

	ESPECIFICAÇÃO TÉCNICA		Nº: ET-2000.00-1100-000-PPQ-001						
	PROGRAMA: DDP&T-POCOS						FOLHA: 1 de 28		
	ÁREA: PERFURAÇÃO E SONDA GEM								
POCOS/CTPS/QC	TÍTULO: SISTEMA DE GERENCIAMENTO DE PRESSÃO						PÚBLICA		
	POCOS/CTPS/QC								
ÍNDICE DE REVISÕES									
REV.	DESCRIÇÃO E/OU FOLHAS ATINGIDAS								
0	Edição original que incorpora conteúdo e sucede às seguintes especificações técnicas: ET-2000.00-1140-610-PW7-001, , ET-2000.00-1144-610-PW7-001, ET de Requisitos Técnicos para sonda MPD e PE-2POC-00046-A - Anexo 7 - Seção I - ET MPD/MCD (anexo contratual 1a e 1s)								
	REV. 0	REV. A	REV. B	REV. C	REV. D	REV. E	REV. F	REV. G	REV. H
DATA	08/08/2018								
PROJETO	POCOS/ CTPS/QC								
EXECUÇÃO	POCO/SPO/ PEP/ PROJ-PERF, CENPES/ PDDP/ PCP								
VERIFICAÇÃO	POCOS/ CTPS								
APROVAÇÃO	POCOS/ CTPS/QC								
AS INFORMAÇÕES DESTE DOCUMENTO SÃO PROPRIEDADE DA PETROBRAS, SENDO PROIBIDA A UTILIZAÇÃO FORA DA SUA FINALIDADE.									
FORMULÁRIO PERTENCENTE À PETROBRAS.									

	ESPECIFICAÇÃO TÉCNICA	Nº ET-2000.00-1100-000-PPQ-001	REV. 0
			Folha 2 de 28
	TÍTULO: SISTEMA DE GERENCIAMENTO DE PRESSÃO		PÚBLICA
			POCOS/CTPS/QC

SUMÁRIO

1	INTRODUÇÃO.....	3
2	ESCOPO	3
3	DOCUMENTOS DE REFERÊNCIA	4
4	TERMOS E DEFINIÇÕES	5
5	SIGLAS E ABREVIATURAS.....	8
6	DESCRIÇÃO DOS REQUISITOS FUNCIONAIS E TÉCNICOS.....	9
7	DOCUMENTAÇÃO	26
8	CATEGORIAS DE FORNECIMENTO.....	28

	ESPECIFICAÇÃO TÉCNICA	Nº	ET-2000.00-1100-000-PPQ-001	REV.	0
	TÍTULO:			Folha 3 de 28	
	SISTEMA DE GERENCIAMENTO DE PRESSÃO			PÚBLICA	
				POCOS/CTPS/QC	

1 INTRODUÇÃO

A aplicação do Sistema de Gerenciamento de Pressão está relacionado a construção e intervenção de poços em cenários *offshore* de janela operacional ausente ou estreita, perda severa de circulação e poços exploratórios e de desenvolvimento. A aplicação da técnica MPD (com uso das variantes SBP e MCD) minimiza o volume de fluido perdido para a formação através do controle da pressão no anular do poço e, em caso de perda total de circulação, o prosseguimento da intervenção do poço, com segurança, simultaneamente à ocorrência de perda de circulação. A perfuração com o gerenciamento de pressão tem potencial para viabilizar a construção de poços tecnicamente e economicamente inviáveis com a técnica de perfuração convencional.

2 ESCOPO


Especificação Técnica do Sistema de Gerenciamento de Pressão – *Managed Pressure Drilling* – MPD – aplicável a operações de MPD e suas técnicas derivadas, conforme definido pelo IADC - Subcomitê MPD e UBO, durante intervenções em poços marítimos com sondas flutuantes.

Os cenários nos quais está prevista a utilização dos equipamentos contidos nesta ET são:

- Águas rasas, profundas, ultraprofundas e ambientes de perfuração profunda;
- Incerteza de pressão de poros;
- Ocorrência de *Ballooning / Breathing Formation*;
- Poços HPHT;
- Poços com janela operacional estreita ou inexistente;
- Poços Exploratórios;
- Reservatórios depletados;
- Formações fraturadas;
- Formações carstificadas e vulgares;
- Ambientes com presença de H₂S, a ser definidos na ET-RBS específica.
- Ambientes com presença de CO₂, a ser definidos na ET-RBS específica.

Esta especificação contém requisitos que abrangem os seguintes componentes/interfaces do sistema:


- Equipamentos de superfície
 - Linhas rígidas, flexíveis, válvulas, painel de controle;
 - *Buffer manifold*;
 - *Manifold* MPD;
 - Medidores (vazão, pressão, temperatura, etc.);
 - Sistema de controle;
 - Aquisição de Dados.
- Equipamentos de *riser*
 - Cabeça rotativa BTR (corpo e conjunto de vedação);
 - BOP anular de sub-superfície;
 - Carretel de fluxo (*Flow spool*);
 - Mangueiras flexíveis;
 - Válvulas;
 - *By-pass* para linhas auxiliares do sistema de *riser* de perfuração;
 - Junta de terminação;
 - Adaptadores para flange de sistema de *riser*.
 - *Slipt Ring* e *spider adaptor*.

	ESPECIFICAÇÃO TÉCNICA	Nº ET-2000.00-1100-000-PPQ-001	REV. 0
			Folha 4 de 28
	TÍTULO: SISTEMA DE GERENCIAMENTO DE PRESSÃO		PÚBLICA
			POCOS/CTPS/QC

- Ferramentas de instalação do conjunto de vedação.
- Ferramentas de descida dos equipamentos.
- Acessórios de coluna de perfuração
 - Crossover;
 - NRVs;
- Adaptações/adequações necessárias na unidade de intervenção
 - Sistema de circulação;
 - Sistema de movimentação de carga;
 - Sistema de captação de água do mar;
 - Sistema de perfuração;
 - Sistema de segurança de poço;
 - Sistema de monitoramento;
 - Sistema de riser.

3 DOCUMENTOS DE REFERÊNCIA

- 3.1 **ANSI/NACE MR 0175/ISO 15156: 2015** – *Petroleum and Natural Gas Industries – Materials for use in H2S-containing Environments in Oil and Gas Production.*
- 3.2 **API SPEC 5L: 2012 (45th edition)** – *Specification for Line Pipe.*
- 3.3 **API SPEC 6A: 2010 (20th edition)** – *Specification for Wellhead and Christmas Tree Equipment.*
- 3.4 **API SPEC 7NRV: 2012** – *Specification for Drill String Non-return Valves.*
- 3.5 **API RP 7K: 2015 (6th edition)** – *Drilling and Well Servicing Equipment.*
- 3.6 **API SPEC 16A: 2017 (4th edition)** – *Specification for Drill-through Equipment.*
- 3.7 **API SPEC 16C: 2015 (2nd edition)** - *Choke and Kill Equipment*
- 3.8 **API SPEC 16D: 2004 (2nd edition)** – *Specification for Control Systems for Drilling Well Control Equipment and Control Systems for Diverter Equipment.*
- 3.9 **API SPEC 16F: 2017 (2nd edition)** – *Specification for Marine Drilling Riser Equipment.*
- 3.10 **API RP 16Q: 2017 (2nd edition)** – *Design, Selection, Operation and Maintenance of Marine Drilling Riser Systems.*
- 3.11 **API SPEC 16R: 1996 (1st edition)** – *Specification for Marine Drilling Riser Couplings.*
- 3.12 **API SPEC 16RCD: 2015 (2nd edition)** – *Specification for Rotating Control Devices.*
- 3.13 **API RP 17B: 2017 (5th edition)** – *Recommended Practice for Flexible Pipe.*
- 3.14 **API SPEC 17K: 2017 (3rd edition)** – *Specification for Bonded Flexible Pipe.*
- 3.15 **API STD 53: 2012 (4th edition)** – *Blowout Prevention Equipment Systems for Drilling Wells.*
- 3.16 **ASME B31.3: 2015** – *Process Piping.*
- 3.17 **API RP 92M: 2017 (1st edition)** – *Managed Pressure Drilling Operations with Surface Back-Pressure.*
- 3.18 **API SPEC Q1:2013, addendum 2016 (9th edição)** - *Specification for Quality Management System Requirements for Manufacturing Organizations for the Petroleum and Natural Gas Industry.*
- 3.19 **API SPEC Q2:2011, addendum 2016 (1st edição)** - *Specification for Quality Management System Requirements for Service Supply Organizations for the Petroleum and Natural Gas Industries.*

	ESPECIFICAÇÃO TÉCNICA	Nº	ET-2000.00-1100-000-PPQ-001	REV.	0
				Folha 5 de 28	
	TÍTULO:			PÚBLICA	
	SISTEMA DE GERENCIAMENTO DE PRESSÃO			POCOS/CTPS/QC	

4 TERMOS E DEFINIÇÕES

4.1 *Anchor Point*

A profundidade na qual a pressão no anular do poço deve ser mantida constante com emprego do sistema de MPD, para todos alinhamentos possíveis.

4.2 *Anomalia de fluxo*

Invasão prevista ou planejada de fluido da formação para o poço. Ocorre devido às operações planejadas, como DPPT, amostragem de fluido ou outras.

4.3 *Ballooning / Breathing Formation*

Fenômenos ocorridos no poço que se caracterizam pela aparente perda de fluido para a formação durante a perfuração (maior pressão devido ao ECD) e ganho de fluido durante a conexão (perda da pressão de fricção) sem, contudo, configurar um influxo.

4.4 *Buffer Manifold*

Manifold de distribuição que permite direcionar o fluxo com diferentes alinhamentos necessários às operações MPD (SBP e MCD). É responsável por direcionar fluxo para outros sistemas de circulação da sonda, como *choke manifold*, *standpipe manifold*, separador atmosférico de gás, tanque de manobra, entre outros.

4.5 *Coluna de trabalho*

Coluna utilizada disponibilizada pela unidade de intervenção para trabalho no poço, podendo ser coluna de perfuração, assentamento, completção, condicionamento, entre outras.

4.6 *Conjunto de vedação do RCD*

Conjunto composto pelos elementos de vedação e rolamento, quando presente.

4.7 *Conjunto Solidário de Barreira*


Conjunto de componentes ou práticas com o objetivo de impedir o fluxo não intencional dos fluidos de uma formação permeável para o meio ambiente ao longo de um caminho específico.

4.8 *Dynamic Formation Integrity Test*

Teste de integridade da formação feito com circulação contínua pelo poço e Sistema de Gerenciamento de Pressão. A formação do poço aberto é submetida a uma pressão, através da combinação de pressão de superfície, pressões de fricção e pressão hidrostática da coluna de fluido para determinar a resistência da formação frente a uma pressão planejada.

4.9 *Dynamic Leak Off Test*

Teste de absorção feito com circulação contínua pelo poço e Sistema de Gerenciamento de Pressão. A formação do poço aberto é submetida a uma pressão através da combinação de pressão de superfície, pressões de fricção e pressão da coluna hidrostática de fluido para determinar a pressão na qual a formação absorve fluido.

	ESPECIFICAÇÃO TÉCNICA	Nº	ET-2000.00-1100-000-PPQ-001	REV.	0
				Folha 6 de 28	
	TÍTULO:			PÚBLICA	
	SISTEMA DE GERENCIAMENTO DE PRESSÃO			POCOS/CTPS/QC	

4.10 *Dynamic Pore Pressure Test*

Teste realizado com circulação contínua pelo poço e Sistema de Gerenciamento de Pressão, que visa determinar a pressão de poros através da redução da pressão aplicada na superfície até a verificação de anomalia de fluxo.

4.11 Elemento de barreira

Componentes ou práticas que constituem o conjunto solidário de barreira.

4.12 Elemento de vedação do RCD

Elemento da RCD que promove a vedação contra a coluna de trabalho. O elemento de vedação permite a aplicação de pressão no anular do poço.

4.13 *Equivalent Circulation Density*

Densidade de circulação equivalente é a densidade efetiva do fluido circulante no poço, resultante da soma da pressão imposta pela coluna hidrostática de fluido, pressão de fricção e contrapressão aplicada na superfície.

4.14 Especificação Técnica para Requisição de Bens e Serviços (ET-RBS)

Documento que contém os requisitos técnicos específicos e instruções complementares necessários à definição de escopo da contratação de equipamento, material e/ou serviço.

4.15 *Floating Mud Cap Drilling*

É uma técnica de MCD na qual o nível de fluido permanece abaixo da mesa rotativa.

4.16 Fluido hidrosticamente *underbalance*

Fluido utilizado na intervenção, cuja pressão exercida por sua coluna hidrostática é menor que a pressão de uma determinada formação comunicada com o poço aberto.

4.17 Formações carstificadas / vulgares

Formações que sofreram dissolução de parte de sua matriz por águas subterrâneas, resultando em cavidades de diversas formas e tamanhos.

4.18 *Formation Integrity Test*


Teste de integridade da formação (teste de competência de formação) com aplicação de pressão adicional na superfície em uma coluna de fluido (pressão hidrostática) para determinar a capacidade de uma zona subterrânea para suportar uma pressão planejada.

4.19 HAZID

HAZID (*Hazard Identification*) são estudos de identificação de riscos. Processo de identificação de perigos para planejar, evitar ou mitigar seus impactos.

4.20 HAZOP

HAZOP (*Hazard Operability Study*) é um exame estruturado e sistemático de processos

	ESPECIFICAÇÃO TÉCNICA	Nº ET-2000.00-1100-000-PPQ-001	REV. 0
			Folha 7 de 28
	TÍTULO:		PÚBLICA
	SISTEMA DE GERENCIAMENTO DE PRESSÃO		POCOS/CTPS/QC

(existentes ou planejados) para identificar e avaliar problemas que possam representar riscos para pessoal, meio ambiente ou equipamento, ou evitar operações deficientes.

4.21 Influxo

Invasão imprevista e indesejada de fluido da formação para o poço.

4.22 Janela operacional

Representa a menor diferença entre o gradiente de pressão de poros / colapso mais elevada e o gradiente de pressão de fratura / perda de fluido mais baixa do poço aberto.

4.23 Leak Off Test

Teste que visa determinar a pressão a que a formação exposta absorve fluido do poço. A aplicação da pressão é feita através da coluna de fluido (pressão hidrostática) e uma pressão superficial até o indicativo de absorção.

4.24 Mud Cap Drilling

É uma técnica de MPD que possibilita o prosseguimento da operação de forma segura durante a ocorrência de perda total de fluido para a formação. A perda para formação não é controlada e o cascalho produzido durante a perfuração é bombeado para a formação.

4.25 NRV

NRV (*Non Return Valve*) é uma válvula do tipo *flapper*, instalada no interior da coluna de trabalho que impede o fluxo ascendente em caso de desbalanceio entre coluna e anular do poço.

4.26 Pressurized Mud Cap Drilling

É uma técnica de MCD na qual a perda total é controlada pela aplicação de contrapressão na superfície.

4.27 Rotating Control Device


RCD (*Rotating Control Device*), equipamento que permite a passagem da coluna de trabalho (com ou sem rotação) pelo seu interior enquanto promove a vedação contra a coluna e, por consequência, mantém a pressão no anular do poço no patamar desejado. É parte integrante do Conjunto Solidário de Barreiras primário.

4.28 Sistema de Contrapressão

Sistema que gera contrapressão pela restrição do fluxo por *chokes*, com objetivo de manter a pressão de superfície ou anular em patamar desejado. É composto por *manifold MPD* e por um sistema de controle.

4.29 Sistema de Desvio de Fluxo

Sistema composto por equipamentos instalados na coluna de *riser* que desvia o fluxo do poço para o sistema de superfície.

	ESPECIFICAÇÃO TÉCNICA	Nº ET-2000.00-1100-000-PPQ-001	REV. 0
			Folha 8 de 28
	TÍTULO: SISTEMA DE GERENCIAMENTO DE PRESSÃO		PÚBLICA

4.30 Sistema de Gerenciamento de Pressão

Todo o aparato necessário à aplicação das técnicas MPD e suas variantes.

4.31 *Surface Back Pressure*


SBP (*Surface Back Pressure*) é uma técnica de MPD na qual é aplicada ativamente uma contrapressão na superfície durante a operação (perfuração, conexão, manobra, entre outras), com objetivo de manter a pressão no valor desejado no *Anchor Point*.

4.32 Unidade de intervenção

Unidade contratada pela PETROBRAS para realização da intervenção no poço, podendo esta intervenção ser perfuração, completação, avaliação, *workover* ou abandono.

5 SIGLAS E ABREVIATURAS

AP – *Anchor Point*
 BOP – *Blowout Preventer*
 BTR – *Bellow Tensioner Ring*
 CSB – Conjunto Solidário de Barreiras
 DFIT – *Dynamic Formation Integrity Test*
 DLOT – *Dynamic Leak Off Test*
 DPPT – *Dynamic Pore Pressure Test*
 ECD – *Equivalent Circulation Density*
 EKD – *Early Kick Detection*
 FMEA – *Failure Module and Effect Analysis*
 FMCD – *Floating Mud Cap Drilling*
 HMI – *Human Machine Interface*
 HPHT – *High Pressure and High Temperature*
 INMETRO – Instituto Nacional de Metrologia, Qualidade e Tecnologia
 LAM – *Light Annular Mud*
 LWD – *Logging while Drilling*
 MCD – *Mud Cap Drilling*
 MGS – *Mud Gas Separator* (separador atmosférico)
 MPD – *Managed Pressure Drilling*
 MTTF – *Mean Time to Failure*
 MWD – *Measuring while Drilling*
 NRV – *Non-return Valve*
 P&ID – *Piping and Instrumentation Diagram*
 PMCD – *Pressurized Mud Cap Drilling*
 PRV – *Pressure Relief Valve*
 PS – *Protective Sleeve*
 PWD – *Pressure while Drilling*
 RCD – *Rotating Control Device*
 SAC – Fluido de sacrifício
 SBP – *Surface Back Pressure*

	ESPECIFICAÇÃO TÉCNICA	Nº ET-2000.00-1100-000-PPQ-001	REV. 0
			Folha 9 de 28
	TÍTULO: SISTEMA DE GERENCIAMENTO DE PRESSÃO		PÚBLICA
			POCOS/CTPS/QC

6 DESCRIÇÃO DOS REQUISITOS FUNCIONAIS E TÉCNICOS

6.1 Unidade de intervenção

6.1.1 Sistema de Superfície

6.1.1.1 O sistema de superfície é composto por tubulações rígidas, válvulas manuais e remotas, conectores, adaptadores, sensores, mangueiras flexíveis e suas respectivas instalações que conectam o sistema de desvio de fluxo e o *manifold* MPD aos demais equipamentos (*peneiras, trip tank, standpipe, choke manifold, MGS, buffer manifold, etc.*), permitindo direcionar o fluxo por diferentes caminhos.

6.1.1.2 O sistema de superfície deve permitir todos os alinhamentos possíveis de acordo com as operações e procedimentos PETROBRAS envolvendo as técnicas SBP e MCD (variantes FMCD e PMCD) para todos os ciclos de intervenção de poços, conforme exemplificado no item 6.4, porém não restritos a estes.

6.1.1.3 O sistema de superfície deve permitir a instalação de todos os sensores descritos no item 6.3.1.13 que fazem parte do sistema de contrapressão.


6.1.1.4 O P&ID deverá ser apresentado para aprovação técnica da PETROBRAS como parte integrante do processo de contratação ou aditamento de contrato da unidade de intervenção, independentemente de já ter sido utilizado por outros operadores em intervenções em poços. Isto posto, deve ser permitido acesso irrestrito a disposição de linhas e válvulas e documentação técnica da unidade.

6.1.1.5 Todos os elementos do sistema (linhas rígidas, válvulas, cotovelos, blocos, adaptadores, etc.) deverão atender às especificações da NACE MR-01-75: 2015, e, adicionalmente, as linhas rígidas deverão atender à ASME B31.3: 2015.

6.1.1.6 As seguintes linhas listadas na Tabela 1, mas não limitadas as mesmas, deverão ser instaladas no sistema de superfície da unidade de intervenção:

Tabela 1 – Especificação mínima das linhas de superfície (escopo mínimo de fornecimento).

#	Tubulação	Diâmetro nominal mínimo	Diâmetro interno mínimo	Pressão de trabalho
1	<i>standpipe</i> para <i>buffer manifold</i>	6"	5,761"	3000 psi
2	<i>choke manifold</i> para <i>buffer manifold</i>	6"	5,761"	3000 psi
3	<i>moonpool</i> para <i>buffer manifold</i>	6"	5,761"	3000 psi
4	<i>moonpool</i> para <i>buffer manifold</i>	6"	5,761"	3000 psi
5	<i>moonpool</i> para <i>buffer manifold</i>	2"	1,939"	3000 psi
6	<i>buffer manifold</i> para <i>manifold MPD</i>	6"	5,761"	3000 psi
7	<i>trip tank</i> para <i>buffer manifold</i>	2"	1,939"	300 psi (aço Grau B ou superior)
8	<i>bypass manifold MPD (buffer manifold</i> para <i>flow line / degasser)</i>	6"	5,761"	300 psi (aço Grau B ou superior)
9	<i>manifold MPD</i> para <i>flow line / trip tank</i>	6"	5,761"	300 psi (aço Grau B ou superior)
10	<i>manifold MPD</i> para <i>degasser</i>	6"	5,761"	300 psi (aço Grau B ou superior)

	ESPECIFICAÇÃO TÉCNICA	Nº ET-2000.00-1100-000-PPQ-001	REV. 0
			Folha 10 de 28
	TÍTULO: SISTEMA DE GERENCIAMENTO DE PRESSÃO		PÚBLICA
<p>6.1.1.7 Toda mudança de direção ou curvas de raio curto ($R/d < 10$, onde “R” é raio da curva e “d” é o diâmetro interno da tubulação) deverão ser protegidas com dispositivo antierosão do tipo “<i>target flange</i>” ou colchão de amortecimento (comprimento mínimo igual ao diâmetro da tubulação ou 4”, o que for maior) nos dois sentidos de fluxo.</p> <p>6.1.1.8 Todo sub de cruzamento (<i>crossover</i>) deverá possuir eslingas de segurança.</p> <p>6.1.1.9 A máxima perda de carga nas linhas de superfície, entre o <i>moonpool</i> e o <i>manifold</i> MPD, com fluxo por apenas uma linha entre o moonpool e buffer manifold, e entre <i>buffer manifold</i> e <i>manifold</i> MPD, à 1500 gpm com água do mar, deve ser no máximo de 85 psi.</p> <p>NOTA: Esta perda de carga será aferida subtraindo a pressão lida na entrada do <i>manifold</i> MPD da pressão lida no carretel de fluxo, da diferença pressão hidrostática devido a diferença de cota entre o <i>manifold</i> MPD e o carretel de fluxo e a perda de carga na mangueira flexível (estimada em 60 psi para uma mangueira flexível de 200 ft de comprimento e 6” de diâmetro interno à vazão de 1500 gpm de água do mar).</p> <p>6.1.1.10 Deverão ser instaladas válvulas de alívio de pressão (PRV) para proteção dos equipamentos, incluindo trechos de conversão de classes de pressão, além do <i>buffer manifold</i> e/ou linhas de retorno de fluxo do poço, conforme exemplifica P&ID global apresentado na Figura 1 desta ET.</p> <p>6.1.1.11 As PRVs deverão ser automáticas, programáveis e auto restabelecíveis, com classe de pressão compatível com os demais equipamentos do sistema de superfície a qual se destina a proteger e possuir vedação a gás (<i>gas tight</i>).</p> <p>6.1.1.12 Deverão ser instaladas válvulas de bloqueio, com redundância nos pontos de interligação (a) do <i>buffer manifold</i> com <i>standpipe manifold</i> e (b) do <i>buffer manifold</i> com <i>choke manifold</i>, com classe de pressão compatível com os respectivos <i>manifolds</i>.</p> <p>6.1.1.13 Não deverão existir trechos com reduções de diâmetro ao longo da tubulação, salvo em conexões, com a redução limitada ao diâmetro da conexão.</p> <p>6.1.1.14 Deverá ser apresentado estudo hidrodinâmico de avaliação do uso de <i>swivel</i> para todas as mangueiras flexíveis, visando atender aos requisitos de giro da unidade de intervenção.</p> <p>6.1.1.15 O sistema de controle das válvulas de atuação remota e sensores deve possuir HMI para atuação e monitoramento, além de registrar as manobras de abertura e fechamento (<i>log</i>) e permitir a recuperação do registro por meio digital, bem como ser disponibilizado no sistema de dados da unidade de intervenção.</p> <p>6.1.1.16 Todas as válvulas de acionamento remoto devem dispor de mecanismo para acionamento manual como <i>back up</i>.</p> <p>6.1.1.17 As válvulas nas linhas que direcionam o fluxo para o MGS, bem como as válvulas que direcionam o fluxo para a <i>flow line / trip tank</i>, deverão ter atuação remota, além de possuírem sistema de intertravamento.</p>			

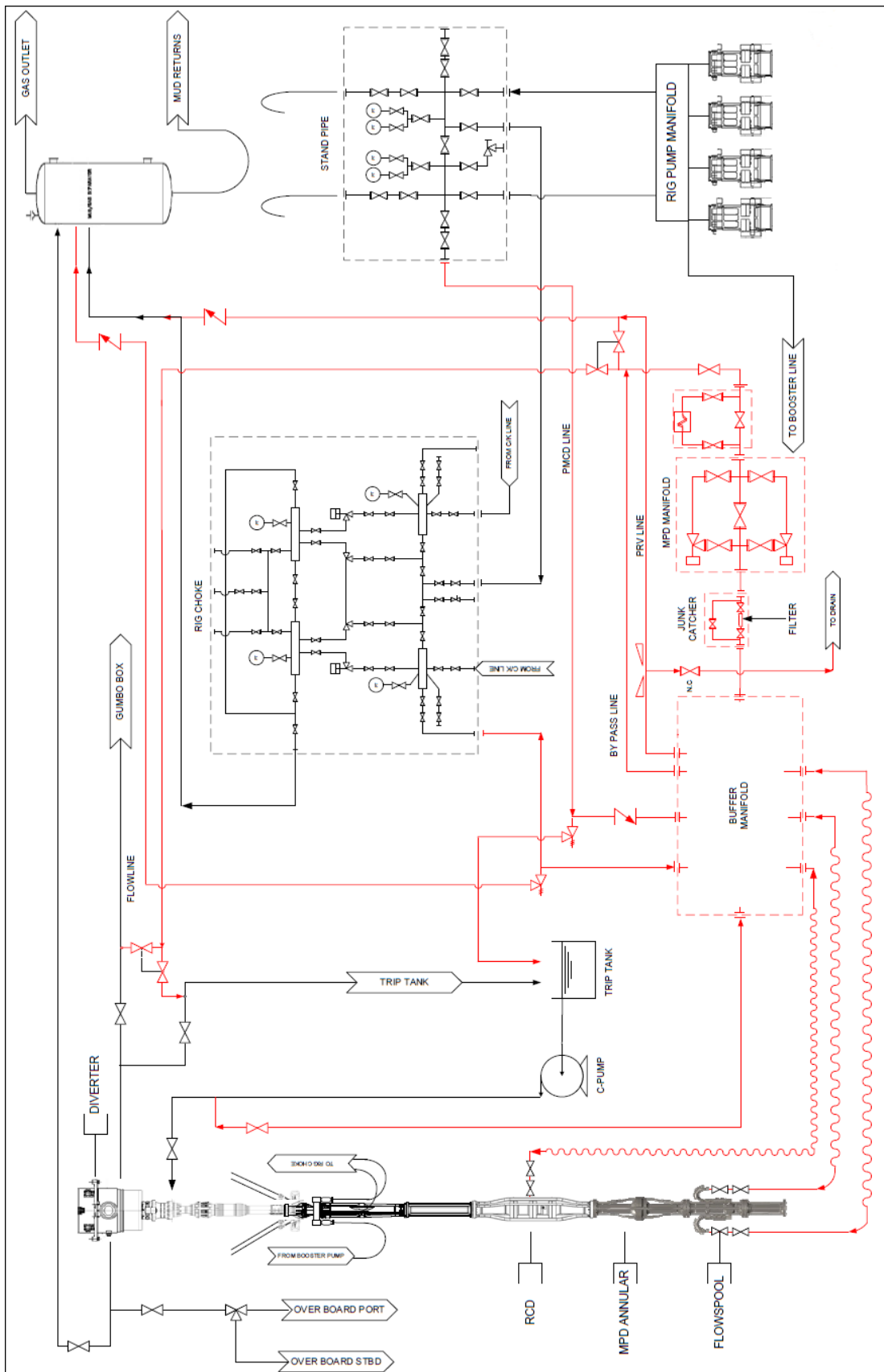


Figura 1 – P&ID global (referência para elaboração do P&ID específico pelo fornecedor).

6.1.1.18 A cabine do sondador deverá possuir área destinada a acomodação dos operadores, painéis de controle e monitoramento MPD e computadores da equipe responsável pelo Sistema de Contrapressão.

6.1.1.19 A unidade de intervenção deverá ser capaz de efetuar giros de até 175° em ambas as direções sem causar interferência das mangueiras flexíveis do Sistema de Desvio de Fluxo com a coluna de riser ou equipamentos do moon pool.

6.1.2 Buffer manifold (Distribuidor)

6.1.2.1 O *buffer manifold* deve permitir o alinhamento para o *flow spool*, *trip tank*, *stand pipe manifold*, *flow line*, *choke manifold*, separador atmosférico, *manifold* MPD e tanque de dreno, devendo permitir todos os alinhamentos possíveis de acordo com as operações e procedimentos PETROBRAS envolvendo as técnicas SBP e MCD (variantes FMCD e PMCD) para todos os ciclos de intervenção de poços, conforme operações listadas no item 6.4, porém não restritos a estes.

6.1.2.1.1 O escopo mínimo, mas não limitado a, para projeto do *buffer manifold*, em que o *bleed off* da RCD seja para mangueira flexível de 2" é representado na figura 2a.

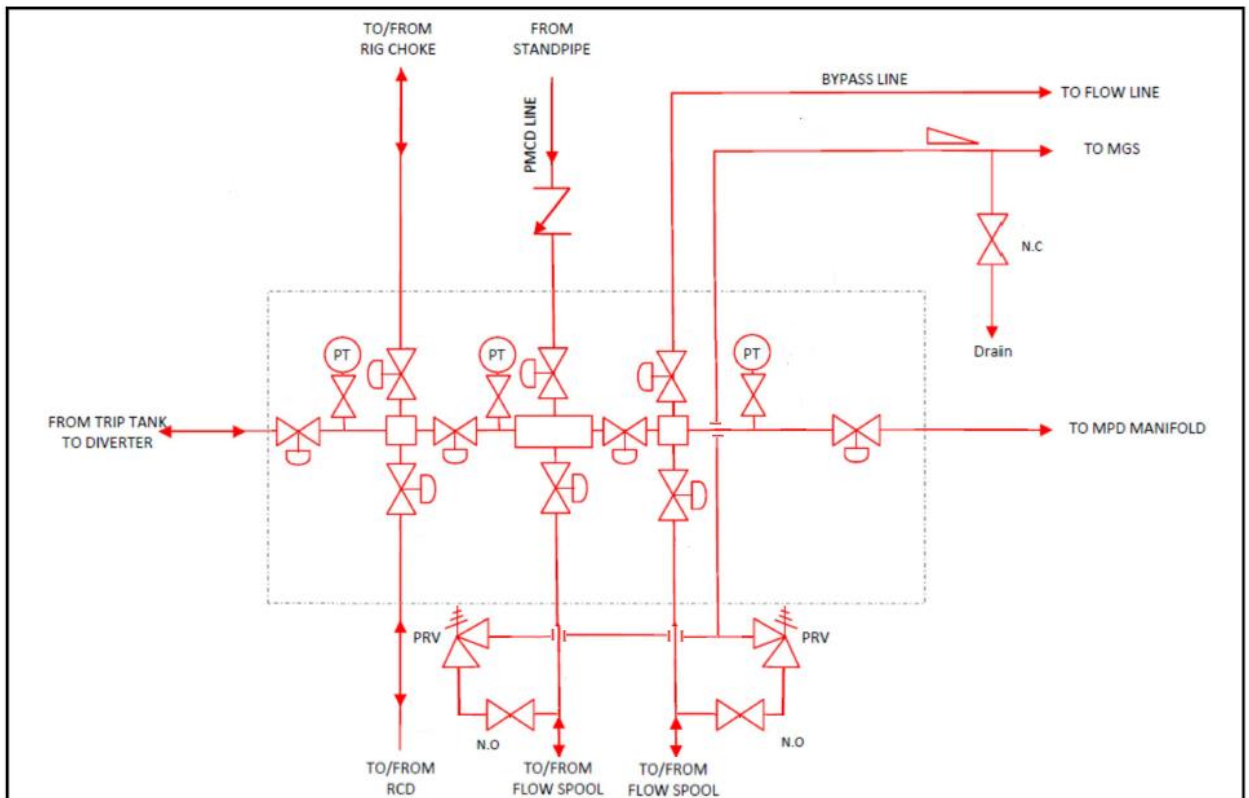


Figura 2a – Detalhamento do *buffer manifold* (referência para elaboração do P&ID específico pelo fornecedor).

6.1.2.1.2 O escopo mínimo, mas não limitado a, para projeto do *buffer manifold*, em que o *bleed off* da RCD seja para o carretel de fluxo é representado na figura 2b

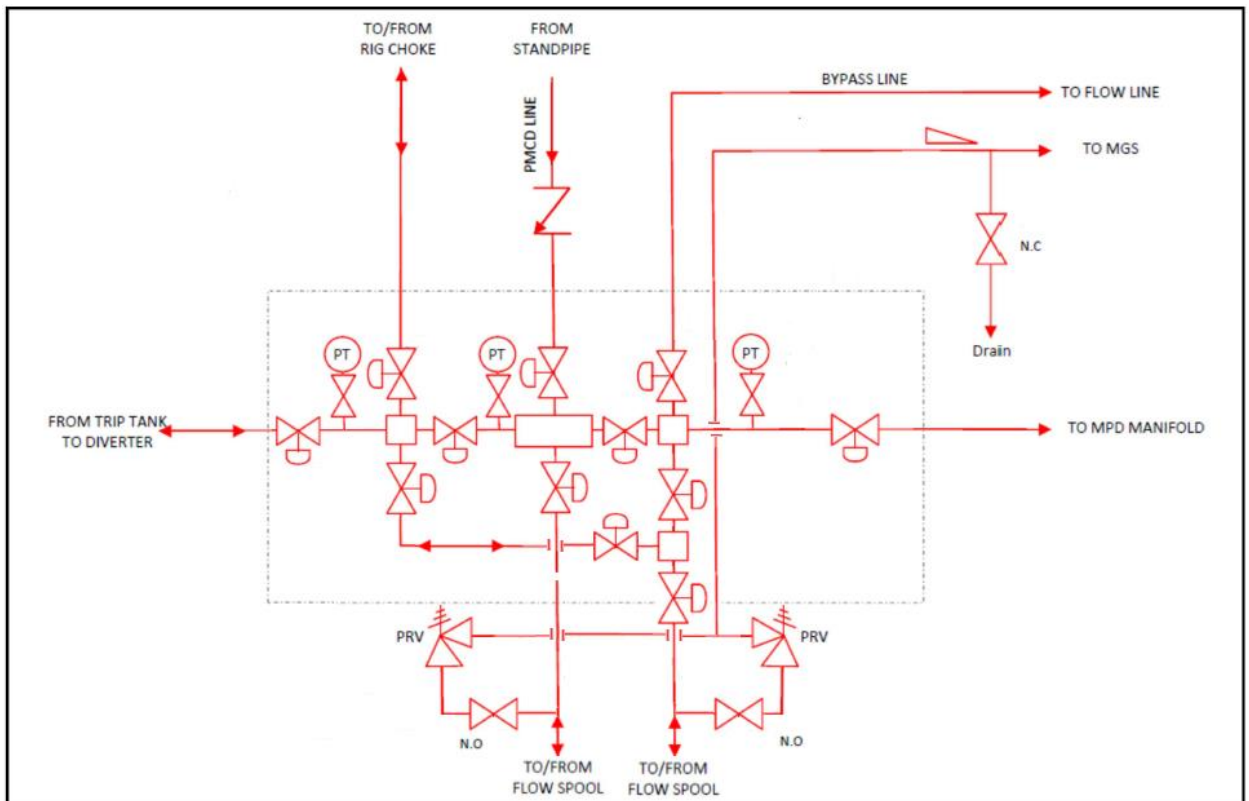



Figura 2b – Detalhamento do *buffer manifold* (referência para elaboração do P&ID específico pelo fornecedor).

- 6.1.2.2 A classe de pressão do *buffer manifold* deverá ser de 3000 psi ou superior (diâmetro nominal 6", diâmetro interno mínimo 5,761").
- 6.1.2.3 Deverá possuir no mínimo três sensores de pressão que permitam monitoramento para os diferentes alinhamentos nas operações e procedimentos PETROBRAS.
- 6.1.2.4 Todos os sensores de pressão deverão possuir visores locais, além da capacidade de transmissão remota para o sistema de dados da unidade.
- 6.1.2.5 Os sensores de pressão deverão ser instalados na posição horizontal.
- 6.1.2.6 As válvulas deverão possuir capacidade de atuação remota conforme P&ID global (Figura 1) e possibilitar sua abertura com diferencial de pressão.
- 6.1.3 P&ID
 - 6.1.3.1 A linha de interconexão entre o *buffer manifold* e o *Choke manifold* deve permitir alinhamento para ambos os tramos do *choke manifold* e isolamento do tramo que não for utilizado.
 - 6.1.3.2 A linha de interconexão entre o *Standpipe manifold* e o *Buffer manifold* deve permitir alinhamento de ambos os tramos do *Standpipe manifold* e isolamento do tramo que não for utilizado.
 - 6.1.3.3 Deverá haver linha interligando diretamente o *buffer manifold* ao MGS.

	ESPECIFICAÇÃO TÉCNICA	Nº ET-2000.00-1100-000-PPQ-001	REV. 0
	TÍTULO:		Folha 14 de 28
	SISTEMA DE GERENCIAMENTO DE PRESSÃO		PÚBLICA

6.1.3.4 As linhas para o MGS, proveniente do *manifold* MPD, *buffer manifold* e das PRVs deverão possuir *check valves* instaladas próximas ao separador.

6.1.3.5 Deverá haver linhas interligando o *manifold* MPD e *buffer manifold* à *flow line* (*gumbo box*) e *trip tank*, sendo ligado a jusante das válvulas de intertravamento de acordo com a Figura 3.

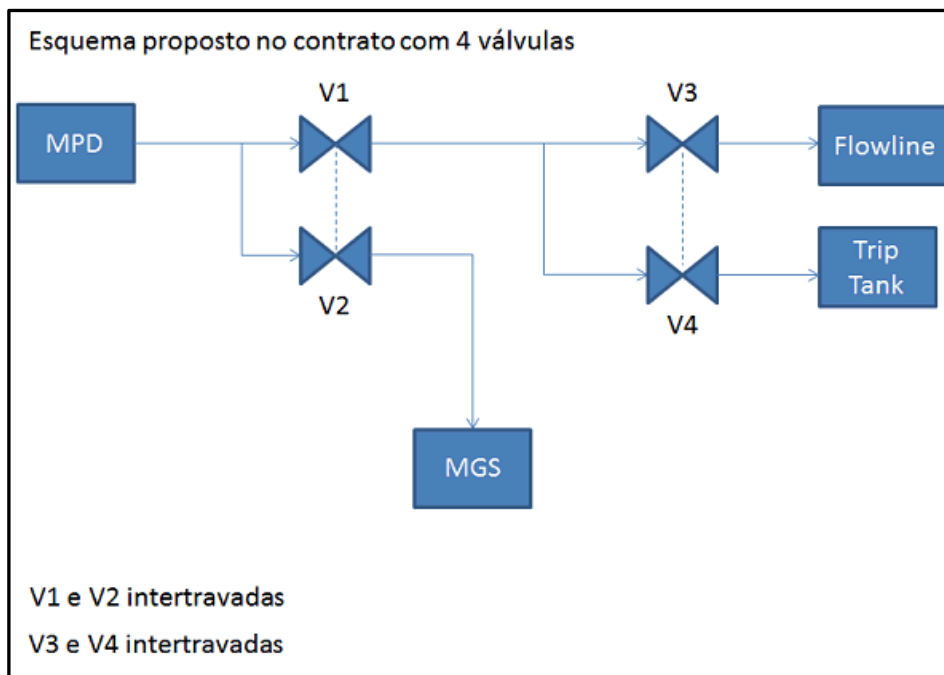


Figura 3 – Esquema de intertravamento de válvulas na superfície.

Nota 1: As válvulas V1 e V2 são intertravadas de forma que quando uma está aberta a outra está fechada. Ambas devem ser localizadas o mais próximo possível do MPD manifold de forma a evitar que, na eventualidade de circulação de gás para o MGS, haja acúmulo de gás nas outras linhas de superfície.


Nota 2: As válvulas V3 e V4 são intertravadas de forma que quando uma está aberta a outra está fechada. A V4 deve ser localizada o mais perto possível do trip tank de forma que quando for necessário flowcheck pelo trip tank a linha até o trip tank esteja preenchida de fluido.

Nota 3: Operação normal se dá com V1 e V3 abertas.

6.1.3.6 As linhas provenientes dos *manifolds* MPD e *buffer* deverão interceptar a *flowline* a montante do sensor de gás (item 6.1.6.2).

6.1.3.7 As linhas provenientes dos *manifolds* MPD e *buffer* deverão interceptar a *flowline* sem impacto para o desvio de fluxo para as peneiras.

6.1.3.8 Deverá ser prevista a instalação de sistema coletor de detritos (*junk catcher*) de grande diâmetro (maior ou igual a 2" de diâmetro) à montante do sistema de contrapressão. Este coletor deverá possuir desvio que permita a sua limpeza sem interrupção operacional.

	ESPECIFICAÇÃO TÉCNICA	Nº ET-2000.00-1100-000-PPQ-001	REV. 0
			Folha 15 de 28
	TÍTULO: SISTEMA DE GERENCIAMENTO DE PRESSÃO		PÚBLICA

6.1.4 Acessórios de perfuração

6.1.4.1 Bucha bipartida

Conforme ET-RBS da unidade de intervenção.

6.1.4.2 Estaleiramento na unidade de intervenção

A unidade de intervenção, deverá fornecer *subs* de transição (*crossovers*) e *pup joints*, conforme ET-RBS da unidade de intervenção, suficientes para manter estaleiradas 3 (três) seções com ferramentas de assentamento / desassentamento do conjunto de vedação, com o conjunto conectado à ferramenta, e uma seção com ferramenta para bucha de proteção, com a bucha suspensa pela ferramenta, simultaneamente, sem prejuízo dos quantitativos já previstos na ET-RBS da unidade de intervenção.

6.1.4.3 Non-return valve (NRV)

6.1.4.3.1 Deverão ser disponibilizadas NRVs para utilização em operações SBP/MCD do tipo "*flapper, non-ported*" e possuir vedação a gás (*gas tight*).

6.1.4.3.2 As NRVs deverão ser certificadas para trabalhar em até 400°F e 10.000 psi, com elastômero resistente a H₂S.

6.1.4.3.3 Todas as NRVs devem ser do tipo "*non-ported, flapper style*", sem mecanismos de alívio de pressão e permitir passagem de esfera e *dart* de diâmetro de ao menos 2 1/2".

6.1.4.3.4 As NRVs serão acopladas em *subs* especialmente designados para operações MPD/MCD, de forma a travar mecanicamente as NRVs e prover vedação entre eles.

6.1.4.3.5 Devem ser disponibilizados os referidos *subs* para acoplamento das NRVs.

6.1.4.3.6 Deverão ser providos os equipamentos necessários para a instalação e retirada das NRVs dos *subs*.

6.1.4.3.7 Os diâmetros das NRVs e *subs* a serem disponibilizados devem ser compatíveis com todas as colunas de trabalho da unidade para os vários tipos de intervenção, tais como perfuração, completação, avaliação, *workover* e abandono.


6.1.4.3.8 Deve haver pelo menos duas NRVs disponíveis para cada coluna de trabalho, além dos *back ups*.

6.1.4.3.9 As NRVs e os *subs* deverão atender às especificações e recomendações da API SPEC 7NRV: 2012.

6.1.4.3.10 As NRVs e os *subs* deverão ser compatíveis com fluido de perfuração e completação utilizados nas operações e procedimentos PETROBRAS conforme item 6.4.3, envolvendo as técnicas SBP e MCD (variantes FMCD e PMCD) para todos os ciclos de intervenção de poços. As características dos fluidos serão estabelecidas na ET-RBS.

6.1.5 Sistema de movimentação de carga

6.1.5.1 O *riser crane* deve ter capacidade de carga suficiente para mover a junta de *riser* MPD como peça integral do convés para a plataforma de perfuração, posicionando-a no *riser catwalk*. Caso a junta de *riser* MPD tenha previsão de fornecimento por terceiro contratado pela PETROBRAS, a capacidade necessária

	ESPECIFICAÇÃO TÉCNICA	Nº	ET-2000.00-1100-000-PPQ-001	REV.	0
	TÍTULO:			Folha 16 de 28	
	SISTEMA DE GERENCIAMENTO DE PRESSÃO			PÚBLICA	
				POCOS/CTPS/QC	

será informada na ET-RBS da unidade de intervenção.

6.1.5.2 O *riser catwalk* deve permitir a acomodação da junta de *riser* MPD como peça única, possuindo capacidade de carga suficiente para tanto. Além disso, deve possuir geometria adequada ao posicionamento da junta de perfuração de forma a não danificar o encapsulamento dela. Caso a junta de *riser* MPD tenha previsão de fornecimento por terceiro contratado pela PETROBRAS, a capacidade necessária será informada na ET-RBS da unidade de intervenção.

6.1.6 Sistema de segurança de poço

6.1.6.1 O sistema de MPD deverá ser capaz de ser alinhado diretamente a um separador atmosférico de capacidade no mínimo igual ao do separador de gás de *riser* conforme ET-RBS da unidade de intervenção.

6.1.6.2 O sensor de gás deverá ser posicionado de forma que permita a medição com qualquer direcionamento do fluxo para a *flowline*.

6.1.7 Sistema Subsea

6.1.7.1 Os equipamentos submarinos expostos à pressão do poço, ou seja, todos os componentes do *riser* de perfuração e do sistema de BOP submarino – LMRP e BOP *stack* (juntas de *riser*, junta flexível, conectores, válvulas, preventores anulares, preventores de gavetas) deverão ter capacidade de operar com um diferencial de pressão externa equivalente a máxima lâmina d'água prevista na ET-RBS da unidade de intervenção, comprovado mediante apresentação de estudo de engenharia do fabricante e/ou contratista de perfuração.


6.1.7.2 Deverá ser realizada análise de *riser*, conforme seção G da ET-RBS da unidade de intervenção, considerando os equipamentos de desvio de fluxo, para cenários SBP, FMCD e PMCD, com 2000 psi aplicado no topo do *riser* de perfuração, para até o máximo peso de fluido e a máxima lâmina d'água prevista na ET-RBS da unidade de intervenção. Deve ser também apresentada análise de sensibilidade para a lâmina d'água, pressão no *riser* e nível estático de fluido, indicando novos limites e envelope de operação em modo SBP, FMCD e PMCD.


6.1.7.3 Na análise de *riser* deverá ser considerado o cenário de FMCD com *riser* vazio na desconexão de emergência. A gaveta do BOP deverá suportar o diferencial de pressão nesse cenário.

6.1.7.4 O sistema de *riser recoil* deverá estar apto a lidar c/ situações de *riser* parcialmente ou totalmente vazio e também situações em que o *riser* esteja pressurizado, conforme definido na seção G da ET-RBS da unidade de intervenção.

6.1.7.5 A unidade de intervenção deverá ser capaz de operar com a seguinte configuração de *riser* de perfuração (*riser stack-up*), do topo para a base:

- i. Diverter com ID mínimo de 19-1/4”;
- ii. Junta flexível superior com ID mínimo de 19-1/4”;
- iii. Junta telescópica com ID mínimo de 19-1/4”;

	ESPECIFICAÇÃO TÉCNICA	Nº ET-2000.00-1100-000-PPQ-001	REV. 0
			Folha 17 de 28
	TÍTULO: SISTEMA DE GERENCIAMENTO DE PRESSÃO		PÚBLICA
			POCOS/CTPS/QC
<p>iv. Carretel Adaptador - Flange de <i>Riser</i> para Flange da Junta de <i>riser</i> MPD;</p> <p>v. Junta de <i>riser</i> MPD;</p> <p>vi. Carretel Adaptador - Flange da Junta de <i>riser</i> MPD para Flange de <i>Riser</i>;</p> <p>vii. Coluna de <i>riser</i> de perfuração.</p> <p>6.1.7.6 Acomodação das linhas auxiliares do sistema de riser de perfuração será especificada na ET-RBS da unidade de intervenção, podendo ser:</p> <p>a) By-pass para as linhas auxiliares do sistema de <i>riser</i> de perfuração, a serem instalados para os itens 6.1.7.5 (iv), (v), (vi) e (vii). O by-pass não deverá interferir com os diâmetros máximos de passagem da mesa rotativa e do anel tensionador da unidade de intervenção;</p> <p>ou</p> <p>b) Junta de terminação de linhas auxiliares do sistema de <i>riser</i>, interligando os itens 6.1.7.5(vi) e (vii).</p> <p>6.1.7.7 A conexão da junta de <i>riser</i> MPD deverá ser compatível com a coluna de <i>riser</i>, podendo-se utilizar carretéis adaptadores. Caso sejam utilizados carretéis adaptadores, devem ser atendidos os seguintes requisitos:</p> <p>6.1.7.7.1 Carretel adaptador - flange de <i>riser</i> para flange da junta de <i>riser</i> MPD</p> <ul style="list-style-type: none"> • Flange superior compatível com conector de <i>riser</i> da unidade de intervenção. • Flange inferior compatível com conector da junta de <i>riser</i> MPD. • Tração de trabalho de 3.500.000 lbf. • Fabricada em acordo com a API RP 16Q, API SPEC 16R e API SPEC 16F. • Diâmetro interno mínimo de 19-1/4”. <p>6.1.7.7.2 Carretel adaptador - flange da junta integrada para flange de <i>riser</i></p> <ul style="list-style-type: none"> • Flange superior compatível com conector da junta de <i>riser</i> MPD. • Flange inferior compatível com conector de <i>riser</i> da unidade de intervenção. • Pressão de trabalho 2000 psi. • Tração de trabalho de 3.500.000 lbf (com aplicação de 2000 psi de pressão interna). • Próprio para serviços com H₂S, conforme ANSI/NACE MR 0175/ISO 15156 todas as partes. • Fabricada de acordo com a API RP 16Q, API SPEC 16R e API SPEC 16F; • Diâmetro interno mínimo de 18-3/4”. <p>6.1.7.7.3 O tipo de conector da junta de <i>riser</i> MPD será informado na ET-RBS da unidade de intervenção.</p> <p>6.1.7.7.4 Será informado na ET-RBS da unidade de intervenção necessidade de contemplar <i>by-pass</i> para as linhas auxiliares do <i>riser</i> de perfuração (<i>choke, kill, booster, supply</i>, etc.).</p>			

	ESPECIFICAÇÃO TÉCNICA	Nº	ET-2000.00-1100-000-PPQ-001	REV.	0
	TÍTULO:			Folha 18 de 28	
	SISTEMA DE GERENCIAMENTO DE PRESSÃO			PÚBLICA	
				POCOS/CTPS/QC	

6.1.8 Junta de terminação

- 6.1.8.1** Deverá ser disponibilizada junta de *riser* com terminação das linhas auxiliares do *riser* de perfuração (*choke, kill, booster, supply*) quando não houver *by-pass* para as linhas auxiliares na junta de *riser* MPD.
- 6.1.8.2** O flange superior e inferior da junta de terminação deve ser compatível com o conector do *riser*.

6.2 Sistema de Desvio de Fluxo

6.2.1 Requisitos Gerais

- 6.2.1.1** Todo o sistema, descrito nos itens 6.2.1 a 6.2.5, deverá suportar uma tração de trabalho de 3.500.000 lbf (com 2000 psi aplicado de pressão interna) e momento fletor equivalente ou superior ao do *riser* de perfuração.
- 6.2.1.2** Os equipamentos e suas interfaces, descritos nos itens 6.2.1 a 6.2.5, deverão ser projetados de modo a permitir um giro da unidade de intervenção de no mínimo 175 graus para cada lado.
- 6.2.1.3** Os equipamentos e suas interfaces, descritos nos itens 6.2.1 a 6.2.5, deverão atender a pressão de trabalho de 2000 psi. Para a cabeça rotativa esta pressão de trabalho está em condições estáticas.
- 6.2.1.4** Temperatura de trabalho dos equipamentos de desvio de fluxo de 35°F a 250°F.

6.2.2 Junta de *riser* MPD

- 6.2.2.1** A Junta de *riser* MPD é composta de no mínimo (do topo para a base):


- Cabeça Rotativa;
- Preventor anular;
- *Flow Spool*.


- 6.2.2.2** Dispor de todos os acessórios necessários às operações incluindo, porém não limitados a, adaptadores, *split rings* e *running tools*.


- 6.2.2.3** A ferramenta de instalação (*running tool*) deverá ser hidráulica, com no mínimo uma ferramenta de instalação *back-up*, podendo esta ser mecânica.


- 6.2.2.4** Acomodação das linhas auxiliares do sistema de *riser* de perfuração será especificada na ET-RBS que contemple fornecimento da Junta de *riser* MPD, podendo ser:

- a) *By-pass* para as linhas auxiliares do sistema de *riser* de perfuração, a serem instalados para os componentes da junta de *riser* MPD. O *by-pass* não deverá interferir com os diâmetros máximos de passagem da mesa rotativa e do anel tensionador da unidade de intervenção;
- ou

	ESPECIFICAÇÃO TÉCNICA	Nº ET-2000.00-1100-000-PPQ-001	REV. 0	
			Folha 19 de 28	
	TÍTULO: SISTEMA DE GERENCIAMENTO DE PRESSÃO		PÚBLICA	
			POCOS/CTPS/QC	
<p>b) Junta de terminação de linhas auxiliares do sistema de <i>riser</i>, a ser fornecida pela unidade de intervenção, interligando os itens 6.1.7.5(vi) e (vii).</p> <p>6.2.2.5 A junta de <i>riser</i> MPD deve ter OD máximo que permita sua passagem pela mesa rotativa e anel tensionador da unidade de intervenção, ainda que esteja com os atuadores das válvulas do <i>flow spool</i> ou com encapsulamento. Ela deverá possuir protetores (<i>bumpers</i>) para evitar danos nos seus elementos durante a descida.</p> <p>6.2.2.6 A junta de <i>riser</i> MPD deverá obedecer aos requisitos de fabricação constantes na API SPEC 16A: 2017, API SPEC 16D: 2004, API RP 16Q: 2017, API SPEC 16R: 1996 e API SPEC 16F:2017.</p> <p>6.2.2.7 Deve haver sensor de pressão instalado na junta de <i>riser</i> MPD, abaixo do preventor anular e na cabeça rotativa, com capacidade de envio desta informação para o sistema de dados da sonda e para o Sistema de dados do sistema de contrapressão.</p> <p>6.2.2.8 A junta de <i>riser</i> MPD deverá possuir <i>drift</i> mínimo de 18-3/4", quando o conjunto de vedação não estiver instalado.</p> <p>6.2.2.9 Dispor de válvula de bloqueio, com redundância, de acionamento remoto, indicadores visuais e vedação metal-metal, fabricadas conforme requisitos da API SPEC 6A: 2010 – PSL-3, EE-0.5, U, para instalação na saída para equalização de pressões e ataque ao poço da RCD (ver item 6.2.3.8). Estas válvulas deverão ser monitoradas, possuir indicativo de posição e controladas remotamente por:</p> <p>a) Utilização de um painel de controle hidráulico de superfície.</p> <p>b) Utilização de um painel de controle eletrônico da cabine do sondador.</p> <p>6.2.2.10 Dispor de mangueira flexível para conexão à válvula de bloqueio (item 6.2.2.9), resistente ao fogo, a fluidos abrasivos, sólidos, aos esforços de manuseio e operação, para interligação desta ao sistema de superfície com conexões compatíveis, considerando os requisitos de giro da sonda no caso de sondas de posicionamento dinâmico, conforme item 6.2.1.2 desta especificação.</p> <p>6.2.2.11 A mangueira deverá possuir conexão do tipo engate rápido para interligação à válvula de bloqueio (item 6.2.2.9).</p> <p>6.2.2.12 É permitida a adoção de solução alternativa à mangueira flexível que interliga a válvula de bloqueio (item 6.2.2.9) ao sistema de superfície mediante aceitação da PETROBRAS.</p> <p>6.2.3 Cabeça rotativa</p> <p>6.2.3.1 Deverá suportar, com conjunto de vedação instalado, pressão hidrostática aplicada por coluna de fluido acima do ponto de instalação no <i>riser</i> de perfuração, considerando pressão atmosférica abaixo.</p> <p>6.2.3.2 Deverá possuir componentes e conexões projetados para operação submersa, visto que a cabeça rotativa poderá ser instalada no <i>riser</i> até 40 metros abaixo do nível do mar.</p>				

	ESPECIFICAÇÃO TÉCNICA	Nº	ET-2000.00-1100-000-PPQ-001	REV.	0
	TÍTULO:			Folha 20 de 28	
	SISTEMA DE GERENCIAMENTO DE PRESSÃO			PÚBLICA	
				POCOS/CTPS/QC	
<p>6.2.3.3 Deve possuir sensores que permitam medir a pressão do poço.</p> <p>6.2.3.4 O alojador (corpo da cabeça rotativa) para conjunto de vedação deverá possuir <i>drift</i> mínimo de 18 ¾" para passagem de ferramentas de cabeça de poço.</p> <p>6.2.3.5 Deve possuir sistema de travamento e destravamento com acionamento e operação remota, além de possuir sistema <i>back up</i> para destravamento.</p> <p>6.2.3.6 O sistema de travamento do conjunto de vedação deverá ser "<i>Fail Safe As Is</i>". Desta forma, em caso de falha operacional ou vazamento do umbilical de acionamento do travamento, o conjunto de vedação deve permanecer instalado, ainda que o poço esteja pressurizado.</p> <p>6.2.3.7 Deverá possuir sistema de monitoramento (com indicativo) e alarme para as funções de travamento e destravamento dos elementos a serem instalados na cabeça rotativa, além de sensores de pressão:</p> <p>a) Localmente na HMI / painel de controle da cabeça rotativa,</p> <p>b) Remotamente na cabine do sondador, e</p> <p>c) Disponível para o sistema de dados da sonda e da companhia prestadora do serviço de contrapressão via protocolo de comunicação.</p> <p>6.2.3.8 Dispor de saída de no mínimo 2-1/16" para equalização de pressões e ataque ao poço.</p> <p>6.2.3.9 O conjunto de vedação deve possuir diâmetro externo compatível com <i>drift</i> dos elementos acima do ponto de instalação.</p> <p>6.2.3.10 Durante operação MPD deverão ser sempre mantidos conjuntos de vedação <i>back up</i> a bordo, além dos elementos de vedação ou sobressalentes necessários.</p> <p>6.2.3.11 O conjunto de vedação da RCD deverá possuir, no mínimo, dupla vedação, possuindo sensor com transmissão das leituras ao sistema de monitoramento e controle da cabeça rotativa, de forma a permitir a identificação de falha da vedação inferior ou superior</p> <p>6.2.3.12 Caso seja necessária instalação de bucha protetora na cabeça rotativa, esta deverá possuir diâmetro interno mínimo de 17 3/4".</p> <p>6.2.3.13 A cabeça rotativa deve permitir mínima pressão dinâmica de operação a 100 RPM de 1000 psi, a 50 RPM de 1500 psi e limite de rotação de, no mínimo, 200 RPM.</p> <p>6.2.3.14 As ferramentas de assentamento/dessentamento do conjunto de vedação e bucha de proteção, de atuação mecânica (preferencialmente), hidráulica ou pneumática deverão ter a mesma resistência à tração da coluna de trabalho da unidade de intervenção.</p> <p>6.2.3.15 Todos os acessórios necessários às operações devem estar disponíveis incluindo, porém, não limitados a, adaptadores e <i>running tools</i>, com conexões 4 ½" IF, 5 ½" FH ou 6 5/8" REG e conexões compatíveis com demais colunas de trabalho previstas na ET-RBS da unidade de intervenção, para montar, no mínimo, uma seção com bucha de proteção e duas com conjunto de vedação.</p>					

	ESPECIFICAÇÃO TÉCNICA	Nº ET-2000.00-1100-000-PPQ-001	REV. 0
			Folha 21 de 28
	TÍTULO:		PÚBLICA
	SISTEMA DE GERENCIAMENTO DE PRESSÃO		POCOS/CTPS/QC
<p>6.2.3.16 Os elementos de vedação disponíveis devem permitir o trabalho com colunas de perfuração com diâmetros externos 6-5/8", 5-7/8", 5-1/2", 5", 4-1/2", 4", 3-1/2", 2-7/8" e 2-3/8".</p> <p>6.2.3.17 Deve ser disponibilizado equipamento para perfilagem MPD a ser instalado na RCD, com mesma capacidade dos demais elementos. Este equipamento, em conjunto com demais equipamentos de perfilagem específicos para cenário MPD, deverá permitir a descida do cabo mantendo o sistema pressurizado.</p> <p>6.2.3.18 É permitida a utilização de adaptadores no <i>bore</i> da RCD que conectem o revestimento utilizado pela PETROBRAS e promovam a vedação do anular do revestimento.</p> <p>6.2.3.19 Os elementos de vedação devem ser resistentes aos fluidos, temperaturas e operações utilizados na PETROBRAS, conforme item 6.4, porém não restritos a estes.</p> <p>6.2.3.20 Os elementos de vedação da RCD devem ser capazes de trabalhar sem interrupções por um período mínimo de 120 horas, dentro das faixas de operação dos equipamentos.</p> <p>6.2.3.21 Deverá dispor de sistema de monitoramento e controle da RCD, podendo esta ser a mesma unidade utilizada pelos outros elementos da junta de <i>riser</i> MPD.</p> <p>6.2.3.22 A RCD deve obedecer aos requisitos constantes na API SPEC 16RCD: 2015 e deve ser apresentado monograma API comprovando atendimento a referida especificação.</p> <p>6.2.3.23 O rolamento da RCD, quando utilizado, deve ser capaz de trabalhar sem interrupções por um período mínimo de 360 horas em condições normais de operação</p> <p>6.2.3.24 Manutenção e reparos deverão ser realizados em base no território nacional.</p> <p>6.2.4 BOP anular de superfície</p> <p>6.2.4.1 O preventor anular tem como função primária permitir a manutenção de pressão no poço durante a troca de conjunto de vedação da cabeça rotativa, garantindo o isolamento do <i>riser</i> de perfuração da atmosfera.</p> <p>6.2.4.2 Deverá permitir ajuste de pressão de fechamento para realização de operação de <i>stripping</i>. Para tal, deverá contemplar acumulador dedicado para operação de <i>stripping</i>, capaz de regular a pressão em incrementos de 50 psi, com tempo de resposta conforme API STD 53: 2012.</p> <p>6.2.4.3 Deverá possuir aletas protetoras (<i>bumpers</i>) para evitar danos nos seus elementos durante a descida ou retirada.</p> <p>6.2.4.4 O elemento de vedação do BOP de superfície deve permitir <i>stripping</i> com <i>tool joints</i> de todas as colunas de trabalho previstas na ET-RBS da unidade de intervenção.</p>			

	ESPECIFICAÇÃO TÉCNICA	Nº ET-2000.00-1100-000-PPQ-001	REV. 0
			Folha 22 de 28
	TÍTULO: SISTEMA DE GERENCIAMENTO DE PRESSÃO		PÚBLICA


6.2.5 *Flow Spool*


- 6.2.5.1** Conduz o fluxo de retorno do poço através de mangueiras flexíveis para o sistema de superfície.
- 6.2.5.2** Deverá possuir duas saídas laterais com válvulas de bloqueio, com redundância, de acionamento remoto, indicadores visuais e vedação metal-metal, fabricadas conforme requisitos da API SPEC 6A: 2010 – PSL-3, EE-0.5, U. Estas válvulas deverão ser monitoradas e controladas remotamente e possuir indicativo de posição através da:
- Utilização de um painel de controle hidráulico de superfície.
 - Utilização de um painel de controle eletrônico da cabine do sondador.
- 6.2.5.3** Dispor de conexões do tipo *goose neck* para as mangueiras de fluxo.
- 6.2.5.4** Dispor de mangueiras flexíveis, resistentes ao fogo, a fluidos abrasivos, sólidos, aos esforços de manuseio e operação, para interligação dos equipamentos da junta de perfuração e sistema de superfície, com conexões compatíveis.
- 6.2.5.5** Duas mangueiras deverão ser conectadas ao *Flow Spool*, considerando os requisitos de giro da sonda no caso de sondas de posicionamento dinâmico, conforme item 6.2.1.2 desta especificação.
- 6.2.5.6** As mangueiras deverão possuir conexão do tipo engate rápido para interligação aos *goose necks* do *Flow Spool*.
- 6.2.5.7** O diâmetro para passagem pela mesa rotativa e anel tensionador deve considerar as válvulas do *Flow Spool* com seus atuadores.


6.3 Sistema de contrapressão (*Manifold MPD*)

6.3.1 Requisitos Gerais

- 6.3.1.1** O Sistema de Contrapressão deverá analisar os dados de perfuração disponíveis e controlar automaticamente a pressão em uma profundidade desejada, com uso de modelo hidráulico e do *manifold MPD*, mantendo o poço permanentemente sob controle.
- 6.3.1.2** O sistema contempla o gerenciamento de pressões do poço por aplicação de pressão na superfície (SBP) com controle automático à jusante do retorno do poço, detecção antecipada de influxo (EKD) e de outros eventos de poço, e perfuração sem retorno com barreira de fluido ou *MudCap Drilling (MCD)*.
- 6.3.1.3** O sistema de contrapressão deverá:
- Monitorar parâmetros do poço, incluindo pressão de poros, pressão de fratura/absorção, densidade equivalente de circulação e pressões de *surge/swab* durante a perfuração e fazendo conexões, através de medições ou testes.
 - Detectar e controlar influxos e perdas, em modo manual e automático.

	ESPECIFICAÇÃO TÉCNICA	Nº ET-2000.00-1100-000-PPQ-001	REV. 0
			Folha 23 de 28
	TÍTULO: SISTEMA DE GERENCIAMENTO DE PRESSÃO		PÚBLICA
			POCOS/CTPS/QC
<ul style="list-style-type: none"> • Manter pressão constante em profundidade pré-definida, com ou sem circulação de fluido pela coluna de trabalho, sem afetar a capacidade de detecção e controle de influxos e perdas. • Indicar quando da necessidade de alterar de modo SBP para modo MCD, e possibilitar retorno ao modo SBP. • Permitir realização de DPPT, DFIT e DLOT através do <i>software</i> de gerenciamento de pressão dos chokes MPD com modelo hidráulico integrado. <p>6.3.1.4 Deverá ser disponibilizado aplicativo, baseado nos algoritmos de controle e lógica de programação do sistema, para projeto de poço, simulação de operações com MPD e diagnósticos de problemas. Deverão ser disponibilizadas licenças para uso no sistema PETROBRAS, além das licenças por equipamento previsto para as operações nas unidades de intervenção.</p> <p>6.3.1.5 Deverá ser fornecido material técnico à PETROBRAS com detalhamento e comprovação de metodologia de detecção e controle de anomalias de fluxo.</p> <p>6.3.1.6 O sistema deverá ser capaz de circular eventual anomalia de fluxo pelo método do sondador, manual e automaticamente.</p> <p>6.3.1.7 O sistema deverá permitir todos os alinhamentos possíveis e operações previstas ou contingentes de acordo com os procedimentos PETROBRAS, conforme consta no item 6.4.1, porém não limitados a estes.</p> <p>6.3.1.8 Caso a metodologia de cálculo ou medição da perda de carga na superfície seja por meio de medição direta de pressão, o sistema deverá contemplar alternativa para o caso de falha ou ausência de transmissor de pressão, garantindo redundância.</p> <p>6.3.1.9 Deverá ser realizado estudo e/ou projeto de MPD para cada operação a ser executada, conforme requisitos da ET-RBS específica, atendendo ao prazo lá estipulado, após solicitação da PETROBRAS.</p> <p>6.3.1.10 O sistema deve ter a possibilidade de ser operado remotamente pelo operador do Sistema de Contrapressão, e ser monitorado pelos painéis remotos do sondador e do fiscal PETROBRAS, bem como transmitir os dados de operação via protocolo WITSML para o servidor Petrobras na unidade de intervenção.</p> <p>6.3.1.11 O <i>Manifold</i> MPD deve ser apto a trabalhar com o fluxo pelo medidor Coriolis enquanto perfurando com qualquer taxa de penetração, com exceção de corte de cimento, acessórios ou revestimento.</p> <p>6.3.1.12 Os equipamentos necessários que compõem o Sistema de contrapressão deverão ter as certificações mínimas necessárias, dispostas em órgãos de Certificação acreditados pelo INMETRO, assegurando sua total operacionalidade.</p> <p>6.3.1.13 O sistema deve ser composto, no mínimo, pelos seguintes equipamentos e funcionalidades:</p> <ul style="list-style-type: none"> • 2 (dois) <i>chokes</i> de perfuração, que poderão ser utilizados de forma independente 			

	ESPECIFICAÇÃO TÉCNICA	Nº ET-2000.00-1100-000-PPQ-001	REV. 0
			Folha 24 de 28
	TÍTULO: SISTEMA DE GERENCIAMENTO DE PRESSÃO		PÚBLICA
			POCOS/CTPS/QC
<p>e em paralelo;</p> <ul style="list-style-type: none"> • Medidor de vazão do tipo Coriolis com pressão de trabalho mínima de 2000 psi; • Contador de <i>strokes</i> para instalação nas bombas de lama da unidade de intervenção, em quantitativo compatível ao número de bombas da unidade; NOTA: Caso a unidade de intervenção possua medidores de vazão do tipo coriolis para a vazão de entrada, o Sistema de Contrapressão deverá ter capacidade de receber os dados desse medidor. • 2 (dois) transmissores de pressão com visor local para instalação no <i>standpipe manifold</i>; • 2 (dois) transmissores de pressão com visor local para instalação no <i>manifold MPD</i>; • Linha de desvio (<i>by-pass</i>) para o <i>chokes</i> do <i>manifold MPD</i>; • Linha de desvio (<i>by-pass</i>) para o medidor de vazão do tipo Coriolis; • Válvulas de bloqueio do tipo gaveta que permitam manutenção e/ou isolamento dos <i>chokes MPD</i> mantendo operação pelo (s) outro (s) <i>choke</i> (s) MPD; • Unidade de controle e acionamento remoto; • Sistema de transmissão de dados em tempo real; • Sistema de registro e transferência de dados operacionais que possa ser utilizado em qualquer momento operacional; • 4 (quatro) monitores para acompanhamento das operações na unidade de intervenção com interface adaptável de acordo com usuário; • Capacidade de operar os <i>chokes</i> sem alimentação de energia ou ar pressurizado, de forma a permitir ao menos uma abertura e fechamento completo dos <i>chokes</i>. <p>6.3.1.14 O sistema de medição de vazão do tipo Coriolis deve permitir diagnóstico e verificação, para estabelecimento de confiabilidade na performance do medidor, sem interrupção de operação, programável e sob demanda.</p> <p>6.3.1.15 O medidor de vazão Coriolis deve ser capaz de trabalhar em uma faixa de massa específica e vazão de fluido compatível com as operações realizadas na PETROBRAS, não apresentando discrepâncias maiores que +- 0,15 ppg em relação à densidade medida com balança pressurizada.</p> <p>6.3.1.16 O sistema de cálculo de pressão de fundo pelo <i>software</i> do MPD, quando comparado com os dados da ferramenta de PWD, aferida previamente no Teste Raso (<i>Shallow Test</i>) ou na etapa de calibração (<i>fingerprint</i>) em poço revestido, não pode apresentar discrepâncias maiores que 50 psi (para mais ou para menos).</p> <p>6.3.1.17 Todos os sensores que compõem o sistema deverão ter redundância, por caminho independente, e função de diagnóstico em tempo real.</p>			

	ESPECIFICAÇÃO TÉCNICA	Nº ET-2000.00-1100-000-PPQ-001	REV. 0
	TÍTULO:		Folha 25 de 28
	SISTEMA DE GERENCIAMENTO DE PRESSÃO		PÚBLICA
			POCOS/CTPS/QC

6.3.1.18 O *Manifold* MPD deverá ser modularizado, facilitando instalação e configuração/arranjo. A interligação entre os módulos deverá ser realizada por linha rígida ou por mangueira flexível, a critério da PETROBRAS.

6.3.1.19 O *manifold* MPD deverá atender os itens 6.1.1.5, 6.1.1.6 e 6.1.1.7 desta especificação.

6.3.2 Características do Sistema

6.3.2.1 Especificação do <i>Manifold</i> MPD	
Característica	Especificações
Tipo	MPD (equipamento eletrônico para Zona 1)
Pressão de trabalho mínima	3 000 psi
Flanges	ID mínimo de 7 1/16" 3000 psi.
Temperatura de trabalho	Classe V: 35°F a 250°F (2 °C a 121°C)
Classe do material	Classe EE (<i>Sour Service</i>)
Choke hidráulico ajustável	ID mínimo de 3"
Linhas rígidas, conexões e válvulas de bloqueio	PSL-3, ID mínimo de 6"
Mangueira flexível de interligação	ID mínimo de 5", resistente a fogo, fluido abrasivo.
Fabricação	API SPEC 5L:2012, API SPEC 6A:2010, API SPEC 16C: 2015, API SPEC 17K: 2017, ASME B31.3: 2015


6.3.2.2 Especificação do medidor de fluxo tipo Coriolis	
Categoria de pressão	no mínimo 2000 psi
Diâmetro nominal	Mínimo de 6"
Fluido de processo	Líquido, Lama e Gás
Variáveis do processo	Massa, Volume, densidade e temperatura
Material do tubo de fluxo	Super Duplex (trabalho com H2S) ou Nickel Alloy C22 (trabalho com H2S)
Vazão máxima	Igual ou superior a 1500 gpm com água do mar ou vazão mássica equivalente
Localização	A montante ou a jusante dos <i>chokes</i>


6.3.3 Sistema de Aquisição e Transmissão de Dados

6.3.3.1 O Sistema de Contrapressão deve ser capaz de receber dados da unidade de intervenção e dos provedores do serviço de perfuração, tais como *mud logging*, serviço de perfuração direcional, PWD/MWD, Petron, entre outros, através do protocolo WITSML.

6.3.3.2 Todos os dados deverão ser armazenados no servidor do Sistema de Contrapressão na sonda e transmitidos para servidor em Ambiente PETROBRAS, conforme Padrões de Segurança de Informação da PETROBRAS.

6.3.3.3 A partir deste servidor, os dados deverão ser disponibilizados, em tempo real, através de website residente na Rede Interna PETROBRAS (Intranet), mediante autorização de acesso para cada operação.

	ESPECIFICAÇÃO TÉCNICA	Nº	ET-2000.00-1100-000-PPQ-001	REV.	0
	TÍTULO:			Folha 26 de 28	
	SISTEMA DE GERENCIAMENTO DE PRESSÃO			PÚBLICA	
				POCOS/CTPS/QC	
<p>6.3.3.4 Deve ser disponibilizado acesso ao <i>website</i> para os usuários autorizados pela PETROBRAS, inclusive os supervisores ou centros de suporte à decisão via uso de <i>login</i> e senha, pessoais e intransferíveis.</p> <p>6.3.3.5 O sistema deverá dispor de painéis de controle e monitoramento com dimensões adequadas à instalação na cabine do sondador.</p> <p>6.4 Operações no escopo da Especificação Técnica</p> <p>6.4.1 As seguintes operações em modo MPD e suas técnicas derivadas estão previstas no escopo da prestação dos serviços, porém não restritas a elas:</p> <ul style="list-style-type: none"> • Perfuração, conexão e manobra • Descida de revestimento ou <i>liner</i> • Cimentação • Perfilagem • <i>Dynamic Pore Pressure Test</i> • <i>Dynamic Formation Integrity Test</i> • <i>Dynamic Leak Off Test</i> • Circulação de anomalia de fluxo pelo sistema de gerenciamento de pressão. • Circulação de influxo pelo sistema de gerenciamento de pressão, mediante análise de risco específica • Manobra com qualquer elemento tubular no <i>riser</i> de perfuração com BOP fechado • Completação inferior • <i>Heavy workover</i> <p>6.4.2 As operações acima poderão ser realizadas com utilização de fluido estaticamente <i>overbalance</i>, <i>nearbalance</i> ou <i>underbalance</i>.</p> <p>6.4.3 Os fluidos poderão ser aquosos, sintéticos, base orgânica ou aerados. Poderão ser abrasivos pela adição de sólidos adensantes, incorporação de sólidos provenientes do poço ou adição de outros sólidos necessários à operação.</p> <p>7 DOCUMENTAÇÃO</p> <p>7.1 A empresa ou fornecedor deverá comprovar por meio de relatórios técnicos, simulações, monogramas API, certificados e outras documentações técnicas que atende a TODOS os itens dos requisitos funcionais, técnicos e complementares desta ET-R.</p> <p>7.1.1 Todos os documentos devem ser disponibilizados em meio eletrônico no formato PDF.</p> <p>7.1.2 Os documentos descritos a seguir são escopo de fornecimento e devem estar disponíveis para análise e aprovação técnica:</p>					

	ESPECIFICAÇÃO TÉCNICA	Nº	ET-2000.00-1100-000-PPQ-001	REV.	0
				Folha 27 de 28	
	TÍTULO:			PÚBLICA	
	SISTEMA DE GERENCIAMENTO DE PRESSÃO			POCOS/CTPS/QC	
<p>a) Monograma da API SPEC 16RCD com escopo de licença para a cabeça rotativa - fabricação e teste conforme especificação normativa;</p> <p>b) Monograma da API SPEC 16A com escopo de licença para o preventor anular - fabricação e teste conforme especificação normativa;</p> <p>c) Monograma da API SPEC 6A com escopo de licença para os flanges - fabricação e teste conforme especificação normativa;</p> <p>d) Monograma da API SPEC 16R e API SPEC16F e certificado de atendimento da API RP 16Q com escopo de licença para Junta de <i>riser</i> MPD e junta de terminação - fabricação e teste conforme especificação normativa;</p> <p>e) Monograma da API SPEC 16D com escopo de licença para Sistema de Controle de válvulas;</p> <p>f) Monograma da API SPEC 17K e certificado de atendimento da API RP 7K e API RP 17B com escopo de licença para Mangueiras;</p> <p>g) Monograma da API SPEC 6A e API SPEC 5L e certificado de atendimento da ASME B31.3 com escopo de licença para Tubulações rígidas;</p> <p>h) Certificados e comprovação de calibração de todos os sensores de pressão;</p> <p>i) Procedimentos operacionais e de emergência do sistema MPD;</p> <p>j) P&ID do sistema de superfície (referência item 6.1.1.4);</p> <p>k) Relatório de estudo hidrodinâmico de avaliação do uso de <i>swivel</i> de todas as mangueiras flexíveis (referência item 6.1.1.14);</p> <p>l) Material técnico com detalhamento e comprovação de metodologia de detecção e controle de anomalias de fluxo (referência item 6.3.1.5).</p> <p>m) Estudo de engenharia do fabricante e/ou contratista de perfuração comprovando que os equipamentos submarinos expostos à pressão do poço, ou seja, todos os componentes do <i>riser</i> de perfuração e do sistema de BOP submarino – LMRP e BOP <i>stack</i> (juntas de <i>riser</i>, junta flexível, conectores, válvulas, preventores anulares, preventores de gavetas) são capazes de operar com um diferencial de pressão externa equivalente a máxima lâmina d'água prevista nas operações consideradas para a etapa de contratação (referência item 6.1.7.1);</p> <p>n) Relatório de análise de <i>riser</i> considerando a junta de <i>riser</i> MPD, para cenários SBP e FMCD, apresentando análise de sensibilidade para a lâmina d'água, pressão no <i>riser</i> e nível estático de fluido, com os devidos envelopes de operação (referência item 6.1.7.2);</p> <p>o) FMEA e estudos de confiabilidade do sistema. A FMEA deve conter uma análise até o nível de componente com seus modos de falha e a atribuição de probabilidade de ocorrência e severidade associadas. As conclusões e recomendações devem conter as medidas que visam reduzir a taxa de falha ou mitigar seus efeitos. Adicionalmente, a seguinte métrica de confiabilidade deve ser informada: MTTF e o modelo utilizado para o cálculo. Os dados de referência utilizados para avaliação da probabilidade de ocorrência e severidade deverão ser de falhas em sistemas com a tecnologia descrita nesta ET. Os estudos e memórias de cálculo deverão ser reportados em relatórios e devem ser fornecidos.</p> <p>7.2 Procedimentos operacionais e de emergência devem ser afixados aos equipamentos principais, de modo a que se tenha fácil acesso aos mesmos em caso de necessidade.</p>					

7.3 Devem ser fornecidos procedimentos específicos para cada operação prevista no escopo de trabalho da PETROBRAS, em consonância com seus procedimentos.

7.4 Para efeito de contratação de fornecedores, deve ser apresentado certificado válido da API SPEC Q1 e API SPEC Q2. A fabricação dos componentes do sistema devem atender aos requisitos estabelecidos na API SPEC Q1, 9ª edição. A prestação de serviço deve atender aos requisitos estabelecidos na API SPEC Q2, 1ª edição.

8 CATEGORIAS DE FORNECIMENTO

8.1 Os itens de fornecimento contidos nesta ET podem ser disponibilizados à PETROBRAS por meio de contratação de serviços conforme às categorias abaixo listadas.

Categoria	Objeto	Fornecedores Habilitados
1	Modificações na unidade de intervenção (6.1)	Unidade de intervenção Não permitido fornecimento para prestadores de serviço de gerenciamento de pressão.
2	Fornecimento de cabeça rotativa (6.2.1 e 6.2.3)	Unidade de intervenção Prestadores de serviço de gerenciamento de pressão
3	Fornecimento de Anular de superfície e carretel de fluxo (6.2.1, 6.2.4 e 6.2.5)	Unidade de intervenção Prestadores de serviço de gerenciamento de pressão
4	Fornecimento de sistema de contrapressão (6.3)	Não permitido fornecimento pela unidade de intervenção
5	Fornecimento de acessórios para composição de junta de riser MPD (6.2.1 e 6.2.2)	Unidade de intervenção Prestadores de serviço de gerenciamento de pressão

8.2 As respectivas ET-RBS deverão referenciar os itens desta ET de acordo com o objeto de contratação de serviços pretendido.

8.3 Todo atendimento de demanda MPD deverá mandatoriamente possuir uma unidade de intervenção que atenda a categoria 1, um prestador de serviço de MPD que atenda a categoria 4 e clara definição de qual a estratégia de fornecimento das categorias 2 e 3.

8.4 Deverá ser definido durante a fase de estratégia de contratação, no momento de elaboração das ET-RBS, qual fornecedor deverá ser responsável pelo atendimento do item 6.2.2.

(FIM DO ANEXO)