ÍNDICE DE REVISÕES

REV.	DESCRIÇÃO E/OU FOLHAS ATINGIDAS
0	Emissão original
A	Atualização das cargas axiais e curso da junta de expansão Inclusão do requisito alvo de confiabilidade.
B	Atualização da ISO-14998 pela API-19AC, teste e transporte do conjunto e equiparação com as especificações técnicas de completação inteligente.
C	Inclusão da instalação em manobra única e dupla
D	Inclusão de testes com detritos na conexão da WDT
E	Inclusão de teste com detritos no nível de componente da WDT e de método alternativo de liberação da JEEH

	REV. 0	REV. A	REV. B	REV. C	REV. D	REV. E	REV. F	REV. G	REV. H
DATA	26/01/2017	23/07/2019	21/08/2019	05/06/2020	23/12/2020	30/03/2021			
PROJETO	CENPES	CENPES	CENPES	CENPES	CENPES	CENPES			
EXECUÇÃO	CSM1	PCP	PCP	PCP	EP/ITC/ETP	EP/ITC/ETP			
VERIFICAÇÃO	GT Revisão	GTec-CI	GTec-CI	GTec-CI	EP/ITC/ETP	EP/ITC/ETP			
APROVAÇÃO	CXTA	PCP	PCP	PCP	EP/ITC/ETP	EP/ITC/ETP			

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

FORMULÁRIO PADRONIZADO CONFORME NORMA PETROBRAS N-0381 REV. H.

SUMÁRIO

1 OBJETIVO 3

2 DOCUMENTOS COMPLEMENTARES 3

3 SÍMBOLOS OU SIGLAS 3

4 SISTEMA DE DESCONEXÃO DE FUNDO DE POÇO 4

4.1 WET DISCONNECT TOOL (WDT) 6
4.2 JUNTA DE EXPANSÃO ELETRO-HIDRÁULICA (JEEH) 7
4.3 PACKER FEEDTHROUGH 8
4.4 CONECTORES E PENETRADORES 8
4.5 LINHAS DE CONTROLE (HIDRÁULICA, ELÉTRICA E INJEÇÃO QUÍMICA) 8

5 DOCUMENTAÇÃO 9

5.1 PROPOSTA TÉCNICA: 9
5.2 PARA A CONCLUSÃO DE CADA PORTÃO TRL 9
5.3 DOCUMENTAÇÃO FINAL 10

6 QUALIFICAÇÃO, CONFIABILIDADE, QUALIDADE E INSPEÇÃO 11

6.1 REQUISITOS DE QUALIFICAÇÃO 11
6.1.1 GERAL 11
6.1.2 WET DISCONNECT TOOL (WDT) 11
6.1.3 JUNTA DE EXPANSÃO ELETRO-HIDRÁULICA (JEEH) 14
6.1.4 PACKER FEEDTHROUGH 15
6.1.5 CONECTORES E PENETRADORES 15
6.1.6 LINHAS DE CONTROLE (HIDRÁULICA, ELÉTRICA E QUIMICA) 15
6.2 REQUISITOS DE CONFIABILIDADE 16
6.3 REQUISITOS DE QUALIDADE E INSPEÇÃO 17

7 ANEXOS 18

7.1 FLUIDOS DE SERVIÇO E DE FORMAÇÃO 18
7.1.1 FLUIDO DE PERFURAÇÃO 18
7.1.2 FLUIDOS DE SERVIÇO 18
7.1.3 FLUIDOS DE FORMAÇÃO 21
7.2 ESCALA DE MATURIDADE TECNOLÓGICA 22

AS INFORMAÇÕES DESTE DOCUMENTO SÃO PROPRIEDADE DA PETROBRAS, SENDO PROIBIDA A UTILIZAÇÃO FORA DA SUA FINALIDADE.
FORMULÁRIO PADRONIZADO CONFORME NORMA PETROBRAS N-0381 REV. H.

1 OBJETIVO

Apresentar os requisitos técnicas e funcionais mínimos para o desenvolvimento de um Sistema de Desconexão de Fundo de Poço (**SDFP**), visando à desconexão e reconexão da completação inteligente com 07 linhas hidráulicas e 01 linha elétrica.

2 DOCUMENTOS COMPLEMENTARES

- API 17F - Specification for Subsea Production Control Systems.
- API SPEC 14A - Specification for Subsurface Safety Valve Equipment.
- API MPMS CHAPTER 10.4 - Determination of Water and/or Sediment in Crude Oil by the Centrifuge Method (Field Procedure).
- API 13B-1 - Recommended Practice for Field Testing Water-Based Drilling Fluids.
- API 19 AC – Specification for Completion accessories.
- API 11D1 - Packers and Bridge Plugs.
- ISO 15156 - Petroleum and Natural Gas Industries - Materials for use in H2S-containing Environments in Oil and Gas Production.
- ISO 23936-1 - Petroleum, Petrochemical and Natural Gas Industries — Non-Metallic Materials in contact with Media Related to Oil and Gas Production — Part 1: Thermoplastics.
- ISO 23936-2 - Petroleum, Petrochemical and Natural Gas Industries — Non-Metallic Materials in contact with Media Related to Oil and Gas Production — Part 1: Elastomers.
- AWES 3362 RP PIIWDC - AWES Recommended Practice for Qualification of Permanently Installed In-Well Drymate Connectors (PIIWDC).
- AWES 3362 RP CL – Recommended Practice for Control Lines (CL).
- API 17N - Recommended Practice for Subsea Production System Reliability and Technical Risk Management First Edition.
- API SPEC Q1/ISO TS 29001:2007 - Specification for Quality Programs for the Petroleum, Petrochemical and Natural Gas Industry.
- N-1710 - Codificação de Documentos Técnicos de Engenharia.
- N-381 - Execução de Desenhos e Outros Documentos Técnicos em Geral.

3 SÍMBOLOS OU SIGLAS

- ISO - *The International Organization for Standardization*
- SIQ - Sistema de Injeção Química
- FAT - *Factory Acceptance Test*

AS INFORMAÇÕES DESTE DOCUMENTO SÃO PROPRIEDADE DA PETROBRAS, SENDO PROIBIDA A UTILIZAÇÃO FORA DA SUA FINALIDADE.
FORMULÁRIO PADRONIZADO CONFORME NORMA PETROBRAS N-0381 REV. H.

- SIT - *System Integration Test*
- TRL - *Technology Readiness Level*
- TH - *Tubing Hanger* – Suspensor de Coluna
- SDFP - Sistema de Desconexão de Fundo de Poço
- WDT - *Wet Disconnect Tool*
- JEEH - Junta de Expansão Eletro-Hidráulica
- PIT – Plano de Inspeção e Testes
- FMECA – *Failure Mode, Effects and Criticality Analysis*

4 SISTEMA DE DESCONEXÃO DE FUNDO DE POÇO

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) São esperadas duas situações para uso da SDFP:

i. Manobra primária: na instalação da coluna de completação, onde será utilizada somente a WDT, sem a JEEH, em manobra única;

ii. Manobra secundária: na reinstalação da coluna de completação, onde será utilizada a WDT + JEEH + Packer Feedthrough acima.

d) Todos os componentes deverão ser projetados para operar em qualquer profundidade dentro do seguinte envelope operacional:

i. Temperatura: 10ºC (T_i) - 125ºC (T_f);

ii. Pressão absoluta máxima: 16500 psi (P_a);

Nota: Este valor deve ser considerado somente para equipamentos que possuem câmara atmosférica.

iii. Pressão diferencial: 7500 psi (P_w) – para equipamentos abaixo do packer feedthrough superior;

iv. Pressão diferencial: 10000 psi (P_{wu}) – para equipamentos acima do packer feedthrough superior (incluindo o top sub);

v. Carga axial:

WDT sem packer feedthrough acima (manobra primária):

- Tração máxima: 400 klbs (C_{tws});
- Compressão máxima (líquida): 400 klbs (C_{cws}).

WDT com packer feedthrough acima (manobra primária):

- Tração máxima: 215 klbs (C_{twc});

AS INFORMAÇÕES DESTE DOCUMENTO SÃO PROPRIEDADE DA PETROBRAS, SENDO PROIBIDA A UTILIZAÇÃO FORA DA SUA FINALIDADE.
FORMULÁRIO PADRONIZADO CONFORME NORMA PETROBRAS N-0381 REV. H.

- Compressão máxima (líquida): 215 klbs (C_{twc}).

JEEH com packer superior acima (manobra secundária):

- Tração máxima: 102 klbs (C_{tj});
- Compressão máxima: 102 klbs (C_{cj}).

Nota: Para cada condição de carregamento deve ser considerado sempre o pior cenário de pressão aplicada.

vi. Torque máximo: 5000 ft.lb (T);

vii. Pressão diferencial máxima nas linhas hidráulicas:

- Burst: 18000 psi (referente a pressão de trabalho de 12.000 psi x fator de segurança de 1,5);
- Colapso 10000 psi (considerando fator de segurança de 1,0).

viii. Aplicação em poços direcionais: 3º/100 pés (instalado) e 6º/100 pés (RIH).

e) 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 (até 3000 m de lâmina d'água).

f) O projeto deve considerar testes funcionais em conjunto único antes do transporte para a sonda em conjunto mínimo possível utilizando cestas padronizadas.

g) Antes de cada instalação, após o fornecimento dos dados específicos de cada poço, deverão ser apresentados os resultados da análise de esforços na coluna, decorrente da variação de temperatura e pressão, incluindo efeitos de pressurização/despressurização de anulares confinados, para a comprovação da adequação do dimensionamento e composição da coluna de completação.

h) Antes de cada instalação, após o fornecimento dos dados específicos de cada poço, deverá ser apresentada uma análise de torque e força de arraste da instalação da coluna.

i) A folga mínima (clearance) aceitável entre o drift do revestimento de produção e qualquer equipamento a ser descido no poço é de 1/8" no raio, exceto para packer e clamps especiais que serão tratados por projeto. Equipamentos excêntricos deverão ser alinhados caso haja necessidade de adequar o envelope da montagem ao drift do revestimento.

j) A seleção dos equipamentos do poço deve ser realizada de forma a utilizar os maiores diâmetros internos possíveis.

k) Caso seja requerido serviço para H2S a norma ISO 15156 deve ser atendida.

l) Deverá possuir uma arquitetura modular onde cada módulo físico deverá atender requisitos intrínsecos. O mecanismo de atuação/liberação de cada módulo deve ser compatível com os demais.

m) Discrepâncias ou alternativas apresentadas pelo fornecedor em relação ao originalmente especificado pela Petrobras devem ser explicitamente indicadas em item separado na Proposta Técnica.

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

FORMULÁRIO PADRONIZADO CONFORME NORMA PETROBRAS N-0381 REV. H.

n) O conjunto mecânico deve prever intervenções através da coluna de completação (through tubing), incluindo operações com flexitubo, arame e cabo elétrico, e, para tanto, deverá apresentar dureza adequada (para evitar desgaste mecânico) e dimensões compatíveis com os acessórios instalados abaixo dele.

o) As colunas de completação base são:

i. Coluna inferior 4 ½” 13,5 lb/pé rosca premium (drift mínimo: 3,8”) e diâmetro externo compatível com o diâmetro interno dos revestimentos: 9 5/8" 53 lb/pé, 9 7/8” 66,9 lb/pé ou 10 ¾” 108,7 lb/pé (drift 8,500"), considerando a passagem de linhas.

ii. Coluna superior 6 5/8” 28 lb/ft rosca premium (drift mínimo: 5,6”) e diâmetro externo compatível com o diâmetro interno dos revestimentos: 10 ¾” 73,2 lb/pé (drift 9,250”).

p) O SDFP deve ser capaz de desconectar com pressão diferencial entre coluna e anular de até ΔP = 500 psi e carga axial residual de 100klbf.

4.1 WET DISCONNECT TOOL (WDT)

A WDT deverá ser formada por uma ferramenta de desconexão que permita desconectar e reconectar a coluna de produção da completação inferior, mantendo as funções elétricas e hidráulicas.

a) A ferramenta de desconexão deve atender a API 19AC Anexo B V3 e ser qualificada para um mínimo de 10 (N_d) desconexões e 10 (N_r) reconexões sem degradação da integridade elétrica e hidráulica do sistema para os componentes permanentes e 1 (N_d) desconexão e 1 (N_r) reconexão sem degradação da integridade elétrica e hidráulica do sistema para os componentes substituíveis.

b) O mecanismo de travamento deve ser automático por aplicação de peso na coluna.

c) A conexão elétrica deverá ser preferencialmente por acoplamento indutivo e suportar pelo menos a potência elétrica (P_e) de 96W (API 17F).

d) Deverá prover 7 linhas hidráulicas de 1/4", sendo 3 linhas de injeção química e 4 linhas de controle hidráulico. A transição de linha de 3/8" para 1/4" nas funções de IQ deverá ser realizada acima da WDT (se não for utilizado packer acima da WDT) ou acima do packer feed-through, podendo ser feito nos splice subs acima destes elementos.

e) O projeto da WDT deve permitir a conexão na presença de detritos, conforme descrito nos itens 6.1.2.a, 6.1.2.b, 6.1.2.c e 6.1.2.d, sem comprometimento dos seus componentes.

f) Componentes ligados aos mecanismos de travamento e liberação deverão ser dimensionados com base em análise de esforços na coluna, tanto durante a instalação quanto durante a vida do poço.

g) Deve ser previsto a confirmação de instalação e travamento com método de overpull.

h) O mecanismo de liberação da WDT deverá ser: shift to release ou cut to release.

AS INFORMAÇÕES DESTE DOCUMENTO SÃO PROPRIEDADE DA PETROBRAS, SENDO PROIBIDA A UTILIZAÇÃO FORA DA SUA FINALIDADE.
FORMULÁRIO PADRONIZADO CONFORME NORMA PETROBRAS N-0381 REV. H.

Nota: Métodos alternativos de liberação serão analisados no caso de utilização de packer feedthrough acima da WDT em manobra primária.

i) Não serão aceitos mecanismos de liberação que utilizem linhas de controle ou pressurização da coluna / anular.

j) O conjunto mecânico da WDT deve possuir um mecanismo de travamento de rotação, de forma a evitar liberação involuntária na instalação dos obturadores (manobra primária).

k) O acoplamento das funções hidráulicas e elétrica entre a parte inferior e superior da WDT deve ser testado quanto à tolerância a detritos, conforme descrito nos itens 6.1.2.a, 6.1.2.b, 6.1.2.c e 6.1.2.d.

l) O sistema de acoplamento deve contemplar mecanismos para evitar a contaminação do fluido de controle nas linhas hidráulicas presente na completação superior e inferior.

4.2 JUNTA DE EXPANSÃO ELETRO-HIDRÁULICA (JEEH)

a) A função da junta de expansão é viabilizar o balanceio da completação superior na reconexão da WDT quando a completação inferior já estiver instalada.

b) Deverá possuir 01 linha elétrica que deverá suportar pelo menos a potência elétrica (P_e) de 96W (API 17F).

c) Deverá prover 7 linhas hidráulicas de 1/4", sendo 3 linhas de injeção química e 4 linhas de controle hidráulico. A transição de linha de 3/8" para 1/4" nas funções de IQ deverá ser realizada acima da WDT (se não for utilizado packer acima da WDT) ou acima do packer feed-through, podendo ser feito nos splice subs acima destes elementos.

d) O projeto da JEEH deve permitir a operação na presença de sólidos.

e) O mecanismo de travamento e liberação deverá ser dimensionado com base em análise de esforços na coluna tanto durante a instalação quanto ao longo da vida do poço.

f) Um mecanismo de travamento de curso deve estar incluído para a descida da JEEH, de forma que não seja involuntariamente liberado até que a WDT esteja assentada e travada.

g) Não será exigido vedação da JEEH após sua liberação. Antes de ser liberada, a JEEH deverá prover vedação que permita a instalação do SDFP.

h) Será aceito o uso de um obturador acima desta para prover a vedação após liberação da JEEH.

i) A previsão é que este sistema seja usado apenas em manobra secundária seja em reinstalação ou em instalação em duas manobras (dual trip).

j) Deve prover de mecanismo anti-rotacional na posição totalmente aberta e deverá absorver a auto-orientação do TH e WDT durante o balanceio para a instalação do Tubing Hanger. Caso a WDT não seja omidirecional, a JEEH deve comportar também o giro da WDT.

AS INFORMAÇÕES DESTE DOCUMENTO SÃO PROPRIEDADE DA PETROBRAS, SENDO PROIBIDA A UTILIZAÇÃO FORA DA SUA FINALIDADE.
FORMULÁRIO PADRONIZADO CONFORME NORMA PETROBRAS N-0381 REV. H.

k) Não será considerado operação through tubing para liberação da JEEH, devido ao tempo de exposição ao risco pelo fato do TH e da Junta de Riser cisalhável estarem em posição inadequada neste momento.

l) O curso mínimo (S_m) aceito para a junta de expansão deverá ser de 6 (seis) metros.

m) Durante a manobra secundária, a JEEH deverá estar travada em posição totalmente estendida.

n) O mecanismo de travamento da JEEH deverá ser preferencialmente com pressão de coluna ou outro sistema que permita a liberação do curso sem utilizar peso de coluna.

o) Como alternativa a liberação poderá ser do tipo shear up to release, porém é vetado o uso de mecanismo do tipo shear down to release. Neste caso, a tração máxima para liberação deve estar em conformidade com os itens 4.1.f, 4.1.g e 4.1.h.

p) Soluções alternativas de liberação da JEEH deverão ser apresentadas para a Petrobras para aprovação.

q) No caso de destravamento por pressão da JEEH, esta deverá estar em conformidade com o item 4.2.h e apresentar pressão limite inferior ao de assentamento do packer feedthrough.

r) Será permitido a inclusão de um Nipple entre a JEEH e o obturador com passagens, desde que seja possível circular até o assentamento da WDT e não comprometendo os acessos through tubing na completação inferior.

4.3 PACKER FEED-THROUGH

a) Os packers de produção e de isolamento devem possuir pelo menos uma passagem elétrica e sete passagens hidráulicas. Cada passagem deve comunicar hidraulicamente uma única linha de injeção, não sendo aceito sistemas de junção de mais de uma linha em micro-anulares ou sistemas afins.

b) Os packers deverão ser projetados para assentar hidraulicamente e sem nenhum movimento relativo da coluna em relação à posição inicial de assentamento. O mecanismo deve ser intrínseco ao obturador, não havendo necessidade de estanqueidade nos componentes abaixo dele.

c) A pressão de assentamento do packer deve ser compatível com a JEEH.

d) Os métodos de desassentamento do packer deverão estar detalhados na proposta técnica incluindo os desenhos técnicos dos perfis e das ferramentas necessárias à liberação assim como posição alvo de corte, quando *cut-to-release*. O método principal de desinstalação deverá ser o *cut-to-release*.

4.4 CONECTORES E PENETRADORES

a) As conexões entre linhas de controle, e as conexões entre linhas de controle e equipamentos devem ter vedação metal-metal testáveis externamente. As conexões efetuadas no pré-embarque e na sonda devem ser testadas e registradas.

4.5 LINHAS DE CONTROLE (HIDRÁULICA, ELÉTRICA E INJEÇÃO QUÍMICA)

AS INFORMAÇÕES DESTE DOCUMENTO SÃO PROPRIEDADE DA PETROBRAS, SENDO PROIBIDA A UTILIZAÇÃO FORA DA SUA FINALIDADE.
FORMULÁRIO PADRONIZADO CONFORME NORMA PETROBRAS N-0381 REV. H.

b) As linhas de controle devem ser fabricadas com costura (welded) ou sem costura (seamless).

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

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

5 DOCUMENTAÇÃO

5.1 PROPOSTA TÉCNICA:

a) O fornecedor se obriga a disponibilizar para a Petrobras os recursos necessários, incluindo documentação técnica dos equipamentos e ao menos 1 (um) profissional qualificado com conhecimento de projeto, instalação e operação dos equipamentos para suporte na realização do FMECA e/ou análise de risco.

b) Os documentos descritos a seguir devem estar disponíveis para análise e aprovação técnica, disponibilizados em meio eletrônico no formato PDF:

i. Cronograma e organograma inicial do projeto de desenvolvimento.

ii. Na eventualidade de múltiplos conceitos surgirem durante o desenvolvimento, a seleção deverá ser baseada no menor risco técnico.

Nota: A metodologia adotada para cálculo do risco técnico deverá acordada entre as partes no início do desenvolvimento.

iii. Análise de Modos, Efeitos e Criticalidade de Falhas (Failure Mode, Effect and Criticality Analysis - FMECA), para o sistema, subsistemas e seus componentes.

iv. Programa de confiabilidade para o sistema, subsistemas e seus componentes.

v. Manual técnico dos subsistemas e componentes em TRL-8 e TRL-9 contendo: part number; descrição; desenhos mecânicos; diagramas elétricos e eletrônicos; materiais utilizados na fabricação; estimativa de confiabilidade incluindo nível de confiança estatística e tempo de missão (os dados e a memória de cálculo com informações suficientes para sua reprodução deverão ser reportados).

5.2 PARA A CONCLUSÃO DE CADA PORTÃO TRL

a) IDP - Índice de Documentação de Projeto: lista de documentos com controle das revisões atualizados a cada emissão do documento (lista mestra de documentos).

b) Cronograma e organograma do projeto de desenvolvimento.

c) Manual técnico do Sistema e de seus componentes contendo: *part number*; descrição; desenhos mecânicos; diagramas elétricos e eletrônicos; materiais utilizados na fabricação; envelope operacional.

AS INFORMAÇÕES DESTE DOCUMENTO SÃO PROPRIEDADE DA PETROBRAS, SENDO PROIBIDA A UTILIZAÇÃO FORA DA SUA FINALIDADE.
FORMULÁRIO PADRONIZADO CONFORME NORMA PETROBRAS N-0381 REV. H.

d) Análise de Modos, Efeitos e Criticidade de Falhas (*Failure Mode, Effect and Criticality Analysis* - FMECA), para o sistema, subsistemas e seus componentes.

e) Projeto dos testes de confiabilidade.

f) Cronograma detalhado de fabricação do dispositivo sob teste e seus respectivos aparatos.

g) Resultados de testes funcionais, de qualificação e de confiabilidade.

h) Quantificação do risco técnico para tomada de decisão.

5.3 DOCUMENTAÇÃO FINAL

a) Cronograma e organograma final do projeto de desenvolvimento.

b) Manual técnico do Sistema e de seus componentes contendo: *part number*; descrição; desenhos mecânicos; diagramas elétricos e eletrônicos; materiais utilizados na fabricação; envelope operacional.

Notas:

i. Os desenhos mecânicos devem possuir detalhamento técnico suficiente para atender às operações de instalação e pescaria;

ii. Os desenhos mecânicos devem incluir dimensões, peso estimado, identificação de materiais utilizados (incluindo revestimentos) e análise de interferência (desenhos de conjunto);

iii. O critério de escolha dos materiais em função dos fluidos de produção, injeção e serviço deve ser reportado.

c) Metodologia e memória de cálculo para o risco técnico e para confiabilidade do sistema, subsistemas e componentes.

d) Resultados dos FMECAs, dos testes funcionais, dos testes de qualificação e dos testes confiabilidade do sistema, subsistemas e de seus componentes.

e) Procedimento operacional de instalação e pescaria.

f) Plano de Inspeção e Testes (PIT).

g) Factory Acceptance Test (FAT).

h) Site Integration Test (SIT).

i) Certificação de conformidade com a API Q1.

j) Fluxograma de fornecimento dos protótipos.

Notas Importantes:

i. O detalhamento técnico dos documentos deverá ser suficiente para julgamento de conformidade com esta ET.

ii. Todos os documentos / desenhos deverão ser atualizados em cada portão de TRL de cada subsistema e no final do desenvolvimento para o sistema como um todo.

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

FORMULÁRIO PADRONIZADO CONFORME NORMA PETROBRAS N-0381 REV. H.

iii. Após recebimento dos comentários, revisão dos documentos deverá ser feita pelo fabricante e os novos documentos disponibilizados em não mais que 30 dias após recebimento dos comentários;

iv. A documentação seguirá a numeração e formatação conforme as normas Petrobras N-1710 e N-381.

6 QUALIFICAÇÃO, CONFIABILIDADE, QUALIDADE E INSPEÇÃO

6.1 REQUISITOS DE QUALIFICAÇÃO

6.1.1 GERAL

a) Todos os equipamentos deverão ser qualificados através de testes em fábrica, que devem garantir a conformidade com as especificações técnicas e adequação às condições previstas para transporte, armazenagem, instalação e operação.

b) A qualificação deverá conter, no mínimo, os 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) Os testes de qualificação, além dos descritos nesta seção, deverão seguir, no que couber e complementarmente, normas e padrões internacionais de aceitação e qualificação. Todas as normas e padrões utilizados devem ser reportados.

6.1.2 WET DISCONNECT TOOL (WDT)

a) Teste de desconexão/reconexão no nível de componente (independente do tipo de conector)

i. Os conectores devem ser montados em uma câmara termo-hiberbárica contendo fluido de completação (conforme API SPEC 14A Tabela B15) com teor de areia de 2 % ± 0.5 % (conforme API MPMS Ch. 10.4) e viscosidade 70s ± 5s (conforme API 13B-1). Os conectores devem ser conectados e desconectados 100 vezes nas seguintes condições:

i. Temperatura: 125°C;

ii. Pressão: 5000 psi

iii. Os sólidos devem ser mantidos em suspensão durante o teste;

iv. A correção da concentração poderá ser feita adicionando areia com granulometria entre 150 µm e 180 µm (100 U.S. mesh a 80 U.S. mesh) ou diluindo com água;

v. A correção da viscosidade poderá ser feita adicionando viscosificante ou diluindo com água.

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

FORMULÁRIO PADRONIZADO CONFORME NORMA PETROBRAS N-0381 REV. H.

Critérios de aceitação:

i. Conector hidráulico: ao final das 100 conexões/reconexões deve ser realizado teste com 5.000 psi @ 15 min (tolerância máxima de queda de 1% após a estabilização).

ii. Conector elétrico: ao final das 100 conexões/reconexões deve ser realizada medida de resistência elétrica (aprovado se < 25 mΩ a temperatura ambiente) e medida de isolamento elétrico (aprovado se > 10 MΩ a temperatura ambiente).

b) Deverão ser realizados testes de conexão da WDT com diferentes composições de detritos tipicamente encontrados em poços, mesmo em situações em que são realizadas operações prévias de condicionamento e limpeza. Estes testes visam assegurar o sucesso da conexão de fundo da WDT e confirmar que não haverá danos aos seus componentes quando expostos a estas condições, especialmente aos elementos residentes da parte inferior da WDT.

c) Teste de desconexão/reconexão da WDT com partículas finas.

i. O teste deve ser realizado conforme procedimento descrito no Anexo 7.2.

ii. Deve ser usado no mínimo 0,25 bbl de detritos (areia) com diâmetro entre 150 µm e 180 µm (100 U.S. mesh a 80 U.S. mesh).

iii. A reconexão deve ser realizada no mínimo 5 (cinco) vezes.

Critérios de aceitação:

i. 5 (cinco) conexões utilizando, se necessário, no máximo 3 (três) ciclos de limpeza antes de cada conexão.

ii. Linhas hidráulicas: a cada conexão deve ser realizado teste com 7.500 psi @ 15 min (tolerância máxima de queda de 1% após a estabilização). Contratada deve fornecer equipamento ou dispositivo que informe que a pressão aplicada na superfície está sendo comunicada com a parte inferior da WDT.

iii. Cabo elétrico: a cada conexão deve ser realizada medida de resistência elétrica (aprovado se < 25 mΩ a temperatura ambiente) e medida de isolamento elétrico (aprovado se > 10 MΩ a temperatura ambiente).

iv. Conexão: ao término do ciclo de 5 conexões, realizar teste de tração, compressão e pressão interna de acordo com o procedimento de serviço da Contratada e as especificações do equipamento.

d) Teste de desconexão/reconexão da WDT com partículas de tamanho médio e grande.

i. O teste deve ser realizado conforme procedimento descrito no Anexo 7.2.

ii. Deve ser utilizando no mínimo 0,25 bbl de detritos de cada composição em cada um dos testes, conforme descrito na tabela abaixo:

Teste	Composição dos detritos	Distribuição granulométrica
1	50 % de calcita e 50% de limalha ou granalha de aço	25% mesh 7 - 6 25% mesh 6 - 5 25% mesh 5 - 4 25% mesh 4 - 3 ½

AS INFORMAÇÕES DESTE DOCUMENTO SÃO PROPRIEDADE DA PETROBRAS, SENDO PROIBIDA A UTILIZAÇÃO FORA DA SUA FINALIDADE.
FORMULÁRIO PADRONIZADO CONFORME NORMA PETROBRAS N-0381 REV. H.

2	Partículas de cimento e/ou baritina	25% mesh 3 ½ - ¼ 25% mesh ¼ - 0,265 25% mesh 0,265 – 5/16 25% mesh 5/16 – 3/8

iii. A reconexão deve ser realizada no mínimo 5 (cinco) vezes com cada composição de detritos.

Critérios de aceitação:

v. 5 (cinco) conexões para cada composição de detritos utilizando, se necessário, no máximo 3 (três) ciclos de limpeza antes de cada conexão.

vi. Linhas hidráulicas: a cada conexão deve ser realizado teste com 7.500 psi @ 15 min (tolerância máxima de queda de 1% após a estabilização). Contratada deve fornecer equipamento ou dispositivo que informe que a pressão aplicada na superfície está sendo comunicada com a parte inferior da WDT.

vii. Cabo elétrico: a cada conexão deve ser realizada medida de resistência elétrica (aprovado se < 25 mΩ a temperatura ambiente) e medida de isolamento elétrico (aprovado se > 10 MΩ a temperatura ambiente).

viii. Conexão: ao término do ciclo de 5 conexões, realizar teste de tração, compressão e pressão interna de acordo com o procedimento de serviço da Contratada e as especificações do equipamento.

e) Quando a WDT for especificada para uso sem packer feedthrough acima deve ser aderente a API 19AC *Annex* B *Grade* V3 com os seguintes parâmetros:

i. Pressão diferencial máxima de desconexão: Pwdt; 500 psi

ii. Carga residual máxima no destravamento: 100 klbf de tração

iii. Número de desconexões: componentes permanentes N_d = 10 e componentes substituíveis N_d = 1;

iv. Número de reconexões: componentes permanentes N_r = 10 e componentes substituíveis N_r = 1;

v. Temperatura máxima: T_f = 125 ºC;

Critério de aceitação:

i. Manutenção da continuidade elétrica e hidráulica;

ii. Manutenção da estanqueidade.

f) Quando a WDT for especificada para uso com packer feedthrough acima deve ser aderente a API 19AC *Annex* B *Grade* V5 com os seguintes parâmetros:

i. Pressão diferencial máxima de desconexão: Pwdt; 500 psi

ii. Carga residual máxima no destravamento: 100 klbf de tração

iii. Número de desconexões: componentes permanentes N_d = 10 e componentes substituíveis N_d = 1;

iv. Número de reconexões: componentes permanentes N_r = 10 e componentes substituíveis N_r = 1;

v. Temperatura máxima: T_f = 125 ºC;

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

FORMULÁRIO PADRONIZADO CONFORME NORMA PETROBRAS N-0381 REV. H.

Critério de aceitação:

i. Manutenção da continuidade elétrica e hidráulica;

ii. Manutenção da estanqueidade.

6.1.3 JUNTA DE EXPANSÃO ELETRO-HIDRÁULICA (JEEH)

a) Quando a JEEH for especificada para uso sem packer feethrough acima deve ser aderente a API 19AC *Annex* C *Grade* V3 com os seguintes parâmetros:

i. Número de deslocamentos (strokes): 10

ii. Número de deslocamentos parciais (strokes parciais): 1000

Nota:

1. A amplitude do deslocamento parcial deve ser entre 0,1 m e 0,5 m, obtida em função do ciclo térmico e da vibração induzida pelo escoamento esperados.
2. O resultado do FMECA e do requisito de confiabilidade poderá ser utilizado para redefinir o número de deslocamentos parciais.

iii. Curso: S_m = 6 m

iv. Pressão diferencial: P_w = 7500 psi

v. Temperatura máxima: T_f = 125ºC

vi. Critério de aceitação:

i. Manutenção da continuidade elétrica e hidráulica.

ii. Manutenção da vedação ao longo de todo seu curso.

b) Quando a JEEH for especificada para uso com packer feethrough acima deve estar em conformidade com a API 19AC *Annex* C *Grade* V5 com os seguintes parâmetros:

i. Número ciclos (strokes): 1

ii. Número de deslocamentos parciais (strokes parciais): 1000

Nota:

1. A amplitude do deslocamento parcial deve ser entre 0,1 m e 0,5 m, obtida em função do ciclo térmico e da vibração induzida pelo escoamento esperados.
2. O resultado do FMECA e do requisito de confiabilidade poderá ser utilizado para redefinir o número de deslocamentos parciais.

iii. Curso: S_m = 6 m

iv. Pressão diferencial: P_w =1 ,5 vezes a pressão de liberação da JEEH.

v. Temperatura máxima: T_f = 125ºC

vi. Critério de aceitação:

i. Manutenção da continuidade elétrica e hidráulica.

ii. Manutenção da vedação quando travado estendido.

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

FORMULÁRIO PADRONIZADO CONFORME NORMA PETROBRAS N-0381 REV. H.

6.1.4 PACKER FEEDTHROUGH

a) Os packers feedthrough de poço revestido devem atender a API 11D1, qualidade Q1 e validação V0.

b) Os packers de poço aberto feedthrough devem ter qualificação conforme a ET-3000.00-1210-276-PPQ-017.

6.1.5 CONECTORES E PENETRADORES

a) Os conectores e penetradores elétricos devem ser submetidos ao conjunto de testes estabelecidos no item 7.4 da AWES RP 3362 PIIWDC (parâmetros: Ti; Tf; Pressão externa: 10 kpsi; Fluido para teste: líquido; Tração mínima: 500 lbf).

b) Os conectores hidráulicos devem ser submetidos ao conjunto de testes estabelecidos no item 7.4 da AWES RP 3362 PIIWDC (parâmetros: Ti; Tf; Pressão interna: 10 kpsi; Pressão externa: 10 kpsi; Fluido para teste de pressão externa: líquido; Fluido para teste de pressão interna: líquido; Tração mínima: 500 lbf).

6.1.6 LINHAS DE CONTROLE (HIDRÁULICA, ELÉTRICA E QUIMICA)

a) As linhas hidráulicas devem atender a AWES RP 3362 CL: Item 6.2 (Tube Weld Integrity Tests); Item 7.5.1 (Chemical Compatibility); 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).

iii. O fornecedor deverá calcular a resistência das linhas: para burst, conforme Lamé ou Barlow e, para colapso, conforme API 5C3.

Nota:

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

d) 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.

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

FORMULÁRIO PADRONIZADO CONFORME NORMA PETROBRAS N-0381 REV. H.

6.2 REQUISITOS DE CONFIABILIDADE

a) O gerenciamento dos riscos e incertezas relacionados à confiabilidade e integridade ao longo de todo o projeto deve atender à norma API 17N. Exceto as definições de maturidade tecnológica (TRL), cuja definição está descrita no Anexo 7.2.

b) A seguinte métrica deve ser informada para os subsistemas em TRL8 e TRL9: estimativa de confiabilidade incluindo nível de confiança estatística e tempo de missão (os dados e a memória de cálculo com informações suficientes para sua reprodução deverão ser reportados).

c) Os testes de confiabilidade deverão ser projetados para os subsistemas e componentes em TRL6 ou inferior considerando os seguintes paços:

a. Análise qualitativa (FMECA) para identificação e priorização os modos de falha;

b. A partir dos resultados dos modos de falha e estressores priorizados em (i) obter:

i. Interação intra- e inter-sistema;

ii. Relação entre estresse e interação;

iii. Estresse como uma função de sobrecarga e/ou dano contínuo;

iv. Modelo de física de falha (empírico, semi-empírico e baseado em modelo);

v. Execução dos testes acelerados de vida;

vi. Modelo de predição de vida.

c. O projeto e os resultados dos testes de confiabilidade deverão ser reportados para a Petrobras para validação e aprovação.

d) A confiabilidade alvo do desenvolvimento do SDFP é:

Confiabilidade	Nível de confiança 1-lado (inferior)	Tempo até a primeira falha (anos)
90%	80%	27 (componentes permanentes)
90%	80%	15 (componentes substituíveis)

Definição de falha:

i. Perda de integridade das linhas (elétrica e/ou hidráulica);

ii. Liberação prematura ou não liberação da JEEH;

iii. Perda do curso completo da JEEH;

iv. Perda da integridade da JEEH quando estendida.

v. Perda da integridade da WDT;

vi. Inabilidade de conexão/reconexão das partes superior e inferior da WDT;

e) A interação polímero/fluido esperada para os fluidos apresentados no Anexo 7.1 e tempo de exposição da Tabela 1 são processo físicos (expansão/contração) e químicos (degradação). Os materiais testados devem manter suas propriedades mecânicas dentro dos limites de projeto para o cenário e conformidade com as ISO 23936-1 e ISO 23936-2. Propriedades específicas como permeabilidade a gás,

AS INFORMAÇÕES DESTE DOCUMENTO SÃO PROPRIEDADE DA PETROBRAS, SENDO PROIBIDA A UTILIZAÇÃO FORA DA SUA FINALIDADE.
FORMULÁRIO PADRONIZADO CONFORME NORMA PETROBRAS N-0381 REV. H.

delaminação de materiais compósitos, resistência a descompressão rápida etc. são altamente dependentes do projeto e deverão ser tratadas depois da Análise de Modos de Falha, Efeitos e Criticalidade (FMECA).

Fluido	Tipo de Exposição	Tempo de Exposição ao Tratamento	Número de Tratamentos/por ano (ciclo de vida do poço)
Fluido de Perfuração	Curto	100h	N/A
Salmoura	Longo	27 anos	N/A
Solventes	Curto	6h	2
HAC 10%	Curto	6h	2
HCL 15%	Curto	6h	2
EDTA pH 4,5	Curto	6h	2
EDTA pH 13	Curto	6h	2
HFor 10%	Curto	6h	2
Água de Injeção	Longo	27 anos	N/A
Água de Formação	Longo	27 anos	N/A
Inibidor de Incrustação	Curto	6h	2

Tabela 1. Tempo de exposição.

Notas:

i. É esperada uma concentração de 85% de CO_2 nos poços injetores. Durante o ciclo de vida (27 anos) esse valor pode atingir 100% por até 5 anos de forma acumulativa.

ii. A Petrobras irá fornecer uma tabela de compatibilidade química dos materiais de uso mais frequente nas aplicações de fundo de poço. As borrachas nitrílicas e o FKM devem ser testadas pelo fornecedor do elastômero/equipamento para refletir a realidade operacional.

6.3 REQUISITOS DE QUALIDADE E INSPEÇÃO

a) O fornecedor deve comprovar a implantação de um sistema de qualidade de acordo com a API SPEC Q1/ISO TS 29001:2007 antes de fabricar o equipamento para teste de campo ou para uso em escala.

b) O fornecedor deverá providenciar o acompanhamento (*witness*) de todos os testes por terceira parte. A Petrobras também poderá utilizar seu pessoal próprio em todos ou em parte dos testes de qualificação, confiabilidade e inspeção, sendo a opção de sua discricionariedade.

AS INFORMAÇÕES DESTE DOCUMENTO SÃO PROPRIEDADE DA PETROBRAS, SENDO PROIBIDA A UTILIZAÇÃO FORA DA SUA FINALIDADE.
FORMULÁRIO PADRONIZADO CONFORME NORMA PETROBRAS N-0381 REV. H.

7 ANEXOS

7.1 FLUIDOS DE SERVIÇO E DE FORMAÇÃO

7.1.1 FLUIDO DE PERFURAÇÃO

Tabela 1 – Fluido de perfuração não aquoso

Função	Concentração
Fase Contínua	0,632 (bbl/bbl)
Fase Interna	0,332 (lb/bbl)
Argila Organofílica	2 – 2,5 (lb/bbl)
Emulsificante Primário	8 - 12 (lb/bbl)
Alcalinizante	2 - 6 (lb/bbl)
Modificador Reológico	0,7 - 1 (lb/bbl)
Redutor de Filtrado	1 (lb/bbl)
Obturante	QSP
Adensante	QSP

7.1.2 FLUIDOS DE SERVIÇO

Tabela 2 – Fluido de Completação

NaCl	9,8 a 10,4	ppg
$NaHSO_3$	0,459	gpt
Glutaraldeido	0,534	gpt
Preventor Emulsão	2,012	gpt
Água Doce	excipiente	

Tabela 3 - Solventes

Diesel
Xileno
Butil Glicol
Mistura dos acima

Tabela 4 – Hac 10% (Baker Hughes)

Função	Lula 69 °C			Pre Sal ES 135°C		
	Produto	Concentração		Produto	Concentração	
Água Industrial	Água	834	gpt	Água	839	gpt
Ácido Acético @ 98%	HAc98%	98	gpt	HAc98%	98	gpt
Inibidor Corrosão Orgânico	CI-111	5	gpt	CI-111	10	gpt
Controlador de Ferro	Ferrotrol 300	10	gpt			
Preventor de Emulsão	NE-18	3	gpt	NE-18 LB	3	gpt
Butilglicol	Butilglicol	50	gpt	Butilglicol	50	gpt

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

FORMULÁRIO PADRONIZADO CONFORME NORMA PETROBRAS N-0381 REV. H.

Tabela 5 – HCl 15% (Baker Hughes)

Função	Lula 69 °C			Pre Sal ES 135°C		
	Produto	Concentração		Produto	Concentração	
Água Industrial	Água	504	gpt	Água	472	gpt
Ácido Clorídrico @ 32%	HCl32%	435	gpt	HCl32%	435	gpt
Inibidor Corrosão	CI-27	8	gpt	CI-34	20	gpt
Inibidor Corrosão				HY TEMP O	20	gpt
Preventor de Emulsão	NE-18	3	gpt	NE-18 LB	3	gpt
Butilglicol	Butilglicol	50	gpt	Butilglicol	50	gpt

Tabela 6 – Hac 10% (Schlumberger)

Função	Produto	Concentração	
Água Industrial	Água	836	gpt
Ácido Acético @ 98%	HAc98%	98	gpt
Inibidor Corrosão Orgânico	A272	3	gpt
Controlador de Ferro	U042	10	gpt
Preventor de Emulsão	W054	3	gpt
Butilglicol	Butilglicol	50	gpt

Tabela 7 – HCl 15% (Schlumberger)

Função	Produto	Concentração	
Água Industrial	Água	524	gpt
Ácido Clorídrico @ 32%	HCl32%	419	gpt
Inibidor Corrosão	A264	4	gpt
Preventor de Emulsão	W054	3	gpt
Butilglicol	Butilglicol	50	gpt

Tabela 8 - EDTA Tetra sódico pH 4,5 10%

EDTA	833E-3	ppg
HCl	54	gpt
Inibidor Corrosão	6	gpt
Preventor de Emulsão	3	gpt

Tabela 9 - EDTA tetra sódico pH 13 10%

EDTA:	833E-3	ppg
Preventor de Emulsão	3	gpt

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

FORMULÁRIO PADRONIZADO CONFORME NORMA PETROBRAS N-0381 REV. H.

Tabela 10 – HFor 10% (Baker Hughes)

Função	Pre Sal ES 135°C		
	Produto	Concentração	
Água Industrial	Água	824	gpt
Ácido Formico @ 85%	HFor85%	118	gpt
Inibidor Corrosão Orgânico	CI-111 LB	5	gpt
Preventor de Emulsão	NE-18 LB	3	gpt
Butilglicol	Butilglicol	50	gpt

Tabela 11 – Água de Injeção

Concentração (mg/l)								pH @ 25ºC
Na	K	Mg	Ca	Fe	SO_4	HCO_3	Cl	
10100	396	707	327	1,3	63	93	20304	7,64
10600	383	79	95	<0,2	3	55	17553	8

Tabela 12 – Inibidor de Incrustação

Produto	Tipo de Incrustação	RS
SCW 356 5% MA em MEG	$CaCO_3$	RS ($CaCO_3$) = 1.3-1.7 / RS ($BaSO_4$) = 1.2-1.4 / RS ($SrSO_4$) = 1.2-1.3
IDOS 210 ME	$CaCO_3$	RS ($CaCO_3$) = 20 / RS ($BaSO_4$) = 3
BDE 1360	$CaCO_3$	RS ($CaCO_3$) = 20 / RS ($BaSO_4$) = 3
RE 30029 SCW BDE 1162	Sem ppt	RS ($CaCO_3$) = 7 / RS ($BaSO_4$) = 2.2 / RS ($SrSO_4$) = 2.4
SCW 17315	$CaCO_3$ $BaSO_4$	RS ($CaCO_3$) = 1.7-3.5 / RS ($BaSO_4$) = 2.5
POLAN REP IS 715 REP	$CaCO_3$	RS ($CaCO_3$) = 1.7-3.5 / RS ($BaSO_4$) = 2.5
EC 6662A	$CaCO_3$	RS ($CaCO_3$) = 1.7-3.5 / RS ($BaSO_4$) = 2.5
Scaletreat DF 13624	$CaCO_3$ $BaSO_4$	RS ($CaCO_3$) = 10 / RS ($BaSO_4$) = 2.5
Gyptron SA-4027	$CaCO_3$ $BaSO_4$	RS ($CaCO_3$) = 10 / RS ($BaSO_4$) = 2.5
Polan IS SE-5	$CaCO_3$ $BaSO_4$	RS ($CaCO_3$) = 10 / RS ($BaSO_4$) = 2.5
IDOS 210-ME-12	$CaCO_3$ $BaSO_4$	RS ($CaCO_3$) = 10 / RS ($BaSO_4$) = 2.5
RE 30029 SCW	$CaCO_3$ $BaSO_4$	RS ($CaCO_3$) = 1.8 / RS ($BaSO_4$) = 1.5
Saceltreat DF 12913	$CaCO_3$ $BaSO_4$	RS ($CaCO_3$) = 1.8 / RS ($BaSO_4$) = 1.5
SCAL 16970SP	$CaCO_3$ $BaSO_4$	RS ($CaCO_3$) = 1.8 / RS ($BaSO_4$) = 1.5
Scaletreat DF 12913	$CaCO_3$	RS ($CaCO_3$) = 2.8
Scal 16970SP	$CaCO_3$	RS ($CaCO_3$) = 2.8
Polan REP 15 EMO	$CaCO_3$	RS ($CaCO_3$) = 1.1
SCW 356	$CaCO_3$	RS ($CaCO_3$) = 3.5 / RS ($BaSO_4$) = 2.5
BDE 1360	$CaCO_3$ $BaSO_4$ $SrSO_4$	RS ($CaCO_3$) = 3.5 / RS ($BaSO_4$) = 35
Scaletreat DF 8306	$CaCO_3$	
BDE 1360	$CaCO_3$	RS ($CaCO_3$) = 2.2
Polan IS SE-6	$CaCO_3$	RS ($CaCO_3$) = 2.2

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

FORMULÁRIO PADRONIZADO CONFORME NORMA PETROBRAS N-0381 REV. H.

7.1.3 FLUIDOS DE FORMAÇÃO

Tabela 13 – Água de Formação (típico)

Concentração (mg/l)									pH @ 25°C
Na	**K**	**Mg**	**Ca**	**Ba**	**Sr**	**Fe**	**Cl**	**Br**	
71131	2469	1678	11541	157	2686	<10	138400	1024	
SO_4	**CO_3**	**Ac. Fórmico**		**Ac. Acético**		**Salinidade (NaCl)**			6,7
14	562	<10		58		228830			

Tabela 14 – Hidrocarbonetos (típico)

Componentes	mol %
N2	0,50
CO2	16,34
C1	49,38
C2	6,60
C3	4,67
i-C4	0,84
n-C4	1,81
i-C5	0,56
n-C5	0,84
C6	1,05
C7	1,13
C8	1,54
C9	1,32
C10+	13,42
Total	**100,00**

Tabela 15 – Contaminantes

Componentes	mol %
H_2S	180 ppm
CO_2	18-35%

Nota: Considerar para poços injetores de gás 85% de CO_2. Durante o ciclo de vida 100% por CO2 por até 5 anos acumuladamente são esperados.

7.2 PROCEDIMENTO DE TESTE DE CONEXÃO/RECONEXÃO DE WDT

7.2.1 A WDT deve ser testada em poço com revestimento de 9 5/8” (drift de 8 ½”) ou equivalente.

7.2.2 O teste deve ser conduzido considerando todo o sistema (parte inferior e superior da WDT com 7 conectores hidráulicos e 1 conector elétrico) para monitoramento de integridade e funcionalidade de todo o sistema, incluindo o sistema de orientação, caso aplicável.

7.2.3 O teste deve ser realizado em poço de teste, instalando a WDT em profundidade suficiente para que a(s) circulação(ões) de limpeza prévia(s) à conexão não seja(m) suficiente(s) para carrear os detritos até a superfície.

7.2.4 Para a operação de circulação para limpeza prévia à conexão da WDT, o fornecedor somente poderá utilizar procedimentos similares aos que poderão ser

AS INFORMAÇÕES DESTE DOCUMENTO SÃO PROPRIEDADE DA PETROBRAS, SENDO PROIBIDA A UTILIZAÇÃO FORA DA SUA FINALIDADE.
FORMULÁRIO PADRONIZADO CONFORME NORMA PETROBRAS N-0381 REV. H.

adotados nas aplicações em poços submarinos com unidades flutuantes. Os procedimentos deverão estar explicitados na documentação referente aos testes.

7.2.5 Devem ser confirmadas as etapas intermediárias de conexão da WDT, quando aplicável.

7.2.6 O poço deve estar preenchido com água ou fluido de completação, sem adição de viscosificante.

7.2.7 Recuperar, inspecionar e corrigir (o que for necessário) a parte superior da WDT entre cada teste de conexão.

7.2.8 Deve ser estabelecido um procedimento para assegurar a presença da quantidade / concentração de detritos no topo da parte inferior da WDT antes de cada conexão.

7.2.9 São permitidos apenas 3 ciclos de limpeza antes da conexão. Caso a reconexão exija mais de 3 ciclos de limpeza, a sequência do teste deve ser feita novamente, desde o início. Este tipo de falha será aceito apenas uma vez, para toda a sequência de teste.

7.2.9.1 Ciclo de limpeza: operação realizada antes da conexão da WDT, aplicando circulação de fluido da coluna para o anular e movimentando a coluna de trabalho para cima e para baixo, para eliminar qualquer tipo de detrito dos elementos e pontos de conexão.

7.2.10 A parte superior da WDT deve ser conduzida à superfície antes de deslocar os detritos do próximo teste para verificação da integridade dos conectores.

7.2.11 O conjunto inferior da WDT deve ter um sensor dedicado em cada linha hidráulica para garantir o pleno estabelecimento das conexões. Caso a medição deste sensor não seja possível, a Contratada pode oferecer outra configuração para substituição dos sensores, dependendo da aprovação da Petrobras.

7.2.12 Deve ser realizado registro fotográfico da região dos conectores, com detalhamento em cada conector, e de outros componentes relevantes da parte superior da WDT. Ao término de todo ciclo de testes, após as 15 conexões (5 com cada tipo de detritos considerado), retirar parte inferior da WDT e realizar registro fotográfico da região dos conectores e de outros componentes relevantes ao sistema.

7.3 ESCALA DE MATURIDADE TECNOLÓGICA

A Figura 5 contém a escala de maturidade tecnológica conforme padrão interno da Petrobras. A escala é levemente diferente da escala encontrada na API 17N.

AS INFORMAÇÕES DESTE DOCUMENTO SÃO PROPRIEDADE DA PETROBRAS, SENDO PROIBIDA A UTILIZAÇÃO FORA DA SUA FINALIDADE.
FORMULÁRIO PADRONIZADO CONFORME NORMA PETROBRAS N-0381 REV. H.

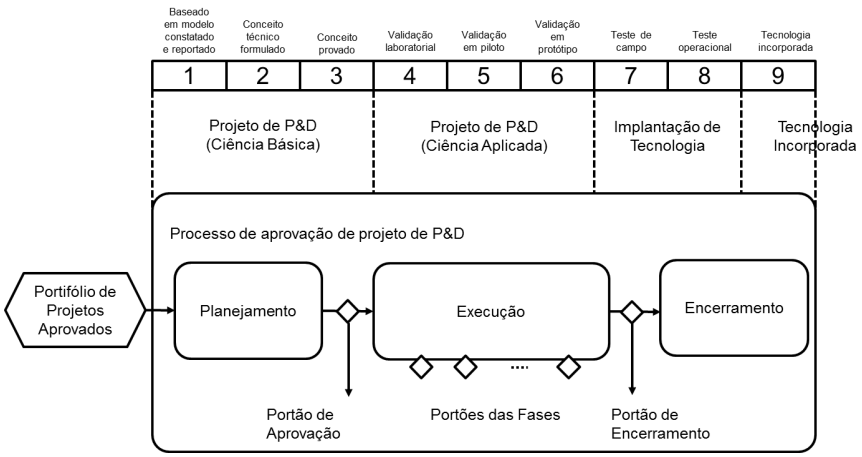

Figura 5 – Escala de maturidade tecnológica de projeto de P&D.

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

FORMULÁRIO PADRONIZADO CONFORME NORMA PETROBRAS N-0381 REV. H.