



Anexo I - Especificação Técnica da Unidade

PÚBLICA

Unidade de Perfuração DP de Alta Especificação – Bilíngue V3 – Nov/2023

PÚBLICA



Preâmbulo	Preamble
1 CARACTERÍSTICAS TÉCNICAS DA UNIDADE	1 TECHNICAL CHARACTERISTICS OF THE UNIT
1.1 FRETADORA e PRESTADORA DE SERVIÇOS, doravante identificadas ambas como CONTRATADA, se comprometem, dentro de suas respectivas atribuições, a atender à relação de itens restritivos e equipamentos mínimos exigidos pela PETROBRAS, conforme especificados no Anexo I.	1.1 SHIPOWNER and SERVICE PROVIDER, hereinafter both identified as CONTRACTOR, undertake, within their respective attributions, to meet the list of restrictive items and minimum equipment required by PETROBRAS, as specified in Annex I.
1.2 A CONTRATADA se compromete a apresentar a relação dos Dados Técnicos da UNIDADE, conforme padrão SFEL – <i>Standard Format Equipment List</i> do IADC – <i>INTERNATIONAL ASSOCIATION OF DRILLING CONTRACTORS</i> , atualizado, até 30 dias após o início da operação.	1.2 CONTRACTOR undertakes to present the list of Technical Data of the UNIT, according to the SFEL standard - Standard Format Equipment List of the IADC - INTERNATIONAL ASSOCIATION OF DRILLING CONTRACTORS, updated, up to 30 days after the start of the operation.
1.3 Os equipamentos listados no IADC <i>List</i> devem ser mantidos operacionais e disponíveis para uso da PETROBRAS, respeitadas as condições mínimas estabelecidas no Anexo I – Seção A e no objeto do CONTRATO.	1.3 The equipment listed in the IADC List shall be kept operational and available for use by PETROBRAS, respecting the minimum conditions established in Annex I - Section A and in the object of the CONTRACT.
1.3.1 Para a lâmina d'água máxima e mínima de operação e profundidade máxima do poço prevalece o disposto no Anexo I – Seção A.	1.3.1 For the maximum and minimum operating water depth and maximum depth of the well, the provisions of Annex I - Section A prevail.



SUMÁRIO

1. RELAÇÃO DE ITENS RESTRITIVOS E EQUIPAMENTOS MÍNIMOS EXIGIDOS	4
1. LIST OF RESTRICTIVE ITEMS AND MINIMUM REQUIRED EQUIPMENT	4
2. CARACTERÍSTICAS GERAIS	4
2. GENERAL CHARACTERISTICS	4
3. SISTEMA DE GERAÇÃO E DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA E POSICIONAMENTO DINÂMICO	11
3. GENERATION AND DISTRIBUTION SYSTEM AND DYNAMIC POSITIONING	11
4. SISTEMAS NAVAIS	17
4. NAVAL SYSTEMS	17
5. SISTEMAS DE INSTRUMENTAÇÃO E TRANSMISSÃO DE DADOS	19
5. INSTRUMENTATION AND DATA TRANSMITTING SYSTEMS	19
6. SISTEMAS DE TELECOMUNICAÇÕES	34
6. TELECOMMUNICATIONS SYSTEMS	34
7. SEGURANÇA INDUSTRIAL E CONTROLE DE POLUIÇÃO	35
7. INDUSTRIAL SAFETY AND POLLUTION CONTROL	35
8. CAPACIDADE DE ESTOCAGEM E RECEBIMENTO DE GRANÉIS E FLUIDOS	41
8. STORAGE AND TRANSFER OF BULK AND FLUIDS	41
9. SISTEMA DE CIRCULAÇÃO E PROCESSAMENTO DE FLUIDO	44
9. FLUID CIRCULATION AND PROCESSING SYSTEM	44
10. EQUIPAMENTOS DO SISTEMA DE CONTROLE DE POÇO	53
10. WELL CONTROL SYSTEM EQUIPMENT	53
11. SISTEMA DE ELEVAÇÃO, ROTAÇÃO E MANUSEIO DE COLUNA	90
11. HOISTING, ROTATION AND PIPE HANDLING SYSTEM	90
12. COLUNAS E ACESSÓRIOS DE PERFURAÇÃO/COMPLETAÇÃO	113
12. STRING AND ACCESSORIES FOR DRILLING / COMPLETION	113
13. SUBS DE PERFURAÇÃO/COMPLETAÇÃO	120
13. DRILLING/COMPLETION SUBS	120
14. ACESSÓRIOS PARA MANUSEIO DE COLUNA	122
14. PIPE HANDLING ACCESSORIES	122
15. FERRAMENTAS E ACESSÓRIOS DE PESCARIA	126
15. FISHING TOOLS AND ACCESSORIES	126
16. FERRAMENTAS E ACESSÓRIOS PARA MANOBRA DE REVESTIMENTOS E OPERAÇÕES DE CIMENTAÇÃO	126
16. TOOLS AND ACCESSORIES FOR CASING MANEUVERING AND CEMENTATION OPERATIONS	126
17. PLANTA DE PROCESSAMENTO PRIMÁRIO	130
17. PRIMARY PROCESSING PLANT	130
18. REQUISITOS PARA OPERAÇÕES COM EQUIPAMENTOS SUBMARINOS	140
18. REQUIREMENTS FOR OPERATIONS WITH SUBSEA EQUIPMENT	140



Anexo I - Especificação Técnica	Appendix I – Technical Specification
<p>Nota: Esta Especificação Técnica foi elaborada em língua portuguesa; sendo a versão em língua inglesa apresentada como simples referência para fornecedores internacionais. Em caso de divergências, prevalece o texto em português.</p>	<p>Note: This Technical Specification was prepared in Portuguese, and the English language version is presented as a simple reference for international suppliers. In case of divergences, the text in Portuguese prevails.</p>
<p style="text-align: center;">Seção A</p>	<p style="text-align: center;">Section A</p>
<p>1. RELAÇÃO DE ITENS RESTRITIVOS E EQUIPAMENTOS MÍNIMOS EXIGIDOS</p>	<p>1. LIST OF RESTRICTIVE ITEMS AND MINIMUM REQUIRED EQUIPMENT</p>
<p>1.1. A UNIDADE deve atender às exigências listadas abaixo, possuindo no mínimo e em boas condições operacionais, atendendo aos requisitos de manutenção dispostos no Anexo IV deste contrato, os equipamentos e ferramentas relacionadas nos itens seguintes.</p> <p>1.2. Nota sobre unidades de medida: os pesos, trações e capacidades de carga dos equipamentos descritos nesta Seção A estão em toneladas métricas (t), salvo quando indicado em outra unidade de medida.</p>	<p>1.1. UNIT shall meet the requirements listed below, having at least and in good operational conditions, in accordance with the requirements set forth on Anex IV of this Contract, the equipment and tools listed in the items below.</p> <p>1.2. Note on units of measurement: weight, traction and load capacity of equipment described in this Section A are in metric tons (t), unless indicated in another measurement unit.</p>
<p>2. CARACTERÍSTICAS GERAIS</p>	<p>2. GENERAL CHARACTERISTICS</p>
<p>2.1. Tipo de Unidade</p> <p>2.1.1. A UNIDADE deve ser do tipo:</p> <p>a) Semissubmersível ou;</p> <p>b) Navio-Sonda.</p> <p>2.1.1.1. UNIDADE de projeto <i>Monohull</i> circular ou similar, somente será aceita se comprovada, através de estudo hidrodinâmico (RAO - <i>Response Amplitude Operator</i>) realizada por terceira parte, que na faixa de período de onda entre 10 e 14 segundos possui operador de resposta de <i>heave</i> inferior a 0,6 m/m.</p>	<p>2.1. Unit Type</p> <p>2.1.1. The UNIT shall be:</p> <p>a) Semi-Submersible or</p> <p>b) Drillship.</p> <p>2.1.1.1. UNIT with circular Monohull design or similar, will only be accepted if proven, through a hydrodynamic study (RAO - Response Amplitude Operator) carried out by a third party, that in the wave period range between 10 and 14 seconds it has a heave response operator less than 0.6 m/m.</p>
<p>2.1.2. A UNIDADE deve ser de posicionamento dinâmico, com as seguintes características:</p> <p>i. Capacidade de operação em lâminas d'água entre 450 metros e [2.400 a 3.048] metros;</p> <p>ii. Capacidade de operação em poços de [7.000 a 10.000] metros de profundidade final;</p> <p>iii. Capacidade de operação <i>offshore</i> nas bacias brasileiras [dependendo do processo e do projeto, poderá ser solicitada operação em bacia específica] conforme condições meteoceanográficas apresentadas no Anexo I – Seção B;</p> <p>iv. O deslocamento (<i>displacement</i>) operacional de projeto deve ser:</p> <p>a. Para Navio-sonda, igual ou superior a 60.000 t;</p>	<p>2.1.2. The UNIT shall be a dynamic positioning vessel, with the following characteristics:</p> <p>i. Shall be able to operate in water depths between 450 m and [2,400 to 3,048] meters,</p> <p>ii. Shall be able to operate in wells to a depth of [7,000 a 10,000] meters,</p> <p>iii. Shall be able to operate offshore on Brazilian Basins [depending on the process and the project, operation in a specific basin may be requested], according to weather conditions presented on Appendix I – Section B.</p> <p>iv. The UNIT designed displacement shall be:</p> <p>a. For Drill-ships, equal to or greater than 60,000 t.</p>



<p>b. Para Semissubmersível, igual ou superior a 30.000t.</p>	<p>b. For Semi-Submersible units, equal to or greater than 30,000 t.</p>
<p>2.2. Condições limite de operação</p> <p>2.2.1. A UNIDADE deve ter capacidade de operar em qualquer lâmina d'água dentro dos limites estabelecidos no item 2.1.2, sujeito as limitações estabelecidas pela PETROBRAS e CONTRADADA considerando as condições específicas de cada operação.</p> <p>2.2.1.1. A UNIDADE deve ser capacidade de operar dentro das condições meteoceanográficas limites, previstas nesta especificação técnica, conforme disposto nos itens 3.2.1 e 3.2.2.</p>	<p>2.2. Limiting Conditions for Operations</p> <p>2.2.1. The UNIT shall be capable to operate in water depth within the limits set forth on item 2.1.2, subject to limitations established by PETROBRAS and CONTRACTOR considering specific operational conditions.</p> <p>2.2.1.1. UNIT shall be capable of operating within metocean limit conditions established in this technical specification, as per items 3.2.1 and 3.2.2.</p>
<p>2.2.1.2. Atendidas as condições estabelecidas no item 2.2.1.1 acima, os limites operacionais a serem observados e praticados pela UNIDADE, nas diferentes operações específicas, para fins de cumprimento do objeto deste contrato, terão como critério hierárquico, com o objetivo de dirimir quaisquer eventuais conflitos de valores praticados, a seguinte ordem de prevalência, sendo o primeiro o mais prioritário, e assim sucessivamente:</p> <ul style="list-style-type: none">i. Legislação e Normas Regulamentadoras brasileiras emanadas de Órgãos Reguladores Competentes;ii. <i>Bridging Documents</i> (caso os limites estejam estabelecidos neste tipo de documento);iii. Qualquer seção deste contrato que possa estabelecer limites específicos;iv. Normas e Padrões PETROBRAS;v. Normas e Padrões da CONTRATADA (para operações realizadas pela CONTRATADA ou de responsabilidade da CONTRATADA no caminho crítico) e Normas e Padrões das Empresas de Serviço subcontratadas da PETROBRAS (para operações no poço e equipamentos submarinos da PETROBRAS);vi. Boas práticas da indústria.	<p>2.2.1.2. Once the conditions established in item 2.2.1.1 above are met, the operational limits to be observed and practiced by the UNIT in the different specific operations, for the purpose of fulfilling the object of this contract, will have as a hierarchical criterion, with the objective of settling any possible conflicts of values practiced, the following order of prevalence, with the first being the highest priority, and so on:</p> <ul style="list-style-type: none">i. Brazilian Legislation and Regulatory Norms emanating from Competent Regulatory Bodies.ii. Bridging Documents (if the limits are established in this type of document).iii. Any section of this contract that may set specific limits.iv. PETROBRAS' Norms and Standards.v. CONTRACTOR's Norms and Standards (for operations carried out by CONTRACTOR or under the responsibility of CONTRACTOR in the critical path) and Norms and Standards of the Service Companies subcontracted by PETROBRAS (for operations in the well and subsea equipment of PETROBRAS).vi. Good industry practices.
<p>2.2.1.3. Os parâmetros das condições meteoceanográficas e movimentos da embarcação devem ser referenciados conforme a seguir:</p> <ul style="list-style-type: none">a) Vento: intensidade instantânea;b) Corrente: intensidade instantânea no ponto de interesse da operação;c) Movimento vertical: movimentação (dupla amplitude, pico-a-pico) da coluna, ferramenta ou equipamento em uso nas operações, considerando o efeito de amortecimento proporcionado pelo compensador de movimentos (seja ativo, passivo ou	<p>2.2.1.3. Meteoceanographic parameters conditions shall be referenced as follows:</p> <ul style="list-style-type: none">a) Wind: discrete intensity.b) Current: instantaneous intensity at the location of interest for the operation.c) Vertical movement: movement (double amplitude, peak -to-peak) of the column string, tool, or equipment in use in the operations, considering the damping effect provided by the drill string compensator (whether active, passive, or combined), when applicable. In



<p>combinado), quando aplicável. Em situações de “poço desconectado”, deve ser considerado o “valor bruto” fornecido pelas MRUs (<i>heave</i> da UNIDADE);</p> <p>d) <i>Pitch</i> e <i>Roll</i>: dupla amplitude, pico-a-pico, conforme medido por sensores de MRU (ou VRS, VRU) da UNIDADE.</p> <p>2.2.1.4. Os valores de referência de corrente, para fins de limites operacionais, devem ser provenientes dos dados adquiridos com o correntômetro da UNIDADE (item 5.3.2).</p>	<p>“disconnected well” situations, the “gross value” provided by the MRUs (UNIT <i>heave</i>) shall be considered.</p> <p>d) <i>Pitch</i> and <i>Roll</i>: double amplitude, peak-to-peak as measured by UNIT MRU (or VRS, VRU) sensors.</p> <p>2.2.1.4. Current reference values, for purposes of operational limits, shall come from the data acquired with the UNIT's current meter (item 5.3.2).</p>
<p>2.3. Classificação da UNIDADE por capacidade de operação paralela</p> <p>2.3.1. Para a execução deste CONTRATO a UNIDADE será classificada, conforme detalhado no item 11, em uma das seguintes formas de execução de atividades em paralelo:</p> <p>i. Execução de tarefas em paralelo com torre simples (UTO – Única Torre <i>Offline</i>);</p> <p>ii. Execução de tarefas em paralelo com torre dupla (DTO – Dupla Torre <i>Offline</i>);</p> <p>iii. Dupla atividade (DTD – Dupla Torre Dual).</p>	<p>2.3. UNIT Parallel Operation capacity Classification</p> <p>2.3.1. For the execution of this CONTRACT the UNIT shall be classified, as detailed on item 11, in one of the following forms of parallel activities execution:</p> <p>i. Parallel tasks execution with single derrick (UTO – Única Torre <i>Offline</i>),</p> <p>ii. Parallel tasks execution with double derrick (DTO – Dupla Torre <i>Offline</i>),</p> <p>iii. Full dual activity (DTD – Dupla Torre Dual).</p>
<p>2.4. Propulsão da UNIDADE</p> <p>2.4.1. A UNIDADE deve ser considerada como AUTOPROPELIDA, permitindo o seu deslocamento, sem o auxílio de rebocadores, em navegação costeira, dentro da Zona Econômica Exclusiva Brasileira.</p>	<p>2.4. UNIT Propulsion</p> <p>2.4.1. The UNIT shall be classified as SELF-PROPELLED, allowing coastal navigation, in Brazilian waters (Brazilian exclusive economic zone) without towing and tug assistance.</p>
<p>2.5. Área útil e Capacidades de carregamento:</p> <p>2.5.1. A UNIDADE deve possuir área útil para os equipamentos e materiais da PETROBRAS e subcontratadas mencionados nos itens 2.5.2, 2.5.3 e 2.5.4, descontada a área destinada aos equipamentos da CONTRATADA (BOP, marine risers, tubos de perfuração, etc.), suficientemente distribuídos pelo convés principal, pipe rack, sacaria, cellar deck, silos de granéis, tanques de fluidos, etc.</p> <p>2.5.2. Capacidade total de carga de convés (VDL - <i>Variable Deck Load</i>) no calado de operação de, no mínimo, [7.500 a 10.000] toneladas métricas para navio-sonda ou [3.000 a 5.000] toneladas métricas para semissubmersível, destinada a equipamentos e materiais fornecidos/ utilizados pela PETROBRAS e suas companhias de serviço, tais como:</p> <ul style="list-style-type: none">• Unidade de perfilagem (25 t – item 2.7.1);• Unidade <i>slickline</i> (45 t – 30 m²);• Fluidos e Granéis (item 8);• Outros equipamentos (100 t).	<p>2.5. Usable area and Storage capacities</p> <p>2.5.1. The UNIT shall have a useful area for materials and equipment belonging to PETROBRAS and its subcontractors, as mentioned in items 2.5.2, 2.5.3 and 2.5.4, deducted the area allocated to CONTRACTOR's equipment (BOP, marine risers, drill pipes, etc.), sufficiently distributed by the main deck, pipe rack, sackstore, cellar deck, bulk silos, fluid tanks, etc.</p> <p>2.5.2. Variable Deck Load (VDL) at drilling draft of, at least, [7,500 to 10,000] metric tons for Drill Ships and [3,000 to 5,000] metric tons for Semi-Submersible, dedicated to equipment and materials provided/used by PETROBRAS and its Service Companies, such as:</p> <ul style="list-style-type: none">• Logging Unit (25t – item 2.7.1),• Slickline Unit (45 t – 30 m²),• Fluid and Bulk (item 8),• Other equipment (100t).



<p>2.5.3. Em operação de perfuração:</p> <ul style="list-style-type: none">• Cabine de Mud Logging (16 t – item 2.7.2);• Ferramentas de cabeça de poço (23 t – 20 m²);• Ferramentas e Cabine MWD/LWD (60t – item 2.7.3)• [A depender do projeto] Coletor de Cascalhos (100 t – item 9.17);• Armazenamento de revestimentos: <p>[A depender do projeto de poço, outros revestimentos poderão ser incluídos e a configuração dos revestimentos mudar]</p> <p>a. Para operações de início de poço, armazenamento simultâneo de:</p> <ul style="list-style-type: none">i. 36" - 30", 554-457 lb/pé, no mínimo 200 m (136 t) e 20" - 18", 162-117 lb/pé (1.600 a 2.000 m – 396 t); OUii. 36" - 30", 554 lb/pé (200m – 165 t), [16", 96 lb/pé] 13 5/8", 88,2 lb/pé (1.200m – 160 t) e 14", 114-115 lb/pé, (500m – 85 t). <p>b. Para operações de final de poço, armazenamento simultâneo de:</p> <ul style="list-style-type: none">i. 14" 114-115 lb/pé ou 13 5/8" 88,2 lb/pé ou qualquer composição desses tubulares (3.000 m – 515 t); OUii. 10 3/4", 73-109 lb/pé ou 11 7/8", 90 lb/pé ou qualquer composição desses tubulares (4.200 m – 680 t); OUiii. 10 3/4", 73-109 lb/pé ou 7 5/8", 35 lb/pé ou qualquer composição desses tubulares (4.200 m – 680 t) OUiv. 9 7/8", 66,9 lb/pé e 7", 32 lb/pé ou qualquer composição desses tubulares (4.000 m – 150 t).	<p>2.5.3. During drilling operations:</p> <ul style="list-style-type: none">• Mud Logging Cabin (16 t – item 2.7.2),• Wellhead tools (23 t – 20 m²),• MWD/LWD Cabin and tools (60 t – item 2.7.3),• [Depending on the project] Cuttings Collector (100 t - item 9.17),• Casing Storage: <p>[Depending on the well design, other casings may be included and may change the casing configuration]</p> <p>a. For well start operations, simultaneous storage of:</p> <ul style="list-style-type: none">i. 36" - 30", 554-457 lb/ft, at least 200 m (136 t) and 20" - 18", 162-117 lb/ft (1,600 a 2,000 m – 396 t); ORii. 36" - 30", 554 lb/ft (200 m – 165 t), [16", 96 lb/ft] 13 5/8", 88,2 lb/ft (1,200 m – 160 t) and 14", 114-115 lb/ft, (500 m – 85 t). <p>b. For end-of-well operations, simultaneous storage of:</p> <ul style="list-style-type: none">i. 14" 114-115 lb/ft or 13 5/8" 88,2 lb/ft or any composition of these tubular (3,000 m – 515 t); ORii. 10 3/4", 73-109 lb/ft or 11 7/8", 90 lb/ft or any composition of these tubular (4,200 m – 680 t); ORiii. 10 3/4", 73-109 lb/ft or 7 5/8", 35 lb/pé or any composition of these tubular (4,200 m – 680 t) ORiv. 9 7/8", 66,9 lb/ft and 7", 32 lb/ft or any composition of these tubular (4,000 m – 150 t).
<p>2.5.4. Em operação de completção, avaliação ou workover:</p> <ul style="list-style-type: none">• Planta de processamento primário para avaliação (460 t – 175 m² – ver item 17.4) ou planta de workover e completção sem necessidade de Teste de Produção (60 t – 60 m²);• Coluna de produção/avaliação (150 t – 240 m²);• Unidade de flexitubo (120 t – ver item 11.19);• Unidade de Nitrogênio (130 t – ver item 11.19);• Equipamentos Submarinos (120 t – ver item 18);• Equipamentos de granel/estimulação e bombeio para granel (110 t – 170 m²);• DPR (110 t – 110% da LDA máx do item 2.1.2-i);	<p>2.5.4. During completion, well test or workover operations:</p> <ul style="list-style-type: none">• Welltest plant (460 t – 175 m² – item 17.4) or workover and completion plant without the need of Production Test (60 t – 60 m²),• Production String (150 t – 240 m²),• Coiled Tubing Unit (120 t – item 11.19),• Nitrogen Unit (130 t – item 11.19).• Subsea Equipment (120 t – item 18),• Gravel pumping equipment (110 t – 170 m²),• DPR (110 t – 110% water depth item 2.1.2-i).



<p>2.5.5. A UNIDADE deve permitir o recebimento dos equipamentos, materiais, fluidos e granéis mencionados nos itens 2.5.2, 2.5.3 e 2.5.4, além de ter capacidade de carga útil no convés suficiente para manter a bordo, simultaneamente, toda a coluna de risers de perfuração, o BOP, LMRP, as colunas de trabalho, ferramentas e todos os equipamentos fornecidos pela CONTRATADA, considerados na superfície.</p>	<p>2.5.5. The UNIT shall receive the equipment, materials, fluid, and bulk listed on items 2.5.2, 2.5.3 and 2.5.4, and shall have enough deck payload capacity to keep on board, simultaneously, its entire drilling riser string, BOP, LMRP, work strings, tools and all equipment provided by CONTRACTOR, considered at surface.</p>
<p>2.5.6. A UNIDADE deve ser capaz de navegar entre locações com a coluna de trabalho estaleirada na torre de perfuração, conforme detalhado no item 11, e simultaneamente às condições de carregamento estabelecidas nos itens 2.5.2 e 2.5.3 ou 2.5.4.</p>	<p>2.5.6. The UNIT shall be able to navigate between locations, with work string racked back in derrick, as per item 11, along with loading conditions established on items 2.5.2 and 2.5.3 or 2.5.4.</p>
<p>2.6. N/A</p>	<p>2.6. N/A</p>
<p>2.7. Requisitos Adicionais para Equipamentos de Companhias de Serviço operando para a PETROBRAS</p>	<p>2.7. Additional requirements for equipment of service companies operating for PETROBRAS</p>
<p>2.7.1. Área para instalação da Unidade de Perfilagem composta de:</p> <ul style="list-style-type: none">• Cabine (8,0 x 3,0 x 4,0 m altura);• Container de ferramentas (6,0 x 2,0 x 4,0 m altura);• Gerador (2,0 x 1,5 x 1,6 m altura); <p>2.7.1.1. A cabine deve ser posicionada em área frontal ao “V door” e no eixo longitudinal da embarcação, distante cerca de 40 m da torre, com possibilidade de girar de 8° a 16°.</p> <p>2.7.1.2. A UNIDADE deve prover as seguintes facilidades:</p> <ul style="list-style-type: none">(i) Energia elétrica com 110/220V e trifásico 440V - 30KVA;(ii) Tomada de ar comprimido de 1 polegada (120 psi) e 1 ponto de ar comprimido de 2500 psi distante no máximo 30 m do guindaste para serviços de sísmica;(iii) Ponto de abastecimento de diesel distante no máximo 3 metros da Unidade de Perfilagem;(iv) Ponto de aterramento elétrico próximo a boca do poço para fixação dos grampos de segurança (tipo sargento).	<p>2.7.1. Area to install logging unit composed of:</p> <ul style="list-style-type: none">• Cabin (8.0 m x 3.0 m x 4.0 m height)• Tool’s container (6.0 m x 2.0 m x 4.0 m height)• Power unit (2.0 m x 1.5 m x 1.6 m height) <p>2.7.1.1. The cabin shall face the V door, on the Drilling Unit longitudinal axis, 40 m away from the derrick, being able to rotate from 8° to 16°.</p> <p>2.7.1.2. The UNIT shall provide the following utilities:</p> <ul style="list-style-type: none">(i) Electrical energy supply 110/220V and three-phase supply 440V - 30KVA,(ii) Compressed air outlet (1” - 120 psi), and also one 2500 psi compressed air outlet at most 30m away from the crane for seismic services,(iii) Diesel supply station no more than 3 meters away from logging unit,(iv) Electrical grounding point near the well center for fixing safety clamps.
<p>2.7.2. Área para instalação da Cabine de Geologia/Mud Logging:</p> <ul style="list-style-type: none">(i) Dimensões 9,0 x 3,0 m e altura livre de 3,0 m;(ii) Fornecimento de energia elétrica (110/220 V);(iii) Água industrial;	<p>2.7.2. Area to install Geology/ Mud Logging Cabin, as follows:</p> <ul style="list-style-type: none">(i) Dimensions 9 x 3 m and 3 m free height,(ii) Electric power supply (110/220 volts),(iii) Industrial water,



(iv) Ar comprimido (120 psi).	(iv) Compressed air (120 psi).
2.7.3. Área para instalação da Cabine de MWD/LWD: (i) Dimensões 7,0 x 2,8 m e altura livre de 3,2 m (ii) Facilidades para fornecimento de energia elétrica de 3 fases com 480 V (50/60Hz) e 75 A, com circuito secundário de 110/220 volts, (iii) Água industrial, (iv) Ar comprimido.	2.7.3. Area to install MWD/LWD Cabin, as follows: (i) Dimensions 7.0 x 2.8 m and 3.2 m free height, (ii) The UNIT shall provide three-phase electric supply with 480 V (50/60Hz) and 75 A, secondary circuit of 110/220 volts, (iii) Industrial water, (iv) Compressed air.
2.7.4. Observação aplicável aos itens 2.7.2 e 2.7.3: A PETROBRAS poderá optar pelo uso de cabine integrada MWD/LWD e Geologia/Mud Logging. Nessa opção, as características requeridas são: (i) Dimensões 10,0 x 3,0 m e altura livre de 3,0m; (ii) Facilidades para fornecimento de energia elétrica de 3 fases com 380 V-690 V (50/60Hz) e 32 A, com circuito secundário de 110/220 volts; (iii) Água industrial; (iv) Ar comprimido (125 psi).	2.7.4. Note applicable to items 2.7.2 and 2.7.3: Petrobras may choose to use an integrated MWD/LWD and Geology/Mud Logging. In such case, the required characteristics are: (i) Dimensions 10.0 x 3.0m and 3 m free height, (ii) Utilities for three-phase energy supply (380V - 690V, 50/60Hz and 32A), with a secondary circuit of 110/220V, (iii) Industrial water, (iv) Compressed air (125psi).
2.8. Equipamentos adicionais de fornecimento da CONTRATADA	2.8. Additional equipment supplied by CONTRACTOR
[Observação: os itens 2.8.1, 2.8.2 e 2.8.7 abaixo poderão, a critério da PETROBRAS, não ser incluídos em determinadas contratações a depender das necessidades do projeto e conveniência da PETROBRAS.]	
2.8.1. Sistema de Gerenciamento de Pressão MPD/MCD: Anexo I – Seção H.	2.8.1. Managed Pressure Drilling System MPD/MCD: Appendix I – Section H.
2.8.2. Sistema de Coleta de Hidrocarbonetos em Cenário de Blowout Submarino: Anexo I – Seção I.	2.8.2. Hydrocarbon Containment System for Submarine Blowout Scenario: Appendix I - Section I.
2.8.3. Unidade de Bombeio de Alta Pressão e Serviços de Bombeio – UBAP / SB: Anexo I – Seção J.	2.8.3. High-Pressure Pumping Unit and Pumping Services: Appendix I – Section J.
2.8.4. Sistema Secador de Cascalho – SSC: Anexo I – Seção K.	2.8.4. Cutting Dryer System: Annex I – Section K.
2.8.5. Veículo de Operação Remota - Remotely Operated Vehicle (ROV): Anexo I – Seção L.	2.8.5. Remotely Operated Vehicle (ROV): Annex I – Section L.
2.8.6. Sistema de Video Analytics para Monitoração de Segurança Ocupacional: Anexo I – Seção O.	2.8.6. Video Analytics System for Occupational Safety Monitoring: Annex I – Section O.
2.8.7. Ancoragem de BOP e Riser Analysis em Tempo Real: Anexo I – Seção P.	2.8.7. Bop Anchoring and Riser Analysis in Real Time: Annex I - Section P.
2.9. Guindastes	2.9. Cranes
2.9.1. No mínimo 02 (dois) guindastes principais, com as seguintes características: i. Indicadores de inclinação da lança e de peso	2.9.1. At least 02 (two) main cranes, with following characteristics:



<p>no gancho;</p> <p>ii. Limitador de curso para o gibe e moitão;</p> <p>iii. Lança com capacidade de acesso a todas as áreas do convés e à plataforma de perfuração;</p> <p>iv. Capacidade de carga, em pelo menos um dos guindastes, que permita manobras e posicionamento de cargas de 55 t no moon pool, conforme detalhado no item 18, e o manuseio e transferência com segurança de cargas unitárias de 70 t entre a plataforma e rebocadores atracados, considerando as dimensões das cargas conforme o item 2.5;</p> <p>v. Sistema de sinalização de obstáculo aeronáutico;</p> <p>vi. Sistema de iluminação (refletores) na lança;</p> <p>vii. Sistema de câmeras;</p> <p>viii. Sistema de intercom (boca de ferro) para comunicação com a equipe de movimentação de carga.</p>	<p>i. Boom tilt and hook weight indicators,</p> <p>ii. Course limiters for jib and hook,</p> <p>iii. Boom with capacity to access all deck areas and drilling deck,</p> <p>iv. Load capacity, in at least one of the cranes, which allows maneuvering and positioning of loads of 55 t in the moon pool, as detailed in item 18, and the safe handling and transfer of unit loads of 70 t between the rig and moored tugs, considering the dimensions of the loads according to item 2.5,</p> <p>v. Aeronautical obstacle signaling system,</p> <p>vi. Lighting system (reflectors) on the boom,</p> <p>vii. Camera system,</p> <p>viii. Intercom system (PAGA) for communication with cargo handling crew.</p>
<p>2.9.2. Guindastes do tipo Knuckle Boom ou similar são preferíveis a guindastes do tipo convencional treliçado.</p>	<p>2.9.2. Knuckle Boom or similar cranes are preferable to conventional lattice type cranes.</p>
<p>2.9.3. No caso de NS, deve haver áreas de transferência de cargas (transfer decks), a bombordo ou boreste, de modo a possibilitar a movimentação de cargas e tubulares da proa para a popa (e vice-versa) sem a necessidade de se utilizar rebocadores. Exceção para cargas de grande tamanho e peso como risers, BAPs, ANMs etc.</p>	<p>2.9.3. In case of drillships, there shall be cargo transfer areas (transfer decks), port or starboard, to allow the movement of loads and tubulars from bow to stern (and vice versa) without the need to use tugs. Exception for large and weight loads such as risers, BAPs, ANMs etc.</p>
<p>2.9.4. A UNIDADE é responsável pelo posicionamento, instalação e remoção dos queimadores na varanda das lanças (conforme item 17.2) com os guindastes principais, devendo providenciar outros equipamentos auxiliares (ex. balança e contrapeso) caso os guindastes não tenham alcance suficiente.</p>	<p>2.9.4. The UNIT is responsible for positioning, installing, and removing the burners on the boom tip porch (as per item 17.2) with the main cranes, and shall provide other auxiliary equipment (e.g., balance and counterweight) if the cranes do not have sufficient range.</p>
<p>2.10. Sistemas de Manuseio de Riser e de Tubulares</p> <p>2.10.1. A UNIDADE deve possuir sistema automatizado de manuseio de risers de perfuração e sistema automatizado de alimentação de tubulares e revestimentos para a torre principal ou torre auxiliar, conforme o caso, atendendo às seguintes premissas:</p> <p>i. Sistema automatizado de manuseio de risers de perfuração para a descida e subida do BOP;</p> <p>ii. Sistema automatizado de alimentação de tubulares e revestimentos (tubos conforme item 12; DPR conforme Anexo I – Seção D e revestimentos [conforme item 16]) do convés de</p>	<p>2.10. Riser and Tubular Handling Systems</p> <p>2.10.1. The UNIT shall have an automated drilling riser handling system and automated tubular and casing feeding system for the main or auxiliary derrick, as appropriate, considering the following premises:</p> <p>i. Automated drilling riser handling system for running BOP in and out.</p> <p>ii. Automated feeding system for tubulars and casings (pipes according to item 12; DPR according to Annex I – Section D and casing [as</p>



<p>tubulares e revestimentos da UNIDADE para o deck de perfuração da torre principal ou torre auxiliar, podendo ser do tipo catwalk, gantry crane ou similar;</p> <p>iii. Para UNIDADES classificadas como DTO ou DTD, o sistema automatizado de alimentação de tubulares e revestimentos para o deck de perfuração (drillfloor) deve ser capaz de operar com o revestimento mais pesado de 30" (peso linear 457,0 lb/pé), em ambas as torres, auxiliar ou principal e com o revestimento mais pesado de 36" (peso linear 553,2 lb/pé) na torre principal. Para somente o revestimento de 36" a CONTRATADA poderá utilizar guindastes para a movimentação do revestimento para a torre auxiliar.</p> <p>[Para UNIDADES classificadas como DTO ou DTD, o sistema automatizado de alimentação de tubulares e revestimentos para o deck de perfuração (drillfloor) deve ser capaz de operar com o revestimento mais pesado, definido no item 2.5.3, em ambas as torres, auxiliar ou principal]. Ficará a critério da PETROBRAS manobrar tubulares ou revestimentos pela torre principal ou torre auxiliar.</p> <p>iv. O sistema é considerado automatizado quando minimiza a necessidade de interação humana para o manuseio (<i>hands-free</i>); não obrigatoriamente do tipo auto-trip ou auto-drilling.</p>	<p>item 16]) from pipe deck to the main or auxiliary derrick in drillfloor, which may be of the catwalk, gantry crane or similar type.</p> <p>iii. For UNITS classified as DTO or DTD, the automated tubular and casing feeding system to drillfloor shall be able to operate with the heaviest 30" casing (linear weight 457.0 lb/foot) on both auxiliary or main derricks and with the heaviest 36" casing (linear weight 553.2 lb/foot) in the main derrick.</p> <p>Only for the 36" casing CONTRACTOR may use cranes to move the casing to the auxiliary derrick.</p> <p>[For UNITS classified as DTO or DTD, the automated tubular and casing feeding system to drillfloor shall be able to operate with the heaviest casing, defined in item 2.5.3, on both auxiliary and main derricks.]</p> <p>It will be at PETROBRAS' discretion to maneuver tubular or casings by the main or auxiliary derrick.</p> <p>iv. The system is considered automated when it minimizes the need for human interaction for handling (<i>hands-free</i>); not necessarily auto-trip or auto-drilling type.</p>
3. SISTEMA DE GERAÇÃO E DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA E POSICIONAMENTO DINÂMICO	3. GENERATION AND DISTRIBUTION SYSTEM AND DYNAMIC POSITIONING
3.1. REQUISITOS GERAIS	3.1. GENERAL REQUIREMENTS
3.1.1. Requisitos de Classe 3.1.1.1. A UNIDADE deve atender aos requisitos de DP classe 2 ou 3 da IMO e Sociedade Classificadora. 3.1.1.2. A Sociedade Classificadora da UNIDADE deve ser membro da IACS (International Association of Classification Societies). 3.1.1.3. UNIDADE construída após 09/06/2017 deve atender a IMO MSC.1/Circ.1580. UNIDADE construída antes desta data deve atender a IMO MSC/Circ.645.	3.1.1. Class Requirements 3.1.1.1. UNIT shall meet the requirements of IMO and Classification Society for DP class 2 or 3. 3.1.1.2. UNIT's classification society shall be a member of IACS (International Association of Classification Societies). 3.1.1.3. UNIT built after 06/09/2017 shall meet IMO MSC.1/Circ.1580. UNIT built before this date shall meet IMO MSC/Circ.645.
3.1.2. Requisitos comuns 3.1.2.1. A UNIDADE deve atender a norma MODU 1989 ou mais atual, conforme NORMAN 04, item 0218. 3.1.2.2. A UNIDADE deve atender ao IMCA M 103 (Guidelines for the Design and Operation of Dynamically Positioned Vessels), revisão 1 de dezembro de 2007, ou revisão mais recente conforme ano de construção da UNIDADE.	3.1.2. Common Requirements 3.1.2.1. UNIT shall meet MODU 1989 or more recent standard, according to NORMAN 04, item 0218. 3.1.2.2. UNIT shall comply with IMCA M 103 (Guidelines for the Design and Operation of Dynamically Positioned Vessels), revision 1 December 2007, or more recent revision according to the year of construction of the UNIT.



<p>3.1.3. FMEA (Failure Mode and Effect Analysis) - Análise de Modo de Falha e Efeito</p> <p>3.1.3.1. O FMEA da UNIDADE deve ser elaborado conforme MTS TECHOP FMEA Testing, 2013; MTS TECHOP FMEA Gap Analysis, 2013 e IMCA M 190 (<i>Guidance for Developing and Conducting DP Annual Trials Programmes</i>).</p>	<p>3.1.3. FMEA (Failure Mode and Effect Analysis)</p> <p>3.1.3.1. UNIT FMEA shall be prepared in accordance with MTS TECHOP FMEA Testing, 2013; MTS TECHOP FMEA Gap Analysis, 2013 and IMCA M 190 (<i>Guidance for Developing and Conducting DP Annual Trials Programs</i>).</p>																										
<p>3.2. CAPACIDADE PROPULSIVA E DE GERAÇÃO</p>	<p>3.2. PROPULSION AND GENERATION CAPACITY</p>																										
<p>3.2.1. CAPACIDADE PROPULSIVA MÍNIMA</p>	<p>3.2.1. MINIMUM PROPULSION CAPACITY</p>																										
<p>3.2.1.1. A UNIDADE deve ser capaz de manter sua posição, em qualquer operação, quando submetida aos valores máximos de corrente, vento e onda coincidentes e colineares descritos no documento anexo “METOCEAN DATA - CENPES – TECHNICAL SPECIFICATION I-ET-2000.00-1110-941-PPC-001 - DRILLING PLATFORMS”, das bacias definidas no item 2.1.2-iii, nos valores máximos do período de 1 ano, incidindo dentro de um setor de +/-20° em relação a proa, após pior simples falha conforme FMEA.</p> <p>3.2.1.2. A UNIDADE deve atender ao critério mínimo de potência propulsiva total de avanço (<i>surge</i>) (kW) para cada faixa de deslocamento operacional de projeto, conforme a tabela abaixo:</p> <table border="1" data-bbox="103 1093 751 1312"> <thead> <tr> <th>Tipo de casco</th> <th>Deslocamento Operacional de Projeto (t)</th> <th>Potência propulsiva mínima de avanço (kW)</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td rowspan="2">NS</td> <td>60.000 a 85.000</td> <td>13.700</td> </tr> <tr> <td>85.000 a 98.000</td> <td>15.250</td> </tr> <tr> <td rowspan="2">SS</td> <td>30.000 a 50.000</td> <td>28.500</td> </tr> <tr> <td>50.000 a 60.000</td> <td>30.000</td> </tr> </tbody> </table> <p>3.2.1.3. Para fins de comprovação do atendimento ao requisito 3.2.1.1, durante operação da UNIDADE, não são aceitas leituras de correnteza do sistema DP. Deve ser utilizada leitura do correntômetro da UNIDADE, conforme item 5.3.2.</p>	Tipo de casco	Deslocamento Operacional de Projeto (t)	Potência propulsiva mínima de avanço (kW)	NS	60.000 a 85.000	13.700	85.000 a 98.000	15.250	SS	30.000 a 50.000	28.500	50.000 a 60.000	30.000	<p>3.2.1.1. UNIT shall be able to maintain its position, in any operation, when submitted to the maximum coincident and collinear current, wind and wave values described in the attached document “METOCEAN DATA - CENPES – TECHNICAL SPECIFICATION I-ET-2000.00-1110-941- PPC-001 - DRILLING PLATFORMS”, of the basins defined in item 2.1.2-iii, in the maximum values of the period of 1 year, falling within a sector of +/-20° in relation to the bow, after the worst simple failure according to FMEA.</p> <p>3.2.1.2. UNIT shall have the minimum total surge propulsion power (kW) for each design operational displacement range, according to the table below:</p> <table border="1" data-bbox="790 1093 1433 1312"> <thead> <tr> <th>Hull type</th> <th>Project Operational Displacement (t)</th> <th>Minimum total surge propulsion power (kW)</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td rowspan="2">NS</td> <td>60,000 a 85,000</td> <td>13,700</td> </tr> <tr> <td>85,000 a 98,000</td> <td>15,250</td> </tr> <tr> <td rowspan="2">SS</td> <td>30,000 a 50,000</td> <td>28,500</td> </tr> <tr> <td>50,000 a 60,000</td> <td>30,000</td> </tr> </tbody> </table> <p>3.2.1.3. For purposes of proving compliance with requirement 3.2.1.1, during the UNIT's operation, current readings of the DP system are not accepted. The UNIT's current meter reading must be used, as per item 5.3.2.</p>	Hull type	Project Operational Displacement (t)	Minimum total surge propulsion power (kW)	NS	60,000 a 85,000	13,700	85,000 a 98,000	15,250	SS	30,000 a 50,000	28,500	50,000 a 60,000	30,000
Tipo de casco	Deslocamento Operacional de Projeto (t)	Potência propulsiva mínima de avanço (kW)																									
NS	60.000 a 85.000	13.700																									
	85.000 a 98.000	15.250																									
SS	30.000 a 50.000	28.500																									
	50.000 a 60.000	30.000																									
Hull type	Project Operational Displacement (t)	Minimum total surge propulsion power (kW)																									
NS	60,000 a 85,000	13,700																									
	85,000 a 98,000	15,250																									
SS	30,000 a 50,000	28,500																									
	50,000 a 60,000	30,000																									
<p>3.2.2. Diagrama de Capabilidade – Capability Plot</p> <p>3.2.2.1. A capacidade de posicionamento da UNIDADE deve ser comprovada através de Diagramas de Capabilidade (<i>Capability Plots</i>), conforme as condições ambientais apresentadas no item 3.2.1.1. Não são aceitos diagramas elaborados pela função existente no software do sistema de posicionamento dinâmico. O capability plot deverá ser elaborado conforme IMCA M140 (Specification for DP Capability Plots), revisão 1, de janeiro de 2017.</p> <p>3.2.2.2. Além dos cenários descritos no item 3.2.1.1, devem ser apresentados os <i>Capability Plots</i> com os cenários de simulações de falha em cada um dos thrusters e um motorgerador de cada barramento, após a pior simples falha, conforme estabelecido no FMEA,</p>	<p>3.2.2. Capability Plot</p> <p>3.2.2.1. The UNIT's positioning capability must be proven through Capability Plots, according to the environmental conditions presented in item 3.2.1.1. Diagrams elaborated by the function existing in the dynamic positioning system software are not accepted. The capability plot shall be prepared in accordance with IMCA M140 (Specification for DP Capability Plots), revision 1, January 2017.</p> <p>3.2.2.2. In addition to the scenarios described in item 3.2.1.1, the Capability Plots shall be presented with simulation scenarios of failure in each of the thrusters and a motor generator of each bus, after the worst single failure, as established in the FMEA, in the</p>																										



<p>nos valores extremos de 1 ano da bacia de maior resultante ambiental prevista no item 2.1.2-iii, para fins de verificação de limites durante manutenções em equipamentos.</p>	<p>extreme values of 1 year of the basin with the greatest environmental result provided for in item 2.1.2-iii, for the purpose of checking limits during equipment maintenance.</p>
<p>3.3. Geração e Sistemas Auxiliares</p>	<p>3.3. Generation and Auxiliary System</p>
<p>3.3.1. A UNIDADE deve possuir no mínimo 06 (seis) grupos motogeradores, distribuídos de forma simétrica entre os barramentos principais de alta tensão.</p> <p>3.3.2. Deverá haver no IAS a monitoração e controle dos equipamentos de refrigeração, bombas de água doce e água salgada em funcionamento/standby e pressão na sucção e descarga das bombas. Em caso de falha elétrica ou baixa pressão em uma das bombas, deverá ocorrer a partida automática da bomba em standby, caso haja redundância instalada no sistema.</p> <p>3.3.3. Deverá haver no IAS monitoração do sistema de óleo diesel, pressão na entrada do motogerador e volume dos tanques. Em sistemas onde o suprimento do motogerador não é por gravidade, o IAS deverá monitorar e permitir o controle das bombas principais e de emergência entre o tanque de serviço e o motogerador. Ainda em se tratando de sistemas em que o suprimento não seja por gravidade, em caso de falha elétrica ou baixa pressão da bomba de suprimento do motogerador, deverá ocorrer a partida automática da bomba em standby.</p> <p>3.3.4. Os relés de proteção devem ser microprocessados e de multifunções, com registro de eventos. Em caso de memória cheia, os relés devem sobrescrever os dados de registro mais antigo. Os relés devem ser capazes de registrar e possuir a capacidade de exportação de oscilografia dos parâmetros que geram trip do gerador. A UNIDADE deve ser capaz de extrair essas informações sempre que for solicitado pela PETROBRAS.</p> <p>3.3.5. As bobinas de mínima tensão dos disjuntores de baixa tensão devem permanecer atracadas durante transitórios de curto-circuito.</p> <p>3.3.6. As conexões pressurizadas de óleo diesel e lubrificante devem ser protegidas contra esguichos em partes quentes, como através de fitas anti-spray ou anteparas.</p> <p>3.3.7. Em caso blackout parcial, falha em uma única UPS ou falha elétrica simples em qualquer equipamento do sistema de perfuração deverá ser possível movimentar o draw works pelo menos em velocidade reduzida e girar o top drive pelo menos em velocidade reduzida.</p> <p>3.3.8. As bombas de lama deverão estar distribuídas nos barramentos de tal forma que na ocorrência de um blackout parcial a operação seja possível com as bombas remanescentes do barramento sadio, de</p>	<p>3.3.1. UNIT shall have at least 06 (six) motor generator sets, symmetrically distributed among the main high voltage switchboards.</p> <p>3.3.2. IAS shall have monitoring and control for cooling equipment, sea water pumps, freshwater pumps (online/standby) and intake and discharge pressures. In case of electrical failure or low pressure in one of the pumps, the standby pump shall start automatically, if there is redundancy installed in the system.</p> <p>3.3.3. IAS shall monitor fuel oil system, engine intake pressure and tanks level. In systems where diesel supply is not by gravity, IAS shall provide control of the main and emergency fuel pumps between service tank and engine. In addition, considering systems which the supply is not by gravity, in case of electrical failure or low pressure of the supply pump, an automatic standby pump start shall occur.</p> <p>3.3.4. The protection relays shall be micro processed and multifunction, with event recording. In case of full memory, the relays shall overwrite the oldest record data. The relays shall be able to record and export oscillography of the parameters that generate the tripping of the generator. The UNIT shall be able to extract this information whenever requested by PETROBRAS.</p> <p>3.3.5. The undervoltage release coils of low voltage breakers shall remain attached during short circuit transients.</p> <p>3.3.6. The pressurized connections of fuel oil and lub oil shall have protections against splashes on hot parts, such as anti-splashing tapes or bulkheads.</p> <p>3.3.7. In case of partial blackout, failure of a single UPS or single electrical failure of any equipment of the drilling system, it shall be possible to move the drawworks at least in reduced speed mode and rotate the top drive at least in reduced speed mode.</p> <p>3.3.8. The mud pumps shall be distributed among the switchboards in such way that in an event of a partial blackout, it is possible to operate the remaining pumps powered by the healthy switchboard in a</p>



maneira contínua e sem a existência de alimentação cruzada de equipamentos auxiliares.	continuous way without cross connection in the auxiliary systems.
3.4. PROPULSÃO E SISTEMAS AUXILIARES	3.4. PROPULSION AND AUXILIARY SYSTEM
<p>3.4.1. A UNIDADE deve possuir quantidade mínima de 06 (seis) de thrusters.</p> <p>3.4.2. Deve haver no IAS a leitura gráfica, exibindo o valor atual dos parâmetros que possam levar o thruster a desligamento, limitações ou falhas críticas.</p> <p>3.4.3. Deverá estar configurado no IAS alarme em nível que possibilite ao operador atuar antes da ocorrência de desligamento ou limitação da capacidade do thruster. Os setpoints para desligamento ou limitação de carga não deverão ser configurados em nível inferior ao limite do equipamento.</p> <p>3.4.4. Em caso de falha de todas as UNIDADES de controle de giro ou pitch de um thruster o mesmo deverá ser desligado ou ter a rotação comandada a zero.</p>	<p>3.4.1. The UNIT shall have at least 06 (six) thrusters.</p> <p>3.4.2. IAS shall be able of showing the present value and trends of the parameters that can cause thruster shutdowns, limitations, or critical failures.</p> <p>3.4.3. IAS alarms shall be set at levels that the operator will be able to take actions before shutdowns or load limitations of thrusters. The levels for shutdown or load limitation must not be set below the equipment limits.</p> <p>3.4.4. In case of a failure of all steering or pitch control units of a thruster, the thruster shall be shut down or commanded to zero rotation.</p>
3.5. SISTEMA DE AUTOMAÇÃO INTEGRADA E SISTEMA DE GERENCIAMENTO DE ENERGIA - IAS e PMS	3.5. IAS (INTEGRATED AUTOMATION SYSTEM) e PMS (POWER MANAGEMENT SYSTEM)
<p>3.5.1. REQUISITOS GERAIS</p> <p>3.5.1.1. O acesso das portas USB deverá ser bloqueado via software ou deverá haver procedimento para restrição de utilização de dispositivos de memória, com análise de vírus e necessidade de autorização da supervisão para utilização nas estações do IAS e auxiliares.</p> <p>3.5.1.2. Deverá haver função de recuperação automática de blackout parcial e total, com partida automática de todos os sistemas principais e auxiliares necessários para o posicionamento da UNIDADE. Todos os thrusters deverão ser partidos em até 3 minutos sem nenhuma intervenção humana, estando disponíveis para seleção no modo DP pelo operador. Todos os motogeradores deverão ser partidos em até 3 minutos, sem nenhuma intervenção humana, podendo ser conectado a quantidade de motogeradores requerida pelo nível de carga. Não deverá ocorrer a interligação de qualquer barramento de forma manual ou automática para realização da recuperação do blackout.</p> <p>3.5.1.3. O IAS deverá possuir sistema de registro de histórico de dados (sistema "data logging"), com capacidade de armazenamento mínimo de 30 dias de alarmes, eventos e elementos para resgate de gráficos. Todas as principais informações relacionadas aos equipamentos críticos para a manutenção da posição da embarcação deverão ter a possibilidade de serem gravadas (ex: variáveis de geração, propulsão e controle como kW, KVAR, V, RPM, Hz, dentre outras). A extração de dados deverá ser possível em formato</p>	<p>3.5.1. GENERAL REQUIREMENTS</p> <p>3.5.1.1. Access to the USB ports shall be blocked by software or there shall be a procedure for restricting the use of USB devices, with virus analysis and authorization from supervision to use in IAS and auxiliary stations.</p> <p>3.5.1.2. There shall be an automatic recovery function for partial and total blackout, with automatic start of all the main and auxiliary systems necessary for station keeping. All thrusters shall be started and ready for being enabled in DP mode by the DPO within 3 minutes after a blackout condition without any human intervention. All diesel generators shall be started within 3 minutes, without any human intervention, the system shall connect to the main high voltage switchboard at least the number of diesel generators required to supply the load level for station keeping. There shall be no interconnection of any switchboard from different engine rooms manually or automatically to perform the blackout recovery.</p> <p>3.5.1.3. IAS shall be fitted with a data logging system, with a minimum storage capacity of 30 days for alarms, events and trends. All the main information related to the critical equipment for dynamic positioning shall have the possibility of being recorded (e.g., generation, propulsion and control variables such as kW, KVAR, V, RPM, Hz and others). It shall be possible to extract the data in a format compatible with spreadsheet software, such as *.xlsx or *.csv.</p>



<p>compatível com software de planilhas eletrônicas, como *.xlsx ou *.csv.</p> <p>3.5.2. SISTEMA DE ESD (EMERGENCY SHUTDOWN)</p> <p>3.5.2.1. O nível de abandono do ESD não poderá ser acionado diretamente em caso de atuação de botoeiras em área externa (baleeiras, helideck etc.), mesmo que através de acionamento de duas botoeiras. Em caso de atuação, o sistema deve possuir temporização mínima de 5 minutos para atuação.</p> <p>3.5.2.2. O nível de abandono do ESD não poderá ser acionado por uma única botoeira sem temporização, incluindo botoeiras em áreas internas (passadiço, ECR, cabine do sondador etc.).</p> <p>3.5.2.3. O nível de abandono do ESD não poderá ser acionado automaticamente por sensores, mesmo que através de sensores redundantes ou temporizados.</p> <p>3.5.2.4. As botoeiras de ESD, de qualquer nível, deverão possuir proteção contra acionamento acidental bem como identificação.</p> <p>3.5.2.5. Nenhum nível de ESD, que gere o desligamento de equipamentos essenciais para a operação e posicionamento da UNIDADE, mesmo que redundante, deve ser acionado automaticamente por um único sensor ou duplo sensor de F&G ("Fire and Gas") com temporização inferior a 2 minutos.</p>	<p>3.5.2. ESD - EMERGENCY SHUTDOWN SYSTEM</p> <p>3.5.2.1. The ESD abandon level shall not be activated directly by pushbuttons operation at the external area (lifeboats, helideck, etc.), even if two pushbuttons are activated. In case of actuation, the system shall have a minimum time delay of 5 minutes for actuation.</p> <p>3.5.2.2. The ESD abandon level shall not be activated by a single pushbutton without timing, including buttons in indoor areas (bridge, ECR, doghouse, etc.).</p> <p>3.5.2.3. The ESD abandon level shall not be activated automatically by sensors, even if the sensors are redundant or with a time delay.</p> <p>3.5.2.4. Any ESD pushbuttons, regardless of its level, shall be protected against inadvertent activation and have identification.</p> <p>3.5.2.5. Any ESD level, which cause the shutdown of essential equipment for the operation and positioning of the UNIT, even if redundant, shall not be activated automatically by a single or double F&G ("Fire and Gas") sensor with a time delay less than 2 minutes.</p>
<p>3.6. Sistema DP</p>	<p>3.6. DP System</p>
<p>3.6.1. Requisitos Gerais</p> <p>3.6.1.1. A ação de um único botão de mudança de modo de controle dos thrusters (ex: por falha oculta, intermitente ou permanente) não deve produzir alteração de sistema de controle (ex: DP, IJS ou controle manual direto dos thrusters) de mais de um thruster. No caso de existência de um botão que produza transferência de controle em mais que um único thruster, deve existir um botão secundário de ativação da transferência, além de alarme para detecção de falhas nos botões deste painel.</p> <p>3.6.1.2. Todas as mudanças de comando entre modos operacionais DP devem ter janela de confirmação via software para alteração do modo.</p> <p>3.6.1.3. O acesso das portas USB deverá ser bloqueado via software ou deverá haver procedimento para restrição de utilização de dispositivos de memória, com análise de vírus e necessidade de autorização da supervisão para utilização nas estações do sistema DP e auxiliares.</p> <p>3.6.1.4. O sistema DP deverá possuir a função de previsão de deriva do tipo "Motion Prediction" ou similar com variáveis de tempo, trajetória e velocidade, capaz de utilizar condições reais (existentes no momento da análise) e hipotéticas (simulando condições ambientais</p>	<p>3.6.1. General Requirements</p> <p>3.6.1.1. The activation of a single button (e.g., due to hidden intermittent or permanent failure) shall not change the system mode in more than one thruster (e.g., DP, IJS or manual control of the thrusters). If there is any button that may cause the change of control mode in more than one thruster, there shall be a second button to activate the transfer, in addition to an alarm to detect failures in the buttons on this panel.</p> <p>3.6.1.2. All changes between DP operating modes shall have a confirmation window via software to change the mode.</p> <p>3.6.1.3. Access to USB ports shall be blocked via software or there must be a procedure for restricting the use of memory devices, with virus analysis and authorization from supervision for use in DP and auxiliary stations.</p> <p>3.6.1.4. The DP system shall be fitted with a "motion prediction" function or similar with variables such as time, track, and speed. This function shall be able to use real-time conditions (existing at the time of analysis) and offline conditions (simulating</p>



<p>e/ou falhas de thrusters, geradores ou barramentos).</p> <p>3.6.1.5. O sistema DP deverá possuir a função de diagramas de capacidade ("Capability Plots") capaz de utilizar condições reais (existentes no momento da análise) ou hipotéticas (simulando condições ambientais e/ou falhas de thrusters, geradores ou barramentos).</p> <p>3.6.1.6. O sistema DP deverá possuir sistema de registro de histórico de dados ("Data Logging"), com capacidade de armazenamento mínimo de 30 dias de alarmes, eventos e elementos para resgate de gráficos. Todas as principais informações relacionadas ao sistema DP, seus sensores e periféricos deverão ter a possibilidade de serem gravadas. A extração de dados deverá ser possível em formato compatível com software de planilhas eletrônicas, como *.xlsx ou *.csv. O sistema deve ser alimentado por UPS "online", com capacidade mínima de 30 minutos de operação, possuindo alarmes visuais e sonoros no local e remotamente, em caso de falha.</p> <p>3.6.1.7. A UNIDADE deverá possuir sistema de alarme de estado DP (verde, amarelo e vermelho) alimentado por UPS e acionado manualmente no passadiço, com registro em data logging da alteração de status. As luzes e alertas sonoros deverão estar instalados na sala do fiscal Petrobras, sala do toolpusher, sala do OIM ou capitão, cabine do sondador, piso de perfuração (drill floor) e moonpool. Ao acionar o status amarelo ou vermelho, deverá haver alarme sonoro em todos os locais. Em ambientes externos (drill floor e moonpool), a luz vermelha deverá ser estroboscópica ou rotativa. Nas áreas internas (sala do fiscal Petrobras, sala do toolpusher, sala do OIM ou capitão e cabine do sondador) deverá haver botão para reconhecimento e silenciamento do alarme sonoro. Os alarmes deverão estar identificados de modo a possibilitar fácil entendimento e distinção com outros sistemas de alarme da UNIDADE, como luzes do sistema de incêndio.</p> <p>3.6.2. Sistemas de Referência de Posição</p> <p>3.6.2.1. Deverá haver no mínimo dois sistemas de referência de posição por satélites ("DGNSS"), totalmente independentes, com pelo menos um monitor para cada sistema em local de fácil visualização pelos DPOs.</p> <p>3.6.2.1.1. A precisão de pelo menos dois DGNSS, avaliada através do EPE (Estimate of Position Error) ou outra estimativa de erro similar, deverá ser menor ou igual a 0,10m.</p> <p>3.6.2.1.2. Pelo menos dois sistemas devem ser capazes de decodificar sinais GPS L1/L2 e GLONASS L1/L2.</p> <p>3.6.2.1.3. Deverá haver no mínimo dois links via satélite, com dois sinais de precisão além de dois sinais</p>	<p>environmental conditions and / or failures of thrusters, generators, or electrical switchboards).</p> <p>3.6.1.5. The DP system shall be fitted with a capability plot function able to use real-time conditions (existing at the time of analysis) or offline conditions (simulating environmental conditions and / or failures of thrusters, generators or electrical switchboards).</p> <p>3.6.1.6. The DP system must be fitted with a data logging system, with a minimum storage capacity of 30 days for alarms, events, and trends. All the main information related to DP system, its sensors and peripherals equipment must have the possibility of being recorded. It shall be possible to extract data from the data logging in a format compatible with spreadsheet softwares, such as *.xlsx or *.csv. The system must be powered by an online UPS, with a minimum capacity of 30 minutes of operation, having visual and audible alarms locally and remotely, in case of failure.</p> <p>3.6.1.7. The UNIT shall have a DP status alarm system (green, yellow and red) powered by UPS and manually activated in the bridge, with data logging record in case of status modification. The lights and audible alerts shall be installed in the company man's office, toolpusher's office, OIM or captain's office, doghouse, drill floor and moonpool. When activating the yellow or red status, there shall be an audible alarm in all locations. In external areas (drill floor and moonpool), the red light should be strobe or rotating. In the internal areas (company man's office, toolpusher's office, OIM or captain's office and doghouse) there shall be a button for acknowledging and silencing the audible alarm. The alarms shall be identified to allow easy understanding and distinction with other alarm systems, such as fire system lights.</p> <p>3.6.2. Position Reference Systems</p> <p>3.6.2.1. There shall be at least two satellite position reference systems ("DGNSS"), totally independent, with at least one monitor for each system in a location that is easy to see by DPOs.</p> <p>3.6.2.1.1. The accuracy of at least two DGNSS, assessed by the EPE (Estimate of Position Error) or other similar error estimation, shall be less than or equal to 0.10m.</p> <p>3.6.2.1.2. At least two systems shall be able to decode GPS L1 / L2 and GLONASS L1 / L2 signals.</p> <p>3.6.2.1.3. There shall be at least two satellite links, with two precision signals in addition to two IALA radio</p>
---	--



<p>de correção via rádio IALA.</p> <p>3.6.2.1.4. Pelo menos um dos DGNSS deverá dispor de monitor com visibilidade da estação de controle independente do sistema DP (IJS) e estação de controle manual dos thrusters, sendo possível acompanhar destas estações a deriva da embarcação em relação as coordenadas de referência.</p> <p>3.6.2.2. Deverá haver pelo menos dois sistemas de referência de posição hidroacústicos digitais, totalmente independentes.</p> <p>3.6.2.2.1. Os sistemas devem ser capazes de operar em modo LBL/LUSBL na máxima profundidade prevista no contrato bem como em modo SSBL/USBL para profundidades rasas.</p> <p>3.6.2.2.2. A precisão do sistema, medido através de desvio padrão do sistema DP, deverá ser inferior a 1 metro, sem picos de rejeição de sinal para qualquer aproamento, profundidade e sem sombras para equipamentos submersos.</p> <p>3.6.2.2.3. Todos os transponders devem possuir tecnologia digital.</p> <p>3.6.2.2.4. O sistema deverá ser capaz de interrogar a posição de transponder posicionado no ROV, com disponibilização de sinal de vídeo do sistema acústico para a cabine do ROV.</p> <p>3.6.2.3. A UNIDADE deverá possuir quantidade de transponders compatível com os modos de operação para constituir os “arrays” submarinos, aptos a operarem na máxima lâmina d’água contratual, incluindo redundâncias no fundo para a configuração de cada modo operacional.</p>	<p>correction signals.</p> <p>3.6.2.1.4. At least one of the DGNSS shall have a monitor with visibility from the independent joystick station (IJS) and manual control station of the thrusters, making it possible to see the vessel’s drift off in relation to the reference coordinates.</p> <p>3.6.2.2. There shall be at least two fully independent digital hydroacoustic position reference systems.</p> <p>3.6.2.2.1. The systems shall be able to operate in LBL / LUSBL mode at the water depth established in the contract as well as in SSBL / USBL mode for shallow depths.</p> <p>3.6.2.2.2. The accuracy of the system, measured by standard deviation in the DP system, must be less than 1 meter, without signal rejection peaks for any heading, depth and without shadows for submerged equipment.</p> <p>3.6.2.2.3. All transponders shall have digital technology.</p> <p>3.6.2.2.4. The system shall be able to interrogate the position of the transponder fitted on the ROV. It shall be provided a video signal of the acoustic system to the ROV cabin.</p> <p>3.6.2.3. The VESSEL must have the number of transponders compatible with the operating modes to build the subsea arrays, including redundancies at the sea bottom for the configuration of each operational mode. The transponders must be able to operate in the maximum depth established in the contract.</p>
4. SISTEMAS NAVAIS	4. NAVAL SYSTEMS
4.1. ESTABILIDADE	4.1. STABILITY
<p>4.1.1. A UNIDADE deverá possuir software para controle da estabilidade da embarcação, protegido contra acesso por pessoas não autorizadas. Deverá haver o controle de alterações do peso leve da UNIDADE, contendo no mínimo a data, responsável, peso e centro de gravidade. O software deverá considerar o efeito de superfície livre dos tanques. Deverá haver conexão à impressora, para permitir a impressão dos boletins de estabilidade.</p>	<p>4.1.1. The UNIT shall be fitted with a software to control the vessel's stability, protected from access by unauthorized people. There shall be control of the UNIT's light weight modifications, containing at least the date, responsible person, weight, and center of gravity. The software shall consider the effect of the free surface of the tanks. There shall be a connection to a printer to allow printing of stability bulletins.</p>
<p>4.1.2. A UNIDADE deverá possuir sensores físicos de inclinação transversais e longitudinais.</p>	<p>4.1.2. The UNIT shall have physical transverse and longitudinal inclination sensors.</p>
<p>4.1.3. As bombas de lastro devem possuir redundância em cada sala de bombas de lastro, além de possuir informações de leitura de pressão de sucção e de descarga no IAS.</p>	<p>4.1.3. Ballast pumps shall have redundancy in each ballast pump room, in addition of providing IAS with suction and discharge pressure information.</p>
<p>4.1.4. O painel de controle de lastro deverá ser</p>	<p>4.1.4. The ballast control panel must be powered by</p>



alimentado por UPS "online" conectada ao barramento de emergência, com capacidade mínima de 30 minutos de operação na carga máxima de projeto, possuindo alarmes visuais e sonoros no local e no IAS, em caso de falha.	an "online" UPS connected to the emergency switchboard, with a minimum capacity of 30 minutes of operation at the maximum project load, with visual and audible alarms on site and on IAS, in case of failure.
4.2. ESTANQUEIDADE	4.2. WATERTIGHTNESS
4.2.1. As UNIDADES semissubmersíveis devem possuir duplo bloqueio nas caixas de mar de todos os sistemas, sendo pelo menos uma válvula de acionamento remoto através do IAS, com indicação de posição de abertura ou fechamento pelo IAS.	4.2.1. Semi-submersible UNITS shall have two valves in all sea chests (all systems). At least one of the valves shall be remotely controlled by IAS and shall be fitted with position indication (closed or open) on IAS.
4.2.2. Os navios sondas devem possuir duplo bloqueio nas caixas de mar de lastro, sendo pelo menos uma válvula de acionamento remoto através do IAS, com indicação de posição de abertura ou fechamento pelo IAS.	4.2.2. Drill-ships shall have two valves in all ballast sea chests. At least one of the valves shall be remotely controlled by IAS and shall be fitted with position indication (closed or open) on IAS.
4.2.3. Caso seja acionado o nível "High-High" ou equivalente do compartimento, deverá ocorrer o fechamento automático dos watertight dampers.	4.2.3. If the high-high level of the flooding sensor is activated the watertight dampers shall close automatically.
4.2.4. Em UNIDADES semissubmersíveis, todos os ramais de subida das colunas dos anéis de refrigeração e incêndio devem ter válvulas de retenção no nível do convés ou topo de coluna.	4.2.4. In semi-submersible UNITS, all cooling and firefighting pipes ascending from the columns shall have check-valves at deck level or at the top of the column.
4.2.5. A UNIDADE deverá fornecer redundância para a captação de água para o sistema de resfriamento, podendo prescindir de qualquer sala de bombas.	4.2.5. The UNIT shall have redundancy for water inlet in the cooling system, working even after losing any pump room.
4.3. SISTEMA DE CONTIGÊNCIA E EMERGÊNCIA	4.3. CONTIGENCY AND EMERGENCY SYSTEM
4.3.1. Os compartimentos com caixas de mar, bombas de lastro e bombas de refrigeração devem ter sensores de alagamento em quantidade e distribuição suficientes para permitir alarme em caso de alagamento de qualquer local do compartimento.	4.3.1. Compartments with sea chest, ballast pumps and cooling pumps shall have bilge sensors in sufficient quantity and distribution to trigger alarms in case of flooding in any location of those compartments.
4.3.2. As UNIDADES hidráulicas responsáveis pelo controle das válvulas do sistema de lastro devem possuir bombas redundantes, indicações de alarmes locais e remotos de baixo nível dos acumuladores em operação.	4.3.2. Hydraulic units responsible for controlling the ballast system valves shall have redundant pumps and alarms for low level of accumulators. The alarms must occur locally and on IAS.
4.3.3. A estabilidade e o equilíbrio da UNIDADE não devem ser controlados através de sistemas não projetados para essa função, tais como sistemas anti-heeling ou anti-roll.	4.3.3. The VESSEL stability and balance shall not be controlled through systems not designed for this function, such as anti-heeling or anti-roll systems.
4.3.4. Ambos os sensores de nível independentes requisitados do item 4.8.8.3 da MODU 1989 para unidades semissubmersíveis, devem ter 2 níveis de medição, sendo um dos sensores com o nível alto (high-high) acima do nível alto do outro sensor. Se	4.3.4. Both independent bilge sensors required by 4.8.8.3. MODU 1989 item for semisubmersible units, shall have at least 2 levels, (high and high-high). The high-high level of one sensor shall be higher than the high-high of the other sensor. If there is an over-time



houver alarme de sobre-tempo de operação da bomba de esgotamento, os sensores podem ter apenas um nível de medição cada.	alarm for bilge pump, both bilge sensors may have only one alarm level.
4.3.5. As salas de bombas de lastro e compartimentos dos painéis de solenoides de válvulas de lastro devem possuir recursos que permitam a operação manual das válvulas em emergência, tais como bombas hidráulicas manuais.	4.3.5. The ballast pump rooms, and ballast solenoid panels compartments shall be fitted with a way of operating valves manually in emergency situations, such as hydraulic hand pumps.
4.3.6. Os tubos de sondagem de qualquer tanque, suspiros, caixa de mar e válvulas deverão possuir identificação.	4.4. The sounding pipes of any tank, vent, sea chest and valves shall have identification
4.4. Reboque de emergência	4.5. Emergency Towing
4.4.1. Constituído por dois sistemas para atracação rápida de rebocador em caso de <i>blackout</i> e/ou deriva, um na proa e outro na popa, possíveis de serem operados manualmente com rapidez. Para semissubmersíveis, os dois sistemas podem ser na proa (boreste e bombordo).	4.5.1. Consisting of two systems for fast tug mooring in case of blackout and/or drift, one in the bow and the other in the stern, which can be manually operated quickly. For semi-submersibles, both systems can be in the bow (starboard and port).
4.4.2. O sistema de reboque de emergência deve possuir meios de liberação independente da alimentação principal da UNIDADE.	4.5.2. It shall be possible to operate the emergency towing system without the UNIT's main supply.
4.4.3. Os sistemas para atracação rápida devem apresentar as seguintes características: <ul style="list-style-type: none">i. Rabicho com pelo menos 03 (três) elos de amarra de bitola mínima 76 mm para conexão segura com AHTS;ii. Lança retinidas;iii. Cabo mensageiro;iv. Cabo de reboque com, no mínimo, 85 m de comprimento e dimensionado para reboque da UNIDADE na condição dinâmica. O cabo de reboque deve possuir soquete tipo <i>spelter</i> ou <i>hard eye</i> nas extremidades;v. As áreas destinadas à utilização desses equipamentos devem possuir iluminação de emergência suficiente para operações noturnas, mesmo em condição de <i>blackout</i>.	4.5.3. Fast docking systems shall have the following characteristics: <ul style="list-style-type: none">i. ropes with at least 03 (three) hawser links of minimum 76 mm gauge for secure connection with AHTS,ii. Line Thrower,iii. Messenger cable,iv. Tow rope at least 85 m long and sized for towing the UNIT in dynamic condition. The tow rope shall have a spelter or hard eye socket at the ends,v. The areas intended for the use of this equipment shall have sufficient emergency lighting for night operations, even in blackout conditions.
4.4.4. Deve ser previsto a atracação de "barco de segurança" para operação segura em locais críticos.	4.5.4. Resources shall be provided for the mooring of "safety boat" for safe operation in critical locations.
5. SISTEMAS DE INSTRUMENTAÇÃO E TRANSMISSÃO DE DADOS	5. INSTRUMENTATION AND DATA TRANSMITTING SYSTEMS
5.1. Painel principal de instrumentos do sondador com no mínimo as seguintes indicações: <ul style="list-style-type: none">i. Indicador de peso no gancho e sobre a broca. Deve dispor de dois sistemas de medição totalmente independentes de modo a prover redundância de	5.1. Driller's instruments main panel , with at least the following indications: <ul style="list-style-type: none">i. Weight on hook and weight on bit. It shall have two totally independent measurement systems to



<p>informação;</p> <ul style="list-style-type: none">ii. Torque de conexão (lbf x pé);iii. Rotação da mesa rotativa e do Top Drive (RPM);iv. Torque da mesa rotativa e do Top Drive;v. Velocidade das bombas de lama (SPM);vi. Contador de cursos das bombas de lama com totalizador;vii. Pressão de bombeio (<i>standpipe</i> 1 e 2) e pressão no <i>choke manifold</i> (lado <i>kill</i> e lado <i>choke</i>);viii. Indicador de nível (volume) dos tanques ativos de fluido sob forma individual e totalizada, utilizando pelo menos 2 (dois) sensores do tipo acústico ou radiofrequência em cada tanque, situados em posições diametralmente opostas. Os sensores devem possuir precisão para medir até 1 bbl;ix. Indicador de nível (volume) de todos os tanques de fluido, incluindo, mas não limitado aos tanques ativos, reservas, sand trap, tampão (slug pit), salmoura e fluido base orgânica;x. Variação da vazão de retorno do fluido: deve detectar/alarmar variação de + ou - 10% na vazão de retorno; Nota: se o sensor for do tipo palheta, deverá ser instalado após a válvula do <i>diverter</i>.xi. Medidor da variação do volume de fluido circulado (ganho ou perda no sistema ativo) com precisão mínima de 10 bbl.	<p>provide redundancy of information,</p> <ul style="list-style-type: none">ii. Connection torque indicator (lbf x ft),iii. Rotary table and top drive rotation (RPM),iv. Rotary table and top drive torque,v. Mud pump speed (SPM),vi. Mud pump stroke counter with totalizer,vii. Pumping pressure (<i>standpipe</i> 1 and 2) and choke manifold pressure (kill side and choke side),viii. Level indicator (volume) of active fluid tanks under individual and totalized form, using at least 2 (two) acoustic or radiofrequency sensors in each tank, located in diametrically opposite positions. The sensors shall have accuracy to measure up to 1 bbl,ix. Level indicator (volume) of all fluid tanks in the UNIT, including, but to limited to, active, reserve, sand trap, slug pits, brine, and base oil fluid tanks,x. Fluid return flow variation: shall detect/alarm variation of + or - 10% in return flow. Note: if the sensor is paddle type, it shall be installed after the diverter valve.xi. Measure of the variation of the volume of circulated fluid (gain or loss in the active system) with minimum accuracy of 10 bbl.
<p>5.2. Sistema Eletrônico de Aquisição, Indicação e Registro dos parâmetros de perfuração, completção e posicionamento da plataforma, composto de:</p> <p>5.2.1. Interface para o sondador: montada na plataforma de perfuração ("drill floor") sob a forma de monitor, capacitado para apresentar:</p> <ul style="list-style-type: none">i. Indicação digital ou analógica em tempo real dos parâmetros listados no Item 5.1, além da taxa de penetração e alarmes sonoros e visuais;ii. Indicação sob forma gráfica ("strip charts"), com seleção feita pelo sondador, da evolução dos parâmetros acima nas últimas 48 horas. <p>5.2.2. Sistema para controle integrado e monitoração dos equipamentos da plataforma de perfuração: possibilitar a automação das operações na plataforma, devendo possuir software de controle e intertravamento para evitar a colisão dos equipamentos e falhas operacionais nos diversos cenários (por exemplo, abertura da cunha com carga sem fechamento do elevador etc.). O sistema deverá gerenciar todos os equipamentos com possibilidade de interferência, tais como, mas não limitados a:</p>	<p>5.2. Electronic system for acquisition, display and record drilling, completion, and positioning of the platform parameters, composed of:</p> <p>5.2.1. Interface for the driller, assembled at the drill floor under the form of monitor, able to present:</p> <ul style="list-style-type: none">i. Analogical or digital display in real-time parameters listed in item 5.1, in addition to the rate of penetration and sound and visual alarms,ii. Graphical display ("strip charts"), selected by the driller, of the evolution of the above parameters in the last 48 hours. <p>5.2.2. System for integrated control and monitoring of drill floor equipment: to enable the automation of the operations in the drill floor, shall have control and interlocking software to avoid collision of equipment and operational failures in the various scenarios (eg, slips opening with load without elevator closing etc.). The system shall manage all equipment with the possibility of interference, such as, but not limited to:</p>



<p>i.Sistema de elevação, rotação e manuseio de coluna, conforme item 11 (guincho de perfuração, <i>Top drive</i> ou <i>DDM</i>, catarina, mesa rotativa, equipamento de enroscamento e torque de tubos, sistema de manuseio e estaleiramento de tubulares etc.);</p> <p>ii.Cunhas, elevadores, chaves de torque e braços de manuseio de tubulares e revestimentos, conforme itens 12 e 16;</p> <p>iii.Cesta de elevação de pessoas;</p> <p>iv.Sistema de manuseio de <i>risers</i> de perfuração e tubulares, conforme item 2.10.</p> <p>5.2.2.1. O sistema deverá possuir registro de todas as operações realizadas, incluindo “overrides ativados” e alarmes.</p> <p>5.2.3. Microcomputador para apresentação em tempo real, arquivo, impressão e processamento dos:</p> <p>i.Parâmetros de perfuração/completação;</p> <p>ii.De todas as operações realizadas nos equipamentos da plataforma de perfuração, incluindo “overrides ativados” e alarmes.</p> <p>5.2.3.1. Devem estar localizados remotamente em relação ao <i>drill floor</i>, na sala do fiscal da PETROBRAS.</p> <p>5.2.3.2. Essa <i>workstation</i> substituirá o registrador de parâmetros convencionais de carta, tipo “geograph”, sendo que a emissão de relatórios deverá ocorrer por impressora ou <i>plotter</i>. Essa <i>workstation</i> deverá rodar software aplicativo compatível com “MS Office”, de forma a disponibilizar telas com os parâmetros de perfuração/completação em tempo real, histórico, curvas de tendências, gráficos e recursos de impressão. A <i>workstation</i> deve ter um sistema de armazenamento de dados capaz de disponibilizar todas as informações dos parâmetros das operações realizadas durante os 03 (três) últimos meses, e após este período deverão estar disponíveis em meio magnético para análises enquanto durar o CONTRATO.</p>	<p>i. Hoisting, rotation, and pipe handling system, according to item 12 (drawworks, top drive or DDM, travelling block, rotary table, connection and torque equipment for pipes, pipe handling system etc)</p> <p>ii. Slips, elevators, torque wrench and handling bails for tubulars and casings, according to items 12 and 16,</p> <p>iii. Maintenance basket,</p> <p>iv. Drilling riser and tubular handling system, according to item 2.10.</p> <p>5.2.2.1. The system shall have a record of all operations performed, including active overrides and alarms.</p> <p>5.2.3. Computer for real-time display, store, printing, and processing of:</p> <p>i. Drilling / Completion parameters,</p> <p>ii. All operations performed on drill floor equipments, including “active overrides” and alarms.</p> <p>5.2.3.1. Shall be placed in a remote location in relation to the drill floor, at PETROBRAS Representative office.</p> <p>5.2.3.2. This workstation will replace the conventional chart parameter recorder, geograph type, and the emission of reports shall occur by printer or plotter. This workstation shall run application software compatible with “MS Office”, to provide screens with the drilling/completion parameters in real time, historical, trend curves, graphics, and printing resources. The workstations shall have a data storage system capable of providing all the information of the parameters of the operations of last 03 (three) months, and after this period there shall be available on magnetic media for analyses during the CONTRACT.</p>
<p>5.3. Sistema Eletrônico de aquisição, exibição e Registro de Dados Meteoceanográficos: a UNIDADE deve dispor de sensores meteorológicos (estação meteorológica multiparamétrica) e sensores oceanográficos com as seguintes características:</p> <p>5.3.1. Sensores Meteorológicos:</p> <p>5.3.1.1. Estação meteorológica multiparamétrica com a seguinte especificação ou superior:</p> <p>i. Anemômetro: possuir um range de medição de 0 a 60 m/s para a velocidade e de 0 a 360° para a direção; ter acurácia de 0,3 m/s ou 1% da leitura para a velocidade e 3° para a direção;</p>	<p>5.3. Electronic System for acquisition, display, and record of Meteo-Oceanographic Data: the UNIT shall have weather sensors (multi-parameter weather station) and oceanographic sensors with the following characteristics:</p> <p>5.3.1. Weather Sensors:</p> <p>5.3.1.1. Multi-parameter weather station with, at least, the following:</p> <p>i. Anemometer: have a measurement range of 0 to 60 m/s for speed and 0 to 360° for direction; shall have accuracy of 0.3 m/s or 1% of reading for speed and 3° for direction,</p>



<p>ii. Termo-higrômetro: possuir um range de 0 a 100% para umidade relativa e de -10 a 50°C para temperatura; ter acurácia de 1% para umidade relativa e de 0,3°C para temperatura;</p> <p>iii. Barômetro: possuir um range de 600 a 1100 hPa; ter uma acurácia de 0,5 hPa;</p> <p>5.3.1.2. Local de instalação: o mastro de suporte para o anemômetro deve ser instalado em local totalmente livre de interferências à circulação do vento, recomenda-se a instalação no ponto mais alto da UNIDADE. O mastro de suporte para os termo-higrômetros e barômetro deve ser instalado em local distante de fontes de calor e com circulação livre para o vento. Tais especificações visam retirar, ou minimizar, as interferências na coleta de dados.</p> <p>5.3.1.3. Manutenção Preventiva: Recomenda-se que os sensores meteorológicos passem por manutenções preventivas a cada 6 meses e calibração a cada 1 ano, cabendo à CONTRATADA informar à PETROBRAS antes do início das manutenções e o término delas, além de confirmar cota dos sensores em relação ao nível do mar após cada manutenção.</p> <p>5.3.2. Sensores Oceanográficos:</p> <p>[a critério da PETROBRAS, poderá ser solicitado somente um ou ambos os sensores descritos abaixo]</p> <p><u>[Alternativamente, no caso de fornecimento dos equipamentos do item 2.8.7: A CONTRATADA deve fornecer sensores oceanográficos, conforme Anexo I – Seção P.]</u></p> <p>5.3.2.1. Correntômetro Acústico Pontual: range de 0 a 5 m/s para velocidade e de 0 a 360° para direção; acurácia de até 2% ou 1 cm/s para velocidade e 2° para direção.</p> <p>5.3.2.2. Perfilador Acústico de Corrente: range de 0 a 5 m/s para velocidade e de 0 a 360° para direção; acurácia de até 2% ou 1 cm/s para velocidade e 2° para direção; e deve ter alcance para perfilar correntes até, no mínimo, 600 m de distância do sensor.</p> <p>5.3.2.3. Local de instalação: O correntômetro pontual e o perfilador de corrente devem ser mantidos submersos no mar sempre que possível, exceto em casos específicos (manutenção, movimentação, navegação, ou operações que coloquem o sensor em risco). As estruturas de suporte e fixação destes equipamentos devem possibilitar que os sensores fiquem instalados cerca de 8 m abaixo dos <i>thrusters</i>, para que não recebam as interferências no fluxo de corrente marinha causadas por partes da UNIDADE, como o casco, braços, colunas, linhas de fundeio, <i>risers</i>, <i>thrusters</i>, entre outros. Deve ser apresentada uma simulação 3D para verificar se as projeções dos transdutores sofrem interferência da coluna de perfuração ou coluna de riser. A gaiola dos</p>	<p>ii. Thermo-hygrometer: have a range of 0 to 100% for relative humidity and -10 to 50 °C for temperature; shall have accuracy of 3% for relative humidity and 0.3°C for temperature,</p> <p>iii. Barometer: have a range of 600 to 1,100 hPa; shall have accuracy of 0.5 hPa.</p> <p>5.3.1.2. Installation location: the support mast for the anemometer shall be installed in a place completely free from interference to the circulation of the wind, it is recommended to install it at the highest point of the UNIT. The support mast for the thermo-hygrometers and barometer shall be installed in a place far from heat sources and with free circulation for the wind. Such specifications aim to remove, or minimize, interference in data collection.</p> <p>5.3.1.3. Preventive Maintenance: It is recommended that the weather sensors undergo preventive maintenance every 6 months and calibration every 1 year, and the CONTRACTOR is responsible for informing PETROBRAS before the start of maintenance and its end, in addition to confirming the sensors' quota in relation to at sea level after each maintenance.</p> <p>5.3.2. Oceanographic Sensors:</p> <p>[at the discretion of PETROBRAS, only one or both sensors described below may be requested]</p> <p><u>[Alternativamente, no caso de fornecimento dos equipamentos do item 2.8.7: A CONTRATADA deve fornecer sensores oceanográficos, conforme Anexo I – Seção P.]</u></p> <p>5.3.2.1. Single-point current meter: range from 0 to 5 m/s for speed and 0 to 360° for direction; shall have accuracy of 1% or 0.5 cm/s for speed and 2° for direction,</p> <p>5.3.2.2. Acoustic current profiler: range from 0 to 5 m/s for speed and from 0 to 360° for direction; shall have accuracy of up to 2% or 1 cm/s for speed and 2° for direction; and shall have range to profile currents up to at least 600 m away from the sensor.</p> <p>5.3.2.3. Installation location: The single-point current meter and current profiler shall be kept submerged in sea water whenever possible, except in specific cases (maintenance, movement, navigation, or operations that may put the sensor at risk). The support and fixation structures of this equipment shall allow the sensors to be installed about 8 m below the thrusters, so that they do not receive interference of the flow of marine current caused by parts of the UNIT, such as the hull, arms, columns, lines of anchors, risers, thrusters, among others. A 3D simulation shall be presented to verify if the transducers projections suffer interference from the drill string or riser string. The current meter cage shall be hollowed out so that there is no physical blockage of the equipment's transducer beams and may degrade or</p>
---	--



<p>correntômetros deve ser vazada de forma que não exista bloqueio físico dos feixes dos transdutores dos equipamentos e degrade ou cause interferência na qualidade dos dados. A estrutura de fixação dos sensores (frame, guincho, cabo de aço) deve suportar lastro de 100 a 200kg, evitando o arrasto e inclinações indesejadas. O lastro deve manter distanciamento do transdutor (<i>beams</i>) do sensor que, a depender projeto pode variar entre 0,5 e 1 m, e seu material deve ser diamagnético (não magnetizável). O cabo deve ser marcado por meio de um medidor/<i>pay-out cable</i> (contador de cabos eletrônicos), e o material resistente à ação marinha, garantindo a confiabilidade da profundidade, que deve ser informada sempre que os sensores forem reinseridos na água.</p> <p>5.3.2.4. Manutenção Preventiva: Recomenda-se manutenção preventiva trimestral nos sensores oceanográficos, evitando avarias do sensor causadas por organismos incrustantes, como cracas ou outras agressões ambientais. Antes dos fundeios, recomenda-se o uso de pasta anti-incrustante nos transdutores. A PETROBRAS deve ser previamente informada do início de cada manutenção, bem como de seu término, juntamente com a cota final dos correntômetros após a manutenção.</p>	<p>interfere with the quality of the data. The sensor fixing structure (frame, winch, steel cable) shall support ballast of 100 to 200 kg, avoiding drag and unwanted slopes. The ballast shall be kept a distance from the sensor transducer (beams) which, depending on the design, can vary between 0.5 and 1 m, and its material shall be diamagnetic (not magnetizable). The cable shall be marked using a meter/<i>pay-out cable</i> (electronic cable counter), and the material shall be resistant to marine action, ensuring depth reliability, which shall be informed whenever the sensors are submerged into the sea water.</p> <p>5.3.2.4. Preventive Maintenance: Quarterly preventive maintenance is recommended for oceanographic sensors, avoiding sensor damage caused by encrusting organisms, such as barnacles or other environmental aggressions. Before anchoring, the use of antifouling paste on the transducers is recommended. PETROBRAS shall be previously informed of the start of each maintenance, as well as of its end, together with the final quota of the current meters after the maintenance.</p>
<p>5.3.3. Apresentação dos dados meteoceanográficos</p> <p>5.3.3.1. Computador com <i>software</i> adequado para coleta, processamento, qualificação dos dados ambientais, arquivamento dos dados medidos e exibição dos dados em tempo real na sala da fiscalização da PETROBRAS. A CONTRATADA é responsável por disponibilizar dados processados que foram submetidos a um padrão mínimo de qualificação. O display deve apresentar, em tempo real para consulta e verificação, as leituras com médias de dez min. Direções de vento e corrente devem estar referenciados para o norte verdadeiro, ou seja, já descontado a declinação magnética do local da operação. Para os parâmetros meteorológicos, o vento deve ter suas medições corrigidas para 10 m de altura, tendo como referência o nível do mar; temperatura do ar e umidade relativa devem ter como referência à altura de instalação do sensor em relação ao nível médio do mar; a pressão atmosférica deve apresentar a QNH (<i>Query Nautical Height</i>), que é a pressão reduzida ao nível do mar. O correntômetro pontual deve exibir a profundidade de medição, sua intensidade e direção. O perfilador de corrente deve exibir o perfil de corrente (profundidade, intensidade e direção de cada camada).</p> <p>5.3.3.2. Relatório de instalação: A UNIDADE deve preencher um formulário técnico com as informações solicitadas quanto à instrumentação, processamentos de dados, pré transmissão e apresentação as regras de qualificação de dados (QC) utilizadas pelo sistema de coleta instalado a bordo, visto que a PETROBRAS</p>	<p>5.3.3. Presentation of metoceanographic data</p> <p>5.3.3.1. Computer with suitable software for collecting, processing, qualifying environmental data, storing measured data, and displaying data in real time at PETROBRAS Representative office. The CONTRACTOR is responsible for making available processed data that has been submitted to a minimum standard of qualification. The display shall present, in real time for conference and verification, the readings with averages of ten min. Wind and current directions shall be referenced to true north, that is, already discounting the magnetic declination of the operation location. For the weather parameters, the wind shall have its measurements corrected to 10 m height, with sea level as a reference; air temperature and relative humidity shall refer to the sensor installation height in relation to mean sea level; atmospheric pressure shall present the QNH (Query Nautical Height), which is the reduced pressure at sea level. The single-point current meter shall display the measurement depth, its intensity and direction. The current profiler shall display the current profile (depth, intensity and direction of each layer).</p> <p>5.3.3.2. Installation report: The UNIT shall fill out a technical form with the requested information regarding instrumentation, data processing, pre-transmission and presentation of the data qualification rules (QC) used by the collection system installed on board, as PETROBRAS responds directly to IBAMA, requiring</p>



<p>responde diretamente ao IBAMA, necessitando de garantias operacionais e qualitativas dos dados.</p>	<p>operational and qualitative guarantees of the data.</p>
<p>5.3.4. Sensores para análise de fadiga de poço e riser (sondas com DAT)</p> <p>5.3.4.1. Sondas com tensionadores de riser do tipo ação direta (DAT – Direct Acting Tensioner) devem possuir instrumentação adequada na coluna de riser e BOP visando estimar o dano à fadiga na estrutura de poço e riser, incluindo conjunto de sensores para medir individualmente translações e rotações, em todos os seis graus de liberdade de forma que seja possível inferir o campo de deslocamentos lineares e angulares através de pós processamento numérico, com taxa de aquisição mínima de 4Hz de forma ininterrupta, porém não maior que 16Hz, conforme distribuição abaixo:</p> <ul style="list-style-type: none">a. Um sensor no LMRP.b. 1 sensor para cada 500m de riser, porém não menos que 2 para LDA's menores que 500m.c. Um sensor abaixo da Mesa Rotativa. <p>5.3.4.1.1. A posição dos sensores descritos no item 5.3.4.1 deverá ser previamente discutida com o corpo técnico da PETROBRAS antes de cada operação de descida de riser de perfuração.</p> <p>5.3.4.1.2. A transmissão dos dados aquisitados pelos sensores do 5.3.4.1 da CONTRATADA para a PETROBRAS poderá ser feita de forma off-line, com periodicidade máxima de 15 dias de dados aquisitados. A CONTRATADA deverá manter hardware com capacidade suficiente para armazenamento de 30 dias de dados aquisitados (data logger) para armazenamento de segurança.</p> <p>5.3.4.1.3. Os dados citados no item 5.3.4.1 devem ser tanto os dados brutos (raw data) quanto os dados tratados do período (remoção de NaN, spikes, outliers, ruídos, g-removal, frequências fora da faixa de interesse etc.). Adicionalmente aos dados aquisitados, deve ser informado a identificação do sensor, ou seja, sua posição na coluna de riser e orientação quanto ao Norte geográfico.</p> <p>5.3.4.1.4. Os dados deverão ser disponibilizados em até 7 dias após o término do período de aquisição.</p> <p>5.3.4.2. Realizar estudos de fadiga de poço e riser a cada poço, sendo um estudo parcial no primeiro terço prevista da intervenção, um segundo estudo no segundo terço previsto da operação e um estudo final ao término da mesma, utilizando os dados aquisitados no item 5.3.4.1. A PETROBRAS poderá solicitar que os estudos parciais sejam realizados em momentos diferentes visando atender cenários de balanço de CABP. Os estudos devem apontar a participação de cada fonte de excitação (onda ou VIV). Os estudos devem ser fornecidos em até 3 dias após o recolhimento dos dados, visando suportar decisões</p>	<p>5.3.4. Sensors for well and riser fatigue analysis (DAT-equipped rigs)</p> <p>5.3.4.1. Direct Acting Tensioner (DAT) equipped rigs shall have adequate instrumentation in the riser string and BOP to estimate fatigue damage to the well and riser structure. This includes a set of sensors to individually measure translations and rotations in all six degrees of freedom, allowing inference of linear and angular displacement fields through numerical post-processing. The minimum acquisition rate should be 4Hz continuously, but not exceeding 16Hz, as distributed below:</p> <ul style="list-style-type: none">a. One sensor on the LMRP.b. 1 sensor for every 500m of riser, but no less than 2 for LDA's smaller than 500m.c. One sensor below the Rotary Table. <p>5.3.4.1.1. The position of the sensors described in item 5.3.4.1 shall be discussed in advance with PETROBRAS' technical team before each riser deployment operation.</p> <p>5.3.4.1.2. The transmission of data acquired by the sensors from item 5.3.4.1 from the CONTRACTOR to PETROBRAS may be done offline, with a maximum frequency of 15 days for acquired data. The CONTRACTOR shall maintain hardware with sufficient capacity for storing 30 days' of acquired data (data logger) for safety storage.</p> <p>5.3.4.1.3. The data mentioned in item 5.3.4.1 shall include both raw data and processed data for the period (removal of NaN, spikes, outliers, noise, g-removal, frequencies outside the range of interest, etc.). In addition to the acquired data, the sensor identification shall be provided, i.e., its position in the riser string and orientation with respect to geographic North.</p> <p>5.3.4.1.4. The data shall be made available within 7 days after the end of the acquisition period.</p> <p>5.3.4.2. Perform well and riser fatigue studies for each well, with a partial study in the first third of the planned intervention, a second study in the second third of the operation, and a final study at its completion, using the data acquired in item 5.3.4.1. PETROBRAS may request that partial studies be conducted at different times to address well-head balance scenarios. The studies shall identify the contribution of each excitation source (wave or VIV). The studies shall be provided within 3 days after the data collection, to support operational decisions in well head balance cases.</p>



<p>operacionais em casos de balanço de CABP.</p> <p>5.3.4.2.1. A PETROBRAS fornecerá os dados de solo, e estrutura de poço para a realização dos estudo de fadiga de poço, incluindo geometria, SCF e curvas DNV dos hotspots.</p>	<p>5.3.4.2.1. PETROBRAS will provide soil and well structure data for conducting well fatigue studies, including geometry, SCF, and DNV curves for hotspots.</p>
<p>5.4. Transmissão de Dados em Tempo Real</p> <p>5.4.1. Critérios para a Transmissão de Dados em Tempo Real – Sistema RTO PETROBRAS</p> <p>5.4.1.1. A CONTRATADA disponibilizar dados da UNIDADE, em Tempo Real, para integração com o sistema RTO da Petrobras, no padrão WITSML (<i>Wellsite Information Transfer Standard Markup Language</i>), atendendo aos seguintes critérios:</p> <p>i. Destino dos Dados: Servidor PETROBRAS na UNIDADE, conforme Anexo I – Seção N;</p> <p>ii. Infraestrutura: responsabilidade de aquisição e instalação da CONTRATADA. Cabeamento conforme Anexo I – Seção N;</p> <p>iii. Taxa de Envio: os dados devem ser enviados ininterruptamente com um intervalo máximo de 1 (um) segundo entre duas medidas consecutivas.</p> <p>iv. Disponibilidade: os dados devem estar disponíveis e a transmissão dos mesmos deve ocorrer com disponibilidade igual ou maior que 98,5% ao mês durante todo o período de vigência contratual;</p> <p>v. Acesso via IP: a CONTRATADA deverá fornecer o endereço IP e a porta TCP para que o computador da PETROBRAS possa conectar via uma interface de rede Ethernet e receber os dados no padrão estabelecido pela PETROBRAS.</p> <p>vi. Acesso via porta serial: caso não haja a possibilidade de transferência dos dados via TCP sobre rede Ethernet, então poderá ser negociada, mediante consulta à PETROBRAS, bem como de forma atestada pela CONTRATADA tal impossibilidade, a conexão via Porta Serial. Esta conexão deve ser fornecida e suportada pela CONTRATADA, sem custos adicionais à PETROBRAS.</p> <p>vii. Solução WITSML: a CONTRATADA deve ter software que possibilite a transferência via WITSML (versão 1.3.1 ou superior) de qualquer dado adquirido em Tempo Real. Os dados transmitidos via WITSML devem seguir rigorosamente o padrão definido na especificação do protocolo, contemplando a interface Store e Publish. A interface Store deve ficar disponível durante todo o período de vigência contratual. Todos os mnemônicos utilizados nos arquivos e no WITSML devem ser validados com a PETROBRAS antes de serem utilizados.</p> <p>viii. Ajuste Relógio: os dados de tempo devem ter como referência o fuso horário oficial de Brasília.</p>	<p>5.4. Real Time Data Transmission</p> <p>5.4.1. Criteria for Real Time Data Transmission – Petrobras RTO System</p> <p>5.4.1.1. CONTRACTOR shall make available data from UNIT, in real time, to be integrated with PETROBRAS RTO (Real Time Optimization) System, in WITSML (Wellsite Information Transfer Standard Markup Language) format, in Real Time, observing the following criteria:</p> <p>i. Data destination: PETROBRAS Server installed aboard the vessel, according to Annex I – Section N.</p> <p>ii. Infrastructure: acquisition and installation under the responsibility of CONTRACTOR. Cabling according to Annex I – Section N.</p> <p>iii. Transmission Rate: The data shall be sent uninterruptedly with maximum interval of 1 (one) second between two consecutive measurements.</p> <p>iv. Availability: the data shall be available, and their transmission shall occur with availability equal to or greater than 98.5% per month throughout the contractual term.</p> <p>v. Access via IP: CONTRACTOR shall supply the IP address and TCP port so that the PETROBRAS computer can connect through an Ethernet network interface and receive data in the standard determined by PETROBRAS.</p> <p>vi. Access via serial port: If the data transfer via TCP over an Ethernet network is unquestionably and evidenced by CONTRACTOR as not possible, it can be negotiated with PETROBRAS and CONTRACTOR, a connection through a Serial Port. Referred connection shall be supplied and supported by CONTRACTOR, without additional costs to PETROBRAS.</p> <p>vii. WITSML Solution: CONTRACTOR shall have a software that enables transferring via WITSML (version 1.3.1 or higher) of any obtained data in Real Time. The data transmitted via WITSML shall follow strictly the standards defined in the protocol specification, including the interface Store and Publish. The Store interface shall be available throughout the whole contractual period. All mnemonics used in the files and WITSML shall be validated with PETROBRAS prior to be used.</p> <p>viii. Time reference: The time reference for the time data shall be Brasília official time zone.</p>



5.4.2. Dados do Sistema de Controle e Supervisão da UNIDADE

5.4.2.1. a CONTRATADA deverá disponibilizar os dados oriundos dos sistemas DCS (*Drilling Control System*), PLC (*Programmable Logic Controller*), SCADA (*Supervisory Control and Data Acquisition*) e/ou outro dispositivo eletrônico central do Sistema de Controle e Supervisão da Sonda (exemplo: sistemas de Rotação, Circulação, Içamento e Compensação). Os seguintes dados/variáveis de instrumentação e controle deverão ser disponibilizados, nas unidades de medida listadas entre colchetes:

i. Dados do Sistema de Elevação e Rotação, conforme **item 11**:

- a. Peso no gancho [klbf],
- b. Peso sobre broca [klbf],
- c. Posição do Bloco de Coroamento (Compensado) [m],
- d. Posição do Bloco de Coroamento (Não compensado) [m],
- e. Torque do *Top drive* / DDM [lbf.pé],
- f. Velocidade do *Top drive* / DDM [rpm].

ii. Dados da Perfuração/MWD/LWD, quando aplicável:

- a. Profundidade do poço [m];
- b. Posição da Broca [m];
- c. Taxa de penetração – ROP (média) [m/h];
- d. Pressão do Standpipe [psi], conforme **item 10.14**.
- e. Tanque de manobra [bbbl], conforme **item 10.18**.
- f. Tanque *Waste* (*waste pit*) [bbbl];
- g. Tanque de Retorno (*return pit*) [bbbl];
- h. Tanque de *Stripping* (*stripping tank*) [bbbl];
- i. Vazão de entrada [galUS/min];
- j. Vazão de saída [%];
- k. Volume total dos tanques ativos bombeado [bbbl].

iii. Dados dos Tanques de Fluidos da UNIDADE, conforme **item 9.9**:

- a. Volume total [bbbl];
- b. Tanques ativos [bbbl];
- c. Volume ativo [bbbl];
- d. Tanques reservas [bbbl];
- e. Tanque de Salmoura (*brine*) [bbbl];
- f. Tanque base óleo (*base oil*) [bbbl].

iv. Tanques do Sistema de Tratamento de fluidos, conforme **item 9.5**:

- a. *Desander* [bbbl];
- b. *Degasser* [bbbl];
- c. *Desilter* [bbbl];
- d. *Sand Trap* [bbbl];
- e. Outros tanques do Sistema de Tratamento de fluidos [bbbl].

5.4.2. UNIT Control and Supervisory System data

5.4.2.1. CONTRACTOR shall provide data originating from DCS (*Drilling Control System*), PLC (*Programmable Logic Controller*), SCADA (*Supervisory Control and Data Acquisition*) and / or any other central electronic device of the Rig Control and Supervision System (e.g., Rotation, Circulation, Lift, and Compensation systems). The following instrumentation and control data / variables shall be made available, according to their respective measurement units listed in brackets:

i. Hoisting, Rotation and Handling System data, as per **item 11**:

- a. Hook Load [klbf],
- b. Weight on bit [klbf],
- c. Crown Block Position (compensated) [m],
- d. Crown Block Position (Non compensated) [m],
- e. Top Drive/ DDM torque [lbf.ft],
- f. Top Drive/ DDM speed [rpm].

ii. Drilling/MWD/LWD data, when applicable:

- a. Hole Depth [m],
- b. Bit Position [m],
- c. ROP (average) [m/h],
- d. Standpipe Pressure [psi], as per **item 10.14**,
- e. Trip Tank [bbbl], as per **item 10.18**,
- f. Waste Pit [bbbl],
- g. Return Pit [bbbl],
- h. Stripping tank [bbbl],
- i. Flow In [galUS/min],
- j. Flow Out [%],
- k. Total Active Pumped Volume [bbbl].

iii. UNIT Fluid Tanks data, according to item 9.9:

- a. Total Volume [bbbl],
- b. Active Pits [bbbl],
- c. Active Volume [bbbl],
- d. Reserve Pits [bbbl],
- e. Brine [bbbl],
- f. Base Oil Tank [bbbl].

iv. Fluid Treatment System Tanks, according to **item 9.5**:

- a. *Desander* [bbbl],
- b. *Degasser* [bbbl],
- c. *Desilter* [bbbl],
- d. *Sand Trap* [bbbl],
- e. Other Fluid Treatment System tanks [bbbl].



<p>v. <i>Slug Pits</i> [bbl].</p> <p>vi. Dados das Bombas de Lama:</p> <p>a. SPM da bomba [stroke/min], para cada bomba de lama da UNIDADE,</p> <p>b. SPM ativo [stroke/min],</p> <p>c. Strokes ativo [stroke].</p> <p>vii. Dados do Painel para controle de <i>kick</i>, conforme itens 10.10 e 10.19.1 quando aplicável:</p> <p>a. Posição do <i>Choke</i> remoto A [%],</p> <p>b. Posição do <i>Choke</i> remoto B [%],</p> <p>c. Pressão da linha de <i>Choke</i> [psi],</p> <p>d. Temperatura da linha de <i>Choke</i> [°C],</p> <p>e. Pressão da linha de <i>Kill</i> [psi],</p> <p>f. Temperatura da linha de <i>Kill</i> [°C],</p> <p>g. Pressão do sensor do BOP [psi].</p> <p>viii. Dados das Chaves de Torque de Tubos e Revestimentos:</p> <p>a. Torque de conexão [lbf.pé], para o equipamento do item 11.17;</p> <p>b. Torque da chave de DPR / Revestimento [lbf.pé] e [lbf.pé, volta], para os equipamentos dos itens 11.20 e 16.9;</p> <p>c. Torque da chave [lbf.pé] para as chaves do item 14.1 junto ao equipamento do item 11.18.</p> <p>5.4.2.2. UNIDADE classificada como DTO ou DTD, conforme definido no item 11, deverá transmitir à PETROBRAS os referidos dados de instrumentação e controle oriundos dos Sistemas Controle e Supervisão da UNIDADE instalados junto à ambas as torres de perfuração presentes na UNIDADE. A CONTRATADA deverá disponibilizar os seguintes dados/variáveis de instrumentação e controle em Tempo Real, de acordo com suas respectivas unidades de medida listadas entre colchetes:</p> <p>i. Dados do Sistema de Elevação e Rotação, conforme item 11, quando aplicável:</p> <p>a. Peso no gancho [klbf];</p> <p>b. Peso sobre broca [klbf];</p> <p>c. Posição do Bloco de Coroamento (Compensado) [m];</p> <p>d. Posição do Bloco de Coroamento (Não compensado) [m];</p> <p>e. Torque do <i>Top drive</i> / DDM [lbf.pé];</p> <p>f. Velocidade do <i>Top drive</i> / DDM [rpm].</p> <p>ii. Dados da Perfuração/MWD/LWD, quando aplicável:</p> <p>a. Profundidade do poço [m];</p> <p>b. Posição da broca [m];</p> <p>c. Taxa de penetração – ROP (média) [m/h];</p> <p>d. Pressão do Standpipe [psi], conforme item 10.14;</p> <p>e. Trip Tank [bbl], conforme item 10.18.</p>	<p>v. <i>Slug Pits</i> [bbl],</p> <p>vi. Mud Pump data:</p> <p>a. Pump SPM [stroke/min], for each mud pump,</p> <p>b. Active SPM [stroke/min],</p> <p>c. Active Strokes [stroke],</p> <p>vii. Kick Control Panel data, according to items 10.10 and 10.19.1, when applicable:</p> <p>a. Remote Choke Position A [%],</p> <p>b. Remote Choke Position B [%],</p> <p>c. Choke line pressure [psi],</p> <p>d. Choke line temperature [°C],</p> <p>e. Kill line pressure [psi],</p> <p>f. Kill line temperature [°C],</p> <p>g. BOP sensor pressure [psi].</p> <p>viii. Pipe and Casing Torque Wrenches Data:</p> <p>a. Torque Connection [lbf.pé], for the equipment of item 11.17;</p> <p>b. DPR / Casing tong Torque [lbf.ft] and [lbf.ft, turn], for the equipment of items 11.20 and 16.9;</p> <p>c. Tong Torque [lbf.ft] for the wrenches of item 14.1 with the equipment of item 11.18.</p> <p>5.4.2.2. UNIT classified as DTO or DTD, as defined in item 11, shall provide to PETROBRAS the referred instrumentation and control data from the UNIT Control and Supervision Systems installed on both derricks present at the UNIT. CONTRACTOR shall make available the following control and instrumentation data/variables in Real-Time according to their respective measurement units listed inside brackets:</p> <p>i. Hoisting, Rotation and Handling System data, as per item 11, when applicable:</p> <p>a. Hook Load [klbf];</p> <p>b. Weight on bit [klbf];</p> <p>c. Crown Block Position (compensated) [m];</p> <p>d. Crown Block Position (Non compensated) [m];</p> <p>e. Top Drive/ DDM torque [lbf.ft];</p> <p>f. Top Drive/ DDM speed [rpm];</p> <p>ii. Drilling/MWD/LWD data, when applicable:</p> <p>a. Hole Depth [m];</p> <p>b. Bit Position [m];</p> <p>c. ROP (Average) [m/h];</p> <p>d. Standpipe Pressure [psi], as per item 10.14;</p> <p>e. Trip Tank [bbl], as per item 10.18;</p>
--	--



<p>iii. Dados das Chaves de Torque de Tubos e Revestimentos:</p> <ul style="list-style-type: none">d. Torque Connection [lbf.pé], para o equipamento do item 11.7;e. Casing tong Torque [lbf.pé] e [lbf.pé, volta], para os equipamentos dos itens 11.20 e 16.11;f. Tong Torque [lbf.pé] para as chaves do item 14.1 junto ao equipamento do item 11.18 <p>5.4.3. Dados do Sistema de Controle de Poço</p> <p>5.4.3.1. A CONTRATADA deverá disponibilizar os seguintes dados / variáveis de instrumentação e controle de acordo com suas respectivas unidades de medida/status listadas:</p> <p>i. Dados do BOP:</p> <ul style="list-style-type: none">a. Status de todas as solenóides dos PODs [ON/OFF];b. Status de todas as funções presentes no painel de controle do BOP;c. Variáveis analógicas, quando aplicável, de leituras de pressão [psi], temperatura [°C], volume [gal], inclinação e azimute [°], isolamento elétrico [Ohm] e atenuação [dB] presentes no painel de controle do BOP;d. Lista de alarmes e eventos presentes no painel de controle do BOP. <p>ii. Dados dos Tensionadores de Riser (para cada tensionador):</p> <ul style="list-style-type: none">a. Tração [klbf];b. Posição [m];c. Sinal para posicionamento da válvula <i>anti recoil</i> [4-20 mA];d. Posição da válvula <i>anti recoil</i> (LVDT) [%];e. Pressão APV [psi]. <p>[A ser incluído como obrigatório, conforme necessidade do projeto e necessidade da PETROBRAS]</p> <p>5.4.4. (Opcional) Dados do Sistema DP</p> <p>5.4.4.1. A CONTRATADA deverá disponibilizar os seguintes dados / variáveis do Sistema de Posicionamento Dinâmico (Dynamic Positioning - DP), de acordo com suas respectivas unidades de medida/status listadas:</p> <p>5.4.4.2. Thrusters na embarcação:</p> <ul style="list-style-type: none">i. Status dos thrusters [ligado, disponível para DP, habilitado]ii. Força nos thrusters [t] [%] – command and feedbackiii. Rotação dos thrusters [RPM] [%] – command and feedbackiv. Potência dos thrusters [kW] [%] – command and feedbackv. Força total [tons]	<p>iii. Pipe and Casing Torque Wrenches Data:</p> <ul style="list-style-type: none">a. Torque Connection [lbf.pé], for the equipment of item 11.17;b. Casing tong Torque [lbf.pé] and [lbf.pé, turn], for the equipment of items 11.20 and 16.11;c. Tong Torque [lbf.pé] for the wrenches of item 14.1 with the equipment of item 11.18. <p>5.4.3. Well Control System Data</p> <p>5.4.3.1. CONTRACTOR shall provide the control and instrumentation data/variables according to their respective measurement units listed inside brackets:</p> <p>i. BOP Data:</p> <ul style="list-style-type: none">a. All PODs solenoids status [ON/OFF],b. Status of all functions displayed in BOP control panel,c. Analogic Reading variables of Pressure [psi], Temperature [C], Volume [gal], Inclination [°], Electrical isolation [Ohm], Attenuation [dB] displayed in BOP control panel.d. Alarms and event log presented in BOP control panel. <p>ii. Riser Tensioners Data:</p> <ul style="list-style-type: none">a. Tension [klbf];b. Position [m];c. Signal for positioning of anti-recoil valve [4-20 mA];d. Anti-recoil valve position (LVDT) [%];e. APV pressure [psi]. <p>[To be included as mandatory, according to the need of the project and the need of PETROBRAS]</p> <p>5.4.4. (Optional) DP system data</p> <p>5.4.4.1. CONTRACTOR shall provide the following data/variables of Dynamic Positioning - DP system, according to their respective measurement units listed inside brackets.</p> <p>5.4.4.2. Thrusters on the vessel:</p> <ul style="list-style-type: none">i. Thrusters' status [ON, available for DP, enabled]ii. Strength in thrusters [t] [%] - command and feedbackiii. Rotation of thrusters [RPM] [%] - command and feedbackiv. Power of thrusters [kW] [%] - command and feedback
--	---



<p>vi. Azimute - comando e feedback</p> <p>vii. Status do sistema DP – Verde/Amarelo/ Vermelho</p> <p>5.4.4.3. Posição da embarcação:</p> <p>i. Aproamento atual [°]</p> <p>ii. Aproamento comandado [°]</p> <p>iii. Velocidade de giro comandado [°/min]</p> <p>iv. Velocidade de giro atual [°/min]</p> <p>v. Posição [Latitude e Longitude]</p> <p>vi. Deriva [m]</p> <p>vii. Velocidade de deriva [m/min]</p> <p>viii. Correnteza do DP / Sea Force [valor e direção]</p> <p>ix. Vento [valor e direção]</p> <p>x. Modo operacional do sistema [Auto position, joystick, C-Joy...]</p> <p>5.4.4.4. Sistemas de posicionamento (DGNSS + acústicos):</p> <p>i. Sistema de referência de posição ativos</p> <p>ii. Peso dos sistemas de referência de posição</p> <p>iii. Gráfico com desvio padrão de todos os DGNSS e sistemas acústicos</p> <p>iv. Posição informada pelos sistemas de referência de posição</p> <p>5.4.4.5. Dados dos sistemas de posicionamento DGNSS:</p> <p>i. Posição fornecida por cada DGNSS</p> <p>5.4.4.6. Dados dos sistemas de posicionamento Acústicos:</p> <p>i. Posição da embarcação informada pelo sistema acústico</p> <p>5.4.4.7. Dados dos sistemas de posicionamento Inercial:</p> <p>i. Posição da embarcação informada pelo sistema inercial</p> <p>5.4.4.8. Dados Sensores:</p> <p>i. Status das gyros</p> <p>ii. Números de Gyros ativas</p> <p>iii. Leitura das gyros (aproamento)</p> <p>iv. Desvios das leituras das gyros</p> <p>v. Status dos anemômetros</p> <p>vi. Anemômetro ativo</p> <p>vii. Leitura de intensidade do vento dos anemômetros</p> <p>viii. Leitura de direção de do vento dos anemômetros</p> <p>ix. Desvios da leitura de intensidade do vento</p> <p>x. Desvios da leitura de direção do vento</p> <p>xi. Status das MRUs</p> <p>xii. Leituras de pitch</p> <p>xiii. Leituras de roll</p> <p>xiv. Leituras de heave</p> <p>xv. Desvios de pitch</p> <p>xvi. Desvios de roll</p>	<p>v. Total strength [tons]</p> <p>vi. Azimuth - command and feedback</p> <p>vii. DP System Status - Green / Yellow / Red</p> <p>5.4.4.3. Position of the vessel</p> <p>i. Current heading [°]</p> <p>ii. Commanded heading [°]</p> <p>iii. Turning speed commanded [° / min]</p> <p>iv. Current turning speed [° / min]</p> <p>v. Position [Latitude and Longitude]</p> <p>vi. Drift [m]</p> <p>vii. Drift speed [m / min]</p> <p>viii. DP / Sea Force current [value and direction]</p> <p>ix. Wind [value and direction]</p> <p>x. System operating mode [Auto position, joystick, C-Joy...]</p> <p>5.4.4.4. Positioning systems (Differential Global Navigation Satellite System + Acoustic)</p> <p>i. Active position reference system</p> <p>ii. Weight of position reference systems</p> <p>iii. Standard deviation graph of all DGNSS and acoustic systems</p> <p>iv. Position informed by position reference systems</p> <p>5.4.4.5. DGNSS positioning system data:</p> <p>i. Position provided by each DGNSS</p> <p>5.4.4.6. Acoustic positioning system data</p> <p>i. Position of vessel informed by the acoustic system</p> <p>5.4.4.7. Inertial positioning system data (desirable)</p> <p>i. Position of vessel informed by the inertial system</p> <p>5.4.4.8. Sensors Data:</p> <p>i. Status of gyros</p> <p>ii. Active Gyros numbers</p> <p>iii. Reading gyros (heading)</p> <p>iv. Deviations from gyros readings</p> <p>v. Status of the anemometers</p> <p>vi. Active anemometer</p> <p>vii. Wind reading of anemometers</p> <p>viii. Wind direction reading of anemometers</p> <p>ix. Deviation from wind reading</p> <p>x. Wind direction reading deviations</p> <p>xi. Status of MRUs (Motion Reference Units)</p> <p>xii. Pitch Readings</p> <p>xiii. Roll readings</p> <p>xiv. Heave readings</p> <p>xv. Pitch Offsets</p> <p>xvi. Roll offset</p>
--	--



<p>xvii. Desvios de heave</p> <p>5.4.4.9. Rede:</p> <ul style="list-style-type: none">i. Field Stations operacionais (Net A e Net B)ii. Controladores operacionais (Net A e Net B) <p>5.4.4.10. A CONTRATADA deve prover os dados estáticos de característica construtiva da embarcação e de seus equipamentos, a exemplo da “capacidade máxima dos geradores”, “número de thrusters presentes” e “quantidade de bombas”, que estejam disponíveis no sistema DP da UNIDADE e atualizar a informação caso haja alteração durante o contrato.</p> <p>[A ser incluído como obrigatório, conforme necessidade do projeto e necessidade da PETROBRAS]</p> <p>5.4.5. (Opcional) Dados do PMS</p> <p>5.4.5.1. A CONTRATADA deverá disponibilizar os seguintes dados / variáveis do Sistema de Monitoramento de Condições de Equipamentos Críticos das Sondas – Power Management System (PMS), de acordo com suas respectivas unidades de medida/status listadas:</p> <p>5.4.5.2. Diagrama unifilar de alta e baixa tensão:</p> <ul style="list-style-type: none">i. Potência Nominal dos barramentosii. Status dos disjuntores [aberto, fechado e trip]iii. Status dos bus tie breakers [aberto, fechado e trip]iv. Status dos barramentos de alta e baixa tensão [energizado ou desenergizado]v. Transformadores energizadosvi. Potência reservavii. Potência nominal disponívelviii. Potência utilizada pelo drillingix. Demais cargas relevantes. <p>5.4.5.3. Geradores principais e gerador de emergência:</p> <ul style="list-style-type: none">i. Status [Thrusters prontos para partir, disponível, parado, em funcionamento, disjuntor aberto, disjuntor fechado, trip]ii. Potência Aparente [kVA]iii. Potência Ativa [kW]iv. Potência Reativa [kVAR]v. Tensão [kV]vi. Frequência [Hz]vii. Corrente [A]viii. Alarmes ativos <p>5.4.5.4. Thrusters:</p> <ul style="list-style-type: none">i. Status [Running, Ready for DP, DP mode]ii. Potência Ativa [kW]iii. Potência Reativa [kVA]iv. Força [mt] – Comandov. Força [mt] – Feedbackvi. Azimute [°] – Comandovii. Azimute [°] – Feedback	<p>xvii. Heave offset</p> <p>5.4.4.9. NETWORK</p> <ul style="list-style-type: none">i. Operational Field Stations (Net A and Net B)ii. Operational Controlllers (Net A and Net B) <p>5.4.4.10. CONTRACTOR shall provide static data on the constructive characteristic of the vessel and its equipment, such as the "maximum capacity of generators", "number of thrusters present" and "number of pumps", which are available in the UNIT's DP system and update the information if there is change during the contract.</p> <p>[A ser incluído como obrigatório, conforme necessidade do projeto e necessidade da PETROBRAS]</p> <p>5.4.5. (Optional) PMS Data</p> <p>5.4.5.1. CONTRACTOR shall provide the following data/ variables of the Monitoring System of Rig Critical Equipment Condition - Power Management System (PMS) according to their respective measurement units listed inside brackets:</p> <p>5.4.5.2. High and low voltage unifilar diagram</p> <ul style="list-style-type: none">i. Nominal power of the busii. Status of circuit breakers [open, closed and trip]iii. Status of bus tie breakers [open, closed and trip]iv. Status of high and low voltage bus [energized or de-energized]v. Power Transformersvi. Reserve powervii. Nominal power availableviii. Power used by drillingix. Other relevant loads. <p>5.4.5.3. Main emergency generators</p> <ul style="list-style-type: none">i. Status [Thrusters ready to go, available, stopped, running, open circuit breaker, closed circuit breaker, trip]ii. Apparent Power [kVA]iii. Active Power [kW]iv. Reactive Power [kVAR]v. Voltage [kV]vi. Frequency [Hz]vii. Electrical Current [A]viii. Active alarms <p>5.4.5.4. Thrusters:</p> <ul style="list-style-type: none">i. Status [Running, Ready for DP, DP mode]ii. Active Power [kW]iii. Reactive Power [kVA]iv. Force [mt] - Commandv. Force [mt] - Feedbackvi. Azimuth [°] - Commandvii. Azimuth [°] - Feedback
---	--



viii. Sinal para atuação de power limit [ativo ou inativo]	viii. Signal for power limit actuation [active or inactive]
ix. Status das bombas azimutais [parado, em funcionamento, disjuntor aberto, disjuntor fechado, trip]	ix. Status of the azimuthal pumps [stopped, running, open circuit breaker, closed circuit breaker, trip]
x. Status das Bombas de lubrificação [parado, em funcionamento, disjuntor aberto, disjuntor fechado, trip]	x. Status of the lubrication pumps [stopped, running, open circuit breaker, closed circuit breaker, trip]
xi. Temperatura dos enrolamentos dos motores elétricos	xi. Winding temperature of electric motors
xii. Temperatura dos rolamentos	xii. Bearing temperature
xiii. Alarmes ativos	xiii. Active alarms
5.4.5.5. Motores a diesel:	5.4.5.5. Diesel engines
i. Temperatura dos gases de exaustão de todos os cilindros	i. Exhaust gas temperature of all cylinders
ii. Desvio médio da temperatura dos gases de exaustão dos cilindros	ii. Average temperature deviation of exhaust gases from cylinders
iii. Temperatura dos gases de exaustão da turbina	iii. Turbine exhaust gas temperature
iv. Temperatura dos rolamentos	iv. Bearing temperature
v. Horas em funcionamento	v. Working hours
vi. Alarmes	vi. Alarms
5.4.5.6. Sistemas auxiliares: água salgada:	5.4.5.6. Auxiliary systems: saltwater
i. Status das bombas de água salgada	i. Status of saltwater pumps
5.4.5.7. Sistemas auxiliares: água doce (dos motores a diesel, thrusters e transformadores):	5.4.5.7. Auxiliary systems: fresh water (from diesel engines, thrusters, and transformers)
i. Bombas em funcionamento	i. Running pumps
5.4.5.8. Sistemas auxiliares: ar de partida e ar de instrumentação:	5.4.5.8. Auxiliary systems: starting air and instrumentation air
i. Status dos compressores	i. Compressor status
5.4.5.9. Sistemas auxiliares: óleo diesel:	5.4.5.9. Auxiliary systems: diesel oil
i. Status Bombas dos motores diesel	i. Status Diesel engines pumps
ii. Status Bombas de transferência	ii. Status Transfer pumps
5.4.5.10. Sistemas auxiliares: Óleo Lubrificante:	5.4.5.10. Auxiliary systems: Lub oil
i. Status das Bombas de óleo lubrificante	i. Status of Lub Oil Pumps
5.4.5.11. Dados Sensores:	5.4.5.11. Sensors Data
i. Redes operacionais (A e B)	i. Operational networks (A and B)
ii. Field Stations operacionais (Net A e Net B)	ii. Operational Field Stations (Net A and Net B)
iii. Controladores operacionais (Net A e Net B)	iii. Operational controllers (Net A and Net B)
5.4.5.12. Sistema de ESD:	5.4.5.12. ESD system
i. Alimentação do sistema (status da fonte de alimentação e tensão)	i. Power System (status of power supply and voltage)
ii. Rede operacional (Net A e Net B)	ii. Operational network (Net A and Net B)
iii. Status do ESD	iii. Status of the ESD
5.4.5.13. UPS (Uninterrupted Power Supply):	5.4.5.13. UPS (Uninterrupted Power Supply)
i. Alimentações redundantes operacionais	i. Operational redundant power supplies
ii. Alarmes	ii. Alarms
iii. Status das UPS	iii. Status of UPS
5.4.5.14. Parâmetros do PMS:	5.4.5.14. PMS parameters



<p>i. Nível ativo do "Power Limit"</p> <p>ii. "Phase back"</p> <p>iii. "Drilling Power Limit"</p> <p>iv. "Thruster Power Limit"</p> <p>v. "Load Shedding"</p> <p>vi. Divisão de cargas</p> <p>5.4.5.15. A CONTRATADA deve prover os dados estáticos de característica construtiva da embarcação e de seus equipamentos, a exemplo da "capacidade máxima dos geradores", "número de thrusters presentes" e "quantidade de bombas", que estejam disponíveis no sistema DP da UNIDADE e atualizar a informação caso haja alteração durante o contrato.</p> <p>5.4.6. Dados do Sistema Eletrônico de Aquisição, Indicação e Registro de Dados Meteoceanográficos</p> <p>5.4.6.1. A CONTRATADA deve disponibilizar os seguintes dados / variáveis do Sistema Eletrônico de Aquisição, Exibição e Registro de Dados Meteoceanográficos, na UNIDADE em padrão WITSML (<i>Wellsite Information Transfer Standard Markup Language</i>) para integração com o sistema RTO da Petrobras. A transmissão deve ocorrer com periodicidade de atualização dos dados a cada 10 min, logo após o término da coleta. Devem ser transmitidos os seguintes parâmetros descritos a seguir:</p> <p>5.4.6.1.1. Dados meteorológicos: os dados processados devem ser apresentados na tela do computador do fiscal Petrobras, de acordo com suas respectivas unidades de medida:</p> <p>i. Média vetorial de 10 min da intensidade do vento (m/s) referenciado à 10 m de altitude acima do nível do mar. Com precisão de pelo menos duas casas decimais. Nomenclatura: MET_WIND_SPEED.</p> <p>ii. Média vetorial de 10 min da direção do vento (°), referenciada ao norte verdadeiro, com a correção da agulha giroscópica. Nomenclatura: MET_WIND_DIRECTION.</p> <p>iii. Média aritmética de 10 min da temperatura do ar (°C). Nomenclatura: MET_TEMPERATURE.</p> <p>iv. Média aritmética de 10 min da umidade relativa do ar (%). Nomenclatura: MET_HUMIDITY.</p> <p>v. Média aritmética de 10 min da Pressão Atmosférica à QNH (hPa = mbar). Nomenclatura: MET_PRESSURE.</p> <p>5.4.6.1.2. Dados oceanográficos: os dados processados devem ser apresentados na tela do computador do fiscal Petrobras, de acordo com cada sensor:</p> <p>5.4.6.1.2.1. Correntômetro Pontual: A camada superficial coletada em uma medição de 10 min.</p> <p>i. Média vetorial de 10 min da intensidade da</p>	<p>i. Power Limit active level</p> <p>ii. "Phase back"</p> <p>iii. "Drilling Power Limit"</p> <p>iv. "Thruster Power Limit"</p> <p>v. "Load Shedding"</p> <p>vi. Loads division</p> <p>5.4.5.15. CONTRACTOR shall provide static data on the constructive characteristic of the vessel and its equipment, such as the "maximum capacity of generators", "number of thrusters present" and "number of pumps", which are available in the UNIT's DP system and update the information if there is change during the contract.</p> <p>5.4.6. Data from Electronic System for Acquisition, Indication and Recording of Meteoceanographic Data</p> <p>5.4.6.1. The CONTRACTOR shall provide the following data / variables from the Electronic Meteoceanographic Data Acquisition, Display and Recording System, in the UNIT in WITSML (<i>Wellsite Information Transfer Standard Markup Language</i>) standard for integration with PETROBRAS' RTO system. The transmission SHALL occur with periodicity of updating the data every 10 min, right after the end of the collection. The following parameters described below must be transmitted.</p> <p>5.4.6.1.1. Weather data: processed data shall be displayed at PETROBRAS Representative's computer screen, according to their respective measurement units:</p> <p>i. 10-min vector average of Wind Intensity (m/s) referenced to 10 m altitude above sea level. Accurate to at least two decimal places. Nomenclature: MET_WIND_SPEED.</p> <p>ii. 10-min vector average of wind direction (°), referenced to true north, with gyro needle correction. Nomenclature: MET_WIND_DIRECTION.</p> <p>iii. 10-min arithmetic mean of air temperature (°C). Nomenclature: MET_TEMPERATURE.</p> <p>iv. 10-min arithmetic mean of relative air Humidity (%). Nomenclature: MET_HUMIDITY.</p> <p>v. 10-min arithmetic mean of atmospheric pressure at QNH (hPa = mbar). Nomenclature: MET_PRESSURE.</p> <p>5.4.6.1.2. Oceanographic data: the processed data shall be displayed on the PETROBRAS Representative's computer screen, according to each sensor:</p> <p>5.4.6.1.2.1. Single-point current meter: The surface layer collected in a 10 min measurement.</p> <p>i. 10-min vector average of current intensity (m/s),</p>
--	--



<p>corrente (m/s), com precisão de pelo menos duas casas decimais após a vírgula. Nomenclatura: CURRENTMETER_SPEED.</p> <p>ii. Média vetorial de 10 min da direção da corrente referenciada ao norte verdadeiro (°), com precisão de pelo menos duas casas decimais. Nomenclatura: CURRENTMETER_DIRECTION.</p> <p>iii. Profundidade do sensor (m). Nomenclatura: CURRENTMETER_DEPTH.</p> <p>iv. Inclinações do equipamento – tilts (°) e heading (°). Nomenclatura: CURRENTMETER_PITCH; CURRENTMETER_ROLL; CURRENTMETER_HEADING.</p> <p>5.4.6.1.2.2. Perfilador Acústico de Corrente: Todas as camadas coletadas em uma medição de 10 min, devem ser transmitidas por completo em um mesmo pacote de dados, no mesmo intervalo de tempo (“timestamp”). A nomenclatura dos parâmetros a seguir, onde X varia de acordo com a quantidade de perfiladores, Y varia da camada 0 à última camada. Caso só haja apenas um perfilador, X será 1. Exemplos: ADCP1_BIN25_SPEED (perfilador1 camada 25), em caso de dois perfiladores, o segundo sensor será nomeado como: ADCP2_BIN25_SPEED (perfilador2 camada 25).</p> <p>i. Inclinações do equipamento – tilts (°) e heading (°). Nomenclatura: ADCPX_PITCH; ADCPX_ROLL; ADCPX_HEADING.</p> <p>ii. Média vetorial de 10 min da intensidade da corrente para cada camada ou bin (m/s), com precisão de pelo menos duas casas decimais após a vírgula. Nomenclatura: ADCPX_BINY_SPEED.</p> <p>iii. Média vetorial de 10 min da direção da corrente referenciada ao norte verdadeiro para cada camada ou bin (°), com precisão de pelo menos duas casas decimais após a vírgula. Nomenclatura: ADCPX_BINY_DIRECTION.</p> <p>iv. Profundidade de cada camada ou bin (m). Nomenclatura: ADCPX_BINY_DEPTH.</p> <p>v. Erro associado a medição para cada camada ou Bin, quando o sensor dispuser desses dados (m/s). Nomenclatura: ADCPX_BINY_ERROVELOCITY.</p> <p>vi. Avaliação do retorno dos transdutores ou <i>beams</i> (percentage of good), quando o sensor dispuser desses dados (%). Nomenclatura: ADCPX_BINY_CURRENTMETER_PG1; ADCPX_BINY_CURRENTMETER_PG2; ADCPX_BINY_CURRENTMETER_PG3; ADCPX_BINY_CURRENTMETER_PG4; (caso o equipamento tenha o quarto transdutor).</p>	<p>accurate to at least two decimal places after the decimal point. Nomenclature: CURRENTMETER_SPEED.</p> <p>ii. 10-min vector average of current direction referenced to true north (°), accurate to at least two decimal places. Nomenclature: CURRENTMETER_DIRECTION.</p> <p>iii. Sensor depth (m). Nomenclature: CURRENTMETER_DEPTH.</p> <p>iv. Equipment inclinations – tilts (°) and heading (°). Nomenclature: CURRENTMETER_PITCH; CURRENTMETER_ROLL; CURRENTMETER_HEADING.</p> <p>5.4.6.1.2.2. Acoustic Current Profiler: All layers collected in a 10 min measurement shall be transmitted completely in the same data packet, in the same time interval (“timestamp”). The naming of the following parameters, where X varies according to the number of profilers, Y varies from layer 0 to the last layer. If there is only one profiler, X will be 1. Examples: ADCP1_BIN25_SPEED (profiler1 layer 25), in case of two profilers, the second sensor will be named as: ADCP2_BIN25_SPEED (profiler2 layer 25).</p> <p>i. Equipment inclinations – tilts (°) and heading (°). Nomenclature: ADCPX_PITCH; ADCPX_ROLL; ADCPX_HEADING.</p> <p>ii. 10-min vector average of current intensity for each layer or bin (m/s), accurate to at least two decimal places. Nomenclature: ADCPX_BINY_SPEED.</p> <p>iii. 10-min vector average of current direction referenced to true north for each layer or bin (°), accurate to at least two decimal places after the decimal point. Nomenclature: ADCPX_BINY_DIRECTION.</p> <p>iv. Depth of each layer or bin (m). Nomenclature: ADCPX_BINY_DEPTH.</p> <p>v. Error associated with the measurement for each layer or bin when the sensor has this data (m/s). Nomenclature: ADCPX_BINY_ERROVELOCITY.</p> <p>vi. Evaluation of the return of transducers or beams (percentage of good), when the sensor has this data (%). Nomenclature: ADCPX_BINY_CURRENTMETER_PG1; ADCPX_BINY_CURRENTMETER_PG2; ADCPX_BINY_CURRENTMETER_PG3; ADCPX_BINY_CURRENTMETER_PG4; (if the equipment has the fourth transducer).</p>
--	--



<p>vii. Intensidade do Eco dos dados de cada camada para cada beam (dB ou counts). Nomenclatura: ADCPX_BINY_CURRENTMETER_AMPLITUDE_BEAM1; ADCPX_BINY_CURRENTMETER_AMPLITUDE_BEAM2; ADCPX_BINY_CURRENTMETER_AMPLITUDE_BEAM3; ADCPX_BINY_CURRENTMETER_AMPLITUDE_BEAM4 (caso o equipamento tenha o quarto transdutor).</p> <p>5.4.7. Dados da Unidade de Bombeio de Alta Pressão (Anexo I – Seção J):</p> <p>5.4.7.1. A CONTRATADA deverá disponibilizar, os dados / variáveis de instrumentação e controle da Unidade de Bombeio de Alta Pressão, com as respectivas unidades de medida indicadas abaixo:</p> <ol style="list-style-type: none">Pressão de bombeio [psi]Vazão de bombeio [bbl/min]Volume bombeado parcial e total [bbl]Densidade [lb/gal US] <p>5.4.8. Fornecimento a terceiros:</p> <p>5.4.8.1. A critério da PETROBRAS, os dados de instrumentação e controle oriundos do Sistema de Controle e Supervisão da Sonda também devem ser fornecidos em Tempo Real às companhias terceirizadas da PETROBRAS na UNIDADE, tais como LWD, MWD, Geologia e Mud Logging, sem incorrer em custos adicionais para a PETROBRAS.</p> <p>5.4.8.2. A transmissão de dados às companhias terceirizadas da PETROBRAS na UNIDADE deve utilizar, além do WITSML, um dos seguintes protocolos: WITS0 – TCP/IP ou PROFIBUS-FDL.</p> <p>5.4.8.3. A transmissão de dados deve ser tratada de forma independente e concomitantemente para todos os destinatários, onde o fornecimento de dados à uma das partes não desonera a CONTRATADA do fornecimento de dados à outra e vice-versa.</p> <p>5.4.9. Responsabilidades</p> <p>5.4.9.1. Todos os insumos, documentos e recursos necessários para a disponibilização dos referidos dados são de inteira responsabilidade da CONTRATADA.</p>	<p>vii. Echo strength of each layer's data for each beam (dB or counts). Nomenclature: ADCPX_BINY_CURRENTMETER_AMPLITUDE_BEAM1; ADCPX_BINY_CURRENTMETER_AMPLITUDE_BEAM2; ADCPX_BINY_CURRENTMETER_AMPLITUDE_BEAM3; ADCPX_BINY_CURRENTMETER_AMPLITUDE_BEAM4 (if the equipment has the fourth transducer).</p> <p>5.4.7. High Pressure Pumping Unit Data (Annex I - Section J):</p> <p>5.4.7.1. CONTRACTOR shall provide the following data / variables of instrumentations and control of the High-Pressure Pumping Unit, with respective measurement units listed inside brackets:</p> <ol style="list-style-type: none">Pumping pressure [psi]Flow rate [bbl/min]Pumped volume (partial and total) [bbl]Density [lb/gal US] <p>5.4.8. Supply to third parties:</p> <p>5.4.8.1. At PETROBRAS' discretion, instrumentation and control data from the Rig Control and Supervision System shall also be provided in real time to PETROBRAS service companies on the UNIT, such as LWD, MWD, Geology and Mud Logging, without additional costs to PETROBRAS.</p> <p>5.4.8.2. Data transmission to PETROBRAS service companies on the UNIT shall use, in addition to WITSML, one of the following protocols: WITS0 – TCP/IP or PROFIBUS-FDL.</p> <p>5.4.8.3. Data transmission shall be treated independently and concurrently for all receivers, where the provision of data to one of the parties does not relieve CONTRACTOR from providing data to the other and vice versa.</p> <p>5.4.9. Responsibilities</p> <p>5.4.9.1. All the inputs, documents and resources required for the provisioning of the referred data shall be the sole responsibility of CONTRACTOR.</p>
<p>6. SISTEMAS DE TELECOMUNICAÇÕES</p>	<p>6. TELECOMMUNICATION SYSTEMS</p>
<p>6.1. Os sistemas de telecomunicações devem atender à especificação técnica ET-0600.00-5510-760-PPT-021 anexa ao padrão PETROBRAS PE-2TIC-00091: SERVIÇOS DE TELECOMUNICAÇÕES EM SONDAS CONTRATADAS, reproduzida neste Anexo I, na Seção N – Sistemas de Telecomunicações.</p>	<p>6.1. The telecommunications systems shall meet the technical specification ET-0600.00-5510-760-PPT-021 attached to the PETROBRAS PE-2TIC-00091 standard: SERVIÇOS DE TELECOMUNICAÇÕES EM SONDAS CONTRATADAS, reproduced in this Annex I, in Section N – Telecommunications Systems.</p>



7. SEGURANÇA INDUSTRIAL E CONTROLE DE POLUIÇÃO	7. INDUSTRIAL SAFETY AND POLLUTION CONTROL
<p>7.1. Sistema fixo de detecção de gás combustível e H₂S:</p> <p>7.1.1. Com sensores, cobrindo pelo menos as seguintes áreas:</p> <ul style="list-style-type: none">i. Convés de perfuração;ii. Cabine do sondador;iii. Mesa rotativa;iv. <i>Flow line</i>;v. <i>Diverter</i>;vi. <i>Moonpool</i>;vii. Peneiras de lama;viii. Tanques de lama do sistema ativo e reserva;ix. Sala de bombas de lama;x. Entradas de ar para os compressores de ar;xi. Entradas de ar para os compartimentos habitados;xii. Área da planta de processamento primário (durante teste de formação);xiii. Manifold e cabeça de teste (durante teste de formação);xiv. Área dos vasos separadores (durante teste de formação);xv. Outros locais possíveis de acumulação de gases conforme Análise Preliminar de Riscos (APR). <p>7.1.2. O sistema fixo de detecção de H₂S deve possuir 2 níveis de alarme:</p> <ul style="list-style-type: none">a. Nível 1: menor ou igual a 8 ppm de H₂S na atmosfera;b. Nível 2: maior que 8 ppm e menor ou igual a 50 ppm de H₂S na atmosfera. <p>7.1.3. O sistema fixo de detecção de gás combustível deve possuir 2 níveis de alarme:</p> <ul style="list-style-type: none">a. nível 1: 20% do LII (Limite Inferior de Inflamabilidade);b. nível 2: entre 40% e 60% do LII (Limite Inferior de Inflamabilidade). <p>7.1.4. Os alarmes de presença de gases deverão ser sonoros e luminosos (estroboscópico ou flash).</p> <p>7.1.5. Deve ser prevista a utilização de ventilação forçada nas seguintes áreas:</p> <ul style="list-style-type: none">i. Convés de perfuração;ii. Ao redor da subestrutura da torre principal e	<p>7.1. Fuel gas and H₂S fixed detection system:</p> <p>7.1.1. With sensors, covering at least the following areas:</p> <ul style="list-style-type: none">i. Drill floor,ii. Driller cabin (doghouse),iii. Rotary table,iv. Flow line,v. Diverter,vi. Moonpool,vii. Shale shakers,viii. Tanks of active and reserve systems,ix. Mud pumps room,x. Air intake for air compressors,xi. Air intake to inhabited compartments,xii. Well test area (during well test),xiii. Manifold and flow head (during well test),xiv. Area of separators (during well test),xv. Other possible sites with accumulation of gases, according to Preliminary Risk Assessment (PRA). <p>7.1.2. The H₂S fixed detection system shall have 2 levels of alarm:</p> <ul style="list-style-type: none">a. Level 1: less than or equal to 8 ppm of H₂S in the atmosphere,b. Level 2: greater than 8 ppm and less than or equal to 50 ppm of H₂S in the atmosphere. <p>7.1.3. The fuel gas fixed detection system shall have 2 levels of alarm:</p> <ul style="list-style-type: none">a. Level 1: 20% of LFL (Lower Flammable Limit);b. Level 2: between 20% and 60% of LFL (Lower Flammable Limit); <p>7.1.4. The gas presence alarms shall be equipped with sound and light (strobe or flash).</p> <p>7.1.5. The use of forced ventilation in the following areas shall be foreseen:</p> <ul style="list-style-type: none">i. Drill floor,ii. Around the substructure of main and auxiliary



<p>auxiliar (quando aplicável);</p> <p>iii. Peneira de lama;</p> <p>iv. Tanques de lama;</p> <p>v. Área da planta de processamento primário (quando em operações que utilizem planta de teste / simplificada);</p> <p>vi. Outras áreas onde se julgar conveniente.</p> <p>7.1.6. Devem ser instalados detectores de gás hidrogênio (H₂) nos dutos de exaustão de salas de baterias.</p> <p>7.1.6.1. A atuação de um sensor indicando 20% do LII (Limite Inferior de Inflamabilidade) deve ser sinalizada na sala de controle. Adicionalmente, deve-se partir o exaustor reserva, se houver.</p> <p>7.1.6.2. A detecção de gás por 2 sensores em um nível de 60% de LII (Limite Inferior de Inflamabilidade) deve-se adicionalmente inibir a carga profunda das baterias.</p> <p>7.1.6.3. Os sensores de H₂ serão dispensados caso os compartimentos com baterias sejam classificados como Zona Livre no Hazardous Plan aprovado pela Classificadora.</p> <p>7.1.6.4. Outras configurações de sensores de H₂ poderão ser aceitas desde que aprovadas pela Classificadora da UNIDADE.</p>	<p>derrick (if applicable),</p> <p>iii. Shale shaker,</p> <p>iv. Mud tanks,</p> <p>v. Well test area (during operations with test/simplified plant),</p> <p>vi. other areas where it is deemed convenient.</p> <p>7.1.6. Hydrogen gas (H₂) detectors shall be installed in exhaust ducts from battery rooms.</p> <p>7.1.6.1. The signal of a sensor indicating 20% of LFL (lower flammable limit) shall be flagged in the control room. Additionally, backup exhaust system shall be activated.</p> <p>7.1.6.2. Gas detection by two sensors at 60% of LFL (lower flammable limit) shall additionally inhibit deep charge of batteries.</p> <p>7.1.6.3. H₂ sensors will be dispensed if compartments with batteries are classified as a Free Zone in the Hazardous Plan approved by the Classification Society.</p> <p>7.1.6.4. Other H₂ sensor configurations may be accepted provided they are approved by the UNIT'S Classification Society.</p>
<p>7.2. Sistema de detecção de calor e fumaça</p> <p>7.2.1. Sistema de detecção de calor e fumaça do tipo endereçáveis, de modo a permitir a identificação remota do ambiente onde ocorre a detecção. Devem ser agrupados em malhas em anel, cada um deles associado a um canal de monitoração e alarme.</p> <p>7.2.2. Os alarmes manuais de incêndio devem ser, sempre que possível, do tipo endereçáveis.</p> <p>7.2.3. As ações iniciadas pelo sistema de detecção de incêndio dependem da área de risco considerada e devem incluir, no mínimo, as seguintes medidas, onde e quando aplicáveis:</p> <p>i. Bloqueio de fluxo de hidrocarbonetos de/para a área onde houve a detecção;</p> <p>ii. Interrupção do fluxo de ventilação e isolamento da área com fechamento de <i>dampers</i> nos dutos de ventilação;</p> <p>iii. Alarme de incêndio na sala de controle e alarme de emergência na UNIDADE marítima;</p> <p>iv. Atuação do sistema fixo de combate a incêndio na área afetada;</p> <p>v. Desenergização de equipamentos elétricos na área afetada.</p>	<p>7.2. Heat and Smoke Detection System</p> <p>7.2.1. Heat and Smoke Detection system, addressable type, to allow remote identification of the environment where detection occurs. They shall be grouped into ring meshes, each of them associated with a monitoring and alarming channel.</p> <p>7.2.2. Manual fire alarms shall be, whenever possible, addressable type.</p> <p>7.2.3. The actions initiated by the fire detection system depend on the area risk considered and shall include at least the following actions, where and when applicable:</p> <p>i. Blocking the flow of hydrocarbons to/from the area where it was detected,</p> <p>ii. Interruption of ventilation and isolation of the area with the closing of dampers in ventilation ducts,</p> <p>iii. Fire alarm in the control room and emergency alarm in the maritime UNIT,</p> <p>iv. Activation of the fixed fire-fighting system in the affected area,</p> <p>v. De-energizing electrical equipment in the affected area.</p>
<p>7.3. Sistema de combate a incêndio</p>	<p>7.3. Fire Fighting System</p>



<p>7.3.1. As salas dos geradores (praça de máquinas) e as salas de painéis elétricos devem possuir sistema fixo de combate a incêndio, preferencialmente do tipo <i>water mist</i>.</p>	<p>7.3.1. The engine room and electrical panel rooms shall be fitted with a fixed fire-fighting system, preferably of water mist type.</p>
<p>7.4. Sistema de ventilação / exaustão</p> <p>7.4.1. Os seguintes locais deverão possuir sistema de ventilação / exaustão:</p> <ul style="list-style-type: none">i. Coluna da Unidade de Tratamento de Esgoto;ii. Colunas das salas de bombas de lastro;iii. Sala do gerador de emergência;iv. Sala de baterias;v. Sala de ar-condicionado central;vi. Oficina de solda;vii. Sanitáriosviii. Lavanderia;ix. Sala dos compressores;x. Praça de máquinas;xi. Almojarifados;xii. Sala da UNIDADE de Bombeio (Seção J);xiii. Sala da UNIDADE hidráulica do BOP;xiv. Tanques de lama;xv. Sala de bombas de lama;xvi. Sala de peneiras de lama;xvii. Sacaria;xviii. Paiol de tintas;xix. Sala dos SCR (quando aplicável);xx. Convés de perfuração (ventilador dispersor de gás).	<p>7.4. Ventilation / exhaust system</p> <p>7.4.1. The following sites shall have ventilation / exhaust system:</p> <ul style="list-style-type: none">i. Column of Sewage Treatment unit,ii. Columns of ballast pump rooms,iii. Emergency generator room,iv. Battery room,v. Central air conditioning room,vi. Welding shop,vii. Restrooms,viii. Laundry,ix. Compressor room,x. Engine room,xi. Storage rooms,xii. Pumping UNIT (Appendix I – Section J),xiii. BOP hydraulic unit room,xiv. Mud tanks,xv. Mud pump room,xvi. Shale shakers room,xvii. Sackstore,xviii. Paint store,xix. SCR room (when applicable),xx. Drill floor (gas disperser fan).
<p>7.5. Classificação de Áreas</p> <p>7.5.1. A Classificação de Áreas deve atender aos requisitos das normas IEC-61892-7 e API RP-505. Nos itens que as normas apresentarem soluções diferentes deve ser adotada a solução mais restritiva, i.e., aquela que resultar em maior área classificada e classificada com o maior grau de risco (Zona).</p>	<p>7.5. Hazardous Area Classification</p> <p>7.5.1. Hazardous Area Classification shall meet the requirements of IEC 61892-7 and API RP-505. The items where standards require different solutions, the most restrictive solution shall be adopted, i.e., one that results in greater classified area and ranked with the greatest risk (Zone).</p>
<p>7.6. Sistema de Salvatagem</p> <p>7.6.1. Deve atender ao Código Internacional de Dispositivos Salva Vidas LSA – Life Saving Appliance Code e a NORMAM 05 para os requisitos abaixo.</p> <p>7.6.2. Embarcações salva-vidas (baleeiras)</p> <p>7.6.2.1. Devem ser distribuídas em “Postos de Abandono” tais que, no caso de perda de qualquer um destes, os Postos de Abandono restantes garantam o</p>	<p>7.6. Salvage System</p> <p>7.6.1. Shall meet the LSA – Life Saving Appliance Code and NORMAM 05 for the requirements below.</p> <p>7.6.2. Lifeboats</p> <p>7.6.2.1. They shall be distributed in "Abandonment Stations" such that, in the event of loss of any of these, the remaining Abandonment Stations guarantee the</p>



<p>abandono de 100% da população.</p> <p>7.6.2.2. Devem ser rígidas, fechadas e resistente a fogo.</p> <p>7.6.3. Embarcação de salvamento (bote de resgate)</p> <p>7.6.3.1. Deve ser provida de uma embarcação de salvamento, localizada próximo ao nível do mar, para facilitar as operações de descida e içamento e ter capacidade para acomodar pelo menos cinco (05) pessoas sentadas e uma deitada em maca.</p> <p>7.6.3.2. O içamento da embarcação de salvamento deverá ser feito por um único ponto de sustentação do tipo rígido, para facilitar a operação por parte dos seus tripulantes.</p> <p>7.6.4. Balsas infláveis</p> <p>7.6.4.1. Deverão ser providas balsas infláveis em número suficiente para atender a 100% da população máxima prevista (número de leitos na Instalação Marítima), devendo, entretanto, ser instaladas, proporcionalmente, junto e/ou próximo às embarcações salva-vidas (baleeiras).</p> <p>7.6.5. Boias salva-vidas</p> <p>7.6.5.1. As boias salva-vidas deverão estar em conformidade com a NORMAM e localizadas conforme o Plano de Segurança.</p> <p>7.6.6. Coletes salva-vidas</p> <p>7.6.6.1. O tipo e a quantidade de coletes salva-vidas deverão estar em conformidade com a NORMAM.</p> <p>7.6.7. Escadas de fuga</p> <p>7.6.7.1. Deverá haver escadas de fuga até a linha d'água, pelo menos uma em bombordo e uma em boreste.</p> <p>7.6.8. Rotas de fuga</p> <p>7.6.8.1. As rotas de fuga deverão estar devidamente sinalizadas (sinalização vertical e horizontal) e iluminadas, inclusive pelo sistema de geração de emergência, inclusive nas áreas internas.</p> <p>7.6.9. Tabela Mestra</p> <p>7.6.9.1. As tabelas de faixas para emergência e abandono, escritas em português e inglês, deverão estar situadas em locais de fácil visualização e permanência de pessoal.</p>	<p>abandonment of 100% of the population.</p> <p>7.6.2.2. They shall be rigid, closed and fire resistant.</p> <p>7.6.3. Rescue boat</p> <p>7.6.3.1. Shall be provided a rescue boat, located near sea level, to facilitate the lifting and lowering operations and be able to accommodate at least five (05) people sitting and one lying on a stretcher.</p> <p>7.6.3.2. The hoisting of the rescue boat shall be done by a single point of rigid support, to facilitate operation by its crew.</p> <p>7.6.4. Inflatable rafts</p> <p>7.6.4.1. Inflatable rafts shall be provided in sufficient numbers to meet 100% of the POB maximum (number of beds at the Maritime Installation), and shall be installed however, proportionately, together and / or near the lifeboats.</p> <p>7.6.5. Lifebuoys</p> <p>7.6.5.1. The buoys shall be in accordance with the NORMAM standard and located as the Safety Plan.</p> <p>7.6.6. Lifejackets</p> <p>7.6.6.1. The type and number of lifejackets shall be in accordance with the NORMAM standard.</p> <p>7.6.7. Escape stairs</p> <p>7.6.7.1. There shall be stairways to escape to the water line, at least in one port and one to starboard.</p> <p>7.6.8. Escape routes</p> <p>7.6.8.1. The escape routes shall be properly marked (vertical and horizontal signaling) and with adequate lighting fed by the emergency generator system, including internal areas.</p> <p>7.6.9. Station Bill</p> <p>7.6.9.1. The Station Bills for abandonment and emergency duties, written in portuguese and english, shall be placed in conspicuous manned places.</p>
<p>7.7. Equipamentos de respiração autônoma</p> <p>7.7.1. A CONTRATADA deverá prover os equipamentos relacionados na Tabela 2 – Equipamentos de Respiração Autônoma, para operações com concentrações de H₂S, CO₂ e emergências de combate a incêndio.</p> <p>7.7.2. Caberá a CONTRATADA garantir a</p>	<p>7.7. Breathing apparatus</p> <p>7.7.1. CONTRACTOR shall provide the equipment listed in Table 2 – Equipamentos de Respiração Autônoma, for operations with H₂S, CO₂ or fire emergencies.</p> <p>7.7.2. CONTRACTOR shall ensure adequate</p>



operacionalidade dos equipamentos e desenvolver a capacitação dos profissionais que farão uso deles, bem como a criação de planos de manutenção e inspeção.

7.7.3. A CONTRATADA deverá prever também a manutenção a bordo de quantidades mínimas de acessórios e peças de reposição.

operational conditions of the equipment and develop the qualification of professionals who will make use of them, as well as creating maintenance and inspection plans.

7.7.3. CONTRACTOR shall keep on board minimum quantities of spare parts and accessories.

Item	Quantidade / Quantity	Equipamento / Equipment
1	40	Conjuntos Autônomos de 30 minutos <i>Drager</i> PSS100 ou similar com maleta de transporte. 30-minute self-contained breathing apparatus Drager PSS100 or similar with carry case.
2	40	Cilindros reserva para Conjunto Autônomo de 30 minutos <i>Drager</i> PSS100 ou similar. Backup Cylinders for 30-minute self-contained breathing apparatus Drager PSS100 or similar.
3	35	Conjuntos Autônomos de trabalho / Fuga de 10 minutos <i>Dräger</i> PA90 ou similar com maleta de transporte. Emergency/escape self-contained breathing apparatus 10 minutes Dräger PA90 or similar with carry case.
4	110%.POB	Conjuntos Autônomos de fuga/emergência de 15 minutos <i>Dräger</i> SAVER PP ou similar com bolsa de transporte. Emergency/escape breathing devices 15-minute Dräger SAVER PP or similar with carry case.
5	3	<i>Rack</i> sistema cascata com 4 cilindros de 50 Litros (c/ redutor de pressão para conexão nos conjuntos autônomos, olhais para içamento e eslingas certificadas). Cascade system with 4 cylinders of 50 Liters (with pressure reducer for connection in the autonomous assemblies, lifting eyes and certified slings).
6	4	<i>Rack</i> sistema cascata com 6 cilindros de 50 Litros (c/ redutor de pressão para conexão nos conjuntos autônomos, olhais para içamento e eslingas certificadas). Cascade system with 6 cylinders of 50 Liters (with pressure reducer for connection in the autonomous assemblies, hoisting eyes and certified slings).
7	2	Cilindro simples de 50 Litros c/ redutor de pressão para conexão no conjunto autônomo para os guindastes (olhais para içamento e eslingas certificadas). Simple 50 Liter cylinder with pressure reducer for connection in the autonomous assembly for the cranes (lifting eyelets and certified slings).
8	10	Reguladores c/ 2 manômetros, "check-valve". Regulators with 2 manometers, "check-valve".
9	20	Manifold de linha direta para 3 pessoas c/ manômetro e engate rápido, para ser distribuído nos locais de trabalho. Manifold of direct line for 3 people with manometer and quick coupling, to be distributed in the work places.
10	60	Mangueira de ar respirável de baixa pressão de 15m c/ engate rápido 15m Low Pressure Breathable Air Hose w / quick coupling.
11	2	Mangueira de ar respirável de baixa pressão de 30m c/ engate rápido. 30m Low Pressure Breathable Air Hose w / quick coupling.
12	3	Mangueira de Alta Pressão de 80m (loop system). 80m High Pressure Hose (loop system).
13	1	Kit para teste da Qualidade do Ar c/ Tubos colorimétricos. Air Quality Test Kit w / Colorimetric Tubes.



14	2	Chicote para enchimento de cilindros de 2m c/ adaptador e manômetro. 2m cylinder whip with adapter and pressure gauge.
15	2	Compressor Elétrico de Alta pressão c/ P4 – Sistema de Filtragem grau “D”, Separação Automática de Água, drenagem e sistema automático de corte em Alta Pressão. High Pressure Electric Compressor w / P4 - "D" grade filtration system, automatic water separation, drainage and automatic high pressure cutting system.
16	2	Sistema de Detecção c/ 8 áreas ativadas individualmente, alarme alto e baixo para 24h de monitoramento das áreas perigosas (CO2). Detection System w / 8 individually activated areas, high and low alarm for 24h monitoring of hazardous areas (CO2).
17	8	Sensores de H2S intrinsecamente seguros c/ proteção para água. Intrinsically safe H2S sensors with water protection.
18	1	Sistema de Detecção c/ 8 áreas ativadas individualmente, alarme alto e baixo para 24h de monitoramento das áreas perigosas (H2S). Detection System with 8 individually activated areas, high and low alarm for 24h monitoring of hazardous areas (H2S).
19	16	Sensores de CO2 intrinsecamente seguros c/ proteção para água. Intrinsically safe CO2 sensors with water protection
20	25	Monitores portáteis pessoais de H2S com alarmes e indicadores de pico. Personal portable H2S monitors with alarms and peak indicators.
21	25	Monitores portáteis pessoais de CO2 com alarmes e indicadores de pico. Personal portable CO2 monitors with alarms and peak indicators.
22	2	DETECTOR DE GAS, multigas com a seguinte configuração: Sensor de O2; Sensor de H2S; Sensor CO; Sensor CO2; Sensor Gás Combustível; Carregador de Bateria. GAS DETECTOR, multigas with the following configuration: O2 sensor; H2S sensor; CO sensor; CO2 sensor; Fuel Gas Sensor; Battery charger.
23	20	Placas de Alerta de H2S, SO2 e CO2. H2S, SO2 and CO2 Warning Signs.
24	2	Bomba de aspiração “tipo fole” c/ Tubos Colorimétricos – Tipos de Tubo reagente e faixas de medição recomendadas (05 caixas de cada abaixo):Gás Sulfídrico l/d - 1 a 200ppm ref.: 8101 831Gás Sulfídrico 100la -100 a 2000 ppm ref.: CU 29101Gás Carbônico 100la - .100 a 3000 ppm ref.: 81 01 811Gás Carbônico 0,1%la -0,1 a 6% vol. Ref.: CU 23 501Gás Carbônico 5%la - 5 a 60% vol. Ref.: CU 20 301. "Bellows-type" suction pump with Colorimetric Tubes - Types of reagent tube and recommended measuring ranges: Sulfuric acid l / d - 1 at 200ppm ref : 8101 831 Sulfide gas 100a -100 to 2000 ppm ref .: CU 29101Gás Carbonic 100% - .100 to 3000 ppm ref .: 81 01 811 Carbonic 0.1% la -0.1 to 6% vol. Ref .: CU 23 501 Carbonic Gas 5% la - 5 to 60% vol. Ref .: CU 20 301.
25	1	Material para treinamento, emissão de certificados, instalação dos equipamentos, Kits de calibração, peças sobressalentes dos conjuntos autônomos e demais equipamentos necessários à manutenção. Material for training, certificate issuance, equipment installation, calibration kits, spare parts for the autonomous assemblies and other equipment required for maintenance.
26	3	Indicadores de Vento (biruta) com poste. Indicators of wind (wind sleeve) with pole.
27	2	Ventilador Industrial: tubo axial; Acionamento direto com motor elétrico; diâmetro nominal 1000mm; vazão 52.890m3/h; proteção para área classificada.



Industrial Fan: axial tube;
Direct drive with electric motor; nominal diameter 1000mm; flow rate 52.890m³ / h; protection for hazardous area.

Tabela 1 – Equipamentos de Respiração Autônoma

7.8. Meio Ambiente	7.8. Environment
<p>7.8.1. A UNIDADE não poderá descartar para o mar nenhum líquido ou substância poluente, em cumprimento à MARPOL (Convenção Internacional para Prevenção da Poluição por Navios) de 1973, protocolo de 1978 e emendas de 1984.</p> <p>7.8.2. A UNIDADE deverá dispor de sistema de tratamento de esgoto sanitário (para águas cinza e negras), com respectivo sistema de medição de volume de efluente descartado, pontos adequados para coleta de amostras antes e após tratamento.</p> <p>7.8.3. A UNIDADE deve dispor de separador de óleo e água ajustado para somente descartar efluentes para o mar com concentrações de óleo abaixo de 15 ppm.</p>	<p>7.8.1. The UNIT shall not discard any liquid or polluting substance into the sea, in compliance with MARPOL (International Convention for the Prevention of Pollution from Ships) 1973, 1978 Protocol and amendments of 1984.</p> <p>7.8.2. The UNIT shall have a system of sewage treatment (for gray and black water), with its system of measuring the volume of discharged effluent and adequate sampling points before and after treatment.</p> <p>7.8.3. The UNIT shall have an oil water separator adjusted to only dispose effluents into the sea with oil concentrations below 15 ppm.</p>
8. CAPACIDADE DE ESTOCAGEM E RECEBIMENTO DE GRANÉIS E FLUIDOS	8. STORAGE AND TRANSFER OF BULK AND FLUIDS
8.1. Silos de granéis	8.1. Bulk silos
<p>8.1.1. UNIDADE deve ser dotada dos seguintes silos de granéis com capacidade de armazenamento de volume total útil de:</p> <ul style="list-style-type: none">i. Cimento: [8.000 a 12.000] pés³;ii. Bentonita: [2.000 a 4.000] pés³;iii. Baritina: [7.000 a 10.000] pés³;iv. Calcário: [3.000 a 4.000] pés³.	<p>8.1.1. UNIT shall be equipped with the following bulk silos with a total useable volume storage capacity of:</p> <ul style="list-style-type: none">i. Cement: [8,000 to 12,000] ft³;ii. Bentonite: [2,000 to 4,000] ft³;iii. Barite: [7,000 to 10,000] ft³;iv. Limestone: [3,000 to 4,000] ft³.
<p>8.1.2. Cada silo para armazenagem de cimento descrito no item 8.1.1 deve possuir uma válvula de coleta na sua linha de descarga, devendo esta estar posicionada entre o silo e a válvula de descarga. As válvulas devem ser resistentes à abrasão e ter abertura e fechamento de ação rápida (esfera ou borboleta).</p>	<p>8.1.2. Each cement storage silo mentioned in item 8.1.1 shall have one sampling valve at the discharge line, and this valve shall be positioned between the silo and the discharge valve. The valves shall be abrasion resistant and shall have quick open and closure action (ball valve or butterfly valve).</p>
<p>8.1.3. Para todos os silos do item 8.1.1:</p> <ul style="list-style-type: none">i. Os vents dos silos devem possuir sistema que evite a dispersão de material particulado para a atmosfera e para o mar.	<p>8.1.3. For all silos of item 8.1.1:</p> <ul style="list-style-type: none">i. All vents shall have a system to prevent the dispersion of particulate material into the atmosphere and/or to the sea,
<ul style="list-style-type: none">ii. Devem possuir facilidades para transferência dos granéis dos silos para a Unidade de Bombeio de Alta Pressão, conforme Anexo I – Seção J;	<ul style="list-style-type: none">ii. There shall be means for transferring bulk from the silos to the High-Pressure Pumping Unit, as per Annex I – Section J,
<ul style="list-style-type: none">iii. Devem possuir sistema indicador de peso ou volume	<ul style="list-style-type: none">iii. They shall be equipped with a storage weight or volume monitoring system,
<ul style="list-style-type: none">iv. Devem permitir o uso do granel enquanto a sonda está sendo reabastecida.	<ul style="list-style-type: none">iv. Shall allow the flexibility of proceeding with operations with bulk use in parallel with UNIT's



	restocking operation,
v. Devem possuir sistema pneumático de transferência de granéis com desumidificador de ar	v. They shall have a pneumatic bulk transfer system equipped with air dehumidifier.
8.1.4. Os silos de Baritina e de Calcário dos itens 8.1.1 poderão ser utilizados para armazenamento de outros granéis.	8.1.4. Barite and limestone silos described in items 8.1.1 may be used to store other bulk.
8.2. Sacaria 8.2.1. UNIDADE dotada de área de sacaria com capacidade de armazenamento de [180 a 240] m ² e [280 a 400] t, sendo, no mínimo, [90 a 120] m ² e [140 a 200] t de sacaria coberta.	8.2. Sack storage 8.2.1. UNIT shall have a sack storage area with a capacity of [180 to 240] m ² and [280 to 400] t, with at least [90 to 120] m ² and [140 to 200] t of covered area.
8.3. Tanques de fluidos 8.3.1. UNIDADE dotada de tanques para o armazenamento dos seguintes fluidos com os respectivos volumes mínimos:	8.3. Fluid Tanks 8.3.1. UNIT equipped with tanks for the storage of the following fluids with the respective minimum volumes:
i. Óleo Diesel: volume mínimo utilizável para 35 (trinta e cinco) dias de operação da UNIDADE.	i. Diesel Fuel: net storage capacity for, at least, 35 (thirty-five days) of UNIT operation.
ii. Água Potável: 1.000 m ³ .	ii. Fresh water: 1,000 m ³ .
iii. Água Industrial: [1.400 a 2.800] m ³ .	iii. Drill water: [1,400 to 2,800] m ³ .
iv. Fluido de perfuração e/ou completção: [12.000 a 15.000] bbl (não incluindo o sandtrap e Gumbo Box) de fluido de perfuração com peso máximo definido no item 9.1.1 .	iv. Drilling and/or Completion Fluid: [12,000 to 15,000] bbl (not including sand trap and Gumbo box) of drilling fluid with maximum weight as defined on item 9.1.1 .
v. Fluido salmoura (<i>brine</i>): [4.500 a 10.000] bbl de fluido de salmoura de peso [9,0 a 11,6] ppg.	v. Brine: [4,500 to 10,000] bbl of brine of weight [9.0 to 11.6] ppg.
vi. Fluido base orgânica: [1.500 a 4.500] bbl de fluido base orgânica de peso 7,0 ppg.	vi. Base oil Fluid: [1,500 to 4,500] bbl of base oil fluid with 7.0 ppg weight.
8.3.2. Para os tanques dos fluidos dos itens 8.3.1-iv, 8.3.1-v e 8.3.1-vi, a UNIDADE deve atender aos requisitos adicionais definidos no item 9.9 .	8.3.2. For fluid tanks described in items 8.3.1-iv, 8.3.1-v and 8.3.1-vi, the UNIT shall meet additional minimum requirements described in item 9.9 .
8.3.3. A UNIDADE deverá ser dotada de Sistema de Dessalinização de água do mar capaz de processar no mínimo 100 (cem) mt/dia e interligada aos tanques de água potável e água industrial.	8.3.3. The Unit shall be provided with sea water desalination system with a processing capacity of, at least, 100 (one hundred) metric tons/day and be connected to the fresh and drill water tanks.
8.4. Facilidades para o recebimento de fluidos e granéis 8.4.1. Facilidades para o recebimento de fluidos (água potável, água industrial, óleo diesel, fluidos de perfuração e/ou completção, salmoura e fluido base orgânica) e granéis (cimento, baritina, bentonita e calcário) pelos dois bordos da UNIDADE simultaneamente, incluindo linhas, mangotes com	8.4. Capacity for receiving fluids and bulk 8.4.1. Means of receiving fluids (drinking water, industrial water, diesel oil, drilling and/or completion fluids, brine and organic base fluid) and bulk (cement, barite, bentonite and limestone) by both sides of the UNIT simultaneously, including lines, hoses with floaters, connections, mooring lines for support vessels, fenders and flowmeters, meeting the following



flutuadores, conexões, cabos de atracação de embarcações de apoio, defensas e fluxômetros, atendendo aos seguintes requisitos:	requirements:
8.4.1.1. A UNIDADE deverá ter linhas independentes, por ambos os bordos, que possibilitem a transferência de fluidos do sistema ativo e reserva (definido no item 9.9), para as embarcações de apoio e vice-versa, bem como a transferência de fluidos e granéis, a qualquer momento, sem interferir com as operações de perfuração, fabricação e / ou tratamento de fluido de perfuração ou completação e com a lavagem dos tanques. Deverá ser possível a fabricação, transferência, filtração ou tratamento de fluido durante recebimento de fluidos e granéis, receber fluido de embarcação de apoio e bombear para o poço simultaneamente.	8.4.1.1. The UNIT shall have independent lines, on both sides, allowing the fluids transfer from active and/or reserve system (defined in item 9.9) to support vessels and vice versa, as well as the transfer of fluids and bulk, at any time, without interfering with drilling operations, preparation and/or treatment of drilling and completion fluids and/or tank cleaning. It shall be possible to prepare, transfer, filter or treat fluid during fluid and bulk transfers from/to supply boats and pump fluid into the well, at the same time.
8.4.1.2. O sistema de transferência de fluidos/granéis de/para barcos de apoio deverá ser equipado para transferência noturnas com segurança. Esta operação ocorrerá a critério da Petrobras.	8.4.1.2. Fluid/bulk transfer system from/to supply vessels shall be prepared for night operations with safety. This operation will occur at PETROBRAS sole discretion.
8.4.1.3. Os mangotes para recebimento de fluidos e granéis deverão ser auto-flutuantes ou com flutuadores em número e disposição suficientes tal que garantam a sua flutuabilidade, mantendo-os visíveis, na superfície da água, durante toda a operação de transferência.	8.4.1.3. Fluid and bulk transfer hoses shall be self-floating or with floaters in sufficient number and arrangement to ensure their buoyancy, therefore, keeping them visible on the water surface during the entire transfer operation.
8.4.1.4. Os mangotes deverão possuir diâmetro nominal mínimo de 4" e ter um comprimento que garanta uma distância mínima de 30 (trinta) metros entre a embarcação de apoio e a UNIDADE (distância de costado a costado) durante todo o bombeio.	8.4.1.4. The hoses shall have a nominal diameter of 4" and enough length to guarantee a minimum distance of 30 (thirty) meters between the support vessel and the UNIT (distance from side to side) throughout the whole pumping operation.
8.4.1.5. Uniões de seções em mangotes, para transferência de produtos poluentes, somente serão admitidas quando feitas com flange ou quando os mangotes possuírem conexões comprovadamente estanques.	8.4.1.5. The connection of hose sections for the transfer of polluting products will only be admitted when done through flange coupling or when the hoses have proven sealed couplings.
8.4.1.6. Para conexões dos mangotes com as tomadas de fornecimento e recebimento devem ser utilizadas válvulas de fechamento automático, tipo <i>Safety Break Away Coupling</i> ou similar.	8.4.1.6. Transfer hose couplings to the platform shall have automatic closing valves, similar to Safety Break Away Coupling type connection.
8.4.1.7. A UNIDADE deverá possuir defensas posicionadas adequadamente, mantidas com altura recomendada em torno de 01 (um) metro acima do lume d'água ou flutuando junto ao costado através de boças atadas nas suas extremidades, e serem em número suficiente, dependendo do tamanho da embarcação que irá operar (no mínimo 2 defensas em cada bordo, sendo desejável 3 defensas). As defensas devem estar posicionadas próximas, no entorno, do guindaste da UNIDADE e em região que atue evitando contato da embarcação de apoio com estrutura da UNIDADE.	8.4.1.7. The UNIT shall have fenders adequately positioned and kept at 01 (one) meter above the water line or floating alongside the ship's side tied on its ends, in sufficient number according to the ship's size (minimum of 2 per side, but preferably 3). The fenders shall be positioned close together, around the UNIT's crane and in a region that acts to avoid contact between the support vessel and the UNIT's structure.



<p>8.4.1.8. As linhas de recebimento de óleo diesel, água industrial e água potável devem possuir medidores de volume (oleômetros e hidrômetros).</p>	<p>8.4.1.8. Lines for receiving diesel fuel, drill water and fresh water shall have volume measuring systems.</p>
<p>8.4.1.9. As linhas e válvulas dos diversos fluidos deverão estar identificadas e pintadas nas cores padrão, conforme Norma Regulamentadora NR-26 e Normas ABNT NBR-6493 e NBR-7195.</p>	<p>8.4.1.9. Lines and valves for the all fluids shall be identified and painted with the standard colors, according to Regulatory Standard NR-26 and ABNT NBR-6493 and NBR-7195 Standards.</p>
<p>8.4.1.10. Os pontos de conexões dos mangotes de fluidos poluente (óleo diesel, fluidos de perfuração e/ou completção, salmoura e fluido base orgânica) e granéis (cimento, baritina, bentonita e calcário) com a estação de recebimento na UNIDADE, assim como as válvulas da estação, devem estar localizadas no interior da embarcação, em área contida, ou possuir barreira de contenção suficiente para conter possíveis vazamentos em caso de desconexão do mangote. Em hipótese alguma serão aceitas conexões ou válvulas diretamente sobre o mar.</p>	<p>8.4.1.10. Connection points of polluting fluid hoses (diesel oil, drilling and/or completion fluids, brine and organic base fluid) and bulk (cement, barite, bentonite and limestone) with the Unit loading station, as well as, loading station valves shall be located in the UNIT interior, in a contained area, or have a containment barrier sufficient to contain possible leaks in case of disconnection of the hose. For sake of clarity, it will not be accepted any connection or valve direct over the sea.</p>
<p>9. SISTEMA DE CIRCULAÇÃO E PROCESSAMENTO DE FLUIDO</p>	<p>9. FLUID CIRCULATION AND PROCESSING SYSTEM</p>
<p>9.1. Considerações Gerais</p> <p>9.1.1. O sistema de circulação e processamento de fluido deverá estar capacitado para trabalhar com fluidos de peso de até 16 ppg.</p> <p>9.1.2. Para fluidos com peso até [18 a 20] ppg será aceita redução proporcional do volume dos tanques de fluidos descritos no item 8.3.3.</p>	<p>9.1. General Considerations</p> <p>9.1.1. The fluid circulation and processing system shall be capable of working with fluids weighing up to 16 ppg.</p> <p>9.1.2. For fluids with weight up to [18 to 20] ppg it will be accepted a proportional reduction of volume for the tanks described on 8.3.3.</p>
<p>9.2. Bombas de Lama</p> <p>9.2.1. No mínimo [04 (quatro) a 05 (cinco)], de pelo menos 2.200 HP, com jogos de camisas que possibilitem operar na máxima vazão do equipamento e com a pressão máxima de 7.500 psi, atendendo às especificações técnicas do fabricante, bem como possibilitar operação com a <i>booster line</i> (item 10.15).</p>	<p>9.2. Mud Pumps</p> <p>9.2.1. At least [4 (four) to 5 (five)] mud pumps of at least 2.200 HP with sets of liners to allow operation at the maximum flow rate of the equipment and also with the maximum pressure of 7,500 psi, meeting the technical specifications of the manufacturer, as well as enabling operations as booster line (item 10.15).</p>
<p>9.2.2. As bombas de lama devem ter capacidade para bombear a uma vazão máxima na perfuração de 1.100 gpm pela coluna de trabalho e simultaneamente 300 gpm pela <i>booster line</i> (item 10.15).</p>	<p>9.2.2. Mud pumps shall be capable of pumping a maximum flow rate while drilling of 1,100 gpm through the work string and simultaneously 300 gpm through the booster line (item 10.15).</p>
<p>9.2.3. As descargas das válvulas de segurança das bombas de lama devem ser direcionadas para os tanques ativos (item 9.9.1), <i>slug pits</i> (item 9.6) ou calha de retorno.</p>	<p>9.2.3. The discharges from the safety valves of the mud pumps shall be directed to the active tanks (item 9.9.1), slug pits (item 9.6) or the return chute.</p>
<p>9.3. Peneiras de Lama</p> <p>9.3.1. Conjunto de peneiras que atenda aos critérios de performance do item 9.3.2, com sistema de jateamento de fluido base orgânica ou salmoura para limpeza de telas.</p>	<p>9.3. Shale Shakers</p> <p>9.3.1. Set of shale shakers that meet the performance criteria of item 9.3.2, equipped with an organic-based fluid or brine blasting system for screens cleaning.</p>



<p>9.3.2. O conjunto de peneiras deve ter capacidade de processar um fluido de perfuração com peso de 9 a 12 ppg, viscosidade plástica de 20-30 cP e concentração de cascalhos de até 5% em volume, na vazão mínima 1.200 gpm (fluido de peso 12 ppg) a 1.500 gpm (fluido de peso 9 ppg), e com telas API 200.</p> <p>9.3.3. Caso o conjunto de peneiras tenha capacidade de processar um fluido de perfuração com peso de 9 a 12 ppg, viscosidade plástica de 20-30 cP e concentração de cascalhos de até 5% em volume, na vazão de 1.200 gpm (fluido de 12 ppg) a 1.500 gpm (fluido de 9 ppg), e com telas API 325, o fornecimento do conjunto de <i>Mud Cleaner</i> do item 9.4 poderá ser dispensado.</p>	<p>9.3.2. The shale shakers set shall be capable of processing a drilling fluid weighing from 9 to 12 ppg, plastic viscosity of 20-30 cP and solids concentration of up to 5% in volume, at minimum flow rate from 1,200 gpm (fluid weight 12 ppg) to 1,500 gpm (fluid weight 9 ppg) and using 200 API screens.</p> <p>9.3.3. If the shale shakers set is capable of processing a drilling fluid weighing from 9 to 12 ppg, plastic viscosity of 20-30 cP and solids concentration of up to 5% in volume, at flow rate from 1,200 gpm (fluid weight 12 ppg) to 1,500 gpm (fluid weight 9 ppg), and using 325 API screens, supply of the Mud Cleaner set of item 9.4 may be waived.</p>
<p>9.3.4. O arranjo deve ter flexibilidade para selecionar a operação de quaisquer combinações das peneiras e estar preparado para direcionar os cascalhos para um sistema de secagem e/ou coleta de cascalho e/ou sistema alternativo, acordado previamente.</p>	<p>9.3.4. The system arrangement shall allow the selection of operation by any combinations of shale shakers and be prepared to direct the cuttings to a cutting dryer and/or collector systems and/or alternative system, previously agreed.</p>
<p>9.4. Mud Cleaner</p> <p>9.4.1. 01 (um) conjunto com hidrociclones (desareadores e dessiltadores) podendo ser acoplado às peneiras do item 9.3, com capacidade para processar na vazão de 1.200 gpm (fluido de peso 12 ppg) a 1.500 gpm (fluido de peso 9 ppg) e que possuam bombas centrífugas com capacidade de gerar pressão de alimentação nos hidrociclones (em psi) de 4 vezes o peso do fluido (em ppg).</p>	<p>9.4. Mud Cleaner</p> <p>9.4.1. 01 (one) set with hydrocyclones (desanders and desilters) which can be coupled to the shakers of item 9.3, capable of processing flow from 1,200 gpm (12 ppg fluid weight) to 1,500 gpm (9 ppg fluid weight) and centrifugal pumps capable of generating supply pressure in the hydrocyclones (in psi) of 4 times the fluid weight (in ppg).</p>
<p>9.5. Tanques do sistema de tratamento de fluidos</p> <p>9.5.1. Devem possuir as seguintes características:</p> <ol style="list-style-type: none">No mínimo quatro divisões (Sand Trap, Degasser, Desander e Desilter);Volume mínimo por tanque de [50 a 65] bbl;Descargas independentes;Comunicação entre os tanques pela parte superior e inferior com válvulas / comportas de isolamento permitindo a seleção de modo (transferência pelo topo ou pela base);Drenos para limpeza;Bypass para os tanques ativos;Deverão permitir a transferência de fluidos do Sand Trap para os tanques ativos e vice-versa, através de bombas adequadas de transferência. <p>9.5.2. O dimensionamento do sistema de tratamento de fluidos, atendendo às características citadas acima, cabe à CONTRATADA, de forma a atender os requisitos de processamento de fluidos no sistema e vazão máxima descrita no item 9.2.2.</p>	<p>9.5. Fluid treatment system tanks</p> <p>9.5.1. Shall have the following characteristics:</p> <ol style="list-style-type: none">At least four divisions (Sand Trap, Degasser, Desander and Desilter),Each tank minimum volume of [50 to 65] bbl,Independent discharges,Communication between tanks by the upper parts and bottom part with valves / sluices gates (penstock) for isolation and allowing mode selection (top or bottom transfer),Cleaning drains,Bypass for active tanks,They shall allow the transfer of fluids from Sand Trap to the active tanks and vice versa, through appropriate transfer pumps. <p>9.5.2. The sizing of the fluid treatment system, considering the characteristics mentioned above, is responsibility of CONTRACTOR, in order to meet the fluid processing requirements in the system and flow rate described on item 9.2.2.</p>



<p>9.6. Tanque para tampão (Slug Pit)</p> <p>9.6.1. 02 (dois) com capacidade de no mínimo 100 bbl úteis cada, com agitador exclusivo, como descrito no item 9.8.</p>	<p>9.6. Slug Pit</p> <p>9.6.1. 02 (two) with capacity of at least 100 bbl each, with an exclusive agitator, as item 9.8.</p>
<p>9.7. Surge tank</p> <p>9.7.1. 02 (dois) surges tanks, com indicador de peso e capacidade mínima de 2,25 m³ (80 ft³) cada, para bentonita, baritina e calcário.</p>	<p>9.7. Surge tank</p> <p>9.7.1. 02 (two) surge tanks, with weight indicator and minimal capacity of 2.25 m³ (80 ft³) each, for bentonite, barite, and limestone.</p>
<p>9.8. Agitadores dos tanques ativos e reservas</p> <p>9.8.1. Todos os tanques ativos e reservas devem ter agitadores, com capacidade de 0,8 HP, no mínimo, para cada 30 bbl de volume de tanque e com pistola de fundo em pelo menos 2 cantos (opostos) de cada tanque.</p>	<p>9.8. Agitators for active and reserve tanks</p> <p>9.8.1. All tanks, actives, and reserves, shall have agitators with capacity of 0,8 HP, at least, for each 30 bbl of tank volume and with at least 2 mud guns position in opposite corners at the bottom of each tank.</p>
<p>9.9. Tancagem mínima e configuração dos tanques</p> <p>9.9.1. Sistema ativo e reserva</p> <p>9.9.1.1. Excluindo o trip tank e gumbo box, a UNIDADE deve possuir tancagem mínima, conforme definido no item 8.3.1-iv, dividida em pelo menos 06 (seis) tanques ativos e 04 (quatro) tanques reservas.</p> <p>9.9.1.2. Os tanques de superfície devem ter capacidade para, no mínimo, [7.000 a 8.000] bbl, sendo pelo menos [6.000 a 7.000] bbl de tanques ativos, devendo ser interligados através de válvulas e não de comportas, com agitação adequada. Cada tanque deve possuir dreno para limpeza. Volume morto máximo de 10% do volume útil do tanque.</p> <p>9.9.1.3. Deverá ser possível a sucção de qualquer tanque ativo por meio de qualquer bomba de lama, mediante o uso de manifold.</p> <p>9.9.1.4. Os tanques reservas devem ter capacidade para, no mínimo, [6.000 a 8.000] bbl e podem estar na superfície, no interior da UNIDADE (no caso de NS), nas colunas ou nos <i>pontoons</i> (no caso de SS). Devem permitir o armazenamento com agitação adequada, acesso para a limpeza e bombeio/recebimento de fluidos para ou dos rebocadores, com ponto de amostragem para o recebimento. Além disso, permitir a transferência de fluidos para os tanques ativos com vazão mínima de 10 bbl/min. Deve ter um tanque que possa ser isolado, com sistema de circulação próprio e com ramificação para a Unidade de Bombeio de Alta Pressão (Anexo I – Seção J).</p> <p>9.9.2. Além da capacidade requerida para o Sistema Ativo e Reserva (item 9.9.1), a UNIDADE deve possuir uma capacidade de tancagem adicional para fluido tipo salmoura (conforme item 8.3.1-v) e fluido base orgânica (conforme item 8.3.1-vi), com sistemas de transferência e recebimento de fluidos entre os tanques reservas e ativos com vazão de transferência mínima para a superfície de 5 bbl/min, e com possibilidade de receber</p>	<p>9.9. Minimum total pit volume and configuration</p> <p>9.9.1. Active and Reserve System</p> <p>9.9.1.1. Excluding the trip tank and gumbo box, the UNIT shall have a minimum tank capacity, as defined in item 8.3.1-iv, divided into at least 06 (six) active tanks and 04 (four) reserve tanks.</p> <p>9.9.1.2. Surface tanks shall have a capacity of at least [7,000 to 8,000] bbl, at least [6,000 to 7,000] bbl of active tanks, and shall be interconnected through valves and not gates, with adequate agitation. Each tank shall have a drain for cleaning. Maximum dead volume of 10% of the useful volume of the tank.</p> <p>9.9.1.3. It shall be possible the suction of any active tank through any mud pump, upon the use of manifold.</p> <p>9.9.1.4. Reserve tanks shall have a capacity of at least [6,000 to 8,000] bbl and may be on the surface, inside the UNIT (in the case of NS), in the columns or in pontoons (in the case of SS). They shall allow storage with adequate agitation, access for cleaning and pumping/receiving of fluids to or from the tugboats, with a sampling point for receipt. In addition, allow the transfer of fluids to active tanks with a minimum flow rate of 10 bbl/min. It shall have a tank that can be isolated, with its own circulation system and with connections to the High-Pressure Pumping Unit (Annex I - Section J).</p> <p>9.9.2. In addition to the capacity required for the Active and Reserve System (item 9.9.1), the UNIT shall have an additional tanking capacity for brine type fluid (as per item 8.3.1-v) and organic base fluid (as per item 8.3.1- vi), with fluid transfer and receipt systems between the reserve and active tanks with a minimum transfer flow rate to the surface of 5 bbl/min, and with the possibility of receiving and transferring to the</p>



<p>e transferir para os rebocadores.</p> <p>9.9.2.1. (Requisito desejável) A UNIDADE deve possuir tanque do tipo Waste Pit adaptado de capacidade de 3.000 bbl com sistemas de transferência e recebimento de fluidos entre os tanques reservas e ativos com vazão de transferência mínima de 5 bbl/min.</p> <p>9.9.3. Sistema adequado de ventilação / exaustão, na área das peneiras, dos tanques ativos e reservas, compatível com as necessidades operacionais, mesmo com as portas fechadas.</p> <p>9.9.4. Os tanques ativos deverão ter facilidades para transferência de fluido para a Unidade de Bombeio de Alta Pressão (Anexo I – Seção J), com pelo menos 2 linhas independentes, que permitam operações paralelas de fabricação, tratamento, limpeza de tanques e transferência de fluidos.</p> <p>9.9.5. Os sistemas de drenos dos tanques ativos devem possuir o alinhamento alternativo para o mar para descarte de fluidos base-água e água do mar nos tanques. Essa linha deve ser permanentemente lacrada com cadeados e sua abertura deve ser realizada mediante abertura de Permissão de Trabalho (PT) e análise prévia do que está sendo descartado.</p> <p>9.9.6. Deverão ser previstos no mínimo de 02 (dois) tanques para preparo de água de mistura para cimentação, dotados com sistema de agitação mecânica, dos quais 01 (um) tanque com volume útil entre 100 bbl e 200 bbl e 01 (um) tanque com volume mínimo útil de 600 bbl. O agitador deve estar na altura compatível com o volume morto.</p> <p>9.9.7. Os tanques ativos, os tanques reservas, os tanques para tampão (<i>slug pits</i>), os tanques do sistema de tratamento de fluidos, os tanques de salmoura e tanques de base orgânica deverão ter indicadores de nível (volume) conforme detalhado no item 5.1 deste Anexo I – Seção A.</p> <p>9.9.8. Os tanques ativos e os tanques para tampão (<i>slug pits</i>) devem contar com escalas graduadas calibradas para aferição visual local, em cada tanque, com divisões a cada pé de profundidade e precisão mínima de 40 bbl/pé.</p> <p>9.9.9. Todos os tanques do sistema ativo e reserva de fluido, incluindo <i>slug pits</i>, os tanques do sistema de tratamento de fluidos, trip tank e salmoura devem ser jateados e pintados usando esquema epóxi (ou similar) de modo a evitar a contaminação do fluido de completação filtrado.</p> <p>9.9.10. Sistema de lavagem para todos os tanques do tipo lava-a-jato ou pistolas de superfície.</p>	<p>tugboats.</p> <p>9.9.2.1. (Desirable requirement) The UNIT shall have an adapted Waste Pit type tank with a 3000 bbl capacity and with fluid transfer capacity to/from the reserve and active tanks with a minimum transfer flow of 5 bbl/min.</p> <p>9.9.3. Adequate ventilation / exhaust system, in the shale shakers' area, active and reserve pit areas, compatible with operational needs, even with the doors closed.</p> <p>9.9.4. Active Tanks shall have facilities to transfer fluid to the High-Pressure Pumping Unit (Annex I – Section J), with at least 2 independent lines, allowing parallel operations of manufacturing, processing, tank cleaning and transfer of fluids.</p> <p>9.9.5. The active tank drains system shall have the alternative alignment to the sea for disposal of water-based fluids and sea water. This line shall be permanently closed with locks and opening shall require a work permit (PT) and prior analysis of what is being discarded.</p> <p>9.9.6. At least 02 (two) tanks shall be capable of preparing base water for cement jobs, 01 (one) tank with a useful volume between 100 bbl and 200 bbl and 01 (one) tank with minimum usable volume of 600 bbl and shall be equipped with a mechanical agitation system. The agitator shall be at a height compatible with the dead volume.</p> <p>9.9.7. Active tanks, reserve tanks, slug pits, fluid treatment system tanks, brine tanks and organic-based fluid tanks shall have level indicators (volume) as detailed in item 5.1 of this Annex I – Section A.</p> <p>9.9.8. Each active tanks and slug pits shall be equipped with a calibrated mechanical scale for local visual measurement, in each tank, with divisions at each foot of depth and minimum accuracy of 40 bbl/ft.</p> <p>9.9.9. All active and reserve tanks, including slug pits, fluid treatment system, trip tank and brine tanks shall be blasted and painted using an epoxy scheme (or similar) to avoid contamination of the filtered completion fluid.</p> <p>9.9.10. Jet Washing or surface guns cleaning system for all tanks.</p>
<p>9.10. Linhas de transferência de Água, Diesel e MEG</p> <p>9.10.1. Linhas de água industrial e água do mar com vazão de abastecimento para todos os tanques de</p>	<p>9.10. Water, Diesel, and MEG transfer lines</p> <p>9.10.1. Industrial water and seawater transfer lines to</p>



<p>lama de no mínimo 15 bpm.</p> <p>9.10.2. Linha de bombeio de água do mar na vazão mínima de 1.000 gpm com sucção direta do mar para o poço, sem obrigatoriedade de passar pelos tanques ativos.</p>	<p>all mud tanks with at least 15 bpm capacity.</p> <p>9.10.2. Seawater pump line with at least 1,000 gpm flow rate capacity with direct suction from the sea to the well, without the obligation to pass through the active tanks.</p>
<p>9.10.3. Linha de água industrial e água do mar com vazão mínima de 120 gpm no convés principal.</p>	<p>9.10.3. Industrial water and seawater lines with minimum flow rate of 120 gpm in the main deck.</p>
<p>9.10.4. Linha de alimentação de diesel, em sistema fechado adequado, interligando tanque de diesel da sonda à unidade de cimentação, para possibilitar o bombeio regulável de 0,3 a 5,0 bpm para o poço.</p> <p>9.10.4.1. O sistema fechado de fornecimento de diesel deve prover sistema de proteção que evite sobrepressão.</p>	<p>9.10.4. Diesel supply line, in an adequate closed system, connecting the rig's diesel tank to the cementing unit, to allow adjustable pumping from 0.3 to 5.0 bpm to the well.</p> <p>9.10.4.1. The closed diesel supply system shall provide a protection system that prevents overpressure.</p>
<p>9.10.5. Linha com diâmetro nominal mínimo de 3" de suprimento MEG do convés principal até a Unidade de Bombeio de Alta Pressão.</p>	<p>9.10.5. Line, with minimum nominal diameter 3", for MEG supply from the main deck to the High-Pressure Pumping Unit.</p>
<p>9.11. Funil de mistura</p> <p>9.11.1. Características mínimas:</p> <ul style="list-style-type: none">i. 02 (dois) funis de mistura, ambos deverão poder ser utilizados na sacaria e ao menos um para granéis.ii. Equipados com linhas independentes, podendo ser interligados por válvulas.iii. As descargas das linhas de mistura deverão acessar todos os tanques (ativos e reservas).	<p>9.11. Mixing Hopper</p> <p>9.11.1. Minimum Requirements:</p> <ul style="list-style-type: none">i. Two mixing hoppers. Both shall allow operations sack store operations and at least one for bulk.ii. Equipped with independent lines, which may be interconnected by valvesiii. The discharges of mixture lines shall access all tanks (actives and reserves)
<p>9.12. Especificações adicionais do Sistema de circulação e processamento de fluido</p> <p>9.12.1. O sistema de circulação e processamento deverá estar adaptado para instalação de um misturador em linha (<i>mix on the fly</i>) próximo a janela de entrada de um de seus tanques ativos. Para isso deve ser possível realizar derivações das linhas de mistura e tomadas de 4" para os magotes do misturador em linha, garantindo uma vazão mínima de 500gpm para cada mangote.</p> <p>9.12.2. O sistema de circulação e processamento também deve contemplar a capacidade de fabricar ou tratar fluido em dois tanques simultaneamente com linhas independentes, e de fabricar ou tratar fluido em um tanque enquanto alimenta o misturador em linha com dois fluidos diferentes.</p>	<p>9.12. Additional Fluid Processing and Circulation System Specifications</p> <p>9.12.1. The circulation and processing system shall be ready for the installation of a mix on the fly system close to the access hatch of one active tank. For that, it shall be possible to deviate flow from mixing lines and have 4" adapters for mixer on the fly hoses, guaranteeing a minimum flow rate of 500gpm for each hose.</p> <p>9.12.2. The circulation and processing system shall include capacity to manufacture or treat fluids in two tanks simultaneously with independent lines, and also fabricate or treat fluid in one tank while feeding the mixer on the fly with two different fluids.</p>
<p>9.12.3. Todos os conjuntos motobombas centrífugas do sistema de circulação e processamento de fluido deverão atingir 12 bpm com água do mar (1 cp) e 8 bpm com fluido de perfuração ou completação (30 cp).</p>	<p>9.12.3. All centrifuge motor-pump sets of the circulation and fluid processing system shall reach 12 bpm with sea water (1 cp) and 8 bpm with drilling or completion fluid (30 cp).</p>



<p>9.13. Unidade de filtração absoluta</p> <p>9.13.1. A Unidade deve providenciar local, próximo aos tanques ativos, para a instalação de unidade de filtração absoluta com tomadas para abastecimento e retorno para os tanques e facilidades de alinhamento para filtrar de um tanque ativo diretamente para os tanques de salmoura.</p>	<p>9.13. Absolute Filtration Unit</p> <p>9.13.1. Unit shall provide a location, close to the active tanks, for the installation of an absolute filtration unit with outlets for supply and return to the tanks and alignment facilities to filter from an active tank directly to the brine tanks.</p>																																																												
<p>9.14. Laboratório de fluido</p> <p>9.14.1. Constituído por um container ou compartimento para teste de fluidos com dimensões internas aproximadas de 3 x 4 metros, pé direito mínimo de 2,70 m, e corredor de circulação entre bancadas com largura entre 1,20 e 1,35 m, e dotado de:</p> <ul style="list-style-type: none"> i. Ar-condicionado; ii. Tomadas para 110 e 220 Volts (3 tomadas, no mínimo, para cada tensão); iii. Tomada de ar comprimido com 125 psi; iv. Pia; v. Tomada de água industrial, quente e fria; vi. Bancada e prateleiras; vii. Capela com exaustão para área externa; viii. Escrivaninha; ix. Geladeira (pequeno porte) para conservação de amostra de fluido; x. Garrafa de nitrogênio com linhas para utilização de filtro-prensa (1000 psi) e com derivação para o filtro API (300 – 125 psi); xi. Exaustor. 	<p>9.14. Mud Laboratory</p> <p>9.14.1. Consisting of a container or compartment for testing fluids, with approximate internal dimensions of 3 x 4 meters, a minimum ceiling height of 2.70 m, and a circulation corridor between benches with a width between 1.20 m and 1.35 m, and equipped in:</p> <ul style="list-style-type: none"> i. Air conditioning, ii. Outlets for 110 and 220 Volts (3 outlets, at least, for each voltage), iii. Compressed air outlet with 125 psi, iv. Sink, v. Industrial water outlet, hot and cold, vi. Workbench and shelves, vii. Fume hood with exhaust for external area, viii. Desk, ix. Refrigerator (small size) for preserving fluid sample, x. Nitrogen bottle with lines for the use of press filter (1000 psi) and with derivation for the API filter (300 - 125 psi), xi. Exhaust fan. 																																																												
<p>[Itens 9.14.2, 19.14.4 e 9.14.5 serão solicitados conforme necessidade do projeto e conveniência da PETROBRAS.]</p>																																																													
<p>9.14.2. O laboratório deverá contar com os seguintes equipamentos com respectivos estoques mínimos:</p>	<p>9.14.2. The laboratory shall have the following equipment with respective minimum stocks:</p>																																																												
<table border="1"> <thead> <tr> <th>EQUIPAMENTOS</th> <th>MARCA SUGERIDA</th> <th>Quantidade</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>Balança pressurizada</td> <td></td> <td>2 un</td> </tr> <tr> <td>Balança de Lama</td> <td></td> <td>3 un</td> </tr> <tr> <td>Viscosímetro Marsh</td> <td></td> <td>3 un</td> </tr> <tr> <td>Caneco Marsh</td> <td></td> <td>3 un</td> </tr> <tr> <td>Filtro Prensa API</td> <td></td> <td>1 un</td> </tr> <tr> <td>Kit Filtro Prensa APAT completo</td> <td>OFITE mod. 171-51</td> <td>2 un</td> </tr> <tr> <td>Papel de Filtro (63/90) mm</td> <td>WHATMAN No.50</td> <td>2 cx cada</td> </tr> <tr> <td>Cápsula de CO2</td> <td></td> <td>40 un</td> </tr> <tr> <td>Termômetro faixa (50 - 350) o F</td> <td></td> <td>3 un</td> </tr> </tbody> </table>	EQUIPAMENTOS	MARCA SUGERIDA	Quantidade	Balança pressurizada		2 un	Balança de Lama		3 un	Viscosímetro Marsh		3 un	Caneco Marsh		3 un	Filtro Prensa API		1 un	Kit Filtro Prensa APAT completo	OFITE mod. 171-51	2 un	Papel de Filtro (63/90) mm	WHATMAN No.50	2 cx cada	Cápsula de CO2		40 un	Termômetro faixa (50 - 350) o F		3 un	<table border="1"> <thead> <tr> <th>EQUIPMENT</th> <th>SUGGESTED BRAND</th> <th>Quantity</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>Pressurized Scales</td> <td></td> <td>2 un</td> </tr> <tr> <td>Mud Scales</td> <td></td> <td>3 un</td> </tr> <tr> <td>Marsh Viscometer</td> <td></td> <td>3 un</td> </tr> <tr> <td>Marsh Jug</td> <td></td> <td>3 un</td> </tr> <tr> <td>API Press Filter</td> <td></td> <td>1 un</td> </tr> <tr> <td>Full APAT Press Filter Kit</td> <td>OFITE mod. 171-51</td> <td>2 un</td> </tr> <tr> <td>Filter Paper (63/90) mm</td> <td>WHATMAN No.50</td> <td>2 box each</td> </tr> <tr> <td>Capsule of CO2</td> <td></td> <td>40 un</td> </tr> <tr> <td>Thermometer range (50 - 350) o F</td> <td></td> <td>3 un</td> </tr> </tbody> </table>	EQUIPMENT	SUGGESTED BRAND	Quantity	Pressurized Scales		2 un	Mud Scales		3 un	Marsh Viscometer		3 un	Marsh Jug		3 un	API Press Filter		1 un	Full APAT Press Filter Kit	OFITE mod. 171-51	2 un	Filter Paper (63/90) mm	WHATMAN No.50	2 box each	Capsule of CO2		40 un	Thermometer range (50 - 350) o F		3 un
EQUIPAMENTOS	MARCA SUGERIDA	Quantidade																																																											
Balança pressurizada		2 un																																																											
Balança de Lama		3 un																																																											
Viscosímetro Marsh		3 un																																																											
Caneco Marsh		3 un																																																											
Filtro Prensa API		1 un																																																											
Kit Filtro Prensa APAT completo	OFITE mod. 171-51	2 un																																																											
Papel de Filtro (63/90) mm	WHATMAN No.50	2 cx cada																																																											
Cápsula de CO2		40 un																																																											
Termômetro faixa (50 - 350) o F		3 un																																																											
EQUIPMENT	SUGGESTED BRAND	Quantity																																																											
Pressurized Scales		2 un																																																											
Mud Scales		3 un																																																											
Marsh Viscometer		3 un																																																											
Marsh Jug		3 un																																																											
API Press Filter		1 un																																																											
Full APAT Press Filter Kit	OFITE mod. 171-51	2 un																																																											
Filter Paper (63/90) mm	WHATMAN No.50	2 box each																																																											
Capsule of CO2		40 un																																																											
Thermometer range (50 - 350) o F		3 un																																																											



Viscosímetro	FANN – 35SA/SR12	2 un	Viscometer	FANN – 35SA/SR12	2 un
Copo Térmico para Viscosímetro FANN		1 un	Thermal Cup for FANN Viscometer		1 un
Retorta para 10 ml e 50 ml		1 un cada	Retort for 10 ml and 50 ml		1 un each
Kit para Teor de Areia		1 un	Kit for Sand Content		1 un
Bastão de Vidro		3 un	Glass Bat		3 un
Placa de Aquecimento com agitador magnético		1 un	Heating Plate with magnetic agitator		1 un
Agitador Completo	HAMILTON BEACH	1 un	Full Agitator	HAMILTON BEACH	1 un
Balança de Precisão 0,1 grama p/ Teste Piloto		1 un	Scales with accuracy 0,1 gram for Pilot Test		1 un
Espátula		2 un	Spreader		2 un
Balão Volumétrico 100/500 ml		3 un cada	Volumetric Balloon 100/500 ml		3 un each
Kit p/ teste de H2S	GARRET GÁS TRAIN	1 un	Kit for test of H2S	GARRET GÁS TRAIN	1 un
Medidor de Estabilidade Elétrica com baterias sobressalentes	FANN	1 un	Electric Stability Measurer with spare batteries	FANN	1 un
Cápsula de Porcelana		3 un	China Capsule		3 un
Cápsula de Polietileno		3 un	Polyethylene Capsule		3 un
Provetas de 1.000 ml		2 un	Beaker of 1,000 ml		2 un
Pipetas de (1/5/10 ml)		5 un cada	Pipettes of (1/5/10 ml)		5 un each
Provetas de 10 ml		5 un	Beakers of 10 ml		5 un
Provetas de (5/25 ml)		3 un cada	Beakers of (5/25 ml)		3 un each
Papel de pH faixa (0-14)	MERCK	5 cx	pH Paper range (0-14)	MERCK	5 boxes
"Beckers" de (50/100/250 ml)		4 un cada	"Beckers" of (50/100/250 ml)		4 un each
"Erlenmeyer" de 250 ml		4 un	"Erlenmeyer" of 250 ml		4 un
Vidro Relógio		5 un	Clock Glass		5 un
Papel Filtro N° 40	WHATMAN	2 cx	Filter Paper N° 40	WHATMAN	2 boxes
Papel Filtro N° 42	WHATMAN	2 cx	Filter Paper N° 42	WHATMAN	2 boxes
Buretas de 25 ml		3 un	Burettes of 25 ml		3 un
Densímetro (0,75 a 1,1)		1 un	Densimeter (0,75 to 1,1)		1 un
Phmetro		1 un	Phmeter		1 un
Roller oven portátil com 3 células	OFITE mod.174-00-1	1 un	Portable Roller oven with 3 cells	OFITE mod.174-00-1	1 un
Suporte para buretas (capac. 3 buretas)		1 un	Support for burettes (capac. 3 burettes)		1 un
Aquecedor (tipo querubino)		1 un	Heater (querubine type)		1 un
Densímetro Digital portátil ou similar	KYOTO DA 130	2 un	Thermostatic Bath	KYOTO DA 130	2 un
Analizador de água em óleo por infravermelho	MINICON ou similar	2 un	Portable Digital Densimeter or similar	MINICON or similar	2 un



<p>Centrífuga elétrica p/ determ. de BSW em óleo com cápsulas c/ escala de precisão de 0,1 ml e rotação entre 1300 e 2000 rpm</p>		<p>1 un</p>	<p>Electric centrifuge for determ. of BSW in oil with capsules with a precision scale of 0,1 ml and between 1300 and 2000 rpm</p>		<p>1 un</p>																						
<p>Banho termostático</p>		<p>1 un</p>			<p>1 un</p>																						
<p>9.14.3. Bancadas com pia para medição de viscosidade Marsh e peso de fluidos das peneiras e tanques de lama.</p>	<p>9.14.3. Benches with sink for measuring Marsh viscosity and weight of shale shakers and mud tanks fluids.</p>																										
<p>9.14.4. Centrífuga para determinação de água e sedimentos em petróleo, resistente a atmosfera de alta salinidade, dotada de tubos com formato cônico de 100 ml, escala de precisão de 0,1 ml abaixo dos 5 ml, regulador de velocidade na faixa de 1.300 a 2.000 rpm e dispositivo anti-explosão.</p> <p>9.14.5. Banho termostático para imersão dos tubos da centrífuga, com precisão de leitura de 1°C, faixa de trabalho de 40 a 80° C, resistente a atmosfera de alta salinidade.</p>	<p>9.14.4. Centrifuge for determination of water and sediments in oil, resistant to high salinity atmosphere, equipped with tubes with a conical shape of 100 ml, precision scale of 0.1 ml below 5 ml, speed regulator in the range of 1,300 to 2,000 rpm and anti-explosion device.</p> <p>9.14.5. Thermostatic bath for immersion of centrifuge tubes, with 1°C reading accuracy, working range from 40 to 80°C, resistant to high salinity atmosphere.</p>																										
<p>9.15. Telas para controle de sólidos</p> <p>9.15.1. Telas para peneiras de lama, em quantidades adequadas ao diâmetro, litologia e extensão das fases a serem perfuradas, de acordo com as especificações da tabela abaixo.</p> <p>9.15.2. Telas para peneiras de lama com faixa de remoção de partículas (D100) distintas, porém equivalentes às apresentadas como referência, devem ter eficiência comprovada através de <i>data sheet</i> do fabricante.</p>	<p>9.15. Screens for solid control</p> <p>9.15.1. Shall provide shale shakers screens, in number suitable to the diameter, lithology and drilling phases extensions, in accordance with specifications of table below.</p> <p>9.15.2. Shale shakers screens with a different particle separation range, but equivalent to those presented as reference, shall have their efficiency proven through the manufacturer's data sheet.</p>																										
<table border="1"> <thead> <tr> <th>Número API / API Number</th> <th>D100 / D100 Separation (Microns)</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>API 10 (scalper/1^o/1st deck)</td> <td>>950,0</td> </tr> <tr> <td>API 20 (scalper/1^o/1st deck)</td> <td>>780,0 a/to 925,0</td> </tr> <tr> <td>API 35 (scalper/1^o/1st deck)</td> <td>>462,5 a/to 550,0</td> </tr> <tr> <td>API 70</td> <td>>196,0 a/to 231,0</td> </tr> <tr> <td>API 100</td> <td>>137,5 a/to 165,0</td> </tr> <tr> <td>API 120</td> <td>>116,5 a/to 137,5</td> </tr> <tr> <td>API 140</td> <td>>95,0 a/to 116,5</td> </tr> <tr> <td>API 200</td> <td>>69,0 a/to 82</td> </tr> <tr> <td>API 230</td> <td>>58,0 a/to 69,0</td> </tr> <tr> <td>API 270</td> <td>>49,0a/to 58,0</td> </tr> </tbody> </table>			Número API / API Number	D100 / D100 Separation (Microns)	API 10 (scalper/1 ^o /1 st deck)	>950,0	API 20 (scalper/1 ^o /1 st deck)	>780,0 a/to 925,0	API 35 (scalper/1 ^o /1 st deck)	>462,5 a/to 550,0	API 70	>196,0 a/to 231,0	API 100	>137,5 a/to 165,0	API 120	>116,5 a/to 137,5	API 140	>95,0 a/to 116,5	API 200	>69,0 a/to 82	API 230	>58,0 a/to 69,0	API 270	>49,0a/to 58,0			
Número API / API Number	D100 / D100 Separation (Microns)																										
API 10 (scalper/1 ^o /1 st deck)	>950,0																										
API 20 (scalper/1 ^o /1 st deck)	>780,0 a/to 925,0																										
API 35 (scalper/1 ^o /1 st deck)	>462,5 a/to 550,0																										
API 70	>196,0 a/to 231,0																										
API 100	>137,5 a/to 165,0																										
API 120	>116,5 a/to 137,5																										
API 140	>95,0 a/to 116,5																										
API 200	>69,0 a/to 82																										
API 230	>58,0 a/to 69,0																										
API 270	>49,0a/to 58,0																										
<p>9.15.3. Telas de <i>mud cleaner</i>, em quantidades adequadas ao diâmetro, litologia e extensão das fases a serem perfuradas, de acordo com as especificações da tabela abaixo.</p>	<p>9.15.3. Shall provide mud cleaner screens, in number suitable to the diameter, lithology and drilling phases extensions, in accordance with specifications of table below.</p>																										



<p>9.15.4. Telas de <i>mud cleaner</i> com faixa de remoção de partículas (D100) distintas, porém equivalentes às apresentadas como referência, devem ter eficiência comprovada através de <i>data sheet</i> do fabricante.</p>	<p>9.15.4. Mud cleaner screens with a different particle separation range, but equivalent to those presented as reference, shall have their efficiency proven through the manufacturer's data sheet.</p>								
<table border="1"><thead><tr><th>Número API / API Number</th><th>D100 / D100 Separation (Microns)</th></tr></thead><tbody><tr><td>API 230</td><td>>58,0 a/to 69,0</td></tr><tr><td>API 270</td><td>>49,0 a/to 58</td></tr><tr><td>API 325</td><td>>41,5 a/to 49,0</td></tr></tbody></table>		Número API / API Number	D100 / D100 Separation (Microns)	API 230	>58,0 a/to 69,0	API 270	>49,0 a/to 58	API 325	>41,5 a/to 49,0
Número API / API Number	D100 / D100 Separation (Microns)								
API 230	>58,0 a/to 69,0								
API 270	>49,0 a/to 58								
API 325	>41,5 a/to 49,0								
<p>9.16. Equipamentos Auxiliares</p>	<p>9.16. Auxiliary Equipment</p>								
<p>9.16.1. Equipamento para transporte e manuseio de <i>bags</i> e sacos no interior da sacaria.</p> <p>9.16.1.1. Deverá ser prevista solução alternativa para movimentação em caso de indisponibilidade temporária do equipamento principal.</p>	<p>9.16.1. Equipment for transporting and handling bags and sacks inside the sack store.</p> <p>9.16.1.1. An alternative handling solution should be provided in case of temporary unavailability of the main equipment.</p>								
<p>9.16.2. Bomba de sucção tipo Wilden (bomba sapo tipo pneumático), no mínimo 2 (duas) de 3" com capacidade de transferência de fluidos de 10 litros / min.</p>	<p>9.16.2. At least 02 (two) 3" Wilden type suction pumps with a fluid transfer capacity of 10 liters / min.</p>								
<p>[9.16.3 e 9.16.4 a serem fornecidos conforme necessidade do projeto:]</p>									
<p>9.16.3. Instalar bases suporte para coflexip para operações com barcos de estimulação em bordos opostos da UNIDADE, dimensionado para 18t de carga, conforme projeto no Anexo I Seção E/1.</p>	<p>9.16.3. Install support bases for coflexip hoses for operations with stimulation boats, port, and starboard sides of the UNIT, dimensioned for 18t of load, according to design attached in section E/1.</p>								
<p>9.16.4. Providenciar estrutura na saída do flowline, conforme desenho da Anexo I – Seção E/2, para instalação de um flowmeter para acompanhamento de vazão de retorno em operações de contenção de areia, tais como gravel packing com BOP aberto.</p>	<p>9.16.4. Provide structure at the flowline outlet, according to the drawing in Annex I – Section E/2, for installation of a flowmeter to monitor the return flow in sand containment operations, such as gravel packing with open BOP.</p>								
<p>[Item 9.17 – Facilidade necessária em caso de necessidade de recolhimento de cascalhos oriundos da perfuração]</p>									
<p>9.17. Facilidades Adicionais para instalação do Sistema Coletor de Cascalho fornecido pela PETROBRAS</p>	<p>9.17. Additional Resources for Installation of the Cutting Collecting System (SCC) provided by PETROBRAS</p>								
<p>9.17.1. Prover área para a instalação de Sistema Coletor de Cascalhos (SCC), de forma a permitir receber cascalhos do Sistema Secador de Cascalhos (Anexo I – Seção K) e realizar a transferências de cascalhos dos silos do sistema coletor para o barco cascalheiro, atendendo os seguintes requisitos / premissas:</p> <p>9.17.1.1. A CONTRATADA deve fornecer área livre para movimentação de cargas e capacidade de deck para os equipamentos do SCC, conforme Tabela 2 –</p>	<p>9.17.1. Provide an area for the installation of Cutting Collecting System (SCC), to allow receiving cuttings from the Cutting Dryer System (Annex I - Section K) and carry out the transfer of cuttings from the silos of the collecting system to the cutting vessel, meeting the following requirements / premises:</p> <p>9.17.1.1. CONTRACTOR shall provide a free area for cargo handling and deck capacity for the SCC equipment, according to Table 4 - Cutting Collector</p>								



<p>Sistema Coletor de Cascalhos (SCC).</p> <p>9.17.1.2. Os silos de armazenamento e o transportador pneumático devem ser dispostos de forma que as linhas para interligação destes equipamentos não ultrapassem 100 m de comprimento, sendo o comprimento recomendável de 50 m.</p>	<p>System (SCC).</p> <p>9.17.1.2. The storage silos and the pneumatic conveyor shall be arranged so that the lines for interconnecting these equipments do not exceed 100 m in length, the recommended length being 50 m.</p>																									
<table border="1"> <thead> <tr> <th>Equipamento</th> <th>Altura útil aproximada (m)</th> <th>Área aproximada do equipamento (m²)</th> <th>Área aproximada operacional (m²)</th> <th>Carga de deck (t/m²)</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>06 silos de armazenamento</td> <td>6,5</td> <td>6,1 m² / silo</td> <td>132 (~22 m²/silo)</td> <td>5,0</td> </tr> <tr> <td>01 Transportador pneumático</td> <td>2,75</td> <td>2,3 m² / transportador</td> <td>25</td> <td>1,2</td> </tr> <tr> <td>02 Compressores</td> <td>2,73</td> <td>10,3 m² / compressor</td> <td>60</td> <td>1,1</td> </tr> <tr> <td>Linhas entre silos e transportador (DN 5")</td> <td>Não aplicável</td> <td>Não aplicável</td> <td>conforme item 9.17.1.2</td> <td>Não Aplicável</td> </tr> </tbody> </table> <p>Tabela 2 – Sistema Coletor de Cascalhos (SCC)</p>		Equipamento	Altura útil aproximada (m)	Área aproximada do equipamento (m ²)	Área aproximada operacional (m ²)	Carga de deck (t/m ²)	06 silos de armazenamento	6,5	6,1 m ² / silo	132 (~22 m ² /silo)	5,0	01 Transportador pneumático	2,75	2,3 m ² / transportador	25	1,2	02 Compressores	2,73	10,3 m ² / compressor	60	1,1	Linhas entre silos e transportador (DN 5")	Não aplicável	Não aplicável	conforme item 9.17.1.2	Não Aplicável
Equipamento	Altura útil aproximada (m)	Área aproximada do equipamento (m ²)	Área aproximada operacional (m ²)	Carga de deck (t/m ²)																						
06 silos de armazenamento	6,5	6,1 m ² / silo	132 (~22 m ² /silo)	5,0																						
01 Transportador pneumático	2,75	2,3 m ² / transportador	25	1,2																						
02 Compressores	2,73	10,3 m ² / compressor	60	1,1																						
Linhas entre silos e transportador (DN 5")	Não aplicável	Não aplicável	conforme item 9.17.1.2	Não Aplicável																						
<p>9.17.1.3. A CONTRATADA deve adotar medidas para viabilizar utilização do funil Belly como uma das contingências dos sistemas de processamento de fluidos e cascalhos (roscas transportadoras; secadores de cascalhos; coletores de cascalhos, unidades de vácuo etc.), recebendo materiais provenientes da circulação do poço. Após necessidade de interrupção da perfuração, deve ser capaz de garantir pelo menos a coleta do volume de cascalhos em suspensão no anular, durante a circulação, até completa limpeza do poço.</p> <p>9.17.1.4. Facilidades durante a instalação do sistema:</p> <ul style="list-style-type: none"> i. Painel elétrico de distribuição para a utilização de lixadeira de 220V/60HZ; ii. Máquina de solda de 220/380/440V/3P+T. <p>9.17.1.5. Facilidades durante a operação do sistema:</p> <ul style="list-style-type: none"> i. Ponto de ar comprimido próximo ao compressor para partida pneumática dos equipamentos, pressão entre 80 e 100 psi; ii. Ponto de abastecimento de diesel próximo aos compressores (consumo compressor 75 l/h); iii. Energia para o transportador pneumático - 3 fases, 440 - 460 V, 50Hz / 10 A; iv. Energia monofásica – 110 V; v. Água salgada pressurizada (04 bar), manifold com conexão de 1 ½" ou 2", vazão de 30 m³/h. 	<p>9.17.1.3. CONTRACTOR shall adopt measures to enable the use of the possum belly as one of the contingencies of fluid and gravel processing systems (conveyor screws, gravel dryers, gravel collectors, vacuum units, etc.), receiving materials from the well circulation. After the need to stop drilling, it shall be able to guarantee at least the collection of the volume of cuttings suspended in the annulus, during circulation, until the well is completely cleaned.</p> <p>9.17.1.4. Resources during system installation:</p> <ul style="list-style-type: none"> i. Electrical distribution panel for using a 220V/60HZ sanding machine, ii. 220/380/440V/3P+T Welding Machine. <p>9.17.1.5. Resources during system operation:</p> <ul style="list-style-type: none"> i. Compressed air point near the compressor for pneumatic starting of equipment, pressure between 80 and 100 psi, ii. Diesel fueling point close to the compressors (compressor consumption 75 l/h), iii. Power to pneumatic conveyor - 3 phases, 440 - 460 V, 50Hz / 10 A, iv. Single-phase power – 110 V, v. Pressurized seawater (04 bar), manifold with 1 ½" or 2" connection, flow rate of 30 m³/h. 																									
<p>10. EQUIPAMENTOS DO SISTEMA DE CONTROLE DE POÇO</p>	<p>10. WELL CONTROL EQUIPMENT SYSTEM</p>																									
<p>10.1. Resistência à pressão externa</p> <p>10.1.1. Todos os equipamentos submarinos expostos à pressão do poço, tais como, conjunto BOP, riser</p>	<p>10.1. External pressure capacity</p> <p>10.1.1. All subsea equipment subject to the well pressure, such as, BOP stack, riser adapter, riser</p>																									



<p>adapter, coluna de riser, linhas de kill e choke e anéis de unitização deverão suportar um diferencial de pressão externa de 2.400 psi [ou correspondente à máxima LDA definida no item 2.1.2-i].</p>	<p>string, kill and choke lines, and ring gaskets shall withstand external differential pressure of 2,400 psi [or corresponding to the maximum water depth defined in item 2.1.2-i].</p>
<p>10.2. Especificações para os equipamentos do Sistema de Controle de Poço</p> <p>10.2.1. Todos os equipamentos do Sistema de Controle de Poço devem ser projetados de acordo com as especificações e normas API, não limitado às abaixo listadas:</p> <ul style="list-style-type: none">i. API SPEC 6A/ISO 10423 - Specification for Wellhead and Tree Equipment,ii. API SPEC 16A - Specification for Drill-Through Equipment,iii. API SPEC 16AR - Standard for Repair and Remanufacture of Drill-Through Equipment,iv. API SPEC 16C - Choke and Kill Equipment,v. API SPEC 16D - Specification for Control Systems for Drilling Well Control Equipment and Control Systems for Diverter Equipment,vi. API SPEC 12J - Specification for Oil and Gas Separators,vii. API SPEC 16F – Specification for Marine Drilling Riser Equipment,viii. API RP 16Q - Recommended Practice for Design, Selection, Operation and Maintenance of marine Riser Systems,ix. ISO/TR 13624-2 - Petroleum and natural gas industries - Drilling and production equipment. Part 2: Deepwater drilling riser methodologies, operations, and integrity technical report,x. API RP 17H - Remotely Operated Tools and Interfaces on Subsea Production Systems,xi. API SPEC 20E - Alloy and Carbon Steel Bolting for Use in the Petroleum and Natural Gas Industries,xii. API SPEC 20F - Corrosion Resistant Bolting for Use in the Petroleum and Natural Gas Industries,xiii. API STD 53 – Well Control Equipment Systems for Drilling Wells,xiv. API STD 64 – Diverter Equipment Systems,xv. NACE MR 0175/ISO 15156 – Petroleum and natural gas industries – Materials for use in H2S containing environments in oil and gas production,xvi. No caso de fornecimento de preventor de gavetas com tecnologias não convencionais conforme item 10.3.1.1.4:<ul style="list-style-type: none">a. ISO 16290 – Space Systems – Definition of the Technology Readiness Levels (TRLs) and their criteria of assessment,b. OLF 070 – Norwegian Oil and Gas Application of IEC 61508 and IEC 61511 in the Norwegian Petroleum Industry (Recommended SIL Requirements).	<p>10.2. Specifications for Well Control Equipment System</p> <p>10.2.1. Well Control Equipment System shall be designed in accordance with API specifications and standards, not limited to those listed below:</p> <ul style="list-style-type: none">i. API SPEC 6A/ISO 10423 - Specification for Wellhead and Tree Equipment,ii. API SPEC 16A - Specification for Drill-Through Equipment,iii. API SPEC 16AR - Standard for Repair and Remanufacture of Drill-Through Equipment,iv. API SPEC 16C - Choke and Kill Equipment,v. API SPEC 16D - Specification for Control Systems for Drilling Well Control Equipment and Control Systems for Diverter Equipment,vi. API SPEC 12J - Specification for Oil and Gas Separators,vii. API SPEC 16F – Specification for Marine Drilling Riser Equipment,viii. API RP 16Q - Recommended Practice for Design, Selection, Operation and Maintenance of marine Riser Systems,ix. ISO/TR 13624-2 - Petroleum and natural gas industries - Drilling and production equipment. Part 2: Deepwater drilling riser methodologies, operations, and integrity technical report,x. API RP 17H - Remotely Operated Tools and Interfaces on Subsea Production Systems,xi. API SPEC 20E - Alloy and Carbon Steel Bolting for Use in the Petroleum and Natural Gas Industries,xii. API SPEC 20F - Corrosion Resistant Bolting for Use in the Petroleum and Natural Gas Industries,xiii. API STD 53 – Well Control Equipment Systems for Drilling Wells,xiv. API STD 64 – Diverter Equipment Systems,xv. NACE MR 0175/ISO 15156 – Petroleum and natural gas industries—Materials for use in H2S containing environments in oil and gas production,xvi. In case of supplying ram preventer with unconventional technologies as per item 10.3.1.1.4:<ul style="list-style-type: none">a. ISO 16290 – Space Systems – Definition of the Technology Readiness Levels (TRLs) and their criteria of assessment,b. OLF 070 – Norwegian Oil and Gas Application of IEC 61508 and IEC 61511 in the Norwegian Petroleum Industry (Recommended SIL Requirements).



<p>10.2.2. Em caso de conflito, o texto deste presente documento prevalece sobre as especificações e normas citadas acima.</p>	<p>10.2.2. In case of conflict, the text of this present document prevails over the specifications and standards mentioned above.</p>
<p>10.2.3. Parafusos <i>drill-through</i> do BOP e da coluna de Riser</p> <p>10.2.3.1. Definição de parafusos <i>drill-through</i>: parafusos cuja falha pode resultar na liberação de fluido do poço para o meio ambiente (e.g. parafusos de unitização do BOP, parafusos de fixação do <i>bonnet</i> de gavetas ao corpo, parafusos das válvulas submarinas etc.).</p> <p>10.2.3.2. Os parafusos <i>drill-through</i> do BOP devem atender às normas API SPEC 20E ou API SPEC 20F. Os parafusos do riser, desde que aprovados nos critérios referidos no item 10.2.3.3, ficam dispensados de atender a API SPEC 20E ou API SPEC 20F.</p> <p>10.2.3.3. Os parafusos do riser e parafusos <i>drill-through</i> do BOP que não estão em conformidade com a API SPEC 20E e API SPEC 20F devem ser submetidos a inspeção para avaliação de integridade e dureza. Além disso, deve ser evidenciado que estes parafusos não têm revestimento superficial de zinco. São considerados aprovados, os parafusos que não tenham danos, tenham dureza até 34 HRC e não tenham revestimento superficial de zinco. Parafusos não aprovados em quaisquer destes critérios devem ser substituídos.</p> <p>10.2.3.4. A critério da PETROBRAS, poderá ser concedido prazo para substituição dos parafusos <i>drill-through</i> do BOP aprovados na inspeção na primeira janela operacional disponível.</p>	<p>10.2.3. Drill-through Bolts for BOP and Riser String</p> <p>10.2.3.1. Definition of drill-through bolts: bolts whose failure may result in a release of wellbore fluid to the environment (e.g., BOP unitization bolts, ram door/bonnet bolts, choke and kill valves bolts etc.).</p> <p>10.2.3.2. BOP drill-through bolts shall meet API SPEC 20E or API SPEC 20F standards. Riser bolts, as long as they pass the criteria referred to in item 10.2.3.3, are not required to comply with API SPEC 20E or API SPEC 20F.</p> <p>10.2.3.3. Riser bolts and drill-through BOP bolts that do not comply with API SPEC 20E and API SPEC 20F shall undergo inspection for integrity and hardness assessment. Furthermore, it shall be evidenced that these bolts do not have a zinc surface coating. Bolts that are undamaged, have hardness up to 34 HRC, and do not have a zinc surface coating are considered approved. Bolts not passing any of these criteria shall be replaced.</p> <p>10.2.3.4. At the discretion of PETROBRAS, a deadline for replacement of the BOP drill-through bolts approved in the inspection may be granted for first available operational window.</p>
<p>10.3. BOP</p> <p>10.3.1. Configurações do BOP</p> <p>10.3.1.1. 01 (um) conjunto BOP de 18 ¾" com pressão de trabalho de 15.000 psi, resistente a H₂S, composto pelos seguintes itens principais e atendendo às seguintes configurações:</p> <p>10.3.1.1.1. 02 (dois) preventores anulares com pressão de trabalho de 10.000 psi. Devem suportar uma pressão reversa (pressão de cima para baixo - teste negativo do poço, por exemplo) de no mínimo 1.300 psi.</p> <p>10.3.1.1.2. [Configuração mínima a ser definida pelo projeto do poço] 05 (cinco), mínimo, 06 (seis) ou 07 (sete) preventores de gaveta, conforme detalhado abaixo, com pressão de trabalho de 15.000 psi, capacidade de suportar uma pressão reversa (pressão de cima para baixo - teste negativo do poço, por exemplo) de no mínimo 2.000 psi e com a seguinte configuração do topo para a base do BOP:</p> <p>10.3.1.1.2.1. Configuração das gavetas cisalhantes:</p>	<p>10.3. BOP</p> <p>10.3.1. BOP Arrangements</p> <p>10.3.1.1. 01 (one) 18 ¾" x 15,000 psi work pressure (WP) BOP stack, for H₂S service, comprising the following main items and meeting the following arrangements:</p> <p>10.3.1.1.1. 02 (two) 10,000 psi WP annular preventers. They shall have a reverse pressure capacity (pressure from above - negative test of the well, for example) of at least 1,300 psi.</p> <p>10.3.1.1.2. [Minimum arrangement to be defined by well project] 05 (five), minimum, 06 (six) or 07 (seven), as detailed below, 15,000 psi WP ram preventers, with a reverse pressure capacity (pressure from above – negative test of the well, for example) of at least 2,000 psi and the following arrangement from top to bottom:</p> <p>10.3.1.1.2.1. Shear ram arrangements:</p>



<p>10.3.1.1.2.1.1. Configuração I</p> <ul style="list-style-type: none">i. 01 (um) preventor de gaveta cega-cisalhante que corte os elementos listados no GRUPO I;ii. 01 (um) preventor de gaveta cortadora de revestimento (<i>super-shear/casing-shear</i>) que corte os elementos listados no GRUPO II; eiii. 01 (um) preventor de gaveta cega-cisalhante que corte os elementos listados no GRUPO I. <p>10.3.1.1.2.1.2. Configuração II</p> <ul style="list-style-type: none">i. 01 (um) preventor de gaveta cega-cisalhante que corte os elementos listados no GRUPO I; eii. 01 (um) preventor de gaveta cortadora de revestimento (<i>super-shear/casing-shear</i>) que corte os elementos listados no GRUPO II. <p>10.3.1.1.2.1.3. Configuração III</p> <ul style="list-style-type: none">i. 02 (dois) preventores de gaveta cega-cisalhante que corte os elementos listados no GRUPO III. <p>10.3.1.1.2.2. Configuração das gavetas de tubo</p> <ul style="list-style-type: none">i. 03 (três) preventores de gaveta de tubo variáveis, conforme configuração a ser definida pela PETROBRAS; eii. (REQUISITO DESEJÁVEL) 01 (um) preventor de gaveta de tubo variável invertida para utilização como gaveta de teste do BOP. <p>10.3.1.1.2.2.1. As gavetas de tubo, exceto gaveta de teste do BOP, devem possibilitar a execução de <i>hang-off</i> para realizar testes do BOP, operações de controle de poço etc.</p>	<p>10.3.1.1.2.1.1. Arrangement I</p> <ul style="list-style-type: none">i. 01 (one) blind shear ram preventer that shear the elements listed in GROUP I,ii. 01 (one) super-shear/casing-shear ram preventer that shear the elements listed in GROUP II, andiii. 01 (one) blind shear ram preventer that shear the elements listed in GROUP I. <p>10.3.1.1.2.1.2. Arrangement II</p> <ul style="list-style-type: none">i. 01 (one) blind shear ram preventer that shear the elements listed in GROUP I, andii. 01 (one) super-shear/casing-shear ram preventer that shear the elements listed in GROUP II. <p>10.3.1.1.2.1.3. Arrangement III</p> <ul style="list-style-type: none">i. 02 (two) blind shear ram preventers that shear the elements listed in GROUP III. <p>10.3.1.1.2.2. Pipe rams arrangement</p> <ul style="list-style-type: none">i. 03 (three) variable pipe rams, in accordance with the arrangement to be defined by PETROBRAS, andii. (DESIRABLE REQUIREMENT) 01 (one) inverted variable pipe ram to be used as BOP's test ram. <p>10.3.1.1.2.2.1. Pipe rams, except BOP test ram, shall be capable of performing hang-off of drillstring to allow BOP test, well control operations etc.</p>
<p>10.3.1.1.2.3. Os elementos a serem cortados pelas gavetas cisalhantes do BOP estão reunidos em três grupos. O grupo de elemento que deve ser cortado por cada gaveta depende da configuração das gavetas cisalhantes do BOP.</p> <p>[A depender do projeto, os tubulares dentro de cada grupo abaixo poderão ser alterados]</p> <p>10.3.1.1.2.3.1. GRUPO I</p> <ul style="list-style-type: none">a. Coluna de assentamento de 6 5/8", 50,46 lb/pé, V-150 [ou Coluna 6 5/8", 56,95 lb/pé, UD-165 ou Coluna de assentamento do item 12.1];b. Colunas de perfuração de fornecimento da CONTRATADA (item 12.2);c. Revestimento de OD 9 7/8", ID 8,539", 66,9 lb/pé, VM 110 HCSS;d. Revestimento de OD 10 3/4", ID 9,560", 65,7 lb/pé, VM 110 HCSS;e. Coluna de produção 3 1/2", 9,3 lb/pé, N-80 com <i>flatpack</i> ou cabo BCSS;f. Coluna de produção 4 1/2", 12,8 lb/pé, N-80 com	<p>10.3.1.1.2.3. The elements to be shear by the BOP shear rams are grouped in three groups. The group elements to be shear by each ram depends on the arrangement of the BOP shear rams.</p> <p>[Depending on the project, the tubulars inside each group below may be changed]</p> <p>10.3.1.1.2.3.1. GROUP I</p> <ul style="list-style-type: none">a. 6 5/8" landing string, 50.46 lb/ft, V-150 [or 6 5/8" landing string, 56.95 lb/ft, UD-165 or landing string of item 12.1],b. Drill pipes supplied by CONTRACTOR (item 12.2),c. Casing OD 9 7/8", ID 8.539", 66.9 lb/ft, VM 110 HCSS,d. 10 3/4" OD Casing, ID 9.560", 65.7 lb/ft, VM 110 HCSS,e. 3 1/2" production string, 9.3 lb/ft, N-80 with flatpack or BCSS cable,f. 4 1/2" production string, 12.8 lb/ft, N-80 with



<p><i>flatpack</i> ou cabo BCSS;</p> <p>g. Coluna de produção 5 ½", 17 lb/pé, N-80 com <i>flatpack</i> ou cabo BCSS;</p> <p>h. Coluna de produção 6 5/8" 24 lb/pé, L-80 com <i>flatpack</i> ou cabo BCSS;</p> <p>i. Coluna de produção 7 5/8", 39 lb/pé, SMSS-110 com <i>flatpack</i> ou cabo BCSS;</p> <p>j. Cabos (perfilagem, BCSS etc.);</p> <p>k. Arame (<i>slickline</i> - OD 0,125");</p> <p>l. Flexitubo;</p> <p>m. JRC, conforme item 10.3.1.1.3;</p> <p>n. <i>Shear sub</i> de OD 4,33", ID 3", 4130, 80 ksi;</p> <p>o. <i>Shear sub</i> de OD 4,75", ID 3", 4140, 85 ksi;</p> <p>p. <i>Shear sub</i> de OD 3,94", ID 3", 8630, 105 ksi;</p> <p>q. Tela de <i>gravel pack</i>, tubo base de OD 3 ½" a 6 5/8".</p>	<p>flatpack or BCSS cable,</p> <p>g. 5 ½" production string, 17 lb/ft, N-80 with flatpack or BCSS cable,</p> <p>h. 6 5/8" production string, 24 lb/ft, L-80 with flatpack or BCSS cable,</p> <p>i. 7 5/8" production string, 39 lb/ft, SMSS-110 with flatpack or BCSS cable,</p> <p>j. Cables (wireline, BCSS etc.),</p> <p>k. Wire (slickline - OD 0.125"),</p> <p>l. Coiled Tubing,</p> <p>m. JRC, according to item 10.3.1.1.3,</p> <p>n. Shear sub, OD 4,75", ID 3", 4140, 85 ksi,</p> <p>o. Shear sub, OD 4,33", ID 3", 4130, 80 ksi,</p> <p>p. Shear sub, OD 3,94", ID 3", 8630, 105 ksi,</p> <p>q. Gravel pack screen, base pipe OD 3 ½" a 6 5/8".</p>
<p>10.3.1.1.2.3.2. GRUPO II</p> <p>a. Coluna de assentamento de 6 5/8", 50,46 lb/pé, V-150 [ou Coluna 6 5/8", 56,95 lb/pé, UD-165 ou Coluna de assentamento do item 12.1];</p> <p>b. Colunas de perfuração de fornecimento da CONTRATADA (item 12.2)</p> <p>c. Tubulações de pequeno diâmetro (até ¼");</p> <p>d. Revestimento de OD 14", ID 12 3/8", 115 lb/pé, C-125 HC;</p> <p>e. Revestimento de OD 13 5/8", ID 12 3/8", 88,2 lb/pé, C-110 HC;</p> <p>f. Revestimento de OD 11 7/8", ID 10 3/8", 90 lb/pé, VM-110 HCSS;</p> <p>g. Revestimento de OD 10 ¾", ID 8,684", 109 lb/pé, C-110 HC;</p> <p>h. Revestimento de OD 10 ¾", ID 9,156", 85,3 lb/pé, C-110HC;</p> <p>i. Revestimento de OD 10 ¾", ID 9,394", 73,2 lb/pé, C-110HC;</p> <p>j. Revestimento de OD 10 ¾", ID 9,560", 65,7,3 lb/pé, VM 110 HCSS;</p> <p>k. Revestimento de OD 9 7/8", ID 8,539", 66,9 lb/pé, VM 110 HCSS;</p> <p>l. JRC (tubo de produção e anular), conforme item 10.3.1.1.3;</p> <p>m. <i>Shear sub</i> de OD 5", ID 3", 8630, 105 ksi;</p> <p>n. <i>Shear sub</i> de OD 4,75", ID 3", 4140, 85 ksi;</p> <p>o. <i>Shear sub</i> de OD 4,33", ID 3", 4130, 80 ksi;</p>	<p>10.3.1.1.2.3.2. GROUP II</p> <p>a. 6 5/8" landing string, 50.46 lb/ft, V-150 [or 6 5/8" landing string, 56.95 lb/ft, UD-165 or landing string of item 12.1],</p> <p>b. Drill pipes supplied by CONTRACTOR (item 12.2),</p> <p>c. Small diameter pipes (up to ¼"),</p> <p>d. 14" OD casing, ID 12 3/8", 115 lb/ft, C-125 HC,</p> <p>e. 13 5/8" OD casing, ID 12 3/8", 88.2 lb/ft, C-110 HC,</p> <p>f. 11 7/8" OD casing, ID 10 3/8", 90 lb/ft, VM-110 HCSS,</p> <p>g. 10 ¾" OD casing, ID 8.684", 109 lb/ft, C-110 HC,</p> <p>h. 10 ¾" OD casing, ID 9.156", 85.3 lb/ft, C-110HC,</p> <p>i. 10 ¾" OD casing, ID 9.394", 73.2 lb/ft, C-110HC,</p> <p>j. 10 ¾" OD casing, ID 9.560", 65.7.3 lb/ft, VM 110 HCSS,</p> <p>k. 9 7/8" OD casing, ID 8.539", 66.9 lb/ft, VM 110 HCSS,</p> <p>l. JRC (production and annular tube), according to item 10.3.1.1.3,</p> <p>m. Shear sub, OD 5", ID 3", AISI 8630, 105 ksi,</p> <p>n. Shear sub, OD 4,75", ID 3", 4140, 85 ksi",</p> <p>o. Shear sub, OD 4,33", ID 3", 4130, 80 ksi,</p>



<p>p. <i>Shear sub</i> de OD 3,94", ID 3", 8630, 105 ksi;</p> <p>q. Tela de <i>gravel pack</i>, tubo base de OD 3 1/2" a 6 5/8".</p>	<p>p. Shear sub, OD 3,94", ID 3", 8630, 105 ksi,</p> <p>q. Gravel pack screen, base pipe OD 3 1/2" to 6 5/8".</p>
<p>10.3.1.1.2.3.3. GRUPO III</p> <p>a. Coluna de assentamento de 6 5/8", 50,46 lb/pé, V-150 [ou Coluna 6 5/8", 56,95 lb/pé, UD-165 ou Coluna de assentamento item 12.1];</p> <p>b. Colunas de perfuração de fornecimento da CONTRATADA (item 12.2);</p> <p>c. Revestimento de OD 14", ID 12 3/8", 115 lb/pé, C-125 HC;</p> <p>d. Revestimento de OD 13 5/8", ID 12 3/8", 88,2 lb/pé, C-110 HC;</p> <p>e. Revestimento de OD 11 7/8", ID 10 3/8", 90 lb/pé, VM-110 HCSS;</p> <p>f. Revestimento de OD 10 3/4", ID 8,684", 109 lb/pé, C-110 HC;</p> <p>g. Revestimento de OD 10 3/4", ID 9,156", 85,3 lb/pé, C-110HC;</p> <p>h. Revestimento de OD 10 3/4", ID 9,394", 73,2 lb/pé, C-110HC;</p> <p>i. Revestimento de OD 10 3/4", ID 9,560", 65,7 lb/pé, C-110 HC</p> <p>j. Revestimento de OD 9 7/8", ID 8,539", 66,9 lb/pé, C-125;</p> <p>k. Coluna de produção 3 1/2", 9,3 lb/pé, N-80 com flatpack ou cabo BCSS;</p> <p>l. Coluna de produção 4 1/2", 12,8 lb/pé, N-80 com flatpack ou cabo BCSS;</p> <p>m. Coluna de produção 5 1/2", 17 lb/pé, N-80 com flatpack ou cabo BCSS;</p> <p>n. Coluna de produção 6 5/8" 24 lb/pé, L-80 com flatpack ou cabo BCSS;</p> <p>o. Coluna de produção 7 5/8", 39 lb/pé, SMSS-110 com flatpack ou cabo BCSS;</p> <p>p. Cabos (perfilagem, BCS etc.);</p> <p>q. Arame (<i>slickline</i> - OD 0,125");</p> <p>r. Flexitubo;</p> <p>s. JRC, conforme item 10.3.1.1.3;</p> <p>t. <i>Shear sub</i> de OD 5", ID 3", 8630, 105 ksi;</p> <p>u. <i>Shear sub</i> de OD 4,75", ID 3", 4140, 85 ksi;</p> <p>v. <i>Shear sub</i> de OD 4,33", ID 3", 4130, 80 ksi;</p> <p>w. <i>Shear sub</i> de OD 3,94", ID 3", 8630, 105 ksi;</p> <p>x. Tela de <i>gravel pack</i>, tubo base de OD 3 1/2" a 6</p>	<p>10.3.1.1.2.3.3. GROUP III</p> <p>a. 6 5/8" landing string, 50,46 lb/pé, V-150 [or 6 5/8" landing string, 56.95 lb/ft, UD-165 or landing string of item 12.1],</p> <p>b. Drill pipes supplied by CONTRACTOR (item 12.2),</p> <p>c. 14" OD casing, ID 12 3/8", 115 lb/ft, C-125 HC,</p> <p>d. Casing OD 13 5/8", ID 12 3/8", 88,2 lb/ft, C-110 HC,</p> <p>e. Casing OD 11 7/8", ID 10 3/8", 90 lb/ft, VM-110 HCSS,</p> <p>f. 10 3/4" OD casing, ID 8.684", 109 lb/ft, C-110 HC,</p> <p>g. Casing OD 10 3/4", ID 9,156", 85,3 lb/ft, C-110HC,</p> <p>h. Casing OD 10 3/4", ID 9,394", 73,2 lb/ft, C-110HC,</p> <p>i. Casing OD 10 3/4", ID 9,560", 65,7 lb/ft, C-110 HC,</p> <p>j. Casing OD 9 7/8", ID 8,539", 66,9 lb/ft, C-125,</p> <p>k. Production string 3 1/2", 9,3 lb/ft, N-80 with flatpack or BCSS cable,</p> <p>l. Production string 4 1/2", 12,8 lb/ft, N-80 with flatpack or BCSS cable,</p> <p>m. Production string 5 1/2", 17 lb/ft, N-80 with flatpack or BCSS cable,</p> <p>n. Production string 6 5/8" 24 lb/ft, L-80 with flatpack or BCSS cable,</p> <p>o. Production String 7 5/8", 39 lb/ft, SMSS-110 with flatpack or BCSS cable,</p> <p>p. Cable (wireline, BCS etc.),</p> <p>q. Slickline - OD 0,125",</p> <p>r. Coiled Tubing,</p> <p>s. JRC, according to item 10.3.1.1.3,</p> <p>t. Shear sub, OD 5", ID 3", 8630, 105 ksi,</p> <p>u. Shear sub, OD 4,75", ID 3", 4140, 85 ksi,</p> <p>v. Shear sub, OD 4,33", ID 3", 4130, 80 ksi,</p> <p>w. Shear sub, OD 3,94", ID 3", 8630, 105 ksi,</p> <p>x. Gravel pack screen, base pipe OD 3 1/2" a 6 5/8".</p>



5/8".	
10.3.1.1.3. Características da JRC (Junta de Riser Cisalhável)	10.3.1.1.3. Shearable Riser Joint basic features:

Junta de Riser Cisalhável								
Item	OD (mm)	ID (mm)	Espessura (mm)	Tensão de Escoamento	Tensão Última	Elongação (%)	Quantidade	
JRC 1	Produção	168,28	130,2	19,4	75	95	10	1
	Anular	38,1	23,8	7,15	80	100	12	1
	Controle	14,3	7,9	3,2	80	100	12	1
	Controle	14,3	7,9	3,2	80	100	12	15
	Elétrico	19,05	-	2,413	-	-	-	1
JRC 2	Produção	162,4	130,2	16,1	80	95	18	1
	Anular	42,16	22,8	9,68	60	75	35	1
	Controle	9,525	6,223	1,651	60	75	35	15
	Controle	9,525	7,036	1,245	105	130	25	1
	Elétrico	19,05	-	2,413	-	-	-	1

<p>10.3.1.1.4. Preventor de gaveta cisalhante tipo <i>super-shear/casing-shear</i> ou cega-cisalhante com tecnologias não convencionais</p> <p>10.3.1.1.4.1. As tecnologias para preventor de gaveta cisalhante tipo <i>super-shear/casing-shear</i> ou cega-cisalhante baseadas em princípios físicos que diferem dos sistemas convencionais eletro-hidráulicos e que não sejam cobertas pelas especificações e Normas API e ISO listadas no item 10.2.1 podem ser aceitas, desde que certificadas por Sociedade Classificadora e que atendam a escopo equivalente dos requisitos constantes nas especificações e normas supracitadas para o projeto, reparo e remanufatura dos equipamentos. Na hipótese de a certificação não ser emitida por uma Sociedade Classificadora, deve ser submetida à aprovação da PETROBRAS.</p> <p>10.3.1.1.4.2. Deve ser apresentada justificativa técnica que suporte o enquadramento da tecnologia no item 10.3.1.1.4.1, incluindo desenvolvimento de <i>gap analysis</i> em relação as especificações e normas que devem ser observadas. A justificativa e evidência de atendimento aos requisitos será submetida à aprovação da PETROBRAS.</p> <p>10.3.1.1.4.3. O preventor deve ser projetado de tal forma a possibilitar a integração com os sistemas de controle principal, incluindo funções de EDS (item 10.4.3) e sistemas de controle secundário (acústico e interface para ROV) e de emergência (autoshear e deadman) existentes no BOP (item 10.4.5)</p> <p>10.3.1.1.4.4. O sistema deve possuir nível de</p>	<p>10.3.1.1.4. Super-shear/casing-shear or blind shear ram preventer with unconventional technologies</p> <p>10.3.1.1.4.1. Technologies for super-shear/casing-shear or blind shear ram preventer based on physical principles that differ from conventional electro-hydraulic systems and that are not covered by the API and ISO specifications and Standards listed in item 10.2.1 may be accepted, provided that they are certified by a Classification Society and that they meet the equivalent scope of the requirements contained in the aforementioned specifications and standards for the design, repair and remanufacturing of equipment. If certification is not issued by a Classification Society, it shall be submitted for approval by PETROBRAS.</p> <p>10.3.1.1.4.2. Technical justification shall be presented to support the classification of the technology in item 10.3.1.1.4.1, including the development of gap analysis in relation to the specifications and standards that shall be observed. The justification and evidence of compliance with the requirements will be submitted for approval by PETROBRAS.</p> <p>10.3.1.1.4.3. The preventer shall be designed in such a way as to enable integration with the main control systems, including EDS functions (item 10.4.3) and secondary control systems (acoustic and ROV functions) and emergency control systems (autoshear and deadman) existing in the BOP (item 10.4.5).</p> <p>10.3.1.1.4.4. The system shall have a TRL9</p>
--	--



<p>maturidade tecnológica TRL9 conforme definição constante na ISO 16290 – <i>Space Systems – Definition of the Technology Readiness Levels (TRLs) and their criteria of assessment</i>.</p> <p>10.3.1.1.4.5. O sistema deve ser projetado para atender no mínimo o SIL2 conforme <i>OLF 070 – Norwegian Oil and Gas Application of IEC 61508 and IEC 61511 in the Norwegian Petroleum Industry (Recommended SIL Requirements)</i>.</p> <p>10.3.1.1.4.6. Na impossibilidade de realizar teste periódico com fechamento efetivo do preventor de gaveta, o sistema deverá ser projetado para atender no mínimo SIL3 e possibilitar a monitoração contínua dos seus componentes necessários para garantir sua disponibilidade, registrando qualquer falha crítica ou não crítica. Neste caso, esta gaveta será aceita apenas em substituição a gaveta cisalhante tipo super-shear/casing-shear, mesmo que possua capacidade de vedação.</p>	<p>technological maturity level as defined in ISO 16290 - <i>Space Systems - Definition of the Technology Readiness Levels (TRLs) and their criteria of assessment</i>.</p> <p>10.3.1.1.4.5. The system shall be designed to meet at least SIL2 as per OLF 070 - <i>Norwegian Oil and Gas Application of IEC 61508 and IEC 61511 in the Norwegian Petroleum Industry (Recommended SIL Requirements)</i>.</p> <p>10.3.1.1.4.6. If it is impossible to carry out periodic tests with effective closing of the ram preventor, the system shall be designed to meet at least SIL3 and allow continuous monitoring of its components necessary to ensure its availability, recording any critical or non-critical failure. In this case, this ram will only be accepted as a replacement for the super-shear/casing-shear, even if it has sealing capacity.</p>
<p>10.3.2. Configuração dos preventores de gaveta e acessos ao BOP</p> <p>10.3.2.1. No mínimo 05 (cinco) acessos ao conjunto BOP, alternados entre a linha de <i>kill</i> e <i>choke</i>, sendo um acesso abaixo de cada gaveta de tubo, um acesso abaixo de uma das gavetas cega-cisalhantes e um acesso abaixo de um dos anulares.</p> <p>10.3.2.1.1. No caso de acessos abaixo das duas gavetas cega-cisalhantes, deve haver um acesso na linha de <i>kill</i> e outro na linha de <i>choke</i>.</p> <p>10.3.2.1.2. Cada acesso deve possuir 02 (duas) válvulas gaveta do tipo <i>fail safe close</i>, conforme item 10.3.5.1.</p>	<p>10.3.2. BOP ram preventers and access points to the BOP</p> <p>10.3.2.1. At least 05 (five) access points to the BOP stack, alternating between the kill and choke line, with one access point below each pipe ram, one access point below one of the blind shear rams and one access point below one of the annulars.</p> <p>10.3.2.1.1. In the case of access points below the two blind shear rams, there shall be one on the kill line and another on the choke line.</p> <p>10.3.2.1.2. Each access point shall have 02 (two) fail safe close gate valves, according to item 10.3.5.1.</p>
<p>10.3.2.2. A distância entre o topo do alojador de alta pressão (datum do conector de cabeça de poço) à base da gaveta cisalhante inferior deverá ser no mínimo de 3,50 m.</p>	<p>10.3.2.2. The distance between top of the high-pressure housing (wellhead connector datum) and the base of the lower blind shear ram shall be at least of 3,50 m</p>
<p>10.3.2.3. A distância entre a base da gaveta cisalhante inferior e o topo da gaveta de tubos inferior deverá ser no mínimo de 1,80 m.</p>	<p>10.3.2.3. The distance between the base of the lower blind shear ram and the top of the lower pipe ram shall be at least of 1,80 m.</p>
<p>10.3.2.4. A distância entre o topo do alojador de alta pressão (datum do conector de cabeça de poço) e a base da gaveta de tubo inferior deverá ser no mínimo de 1,50 m.</p>	<p>10.3.2.4. The distance between the top of the high-pressure housing (wellhead connector datum) and the base of the lower pipe ram shall be at least of 1,50 m.</p>
<p>10.3.2.5. O sistema de travamento dos preventores de gaveta deve possibilitar o fechamento da gaveta com pressão de atuação reduzida, para operações de "<i>stripping</i>", e posterior aumento desta pressão, sem necessidade de abertura do preventor. Este item não é aplicável para preventor de gaveta de tubo utilizado como gaveta de teste do BOP.</p>	<p>10.3.2.5. The ram preventers locking system shall allow the closing of the ram with reduced operating pressure, for "<i>stripping</i>" operations, and subsequent increase in this pressure without the need to open the preventer. This item is not applicable for pipe ram used as BOP test ram.</p>



<p>10.3.2.6. A UNIDADE deve possuir:</p> <ul style="list-style-type: none">i. 05 (cinco) gavetas variáveis de 3 ½" a 6 5/8" (3 no BOP e 2 reservas) ou outro modelo cobrindo todo este range. Na impossibilidade de fornecimento de um único modelo de gaveta que atenda todo o range, devido a inexistência para o modelo de BOP proposto, serão aceitos dois modelos de gavetas variáveis, um para o range de 3 ½" a 5 7/8", mínimo de 02 (dois) conjuntos, incluindo reserva e um para o range de 4 ½" to 7", mínimo de 04 (quatro) conjuntos, incluindo reservas;ii. Coluna para teste de pressão das gavetas do BOP em todo o seu <i>range</i> de operação;iii. Elemento de vedação do preventor anular e gavetas reservas de todos os tipos utilizados no BOP.	<p>10.3.2.6. The UNIT shall have:</p> <ul style="list-style-type: none">i. 05 (five) variable rams from 3 ½" to 6 5/8" (3 at BOP plus 2 spares) or other model covering this range. In the event of inability to supply a ram model covering this entire range due to inexistence of a single range model for the proposed BOP, it will be accepted two models of variable rams, one of them covering the range from 3 ½" to 5 7/8", 02 (two) sets minimum, including spare and the other model covering the range from 4 ½" to 7", 04 (four) sets minimum, including spare,ii. Tubulars for pressure testing of the BOP rams throughout its operating range,iii. An annular preventer sealing element and reserve rams of all types used in the BOP.
<p>10.3.3. Testes de Aceitação – Capacidade de Corte das gavetas cisalhantes</p> <p>10.3.3.1. Preventor de gaveta cisalhante tipo super-shear/casing-shear e cega-cisalhante com tecnologias convencionais</p>	<p>10.3.3. Acceptance Tests – Shearing Capacity of Shear Rams</p> <p>10.3.3.1. Super-shear/casing-shear and blind shear ram preventers with conventional technologies</p>
<ul style="list-style-type: none">i. Para efeito de avaliação da capacidade de corte, a pressão de corte obtida no teste de superfície deverá ser corrigida considerando o BOP <i>stack</i> instalado no poço e com uma pressão de 10.000 psi [ou correspondente ao maior peso de fluido definido no item 9.1.1 ou peso a ser definido conforme projeto e na máxima LDA definida no item 2.1.2.-i] no seu interior;ii. Critério de aceitação: a pressão de corte corrigida deverá ser menor que a pressão final obtida após o completo fechamento da gaveta cisalhante que efetuou o corte.iii. Além dos testes de corte previstos nos itens 10.3.3.1.1 e 10.3.3.1.2, deverá ser realizado teste de corte de cabos, arame, flexitubo e <i>flatpack</i> com a gaveta cisalhante tipo <i>super-shear/casing-shear</i>. A falha neste teste de corte não desqualifica aceitação do BOP. Para a Configuração III do item 10.3.1.1.2.1.3, este requisito é não aplicável.iv. A PETROBRAS não poderá ser responsabilizada por qualquer dano que venha a ocorrer em razão dos testes de corte.v. Para as gavetas cisalhantes cuja pressão de acionamento é limitada por válvula reguladora de pressão, deve ser considerada uma redução de 150 psi em relação à pressão de ajuste da válvula reguladora para avaliar a capacidade de corte da gaveta. Por exemplo, para uma válvula reguladora ajustada para 4000 psi, a pressão	<ul style="list-style-type: none">i. To evaluate the shearing capacity, the shearing pressure obtained in the surface test shall be corrected considering the BOP stack installed in the well and with a pressure of 10.000 psi [or corresponding to the heavier fluid weight defined in item 9.1.1 or weight to be defined according to the project and the maximum water depth defined in item 2.1.2.-i] inside it,ii. Acceptance criteria: the corrected shearing pressure shall be lower than the final pressure obtained after the complete closing of the shear ram that performed the shear.iii. In addition to the shearing tests provided for in items 10.3.3.1.1 and 10.3.3.1.2, a shear test of cables, wire, coiled tubing and flatpack shall be carried out with the super-shear/casing-shear ram. Failure in this shear test does not disqualify acceptance of the BOP. For the Arrangement III of item 10.3.1.1.2.1.3, this requirement is not applicable.iv. PETROBRAS cannot be held accountable for any damage that may occur because of the shearing tests.v. For shear rams whose actuating pressure is limited by pressure regulator valve, it shall be considered a reduction of 150 psi related to the set point of pressure regulator valve to evaluate the shear ram capability. For instance, considering a regulator valve set point of 4,000 psi, the maximum pressure to be considered to



<p>máxima a ser considerada para avaliação da capacidade de corte é 3850 psi. Neste caso, a pressão de corte corrigida deve ser menor que 3850 psi para aprovação do teste de corte.</p>	<p>evaluate the shear capability is 3,850 psi. In this case, corrected shear pressure shall be less than 3,850 psi for shearing test approval.</p>
<p>10.3.3.1.1. Gavetas cegas-cisalhantes: corte do tubo de perfuração/assentamento, revestimento, cabos (perfilagem, BCSS etc.), <i>flatpack</i> com coluna de produção, arame, flexitubo e JCR especificados no:</p> <ul style="list-style-type: none">i. GRUPO I (item 10.3.1.1.2.3.1) para as Configurações I e II dos itens 10.3.1.1.2.1.1 e 10.3.1.1.2.1.2;ii. GRUPO III (item 10.3.1.1.2.3.3) para a Configuração III do item 10.3.1.1.2.1.3. <p>10.3.3.1.1.1. Os testes serão sem tração, seguido de teste de estanqueidade (pressões baixa e nominal). Após o teste, será efetuada inspeção visual, líquido penetrante e outras necessárias para verificar a existência de danos na gaveta e haste do pistão.</p>	<p>10.3.3.1.1. Blind shear rams: shear of the drill/land string pipes, casing joints, cables (wireline, BCSS etc.), flatpack with production string, wire, coiled tubing, and JCR specified in:</p> <ul style="list-style-type: none">i. GROUP I (item 10.3.1.1.2.3.1) for Arrangements I and II of items 10.3.1.1.2.1.1 and 10.3.1.1.2.1.2,ii. GROUP III (item 10.3.1.1.2.3.3) for Arrangement III of item 10.3.1.1.2.1.3. <p>10.3.3.1.1.1. The tests will be performed without tension, followed by a tightness test (low and nominal pressures). After the test, visual inspection, liquid penetrant, and others necessary tests to check the existence of damage to the ram and piston rod will be carried out.</p>
<p>10.3.3.1.2. Gaveta cisalhante tipo <i>super-shear/casing-shear</i>: corte do tubo de perfuração/assentamento, revestimento e JCR especificados no:</p> <ul style="list-style-type: none">i. GRUPO II (item 10.3.1.1.2.3.2) para as Configurações I e II dos itens 10.3.1.1.2.1.1 e 10.3.1.1.2.1.2. <p>10.3.3.1.2.1. Os testes serão sem tração. Após o teste, será efetuada inspeção visual, líquido penetrante e outras necessárias para verificar a existência de danos na gaveta e haste do pistão.</p>	<p>10.3.3.1.2. Super shear/casing shear ram: shear of the drill/land string pipes, casing joints and JRC specified in:</p> <ul style="list-style-type: none">i. GROUP II (item 10.3.1.1.2.3.2) for Arrangements I and II of items 10.3.1.1.2.1.1 and 10.3.1.1.2.1.2. <p>10.3.3.1.2.1. The tests will be performed without tension. After the test, visual inspection, penetrating liquid, and others necessary to check the existence of damage to the ram and piston rod will be carried out.</p>
<p>10.3.3.1.3. Caso seja constatada a existência de danos no teste referido nos itens 10.3.3.1.1 e 10.3.3.1.2, o teste será repetido com a finalidade de certificar-se que a gaveta ainda possui capacidade de corte, sem reparo, exceto troca de selos. Se o dano encontrado inviabilizar um novo corte, a gaveta cisalhante é considerada incapaz de cortar o tubular.</p>	<p>10.3.3.1.3. If damage is found in the test referred to in items 10.3.3.1.1 and 10.3.3.1.2, the test will be repeated to make sure that the ram still has shearing capacity, without repairing, except seal replacement. If the damage found makes a new shear impossible, shear ram is considered incapable of shearing the tubular.</p>
<p>10.3.3.1.4. O teste será feito utilizando a função EDS com fechamento de duas gavetas cisalhantes. A gaveta cega-cisalhante que efetuará o corte será a segunda gaveta a ser fechada na sequência de desconexão, exceto para BOP com a Configuração III (item 10.3.1.1.2.1.3) para os elementos 10.3.1.1.2.3.3-c, e, f, h, g, h, t do GRUPO III, que serão cortados pela primeira gaveta.</p>	<p>10.3.3.1.4. The test will be performed using the EDS function with closing of two shear rams. The blind shear ram that will performed the shear will be the second ram to be closed in the disconnection sequence, except for BOP with Arrangement III (item 10.3.1.1.2.1.3), and the elements 10.3.1.1.2.3.3-c, e, f, h, g, h, t of GROUP III, which will be shear by the first blind shear ram in the disconnection sequence.</p>
<p>10.3.3.1.5. O teste será efetuado com pressão nos acumuladores igual a pressão de partida das bombas da unidade hidráulica (<i>pump start pressure</i>). As bombas deverão estar desligadas.</p>	<p>10.3.3.1.5. The shear test will be performed with pressure in the accumulators equal to the starting pressure of the pumps in the hydraulic unit (<i>pump start pressure</i>). The pumps shall be turned off.</p>



10.3.3.1.6. Os acumuladores dos sistemas de controle secundário e de emergência do BOP devem estar completamente descarregados.	10.3.3.1.6. The secondary and emergency control systems' accumulators shall be completely discharged.
10.3.3.1.7. A UNIDADE deve dispor de registrador eletrônico de pressão com resolução 0,1 s e 1 psi, para monitoramento e registro simultâneo das pressões de fechamento e abertura dos preventores de gaveta cisalhantes durante os testes de corte. Os sensores de pressão devem ser instalados próximo a entrada da câmara de fechamento e próximo a entrada da câmara de abertura dos preventores. O registrador deve disponibilizar arquivos xls ou csv.	10.3.3.1.7. The UNIT shall have electronic pressure recorders with resolution of 0,1 s and 1 psi, for simultaneous monitoring and recording of the closing and opening pressures of the shear ram preventers during the shear tests. The sensors shall be installed near the closing chamber inlet port and near the opening chamber inlet port of the ram preventer under test. The recorder shall provide .xls or .csv files.
10.3.3.1.8. O tubo da coluna de perfuração/assentamento para corte deverá ser fornecido pela CONTRATADA, juntamente com seu certificado. Os demais itens serão fornecidos pela PETROBRAS. A UNIDADE deverá fazer a preparação necessária nos materiais para o teste de corte, incluindo o fornecimento de contrapeso (150 lb, 250 lb, 500 lb, 1000 lb e 1500 lb) para ser fixado na extremidade dos cabos e arame. No caso de falha nos testes de corte dos cabos e arame sem tração, devem ser realizados testes de corte com a utilização dos contrapesos. A critério da PETROBRAS, o resultado destes testes poderá ser utilizado para subsidiar as operações até a implementação da correção definitiva.	10.3.3.1.8. The drill/land string pipe to be sheared shall be provided by CONTRACTOR, along with its certificate. The other items shall be provided by PETROBRAS. The UNIT shall make the preparation required in materials for the shear test, including the provision of counterweight (150 lb, 250 lb, 500 lb, 1000 lb and 1500 lb) to be connected at the end of the cables and slickline. In case of failure in the shearing tests of cables and slickline, shear tests shall be performed using the counterweights. At the discretion of PETROBRAS, the result of these tests may be used to subsidize the operations until the implementation of the definitive correction.
10.3.3.1.9. A UNIDADE é responsável pela realização de ensaio de tração dos tubos de perfuração, revestimento, shear sub, JRC etc. utilizados nos testes de corte, incluindo coleta de amostras, para avaliar suas propriedades mecânicas, devendo contemplar as seguintes características: i. Tensão de escoamento; ii. Tensão última; iii. Tensão de ruptura; iv. Elongação; v. Módulo de elasticidade; vi. Dureza. 10.3.3.1.9.1. O relatório do ensaio de tração deverá apresentado a PETROBRAS em até 60 dias após a execução do corte na sonda, contemplando as características mecânicas acima, além do diâmetro externo, espessura e descrição completa dos tubulares para sua perfeita identificação.	10.3.3.1.9. The UNIT is responsible for carrying out a tensile test of the drill pipe, casing, shear sub, JRC etc. used in the shear tests, including sample collection, to evaluate its mechanical properties, and shall include the following characteristic: i. Yield strength; ii. Ultimate tensile strength; iii. Fracture strength; iv. Elongation; v. Young's modulus; vi. Hardness. 10.3.3.1.9.1. The tensile test report shall be submitted to PETROBRAS within 60 days after the execution of the cut on the rig, considering the above mechanical characteristics, in addition to the external diameter, thickness and complete description of the tubulars for their perfect identification.
10.3.3.2. Preventor de gaveta cisalhante tipo <i>shear/casing-shear</i> ou cega-cisalhante com tecnologia não convencionais, conforme item 10.3.1.1.4. 10.3.3.2.1. Serão aceitos testes de corte realizados fora da UNIDADE desde que sejam representativos para comprovar a capacidade de corte dos elementos	10.3.3.2. Super-shear/casing-shear or blind shear ram preventer with unconventional technology, according to item 10.3.1.1.4. 10.3.3.2.1. Shearing tests performed outside the UNIT will be accepted as long as they are representative to prove the cutting ability of the



<p>especificados no item 10.3.1.1.2.3 e seus subitens e cujos resultados de corte não dependam dos equipamentos do sistema de controle do BOP instalados na UNIDADE. Os resultados dos testes deverão ser submetidos a PETROBRAS para aprovação.</p> <p>10.3.3.2.1.1. Para efeito de avaliação da capacidade de corte, considerar as mesmas condições descritas no item 10.3.3.1-i e ii.</p> <p>10.3.3.2.2. Caso a PETROBRAS não aprove os testes descritos no item 10.3.3.2.1, a CONTRATADA deverá apresentar um protocolo de testes de corte e vedação para avaliação e aprovação da PETROBRAS.</p> <p>10.3.3.2.2.1. O preventor deve ser submetido a teste de estanqueidade (pressões baixa e nominal) após o corte. No caso de preventor de gaveta <i>super-shear/casing-shear</i> será utilizada a gaveta cegacisalhante acima do preventor de gaveta que efetuou o corte para avaliar a integridade do corpo do BOP.</p>	<p>elements specified in item 10.3.1.1.2.3 and its sub-items and whose shearing results do not depend on the equipment of the BOP control system installed in the UNIT. Test results shall be submitted to PETROBRAS for approval.</p> <p>10.3.3.2.1.1. For evaluating the shearing capacity, consider the same conditions described in item 10.3.3.1-i and ii.</p> <p>10.3.3.2.1.2. In case of PETROBRAS does not approve the tests described in item 10.3.3.2.1, CONTRACTOR shall submit a shear and seal test protocol for PETROBRAS' assessment and approval.</p> <p>10.3.3.2.1.3. The preventer shall be submitted to a wellbore pressures test (low and nominal pressures) after shearing. In the case of super-shear/casing-shear ram preventer, the blind shear ram above the preventer that made the shear will be used to assess the integrity of the BOP body.</p>
<p>10.3.4. Conectores do BOP</p> <p>10.3.4.1.01 (um) conector hidráulico para o LMRP do tipo “liberação em grande ângulo”, com as seguintes características:</p>	<p>10.3.4. BOP Connectors</p> <p>10.3.4.1.01 (one) hydraulic connector for LMRP, “high angle release” type, with the following characteristics:</p>
<p>i. Deve existir haste indicadora de fácil visualização para checar a posição “lock” - “unlock” do conector com ROV.</p>	<p>i. There shall be an easy-to-view indicator rod to check the lock/unlock position of the connector with ROV.</p>
<p>ii. Deve possuir dispositivo hidráulico para fixação e liberação do anel de vedação, permitindo sua substituição no fundo do mar com auxílio de ROV.</p>	<p>ii. There shall be a hydraulic device for retaining and releasing the ring gasket, enabling its subsea replacement by an ROV.</p>
<p>iii. Não é permitida a utilização de válvula de retenção pilotada no circuito de travamento do conector LMRP ou outro dispositivo que possa impedir o seu destravamento.</p>	<p>iii. The use of a piloted check valve in the locking circuit of the LMRP connector or another device that could prevent its unlocking is not allowed.</p>
<p>10.3.4.2.01 (um) conector hidráulico para o BOP (<i>wellhead connector</i>) de 18 ¾” x 15.000 psi, com <i>groove</i> para anéis VX/VT, compatível com mandril H-4 de 27” de diâmetro externo da cabeça do poço, “standard” ou “large bore” (com ombro de carga) com capacidade para resistir um momento fletor (<i>bending moment</i>) de 3.975.000 lb.pé, e atendendo as seguintes características:</p> <p>i. Deve possuir dimensões (diâmetro, altura, “swallow”) que possibilite seu assentamento nos equipamentos conforme desenhos dimensionais apresentados no Anexo I – Seções C1 e C2. Se necessário, deve ser equipado com anel centralizador para evitar que haja colisão entre o conector e o topo do mandril da BAP/ANM.</p>	<p>10.3.4.2.01 (one) 18 ¾” x 15.000 psi hydraulic connector for BOP (<i>wellhead connector</i>), with VX/VT gasket profile, compatible with H-4 mandrel, 27” outside diameter wellhead, “standard” or “large bore” (with load shoulder profile), capable of withstanding a bending moment of 3.975.000 ft-lbs, and meeting the following characteristics:</p> <p>i. It shall have dimensions (diameter, height, swallow) that allow its installation in the equipment, according to dimensional drawings presented in Annex I -Sections C1 and C2. If necessary, it shall be equipped with a centralizing ring to prevent collision between the connector and the top of the BAP / ANM mandrel.</p>
<p>ii. Deve existir dispositivo do tipo POCV (<i>pilot</i>)</p>	<p>ii. There shall be a POCV (<i>pilot operated check</i>)</p>



<p><i>operated check valve</i>) e acumulador de 11 gal no circuito hidráulico de travamento com “<i>loop</i>” de mangueira para corte com ROV ou sistema equivalente.</p>	<p>valve) device and an 11-gal accumulator in the hydraulic locking circuit with hose loop for cutting with ROV or equivalent system.</p>
<p>iii. Deve possuir dispositivo hidráulico para fixação e liberação do anel de vedação, permitindo sua substituição no fundo do mar com auxílio de ROV.</p>	<p>iii. There shall be a hydraulic device for retaining and releasing the ring gasket, enabling its subsea replacement by an ROV.</p>
<p>iv. Deve existir haste indicadora de fácil visualização para checar a posição <i>lock – unlock</i> do conector com ROV.</p>	<p>iv. There shall be an easy-to-view indicator rod to check the lock/unlock position of the connector with ROV.</p>
<p>[A depender do projeto, o conector de 16 ¾” e os anéis para este equipamento não serão solicitados]</p>	
<p>10.3.4.3.01 (um) conector hidráulico adicional para mandril H-4 de 16 ¾” x 10.000 psi, com conexão superior para conectar diretamente no bloco inferior do BOP de gavetas e respectivo <i>test stump</i>. Deve atender às mesmas características listadas no item 10.3.4.2, subitens i a iv, do conector de 18 ¾” x 15.000 psi.</p>	<p>10.3.4.3.01 (one) additional hydraulic connector for 16 ¾” x 10,000 psi H-4 mandrel, with top connection to connect directly to the lower block of the BOP and respective test stump. It shall meet the same characteristics listed in item 10.3.4.2, subitems i to iv, of the 18 ¾” x 15,000 psi connector.</p>
<p>10.3.4.4. A UNIDADE deve dispor de anéis VX, VGX, VX/VT e VGX/VT de 16 ¾” e 18 ¾” convencionais em aço inoxidável e inonel 718, além de anel especial com inserto de chumbo [OU de metalurgia que atenda à pressão externa equivalente a LDA definida no item 2.1.2-i] para os conectores dos itens 10.3.4.2 e 10.3.4.3. A quantidade de anéis a bordo deve ser suficiente para 02 (dois) poços, incluindo a previsão de testes na superfície. Para os anéis com inserto de chumbo, a UNIDADE deve manter 02 (dois) anéis a bordo.</p>	<p>10.3.4.4. The UNIT shall have VX, VGX, VX/VT and VGX/VT rings of 16 ¾” and 18 ¾” conventional stainless steel and inonel 718, in addition to a special ring with lead insert [OR metallurgy that meets the external pressure equivalent to LDA defined in item 2.1.2-i] for the connectors of items 10.3.4.2 and 10.3.4.3. The number of rings on board shall be sufficient for 02 (two) wells, including the prediction of surface tests. For the rings with lead insert, UNIT shall have 02 (two) rings onboard.</p>
<p>10.3.5. Válvulas das linhas de kill, choke e booster do BOP</p>	<p>10.3.5. BOP kill, choke, and booster line valves</p>
<p>10.3.5.1. 10 (dez) válvulas gaveta do tipo <i>fail safe close</i> para acesso ao BOP, conforme item 10.3.2.1, com comando remoto com linha hidráulica para abrir e sistema do tipo <i>subsea hydraulic close-assist</i>, com capacidade de vedação nos dois sentidos de fluxo.</p>	<p>10.3.5.1. 10 (ten) fail safe close gate valves for access points to the BOP, according to item 10.3.2.1, with remote control with hydraulic line to open and subsea hydraulic close-assist system, with sealing capacity in both flow directions.</p>
<p>10.3.5.2.02 (duas) válvulas gaveta do tipo <i>fail safe open</i> nas linhas <i>kill</i> e <i>choke</i> do LMRP, sendo uma válvula em cada linha, com comando remoto, visando possibilitar testes dessas linhas durante a descida do LMRP sem o BOP.</p>	<p>10.3.5.2.02 (two) fail safe open gate valves in the kill and choke lines of the LMRP, one valve in each line, with remote control, to enable tests of these lines during the LMRP running without the BOP.</p>
<p>10.3.5.3.01 (uma) válvula de isolamento para teste da linha de <i>booster</i> no LMRP, com comando remoto para abertura e fechamento.</p>	<p>10.3.5.3.01 (one) isolation valve in the LMRP booster line, with remote control for opening and closing.</p>
<p>10.3.6. Junta flexível inferior</p> <p>10.3.6.1. Junta flexível inferior do tipo “<i>uniflex joint</i>” com range mínimo de 10°. Deve possuir luva de desgaste fixa, dispensando manobras de instalação ou retirada e</p>	<p>10.3.6. Lower flexible joint</p> <p>10.3.6.1. Lower flexible joint type “uniflex joint”, with minimum range of 10°. It shall have a fixed wear bushing to avoid tripping for installation and retrieval</p>

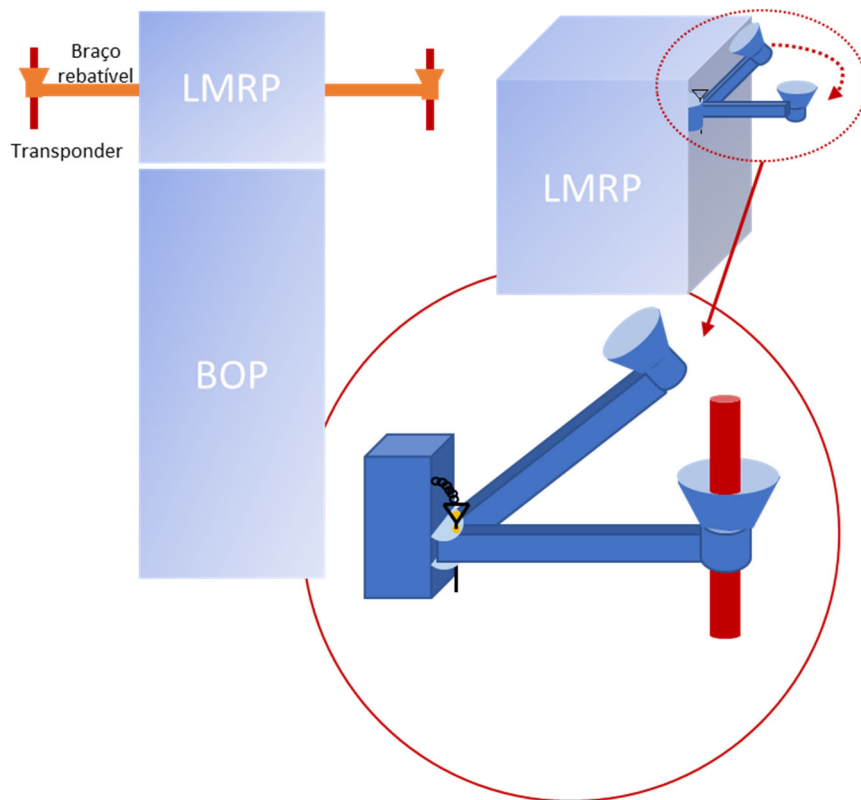


diâmetro interno compatível com o conjunto BOP.	and inside diameter compatible with the BOP stack.
10.3.7. Estrutura do BOP	10.3.7. BOP Frame
10.3.7.1. Estrutura (<i>frame</i>) compatível com a BAJA (Base de Jateamento), “MUD MAT” (Base de Perfuração) e BAP (Base Adaptadora de Produção), utilizadas pela PETROBRAS, conforme desenhos apresentados no Anexo I – Seção C1 e C2.	10.3.7.1. Frame compatible with the BAJA (Jetting Base), MUD MAT (Drill Base) and BAP (Tubing Head Spool), used by PETROBRAS, as for the drawings presented in Appendix I – Section C1 and C2.
10.3.8. Funil down 10.3.8.1. Funil <i>down</i> de fácil instalação e retirada para operações em poços de 18 ¾” e atendendo às seguintes características: [A critério da PETROBRAS e dos equipamentos submarinos a serem instalados, as dimensões do funil down poderão sofrer modificações nas suas dimensões] i. Deve possuir diâmetro externo mínimo de 60” e máximo de 72” e possibilitar o assentamento do BOP na BAP de 18 ¾” e demais equipamentos apresentados no Anexo I – Seção C-1 e C-2, sem necessidade de retirada do funil <i>down</i> quando da instalação do BOP nestes equipamentos. Alternativamente, poderá ser utilizado funil <i>down</i> com diâmetro externo mínimo de 72”, que possa ser removível com auxílio do ROV, com o BOP no fundo; ii. O ângulo do funil <i>down</i> (“saia”) deve ser definido de modo a não haver contato entre superfície interna do funil <i>down</i> e o anel instalado no topo do mandril da cabeça de poço, BAP, ANM etc.	10.3.8. Funnel down 10.3.8.1. Funnel down of easy installation and removal, for operations in 18 ¾” wells and meeting the following characteristics: [At the discretion of PETROBRAS and the subsea equipment to be installed, the dimensions of the funnel down may undergo changes in their dimensions] i. It shall have a minimum outside diameter of 60” and a maximum of 72” and allow the installation of the BOP in the 18 ¾” BAP and other equipment presented in An Appendix I - Section C-1 and C-2, without the need to remove the funnel down when installing the BOP in these equipments. Alternatively, a funnel down with a minimum outside diameter of 72” can be used, which can be removed with an ROV, with the BOP at the bottom, ii. The angle of the funnel down (“skirt”) shall be defined so that there is no contact between the inner surface of the funnel down and the ring installed on top of the wellhead mandrel, BAP, ANM etc.
10.3.9. Sensor de Pressão e Temperatura 10.3.9.1. O BOP deve possuir sensor de pressão e temperatura com exatidão de 50 psi e 1°C. 10.3.9.1.1. O sensor deve ser instalado no BOP de tal modo que permita a leitura de pressão e temperatura no interior do poço com a gaveta de tubos intermediária fechada. 10.3.9.1.2. A leitura de pressão deve ser a manométrica real (total) existente na cavidade do BOP e não a pressão diferencial em relação a hidrostática da LDA.	10.3.9. Pressure and Temperature Sensor 10.3.9.1. The BOP shall have pressure and temperature sensor with an accuracy of 50 psi and 1°C. 10.3.9.1.1. The sensor shall be installed on the BOP in such a way that it allows the reading of pressure and temperature inside the well with the middle pipe ram closed. 10.3.9.1.2. The pressure reading shall be the actual (total) gauge existing in the BOP cavity and not the differential pressure in relation to the water depth hydrostatic.
10.3.10. Indicadores de Nível 10.3.10.1. Devem ser instalados pelo menos 01 (um) indicador de nível nos seguintes locais: i. LMRP; ii. BOP (<i>Lower stack</i> – parte inferior do conjunto BOP); iii. Parte superior da junta flexível inferior ou	10.3.10. Level Indicator 10.3.10.1. At least 01 (one) level slope shall be installed in the following locations: i. LMRP, ii. BOP (<i>Lower stack</i> – lower part of the BOP stack), iii. Top of flex joint or first riser joint.



<p>primeira junta de riser.</p> <p>10.3.10.2. A marcação da escala de ângulo deve ser feita na superfície de deslizamento da esfera. Não é aceito indicador de nível com escala marcada no topo (superfície transparente).</p>	<p>10.3.10.2. The angle scale shall be printed on the sliding surface of the ball. Slope indicator with scale printed on top (transparent surface) is not accepted.</p>
<p>10.3.11. Sistema Eletrônico de monitoramento do Ângulo do Riser – <i>Electronic Riser Angle (ERA) System</i></p> <p>10.3.11.1. Deve existir um sistema de superfície e um sistema submarino para monitoramento em tempo real dos limites operacionais de ângulos entre a UNIDADE, o Riser e o BOP.</p> <p>10.3.11.2. O sistema de superfície deve possuir um sensor instalado abaixo da Junta Flexível Superior.</p> <p>10.3.11.3. O sistema submarino deve possuir um sensor instalado acima da Junta Flexível Inferior e outros dois sensores independentes instalados no LMRP, cada um ligado a um POD. O sistema submarino deve possibilitar a medição do ângulo de assentamento do BOP, do ângulo da Junta Flexível Inferior e do ângulo diferencial formado entre o BOP e a Coluna de Riser.</p> <p>10.3.11.4. As medições devem ser disponibilizadas na estação do Operador DP e possibilitar o monitoramento em tempo real e o histórico do:</p> <ol style="list-style-type: none">Ângulo de assentamento do BOP;Ângulo diferencial formado entre o BOP e a Coluna de Riser;Ângulo diferencial formado entre a Coluna de Riser e a UNIDADE.	<p>10.3.11. Electronic Riser Angle (ERA) Monitoring System</p> <p>10.3.11.1. There shall be a surface system and a subsea system for real-time monitoring of the operational limits of angles between the UNIT, Riser, and BOP.</p> <p>10.3.11.2. The surface system shall have a sensor installed below the Upper Flexible Joint.</p> <p>10.3.11.3. The subsea system shall have one sensor installed above the Lower Flexible Joint and two other independent sensors installed in the LMRP, each connected to a POD. The subsea system shall make it possible to measure the BOP installation angle, the Lower Flexible Joint angle and the differential angle between the BOP and the Riser String.</p> <p>10.3.11.4. The measurements shall be made available at the DP Operator's station and enable real-time monitoring and the history of:</p> <ol style="list-style-type: none">BOP installation angle,Differential angle between the BOP and the Riser String,Differential angle between the Riser string and the UNIT.
<p>10.3.12. Sistema de Recuperação de Emergência (ERS) do BOP</p>	<p>10.3.12. BOP Emergency Recovery System (ERS)</p>
<p>10.3.12.1. O BOP deve possuir um sistema de içamento de emergência, dotado de cabos de aço ou equivalente, com resistência adequada e situado no topo do LMRP, para ser utilizado em caso de quebra da coluna de riser ou remoção do LMRP para instalação de <i>Capping Stack</i>.</p>	<p>10.3.12.1. The BOP shall have an emergency lifting system, equipped with wire ropes or equivalent equipment, with adequate strength and located on top of the LMRP, to be used in case of breakage of the riser column or removal of the LMRP for installation of a Capping Stack.</p>
<p>10.3.13. Características Adicionais do BOP</p>	<p>10.3.13. Additional BOP Requirements</p>
<p>10.3.13.1. 02 (duas) “prateleiras de estacionamento” no BOP para facilitar o posicionamento de anéis novos para os conectores hidráulicos para troca com ROV.</p>	<p>10.3.13.1. 02 (two) “parking racks” on the BOP to facilitate the positioning of new gasket rings for the hydraulic connectors for exchange with ROV.</p>
<p>10.3.13.2. Braços para posicionamento de transponders para mapeamento da cabeça de poço</p>	<p>10.3.13.2. Arms for positioning transponders for wellhead mapping</p>
<p>10.3.13.2.1. Deve ser disponibilizado na parte mais alta da estrutura do LMRP 02 (dois) braços diametralmente opostos com suportes adequados para</p>	<p>10.3.13.2.1. It shall be made available in the highest part of the LMRP frame 02 (two) diametrically opposed arms with adequate supports for the installation of</p>

<p>instalação de <i>transponders</i> de posicionamento submarino, com as seguintes características:</p>	<p>subsea positioning transponders, with the following characteristics:</p>
<p>i. São aceitos braços auto-retráteis ou removíveis com comprimento mínimo de 2.000 mm além da estrutura do LMRP e capacidade de carga mínima de 70 kg.</p>	<p>i. Shall be accepted self-retracting or removable arms with a minimum length of 2,000 mm beyond the LMRP frame and a minimum load capacity of 70 kg.</p>
<p>ii. O suporte instalado na extremidade de cada braço deverá ter diâmetro interno maior ou igual 180 mm e altura mínima de 1.300 mm ou pode ser vazado. A UNIDADE é responsável pela adequação necessária nos suportes para recebimento do <i>transponder</i>.</p>	<p>ii. The support installed at the end of each arm shall have an internal diameter of 180 mm and a minimum height of 1,300 mm or may be hollow. The UNIT is responsible for the necessary adjustment in the support for receiving the transponder.</p>



Esquemático dos braços para instalação do Transponder

<p>10.4. Sistema de acionamento e controle do conjunto BOP/diverter</p>	<p>10.4. BOP/Diverter Control System</p>
<p>10.4.1. Características gerais do Sistema de acionamento e controle do conjunto BOP/diverter</p> <p>10.4.1.1. O sistema de controle deve ser projetado para fornecer fluido hidráulico na pressão e vazão suficientes para atender o tempo de resposta das funções do sistema BOP/diverter.</p>	<p>10.4.1. General characteristics of the BOP/diverter control system</p> <p>10.4.1.1. The control system shall be designed to provide hydraulic fluid at sufficient pressure and flow to meet the response time of the BOP/diverter system functions.</p>
<p>10.4.1.2. Os acumuladores dos sistemas de controle secundário e de emergência (itens 10.4.5.3 e 10.4.5.4) não podem ser utilizados para executar funções "high-</p>	<p>10.4.1.2. The secondary and emergency systems' accumulators (items 10.4.5.3 and 10.4.5.4) cannot be used to perform "high-pressure" functions, emergency</p>



<p><i>pressure</i>”, sequências de desconexão de emergência e demais funções do sistema de controle principal.</p>	<p>disconnection sequences and other functions of the main control system.</p>
<p>10.4.1.3. A linha de dreno de todos os acumuladores de fundo (sistema principal, acústico, <i>autoshear</i>, <i>deadman</i> etc.) deve possuir uma válvula com acionamento por ROV em série com a válvula de acionamento remoto.</p>	<p>10.4.1.3. The drain line of all subsea accumulators (main system, acoustic, <i>autoshear</i>, <i>deadman</i> etc.) shall have an ROV operated valve in series with the remote-control valve.</p>
<p>10.4.1.4. A unidade hidráulica deve possuir pelo menos dois conjuntos moto-bomba que devem ser alimentados por barramentos principais distintos.</p>	<p>10.4.1.4. The hydraulic unit shall have at least two pump systems which shall be fed by separate main bus bars.</p>
<p>10.4.1.5. O sistema de acionamento e controle do BOP deve ser dotado de uma função <i>high-pressure shear</i> para acionamento dos preventores de gaveta cegacisalhante diretamente com a pressão máxima de operação.</p>	<p>10.4.1.5. The BOP control system shall be equipped with a high-pressure shear function to actuate the blind shear rams directly with the maximum operating pressure.</p>
<p>10.4.1.6. O preventor de gaveta cisalhante tipo <i>super-shear/casing-shear</i> deve ser acionado diretamente com a máxima pressão de operação.</p>	<p>10.4.1.6. The super-shear/casing-shear preventer shall be actuated directly with maximum operating pressure.</p>
<p>10.4.1.7. O sistema de controle do BOP deve permitir o travamento de cada preventor de gaveta de forma individualizada.</p>	<p>10.4.1.7. The BOP control system shall allow locking of each ram preventer individually.</p>
<p>10.4.1.8. Cada POD deve possuir medidor de volume (<i>flowmeter</i>) que permita registrar o volume de fluido utilizado para atuar as funções do BOP.</p>	<p>10.4.1.8. Each POD shall have a flowmeter that allows recording the volume of fluid used to actuate the BOP functions.</p>
<p>10.4.1.9. O sistema de acionamento e controle do BOP/diverter deve possuir um medidor de volume de superfície.</p>	<p>10.4.1.9. The BOP/diverter control system shall have a surface flowmeter.</p>
<p>10.4.2. Linhas de suprimento hidráulico do BOP</p>	<p>10.4.2. BOP Hydraulic Supply Lines</p>
<p>10.4.2.1. Linhas rígidas hidráulicas (<i>conduit lines</i>): devem existir pelo menos 02 (duas) linhas para suprimento hidráulico dos PODs do sistema de controle do BOP.</p>	<p>10.4.2.1. Hydraulic rigid lines (<i>conduit lines</i>): there shall be at least 02 (two) lines for hydraulic supply of the PODs of the BOP control system.</p>
<p>10.4.2.2. Redundância das linhas de suprimento hidráulico: além das linhas do item 10.4.2.1, a UNIDADE deve possuir uma mangueira (<i>hot line</i>) que permita manter o controle de todas as funções do conjunto BOP.</p>	<p>10.4.2.2. Redundancy of hydraulic supply lines: in addition to the lines of item 10.4.2.1, the UNIT shall have a hose (<i>hot line</i>) that allows it to maintain control of all the functions of the BOP stack.</p>
<p>10.4.2.3. O manifold hidráulico de interligação das linhas rígidas e <i>hot line</i> deve possuir dupla barreira nos pontos de falha comum.</p>	<p>10.4.2.3. The hydraulic manifold interconnecting the rigid lines and <i>hot line</i> shall have double barrier at common failure points.</p>
<p>10.4.3. Sequências para desconexão de emergência do LMRP (EDS)</p>	<p>10.4.3. LMRP Emergency Disconnect Sequences (EDS)</p>
<p>10.4.3.1. Acionada a partir dos painéis remotos de controle do BOP/<i>diverter</i> (item 10.4.7), devem incorporar os seguintes modos:</p>	<p>10.4.3.1. Activated from the BOP/<i>diverter</i> remote control panels (item 10.4.7), and shall incorporate the following modes:</p>



10.4.3.1.1. Para BOP com Configuração I (item 10.3.1.1.2.1.1)	10.4.3.1.1. For BOP with Arrangement I (item 10.3.1.1.2.1.1)
[Os modos de EDS destacados em vermelho abaixo poderão ser solicitados conforme necessidade do projeto de poço. Demais modos são obrigatórios para a Configuração I]	[The EDS modes highlighted in red below may be requested if required by the well project. The other modes are mandatory for Arrangement I]
i. EDS sem fechamento das gavetas cisalhantes, completado no tempo máximo de 30 segundos (<i>autoshear/deadman</i> em desarme).	i. EDS without closing the shear rams, completed in a maximum time of 30 seconds (<i>autoshear/deadman</i> disarm).
ii. EDS com fechamento da gaveta cega-cisalhante superior, com tempo máximo de 60 segundos (<i>autoshear/deadman</i> em arme na gaveta cega-cisalhante superior).	ii. EDS with upper blind shear ram closing completed in a maximum time of 60 seconds (<i>autoshear/deadman</i> arm in the upper blind shear ram).
iii. EDS com fechamento da gaveta cega-cisalhante inferior, com tempo máximo de 60 segundos (<i>autoshear/deadman</i> em arme na gaveta cega-cisalhante inferior).	iii. EDS with lower blind shear ram closing completed in a maximum time of 60 seconds (<i>autoshear/deadman</i> arm in the lower blind shear ram).
iv. EDS com fechamento da gaveta cisalhante tipo <i>super-shear/casing-shear</i> e posterior fechamento da gaveta cega-cisalhante superior, com tempo máximo de 90 segundos (<i>autoshear/deadman</i> em arme na gaveta cega-cisalhante superior).	iv. EDS with super-shear/casing-shear closing and subsequent closing of the upper blind shear ram, completed in a maximum time of 90 seconds (<i>autoshear/deadman</i> arm in the upper blind shear ram).
v. EDS com fechamento da gaveta cisalhante tipo <i>super-shear/casing-shear</i> e posterior fechamento da gaveta cega-cisalhante inferior, com tempo máximo de 90 segundos (<i>autoshear/deadman</i> em arme na gaveta cega-cisalhante inferior).	v. EDS with super-shear/casing-shear closing and subsequent closing of the lower blind shear ram, completed in a maximum time of 90 seconds (<i>autoshear/deadman</i> arm in the lower blind shear ram).
10.4.3.1.1.1. BOP com preventor de gaveta cisalhante tipo <i>super-shear/casing-shear</i> com tecnologia não convencional, conforme item 10.3.1.1.4, além das sequências para desconexão de emergência do LMRP (EDS) descritas no item 10.4.3.1.1, o BOP deve dispor dos seguintes modos de EDS adicionais:	10.4.3.1.1.1. BOP with super-shear/casing-shear ram preventer with unconventional technology, according to item 10.3.1.1.4, in addition to the LMRP emergency disconnect sequences (EDS) described in item 10.4.3.1.1, the BOP shall have the following additional EDS modes:
vi. EDS com fechamento da gaveta cega-cisalhante superior e posterior fechamento da gaveta cega-cisalhante inferior, com tempo máximo de 90 segundos (<i>autoshear/deadman</i> em arme na gaveta cega-cisalhante inferior).	vi. EDS with closing of the upper blind shear ram and subsequent closing of the lower blind shear ram, completed in a maximum time of 90 seconds (<i>autoshear/deadman</i> arm in the lower blind shear ram).
vii. EDS com fechamento da gaveta cega-cisalhante inferior e posterior fechamento da gaveta cega-cisalhante superior, com tempo máximo de 90 segundos (<i>autoshear/deadman</i> em arme na gaveta cega-cisalhante superior).	vii. EDS with closing of the lower blind shear ram and subsequent closing of the upper blind shear ram, completed in a maximum time of 90 seconds (<i>autoshear/deadman</i> arm in the upper blind shear ram).
10.4.3.1.2. Para BOP com Configuração II (item 10.3.1.1.2.1.2)	10.4.3.1.2. For BOP with Arrangement II (item 10.3.1.1.2.1.2)



i. EDS sem fechamento das gavetas cisalhantes, completado no tempo máximo de 30 segundos (<i>autoshear/deadman</i> em desarme).	i. EDS without closing the shear rams, completed in a maximum time of 30 seconds (<i>auto-shear/deadman</i> disarm).
ii. EDS com fechamento da gaveta cisalhante tipo super-shear/casing-shear e posterior fechamento da gaveta cega-cisalhante, com tempo máximo de 90 segundos (<i>autoshear/deadman</i> em arme na gaveta cega-cisalhante).	ii. EDS with super-shear/casing-shear closing and subsequent closing of the blind shear ram, completed in a maximum time of 90 seconds (<i>autoshear/deadman</i> arm in the blind shear ram).
iii. EDS com fechamento da gaveta cega cisalhante, com tempo máximo de 60 segundos (<i>autoshear/deadman</i> em arme na gaveta cega-cisalhante).	iii. EDS with blind shear ram closing, completed in a maximum time of 60 seconds (<i>autoshear/deadman</i> arm in the blind shear ram).
iv. EDS com fechamento da gaveta cisalhante tipo super-shear/casing-shear, com tempo máximo de 60 segundos (<i>autoshear/deadman</i> com retardo: em arme após 45 segundos de desconexão do LMRP, na gaveta cega-cisalhante).	iv. EDS with super-shear/casing-shear closing, completed in a maximum time of 60 seconds (<i>autoshear/deadman</i> with delay: arm after 45 seconds of LMRP disconnection, in the blind shear ram).
10.4.3.1.3. Para BOP com Configuração III (item 10.3.1.1.2.1.3)	10.4.3.1.3. For BOP with Arrangement III (item 10.3.1.1.2.1.3)
[Os modos de EDS destacados em vermelho abaixo poderão ser solicitados conforme necessidade do projeto de poço. Demais modos são obrigatórios para a Configuração III]	[The EDS modes highlighted in red below may be requested if required by the well project. The other modes are mandatory for Arrangement III]
i. EDS sem fechamento das gavetas cisalhantes, completado no tempo máximo de 30 segundos (<i>autoshear/deadman</i> em desarme);	i. EDS without closing the shear rams, completed in a maximum time of 30 seconds (<i>auto-shear/deadman</i> disarm),
ii. EDS com fechamento da gaveta cega-cisalhante superior, com tempo máximo de 60 segundos (<i>autoshear/deadman</i> em arme na gaveta cega-cisalhante superior).	ii. EDS with upper blind shear ram closing completed in a maximum time of 60 seconds (<i>autoshear/deadman</i> arm in the upper blind shear ram).
iii. EDS com fechamento da gaveta cega-cisalhante inferior, com tempo máximo de 60 segundos (<i>autoshear/deadman</i> em arme na gaveta cega-cisalhante inferior).	iii. EDS with lower blind shear ram closing completed in a maximum time of 60 seconds (<i>autoshear/deadman</i> arm in the lower blind shear ram).
iv. EDS com fechamento da gaveta cega cisalhante superior e posterior fechamento da gaveta cega-cisalhante inferior, com tempo máximo de 90 segundos (<i>autoshear/deadman</i> em arme na gaveta cega-cisalhante inferior);	iv. EDS with closing of the upper blind shear ram and subsequent closing of the lower blind shear ram, completed in a maximum time of 90 seconds (<i>autoshear/deadman</i> arm in the lower blind shear ram),
v. EDS com fechamento da gaveta cega-cisalhante inferior e posterior fechamento da gaveta cega-cisalhante superior, com tempo máximo de 90 segundos (<i>autoshear/deadman</i> em arme gaveta cega-cisalhante superior).	v. EDS with closing of the lower blind shear ram and subsequent closing of the upper blind shear ram, completed in a maximum time of 90 seconds (<i>autoshear/deadman</i> arm in the upper blind shear ram).
10.4.3.2. Observações ao item 10.4.3.1 e subitens:	10.4.3.2. Notes to item 10.4.3.1 and sub-items:



<p>i. Em cada um dos painéis remotos devem existir comandos para pré-seleção do modo de EDS e um único comando para acionamento do EDS pré-selecionado. A seleção do modo de EDS em um dos painéis deverá ser refletida nos demais painéis automaticamente;</p> <p>ii. As sequências de EDS devem atuar as funções “armar”, “ventilar” e “desarmar” o sistema <i>autoshear/deadman</i>, bem como o modo de seleção do sistema <i>autoshear/deadman</i>, conforme o modo de EDS selecionado;</p> <p>iii. Não é admitida a sobreposição entre o fechamento das gavetas cisalhantes. A sobreposição de outras funções com as gavetas cisalhantes é admitida, porém o tempo de atuação deverá ser o mínimo necessário para a atuação destas funções com segurança;</p> <p>iv. Os tempos de EDS são cronometrados a partir da atuação no painel até a completa extensão da haste indicadora de desconexão do conector do LMRP;</p> <p>v. Para diminuição do tempo de EDS, não é permitida a utilização de válvulas de descarga rápida que utilizam linha piloto para sua abertura, como por exemplo, válvula de retenção pilotada.</p>	<p>i. In each of the remote panels there shall be commands for pre-selecting the EDS mode and a single command for activating the pre-selected EDS. EDS mode selection in one of the panels shall be reflected in the other panels automatically,</p> <p>ii. The EDS sequences shall actuate the functions “arm”, “vent” and “disarm” the <i>autoshear/deadman</i> system, as well as the <i>autoshear/deadman</i> system selection mode, according to the selected EDS mode,</p> <p>iii. The overlap between closing the shear rams is not allowed. The overlap of other functions with the shear rams is allowed, however the time of operation shall be the minimum necessary to perform these functions safely,</p> <p>iv. EDS response times begins when the EDS fire command is activated on the panel and ends when the indicator rod of LMRP connector is fully extended,</p> <p>v. To diminish the EDS time, it is not allowed to use quick dump valves with pilot line to open the valve, for example, pilot operated check valve.</p>
<p>10.4.4. Sistema de UPS (<i>Uninterruptable Power Supply</i>)</p> <p>10.4.4.1. O sistema de acionamento e controle do BOP/<i>diverter</i> de ser dotado de sistema de UPS duplo, onde cada sistema de UPS deve ser capaz de manter a operação total do sistema de controle por um período mínimo de duas horas em caso de corte no fornecimento primário.</p>	<p>10.4.4. Uninterruptable Power Supply – UPS</p> <p>10.4.4.1. The BOP/<i>diverter</i> control system shall be equipped with a dual UPS system, where each UPS system shall be able to maintain the full operation of the control system for a minimum period of two hours in the event of the primary power supply is interrupted.</p>
<p>10.4.4.2. Cada sistema de UPS deve ser dedicado a um POD específico, porém com possibilidade de interligação cruzada, ou seja, em caso de falha de uma UPS, o sistema remanescente deve ser capaz de alimentar ambos os PODs. Cada UPS deve ser interligada a barramentos principais distintos.</p>	<p>10.4.4.2. Each UPS system shall be dedicated to a specific POD, but with the possibility of cross-connection, i.e., in the event of a UPS failure, the remaining system shall be able to supply both PODs. Each UPS shall be interconnected to separate main bus bars.</p>
<p>10.4.4.3. O sistema de UPS deve possuir alarme visual e sonoro de falha da UPS e da alimentação principal nos painéis de controle do BOP.</p>	<p>10.4.4.3. The UPS system shall have a visual and audible UPS and main power failure alarm on the BOP control panels.</p>
<p>10.4.4.4. A falha na UPS não pode levar a perda da alimentação principal.</p>	<p>10.4.4.4. UPS failure cannot lead to loss of main power.</p>
<p>10.4.4.5. O painel de distribuição elétrica entre UPS e o sistema controle do BOP não deve possuir pontos de simples falha.</p>	<p>10.4.4.5. The electrical distribution panel between UPS and the BOP control system shall not have single points of failure.</p>
<p>10.4.5. Sistemas de controle secundário e de</p>	<p>10.4.5. BOP secondary and emergency control</p>



emergência do BOP	systems
<p>10.4.5.1. O BOP deve obrigatoriamente possuir os sistemas de controle abaixo:</p> <ul style="list-style-type: none">i. Interface para ROV (<i>Hot Stab</i>);ii. Acústico Digital;iii. <i>Autoshear/Deadman</i>.	<p>10.4.5.1. BOP shall have the control systems described below:</p> <ul style="list-style-type: none">i. ROV intervention (<i>Hot Stab</i>),ii. Digital Acoustic,iii. <i>Autoshear/Deadman</i>.
<p>10.4.5.2. Interface para ROV (<i>hot stabs</i>)</p> <p>[CONTRATADA deve garantir a compatibilidade dos receptáculos dos painéis do LMRP e BOP com o <i>hot stab</i> do ROV solicitado no item 2.8.5]</p> <p>10.4.5.2.1. Devem existir painéis no LMRP e no BOP com receptáculos apropriados, conforme API RP 17H, de modo a possibilitar atuação de funções com auxílio de ROV, utilizando conexão compatível com <i>hot stab</i> tipo "C" (conforme API 17H rev. 2) [OU tipo "3" diâmetro nominal Ø1.7" (43 mm) ((conforme API 17H ver. 3).], de alta vazão, de modo que o fechamento das gavetas seja efetuado em 45 segundos, conforme API STD 53. O projeto desta conexão por <i>hot stab</i> deve incluir mecanismo de travamento do <i>stab</i> para evitar desacoplamento indevido e deve ter pressão de trabalho mínima de 5.000 psi.</p>	<p>10.4.5.2. ROV Intervention (<i>hot stab</i>)</p> <p>[CONTRACTOR shall ensure the compatibility of the receptacles of the LMRP and BOP panels with the <i>hot stab</i> of the ROV requested in item 2.8.5]</p> <p>10.4.5.2.1. There shall be panels in the LMRP and in the BOP with appropriate receptacles, according to API RP 17H, in order to allow the operation of BOP functions with an ROV, using connection compatible with <i>hot stab</i> type "C" (according to API 17H rev. 2) [OR type "3" nominal diameter Ø1.7" (43 mm) ((according to API 17H ver. 3).], of high flow, so that the closing of the rams is carried out in 45 seconds, according to API STD 53. The design of this connection shall include a locking receptacle mechanism to prevent improper decoupling of the <i>hot stab</i> and shall have a minimum working pressure of 5,000 psi.</p>
<p>10.4.5.2.2. Todas as funções listadas nos itens 10.4.5.2.3 e 10.4.5.2.4 devem ser atuadas de forma independente, não podendo ser compartilhadas entre si ou com outras funções não listadas.</p>	<p>10.4.5.2.2. All functions listed in items 10.4.5.2.3 and 10.4.5.2.4 shall be actuated independently and cannot be shared among themselves or with other functions not listed.</p>
<p>10.4.5.2.3. Painel do LMRP deve possuir no mínimo as seguintes funções:</p>	<p>10.4.5.2.3. LMRP Panel shall have at least the following functions:</p>
<ul style="list-style-type: none">i. Retração de <i>stabs / stingers</i>;	<ul style="list-style-type: none">i. <i>Stabs/stingers</i> retraction,
<ul style="list-style-type: none">ii. Destravamento primário dos conectores das linhas <i>kill</i> e <i>choke</i>;	<ul style="list-style-type: none">ii. Kill and choke lines connectors primary unlock,
<ul style="list-style-type: none">iii. Destravamento secundário dos conectores das linhas <i>kill</i> e <i>choke</i>;	<ul style="list-style-type: none">iii. Kill and choke lines connectors secondary unlock,
<ul style="list-style-type: none">iv. Destravamento primário do conector do LMRP;	<ul style="list-style-type: none">iv. LMRP connector primary unlock,
<ul style="list-style-type: none">v. Destravamento secundário do conector do LMRP;	<ul style="list-style-type: none">v. LMRP connector secondary unlock,
<ul style="list-style-type: none">vi. Outras necessárias para a desconexão segura do LMRP.	<ul style="list-style-type: none">vi. Others necessary for LMRP safe disconnection.
<p>10.4.5.2.4. Painel do BOP deve possuir no mínimo as seguintes funções:</p>	<p>10.4.5.2.4. BOP Panel shall have at least the following functions:</p>
<ul style="list-style-type: none">i. Destravamento primário do conector da cabeça de poço;	<ul style="list-style-type: none">i. Wellhead connector primary unlock,



ii. Destravamento secundário do conector da cabeça de poço;	ii. Wellhead connector secondary unlock,
iii. Fechamento e travamento de uma gaveta de tubo;	iii. One pipe ram close and lock,
iv. Fechamento e travamento da gaveta cega-cisalhante superior ou fechamento e travamento da gaveta cega-cisalhante;	iv. Upper blind shear ram close and lock OR blind shear ram close and lock,
v. Fechamento e travamento da gaveta cega-cisalhante inferior;	v. Lower blind shear ram close and lock,
vi. Fechamento da gaveta cisalhante tipo <i>super-shear/casing-shear</i> .	vi. Super-shear/casing-shear ram close,
vii. Armar o sistema <i>autoshear/deadman</i> .	vii. Arm autoshear/deadman system.
10.4.5.2.4.1. Para a Configuração II do item 10.3.1.1.2.1.2 , apenas o item 10.4.5.2.4-v não é aplicável.	10.4.5.2.4.1. For the Arrangement II of item 10.3.1.1.2.1.2 , only item 10.4.5.2.4-v is not applicable.
10.4.5.2.4.2. Para a Configuração III do item 10.3.1.1.2.1.3 , apenas o item 10.4.5.2.4-vi não é aplicável.	10.4.5.2.4.2. For the Arrangement III of item 10.3.1.1.2.1.3 , only item 10.4.5.2.4-vi is not applicable.
10.4.5.2.5. No caso de sistema de travamento com acionamento independente do fechamento da gaveta, o sistema de <i>hot stab</i> deve ser projetado para manter a pressão de fechamento da gaveta até que o sistema de travamento seja acionado.	10.4.5.2.5. In the case of ram locking system with independent actuation of the ram closing, the hot stab system shall be designed to maintain the closing pressure on the ram chamber until the locking system is activated.
10.4.5.2.6. Operação com <i>flying leads</i>	10.4.5.2.6. Flying Leads Operations
10.4.5.2.6.1. Deve existir um stab tipo “C” (conforme API 17H rev. 2) [OU tipo “3” diâmetro nominal Ø1.7” (43 mm) ((conforme API 17H rev. 3))] adequadamente posicionado no BOP e interligado aos acumuladores dos sistemas acústico e <i>autoshear/deadman</i> (itens 10.4.5.3.2 e 10.4.5.4.3) com duas válvulas de bloqueio operadas por ROV, que pode ser utilizado para operação de todas as funções dos painéis de <i>hot stab</i> , com níveis de pressão compatível com a máxima pressão de operação dos equipamentos instalados. Além disso, deve possuir válvula para drenar a pressão da função atuada sem descarregar os acumuladores.	10.4.5.2.6.1. There shall be a type “C” stab (as per API 17H rev. 2) [OR type “3” nominal diameter Ø1.7” (43 mm) ((as per API 17H rev. 3))] properly positioned on the BOP and interconnected to the accumulators of the acoustic and autoshear/deadman systems (items 10.4.5.3.2 and 10.4.5.4.3), with two isolating valves operated by ROV, which can be used to operate all the functions of the hot stab panels, with pressure levels compatible with the maximum operating pressure of the installed equipment. In addition, it shall have a valve to vent the pressure of the actuated function without discharging the accumulators.
10.4.5.3. Acústico digital 10.4.5.3.1. Deve ser acionado a partir de 01 (uma) estação fixa utilizando no mínimo um transdutor fixado ao casco da embarcação, com alcance mínimo de 4 km, e também a partir de 01 (uma) estação móvel (módulo de controle portátil), utilizando cabo armado e transdutor.	10.4.5.3. Digital Acoustic 10.4.5.3.1. It shall be actuated from 01 (one) fixed station using at least 01 (one) transducer fixed on the vessel hull, with minimal reach of 4 km, and also from 01 (one) mobile station, portable control module, using armed cable and transducer.
i. Deve possuir as funções “armar” e “desamar” para isolar o fluido de operação das válvulas de	i. It shall have functions to “arm” and “disarm” the system to isolate the operating fluid from the



comando das funções.	control valves of the functions.
ii. Devem existir 02 (dois) receptores independentes no BOP atuando um POD acústico com acumuladores hidráulicos dedicados e independentes dos demais sistemas de controle do BOP.	ii. There shall be 02 (two) independent subsea transducers in the BOP actuating an acoustic POD with dedicated hydraulic accumulators and independent from other control systems of BOP.
iii. Deve possibilitar a operação em toda a faixa de LDA definida no item 2.1.2-i ;	iii. It shall enable operation in the entire water depth range defined in item 2.1.2-i ,
iv. Deve existir transmissor de pressão para leitura remota da pressão dos acumuladores nos painéis de controle do conjunto BOP/diverter (item 10.4.7) e um manômetro local para leitura com ROV;	iv. There shall be a pressure transmitter for remote reading of the pressure of the accumulators in the control panels of the BOP/diverter (item 10.4.7) and a local pressure gauge for reading with ROV,
v. A pressão residual dos acumuladores referida nos subitens do item 10.4.5.3.2 deve ser maior que a pressão de corte corrigida determinada no item 10.3.3.1-ii .	v. The remaining pressure of the accumulators referred to in the sub-items of item 10.4.5.3.2 shall be greater than the corrected shear pressure determined in item 10.3.3.1-ii .
10.4.5.3.2. Os acumuladores devem ser dimensionados utilizando o método "B" conforme descrito no API Spec 16D. O volume útil requerido deve ser no mínimo o correspondente a 110% do volume para atuar todas as funções necessárias para realizar uma desconexão segura do LMRP, atendendo as seguintes condições operacionais:	10.4.5.3.2. The accumulators shall be sized in accordance with method "B" from API Spec 16 D. The useful volume required shall be at least 110% of the volume to actuate all the necessary functions to perform a safe disconnection of LMRP, considering the following operating conditions:
10.4.5.3.2.1. Para BOP com Configuração I (item 10.3.1.1.2.1.1)	10.4.5.3.2.1. For BOP with Arrangement I (item 10.3.1.1.2.1.1)
i. Manobra, descida de revestimento e operações similares: acionar a gaveta <i>super-shear/casing-shear</i> , acionar a gaveta cega-cisalhante inferior para cortar e vedar e demais funções para a desconexão segura do LMRP. A pressão residual dos acumuladores, após o acionamento da gaveta cega-cisalhante inferior, deve ser suficiente para cortar o tubo mais resistente referido no GRUPO I (item 10.3.1.1.2.3.1);	i. Tripping, running casing and similar operations: activate the super-shear/casing-shear ram, activate the lower blind shear ram to shear and seal and other functions for the safe disconnection of the LMRP. The remaining pressure of the accumulators, after activating the lower blind shear ram, shall be sufficient to shear the most resistant tubular referred to in GROUP I (item 10.3.1.1.2.3.1),
ii. Operação com tubular cisalhável apenas pela gaveta <i>super-shear/casing-shear</i> : acionar a gaveta <i>super-shear/casing-shear</i> , acionar a gaveta cega-cisalhante (inferior ou superior - a combinação de gavetas que consumir mais fluido) para vedar e demais funções para a desconexão segura do LMRP. A pressão residual dos acumuladores, após o acionamento da gaveta <i>super-shear/casing-shear</i> , deve ser suficiente para cortar o tubular mais resistente referido no GRUPO II (item 10.3.1.1.2.3.2);	ii. Operation with tubular shearable only by the super-shear/casing-shear: activate the super-shear/casing-shear ram, activate the blind shear ram (lower or upper – shall activate the rams' combination of operators with larger volume) to seal and other functions for the safe disconnection of the LMRP. The remaining pressure of the accumulators, after activating the super-shear/casing-shear, shall be sufficient to shear the most resistant tubular referred to in GROUP II (item 10.3.1.1.2.3.2),
iii. Cimentação, operação com JRC, teste de formação e operações similares: acionar a gaveta cisalhante tipo <i>super-shear/casing-shear</i> ,	iii. Cementing, operations with JRC, well formation test and similar operations: activate the super-shear/casing-shear ram, activate the upper blind



<p>acionar a gaveta cega-cisalhante superior para cortar e vedar e demais funções para a desconexão segura do LMRP. A pressão residual dos acumuladores, após o acionamento da gaveta cega-cisalhante superior, deve ser suficiente para cortar o tubular mais resistente referido no GRUPO I (item 10.3.1.1.2.3.1).</p>	<p>shear ram to shear and seal and other functions for the safe disconnection of the LMRP. The remaining pressure of the accumulators, after activating the upper blind shear ram, shall be sufficient to shear the most resistant tubular referred to in GROUP I (item 10.3.1.1.2.3.1).</p>
<p>10.4.5.3.2.2. Para BOP com Configuração II (item 10.3.1.1.2.1.2)</p>	<p>10.4.5.3.2.2. For BOP with Arrangement II (item 10.3.1.1.2.1.2)</p>
<p>i. Operação com tubular cisalhável por ambas as gavetas cisalhantes: acionar a gaveta <i>super-shear/casing-shear</i>, acionar a gaveta cega-cisalhante para cortar e vedar e demais funções para a desconexão segura do LMRP. A pressão residual dos acumuladores, após o acionamento da gaveta <i>super-shear/casing-shear</i>, deve ser suficiente para cortar o tubular mais resistente referido no GRUPO I (item 10.3.1.1.2.3.1);</p>	<p>i. Operation with tubular shearable by both shear rams: activate the super-shear/casing-shear ram, activate the blind shear ram to shear and seal and other functions for the safe disconnection of the LMRP. The remaining pressure of the accumulators, after activating the super-shear/casing-shear, shall be sufficient to shear the most resistant tubular referred to in GROUP I (item 10.3.1.1.2.3.1),</p>
<p>ii. Operação com tubular cisalhável apenas pela gaveta <i>super-shear/casing-shear</i>: acionar a gaveta <i>super-shear/casing-shear</i>, acionar a gaveta cega-cisalhante para vedar e demais funções para a desconexão segura do LMRP. A pressão residual dos acumuladores, após o acionamento da gaveta <i>super-shear/casing-shear</i>, deve ser suficiente para cortar o tubular mais resistente referido no GRUPO II (item 10.3.1.1.2.3.2).</p>	<p>ii. Operation with tubular shearable only by the super-shear/casing-shear: activate the super-shear/casing-shear ram, activate the blind shear ram to seal and other functions for the safe disconnection of the LMRP. The remaining pressure of the accumulators, after activating the super-shear/casing-shear, shall be sufficient to shear the most resistant tubular referred to in GROUP II (item 10.3.1.1.2.3.2).</p>
<p>10.4.5.3.2.3. Para BOP com Configuração III (item 10.3.1.1.2.1.3)</p>	<p>10.4.5.3.2.3. For BOP with Arrangement III (item 10.3.1.1.2.1.3)</p>
<p>i. Manobra, descida de revestimento e operações similares: acionar a gaveta cega-cisalhante superior, acionar a gaveta cega-cisalhante inferior para cortar e vedar e demais funções para a desconexão segura do LMRP. A pressão residual dos acumuladores, após o acionamento da gaveta cega-cisalhante inferior, deve ser suficiente para cortar o tubo mais resistente referido no GRUPO III (item 10.3.1.1.2.3.3), exceto os elementos c, d, e, f, g, h, t.</p>	<p>i. Tripping, running casing and similar operations: activate the upper blind shear ram, activate the lower blind shear ram to shear and seal and other functions for the safe disconnection of the LMRP. The remaining pressure of the accumulators, after activating the lower blind shear ram, shall be sufficient to shear the most resistant tubular referred to in GROUP III (item 10.3.1.1.2.3.3) except elements c, d, e, f, g, h, t.</p>
<p>ii. Cimentação, operação com JRC, teste de formação e operações similares: acionar a gaveta cega-cisalhante inferior, acionar a gaveta cega-cisalhante superior para cortar e vedar e demais funções para a desconexão segura do LMRP. A pressão residual dos acumuladores, após o acionamento da gaveta cega-cisalhante superior, deve ser suficiente para cortar o tubular mais resistente referido no GRUPO III (item 10.3.1.1.2.3.3).</p>	<p>ii. Cementing, operations with JRC, well formation test and similar operations: activate the lower blind shear ram, activate the upper blind shear ram to shear and seal and other functions for the safe disconnection of the LMRP. The remaining pressure of the accumulators, after activating the upper blind shear ram, shall be sufficient to shear the most resistant tubular referred to in GROUP III (item 10.3.1.1.2.3.3).</p>
<p>iii. Manobra com revestimentos do GRUPO III</p>	<p>iii. Running casings of GROUP III (item</p>



<p>(item 10.3.1.1.2.3.3), elementos c, d, e, f, g, h ou teste de formação com shear sub, elemento t do GRUPO III (item 10.3.1.1.2.3.3): acionar a gaveta cega-cisalhante superior, acionar a gaveta cega-cisalhante inferior para vedar e demais funções para a desconexão segura do LMRP. A pressão residual dos acumuladores, após o acionamento da gaveta cega-cisalhante superior, deve ser suficiente para cortar o tubo mais resistente referidos no GRUPO III (item 10.3.1.1.2.3.3) elementos c, d, e, f, g, h, t.</p>	<p>10.3.1.1.2.3.3), elements c, d, e, f, g, h or well formation test with shear sub, element t of GROUP III (item 10.3.1.1.2.3.3): activate the upper blind shear ram, activate the lower blind shear ram to seal and other functions for the safe disconnection of the LMRP. The remaining pressure of the accumulators, after activating the upper blind shear ram, shall be sufficient to shear the most resistant tubular referred to in GROUP III (item 10.3.1.1.2.3.3), elements c, d, e, f, g, h, t.</p>
<p>10.4.5.3.3. O sistema acústico deve atuar no mínimo as seguintes funções:</p>	<p>10.4.5.3.3. The acoustic system shall actuate at least the following functions:</p>
<p>i. Fechamento e travamento da gaveta cega-cisalhante superior OU fechamento e travamento da gaveta cega-cisalhante, incluindo corte dos elementos conforme descrito nas condições operacionais do item 10.4.5.3.2;</p>	<p>i. Upper blind shear ram close and lock OR blind shear ram close and lock, including shearing the elements as described in operational conditions of item 10.4.5.3.2,</p>
<p>ii. Fechamento e travamento da gaveta cega-cisalhante inferior, incluindo corte dos elementos conforme descrito nas condições operacionais do item 10.4.5.3.2;</p>	<p>ii. Lower blind shear ram close and lock, including shearing the elements as described in operational conditions of item 10.4.5.3.2,</p>
<p>iii. Fechamento da gaveta <i>super-shear/casing-shear</i>, incluindo corte dos elementos conforme descrito nas condições operacionais no item 10.4.5.3.2;</p>	<p>iii. Super-shear/casing-shear ram close, including shearing the elements as described in operational conditions of item 10.4.5.3.2,</p>
<p>iv. Retração dos <i>stabs</i> e/ou <i>stingers</i>;</p>	<p>iv. Stabs retraction and/or stringers,</p>
<p>v. Destravamento primário dos conectores das linhas de <i>kill</i> e <i>choke</i>;</p>	<p>v. Primary release of connectors of the kill and choke lines,</p>
<p>vi. Destravamento secundário dos conectores das linhas de <i>kill</i> e <i>choke</i>;</p>	<p>vi. Secondary release of connectors of kill and choke lines,</p>
<p>vii. Destravamento primário do conector do LMRP;</p>	<p>vii. LMRP connector primary unlocking,</p>
<p>viii. Destravamento secundário do conector do LMRP;</p>	<p>viii. LMRP connector secondary unlocking,</p>
<p>ix. Outras necessárias para a desconexão segura do LMRP.</p>	<p>ix. Others necessary for LMRP safe disconnection.</p>
<p>10.4.5.3.3.1. Para BOP com Configuração II (item 10.3.1.1.2.1.2), apenas o item 10.4.5.3.3-ii não é aplicável.</p>	<p>10.4.5.3.3.1. For BOP with Arrangement II (item 10.3.1.1.2.1.2): only item 10.4.5.3.3-ii is not applicable.</p>
<p>10.4.5.3.3.2. Para BOP com Configuração III (item 10.3.1.1.2.1.3), apenas o item 10.4.5.3.3-iii não é aplicável</p>	<p>10.4.5.3.3.2. For BOP with Arrangement III (item 10.3.1.1.2.1.3): only item 10.4.5.3.3-iii is not applicable.</p>
<p>10.4.5.3.3.3. Observação sobre as funções do sistema acústico: somente as funções dos itens 10.4.5.3.3-iv e</p>	<p>10.4.5.3.3.3. Note on Acoustic System Functions: Only functions items 10.4.5.3.3-iv and 10.4.5.3.3-v or items</p>



10.4.5.3.3-v ou itens 10.4.5.3.3-iv e 10.4.5.3.3-vi podem ser interligadas.	10.4.5.3.3-iv and 10.4.5.3.3-vi may be interconnected.
10.4.5.4. Autoshear / deadman 10.4.5.4.1. Deve comandar o fechamento automático de uma gaveta cega cisalhante, conforme o modo de EDS selecionado, nos seguintes casos:	10.4.5.4. Autoshear / deadman 10.4.5.4.1. It shall command the automatic closing of one blind shear ram, according to the EDS mode selected, in the following cases:
i. Desconexão do LMRP;	i. LMRP disconnection,
ii. Perda dos sinais elétrico e hidráulico de ambos os PODs.	ii. Loss of the electric and hydraulic signals of both PODs.
10.4.5.4.2. O sistema <i>deadman</i> deve ser projetado de modo a possibilitar seu teste com o BOP no fundo, simulando falhas dos sinais elétricos e hidráulicos em cada POD de forma individualizada, não sendo permitido o desligamento do POD ou outra operação que possa afetar a capacidade do sistema em realizar uma desconexão de emergência.	10.4.5.4.2. Deadman system shall be designed to allow its test with BOP on the wellhead, simulating failure of electrical and hydraulic signals of each POD individually, not being allowed to turn off the POD or any other operation that may affect the system capacity to perform an emergency disconnection.
10.4.5.4.3. Os acumuladores do sistema <i>autoshear/deadman</i> devem possuir volume útil correspondente a 110% do volume necessário para fechar uma gaveta cega cisalhante, incluindo corte dos elementos especificados no: i. GRUPO I (item 10.3.1.1.2.3.1) para as Configurações I e II dos itens 10.3.1.1.2.1.1 e 10.3.1.1.2.1.2; ii. GRUPO III (item 10.3.1.1.2.3.3) para a Configuração III do item 10.3.1.1.2.1.3.	10.4.5.4.3. Autoshear / deadman accumulators shall have useful volume corresponding to 110% of the volume to close one blind shear ram, including shearing the elements specified in: i. GROUP I (item 10.3.1.1.2.3.1) for Arrangements I and II of items 10.3.1.1.2.1.1 and 10.3.1.1.2.1.2, ii. GROUP III (item 10.3.1.1.2.3.3) for Arrangement III of item 10.3.1.1.2.1.3.
10.4.5.4.3.1. Os acumuladores do sistema <i>autoshear/deadman</i> devem ser dimensionados utilizando o método "C" conforme descrito no API Spec 16D, atendendo às seguintes condições:	10.4.5.4.3.1. Autoshear / deadman accumulators shall be sized using the method "C" as described in the API Spec 16D, meeting the following conditions:
i. A pressão residual dos acumuladores, após o fechamento da gaveta cega-cisalhante, deverá ser maior que a pressão de corte corrigida determinada no item 10.3.3.1-ii.	i. Remaining pressure in the accumulators, after closing the blind shear ram, shall be higher than shear pressure determined on item 10.3.3.1-ii.
ii. Deve existir transmissor de pressão para leitura remota da pressão dos acumuladores nos painéis de controle do conjunto BOP/diverter (item 10.4.7) e um manômetro local para leitura com ROV.	ii. There shall be a pressure transmitter for remote reading of the pressure of the accumulators on the control panels of the BOP/diverter (item 10.4.7) and a local pressure gauge for reading with ROV.
iii. Deve possuir manômetro, para leitura com ROV, entre a válvula da função armar/desarmar o sistema e a válvula de disparo para indicação do status do sistema.	iii. It shall have a pressure gauge, for reading with ROV, between the valve of the system arm/disarm function and the trigger valve to indicate the system status.
10.4.5.4.4. Em cada um dos painéis remotos devem existir os seguintes comandos para o sistema <i>autoshear/deadman</i> :	10.4.5.4.4. Each remote panel shall have commands for auto-shear/deadman systems:



<p>i. Armar a função <i>autoshear/deadman</i>;</p> <p>ii. Ventilar a função <i>autoshear/deadman</i>;</p> <p>iii. Desarmar a função <i>autoshear/deadman</i>;</p> <p>iv. Selecionar a gaveta cega-cisalhante que será ativada pelo sistema <i>autoshear/deadman</i>. Para BOP com Configuração II (item 10.3.1.1.2.3.2), este requisito não é aplicável.</p>	<p>i. Arm <i>autoshear/deadman</i> function,</p> <p>ii. Vent <i>autoshear/deadman</i> function,</p> <p>iii. Disarm <i>autoshear/deadman</i> function,</p> <p>iv. Select the blind shear ram that will be activated by the <i>autoshear/deadman</i> system. For BOP with Arrangement II (item 10.3.1.1.2.3.2) this requirement is not applicable.</p>
<p>10.4.5.4.5. Os modos de seleção do <i>autoshear/deadman</i> dependem da Configuração do BOP.</p>	<p>10.4.5.4.5. <i>Autoshear/deadman</i> selection modes depend on BOP Arrangement.</p>
<p>10.4.5.4.5.1. Para BOP com Configuração I (item 10.3.1.1.2.1.1) e Configuração III (item 10.3.1.1.2.1.3), o sistema <i>autoshear/deadman</i> deve possuir os seguintes modos de seleção:</p>	<p>10.4.5.4.5.1. For BOP with Arrangement I (item 10.3.1.1.2.1.1) and Arrangement III (item 10.3.1.1.2.1.3), <i>autoshear/deadman</i> shall have the following selection modes:</p>
<p>i. Fechamento e travamento da gaveta cega-cisalhante inferior;</p>	<p>i. Close and lock lower blind shear ram,</p>
<p>ii. Fechamento e travamento da gaveta cega-cisalhante superior.</p>	<p>ii. Close and lock upper blind shear ram.</p>
<p>10.4.5.4.5.2. Para BOP com Configuração II (item 10.3.1.1.2.3.2), o sistema <i>autoshear/deadman</i> deve possuir o seguinte modo:</p>	<p>10.4.5.4.5.2. For BOP with Arrangement II (item 10.3.1.1.2.1.2), <i>autoshear/deadman</i> shall have the following mode:</p>
<p>i. Fechamento e travamento da gaveta cega-cisalhante.</p>	<p>i. Close and lock blind shear ram.</p>
<p>10.4.5.4.5.2.1. Deve possuir temporizador de modo que o início do fechamento da gaveta cega-cisalhante ocorra cerca de 45 segundos após a desconexão do LMRP.</p>	<p>10.4.5.4.5.2.1. It shall have timer circuit so that blind shear ram starts closing approximately 45 seconds after the LMRP is disconnected.</p>
<p>10.4.5.4.6. Características adicionais do sistema <i>deadman</i>: caso utilizem baterias para operação, deve haver possibilidade de leitura remota da capacidade de carga das baterias e alarme de baixo nível de carga.</p>	<p>10.4.5.4.6. Additional features of the <i>deadman</i> system: if batteries are used for operation, there shall be the possibility of remote reading of the battery charge capacity and a low battery alarm.</p>
<p>10.4.6. Compartilhamento dos acumuladores dos sistemas acústico e <i>autoshear/deadman</i></p> <p>10.4.6.1. Os acumuladores dos sistemas acústico e <i>autoshear/deadman</i> podem ser compartilhados entre si, porém não podem ser utilizados para suprimento do sistema principal (PODs). Neste caso deverá haver 02 (duas) válvulas isoladoras em série, em cada sistema, uma com comando remoto e outra, como <i>backup</i>, acionada por ROV, de modo que a perda de um dos sistemas não implique na perda do outro. A válvula isoladora de acionamento remoto deverá possuir comando para abrir e fechar e não deve ter sua posição alterada em caso de perda de pressão nas linhas de comando (por exemplo: na desconexão do LMRP).</p>	<p>10.4.6. Sharing accumulators for acoustic and <i>autoshear/deadman</i> systems</p> <p>10.4.6.1. The accumulators of the acoustic and <i>autoshear/deadman</i> systems may be shared but they must not be used to supply the main system (PODs). In this case, there shall be 02 (two) isolation valves in series, for each system, one with remote control and other as a <i>backup</i> operated by ROV, so that the loss of one of the systems does not lead to the loss of the other. Remote isolation valve shall have commands to open and close and shall not have its position changed in case of pressure loss on control lines (for example: LMRP disconnection).</p>



<p>10.4.7. Painéis remotos de controle do conjunto BOP/diverter</p> <p>10.4.7.1. Devem existir pelo menos 02 (dois) painéis de controle, sendo um localizado dentro da cabine do sondador e outro na sala do <i>Tool Pusher</i> ou Ponte. O sistema de sinalização dos painéis deve ser do tipo “green mode”.</p>	<p>10.4.7. Remote control panels of BOP/Diverter</p> <p>10.4.7.1. There shall be at least 02 (two) control panels, one located inside the driller’s cabin and the other in the Tool Pusher’s room or Bridge. The panels signaling system shall be green mode type.</p>
<p>10.5. Anel tensionador para Coluna de Riser</p>	<p>10.5. Tensioner Ring for Riser String</p>
<p>10.5.1. 01 (um) anel tensionador rotativo do tipo ball bearing, roller bearing ou fluid bearing específico para riser de perfuração e compatível com a Junta Telescópica (item 10.6).</p>	<p>10.5.1. Ball bearing, roller bearing or fluid bearing type rotating tensioner ring for drilling riser, compatible with telescopic joint (item 10.6).</p>
<p>10.6. Junta Telescópica</p>	<p>10.6. Telescopic Joint</p>
<p>10.6.1. Junta telescópica com curso de pelo menos 55 pés, <i>packer</i> preferencialmente triplo ou, no mínimo duplo, com acionamento hidráulico e pneumático e comutação automática, conforme item 10.6.2, sistema de travamento do barrilete interno com acionamento hidráulico ou pneumático e preparação para utilização com anel tensionador. No caso de <i>packer</i> duplo, deve haver um <i>packer backup</i> de emergência para instalação, sem necessidade de retirada e desmontagem da junta telescópica, em caso de falha de um dos outros dois <i>packers</i>. A UNIDADE deve possuir junta telescópica reserva com as mesmas especificações.</p>	<p>10.6.1. Telescopic joint with at least 55 ft stroke, preferably triple packer, or at least double packer, with hydraulic and pneumatic actuation and automatic switching according with item 10.6.2, inner barrel locking device with hydraulic or pneumatic actuation and preparation for usage with load ring. In case of a double packer, there shall be an emergency backup packer, to be installed, without the need for removing and disassembling the telescopic joint, in case of failure of one of the other two packers. The UNIT shall have a spare telescopic joint with the same specifications.</p>
<p>10.6.2. O sistema hidráulico/pneumático de acionamento dos <i>packers</i> deve ser projetado de modo que, em caso de perda da pressão de acionamento do <i>packer</i> em operação, o outro <i>packer</i> deve ser energizado automaticamente por outra fonte de energia, evitando vazamentos de fluido do riser. A pressão de comutação deve ser, no mínimo, 5 psi acima. O sistema deve ser dotado de alarme de baixa pressão hidráulica e pneumática. O sistema de acionamento pneumático deve ser dotado de vaso (1 m³) de pressão dedicado, com válvula de retenção para evitar o retorno de ar para o sistema de ar de serviço. Alternativamente, podem ser utilizadas as “APVs <i>Standby</i>” do sistema de ar de alta pressão, com válvula redutora de pressão e válvula de alívio para proteção contra sobrepressão.</p>	<p>10.6.2. The hydraulic/pneumatic actuation system of packers shall be designed in order that, in case of loss of actuation pressure of the packer in operation, the other packer shall be energized automatically by another power source, avoiding leakage of fluid from the riser. The switching pressure shall be at least 5 psi above the operation pressure. The system shall be equipped with hydraulic and pneumatic low-pressure alarm. The pneumatic system shall have a dedicated pressure vessel (1 m³), with check valve to prevent backflow of air into the air service system. Alternatively, standby APVs of the high-pressure air system with pressure regulator and relief valve for overpressure protection must be used.</p>
<p>10.6.3. Todas as funções de controle e monitoramento da junta telescópica devem ser disponibilizadas nos painéis de controle do conjunto BOP/<i>diverter</i> ou próximo a estes.</p>	<p>10.6.3. All the control and monitoring functions of the telescopic joint shall be provided in the BOP/<i>diverter</i> control panels or next to them.</p>
<p>10.6.4. (ITEM DESEJÁVEL) A PETROBRAS recomenda a instalação de um coletor de fluidos abaixo dos <i>packers</i>, provido de bomba de acionamento e desligamento automático e manual, de forma a evitar o</p>	<p>10.6.4. (DESIRABLE ITEM) There shall be a fluid collector installed below packers, with automatic and manual actuation pump, to avoid fluid spill to the sea. The collector shall have a level sensor, audible and</p>



derramamento de fluido para o mar. O coletor deverá possuir sensor de nível, alarme sonoro e visual (nível alto e bomba operando) na cabine do sondador. O fluido deverá ser direcionado para o "waste tank" ou similar.	visual alarm (high level and pump operating) on driller's cabin. The fluid shall be directed to the "waste tank" or similar.
10.7. Juntas de riser de perfuração 10.7.1. Devem ser em número suficiente para operar na LDA máxima especificada no item 2.1.2-i , acrescida de juntas suficientes para rotação de juntas para manutenção, <i>pup joints</i> em quantidade e comprimento variados, possibilitando balanceio em qualquer LDA, com variação de 5 pés.	10.7. Drilling riser joints 10.7.1. They shall be in sufficient number to operate at the maximum water depth specified in item 2.1.2-i , plus enough joints for rotation of joints for maintenance, pup joints in quantity and of various lengths, enabling the proper space-out for any water depth, with a variation of 5 feet.
10.7.2. A coluna de <i>riser</i> deve possuir: i. 01 (uma) linha de <i>kill</i> ; ii. 01 (uma) linha de <i>choke</i> ; iii. 01 (uma) linha de <i>booster</i> ; iv. 02 (duas) linhas de suprimento hidráulico para o sistema de controle do BOP.	10.7.2. The riser joints shall have: i. 01 (one) kill line, ii. 01 (one) choke line, iii. 01 (one) booster line, iv. 02 (two) hydraulic supply lines for the BOP control systems.
10.7.3. A coluna de risers deve estar dimensionada para suportar os esforços decorrentes das condições meteoceanográficas das bacias definidas no item 2.1.2-iii , na máxima LDA especificada no item 2.1.2-i e considerando o máximo peso de fluido definido no item 9.1.1 [OU outro peso a ser definido conforme projeto] , bem como, em cenários de perda severa. Nestes casos, os equipamentos submarinos ficarão submetidos a um diferencial de pressão externa da ordem expressa no item 10.1 . Deve ser apresentada <i>riser analysis</i> considerando esta situação operacional e outras específicas para cada poço, em conformidade com o Anexo I – Seção G.	10.7.3. The drilling riser string shall be designed to withstand the efforts loads from metocean conditions of Brazilian Basins defined in item 2.1.2-iii , at maximum I water depth defined in item 2.1.2-i and considering the maximum drilling fluid weight defined in item 9.1.1 [or other weight to be defined as per project] , as well as, in severe loss of circulation scenarios. In these cases, the subsea equipment will be subjected to external differential pressure as per item 10.1. Riser Analysis shall be presented considering this extreme operational scenario and others for each well, following Appendix I Section G.
10.7.4. As linhas de <i>kill</i> e <i>choke</i> devem ter pressão de trabalho compatível com a dos preventores de gaveta, diâmetro interno mínimo de 4" e ser resistente a H ₂ S.	10.7.4. The kill and choke lines shall have working pressure compatible with that of the ram preventers, minimum inside diameter of 4" and shall be for H ₂ S service.
10.7.5. A linha de <i>booster</i> deve possuir diâmetro interno mínimo de 4" e ter capacidade para circular 1.500 gpm de fluido com peso definido no item 9.1.1 , à máxima LDA definida no item 2.1.2-i . A pressão de trabalho desta linha não deve ser inferior a 3.000 psi.	10.7.5. Booster line shall have a minimum internal diameter of 4" and have capacity to circulate 1,500 gpm of fluid with the weight defined in item 9.1.1 , at the maximum water depth defined in item 2.1.2-i . The working pressure of this line shall not be less than 3,000 psi.
10.8. Equipamentos de manuseio de riser 10.8.1. A UNIDADE deve possuir todos os equipamentos para manuseio, descida e instalação do BOP e sistema de <i>risers</i> de perfuração.	10.8. Riser handling equipment 10.8.1. The UNIT shall have all equipment for handling, running, and installing the BOP and drilling riser system.
10.8.2. 02 (duas) ferramentas de manuseio (<i>running tools</i>) com acionamento hidráulico, projetadas para não possibilitar a abertura com carga.	10.8.2. 02 (two) running tools hydraulically actuated, designed not to open when loaded.



<p>10.8.3. 02 (duas) chaves hidráulicas e/ou pneumáticas para enroscar e aplicar torque nas porcas e parafusos do <i>riser</i> e dos equipamentos do sistema de controle de poço, de forma rápida e controlada.</p>	<p>10.8.3. 02 (two) hydraulic and/or pneumatic wrenches to screw and apply torque to the riser and the well control system equipment, in a fast and controlled manner.</p>
<p>10.8.4. 01 (um) <i>gimbal</i> para reduzir o momento fletor na área de sustentação do <i>riser</i>.</p>	<p>10.8.4. 01 (one) gimbal to reduce the bending moment in the riser support area.</p>
<p>10.8.5. 01 (um) <i>spider</i> com acionamento hidráulico.</p>	<p>10.8.5. 01 (one) spider with hydraulic actuation.</p>
<p>10.9. Tensionadores de riser</p> <p>10.9.1. Tensionadores de riser com sistema <i>anti-recoil</i>, em número e capacidade operação segura na máxima LDA proposta, atendendo às seguintes condições simultâneas:</p>	<p>10.9. Riser tensioners</p> <p>10.9.1. Riser tensioners with anti-recoil system, in number and capacity for safe operation at maximum water depth, meeting the following simultaneous conditions:</p>
<p>10.9.1.1. Considerar um par de tensionadores fora de operação para manutenção e/ou eventuais reparos.</p>	<p>10.9.1.1. Consider a pair of tensioners out of operation for regular maintenance and/or occasional repairs.</p>
<p>10.9.1.2. Capacidade para manter sobre tração a coluna de <i>risers</i> e o conjunto BOP na máxima LDA de operação e considerando o máximo peso do fluido de perfuração do item 9.1.1 [OU peso a ser definido conforme projeto]. A tração aplicada não poderá ser transmitida para a cabeça de poço, que deverá ser mantida sobre compressão de no mínimo 50.000 lb.</p>	<p>10.9.1.2. Capacity to maintain the riser string and the BOP stacl under tension at the maximum operating water depth and considering the maximum drilling fluid weight of item 9.1.1 [or other weight to be defined to specific project]. The applied tension shall not be transmitted to the wellhead, which shall be kept under compression of at least 50,000 pounds.</p>
<p>10.9.1.3. O sistema <i>riser anti-recoil</i> deve ter sua atuação incorporada às sequências de desconexão de emergência do LMRP (EDS), conforme item 10.4.3.</p>	<p>10.9.1.3. The anti-recoil riser system shall have its actuation incorporated into the LMRP emergency disconnection sequences (EDS), as per item 10.4.3.</p>
<p>10.10. Choke Manifold</p> <p>10.10.1. 01 (um) <i>choke manifold</i> atendendo aos seguintes requisitos:</p>	<p>10.10. Choke Manifold</p> <p>10.10.1. 01 (one) choke manifold shall meet the following requirements:</p>
<p>10.10.1.1. Ter pressão de trabalho compatível com a do preventor de gavetas, não possuir pontos de simples falha e ser resistente a H₂S. Todas as interligações do <i>choke manifold</i> com outros sistemas e atmosfera deverão possuir 02 (duas) válvulas gavetas em série.</p>	<p>10.10.1.1. Shall have working pressure compatible with the ram preventers, do not have single points failure and shall be for H₂S service. All interconnections of the choke manifold with other systems and atmosphere shall have 02 (two) gate valves in series.</p>
<p>10.10.1.2. O arranjo deve permitir intercâmbio funcional entre as linhas de <i>kill</i> e <i>choke</i> nas operações de injeção, retorno e monitoramento de pressão.</p>	<p>10.10.1.2. The arrangement shall allow functional interchange between the kill and choke lines for pressure monitoring, return and injection operations.</p>
<p>10.10.1.3. Em cada lado do <i>choke manifold</i>, associado às linhas de <i>kill</i> e <i>choke</i>, deve existir um par de estranguladores de fluxo ajustáveis (<i>chokes</i>). Pelo menos um <i>choke</i> de cada par deve possuir acionamento remoto, com <i>backup</i> manual, via painel de controle. Todos os estranguladores de fluxo devem possibilitar total vedação quando fechados e submetidos à pressão de 10.000 psi. O diâmetro equivalente de abertura total do <i>chokes</i> não deverá ser inferior a 1 ½”.</p>	<p>10.10.1.3. In each side of the choke manifold, associated to the kill and choke lines, it shall have a pair of adjustable chokes. At least one choke of each pair shall have remote actuation, with manual backup, via control panel. All chokes shall provide complete sealing when closed and tested with 10,000 psi pressure. The equivalent orifice diameter for chokes completely opened shall not be less than 1 ½”.</p>



<p>10.10.1.4. Devem existir 02 (dois) conjuntos constituídos por transdutores de pressão para leitura de pressão no painel de controle de kick e um manômetro com resolução de 100 psi e exatidão de +/- 0,5% do FE (fundo de escala), localizados a montante dos estranguladores, sendo, um conjunto na linha de <i>kill</i> e outro na linha de <i>choke</i>. Deve existir válvula de isolamento antes dos transdutores e manômetros.</p>	<p>10.10.1.4. There shall be 02 (two) sets consisting of a pressure transmitter for the pressure reading in the kick control panel, and a pressure gauge with resolution of 100 psi and accuracy of +/- 0,5% of full scale, located upstream the chokes, with one set in the kill line and the other in the choke line. It shall have an isolating valve before the transmitters and the pressure gauges.</p>
<p>10.10.1.5. Entre os <i>chokes</i> manuais devem ser instalados medidores agrupados em um mini-painel, para leitura das pressões das linhas de <i>kill</i>, <i>choke</i> e <i>standpipe</i> com divisão de escala de 25 psi e exatidão de +/- 0,5% do fundo de escala. Não é permitida a utilização do sinal do transdutor usado para a leitura de pressão do painel de controle de <i>kick</i>.</p>	<p>10.10.1.5. Between the manual chokes there shall be gauges grouped in a mini-panel, for standpipe, choke and kill lines pressures reading with resolution of 25 psi and accuracy of +/- 0,5% of full scale. It is not allowed to use the signal from the transmitter used for pressure reading on the kick control panel.</p>
<p>10.10.1.6. Devem existir 02 (duas) válvulas gaveta em série com os <i>chokes</i> ajustáveis com pressão de trabalho compatível com a do preventor de gavetas.</p>	<p>10.10.1.6. There shall be 02 (two) gate valves in series with the adjustable chokes with working pressure compatible with the ram preventers.</p>
<p>10.10.1.7. Devem existir pontos para injeção de glicol ou metanol nas linhas de <i>kill</i> e <i>choke</i> a montante dos estranguladores ajustáveis com 02 (duas) válvulas gaveta em série.</p>	<p>10.10.1.7. There shall be points for glycol or methanol injection in the choke and kill lines, upstream the adjustable chokes, with 02 (two) gate valves in series.</p>
<p>10.10.1.8. Deve existir 01 (uma) linha interligando o <i>standpipe manifold</i> ao <i>choke manifold</i>, a montante dos <i>chokes</i> ajustáveis, com 02 (duas) válvulas gaveta em série com pressão de trabalho compatível com a do preventor de gavetas para proteger a interface entre os dois sistemas.</p>	<p>10.10.1.8. There shall be 01 (one) line connecting the standpipe manifold to the choke manifold, upstream the adjustable chokes, with 02 (two) gate valves in series with pressure compatible with the ram preventers to protect the interface between the two systems.</p>
<p>10.10.1.9. Deve existir 01 (uma) linha para interligação do <i>choke manifold</i> com a Unidade de Bombeio de Alta pressão (Anexo I – Seção J), a montante dos <i>chokes</i> ajustáveis, com 02 (duas) válvulas gaveta em série, com pressão de trabalho compatível com a do preventor de gavetas.</p>	<p>10.10.1.9. There shall be 01 (one) line connecting the choke manifold with the high-pressure pumping unit, upstream the adjustable chokes, with 2 (two) gate valves in series, with working pressure compatible with the BOP rams.</p>
<p>10.10.1.10. Devem existir 02 (duas) câmaras de expansão independentes, separadas por 02 (duas) válvulas gavetas, no <i>choke manifold</i> (associadas aos lados <i>kill</i> e <i>choke</i>) provendo redundância. Cada câmara de expansão deve possuir manômetros protegidos por válvulas e no mínimo os seguintes pontos de saída:</p> <ul style="list-style-type: none">i. Para o separador atmosférico;ii. Para <i>overboard</i> (bombordo e boreste);iii. Para o tanque de manobra e <i>stripping tank</i>.	<p>10.10.1.10. It shall have 02 (two) independent buffer chambers, separated by 02 (two) gate valves, in the choke manifold (associated to the kill and choke sides), providing redundancy. Each buffer chamber shall have pressure gauge protected by valves and at least the following outlet points:</p> <ul style="list-style-type: none">i. To the mud gas separator,ii. To <i>overboard</i> (portside and starboard sides),iii. To the trip tank and stripping tank.
<p>10.11. Separador Atmosférico</p>	<p>10.11. Mud Gas Separator</p>
<p>10.11.1. 01 (um) separador atmosférico atendendo aos seguintes requisitos:</p>	<p>10.11.1. 01 (one) mud gas separator (MGS) meeting the following requirements:</p>
<p>10.11.1.1. Deve ser do tipo base fechada com</p>	<p>10.11.1.1. It shall be closed bottom with minimum</p>



capacidade mínima de processamento de 10 MMSCF/dia de gás e vazão de fluido de 1.000 gpm, interligado ao <i>choke manifold</i> .	processing capacity of 10 MMSCF/day of gas and fluid flow of 1,000 gpm, connected to the choke manifold.
10.11.1.2. O controle e a monitoração das condições de operação do separador devem ser feitos a partir da cabine do sondador.	10.11.1.2. Control and monitoring of the MGS operational conditions shall be executed from driller's cabin.
10.11.1.3. A tubulação de saída deve terminar em queda livre na peneira e não pode ter interligação com outras linhas.	10.11.1.3. The mud return line shall end in free fall on the shakers, and it must not have interconnection with other lines.
10.11.1.4. O selo hidráulico deve ser dimensionado para a máxima vazão de gás, considerando a massa específica do fluido no interior do selo hidráulico igual a 5,7 ppg. A CONTRATADA deve apresentar o memorial de cálculo do separador.	10.11.1.4. The hydraulic seal (mud leg) shall be sized for the maximum gas flow, considering the density of the fluid inside the hydraulic seal equal to 5.7 ppg. CONTRACTOR shall present the separator sizing and evaluation report.
10.11.1.5. A saída do dreno do selo hidráulico deve ser posicionada em local que permita a fácil monitoração de vazamentos. Não pode ser direcionada para o mar.	10.11.1.5. The drain line of the mud seal shall be positioned in a location that allows easy monitoring of leaks. It shall not be directed to the sea.
10.11.1.6. Não é aceito selo hidráulico do tipo tubulações concêntricas, devido a dificuldade de inspeção da integridade da tubulação interna.	10.11.1.6. It is not accepted a mud seal consisted of concentric pipe due to the difficulty of integrity inspection in the internal pipe.
10.11.1.7. Deve possuir sistema de monitoração da integridade do selo hidráulico baseado no diferencial de pressão entre a seção superior do separador e a base do selo hidráulico. Deve ser composto por 02 (dois) indicadores de pressão, alarme sonoro e visual e gráfico de barras ou luzes indicadoras da integridade do selo hidráulico. O sistema deve alarmar quando o nível do selo hidráulico atingir 50% a 60% do valor original. Deve ser instalado próximo ao painel de controle de kicks.	10.11.1.7. It shall have a monitoring system for the mud seal integrity based on the pressure differential between the upper section of the separator vessel and the bottom of the mud seal. It shall be composed of 02 (two) pressure indicators, audible and visual alarm and bar graph or indicating lights of the of the mud seal integrity. The system shall alarm when the hydraulic seal level reaches 50% to 60% of the original value. It shall be installed near the kick control panel.
10.11.1.8. Linha de ventilação secundária independente, com diâmetro mínimo de 3", conectada na parte superior da tubulação de saída à jusante do selo hidráulico e extremidade pelo menos 10 m (API SPEC 16C) acima do topo do separador.	10.11.1.8. Independent secondary vent line (siphon breaker), with a minimum diameter of 3", connected at the top of the mud return line, downstream of the mud seal, with the open-ended pipe at least 10 m (API SPEC 16C) above the top of the separator.
10.11.1.9. Linha de ventilação principal com extremidade acima do bloco de coroamento, dimensionada para que as perdas de carga não sejam superiores à hidrostática do selo hidráulico, considerando a massa específica do fluido no interior do selo hidráulico igual a 5,7 ppg.	10.11.1.9. Main independent line with end above crown block, sized so that the friction pressure of the gas does not exceed the mud seal hydrostatic pressure, considering the fluid density inside the mud seal equal to 5,7 ppg.
10.11.1.10. Entrada secundária, com válvula de bloqueio próximo ao separador, para permitir bombear fluido oriundo dos tanques do sistema de tratamento de fluidos (item 9.5).	10.11.1.10. Secondary inlet, with isolation valve next to the separator, to allow fluid pumping from fluid treatment system tanks (item 9.5).
10.12. Desgaseificadores	10.12. Degassers
10.12.1. A UNIDADE deve possuir 02 (dois)	10.12.1. The UNIT shall have 02 (two) degassers, each



desgaseificadores, cada um com capacidade de processar no mínimo 1.000 gpm de fluido de peso definido no item 9.1.1 , instalados de tal modo a possibilitar refluxo (reprocessamento), impedindo a saída de fluido gaseificado para os tanques ativos.	one with capacity to process at least 1,000 gpm of fluid with weight defined in item 9.1.1 , installed to allow reflow (reprocessing), preventing gas cut mud from returning to the active tanks.
10.12.2. A linha de ventilação (descarte de gás) de cada desgaseificador deve ser independente, não podendo ser conectadas entre si ou às linhas de ventilação principal dos separadores atmosféricos. Deve direcionar os gases para uma área segura.	10.12.2. The vent line (gas discharge) of each degasser shall be independent, and not be connected to each other or to the main vent lines of the mud gas separators. It shall direct the gases to a safe area.
10.12.3. Os tanques de descarga e sucção dos desgaseificadores devem possuir interligação na parte superior.	10.12.3. The degasser suction and discharge tanks shall be connected in the upper part.
10.13. Sistema <i>diverter</i>	10.13. Diverter system
10.13.1. Sistema <i>diverter</i> com pressão de trabalho mínima de 500 psi e linhas de ventilação com diâmetro interno mínimo de 12", atendendo os seguintes requisitos:	10.13.1. Diverter system with minimum working pressure of 500 psi and vent lines with minimum inside diameter of 12", meeting the following requirements:
10.13.2. O elemento de vedação do <i>diverter</i> deve possuir diâmetro de passagem mínimo de 19,25" e permitir o fechamento total sem coluna no poço.	10.13.2. The diverter sealing element shall have a minimum inside diameter of 19,25" and allow total closure with no pipe inside.
10.13.3. Devem existir 02 (duas) linhas de ventilação, sendo uma para bombordo e a outra para boreste (no caso de navios-sonda, uma delas poderá estar direcionada para a popa). A perda de carga nas linhas de ventilação não deve ser superior a 80% da pressão de trabalho do <i>packer</i> da junta telescópica quando circulando fluido com 1.500 gpm.	10.13.3. There shall be 02 (two) vent lines, one on portside and other on starboard (for drillships, one of them could be directed to the stern). The friction pressure of the gas flowing through the vent lines shall not be more than 80% of the telescopic joint packer working pressure when circulating fluid with 1,500 gpm.
10.13.3.1. Para navio-sonda é aceitável apenas uma linha de ventilação para popa.	10.13.3.1. For drillships one vent line to stern is acceptable.
10.13.4. O suprimento pneumático para controle das funções do sistema <i>diverter</i> deve dispor de um sistema reserva de armazenamento de ar ou de nitrogênio, protegido por válvula de retenção para o caso de falha do sistema principal de ar de baixa pressão da UNIDADE. Deve-se utilizar válvula redutora de pressão e válvula de alívio para proteção contra sobrepressão, se necessário.	10.13.4. The pneumatic supply to control the functions of the diverter system shall have a reserve system for storing air or nitrogen, protected by a check valve in case the UNIT's main low pressure air system fails. Pressure reducing valve and relief valve shall be used for overpressure protection, if necessary.
10.13.5. Separador atmosférico de gás de <i>riser</i>	10.13.5. Mud gas separator for riser gas
10.13.5.1. 01 (um) separador atmosférico tipo base fechada com capacidade mínima de processamento de 15,0 MMSCF/dia de gás e vazão de fluido de 1.500 gpm, instalado de modo a permitir o direcionamento do fluido oriundo do <i>riser</i> para as linhas de ventilação do <i>diverter</i> ou para o separador, evitando o descarte para o mar. Deve atender aos seguintes requisitos:	10.13.5.1. 01 (one) closed-bottom mud gas separator with minimum processing capacity of 15,0 MMSCF/day of gas and fluid flow of 1,500 gpm, installed to allow the fluid coming from the riser to be directed to the diverter vent lines or to the separator, avoiding disposal for the sea. It shall meet the following requirements:
10.13.5.2. O controle e a monitoração das condições de operação do separador devem ser feitos	10.13.5.2. Control and monitoring of the separator operational conditions shall be executed from driller's



a partir da cabine do sondador.	cabin.
10.13.5.3. A tubulação de saída deve terminar em queda livre na peneira e não pode ter interligação com outras linhas.	10.13.5.3. The mud return line shall end in free fall on the shaker, and it shall not have interconnection with other lines.
10.13.5.4. O selo hidráulico deve ser dimensionado para a máxima vazão de gás, considerando a massa específica do fluido no interior do selo hidráulico igual a 5,7 ppg. A CONTRATADA deve apresentar o memorial de cálculo do separador.	10.13.5.4. The hydraulic seal (mud leg) shall be sized for the maximum gas flow, considering the density of the fluid inside the hydraulic seal equal to 5.7 ppg. CONTRACTOR shall present the separator sizing and evaluation report.
10.13.5.5. A saída do dreno do selo hidráulico deve ser posicionada em local que permita a fácil monitoração de vazamentos e não pode ser direcionada para o mar.	10.13.5.5. The drain line of the mud seal shall be positioned in a location that allows easy monitoring of leaks and it shall not be directed to the sea.
10.13.5.6. Não é aceito selo hidráulico do tipo tubulações concêntricas, devido a dificuldade de inspeção da integridade da tubulação interna.	10.13.5.6. It is not accepted a mud seal consisted of concentric pipe due to the difficulty of integrity inspection in the internal pipe.
10.13.5.7. Deve possuir sistema de monitoração da integridade do selo hidráulico baseado no diferencial de pressão entre a seção superior do separador e a base do selo hidráulico. Deve ser composto por 02 (dois) indicadores de pressão, alarme sonoro e visual e gráfico de barras ou luzes indicadoras da integridade do selo hidráulico. O sistema deve alarmar quando o nível do selo hidráulico atingir 50% a 60% do valor original. Deve ser instalado próximo ao painel de controle de kicks.	10.13.5.7. It shall have a monitoring system for the mud seal integrity based on the pressure differential between the upper section of the separator vessel and the base of the mud seal. It shall be composed of 02 (two) pressure indicators, audible and visual alarm and bar graph or indicating lights of the mud seal integrity. The system should alarm when the hydraulic seal level reaches 50% to 60% of the original value. It shall be installed near the kick control panel.
10.13.5.8. Linha de ventilação secundária independente, com diâmetro mínimo de 3", conectada na parte superior da tubulação de saída à jusante do selo hidráulico e extremidade pelo menos 10 m (API SPEC 16C) acima do topo do separador.	10.13.5.8. Independent secondary vent line (siphon breaker), with a minimum diameter of 3", connected at the top of the mud return line, downstream of mud seal, with the open-ended pipe at least 10 m (API SPEC 16C) above the top of the separator.
10.13.5.9. Linha de ventilação principal independente com extremidade acima do bloco de coroamento, dimensionada para que as perdas de carga não sejam superiores à hidrostática do selo hidráulico considerando a massa específica do fluido no interior do selo hidráulico igual a 5,7 ppg.	10.13.5.9. Main independent vent line with end above crown block, sized so that the friction pressure of the gas does not exceed the mud seal hydrostatic pressure, considering the fluid density inside the mud seal equal to 5,7 ppg.
10.13.5.10. No caso de apenas um separador atmosférico para atender aos itens 10.11 e 10.13.5 , este deve possuir capacidade mínima de processamento de 15,0 MMSCF/dia de gás e vazão de fluido de 1.500 gpm. O sistema deve ser projetado de modo a impedir o alinhamento simultâneo para o <i>diverter</i> e <i>choke manifold</i> .	10.13.5.10. In case of only one mud gas separator is supplied to meet items 10.11 and 10.13.5 , it shall have a minimum processing capacity of 15.0 MMSCF/day of gas and a fluid flow of 1,500 gpm. The system shall be designed to prevent simultaneous alignment for the diverter and choke manifold.
10.13.6. As válvulas das linhas de ventilação do <i>diverter</i> e interligação do separador com o <i>diverter</i> devem ser do tipo passagem plena (não são aceitas válvulas tipo borboleta), com pressão de trabalho compatível com o sistema <i>diverter</i> .	10.13.6. The valves of diverter vent line and the interconnection line of the separator with the diverter shall be full-bore type (butterfly type valves are not accepted), with working pressure compatible with the diverter system.



<p>10.13.7. As válvulas de controle de fluxo devem possuir intertravamento de tal modo a impedir o completo fechamento do poço.</p>	<p>10.13.7. The flow control valves shall have interlock to prevent full well closure.</p>
<p>10.14. Standpipe manifold (manifold do tubo bengala)</p>	<p>10.14. Standpipe Manifold</p>
<p>10.14.1. Deve possuir 02 (dois) ramos independentes com pressão de trabalho mínima de 7.500 psi.</p>	<p>10.14.1. It shall have 02 (two) independent standpipe with a minimum working pressure of 7,500 psi.</p>
<p>10.14.2. Devem existir 02 (dois) conjuntos constituídos por 01 (um) transdutor de pressão para leitura de pressão no painel de controle de <i>kick</i>, 01 (um) transdutor de pressão para leitura de pressão no mini-painel do <i>choke manifold</i> e 01 (um) manômetro para leitura de pressão local com resolução de 100 psi e exatidão de +/- 0,5% do fundo de escala, sendo um conjunto em cada "bengala", possibilitando redundância. Todos os transdutores e manômetros devem estar isolados por válvula.</p>	<p>10.14.2. There shall be 02 (two) sets consisting of 01 (one) pressure transmitter for pressure reading in the kick control panel, 01 (one) pressure transmitter for pressure reading in the choke manifold mini-panel and 01 (one) pressure gauge for local pressure reading, with resolution of 100 psi and accuracy of +/- 0,5% of full scale, with one set in each standpipe, providing redundancy. All transmitters and pressure gauges shall be isolated by valve.</p>
<p>10.14.3. Deve existir um <i>choke</i> manual ajustável para permitir despressurizações do sistema.</p>	<p>10.14.3. There shall be an adjustable manual choke to provide system depressurization.</p>
<p>10.14.4. Além da mangueira principal para o top drive ou DDM, deverá existir uma mangueira reserva conectada ao segundo tubo bengala ou armazenada em local adequado com a mesma pressão de trabalho.</p>	<p>10.14.4. In addition to the main hose to Top Drive or DDM, there shall be a back-up hose connected to the second standpipe or stored in an appropriate place with the same working pressure.</p>
<p>10.14.5. Deve possuir facilidade para instalação de sensor de pressão da unidade de geologia/mud logging com válvula de bloqueio.</p>	<p>10.14.5. It shall have facilities for geology/mudlogging pressure gauge installation with block valve.</p>
<p>10.14.6. Deverá possuir "sub" especial com saída lateral com conexão weco fig. 1502 ("T-piece") para instalação de sensor de pressão da unidade de MWD/LWD, instalado entre o tubo bengala e a mangueira de fluido de perfuração do <i>Top Drive</i> ou <i>DDM</i>.</p>	<p>10.14.6. It shall have special sub, with side connection weco type fig. 1502 ("T-piece") for the installation of the pressure transmitter for MWD/LWD, to be installed between the standpipe and Top Drive or DDM rotary hose.</p>
<p>10.15. Linha de Booster</p>	<p>10.15. Booster Line</p>
<p>10.15.1. A linha de <i>booster</i> deve originar-se na sala de bombas de lama em <i>manifold</i> específico que possibilite intercambiabilidade entre todas as bombas de lama. Preferencialmente, deve haver possibilidade de bombear diretamente para a linha de <i>booster</i> sem passar pelo <i>standpipe manifold</i>. Caso a linha de <i>booster</i> passe pelo <i>standpipe manifold</i>, deve haver duplo bloqueio com válvulas gavetas.</p>	<p>10.15.1. The booster line shall originate in the mud pump room in a specific manifold that allows interchangeability between all mud pumps. Preferably, it should be possible to pump directly to the booster line without going through the standpipe manifold. If the booster line passes through the standpipe manifold, there shall be double blocking with gate valves.</p>
<p>10.16. Equipamentos Auxiliares</p>	<p>10.16. Auxiliary Equipment</p>
<p>10.16.1. A UNIDADE deve possuir os equipamentos abaixo relacionados:</p>	<p>10.16.1. The UNIT shall have the following equipment listed below:</p>
<p>i. Pelo menos 02 (duas) válvulas de prevenção interna de coluna (tipo "<i>Inside BOP</i>") com pressão de trabalho igual a do preventor de</p>	<p>i. At least 02 (two) Inside BOP valves with working pressure equal to ram preventers, for each type of connection/thread and with the same</p>



gavetas, para cada tipo de conexão/rosca e com as mesmas características e resistência à tração dos tubos de perfuração do item 12 .	characteristics and tensile strength of drill pipes in item 12 .
ii. Pelo menos 02 (duas) válvulas de segurança, com diâmetro interno mínimo de 3" (exceto para coluna de perfuração de 3 ½"), com pressão de trabalho igual a do preventor de gavetas para cada tipo de conexão/rosca e com as mesmas características dos tubos de perfuração do item 12 .	ii. At least 02 (two) drill pipe safety valves, with minimum inside diameter of 3" (except for 3 ½" DP), with working pressure equal to the ram preventers, with the same characteristics of drill pipes in item 12 .
iii. Pelo menos 02 (duas) válvulas tipo esfera de passagem plena no top drive. A válvula superior deve ser de acionamento remoto a partir da cabine do sondador e a válvula inferior deve possibilitar operação manual.	iii. At least 02 (two) full-bore ball valves in the top drive. The upper valve shall be remotely actuated from the driller's cabin and the lower valve shall allow manual operation.
iv. 01 (uma) mangueira metálica flexível (tipo "coflexip") com comprimento mínimo de 20 (vinte) metros, diâmetro nominal de 2", conexões weco fig. 2202 e pressão de trabalho compatível com a do preventor de gavetas, para serem conectadas à coluna em caso de <i>kick</i> com altas pressões.	iv. 01 (one) flexible metallic hose (Coflexip type) with a minimum length of 20 (twenty) meters, nominal diameter of 2", end connections type weco fig. 2202 and working pressure compatible with the ram preventers, to be connected to the string in the case of kick with high pressure.
v. 02 (dois) subs especiais caixa-pino (<i>kill sub</i>), com diâmetro interno mínimo de 3" (exceto para coluna de perfuração de 3 ½"), resistência mínima de 600.000 lb, saída lateral com conexão WECO fig. 2202 e pressão de trabalho compatível com a do preventor de gavetas para cada tipo de conexão/rosca e com as mesmas características dos tubos de perfuração do item 12 .	v. 02 (two) box-pin special subs (kill sub), minimum inside diameter of 3" (except for 3 ½" DP) and 600,000 lb minimum tensile strength, side connection type weco fig. 2202 and pressure compatible with ram preventers and with the same characteristics of drill pipes in item 12 .
10.17. Unidade hidráulica para teste de BOP e linhas de <i>kill</i> e <i>choke</i> 10.17.1. Com facilidades para registro dos testes em carta. A escala utilizada deve ser compatível para atender com precisão todo o range de pressões.	10.17. Hydraulic unit for BOP and kill and choke lines test 10.17.1. With recording device to record the tests on a chart. The chart scale shall be compatible to meet accurately the pressure ranges.
10.18. Tanque de manobra (<i>trip tank</i>) 10.18.1. Com volume mínimo de 40 bbl e capacidade para medir variações de até 0,5 bbl, utilizando instrumentação de nível, com leitura na cabine do sondador, e uma escala mecânica de mesma graduação na linha de visada do sondador. A escala mecânica poderá ser substituída por sistema alternativo totalmente independente do sistema principal e com diferente modo de falha.	10.18. Trip Tank 10.18.1. With minimum volume of 40 bbl and capacity to measure variations up to 0.5 bbl, using level instrumentation, with reading in the driller's cabin, and a mechanical level indicator with the same resolution in the driller light of sight. The mechanical level indicator may be replaced by alternative system totally independent of the main system and with different failure mode.
10.18.2. Deve possuir 02 (duas) bombas centrífugas dedicadas para enchimento do poço.	10.18.2. It shall have 02 (two) dedicated centrifugal pump for filling the well.
10.18.3. Na linha de enchimento do poço (linha de ataque) deve existir uma válvula de retenção ou válvula	10.18.3. In the fill-up line it shall have a check valve or a remote-controlled valve, near the diverter housing to



de controle remoto, localizada próxima do alojador do <i>diverter</i> para impedir o fluxo do poço para o tanque de manobra.	prevent the back flow from the well to the trip tank.
10.18.4. A sucção das bombas de enchimento do poço deve estar situada a no mínimo 01 (um) pé do fundo e esse volume “morto” não pode estar incluído na capacidade nominal do tanque.	10.18.4. The suction of the pump for filling the well shall be situated at least at 1 (one) ft from the bottom, and this “dead” volume shall not be included in the nominal capacity of the tank.
10.18.5. Deve possuir 02 (duas) bombas para enchimento do tanque de manobra com desligamento automático. A saída da linha de enchimento deve estar localizada numa altura intermediária do corpo do tanque de manobra para evitar a formação de espuma.	10.18.5. There shall be 02 (two) pumps with automatic shut off for filling the trip tank. The outlet line shall be located at an intermediate height of the trip tank body to prevent foam formation.
10.18.6. A válvula de controle de fluxo do tanque de manobra deve possuir comando remoto executado pelo sondador e intertravamento com a válvula da <i>flowline</i> (peneira de lama), ou seja, a abertura de uma válvula deve estar ligada ao fechamento da outra válvula.	10.18.6. The trip tank flow control valve shall have remote control executed by the driller and interlocking with the flow line valve (shale shakers), that is, the opening of one valve shall be linked to the closing of the other valve.
10.18.7. Devem existir alarmes sonoros e visuais em níveis de fluido pré-estabelecidos no tanque de manobra.	10.18.7. There shall be visual and audible alarms for previously established trip tank fluid levels.
10.18.8. Deve existir janela de inspeção para limpeza, se do tipo fechado.	10.18.8. There shall be an inspection window for cleaning if the tank is closed.
10.18.9. Devem existir sensores de H ₂ S e CH ₄ adequadamente posicionados, monitorando o tanque de manobra, conforme item 7.1.	10.18.9. There shall be H ₂ S and CH ₄ sensors placed properly, monitoring the trip tank, according to item 7.1.
10.19. Sistema de instrumentação para detecção e controle de <i>kicks</i>	10.19. Instrumentation System for Kicks’ Detection and Control
10.19.1. A UNIDADE deve dispor dos equipamentos abaixo descritos, montados em um painel para controle de kick, atendendo aos requisitos do anexo “G” do API SPEC 16C, não limitado aos abaixo listados:	10.19.1. UNIT shall have the equipment described below, mounted in a panel for kick control, meeting the requirements of annex “G” of API SPEC 16C, not limited to those listed below:
<ul style="list-style-type: none">i. Localizado dentro da cabine do sondador próximo ao painel de controle das bombas de lama;ii. Dispor de 02 (dois) conjuntos de manômetros ou indicadores de pressão para leitura do revestimento (lado <i>kill</i> e lado <i>choke</i>), 02 (dois) conjunto de manômetros ou indicadores de pressão para leitura da pressão de bombeio (<i>standpipe</i> 1 e 2) e 01 (um) manômetro ou indicador de pressão para leitura da pressão do BOP (pressão do interior do poço), todos com resolução (divisão da escala) de 25 psi ou menos. Todos os manômetros devem operar dentro da faixa de pressão entre 20% e 80% da escala máxima de trabalho. Utilizar manômetros em cascata para leituras de baixa, média e alta (por exemplo: 1.500, 5.000 e 20.000 psi). Os transdutores de pressão,	<ul style="list-style-type: none">i. Located inside the driller’s cabin near the mud pumps control console.ii. Shall have 02 (two) sets of pressure gauges or indicators for reading the casing (kill side and choke side), 02 (two) sets of pressure gauges or indicators for reading the pump pressure (<i>standpipe</i> 1 and 2) and 01 (one) pressure gauge or indicator for reading the BOP pressure (wellbore pressure), all with resolution (scale division) of 25 psi or less. All pressure gauges shall operate within a pressure range between 20% and 80% of the maximum working range. Use cascade gauges for low, medium, and high readings (e.g., 1500, 5000 and 20,000 psi). The pressure transmitters, referred to in items 10.10.1.5 and 10.14.2, together with these pressure indicators, as well as the pressure gauges shall allow reading with an accuracy of



<p>referidos nos itens 10.10.1.5 e 10.14.2, junto com estes indicadores de pressão, bem como os manômetros devem permitir leitura com exatidão de +/-0,5% do FE;</p> <p>iii. Contador de cursos de todas as bombas de lama (<i>strokes</i>) e totalizador;</p> <p>iv. Indicador de velocidade das bombas de lama;</p> <p>v. Controle independente dos <i>chokes</i> remotos;</p> <p>vi. Indicador de posição dos <i>chokes</i> remotos;</p> <p>vii. Medidores para monitorar as fontes de energia do sistema (hidráulica, ar de serviço, elétrica etc.);</p> <p>viii. Regulador de velocidade de operação dos <i>chokes</i> (pode ser instalado fora da cabine do sondador em local de fácil acesso). Deve possibilitar o ajuste do tempo para a completa abertura ou fechamento dos <i>chokes</i> para valores na faixa de 30 segundos ou menos;</p> <p>ix. Não deve possuir sistema de abertura automática dos <i>chokes</i>;</p> <p>x. Deve existir sistema de acionamento <i>backup</i> para controle da abertura e fechamento dos <i>chokes</i> (manual, com nitrogênio ou outros), prevendo falha no suprimento principal.</p>	<p>+/-0.5% of full scale,</p> <p>iii. Stroke counter of each mud pump and totalizer,</p> <p>iv. Speed indicator of mud pumps,</p> <p>v. Independent control for remote chokes,</p> <p>vi. Position indicator of remote chokes,</p> <p>vii. Gauges to display system power (Hydraulic, rig air, electric etc.),</p> <p>viii. Speed control regulator of chokes operation (it can be installed outside the driller's cabin in an accessible place). It shall allow the adjustment of time for complete opening or closing of the chokes to values in the range of 30 seconds or less,</p> <p>ix. There shall not be an automatic choke opening system,</p> <p>x. There shall be a backup operating system to open or close the chokes (manual, with nitrogen or others), preventing failure on the primary power.</p>
10.20. Curvas de Raio Curto	10.20. Short Radius Curves
<p>10.20.1. Curvas de Raio Curto são curvas cuja relação (R/d) entre o raio de curvatura (R), medido na linha de centro da curva, e o diâmetro interno (d) da linha é:</p> <p>i. Menor que 10 para as linhas de kill e choke e de interligação entre o choke manifold e o separador atmosférico;</p> <p>ii. Menor que 20 para as linhas de ventilação do diverter e as linhas do separador de gás de riser.</p>	<p>10.20.1. Short Radius Curves are those whose ratio (R/d) between the radius of curvature (R), measured at the center line of the curve, and the inside diameter (d) of the line is:</p> <p>i. Less than 10 for the kill and choke lines and interconnection between the choke manifold and the atmospheric separator,</p> <p>ii. Less than 20 for diverter vent lines and riser gas separator lines.</p>
<p>10.20.2. As linhas que permitirem fluxo no sentido poço-superfície, com curvas de 90° ou de raio curto sem dispositivo antierosão, devem ser inspecionadas após a utilização em operação de controle de poço ou a cada 2 anos, o que ocorrer primeiro.</p>	<p>10.20.2. Lines that allow flow in the well-to-surface direction, with 90° bends or short radius without anti-erosion device, shall be inspected after use in a well control operation or every 2 years, whichever comes first.</p>
11. SISTEMA DE ELEVAÇÃO, ROTAÇÃO E MANUSEIO DE COLUNA	11. HOISTING, ROTATION AND PIPE HANDLING SYSTEM
<p>11.1. Classificação da UNIDADE conforme sua capacidade offline</p> <p>11.1.1. Os tipos de UNIDADE definidas no item 2.3 devem ter o sistema de elevação, rotação e manuseio de coluna atendendo aos requisitos abaixo.</p>	<p>11.1. UNIT classification according to its offline capability</p> <p>11.1.1. UNIT types defined in item 2.3 shall have hoisting, rotation and pipe handling system meeting the requirements below.</p>



<p>11.2. Única Torre Offline (UTO)</p> <p>11.2.1. UNIDADES classificadas como UTO devem possuir:</p> <p>i. Torre principal atendendo aos requisitos do item 11.5;</p> <p>ii. Estação offline atendendo aos requisitos do item 11.6.</p>	<p>11.2. Single derrick offline (UTO)</p> <p>11.2.1. UNITS classified as UTO shall have:</p> <p>i. Main derrick meeting the requirements of item 11.5,</p> <p>ii. Offline station meeting the requirements of item 11.6.</p>
<p>11.2.2. UNIDADES classificadas como UTO devem executar, simultaneamente às operações da mesa principal listadas no item 11.2.2.1, as seguintes operações na estação off-line:</p> <p>i. Montagem e estaleiramento de DPR 6 5/8" [OU 7"], colunas de perfuração e assentamento;</p> <p>ii. Montagem e estaleiramento de colunas de produção/avaliação de 5" a 6 5/8" [ou 7 5/8"], com chave hidráulica ou equipamento de enroscamento e torque;</p> <p>iii. Montagem e estaleiramento de revestimento de 7" a 13 5/8" [desejável até 14"] com chave hidráulica ou equipamento de enroscamento e torque;</p> <p>iv. Montagem e preparação da JRC, ferramentas de cimentação, suspensores ou ferramentas de cabeça de poço, respeitadas as limitações dimensionais da estação offline;</p> <p>v. Montagem e estaleiramento da cabeça de circulação, exceto quando limitado pelo sistema anticollisão;</p> <p>vi. Montagem e estaleiramento de tubulares pesados e componentes do BHA, respeitada as limitações dimensionais na estação offline;</p> <p>vii. Mobilização de equipamentos no <i>drill floor</i> para operações subsequentes.</p> <p>11.2.2.1. As operações offline listadas no item 11.2.2 deverão ser executadas simultaneamente às operações:</p> <p>i. Perfurando com avanço;</p> <p>ii. perfilando com coluna;</p> <p>iii. Circulação e bombeio de fluidos;</p> <p>iv. Períodos aguardando por condições de tempo ou de logística;</p> <p>v. Transbordo;</p> <p>vi. Atividades no <i>moonpool</i>;</p> <p>vii. Testes de absorção;</p> <p>viii. Assentamento TH;</p> <p>ix. Testes da coluna de produção/injeção/avaliação;</p> <p>x. Manutenção em equipamentos de <i>drilling</i> que</p>	<p>11.2.2. UNITS classified as UTO shall perform, simultaneously with the main operations listed in item 11.2.2.1, the following operations in the offline station:</p> <p>i. Make up and rack back DPR 6 5/8" [or 7"], drilling and landing string,</p> <p>ii. Make up and rack back production sting 5" to 6 5/8" [or 7 5/8"], with hydraulic tong or connection and torque equipment,</p> <p>iii. Make up and rack back casing from 7" to 13 5/8" [desirable 14"] with hydraulic tong or connection and torque equipment,</p> <p>iv. Assembly and prepare JRC, cementing tools, hanger, or wellhead tools, respecting the dimensional limitations of the offline station,</p> <p>v. Make up and rack back circulation head, except when limited by anticollision system,</p> <p>vi. Make up and rack back HWDP and BHA components, respecting the dimensional limitations of the offline station,</p> <p>vii. Mobilize equipment on drill floor for subsequent operations.</p> <p>11.2.2.1. Offline operations listed in item 11.2.2 shall be performed simultaneously to the operations:</p> <p>i. Drilling forward,</p> <p>ii. Logging,</p> <p>iii. Fluid pumping and circulation,</p> <p>iv. Periods waiting for weather or logistical conditions,</p> <p>v. Transshipment,</p> <p>vi. Moonpool activities,</p> <p>vii. Absorption tests,</p> <p>viii. TH landing,</p> <p>ix. Production string tests,</p> <p>x. Drilling equipment maintenance that does not</p>



<p>não demandem a estação <i>off-line</i>;</p> <p>xi. Desmobilização de equipamentos no <i>drillfloor</i> para operações subsequentes;</p> <p>xii. Demais operações sem manobra na mesa principal, exceto perfilagem e teste de formação.</p>	<p>use <i>off-line</i> station,</p> <p>xi. Equipment demobilization on <i>drillfloor</i> for subsequent operations,</p> <p>xii. Other operations on main table, except tripping, logging and well test.</p>
<p>11.3. DUPLA TORRE OFFLINE (DTO)</p> <p>11.3.1. UNIDADES classificadas como DTO devem possuir:</p> <p>i. Torre principal atendendo aos requisitos do item 11.5;</p> <p>ii. Torre auxiliar atendendo aos requisitos do item 11.7.</p>	<p>11.3. Double Derrick Offline (DTO)</p> <p>11.3.1. UNITS classified as DTO shall have:</p> <p>i. Main derrick meeting the requirements of item 11.5,</p> <p>ii. Auxiliary derrick meeting the requirements of item 11.7.</p>
<p>11.3.2. UNIDADES classificadas como DTO devem executar, simultaneamente às operações da mesa principal listadas no item 11.3.2.1, as seguintes operações na mesa auxiliar:</p>	<p>11.3.2. UNITS classified as DTO shall be able of performing, simultaneously with the operations on the main table listed in item 11.3.2.1, the following operations on the auxiliary table:</p>
<p>i. Montagem e estaleiramento de DPR 6 5/8" [OU 7"], colunas de perfuração e assentamento;</p> <p>ii. Montagem e estaleiramento de colunas de produção/avaliação de 3 1/2" a 6 5/8" [ou 7 5/8"], com chave hidráulica ou equipamento de enroscamento e torque;</p> <p>iii. Montagem e estaleiramento de revestimento de 7" a 13 5/8" [desejável 14" a 18"], com chave hidráulica ou equipamento de enroscamento e torque;</p> <p>iv. Montagem e preparação da JRC, FECIM, suspensores e ferramentas de CABP;</p> <p>v. Montagem e estaleiramento da cabeça de circulação;</p> <p>vi. Montagem e estaleiramento de tubulares pesados e componentes do BHA;</p> <p>vii. Mobilização de equipamentos no drill floor para operações subsequentes;</p> <p>viii. Preparação e montagem de equipamentos submarinos (BAP e ANM ou ANMH) e ferramentas (FIBAP, FIBOP/BOPW, FIANM/TRT e FDR).</p>	<p>i. Make up and rack back DPR 6 5/8" [or 7"], drill pipes and landing string,</p> <p>ii. Make up and rack back 3 1/2" to 6 5/8" [or 7 5/8"] production/test strings, with hydraulic tongs or connection and torque equipment,</p> <p>iii. Make up and rack back 7" to 13 5/8" casing [desirable 14" to 18"], with hydraulic tongs or connection and torque equipment,</p> <p>iv. Assembly and prepare JRC, cementing tools, hanger, and wellhead tools,</p> <p>v. Make up and rack back circulation head,</p> <p>vi. Make up and rack back HWDP and BHA components,</p> <p>vii. Mobilize equipment on drill floor for subsequent operations,</p> <p>viii. Preparation and make up of subsea equipment (BAP and ANM or ANMH) and tools (FIBAP, FIBOP/BOPW, FIANM/TRT and FDR).</p>
<p>11.3.2.1. As operações offline listadas no item 11.3.2 deverão ser executadas simultaneamente às operações:</p> <p>i. Manobra de tubos;</p> <p>ii. Perfurando com avanço;</p> <p>iii. Perfilando com coluna;</p> <p>iv. Operações com wireline/cabo;</p>	<p>11.3.2.1. Offline operations listed in item 11.3.2 shall be performed simultaneously to the operations:</p> <p>i. Tripping,</p> <p>ii. Drilling forward,</p> <p>iii. Logging,</p> <p>iv. Wireline operations,</p>



<p>v. Circulação e bombeio de fluidos;</p> <p>vi. Períodos aguardando por condições de tempo ou de logística;</p> <p>vii. Transbordo;</p> <p>viii. Atividades no <i>moonpool</i>;</p> <p>ix. Testes de absorção;</p> <p>x. Assentamento TH;</p> <p>xi. Testes da coluna de produção/injeção/avaliação;</p> <p>xii. Manutenção em equipamentos de <i>drilling</i> que não demandem a mesa auxiliar;</p> <p>xiii. Desmobilização de equipamentos no <i>drillfloor</i> para operações subsequentes.</p> <p>xiv. Demais operações na mesa principal.</p>	<p>v. Fluid pumping and circulation,</p> <p>vi. Periods waiting for weather or logistical conditions,</p> <p>vii. Transshipment,</p> <p>viii. Moonpool activities,</p> <p>ix. Leak off tests,</p> <p>x. TH landing,</p> <p>xi. Production/injection/test string tests,</p> <p>xii. Drilling equipment maintenance that do not use auxiliary table,</p> <p>xiii. Equipment rig-down on drillfloor for subsequent operations,</p> <p>xiv. Other operations on main table.</p>
<p>11.3.2.2. UNIDADES DTO equipadas com sistema Trip Saver ou similar, devem também ser capazes de executar, simultaneamente às operações do item 11.3.2.1, as operações abaixo na torre auxiliar:</p> <p>i. Montar e descer colunas de perfuração e assentamento;</p> <p>ii. Montar e descer de colunas de produção/avaliação de 3 ½" a 6 5/8" [OU 7 5/8"];]</p> <p>iii. Montar e descer DPR de 6 5/8" [OU 7"];]</p> <p>iv. Montar e descer revestimentos de 7" a 36".</p>	<p>11.3.2.2. DTO UNITS equipped with Trip Saver system or similar, shall also be able to perform, simultaneously to the operations of item 11.3.2.1, the following operations on the auxiliary derrick:</p> <p>i. Land and drilling string make-up and run in hole,</p> <p>ii. 3 ½" to 6 5/8" [or 7 5/8"] production string make-up and run-in hole,</p> <p>iii. 6 5/8" [or 7"] DPR make-up and run-in hole,</p> <p>iv. 7" to 36" casings make-up and run-in hole.</p>
<p>11.4. DUPLA TORRE DUAL (DTD)</p>	<p>11.4. DUAL ACTIVITY (DTD)</p>
<p>11.4.1. UNIDADES classificadas como DTD devem possuir os equipamentos abaixo:</p> <p>i. Torre principal deve atender aos requisitos do item 11.5;</p> <p>ii. Torre auxiliar deve atender aos requisitos do item 11.8.</p>	<p>11.4.1. UNITS classified as DTD shall have the following equipment:</p> <p>i. Main derrick shall meet the requirements of item 11.5,</p> <p>ii. Auxiliary derrick shall meet the requirements of item 11.8.</p>
<p>11.4.2. UNIDADES classificadas como de DTD devem executar as operações exigidas das sondas DTO no item 11.3.2 e adicionalmente:</p> <p>i. Em paralelo com a perfuração das fases iniciais do poço na torre principal, montar, descer e assentar revestimentos condutor de 36" e revestimentos de 13 5/8" a 22" [ou 18 5/8"] utilizando a torre auxiliar;</p> <p>ii. Em paralelo com a descida e retirada do BOP em qualquer LDA, até a definida no item 2.1.2-i utilizando a torre principal, outras atividades de perfuração e/ou completação na torre auxiliar;</p> <p>iii. Em paralelo com a retirada do BOP e manobra de riser de perfuração na torre principal,</p>	<p>11.4.2. UNITS classified as DTD shall perform the same operations demanded from DTO rigs in item 11.3.2 and additionally:</p> <p>i. In parallel with the initial stages of drilling of the well at main derrick, make up, run, and set 36" conductor and 13 5/8" to 22" (or 18 5/8") casings using the auxiliary derrick,</p> <p>ii. In parallel with BOP run and retrieval in any water depth up to the limit defined in item 2.1.2-i using the main derrick, other drilling and/or completion activities at auxiliary derrick,</p> <p>iii. In parallel with the BOP retrieval pulling out the drilling riser at main derrick, run subsea equipment (BAP, ANM or ANMH and Tree Cap)</p>



<p>descida de equipamentos submarinos (BAP, ANM ou ANMH e <i>Tree Cap</i>) e ferramentas (FIBAP, FIBOP/BOPW, FIANM/TRT e FDR) na torre auxiliar.</p>	<p>and tools (FIBAP, FIBOP/BOPW, FIANM/TRT and FDR) at auxiliary derrick.</p>
<p>11.5. Torre Principal da UNIDADE</p> <p>11.5.1. A Torre Principal da UNIDADE deve possuir sistema de elevação, incluindo guincho de perfuração, bloco de coroamento, compensador travado, "swivel", catarina, gancho, braços dos elevadores e demais equipamentos com capacidade estática mínima de 2.000.000 lb.</p> <p>11.5.2. A capacidade de carga mínima estabelecida neste item atende aos níveis de carga provenientes dos equipamentos da Petrobrás a serem manuseados e descidos no poço através da torre principal. Além disto, o sistema de elevação da UNIDADE deverá estar dimensionado para suportar as cargas estáticas e dinâmicas máximas esperadas durante as operações com os equipamentos da CONTRATADA, tais como a instalação do BOP, para a máxima lâmina d'água do CONTRATO.</p>	<p>11.5. UNIT Main Derrick</p> <p>11.5.1. Main derrick shall be equipped with hoisting system, including drawworks, crown block, compensator, swivel, travelling block, hook, bails and other equipment with minimum static load capacity of 2.000.000 lb.</p> <p>11.5.2. The minimum load capacity established in this item meets the load requirements arising from running PETROBRAS equipment in the well. In addition, the UNIT hoisting system shall be designed to support maximum static and dynamic loads arising from operations with CONTRACTOR equipment, such as BOP installation, considering maximum CONTRACT water depth.</p>
<p>11.5.3. A torre principal deverá possuir:</p> <p>i) Altura útil suficiente para manusear e operar seções triplas de tubo de perfuração range 3 (ou quádrupla range 2) e seções triplas de DPR 6 5/8" [ou 7"] (dados completos no Anexo I – Seção D);</p> <p>ii) Capacidade de estaleiramento simultâneo de no mínimo [10.100 a 14.000 – a depender das restrições de mercado]m, dos tubulares abaixo, em diferentes configurações:</p> <p>a. [2.400 a 3.658, a depender da LDA máxima do item 2.1.2.-i] m de DPR 6 5/8" [OU 7"], seção tripla range 3;</p> <p>b. [5.000 a 8.500] m de DP de 5 1/2" ou 5 7/8", seção tripla range 3 ou seção quádrupla range 2 (colunas do[s] item[ns] 12.2.2, 12.2.3 e 12.2.5);</p> <p>c. [1.500 m de DP 3 1/2" OD, seção tripla range 3 ou seção quádrupla range 2 (coluna do item 12.2.6)];</p> <p>d. [2.400 a 3.658, a depender da LDA máxima do item 2.1.2.-i] m de DP 6 5/8", seção tripla range 3 ou seção quádrupla range 2 (colunas do[s] item[ns] 12.1.1 [OU coluna de assentamento de fornecimento PETROBRAS] e 12.2.1);</p> <p>e. 300 m de BHA de perfuração;</p> <p>f. Caso a UNIDADE seja classificada como UTO, capacidade não simultânea para revestimentos e coluna de produção/avaliação (para DTO ou DTD, deve atender às capacidades do item 11.7 ou 11.8, respectivamente):</p> <p>i. 40 seções de coluna de produção/avaliação de 3</p>	<p>11.5.3. Main derrick shall have:</p> <p>i) Sufficient headroom to handle and operate with range 3 drill pipe triple stands (or range 2 quadruple) and triple stands of 6 5/8" [or 7"] DPR (complete data in Annex I – Section D);</p> <p>ii) Simultaneous rack back capacity of at least [10,100 to 14,000 - depending on market restrictions]m, of pipes below, in different configurations:</p> <p>a. [2,400 to 3,658, depending on maximum water depth] m of DPR 6 5/8" [or 7"], triple stand, range 3;</p> <p>b. [5,000 to 8,500] m of 5 1/2" or 5 7/8" DP, triple stand range 3 or quadruple stand range 2 (drill pipes from items 12.2.2, 12.2.3 e 12.2.5);</p> <p>c. [1,500m of 3 1/2" DP, triple stand range 3 or quadruple stand range 2 (item 12.2.6)];</p> <p>d. [2,400 to 3,658, depending on maximum water depth] m of drill pipe 6 5/8", range 3 or quadruple stand range 2 (items 12.1.1 [or landing string supplied by PETROBRAS] and 12.2.1);</p> <p>e. 300 m of drilling BHA;</p> <p>f. If unit is classified as UTO, non-simultaneous capacity for casings and production/evaluation string (if DTO or DTD, it shall meet the capacities of item 11.7 or 11.8, respectively):</p> <p>i. 40 production/evaluation string stands from 3</p>



<p>1/2" a 7 5/8" (9,3 a 39 lb/pé); OU</p> <p>ii. 40 seções de revestimento de 7" a 11 7/8" (32 a 109 lb/pé); OU</p> <p>iii. Desejável – 40 seções de revestimento de 13 5/8" (88,2 lb/pé);</p> <p>iv. Desejável – 40 seções de revestimento de 14" (114-115 lb/pé).</p> <p>iii) Sistema de elevação catarina / bloco de coroamento com dispositivo de retenção do cabo de perfuração, com limite de deslocamento superior e inferior, indicação de velocidade e posição;</p> <p>iv) Guincho de perfuração, conforme item 11.10;</p> <p>v) Top drive ou DDM, conforme item 11.9;</p> <p>vi) Mesa rotativa conforme item 11.11;</p> <p>vii) Sistema de Compensação, conforme item 11.12;</p> <p>viii) No mínimo, os seguintes equipamentos de montagem, manuseio e estaleiramento de seções de tubos e revestimentos:</p> <p>a. Sistema de manuseio e estaleiramento automático de seções de tubos conforme item 11.15;</p> <p>b. Suporte (poste ou outro dispositivo) conforme item 11.16;</p> <p>c. Equipamento de enroscamento e torque de tubulares, conforme item 11.11;</p> <p>d. Equipamento de torque para chaves flutuantes, conforme item 11.18;</p> <p>e. Chaves flutuantes para as tubulações da UNIDADE, conforme item 14.1;</p> <p>f. Equipamento de enroscamento e torque de revestimentos, conforme item 16.9;</p> <p>g. Equipamento de torque para DPR e para coluna de produção/avaliação, conforme item 11.20.</p> <p>ix) Subestrutura com capacidade para operação simultânea de descida do revestimento mais pesado (definido no item 2.4.1), com a máxima capacidade de estaleiramento de tubos (definido no item 11.2.2-ii), na máxima lâmina de água de operação da UNIDADE e nas condições ambientais das bacias definidas no item 2.1.2-iii;</p> <p>x) Sistema de sustentação de cargas conforme item 11.14;</p> <p>xi) Dispositivo de circulação simplificado, conforme item 11.21.</p>	<p>1/2" to 7 5/8" (9.3 to 39 lb/ft); OR</p> <p>ii. 40 casing stands from 7" to 11 7/8" (32 to 109 lb/ft); OR</p> <p>iii. Desirable – 40 13-5/8" casing stands (88.2 lb/ft);</p> <p>iv. Desirable – 40 14" casing stands (114-115 lb/ft).</p> <p>iii) Crown block / traveling block hoisting system equipped with drilling cable retention device with upper and lower travel limit, speed, and position indication,</p> <p>iv) Drilling drawworks, according to item 11.10,</p> <p>v) Top Drive or DDM, according to item 11.9,</p> <p>vi) Rotary table according to item 11.11,</p> <p>vii) Compensating system, according to item 11.12,</p> <p>viii) At least following equipment to assemble, handle and rack back drill pipe and casing stands:</p> <p>a. Automatic pipe handling system according to item 11.15,</p> <p>b. Support (beam or another device) according to item 11.16,</p> <p>c. Connection and torque equipment for pipes, according to item 11.11,</p> <p>d. Torque equipment for manual tongs, according to item 11.18,</p> <p>e. Manual tongs for UNIT's strings, according to item 14.1,</p> <p>f. Connection and torque equipment for casing, according to item 16.9,</p> <p>g. Torque equipment for DPR and production string, according to item 11.20.</p> <p>ix) Derrick substructure shall be able to simultaneous operation of heaviest casing (defined on item 2.4.1), with maximum setback capacity (defined on item 11.2.2-ii), at the maximum operation water depth, and environmental conditions of basins specified in item 2.1.2-iii,</p> <p>x) Load support system according to item 11.14,</p> <p>xi) Simplified circulation device, according to item 11.21.</p>
<p>11.5.4. O deck de perfuração (<i>rig floor</i>) da torre principal deverá possuir sistema de guinchos pneumáticos ou hidráulicos, sendo pelo menos 04</p>	<p>11.5.4. Main derrick's rig floor shall have a pneumatic or hydraulic winch system, with at least 04 (four) utility winches and 02 (two) man rider winches. All of them</p>



(quatro) guinchos de carga e 02 (dois) guinchos tipo <i>man rider</i> . Todos devem possuir dispositivo de proteção para não ultrapassar a capacidade do equipamento. Deve haver célula de carga disponível para conferência da carga, sempre que solicitado pela PETROBRAS.	shall have load protection device to not exceed the equipment capacity. There shall be a load cell available for checking the load, whenever requested by PETROBRAS.
11.5.4.1. Os guinchos de carga devem ter capacidade mínima de 5 ton cada, sendo que pelo menos um deve ter capacidade mínima de 10 ton.	11.5.4.1. Utility winches shall have the minimal load capacity of 5 ton each, and at least one shall have the minimal load capacity of 10 ton.
11.5.4.2. Os guinchos tipo <i>man rider</i> devem ser providos de fonte de energia reserva (por ex. acumuladores dedicados) ou sistema de descida de emergência (por ex. manivela acoplada ao tambor para operação manual) que permita sua operação em caso de perda do suprimento principal.	11.5.4.2. Man-rider winches shall be provided with a backup power source (e.g., dedicated accumulators) or an emergency lowering system (eg crank attached to the drum for manual operation) to allow operation in the event of a loss of main supply.
11.5.5. A torre principal deve ter capacidade para operação com flexitubo conforme item 11.19.	11.5.5. Main derrick shall allow coiled tubing operation according to item 11.19.
11.6. Estação off-line da Torre Principal para UNIDADES UTO	11.6. Offline station for UTO Units
11.6.1. As UNIDADES UTO devem possuir estação off-line na torre principal com capacidade para montar e estaleirar seções em paralelo às atividades principais da torre.	11.6.1. UTO UNITS shall have an offline station at main derrick with capacity to make up and rack back stands in parallel with the main activities of the derrick.
11.6.2. A estação off-line deve possuir buraco de rato (mouse role) e equipamento de enroscamento conforme item 11.17, independentes e sistema de manuseio de tubos conforme item 11.15 de forma a permitir a realização das operações paralelas definidas no item 11.2.	11.6.2. The offline station shall have independents mouse hole and connection equipment as per item 11.17, and a pipe handling system as per item 11.15, in order to allow the parallel operations defined in item 11.2 to be carried out.
11.7. Torre auxiliar para unidades DTO	11.7. Auxiliary derrick for DTO units
11.7.1. A Torre auxiliar de UNIDADE DTO deve possuir sistema de elevação, incluindo guincho de perfuração, bloco de coroamento, <i>swivel</i> , catarina (<i>travelling block</i>), gancho, braços dos elevadores e demais equipamentos, com capacidade estática mínima de [700.000 a 1.000.000] lb.	11.7.1. Auxiliary derrick in DTO units shall be equipped with hoisting system, including drawworks, crown block, compensator, swivel, travelling block, hook, bails, and other equipment with minimum static load capacity of [700,000 a 1,000,000] lb.
11.7.2. A capacidade de carga mínima estabelecida neste item atende aos níveis de carga provenientes dos equipamentos da PETROBRAS a serem manuseados e descidos no poço através da torre auxiliar em paralelo às operações na torre principal, conforme item 11.3.2.	11.7.2. The minimum load capacity established in this item meets the load levels of PETROBRAS equipment to be handled and runned into the well through the auxiliary derrick in parallel to the operations in the main derrick, according to item 11.3.2.
11.7.3. A torre auxiliar deve possuir:	11.7.3. Auxiliary derrick shall have:
i) Altura útil suficiente para manusear e operar seções triplas de tubo de perfuração range 3 (ou quádrupla range 2) e seções triplas de DPR 6 5/8" [ou 7"] (dados completos no Anexo I – Seção D);	i) Sufficient headroom to handle and operate with range 3 drill pipe triple stands (or range 2 quadruple) and triple stands of 6 5/8" [or 7"] DPR (complete data in Annex I – Section D),



<p>ii) Sistema de elevação catarina / bloco de coroamento com dispositivo de retenção do cabo de perfuração, com limite de deslocamento superior e inferior, indicação de velocidade e posição;</p> <p>iii) Guincho de perfuração conforme item 11.10;</p> <p>iv) No mínimo, os seguintes equipamentos de montagem, manuseio e estaleiramento de seções de tubos e revestimentos:</p> <p>a. Sistema de manuseio e estaleiramento automático de seções de tubos conforme item 11.15;</p> <p>b. Suporte (poste ou outro dispositivo) conforme item 11.16;</p> <p>c. Equipamento de enroscamento e torque de tubulares, conforme item 11.11;</p> <p>d. Equipamento de torque para chaves flutuantes, conforme item 11.18;</p> <p>e. Chaves flutuantes para as tubulações da UNIDADE, conforme item 14.1;</p> <p>f. Equipamento de enroscamento e torque de revestimentos, conforme item 16.9;</p> <p>g. Equipamento de torque para DPR e para coluna de produção/avaliação, conforme item 11.20.</p> <p>v) Subestrutura com capacidade para estaleiramento de tubos (definido no item 11.7.3-ix), na máxima LDA especificada no item 2.1.2-i e nas condições ambientais das bacias definidas no item 2.1.2-iii;</p> <p>vi) Sistemas de sustentação de cargas, conforme item 11.14, podendo ser o mesmo utilizado na torre principal;</p> <p>vii) Dispositivo de circulação simplificado, conforme 11.21 podendo ser o mesmo utilizado na torre principal;</p> <p>viii) Para UNIDADES classificadas como DTO equipadas com sistema <i>Trip Saver</i> ou similar, este sistema deve possuir:</p> <p>a. Duplo travamento independente evitando a liberação acidental do elemento ancorado;</p> <p>b. Capacidade de movimentar seções de tubos especificadas no item 11.3.1.14 livremente entre a mesa auxiliar e a mesa principal sem afetar a segurança e as demais operações em paralelo;</p> <p>c. Capacidade de ancorar seções de tubos especificadas no item 11.3.1.1.4 com carga máxima de 700.000 lbs.</p> <p>ix) Capacidade mínima para estaleiramento dos seguintes tubulares (pode ser acessível e</p>	<p>ii) Crown block / traveling block hoisting system equipped with drilling cable retention device with upper and lower travel limit, speed, and position indication,</p> <p>iii) Drilling drawworks according to item 11.10,</p> <p>iv) At least following equipment to assemble, handle and rack back drill pipe and casing stands:</p> <p>a. Automatic pipe handling system according to item 11.15,</p> <p>b. Support (beam or another device) according to item 11.16,</p> <p>c. Connection and Torque Equipment for pipes, according to item 11.11,</p> <p>d. Torque equipment for manual tongs, according to item 11.18,</p> <p>e. Manual tongs for UNIT's strings, according to item 14.1,</p> <p>f. Connection and Torque Equipment for casing, according to item 16.9,</p> <p>g. Torque Equipment for DPR and production string, according to item 11.20.</p> <p>v) Derrick substructure shall be capable of maximum setback capacity (defined on item 11.7.3-ix), at the maximum water depth of operation, and environmental conditions of basins defined in item 2.1.2-iii,</p> <p>vi) Load support system according to item 11.14; it may be the same used for main derrick,</p> <p>vii) Simplified circulation device, according to item 11.21; it may be the same used for main derrick,</p> <p>viii) For UNITS classified as DTO equipped with a Trip Saver system or similar, this system shall have:</p> <p>a. Independent double locking preventing accidental release of the anchored element,</p> <p>b. Ability to move tubulars specified in item 11.3.1.1.4 freely between the auxiliary table and the main table without affecting safety and other operations in parallel,</p> <p>c. Ability to anchor pipe stands specified in item 11.3.1.1.4 with a maximum load of 700,000 lbs.</p> <p>ix) Minimum capacity to rack back following strings (it may be accessible and shared with main derrick):</p>
--	--



<p>compartilhado com a torre principal):</p> <p>a. Revestimentos e coluna de produção/avaliação (capacidade não simultânea):</p> <p>i. (Desejável) 20 seções de revestimento de 16" (96 lb/pé) ou 18";</p> <p>ii. (Desejável) 42 seções de revestimento de 14" (115 lb/pé);</p> <p>iii. 77 seções de revestimento de 7" (32 lb/pé) a 13 5/8" (88,2 lb/pé);</p> <p>iv. 77 seções de coluna de produção/avaliação de 3 1/2" a 7" (32 lb/pé).</p>	<p>a. Casing and production strings (non-simultaneous capacity):</p> <p>i. (Desirable) 20 casing stands - 16" or 18" (96 lb/ft),</p> <p>ii. (Desirable) 42 casing stands - 14" (115 lb/ft),</p> <p>iii. 77 casing stands - 7" (32 lb/ft) to 13 5/8" (88,2 lb/ft),</p> <p>iv. 77 production string stands - 3 1/2" to 7" (32 lb/ft).</p>
<p>11.7.4. O <i>deck</i> de perfuração (<i>rig floor</i>) da torre auxiliar deverá possuir sistema de guinchos pneumáticos ou hidráulicos, sendo pelo menos 04 (quatro) guinchos de carga e 02 (dois) guinchos tipo <i>man rider</i>. Todos devem possuir dispositivo de proteção para não ultrapassar a capacidade do equipamento. Deve haver célula de carga disponível para conferência da carga, sempre que solicitado pela PETROBRAS.</p> <p>11.7.4.1. Os guinchos de carga devem ter capacidade mínima de 5 ton cada, sendo que pelo menos um deve ter capacidade mínima de 10 ton.</p> <p>11.7.4.2. Os guinchos tipo <i>man rider</i> devem ser providos de fonte de energia reserva (por ex. acumuladores dedicados) ou sistema de descida de emergência (por ex. manivela acoplada ao tambor para operação manual) que permita sua operação em caso de perda do suprimento principal.</p> <p>11.7.4.3. Dois dos quatro guinchos de carga disponíveis na torre auxiliar poderão ser compartilhados com a torre principal, resultando em 06 (seis) guinchos de carga disponíveis para torre principal e auxiliar.</p> <p>11.7.4.4. Um dos guinchos tipo <i>man rider</i> disponíveis na torre auxiliar poderá ser compartilhado com a torre principal, resultando em 03 (três) guinchos do tipo <i>man rider</i> disponíveis para torre principal e auxiliar.</p>	<p>11.7.4. Auxiliary derrick's rig floor shall have Hydraulic or Pneumatic winch system, with at least 04 (four) utility winches and 02 (two) Man Rider winches. All of them shall have load protection device to not exceed the equipment capacity. There shall be a load cell available for checking the load, whenever requested by PETROBRAS.</p> <p>11.7.4.1. Utility winches shall have the minimal load capacity of 5 ton each, and at least one shall have the minimal load capacity of 10 ton.</p> <p>11.7.4.2. Man-rider winches shall be provided with a backup power source (e.g., dedicated accumulators) or an emergency lowering system (e.g., crank attached to the drum for manual operation) to allow operation in the event of a loss of main supply.</p> <p>11.7.4.3. Two of the four utility winches available on the auxiliary derrick may be shared with the main derrick, resulting in 06 (six) utility winches available for main and auxiliary derricks.</p> <p>11.7.4.4. One of the two man-rider winches available on the auxiliary derrick may be shared with the main derrick, resulting in 03 (three) man rider winches available for main and auxiliary derricks.</p>
<p>11.8. Torre auxiliar para unidades DTD</p> <p>11.8.1. A Torre auxiliar de UNIDADE DTD deve possuir sistema de elevação, incluindo guincho de perfuração, bloco de coroamento, compensador travado, <i>swivel</i>, catarina (<i>travelling block</i>), gancho, braços dos elevadores e demais equipamentos, com capacidade estática mínima de [1.500.000 a 2.000.000] lb (a capacidade combinada da torre auxiliar e principal deve ser de [3.000.000 a 3.500.000] lb).</p>	<p>11.8. Auxiliary derrick for DTD Units</p> <p>11.8.1. Auxiliary derrick in DTD units shall be equipped with hoisting system, including drawworks, crown block, compensator, swivel, travelling block, hook, bails and other equipment with minimum static load capacity of [1,500,000 a 2,000,000] lb (the combined capacity of auxiliary and main derricks shall be [3,000,000 to 3,500,000] lb).</p>
<p>11.8.2. A capacidade de carga mínima estabelecida neste item atende aos níveis de carga provenientes dos equipamentos da PETROBRAS a serem manuseados e descidos no poço através da torre auxiliar em</p>	<p>11.8.2. The minimum load capacity established in this item meets the load levels of PETROBRAS equipment to be handled and runned into the well through the auxiliary derrick in parallel to the operations in the main</p>



paralelo às operações na torre principal, conforme item 11.4.2.	derrick, according to item 11.4.2.
<p>11.8.3. A torre auxiliar deve possuir, além de todos os equipamentos e capacidades listados no item 11.7, os seguintes equipamentos, independentes dos equipamentos da torre principal:</p> <ul style="list-style-type: none">i. Guincho de perfuração conforme item 11.10;ii. <i>Top drive</i> ou <i>DDM</i>, conforme item 11.19 e capacidades mínimas: carga nominal de [1.500.000 a 2.000.000] lb, torque contínuo de 60.000 lb.pé a 90 rpm, torque no <i>pipe handler</i> de 94.000 lb.pé e pressão de trabalho de 7.500 psi;iii. Mesa rotativa, conforme item 11.11 e capacidade de carga mínima de [1.500.000 a 2.000.000] lb;<ul style="list-style-type: none">a. Para a mesa rotativa da torre auxiliar não é requisito mandatório a função de rotação e torque;iv. Sistema de compensação, conforme item 11.12 e capacidade de carga de [800.000 a 1.000.000] lb.v. A subestrutura da torre auxiliar deve ter capacidade para operação simultânea de descida do revestimento mais pesado (definido no item 2.5.3 com a máxima capacidade de estaleiramento de tubos (definida no item 11.7.3-ix, na máxima LDA definida no item 2.1.2-i e nas condições ambientais das bacias do item 2.1.2-iii.	<p>11.8.3. Auxiliary derrick shall have, in addition to all the equipment and capacities listed in item 11.7, the following equipment, independent of the equipment in the main derrick:</p> <ul style="list-style-type: none">i. Drilling drawworks according to item 11.10,ii. Top drive or DDM, as per item 11.9 and minimum capacities: nominal load of [1,500,000 to 2,000,000] lb, continuous torque of 60,000 lb.ft at 90 rpm, torque in the pipe handler of 94,000 lb.ft and working pressure 7,500 psi,iii. Rotary table, as per item 11.11, and a minimum load capacity of [1,500,000 to 2,000,000] lbs,<ul style="list-style-type: none">a. For the rotary table of the auxiliary derrick, the rotation and torque function are not mandatory,iv. Compensation system, as per item 11.12, and load capacity of [800,000 to 1,000,000] lbs.v. The sub-structure of the auxiliary derrick shall be capable of simultaneous operation of lowering the heaviest casing (defined in item 2.5.3), with the maximum capacity of pipe setback (defined in item 11.7.3-ix), in the maximum LDA defined in item 2.1.2-i on the environmental conditions of the basins in item 2.1.2-iii.
<p>11.8.4. Deve ter capacidade para operação com flexitubo conforme item 11.19.</p>	<p>11.8.4. Shall be capable of operating with coiled tubing as per item 11.19.</p>
<p>11.9. Top Drive ou DDM</p> <p>11.9.1. <i>Top drive</i> ou <i>DDM</i> com capacidade para operação em poços de profundidade definida no item 2.1.2-ii, com as seguintes características mínimas:</p> <ul style="list-style-type: none">i. Capacidade de carga de 2.000.000 lb;ii. Torque contínuo de [67.000 a 80.000] lb.pé a 110 rpm;iii. Torque no <i>pipe handler</i> de 115.000 lb.pé;iv. Pressão de trabalho de 7.500 psi.	<p>11.9. Top Drive or DDM</p> <p>11.9.1. Top drive for operations on wells up to maximum well depth defined in item 2.1.2-ii, with following minimum requirements:</p> <ul style="list-style-type: none">i. Load capacity of 2.000.000 lb,ii. Continuous torque of [67,000 to 80,000] lb.ft at 110rpm,iii. Pipe handler torque of 115.000 lb.ft,iv. Working pressure of 7.500psi.
<p>11.9.2. <i>Top drive</i> ou <i>DDM</i> deve possuir mecanismo de retração.</p>	<p>11.9.2. Top drive or DDM shall have retraction mechanism.</p>
<p>11.9.3. O controle do <i>top drive</i> ou <i>DDM</i> deve dispor de sistema tipo <i>soft torque</i> para minimizar os danos à coluna devido a variação de torque, vibração e o efeito <i>stick-slip</i>.</p>	<p>11.9.3. Top drive or DDM control shall be equipped with soft torque system to minimize string damage caused by torque variation, vibrations and stick-slip effects.</p>



<p>11.9.4. Manter na UNIDADE pelo menos 4 <i>saver subs</i> para <i>top drive</i> ou DDM, para cada diâmetro de <i>drill pipe</i> da sonda (conforme item 12) com resistência mínima à tração igual a capacidade de carga nominal dos respectivos <i>drill pipes</i>.</p>	<p>11.9.4. Maintain onboard at least 4 <i>saver subs</i> for Top Drive or DDM, for each diameter of rig's drill pipe (according to item 12), with minimum tensile strength equal to nominal load capacities of respective drill pipes.</p>
<p>11.10. Guincho de perfuração</p>	<p>11.10. Drilling Draworks</p>
<p>11.10.1. Guincho de perfuração com freio com banco de baterias independente (sistema backup) ou sistema de freio regenerativo do tipo eletromagnético ou sistema hidráulico equivalente.</p>	<p>11.10.1. Drilling winch with brake with independent battery bank (backup system) or regenerative brake system of the electromagnetic type or equivalent hydraulic system.</p>
<p>11.10.2. O guincho de perfuração deve ser equipado com freio à disco com possibilidade de teste automático da capacidade de frenagem, sem a necessidade de hangoff da catarina (travelling block) e travamento manual para bloqueio dos calípers que não estão sendo testados. A aprovação e reprovação do teste deve ser realizada pelo sistema de controle do guincho de perfuração.</p>	<p>11.10.2. The drilling winch shall be equipped with a disc brake with the possibility of automatic testing of the braking capacity, without the need for a traveling block hangoff and manual locking to block the calipers that are not being tested. The test pass and fail must be performed by the drilling winch control system.</p>
<p>11.10.3. O sistema de frenagem do guincho de perfuração deve possuir uma das seguintes configurações:</p> <ul style="list-style-type: none">i. 02 conjuntos de freio a disco, de mesma capacidade cada; ouii. Conjunto de freio principal e um conjunto de freio <i>backup</i> (ou emergência); ouiii. 01 conjunto de freio a disco principal, com sistema de partida automática dos motores em caso de deslizamento do freio principal.	<p>11.10.3. The braking system of the drilling draworks shall have one of the following configurations:</p> <ul style="list-style-type: none">i. 02 sets of disc brakes, with the same capacity each, orii. Main braking system and one backup (or emergency) braking system, oriii. 01 main disc brake set, with automatic engine start system in case of main brake slippage.
<p>11.11. Mesa rotativa</p>	<p>11.11. Rotary table</p>
<p>11.11.1. Mesa rotativa com diâmetro de passagem de mínimo de 60 ½", com bucha adaptadora de 60 ½" para 49 ½", e <i>master bushing</i> bipartida (<i>Split adapter</i>) e apropriada para uso com os insertos do item 14.10.</p> <p>11.11.2. A mesa rotativa deve ter capacidade de carga mínima de 2.000.000 lb e torque mínimo de 30.000 lb.pé.</p> <p>11.11.3. O acionamento da mesa rotativa deverá ser realizado por motor elétrico ou hidráulico independente com limitador de torque.</p>	<p>11.11.1. Rotary table with minimum passage diameter of 60 ½", with adapter bushings for 60 ½" and 49 ½", split master bushing (split adapter) and adequate to use with inserts from item 14.10.</p> <p>11.11.2. Rotary table shall have minimum load capacity of 2,000,000 lb and minimum torque of 30,000 lb.ft.</p> <p>11.11.3. The rotary table actuation shall be performed by independent electric or hydraulic motor with torque limit switch.</p>
<p>11.12. Sistema de Compensação</p>	<p>11.12. Compensation System</p>
<p>11.12.1. Sistema de Compensação passiva com compensador ativo integrado com 1.000.000 lb de carga útil compensada e curso efetivo mínimo de compensação de 25 (vinte e cinco) pés.</p>	<p>11.12.1. Passive compensation system with integrated active compensator, with 1.000.000 lb load capacity and minimum effective compensating course of 25 (twenty-five) ft.</p>
<p>11.12.2. O sistema de compensação passiva com compensação ativa integrada deverá possibilitar a</p>	<p>11.12.2. Passive compensating system with integrated active compensators shall allow the simultaneous use</p>

<p>utilização simultânea do compensador passivo e ativo em todas as operações da UNIDADE, tais como perfuração, testemunhagem, assentamento de equipamento, perfilagem etc. Não serão aceitos sistemas de compensação que necessitem de monitoramento e ajustes manuais na força aplicada pelo compensador ativo, para realizar as operações da UNIDADE.</p>	<p>of active and passive systems during all operations such as drilling, core sampling, landing equipment, logging etc. Compensation systems that require monitoring and manual adjustments to the force applied by the active compensator to perform UNIT operations will not be accepted.</p>
<p>11.12.3. Será aceito o fornecimento do guincho de perfuração tipo AHD, atendidos os requisitos do item 11.12.4 e seus subitens.</p>	<p>11.12.3. The supply of AHD type drilling winch will be accepted, in compliance with the requirements of item 11.12.4 and its sub-items.</p>
<p>11.12.4. Requisitos para sistemas de compensação baseados somente no AHD.</p> <p>11.12.4.1. O AHD deve possuir redundâncias de forma que uma simples falha não cause a perda de compensação.</p> <p>11.12.4.2. A alimentação dos motores principais, inversores, bombas de lubrificação, sistema de ventilação, sensores e qualquer outro subsistema/componente que possa interromper a compensação, deve ser distribuída de forma que um blackout parcial não cause a perda de compensação de movimento.</p>	<p>11.12.4. Requirements for AHD-only compensation systems.</p> <p>11.12.4.1. AHD must have redundancies so that a single failure does not cause loss of compensation.</p> <p>11.12.4.2. Power to the main motors, inverters, lube pumps, ventilation system, sensors and any other subsystem/component that may interrupt compensation must be distributed in such a way that a partial blackout does not cause loss of motion compensation.</p>
<p>11.12.4.3. A CONTRATADA deve providenciar mitigações, alinhadas ao definido na norma DNVGL-OS-E101 (e.g. compensador passivo portátil, sistema de sustentação de carga tipo <i>Lift Frame</i> compensado, compensador na linha morta, CMC etc.) para eliminar a necessidade de corrida e corte de cabo de perfuração e evitar o risco de perda de compensação, a serem utilizadas conforme necessidade da PETROBRAS nas operações <i>locked-to-bottom</i>, tais como, teste de formação, flexitubo, arame, <i>workover</i>, completação etc., devendo possuir curso mínimo de 25 pés, variação máxima de 20 klb na carga compensada e atendendo aos seguintes requisitos adicionais:</p> <ul style="list-style-type: none"> i. Deve permitir o uso do sistema de sustentação de cargas do item 11.14 ou <i>Lift Frame</i> fornecido pela PETROBRAS, compensando a carga total destes, para utilização com os equipamentos da PETROBRAS ou de seus SUBCONTRATADOS (e.g. flexitubo, arame, árvore de teste de superfície – SFT etc.), ii. Deve possuir capacidade de carga estática de 1.000 klb, iii. A carga compensada deve considerar as seguintes parcelas: <ul style="list-style-type: none"> a. 110 klb referente ao peso dos equipamentos da PETROBRAS; b. Peso do DPR de 6 5/8" ou 7" descrita no Anexo I – Seção D, na máxima LDA; c. <i>Overpull</i> de 50 klb. 	<p>11.12.4.3. CONTRACTOR shall provide mitigations, in line with what is defined in DNVGL-OS-E101 standard (e.g. portable passive compensator, load bearing system such as compensated Lift Frame, dead line compensator, CMC etc.) to eliminate the need for slipping and cutting drill line and avoid the risk of loss of compensation, to be used as required by PETROBRAS in locked-to-bottom operations, such as well testing, coiled tubing, wireline, workover, completion etc., and shall have 25 ft minimum stroke, 20 klb maximum variation in compensated load and meeting the following additional requirements:</p> <ul style="list-style-type: none"> i. Shall allow the use of the load bearing system of item 11.14 or Lift Frame provided by PETROBRAS, compensating their total load, for use with PETROBRAS or its SUBCONTRACTORS equipment (e.g., coiled tubing, wireline, surface testing tree – SFT etc.), ii. Shall have a static load capacity of 1,000 klb, iii. The compensated load shall consider the following installments: <ul style="list-style-type: none"> a. 110 klb referring to the weight of PETROBRAS equipment, b. 6 5/8" or 7" DPR weight described in Annex I – Section D, at maximum water depth, c. 50klb overpull.



11.12.4.3.1. Caso parte da solução apresentada pela CONTRATADA envolva armazenamento de energia, a mesma deve ser suficiente para suportar a operação por, no mínimo, 5 min.	11.12.4.3.1. If part of the solution presented by the CONTRACTOR involves energy storage, it shall be sufficient to withstand operation for at least 5 min.
11.12.4.4. O sistema de controle do AHD deve estar integrado às sequências de EDS (item 10.4.3) do LMRP para realizar a suspensão automática do tubular, logo após o fechamento da gaveta de corte. Após a confirmação, pelo sistema de controle do AHD, de corte do tubular, o AHD deverá a içar o tubular o mais rápido possível até o ponto de segurança.	11.12.4.4. The AHD control system shall be integrated with the EDS sequences (item 10.4.3) of the LMRP to carry out the automatic suspension of the tubular, right after closing the shear ram. After confirmation, by the AHD control system, of cutting the tubular, the AHD shall lift the tubular as quickly as possible to the safety point.
11.12.4.5. No caso de EDS com duas gavetas cisalhantes (fechamento da gaveta cisalhante tipo super-shear/casing-shear e posterior fechamento da gaveta cega-cisalhante superior, conforme item 10.4.3), a velocidade de içamento deve garantir o fechamento da segunda gaveta (gaveta cega-cisalhante superior) no vazio (sem corte).	11.12.4.5. In the case of EDS with two shear rams (closing of the super-shear/casing-shear type shear and subsequent closing of the upper blind shear ram, according to item 10.4.3), the lifting speed shall ensure the closing of the second ram (upper blind shear ram) in the void (uncut).
11.12.5. O sistema de compensação deve possibilitar operações de perfuração, completação, abandono e teste de formação, mantendo-se overpull contínuo de pelo menos 50.000 lb na coluna de trabalho. 11.12.5.1. O sistema de compensação deve ter capacidade de realizar overpull (temporário) de 100 klb para verificar o travamento de TH.	11.12.5. The compensation system shall allow for drilling, completion, abandonment and well test operations while maintaining a continuous overpull of at least 50,000 lbs in the work string. 11.12.5.1. The compensation system shall be capable of performing a (temporary) 100 klb overpull to verify TH lockup.
11.13. Sistema de Ar de Alta Pressão	11.13. High Pressure Air System
11.13.1. O sistema de ar de alta pressão deve possuir válvula de bypass para possibilitar a equalização da pressão antes da abertura da válvula principal de enchimento dos vasos de pressão ou do equipamento (para os tensionadores, item 10.9 ou compensador, item 11.12), de modo a reduzir a velocidade de enchimento e consequentemente o aumento de temperatura indesejado.	11.13.1. The high-pressure air system shall have a bypass valve to enable pressure equalization before opening the main filling valve of the pressure vessels or equipment (for tensioners, item 10.9, or compensator, item 11.12), to reduce the filling speed and consequently the unwanted temperature rise.
11.14. Sistema de sustentação de cargas	11.14. Load support system
[A critério da PETROBRAS poderá ser fornecido um ou ambos os equipamentos dos itens 11.14.1 e 11.14.2. A capacidade dos equipamentos será definida conforme necessidade dos projetos onde a UNIDADE irá atuar.]	[At the discretion of PETROBRAS, one or both equipment in items 11.14.1 and 11.14.2 may be provided. The capacity of the equipment will be defined according to the needs of the projects where the UNIT will work.]
11.14.1. Sistema do tipo Lift Frame ou similar 11.14.1.1. Do tipo articulado ou telescópico, dimensionado para [350 a 400]t de tração, para a ligação entre o equipamento instalado no poço e o sistema de elevação de carga da UNIDADE com as seguintes características: i. O sistema deve estar dividido em três partes: corpo superior, longarinas e corpo inferior. Estas partes devem ser interligadas através de articulações visando facilitar a montagem e a movimentação na	11.14.1. Lift Frame or similar system 11.14.1.1. Articulated or telescopic lift frame, designed for [350 to 400] t tension, for connection between the equipment installed in the well and rig's hoisting system, with the following requirements: i. The system shall be divided in three parts: upper body, lower body, and stringers. These parts shall be interconnected through joints to facilitate assembly and handling at UNIT. The



<p>UNIDADE. As articulações podem ser substituídas por um sistema telescópico;</p> <p>ii. O corpo superior deve conter <i>sub</i> de içamento com perfil 6 5/8" [OU 7" OU sub intercambiável de 6 5/8" a 7"] para utilização com os elevadores da UNIDADE (item 14.3) e estar dotado de guincho hidráulico com capacidade de carga de 20t com medição de carga sustentada pelo gancho e alcance mínimo de 50 m;</p> <p>iii. As longarinas podem ser rígidas ou telescópicas. Em caso de sistemas rígidos, estes deverão ser compostos por longarinas principais de 12 m e 01 (um) par de extensões com seções de 5 m. Em caso de sistemas telescópicos, estes deverão ter ajustes entre 12 m e 17 m;</p> <p>iv. O corpo inferior deverá estar dotado para receber e acunhar tubos com diâmetro externo variando de 3 1/2" a 13 5/8", e permitir a passagem de flanges de até 20".</p> <p>v. O espaçamento interno livre após a montagem do conjunto deverá ser de 15 m x 2,5 m;</p> <p>vi. O sistema principal deverá constar ainda de um sistema de mesa auxiliar para suporte de equipamentos de flexitubo, <i>slickline</i> e <i>wireline</i>, com capacidade mínima de sustentação de 40 ton. Deve ser dotada de movimentação vertical e horizontal;</p> <p>vii. A movimentação vertical deverá ser milimétrica visando a não transferência de cargas para a conexão de interface, e com indicação no painel de controle da carga sustentada pela mesa;</p> <p>viii. A movimentação horizontal deverá permitir a completa retirada do equipamento de flexitubo do eixo do poço, visando operação conjunta;</p> <p>ix. Pontos de pressão pneumática e hidráulica com conexão rápida na altura da mesa auxiliar, para utilização de ferramentas de torque;</p> <p>x. Unidade de força para operação dos sistemas hidráulicos do sistema de sustentação, dotado de um painel de controle independente com instrumentos que indiquem a carga no gancho do guincho e na mesa auxiliar;</p> <p>xi. Toda a unidade deve ser para aplicação em área classificada Zona 2, temperatura T3;</p> <p>xii. A unidade de força do sistema de sustentação de cargas deverá fornecer um circuito hidráulico com extensão mínima de 50 m a fim de alimentar o seu painel de controle;</p> <p>xiii. O painel de controle do sistema de sustentação de cargas deverá ter circuito hidráulico com extensão mínima de 40 m, a fim de alimentar o sistema de</p>	<p>joints can be replaced by a telescopic system,</p> <p>ii. The upper body shall contain lifting sub with 6 5/8" profile [Or 7" or interchangeable 6 5/8" - 7"] for use with UNIT elevators (item 14.3) and be equipped with hydraulic winch with load capacity of 20t with load cell on the hook and minimum range of 50m,</p> <p>iii. The stringers can be rigid or telescopic. In case of rigid systems, they shall be composed of the main beams of 12 m and a pair of extensions of 5 meters. In case of telescopic systems, these shall be adjustable between 12 meters and 17 meters,</p> <p>iv. The lower body shall be equipped to receive and set on slips pipes with outer diameter ranging from 3 1/2" and 13 5/8"; and allow passage of flanges of up to 20",</p> <p>v. Free inner space after mounting the assembly shall be 15 x 2,5 m,</p> <p>vi. The main system shall also contain a system of auxiliary table for supporting coiled tubing equipment, slickline and wire line, with a minimum capacity of 40 tons. It shall perform both vertical and horizontal movements,</p> <p>vii. The vertical movement shall be in millimeters to avoid load transfers to the interface connection, and an indication on the control panel of the load sustained by the table,</p> <p>viii. The horizontal movement shall allow the complete removal of the coiled tubing equipment from the axis of the well, allowing simultaneous operations,</p> <p>ix. Outlets of pneumatic and hydraulic pressure with quick connectors at auxiliary table level for the use of torque tools,</p> <p>x. Power unit for operation of hydraulic support system, with a control panel with independent instruments that indicate the load on the hook of the winch and auxiliary table,</p> <p>xi. Entire systems shall be adequate for use in hazardous area Zone 2 temperature T3,</p> <p>xii. The power unit shall provide a hydraulic circuit with minimum length of 50 m to feed the control panel,</p> <p>xiii. The control panel shall have hydraulic circuit with minimum length of 40 m to feed the lift frame,</p>
--	---



<p>sustentação de cargas;</p> <p>xiv. Chave de torque pneumática para conexão dos parafusos dos flanges de Flexitubo com capacidade para torques de até 4.000 lbs/ft. As porcas utilizadas são: Flange API 4 1/16" x 10ksi - porcas de 1 13/16"; Flange API 4 1/16" x 15ksi - porcas de 2 3/16"; Flange API 5 1/8" x 15ksi - porcas de 2 3/8"; Flange API 11" x 10ksi - porcas de 2 3/4".</p>	<p>xiv. Pneumatic torque wrench to screw flanges connection of the coiled tubing with a torque capacity of up to 4,000 lbs.ft. Nuts used are API Flange 4 1/16" x 10ksi - 1 13/16 nuts; API Flange 4 1/16" x 15ksi - nuts 2 3/16"; API Flange 5 1/8" x 15 ksi - nuts 2 3/8"; API Flange 11" x 10 ksi - nuts 2 3/4".</p>
<p>11.14.2. Sistema de sustentação de cargas para [350 a 400] t de tração</p> <p>11.14.2.1. Para a ligação entre o equipamento instalado no poço e o sistema de elevação da UNIDADE com as seguintes características:</p> <ul style="list-style-type: none">i) O sistema deve ser composto de 05 elementos: espaçador superior, braços articulados, braços de elevadores, EBE (espaçador inferior) ou similar e talha ou guincho de carga;ii) O uso do espaçador superior e do elevador de braços estendidos poderá ser dispensado em algumas operações específicas, a critério da PETROBRAS.	<p>11.14.2. Load-bearing system for [350 to 400] t of traction</p> <p>11.14.2.1. Para a ligação entre o equipamento instalado no poço e o sistema de elevação da UNIDADE com as seguintes características:</p> <ul style="list-style-type: none">i) The system shall be composed of 05 elements: upper spacer, long bails, elevator arms, EBE (lower spacer) or similar and load hoist or winch;ii) Use of upper spacer and long bails elevator may be dispensed in some specific operations, at PETROBRAS discretion.
<p>11.14.2.2. Espaçador superior (viga espaçadora / upper frame) conforme Figura 1 – Espaçador superior</p> <ul style="list-style-type: none">i) Viga dimensionada para [350 a 400] t de tração. O equipamento pode dispor na parte superior de sistema de olhais e pinos para a conexão com o sistema de elevação de carga da UNIDADE por meio de braços de elevadores (item 11.14.2.5) e manilhas conectadas ao <i>Top Drive</i> ou <i>DDM</i>. (Opcionalmente, a viga pode dispor em sua parte superior de um <i>sub</i> de içamento integrado, o qual deve ser compatível com elevador da UNIDADE (item 14.3) e com os braços de elevadores (item 11.14.2.5);ii) Na parte inferior, o equipamento deve dispor de olhais e pino para conexão de braços de elevador, braços articulados (item 11.14.2.4) ou, opcionalmente, eslingas com mesma capacidade dos braços articulados, espaçados em, no mínimo, 2,0 m (considerando a parte interna dos olhais);iii) (02) dois olhais (principal e secundário) para instalação de talha ou guincho de carga (item 11.14.2.6), sendo o principal centralizado na viga e com capacidade de 20 t de carga e o secundário com capacidade mínima de 10 t;iv) Tal viga deve possuir altura máxima de 3 m caso possua sub de içamento integrado e de 1,5 m caso não possua sub integrado, conforme Figura 1 – Espaçador superior.	<p>11.14.2.2. Upper spacer (spacer beam / upper frame) as shown in Figure 1 - Upper spacer</p> <ul style="list-style-type: none">i) Beam dimensioned for [350 to 400] t of traction. The equipment can have a system of eyebolts and pins at the top for connection to the UNIT's load lifting system through elevator arms (item 11.14.2.5) and shackles connected to the Top Drive or DDM (item 11.9). Optionally, the beam can have in its upper part an integrated lifting sub, which must be compatible with the UNIT elevator (item 14.3) and with the bails (item 11.14.2.5),ii) At the bottom, the equipment shall have eyes and pin for connecting bails, long bails (item 11.14.2.4) or, optionally, slings with the same capacity as the articulated arms, spaced at least 2.0 m apart (considering the inner part of the eyes),iii) (02) two eyes (main and secondary) for installation of hoist or utility winch (item 11.14.2.6), the main one being centered on the beam and with a load capacity of 20t and the secondary with a minimum capacity of 10 t,iv) Such beam must have a maximum height of 3 m if it has an integrated lifting sub and 1.5 m if it does not have an integrated sub, as shown in Figure 1 - Upper spacer.

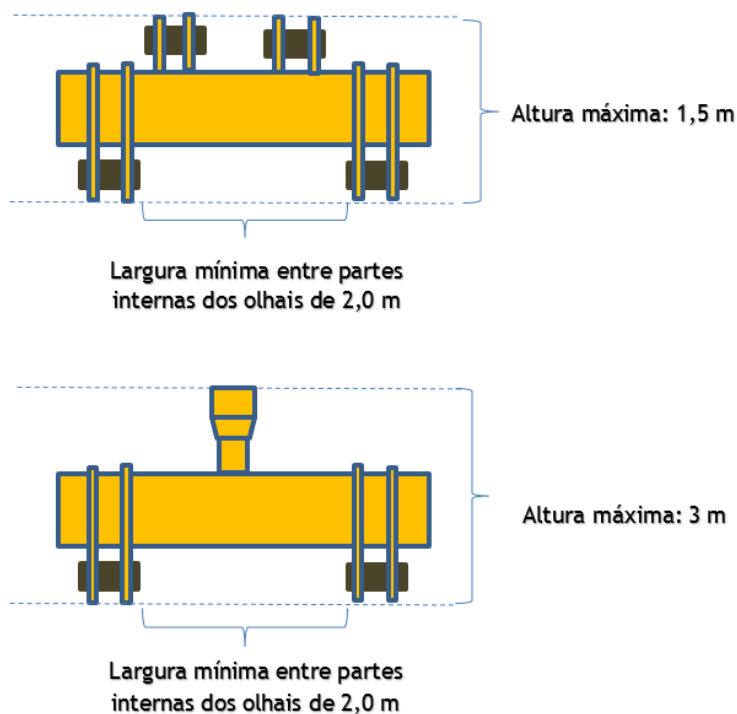


Figura 1 – Espaçador superior

11.14.2.3. Espaçador inferior (EBE), conforme Figura 2 – Elevador de Braços Estendidos

i) A UNIDADE deve fornecer EBE com capacidade de [350 a 400] t de tração. O equipamento deve dispor na sua parte superior de um sistema que permita a conexão de braços articulados (item 11.14.2.4) espaçados em, no mínimo, 2,50 m (considerando o centro do pino de travamento dos braços articulados), proporcionando uma largura útil com o conjunto montado de, no mínimo, 2,00 m. Em seu centro, o EBE deve possuir um orifício para instalação de buchas com diâmetro de passagem de, no mínimo, 485 mm. A altura entre a base do ombro de apoio da bucha e a base do elevador não deve exceder a extensão de 600 mm;

ii) A abertura proporcionada pelo EBE deve ser igual àquela proporcionada pela viga espaçadora superior, de tal forma que os braços articulados utilizados formem um ângulo reto tanto com o EBE como também com a viga espaçadora superior;

iii) O EBE deve possuir buchas e/ou adaptadores com perfis de assentamento compatíveis com os subs de içamento/colunas com os seguintes diâmetros/ângulos: 5" / API 18 graus, 5 1/2" / API 18 graus, 5 7/8" / API 18 graus, 6 5/8" / API 18 graus (DPR ou coluna de assentamento);

iv) O mecanismo de travamento deve dispor de redundância para evitar que os adaptadores ou buchas para diferentes perfis de assentamento

11.14.2.3. Lower spacer (EBE), as shown in Figure 2 - Extended Bail Elevator

i) The UNIT shall provide EBE with a capacity of [350 to 400] t of traction. The equipment shall have at its top a system that allows the connection of articulated bails (item 11.14.2.4) spaced at least 2.50 m (considering the center of the locking pin of the articulated bails), providing a width useful with the assembled set of at least 2.00 m. At its center, the EBE shall have a hole for installing bushings with a passage diameter of at least 485 mm. The height between the base of the bushing support shoulder and the base of the elevator shall not exceed the extension of 600 mm,

ii) The opening provided by the EBE shall be equal to that provided by the upper spacer beam, in such a way that the articulated bails used form a right angle with both the EBE and the upper spacer beam,

iii) EBE shall have bushings and/or adapters with seating profiles compatible with the lifting subs/columns with the following diameters/angles: 5" / API 18 degrees, 5 1/2" / API 18 degrees, 5 7/8" / API 18 degrees, 6 5/8" / API 18 degrees (DPR or landing string),

iv) The locking mechanism shall have redundancy to prevent the adapters or bushings for different settlement profiles from moving out of

<p>saiam de posição, inclusive durante a verticalização do conjunto. O uso de parafusos de fixação de anel de segurança, de adaptadores ou de buchas bipartidas na estrutura principal do elevador é obrigatório. Todos os parafusos de fixação requeridos devem ser instalados durante a operação do equipamento, ou seja, devem existir parafusos de fixação em quantidade extra;</p> <p>v) Caso o travamento ocorra com o auxílio de buchas bipartidas, estas também devem possuir travas que impeçam sua abertura. Deve ser mantida inspeção visual de pinos, de soldas da estrutura, de buchas bipartidas, dos adaptadores conforme determinação do fabricante de regularidade de inspeção (seguindo também a norma API 8D). Deve ser feita inspeção com partículas magnéticas das soldas dos olhais da estrutura, também conforme periodicidade determinada pelo fabricante (seguindo norma API 8D);</p>	<p>position, even during the verticalization of the set. The use of snap ring fastening screws, adapters, or split bushings in the main structure of the elevator is mandatory. All required fastening screws must be installed during the equipment operation, that is, there shall be fastening screws in extra quantity,</p> <p>v) If the locking occurs with the aid of split bushings, these shall also have locks that prevent their opening. Visual inspection of pins, structure welds, split bushings, adapters shall be maintained as determined by the manufacturer of inspection regularity (also following the API 8D standard). Inspection with magnetic particles of the welds of the structure lifting eyes shall be carried out, also according to the periodicity determined by the manufacturer (following API 8D standard),</p>
<p>vi) Adicionalmente deve ser fornecido dispositivo para apoio do elevador de braço estendido de modo que permita a montagem e desmontagem da SFT / cabeça de teste e mangueira(s) metálica(s) flexível(eis) na horizontal fora do caminho crítico (mesa de apoio para EBE na posição de entrada do top sub da cabeça quando deitada). O dispositivo deve ter regulagem de altura e capacidade de carga de 10 t com estudo comprobatório da capacidade em questão.</p>	<p>vii) Additionally, a device must be provided to support the extended-arm lift in order to allow the assembly and disassembly of the SFT / test head and flexible metallic hose(s) horizontally outside the critical path (support table for EBE at the top sub entry position of the head when lying down). The device shall have a height adjustment and a load capacity of 10 t with an evidential study of the capacity in question.</p>

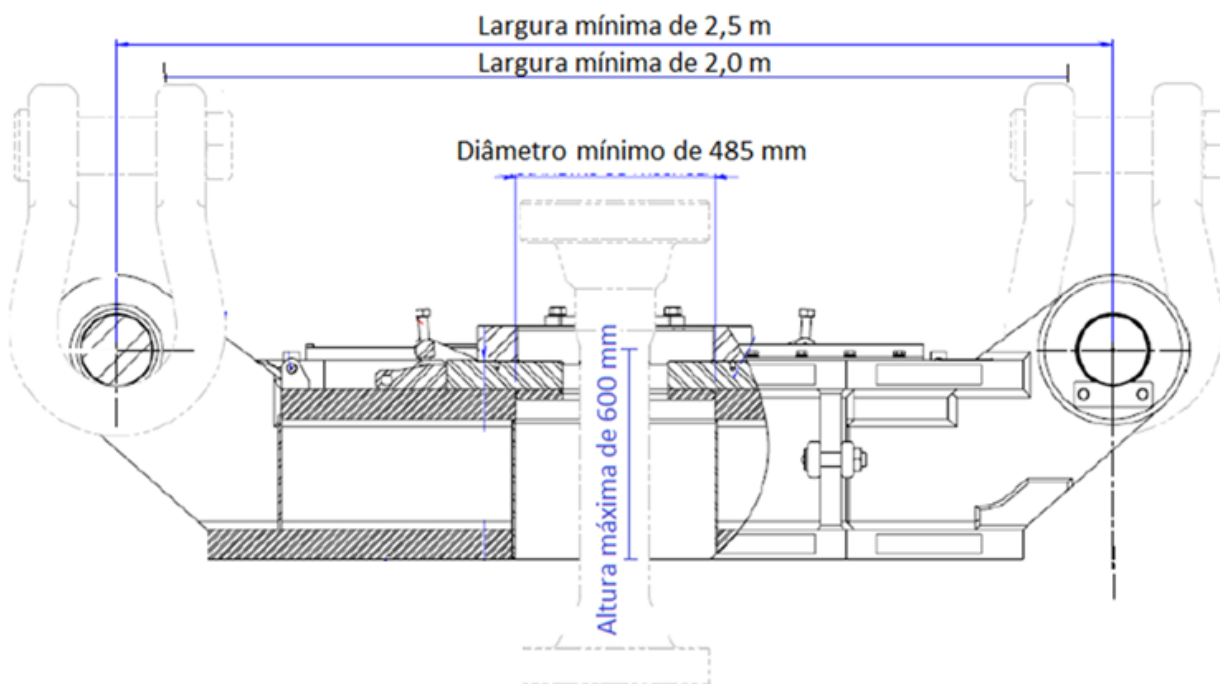


Figura 2 – Elevador de Braços Estendidos



<p>11.14.2.4. Braços articulados (<i>long bails</i>)</p> <p>i) Dois (02) braços longos (preferencialmente articulados) com comprimento de 18 m e dimensionados para [350 a 400] t de tração ([175 a 200] t/cada), para operações de arame, cabo elétrico, TH ou SFT. Tais braços devem possuir, no máximo, dois segmentos de forma a prover a ligação entre a viga espaçadora superior (item 11.14.2.2) e o EBE (item 11.14.2.3). Devem também ser compatíveis com manilhas conectadas ao EBE, com manilhas conectadas à viga espaçadora superior e também devem ser compatíveis com o <i>Top drive</i> ou <i>DDM</i> (item 11.9) da UNIDADE (no caso de não utilização da viga espaçadora superior) e os elevadores automatizados da UNIDADE (no caso de não utilização do EBE);</p> <p>ii) A UNIDADE deve prover todo o sistema de elevação, incluindo manilhas, olhais, pinos, e demais acessórios de carga, sendo todos estes elementos compatíveis entre si.</p>	<p>11.14.2.4. Long Bails</p> <p>i) Two (02) long bails (preferably articulated) 18 m long and sized for [350 to 400] t of traction ([175 to 200] t/each) for wire, cable, TH or SFT operations. Such bails shall have, at most, two segments in order to provide the connection between the upper spacer beam (item 11.14.2.2) and the EBE (item 11.14.2.3). They must also be compatible with shackles connected to the EBE, with shackles connected to the upper spacer beam and must also be compatible with the Top drive or DDM (item 11.9) of the UNIT (in case the upper spacer beam is not used) and the automated elevators of the UNIT (in case of non-use of EBE);</p> <p>ii) The UNIT shall provide the entire lifting system, including shackles, eyes, pins, and other load accessories, all these elements being compatible with each other.</p>
<p>11.14.2.5. Braços de Elevadores (do tipo <i>Weldless link</i>)</p> <p>i) Além dos braços de elevadores convencionais do <i>Top drive</i> ou <i>DDM</i> (item 11.9) a CONTRATADA deve fornecer braços de [5,5 a 6] m com capacidade de [350 a 400] t ([175 a 200] t / cada), para interligar o <i>Top drive</i> ou <i>DDM</i> à viga espaçadora superior (item 11.14.2.2). Estes braços devem proporcionar espaço suficiente entre o <i>pipe handler</i> e o elevador para a montagem da viga espaçadora superior (item 11.14.2.2) e permitir operações de manobra de coluna de produção/avaliação e coluna de DPR 6 5/8" [OU 7"].</p>	<p>11.14.2.5. Elevator bails (weldless link)</p> <p>i) In addition to the conventional Top drive or DDM elevator bails (item 11.9), the CONTRACTOR shall provide [5.5 to 6] m bails with a capacity of [350 to 400] t ([175 to 200] t / each), to connect the Top drive or DDM to the upper spacer beam (item 11.14.2.2). These bails shall provide enough space between the pipe handler and the elevator for the assembly of the upper spacer beam (item 11.14.2.2) and allow tripping operations of the production string and DPR string of 6 5/8" [OR 7"].</p>
<p>11.14.2.6. Talha ou guincho de carga</p> <p>i) Talha pneumática de 20 t ou guincho hidráulico ou pneumático com capacidade de 20 t e de liberação útil de 30 m de cabo para instalação na parte inferior da viga espaçadora superior para auxiliar no içamento de equipamentos para operações de flexitubo, arame e cabo elétrico.</p>	<p>11.14.2.6. Load hoist or winch</p> <p>i) 20 t pneumatic hoist, or hydraulic or pneumatic winch with a capacity of 20 t and a useful release of 30 m of cable for installation in the lower part of the upper spacer beam to assist in lifting equipment for flexitube, wire and electric cable operations.</p>
<p>11.15. Sistema de manuseio e estaleiramento automático de seções de tubos</p>	<p>11.15. Automatic pipe handling and racking system</p>
<p>11.15.1. Sistema de manuseio e estaleiramento automático de seções de tubos, com capacidade para montar, manusear e estaleirar seções de tubos entre o estaleiro de tubos, centro da mesa rotativa, e o sistema de alimentação de tubulares (conforme definido no item 2.10) no convés de perfuração.</p>	<p>11.15.1. Automatic pipe handling and racking system, able to make up, handle and rack back pipe stands between setback area, center of rotary table and pipe feeding system (as item 2.10) on drilling deck.</p>

<p>11.16. Suporte (poste ou outro dispositivo)</p> <p>11.16.1. Do tipo fixo ou removível para fixação de dispositivo (tipo push master) para movimentação de chave hidráulica para o centro da mesa rotativa em operações de montagem de coluna de produção ou descida de DPR.</p>	<p>11.16. Support (pole or another device)</p> <p>11.16.1. Fixed or removable type for fixing device (push master) for moving a hydraulic tong to the center of the rotary table in production string assembly operations or DPR trips.</p>
<p>11.17. Equipamento de enrocamento e torque de tubulares</p> <p>11.17.1. Equipamento do tipo <i>iron roughneck</i> ou similar, para operação conjunta com o sistema de manuseio do item 11.15, para o enrocamento e torque das mesmas tubulações utilizadas com as chaves do item 14.1.</p> <p>11.17.2. Deve possuir <i>Drill Pipe Spinner</i> ou equipamento similar para enrocamento das colunas e DPR.</p>	<p>11.17. Connection and Torque Equipment for pipes</p> <p>11.17.1. Iron roughneck or similar, to operate together with handling system from item 11.15 to handle same pipes used with tongs from item 14.1.</p> <p>11.17.2. It shall have drill pipe spinner or similar equipment make up strings and DPR.</p>
<p>11.18. Equipamento de torque</p> <p>11.18.1. Equipamento do tipo <i>ezy-torque / cathead</i> hidráulico ou similar com capacidade mínima de 32.000 lb de modo que, em conjunto com as chaves flutuantes descritas no item 14.1, possibilite a aplicação e registro com precisão e exatidão do torque aplicado nas conexões, na faixa de 3.000 lb.pé a 165.000 lb.pé.</p>	<p>11.18. Torque Equipment</p> <p>11.18.1. Torque equipment like <i>ezy-torque</i>, hydraulic <i>cathead</i> or similar, with minimum capacity of 32,000 lb to be used with manual tongs from item 14.1. It shall allow application and accurate records of connections make-up torques, from 3.000lb.ft to 165.000lb.ft.</p>
<p>11.19. Operação com equipamentos de nitrogênio/Flexitubo</p> <p>11.19.1. A torre principal ou torre auxiliar (caso de UNIDADES DTO ou DTD) deve possuir espaço suficiente para montagem de injetor de Flexitubo e área destinada ao posicionamento dos equipamentos de nitrogênio/Flexitubo conforme os seguintes requisitos e Figura 3 – Área destinada aos equipamentos de nitrogênio/Flexitubo abaixo:</p>	<p>11.19. Operation with Nitrogen/ Coiled Tubing Equipment</p> <p>11.19.1. Main derrick or auxiliary derrick(in case of DTO or DTD UNITS) shall have sufficient space for mounting the Coiled Tubing injector and an area for the positioning of nitrogen/coiled tubing equipment according to the following requirements and Figure 3 - Area for nitrogen/coiled tubing equipment below:</p>

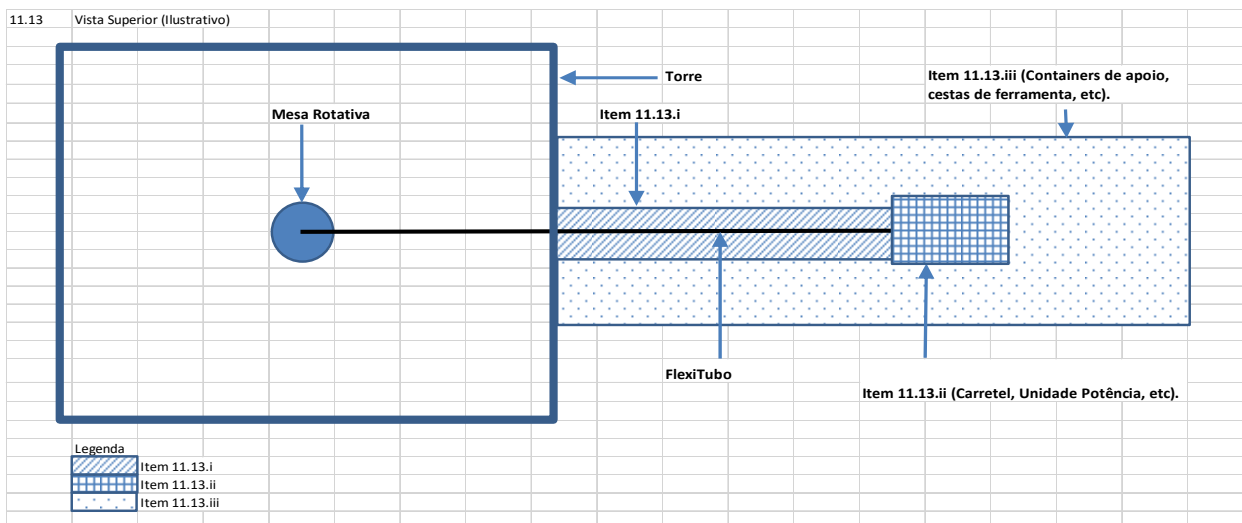


Figura 3 – Área destinada aos equipamentos de nitrogênio/Flexitubo



<p>i. Área frontal à abertura do V-Door (rampa, deck, estrutura) com largura suficiente para instalação de Lift Frame e demais equipamentos de operação da PETROBRAS, livre de estruturas transversais entre a torre (principal ou auxiliar) e Unidade de Flexitubo;</p> <p>ii. A CONTRATADA deve considerar as seguintes dimensões para o Lift Frame: 3,47 m (L) x 3,89 (A) x 17,64 m (C);</p> <p>iii. Área destinada à Unidade de Flexitubo, de pelo menos 40 m², com largura mínima de 6,0 m, e deve ter capacidade de carga mínima de 5,0 t/m² para posicionamento do carretel de Flexitubo;</p> <p>iv. Área adjacente ao item acima com no mínimo 100 m² e largura mínima de 5 metros;</p> <p>v. Capacidade mínima de carga de guindaste de 54 t na posição da lança para alcançar o local de posicionamento do carretel de Flexitubo;</p> <p>vi. Facilidades para fornecimento de diesel filtrado, ar comprimido (110 psi), água e energia trifásica (440 V e 220 V, 60 Hz).</p> <p>vii. A altura livre do V-door deve possibilitar a operação dos equipamentos de flexitubo conforme a Figura 4 – Altura livre do V-door e item 11.19.2.</p>	<p>i. Front area to the opening of the V-Door (ramp, deck, structure) with sufficient width to install a Lift Frame and other PETROBRAS operating equipment, free from transversal structures between the derrick (main or auxiliary) and the Coiled Tubing Unit;</p> <p>ii. CONTRACTOR shall consider the following dimensions for Lift Frame: 3.47 m (W) x 3.89 (H) x 17.64 m (L);</p> <p>iii. Area destined for Coiled Tubing Unit, of at least 40 m², with a minimum width of 6.0 m, and shall have a minimum load capacity of 5.0 t/m² for positioning the Coiled Tubing spool;</p> <p>iv. Area adjacent to the item above with at least 100 m² and minimum width of 5 meters;</p> <p>v. Minimum crane load capacity of 54 t in boom position to reach Coiled Tubing spool positioning location;</p> <p>vi. Facilities for supplying filtered diesel, compressed air (110 psi), water and three-phase energy (440 V and 220 V, 60 Hz).</p> <p>vii. The clear height of V-door shall enable the operation of the coiled tubing equipment as shown in Figure 4 – Clear height of V-door and item 11.19.2.</p>
<p>11.19.2. Para a operação com flexitubo, considerar as seguintes premissas (referência Figura 4 – Altura livre do V-door):</p> <p>i) Altura mínima do <i>stick-up</i> (segmento AC) de 18 m;</p> <p>ii) O ângulo limite de trabalho do flexitubo (α - alfa) deve estar entre 30° e 45°;</p> <p>iii) A distância de segurança mínima entre o V-door e o cabo do Flexitubo (segmento BB') deve ser de 2,0 m;</p> <p>iv) Para efeitos de dimensionamento, considerar as seguintes dimensões do carretel do flexitubo: 5,08 (C) x 2,59 (L) x 4,42 (A);</p> <p>v) A CONTRATADA deve ajustar a distância entre o nível da saída do cabo do Flexitubo (ponto E) e o nível do deck de perfuração (ponto C).</p>	<p>11.19.2. For coiled tubing operations, consider following premises (reference Figura 4 - Clear height of V-door):</p> <p>i) AC line on sketch: Minimum stick-up height of 18m;</p> <p>ii) α - alpha: Limit angle shall be between 30 and 45 degrees;</p> <p>iii) BB' line: Minimum safety distance between V-Door and coiled tubing shall be 2.0m;</p> <p>iv) coiled tubing reel dimensions: : 5,08 (L) x 2,59 (W) x 4,42 (H) meters;</p> <p>v) CONTRACTOR shall adjust distance between coiled tubing (E spot) and drill floor (C spot)</p>

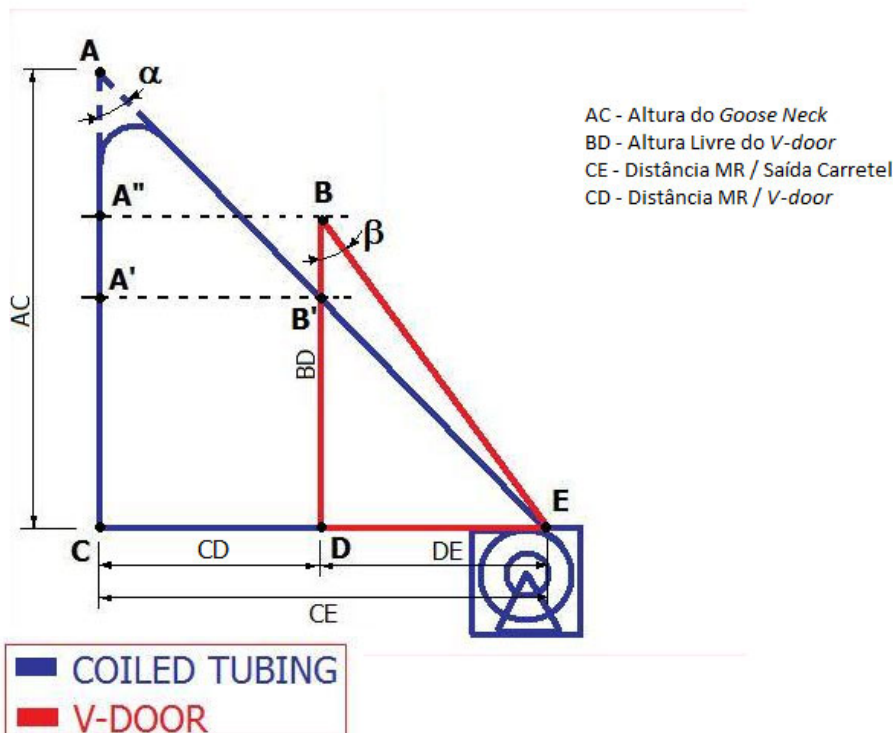


Figura 4 – Altura livre do V-door

11.19.3. A torre principal ou auxiliar deve ter os seguintes olhais instalados no V-door:

- i. 01 (um) olhal certificado com capacidade de 15 t para posicionamento das polias ou meias-luas utilizadas para descida de umbilical;
- ii. 02 (dois) olhais certificados com capacidade de 12 t para posicionamento das polias ou meias-luas utilizadas para descida de cabos de controle de equipamentos submarinos.

11.19.3. Main derrick shall have following lifting eyes installed on V-Door:

- i. 01 (one) certified lifting eye for 15t load capacity for positioning the pulleys used for running umbilicals.
- ii. 02 (two) certified lifting eyes for 12t load capacity for positioning the pulleys used for running subsea equipment control cables.

[Itens 11.20 e 11.21 serão solicitados conforme necessidade do projeto e conveniência da PETROBRAS.]

[Items 11.20 and 11.21 will be requested as needed by the project and PETROBRAS' convenience.]

11.20. Equipamento de enrocamento e torque de coluna de produção e DPR

11.20. Connection and torque equipment for production string and DPR

11.20.1. Do tipo "Casing roughneck" ou similar com as seguintes chaves hidráulicas com back-up e monitorador eletrônico de torque:

11.20.1. "Casing roughneck" type or similar, with following hydraulic tongs with back-up and electronic torque monitor:

- a. Mandíbulas para os DPR 6 5/8" [ou 7"] com capacidade mínima útil de torque de 35.000 lb.pé;
- b. Mandíbulas para os tubos de produção 7 5/8", 7", 6 5/8", 5 1/2", 4 1/2" e 3 1/2", com capacidade mínima útil de torque de 2.500 lb.pé;
- c. Sistema de enrocamento específico para os tubos de produção em metalurgia especial, com mandíbulas

- a. Jaws for 6 5/8" [or 7"] DPR, with minimum torque capability of 35,000 lb.ft,
- b. Jaws for 7 5/8", 7", 6 5/8", 5 1/2", 4 1/2" e 3 1/2" production string, with minimum torque capability of 2,500 lb.ft,
- c. Specific thread engagement system for special metallurgy tubing, with jaws for the following sizes: 7



<p>de 7 5/8", 7", 6 5/8", 5 1/2", 4 1/2" e 3 1/2", com capacidade mínima útil de torque de 2.500 lb.pé. Devem ser providos elementos que permitam o enroscamento sem danificar a superfície dos tubos de produção, como por exemplo: mordentes de baixa penetração (máximo 0,008") e com materiais não ferrosos;</p> <p>d. O monitorador eletrônico de torque deve permitir a parada automática do enroscamento em casos que atinja o torque ótimo prematuramente. Além disso, deve ser oferecido sistema gráfico baseado na contagem do número de voltas e que alerte em casos que o perfil de enroscamento esteja fora do perfil padrão previsto pelo fabricante da rosca. O sistema deverá possibilitar a geração, em tempo real, dos gráficos dos torques das conexões. No final da operação deve ser entregue ao fiscal da Petrobras um relatório com todos os gráficos das conexões realizadas;</p> <p>e. Devem ser previstos um sistema na torre principal e um sistema na torre auxiliar.</p>	<p>5/8", 7", 6 5/8", 5 1/2", 4 1/2" e 3 1/2". Minimum useful torque capacity of 2,500 lb.ft. Elements shall be provided to enable the thread engagement without damaging the tubing surface, for example: jaws of low penetration (maximum 0.008 ") and with non-ferrous materials,</p> <p>d. Electronic torque monitor shall allow the automatic stop when optimum torque is reached prematurely. In addition, it shall be offered a graphic system based on the number of turns counting that alert in cases that the threading profile is out the standard profile provided by the thread manufacturer. The system shall allow the generation, in real time, of the connection torque graphs. At the end of the operation, a report with all the graphs of the connections made must be delivered to the Company man,</p> <p>e. A system in the main derrick and a system in the auxiliary derrick shall be provided.</p>
<p>11.21. Dispositivo de circulação simplificado</p>	<p>11.21. Simplified Circulation Device</p>
<p>11.21.1. Do tipo <i>side entry sub</i> ou similar, para operações de bombeio de fluidos para o poço e acesso para operações <i>through tubing</i>:</p> <p>i.O dispositivo pode ser fornecido em conjunto único ou modulável a partir de outros componentes. Caso seja modulável, deve ser possível prepará-lo em operação <i>off-line</i>;</p> <p>ii.Deve ser dimensionado para suportar 400 t de tração e 10.000 psi de pressão interna simultaneamente;</p> <p>iii.Deve possibilitar bombeios de fluidos variados isentos de sólidos (inclusive fluidos ácidos) com vazões de até 25 bpm;</p> <p>iv.O conjunto completo deve possuir diâmetro interno de 5", com <i>drift</i> mínimo de 4 7/8";</p> <p>v.Deve possuir um acesso lateral para bombeio, com a conexão voltada para baixo (curva). A conexão nesta extremidade deve ser do tipo WECO 3" fig. 1502. Este elemento deve suportar no mínimo o peso de uma linha metálica flexível (coflexip) de 3" com 15 metros de extensão;</p> <p>vi.Deve possuir uma válvula acima e outra abaixo da saída lateral, com capacidade para vedação em ambos os sentidos. Estas válvulas devem possuir atuação mecânica ou hidráulica. Caso possuam atuação hidráulica, devem válvulas "fail as is" e possuir mecanismo de <i>override</i> tanto para abertura, como para fechamento;</p> <p>vii.Deve possuir conexão pino na sua extremidade inferior com a mesma rosca da coluna de DPR do</p>	<p>11.21.1. Side entry sub or similar, for fluid pump operations and access for through tubing operations:</p> <p>i.The device can be supplied as a single piece or modular from other components. If it is modular, it shall be possible to prepare it in offline operation,</p> <p>ii.It must be sized to withstand 400 t of traction and 10,000 psi of internal pressure simultaneously,</p> <p>iii.It shall allow pumping of varied fluids free of solids (including acidic fluids) with flow rates of up to 25 bpm,</p> <p>iv.The complete set shall have an internal diameter of 5", with a minimum drift of 4 7/8",</p> <p>v.It shall have a side access for pumping, with the connection facing downwards (curved). The connection at this end shall be of the WECO 3" type fig. 1502. This element shall support at least the weight of a flexible metal line (coflexip) of 3" with 15 meters in length,</p> <p>vi.It shall have one valve above and one below the side outlet, capable of sealing in both directions. These valves must have mechanical or hydraulic actuation. If they have hydraulic actuation, they must be a "fail as is" valve and have an override mechanism for both opening and closing,</p> <p>vii.It shall have a pin connection at its lower end with the same thread as the DPR column of item 12.3 JOR 6 5/8" or 7" DPR column thread from</p>



<p>item 12.3 [OU rosca da coluna de DPR 6 5/8" ou 7" de fornecimento PETROBRAS];</p> <p>viii. Deve possuir pescoço no topo com perfil 6 5/8" [OU 7"], com comprimento livre suficiente para instalação de elevador automatizado da UNIDADE (item 14.2.1.5) e elevador de braços estendidos (item 11.14.2.3);</p> <p>ix. Deve ser fornecido crossover de 6 5/8" FH pino (ou outra conexão utilizada no topo do dispositivo) para 8 1/4"-6 Stub Acme-2G (ID 5") para viabilizar montagem de equipamentos de arame acima do dispositivo, conforme Tabela 3 – Subs de Perfuração e Completação.</p>	<p>PETROBRAS supply],</p> <p>viii. It shall have a neck at the top with a 6 5/8" [OR 7"] profile, with sufficient free length for the installation of an automated UNIT elevator (item 14.3.1.5) and extended arms elevator (item 11.14.2.3),</p> <p>ix. A 6 5/8" FH pin crossover (or other connection used on top of the device) to 8 1/4"-6 Stub Acme-2G (ID 5") shall be provided to enable mounting of wire equipment above the device, as per Table 5 – Drilling and Completion Subs.</p>
12. COLUNAS E ACESSÓRIOS DE PERFURAÇÃO / COMPLETAÇÃO	12. STRING AND ACCESSORIES FOR DRILLING / COMPLETION
[Item 12.1 será solicitado conforme necessidade do projeto e conveniência da PETROBRAS.]	[Item 12.1 will be requested as needed by the project and PETROBRAS' convenience.]
12.1. Coluna de Assentamento de Revestimentos	12.1. Casing Landing String
12.1.1. [2.400 a 3.048 (a depender da LDA definida no item 2.1.2-i e da necessidade do projeto)] m de drill pipes de OD 6 5/8", peso nominal mínimo de 50,46 lb/pé, Grau mínimo V-150 (ou equivalente), com capacidade de tração de mínima de 1.500.000 lbf, , <i>slip crushing</i> mínimo de 1.400.000 lbf, espessura mínima de parede de 95% (RBW - Remanining Body Wall) da espessura nominal, range II ou III, tool joint com máximo OD nominal de 8 1/2" e mínimo ID de 3 1/2", recobrimento interno plástico (IPC TK34XT ou similar) , make and break, coluna 100% inspecionada e certificada com protetores plásticos de rosca.	12.1.1. [2,400 to 3,048 (depending on the LDA defined in item 2.1.2-i and the project's need)] m of 6 5/8" OD drill pipes, minimum nominal weight of 50.46 ppf, minimum V-150 Grade (or equivalent), minimum tensile capacity of 1.500.000 lbf, minimum <i>slip crushing</i> of 1,400,000 lbf, minimum wall thickness of 95% (RBW - Remaining Body Wall) of the nominal thickness, range II or III, tool joint with nominal maximum OD of 8 1/2" and minimum ID of 3 1/2", internal plastic coating (IPC TK34XT or similar), make and break, string 100% inspected and certified with plastic thread protectors.
[OU Especificação funcional – parâmetros a serem definidos conforme necessidade do projeto: 2.400 a 3.048 (a depender da LDA definida no item 2.1.2-ie da necessidade do projeto) m de DP de OD 6 5/8", com capacidade de tração mínima para suportar um revestimento com peso fluado de 1050 klb com extensão da coluna de assentamento de [comprimento coluna de assentamento – 2.400 a 3.048] m fluado na água do mar e margem de <i>overpull</i> de 200 klb na capacidade operacional da coluna. Capacidade de <i>slip crushing</i> compatível com o peso do revestimento e coluna de assentamento, espessura mínima de parede de 95% (RBW) da espessura nominal, range II ou III, TJ com máximo OD nominal de 8 1/2" e mínimo ID de 3 1/2", recobrimento interno plástico (IPC TK34XT ou similar) , make and break, coluna 100 % inspecionada e certificada com protetores plásticos de rosca.]	[OR Functional specification - parameters to be defined as needed by the project: 2,400 to 3,048 (depending on the LDA defined in item 2.1.2-i and the project need) m of DP of OD 6 5/8", with minimum tensile capacity to support a casing with a floating weight of 1,050 klb with extension [landing string length – 2400 to 3048] m of the landing string floated in seawater and 200 klb overpull margin in operating capacity. Slip crushing capacity compatible with casing and landing string weight, minimum thickness 95% (RBW) of nominal thickness, range II or III, TJ with maximum nominal OD of 8 1/2" and minimum ID of 3 1/2", plastic internal coating (IPC TK34XT or similar) , make and break, column 100 % inspected and certified with plastic thread protectors.]
12.1.2. A coluna de assentamento deve ser compatível com duplo espelho (selo) e possuir geometria interna que impeça a formação de anel	12.1.2. The landing string shall be compatible with double shoulder connection and have internal geometry



<p>interno de cimento.</p> <p>12.1.3. A CONTRATADA deve ter um plano de inspeção / limpeza da coluna de assentamento para verificar e evitar que coluna suja / contaminada com cimento ocasione falha nas operações.</p>	<p>that prevents formation of internal cement ring.</p> <p>12.1.3. CONTRACTOR shall have an inspection / cleaning plan for the landing string to check and avoid that dirty / contaminated with cement string cause failure in operations.</p>
<p>12.2. Coluna de Perfuração</p>	<p>12.2. Drilling String</p>
<p>[A critério da PETROBRAS poderão ser solicitadas uma ou mais colunas das listadas nos itens 12.2.1 a 12.2.6, com alteração do comprimento de cada coluna]</p>	<p>[At the discretion of PETROBRAS, one or more strings of those listed in items 12.2.1 to 12.2.6 may be requested, with a change in the length of each string]</p>
<p>12.2.1. 4.000 m de DP de OD 6 5/8", peso nominal de 34 lb/pé, Grau S-135 (mínimo), com espessura mínima de parede de 95% (RBW) da espessura nominal, <i>upset</i> interno e externo com <i>smooth hard face</i> (casing friendly), range II ou III, TJ com máximo OD nominal de 8 1/2" e mínimo ID de 4", conexão e corpo do tubo com capacidade de tração mínima de 1.000.000 lbf na condição <i>premium</i>, mínimo <i>make up torque</i> de 50.000 pé.lbf, capacidade a torção do TJ de 90.000 pé.lbf, recobrimento interno plástico (IPC TK34XT ou similar), <i>make and break</i>, <i>slip crushing</i> mínimo 1.000 klb, capacidade mínima do ombro de elevação (<i>elevator shoulder</i>) de 1.000 klb, coluna 100% inspecionada e certificada com protetores plásticos de rosca.</p>	<p>12.2.1. 4,000 m of 6 5/8" OD DP, nominal weight of 34 ppf, minimum S-135 Grade, minimum wall thickness of 95% (RBW) of nominal thickness, internal and external upset with smooth hard face (casing friendly), range II or III, tool joint with maximum nominal OD of 8 1/2" and minimum ID of 4", pipe connection and body with minimum tensile capacity of 1,000,000 lbf at premium condition, minimum make up torque of 50,000ft.lbf, TJ twist capacity of 90,000 ft.lbf, internal plastic coating (IPC TK34XT or similar), make and break, minimum <i>slip crushing</i> of 1,000 lbf, minimal capacity elevator shoulder 1,000klbf, string 100% inspected and certified with plastic thread protectors.</p>
<p>[OU Especificação funcional – parâmetros a serem definidos conforme necessidade do projeto:</p> <p>4.000 m de DP de OD 6 5/8" com espessura mínima de parede de 95% (RBW) da espessura nominal, <i>upset</i> interno e externo com <i>smooth hard face</i> (casing friendly), range II ou III, TJ com máximo OD de 8" (incluindo <i>smooth hard face</i>) e mínimo ID de 4", conexão e corpo do tubo com capacidade de tração mínima para suportar [comprimento coluna – 4.000] m de peso próprio flutuado em fluido de perfuração 12,0 lb/gal, BHA com peso flutuado de 125 klb e margem de <i>overpull</i> mínima de 150 klb à capacidade operacional. Capacidade de <i>slip crushing</i> e capacidade mínima do ombro de elevação (<i>elevator shoulder</i>) compatíveis com as cargas acima, mínimo <i>make up torque</i> de 50.000 pé.lbf, mínima capacidade a torção do TJ de 90.000 pé.lbf, recobrimento interno plástico (IPC TK34XT ou similar), <i>make and break</i>, coluna 100% inspecionada e certificada com protetores plásticos de rosca.]</p>	<p>[OR Functional specification - parameters to be defined as needed by the project:</p> <p>4,000 m of 6 5/8" OD DP with minimum wall thickness of 95% (RBW) of nominal thickness, internal and external upsetting with smooth hard face (casing friendly), range II or III, TJ with maximum OD of 8 "(including smooth hard face) and minimum ID of 4", pipe body and fitting with minimum pulling capacity to support [column length – 4,000] m self weight floated in 12.0 lb/gal drilling fluid, BHA with 125klb float weight and 150klb minimum overpull margin at operating capacity. Slip crushing capacity and minimum lifting shoulder capacity (elevator shoulder) compatible with the above loads, minimum make up torque of 50,000 ft.lbf, minimum TJ twisting capacity of 90,000 ft.lbf, plastic internal coating (IPC TK34XT or similar), make and break, string 100% inspected and certified with plastic thread protectors.]</p>
<p>12.2.2. 6.000 m de DP de OD 5 7/8", peso nominal de 23,4 lb/pé, Grau S-135 (mínimo), com espessura mínima de parede de 95% (RBW) da espessura nominal, <i>upset</i> interno e externo com <i>smooth hard face</i> (casing friendly), range II ou III, TJ com máximo OD nominal de 7 1/8" e mínimo ID de 4", conexão e corpo do tubo com capacidade de tração mínima de 740.000 lbf na condição <i>premium</i>, mínimo <i>make up torque</i> de</p>	<p>12.2.2. 6,000 m 5 7/8" OD DP, nominal weight 23.4 lb/ft, Grade S-135 (minimum), with minimum wall thickness of 95% (RBW) of nominal thickness, internal and external upset with smooth hard face (casing friendly), range II or III, TJ with maximum nominal OD of 7 1/8" and minimum ID of 4", pipe fitting and body with minimum pulling capacity of 740,000 lbf in premium condition, minimum make up torque 45,000 ft.lbf,</p>



<p>45.000 pé.lbf, mínima capacidade a torção do TJ de 80.000 pé.lbf, recobrimento interno plástico (IPC TK34XT ou similar), <i>make and break</i>, <i>slip crushing</i> mínimo 700 klb, capacidade mínima do ombro de elevação (<i>elevator shoulder</i>) de 800 klb, coluna 100% inspecionada e certificada com protetores plásticos de rosca.</p>	<p>minimum TJ twist capacity 80,000 ft.lbf, plastic internal coating (IPC TK34XT or similar), <i>make and break</i>, minimum slip crushing 700 klb, minimum lift shoulder capacity (<i>elevator shoulder</i>) 800 klb, string 100% inspected and certified with plastic thread protectors.</p>
<p>12.2.3. 4.000 m de DP de OD 5 7/8", peso nominal de 26,3 lb/pé, Grau S-135 (mínimo), com espessura mínima de parede de 95% (RBW) da espessura nominal, <i>upset</i> interno e externo com <i>smooth hard face (casing friendly)</i>, <i>range II</i> ou <i>III</i>, TJ com máximo OD nominal de 7 1/8" e mínimo ID de 4", conexão e corpo do tubo com capacidade de tração mínima de 840.000 lbf na condição <i>premium</i>, mínimo <i>make up torque</i> de 45.000 pé.lbf, mínima capacidade a torção do TJ de 80.000 pé.lbf, recobrimento interno plástico (IPC TK34XT ou similar), <i>make and break</i>, <i>slip crushing</i> mínimo 800 klb, capacidade mínima do ombro de elevação (<i>elevator shoulder</i>) de 800 klb, coluna 100% inspecionada e certificada com protetores plásticos de rosca.</p>	<p>12.2.3. 4,000 m 5 7/8" OD DP, nominal weight 26.3 lb/ft, Grade S-135 (minimum), with minimum wall thickness of 95% (RBW) of nominal thickness, internal and external upsetting with smooth hard face (<i>casing friendly</i>), <i>range II</i> or <i>III</i>, TJ with maximum nominal OD of 7 1/8" and minimum ID of 4", pipe fitting and body with minimum pulling capacity of 840,000 lbf in premium condition, minimum <i>make up torque</i> 45,000 ft.lbf, minimum TJ twist capacity 80,000 ft.lbf, plastic internal overlay (IPC TK34XT or similar), <i>make and break</i>, minimum slip crushing 800 klb, minimum lift shoulder capacity (<i>elevator shoulder</i>) of 800 klb, string 100% inspected and certified with plastic thread protectors.</p>
<p>[OU Especificação funcional – parâmetros a serem definidos conforme necessidade do projeto:</p> <p>10.000 m de DP de OD 5 7/8" com espessura mínima de parede de 95% (RBW) da espessura nominal, <i>upset</i> interno e externo com <i>smooth hard face (casing friendly)</i>, <i>range II</i> ou <i>III</i>, TJ com OD máximo de 7 1/8" e mínimo ID de 4", conexão e corpo do tubo com capacidade de tração mínima para suportar [comprimento coluna – 7.000] m de peso próprio flutuado em fluido de perfuração 12,0 lb/gal, BHA com peso flutuado de 125 klb e margem de <i>overpull</i> mínima de 150 klb à capacidade operacional. Capacidade de <i>slip crushing</i> e capacidade mínima do ombro de elevação (<i>elevator shoulder</i>) compatíveis com as cargas acima, mínimo <i>make up torque</i> de 45.000 pé.lbf, mínima capacidade a torção do TJ de 80.000 pé.lbf, recobrimento interno plástico (IPC TK34XT ou similar), <i>make and break</i>, coluna 100% inspecionada e certificada com protetores plásticos de rosca.</p> <p>Poderão ser aceitas colunas combinadas, duas ou mais colunas com pesos nominais diferentes, para atender ao requisito funcional de coluna de 5 7/8".]</p>	<p>[OR Functional specification - parameters to be defined as needed by the project:</p> <p>10,000 m of 5 7/8" OD DP with minimum wall thickness of 95% (RBW) of nominal thickness, internal and external upsetting with smooth hard face (<i>casing friendly</i>), <i>range II</i> or <i>III</i>, TJ with maximum OD of 7 1/8" and minimum ID of 4", pipe body and fitting with minimum pulling capacity to support [column length - 7,000] m self weight floated in drilling fluid 12.0 lb/gal, BHA with float weight of 125klb and 150klb minimum <i>overpull</i> margin at operating capacity. Slip crushing capacity and minimum lifting shoulder capacity (<i>elevator shoulder</i>) compatible with the above loads, minimum <i>make up torque</i> of 45,000 ft.lbf, minimum TJ twisting capacity of 80,000 ft.lbf, plastic internal coating (IPC TK34XT or similar), <i>make and break</i>, string 100% inspected and certified with plastic thread protectors.</p> <p>Combined columns, two or more strings with different nominal weights, may be accepted to meet the 5 7/8" string functional requirement.]</p>
<p>12.2.4. Os itens 12.2.2 e 12.2.3 devem ser configurados de forma a evitar erros de montagem, podendo utilizar conexões diferentes ou marcação por grooves nos TJs. Caso seja feita opção por conexões diferentes, a diferença entre os TJs não deve ser superior a 1/4", para evitar necessidade de troca de Bearing Assembly em operações com MPD (Anexo I – Seção H).</p>	<p>12.2.4. Items 12.2.1 and 12.2.2 shall be configured to avoid assembly mistakes, with different connections or marks with grooves on tool joints. If they are provided with different connections, the OD difference between tool joints cannot be over 1/4", to avoid the need to change Bearing Assembly in MPD operations (Annex I – Section H).</p>
<p>12.2.5. 5.000 m de DP de OD 5 1/2", peso nominal de 21,9 lb/pé, Grau S-135 (mínimo), com espessura</p>	<p>12.2.5. 5,000 m of 5 1/2" OD drill pipes, nominal weight of 21.9 lb/ft, Grade S-135 (minimum), minimum</p>



<p>mínima de parede de 95% (RBW) da espessura nominal, <i>upset</i> interno e externo com <i>smooth hard face</i> (<i>casing friendly</i>), <i>range</i> II ou III, TJ com máximo OD nominal de 6 5/8" e mínimo ID de 4", conexão e corpo do tubo com capacidade de tração mínima de 680.000 lbf na condição <i>premium</i>, mínimo <i>make up torque</i> de 40.000 pé.lbf, mínima capacidade a torção do TJ de 80.000 pé.lbf, recobrimento interno plástico (IPC TK34XT ou similar), <i>make and break</i>, <i>slip crushing</i> mínimo 550 klb, capacidade mínima do ombro de elevação (<i>elevator shoulder</i>) de 680 klb, coluna 100% inspecionada e certificada com protetores plásticos de rosca.</p>	<p>wall thickness of 95% (RBW) of nominal thickness, internal and external upset with smooth hard face (<i>casing friendly</i>), <i>range</i> II or III, TJ with maximum nominal OD of 6 5/8" and minimum ID of 4", pipe connection and body with minimum pulling capacity of 680,000 lbf in premium condition, minimum make up torque of 40,000 ft.lbf, minimum torsional capacity of the 80,000 ft.lbf TJ, plastic internal coating (IPC TK34XT or similar), <i>make and break</i>, minimum slip crushing 550 klb, minimum lift shoulder capacity 680 klb, 100% string inspected and certified with plastic thread protectors.</p>
<p>[OU Especificação funcional – parâmetros a serem definidos conforme necessidade do projeto:</p> <p>5.000 m de DP de OD 5 1/2" com espessura mínima de parede de 95% (RBW) da espessura nominal, <i>upset</i> interno e externo com <i>smooth hard face</i> (<i>casing friendly</i>), <i>range</i> II ou III, TJ com OD máximo de 6 5/8" e mínimo ID de 4", conexão e corpo do tubo com capacidade de tração mínima para suportar [comprimento coluna – 5.000] m de peso próprio flutuado em fluido de perfuração 12,0 lb/gal, BHA com peso flutuado de 125 klb e margem de <i>overpull</i> mínima de 150 klb à capacidade operacional. Capacidade de <i>slip crushing</i> e capacidade mínima do ombro de elevação (<i>elevator shoulder</i>) compatíveis com as cargas acima, mínimo <i>make up torque</i> de 40.000 pé.lbf, mínima capacidade a torção do TJ de 80.000 pé.lbf, recobrimento interno plástico (IPC TK34XT ou similar), <i>make and break</i>, coluna 100% inspecionada e certificada com protetores plásticos de rosca.]</p>	<p>[OR Functional specification - parameters to be defined as needed by the project:</p> <p>5,000 m of 5 1/2" OD DP with minimum wall thickness of 95% (RBW) of nominal thickness, internal and external upsetting with smooth hard face (<i>casing friendly</i>), <i>range</i> II or III, TJ with maximum OD 6 5/8" and minimum ID of 4", pipe body and fitting with minimum pulling capacity to support [column length – 5,000] m self-weight floated in 12.0 lb/gal drilling fluid, 125 klb float weight BHA and a minimum overpull margin of 150 klb at operating capacity. Slip crushing capacity and minimum lift shoulder capacity compatible with the above loads, minimum make up torque 40,000 ft.lbf, minimum TJ twisting capacity 80,000 ft.lbf, plastic internal coating (IPC TK34XT or similar), <i>make and break</i>, string 100% inspected and certified with plastic thread protectors.]</p>
<p>12.2.6. 1.500 m de DP de 3 1/2", peso nominal 15,5 lb/pé, Grau S-135 (mínimo), com espessura mínima de parede de 95% (RBW) da espessura nominal, <i>upset</i> externo com smooth hard face (<i>casing friendly</i>), <i>range</i> II ou III, TJ com máximo OD nominal de 4 3/4" e mínimo ID de 2,4", corpo do tubo com capacidade de tração mínima de 450.000 lbf na condição <i>premium</i>, mínimo <i>make up torque</i> de 10.000 pé.lbf (na condição <i>premium</i>), recobrimento interno plástico (IPC TK34XT ou similar), <i>make and break</i>, coluna 100% inspecionada e certificada com protetores plásticos de rosca.</p>	<p>12.2.6. 1,500 m 3 1/2" DP, nominal weight 15.5 lb/ft, Grade S-135 (minimum), with minimum wall thickness of 95% (RBW) of nominal thickness, external upsetting with smooth hard face (<i>casing friendly</i>), <i>range</i> II or III, TJ with maximum nominal OD of 4 3/4" and minimum ID of 2.4", tube body with minimum pulling capacity of 450,000 lbf in premium condition, minimum make up torque of 10,000 ft.lbf (in premium condition), plastic internal coating (IPC TK34XT or similar), <i>make and break</i>, string 100% inspected and certified with plastic thread protectors.</p>
<p>[OU Especificação funcional – parâmetros a serem definidos conforme necessidade do projeto:</p> <p>1.500 m de DP de OD 3 1/2" com espessura mínima de parede de 95% (RBW) da espessura nominal, <i>upset</i> externo com <i>smooth hard face</i> (<i>casing friendly</i>), <i>range</i> II ou III, TJ com OD máximo de 4 3/4" e mínimo ID de 2,4", conexão e corpo do tubo com capacidade de tração mínima para suportar [comprimento coluna – 1.500] m de peso próprio flutuado em fluido de perfuração 12,0 lb/gal, BHA com peso flutuado de 125 klb e margem de <i>overpull</i> mínima de 150 klb à</p>	<p>[OR Functional specification - parameters to be defined as needed by the project:</p> <p>1,500 m DP 3 1/2" OD with minimum wall thickness of 95% (RBW) of nominal thickness, external upsetting with smooth hard face (<i>casing friendly</i>), <i>range</i> II or III, TJ with maximum OD 4 3/4" and minimum ID 2.4", pipe body and fitting with minimum pulling capacity to support [column length – 1,500] m self-weight floated in 12.0 lb/gal drilling fluid, 125 klb float weight BHA and a minimum overpull margin of 150 klb at operating capacity. Slip crushing capacity and minimum lifting</p>



capacidade operacional. Capacidade <i>slip crushing</i> e capacidade mínima do ombro de elevação (<i>elevator shoulder</i>) compatíveis com as cargas acima, mínimo <i>make up torque</i> de 10.000 pé.lbf, mínima capacidade a torção do TJ de 23.000 pé.lbf, recobrimento interno plástico (IPC TK34XT ou similar), make and break , coluna 100% inspecionada e certificada com protetores plásticos de rosca.]	shoulder capacity (shoulder lifter) compatible with the above loads, minimum make up torque 10,000 ft.lbf, minimum TJ twisting capacity 23,000 ft.lbf, plastic internal coating (IPC TK34XT or similar), make and break, string 100% inspected and certified with plastic thread protectors.]
12.2.7. As colunas de perfuração deste contrato poderão ser utilizadas como coluna de assentamento, quando a PETROBRAS considerar cabível esta opção.	12.2.7. The drill strings of this contract may be used as landing string, when PETROBRAS deems this option appropriate.
[Item 12.3 será solicitado conforme necessidade do projeto e conveniência da PETROBRAS.]	[Item 12.3 will be requested as needed by the project and PETROBRAS' convenience.]
12.3. Coluna de DPR	12.3. DPR String
12.3.1. [2.400 a 3.048 a depender da LDA definida no item 2.1.2-i m de DP de OD 6 5/8" [OU 7"], peso nominal de 40,0 lb/pé, conexão 6 5/8" FH , Grau S-135 (mínimo), com espessura mínima de parede de 95% (RBW) da espessura nominal, <i>upset</i> interno e externo com <i>smooth hard face</i> (<i>casing friendly</i>), <i>range</i> II ou III, TJ com máximo OD nominal de 8 ½" e mínimo ID de 5", mínimo <i>make up torque</i> de 44.000 klb*pé (na condição <i>premium</i>), conexão com capacidade de tração mínima de 1.310 klbf, mínima capacidade a torção do TJ de 70.000 lbf.pé (classe <i>premium</i>), <i>make and break</i> , coluna 100% inspecionada e certificada com protetores plásticos de rosca, <i>slip crushing</i> mínimo 950 klb, capacidade mínima do ombro de elevação (<i>elevator shoulder</i>) de 1.000 klbf.	12.3.1. [2,400 to 3,048 depending on the LDA defined in item 2.1.2-i] m of OD DP 6 5/8" [OR 7"], nominal weight 40.0 lb/ft, 6 5/8" FH connection , Grade S-135 (minimum), with a minimum wall thickness of 95% (RBW) of the nominal thickness, internal and external upsetting with smooth hard face (casing friendly), range II or III, TJ with a maximum nominal OD of 8 ½ " and minimum ID of 5", minimum make up torque of 44,000 klb*ft (in premium condition), connection with minimum pulling capacity of 1,310 klbf, minimum TJ torsional capacity of 70,000 lbf.ft (premium class), make and break, string 100% inspected and certified with plastic thread protectors, minimum slip crushing 950 klb, minimum lifting shoulder capacity 1,000 klbf.
12.3.1.1. Como esta coluna será utilizada em substituição à coluna de DPR (excluindo-se operações envolvendo fluxo de hidrocarbonetos do poço), deve-se garantir um ID mínimo de 5" para permitir a instalação de coletor de detritos e/ou plug do tubing hanger (TH).	12.3.1.1. As this string will be used in place of the DPR string (excluding operations involving hydrocarbon flow from the well), a minimum ID of 5" must be guaranteed to allow the installation of a debris collector and/or tubing hanger plug (TH).
12.3.1.2. A coluna de DPR deste contrato poderá ser utilizada como coluna de assentamento, quando a PETROBRAS considerar cabível esta opção.	12.3.1.2. The DPR string of this contract may be used as landing string, when PETROBRAS considers this option applicable.
12.4. Subs e Pup Joints	12.4. Subs and pup joints
12.4.1. A UNIDADE deve possuir todos os subs e reduções necessários para compor as colunas com as ferramentas pertencentes à UNIDADE, inclusive para garantir a compatibilidade com as colunas solicitadas nos itens 12.1, 12.2 e 12.3 com os demais elementos de coluna solicitados neste Anexo I – Seção A.	12.4.1. The UNIT shall have all needed subs and crossovers to make up the drill strings with the tools belonging to the UNIT, including to ensure compatibility with the drill strings requested in items 12.1, 12.2 and 12.3 with the other string elements requested in this Appendix I – Section A.
12.4.2. A UNIDADE deve fornecer, no mínimo, 02 (duas) unidades cada de <i>pup joints</i> das colunas solicitadas nos itens 12.1, 12.2 e 12.3 com comprimentos de 5 pés, 10 pés, 15 pés e 20 pés.	12.4.2. The UNIT must provide at least 02 (two) units each of pup joints of the columns requested in items 12.1, 12.2 and 12.3 with lengths of 5 feet, 10 feet, 15 feet and 20 feet.



12.5. Tubulares pesados	12.5. Heavy pipes
[Os tubulares pesados poderão ser ajustados conforme as colunas do item 12.2 e as necessidades do projeto]	[Heavy pipes may be adjusted according to the strings of item 12.2 and the project needs]
12.5.1. Comandos – DC	12.5.1. Drill Collars
<p>i. [16 a 20] (dezesesseis a vinte) DC 9 ½" x 7" 5/8" REG, com pescoço para elevador.</p> <p>ii. 24 (vinte e quatro) DC 8" ou 8 ¼" x 6 5/8" REG, com pescoço para elevador.</p> <p>iii. 30 (trinta) DC 6 ¾" x NC50, com pescoço para elevador.</p> <p>iv. 22 (vinte e dois) DC 4 ¾" x NC38, <i>make up torque</i> mínimo de 10.000 lb.pé.</p> <p>v. Os comandos devem ser espiralados e com recessos para elevador e cunha.</p> <p>vi. Alternativamente, podem ser aceitos comandos espiralados, com recessos para cunha e lift subs para movimentação. Neste caso, a CONTRATADA deve fornecer lift subs em quantidade suficiente para a movimentação dos comandos.</p>	<p>i. [16 to 20] (sixteen to twenty) DC 9 ½" x 7" 5/8" REG, with elevator neck.</p> <p>ii. 24 (twenty-four) DC 8" or 8 ¼" x 6 5/8" REG, with elevator neck.</p> <p>iii. 30 (thirty) DC 6 ¾" x NC50, with elevator neck.</p> <p>iv. 22 (twenty-two) DC 4 ¾" x NC38, <i>make up torque</i> at least 10,000 lb.ft.</p> <p>v. DC shall be spiraled and with grooves for elevator and wedge.</p> <p>vi. Alternatively, spiral drives with wedge recesses and lift subs for movement can be accepted. In this case, the CONTRACTOR must provide lift subs in sufficient quantity to move the commands.</p>
12.5.2. HWDP	12.5.2. HWDP
<p>i. 30 (trinta) HWDP 6 5/8" OD, com as mesmas características e conexão da coluna de DP 6 5/8" OD fornecida no item 12.2.1.</p> <p>ii. 30 (trinta) HWDP 5 7/8" OD, com as mesmas características e conexão da coluna de DP 5 7/8" OD fornecida nos itens 12.2.2 e 12.2.3.</p> <p>iii. 30 (trinta) HWDP 5 ½" OD, com as mesmas características e conexão da coluna de DP 5 ½" OD fornecida no item 12.2.5.</p> <p>iv. 16 (dezesesseis) HWDP 3 ½" OD, com as mesmas características e conexão da coluna de DP 3 ½" OD fornecida no item 12.2.6.</p>	<p>i. 30 (thirty) HWDP 6 5/8" OD, with the same characteristics and connection of the DP 6 5/8" OD string provided in item 12.2.1.</p> <p>ii. 30 (thirty) HWDP 5 7/8" OD, with the same characteristics and connection as the DP 5 7/8" OD string provided in items 12.2.2 and 12.2.3.</p> <p>iii. 30 (thirty) HWDP 5 ½" OD, with the same characteristics and connection of the DP 5 ½" OD string provided in item 12.2.5.</p> <p>iv. 16 (sixteen) HWDP 3 ½" OD, with the same characteristics and connection of the DP 3 ½" OD string provided in item 12.2.6.</p>
[Item 12.5.3 será solicitado conforme necessidade do projeto e conveniência da PETROBRAS.]	[Item 12.5.3 will be requested as needed by the project and PETROBRAS' convenience.]
12.5.3. SDC	12.5.3. Short Drill Collar
<p>i. SDC 9 ½" x 7 5/8" REG de comprimentos 5', 10' e 15' (dois de cada).</p> <p>ii. SDC 8" ou 8" ¼" x 6 5/8" REG de comprimentos 5', 10' e 15' (dois de cada).</p> <p>iii. SDC 6 ¾" x NC50 comprimentos 5', 10' e 15' (dois de cada).</p> <p>iv. SDC 4 ¾" x NC38 comprimentos 5', 10' e 15'</p>	<p>i. SDC 9 ½" x 7 5/8" REG in lengths 5', 10' and 15' (two of each).</p> <p>ii. SDC 8" or 8" ¼" x 6 5/8" REG in 5', 10' and 15' lengths (two of each).</p> <p>iii. SDC 6 ¾" x NC50 5', 10' and 15' lengths (two of each).</p> <p>iv. SDC 4 ¾" x NC38 lengths 5', 10' and 15' (two of each).</p>



<p>(dois de cada).</p> <p>v. Os comandos devem ser espiralados e com recessos para elevador e cunha.</p>	<p>v. SDC shall be spiraled and with grooves for elevator and wedge.</p>
<p>12.6. Bit subs</p>	<p>12.6. Bit Subs</p>
<p>[Os <i>bits subs</i> poderão ser ajustados conforme as colunas do item 12.2]</p> <p>i. 02 (dois) <i>bit subs</i> de 9 ½" OD, 7 5/8" REG cx X 7 5/8" REG cx, com alojador para <i>float valve</i>.</p> <p>ii. 02 (dois) <i>bit subs</i> de 8" ou 8 ¼" OD, 6 5/8" REG cx X 6 5/8" REG cx, com alojador para <i>float valve</i>.</p> <p>iii. 02 (dois) <i>bit subs</i> de 6 ¾" OD, 4 ½" REG cx X NC50 cx, com alojador para <i>float valve</i>.</p> <p>iv. 02 (dois) <i>bit subs</i> de 4 ¾" OD, 3 ½" REG cx X NC38 cx, com alojador para <i>float valve</i>.</p>	<p>[The bit subs can be adjusted according to the strings of item 12.2]</p> <p>i. 02 (two) 9 ½" OD bit subs, 7 5/8" REG cx X 7 5/8" REG cx, with housing for float valve.</p> <p>ii. 02 (two) 8" or 8 ¼" OD bit subs, 6 5/8" REG cx X 6 5/8" REG cx, with housing for float valve.</p> <p>iii. 02 (two) bit subs of 6 ¾" OD, 4 ½" REG cx X NC50 cx, with housing for float valve.</p> <p>iv. 02 (two) 4 ¾" OD bit subs, 3 ½" REG cx X NC38 cx, with housing for float valve.</p>
<p>12.7. Jogos completos de "float valves"</p> <p>[Os jogos completos de <i>float valves</i> poderão ser ajustados conforme as colunas do item 12.2]</p> <p>i. 01 (um) com furo central para 9 ½".</p> <p>ii. 01 (um) com furo central para 8" ou 8 ¼".</p> <p>iii. 01 (um) com furo central para 6 ¾".</p> <p>iv. 01 (um) com furo central para 4 ¾".</p>	<p>12.7. Complete sets of "float valves"</p> <p>[The complete sets of float valves can be adjusted according to the columns of item 12.2]</p> <p>i. 01 (one) with central hole for 9 ½".</p> <p>ii. 01 (one) with central hole for 8" or 8 ¼".</p> <p>iii. 01 (one) with central hole for 6 ¾".</p> <p>iv. 01 (one) with central hole for 4 ¾".</p>
<p>[Item 12.8 e seus subitens serão solicitados conforme necessidade do projeto e conveniência da PETROBRAS.]</p>	<p>[Item 12.8 and its sub-items will be requested as needed by the project and PETROBRAS' convenience.]</p>
<p>12.8. Manifold portátil e acessórios para operações de completação, avaliação e workover</p>	<p>12.8. Portable manifold and accessories for completion, well test and workover operations</p>
<p>12.8.1. Características técnicas do manifold portátil e acessórios</p> <p>12.8.1.1. Todos os equipamentos devem possuir certificados de inspeção anual. As linhas chocksan e respectivos acessórios devem ser adequados para trabalho com H₂S. Todos os equipamentos descritos nos subitens a seguir e que têm contato com fluidos produzidos e injetados no poço devem, exceto quando explicitamente especificado no texto individual de cada item, manter sua integridade e vedação para qualquer repetição e combinação das operações descritas nos itens 17.1.2 a 17.1.9, dentro do range de temperatura de 32 °F a 212 °F.</p>	<p>12.8.1. Technical characteristics of portable manifold and accessories</p> <p>12.8.1.1. All equipment shall have annual inspection certification. All chocksan lines and their accessories shall be proper to work with H₂S. All equipment described in the following sub items and that will deal with well production and/or well injection fluids shall, excepted when explicitly informed in sub item individual description, keep their integrity and sealing capacity for any repetition and combination of operations described on items 17.1.2 to 17.1.9, inside temperature range between 32°F and 212°F.</p>
<p>12.8.2. Manifold portátil</p> <p>12.8.2.1. 01 (um) manifold portátil para entrada de linhas e alinhamentos diversos conforme desenho no Anexo I – Seção E/3 e características abaixo:</p> <p>i. Permitir entradas e alinhamentos da Unidade de</p>	<p>12.8.2. Portable manifold</p> <p>12.8.2.1. 01 (one) Portable manifold allowing line entries and several alignments as showed in section E-3 of this Appendix, and description as follows:</p> <p>i. Allow alignments from Nitrogen Unit, pumping</p>



<p>Nitrogênio, Unidade de Bombeio, Unidade de Bombeio de Alta Pressão (Anexo I – Seção J), <i>standpipe manifold</i>, planta de processamento primário, <i>bore</i> de produção e <i>bore</i> de anular de SFT, barco de estimulação, retorno para peneiras, etc.;</p> <p>ii. Sensores de pressão nas linhas de acesso ao <i>bore</i> de produção e anular, com respectivas mangueiras e manômetros, com o objetivo de monitorar as pressões durante operações diversas de completação e <i>workover</i> (indução de surgência com nitrogênio, acidificação, teste de produção/formação, amortecimento do poço, etc.);</p> <p>iii. Os equipamentos devem permitir o posicionamento dos manômetros em frente à cabine do sondador, de forma que este possa acompanhar as operações em andamento;</p> <p>iv. As válvulas e derivações do <i>manifold</i> devem ser intercambiáveis com os demais acessórios do item 12.8.3 que devem ser fornecidos.</p>	<p>skid, cementing unit (Annex I – Section J), standpipe manifold, well test plant, production bore, annular bore, stimulation boat and return to shale shakers.</p> <p>ii. Pressure gauges on bore access, with respective hoses and pressure gauges, aiming to monitor pressure during miscellaneous completion and/or workover operations (surge induction, acidification, production and/or well test, well kill, etc.).</p> <p>iii. The equipment shall allow pressure gauges be placed in front of driller's cabin, so that the driller can monitor operations in progress.</p> <p>iv. The valves and manifold junctions shall be interchangeable with other accessories provided (item 12.8.3).</p>
<p>12.8.3. Acessórios</p> <p>i. Linhas rígidas integrais do tipo chicksan (não serão aceitas do tipo rosqueadas) 2" WECO fig. 1502. Quantidade: 150 metros.</p> <p>ii. Loop articulado com <i>swivel</i> para linha chicksan 2" WECO fig. 1502. Quantidade: 5 unidades.</p> <p>iii. Curva/joelho rígida para linha chicksan 2" WECO fig. 1502. Quantidade: 10 unidades.</p> <p>iv. Válvula tipo Low Torq, 2" WECO fig. 1502. Quantidade: 8 unidades.</p> <p>v. Derivação em Y, 2" WECO fig. 1502, com conexão macho na "perna" do Y e fêmea nas outras duas extremidades. Quantidade: 4 unidades.</p> <p>vi. Derivação em T, 2" WECO fig. 1502, com conexão macho em duas entradas do T, sendo uma delas a saída lateral. A outra conexão deve ser fêmea. Quantidade: 4 unidades.</p> <p>vii. <i>Crossover</i> 1" (fêmea) x 2" WECO fig. 1502 (macho). Quantidade: 2 unidades.</p> <p>viii. <i>Crossover</i> 2" (fêmea) x 3" WECO fig. 1502 (macho). Quantidade: 2 unidades.</p> <p>ix. <i>Crossover</i> 3" (fêmea) x 4" WECO fig. 1502 (macho). Quantidade: 2 unidades.</p> <p>x. <i>Crossover</i> 2" macho x 2" macho WECO fig. 1502. Quantidade: 5 unidades</p> <p>xi. <i>Crossover</i> 2" fêmea x 2" fêmea WECO fig. 1502. Quantidade: 5 unidades</p> <p>xii. <i>Crossover</i> 2" WECO fig. 1502 (macho) x 2"</p>	<p>12.8.3. Accessories</p> <p>i. "Chicksan" integral rigid lines (it will not be accepted thread types) - 2" WECO fig 1502. Quantity: 150 meters.</p> <p>ii. Articulated loop with swivel for "Chicksan" line 2" WECO fig 1502. Quantity: 5 (five) units.</p> <p>iii. Rigid curve/"Knee" for "Chicksan" line 2" WECO fig 1502. Quantity: 10 (ten) units.</p> <p>iv. Low Torq valves type 2" WECO fig 1502. Quantity: 8 (eight) units.</p> <p>v. "Y" junction 2" WECO fig 1502, with male connection in Y "leg" and female connections in the other 2 (two) ends. Quantity: 4 (four) units.</p> <p>vi. "T" junction 2" WECO fig 1502, with 2 (two) male connections in 2 (two) ends of "T" (one on the side). The other end shall be a female type connection. Quantity: 4 (four) units.</p> <p>vii. Crossover 1" (female) x 2" WECO fig 1502. (male). Quatity: 2 (two) units.</p> <p>viii. Crossover 2" (female) x 3" WECO fig 1502. (male). Quatity: 2 (two) units.</p> <p>ix. Crossover 3" (female) x 4" WECO fig 1502. (male). Quatity: 2 (two) units.</p> <p>x. Crossover 2" (male) x 2" WECO fig 1502. (male). Quatity: 5 (five) units.</p> <p>xi. Crossover 2" (female) x 2" WECO fig 1502. (female). Quatity: 5 (five) units.</p> <p>xii. Crossover 2" WECO fig 1502. (male) x 2"</p>



WECO fig. 2202 (conforme os equipamentos da UNIDADE que contenham conexão 2" WECO fig. 2202 especificadas no item 10). Quantidade 3 unidades.	WECO fig. 2202 (according to UNIT equipment that have 2" WECO fig. 2202 connections as specified in item 10). Quantity: 3 (three) units.
xiii. Crossover 3" WECO fig. 1502 (macho) x 3" WECO fig. 2202 (conforme os equipamentos da UNIDADE que contenham conexão 2" WECO fig. 2202 especificadas no item 10). Quantidade 2 unidades.	xiii. Crossover 3" WECO fig 1502. (male) x 3" WECO fig. 2202 (according to UNIT equipment that have 3" WECO fig. 2202 connections as specified in item 10). Quantity: 2 (two) units.
xiv. Crossover 2" WECO fig. 2202 (macho) x 2" WECO fig. 1502 (fêmea) para conexão de coflexip 2" com conexão WECO fig. 1502. Quantidade: 2 unidades.	xiv. Crossover 2" WECO fig 2202. (male) x 2" WECO fig. 1502 (female) to connect 2" coflexip with WECO fig. 1502. Quantity: 2 (two) units.
xv. Crossover 2" WECO fig. 2202 (macho) x 3" WECO fig. 1502 (fêmea) para conexão de coflexip 3" com conexão WECO fig. 1502. Quantidade: 2 unidades.	xv. Crossover 2" WECO fig 2202. (male) x 3" WECO fig. 1502 (female) to connect 3" coflexip with WECO fig. 1502. Quantity: 2 (two) units.
xvi. Crossover 1" macho x 1" macho WECO fig. 1502. Quantidade: 2 unidades.	xvi. Crossover 1" male x 1" male WECO fig 1502. Quantity: 2 (two) units.
xvii. Crossover 3" fêmea x 3" fêmea WECO fig. 1502. Quantidade: 2 unidades.	xvii. Crossover 3" female x 3" female WECO fig 1502. Quantity: 2 (two) units.
xviii. Crossover 4" fêmea x 4" fêmea WECO fig. 1502. Quantidade: 2 unidades.	xviii. Crossover 4" female x 4" female WECO fig 1502. Quantity: 2 (two) units.
xix. Tampão 2" WECO fig. 1502 macho. Quantidade: 2 unidades.	xix. Plug 2" WECO fig 1502 male. Quantity: 2 (two) units.
xx. Tampão 2" WECO fig. 1502 fêmea. Quantidade: 2 unidades.	xx. Plug 2" WECO fig 1502 female. Quantity: 2 (two) units.
xxi. Test plug 2" WECO fig. 1502 macho x 1/2" NPT caixa. Quantidade: 2 unidades	xxi. Test plug 2" WECO fig 1502 male x 1/2" NPT box. Quantity: 2 (two) units.
xxii. Mangueira flexível 2" WECO fig. 1502 com 20 m de extensão para trabalho com 10.000 psi, exclusiva para operações de completação. Fluidos a serem bombeados: água do mar, fluido de completação, diesel e MEG. Esta mangueira não será utilizada para acidificação, produção de hidrocarbonetos ou operações de cimentação. Quantidade: 4 unidades.	xxii. Flexible hose 2" WECO fig 1502, minimum length of 20 (twenty) meters, nominal working pressure of 10,000 psi, exclusive to completion operations. Fluids that could be pumped: seawater, completion fluids, diesel, MEG. This flexible hose shall not be used for acidification, hydrocarbons production or cementing operations. Quantity: 4 (four) units.

13. SUBS DE PERFURAÇÃO / COMPLETAÇÃO	13. DRILLING / COMPLETION SUBS
[A relação de subs do item 13.1 será alterada conforme necessidade do projeto e as colunas do item 12.]	[The list of subs of item 13.1 will be changed as needed by the project and the strings of item 12.]
13.1. Relação de Subs	13.1. List of Subs
13.1.1. A Unidade deve possuir no mínimo os seguintes sub's de perfuração/completação, em condições de operação, novos, e segundo as normas API:	13.1.1. UNIT shall have at least the following drilling/completion subs, operational, new, and according to API standards:
"SUBS" DE PERFURAÇÃO / COMPLETAÇÃO - DRILLING / COMPLETION SUBS	



CAIXA (BOX)	PINO (PIN)	CAIXA (BOX)	PINO (PIN)	QUANTIDADE (QUANTITY)
7 5/8 REG	-	7 5/8 REG	-	2
-	7 5/8 REG	6 5/8 REG	-	3
-	6 5/8 REG	NC50	-	2
-	6 5/8 REG	DP CON. ^a	-	2
6 5/8 REG	-	6 5/8 REG	-	2
4 1/2 REG	-	NC50	-	2
7 5/8 REG	-	6 5/8 REG	-	2
6 5/8 REG	-	NC50	-	2
6 5/8 REG	-	DP CON. ^a	-	2
6 5/8 REG	-	-	NC50	2
6 5/8 REG	-	-	DP CON. ^a	2
-	7 5/8 REG	-	6 5/8 REG	1
7 5/8 REG	-	-	6 5/8 REG	1
NC50	-	-	DP CON. ^a	2
DP CON. ^a	-	-	NC50	2
NC50	-	-	NC38	3
NC50	-	-	4 ½ REG	2
DP CON.	-	-	4 ½ REG	2
NC38	-	3 ½ REG	-	2
-	4 ½ REG	-	DP CON.	2
-	NC50	4 ½ EU	-	2
-	DP CON.	4 ½ EU	-	2
DP CON. ^b			4 ½" VAM TOP	2
DP CON. ^b			5 ½" VAM TOP	2
DP CON. ^b			6 5/8" VAM TOP	2
DP CON. ^c			5 ½" FH	2
5 ½" FH			DP CON. ^c	2
	DP CON. ^d	8 ¼"-6 Stub Acme-2G (ID 5")		2
	DP CON. ^d	4 7/8"-6 Stub Acme-2G (ID 3 ¾")		2
	DP CON. ^c	6 5/8" FH (ID 3 ¾")		2
	6 5/8" FH (ID 3 ¾")	DP CON. ^c		2

Tabela 3 – Subs de Perfuração e Completação



<p>13.2. Observações sobre a relação de Subs</p> <p>13.2.1. DP CON. se refere à rosca do conector, caixa ou pino, correspondente aos utilizados nas colunas do item 12. Notas:</p> <p>^a para os DP de 6 5/8", 5 7/8" e 5 1/2" listados no item 12.2;</p> <p>^b para o DP de 5 7/8"; [5 1/2" se não houver DP de 5 7/8" no item 12.2]</p> <p>^c para o DP de 6 5/8" listado no item 12.2;</p> <p>^d para o DP de maior diâmetro listado no item 12.2.</p> <p>13.2.2. A UNIDADE deverá possuir, além dos subs e das reduções acima, todos aqueles necessários para compor as colunas com ferramentas pertencentes à UNIDADE, inclusive para garantir a compatibilidade com as colunas do item 12 e com os demais elementos de coluna solicitados neste Anexo I – Seção A.</p> <p>13.2.3. Os subs "DP CON" pino x 4 1/2" EU caixa deve ter diâmetro interno mínimo de 3".</p> <p>13.2.4. Os subs DP CON caixa x (4 1/2"; 5 1/2"; 6 5/8") VAM TOP pino devem ter diâmetro interno mínimo de 4".</p> <p>13.2.5. Os subs de NC50 pino x 4 1/2" EU caixa deve ter diâmetro interno mínimo de 3".</p> <p>13.2.6. Os subs de NC50 caixa x (4 1/2"; 5 1/2"; 6 5/8") VAM TOP pino devem ter diâmetro interno mínimo de 3".</p> <p>13.2.7. Os crossovers (XO) devem possuir o máximo ID possível, sendo no mínimo igual ao elemento de menor diâmetro ao qual ele pode ser conectado.</p> <p>13.2.8. Os crossovers (XO) 6 5/8" REG pino x DP CON. caixa devem ter comprimento que permita o fechamento de pelo menos uma gaveta de tubos do BOP quando realizada a operação de assentamento de revestimento utilizando ferramenta de assentamento. A altura de referência entre a conexão da ferramenta de assentamento e o topo do alojador de alta pressão é de aproximadamente 1,5 m.</p>	<p>13.2. Remarks on the Subs List</p> <p>13.2.1. DP CON. refers to the thread of the connector, box or pin, corresponding to those used in the strings of item 12. Notes:</p> <p>^a for 6 5/8", 5 7/8" and 5 1/2" DPs listed in item 12.2;</p> <p>^b for 5 7/8" DP; [5 1/2" DP if there is not 5 7/8" DP in item 12.2]</p> <p>^c para o DP de 6 5/8" listado no item 12.2;</p> <p>^d para o DP de maior diâmetro listado no item 12.2.</p> <p>13.2.2. UNIT shall have, in addition to the subs and reductions above, all those necessary to compose the strings with tools belonging to the rig, including to ensure the compatibility with the strings of item 12 and other string elements required in this Annex I – Section A.</p> <p>13.2.3. Subs "DP CON" pin x 4 1/2" EU box shall have minimum internal diameter of 3".</p> <p>13.2.4. Subs "DP CON" box x (4 1/2", 5 1/2"; 6 5/8") VAM TOP pin shall have minimum internal diameter of 4.</p> <p>13.2.5. Subs NC50 pin x 4 1/2" EU box shall have minimum internal diameter of 3".</p> <p>13.2.6. Subs NC50 box x (4 1/2"; 5 1/2"; 6 5/8") Vam Top pin shall have minimum internal diameter of 3".</p> <p>13.2.7. Crossovers (XO) shall have the maximum possible ID, being at least equal to the smallest diameter element to which it can be connected.</p> <p>13.2.8. The crossovers (XO) 6 5/8" REG pin x DP CON. box shall have a length that allows the closing of at least one pipe ram of the BOP when performing the casing landing operation using landing tool. The reference height between the landing tool connection and the top of the high-pressure housing is approximately 1.5 m.</p>
<p>14. ACESSÓRIOS PARA MANUSEIO DE COLUNA</p>	<p>14. PIPE HANDLING ACCESSORIES</p>
<p>14.1. Jogo de chaves flutuantes</p>	<p>14.1. Set of manual tongs</p>
<p>14.1.1. Jogo de chaves flutuantes com mandíbulas e acessórios para atender as seguintes condições:</p>	<p>14.1.1. Set of manual tongs with jaws and accessories to meet following conditions:</p>
<p>14.1.1.1. Diâmetros maiores ou iguais a 3 1/2" e menores ou iguais a 9 1/2", com capacidade de torque até 30.000 lb.pé, com sensores de torque.</p>	<p>14.1.1.1. Diameter greater than or equal to 3 1/2" and lower or equal to 9 1/2", with torque capacity up to 30,000 lbf.ft, with torque sensors.</p>
<p>14.1.1.2. Diâmetros maiores ou iguais a 3 1/2" e menores ou iguais a 9 1/2", com capacidade de torque</p>	<p>14.1.1.2. Diameter greater than or equal to 3 1/2" and lower or equal to 9 1/2", with torque capacity up to</p>



até 100.000 lb.pé, com sensores de torque.	100,000 lbf.ft, with torque sensors.
14.1.1.3. Diâmetros maiores ou iguais a 6" e menores ou iguais a 9 1/2", com capacidade de torque até 200.000 lb.pé, com sensores de torque.	14.1.1.3. Diameter greater than or equal to 6" and lower or equal to 9 1/2", with torque capacity up to 200,000 lbf.ft, with torque sensors.
[Os elevadores do item 14.3 serão ajustados conforme necessidade do projeto e conveniência da PETROBRAS.]	[The elevators in item 14.3 will be adjusted according to the project's needs and PETROBRAS' convenience.]
14.2. Elevadores hidráulicos ou pneumáticos 14.2.1. Elevadores hidráulicos ou pneumáticos para as seguintes colunas e conexões e conforme as capacidades de carga citadas: 14.2.1.1. Coluna de Produção com capacidade de carga (mínima) para 500 klbs: i. 3 1/2" VAM TOP → conexão com luva retangular sem external upset; ii. 4 1/2" VAM TOP → conexão com luva retangular sem external upset; iii. 5 1/2" VAM TOP → conexão com luva retangular sem external upset; iv. 6 5/8" VAM TOP → conexão com luva retangular sem external upset; v. 7" VAM TOP → conexão com luva retangular sem external upset. 14.2.1.2. Coluna de teste com capacidade de carga (mínima) para 750 klbs: 5", 26,7 ppf Hydrill 563, com conexão com luva retangular sem external upset. 14.2.1.3. Coluna de teste com capacidade de carga (mínima) para 500 klbs, para coluna de produção: 3 1/2" HYDRILL 563 → conexão com luva retangular sem external upset. Poderá ser utilizado o elevador do item 14.3.1.1. 14.2.1.4. Coluna de DPR 6 5/8" [OU 7"] do Anexo I - Seção D [OU coluna de DPR do item 12.3] com capacidade de carga compatível com o Sistema de Cargas do item 11.14. 14.2.1.5. Colunas de perfuração do item 12.2 com capacidade compatível com a máxima profundidade dos poços definida no item 2.1.2-i ([500 a 600] t mínimo). [No caso de fornecimento da coluna de assentamento do item 12.1 pela CONTRATADA, fornecer item 14.2.1.6] 14.2.1.6. Coluna de assentamento do item 12.1 com capacidade compatível com a máxima profundidade dos poços definida no item 2.1.2-i e os pesos dos revestimentos do item 2.5.3. ([650 a 750] t mínimo). 14.2.1.6.1. O elevador para o item 14.2.1.6 deve ser hidráulico de acionamento remoto e completo.	14.2. Hydraulic or pneumatic elevators 14.2.1. Hydraulic or pneumatic elevators for the following strings and connections and according to the mentioned load capacities: 14.2.1.1. Production string with minimum load capacity of 500klb: i. 3 1/2 "VAM TOP → rectangular sleeve connection without external upset; ii. 4 1/2 "VAM TOP → rectangular sleeve connection without external upset; iii. 5 1/2 "VAM TOP → rectangular sleeve connection without external upset; iv. 6 5/8 "VAM TOP → rectangular sleeve connection without external upset; v. 7 "VAM TOP → rectangular sleeve connection without external upset. 14.2.1.2. Test string with load capacity (minimum) of 750klb: 5", 26,7 ppf Hydrill 563, rectangular sleeve connection without external upset. 14.2.1.3. Test string with load capacity (minimum) of 500klb: 3 1/2", 26,7 ppf Hydrill 563 → rectangular sleeve connection without external upset. The elevator from item 14.3.1.1 can be used for this item as well. 14.2.1.4. DPR 6 5/8" [OR 7"] string of Annex I - Section D [OR DPR string of item 12.3] with load capacity compatible with the Cargo System of item 11.14. 14.2.1.5. Drilling strings in item 12.2 with a capacity compatible with the maximum depth of the wells defined in item 2.1.2-ii ([500 to 600] t minimum). [In case of provision of landing string of item 12.1 by CONTRACTOR, provide item 14.2.1.6] 14.2.1.6. Landing string of item 12.1 with a capacity compatible with the maximum depth of the wells defined in item 2.1.2-ii and the casing weight of item 2.5.3 ([650 to 750] t minimum). 14.2.1.6.1. Elevator for item 14.2.1.6 shall be hydraulic, remotely operated and complete.



<p>14.2.1.7. Todos os elevadores do item 14.2 devem ter indicador de luva remoto para evitar que fechem nas luvas.</p>	<p>14.2.1.7. All elevators of item 14.2 shall have remote sleeve indicator to avoid closing on pipe sleeves.</p>
<p>14.3. Chave de brocas tricônicas, uma para cada diâmetro: 12 1/4", 9 1/2", 9", 8 1/2", 6 1/8", 6" e 5 7/8".</p>	<p>14.3. Bit breaker for tricône bit, one for each diameter: 12 1/4", 9 1/2", 9", 8 1/2", 6 1/8", 6" and 5 7/8".</p>
<p>14.4. Cunhas para as colunas de trabalho</p> <p>14.4.1. As cunhas devem ser próprias para trabalhos offshore, onde sofrem cargas dinâmicas e devem ter capacidade de carga compatível para uso com os elevadores do item 14.2, na máxima profundidade dos poços definida no item 2.1.2-ii.</p> <p>14.4.2. Cunha manual tipo longa para os tubos da UNIDADE descritos conforme item 12. Quantidade: 02 (duas) para cada tipo de tubulação.</p> <p>14.4.3. Cunha manual tipo longa para 3 1/2", 4 1/2", 5", 5 1/2" e 6 5/8", para diâmetros não cobertos no item anterior. Quantidade: 01 (uma) unidade para cada diâmetro (ou adaptável).</p> <p>14.4.4. Cunha manual tipo longa para 3 1/2", 4 1/2", 5", 5 1/2" e 6 5/8" sem "aba de proteção" para permitir a passagem de cabos e umbilicais. Quantidade: 01 (uma) unidade para cada diâmetro (ou adaptável).</p> <p>14.4.5. Cunha automática para os mesmos diâmetros dos itens 14.4.2 e 14.4.3: devem ter capacidade de carga compatível para uso com os elevadores dos itens 14.2.1.4 e 14.2.1.5, com a máxima profundidade dos poços definida no item 2.1.2-ii.</p> <p>[No caso de fornecimento da coluna de assentamento do item 12.1 pela CONTRATADA, fornecer item 14.4.6]</p> <p>14.4.6. Cunha hidráulica completa para a coluna do item 12.1, com acionamento remoto a partir da cabine do sondador e capacidade de carga compatível para uso com o elevador do item 14.2.1.6.</p>	<p>14.4. Slips for work strings</p> <p>14.4.1. The slips shall be suitable for offshore work, where they suffer dynamic loads and shall have a compatible load capacity for use with the elevators in item 14.2, at the maximum depth of the wells defined in item 2.1.2-ii.</p> <p>14.4.2. Manual long slips for UNIT string types, described on item 12. Quantity: 02 (two) for each type of string.</p> <p>14.4.3. Manual long slips for 3 1/2", 4 1/2", 5", 5 1/2" and 6 5/8" (for diameters not covered in previous item). Quantity: 01 (one) for each diameter (or adaptable).</p> <p>14.4.4. Manual long slips for 3 1/2", 4 1/2", 5", 5 1/2" and 6 5/8" compatible with the use of cables and umbilicals. Quantity: 01 (one) for each diameter (or adaptable).</p> <p>14.4.5. Automatic slips for the same diameters as items 14.4.2 and 14.4.3: they shall have a compatible load capacity for use with the elevators of items 14.2.1.4 and 14.2.1.5, with the maximum well depth defined in item 2.1.2- ii.</p> <p>[In case of supply of landing string of item 12.1 by CONTRACTOR, provide item 14.4.6]</p> <p>14.4.6. Complete hydraulic slip for the string of item 12.1, with remote activation from driller's cabin and compatible load capacity for use with the elevator of item 14.2.1.6.</p>
<p>14.4.7. Cunha manual tipo longa para comandos do item 12.5.1: 02 (duas) para cada.</p>	<p>14.4.7. Long manual slip for commands from item 12.5.1: 02 (two) for each.</p>
<p>14.5. Colar de segurança</p> <p>14.5.1. Para os comandos do item 12.5.1: um por diâmetro (ou adaptável), com recurso para evitar uso de marreta (por exemplo pistola pneumática).</p>	<p>14.5. Safety clamp</p> <p>14.5.1. For drill collars of item 12.5.1: one per diameter (or adaptable), with a resource to avoid using a mallet (for example, pneumatic pistol).</p>
<p>14.6. Elevadores para comandos</p> <p>14.6.1. Elevadores para comandos do item 12.5.1 com capacidade mínima de 100 st: 02 (duas) unidades de cada.</p>	<p>14.6. Drill collars elevators</p> <p>14.6.1. Elevators for drill collars in item 12.5.1 with a minimum capacity of 100 st: 02 (two) units each.</p>
<p>14.7. Limpador para DP</p> <p>14.7.1. Limpador para as colunas dos itens 12.1, 12.2 e 12.3: 03 (três) un cada coluna.</p>	<p>14.7. Pipe wiper</p> <p>14.7.1. Pipe wiper for drill pipes of items 12.1, 12.2 and 12.3: 03 (three) for each diameter.</p>



<p>14.8. "Insert bowls" para mesa rotativa</p> <p>14.8.1. com diâmetros de passagem 2 3/8" a 10" OD e descrições abaixo.</p>	<p>14.8. Insert bowls for rotary table</p> <p>14.8.1. with passage diameters 2 3/8" to 10" OD and following requirements:</p>
<p>i. Devem ter rasgos para passagem de cabo / umbilical de tamanho de 2,5" x 4,3".</p>	<p>i. Shall be suitable to use with cable / umbilical size 2.5" x 4.3".</p>
<p>ii. Deve ser bipartido. O rasgo do item anterior deverá ser feito fora da junção das peças do "insert bowl".</p>	<p>ii. Shall be split. The space for cable /umbilical shall be away from split parts junction.</p>
<p>14.9. Jogo de calibres API SPEC 7</p> <p>14.9.1. Para os diâmetros das brocas 12 1/4", 9 1/2", 9", 8 1/2", 6 1/8", 6" e 5 7/8": um de cada</p>	<p>14.9. Kit of drill bit gauge rings API SPEC 7</p> <p>14.9.1. for bit diameters of 12 1/4", 9 1/2", 9", 8 1/2", 6 1/8", 6" and 5 7/8": one of each</p>
<p>14.10. Gabaritos de tubos</p> <p>14.10.1. com pescoço de pescaria para "wire line", com os seguintes diâmetros (duas unidades de cada): 2", 2 1/8", 2 1/4", 2 3/8", 2 1/2", 2 3/4", 2 7/8", 3", 3 1/2", 3 3/4", 3 7/8", 3,795", 4,545" e 5,666".</p>	<p>14.10. Drift mandrels (rabbits)</p> <p>14.10.1. with wireline fishing neck with the following diameters (two units each): 2", 2 1/8", 2 1/4", 2 3/8", 2 1/2", 2 3/4", 2 7/8", 3", 3 1/2", 3 3/4" and 3 7/8", 3,795", 4,545" e 5,666".</p>
<p>[No caso de fornecimento da coluna de DPR do item 12.3 pela CONTRATADA, fornecer item 14.10.2]</p> <p>14.10.2. Gabaritos, em teflon, para a coluna de DPR do item 12.3 com pescoço de pescaria para wire line, com os seguintes diâmetros, 02 (duas) unidades de cada: 3,9" e 1,95".</p>	<p>[In case of provision of the DPR column of item 12.3 by CONTRACTOR, provide item 14.10.2]</p> <p>14.10.2. Drift mandrels, in Teflon, for DPR string of item 12.3, with fishing neck for wire line, with the following diameters, 02 (two) units of each: 3.9" and 1.95".</p>
<p>14.11. Equipamentos para BHA de jateamento</p> <p>14.11.1. Mesa auxiliar, cunha e bucha de 9 3/4" para descida do BHA de jateamento.</p>	<p>14.11. Jetting BHA Equipment</p> <p>14.11.1. Auxiliary table, slips and 9 3/4" bushing" to run Jetting BHA.</p>
<p>14.12. Braços para elevadores</p> <p>14.12.1. Braços adequados para os elevadores de coluna de produção de 3 1/2" EU, com capacidade de 100 ston e para diâmetro do olhal até 3" com folga.</p> <p>14.12.2. Braços adequados para os elevadores de coluna de produção de 4 1/2" EU, com capacidade de 150 ston e para diâmetro do olhal até 4 1/4" com folga.</p>	<p>14.12. Elevator bails</p> <p>14.12.1. Suitable bails for production string 3 1/2" EU elevators, with capacity of 100 ston and for diameter of anchor ring up to 3" with clearance.</p> <p>14.12.2. Suitable bails for production string 4 1/2" EU elevators, with capacity of 150 ston and for diameter of anchor ring up to 4 1/4" with clearance.</p>
<p>14.12.3. Dois (02) braços com [5,5 to 6]m de comprimento e com capacidade para [350 a 400] st (175 a 200 st cada), para operações de manobras de descida de coluna de produção e DPR (item 12.3) [OU DPR 6 5/8" ou 7" do Anexo I – Seção A]. Pode-se fornecer os mesmos braços do item 11.14.2.5.</p>	<p>14.12.3. Two (02) bails [5.5 to 6]m long and capacity for 350 to 400 ston (175 to 200 ston each), for tripping in operations of production string and Drill Pipe Riser (item 12.3) [OR DPR 6 5/8" or 7" of Annex I - Section A]. The same bails as in item 11.14.2.5 can be used.</p>
<p>14.12.4. 02 (dois) braços adequados para elevadores do item 14.3, com capacidade compatível com a profundidade contratual dos poços definida no item 2.1.2-ii ([500 a 750] st mínimo – [250 a 375] st cada).</p>	<p>14.12.4. 02 (two) bails suitable for elevators of item 14.3 with capacity compatible with the maximum well depth defined in item 2.1.2-ii ([500 to 750]st minimum – [250 to 375] st each).</p>
<p>14.13. Baú de Lama</p> <p>14.13.1. Baú de lama compatível com a tubulação do</p>	<p>14.13. Mud Bucket</p> <p>14.13.1. Mud bucket compatible with strings on item</p>



item 12 para operação com fluido de perfuração ou completação.	12, for operation with drilling or completion fluids.
15. FERRAMENTAS E ACESSÓRIOS DE PESCARIA	15. FISHING TOOLS AND ACCESSORIES
15.1. Considerações Gerais 15.1.1. A CONTRATADA deve estar apta a efetuar os serviços de pescaria em todos os tubulares fornecidos pela CONTRATADA (itens 12 e 13), inclusive coluna cisalhada após <i>hang-off</i>), com equipamentos em boas condições operacionais, de acordo com as normas API SPEC 7-2, API RP 7G-2 e com os sobressalentes mínimos recomendados pelos fabricantes.	15.1. General considerations 15.1.1. CONTRACTOR shall be able to carry out the fishing services in all tubulars provided by CONTRACTOR (items 12 and 13), including sheared string after hang-off), with equipment in good operating condition, in accordance with API SPEC 7- 2, API RP 7G-2 and with the minimum spare parts recommended by the manufacturers.
15.1.2. A pescaria e recuperação de peixes não tubulares de natureza distintas e não rastreáveis, que são da CONTRATADA e que estejam no interior do poço ou a mar aberto (exemplo: mordentes de cunha, parafusos etc.), também é de responsabilidade da CONTRATADA.	15.1.2. The fishing and recovery of non-tubular fish of a distinct and non-traceable nature, which belong to CONTRACTOR, and which are inside the well or in the open sea (example: wedge jaws, screws, etc.), is also CONTRACTOR's responsibility.
15.1.3. A determinação e a quantificação das ferramentas e acessórios de pescaria para execução das operações ficam a cargo da CONTRATADA de forma que não haja descontinuidade operacional em caso de necessidade de sua utilização.	15.1.3. The determination and quantification of fishing tools and accessories to carry out the operations are CONTRACTOR's responsibility so that there is no operational discontinuity in case of need to use them.
16. FERRAMENTAS E ACESSÓRIOS PARA MANOBRA DE REVESTIMENTOS E OPERAÇÕES DE CIMENTAÇÃO	16. TOOLS AND ACCESSORIES FOR CASING TRIPPING AND CEMENTING OPERATIONS
16.1. A UNIDADE deverá estar capacitada para operar a descida de revestimento nos diâmetros de 36", 30", 22", 20", 18", 16", 14", 13 5/8", 13 3/8", 11 7/8", 11 3/4", 10 3/4", 9 7/8", 9 5/8", 7 5/8" e 7", nas capacidades e equipamentos mínimos abaixo especificados, com equipamentos adequados ao layout da unidade e ainda utilizando facilidades e equipamentos que dispensem a necessidade de contato físico entre os operários e as juntas/equipamentos de manuseio do revestimento.	16.1. The unit shall be able to run/retrieve casing of the following diameters: 36", 30", 22", 20", 18", 16", 14", 13 5/8", 13 3/8", 11 7/8", 11 3/4", 10 3/4", 9 5/8", 9 7/8", 9 5/8", 9 7/8", 7 5/8" and 7", with the tools and capabilities specified below, that shall fit in the unit's layout, and be supported by facilities and equipment that allow the remote operation of the tools, with no physical contact between human workers and casing or tools.
16.2. Elevadores do tipo Porta Lateral 16.2.1. Elevadores do tipo Porta Lateral (Side Door) para os seguintes diâmetros e capacidades: i. 36": Duas (2) unidades; Capacidade mínima de 150 sT; ii. 30": Duas (2) unidades; Capacidade mínima de 150 sT; iii. 22": Duas (2) unidades; Capacidade mínima de 500 sT. 16.2.1.1. Para este item podem ser considerados equipamentos que exijam contato físico com operários.	16.2. Side Door Elevators 16.2.1. Side Door Elevators for the following diameters and capabilities: i. 36": Two (2) units; minimal load capability of 150 sT, ii. 30": Two (2) units; minimal load capability of 150 sT, iii. 22": Two (2) units; minimal load capability of 500 sT. 16.2.1.1. Equipment that requires physical contact with the operator will be accepted for this item.
16.2.2. Elevadores do tipo Porta Lateral com atuação remota à distância, da cabine do sondador,	16.2.2. Side Door Elevators remotely operated from driller's cabin, hydraulic or pneumatic, BX3, BX4 and/or



<p>hidráulico ou pneumático, tipo BX3, BX4 e/ou BX5, ou similar, dotado de atuador rotatório (Rotary Actuator) para os seguintes diâmetros e capacidades:</p> <ol style="list-style-type: none">20", 18", 16", 14", 13 5/8", 13 3/8", 11 7/8" e 11 3/4": Duas (2) unidades para cada diâmetro; Capacidade mínima de 350 sT;10 3/4", 9 7/8" e 9 5/8": Duas (2) unidades para cada diâmetro; Capacidade mínima de 350 sT;7 5/8" e 7": Duas (2) unidades; Capacidade mínima de 350 sT. <p>16.2.2.1. Para o item 16.2.2, podem ser considerados elevadores do tipo Porta Lateral de diâmetro ajustável que atendam a todo o range de diâmetros dos subitens i, ii e iii.</p>	<p>BX5, or similar, equipped with Rotary Actuator in the following diameters and capabilities:</p> <ol style="list-style-type: none">20", 18", 16", 14", 13 5/8", 13 3/8", 11 7/8" and 11 3/4": Two (2) units for each diameter, with minimal load capability of 350 sT,10 3/4", 9 7/8", 9 5/8": Two (2) units for each diameter, with minimal load capability of 350 sT,7 5/8" and 7": Two (2) units; minimal load capability of 350 sT. <p>16.2.2.1. For item 16.2.2, side door elevators of adjustable diameter that meet the entire range of diameters of sub-items i, ii and iii may be considered.</p>
<p>16.3. Elevadores Auxiliares</p> <p>16.3.1. Elevadores Auxiliares para os seguintes diâmetros e capacidades:</p> <ol style="list-style-type: none">22", 20": Duas (2) unidades para cada diâmetro; Capacidade mínima de 06 sT;18", 16", 14", 13 5/8", 13 3/8", 11 7/8", 11 3/4", 10 3/4", 9 7/8", 9 5/8", 7 5/8" e 7": Duas (2) unidades para cada diâmetro; Capacidade mínima de 05 sT. <p>16.3.1.1. Os elevadores do item 16.3.1 são dispensáveis quando a UNIDADE possuir sistema de manuseio remoto próprio (operado remotamente, tipo <i>Hydraulic Pick Up Elevator</i> ou similar) para suspender tubulação sem utilização de elevadores auxiliares e de acordo com os diâmetros e capacidades informados.</p>	<p>16.3. Single Joint Elevators</p> <p>16.3.1. Single Joint Elevators with the following diameters and capabilities:</p> <ol style="list-style-type: none">22", 20": Two (2) units of each diameter; minimal load capability of 06 sT,18", 16", 14"; 13 5/8", 13 3/8", 11 7/8", 11 3/4", 10 3/4", 9 7/8", 9 5/8", 7 5/8" and 7": Two (2) units of each diameter, with minimal load capability of 05 sT. <p>16.3.1.1. The elevators of item 16.3.1 are not necessary if the UNIT has its own remote handling system (remotely operated, type Hydraulic Pick-Up Elevator or similar) to suspend piping without the use of auxiliary elevators and according to the diameters and capacities informed.</p>
<p>16.4. "Insert bowls" e cunhas manuais para revestimento</p> <p>16.4.1. Atendendo aos diâmetros de 36", 30", 22", 20", 18", 16", 14", 13 5/8", 13 3/8", 11 7/8", 11 3/4", 10 3/4", 9 7/8", 9 5/8", 7 5/8" e 7", com as capacidades de carga iguais à máxima encontrada em 16.2 ou 16.2.2 para cada diâmetro.</p>	<p>16.4. Insert bowls and manual slips for casing</p> <p>16.4.1. In the following diameters 36", 30", 22", 20", 18", 16", 14", 13 5/8", 13 3/8", 11 7/8", 11 3/4", 10 3/4", 9 7/8", 9 5/8", 7 5/8" and 7", with loading capabilities equal to the maximum found on items 16.2 or 16.2.2 for each diameter.</p>
<p>16.5. Colar de Segurança para revestimento</p> <p>16.5.1. Atendendo aos diâmetros de 22", 20", 18", 16", 14", 13 5/8", 13 3/8", 11 7/8", 11 3/4", 10 3/4", 9 7/8", 9 5/8", 7 5/8" e 7".</p>	<p>16.5. Safety Clamps for casing</p> <p>16.5.1. In the following diameters: 22", 20", 18", 16", 14", 13 5/8", 13 3/8", 11 7/8", 11 3/4", 10 3/4", 9 7/8", 9 5/8", 7 5/8" and 7".</p>
<p>16.6. Equipamentos para descida de DP (stinger)</p> <p>16.6.1. Mesa auxiliar, bucha e cunha manual para descida de coluna de drill pipes ("stinger") solicitados no item 12.2 dentro de coluna de revestimento acunhado de 36", 30", 22", 20", 18", 16", 14", 13 5/8" e 13 3/8".</p>	<p>16.6. Equipment for DP running (stinger)</p> <p>16.6.1. Auxiliary Support Table, bushing and manual slips for running drill pipe strings (stinger) requested in item 12.2 inside casing of 36", 30", 22", 20", 18", 16", 14", 13 5/8", 13 3/8" (casing on slips).</p>
<p>16.7. Guia para conexão de tubos (stabbing)</p>	<p>16.7. Stabbing Guides for casing</p>



<p>guides)</p> <p>16.7.1. Duas (02) unidades de cada um dos ODs da luva dos casos abaixo:</p> <ul style="list-style-type: none">i. 18" (OD da luva: 18");ii. 16" (OD da luva: 17" e 16");iii. 14" (OD da luva:14");iv. 13 5/8" (OD da luva:14,339");v. 13 3/8" (OD da luva:14,236");vi. 11 7/8" (OD da luva:11 7/8");vii. 10 3/4" (OD da luva:11,470 e 11,778");viii. 9 7/8" (OD da luva:11,01");ix. 9 5/8" (OD da luva: 10,541" e 10,626");x. 7 5/8" (OD da luva:7,625")xi. 7" (OD da luva: 7,742").	<p>16.7.1. Two (02) units for each OD coupling listed below:</p> <ul style="list-style-type: none">i. 18" (Coupling OD: 18");ii. 16" (Coupling OD: 17" and 16");iii. 14" (Coupling OD:14");iv. 13 5/8" (Coupling OD:14,339");v. 13 3/8" (Coupling OD:14,236");vi. 11 7/8" (Coupling OD:11 7/8");vii. 10 3/4" (Coupling OD:11,470 and 11,778");viii. 9 7/8" (Coupling OD:11,01");ix. 9 5/8" (Coupling OD:10,541" and 10,626");x. 7 5/8" (Coupling OD:7,625");xi. 7" (Coupling OD: 7,742")
<p>16.8. Elevadores tipo spider e cunhas para revestimento</p> <p>16.8.1. Elevador tipo "spider", pneumático ou hidráulico, acionamento remoto à distância da cabine do sondador, completo, com capacidade mínima de 500 sT [750 sT], com cunhas para revestimentos de 22", 20", 18" e 16". Uma (01) unidade.</p>	<p>16.8. Spider Elevator and Power Slips</p> <p>16.8.1. Spider Elevator, pneumatic or hydraulic, remotely operated from driller's cabin, complete set, with minimal load capability of 500 sT [750 sT], with inserts for 22", 20", 18" and 16" casing diameters. One (01) unit</p>
<p>16.8.2. Cunha tipo pneumática ou hidráulica, inserível na mesa rotativa (topo da mesma ao nível da mesa rotativa), tipo FMS/PS/RMS ou similar, acionamento remoto à distância da cabine do sondador, completa, para no mínimo 500 sT [750 sT] de capacidade, com cunhas para revestimentos de 22", 20", 18" e 16". Uma (01) unidade.</p>	<p>16.8.2. Power Slips, pneumatic or hydraulic, insertable in rotary table (top at the same level of the rotary table), type FMS/PS/RMS or similar remotely operated from driller's cabin, complete set, with minimal load capability of 500 sT [750 sT], with inserts for 22", 20", 18"; and 16" casing diameters. One (01) unit</p>
<p>16.8.3. Elevador tipo "spider", pneumático ou hidráulico, acionamento remoto, completo para no mínimo 750 sT de capacidade, com cunhas para revestimentos de 14", 13 5/8", 13 3/8", 11 7/8", 11 3/4", 10 3/4"; 9 7/8", 9 5/8", 7 5/8" e 7". Uma (01) unidade.</p>	<p>16.8.3. Spider Elevator, pneumatic or hydraulic, remotely operated, complete set, with minimal load capability of 750 sT, with inserts for 14", 13 5/8", 13 3/8", 11 7/8", 11 3/4", 10 3/4", 9 7/8", 9 5/8", 7 5/8" and 7" casing diameters. One (01) Unit.</p>
<p>16.8.4. Cunha tipo pneumática ou hidráulica, inserível na mesa rotativa (topo da mesma ao nível da mesa rotativa), tipo FMS/PS/RMS ou similar, acionamento remoto à distância da cabine do sondador, completa, para no mínimo 750 sT de capacidade, com cunhas para revestimentos de 14", 13 5/8", 13 3/8", 11 7/8", 11 3/4", 10 3/4", 9 7/8", 9 5/8", 7 5/8" e 7". Uma (01) unidade.</p>	<p>16.8.4. Power Slips, pneumatic or hydraulic, insertable in rotary table (top at the same level of the rotary table), type FMS/PS/RMS or similar, remotely operable from the driller's cabin, complete set, with minimal load capability of 750 sT, with inserts for 14", 13 5/8", 13 3/8", 11 7/8", 11 3/4", 10 3/4", 9 7/8", 9 5/8", 7 5/8" and 7" casing diameters. One (01) unit</p>
<p>16.9. Equipamento de enroscamento e torque de revestimentos</p> <p>16.9.1. Equipamento de enroscamento e torque de revestimentos do tipo "Casing roughneck" ou similar com as seguintes chaves hidráulicas com back-up e monitorador eletrônico de torque:</p>	<p>16.9. Casing Threading and Torque Equipment</p> <p>16.9.1. "Casing roughneck" modular tong, with following systems with clincher backup and electronic torque monitor:</p>



<p>i. Mandíbulas para os revestimentos 22", 20", 18" e 16" com capacidade mínima útil de torque de 110.000 lb.pé;</p> <p>ii. Mandíbulas para os revestimentos 14", 13 5/8", 13 3/8", 11 3/4", 11 7/8", 10 3/4", 9 7/8", 9 5/8", 7 5/8" e 7", com capacidade mínima útil de torque de 80.000 lb.pé;</p> <p>iii. Sistema de enroscamento específico para revestimentos em metalurgia especial, com mandíbulas de 14", 13 5/8", 13 3/8", 11 3/4", 11 7/8", 10 3/4", 9 7/8", 9 5/8", 7 5/8" e 7", com capacidade mínima útil de torque de 80.000 lb.pé. Devem ser providos elementos que permitam o enroscamento sem danificar a superfície do revestimento, como por exemplo: mordentes de baixa penetração (máximo 0,008") e com materiais não ferrosos;</p> <p>iv. O monitorador eletrônico de torque deve permitir a parada automática do enroscamento em casos que atinja o torque ótimo prematuramente. Além disso, deve ser oferecido sistema gráfico baseado na contagem do número de voltas e que alerte em casos que o perfil de enroscamento esteja fora do perfil padrão previsto pelo fabricante da rosca. O sistema deverá possibilitar a geração, em tempo real, dos gráficos dos torques das conexões. No final da operação deve ser entregue ao fiscal da Petrobras um relatório com todos os gráficos das conexões realizadas;</p> <p>v. Deverão ser previstos um sistema na torre principal e um sistema na torre auxiliar;</p>	<p>i. Jaws for 22", 20", 18" and 16" casing, with minimum torque capability of 110,000 lbf.ft.</p> <p>ii. Jaws for 14"; 13 5/8", 13 3/8", 11 3/4", 11 7/8", 10 3/4", 9 7/8", 9 5/8", 7 5/8" and 7" casing, with minimum torque capability of 80,000 lbf.ft.</p> <p>iii. Specific thread engagement system for special metallurgy casing, with jaws for the following sizes: 14", 13 5/8", 13 3/8", 11 3/4", 11 7/8", 10 3/4", 9 7/8", 9 5/8", 7 5/8" and 7". Minimum useful torque capacity of 80,000 ft-lb. Elements shall be provided to enable the thread engagement without damaging the casing surface, for example: jaws of low penetration (maximum 0.008 ") and with non-ferrous materials.</p> <p>iv. Electronic torque monitor that allows the automatic stop when optimum torque is reached prematurely. In addition, a graphic system with torque versus turns that alert in case the make-up profile is out of connection manufacturer recommendations. The system shall provide real-time generation of trends for connection torques. At the end of operation, it shall be available to the Company man a report with every trend of the connections made.</p> <p>v. Shall be provided for both Rotary tables (main and aux);</p>
<p>16.10. Par de chaves de cinta para revestimentos</p> <p>16.10.1. Para os revestimentos de 36", 30", 22" e 20" com capacidade mínima útil de torque de 120.000 lb.pé.</p> <p>16.10.1.1. Para este item podem ser considerados equipamentos que exijam contato físico com os operadores.</p>	<p>16.10. Pair of belt tongs for casing</p> <p>16.10.1. For casings of 36", 30", 22" e 20" with minimal torque capability of 120,000 lbf.ft.</p> <p>16.10.1.1. Equipment that require physical contact with the operator may be accepted for this item.</p>
<p>16.11. Conjunto de chaves flutuantes</p> <p>16.11.1. Com mandíbulas para os diâmetros de 18", 16", 14", 13 5/8", 13 3/8", 11 7/8", 11 3/4", 10 3/4", 9 7/8", 9 5/8", 7 5/8" e 7".</p>	<p>16.11. Set of manual tongs</p> <p>16.11.1. With jaws for the following diameters: 18", 16", 14", 13 5/8", 13 3/8", 11 7/8", 11 3/4", 10 3/4", 9 7/8", 9 5/8", 7 5/8" and 7".</p>
<p>16.12. Pares de braços para elevadores</p> <p>16.12.1. Todos os pares de braços para elevadores devem possuir a capacidade mínima à tração igual a capacidade de carga mínima nominal da torre principal e deve sempre haver pelo menos um par compatível com os olhais de cada um dos elevadores descritos nos itens acima e devem ser compatíveis com os diferentes tipos de elevadores utilizados durante a</p>	<p>16.12. Pairs of bails for elevators</p> <p>16.12.1. All the pairs of elevators bails shall have minimal load capability as required for the main derrick. There shall be at least one pair compatible with each of the elevators described above and shall be compatible with the different types of elevators used during casing run.</p>



descida de revestimento.	
16.12.2. Para UNIDADES classificadas como DTO ou DTD, a CONTRATADA deve fornecer braços para elevadores para a torre auxiliar, com capacidade mínima à tração igual a capacidade de carga mínima nominal da torre auxiliar e atendendo aos demais requisitos do item 16.12.	16.12.2. For UNITS classified as DTO or DTD, CONTRACTOR shall provide bails for elevators for the auxiliary derrick, with minimum traction capacity equal to the minimum nominal load capacity of the auxiliary derrick and meeting the other requirements of item 16.12.
16.13. Estaleiramento de Revestimentos 16.13.1. Para UNIDADES classificadas como DTO ou DTD, para estaleiramento de seções de revestimento, fica a cargo da CONTRATADA estabelecer os equipamentos auxiliares necessários, além dos já definidos no item 11 e 16, para manusear e estaleirar as seções de revestimento, considerando as propriedades de geometria, carga e torque dos itens acima.	16.13. Casing racking 16.13.1. For UNITS classified as DTO or DTD, for building casing sections, it is CONTRACTOR responsibility to establish the necessary auxiliary equipment, in addition to those already defined in item 11 and 16, to handle and build the casing sections, considering the above geometry, load, and torque properties.
16.14. Patas de elefante: 16.14.1. 01 (uma) para cada diâmetro de "drill pipe" do item 12.2.	16.14. Mule Shoe 16.14.1. Mule Shoe for cementing operations (drill pipe pup joint with capped end and side flow outlets for cement slurry): 01 (one) for each diameter of drill pipe of item 12.2.
17. PLANTA DE PROCESSAMENTO PRIMÁRIO	17. PRIMARY PROCESSING PLANT
17.1. Considerações Gerais 17.1.1. Os equipamentos (incluindo as linhas, válvulas etc.) que podem ter contato com fluidos produzidos e injetados do poço devem manter, exceto se explicitamente especificado no texto individual de cada item, todas as suas características definidas neste anexo para qualquer repetição e combinação das operações descritas a seguir, dentro do range de temperatura de 32 F a 212 F, e dos fluidos descritos nos subitens abaixo.	17.1. General Considerations 17.1.1. The equipment (including pipelines, valves, etc.) that will have contact with produced or injected fluids from/to the well shall maintain, except if mentioned otherwise, all of its characteristics defined in this annex for any repetition and combination of operations described below, between 32 F and 212 F temperature range, and for the fluids described in the sub-items below.
17.1.2. Hidrocarbonetos - Produção, injeção e circulação (direta ou reversa) de hidrocarbonetos nas fases líquidas e gasosa.	17.1.2. Hydrocarbons – Production, injection, and circulation (direct or reverse) of hydrocarbons in gas and liquid form.
17.1.3. Água da formação - Produção, injeção e circulação (direta ou reversa) de água da formação livre ou emulsionada, com salinidades elevadas compatível com a saturação nas condições de pressão e temperatura do reservatório.	17.1.3. Formation Water - Production, injection, and circulation (direct or reverse) of free or emulsified formation water, with high salinity levels that's compatible with the saturation at reservoir's pressure and temperature.
17.1.4. Produtos Químicos - Produção, injeção e circulação (direta ou reversa) de produtos químicos conforme listados a seguir: i.Solventes (xileno 0 a 100%; diesel 0 a 100%; e Butilglicol 0 a 10%; etc.); ii.Solventes de parafina (KX-100 0 a 100%; AB-9 0 a	17.1.4. Chemical Products - Production, injection and circulation (direct or reverse) of chemical products as per the following list: i.Solvents (xylene 0 a 100%; diesel 0 a 100%; e Butilglicol 0 a 10%; etc.); ii.Paraffin Solvents (KX-100 0 a 100%; AB-9 0 a



<p>100%; etc.);</p> <p>iii. Inibidores de hidrato (MEG 0 a 100%; Álcool 0 a 100%; etc.);</p> <p>iv. Sequestrante de H₂S (Scavtreat 0 a 10%; etc.);</p> <p>v. Desemulsificantes (Dissolvan 0 a 10%; etc.).</p>	<p>100%; etc.);</p> <p>iii. Hydrate inhibitors (MEG 0 a 100%; Alcohol 0 a 100%; etc.);</p> <p>iv. H₂S scavenger (Scavtreat 0 a 10%; etc.);</p> <p>v. Demulsifier (Dissolvan 0 a 10%; etc.).</p>
<p>17.1.5. Fluido de completação - Produção, injeção e circulação (direta ou reversa) de fluido de completação de base aquosa assim como seus aditivos de salmouras, onde o limite máximo de utilização é equivalente ao valor saturado na água dos sais ou mistura de sais conforme listados a seguir:</p> <p>i. Cloreto de sódio;</p> <p>ii. Cloreto de cálcio;</p> <p>iii. Brometo de cálcio;</p> <p>iv. Brometo de sódio;</p> <p>v. Brometo de zinco;</p> <p>vi. Formiato de sódio;</p> <p>vii. Formiato de potássio;</p> <p>viii. Formiato de Césio;</p> <p>ix. Misturas de Brometo de cálcio/Cloreto de cálcio;</p> <p>x. Misturas de Brometo de zinco/brometo de cálcio.</p>	<p>17.1.5. Completion fluids - Production, injection and circulation (direct or reverse) of water-based completion fluids as well as its saline additives, where the maximum limit of utilization is equivalent to the saturated value of the salts or salt mixture in water, as the following list:</p> <p>i. Sodium chloride;</p> <p>ii. Calcium chloride;</p> <p>iii. Calcium bromide;</p> <p>iv. Sodium bromide;</p> <p>v. Zinc bromide;</p> <p>vi. Sodium formate;</p> <p>vii. Potassium formate;</p> <p>viii. Cesium formate;</p> <p>ix. Calcium Bromide/Calcium Chloride mixtures;</p> <p>x. Zinc bromide/calcium bromide mixtures.</p>
<p>17.1.6. Acidificação - Bombeio para operações de acidificação/tratamento químico ou fraturamento ácido, de ácidos ou sistemas ácidos conforme listados a seguir:</p> <p>i. Ácido Clorídrico (HCl) até 28%;</p> <p>ii. Ácido Acético (HAc) até 20%;</p> <p>iii. Ácido Fórmico (HForm) até 10%;</p> <p>iv. Mistura HAc-HForm até 13% - 9%;</p> <p>v. HF (ácido fluorídrico) somente nas misturas a seguir;</p> <p>vi. <i>Organic Mud Acid</i> (HAc-HForm-HF até 5-7-1%);</p> <p>vii. <i>Inorganic Mud Acid</i> (HCl-HF até 12-3%);</p> <p>viii. Ácido L-glutâmico diacético (GLDA) até 50%;</p> <p>ix. Ácido Etileno Diamino Tetra Acético (EDTA) até 50% m/m;</p> <p>x. Ácido benzóico até 50%.</p>	<p>17.1.6. Acidizing – Pumping for the acidizing / chemical product operation or acid fracturing, of acid or acidic systems as the following list:</p> <p>i. Hydrochloric acid (HCl) up to 28%;</p> <p>ii. Acetic acid (HAc) up to 20%;</p> <p>iii. Formic acid (HForm) up to 10%;</p> <p>iv. Mixture of HAc-HForm up to 13% - 9%;</p> <p>v. HF (ácido fluorídrico) somente nas misturas a seguir;</p> <p>vi. <i>Organic Mud Acid</i> (HAc-HForm-HF até 5-7-1%);</p> <p>vii. <i>Inorganic Mud Acid</i> (HCl-HF até 12-3%);</p> <p>viii. L-glutamic diacetic acid (GLDA) up to 50%;</p> <p>ix. Ethylenediamine tetraacetic acid (EDTA) up to 50% m/m;</p> <p>x. Benzoic acid up to 50%.</p>
<p>17.1.7. H₂S - Equipamentos devem ser aptos a efetuar as operações onde os fluidos definidos pelos itens 17.1.2 a 17.1.6 estejam contaminados por H₂S conforme NACE MR-0175 (até uma concentração de 5.000 ppm).</p>	<p>17.1.7. H₂S – Equipment shall be able to carry out operations, where the fluids defined by items 17.1.2 to 17.1.6 are contaminated by H₂S, as per NACE MR-0175 (concentration up to 5.000 ppm).</p>



<p>17.1.8. CO₂ - Equipamentos devem ser aptos a efetuar as operações onde os fluidos definidos pelos itens 17.1.2 a 17.1.6 estejam contaminados por CO₂ (até um máximo de 80%), resistentes à taxa de depressurização de até 300 psi / min para os ciclos de depressurização necessários para a prestação dos serviços e de no mínimo 3000 psi / min para, no mínimo, um ciclo de depressurização (considerando uma situação de emergência). Ambas as taxas de depressurização deverão contemplar a temperatura máxima especificada de cada equipamento, conforme descritos neste Anexo I – Seção A.</p>	<p>17.1.8. CO₂ - Equipment shall be able to perform operations with the fluids defined by items 17.1.2 to 17.1.6 contaminated by CO₂ (up to 80%), resistant to depressurization cycles with a rate of up to 300 psi/min necessary to continue operations and minimum of 3000 psi/min for, at least, one depressurization cycle (considering an emergency situation). Both depressurization rates shall contemplate the highest temperature for each equipment as described in this Annex I – Section A.</p>
<p>17.1.9. OPERAÇÕES NÃO PREVISTAS: os equipamentos poderão ser utilizados em operações não previstas neste item 17 desde que haja concordância da CONTRATADA que avaliará, poço a poço, a viabilidade ou não do uso de seu equipamento. Em casos de não concordância, a CONTRATADA deve demonstrar os motivos técnicos e/ou financeiros.</p>	<p>17.1.9. UNPLANNED OPERATIONS: the equipment may be used in operations not listed in this item 17 provided there is agreement with CONTRACTOR, which will assess, well by well, the feasibility of using its equipment. In case of disagreement, CONTRACTOR shall demonstrate the technical and/or financial reasons.</p>
<p>17.1.10. A área designada para a planta de processamento primário (descrita no item 17.4) deverá ser classificada no mínimo como Zona 2, visando a segurança operacional e pessoal, para a operação normal de fluxo e queima de petróleo bruto.</p>	<p>17.1.10. The area designated for primary processing plant (detailed on item 17.4) shall be classified at least as ZONE 2, in order to keep personnel and operational safety for normal crude oil flow and flaring operation.</p>
<p>17.1.10.1. Fazem parte desta operação itens, tais como, porém, não restrito a: utilização de equipamentos eletrônicos; presença ocasional em condições normais de operação de vapores e gases, inflamáveis e tóxicos (conforme descritos no item 17.1.2 a 17.1.8); coletas de amostras de gás e óleo; e vasos e linhas pressurizados.</p>	<p>17.1.10.1. This operation includes items such as, but not limited to use of electronic equipment; occasional presence in normal operating conditions of flammable and toxic vapors and gases (as described in items 17.1.2 to 17.1.8); collection of gas and oil samples; and pressurized vessels and lines.</p>
<p>17.2. Lanças da UNIDADE</p> <p>17.2.1. 02 (duas) lanças rebatíveis, onde cada lança terá um queimador, instaladas em posições opostas (boreste e bombordo) sendo:</p>	<p>17.2. UNIT Flare Booms</p> <p>17.2.1. 02 (Two) turning flare boom, where each boom will have one burner head, installed in opposite positions (starboard and port side) being:</p>
<p>17.2.1.1. Em UNIDADES semisubmersíveis (SS): se à meia nau, ângulo de 90° graus em relação aos bordos; se nas extremidades da plataforma (popa), ângulo de 90° ou 135° graus em relação aos bordos (BB e BE).</p>	<p>17.2.1.1. In semisubmersible units (SS): if at midship, 90° angle in relation to the boards; if at the aft (corners), 90° or 135° angles in relation to the boards (STB and PORT).</p>
<p>17.2.1.2. Em navios sondas (NS): Se à meia nau, ângulo de 90° graus em relação aos bordos; se nas extremidades da plataforma (popa), com ângulo 135° graus em relação aos bordos.</p> <p>17.2.1.2.1. Caso o NS consiga ajustar a posição da lança, será aceito UNIDADE equipada com apenas uma lança, não obstante, eventuais tempos não produtivos serão imputados à CONTRATADA.</p>	<p>17.2.1.2. In drillships units (DS): If at midship, 90° angle in relation to the boards; if at the aft (corners), 135° angles in relation to the boards (STB and PORT).</p> <p>17.2.1.2.1. If the DS can adjust the position of the boom, a UNIT equipped with only one boom will be accepted, however, any non-productive time will be charged to CONTRACTOR.</p>
<p>17.2.2. As lanças devem ter pelo menos as seguintes linhas (composta de tubulações, curvas, flanges e válvulas) conforme descrito na Tabela 6 - Linhas da</p>	<p>17.2.2. The booms shall have, at least, the following lines (made up of pipe, curves, flanges and valves) as</p>



Lança. described in the Table 6 - Flare Boom Lines.

Tabela 6 – Linhas da Lança

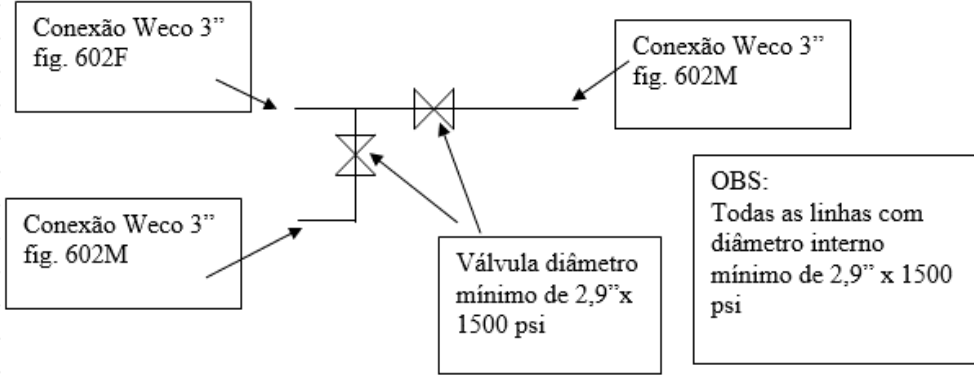
Linhas da Lança <i>Flare boom lines</i>					
Item <i>Item</i>	Quantidade mínima <i>Minimum Quantity</i>	Nome da Linha <i>Description</i>	Diâmetro interno mínimo (pol) <i>Internal Diameter (in)</i>	Pressão interna de trabalho mínima (PSI) <i>Internal working pressure (PSI)</i>	Observação <i>Observation</i>
a	1	Óleo <i>Oil</i>	2,90	1500	
b	1	Gás do Separador <i>Gas</i>	3,84	1500	
c	1	Água <i>Water</i>	2,90	500	Filtro de água e válvula reguladora de vazão tipo globo na entrada das lanças; <i>There shall be a water filter and a globe type valve at the entrance of the line;</i>
d	1	Retorno de Óleo <i>Oil Return</i>	2,90	1500	
e	1	Ar Comprimido <i>Compressed air</i>	4,0	200	Com check valve e válvula de controle de vazão de ar, tipo globo na entrada das lanças. A UNIDADE deverá dispor manômetro na entrada da linha de ar das lanças. <i>There shall be an air globe type flow control check valve at the entrance of the boom's lines. There shall be manometers at the entrance of the boom's air line</i>
f	1	Alívio do Separador <i>Separator relief line</i>	3,8	1500	
g	1	Gás do Tanque Pressurizado <i>Surge tank gas line</i>	3,8	1500	
h	1	Alívio do Tanque Pressurizado <i>Surge tank relief line</i>	3,8	1500	
i	2	Gás Butano <i>Butane Gas</i>	0,5	500	Metalurgia de aço inox. <i>Stainless steel metallurgy</i>
j	2	Cabo Elétrico <i>Electric Cable</i>	0,75	---	Para passagem de cabo elétrico para ignitar o piloto de gás e/ou óleo <i>Electric cable to ignite the gas and oil burners</i>

17.2.2.1. As linhas dos itens b., f., g. e h. da Tabela 6 devem passar por baixo da varanda da lança conforme descrição abaixo: **17.2.2.1.** The lines of items b., f., g. and h. of Table 6 shall go under the boom's balcony as per the description below:

17.2.2.1.1. Cada linha deve ter sua extremidade terminando junto com a varanda da lança. **17.2.2.1.1.** Each line shall have its extremity ending with the boom's balcony.

17.2.2.1.2. As linhas dos itens f., g. e h. da tabela devem ter uma extensão de 2,7m a partir de suas extremidades após o final da varanda. **17.2.2.1.2.** Lines f., g. and h. of the table shall have a 2,7 m extension from their extremity after the end of the boom's balcony.

17.2.2.1.3. A linha do item b. da tabela deve ter uma extensão de 2,7m a partir do final da varanda com gás **17.2.2.1.3.** Line b. of the table shall have a 2,7 m from its extremity after the boom's balcony and have a

booter (4 pés de comprimento x 8" de diâmetro).	gas boot (4 ft length x 8-inch diameter).
17.2.2.2. Na varanda do queimador, as linhas de óleo e de retorno deverão ser interligadas através de um manifold, conforme esquemático abaixo. A válvula da linha de óleo deve ser provida de sistema de acionamento remoto.	17.2.2.2. On the burner's balcony, the oil and return lines shall be interconnected through a manifold, as per the schematics below. The oil line valve shall be provided with remote actuation.
 <p style="text-align: center;">Figura 5 – Linhas na Varanda da Lança</p>	
17.2.2.3. A linha para cabo elétrico do ignitor (j) deverá ter caixas de passagens: uma em cada extremidade da linha e ao longo da linha quando houver em curvas maiores que 60° para facilitar a passagem do cabo elétrico.	17.2.2.3. The igniter's electric cable duct (j) shall have passage boxes: one at each duct's extremity and along the duct wherever there are curves higher than 60°, in order to facilitate the cable passage.
17.2.2.4. A lança deverá ter em sua extremidade uma varanda para instalação do queimador cujas características estão descritas a seguir.	17.2.2.4. The burner boom shall have in its extremity a balcony for the burner installation whose characteristics are as following:
17.2.2.4.1. Área útil de 2,50m de largura por 3m de extensão.	17.2.2.4.1. Usable area of 2,5 m wide x 3 m long.
17.2.2.4.2. O manifold de interligação da linha de óleo com a linha de retorno, não deve ocupar a área útil descrita anteriormente.	17.2.2.4.2. The manifold interconnecting the oil line with the return line shall not occupy the usable area previously described.
17.2.2.4.3. A varanda deve ter capacidade de suportar o peso do queimador, pessoal de manutenção e acessórios, num total de no mínimo 1.700 kg.	17.2.2.4.3. The balcony shall be capable of supporting the weight of the burner, maintenance personnel and accessories, a total of at least 1,700 kg.
17.2.2.4.4. Deverá ter guarda corpo, com tubulação rígida, no perímetro da varanda do queimador, onde os guarda corpos frontal e laterais deverão ser removíveis.	17.2.2.4.4. Shall have railings, made of solid pipe, on the perimeter of the boom's balcony, where the front and lateral railings shall be removable.
17.2.2.5. As linhas das lanças descritas na tabela 6, devem ter suas extremidades com as seguintes conexões, compatíveis com os seus respectivos diâmetros internos, conforme a seguir.	17.2.2.5. The boom's pipelines described in table 6, shall have their extremities with the following connections, compatible with their respective inner diameter, as the following:
17.2.2.5.1. Entrada da lança – conexão weco 602 Thread (Fêmea).	17.2.2.5.1. Boom entrance: connection weco 602 thread (female)



17.2.2.5.2. Linhas (a), (c), e (e) da tabela: Extremidade em cima da varanda dos queimadores com conexão weco 602 Wing (Macho).	17.2.2.5.2. Lines (a), (c) e (e): connection weco 602 wing (male) at the top of the balcony's boom's end
17.2.2.5.3. Linha d.: Extremidade em cima da varanda dos queimadores com conexão weco 602 Thread (Fêmea).	17.2.2.5.3. Line (d): connection weco 602 thread (female) at the top of balcony's boom's end
17.2.2.5.4. Linhas (b), (f), (g) e (h) da tabela: (Extremidade embaixo da varanda conforme 17.2.3.1 – conexão flange tipo ANSI.	17.2.2.5.4. Lines (b), (f), (g) e (h): flange ANSI connection under the balcony's boom's end
17.2.2.6. As linhas das lanças descritas nos itens de (i) a (j) na tabela 6 devem ter suas extremidades com as seguintes conexões, compatíveis com os seus respectivos diâmetros internos, conforme a seguir.	17.2.2.6. The booms's lines described in the itens (i) e (j) in table 6 shall have the following connections at their extremities, compatible with their respective internal diameters:
17.2.2.6.1. Entrada da lança – conexão NPT rosca externa	17.2.2.6.1. Boom's entrance – NPT connection, external thread
17.2.2.6.2. Varanda dos queimadores - conexão NPT rosca externa	17.2.2.6.2. Boom's balcony - NPT connection, external thread
17.3. Linhas rígidas e permanentes	17.3. Rigid and permanent lines
17.3.1. Linhas rígidas e permanentes compostas de tubulações, curvas, flanges e válvulas de acordo com as descrições a seguir:	17.3.1. Rigid and permanent lines composed of pipes, bends, flanges, and valves, as per the following descriptions:
17.3.2. Do convés de perfuração até a área de processamento:	17.3.2. From drill floor to processing area:
17.3.2.1. Linha de surgência - diâmetro interno mínimo de 3,2" e pressão mínima de 15.000 psi; i. Conexão das extremidades de Flange 3 1/16" anel BX154 15K (pressão de trabalho); ii. Reduções de flange 3 1/16" anel BX154 15K (pressão de trabalho) para Gray Loc Hub 3" C-25, com clamps e anel de vedação; iii. Reduções de flange 3 1/16" anel BX154 15k (pressão de trabalho) para conexão tipo 3" WECO Fêmea (Thread) no convés de perfuração e conexão tipo 3" WECO Macho (Wing) na área de teste, com clamps e anel de vedação.	17.3.2.1. Surge line – minimum ID of 3,2" and minimum pressure rating of 15.000 psi; i. End connections of 3 1/16" flange ring BX154 15K (work pressure); ii. Crossovers from 3 1/16" flange ring BX154 15k (work pressure) to Gray Loc Hub 3" C-25, with clamps and sealing rings; iii. Crossovers from 3 1/16" flange ring BX154 15k (work pressure) to 3" WECO female (Thread) on drill floor and 3" WECO male (wing) on processing area, with clamps and sealing ring.
17.3.2.2. A conexão da linha de surgência deverá estar a, no máximo, 1,5m do piso da plataforma.	17.3.2.2. Surge line connection shall be no more than 1.5m height from the floor.
17.3.3. Da área da planta de processamento até as lanças:	17.3.3. From the primary processing plant to the booms:

Tabela 4 – Linhas da Área da Planta de Processamento Primário até a Lança

Linhas da Área da Planta de Processamento Primário até a Lança					
<i>Lines from the primary processing plant to the boom</i>					
Item	Quantidade mínima <i>Minimum Quantity</i>	Nome da Linha <i>Line Description</i>	Diâmetro interno mínimo (pol) <i>Internal Diameter (in)</i>	Pressão de trabalho mínima (PSI) <i>Minimum working pressure (PSI)</i>	Observação <i>Observation</i>
a	1	Óleo <i>Oil</i>	2,9	1500	
b	1	Gás <i>Gas</i>	3,8	1500	
c	1	Retorno <i>Return</i>	1,9	1500	
d	1	Ar Comprimido <i>Compressed air</i>	4,0	200	Na entrada da linha de ar dos compressores deverá ter check valves próprias, independente das check valves das lanças. Na entrada da linha deverá ter um "Y" de distribuição para a conexão dos compressores da unidade e das companhias de serviço. <i>At the compressor airline inlet, there shall be specific check valves, independent of the boom check valves. At the entrance of the line, there shall be a distribution "Y" for the connection of the unit's compressors and service companies.</i>
e	1	Alívio do separador <i>Separator's relief line</i>	3,8	1500	
f	1	Vent do tanque pressurizado <i>Surge tank vent line</i>	3,8	1500	
g	1	Alívio do tanque pressurizado <i>Surge tank's relief line</i>	3,8	1500	
17.3.3.1. As linhas descritas nos itens (a) a (g), da tabela 7 devem ter suas extremidades, compatíveis com os seus respectivos diâmetros internos, e as seguintes conexões:				17.3.3.1. The lines described on items (a) through (g) from table 7 shall have their ends compatible with their respective inner diameters, and following connections:	
17.3.3.1.1. Área da planta de processamento primário – conexão weco 602 fêmea (thread)				17.3.3.1.1. Primary processing plant area – connection Weco 602 thread	
17.3.3.1.2. Entrada da lança - conexão weco 602 macho (wing).				17.3.3.1.2. Boom's entrance – Weco connection 602 wing	
17.3.3.1.3. O diâmetro da conexão tem que ser maior ou igual ao diâmetro especificado de cada linha.				17.3.3.1.3. The connection's diameter shall be bigger or equal to the diameters specified to each line	
17.3.3.1.4. A linha de retorno deverá ter conexão de no mínimo 3".				17.3.3.1.4. The return line's ID shall be at least 3"	
17.3.3.2. O manifold de distribuição das lanças deverá				17.3.3.2. The boom's distribution manifold shall be able	



<p>permitir o direcionamento de fluxo para os queimadores de bombordo e boreste, com a classe de pressão de acordo com as linhas.</p>	<p>to direct the flow to both port and starboard burners, with the same working pressure of the lines.</p>
<p>17.3.3.2.1. O manifold deverá estar alocado na área de teste ou próximo a ela, em um local desimpedido e de fácil acesso, não sendo admitido acesso aos manifolds através de escadas de marinheiro.</p>	<p>17.3.3.2.1. The manifold shall be located in the well test area or nearby, in a clear and easily accessible location, and the access to the manifolds shall not be through sailor ladders.</p>
<p>17.3.3.2.2. Deverá permitir o direcionamento individual de todas as linhas presentes no item 17.2.2.</p>	<p>17.3.3.2.2. It shall allow the alignment to each of the lines present in item 17.2.2 individually.</p>
<p>17.4. Área para instalação da Planta de Processamento Primário</p> <p>17.4.1. Área dedicada para instalação de uma planta de processamento primário, de acordo com a especificação do trabalho e leiaute da Petrobras, onde a tabela 8 a seguir tem por objetivo exemplificar os equipamentos e suas disposições.</p>	<p>17.4. Area for installing the Primary Processing Plant</p> <p>17.4.1. Dedicated area for the installation of a primary processing plant, in accordance with the work specification and layout of Petrobras, where table 8 below is intended to illustrate the equipment and its provisions.</p>
<p>17.4.2. A área dos tanques (no mínimo 60 m² de área contígua), deverá ter capacidade de no mínimo 4,5 ton/m².</p> <p>17.4.3. A área para o restante da planta de processamento primário deverá possuir capacidade de no mínimo 2,5 ton/m².</p> <p>17.4.4. Para atingir os valores de capacidade de carga acima será aceitável o posicionamento de vigas desde que a CONTRATADA providencie grades, andaimes, e demais equipamentos necessários para facilitar o trabalho de montagem e operação da planta.</p>	<p>17.4.2. The area of the tanks (at least 60 m² of contiguous area) shall have a capacity of at least 4.5 ton/m².</p> <p>17.4.3. The remaining area of primary processing plant shall have minimum load capacity of 2.5 ton/m².</p> <p>17.4.4. In order to reach load capacity as above it is acceptable to use beams on the deck floor as long as CONTRACTOR supplies grids, scaffolding, and other equipment necessary to facilitate the work of assembly and operation of the plant.</p>
<p>17.4.5. A área de well test deverá ter o deck com toda área descoberta (com altura livre de pelo menos 6,0 m).</p>	<p>17.4.5. The well test area shall have a deck with all area uncovered (with a headroom of at least 6.0 m).</p>
<p>17.4.6. A tabela 8 contém uma lista dos equipamentos, suas dimensões e peso, assim como as quantidades médias de utilização em uma planta de teste. Estes são valores de referência, no entanto, poderá haver modificações poço a poço conforme a necessidade da Petrobras.</p>	<p>17.4.6. Table 8 contains a list of equipment, respective dimensions, and weight, as well as the expected amounts of these equipments usually used in a primary processing plant. These are reference values. However, these amounts may vary, case by case, as required by Petrobras.</p>

Tabela 5 – Equipamentos da Planta de Processamento Primário

EQUIPAMENTOS DA PLANTA DE PROCESSAMENTO PRIMÁRIO								
TEST PLANT EQUIPMENT								
Item	Descrição / Description	Peso / Wet Weight (Kg)	Dimensões A (m) x L (m) / Dimensions L(m) x W(m)	Altura (m) / Height (m)	Carda no deck requerida / Required Deck Load (Kg/m ²)	A / L	L / W	Área / Area
1	Surface Flow Tree	TBC	TBC	TBC	N/A	TBC		NA
2	Coflexip 3 1/16" 15 kpsi	1800	18 x N/A	N/A	N/A	18,00	N/A	NA
3	SSV 15 kpsi	860	1.30 x 0.60	1,24	1102	1,30	0,60	0,78



4	Painel ESD	330	0.92 x 0.92	1,1	390	0,92	0,92	0,8464
5	Data Header 15 kpsi	50	1.02 x 0.30	0,3	N/A	1,02	0,30	0,306
6	SSV 15 kpsi	860	1.30 x 0.60	1,24	1102	1,30	0,60	0,78
7	Painel ESD	330	0.92 x 0.92	1,1	390	0,92	0,92	0,8464
8	Choke Manifold 15 kpsi	5800	2.88 x 2.80	1,18	720	2,88	2,80	8,064
9	Steam Exchanger 15 kpsi	21300	6.50 x 2.46	2,8	1332	6,50	2,46	15,99
10	Separador SEPS-A 1440 psi	21400	6.06 x 2.44	2,66	1448	6,06	2,44	14,786
11	Oil Manifold	500	2.17 x 0.70	0,43	330	2,17	0,70	1,519
12	Oil Manifold	500	2.17 x 0.70	0,43	330	2,17	0,70	1,519
13	Oil Manifold	500	2.17 x 0.70	0,43	330	2,17	0,70	1,519
14	Surge Tank Frame + 2 Surge Tanks	87913	7.67 x 2.61	0,8	4392	7,67	2,61	20,019
15	Surge Tank Frame + 2 Surge Tanks	87913	7.67 x 2.61	0,8	4392	7,67	2,61	20,019
16	Vertical Surge Tank 100 bbl 250 psi	39532	2.60 x 2.40	7,4	N/A	2,60	2,40	6,24
17	Vertical Surge Tank 100 bbl 250 psi	39532	2.60 x 2.40	7,4	N/A	2,60	2,40	6,24
18	Vertical Surge Tank 100 bbl 250 psi	39532	2.60 x 2.40	7,4	N/A	2,60	2,40	6,24
19	Vertical Surge Tank 100 bbl 250 psi	39532	2.60 x 2.40	7,4	N/A	2,60	2,40	6,24
20	Dual Pot Scrubber LP and HP	19547	4.50 x 3.75	2,75	1158	4,50	3,75	16,875
21	Oil Transfer Pump 4000 bbl	2600	4.02 x 1.13	1,86	573	4,02	1,13	4,5426
22	Oil Transfer Pump 4000 bbl	2600	4.02 x 1.13	1,86	573	4,02	1,13	4,5426
23	Gas Manifold	200	1.50 x 0.40	0,4	330	1,50	0,40	0,6
24	Gauge Tank 280 bbl	77300	7.50 x 3.10	3,7	3324	7,50	3,10	23,25
25	Water Treatment Unit	22500	6.00 x 2.40	2,72	1562	6,00	2,40	14,4
26	Gauge Tank 100 bbl	21031	5.10 x 2.22	2,7	1857	5,10	2,22	11,322
27	Burner Control Manifold	2500	3.614 x 1.20	1,25	230	3,61	1,20	4,3368
28	Air Compressor	9500	4.25 x 2.44	2,8	0,91	4,25	2,44	10,37
29	Air Compressor	9500	4.25 x 2.44	2,8	0,91	4,25	2,44	10,37
30	Air Compressor	9500	4.25 x 2.44	2,8	0,91	4,25	2,44	10,37
31	Air Compressor	9500	4.25 x 2.44	2,8	0,91	4,25	2,44	10,37
32	Cabine de Aquisição ITAC Model	10800	6.06 x 2.44	2,6	730	6,06	2,44	14,7864
33	Workshop Container	TBC	TBC	TBC	TBC	TBC		#VALOR!
34	Air Manifold	200	2.02 x 1.38	1	0,07	2,02	1,38	2,7876
35	Steam Manifold	80	1.50 x 1.00	0,6	0,05	1,50	1,00	1,5
36	Condensate Manifold	80	1.50 x 1.00	0,6	0,05	1,50	1,00	1,5
37	Skid de Gás Butano	1200	1.71 x 0.91	0,91	0,77	1,71	0,91	1,5561
38	Skid de Gás Butano	1200	1.71 x 0.91	0,91	0,77	1,71	0,91	1,5561
39	Skid de Gás Butano	1200	1.71 x 0.91	0,91	0,77	1,71	0,91	1,5561
40	Skid de Gás Butano	1200	1.71 x 0.91	0,91	0,77	1,71	0,91	1,5561



41	BRFI Ignition Panel	20	0.90 x 0.60	TBC	TBC	0,90	0,60	0,54
42	Return Manifold Remote Controlled	TBC	1.50 x 0.60	TBC	TBC	1,50	0,60	0,9
43	Evergreen Burner	TBC	3.50 x 1.30	TBC	TBC	3,50	1,30	4,55
44	Wilden Pump	50	0.7 x 0.8	0,9	90	0,70	0,80	0,56
45	Wilden Pump	50	0.7 x 0.8	0,9	90	0,70	0,80	0,56
46	Wilden Pump	50	0.7 x 0.8	0,9	90	0,70	0,80	0,56
47	Wilden Pump	50	0.7 x 0.8	0,9	90	0,70	0,80	0,56
48	Wilden Pump	50	0.7 x 0.8	0,9	90	0,70	0,80	0,56
49	Linhas rígidas (tubos, curvas, "T", etc)	Diâmetros de 3", 4" e 6" com 350 m de comprimento total.						
50	Mangueiras	Diâmetros de 2" com 350 m de comprimento total.						
Total Weight (Kg)		429904						
Surface Weight (Kg)		380904						
Total Estimated area required (m2)		350						
Surface area (m2)		300						240,68
Fluid		13.8 ppg						
Extra information		Considered 80% of total vessel capacity						
17.4.7. A área de processamento primário deverá preferencialmente ser plana. Caso haja desnível, a UNIDADE providenciará piso gradeado para nivelar a área onde os equipamentos de processamento primário estiverem dispostos.				17.4.7. The primary processing plant area shall preferably be leveled. In case of difference in level, the UNIT shall provide grated floor to level the area where the primary processing equipment are installed.				
17.4.8. A área da planta de processamento primário deverá ter sistema de aspersão de água projetada de acordo com as normas NFPA-15, API RP 14C, ISO 13702 DADE.				17.4.8. The primary processing plant area shall have water sprinklers designed as per NFPA-15, API RP 14C, ISO 13702 DADE standards.				
17.4.9. Os drenos da área de well test devem permitir seu fechamento durante a operação com dupla barreira para evitar queda ao mar.				17.4.9. Well test area's drains shall be able to be closed during operations with double barrier to avoid spills.				
17.4.10. Deverá haver uma barreira de contenção ao longo do perímetro da área da planta de processamento primário				17.4.10. There shall be a containment barrier around the primary processing plant perimeter.				
17.4.11. Não deve haver exaustores ou admissão de ar próximas da área designada para a planta de processamento primário.				17.4.11. There shall be no exhaust or air intakes near the designated area of the primary processing plant.				
17.5. Facilidades na Área da Planta de Processamento Primário				17.5. Facilities in the Area of the Primary Processing Plant				
17.5.1. Mínimo de 06 (seis) pontos de tomada de ar comprimido 100-120 psi, distribuídos pela área da planta de processamento primário, ½ NPT.				17.5.1. Minimum of 06 (six) 100-120 psi compressed air intake points, distributed over the primary processing plant area, ½ NPT.				
17.5.2. Mínimo de 02 (dois) pontos de água industrial, distribuídos pela área da planta de processamento				17.5.2. Minimum of 02 (two) water points, distributed				



primário.	over the area of the primary processing plant.
17.5.3. Linha de alimentação de diesel, interligando o tanque de diesel da UNIDADE à área da planta de processamento, com fornecimento mínimo de 2,5 bpm.	17.5.3. There shall be a diesel supply line connecting the unit's diesel tank to the primary processing plant, with supply flow of at least 2.5 bpm.
17.5.4. A UNIDADE deve prover suprimento de energia elétrica na área da planta de processamento primário para a cabine de aquisição de dados e no drill floor, com a tensão trifásica de 440 V e frequência 60 Hz. A UNIDADE deve prover suprimento de energia elétrica na área próxima a entrada das lanças para queimadores para o sistema de ignição, com a tensão de 110 e 220 V.	17.5.4. The UNIT shall provide electrical energy supply in primary processing plant area for the data acquisition cabin and on the drill floor, with a three-phase voltage of 440 V and frequency 60 Hz. The UNIT shall provide electrical energy supply in the nearby area the input of the burner booms for the ignition system, with voltages of 110 and 220 V.
17.5.5. Deve haver uma linha com diâmetro interno mínimo de 2,9" e pressão mínima de trabalho de 500 psi da área da planta de processamento primário até uma interligação com uma linha de retorno para os tanques de lama. Deve ter válvulas (dupla barreira) com sistema de trava.	17.5.5. There shall be a line with a minimum internal diameter of 2.9" and a minimum working pressure of 500 psi from the area of the primary processing plant to an interconnection with a return line to the mud tanks. It shall have valves (double barrier) with lock system.
17.6. Sistema de Resfriamento	17.6. Cooling System
17.6.1. O Sistema de Resfriamento da UNIDADE deve manter a exposição ao calor dentro do limite estabelecido pela NR-15 - Anexo III em todo o convés da plataforma.	17.6.1. Water refrigeration system to keep heat exposure below the NR-15 set limits throughout all UNIT's deck
17.6.2. A CONTRATADA deve realizar simulação de radiação térmica emitida durante a queima, de forma a dimensionar o sistema de refrigeração do convés, considerando o poder calorífico do queimador com queima 100% eficiente de petróleo de 12.000 BBL/DIA, grau API 15, temperatura de entrada de 50°C e RGO 400.	17.6.2. CONTRACTOR shall elaborate simulation of thermal radiation generated by burners during operation, in order to determine the deck cooling system, considering 100% of efficiency in the burning of 12.000 bbl/day, 15° API, 50°C of inlet temperature and RGO 400.
17.6.2.1. A simulação deve considerar no mínimo 08 (oito) direções (igualmente desfasadas) e 02 (duas) velocidades de ventos (1 nó e 30 nós).	17.6.2.1. Simulation shall consider, at least 8 wind directions (equally lagged) e 2 wind speeds (1 knot e 30 knots).
17.6.3. O sistema de refrigeração da lança, caso seja necessário, deverá estar suficientemente afastado da varanda da lança e dimensionado de forma que não caia água de refrigeração sob o queimador.	17.6.3. The boom cooling system, if necessary, shall be far enough away from the boom balcony and properly dimensioned so that no cooling water falls on the burner.
18. REQUISITOS PARA OPERAÇÕES COM EQUIPAMENTOS SUBMARINOS	18. REQUIREMENTS FOR OPERATIONS WITH SUBSEA EQUIPMENT
18.1. Espaços para trabalho	18.1. Working Spaces
18.1.1. Dimensões livres no <i>moon pool</i> : para passagem de equipamentos (descontando <i>kill / choke lines</i> , <i>spider beams</i> hidráulicos e BOP estaleirado), conforme Anexo I – Seção C-2 , com o BOP / LMRP no <i>moon pool</i> . O acesso do convés para o <i>moon pool</i> deve permitir a passagem do <i>stack-up</i> completo (ANM + TRT + FDR) montado conforme Anexo I – Seção C-2 :	18.1.1. Free moon pool dimensions for passage of subsea equipment (discounting kill/choke lines, hydraulic spider beams and BOP), as specified in Annex I - Section C-2, considering the BOP/LMRP in the moon pool. The access from deck to moon pool area shall allow passage of complete stack-up (ANM + TRT + FDR) mounted as per Annex I – Section C-2,



<p>dimensões mínimas C x L x A = 6,00 x 5,00 x 9,2 m.</p> <p>Ou</p> <p>Dimensões livres no moon pool: para passagem de equipamentos (descontando kill/choke lines, spider beams hidráulicos e BOP estaleirado), conforme especificação na Seção C, com o BOP/LMRP no moon pool. O acesso do convés para o "moon pool" deverá permitir a passagem individual dos equipamentos submarinos especificados na Seção C (dimensões mínimas CxLxA = 6,00 x 5,00 x 5,00 m).</p> <p>18.1.2. Na situação da ANM posicionada abaixo da mesa rotativa auxiliar, no caso de unidades DTO ou DTD, a altura útil necessária deve prever a suspensão do conjunto para a retirada do trolley da ANM + dummy stump. Logo, se faz necessário um mínimo de [10,6 a 11,4] metros de altura útil, livre de interferências mecânicas considerando o envelope da ANM + ferramentas, para a suspensão do stackup, entre trolley da ANM e a parte inferior da MR auxiliar no moonpool.</p>	<p>minimum dimensions L x W x H = 6.00 x 5.00 x 9.2 m).</p> <p>or</p> <p>Free moon pool dimensions for subsea equipment (discounting kill/choke lines, hydraulic spider beams and BOP) installation/retrieval, as specified in section C, considering the BOP/LMRP in the moon pool. The access from deck to moon pool area shall allow passage of individual equipment from subsea equipment specified on Section C (minimum dimensions LxWxH = 6.00 x 5.00 x 5.00 m).</p> <p>18.1.2. In the situation of the X-MAS TREE positioned below the auxiliary rotary table, for DTO or DTD UNITS, the necessary useful height shall provide the suspension of the set for the ANM trolley + dummy stump removal. Therefore, a minimum of [10.6 a 11.4] meters of useful height is necessary, free from mechanical interference considering the ANM + tools envelope, for the stackup lift, between ANM trolley and the lower part of auxiliary rotary table in moonpool.</p>
<p>18.1.3. Estrutura no moon pool para apoio de equipamentos (ANM + TRT + FDR + skid) com sistema de transporte do tipo trolley com capacidade de carga para o stack ANM com peso entre 65 e 100 t.</p>	<p>18.1.3. Structure in the "moon pool" for equipment support (ANM + TRT + FDR + skid) with transport system (trolley), with load capacity for ANM stack, weight between 65 and 100t.</p>
<p>18.1.4. O trolley deve permitir a operação com BAP, ANM, Ferramentas de BAP e ANM e seus respectivos skids. Os skids PETROBRAS (conforme Anexo I – Seção C-2) necessitam de uma superfície plana de contato para evitar concentrações de carga.</p>	<p>18.1.4. The trolley shall allow operation with BAP, ANM, and their tools and respective skids. PETROBRAS skids (as per Annex I - Section C-2) need a flat contact surface to avoid charge concentrations.</p>
<p>18.1.5. O trolley deve possuir capacidade de movimentar BAP, ANM e suas ferramentas montadas para o moon pool: FDR + TRT + ANM ou BAP + FIBAP (conforme Anexo I – Seção C-2).</p>	<p>18.1.5. The trolley shall have the capacity to move BAP, ANM and their tools mounted to the moon pool: FDR + TRT + ANM or BAP + FIBAP (as per Annex I - Section C-2).</p>
<p>[Item 18.1.6 será solicitado conforme necessidade do projeto e conveniência da PETROBRAS.]</p>	<p>[Item 18.1.6 will be requested as needed by the project and PETROBRAS' convenience.]</p>
<p>18.1.6. O trolley ou sistema similar, deve apresentar um dummy stump com perfil H4, nos diâmetros de 18 ¾" compatível com os conectores das ANMs da Petrobras.</p>	<p>18.1.6. The trolley or similar system shall have a dummy stump with an H4 profile, in diameters of 18 ¾" compatible with the connectors of Petrobras ANMs.</p>
<p>18.1.6.1. O <i>dummy stump</i> deve ter as seguintes características:</p>	<p>18.1.6.1. The dummy stump shall have the following characteristics:</p>
<p>i. Ser capaz de suportar os esforços da movimentação do <i>stack-up</i>;</p> <p>ii. Deve ser construído de forma que não ocorra dano ou energização (deformação) dos selos metálicos VX, VGX e VT das ANMs da PETROBRAS.</p> <p>iii. Deve prover recurso para evitar danos aos <i>stabs</i> da ANM durante o assentamento e desassentamento da ANM via guindaste, ponte</p>	<p>i. It shall be able to withstand the efforts of stack-up movement;</p> <p>ii. It shall be constructed in such a way that there is no damage or energization (deformation) of the metal seals VX, VGX and VT of PETROBRAS ANMs.</p> <p>iii. It shall provide a resource to prevent damage to the ANM stabs during the landing and unsetting of the ANM via crane, overhead</p>



<p>rolante ou sistema de elevação da mesa principal e auxiliar (no caso de UNIDADES DTO ou DTD).</p> <p>iv. Deve possuir seu interior vazado considerando o ID de 18 ¾" e altura de 1,0 m.</p> <p>v. Deve ser removível tornando a superfície do <i>trolley</i> plana.</p>	<p>crane or main and auxiliary rotary table elevation system (in the case of DTO or DTD UNITS).</p> <p>iv. It shall have its interior hollow considering 18 ¾" ID and height of 1.0 m.</p> <p>v. It shall be removable making the trolley surface flat.</p>
<p>18.1.7. Prover 4 olhais de 15 t no <i>moon pool</i>, posicionados ao nível do <i>diverter</i> distantes a, no máximo, 1,5 m do centro deste. Estes olhais devem ser orientados para o vão de acesso de equipamentos para o <i>moon pool</i>.</p>	<p>18.1.7. Provide 04 (four) 15 t pad eyes in the moon pool, positioned at the level of the diverter at a maximum distance of 1.5 m from its center. These pad eyes shall be oriented towards the equipment access opening to the moon pool.</p>
<p>18.1.7.1. Para cada olhal deve ser fornecido um recurso de içamento com freio ou travamento para manter a polia do UEH içada.</p>	<p>18.1.7.1. A lifting feature with a brake or lock shall be provided for each pad eye, to keep the UEH pulley lifted.</p>
<p>18.1.8. A UNIDADE deve possuir facilidades do tipo equipamento de elevação de pessoas e montagem de HFL / EFL para preparação da ANM no <i>moon pool</i> sem a necessidade de montagem de andaime. O sistema deve acessar os 4 lados do equipamento submarino em toda a sua altura.</p>	<p>18.1.8. UNIT shall have facilities such as equipment for lifting people and mounting HFL / EFL to prepare the ANM in the moon pool without the need for mounting scaffolding. The system shall access all 4 sides of the subsea equipment at its full height.</p>
<p>18.1.9. Conjunto de 4 (quatro) guinchos de carga no nível do moon pool: devem existir pelo menos 04 (quatro) guinchos pneumáticos ou hidráulicos de carga (incluindo kit de polias para amarração dos equipamentos submarinos). Adicionalmente, pelo menos 02 (dois) guinchos tipo man rider que não poderão ser utilizados para elevação de cargas.</p> <p>18.1.9.1. Os guinchos de carga devem ter capacidade mínima de 5 t cada.</p>	<p>18.1.9. Set of 4 (four) utility winches: on moon pool level, there shall be at least 04 (four) utility winches, pneumatic or hydraulic, including kit of sheaves, for mooring of subsea equipment. Additionally, at least 02 (two) man rider winches, which cannot be used to hoist loads.</p> <p>18.1.9.1. Utility winches shall have minimum capacity of 5 ton each.</p>
<p>18.1.10. Equipamentos de segurança para a operação no moon pool:</p> <p>i. Três conjuntos de cintos de segurança e respectivos pontos de fixação, com mecanismo de acionamento ativado por movimento brusco e mola de retorno;</p> <p>ii. Coletes salva-vidas; com iluminação noturna.</p> <p>iii. Iluminação para trabalhos noturnos;</p> <p>iv. Guarda-corpo com escada de acesso;</p> <p>v. Bóia salva-vidas e retinida com comprimento mínimo de 2,5 vezes a distância entre o ponto de fixação e a superfície da água;</p> <p>vi. Rede de proteção;</p> <p>vii. Duas passarelas removíveis para trabalhos com ANM ou BOP;</p> <p>viii. Linhas de vida.</p>	<p>18.1.10. Safety equipment for moon pool operations:</p> <p>i. Three sets of safety belts and their attachment points, with drive mechanism activated by sudden movement and return spring,</p> <p>ii. Lifejackets; with night lighting,</p> <p>iii. Lighting for nighttime activities,</p> <p>iv. Rails with access ladder,</p> <p>v. Lifebuoy and heaving line with minimum length of 2.5 times the distance between the anchor point and water surface,</p> <p>vi. Safety net,</p> <p>vii. Two removable catwalks for work with Xmas Tree or BOP,</p> <p>viii. Secondary retention for work on height (lifeline).</p>
<p>18.1.10.1. Caso a UNIDADE possua piso e guarda-</p>	<p>18.1.10.1. If UNIT has a floor and guardrail on BOP</p>



corpo no trolley para o BOP, não será necessário possuir as passarelas do item 18.1.10-vii	trolley, it will not be necessary to have the catwalks of item 18.1.10-vii.
18.2. Área de Preparação e Teste de Ferramentas e Equipamentos Open Sea	18.2. Open Sea Tools and Equipment Preparation and Testing Area
<p>18.2.1. O deck de preparação e teste de ferramentas e equipamentos Open Sea deve ser adjacente ao acesso ao moon pool. Tem objetivo de preparar os equipamentos para o modo Open Sea e posicionar os equipamentos do SCVS para operação Open Sea (Anexo I – Seção C-2).</p> <p>18.2.2. Área mínima de 155 m² neste deck adjacente ao vão de acesso do moon pool para posicionamento dos equipamentos do sistema DPR e mesa de ANM com capacidade de carga de 2,5 t/m².</p> <p>18.2.2.1. Caso seja necessário distribuir o peso dos carretéis do SCVS, da mesa de inspeção PETROBRAS e ANM/BAP, a UNIDADE deve disponibilizar os equipamentos necessários para permitir posicionamento destes equipamentos nesta área (conforme Anexo I – Seção C-2).</p> <p>18.2.2.2. Esta área deve permitir a passagem dos UEHs dos carretéis para as suas respectivas polias.</p> <p>18.2.2.3. Caso esta área possua vigas de apoio, a UNIDADE deve possuir passarelas ou escadas portáteis para permitirem o trânsito de pessoas entre os equipamentos submarinos e do SCVS.</p>	<p>18.2.1. The Open Sea Tools and Equipment Preparation and Testing deck shall be adjacent to the moon pool access. Its purpose is to prepare the equipment for Open Sea mode and position the SCVS equipment for Open Sea operation (Annex I – Section C-2).</p> <p>18.2.2. Minimum area of 155 m² on this deck adjacent to the moon pool access span for positioning the DPR system equipment and ANM table with a load capacity of 2.5 t/m².</p> <p>18.2.2.1. If it is necessary to distribute the weight of the SCVS reels, the PETROBRAS inspection table and ANM/BAP, the UNIT must provide the necessary equipment to allow the positioning of this equipment in this area (according to Annex I - Section C-2).</p> <p>18.2.2.2. This area shall allow the passage of the UEHs from the reels to their respective pulleys.</p> <p>18.2.2.3. If this area has support beams, the UNIT must have catwalks or portable stairs to allow the movement of people between the subsea equipment and the SCVS.</p>
<p>18.2.3. Prover cabo de instrumentação elétrica para ligar a HPU do sistema de DPR a cabine do sondador para o sistema de EDS. O cabo deve ter 8 vias em pares trançados de 2,5 mm², no mínimo, e classe de tensão 0,6/1kV. Demais requisitos conforme IEC 60228 e NBR 5410.</p>	<p>18.2.3. Provide electrical instrumentation cable to connect the HPU of DPR system to the driller cabin for the EDS system. The cable must have 8 ways in twisted pairs of at least 2.5 mm² and voltage class 0.6/1kV. Other requirements according to IEC 60228 and NBR 5410.</p>
<p>18.2.4. Prover linha rígida com ID mínimo de 2", com pressão de trabalho 10.000 psi entre a Unidade de Bombeio de Alta Pressão (Anexo I – Seção J) e a Área de Preparação e Teste do item 18.2.2. Esta linha deve passar pelo manifold da sonda e possuir uma válvula de bloqueio para teste do equipamento PETROBRAS.</p> <p>18.2.4.1. Uma linha rígida adicional com as mesmas características acima, saindo da Unidade de Bombeio de Alta Pressão (Anexo I – Seção J), deve ser fornecida caso haja necessidade operacional de posicionar o carretel DPR em uma área diferente da especificada.</p>	<p>18.2.4. Provide a rigid line with a minimum ID of 2", with a working pressure of 10,000 psi between the High-Pressure Pumping Unit (Annex I - Section J) and the Preparation and Testing Area of item 18.2.2. This line must pass through the rig manifold and have a blocking valve for testing PETROBRAS equipment.</p> <p>18.2.4.1. An additional rigid line with the same characteristics as above, exiting the High-Pressure Pumping Unit (Annex I - Section J), shall be provided if there is an operational need to position the DPR spool in an area other than that specified.</p>
<p>18.2.5. Para as operações do Sistema DPR devem ser disponibilizados suprimento de ar seco (125 psi) e suprimento elétrico trifásico 440 volts/75 kVA. Para a UTF do Sistema DPR deve ser fornecida também um ponto de alimentação de água industrial.</p> <p>18.2.5.1. Caso a UNIDADE seja do tipo NS, deve ser previsto o mesmo recurso em proa e em popa.</p>	<p>18.2.5. For DPR System operations, dry air supply (125 psi) and three-phase 440 volt/75 kVA electrical supply shall be available. For the UTF of the DPR System, an industrial water supply point shall also be provided.</p> <p>18.2.5.1. If the UNIT is a drillship, the same resource must be provided at bow and stern.</p>



<p>18.2.6. Para as operações com o contêiner do Sistema MUX da ANM, a CONTRATADA deve prover os seguintes itens:</p> <ol style="list-style-type: none">Suprimento de ar seco (125 psi);Suprimento Trifásico (3 fases + terra) com 2,0Kva e tomada de 440V tipo industrial <i>stack</i>;Iluminação de Emergência;Link de vídeo para ROV;Rede e ramais conforme Anexo I – Seção N. <p>18.2.6.1. O contêiner não deve ser posicionado em área classificada ou próximo da área da Planta de Processamento Primário (item 17) e deve estar em local de fácil acesso a rota de fuga.</p>	<p>18.2.6. For operations with the ANM MUX System container, CONTRACTOR shall provide the following items:</p> <ol style="list-style-type: none">Dry air supply (125 psi);Three-phase supply (3 phases + earth) with 2.0Kva and 440V socket industrial type stack;Emergency lights;Video link to ROV;Network and telephone extensions according to Annex I - Section N. <p>18.2.6.1. The container shall not be positioned in a hazardous area or near the area of the Primary Processing Plant (item 17) and shall be in a location with easy access to the escape route.</p>
<p>18.2.7. Deve ser fornecida uma plataforma elevatória (preferencialmente elétrica), com altura de trabalho de 8 m e capacidade de carga de 350 Kg que possa ser posicionada nos 4 bordos do equipamento. Essa plataforma visa permitir o acesso dos técnicos aos equipamentos e ferramentas durante a preparação destes, inclusive para montagem de HFL e EFL. Não é aceito utilização de andaimes como solução deste item.</p>	<p>18.2.7. A lifting platform (preferably electric) with a working height of 8 m and a load capacity of 350 kg that can be positioned on the 4 sides of the equipment must be provided. This platform aims to allow technicians access to equipment and tools during their preparation, including for HFL and EFL assembly. The use of scaffolding as a solution for this item is not accepted.</p>
<p>18.3. Área de Preparação e Teste de Ferramentas e Equipamentos In Riser: Deck de Carga</p>	<p>18.3. In Riser Tools and Equipment Preparation and Testing Area: Cargo Deck</p>
<p>18.3.1. Deck de preparação e teste de ferramentas e equipamentos para operar no modo In Riser. Deve permitir acesso ao V-door da torre principal ou torre auxiliar (no caso de UNIDADES DTO ou DTD) através de catwalk, TFM ou equipamento similar do Sistema do item 2.10.1-ii. Tem objetivo de preparar os equipamentos para o modo In Riser e posicionar os equipamentos de SCVS para operação In Riser.</p>	<p>18.3.1. Deck for preparation and testing of tools and equipment to operate in In Riser mode. It shall allow access to the V-door of the main derrick or auxiliary derrick (in case of DTO or DTD UNITS) through catwalk, TFM or similar equipment of the System of item 2.10.1-ii. Its purpose is to prepare the equipment for In Riser mode and position the SCVS equipment for In Riser operation.</p>
<p>18.3.2. Área mínima de 98 m² para posicionamento dos equipamentos do sistema DPR e TH com capacidade de carga de 2,5 t/m².</p> <p>18.3.2.1. Caso seja necessário distribuir o peso da ANM e do SCVS, a CONTRATADA deve disponibilizar os equipamentos necessários para permitir posicionamento dos carretéis e a ANM e/ou BAP nesta área com a sua respectiva mesa.</p> <p>18.3.2.2. Caso esta área possua vigas de apoio, a UNIDADE deve possuir passarelas ou escadas portáteis para permitirem o trânsito entre os equipamentos submarinos e do SCVS.</p>	<p>18.3.2. Minimum area of 98 m² for positioning the equipment of the DPR and TH system with a load capacity of 2.5 t/m².</p> <p>18.3.2.1. If it is necessary to distribute the weight of the ANM and SCVS, CONTRACTOR shall provide the necessary equipment to allow positioning of the reels and the ANM and/or BAP in this area with its respective table.</p> <p>18.3.2.2. If this area has support beams, UNIT must have catwalks or portable stairs to allow the transit between subsea and SCVS equipment.</p>
<p>18.3.3. Para as operações do Sistema DPR no modo <i>In Riser</i> devem ser disponibilizados suprimento de ar seco (125 psi) e suprimento elétrico trifásico 440 volts/75 kVA. Para a UTF do Sistema DPR deve ser</p>	<p>18.3.3. For DPR System operations in In Riser mode, dry air supply (125 psi) and three-phase 440 volt/75 kVA electrical supply shall be available. For the UTF of the DPR System, an industrial water supply point shall</p>



<p>fornecida também um ponto de alimentação de água industrial.</p> <p>18.3.3.1. Caso a UNIDADE seja do tipo NS, deve ser previsto o mesmo recurso em proa e em popa.</p>	<p>also be provided.</p> <p>18.3.3.1. If the UNIT is a drillship, the same resource must be provided at bow and stern.</p>
<p>18.3.4. Prover linha rígida com ID mínimo de 2", com pressão de trabalho 10.000 psi entre a Unidade de Bombeio de Alta Pressão (Anexo I – Seção J) e a Área de Preparação e Teste de Equipamentos do item 18.3.2. Esta linha deve passar pelo <i>manifold</i> da sonda e possuir uma válvula de bloqueio para teste do equipamento PETROBRAS.</p> <p>18.3.4.1. Uma linha rígida adicional, com as mesmas características acima, saindo da Unidade de Bombeio de Alta Pressão (Anexo I – Seção J) deve ser fornecida caso haja necessidade operacional de posicionar o carretel DPR em uma área diferente.</p> <p>18.3.4.2. Caso a UNIDADE seja do tipo NS, deve ser previsto o mesmo recurso em proa e em popa.</p>	<p>18.3.4. Provide a rigid line with a minimum ID of 2", with a working pressure of 10,000 psi between the High-Pressure Pumping Unit (Annex I - Section J) and the Equipment Preparation and Testing Area of item 18.3.2. This line shall pass through the rig manifold and have a blocking valve for testing PETROBRAS equipment.</p> <p>18.3.4.1. An additional rigid line, with the same characteristics as above, exiting the High-Pressure Pumping Unit (Annex I – Section J) shall be provided if there is an operational need to position the DPR spool in a different area.</p> <p>18.3.4.2. If the UNIT is a drillship, the same resource must be provided at bow and stern.</p>
<p>18.3.5. Prover cabo de instrumentação elétrica para ligar a HPU a cabine do sondador para o monitorar o PDG. O cabo deve ter 8 vias em pares trançados de 2,5 mm², no mínimo, e classe de tensão 0,6 - 1kV. Demais requisitos conforme IEC 60228 e NBR 5410.</p>	<p>18.3.5. Provide electrical instrumentation cable to connect the HPU to the driller cabin to monitor the PDG. The cable shall have 8 ways in twisted pairs of at least 2.5 mm² and voltage class 0.6 - 1kV. Other requirements according to IEC 60228 and NBR 5410.</p>
<p>18.3.6. Prover 3 olhais de 15 t e um olhal de 10 t em cada <i>V-door</i>, para permitir o içamento da polia do UEH do SCVS e PDG. Cada olhal deve possuir recurso <i>back-up</i> de içamento (olhal e/ou cinta).</p>	<p>18.3.6. Provide 03 (three) 15 t and 01 (one) 10 t pad eyes on each V-door, to allow for lifting the UEH pulley of the SCVS and PDG. Each pad eye shall have a back-up lifting feature (pad eye and/or strap).</p>
<p>18.3.7. Prover recurso para trabalho em altura na ANM e/ou BAP. O recurso deve permitir acesso ao topo e aos 4 lados dos equipamentos. Não é aceita a utilização de andaimes. Pode-se utilizar o mesmo equipamento do item 18.2.7.</p>	<p>18.3.7. Provide resource for work at height at ANM and/or BAP. The resource must allow access to the top and 4 sides of the equipment. The use of scaffolding is not accepted. The same equipment as in item 18.2.7 can be used.</p>
<p>18.4. Requisitos Adicionais</p>	<p>18.4. Additional Requirements</p>
<p>18.4.1. A UNIDADE deve disponibilizar roletes e suportes para proteção dos umbilicais do sistema de controle dos Equipamentos Submarinos (Umbilical Eletro-hidráulico) quando em contato com "guarda corpos" ou quina viva nas operações no Moon pool, Drill Floor e Main Deck.</p>	<p>18.4.1. UNIT shall provide rollers or pipe rollers and supports to protect DPR umbilical's avoiding contact with handrail or sharp edges while working in moon pool, drill floor and main deck.</p>
<p>[Item 18.4.2 será solicitado conforme necessidade do projeto e conveniência da PETROBRAS.]</p>	<p>[Item 18.4.2 will be requested as needed by the project and PETROBRAS' convenience.]</p>
<p>18.4.2. A UNIDADE deve fornecer transponder para acoplamento na stress joint ou DPR de 6 5/8" [OU 7"] para as operações no modo Open Sea.</p>	<p>18.4.2. UNIT shall provide a transponder to attach to the stress joint or 6 5/8" [or 7"] drill pipe riser for open sea activities.</p>