T_i), aplicar diferencial de pressão sentido descendente P_{WL} e verificar estanqueidade durante 15 min.
b) Com pressão acima da esfera de 1.000 psi e temperatura de trabalho mínima (T_i), aplicar diferencial de pressão sentido ascendente P_{WL} e verificar estanqueidade durante 15 min.
c) Repetir a) e b) para a temperatura máxima T_f.
d) Critério de aceitação: Variação de pressão de, no máximo, 1% do diferencial de pressão aplicado durante o período de teste (*hold period*) de, no mínimo, 15 min no teste de estanqueidade (item 4.1.2.3.1).

   Nota: Não abastecer a câmara pressurizada, após o *hold period*; informar o volume dessa câmara à Petrobras.

4.1.2.3.5 Testes de vibração e choque

a) Análise para identificação dos elementos críticos da válvula para vibração e choque deverá ser apresentado em relatório específico;
b) Além dos elementos críticos, deve ser realizado teste de vibração e choque com os componentes com interfaces hidráulicas ou elétricas;
c) A temperatura utilizada no teste descrito neste item é: Tf.
d) Após aquecer as amostras até Tf, aguardar no mínimo 30 min de estabilização.

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

e) 10g RMS, *random vibration*, 10-500 Hz com espectro: +3dB/oitava de 10-100 Hz, constante de 100-500 Hz. O teste deve ser repetido para 3 eixos mutuamente exclusivos com tempo mínimo de teste de 2 horas.

f) 3 pulsos por eixo de 11 ms, 100g, meio seno. O teste deve ser executado em 3 eixos mutuamente exclusivos.

g) Critério de aceitação:

   i. Comprovação, por ensaio não-destrutivo, que não há trincas ou fraturas.

4.1.2.3.6 Teste de *unloading* com 1.000 psi

a) Os arranjos utilizados para estes testes devem incluir um acumulador para que o diferencial de pressão seja mantido durante o movimento inicial do pistão da ICV e rotação da esfera.

b) Na condição de pressão diferencial sentido descendente de 1.000 psi e temperatura de trabalho mínima (T_i), ciclar 40 vezes e depois fazer teste de estanqueidade (item 4.1.2.3.1). Registrar o acréscimo de pressão necessário para a atuação da válvula, em cada etapa, bem como o volume de fluido retornado.

c) Na condição de pressão diferencial sentido ascendente de 1.000 psi e temperatura de trabalho mínima (T_i) ciclar 40 vezes e depois fazer teste de estanqueidade (item 4.1.2.3.1). Registrar o acréscimo de pressão necessário para a atuação da válvula, em cada etapa, bem como o volume de fluido retornado.

d) Repetir b) e c) para a temperatura para a temperatura T_f

4.1.2.3.7 Teste do sistema de atuação

a) Com pressão de 10.500 psi no anular e na coluna (acima e abaixo da esfera), pressão inicial de 1.000 psi no interior das linhas de controle, e temperatura de trabalho mínima (T_i) e registrar a pressão mínima necessária no sistema de atuação para ciclagem da válvula.

b) Repetir a) para a temperatura T_f.

4.1.2.3.8 Teste de bolha estático

a) Preparativo: Preencher todo o corpo e o exterior da válvula com N2 simultaneamente e resfriar o sistema para T_i. As linhas deverão permanecer cheias de fluido de controle. Suas extremidades livres de controle deverão ser instaladas conforme esquema da Figura 9, com recipientes com gradação do nível de fluido compatível com os objetivos do teste. A válvula deverá estar aberta e em posição vertical, assim como as linhas de controle que deverão ter caminho somente ascendente. As linhas de monitoração devem ser conectadas diretamente nas câmaras de abertura e fechamento, sem passar por módulos intermediários de controle de posição da ICV. O arranjo de teste deve ser aprovado pela Petrobras antes da execução dos testes.

b) Filmar e registrar os recipientes durante o teste, contando o número de bolhas e monitorando e registrando o acréscimo no nível de fluido nos recipientes.

c) Pressurizar o corpo e o exterior da válvula simultaneamente com N2 entre 100 e 200 psi e monitorar por 30 minutos o número de bolhas no recipiente com líquido;

d) Pressurizar o corpo e o exterior da válvula simultaneamente com N2 com 1500 psi e monitorar por 30 minutos o número de bolhas no recipiente com líquido;

e) Pressurizar o corpo e o exterior da válvula simultaneamente com N2 com 5000 psi e monitorar por 30 minutos o número de bolhas no recipiente com líquido;

f) Nenhuma bolha será permitida no critério de aceitação;

g) Repetir a) a f), para a temperatura de 95°C.

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

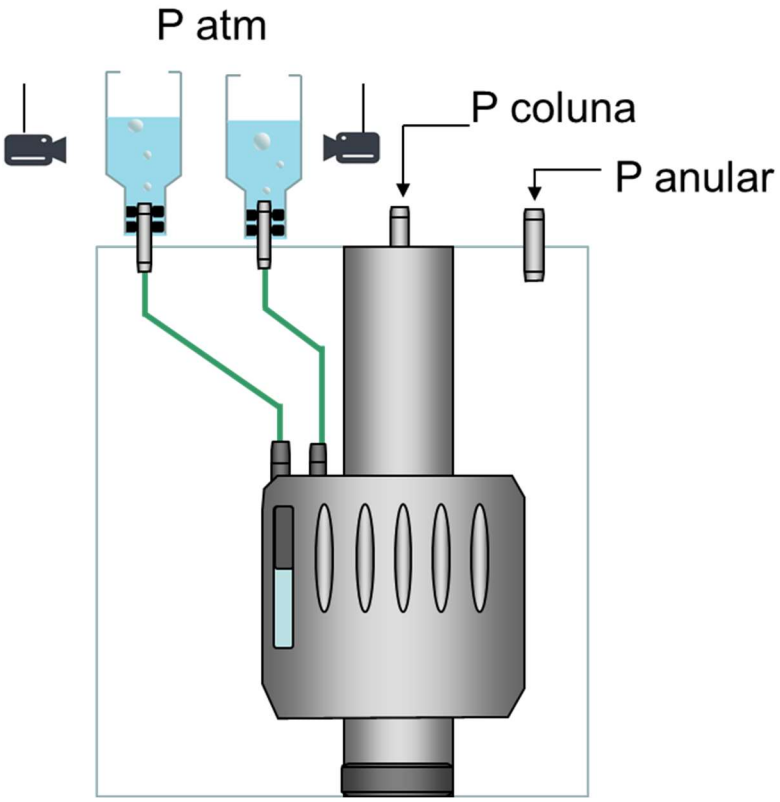

Figura 9 – Arranjo para teste de bolha estático, com N_2

4.1.2.3.9 Teste de bolha dinâmico

a) Preparativo: Utilizar a mesma amostra do teste de bolha estático (item 4.1.4.8). Preencher todo o corpo e o exterior da válvula simultaneamente com N2 e resfriar o sistema para T_i. As linhas deverão permanecer cheias de fluido de controle. Suas extremidades livres de controle deverão ser instaladas conforme esquema da Figura 10. Deverá haver um conjunto de válvulas que permita alterar individualmente o alinhamento das linhas de controle entre o dispositivo de monitoração de bolhas (recipiente) e a HPU para aplicação de pressão para ciclagem da ICV, sendo o primeiro necessariamente no trecho vertical. A válvula deverá estar aberta e em posição vertical, assim como as linhas de controle que deverão ter caminho somente ascendente. O arranjo de teste deve ser aprovado pela Petrobras antes da execução dos testes.

b) Filmar e registrar os recipientes durante o teste, contando o número de bolhas. Os recipientes deverão comportar o volume de fluido adicional que será incorporando ao sistema durante as ciclagens subsequentes da ICV.

c) Pressurizar o corpo e o exterior da válvula com N2 entre 100 e 200 psi e monitorar por 15 minutos o número de bolhas nos recipientes com líquido;

d) Fechar a ICV, aplicando 5000 psi gradativamente apenas na linha de fechamento, mantendo a linha de abertura alinhada para o recipiente com líquido. Monitorar número de bolhas no recipiente com líquido durante a abertura e monitorar durante 15 minutos.

e) Drenar a pressão na linha de fechamento, alinhar esta função para o recipiente e monitorar durante 30 minutos o número de bolhas nos recipientes;

f) Abrir a ICV, aplicando 5000 psi gradativamente apenas na linha de abertura, mantendo a linha de fechamento alinhada para o recipiente com líquido. Monitorar número de bolhas no recipiente com líquido durante a abertura e monitorar durante 15 minutos.

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

g) Drenar a pressão na linha de abertura, alinhar esta função para o recipiente e monitorar durante 30 minutos o número de bolhas nos recipientes;

h) Pressurizar o corpo e o exterior da válvula com N2 com 5000 psi e monitorar por 15 minutos o número de bolhas nos recipientes com líquido;

i) Repetir o passo d) a g);

j) Critério de aceitação: máximo de 1 bolha dentro do intervalo de 5 minutos;

k) Repetir a) a j), para a temperatura de 95°C.

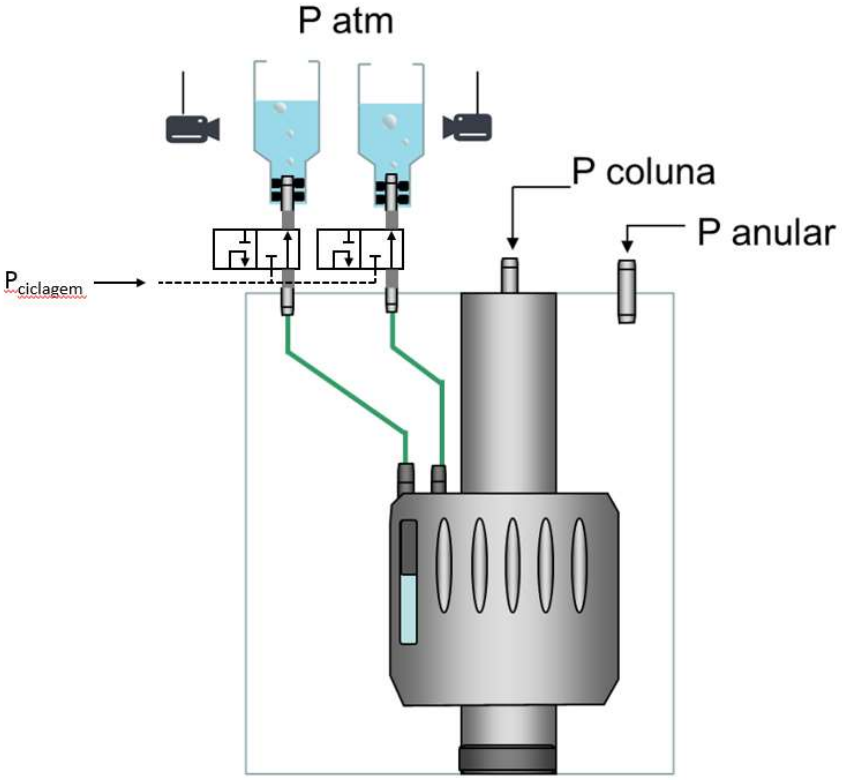

Figura 10 – Arranjo para teste de bolha dinâmico, com N_2

4.2 Sistema de Monitoração de Poço (SMP)

a) O Sistema de Monitoração de Poço (SMP) inclui os sensores PDG (*Permanent Downhole Gauges*), a cabeça do sensor (*cablehead*), cabo elétrico (incluso o *flatpack*), splice sub, mandris, SCM-CI (CI-MUX), I-MUX (CI-HD), cartões padrão IWIS, módulos de software do Sistema de Controle e Supervisão (SCS) associados ao SMP e todos os acessórios necessários à instalação e funcionamento do SMP.

b) O SMP deve prever intervenções através da coluna de completação (*through tubing*), incluindo operações com flexitubo, arame e cabo elétrico, e, para tanto, deverá ter dureza e dimensionais compatíveis com os desgastes mecânicos.

c) O SMP deve ser projetado para 30 anos sem falha eletroeletrônica e sem recalibração.

d) Deverá ser especificado um sistema de monitoração com valor máximo da faixa operacional pelo menos 20% maior do que o máximo valor esperado da grandeza medida.

e) Para poços localizados a mais de 10 km da UEP e com ANM HD, deverá ser realizado um estudo sobre o nível de atenuação do sinal de monitoração, visando à seleção do sistema de comunicação submarino mais adequado (elétrico ou óptico) e/ou necessidade de inclusão de repetidor do sinal. A taxa de erro final do sistema de comunicação deverá ser informada a

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

Petrobras para registro. Para poços com ANM-MUX este estudo é escopo da Engenharia Submarina.

f) A taxa de aquisição e disponibilização dos sinais deve ser de uma amostra por segundo, independentemente do número de sensores requerido na aplicação.

g) Um sensor individual compreende: um transdutor e uma eletrônica. Cada intervalo produtor ou injetor deverá possuir pelo menos um sensor individual.

h) Todos os sensores individuais do intervalo devem ser alojados no mesmo mandril, sejam quais forem os sentidos de tomada de pressão.

i) As tomadas de pressão deverão ser configuráveis para leitura: anular/anular, coluna/coluna ou anular/coluna.

j) O SMP deve permitir a instalação de um conjunto sensor de anular totalmente redundante para monitoração da integridade do poço (anular A) acima do *packer* superior.

k) O SMP deve permitir a integração com o sensor/sistema de monitoramento de pressão e temperatura de anular isolado (anular B) de forma permanente e em tempo real para a integridade do poço. Este sistema deve atender a ET-3000.00-1210-810-PPQ-002.

l) A interface submarina do SMP será feita através do I-MUX no caso de ANM-MUX. No caso de ANM-HD não existe interface submarina.

m) O I-MUX inclui o *canister*, barramento para 2 cartões padrão API17F (CI-HD).

n) O SCM-CI inclui o *canister*, o modem, barramento para 4 cartões padrão API17F e requisitos técnicos conforme ET-3000.00-1210-800-PW7-001.

o) Os cartões do SMP para ANM-MUX e leitor do SMP para ANM-HD devem ser aderentes a API17F.

p) O SCM-CI deve estar preparado para conexão com o SCM da ANM-MUX e também com o MCV da BAP, para o caso da CI-MUX.

4.2.1 Testes de qualificação

a) As temperaturas utilizadas nos testes descritos neste item são: T_i e T_f.

b) Os testes de qualificação da eletrônica embarcada devem ser aderentes a API17F.

c) Os testes de qualificação dos sensores de pressão e temperatura devem ser aderentes a I-I-ET-3000 00-1516-823-PEK-002, exceto pelos testes de vibração e choque do item e).

d) Os testes de qualificação dos sensores de pressão e temperatura devem ser aderentes ao AWES RP 3362 V2 – *Downhole Instrumentation*, exceto pelas condições de teste de vibração e choque do item e).

e) Testes de vibração e choque para o conjunto de sensores de pressão e temperatura, conectores e *cablehead*:

   i. O aquecimento das amostras deve ser a taxa de pelo menos de 5ºC/min com um mínimo de 30 min de estabilização após atingir a temperatura final (Tf).

   ii. 10g RMS, *random vibration*, 10-2000 Hz com espectro: +3dB/oitava de 10-100 Hz, constante de 100-500 Hz e -3dB/oitava de 500-2000Hz. O teste de ser repetido para os 3 eixos mutuamente exclusivos com tempo mínimo de teste de 2 horas.

   iii. 3 pulsos por eixo de 11 ms, 300g, meio seno. O teste de ser executado em 3 eixos mutuamente exclusivos.

   iv. Critério de aprovação: manutenção da funcionalidade e comprovação por ensaio não destrutivo que não há trincas ou fraturas.

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

f) Estes testes podem ser feitos para os subsistemas mais críticos. O resultado deve integrar os subsistemas através de simulação numérica e com validação do modelo integrado em condições menos agressivas e apresentado à Petrobras para avaliação.

4.3 Sistema de Controle e Supervisão (SCS)

a) O Sistema de Controle e Supervisão (SCS) consiste em todos os equipamentos de alimentação, controle e comunicação de dados necessários à instalação e operação do SCI assim como sua interface com o sistema de controle submarino e com o sistema de automação da UEP. No caso de ANM-MUX ele é composto pela CPU/KVM, pela Unidade Elétrica de Potência (EPU) e pelo *switch* Ethernet. No caso de ANM-HD ele é composto pela CPU/KVM e pelo *switch* Ethernet.

b) O suprimento de alimentação elétrica para o SCS será de 220V fase-fase com limitação máxima de potência de 2KW. A dissipação térmica não deverá ultrapassar 10% deste valor.

c) O SCS deverá ser capaz de gerenciar no mínimo 5 poços em um único gabinete.

d) O SCS deverá fornecer, ao ECOS, as informações lidas pelo SCI, além de receber e executar as solicitações de acionamento das válvulas a partir de um comando humano. Esta comunicação deverá operar em um protocolo não-proprietário OPC UA/Ethernet. O acesso para diagnóstico será disponibilizado quando necessário através de MODBUS TCP/Ethernet ou MODBUS RTU/RS485. Esta unidade de superfície deverá possuir uma interface homem-máquina gráfica, indicando todos os componentes do SCI, suas respectivas posições (válvulas) e informações das variáveis físicas (sensores).

e) A interoperabilidade com os sistemas de controle submarino deverá ser comprovada adicionalmente a conformidade com a API17F. Deverá ser fornecida a rigidez dos requisitos QoS disponíveis e suas limitações.

f) O SCS não se comunica externamente a UEP. O ECOS é o servidor de dados para o PI.

g) Em poços submarinos com SCI ligados a manifold, o SCS deve ser capaz de endereçar comandos individuais a múltiplos poços através de um único canal físico de comunicação entre poço e a UEP (umbilical compartilhado ou utilização de *manifold*).

h) O SCS deve ser capaz de armazenar, por no mínimo 7 ciclos, todas as assinaturas da pressão e/ou vazão do fluido de controle durante cada operação das válvulas de controle de fluxo, com registro temporal (hora e data).

i) O SCS deverá ser capaz de registrar e comparar a assinatura de movimentação das válvulas durante o modo de produção. Os dados das DCVs e sensor de vazão do SCM serão disponibilizados quando necessário apenas para diagnóstico.

j) A interface com a ANM-MUX será feita através do SCM para controle de movimentação das válvulas e leitura dos PDGs. O servidor para leitura e escrita de dados é o MCS.

k) Os módulos do SCS devem ter qualificação aderente a IEC 60068, IEC 60092-504, IEC 60079, IEC 60529 (IP 22 mínimo), IEC 61131 e IEC 60533.

4.4 Sistema de Injeção Química (SIQ)

a) O Sistema de Injeção química é formado por:
   i. Mandril de Injeção Química (MIQ);
   ii. Válvula de Injeção Química (VIQ);
   iii. Linha de Injeção Química (LIQ).

b) Para cada zona produtora, poderá ser utilizado um conjunto dedicado de MIQ, VIQ e LIQ.

c) A VIQ deve estar em conformidade com a ET-3000.00-1210-610-PPQ-005.

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

d) O MIQ deve permitir que ocorra injeção para a coluna ou para o anular.

e) Os *flatpacks* devem ser configurados para conter linhas elétricas e/ou hidráulicas compatíveis com as necessidades de transmissão de sinais do SMP e de potência hidráulica do SCF. A distribuição linhas de injeção química, linhas de controle e linhas elétricas será detalhado, para cada *flatpack*, na ET-RBS.

f) As linhas de injeção química devem ter diâmetro de 3/8". Será aceito diâmetro de 1/4" nos penetradores e abaixo dos *packers*.

4.4.1 Mandril de Injeção Química

a) Pressão de Trabalho 7500 psi;

b) Configuração deve permitir a injeção no anular ou na coluna;

c) Deve possuir canal(is) de passagem para proteção de *flatpacks* ou linhas desencapadas que perpassem o equipamento (*bypass slot*).

d) A conexão da linha de injeção deverá ser adequada para alta pressão e deve ser feita diretamente ao mandril ou à VIQ, minimizando-se o número de possíveis pontos de vazamento. Poderá ser utilizada a conexão 3/8 ou 1/4 pol x 10.000 psi com dupla anilha ou equivalente.

4.5 Acessórios

a) Os acessórios são parte integrante do SCI e incluem:

   i. Sistema de Desconexão de Fundo de Poço (SDFP)
   ii. Obturadores de poço revestido com passagem (*packers feedthrough*);
   iii. Obturadores de poço aberto com passagem (*packers feedthrough*);
   iv. Linhas de controle e *flatpacks;*
   v. *Splice subs;*
   vi. Dispositivos de Corte de Linhas (DCL) e
   vii. Conectores e penetradores.

b) Os acessórios devem prever a integração completa com os Sistemas de Injeção Química (SIQ), quando aplicáveis.

4.5.1 Sistema de Desconexão de Fundo de Poço (SDFP)

a) O Sistema de Desconexão de Fundo de Poço (SDFP) consiste no sistema que viabiliza a desconexão e reconexão da completação superior da completação inferior em poços com completação inteligente.

b) O SDFP é composto pela *Wet Disconnect Tool* (WDT) e a Junta de Expansão Eletro-Hidráulica (JEEH).

c) O SDFP deverá atender aos requisitos da ET-3000.00-1210-276-PW7-002.

4.5.2 Obturadores de poço revestido com passagens (*Packer Feedthrough*)

a) Os obturadores de produção e de isolamento devem ter número de passagens suficientes para atuação das válvulas, para o sistema de monitoração e para o sistema de injeção química, quando este último for pertinente.

b) Cada passagem deve comunicar hidraulicamente uma única linha de controle ou injeção, não sendo aceito sistemas de junção de mais de uma linha em micro-anulares ou sistemas afins.

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

c) Os obturadores deverão ser projetados para assentar hidraulicamente e sem nenhum movimento relativo da coluna em relação à posição inicial de assentamento.

d) Os obturadores de poço revestido devem atender aos requisitos da ET-3000.00-1210-276-PPQ-016.

e) Pressão diferencial de trabalho no elemento selante de acordo com as classes de pressão descritas abaixo, a ser definida na ET-RBS:

   i. 7500 psi;

   ii. 10000 psi

f) A pressão máxima de assentamento aceitável é de 5000 psi.

g) O método primário de destravamento do obturador deverá ser do tipo *cut-to-release*. Não serão aceitos métodos primários de destravamento *shift-to-release* e outros que incluam a necessidade de pressurização do interior do obturador, visto que isto requer que as ICVs e a coluna estejam estanques, condição que pode não ser atendida no momento de realização da manutenção ou abandono do poço.

4.5.3 Obturadores de poço aberto com passagens (*Packer Feedthrough*)

a) Os obturadores de produção e de isolamento devem ter número de passagens suficientes para atuação das válvulas, para o sistema de monitoração e para o sistema de injeção química, quando este último for pertinente.

b) Cada passagem deve comunicar hidraulicamente uma única linha de controle ou injeção, não sendo aceito sistemas de junção de mais de uma linha em micro-anulares ou sistemas afins.

c) Os obturadores deverão ser projetados para assentar hidraulicamente e sem nenhum movimento relativo da coluna em relação à posição inicial de assentamento.

d) Os obturadores de poço aberto devem atender aos requisitos da classe premium da ET-3000.00-1210-276-PPQ-017.

e) Pressão diferencial de trabalho no elemento selante de acordo com as classes de pressão descritas abaixo, a ser definida na ET-RBS:

   i. 5000 psi;

   ii. 7500 psi

f) A pressão máxima de assentamento aceitável é de 5500 psi.

4.5.4 Dispositivo para controle de perda com passagens (*Cup-Packer Feedthrough*)

a) Este dispositivo atenderá poços produtores e injetores.

b) O elemento de vedação externo deverá apresentar interferência em revestimento drift de 8.5”, com diferencial máximo de pressão de 3000 psi de cima para baixo. Não deve apresentar interferência no revestimento 10 ¾” 85,3 lb/pé (ID=9,156”).

c) OD Máximo do elemento de vedação = 8,750”

d) OD máximo corpo = 8,350”.

e) ID mínimo = 3,877”

f) Conexões: 4 1/2" Vam Top 13,5 lb/pé cx x pin

g) Deverá possuir 12 passagens igualmente espaçadas para facilitar montagem das linhas conforme alinhamento dos itens sub e sobrejacentes. As passagens excedentes poderão ser utilizadas para transmissão da hidrostática do fluido de Completação. O número de passagens a serem usadas com esta finalidade ficará a critério da Petrobras.

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

h) Poderá possuir dispositivo que permita o alinhamento relativo dos itens sub e sobrejacentes, desde que possua vedação metal-metal na coluna capaz de resistir aos esforços especificados abaixo.

i) As conexões para fixação das linhas podem ser simples, sem ponto para teste externo.

j) Deve possuir até 6 conexões para as funções de controle/injeção/monitoramento e 8 tampões para as passagens que não terão linhas.

k) Para o teste (suportar 3000 psi de diferencial de cima para baixo, no anular) deverá ter todas as passagens tamponadas, ou seja, serão requeridos 12 tampões.

l) Comprimento máximo = 2,5 m

m) Pressão Interna (*burst*) = 7500 psi

n) Pressão Externa (colapso) = 7500 psi

o) Elastômero deve ser compatível com o ambiente informado no Anexo 7.1

p) Deverá atender a ISO 15156 e API 11D1 V6.

4.5.5 Protetores de Linhas de Controle e Flatpack (Clamps)

a) Os protetores deverão ser do tipo integral (*all cast*) com característica *heavy duty* conforme ET-3000.00-1516-823-PEK-013.

b) A montagem dos *clamps* com os *flatpacks* deve considerar as tolerâncias para dimensões de tubos e luvas, de acordo com Norma ISO 11960 (API 5CT).

c) Quando submetido a impacto axial, nas partes de topo e base, a carga deve ser absorvida pelo corpo principal, de modo a não gerar dobramento (momento).

d) Os protetores devem possuir batentes entre as partes móveis, de modo a não transmitir carga para os parafusos.

e) Os protetores devem ser dotados de canais de passagem compatíveis com cada espessura de *flatpack* proposto, de forma a atender o requerimento de *cable grip*, incluindo ainda as linhas de controle de equipamentos que não forem escopo do SCI.

f) Os protetores instalados abaixo dos obturadores de produção deverão atender à metalurgia especificada para equipamentos molhados ou superior.

g) Os protetores devem ser chanfrados no topo e na base.

h) A documentação do protetor deve incluir a envoltória (*design circle*).

4.5.6 Linhas de Controle / Linhas de injeção química / *Flatpack*

a) As linhas deverão ser fabricadas com costura (*welded*) ou sem costura (*seamless*).

b) Acima do *packer* superior, o material das linhas de controle e linhas de injeção química deve ser em *Alloy* 825 ou Super Duplex.

c) Abaixo do *packer* superior, a metalurgia deve ser Super Duplex. As linhas também deverão possuir encapsulamento especial, não inchável com hidrocarboneto.

d) Onde forem necessárias emendas elétricas ou hidráulicas, deverão ser utilizados subs de proteção (*splice sub*).

e) As conexões das linhas às ferramentas devem considerar redundância no projeto dos selos sendo a vedação necessariamente metal-metal testável externamente.

f) Os *flatpacks* no poço devem ser configurados para conter linhas elétricas e/ou hidráulicas compatíveis com as necessidades de transmissão de sinais do SMP e de potência hidráulica do SCF, e prever operação integrada com as linhas de injeção química do SIQ, quando aplicável.

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

4.5.6.1 Testes de qualificação

a) As linhas hidráulicas devem atender a AWES RP 3362-AWES-CL-MAIN-FINAL 12/2017:
   i. Item 6.2 (*Tube Weld Integrity Tests*)
   ii. Item 7.5.1 (*Chemical Compatibility*)
   iii. Item 7.6.1 (*Encapsulation Slip*).

b) As linhas elétricas devem ser submetidas a teste de pressão externa de 20.000 psi (considerando fator de segurança de 1,0).

c) As linhas hidráulicas devem ser submetidas aos testes:
   i. Teste de *burst* com 18.000 psi (referente a pressão de trabalho de 12.000 psi x fator de segurança de 1,5);
   ii. Teste de colapso de 10.000 psi (considerando fator de segurança de 1,0).

d) O fornecedor deverá calcular a resistência das linhas, considerando:
   i. *Burst,* conforme Lamé ou Barlow;
   ii. Colapso, conforme API 5C3.

   Nota: O fabricante deverá enviar a memória de cálculo desses limites para a Petrobras, juntamente com a espessura das linhas. Deixar claro qual foi o limite de escoamento (YS) e o limite de ruptura (UTS ou MTS) utilizados.

e) Para os testes de resistência ao colapso, devem ser utilizadas pelo menos 3 amostras de linha, com comprimento mínimo de 1 ft (0,3m). O teste de pressão interna deve ser feito com todo o carretel.

4.5.7 Conectores e Penetradores

a) As conexões hidráulicas entre linhas e entre conexões das linhas e equipamentos devem ter dupla vedação metal-metal. As conexões efetuadas no pré-embarque e na sonda devem ser testadas e registradas.

4.5.7.1 Testes de qualificação

a) Os conectores e penetradores elétricos deverão atender aos testes abaixo
   i. Teste de Tensão: Uma tensão mínima de 1000 Vdc deve ser aplicada entre o contato e o corpo do conector por no mínimo um minuto. Corrente de fuga: ≤ 0,001 mA. Nenhuma ruptura ou evidência de arco.
   ii. Resistência de isolamento: A resistência de isolamento deve ser medida e verificada entre o contato e o corpo do conector. A tensão de teste 500 ± 50 Vdc deve ser aplicada e o valor obtido deve ser > 1 GΩ na temperatura máxima.
   iii. Resistência de contato: A resistência de contato deve ser medida e verificada através do conector quando este último estiver conectado. O valor deverá ser ≤ 100 mΩ.

b) Os conectores elétricos devem ser submetidos ao conjunto de testes estabelecidos no item 7.4 da AWES RP 3362-PIIWDC 05/2017, com os seguintes parâmetros:
   i. Temperatura mínima: T_i;
   ii. Temperatura máxima: T_f;
   iii. Pressão externa: 20 kpsi;
   iv. Fluido para teste de pressão externa: líquido;
   v. Tração mínima: 500 lbf

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

c) Os conectores hidráulicos devem ser submetidos ao conjunto de testes estabelecidos no item 7.4 da AWES RP 3362-PIIWDC 05/2017, com os seguintes parâmetros:
   i. Temperatura mínima: T_i;
   ii. Temperatura máxima: T_f;
   iii. Pressão interna: 10 kpsi;
   iv. Pressão externa: 10 kpsi;
   v. Fluido para teste de pressão externa: gás;
   vi. Fluido para teste de pressão interna: líquido ou gás;
   vii. Tração mínima: 500 lbf

4.5.8 Protetores de Emenda (*Splice Sub*)

a) Os protetores de emenda devem ter metalurgia compatível com a da coluna de completação inferior.
b) Os protetores devem possuir o mesmo perfil de ID da coluna de completação, incluindo todos os seus componentes e acessórios.

4.5.9 Dispositivo de Corte de Linhas (DCL)

a) O Dispositivo de Corte de Linhas (DCL) consiste num sub-sistema da completação inteligente que promove o corte ou desconexão controlados das linhas de controle e umbilicais da completação, num ponto acima do *Packer Feed Through*. É acionado após a execução do corte da coluna em ponto definido em seu interior, permitindo acesso limpo (topo sem linhas remanescentes) para pescaria da completação inferior e/ou continuidade mecânica após a retirada da coluna.
b) O DCL deverá atender aos requisitos da ET-3000.00-1210-276-PPQ-011.

4.5.10 Alinhamento entre Equipamentos

a) O conjunto dos equipamentos excêntricos deverá ser alinhado (rotacional) caso haja necessidade de adequar o envelope da montagem ao *drift* do revestimento.

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

5 REQUISITOS TÉCNICOS COMPLEMENTARES

5.1 Sistema de Completação Inteligente Hidráulico Direto (SCI-HD)

a) O SCI-HD deve seguir o escopo e a arquitetura de interligação apresentada no Anexo 7.1. Sistemas de Completação Inteligente Hidráulico Direto são caracterizados pelo controle exclusivamente hidráulico das válvulas de controle de fluxo.

5.1.1 Sistema de Monitoração de Poço (SMP)

a) A interface submarina do SMP será feita através do I-MUX no caso de ANM-MUX. No caso de ANM-HD não existe interface submarina.

b) Os cartões do SMP para ANM-MUX e leitor do SMP para ANM-HD devem ser aderentes à API-17F

5.1.2 Sistema de Controle e Supervisão (SCS)

a) O SCS deverá ser capaz de registar e comparar a assinatura de movimentação das válvulas durante o modo de produção. Os dados das DCVs e sensor de vazão do SCM serão disponibilizados quando necessário apenas para diagnóstico.

b) A interface com a ANM-MUX será feita através do SCM para controle de movimentação das válvulas e leitura dos PDGs. O servidor para leitura e escrita de dados é o MCS.

c) O SCS deverá contemplar lógicas de operação das ICVs específicas para a operação de produção ou injeção dos poços com as linhas de controle normalmente despressurizadas ou permanentemente pressurizadas via SCM. Deverá ser possível selecionar o modo de operação desejado e, para o caso de operação com linhas pressurizadas, o SCS deverá ser capaz de aplicar e drenar pressão automaticamente sem gerar movimentação das ICVs. Além disso, o SCS deverá contemplar a opção de realizar o teste de estanqueidade das linhas de controle antes de iniciar a ciclagem das ICVs.

d) O SCS também deverá ser capaz de monitorar se os máximos diferenciais de pressão das válvulas e circuito hidráulico no poço estão sendo respeitados, fornecendo alarmes em caso de extrapolação dos limites ou de comandos que possam levar a esta extrapolação. Entre os diferenciais monitorados, devem estar inclusos no mínimo os seguintes, porém não limitados a: *flowing differential*, *unloading pressure*, diferencial de pressão entre o circuito de controle (linhas e câmaras das ICVs) e as pressões no poço (dentre o fora das ICVs). Para tanto o SCS deve utilizar os sensores de pressão de fundo (PDGs) e do SCM e informações referentes à hidrostática nas linhas de controle.

5.2 Sistema de Completação Inteligente Multiplexado (SCI-Mux)

a) O SCI-MUX deve seguir o escopo e a arquitetura de interligação apresentada no Anexo 7.3. Sistemas de Completação Inteligente Multiplexados são caracterizados pelo controle híbrido eletro-hidráulico das válvulas de controle de fluxo.

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

5.2.1 Sistema de Controle de Fluxo (SCF)

a) O SCF inclui válvulas de controle remoto de fluxo, seus componentes, mecanismo de vedação, sistema de atuação, assim como a interface lógica e controle de fundo de poço (ILC).

b) Em sistemas de controle híbrido, todas as válvulas do sistema de controle de fluxo devem compartilhar uma única linha de alimentação hidráulica. Caso haja redundância no circuito hidráulico, a linha redundante também deve ser compartilhada por todas as válvulas.

c) Todas as válvulas de controle de fluxo devem possuir sensor de posição da área aberta ao fluxo e transmitir este dado para leitura no SCS em tempo real.

d) O sistema de controle de fluxo deve compartilhar o mesmo cabo de comunicação e alimentação do sistema de monitoração.

5.2.2 Sistema de Monitoração de Poço (SMP)

a) A interface submarina do SMP será feita através do SCM-CI conforme item 5.3 abaixo.

b) Os cartões do SMP e SCF devem ser aderentes ao padrão API 17F a IWIS-RP-A2(2011).

c) A posição de abertura e/ou fechamento das válvulas de controle de fluxo deve ser monitorada de forma contínua e em tempo real com resolução mínima de 1/25 do curso total. A relação entre o curso total e a área aberta ao fluxo deverá ser aderente ao item 4.1.1.n.

5.2.3 Sistema de Controle e Supervisão (SCS)

a) O consumo de potência elétrica de pico do SCI *downhole* não deverá ultrapassar 96W.

b) Os gabinetes de 19” de 42U, índice de proteção IP22, com largura, profundidade e acessibilidade definidas na RBS, assim como os acessórios de montagem, distribuição elétrica e dimensionamento da carga térmica são escopo do fornecedor do SCI. Os gabinetes devem ser aderentes a norma IEC60529 e não ultrapassar 300 kg.

5.3 Sistema de Completação Inteligente Elétrica (SCI-E)

a) O SCI-E deve atender a Especificação técnica ET-3000.00-1210-276-PW7-003.

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

6 DOCUMENTAÇÃO

6.1 Documentação Pré-Licitação

Os documentos descritos a seguir são escopo de adequação ao uso e devem estar disponíveis para análise e aprovação, compartilhados em meio eletrônico no formato PDF, juntamente com a apresentação da proposta técnica ou na fase de pré-qualificação.

6.1.1 IDP - índice de documentação de projeto, lista de documentos com controle das revisões atualizados a cada emissão do documento.

6.1.2 Memorial descritivo do equipamento contendo no mínimo as seguintes informações:

6.1.2.1 Identificação e domicílio fiscal do fornecedor com CNPJ;

6.1.2.2 Nome e número de identificação do equipamento;

6.1.2.3 Composição dos materiais metálicos e não metálicos, conforme especificado na ET-RBS em função dos fluidos produzidos e injetados;

6.1.2.4 Diâmetro interno e *drift*;

6.1.2.5 Diâmetro externo e *range* de assentamento;

6.1.2.6 Comprimento do conjunto;

6.1.2.7 Ranges de pressão e de temperatura de trabalho;

6.1.2.8 Conexões inferior e superior do equipamento;

6.1.2.9 Grau de qualidade e grau de validação, conforme norma API para cada equipamento do sistema de CI;

OBS: Em caso de validação do equipamento por similaridade), um relatório detalhado deverá ser emitido, baseando-se nos critérios da norma API, e este estará sujeito à aprovação pela Petrobras.

6.1.2.10 Envelope de performance considerando pressão, temperatura e tensões axiais, quando aplicável;

6.1.3 Certificação de atendimento da fábrica à norma API SPEC Q1, devidamente Monogramada.

6.1.4 Certificação de atendimento as normas API (quando aplicáveis), emitida por certificadora acreditada por entidade reconhecida pelo IAF.

6.1.5 Histórico de instalação de equipamentos similares fornecidos na indústria.

6.1.6 Relatório de atendimento aos requisitos adicionais de qualificação.

6.1.7 Seção com lista de desvios (caso existam).

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

6.2 Documentação Pós-Licitação

Os documentos descritos a seguir são escopo de habilitação do fornecedor durante o processo licitatório e devem ser fornecidos apenas pelo(s) vencedor(es) da disputa.

6.2.1 Acervo técnico do equipamento com desenhos em formato A3, contendo no mínimo:

6.2.1.1 Desenho mecânico do sistema completo, contendo dimensões e detalhamento, com foco na operação de instalação e pescaria eventual, e em conformidade com a ET-RBS;

6.2.1.2 Desenho técnico discriminando cada componente do equipamento, contendo pelo menos: *part number*, descrição, especificação de materiais utilizados na fabricação, partes com metalurgia especial, peso estimado, envelope operacional e relatório de testes de qualificação;

6.2.1.3 Fluxograma representativo do procedimento de instalação do *sistema*;

6.2.1.4 Fluxograma esquemático da logística de fornecimento dos equipamentos e acessórios.

6.2.2 Manual técnico e operacional do sistema, contendo (os documentos descritos a seguir devem ser disponibilizados em meio eletrônico no formato PDF):

i. Memória de cálculo do dimensionamento de cada componente do sistema.

ii. Desenho mecânico do sistema completo, contendo dimensões e detalhamento técnico suficiente para julgamento de conformidade com esta ET-R.

iii. Desenhos mecânicos de cada componente do sistema, contendo dimensões e detalhamento técnico suficiente para atender às operações de instalação e pescaria.

iv. Desenho técnico dos obturadores de poço revestido com detalhes da posição alvo de corte do mecanismo *cut-to-realease* ou do perfil de destravamento em caso de aceitação de método alternativo *shift-to-release*.

v. Especificação de materiais e critério de escolha em função dos fluidos produzidos e injetados.

vi. Desenhos de conjunto,

vii. Desenhos devem contemplar lista de material e especificação de materiais,

viii. Desenhos devem indicar as áreas revestidas em metalurgia especial – descrevendo a mesma,

ix. Desenhos devem indicar dimensão e o peso estimado.

x. Desenhos do sequencial de instalação,

xi. Procedimentos operacionais detalhados de instalação.

xii. Desenho do fluxograma de fornecimento,

xiii. Memorial descritivo do equipamento.

xiv. Manual técnico de cada componente contendo pelo menos: *part number*, descrição, materiais utilizados na fabricação, envelope operacional e relatório de testes de qualificação.

xv. Relatório de teste de fábrica (FAT) de cada equipamento.

xvi. Relatório de teste de integração de sistema (SIT).

xvii. Histórico de instalações e falhas do equipamento ofertado.

xviii. Estudo de confiabilidade contendo:

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

a. TTF (*Time To Failure*) e o modelo utilizado para o cálculo. Os dados utilizados deverão ser de falhas em equipamentos com tecnologia e cenário descritos nesta ET-R;

b. Análise de modos de falha e efeitos (FMEA), para todo o sistema de completação inteligente. O fornecedor deverá se comprometer a entregar uma análise de modos de falha, efeitos e criticidade (FMECA) caso ganhe a licitação. O FMECA deverá ser feito em conjunto com os técnicos da Petrobras.

c. Testes de vida acelerada realizados;

d. Estudos de estimativa de vida útil do equipamento para o cenário descrito no Anexo 7.1.

e. OBS.: Os estudos e memórias de cálculo deverão ser reportados em relatórios que serão parte do escopo de fornecimento.

xix. Lista com o status de todos os componentes já homologados e que devem ser homologados,

xx. Lista de componentes e equipamentos com o nome dos fabricantes (subfornecedores), modelo, aplicação e indicação se trata de protótipo ou não.

xxi. Todos os desenhos devem ter formato A3,

xxii. Seção com lista de desvios (caso existam).

6.2.3 Análise de FMEA dos equipamentos, Análise dos Modos e Efeitos de Falha conforme a norma IEC 60812.

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

6.2.4 Procedimentos operacionais de instalação e desinstalação (quando aplicável) com as devidas análises de riscos.

6.2.5 Relatórios de Teste de Aceitação de Fábrica (*FAT*) e Teste de Integração de Sistemas (*SIT*), quando aplicável.

6.2.6 Função confiabilidade estimada para o equipamento ou sistema considerando o cenário descrito na ET-RBS.

6.2.6.1 Memória de cálculo suficiente para comprovação e replicação, dados, métodos e suposições utilizadas será considerada parte do escopo de fornecimento. Sugere-se utilização de um modelo Weibull (conforme Anexo A da norma API RP 17Q).

6.2.7 Relatório de inspeção de fabricação e qualidade do equipamento.

6.2.7.1 Os requisitos de inspeção de fabricação e qualidade a serem atendidos pelos fornecedores, encontram-se na especificação técnica ET-3000.00-1000-972-1AL-001 que pode ser obtida no endereço eletrônico da Petronect, disponível no caminho abaixo.

⇒ https://www.petronect.com.br

- Compras e Contratações
- Qualidade de Bens e Inspeção de Fabricação
- Requisitos Complementares de Qualidade

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

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

7 ANEXOS

7.1 Parâmetros para o Projeto do Sistema

CONDIÇÕES DE RESERVATÓRIOS		
Os dados de reservatórios serão informados na ET-RBS.		
CONDIÇÕES DA COMPLETAÇÃO		
ITEM	**UNIDADE**	**VALOR**
Lâmina d'água	m	2000-2200
Profundidade do reservatório (TVD)	m	5000-6000
Diâmetro da última broca	pol	8 1/2" ou 12 ¼"
Revestimento de produção		10 ¾" 73,2lb/ft x 10 ¾" 85,3 lb/ft x 9 5/8" 53,5 lb/ft
Coluna de produção/injeção superior		6.5/8 in x 28 lb/ft ou 7.5/8" x 39 lb/ft
Coluna de produção/injeção inferior		5.1/2 in x 23 lb/ft
Instalação da completação		Manobra única (one trip)
Método de elevação artificial		Gas-lift contínuo
FLUIDOS DE SERVIÇO		
Fluído de completação - salmoura	9.8/10.4 ppg	Cloreto de Sódio/ Cloreto de Potássio
	O necessário	Água
	7,2L / 100bbl	Bisulfito de Sódio
	8,5L / 100 bbl	Glutaraldeído
	32 L / 100 bbl	Preventor de emulsão
Solventes	%(v/v)	Diesel
	100%(v/v)	Xileno
	%(v/v)	Butilglicol
Ácidos	O necessário	Água
	15%	Ácido Clorídrico
	10%	Ácido Acético
		Preventor de emulsão
		Redutor de tensão superficial
		Inibidor de Corrosão
	O necessário	Divergente sólido
	20%	GLDA
	10%	EDTA
	10%	Butilglicol
Fluido de injeção (poços injetores)	O necessário	Água
	n/a	Cloreto de amônio
	0,53%(v/v)	Glutaraldeído
	O necessário	Preventor de emulsão
Inibidor de incrustação	O necessário	s (a ser definido)
Sequestrante de H_2S	O necessário	n
Packer fluid		Glicerina
		Inibidor de corrosão amínico

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

7.2 Escopo e Arquitetura de Interligação do SCI-HD

a) O escopo e arquitetura de interligação do SCI-HD no caso de ANM-MUX é apresentado na Figura 11. A linha de dreno deverá ser conectada na ANM-MUX onde será feito o descarte de fluido para o fundo do mar. É aceitável descarte de fluido de controle na coluna de produção quando não houver linha de dreno. No caso de ANM-HD há apenas interligação no umbilical de controle.

b) O algoritmo de controle de movimentação das válvulas do SCI-HD nas ANM-MUX deve ser incluído no SCM e aprovado no SIT da ANM-MUX.

c) No caso de ANM-HD o controle de movimentação será feito por unidade de potência e controle independente na UEP. O projeto da unidade deve ser apresentado a Petrobras para aprovação.

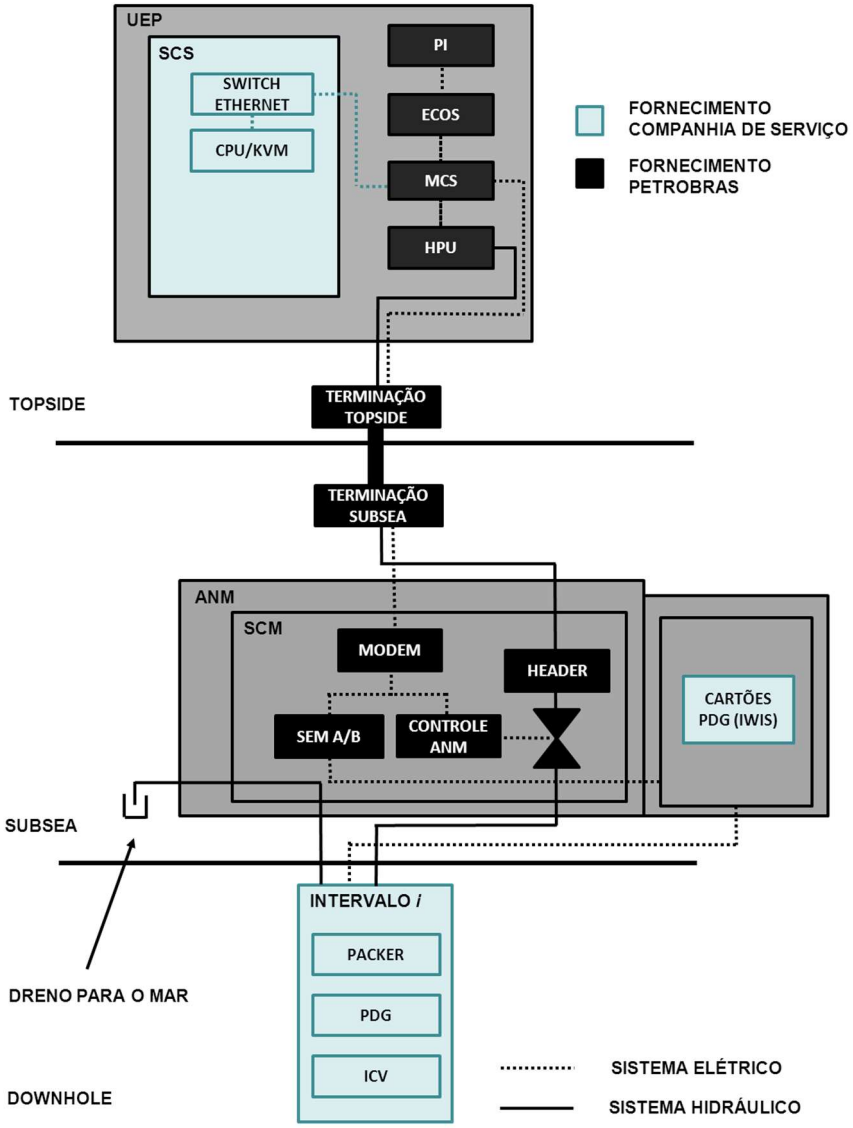

Figura 11 – Escopo e arquitetura de interligação do SCI-HD.

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

7.3 Escopo e Arquitetura do SCI-Mux

a) O escopo e arquitetura de interligação do SCI-MUX no caso de ANM-MUX é apresentado nas Figuras 12 e 13. Serão aceitas as opções de SCM-CI instalado em SKID (Figura 12) ou na ANM-MUX (Figura 13) desde que comprovado a compatibilidade dimensional e de travamento na base de assentamento do I-MUX no SIT da ANM-MUX. No caso de ANM-HD há apenas a interligação no umbilical de controle. O controle de movimentação será feito por unidade de potência e controle independente na UEP. O projeto da unidade deve ser apresentado a Petrobras para aprovação.

b) No caso de sistemas puramente elétricos, devem ser desconsiderados os itens relativos aos sistemas hidráulicos.

c) A linha de dreno deverá ser conectada na ANM-MUX onde será feito o descarte de fluido para o fundo do mar. É aceitável descarte de fluido de controle na coluna de produção quando não houver linha de dreno. No caso de ANM-HD há apenas interligação no umbilical de controle.

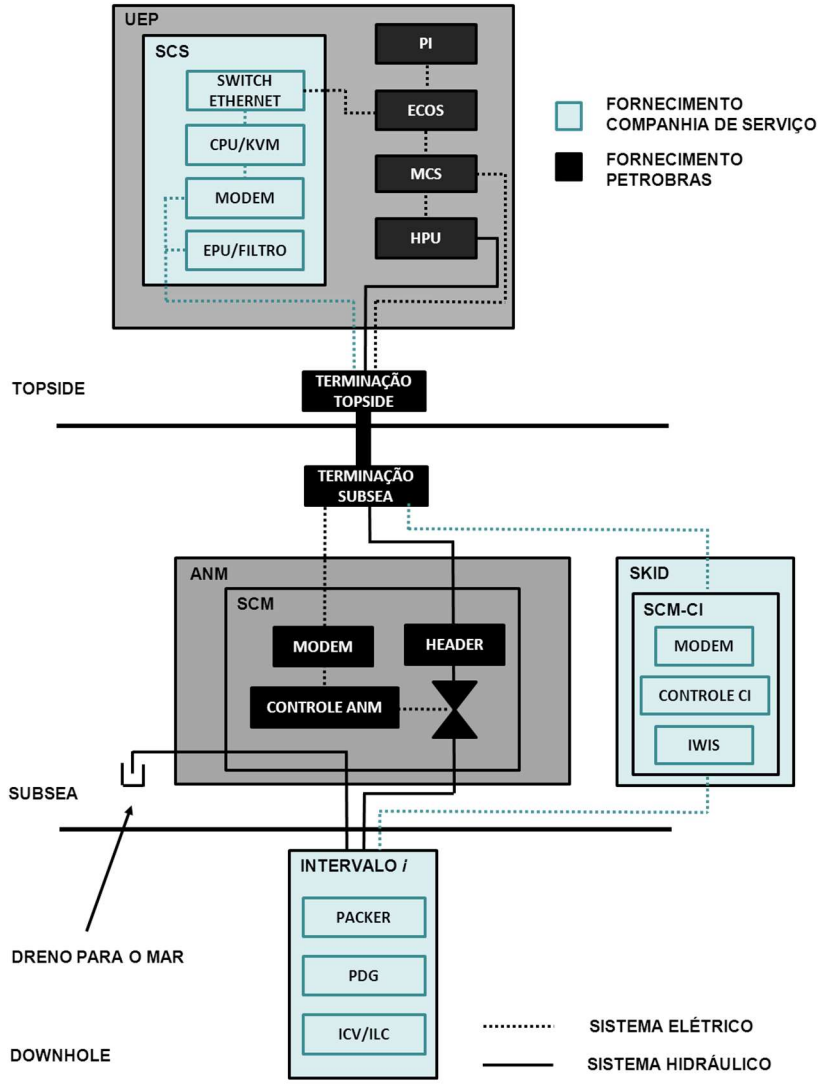

Figura 12 – Arquitetura do SCI-MUX com SCM-CI em SKID.

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

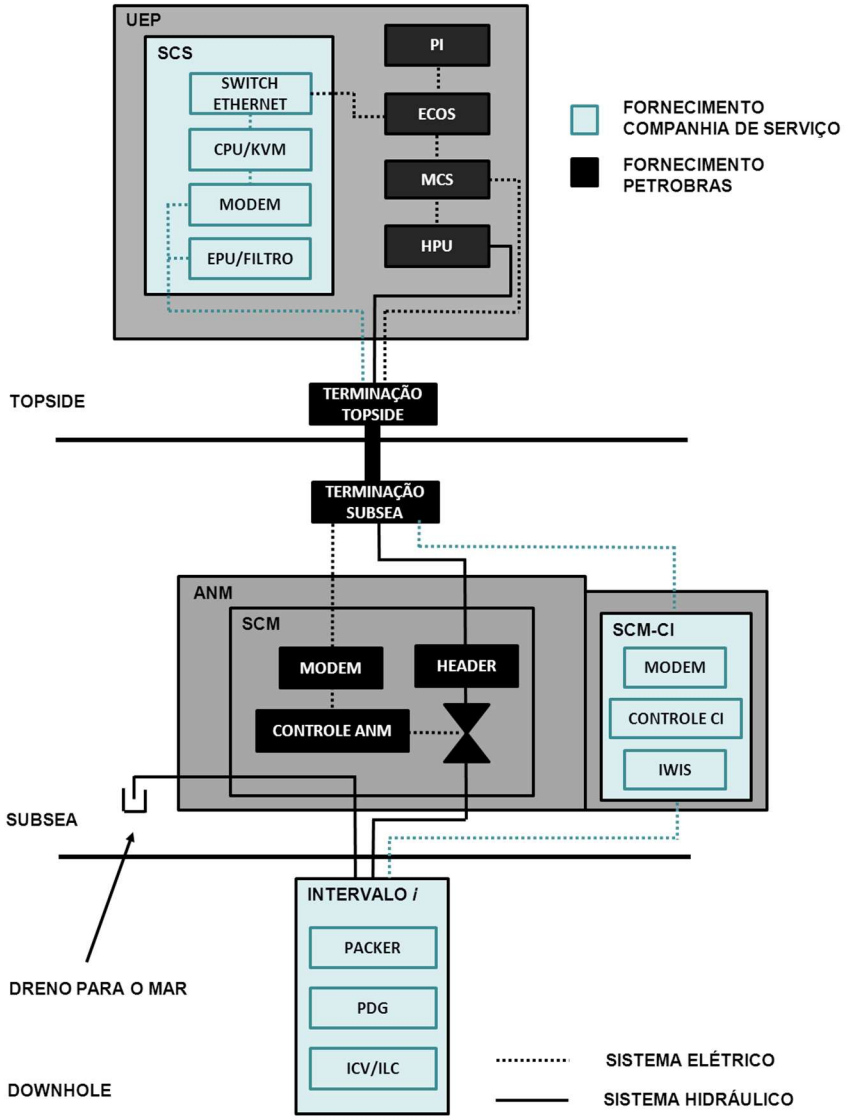

Figura 13 – Arquitetura do SCI-MUX com SCM-CI na ANM-MUX.

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

7.4 Escopo e Arquitetura de Interligação Submarina do SCI

a) O escopo e arquitetura de interligação submarina refere-se apenas a ANM-MUX está divida em: modo workover TH, modo workover ANM e modo produção. No caso de ANM-HD, o escopo e arquitetura de interligação submarina será apresentado na RM.

b) O modo TH é apresentado na Figura 14. O fornecedor do SCI-MUX é responsável pelo fornecimento e instalação dos conectores/parking places nas ferramentas. A Tabela 4 contém os itens incluídos no fornecimento. No caso do SCI-HD a Tabela 4 não se aplica.

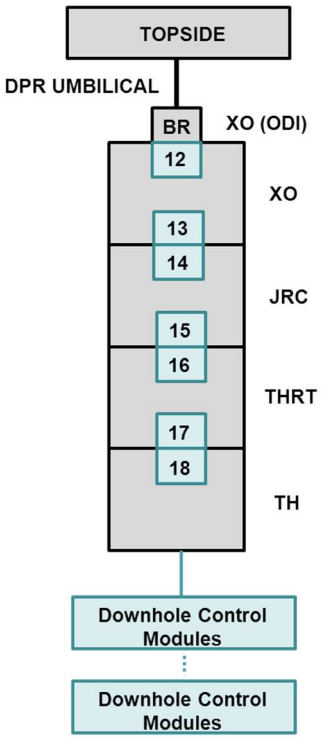

Figura 14 – Modo workover TH.

Tabela 4 – Modo Workover TH.

CONJUNTO	ITEM	COMPONENTES	QUANTIDADE	OBSERVAÇÃO
Conectores Elétricos das Ferramentas	12	Conector do topo do XO (fabricante ODI)	3	PN 1053781 KMG-293-01
	13	Conector da base do XO	3	Um pino/dois contatos se aplicável
	14	Conector do topo da JRC	3	Um pino/dois contatos se aplicável
	15	Conector da base da JRC	3	Um pino/dois contatos se aplicável
	16	Conector do topo da THRT	3	Um pino/dois contatos se aplicável
	17	Conector da Base da THRT	3	Um pino/dois contatos se aplicável
	18	Conector do TH	3	Um pino/dois contatos se aplicável

c) O modo ANM é apresentado na Figura 15. O fornecedor do SCI-MUX é responsável pelo fornecimento e instalação dos conectores/parking places no sistema elétrico da ANM-MUX e

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

pela interligação ANM-MUX/TRT. A Tabela 5 contém os itens de incluídos no fornecimento. No caso do SCI-HD na Tabela 5 não se aplica.

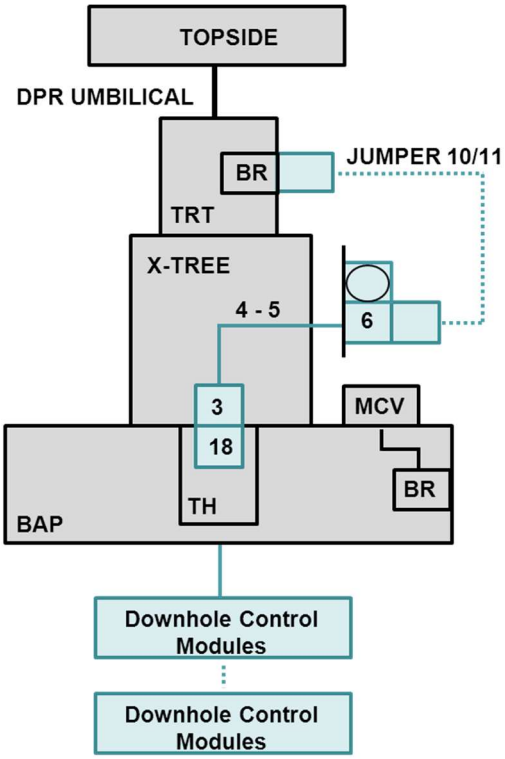

Figura 15 –Modo workover ANM.

Tabela 5 – Modo Workover ANM.

CONJUNTO	ITEM	COMPONENTES	QUANTIDADE	OBSERVAÇÃO
Sistema Elétrico da ANM	3	Conector da base da ANM	3	
	4	Penetrador Flange API 6A BX-151	3	
	5	Mangueira de conexão entre penetrador e conector de 7 vias da mounting plate	3	Par elétrico entre os pinos 5(+) e 6(-) Comprimento 4 m
	6	Placa (mounting place) com conector receptáculo 7 vias + parking place + dummy connector	3	
Interligação ANM-TRT	10	Jumper ANM-TRT – conector 7 vias (fabricante X) x conector 7 vias (TRONIC)	3	Conector da TRT TRONIC PN BRSP-10-A015-BQAF-HD075 Comprimento 20m
	11	Jumper ANM-TRT – conector 7 vias (fabricante X) x conector 7 vias (ODI)	3	Conector da TRT ODI PN 1051984 Comprimento 20m

d) O modo Produção é apresentado nas Figuras 16 e 17. O fornecedor do SCI-MUX é responsável pelo fornecimento e instalação dos conectores/*parking places* no SKID, no SCM-CI e pela interligação do conjunto SCM-CI/SKID com o MCV e a ANM-MUX conforme Figura 16. A instalação do SCM-CI na ANM-MUX conforme apresentada na Figura 17 deve atender

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

aos requerimentos do item 8.2a do anexo. A Tabela 6 contém os itens incluídos no fornecimento. No caso do SCI-HD a Tabela 6 não se aplica.

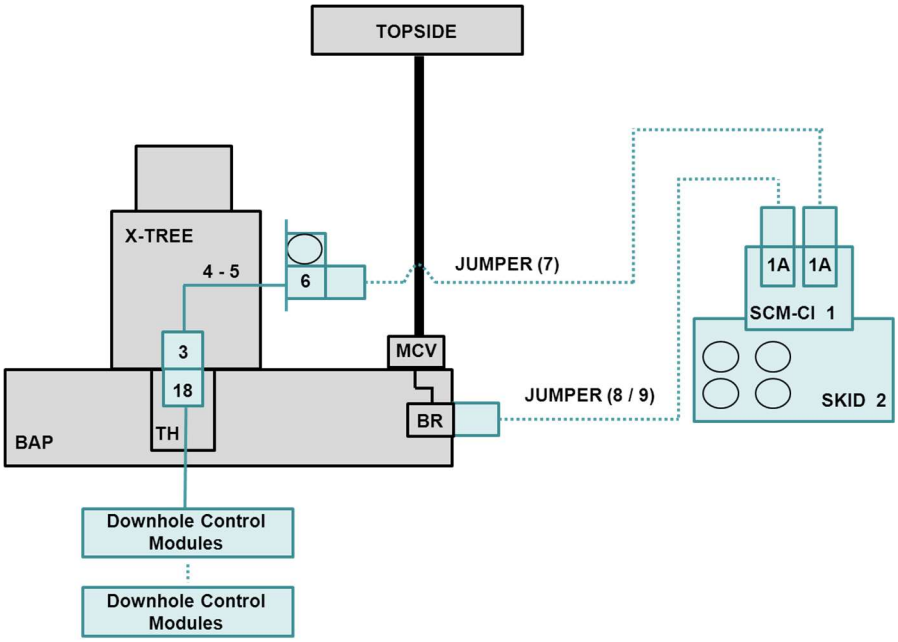

Figura 16 – Modo workover Produção com SKID.

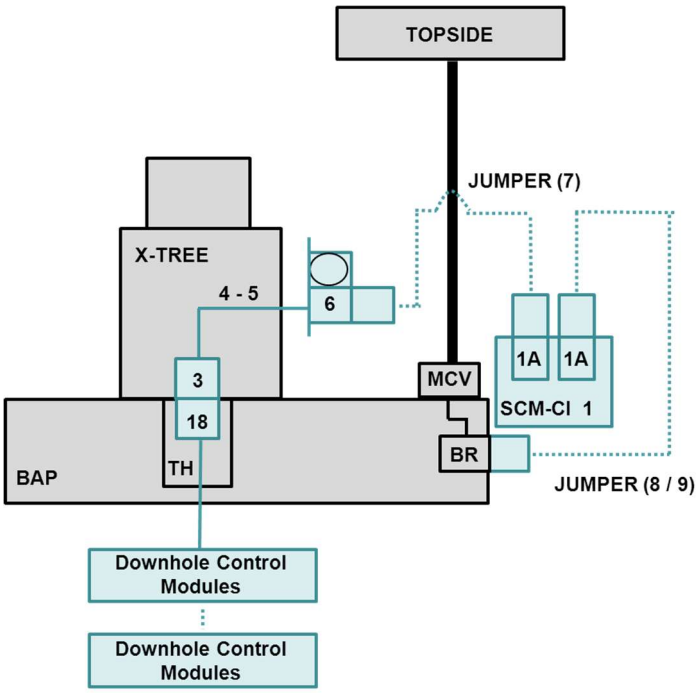

Figura 17 – Modo workover Produção sem SKID.

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

Tabela 6 – Modo Workover Produção

CONJUNTO	ITEM	COMPONENTES	QUANTIDADE	OBSERVAÇÃO
Interligação ANM-SCM-CI e SCM-CI-MCV	7	Jumper ANM-SCM-CI – conector 7 vias (fabricante X) x conector 7 vias (fabricante X)	3	Comprimento 20m Conectores ligados pino a pino
	8	Jumper SCM-CI-MCV – conector 7 vias (fabricante X) x conector 7 vias (ODI)	3	Comprimento 20m Par conectável ao conector do MCV ODI PN 1051984 Conectores ligados pino a pino
	9	Jumper SCM-CI-MCV – conector 7 vias (fabricante X) x conector 7 vias (TRONIC)	3	Comprimento 20 m Par conectável ao conector do MCV TRONIC PN BRSP-10-A015-BQAF-HD075 Conectores ligados pino a pino
SKID + SCM-CI + Cartões	1	SCM-CI com dois conectores de 7 vias e cartões reserva	1	O SCM-CI deve atender aos requerimentos do item 5.2.3 b
	2	*SKID* com mesma base de assentamento e travas do I-MUX	1	O SKID deve atender aos requerimentos do item 5.2.3 c

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

7.5 Procedimento para Simulações de Vibração Induzida por Escoamento

a) Simular escoamento incompressível de gás e água. Não é necessário simular o escoamento de sólidos. Não é necessário modelar a transferência de calor.

b) Obter o campo de velocidade e pressão ao redor das linhas de controle usando modelos de turbulência adequados, através de simulação CFD. Os pacotes comerciais sugeridos são ANSYS Fluent, CD-adapco StarCCM+ ou pacto aberto OpenFOAM.

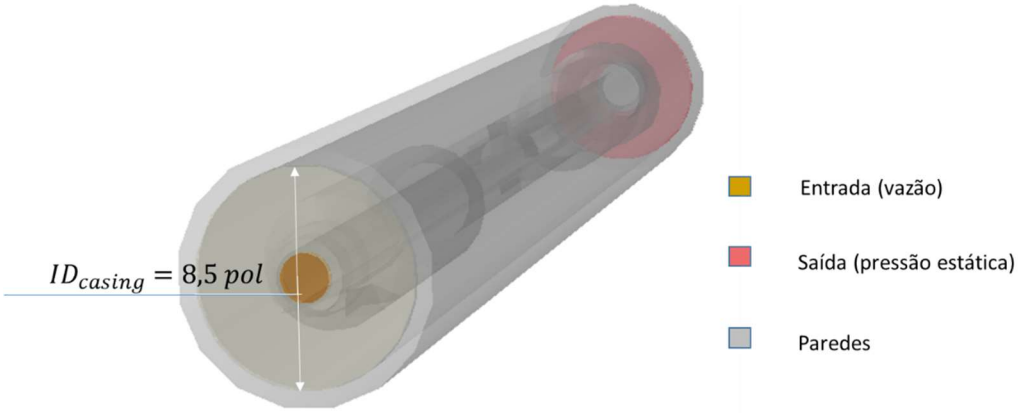

Figura 18 –Condições de contorno para simulação CFD

c) A Figura 18 mostra as condições de contorno a serem impostas, para simulação de poço injetor. Os planos transversais que limitarão o domínio devem ser escolhidos longe o suficiente das portas de fluxo, de modo que o escoamento possa ser considerado homogêneo nas superfícies de controle destacadas na Figura 18.

d) A geometria utilizada na simulação deve incluir a válvula e, quando necessário, a coluna de produção no trecho de interesse. Soluções com hipóteses de simetria devem ser suportadas fisicamente em relação a resposta transiente.

e) A condição de contorno imposta na entrada deve ser a vazão, dentre as seguintes opções:

   i. Vazão máxima de injeção de água: 12.400 m³/d.

   ii. Vazão máxima de injeção de gás: 4.500.000 Sm³/d.

f) As propriedades dos fluidos injetados devem ser conforme a Tabela 7.

Tabela 7 – Envelope operacional para simulações de vibração em poço injetor

	Cenário Injetor de gás		Cenário Injetor de água	
	mín	máx	mín	máx
Temperatura a jusante da válvula durante injeção, T_{inj} (ºC),	40	---	15	---
Vazão de fundo (Sm³/dia)	---	4,5 MM	---	12.400
Densidade em condições de fundo (kg/m³)	400	1000	1.000	1.200
Viscosidade, em condições de fundo (cP)	0,056	0,35	1	1,79

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

g) Para a simulação de injeção de gás, considerar:

i. Coeficiente de expansão adiabática: 1,24;

ii. Velocidade do som: 360 m/s;

h) O modelo de turbulência escolhido assim como o tamanho da malha utilizada devem ser reportados.

i) As simulações de vibração induzida por escoamento, devem realizar modelagem de fluido do tipo LES (Large Eddy Simulation), DES ou DDES. Não são admitidas simulações puramente RANS (Reynolds Averaged Navier-Stokes). Seguem referências sobre simulações DES / DDES:

https://www.openfoam.com/documentation/guides/latest/doc/guide-turbulence-des-k-omega-sst-des.html

https://www.openfoam.com/documentation/guides/latest/doc/guide-turbulence-des-k-omega-sst-ddes.html

j) As modelagens DES ou DDES resolvem as equações RANS, em regiões próximas a paredes e equações LES no restante do domínio. Nos sub-modelos RANS, devem ser utilizados modelos turbulentos tipo *shear-stress* (SST)

k) A malha utilizada deve resolver, pelo menos 80% da turbulência no espaço anular e na saída dos jatos. Para isso, deve-se utilizar $f > 5$, sendo:

$$f = \frac{l_0}{\Delta}$$

l_0 → comprimento de escala integral

Δ → comprimento do filtro

l) Para as escalas sub-malha, deve-se escolher uma das seguintes opções de modelagem:

l.1) Smagorinsky;

Utilizar $C_S \in [0{,}1;\ 0{,}18]$

Smagorinsky, J.; "General circulation experiments with the primitive equations, Part 1: The basic experiment. Mon", Weath. Rev., Vol. 1, pp.99 -164; 1963

l.2) Smagorinsky Dinâmico

Cálculo de C_s , C_I conforme mostrado em
Germano, M., Piomelli, U., Moin, P. et al, 1991; "A dynamic subgrid-scale eddy viscosity model"; Physics of Fluids, Vol. A 3 (7), pp. 1760 – 1765

Utilizar razão $\frac{\widehat{\Delta}}{\Delta} = 2$;

$\widehat{\Delta}$ → comprimento do filtro-teste

Δ → comprimento do filtro da malha

Após a obtenção dos coeficientes C_s , C_l, estes podem ser censurados dentro dos seguintes intervalos:

$$C_s \in [0\ ;0{,}08]$$

$$C_I \in [0\ ;0{,}02]$$

l.3) Modelo de Viscosidade turbulenta local adaptado à parede (WALE)

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

F. Nicoud, F. Ducros; "Subgrid-scale stress modelling based on the square of the velocity gradient tensor"; Flow, Turbulence and Combustion, 62 (1999), pp. 183-200

Utilizar filtro $\Delta_t = V^{\frac{1}{3}}$, sendo $V^{\frac{1}{3}}$
$V \rightarrow$ volume das células

I.4) Samagorinsky van Driest

D. Lilly. *A proposed modification of the Germano subgrid-scale closure method; Physics of Fluids A*, 4 (1992), pp. 633-635

I.5) Modelo Dinâmico dependente de escala

Porté-Agel, 2000, "A scale-dependent dynamic model for large-eddy simulation: application to a neutral atmospheric boundary layer", Journal of Fluid Mechanics, Vol 415, pp. 261-284

Utilizar razão $\frac{\hat{\Delta}}{\Delta} = 4$;

I.6) Modelo de estruturas coerentes (CSM), conforme as referências abaixo.

Kobayashi H, Ham F , Wu X . Application of a local SGS model based on coher- ent structures to complex geometries. Int J Heat Fluid Flow 2008; 29:640–53

Onodera N, Aoki T, Kobayashi H. Large-eddy simulation of turbulent channel flows with conservative ISO scheme. J Comp Phys 2011; 230:5787–805.

I.7) Para simulações LES, sugere-se adotar o modelo WALE (item 4.3), uma vez que ele apresentou bons resultados nos seguintes trabalhos correlatos

Ma, J., Wang, F., Tang, X.; *Comparison of Several Subgrid-Scale Models for Large-Eddy Simulation of turbulent flows in Water Turbine; The 4th international Symposium on Fluid Machinery and Fluid Engineering*; Nov 24-27, 2008, Pequim, China.

Yahya, S.M., Anwer, S.F., Sanghi, S.; *Performance of different SGS models of LES for low Mach number channel flow*

m) Os resultados obtidos por CFD poderão ser validados por simulações ou experimentos não numéricos já realizados. Sugere-se que a variável de calibração seja a perda de carga nos jatos da válvula (ΔP). A perda de carga será fornecida na curva vazão x pressão, conforme exigido no item 4.1.1 h) .

n) O fabricante deverá obter os campos de velocidade e pressão para o escoamento em torno das linhas de controle, conforme mostrado na Figura 19

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

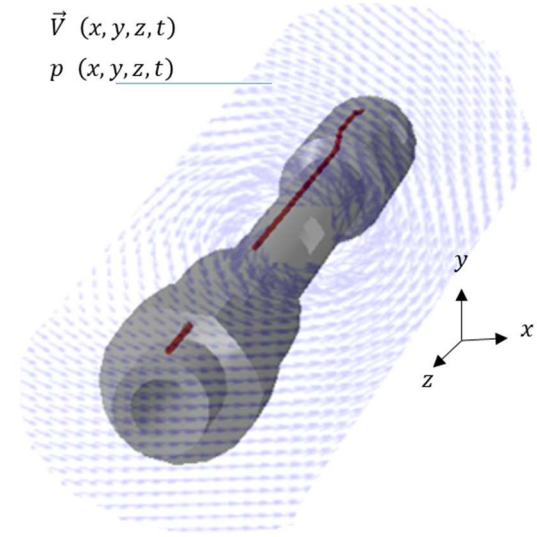

Figura 19 - Campos de velocidade e pressão obtido ao redor das linhas de controle

o) Em seguida, o fabricante deverá obter o campo de força por unidade de comprimento ao redor dessas linhas, através da integração das forças viscosas e de pressão nas superfícies dos elementos. A Figura 20 ilustra as forças obtidas, por unidade de comprimento, em uma linha exposta ao fluxo no anular.

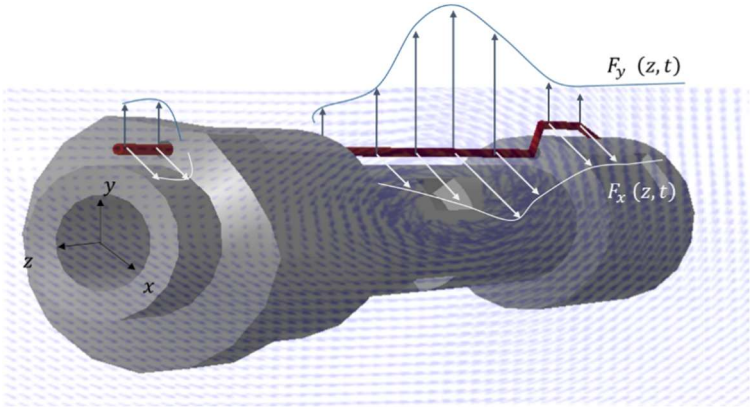

Figura 20 - Forças obtidas nas linhas, por integração numérica do campo de pressão

p) Após a obtenção da distribuição de forças em cada linha de controle, devem ser realizadas simulações de elementos finitos com essas linhas, de modo a se obter os picos de tensão, para cada ciclo de carregamento, definido no intervalo Δt .

q) Além dos esforços advindos do carregamento hidrodinâmico, deverão ser introduzidas tensões térmicas nas linhas de controle, devido ao resfriamento observado após o início da injeção. Para o cálculo das tensões térmicas, considerar:

I.1) Packer engastado contra o revestimento

I.2) Demais componentes passíveis de dilatação, no sentido axial

- Considerar variação de temperatura $\Delta T = T_{inj} - T_f$, sendo
- $T_{inj} \rightarrow$ Temperatura a jusante da válvula durante injeção, definida na Tabela 7 .
- $T_f \rightarrow$ $t$emperatura máxima de operação do sistema de C.I. (T_f = 125ºC)

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

r) A Figura 21 ilustra o campo de tensão de Von Mises obtida para uma linha, em um dado instante de tempo, t .

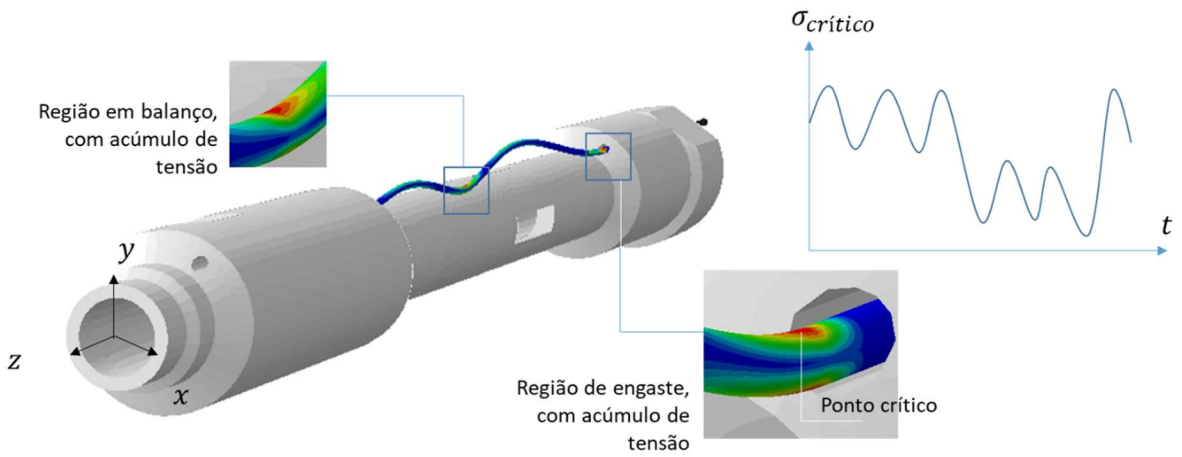

Figura 21 – Determinação da vida em fadiga para os pontos com acúmulo de tensão

s) Deverá ser simulada operação de injeção ou produção, por intervalo de tempo Δt , com valor mínimo de 2 segundos. Devem ser identificados os principais pontos de acúmulo de tensão das linhas, conforme ilustrado na Figura 21. Para cada um desses pontos, devem ser plotadas as séries temporais de tensão de Von Mises máxima.

t) Com base nas séries temporais de tensão, deve-se estimar a vida em fadiga para cada uma das linhas de controle.

u) Para o cálculo do dano acumulado em fadiga, as tensões nos pontos críticos deverão ser integradas, de acordo com metodologia de Goodman, Gerber, Rainflow ou equivalente. Recomenda-se a aplicação do método S-N, conforme a referência abaixo.

Castro & Meggiolaro - Fadiga – Técnicas e Práticas de Dimensionamento Estrutural sob Cargas Reais de Serviço, 2009

v) Caso se opte pelo método S-N, fatores multiplicadores deverão ser utilizados, para se contabilizar o efeito de entalhes e macrotensões residuais. Seguem os fatores de uso obrigatório:

- k_a → fator de acabamento superficial
- k_b → fator de tamanho
- k_c → fator de tipo de carregamento
- k_θ → fator de temperatura
- k_e → fator estocástico ou de confiabilidade
- k_f → fator de *fretting*
- $K_{knock-down}$ → fator de penalização por meio corrosivo

w) Critério de aceitação:

O resultado deve ser apresentado para Petrobras para aprovação.

Fim do documento

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