

指导性文件
GUIDANCE NOTES
GD20-2017



中国船级社
海上钻井装置检验指南

2017

生效日期：2017年10月23日

北京

目 录

第 1 章 通则	1
第 1 节 一般规定	1
第 2 节 定义和缩写	2
第 3 节 接受标准	4
第 2 章 检验和发证	10
第 1 节 一般规定	10
第 2 节 设计审查	11
第 3 节 产品检验	33
第 4 节 建造检验	42
第 5 节 保持证书有效性的检验	44
第 6 节 建造后/在役钻井装置的初次检验	47
第 3 章 钻井系统和设备	48
第 1 节 一般规定	48
第 2 节 设计原则	48
第 3 节 设计载荷条件	51
第 4 节 结构	52
第 5 节 井控系统	53
第 6 节 钻井隔水管系统	60
第 7 节 钻井补偿系统	61
第 8 节 散料、钻井液循环、净化和固井系统	62
第 9 节 提升、旋转、管子处理和水下设备处理系统	64
第 10 节 油气井测试系统	67
第 11 节 钻井装置控制系统	69
第 12 节 载人升降设备	70
第 13 节 承压设备	72
第 14 节 橇装设备	73
第 4 章 钻井系统管路	75
第 1 节 一般规定	75
第 2 节 管路的设计	75
第 3 节 管件、阀门和支撑	79
第 4 节 管路连接	80
第 5 节 柔性管/软管	81
第 6 节 高压管路特殊要求	82
第 5 章 电气和控制系统	84
第 1 节 一般规定	84
第 2 节 电气设备及控制系统	84
第 6 章 材料、焊接和无损检测	93
第 1 节 一般规定	93
第 2 节 结构承载部件	93

第 3 节	机械承载部件.....	95
第 4 节	承压设备及管路部件.....	95
第 5 节	铸锻件.....	96
第 6 节	焊接.....	98
第 7 节	无损检测.....	101
第 8 节	防腐保护.....	102
第 7 章	特殊钻井装置.....	104
第 1 节	一般规定.....	104
第 2 节	海上模块式钻井装置.....	104
第 3 节	连续管钻修装置.....	105
第 4 节	控压钻井装置.....	109
第 5 节	海上工程钻机.....	111

第 1 章 通则

第 1 节 一般规定

1.1.1 一般要求

1.1.1.1 本指南适用于安装在船舶或海上设施上的钻井装置的设计、制造、试验和检验。

1.1.1.2 海上钻井装置及其系统和设备的设计、制造、试验和检验应符合本指南的规定。此外还应符合中国船级社（CCS）相关规范的适用要求。这些规范包括《海上移动平台入级规范》、《海上浮式装置入级规范》、《浅海固定平台建造与检验规范》、《钢质海船入级规范》和《材料与焊接规范》等。

1.1.1.3 海上钻井装置应符合具有管辖权的国家政府的有关规定。中国政府的现行有关规定包括：《海上移动平台法定检验技术规则》、《海上固定平台安全规则》和《海洋石油安全管理细则》等。

1.1.2 范围

1.1.2.1 本指南涉及与海上钻井、完井作业有关的系统和设备的安全，不涉及海上钻井装置的操作。

1.1.2.2 本指南涉及的系统和设备包括：

- (1) 结构，包括井架/轻便井架、底座、火炬臂、模块及橇块结构；
- (2) 井控系统；
- (3) 散料系统、钻井液（泥浆）系统和固井系统；
- (4) 钻井补偿系统；
- (5) 提升、旋转和管子处理/水下设备处理系统；
- (6) 钻井隔水管系统；
- (7) 油气井测试系统；
- (8) 连续管钻修装置；
- (9) 其他支持系统，例如电气系统、控制系统和管路系统。

1.1.2.3 海上钻井装置的防火、防爆、防污染和灯光信号应符合其所在船舶或海上设施适用的法规、规则、规范和标准。

1.1.2.4 本指南对海上钻井装置管路系统和电气与控制系统的适用范围见本指南第 4 章 4.1.1 和第 5 章 5.1.1 的规定。

1.1.2.5 海上修井装置可参照本指南的适用要求。

1.1.2.6 钻井作业专用的载人升降设备应符合本指南第 3 章第 12 节的规定，其他起重设备（如基座式起重设备、桥架式起重设备等）应符合 CCS《船舶与海上设施起重设备规范》或接受标准的适用规定。

1.1.3 等效与免除

1.1.3.1 当海上钻井装置与本指南的要求不一致，且需要等效与免除本指南的规定时，等效与免除申请方应在海上钻井装置建造、改造施工或本章第 6 节规定的建造后/在役钻井装置的初次检验之前，以书面文件证明或表明该海上钻井装置至少与本指南要求的海上钻井装置具有同等的安全水准，并经各相关方和 CCS 同意。

1.1.4 风险评估的应用

1.1.4.1 对于新颖设计的钻井装置、系统或设备，如果钻井装置的所有者或其代理人对钻井装置或其中的系统及设备进行风险评估，经 CCS 对其风险评估文件进行审核认为满意之后，则风险评估中采用的风险控制方案及措施可代替本指南的全部或部分规定。风险评估的详细要求见本指南第 3 章第 2 节 3.2.5。

第 2 节 定义和缩写

1.2.1 定义

除另有规定外，本指南采用下列定义：

(1) 钻井装置：系指与钻井作业有直接关联的全部设备和系统的总称，其具体范围见本指南 1.1.2 的规定。

(2) 海上设施：本指南所指海上设施系指其上安装钻井装置从事海上钻井、完井、修井或油气井测试作业的浮动式、固定式设施或其他种类的海上设施。

(3) 验证：系指对海上钻井装置在全生命周期内各个阶段的系统、独立的检查/审查，以确认该装置是否符合和/或继续符合技术规范的某些或全部要求。

(4) 鉴定检验：按照委托方的要求在各相关方同意的范围内，通过检查和试验进行符合性校核，以确认合同规定的各项已满足要求。这些要求一般为公认的规范及标准、业界标准和/或本指南。检验合格后，CCS 将签发相应的检验证明文件。

(5) 发证检验：按照主管机关的规定，应委托方的要求进行的验证。用以确定主管机关的规定和合同规定的各项要求得到满足。主管机关的规定是其颁布的法规或规章要求。合同规定的要求一般为公认的规范及标准、业界标准和/或本指南，以及委托方提出的不低于法规或规章规定的附加要求。检验完成时 CCS 将签发有关的证书和提供/签署有关的检验文件。

(6) 法定检验：按照主管机关的规定进行的验证，以确认满足规定的要求。检验完成时 CCS 将按照授权的范围签发有关的法定证书和提供/签署有关的检验文件。

(7) 入级检验：按照本指南和 CCS 相关的规范进行验证，确认已满足规定的要求。检验完成时 CCS 将签发 CCS 入级证书和提供/签署有关的检验文件。

(8) 关键系统：系指需连续运转的系统，该系统是阻止事故的进一步发展，对人员、环境、装置进行保护所必需的，包括隔水管及其张紧系统、升沉补偿系统、提升系统和 MPD 压力控制系统等。

(9) 关键功能：系指如果丧失或者失效会立即导致人员、环境或者设施处于危险中的功能。

(10) 重要系统：系指确保装置可靠运行，并维持装置在操作限制之内的系统，包括旋转系统、管子处理系统、防喷器处理系统以及钻井液循环、净化和固井系统等。

(11) 重要功能：系指如果丧失或失效可能损害人员、环境或者设施的安全性，但不会造成即刻的危险的功能。

(12) 非重要系统：除关键系统和重要系统之外的系统。

(13) 安全系统：系指用于防止、探测或警告不利事件、非正常状况或事故发生，或减轻其后果的系统，包括井控系统、压力保护系统、油气井测试系统中的关闭系统和放泄系统、应急关断系统和越控保护系统、MPD 中的安全控制系统、火灾和气体探测报警系统、消防系统（例如保护钻台的水喷淋系统）等。

(14) 安全功能：系指用于防止、探测或者警告事故或不正常情况的功能，或者 / 并且

减轻其后果的功能。

(15) 高温高压 (HPHT) 井: 系指井口的潜在压力大于 103.42MPa (15000psi) 或是井口的潜在流动温度大于 177°C (350°F) 的井。

(16) 控压钻井 (MPD): 系指一种在整个井眼内精确控制环空压力, 使井底压差处于微过平衡状态的一种钻井工艺。

(17) 油气井屏障: 系指用于阻止井流不受控制的从地层向其他地层或井口流动的一个或者几个独立的元件。属于油气井屏障的钻井设备包括防喷器、分流器、隔水管等。此外油气井屏障还包括油气井中的钻井液、套管、水泥环等。

(18) 蓄能器 (又称储能瓶、储能器): 系指一个充有高压空气或氮气的压力容器, 用于储存带压的液压能量。

(19) 自动剪切系统: 系指防喷器控制系统中, 用于在 LMRP 解脱的情况下自动关闭井眼的系统。当自动剪切模式开启时, 解脱 LMRP 将引起防喷器剪切闸板关闭。

(20) 辅助管路: 系指安装在钻井隔水管主管侧面, 除节流和压井管路之外的管路, 例如液压输送管路、浮筒控制管路, 泥浆增压管路等。

(21) 自动关闭系统: 系指防喷器控制系统中, 用于当两个水下控制盒的液压供给和信号 (控制和通信) 能力同时失去时自动关闭井眼的系统。

(22) 水平到垂直的设备: 系指用于将钻井管具从水平位置变为垂直位置, 或者从垂直位置变为水平位置的设备, 以便于拆、接立根和管具操作。

(23) 铁钻工: 由旋扣器和大钳 (扭矩扳手) 组成的自动化设备, 用于在钻井作业过程中拆、接钻井管具。

(24) 隔水管下部总成 (LMRP): 是防喷器组的一个部分, 通常包括 LMRP 连接器、一个或多个环形防喷器、下部挠性接头、隔水管适配器和多路控制盒。

(25) 井口连接器: 系指用于将水下防喷器组牢固的锁定于井口头上的液压连接器。

(26) 关键载荷路径: 系指提升系统或起重设备中承受、传递主要载荷的路径。

1.2.2 缩写

除另有规定外, 本指南采用的缩写如下:

AISC——美国钢结构学会;

ANSI——美国国家标准学会;

API——美国石油学会;

ASME——美国机械工程师协会;

ASTM——美国材料与试验协会;

BHA——底部钻具组合;

BHP——井底压力;

BOP——防喷器;

CCS——中国船级社;

DAT——直接作用式隔水管张紧器;

DES——钻井设备系统模块;

DSM——钻井支持系统模块;

ECD——当量循环密度;

ESD——应急关断;

FMEA——失效模式与影响分析;

FMECA——失效模式影响和危害性分析;

GB——中国国家标准;

HAZID——危险源识别；
 HAZOP——危险与可操作性分析；
 IEC——国际电工技术委员会；
 ISO——国际标准化组织；
 LMRP——隔水管下部总成；
 MAWP——最高许用工作压力；
 MPD——控压钻井；
 NACE——美国防腐蚀工程师协会；
 NDE——无损检测；
 PAUT——相控阵；
 PFD——工艺流程图；
 P&ID——管路及仪表流程图；
 PMS——计划保养系统；
 P-Tank——散料罐；
 QA/QC——质量保证/质量控制；
 RWP——额定工作压力；
 SCR——可控硅控制器；
 SWL——安全工作负荷；
 SY——中国石油天然气行业标准；
 TOFD——衍射时差。

第 3 节 接受标准

1.3.1 一般要求

1.3.1.1 本节所列标准为 CCS 所接受的标准。除经专门同意外，接受标准中所有适用要求均应加以采用。当接受标准与本指南要求存在不一致时，应以本指南要求为准。

1.3.1.2 本节所列接受标准以外的其他标准也可使用，条件是应证明具有与本指南要求相当或更高的安全水准，并事先经 CCS 同意。

1.3.1.3 任何与设计标准之间的一致，以及对设计标准要求的免除及更改均应在设计文件中明文说明，并经业主和 CCS 同意。

1.3.1.4 应采用钻井装置所有者或其代理人或制造厂/商签订制造合同之日已生效的最新版标准，否则应在合同中予以明确规定。

1.3.2 接受标准

1.3.2.1 本指南接受的国际标准、中国国家标准、行业标准和国外标准如下：

ISO 5817	Welding-Fusion-welded joints in steel, nickel, titanium and their alloys (beam welding excluded) – Quality levels for imperfections
ISO 10423	Petroleum and natural gas industries - Drilling and production equipment - Wellhead and christmas tree equipment
ISO 10424	Petroleum and natural gas industries - Rotary drilling equipment
ISO 13501	Petroleum and natural gas industries -- Drilling fluids -- Processing equipment evaluation

ISO 13533	Petroleum and natural gas industries-Drilling and production equipment-Drill-through equipment
ISO 13534	Petroleum and natural gas industries - Drilling and production equipment - Inspection, maintenance, repair and remanufacture of hoisting equipment
ISO 13624-1	Petroleum and natural gas industries - Drilling and production equipment - Part 1: Design and operation of marine drilling riser equipment
ISO/TR 13624-2	Petroleum and natural gas industries - Drilling and production equipment - Part 2: Deepwater drilling riser methodologies, operations, and integrity technical report
ISO 13625	Petroleum and natural gas industries -- Drilling and production equipment -- Marine drilling riser couplings
ISO 14693	Petroleum and natural gas industries - Drilling and well servicing equipment
ISO 15156	Petroleum and natural gas industries - Materials for use in H ₂ S – containing environments in oil and gas production
ISO/NP TS 16339	Drilling and production equipment – Well control equipment for HP/HT drilling operations
ISO 17776	Guidelines on Tools and Techniques for Hazard Identification and Risk Assessment
ISO 18647	Petroleum and natural gas industries -Modular Drilling Rigs for Offshore Fixed Platforms
IEC 60079	Explosive Atmospheres
IEC 60529	Degrees of protection provided by enclosures (IP Code)
IEC 60793	Fibres Optiques
IEC 60794	Optical Fibre Cables
IEC 61508	Functional Safety of Electrical/Electronic/Programmable Electronic Safety-related Systems
GB/T 15972	光纤总规范
GB/T 17744	石油天然气工业 钻井和修井设备
GB/T 19190	石油天然气工业 钻井和采油提升设备
GB/T 19832	石油天然气工业 钻井和采油提升设备的检验、维护、修理和修复
GB/T 20174	钻井和采油设备 钻通设备
GB/T 20972	石油天然气工业 油气开采中用于硫化氢环境的材料
GB/T 22512	石油天然气工业 旋转钻井设备
GB/T 22513	石油天然气工业 钻井和采油设备 井口装置和采油树
GB/T 23505	石油钻机 and 修井机
GB/T 23507	石油钻机用电气设备规范
GB/T25428	石油天然气工业 钻井和采油设备 钻井和修井井架、底座
GB/T 25429	钻具止回阀规范
GB/T25430	钻通设备 旋转防喷器规范
GB/T 29549	海上石油固定平台模块钻机
GB/T 30217.1	石油天然气工业 钻井和采油设备 第 1 部分：海洋钻井隔水管设备的设计和制造
GB/T 30217.2	石油天然气工业 钻井和采油设备 第 2 部分：深水钻井隔水管的分析方法、操作和完整性

GB/T 31409	石油钻机顶部驱动钻井装置
GB/T 32338	石油天然气工业 钻井和修井设备 钻井泵
GB/T 8423	石油钻采设备及专用管材词汇
GB 3836	爆炸性气体环境用电气设备通用要求
GB 150	压力容器
GB 151	热交换器
SY/T 5027	石油钻采设备用气动元件
SY/T 5049	钻井和修井卡瓦
SY/T 5053.2	钻井井口控制设备及分流设备控制系统规范
SY/T 5074	钻井和修井动力钳、吊钳
SY/T 5080	石油钻机和修井机用转盘
SY/T 5141	石油钻机用离心涡轮液力变矩器
SY/T 5170	石油天然气工业用钢丝绳
SY/T 5244	钻井液循环管汇
SY/T 5323	节流和压井系统规范
SY/T 5525	旋转钻井设备 上部和下部方钻杆旋塞阀
SY/T 5530	石油钻机和修井机用水龙头
SY/T 5532	石油钻机绞车
SY/T 5612	石油钻井液固相控制设备规范
SY/T 5676	石油钻采机械产品用高压锻件技术条件
SY/T 6113	修井用气动卡盘
SY/T 6117	石油修井机使用与维护
SY/T 6160	防喷器检查和维修
SY/T 6185	三缸单作用钻井泵主要易损件技术条件
SY/T 6295	石油钻采设备可靠性、维修性预计方法
SY/T 6223	钻井净化设备配套、安装、使用和维护
SY/T 6326	石油钻机和修井机井架底座承载能力检测评定方法及分级规范
SY/T 6327	石油钻采机械产品型号编制方法
SY/T 6367	钻井设备的检验、维护、修理和修复程序
SY/T 6407	旋转钻井钻柱构件规范
SY/T 6408	钻井和修井井架、底座的检查、维护、修理与使用
SY/T 6497	石油钻机用万向联轴器
SY/T 6558	海上石油钻井和采油隔水导管
SY/T 6584	车装钻机
SY/T 6586	石油钻机现场安装及检验
SY/T 6622	评价钻井液处理系统推荐作法
SY/T 6667	分流器系统设备及作业推荐作法
SY/T 6680	石油钻机和修井机出厂验收规范
SY/T 6724	石油钻机和修井机基本配置
SY/T 6726	石油钻机顶部驱动装置
SY/T 6727	石油钻机液压盘式刹车
SY/T 6731	石油天然气工业 油气田用带压作业机
SY/T 6745	端部连接耐火试验规范
SY/T 6760	石油钻采设备用气胎离合器

SY/T 6761	连续管作业机
SY/T 6776	海上生产设施设计和危险性分析推荐作法
SY/T 6801	石油钻机液压盘式刹车安装、使用与维护
SY/T 6803	海洋修井机
SY/T 6868	钻井作业用防喷设备系统推荐作法
SY/T 6870	石油钻机顶部驱动装置安装、调试与维护
SY/T 6871	石油钻井液固相控制设备安装、使用、维护和保养
SY/T 6873	石油钻采装备用液力变速器
SY/T 6913	海洋钻井隔水管设备规范
SY/T 6917	石油天然气工业 钻井和采油设备 海洋钻井隔水管接头
SY/T 6918	石油天然气工业 钻井和修井设备 钻井泵
SY/T 6919	石油钻机和修井机涂装规范
SY/T 6958	低温石油钻机和修井机
SY/T 7010	井下作业用防喷器
SY/T 7012	连续油管井控设备系统
SY/T 7018	控压钻井系统
SY/T 7088	钻井泵的安装、使用及维护
SY/T 7332	钻井和修井吊卡
SY/T 10024	井下安全阀系统的设计、安装、修理和操作
SY/T10033	海上生产平台 基本上部设施安全系统的分析、设计、安装和测试的推荐作法
SY/T 10006	海上井口地面安全阀和水下安全阀规范
SY/T 10042	海上生产平台管道系统的设计与安装的推荐作法
SY/T 10010	海上生产平台电气系统的设计与安装的推荐作法
SY/T 10034	敞开式海上生产平台防火与消防的推荐作法
API RP 2A-WSD	Planning, Designing and Constructing Fixed Offshore Platforms - Working Stress Design
API Spec 2C	Offshore Pedestal Mounted Cranes
API RP 2X	Ultrasonic and Magnetic Examination of Offshore Structural Fabrication and Guidelines for Qualification of Technicians
API Spec 4F	Drilling and Well Servicing Structures
API Spec 5D	Drill Pipe
API Spec 5L	Specification for Line Pipe
API Spec 6A	Wellhead and Christmas Tree Equipment
API Spec 6AV1	Verification Test of Wellhead Surface Safety Valves and Underwater Safety Valves for Offshore Service
API Spec 6DSS	Specification for Subsea Pipeline Valves
API Spec 7-1	Rotary Drill Stem Elements
API Spec 7B-11C	Internal Combustion Reciprocating Engines for Oil Field Service
API Spec 7F	Oil-Field Chain and Sprockets
API Spec 7K	Drilling and Well Servicing Equipment
API RP 7L	Procedures for Inspection, Maintenance, Repair, and Remanufacture of Drilling Equipment
API Spec 7NRV	Specification for Drill String Non-return Valves

API RP 8B	Recommended Practice for Procedures for Inspection, Maintenance, Repair, and Remanufacture of Hoisting Equipment
API Spec 8C	Drilling and Production Hoisting Equipment
API Spec 9A	Wire Rope
API RP 9B	Application, Care, and Use of Wire Rope for Oil Field Service
API Spec 12J	Oil and Gas Separators
API Spec 12K	Indirect-type Oil-Field Heaters
API RP 13C	Recommended Practice on Drilling Fluids Processing Systems Evaluation
API Spec 14A	Subsurface Safety Valve Equipment
API RP 14B	Design, Installation, Operation and Redress of Subsurface Safety Valve Systems
API RP 14C	Analysis, Design, Installation and Testing of Basic Surface Systems on Offshore Production Platforms
API RP 14E	Design and Installation of Offshore Production Platform Piping Systems
API RP 14F	Design and Installation of Electrical Systems for Fixed and Floating Offshore Petroleum Facilities for Unclassified and Class I, Division 1 and Division 2 Locations
API RP 14G	Fire Prevention and Control on Fixed Open Type Offshore Production Platforms
API RP 14J	Design and Hazards Analysis for Offshore Production Facilities
API TR 1PER 15K-1	Protocol for Verification and Validation of High-pressure High-temperature Equipment
API Bul 16J	Comparison of Marine Drilling Riser Analysis
API Spec 16A	Drill Through Equipment
API Spec 16C	Choke and Kill Systems
API Spec 16D	Control Systems for Drilling Well Control Equipment and Control Systems for Diverter Equipment
API Spec 16F	Marine Drilling Riser Equipment
API RP 16Q	Design, Selection, Operation and Maintenance of Marine Drilling Riser Systems
API Spec 16R	Marine Drilling Riser Couplings
API RP 16RCD	Specification for Drill Through Equipment – Rotating Control Devices
API RP 16ST	Coiled Tubing Well Control Equipment Systems
API RP 17A	Design and Operation of Subsea Production Systems – General Requirements and Recommendations
API RP 17B	Flexible Pipe
API Spec 17D	Subsea Wellhead and Christmas Tree Equipment
API Spec 17E	Subsea Production Control Umbilicals
API Spec 17F	Subsea Production Control Systems
API Spec 17J	Unbonded Flexible Pipe
API Spec 17K	Bonded Flexible Pipe
API RP 17G	Design and Operation of Completion/Workover Riser Systems
API RP 17H	Remotely Operated Vehicles (ROV) Interfaces on Subsea Production Systems

API RP 17W	Recommended Practice for Subsea Capping Stacks
API Std 53	Blowout Prevention Equipment Systems for Drilling Operations
API RP 59	Well Control Operations
API RP 64	Diverter Systems Equipments and Operations
API RP 500	Classification of Locations for Electrical Installations at Petroleum Facilities Classified as Class I, Division 1 and Division 2
API RP 505	Classification of Locations for Electrical Installations at Petroleum Facilities Classified as Class I, Zone 0, Zone 1 and Zone 2
API Std 520	Sizing, Selection, and Installation of Pressure-Relieving Systems in Refineries, Part I – Sizing and Selection
API Std 521	Pressure Relieving and Depressuring Systems
API Std 530	Calculation of Heater Tube Thickness in Petroleum Refineries
API Std 610	Centrifugal Pumps for Petroleum, Petrochemical and Natural Gas Industries
API Std 2000	Venting Atmospheric and Low-Pressure Storage Tanks
API RP 2003	Protection Against Ignitions Arising Out of Static, Lightning and Stray Contents
ASME BPVC Sec. VIII	Div. 1 Rules for Construction of Pressure Vessels Div. 2 Alternative Rules for Construction of Pressure Vessels Div. 3 Rules for Construction of high Pressure Vessels
ASME B31.3	Process Piping
ASTM A143	Standard Practice for Safeguarding Against Embrittlement of Hot-Dip Galvanized Structural Steel Products and Procedure for Detecting Embrittlement
ASTM A153	Standard Specification for Zinc Coating (Hot-Dip) on Iron and Steel Hardware
ASTM A384	Standard Practice for Safeguarding Against Warpage and Distortion During Hot-Dip Galvanizing of Steel Assemblies
ASTM A385	Standard Practice for Providing High-Quality Zinc Coating (Hot-Dip)
ASTM A388	Standard Practice for Ultrasonic Examination of Heavy Steel Forgings
AISC	Manual of Steel Construction
AWS D1.1	Structural Welding Code – Steel
NACE MR0175	Materials for Use in H ₂ S-Containing Environments in Oil and Gas Production

第 2 章 检验和发证

第 1 节 一般规定

2.1.1 一般要求

2.1.1.1 本章规定了 CCS 对海上钻井装置进行检验的具体要求。这些检验的类型为本指南第 1 章第 2 节定义的法定检验、入级检验、发证检验和鉴定检验。

2.1.2 入级检验

2.1.2.1 经钻井装置的所有者或其代理人申请，如果在入 CCS 级的船舶或海上设施上所安装的钻井装置符合本指南的规定，且其设计、制造、安装及试验是由 CCS 检验并使 CCS 满意，则上述入 CCS 级的船舶或海上设施可授予附加标志“DRILL”。

2.1.2.2 入级业务、入级条件和入级程序见钻井装置所在船舶或海上设施适用的 CCS 入级规范或指南。

2.1.2.3 保持入级附加标志的条件：

(1) 应按本指南的规定进行各种检验，确认其技术状况仍然符合所授予的入级附加标志的规定。

(2) 海上钻井装置应由有资质的人员进行良好的维护、管理和操作；遵循作业及试验程序；作业载荷和环境条件应限制在规定的的设计范围内。

(3) 任何可能影响所授入级附加标志的损坏、故障及修理，应及时通知本社，本社将进行评估和/或检验并提出要求和意见。

2.1.3 发证检验

2.1.3.1 经钻井装置的所有者或其代理人申请，CCS 作为发证检验方依据本指南和/或适用的规范及标准，对钻井装置或其中的系统及设备进行发证检验或鉴定检验（包括设计审查、制造安装检验及试验）。对符合上述检验依据的钻井装置或其中的系统及设备，CCS 签发相应的证书和必要的文件。

2.1.3.2 CCS 的发证条件和发证程序应符合钻井装置所在船舶或海上设施适用规则或规范的相应规定。

2.1.3.3 保持符合证书有效的条件：

(1) 应按本指南的规定进行各种检验，确认其技术状况仍然符合本指南的相关规定；

(2) 满足本节 2.1.2.3 (2) 和 (3) 的要求。

2.1.4 法定检验

2.1.4.1 法定检验将依据中国政府颁布的《海上移动平台法定检验技术规则》相关规定进行。

2.1.4.2 本指南的技术要求如与中国政府的最新生效的规则要求不一致时，申请检验的钻井装置应首先满足中国政府规则的要求。

2.1.4.3 设置在外国籍船舶或海上设施的钻井装置，如向 CCS 申请法定检验，则 CCS 将按照中国政府的相关要求执行检验。

2.1.5 鉴定检验

应委托方的申请，CCS 可按本指南的规定或按委托方指定的标准对钻井装置或其中的部分设备进行鉴定检验。检验合格后，CCS 将签发相应的检验证明文件。

第 2 节 设计审查

2.2.1 一般要求

2.2.1.1 开工前，检验申请人应将本节规定的设计文件提交 CCS 审查，必要时，CCS 可要求扩大送审设计文件的范围。

2.2.1.2 工艺性文件及试验大纲均应提交 CCS 审查。

2.2.1.3 已批准的设计文件如有原则性的修改或补充，申请人应将修改或补充部分重新提交审查。

2.2.1.4 提交审查的设计文件应注明审查所必需的尺寸、技术数据和其他信息，详细要求见本节 2.2.2。

2.2.1.5 凡经 CCS 认可的产品，其设计文件可不必送审。

2.2.2 需送审的设计文件

需要提交审查的设计文件应符合表 2.2.2 的要求。

海上钻井装置送审设计文件汇总表

表 2.2.2

编号	系统/设备名称	子系统名称/总体	设计文件名称 ¹	设计文件应包含的内容和信息 ²	备注
2.2.2.1	钻井系统总体	(1) 总体	①钻井装置所在船舶或海上设施的总布置图	各层甲板平面视图、含有标高的立面图、主要设备和结构的布置位置、主要设备的名称或设备位号。	如适用。
			②钻井装置平、立面布置图	1) 所有钻井设备和结构的名称和位置； 2) 钻井系统所有控制盘/站的位置； 3) 火、气探测和消防控制站的位置； 4) 油气井测试设备的位置； 5) 逃生路线和出口及集合站的位置； 6) 围蔽处所的空气吸入口、排出口、门窗等的位置； 7) 通风布置。	
			③钻井系统及其子系统的HAZOP和/或HAZID分析报告	所有辨识出的危险源及相应的安全防护措施。分析表和分析所用的PID图纸。	如适用，按照本指南1.1.4.1的要求所进行的风险分析，其报告必须送审。
			④钻井系统、子系统、设备或部件的FMEA/FMECA等风险分析报告及验证确认程序	1) 辨识出的失效模式及其影响、安全防护措施； 2) FMEA表、CA表或FMECA表； 3) FMEA验证确认程序。	如适用，按照本指南1.1.4.1的要求所进行的风险分析，其报告必须送审。
			⑤钻井装置设计规格书	钻井装置的型式、系统组成、主要参数。	
2.2.2.2	井控系统	(1) 总体	①井控系统和设备的布置图	井控系统中各设备的位置。	如果已在2.2.2.1的总布置图中表达清楚，则该图纸可免于提交。
			②井控系统及其子系统FMEA/FMECA等风险分析报告及验证确认程序	1) 辨识出的井控系统及其子系统失效模式及其影响、安全防护措施； 2) FMEA表、CA表或FMECA表； 3) FMEA验证确认程序。	如适用，如果已包含于2.2.2.1中的FMEA/FMECA报告和确认程序之中，则该报告和程序可免于提交。
		(2) 防喷器系统及设备	①防喷器系统设计基础	1) 水上和水上BOP的井控系统和设备的技术描述； 2) 设计参数：额定压力、额定温度（最高/最低）；	

海上钻井装置送审设计文件汇总表

表 2.2.2

编号	系统/设备名称	子系统名称/总体	设计文件名称 ¹	设计文件应包含的内容和信息 ²	备注
2.2.2.2	井控系统	(2) 防喷器系统及设备	①防喷器系统设计基础	<ul style="list-style-type: none"> 3) P&ID 图; 4) 关断逻辑; 5) 控制体系的细节: 主控制、第二控制、应急控制等; 6) 设备技术规格书和数据表; 7) 设计中参考的规范、标准和指南。 	
			②单台防喷设备 (包括防喷器、钻井四通、井口连接器等) 的设计文件	<ul style="list-style-type: none"> 1) 设计参数: 额定压力 (额定工作压力/最大允许工作压力或设计压力)、额定温度 (最低/最高)、载荷、最大水深和作业工况等; 2) 总装配图和承压件、控压件零件图; 3) 材料规格书和材料性能; 4) 承压件设计分析或计算书; 5) 防喷器 (环形和闸板) 的技术描述, 这包括所封闭/剪切钻杆尺寸、工具接头、套管、线缆因素的说明性文件和防喷器最大最小能力的证明; 6) 用于证明剪切闸板在设计条件下对各种管子 (尺寸、等级、强度等) 和线缆剪切能力的文件; 7) 所采用标准要求型式试验数据; 8) 制造说明书。 	
			③防喷器组设计文件	<ul style="list-style-type: none"> 1) 所封闭/剪切钻杆尺寸、工具接头、套管、线缆因素的说明性文件和防喷器最大最小能力的说明和证明; 2) 针对防喷器组合的风险分析; 3) 防喷器组装配图, 图中应清楚地表达: 防喷器组合、结构框架细节、吊点/附件、蓄能器、控制盒、阀 	

海上钻井装置送审设计文件汇总表

表 2.2.2

编号	系统/设备名称	子系统名称/总体	设计文件名称 ¹	设计文件应包含的内容和信息 ²	备注
2.2.2.2	井控系统	(2) 防喷器系统及设备	③防喷器组设计文件	门、管道、接头和跨接管等； 4) 防喷器结构框架和吊装附件的设计细节和结构分析； 5) 材料规格书和材料性能； 6) 制造说明书。	
			④防喷器控制系统的设计文件	1) 控制设备和控制盘在平台上的位置； 2) 压力释放阀的布置、尺寸、材料、背压和泄放量计算； 3) 其他需提交的控制系统文件和信息要求见本节 2.2.2.11。	
			⑤电气系统和设备的设计文件	见本节 2.2.2.10。	
			⑥压力容器、蓄能器和液/气缸的设计文件	见本节 2.2.2.12。	
			⑦管道、阀和管件设计文件	见本节 2.2.2.13。	
			⑧柔性管和液压软管的设计文件	见本节 2.2.2.14。	
			⑨制造说明书	见本节 2.2.2。	
		(3) 隔水管下部总成	①设计基础	1) 隔水管下部总成的技术说明； 2) 设备技术规格书和数据表； 3) 所有设计和操作工况的载荷情况和限制条件； 4) 设计参考、规范、标准或指南； 5) 隔水管下部总成的设计分析方法，包括使用的计算机数据模型和程序； 6) 用于钻井隔水管整体分析的模型。	适用于浮式钻井装置

海上钻井装置送审设计文件汇总表

表 2.2.2

编号	系统/设备名称	子系统名称/总体	设计文件名称 ¹	设计文件应包含的内容和信息 ²	备注
2.2.2.2	井控系统	(3) 隔水管下部总成	②承载部件和承压件设计文件	分析设计计算	
			③设备、部件、控制系统、压力容器、蓄能器、液/气缸、管道、阀门和管件、柔性管和液压软管的设计文件	见本节 2.2.2.2 (2)。	
			④水下控制盒详细设计规格书和布置图	1) 表达出水下控制盒在隔水管下部总成的安装位置； 2) 设计规格书中含部件说明。	
			⑤隔水管下部总成框架设计文件	见本节 2.2.2.2 (3)。	
			⑥材料规格书	材料性能参数。	
			⑦型式试验报告	设计规范所要求的型式试验数据。	
			⑧制造说明书	见本节表 2.2.2 注 6。	
		(4) 节流压井系统和设备	①设计基础	1) 节流压井系统及设备设计说明，其中应包括额定压力（内、外压）、额定温度（最高、低温）在内的设计数据； 2) P&ID 图和系统简图； 3) 设备详细布置； 4) 设备技术说明和数据表； 5) 设计参考资料、规范、标准或指南。	
			②压力释放设备设定值/泄放能力说明	1) 压力释放设备的释放压力设定值； 2) 泄放量说明或计算。	
			③泵的动力设备（如柴油机、马达和电动机）规格书	包含动力设备的主要性能参数、防爆要求及其他与安全相关的信息。	如适用
			④泵的规格书	1) 功率和排量性能参数； 2) 额定工作温度。	
			⑤承载部件的设计文件	见本节 2.2.2.8	

海上钻井装置送审设计文件汇总表

表 2.2.2

编号	系统/设备名称	子系统名称/总体	设计文件名称 ¹	设计文件应包含的内容和信息 ²	备注
2.2.2.2	井控系统	(4) 节流压井系统和设备	⑥电气系统及设备的设计文件	见本节 2.2.2.10。	
			⑦控制系统的设计文件	见本节见 2.2.2.11。	
			⑧管汇和压力容器的设计文件	见本节 2.2.2.12。	
			⑨管道、阀门和管件的设计文件	见本节 2.2.2.13。	
			⑩柔性管的设计文件	见本节 2.2.2.14。	
			⑪型式试验报告	设计规范要求的型式试验数据。	
			⑫制造说明书	见本节表 2.2.2 注 6。	
		(5) 分流设备	①设计基础	1) 分流系统和设备的技术说明, 包括设计参数、额定压力、额定温度 (最高/最低); 2) P&ID 图; 3) 设备技术规格书和数据表; 4) 设计参考资料、规范、标准或指南。	
			②分流器设备图	分流器的形状视图、尺寸、管口位置和部件构成。	
			③电气系统和设备设计文件	见本节 2.2.2.10。	
			④控制系统详细设计	见本节见 2.2.2.2 (2) ⑥。	
			⑤管道、阀门和管件的详细设计	见本节 2.2.2.13。	
			⑥型式试验数据	设计规范要求的型式试验数据。	
			⑦制造说明书	见本节表 2.2.2 注 6。	
		(6) 辅助井控设备 ³	①阀门、管件设计文件	见本节 2.2.2.13 (2)。	
			②制造说明书	见本节表 2.2.2 注 6。	
2.2.2.3	钻井隔水管系统	①设计基础	1) 钻井隔水管系统及部件 (伸缩节、挠性接头、接头等) 的技术描述; 2) 设备技术规格书和数据表;	适用于浮式钻井装置	

海上钻井装置送审设计文件汇总表

表 2.2.2

编号	系统/设备名称	子系统名称/总体	设计文件名称 ¹	设计文件应包含的内容和信息 ²	备注
2.2.2.3	钻井隔水管系统		①设计基础	3) 所有设计和操作工况下的载荷情况和限制条件,用于钻井隔水管系统及其部件设计分析的假设; 4) 设计参考资料、规范、标准或指南; 5) 钻井隔水管系统的设计分析方法,包括使用的计算机模型和计算机程序; 6) 钻井隔水管部件的设计分析方法,包括所使用的由整体隔水管分析得出载荷参数、计算机模型和计算机程序; 7) 钻井隔水管系统支撑装置的报告。报告应包括响应幅值算子(RAOs),钻台、井架和管架以及辅助起重设备的布置。	
			②钻井隔水管整体设计分析报告	包含钻井隔水管整体设计分析及计算过程和结果。	
			③钻井隔水管系统部件设计分析报告	包含钻井隔水管系统部件的设计分析及计算过程和结果。	
			④安装分析报告	包含钻井隔水管在各种工况下,安装、起下过程分析和结果。	
			⑤隔水管单根及其他部件设计图	包含隔水管单根及其他部件的形状视图、尺寸、管口位置、重量和零部件组成等信息。	
			⑥隔水管起下装置、工具设计文件	包含隔水管起下装置、工具的形状视图、尺寸、重量、零部件组成。	
			⑦材料规格书	包含材料性能数据。	
			⑧设计输入数据文件	1) 隔水管组合; 2) 隔水管接头性能; 3) 设计压力和载荷;	如果规定的输入数据已经包含在其他送审的设计文件中,可不必单独提

海上钻井装置送审设计文件汇总表

表 2.2.2

编号	系统/设备名称	子系统名称/总体	设计文件名称 ¹	设计文件应包含的内容和信息 ²	备注
2.2.2.3	钻井隔水管系统		⑧设计输入数据文件	4) 载荷组合（设计、环境、操作、疲劳等）； 5) 设计温度（最高、最低）； 6) 平台运动响应幅值算子（RAOs）； 7) 部件的界面/相互作用； 8) 边界条件/约束； 9) 壁厚选择。	交此设计文件。
			⑨分析结果和评价文件	1) 最大应力； 2) 位移/应变； 3) 屈曲、屈服； 4) 疲劳和断裂分析； 5) 确认结果符合设计衡准。	如果规定的分析结果和评价已经包含在其他送审的设计文件中，则可不单独提交此设计文件。
			⑩机械承载件	见本节 2.2.2.8。	
			⑪电气系统和设备	见本节 2.2.2.10。	
			⑫控制系统	见本节 2.2.2.11。	
			⑬压力容器、蓄能器和液压缸	见本节 2.2.2.12。	
			⑭制造说明书	见本节表 2.2.2 注 6。	
2.2.2.4	导管张紧系统		①系统 PFD 和 P&ID 图		适用于自升式平台上的钻机和固定式平台上的钻机。
			②设计基础	1) 隔水管/导管张紧系统及相关设备和部件的技术描述； 2) 包括额定压力（内部/外部）、额定温度（最高/最低）在内的设计参数； 3) 承载能力指标或技术描述； 4) 设备技术说明和数据表； 5) 设计参考资料、规范、标准或指南。	

海上钻井装置送审设计文件汇总表

表 2.2.2

编号	系统/设备名称	子系统名称/总体	设计文件名称 ¹	设计文件应包含的内容和信息 ²	备注
2.2.2.4	导管张紧系统		③型式试验报告	设计规范所要求的型式试验数据	
			④机械承载件	见本节 2.2.2.8。	
			⑤电气系统和设备	见本节 2.2.2.10。	
			⑥控制系统	见本节 2.2.2.11。	
			⑦压力容器、蓄能器和液压缸	见本节 2.2.2.12。	
			⑧制造说明书	见本节表 2.2.2 注 6。	
2.2.2.5	钻井补偿系统 ⁴		①系统 PFD 和 P&ID 图		适用于浮式钻井装置
			②设计基础	1) 钻井补偿系统和相关联设备的技术描述; 2) 包括额定压力(内/外压)、额定温度(最高/最低)的设计参数; 3) 承载能力指标或技术描述; 4) 设备技术规格书和数据表; 5) 锁定装置的机械和/或液压详细设计; 6) 设计参考资料、规范、标准或指南。	
			③型式试验报告	设计规范要求的型式试验数据。	如适用
			④机械承载件	见本节 2.2.2.8。	
			⑤电气系统和设备	见本节 2.2.2.10。	
			⑥控制系统	见本节 2.2.2.11。	
			⑦压力容器、蓄能器和液压缸	见本节 2.2.2.12。	
			⑧管路和柔性管/软管	见本节 2.2.2.13 和 2.2.2.14。	
			⑨制造说明书	见本节表 2.2.2 注 6。	

海上钻井装置送审设计文件汇总表

表 2.2.2

编号	系统/设备名称	子系统名称/总体	设计文件名称 ¹	设计文件应包含的内容和信息 ²	备注
2.2.2.6	散料、钻井液循环、净化和固井系统		①系统 PFD 和 P&ID 图		
			②设计基础	1) 散料储存系统和泥浆循环、净化和混合系统及所有相关设备（例如，刮泥器、泥浆分配器、除气器、除泥器、除砂器、振动筛和泥浆搅拌器等）的技术描述； 2) 设计参数，包括额定压力（内/外压）、额定温度（最高/最低）等； 3) 压力泄放方案； 4) 设备的技术规格书和数据表； 5) 设计参考资料、规范和标准。	
			③设备图	包含设备的形状视图、尺寸、管口位置、重量和零部件组成等信息。	
			④动力设备（如柴油机、马达和发电机）的规格书。	包含动力设备的主要性能参数、防爆要求及其他与安全相关的信息。	
			⑤泵的规格书	1) 功率和排量性能参数； 2) 额定工作温度。	
			⑥机械承载件	见本节 2.2.2.8。	
			⑦电气系统和设备	见本节 2.2.2.10。	
			⑧控制系统	见本节 2.2.2.11。	
			⑨压力容器、蓄能器和液压缸	见本节 2.2.2.12。	
			⑩制造说明书	见本节表 2.2.2 注 6。	

海上钻井装置送审设计文件汇总表

表 2.2.2

编号	系统/设备名称	子系统名称/总体	设计文件名称 ¹	设计文件应包含的内容和信息 ²	备注
2.2.2.7	提升、起重和管子处理系统/水下设备处理系统	(1) 井架结构	①设计基础	1) 井架结构和相关设备的技术描述； 2) 设备技术说明书； 3) 设计参考资料、规范、标准或指南； 4) 所有设计和操作条件下的载荷工况和限制条件； 5) 井架结构和相关部件分析中所采用的假设； 6) 设计条件，包括：环境条件、操作条件、静态、风暴自存、等待天气、温度（最高/最低）、油田迁航、海域迁航等； 7) 所有设计和操作条件下的组合载荷工况和限制条件； 8) 依据钻台基座和平台浮心之间垂向和横向距离确定的旋转中心（漂浮条件下）； 9) 井架结构和相关部件的设计分析方法，包括所用的计算机模型和计算机程序； 10) 所有承载部件和螺栓（如果有螺栓设计）材料规格书和材料性能，包括夏比 V 型缺口冲击试验要求； 11) 腐蚀控制方案； 12) 钻机布置。	
			②井架所在平台说明	见 2.2.2.1 (1) ①。	如适用，如果这些信息已包含在其他设计文件中，则可不必单独送审
			③结构分析基础性文件	形成结构设计和分析基础的所有计算机程序、分析方法和限制条件以及其他计算程序。	如适用

海上钻井装置送审设计文件汇总表

表 2.2.2

编号	系统/设备名称	子系统名称/总体	设计文件名称 ¹	设计文件应包含的内容和信息 ²	备注
2.2.2.7	提升、起重和管子处理系统/水下设备处理系统	(1) 井架结构	④ 结构分析报告	<ol style="list-style-type: none"> 1) 所有设计工况的设计载荷说明和计算机输入; 2) 计算机模型和几何图(杆件属性号、节点号、单元长度、单元计算应力/许用应力比值); 3) 许用应力; 4) 计算机应力分析过程描述; 5) 计算机输出、支撑反力、单元计算应力/许用应力比值; 6) 任何超出既定许用应力的判别描述; 7) 制造方的井架螺栓设计和紧固程序; 8) 与其他设备的连接位置(例如,钻柱补偿、管子处理、风机、空气罐、蓄能器、绞车、辅助设备等); 9) 附加计算,包括:滑轮轴强度(包括滑轮组的轴、快绳轴和死绳轴)、天车框架和天车台梁(或顶梁)、用于确定天车式补偿装置适装性的最大许用天车重量和撑杆、基板和拼接板的螺栓设计、焊接接头强度、平台或下部结构、眼板等构件的计算。 	
			⑤ 结构图纸	<ol style="list-style-type: none"> 1) 钻井装置总布置图; 2) 井架装配图; 3) 天车组件装配图; 4) 天车台装配图; 5) 构件图,所有的图样应当表达出井架的尺寸,并且标记出每一部件的大小; 6) 井架、天车框架、天车平台梁主结构件详细设计图,图中应包含:主结构件的轮廓形状和尺寸、所有承 	

海上钻井装置送审设计文件汇总表

表 2.2.2

编号	系统/设备名称	子系统名称/总体	设计文件名称 ¹	设计文件应包含的内容和信息 ²	备注
2.2.2.7	提升、起重和管子处理系统/水下设备处理系统	(1) 井架结构	⑤结构图纸	载部件和螺栓（如果有螺栓设计）的材料规格书和材料性能（包括 CVN 试验要求）、螺栓连接和紧固程序、焊接节点和其他方法的连接、基板和地脚螺栓的布置、螺栓表和螺栓连接程序。	
			(2) 起重设备（桁吊和基座式起重机）	①设计基础	1) 起重设备结构和相关部件的技术说明； 2) 设备技术规格书； 3) 设计作业温度； 4) 组装方案； 5) 操作程序； 6) 预期的使用循环频率和载荷； 7) 设计参考资料、规范、标准或指南； 8) 所有设计和操作工况或组合工况的载荷情况和限制条件。例如，静载荷、工作载荷和动载荷，包括钻井平台倾斜和/或摇摆；环境载荷包括风、海况、雪和冰的影响等。
		②起重设备总图		包含起重设备形状视图、主要尺寸、起重范围、部件组成等信息。	
		③起重设备结构设计文件		主要构件和吊机支撑结构的详细设计信息。	
		④起重设备设计分析文件		应力图、应力分析和其他支持计算。如果使用计算机分析来证明设计，那么则应提交描述输入、输出数据和过程的详细程序，并应包括基本的设计准则。	如适用
		⑤吊索规格书		吊索的规格参数和执行标准。	
		⑥材料规格书		材料性能参数。	
		⑦吊机额定载荷图/表	吊机作业半径和额定起重重量之间关系。		

海上钻井装置送审设计文件汇总表

表 2.2.2

编号	系统/设备名称	子系统名称/总体	设计文件名称 ¹	设计文件应包含的内容和信息 ²	备注
2.2.2.7	提升、起重和管子处理/水下设备处理系统	(2) 起重设备(桁吊和基座式起重机)	⑧电气系统和设备	见本节 2.2.2.10。	
			⑨控制系统	见本节 2.2.2.11。	
			⑩制造说明书	见本节表 2.2.2 注 6。	
		(3) 管子处理系统	①设计基础	1) 管子处理系统技术描述; 2) 设备技术规格书和数据表; 3) 设计参考资料、规范或标准; 4) 设计条件, 包括: 环境条件、操作、静载荷、自存、起重(如适用)、额定载荷、额定温度和旋转设备额定功率。	
			②系统布置图	系统中所有设备的位置。	
			③设备图	包含设备的形状视图和尺寸、操作范围、部件组成等信息。	
			④设备设计报告	包含设备主要部件/构件的强度设计计算、安全防护功能设计方案、防爆功能设计和其他与安全设计相关的信息。	
			⑤结构分析报告	应力分析和其他支持计算。如果使用计算机分析来证明设计, 那么则应提交描述输入、输出数据和过程的详细程序, 并应包括基本的设计准则。	如适用
			⑥型式试验报告	设计规范要求的型式试验数据。	如适用
			⑦机械承载件	见本节 2.2.2.8。	
			⑧电气系统和设备	见本节 2.2.2.10。	
			⑨控制系统	见本节 2.2.2.11。	
⑩压力容器、蓄能器和液压缸	见本节 2.2.2.12。				
⑪制造说明书	见本节表 2.2.2 注 6。				

海上钻井装置送审设计文件汇总表

表 2.2.2

编号	系统/设备名称	子系统名称/总体	设计文件名称 ¹	设计文件应包含的内容和信息 ²	备注
2.2.2.7	提升、起重和管子处理/水下设备处理系统	(4) 其他承载设备 ⁵	①机械承载件	见本节 2.2.2.8。	
			②电气系统和设备	见本节 2.2.2.10。	
			③控制系统	见本节 2.2.2.11。	
2.2.2.8	机械承载设备/部件		①设计规格书/计算书	1) 设备的规格参数; 2) 设计参数, 包括载荷、温度、环境条件等; 3) 设计分析和/或计算 (如适用); 4) 设计规范、标准和参考资料。	
			②设计图纸	装配图、承载件零部件图和制造详细说明。	
			③材料规格书	材料性能和化学成分 (如适用)。	
			④型式试验报告	设计规范要求的型式试验数据。	
2.2.2.9	油气井测试系统	(1) 油气井测试系统和设备	①设计基础	1) 油气井测试系统和设备的技术说明; 2) 能够清楚表达出所有设备位置的总布置图; 3) 设计参数: 额定压力、额定温度 (最高/最低); 4) P&ID 图; 5) 气体扩散和火炬/热辐射分析; 6) 关断逻辑; 7) 设备技术说明和数据表; 8) 设计参考资料、规范、标准或指南。	
			②油气井测试设备设计文件	1) 油气井测试系统布置图, 包括测试树的布置; 2) 设计参数: 额定压力、额定温度 (最高/最低), 载荷、最大水深等; 3) 用于确定安全系数的设计分析;	

海上钻井装置送审设计文件汇总表

表 2.2.2

编号	系统/设备名称	子系统名称/总体	设计文件名称 ¹	设计文件应包含的内容和信息 ²	备注
2.2.2.9	油气井测试系统	(1) 油气井测试系统和设备	②油气井测试设备设计文件	4) 撬装设备的结构设计分析; 5) 设备图和制造详细资料; 6) 材料规格书和材料性能; 7) 制造规格书。	
			③电气系统和设备	见本节 2.2.2.10。	
			④控制系统	见本节 2.2.2.11。	
		(2) 燃烧器/火炬臂	①燃烧器/火炬臂设计基础	1) 火炬臂和相关规范的技术说明; 2) 设备清单; 3) 设备技术规格书和数据表; 4) 所有设计和操作条件下的载荷工况和限制条件; 5) 用于火炬臂结构和相关部件设计分析的假设; 6) 设计条件, 包括: 环境条件、操作条件、自存条件和吊装条件; 7) 表达出火炬臂在平台上的位置布置图; 8) 设计参考资料、规范、标准或指南; 9) 火炬臂结构和相关部件设计分析方法, 包括使用的计算机模型和计算机程序; 10) 设计温度(最高、最低); 11) 所有承载部件和螺栓(如果有螺栓设计的话)的材料规格书和材料性能, 包括 CVN 试验要求。	
			②结构分析基础性文件	形成结构设计和分析基础的所有计算机程序、分析方法和限制条件以及其他计算程序。	如适用

海上钻井装置送审设计文件汇总表

表 2.2.2

编号	系统/设备名称	子系统名称/总体	设计文件名称 ¹	设计文件应包含的内容和信息 ²	备注
2.2.2.9	油气井测试系统	(2) 燃烧器/火炬臂	③结构分析报告	1) 所有设计工况的设计载荷说明和计算机输入信息； 2) 计算机模型和几何图（杆件属性号、节点号、单元长度、单元 UC 值）； 3) 许用应力； 4) 计算机应力分析； 5) 计算机输出、支撑反力、单元 UC 值； 6) 任何超出既定许用应力的应力判别。	
			④结构设计文件	1) 结构总图； 2) 火炬臂总成图纸； 3) 几何布置图：表达出所有的火炬臂尺寸并标明每一部件的尺寸； 4) 火炬臂的主要结构件详图，包括：主要结构件详细几何形状与尺寸；所有承载部件和螺栓（如果有螺栓设计的话）的材料规格书和材料性能，包括 CVN 试验要求；螺栓连接和紧固程序；焊接和其他连接方法的说明； 5) 基板和地脚螺栓的设计文件； 6) 螺栓表。	
		(3) 承压设备和管路	①承压设备和管路设计文件	除本节 2.2.2.12 和 2.2.2.13 所要求的设计文件之外，还应包括压力释放系统和设备的泄放量计算书、尺寸选择文件、布置方案和材料规格书。	
			②制造说明书	见本节表 2.2.2 注 6。	

海上钻井装置送审设计文件汇总表

表 2.2.2

编号	系统/设备名称	子系统名称/总体	设计文件名称 ¹	设计文件应包含的内容和信息 ²	备注
2.2.2.10	电气系统和设备		①钻井装置的电力系统图		
			②钻井装置专用的主电源和应急电源电力负荷计算书		
			③钻井装置专用电力系统短路电流计算书		
			④电力分配原理图和布置图		
			⑤钻井装置的变频器系统、发电机、电动机和电动控制装置的规格书	包括系统和设备的主要参数和性能指标,如额定值、绝缘等级、额定环境温度、温升、外壳类型、构造细节、冷却系统细节、电气性能;还应包括设备制造标准。	
			⑥BOP 应急控制的蓄电池的详细说明	包括蓄电池的安装、布置、设置位置、充电装置、通风和防腐保护。	
			⑦钻井装置电力系统谐波分析计算书		在配电系统中电压总谐波不应超过 8%,单相谐波不应超过 5%。当电源的谐波成分可能大于 8% 时,应注意设备选择,保证电力系统正常工作。
			⑧电气说明书	包括电气装置的规格和技术原理。	
			⑨危险区域划分图	包括危险区种类、位置、范围和依据的规则或技术标准。	
2.2.2.11	控制系统		①控制系统布置图	包括受控单元、仪表和控制装置的位置。	
			②设计基础	1) 包含主要性能指标的控制仪表和设备的规格书; 2) 控制系统元器件的设定值; 3) 控制系统操作和维护手册。	
			③控制系统详细设计文件	1) 控制的详细层级:主控制、第二控制、应急控制等;	

海上钻井装置送审设计文件汇总表

表 2.2.2

编号	系统/设备名称	子系统名称/总体	设计文件名称 ¹	设计文件应包含的内容和信息 ²	备注
2.2.2.11	控制系统		③控制系统详细设计文件	2) 控制系统连锁详细设计和说明； 3) 应急断路及报警说明、功能描述和所有特殊阀门、执行机构、传感器和延时装置的说明； 4) 关断逻辑和/或关断因果关系表； 5) 主蓄能器和第二控制蓄能器系统的供液量计算； 6) 液压动力单元(HPU)的详细设计与布置，包括泵系统的详细设计与布置、原动机的详细设计、液压介质储罐的容量和布置； 7) 液压和气动控制系统的原理图逻辑描述，以及所有的连锁、管路尺寸和材料，包括工作压力和泄压阀设定值； 8) 压力泄放系统的布置、尺寸、材料、背压和泄放量计算； 9) 符合本节表 2.2.2 注 6 的制造说明书。	
			④设计阶段的风险分析报告	1) 对系统、子系统和设备的控制系统的 FMEA、FMECA 或其他方法的风险分析报告； 2) 用以证明控制系统具有足够的能力来应对预料发生的非正常事件（包括突发事件）的技术文件。	如适用
			⑤安全仪表完整性水平（SIL）评估报告	见本指南 5.2.4.2。	如适用
			⑥控制台/盘/面板详细设计文件	1) 控制台/盘/面板布置图； 2) 控制和监控系统原理图、逻辑描述和功能说明。	
			⑦控制系统相关的电缆和配线方案	包括额定电压、供电电压和电流等技术指标，以及过载和短路保护措施。	

海上钻井装置送审设计文件汇总表

表 2.2.2

编号	系统/设备名称	子系统名称/总体	设计文件名称 ¹	设计文件应包含的内容和信息 ²	备注
2.2.2.12	承压设备		①设备规格书/设计报告	1) 设计规格书, 包括设计规范、标准和参考资料; 2) 包括额定压力(内/外压)、额定温度(最低/最高)、载荷等在内的设计参数; 3) 设计分析和/或计算。	
			②设备图纸	包括设备总图和零部件图, 表达出设备的形状视图、尺寸、接管位置、管口规格、零部件组成、零部件执行标准、必要的制造说明和材料信息。	
			③材料规格书	材料性能、成分(如适用)指标。	
			④制造说明书	见本节表 2.2.2 注 6。	
2.2.2.13	管路系统	(1) 管路系统	①P&ID 图	钻井系统或子系统相关的管路系统的 P&ID 图。	如果该图包含在其他部分的送审文件中, 可不必单独提交。
			②管路系统规格书	1) 管路设计参数, 如额定压力、温度(最低/最高); 2) 管路、管路支撑和管路设备的规格和材料信息。	
			③管路分析设计报告	1) 依据本指南和采用的设计规范而进行管路应力和柔性分析; 2) 冲蚀余量的设计验证。	
		(2) 管路元件	①管路元件设计规格书	1) 技术说明; 2) 设计参数, 包括设计压力(内/外压)和/或额定压力、设计温度(最低/最高); 3) 流体介质(特别是酸性介质)性质; 4) 设计规范和标准; 5) 腐蚀/冲蚀余量; 6) 每一管路型号的壁厚;	管路元件包括但不限于管子、阀门、管件、法兰等。

海上钻井装置送审设计文件汇总表

表 2.2.2

编号	系统/设备名称	子系统名称/总体	设计文件名称 ¹	设计文件应包含的内容和信息 ²	备注
2.2.2.13	管路系统	(2) 管路元件	①管路元件设计规格书	7) 包括材料性能的材料规格书; 8) 制造说明。	
2.2.2.14	柔性管/软管		①柔性管/软管规格书	1) 规格和设计参数, 包括额定压力(内/外压)、额定温度(最低/最高)、管径等; 2) 构造材料详细说明书; 3) 执行的设计标准和规范。	
			②型式试验报告	设计规范要求的型式试验程序和数据	如适用
			③端部连接的设计文件	包含应力分析(如适用)、材料规范、型式试验程序和数据以及制造说明。	
2.2.2.15	连续管钻修装置	(1) 总体	①设计基础	1) 连续管钻修装置的技术描述; 2) 设备技术规格书和数据表; 3) 设计参考资料、规范或标准; 4) 设计条件, 包括: 环境条件、操作、静载荷、自存、起重(如适用)、额定载荷、额定温度和动设备额定功率。	
			②连续管钻修装置布置图	系统中所有设备的位置。	
		(2)注入头、导向器和连续滚筒	见本节 2.2.2.8 的规定。	见本节 2.2.2.8 的规定。	
		(3) 注入头支撑结构	①结构图	包含结构的组成、总体尺寸和结构件的型式和尺寸。	
			②结构计算分析报告	应力分析和其他支持计算。如果使用计算机分析来证明设计, 那么则应提交描述输入、输出数据和过程的详细程序, 并应包括基本的设计准则。	
		(4)电气系统	见本节 2.2.2.10 的规定。	见本节 2.2.2.10 的规定。	

海上钻井装置送审设计文件汇总表

表 2.2.2

编号	系统/设备名称	子系统名称/总体	设计文件名称 ¹	设计文件应包含的内容和信息 ²	备注
2.2.2.15	连续管钻修装置	(5) 控制系统	见本节 2.2.2.11 的规定。	见本节 2.2.2.11 的规定。	

注：1. 设计方可以确定设计文件的名称和形式，送审的设计文件应包含表 2.2.2 中所要求的内容和信息。

2. “设计文件应包含的内容和信息”系指 CCS 设计审查所必需内容和信息，而非对设计文件所应包含全部内容和信息的规定。必要时，CCS 审图工程师可依据本节 2.2.1.1 的规定要求设计方补充提交设计文件及信息。
3. 辅助井控设备的范围见本指南第 3 章 3.5.5.1 的规定。
4. 钻井补偿系统包括钻柱升沉补偿系统、隔水管张紧系统、导向索和 underwater 控制盒导索的张紧系统，适用于浮式钻井装置。
5. 其他承载设备包括但不限于：BOP/水下采油树吊机、BOP/水下采油树转运设备（包括滑车、台车和叉车等）、钻井绞车、天车组件、游动组件、顶驱、大钩和水龙头、动力水龙头、套管扶正台、载人起重设备、通用绞车、绳索、吊机和其他起重装置。
6. 制造说明书应包括但不限于：（1）质量方案和说明；（2）焊接工艺规范、工艺评定记录和焊接图；（3）无损检测程序和图；（4）检验和试验方案（ITP），包括系统、子系统、设备或部件在制造、安装、试运行和在役阶段的试验程序；（5）表面涂装和电镀程序，如适用；（6）维护和操作手册。
7. 控压钻井系统的送审设计文件应符合本指南 7.4.3.3 至 7.4.3.8 的规定。

第 3 节 产品检验

2.3.1 一般要求

2.3.1.1 海上钻井装置的产品应接受检验以确认其符合法定、入级、发证及委托方的要求。

2.3.1.2 本指南涉及的产品，如未规定具体的技术要求时，可按接受标准进行设计、制造、试验和检验。

2.3.2 检验和证书分类

2.3.2.1 产品按以下 A、B、C 三类进行检验。

(1) A 类设备：要求 CCS 进行设计审查，制造过程检验，参加完工检查和见证试验（性能、压力、负荷试验）以及审查制造记录的设备。

(2) B 类设备：要求 CCS 进行设计审查，参加完工检查和见证试验（性能、压力、负荷试验）以及审查制造记录的设备。

(3) C 类设备：与安全有关的，CCS 接受制造厂提供产品证书的设备。

2.3.2.2 产品的检验和证书分类应符合表 2.3.2.2 的规定。

设备检验和持证分类表

表 2.3.2.2 (1)

所属系统	设备名称	检验类别			证书类别	
		A	B	C	C/E ²	W ³
防喷系统	井口连接器		× ⁴		×	
	闸板防喷器	×			×	
	环形防喷器	×			×	
	旋转防喷器	×				
	水下蓄能器		×		×	
	辅助井控设备/工具（钻杆安全阀、钻柱浮阀和钻柱中的止回阀）			×		×
	气体处理系统		×		×	
	防喷器组结构框架（如适用）		×		×	
	跨接管（节流/压井、泥浆增压和液压控制跨接管，如适用）		×		×	
	隔水管适配器/适配短节		×		×	
	卡箍		×		×	
	钻井四通、短节		×		×	
	试验桩		×		×	
	试验工具		×		×	
防喷器控制系统	控制系统的蓄能器		×		×	
	焊接管及管汇		×		×	
	非焊接的液压管			×		×
	控制软管			×		×
	控制软管滚筒			×		×
	控制线缆滚筒			×		×

所属系统	设备名称	检验类别			证书类别	
		A	B	C	C/E ²	W ³
防喷器控制系统	控制盒（蓝盒和黄盒）			×		×
	第二控制系统（API Spec 16D规定的声控系统、自动剪切系统、自动关闭系统、应急解脱系统等）		×		×	
	液压动力单元		×		×	
	控制面板/盘/台/控制柜			×		×
节流和压井系统	节流和压井管汇（包括控压钻井装置的自动节流管汇）	×			×	
	所有进出节流和压井管汇的管路（包括用于节流、压井和增压的管路）		×		×	
	用于节流、压井和增压的软管		×		×	
	节流、压井和增压的管路中的阀门		×		×	
	管接头和旋转接头		×		×	
	泥浆-气体分离器（液气分离器）		×		×	
	应急循环泵、控压钻井用回压泵系统		×		×	
	节流和压井管路上的水下故障安全型阀门		×		×	
分流系统	控制面板/盘/台/控制柜		×		×	
	分流器		×		×	
	分流管路		×		×	
	分流管路中的阀门		×		×	
	试验、处理工具（如适用）		×		×	
	蓄能器		×		×	
	液压动力单元		×		×	
提升和旋转系统	控制面板/盘/台/控制柜			×		×
	井架和底座（包括轻便井架、其他类型的钻井塔架结构（如适用）及底座）	×			×	
	天车总成（包括支撑结构）		×		×	
	导轨和台车		×		×	
	游车总成		×		×	
	大钩		×		×	
	水龙头		×		×	
	吊环			×		×
	吊卡			×		×
	钻井大绳			×		×
	捞沙绳			×		×
	死绳固定器		×		×	
	钻井绞车		×		×	
井架内的其他起重设备		×		×		
遥控套管扶正装置		×		×		
提升液压缸（液压钻机用）		×		×		

所属系统	设备名称	检验类别			证书类别	
		A	B	C	C/E ²	W ³
提升和旋转系统	转盘总成（包括防滑装置和驱动装置）		×		×	
	转盘补心			×		×
	滚子方补心			×		×
	钻井大绳储绳滚筒			×		
	顶部驱动装置		×		×	
管子处理和水下设备处理系统	排管设备（包括夹钳）		×		×	
	操作臂		×		×	
	抓管吊机		×		×	
	铁钻工/动力大钳		×		×	
	液压猫头		×		×	
	水平至竖直设备		×		×	
	指梁		×		×	
	坡（猫）道（包括动力猫道等）		×		×	
	鼠洞（包括动力鼠洞）		×		×	
	泥浆防喷盒		×		×	
	动力卡瓦			×		×
其他钻井设备	防喷器、采油树处理设备（包括吊车、抬车、滑车、扶正装置、系固装置等）		×		×	
	方钻杆旋扣器			×		×
	卡瓦			×		×
	吊钳			×		×
	液压动力单元		×		×	
	钻井用载人起重设备（包括载人绞车、载人维护篮、人员升降机、套管扶正台等）	×			×	
隔水管系统	钻井用非载人起重设备（包括杂用绞车、电/气动葫芦、倒链/手拉葫芦等）		×		×	
	挠性/球形接头		×		×	
	隔水管单根（包括连接装置）		×		×	
	隔水管张紧环		×		×	
	隔水管伸缩节		×		×	
	隔水管起下设备和工具（包括卡盘、万向节和处理工具）		×		×	
	隔水管测试工具		×		×	
	蓄能器（如适用）		×		×	
张紧系统	控制面板/盘/台/控制柜			×		×
	隔水管张紧器总成（包括隔水管滑移装置，如适用）	×			×	

所属系统	设备名称	检验类别			证书类别	
		A	B	C	C/E ²	W ³
张紧系统	防反冲装置(包括防反冲阀和执行机构)		×		×	
	导管张紧器总成		×		×	
	导向索张紧器		×		×	
	控制盒导索张紧器		×		×	
	蓄能器		×		×	
	压力容器(空气瓶)		×		×	
	压缩空气控制橇(含管汇、仪表等)		×		×	
	管路(含软管、鹅颈管和旋转接头)		×		×	
	空气压缩机		×		×	
	空气干燥器			×		×
	张紧设备用钢索		×		×	
	张紧钢索滑轮		×		×	
	导向索和控制盒导索滑轮		×		×	
	导向索伸缩臂		×		×	
	控制面板/盘/台/控制柜			×		×
	液压缸	×			×	
氮气发生单元		×		×		
钻井升降补偿系统	补偿器总成		×		×	
	蓄能器		×		×	
	液压缸		×		×	
	压力容器(空气瓶)		×		×	
	管路(包括软管)		×		×	
	空气压缩机		×		×	
	空气干燥器		×		×	
	钢索		×		×	
	滑轮		×		×	
	控制面板/盘/台/控制柜			×		×
钻井液循环系统	钻井泵		×		×	
	钻井泵的吸入管路和泥浆混合管路			×		×
	钻井液输送、混配用离心泵			×		×
	压力缓冲器		×		×	
	从钻井泵至水龙带的管路(高压泥浆管路)		×		×	
	泥浆增压管路(包括软管和接头)		×		×	
	方钻杆(包括旋塞)		×		×	
	水龙带(包括接头)		×		×	
	立管管汇		×		×	
	循环头及管路(高压)		×		×	
	钻井液回流管路			×		×
	钻井液罐			×		×

所属系统	设备名称	检验类别			证书类别	
		A	B	C	C/E ²	W ³
钻井液循环系统	化学品混合装置			×		×
	计量罐		×		×	
	安全阀		×		×	
钻井液净化系统	振动筛及泥浆清洁机			×		×
	除砂器、除泥器			×		×
	除气器（包括通向放空位置的管路）		×		×	
	钻井液搅拌器			×		×
	离心机			×		×
	刮泥器			×		×
	泥浆分配器			×		×
	岩屑输送机			×		×
	岩屑干燥机			×		×
	泥浆净化用离心泵			×		×
固井系统	混合水泥浆用管路和固井泵吸入管路			×		×
	固井泵排出管路		×		×	
	固井泵（包括液力端）		×		×	
	固井管汇（包括阀门和由壬）		×		×	
	固井用立管		×		×	
	压力缓冲器		×		×	
	固井用离心泵			×		×
	水泥头		×		×	
	安全阀		×		×	
散料系统	压力储存罐		×		×	
	散料输送风机（如单独设有时）		×		×	
	输送空气干燥器（如单独设有时）			×		×
	散料开袋机（如设有）			×		×
	散料螺旋输送机（如设有）			×		×
	散料混合漏斗及混合器			×		×
	散料输送管道及阀件		×		×	
	湿式散料输送泵及排出管路（如设有）		×		×	
	安全阀		×		×	
油气井测试系统	测试树		×		×	
	管路（包括软管和旋转接头）		×		×	
	测试分离器及其他测试用压力容器		×		×	
	高压泵		×		×	
	火炬燃烧器（火炬头）		×		×	
	火炬臂（燃烧臂）	×			×	
	水幕系统（如设有）		×		×	

所属系统	设备名称	检验类别			证书类别	
		A	B	C	C/E ²	W ³
油气井测试系统	安全阀		×		×	
连续管钻修装置	注入头		×		×	
	连续管		×		×	
	连续管滚筒		×		×	
电气和控制系统	司钻控制台/智能操作椅		×		×	
	钻井控制和监测系统		×		×	
	钻井设备公用液压动力单元		×		×	
	交流变频装置(VFD)、可控硅控制器(SCR)、集中控制盘(MCC)		×		×	
	变压器(50kVA及以上为C/E, 以下为工厂质量证明, 并提供型式认可证书)		×		×	
	功率≥50kW的电气设备		×		×	
	钻井装置中的防爆电气设备		×		×	
动力系统	钻井专用内燃机		×		×	

其他管子、管件和阀门检验和证书分类

表 2.3.2.2 (2)

部 件	状 况	检验类别		证书类别	
		B	C	C/E ²	W ³
管路 组件 (短管节)	管壁厚度≥25.4mm	× ⁴		×	
	设计温度≥400℃	×		×	
	纵向焊接管和A、B类设备中的所有短管	×		×	
	除上述管子之外的其他管和C类系统中使用的管路		×		×
法兰和连管 器(管接头)	标准法兰和连管器		×		×
	A和B类管系中的非标准法兰和连管器	×		×	
	除上述之外的其他法兰和连管器、C类管系中的法兰和连管器		×		×
阀门	ANSI额定级>600 lbs的焊接结构的阀体	×		×	
	按公认标准设计与建造的阀		×		×
高强度材料的 部件	屈服强度>345MPa或拉伸强度>515MPa的材料	×		×	

其他承压设备检验和证书分类

表 2.3.2.2 (3)

部 件	状 况	检验类别		证书类别	
		B	C	C/E ²	W ³
压力容器和换热器	容纳有毒液体	× ⁴		×	
	容纳闪点低于100℃的液体	×		×	
	容纳温度高于220℃的液体	×		×	
	压缩气体, 其压力×体积 (P×V) 大于0.15, 其压力 (P) 单位为MPa, 体积 (V) 单位为 m ³	×		×	
	除上述之外的压力容器	×		×	
液压缸	位于关键载荷路径上的液压缸	×		×	
	不位于关键载荷路径上的液压缸		×		×

注:

1. 表 2.3.2.2 (1) - (3)未包括的钻井设备和部件, 在申请检验时由 CCS 根据其所属的系统和安全功能等级进行分类, 并按照对新颖设计产品的要求进行检验。
2. C/E 为 CCS 产品证件, 具体要求如下:
 - (1) 对于海上移动平台钻井装置, 当钻井装置入级时, 是指 CCS 签发的船用产品证书或等效证明文件, 等效证明文件的要求见 CCS《钢质海船入级规范》第 1 篇第 3 章; 当钻井装置不入级时, 除 CCS《海上移动平台入级规范》第 1 篇附录 2 的法定持证要求外, 是指 CCS 签发的船用产品检验证书或船用产品试验证书。
 - (2) 对于海上固定设施钻井装置, 是指 CCS 签发的海上固定设施产品检验证书。
 - (3) 对于海上浮式装置上的钻井装置, 当钻井装置入级时, 指 CCS 签发的船用产品证书或等效证明文件; 当钻井装置不入级时, 是指 CCS 签发的船用产品检验证书或船用产品试验证书。
3. W 为制造厂证明, 其具体要求见 CCS《钢质海船入级规范》第 1 篇第 3 章。
4. ×表示适用。
5. 钻井设备及部件的认可程序要求见 CCS《钢质海船入级规范》第 1 篇第 3 章。

2.3.3 产品设计审查

2.3.3.1 申请人应将取证的下列产品设计文件提交本社进行审查:

- (1) 产品适用的技术标准;
- (2) 产品总体说明书;
- (3) 产品设计图纸和/或生产图纸, 包括部件图纸、零部件和材料清单等;
- (4) 设计计算书 (如适用, 包括承压/承载部件设计计算);
- (5) 原型和/或型式试验报告 (如有);
- (6) 产品检验和试验计划和/或试验大纲及验收标准;
- (7) 主要制造工艺文件;
- (8) 本社要求的其他文件。

2.3.3.2 送审产品设计文件的要求应符合本指南 2.2.2 的规定。

2.3.3.3 本社将对已提交的设计文件进行审查, 以确认产品的设计符合本指南的规定或本指南的接受标准。设计审查完毕后, 本社将向申请人签发设计审查批准通知书, 并在送审的技术文件上标识批准状态, 退回批准的设计文件。

2.3.4 产品检验程序要求

A、B 和 C 类产品制造检验应符合下列程序要求：

(1) A 类设备

- ① 设计文件应经 CCS 审查；
- ② 有关施工文件应送 CCS 审查，获得批准后方可开工；
- ③ 开工前应召开由钻井装置所有者或其代理人、CCS 检验人员和制造厂商参加的开工会；
- ④ 制造过程应根据质量保证计划报验；
- ⑤ 功能试验、压力试验和负荷试验应报验；
- ⑥ 制造记录应经 CCS 审查。

(2) B 类设备

- ① 与安全有关的设计文件应送 CCS 审查；
- ② 功能试验、压力试验和负荷试验应报验；
- ③ 制造记录应经 CCS 审查。

A、B 类设备的制造检验中，CCS 应审核制造厂的 QA/QC 系统，开工前要审核制造厂的质量保证计划，根据该计划批出质量控制点和检验活动类别。

(3) C 类设备

该类产品应根据公认的标准、规范和按公认的制造方法进行制造。

2.3.5 产品检验工作要求

2.3.5.1 在制造厂举行的开工会上 CCS 验船师应安排包括但不限于下列工作：

- (1) 确定制造厂和 CCS 之间的联系人和联系方式；
- (2) 审查质量计划方案；
- (3) 审查提交的制造规格书，见本章表 2.2.2 注 6 的适用规定；
- (4) 审查产品制造和交货计划；
- (5) 审查和确认提交的检验和试验计划；
- (6) 审查所有的次级分包商清单及资质文件；
- (7) 确认设计规格书、图纸和/或制造工艺相关的文档。

2.3.5.2 CCS 验船师在制造厂中的产品检验包括但不限于下列工作：

(1) 确认用于制造或修理钻井设备的产品具有及保持一个有效的质量控制计划，该计划包含设计、采购、加工和测试，并且符合适用于其产品的技术标准。

- (2) 评估和验证焊工资质。
- (3) 评估和验证焊接工艺规程和相应的焊接程序评价记录。
- (4) 核查设备和部件的材料试验报告。
- (5) 验证材料证书/文档，进行焊前检验和焊后检验。
- (6) 依据经审查的探伤图，见证焊缝的无损检测，并审查无损检测记录。
- (7) 审查焊后热处理记录，特别是对于承压的酸性工况，确认其符合 NACE MR0175/ISO

15156 的要求。

- (8) 根据批准的图纸验证设备及其零部件的尺寸。
- (9) 检查配合面的尺寸偏差和配合、对中状况。
- (10) 根据适用的标准要求见证钻井设备或部件的原型试验。对于成形设计的钻井设备，验船师应核查其型式试验文档。
- (11) 根据既定的制造程序，见证部件和整个单元的最终试验和功能试验。
- (12) 按照批准的图纸，验证所有承压系统、马达控制器、SCR 接触排、控制台和仪

表以及控制面板的功能试验。

(13) 执行在开工会上确定的其他检验。

(14) 审查和批准最终的制造数据手册和发布的最终检验报告。

2.3.6 试验要求

2.3.6.1 钻井设备产品的厂内试验应符合适用标准、经批准试验程序要求和本条规定的附加要求。如果在制造厂没有条件完成产品检验的部分试验，经负责检验的验船师同意后，可在产品安装到平台上后再进行试验。

2.3.6.2 井控设备的试验要求

(1) 防喷器的试验

① 防喷器的试验应符合 GB/T 20174 和/或 API Spec 16A 的要求；

② 每一型产品的原型试验/型式试验/操作性能试验和非金属密封材料及模压密封总成的设计温度验证试验应由验船师见证；

③ 每一产品的质量验证试验（包括本体静水强度试验、防喷器关闭试验、液压控制腔试验等）应由验船师见证。

(2) 制造商应测试井控设备，试验中包括 1.72~2.41 MPa（250~350 psi）低压完整性密封的动态模式。

2.3.6.3 海上钻井隔水管系统及相关部件的试验

(1) 海上钻井隔水管系统部件，例如，连接器、张紧器、隔水管防反冲系统、伸缩节、除主管外的附属管线等应全部进行试验，以保证其符合设计要求和对整个系统的兼容性。

(2) 部件的液压试验应在制造厂或改造场地进行。

(3) 应记录经试验的隔水管单根数量。

2.3.6.4 提升、起重、旋转和管子处理系统中设备的试验

(1) 应根据适用的规范标准，对提升、起重、旋转和处理系统的单台设备和/或部件进行试验（载荷试验、功能试验）。

(2) 管子处理系统的试验还应符合下列要求，如果该试验无法在制造厂进行，则应在系统安装到平台上进行：

① 必须在以计算机为基础的排管系统中对机械的管子处理系统的安全控制器进行验证。

② 所有机械运动模式必须经过操作试验验证。试验涵盖所有可用的指梁组合，以便对整个系统的安全性进行验证。

2.3.6.5 油气井测试设备的试验

油气井测试设备的试验包括但不限于下列项目：

(1) 对承压设备进行目视检查和压力试验；

(2) 对设备和管路的布置进行目视检查，并确定其控制界面的可接近性；

(3) 从工作环境、操作适应性和控制有效性方面检查电气设备；

(4) 对地面安全系统进行试验，以确认压力、液位和温度传感器处于正常的工作状态。

2.3.6.6 撬块结构的试验

如果设备/部件安装在撬块结构上，则验船师应到场验证此撬块符合经审查过的结构设计，并应至少进行以下工作：

(1) 验证撬块结构的材料试验报告；

(2) 对最终的撬块结构焊缝进行目视检验。

(3) 见证撬块结构起重附件/吊耳或眼板的载荷试验。撬块的试验载荷应为在设备/机械运输或安装到平台上的过程中所承受的最大静载荷。

(4) 在完成撬块结构的载荷试验之后, 见证连接撬块结构与起重附件/吊耳或眼板的表面无损检测。

(5) 检查集油盘的布置。

2.3.7 产品发证

产品检验合格后将向申请人签发相关证书和/或其他检验证明文件。

第 4 节 建造检验

2.4.1 一般要求

2.4.1.1 海上钻井装置在建造之前, 申请方向向本社总部或其现场检验机构提交建造检验的书面申请。

2.4.1.2 对于首次建造海上钻井装置的建造厂, 验船师应从生产场所、生产设施、质量保证体系、人员资质、分包方情况等方面对其生产能力进行评估。

2.4.1.3 开工前, 验船师应对建造厂开工准备情况进行检查和确认。检查的项目包括: 建造准备工作计划、施工工艺、焊工/无损检测人员资质、产品持证清单、焊接规格表、无损检测图、密性试验图、检验/试验项目表、建造所用材料、建造公差标准、分包方情况(适用时)以及开工所必需的技术资料等。

2.4.1.4 现场验船师应审批施工图纸、施工工艺、试验大纲, 以确认其符合 CCS 审图部门已批准的设计文件和 CCS 规范的要求, 然后按照经批准的施工图纸、施工工艺和试验大纲进行检验。

2.4.2 海上钻井装置安装过程中的检验

2.4.2.1 一般要求

海上钻井装置在平台上的安装过程中, 验船师将对下列项目进行检验, 此外还应按照本条其余各款要求完成检验:

(1) 确认压力容器、压力管道和重要机械件、结构件的焊接、热处理和无损检测符合本指南第 6 章的要求。

(2) 建造厂自制设备应按本章第 3 节产品检验的规定进行设计审查和检验; 当设备组装成撬块、模块时, 验船师应根据已批准的证明文件和试验程序对装配、管路和电气的连接进行检验并见证整个组装体的压力和功能试验。

(3) 对于采购的设备, 应按照本章第 3 节的要求审查设备的证书, 核对设备铭牌与证书的一致性。

(4) 确认管路的预制和安装符合本指南第 4 章的规定。

(5) 确认安全阀在认可的专业机构进行了调试, 其开启和关闭压力符合要求。当安全阀在未经认可的机构进行调试时, 验船师应在现场见证安全阀的试验。

(6) 按照本指南和/或接受标准的要求见证液压试验。

(7) 见证钻井装置各个子系统及设备的功能试验、压力试验、载荷试验和调试试验。

2.4.2.2 对井架的检验

(1) 应对组装和安装后的井架进行目视检验, 检验的范围包括但不限于焊缝、螺栓扭矩、天车台、提升设备导轨、井架上安装的设备和配套装置等。

(2) 井架尺寸控制、最终的校正和钻台/底座的螺栓连接应符合制造商的规格书所规定的允差。

(3) 如果业主要求对井架进行载荷试验, CCS 验船师应见证此项试验。在载荷试验后, 对结构件进行目检。

2.4.2.3 应根据验船师同意的试验程序对泥浆泵进行操作试验。

2.4.2.4 按照 CCS 批准的试验程序, 对钻井绞车进行下列试验:

(1) 在制造厂或安装现场进行绞车载荷试验:

① 静态单绳载荷试验/最大快绳拉力试验或等效的试验 (125%的钻井绞车滚筒额定载荷试验)。

② 对于自升平台, 在进行绞车的静态和结构试验时也应对悬臂梁的挠曲变形测试进行评定。

③ 对于柱稳式或水面式平台, 如果全部额定载荷试验可能增加对平台和人员的安全风险, 那么可以考虑选择替代的测试方法, 例如在对应的额定载荷下减少绳数。试验方案应提交至 CCS, 并在试验前取得 CCS 的同意。

(2) 在制造厂或平台上的刹车试验

① 刹车磨合试验。应对主刹车进行磨合试验, 并考虑刹车夹紧力、滚筒速度、每分钟转数或马达速度。并完成下列工作项目:

(a) 应监测并记录刹车钳和马达的温度;

(b) 应监测并记录磨合试验的结果, 例如接触面所占磨合面的百分比、表面光亮性等;

(c) 验证并记录刹车毂和刹车盘之间的间隙。

② 刹车验证。在刹车磨合完成之后, 应单个验证每个刹车钳在适用的滚筒和马达载荷下能否正常工作。

(a) 应记录电流和电压、液压和载荷以及刹车钳的滑动量;

(b) 对每一个刹车钳, 必须证明其具有设计所规定的的能力。

③ 动态/功能刹车制动试验。对于主刹车, 动态/功能刹车制动试验应能将 100%的额定载荷刹住, 并至少保持 5 分钟。此项试验包括但不限于下列项目:

(a) 钻井绞车在经批准的规格书规定时间内停止旋转, 规格书中应包含使用的电压和电流;

(b) 检查并且确认刹车的刹持能力包括刹车钳压力, 是否与经批准的规格书的表述一致;

(c) 检车并记录刹车钳压力、温度和流量;

(d) 应对刹车和液压泄漏进行目视检查

④ 紧急刹车试验:

(a) 在 100%的额定载荷下实施;

(b) 模拟失去液压供给和主刹车失效;

(c) 验证液压或空气释放的弹簧装置工作有效。

(3) 在制造厂或平台上的功能试验

① 旋转检查: 应验证钻井绞车两个方向的旋转动作。

② 旋转试验: 应在 100%的额定滚筒/马达速度下在正、反两个方向上各至少旋转 5 分钟。重复这个步骤 3 遍或者根据批准的试验程序进行重复测试。对于每一次试验, 应当检查和记录马达、齿轮箱和滚筒的轴承温度。

2.4.2.5 对张紧系统和钻柱补偿系统及其支持系统和设备 (如高压空气瓶组、压缩机组和蓄能器组等) 进行液压试验和功能试验, 然后对张紧系统和补偿系统进行调试试验以确定系统的完整性。

2.4.2.6 对提升、旋转和管子处理和水下设备处理系统和设备, 应按照批准的试验程序进行功能试验和载荷试验。

2.4.2.7 应检查所有钻井系统和相关系统与设备是否能够正常工作。

2.4.2.8 应对控制系统和关断装置进行试验，并使得验船师满意。

2.4.2.9 应检查所有的线缆和电气接头的导电连续性和建造工艺的适当性。

2.4.2.10 基座式绞车和其他起重设备的试验

基座式绞车和其他起重设备的试验应符合下列要求和程序：

(1) 载荷试验：在安装之后，应在验船师在场的情况下，对系统进行 125%倍额定能力的试验。应证明动力驱动装置和刹车能够进行满意的操作。在试验完成后，应目视检查系统及其所有部件是否产生永久变形和失效。

(2) 功能试验：在验船师在场的情况下进行该项试验，以证明滚筒最外层绳索在额定的转速下能够达到额定的拉力。

(3) 刹车悬持试验：用于证明刹车有能力刹住并悬持 100%的设计载荷。

2.4.2.11 燃烧器/火炬试验：应对从软管连接法兰到火炬头的整个火炬总成进行压力试验。在火炬臂安装到钻井平台上之后，通过试验证明火炬臂的回转和顶部齿轮能够充分动作。详细的试验程序应经 CCS 同意，试验应在验船师见证下进行。

2.4.3 钻井系统的联合调试检验

2.4.3.1 钻井系统所有的联合调试都应经 CCS 验船师到场验证，并应符合 CCS 同意的试验程序。在钻井系统的联合调试检验至少应包括本条后文各款检验项目。

2.4.3.2 在调试检验之前钻井装置应达到下列要求：

(1) 应完成整套钻井系统设备和部件的正确连接和试验。这些试验是指 2.4.2 所要求的各个子系统和设备的试验。

(2) 包括钻井系统主、副动力源在内的所有公用支持系统准备就绪。按照到场验船师认为必要的范围随机启动并测试公用支持系统。

(3) 钻井系统设备/部件已经吹扫/清洁完毕，并且报警和关断已经连接完毕。在调试中，对吹扫/清洁及报警系统进行随机测试，并使得到场的验船师满意。

2.4.3.3 在钻井系统运行时，正确的操作泥浆液位报警，包括相关报警的随机模拟。

2.4.3.4 在钻井系统运行的过程中，适当操作危险区内的通风系统，包括相关报警和关断的随机模拟。

2.4.3.5 在钻井工程物料介质进入系统时，系统能够控制介质以稳定的方式流动，而不出现过度的扰动。

2.4.3.6 所有安装在平台上并且本指南包括的钻井系统具有满意的功能。在实际可能和可行的范围内，在模拟实际的钻井操作时，验船师应当重点见证井控系统、钻井隔水管系统、钻井补偿系统、散料储存和输送系统、泥浆循环和净化系统、提升与旋转系统、管子处理系统、水下设备处理系统和油气井测试系统的调试试验。

2.4.3.7 在试压桩试验中应对水下防喷器组的所有 ROV 干预功能进行满意的试验，并且在初始试验中至少对一套闸板进行试验且使验船师感到满意。

2.4.3.8 应急动力设备应能够保持正常工作并使验船师满意。

第 5 节 保持证书有效性的检验

2.5.1 一般要求

2.5.1.1 本节规定了钻井装置证书（法定、入级或发证检验证书）保持有效的检验要求。

2.5.1.2 钻井装置建造后保持证书有效的检验包括年度检验、特别检验、改造及损坏修

理检验。

2.5.1.3 特别检验、循环检验的检验计划和大纲应于检验前提交 CCS 审查，应保存在平台上供使用，所有的维修保养记录/保养手册应保存在平台上，供验船师审查。

2.5.1.4 为保证作业过程中钻井装置的安全，应执行本节规定的各种检验。本社验船师在检验中可根据其专业判断扩大检验范围。业主或作业者应提供相应的检验条件和安排。

2.5.1.5 业主或作业者应及时向本社提出保持证书有效性的各种检验的申请，并按规范要求作好检验的项目准备和为检验提供安全措施。

2.5.1.6 在检验中，如发现影响证书的有效性的损坏或缺陷并认为必须立即进行处理时，验船师应将处理意见通知申请人，如未得到贯彻，验船师应立即将这些情况报告本社总部。

2.5.1.7 钻井装置营运期间的检验可以根据本节的处方式规定进行，也可以根据具体系统的风险分析结果，进行基于风险的检验。

2.5.2 陆上检验和检验报告的签发

2.5.2.1 在作业期间 CCS 发证的部件如需送到陆上维护、修理或改装时，业主应及时通知 CCS，验船师将到达修理地点参加所有需要的功能、载荷及压力试验。试验应依据本指南和适用标准的要求进行。

2.5.2.2 经试验和外观检查满意后，验船师应在检验报告上签署，条件是该部件将正确地安装在钻井装置上，并在下次的定期检验时进行检查。该检验报告应保存在平台上供核查。

2.5.3 年度检验

2.5.3.1 对于所有授予“DRILL”附加标志的船舶或海上设施，其钻井装置应接受年度检验。年度检验应于钻井装置建造完工、投入使用或特别检验完成日期（按其适用情况）的每周年日的前后 3 个月进行。

2.5.3.2 在年度检验中，验船师应对下列适用项目进行检查，并确认各系统和设备处于有效状态：

(1) 审查维修手册和相关的记录簿，确认是否执行合适的维修计划，是否按要求执行定期试验，以及 BOP 及其控制系统、钻井隔水管系统、压力容器、电气系统和设备、提升系统和设备是否根据本指南和适用标准的要求进行维修、调试和更换；

(2) 审查从初次检验或上次年度检验以来 CCS 签发的放行单，在验船师认为必要的范围内，检查这些部件/设备；

(3) 检查井架、提升系统及设备、火炬臂、套管扶正台、井架二层台和钻井设备的基座的裸露表面是否处于良好状态。检查井架和相关结构件包括下列内容：

- ① 结构的总体状况，特别是弯曲变形、失落和损坏的部分以及防腐层的脱落状况；
- ② 螺栓的松紧状况；
- ③ 缆绳和配件状况；

(4) 检查所有固定件和绞车及其他提升设备的基座状况，验船师认为必要时，可进行磁粉检查，以确定是否出现裂纹；

(5) 对各系统和设备尽实际可行进行外部总体检查，以查明损坏、腐蚀、断裂及其他不正常的状况；

(6) 检查防腐层、绝缘层、运动部件的护罩和护栏是否处于良好的状态；

(7) 检查井架的通道和梯子、钻台和钻井系统机器处所，特别注意防火防爆情况和确认应急脱险通道无堵塞；

(8) 对压力容器和其附件进行外部检查，包括安全装置、基座部分、控制装置、泄压装置、管路、软管、绝缘和仪表；

- (9) 检查应急关断设备；
- (10) 检查所有电气和仪表系统，包括保护装置和电缆支撑；
- (11) 检查钻井液和固井系统；
- (12) 检查 BOP 测试记录和维修记录；
- (13) 检查设备的润滑油状况和换油记录；
- (14) 检查防爆电器的防爆完好性；
- (15) 检查防火结构的完好性。

2.5.4 特别检验（或称换证检验）

2.5.4.1 所有平台的钻井装置应经特别检验。特别检验应于平台的钻井装置完工、投入使用或特别检验后的 5 年间隔期内进行。

2.5.4.2 特别检验可在到期之日前一个年度检验开始，于到期之日前完成。当特别检验于到期日前一个年度检验之前开始进行，如果开始进行的项目欲作为特别检验的内容，则全部特别检验应在特别检验开始后的 15 个月内完成。

2.5.4.3 在特殊情况下如果在特别检验到期之日业主未能安排进行，根据业主到期之日前的书面申请，并经 CCS 同意，特别检验可给予不超过 3 个月的展期。在这种情况下，下次特别检验的日期应从展期前的特别检验到期之日算起。

2.5.4.4 如特别检验在到期日 3 个月前完成，则下次特别检验的日期从特别检验完成日算起。如特别检验在到期日前 3 个月以内完成，则下次特别检验的日期从原特别检验到期日算起。如特别检验在到期日以后完成，则下次特别检验的日期仍从原特别检验到期日算起。

2.5.4.5 特别检验包括年度检验的所有项目，另外还要对下列项目进行检验：

- (1) 验船师认为必要时，对压力容器和承压部件进行内部检查和/或厚度测量，对泄压阀和压力管道系统进行试验；
- (2) 压力容器和承压部件在最高许用工作压力（MAWP）下进行压力试验；
- (3) 钻井系统涉及的管道系统和软管在 MAWP 下进行压力试验；
- (4) 检查电机的绝缘电阻；
- (5) 检查旋转钻井设备是否工作正常；
- (6) 对防喷器组进行完整的功能试验和压力试验；
- (7) 检查钻井泵和固井泵液力端的状况；
- (8) 检查绞车、提升系统和人员升降设备的功能试验状况；
- (9) 对井架和相关结构的焊接接头进行近观检查；
- (10) 对任何可疑部位进行厚度测量和/或无损检查。

2.5.5 循环检验或计划维修保养

2.5.5.1 循环检验参照 CCS《海上移动平台入级规范》第 1 篇第 5 章 5.2.7 的要求进行。

2.5.5.2 计划维护保养应按照 CCS《海上移动平台入级规范》附录 2 进行。

2.5.6 改装、损坏和修理检验

2.5.6.1 对影响船舶或海上设施附加标志“DRILL”及证书有效性的钻井装置的改装或改建，其相关图纸应提交 CCS 批准。改装或改建及相关部分一般应符合本指南的现行规定或至少要达到原先适用的要求。

2.5.6.2 钻井装置发生影响平台附加标志“DRILL”及证书有效性的损坏时，应及时通知 CCS 进行损坏检验。详细的修理方案应提交审查，检验和试验应使验船师满意。

第 6 节 建造后/在役钻井装置的初次检验

2.6.1 一般规定

建造后再申请 DRILL 附加标志或申请发证检验的钻井装置应满足本节的要求。CCS 将对钻井装置的结构、系统和设备进行检验（包括设计审查、现场检验）。转级平台按照《海上移动平台入级规范》第 1 篇 5.10.3 建造后的平台初次入级检验执行。初次检验应按照本节 2.6.2 至 2.6.4 的规定执行。

2.6.2 设计审查

申请方应按照本章 2.2.2 要求将钻井装置的设计文件提交 CCS 审查，必要时，CCS 可要求扩大送审图纸的范围。已批准的图纸资料，如有原则性的修改或补充，申请人应将修改或补充部分重新提交审查。

2.6.3 资料审查

检验中，应对钻井装置的现有资料进行审查，以便满足法规及规范要求：

- (1) 各种工艺性文件及试验大纲；
- (2) 所属设备的产品证书及厂家质量证明文件；
- (3) 钻井装置的建造完工资料；
- (4) 历次检测报告；
- (5) 生命周期内的检验维护记录；
- (6) 运行记录及日常检查记录。

2.6.4 现场检验

现场检验按照本章 2.5.4 特别检验（或称换证检验）的范围进行。

第3章 钻井系统和设备

第1节 一般规定

3.1.1 适用范围

本章的规定适用于安装在船舶或海上设施的钻井系统和设备，主要包括：井控系统、钻井隔水管系统、钻井装置结构、提升与旋转系统、钻井补偿系统、钻井液循环系统、钻井液净化系统、固井系统、油气井测试系统、散料系统、管子处理系统、水下设备处理系统、钻井控制系统和钻井作业专用的起重、供电、液压和压缩空气系统及其附属的承压设备等。

3.1.2 一般要求

3.1.2.1 海上钻井系统及设备的设计、制造、安装和试验应符合本章的规定和本指南第1章第3节所列接受标准的相关要求。

3.1.2.2 海上钻井系统及设备的制造厂应向 CCS 提供一份陈述书，言明由 CCS 检验发证的设备及部件符合适用的标准。如果陈述书言明的标准不包括在本指南第1章第3节所列的接受标准之中，CCS 将对这些标准进行分析，以确定该标准是否适用。

3.1.2.3 如果海上钻井系统及设备的设计的某一或某些方面不符合本指南的要求，CCS 将对此差异进行分析，辨别这些设计是否带来附加的风险，并逐一评价这些风险是否可以接受，给出控制风险的意见或判定该设计是否可以接受。

第2节 设计原则

3.2.1 总体安全原则

3.2.1.1 海上钻井系统及设备应设计成能最大程度保障人命和财产安全及对环境的影响降至最低。为此在设计中应遵循 3.2.1.2 至 3.2.1.13 规定的原则。

3.2.1.2 系统应按单个误操作或单个故障不至于危及人命安全、导致重大财产损失或环境污染的原则进行设计。

3.2.1.3 所有设备都应设置安全作业和应急操作所必需的指示仪表。

3.2.1.4 对系统和设备应采取适当的保护措施，以防止过载、超压、超温和超速。

3.2.1.5 对系统和设备应尽可能通过安全设计避免或防止危险的发生。

3.2.1.6 针对预计可能发生的安全风险，应有降低风险发生概率和减轻事故后果的措施。

3.2.1.7 安全系统宜包括两套独立的保护系统，以防止设备、管路系统及正常过程控制中单个故障或失效所产生的影响或使这种影响降至最小。

两级保护一般应由不同功能类型的安全装置构成，以减少因同样原因发生故障的可能性。

3.2.1.8 安全系统、控制系统及报警系统应设计成故障安全型。

3.2.1.9 当由于发展太快而不能由人工干预消除的故障状态出现时，安全系统应能即刻做出保护动作，使钻井装置及时恢复至安全状态。

3.2.1.10 系统和设备的寿命应不小于规定的设计寿命。

3.2.1.11 对于钻井系统中可移动、活动的大型设备和工具，应有可靠的固定、系固措施。这些措施的设计应考虑作业、迁航、风暴自存和事故倾斜等工况。这些大型设备主要包括防

喷器组（包括 LMRP）、采油树、隔水管和直接作用式隔水管张力器（DAT）的大型液缸等。

3.2.1.12 海上钻井系统和设备应采取有效措施，满足在潮湿、盐雾环境下的防腐要求。

3.2.1.13 海上钻井系统和设备中所有的联接件和紧固件应有可靠的防松措施。

3.2.2 布置

3.2.2.1 高风险的设备和区域应与低风险者相互隔离。

3.2.2.2 钻井系统设备及部件的布置应使电缆、电缆槽、进排气管、控制和关断系统以及安全系统在钻井作业期间得到保护。

3.2.2.3 重要设备、设施和通道的位置和设计应考虑落物打击风险。

3.2.2.4 甲板和工作区域应设有污油水及钻井液有效的收集、排放系统。来自于钻台、底座和油气井测试工作区的危险排放物应予以收集及导入专用的污油水柜系统，并与服务于非危险区的收集、排放系统相隔离。

3.2.2.5 司钻房的设计应符合下列原则：

（1）应使司钻具有清晰的视野，能直接或借助可靠的辅助可视设备看清主要设备、钻台上及井架内的一切作业活动。

（2）司钻房内应进行正压通风且所有的设备应满足所在区域的防爆要求。

（3）司钻房的设计应采取有效隔音措施，使得在外部噪音为 85dBa 的条件下，司钻房内的噪音低于 65dBa。

（4）司钻房的设计应采取隔热、空调等有效的温度控制措施，以使其内部的环境温度适于人员长期工作。

3.2.2.6 危险区内设备及器具的布置应满足本指南第 1 章 1.1.1.2 所列的海上钻井系统所在船舶或海上设施规范的适用要求。

3.2.2.7 钻井装置的布置应使所有钻井设备具有足够的操作、维修空间和通道或者设有等效措施。

3.2.2.8 脱险通道应符合下列要求：

（1）钻台应至少设有两条无障碍的直接通向安全区域的通道；

（2）井架二层台应设有应急脱险设施。

3.2.2.9 如果海上钻井装置的作业地点可能会发生结冰或积雪，那么应采取能有效减少结冰和积雪的措施。

3.2.2.10 安全系统的布置

（1）在预计的危险事件发生时，可能要求同时操作的安全系统应尽可能在同一位置进行控制。另外，应使用简单有效的视觉和/或声音通讯设施，以保证钻井装置及其所在平台的安全运行。

（2）安全系统的位置应适当布置并受到保护，以便在井喷失控或发生其他定义的意外事件时，仍能保持工作状态并可安全接近。

（3）防喷器的应急控制位置应设置在钻台以外的安全处所。

3.2.3 超压保护

3.2.3.1 可能存在超压的钻井系统和设备和/或部件应由适当的保护装置（安全阀、爆破片、易熔塞等）进行保护。

3.2.3.2 在超压保护装置的设计和选择中，应考虑最恶劣的压力源组合。这些压力源包括地层压力、泵压、流体阻力、静压头、水锤（水击）效应、火和/或热引起的压力。

3.2.4 材料、焊接和无损检测

3.2.4.1 应根据本指南第 6 章和接受标准的要求选择设备和部件的材料，并考虑材料与功能的适应性。

3.2.4.2 如果钻井系统制造使用的材料不符合本指南的接受标准和第 6 章的要求，检验委托方应将能够证明制造商、设计者的经验的书面材料及其相关的实施记录提交 CCS，以便于 CCS 作出是否接受该材料的决定。

3.2.4.3 焊接和无损检测（NDE）应符合本指南第 6 章的规定。

3.2.5 风险评估

3.2.5.1 除本指南 1.1.4 中规定的新颖钻井装置外，本条所规定的风险评估技术要求为推荐要求，可根据钻井装置所有者的需求自愿开展风险评估工作。

3.2.5.2 钻井装置的风险评估可分为下列 3 个层次：

(1) 对钻井系统整体和子系统定性的风险评估，分析的方法可以是 HAZID、HAZOP 和 What-if 等方法；

(2) 功能层次的风险评估，可采用 FMEA/FMECA 的方法；

(3) 设备和/或部件层次的风险评估，可采用 FMEA/FMECA 的方法。

上述评估工作应相继开展，从对整个设计风险辨识开始。必要时针对前期辨识出的具体风险展开进一步的详细分析。

3.2.5.3 应开展覆盖钻井系统整体的定性风险评估，以实现下列目标：

(1) 辨识出于钻井系统相关的潜在风险（包括对船舶或海上设施上其他系统的影响）；

(2) 证明钻井装置符合本指南所规定的设计原则；

(3) 提出适当的阻止事故和减轻风险后果的措施；

(4) 提出进一步分析、试验或风险评估的需求。

3.2.5.4 对钻井系统整体风险评估的目的是辨识与钻井系统相关主要危险源，这些危险源包括但不限于：有毒气体（如硫化氢气体）泄漏、油气泄漏、井喷、火灾和爆炸、失去吹扫空气、结构失效、机械失效、电气失效、定位失效、失去稳性、设备碰撞、落物、坍塌、直升机碰撞、极端环境。

3.2.5.5 功能层次的风险评估应当覆盖本章 3.1.1 覆盖的子系统及其控制系统，并辨识出需要进一步进行风险评估的设备和/或部件。

3.2.5.6 部件层次的风险评估应与功能风险评估相关联，以全面理清设备失效模式局部影响和系统中控制/安全功能和其他设备/界面失效影响。

3.2.5.7 FMEA/FMECA 的验证

(1) 应编制并实施一套确认程序以验证选定的关键风险评估结果。例如，对于 FMEA/FMECA 评估，这包括确认辨识出的系统失效模式的有效性、辨识出的系统失效模式的影响、安全控制的响应和针对失效的其他保护措施的有效性。

(2) 部分验证工作可在生产厂进行。如果整体的测试要求组装和在平台上安装，在调试时 FMEA/FMECA 确认工作可以作为系统完整性试验（SIT）的一部分。

(3) 试验程序及结果应形成文档以保证 FMEA/FMECA 结论经过确认。

(4) CCS 应审查 FMEA/FMECA 试验程序，并见证 FMEA/FMECA 试验。

3.2.5.8 钻井装置的所有者应保留风险评估的结果。如果有任何对钻井系统、子系统、设备或部件的后续改建，风险评估成果应进行更新，以覆盖改建内容，并且证明已经适当地减轻了由改建带来的风险。

第 3 节 设计载荷条件

3.3.1 一般要求

3.3.1.1 钻井装置的每个部件都应按预定的不利载荷工况进行设计。作用在钻井装置上，且对其功能、强度和安全可靠有不利影响的所有内外载荷均应加以考虑。对实际有可能同时作用的各种载荷，应按其可能不利的情况进行组合，但地震载荷除外。

3.3.1.2 钻井装置中的载荷条件主要包括设备和/或系统的设计压力、设计温度、环境载荷、作业载荷和部件自重。

3.3.1.3 设备和/或系统设计压力和设计温度应符合下列要求：

(1) 设计压力和设计温度应包含足够的余量以覆盖预期的内、外压力和温度条件的不确定性；

(2) 设计压力应高于最高操作压力，并且包含一个合适的安全余量；

(3) 设计压力和设计温度的确定应全面考虑设备和/或系统的启动、关断、运行和可以预计的非正常工况；

(4) 如果没有现成的工程经验作参考，在必要的情况下，可以通过工程分析配合试验的方式，建立设备和/或系统的操作限制条件，用以确定设计压力和设计温度。

3.3.2 环境载荷

3.3.2.1 应采用平台设计所采用的环境条件和运动性能。

3.3.2.2 如适用，在确定环境载荷时应考虑下列因素：

(1) 平台运动引起的载荷；

(2) 风载荷；

(3) 空气温度和湿度；

(4) 冰雪堆积载荷（适用时）；

(5) 地震（仅适用于安装在固定平台的钻井装置）。

3.3.2.3 平台运动

浮式钻井系统中所有主要部件/设备（例如，管子处理设备、防喷器吊运设备和井架、底座、火炬臂结构等）的设计载荷应包括由于风、波浪和海流造成的平台运动而引起的载荷。

在设计承压设备的固定方式时应考虑平台的运动。

除另有规定外，由浮动平台运动引起的动载荷应考虑由平台横摇、纵摇和垂荡下述联合作用产生的载荷，并取其大值：

(1) 最大垂荡和最大纵摇；

(2) 最大垂荡和最大横摇；

(3) 最大垂荡和同时发生纵、横摇的组合。

3.3.2.4 风载荷应按照接受标准进行计算，设计重现期一般不少于 100 年。

3.3.2.5 拟在寒冷地区作业的钻井装置，应考虑可能的冰雪堆积载荷，其设计值应由业主/设计者预计确定。

3.3.2.6 对安装在固定平台上的钻井装置，应考虑地震载荷的影响。地震载荷应按照 CCS《浅海固定平台建造与检验规范》或接受的标准进行计算。

3.3.3 作业载荷

3.3.3.1 作业载荷系指在作业期间所受到的除环境及部件自重以外的其他载荷。

3.3.3.2 作业载荷包括大钩载荷、转盘载荷、立根载荷、隔水管张紧器载荷、钻井物料

重量载荷和事故载荷等。

3.3.3.3 由于作业运动引起的纵向载荷一般通过动载荷系数计算。动载荷系数应根据本指南和接受标准确定。

3.3.3.4 在确定由于作业运动引起的横向载荷时应考虑由于设备横向运动引起的惯性力和离心力、使用轨道的钻井设备传递到轨道上的力和缓冲载荷。

3.3.4 载荷的组合

除另有规定外，浮式钻井系统部件应对下列适用工况评估其有关载荷的组合值，例如对天车式钻柱补偿系统附属，通常应给出钩载、风载，平台运动和立根载荷的组合值：

- (1) 作业工况；
- (2) 天气待工工况；
- (3) 自存工况；
- (4) 迁航工况；
- (5) 安装工况；
- (6) 倾覆和滑动（如适用）。

第 4 节 结构

3.4.1 一般要求

3.4.1.1 本节要求适用于井架/轻便井架、钻台、火炬臂及其他主承载结构。

3.4.1.2 结构设计应符合适用的接受标准和本节的规定，应考虑其预定的用途、临近或直接作用的其他构件的影响，并保证在所有规定的设计工况下使用安全。

3.4.1.3 在使用法兰连接或卡箍连接的地方，应考虑因为连接内压产生的外载荷。

3.4.1.4 结构的材料应符合本指南第 6 章第 2 节的有关规定。

3.4.1.5 作用在结构上载荷及载荷组合应符合本章第 2 节的有关规定。

3.4.1.6 除另有规定外，许用应力应符合适用的接受标准，如 AISC Manual of Steel Construction、API Spec 4F 的有关规定。

3.4.2 井架

3.4.2.1 标准设计

大钩载荷通过井架结构传递的标准井架可根据 API Spec 4F 要求设计。此外还应考虑下述因素（适用时）：

- (1) 可能的冰雪堆积载荷及相应增加的风载荷；
- (2) 疲劳估算；
- (3) 诸如管子处理设备、垂荡补偿器等主要设备安装处的井架结构，应具有足够的局部强度和刚度；
- (4) 紧固件的预应力。

3.4.2.2 其他设计

对于 API Spec 4F 适用范围外的钻井或修井结构的设计，如大钩载荷直接传递到钻井或底座上的结构，应根据本章第 3 节的载荷及载荷组合要求完整评估，并考虑 3.4.2.1 给出的关注因素。

3.4.2.3 井架内连续直梯的最大允许高度为 9m，如果攀登高度超过 9m，则应在适当位置设置休息平台，或采取等效措施以保证攀爬人员不因过度疲劳而发生事故，该等效措施方

案应经本社批准，现场安装后的状况应使验船师满意。井架内通道应设护栏保护，护栏高度应不小于 1.0m，且在护栏底部设有至少 100mm 高的挡脚板。

3.4.2.4 凡需加注润滑剂的设备及部件均能安全方便地到达。

3.4.2.5 安装在井架上的设备和部件均应系固牢靠以免脱落。

3.4.3 钻台

3.4.3.1 钻台结构的设计应承受由钩载、绞车、立根放置区、转盘载荷及其上所有设备施加的载荷和环境载荷。对浮式平台，还应考虑由隔水管张紧器引起的载荷。

3.4.3.2 诸如转盘、死绳固定器及绞车等主要设备安装处的钻台结构应具有足够的局部强度和刚度。

3.4.3.3 钻台的井架支脚内部区域及立根区域应能承受 241.3mm (9 1/2 in) 钻铤立根从 1.5m 高处坠落引起的冲击载荷，且结构应力不超过材料的屈服强度，一般指钻台的井架支脚内部区及立根区域。

3.4.3.4 钻台的主要工作区域宜有防滑措施及设有防风雨设施。

3.4.3.5 立根放置区表面应覆盖防止钻杆接头损伤的材料。

3.4.4 底座

3.4.4.1 底座设计时应能承受本章第 3 节所要求的所有载荷和载荷组合工况。

3.4.5 火炬臂

3.4.5.1 火炬臂应具有足够的支撑强度，使火焰/燃烧口与钻井甲板之间保持足够的安全距离，以限制尾气、火炬排放或热辐射对人员、设备和直升机交通的影响。应对火炬进行放空分析。

3.4.5.2 用于火炬臂结构设计的载荷必须满足业主/作业者的作业需求，并考虑到作业和存放条件。

3.4.5.3 火炬臂结构设计应考虑下列适用的载荷（适用时）：

- (1) 包括结构、管子、附件、索具、冰雪、通道、护栏等的重量；
- (2) 风载荷；
- (3) 燃烧时的热负荷及脉冲载荷；
- (4) 平台运动导致的载荷。

3.4.5.4 风载荷和平台运动导致的载荷可根据 API Spec 4F 给出方法计算。

第 5 节 井控系统

3.5.1 一般规定

3.5.1.1 井控系统和设备是指用于实施井控操作以防止井流不受控制的喷出井口，并使井眼内压力恢复平衡的系统和设备，通常包括防喷器系统、分流系统、节流和压井系统、辅助井控设备以及上述系统和设备的控制系统，此外与井控功能相关的系统和设备还包括钻井隔水管系统、钻井液循环系统和固井系统等。对于动力定位钻井平台，防喷器系统还应具备迅速使平台从井口解脱的功能。

3.5.1.2 井控系统中节流器之前与井流直接接触的承压设备和管路应能承受预期最大的关井压力。

3.5.1.3 水面以上的井控系统部件均应具有足够的耐火性能。

3.5.1.4 应有可靠措施防止井控系统上的设备和管路发生冻结。

3.5.1.5 用于浮式平台的压井/节流软管，应具有防弯曲装置，减少平台运动而带来的影响，其连接方式为法兰连接。

3.5.2 防喷器系统

3.5.2.1 防喷器系统包括防喷器组、防喷器控制系统和防喷器测试系统。通常情况下，此三个子系统组成如下：

(1) 防喷器组是由闸板防喷器和环形防喷器及钻井四通、连接器、卡箍组成的一套设备。水下防喷器组还包括可与主防喷器组解脱的隔水管下部总成、液压连接器、压井/节流管路的失效安全阀门和分管路以及支撑框架结构。

(2) 防喷器控制系统包括液压动力单元、蓄能器组、气压系统（如设有）、控制台/盘/面板、液压软管、控制线缆等，水下防喷器的控制系统还包括多路线缆系统、线缆滚筒、水下控制盒（蓝盒和黄盒）、不间断动力源（UPS）、防喷器第二控制系统（即应急控制系统，包括自动剪切系统、自动关闭系统、声控系统类型）、水下蓄能器组和 ROV 操作界面（接口）。

(3) 防喷器测试系统包括试验桩、试压泵等测试设备及管路和仪表系统。

3.5.2.2 防喷器的组合应符合主管机关法规和 CCS 接受标准的要求。

3.5.2.3 防喷器检验的申请方应针对防喷器组合进行风险分析，以说明闸板的布置和组合的合理性。

3.5.2.4 防喷器组应能关闭在一套钻井程序中可能使用的所有尺寸的钻杆、钻铤和套管。其中的环形防喷器、全封闸板防喷器和全封剪切闸板防喷器应能封闭没有下入钻具的井眼。

3.5.2.5 防喷器组的组合和管口布置应能使防喷器系统至少实现下列功能：

- (1) 关闭钻柱、套管或尾管和井眼之间的环空并允许循环；
- (2) 关闭并且密封开放的井眼并允许测量容积的井控操作；
- (3) 环形防喷器关闭的情况下起下钻柱；
- (4) 在管子闸板防喷器上悬挂钻杆并控制井眼压力；
- (5) 剪断管柱或测井电缆并密封井眼；
- (6) 水下防喷器还应能将隔水管从防喷器上解脱开来，并能通过防喷器组将圈闭气循环出来。

3.5.2.6 防喷器组应至少包含下列防喷器：

- (1) 1套环形防喷器；
- (2) 1套全封剪切闸板防喷器；
- (3) 2套管子闸板防喷器；
- (4) 对于动力定位的平台，应设有 2 套剪切闸板，其中一套是全封剪切闸板，另外一套是套管剪切闸板；
- (5) 对于锚泊定位的平台，一般应设有 2 套剪切闸板，其中一套是全封剪切闸板，另外一套是套管剪切闸板；但经风险分析认为风险可控时，可仅设 1 套全封剪切闸板；
- (6) 所有的闸板防喷器应设有锁定装置。

3.5.2.7 闸板的设计应能使其承受预定的悬挂载荷。

3.5.2.8 全封剪切闸板应能在剪切之后实现密封。根据 API Spec 16A 和 API Std 53 或具体的钻井程序，剪切闸板应能剪断最大截面和最钢级的管柱和缆索。

3.5.2.9 包括连接器、挠性接头和适配短节在内的隔水管下部总成（LMRP）的常用部件应按照 API Spec 16F、API Spec 16R、API RP 16Q 和本指南的附加要求，由其各自的制造商设计、制造和试验。

3.5.2.10 防喷器的控制系统应符合 3.5.6 的有关规定。

3.5.3 分流系统

3.5.3.1 分流系统和设备部件通常包括环空密封装置（密封件和外壳）、蓄能器组、分流器挠性接头、筒芯、筒盘根、筒短节、分流器试验工具、放空出口、阀门、动力单元和管路、控制系统/台/面板。

3.5.3.2 分流器设备和布置应符合 API RP 64 和 API Spec 16D 的要求和本指南的附加要求。

3.5.3.3 分流器密封组件应适合密封所有尺寸钻柱元件。

3.5.3.4 分流管路的设计应符合下列要求：

(1) 管路的设计应考虑最大压力和最大反力、耐冲蚀性能和在工作中可能承受的温度范围。

(2) 排放管路一般应分置于平台的两侧，且管径不小于 254mm。

(3) 排放管路从分流阀开始应向下倾斜，实现自排污的功能。

(4) 管路的走向应尽可能直。在方向改变不可避免处，应通过抗冲击盲板或抗冲击堵塞三通（靶式三通）、管子内壁外半径侧加装保护板或采用 20 倍公称直径曲率半径的弯头的方式来实现。

(5) 应尽量避免使用软管。当不可避免时，应提交数据以证明其在下列方面的符合性：最大压力、最大反力、耐火性能、耐冲蚀性能、预期的温度范围和与附属相关管路的兼容性，以及进行了可靠的支撑和连接。

(6) 管路排放口应引至平台舷外，且远离可能的引火源。

(7) 管路的支撑应适合井流排放时产生的动载荷。

(8) 分流器出口接管应尽量选用特别加厚的管子规格。

3.5.3.5 分流管路的阀门组件应符合下列要求：

(1) 排放管路上的阀门应全开并为全通型。

(2) 阀门及其执行机构的选型应能使其在所有设计条件下操作分流阀。

(3) 在制造厂的试验中，对于每一个阀门及其执行机构应进行全设计压差开启试验。

(4) 分流阀组件及其控制系统的设计应能使其将井流安全的排放出去。

(5) 分流器系统中的所有阀门都应有启闭指示。

3.5.3.6 分流器的控制系统应符合本节 3.5.6 的要求。

3.5.4 节流和压井系统

3.5.4.1 节流和压井系统及设备的部件通常包括节流和压井管汇、节流压井管路、连接器（包括重力接头/小连接器）和软管（例如，月池区域的软管和 LMRP 上的跨接管路）、防喷器组上的失效关闭阀门、压井装置、从压井装置和/或固井装置及钻井液管汇接至节流和压井管汇、缓冲罐和控制系统的连接管路。

3.5.4.2 节流和压井系统、管汇、装置和相关部件应符合适用的接受标准的规定，以及本指南的要求。

3.5.4.3 节流和压井管路与软管应符合下列要求：

(1) 从防喷器组至节流和压井管汇管路上应设有 2 个靠近防喷器组的阀门：

① 对于水上防喷器组，2 个阀门中应有一个阀门为液控阀门；

② 对于水下防喷器组，这 2 个阀门应都为液控阀门，且应为失效安全型的阀门，以便在控制系统失效时自动关闭。

(2) 从防喷器组到节流器及其下游的第一个隔断阀之间的管子、阀门、软管、连接器、

管件和节流管汇的设计压力应不低于闸板防喷器。

(3) 将防喷器组和节流管管汇连接起来的节流管路和节流器下游的管路应符合下列要求:

- ① 应尽可能直, 在需要转弯处设靶式弯头;
 - ② 应固定牢固, 以防止由井流冲击引起剧烈振动;
 - ③ 在管路改变方向处的支撑和固定装置应能在所有操作条件下限制管子的变形;
 - ④ 管子内径的选取应能阻止由于流速而引起的过度冲蚀和液体摩阻。
- (4) 节流和压井软管应符合本指南第 4 章的适用规定。

3.5.4.4 节流压井部件应符合下列规定:

(1) 对于额定工作压力超过 20.7MPa (3000 psi) 的管路, 其连接方式应采用法兰连接、焊接、卡箍连接或其他认可型式的连接方式。

(2) 对于节流器无论其额定工作压力为多少, 只能采用法兰、焊接或卡箍连接。

(3) 对于额定工作压力低于 69MPa (10000 psi) 的井控系统, 节流管路的公称直径应不小于 50.8mm (2.0in.)。

(4) 对于额定工作压力大于等于 69MPa (10000 psi) 的井控系统, 节流管路的公称直径应不小于 76.2 mm (3.0 in.)。

(5) 钻高压井、气井和进行预期含有大量气体的其他钻井作业时, 在最后一道高压阀门(节流器后的隔断阀下游)下游的阀门和管子的内径应不小于 101.6 mm (4.0 in.)。

(6) 节流器下游放喷管路的最小尺寸应至少与节流器末端连接器的内径相等。

(7) 如果采用了缓冲罐, 则应有措施在不间断井流控制的前提下防止其失效或不能正常工作。

(8) 所有由冲蚀的管汇阀门应为全开式的, 并且其设计应能使阀门在高压气体和冲蚀流体存在的情况下操作。

3.5.4.5 节流压井管汇的布置应符合下列规定:

(1) 节流和压井管汇总成的设计应符合下列规定:

① 节流管汇应至少包括 3 套节流器, 其中至少一套为遥控控制, 一套为手动控制。

② 任何一个节流器应能在管汇使用时被隔离和更换。

③ 对于水下防喷器, 其布置应允许通过节流或压井管路及所有的节流器实现循环, 而不干扰其他管路的泵送操作。

④ 与钻井液和水泥泵送系统相连接。

(2) 节流压井管路的设计应能减小高速流体的冲蚀和磨蚀, 如通过避免管路的急转弯。如果 90°转弯不可避免, 则应通过靶式法兰进行缓冲。

(3) 每一管汇的进入和流出管路应设有隔断阀, 并且该阀门应与相应的节流器进出口具有相等的温度-压力等级。

(4) 节流管汇应具有一个替代进/出口, 以用于:

① 避免单一的失效、堵塞或冲刷影响对管汇的操作;

② 将井流引入泥浆-气体分离器、试油设施/火炬臂和应急排舷外。

(5) 从节流器下游到泥浆-气体分离器或排舷外的流程路径选择, 应具有一个替代的路径以实现冗余, 以便在部分流程出现冲蚀、堵塞或不能使用时, 能够将其隔离开来而不中断井流。

(6) 在处理量超过泥浆-气体分离器的处理能力时, 节流管汇应有能力将井流引至用于应急排放安全位置, 例如火炬或排舷外(左舷或右舷), 如适用。

(7) 如果设置了排放管路(用于绕过节流器), 其内径应不小于节流管路的内径。

(8) 在节流和压井管汇及其下游管路和相关部件的设计与选材中, 应考虑焦耳-汤普逊

效应。

- (9) 应采取措施避免缓冲管（或缓冲腔室）内压力的异常增加。
- (10) 如果高、低压力界线位于节流管汇上，则应在此界线上设置双阀。
- (11) 对于压力等级大于等于 34.5MPa 节流压井管汇，其入口应设置双阀。

3.5.4.6 泥浆气体分离器系统应符合下列规定：

(1) 泥浆-气体分离器的设计和制造应符合 ASME 锅炉压力容器规范第 VIII 卷和本章第 13 节的规定。

- (2) 泥浆-气体分离器应通过放空管路向大气放空。
- (3) 放空管路上不应设有任何节流装置。
- (4) 应在钻井液和气流冲击容器壁处采取防冲蚀措施。

(5) 泥浆-气体分离器的设计压力应由放空管路充满比重为 2.2S.G.的泥浆或具体的最重的泥浆而产生的压力来确定。

(6) 为了利于将气体从泥浆中分离出来，放空管路管径的选取和路径设计应尽可能减小背压。在放空管路的设计中应考虑下列指导原则：

- ① 放空管路的最大设计背压应允许在规定的最大气流条件下，气体不会通过液封窜出，此时液封内的设计泥浆/凝析液比重为 0.6；
- ② 如果使用加重泥浆，则应要求向液封中连续注入加重泥浆。

(7) 泥浆-气体分离上应设有一套高液位 (LSH) 传感装置或等效的流程路径通知装置，用于显示液流从节流器到舷外或替代路径的流程。CCS 将对 LSH 传感装置的替代装置进行特别考虑。

(8) 泥浆-气体分离器应设有阻止气体窜至泥浆-气体分离器下游的泥浆处理设备的装置，以及手动或自动将自节流器至排舷外或结束流程的显示装置。这些装置的功能应通过压力、温度监测设备和液封装置来实现。对于一般目的的钻井作业，液封高度应至少为 3m，对于高温高压井作业，液封高度应至少为 6m。

(9) 应通过下列措施之一监测液封：

- ① 测量液封处的压差；
- ② 监控泥浆-气体分离器的低液位传感器 (LSL) 或者能够及时通知井队人员阻止气窜的装置或措施。

(10) 泥浆-气体分离器和液封应易于清理并设有低点放空。放空管路应有向下的坡度以阻止反向流动。

3.5.4.7 放空/放喷装置

(1) 泥浆-气体分离器的放空管路应延伸至天车以上至少 4m (13ft) 并且其公称直径应至少为 DN250 (10" NPS)。对于高温高压钻井作业，放空管路的最小名义直径应为 DN300 (12")。

(2) 放空管路应尽可能直并且无阻碍，其管路选择和布置应使其在上游设备处的背压为最小。

(3) 泥浆-气体分离器的放空管路不应与其他管路（包括其他设备/系统的放空管）相连接，且不应设有任何调节阀。

(4) 放空管路的路径应避免出现低点，能够自排污以避免泥浆的积聚，并且应有朝向泥浆-气体分离器的坡度。

(5) 泥浆-气体分离器液封虹吸断路器的放空管路应：

- ① 应至少延伸至泥浆-气体分离器以上 10m 的位置；
- ② 具有至少为 100mm 的内径；
- ③ 应尽可能直并且没有阻碍；
- ④ 不能与其他放空管路连接。

(6) 必须设置从节流管汇引至替代位置的跨接管路, 例如放空管路、火炬或舷外(左舷和右舷), 以防止误操作或泥浆-气体分离器能力被超出的情况。这些管路不应与分流管路连接。

(7) 排舷外的放喷管路(左舷或右舷)应朝向下风方向以备排放, 并且远离钻井装置和引火源, 可以优先采用沿着分流管路的路线。排舷外的放喷管路的额定压力应不小于节流管汇缓冲管/室的额定压力。

(8) 除气器的放空管路应:

- ① 是独立的管路, 不应与任何其他放空管路相连接;
- ② 尽可能直;
- ③ 畅通无阻;
- ④ 避免产生积液;
- ⑤ 管路的选择和布置尽量减小背压;
- ⑥ 其布置应能适应放空管路中液体可能产生的沉积物。

3.5.4.8 压井装置

压井装置的部件一般包括泵以及连接压井装置、固井装置、钻井液管汇、脉动缓冲器和安全阀的管路。承受高压的压井装置(泵送系统)应符合下列要求:

(1) 该系统至少能够以最大预期注入压力泵送压井液, 此压力应大于压井作业中可能遭遇到的最大压力。

(2) 该系统应至少包括 2 台泵, 每台泵应采用下列一种方式驱动:

- ① 专用的内燃机引擎;
- ② 电驱动——与独立于主电源的备用电源相接。

(3) 用于将钻井液从泥浆池输送至高压压井泵送系统的泵, 其中至少有一台应连接至独立于主电源的备用电源。

(4) 应设有装置使得固井设备的操作人员能够监测泵送液体的压力和流量。

3.5.5 辅助井控设备

3.5.5.1 钻井系统应根据需要使用包括上、下方钻杆旋塞, 钻杆安全阀、内防喷器、钻柱单向阀在内的辅助井控设备。

3.5.5.2 对于使用顶驱系统的钻井装置, 必须安装内防喷器。该内防喷器如果是遥控的, 则应能手动关闭或串接另外一套可以手动关闭的内防喷器。

3.5.5.3 辅助井控设备应符合接受标准的有关规定和本指南的要求。

3.5.5.4 方钻杆旋塞应符合下列规定

(1) 钻柱上应设有 2 个方钻杆旋塞, 其中一个安装在水龙头下面(方钻杆上旋塞), 另外一个安装在方钻杆下面(方钻杆下旋塞)。

(2) 方钻杆下旋塞是全开的阀门, 是方钻杆上旋塞的备用阀门。对于水面以上的防喷器, 方钻杆下旋塞应能通过防喷器组。

(3) 方钻杆的测试应双向进行, 并且要进行高压试验和低压试验, 首先进行低压试验。

3.5.5.5 钻杆安全阀应符合下列规定:

(1) 钻台上应放置一个即时可用的全开式钻柱安全阀, 用以在起下钻过程中发生井涌时立即安装在钻柱之上。

(2) 钻杆安全阀应与正在使用的钻杆配备连接, 且能够承受预期的关井压力。

(3) 应将操作阀门的扳手置于易于到达之处, 以便于井队人员获取并实施操作。

3.5.6 控制和监测系统

3.5.6.1 井控控制系统包括防喷器、节流和压井系统以及分流器的控制系统，以及浮式钻井平台的应急解脱系统。这些控制系统应符合下列一般要求：

(1) 控制系统及其部件应符合本指南接受标准的要求。

(2) 控制系统包括其液压、气动、电动、电-液、声控等系统的设计应使单一控制系统部件的失效不会导致控制系统功能失效、失控或油气井失控。

3.5.6.2 蓄能器系统、泵系统和存储系统以及应急释放系统的储液、供液和泄放能力应经核算，以证明其符合本指南接受标准的要求。

3.5.6.3 防喷器控制系统的响应时间、泵的性能和蓄能器的充装应符合接受标准的要求。

3.5.6.4 井控系统至少应设有两个控制盘，一个控制盘应位于司钻房中便于操作的位置。这些控制盘应与控制系统的主要装置直接相连接，且不得串联连接，每一控制盘至少包括但不限于下列控制：

(1) 关闭和开启防喷器；

(2) 关闭和开启防喷器上的压井和节流阀；

(3) 分流器的操作；

(4) 浮式钻井装置井控盘还应具有下列功能：

① 隔水管的正常和应急解脱；

② 井口连接器的正常操作功能；

③ 控制水下储能器的冲压/泄压；

④ 控制水下控制系统流程中的各种遥控阀门；

⑤ 控制压井/阻流的重力接头锁紧和解锁等功能（如适用）。

3.5.6.5 第二控制盘应位于远离司钻房的安全处所，应在司钻房的控制盘失效或不可接近时，便于有权限的人员实施井控操作。对于分流器的操作可在一个地点控制而不要求第二控制盘。

3.5.6.6 两个控制板应清楚地指示出防喷器的启闭状态及可供各种功能和操作使用的动力储备是否合格，并能对蓄能器压力低、气源压力低、失去动力供应以及控制液体储存柜内液位低发出视、听报警信号。

3.5.6.7 在控制台（面板）上应设有防止由于疏忽而误操作的措施，对于浮动平台还应设有附加的保护措施以防止由于误操作而导致解脱隔水管和启动剪切闸板防喷器。

3.5.6.8 对于液压系统，包括先导阀在内的控制系统的主装置应设置在遮蔽位置，该位置应易于接近。

3.5.6.9 对于电气系统或以计算机为基础的系统，应设两套相互独立的系统。

3.5.6.10 应从主液压装置引出两套独立的液压管路来控制水下防喷器，每套管路应连接不同的控制盒。

3.5.6.11 在泵组失效的情况下，蓄能器的供液量（容积和压力）应能满足防喷器组控制的需要，其设计应符合 API Spec 16D 的规定。

3.5.6.12 在所有的压井和节流控制盘上应清楚地显示钻井立管压力和节流管汇内的压力。此外，在遥控控制站还应显示节流阀开度和钻井液的泵送流量，其设计应满足 API Spec 16C 要求。

3.5.6.13 分流器控制系统应装有一个联锁装置，以便在分流器和泥浆返流管路关闭之前打开分流管路上的阀门，且对每一阀门都应设有备用动力源。

3.5.6.14 应配备泄压阀以防止分流器盘根超压。分流系统应有联锁系统以防止插入的盘根关闭，直至插入的盘根安装到位并且插入盘根的锁定装置启动。

3.5.6.15 隔水管与水下防喷器的应急解脱装置应独立于主解脱装置，应急解脱除能在正

常位置操作外，还应能在应急状态下可以到达的另一位置进行操作。动力定位的浮式钻井平台的防喷器应设应急解脱装置，锚泊定位的浮式钻井平台可选设应急解脱装置。

3.5.6.16 对于动力定位的钻井平台，其水下防喷器应设有自动剪切系统和自动关闭系统，并设有专用的应急蓄能器系统。在主液压源失效时，应急蓄能器系统应仍可保证自动剪切系统和自动关闭系统工作所需的液压供应。

3.5.6.17 水下防喷器应设有 ROV 干预装置，并应符合下列要求：

(1) ROV 干预装置应至少能够关闭 1 套管子闸板、1 套全封剪切闸板和打开 2 套事故安全阀，并解锁隔水管下部总成，这些功能应独立于防喷器主控制系统进行操作。

(2) ROV 干预装置可采用来自水下储能器液压源，也可来自 ROV 装置或地面的液压源完成功能的操作。

(3) ROV 界面和/或插口应符合接受标准的要求，对于深水浮式钻井平台可按其设计理念配置特殊的界面和接口，但其功能和安全性应不低于标准的界面和接口。

第 6 节 钻井隔水管系统

3.6.1 一般规定

3.6.1.1 钻井隔水管系统的主要功能是为浮式钻井平台与井口之间提供流体流动的通道，为节流管路、压井管路和其他与水下设备相连的管路提供支承，为钻井工具进入井内提供导向，为防喷器的安装和回收提供服务。

3.6.1.2 钻井隔水管系统一般包括钻井隔水管张紧系统、隔水管单根、伸缩节、短节、浮力装置、球型/挠性接头、隔水管起下设备和灌注阀、节流压井管路及辅助管路、拖曳减轻装置等特殊设备。

3.6.1.3 钻井隔水管系统及相关设备应按照本指南接受标准的适用规定和本指南的附加要求设计和制造。

3.6.1.4 隔水管系统应根据隔水管的壁厚和挤溃压力等，配置隔水管灌注阀。

3.6.2 隔水管张紧系统

3.6.2.1 隔水管张紧系统的功能是为隔水管顶部提供垂向拉力以控制隔水管的应力和位移，并能在平台垂直和水平运动的情况下使隔水管柱的张力基本保持恒定。

3.6.2.2 隔水管张紧系统一般包括蓄能器组、空气/氮压缩机、空气/氮气干燥器、控制系统/台/面板、液压缸、液压动力单元、管路、压力容器、张紧器、导向绳、控制线缆、张紧器滑轮组、张力索等。

3.6.2.3 隔水管张紧系统最小张力的设定应保证隔水管的稳定性；最大张力的设定不应超过张紧器的动态张力极限值（DTL）的 90%。动态张力极限是指张紧器液缸最大允许压力和有效液压面积的乘积与活塞柄滑轮上绳索数的比值，其设定应满足 API RP 16Q 要求。

3.6.2.4 张紧系统的设计应能保证在一个张紧器失效或维修的情况下，其余张紧器能为隔水管提供所需要的最小张力。

3.6.2.5 隔水管张紧系统中惰滑轮的布置应使张力索与隔水管伸缩管轴线夹角保持尽可能的小以使张力索的垂直分力最大化从而增加张力索的使用寿命。

3.6.2.6 单组张紧器（如钢索、液缸组成的单组张紧器）失效时不应使整个张紧系统失效。

3.6.2.7 隔水管张紧系统中应设有防反冲系统，以防止张力器绳索断裂、隔水管在破断和应急解脱时向上冲撞平台。

3.6.3 设计要求

3.6.3.1 钻井隔水管系统应通过隔水管整体分析验证。

3.6.3.2 钻井隔水管的单个部件应采用整体分析得出的载荷来进行设计分析。

3.6.3.3 钻井隔水管单个部件的设计应足以承受在其整个使用寿命期内预计的应力。在设计中,应考虑最大应力、疲劳损伤、最大偏移和防止管柱屈曲的稳定性。

3.6.3.4 钻井隔水管系统允许的最大偏移量应受限于在不同操作模式下不会妨碍井下工具组合通过的最大值。

3.6.3.5 钻井隔水管起下设备,包括隔水管起下/处理工具、隔水管卡盘、万向节和减震器(如适用),应依据接受标准设计和选用。

3.6.3.6 泥浆增压系统应设有能够保护包括钻井隔水管在内的最低压力等级设备的泄压阀。

3.6.3.7 隔水管的拆、接设备和程序应提交 CCS 审查。

第 7 节 钻井补偿系统

3.7.1 一般规定

3.7.1.1 钻井补偿系统包括钻柱升沉补偿系统和张紧系统。

3.7.1.2 按照安装位置,钻柱升沉补偿系统类型可分为天车式补偿系统、游车式补偿系统、补偿钻井绞车和死绳式补偿系统;按照补偿机理,钻柱升沉补偿系统可分为主动补偿系统、被动补偿系统和主被动复合式补偿系统。本节的规定适用于上述钻井补偿系统,对于其他类型的钻井补偿系统,CCS 将作为新颖设计进行特别考虑。

3.7.1.3 张紧系统一般包括隔水管张紧系统、导管张紧系统、导向索张紧系统和水下防喷器控制盒导索张紧系统。

3.7.1.4 常用的隔水管张紧系统类型为钢索滑轮式张紧系统和直接作用式张紧系统。本节的规定适用于上述类型的隔水管张紧系统。对于其他类型的隔水管张紧系统,CCS 将作为新颖设计进行特别考虑。

3.7.1.5 钻井补偿系统中的压缩空气控制装置、空气瓶和蓄能器等承压设备应设置安全阀,安全阀的空气释放管路应是自排式的。

3.7.1.6 压缩空气仅能与不燃的液压流体一起使用。

3.7.1.7 在司钻控制台,应对系统的状况(如活塞的位置、漏泄柜的液位及漏泄的水平)进行监控,当出现不正常状况时,应发出警报。

3.7.1.8 在恒张力或升沉补偿作业过程中,动力源失效不应导致补偿系统和张紧系统关键性的失效。

3.7.1.9 单一部件的失效不应导致整个系统的失效。

3.7.2 钻柱升沉补偿系统

3.7.2.1 钻柱升沉补偿系统设计的目的是消除浮式钻井系统中钻柱的升沉运动,以便稳定钻压、平稳下放水下防喷器组等水下设备、平稳下套管。

3.7.2.2 钻柱升沉补偿系统中的设备主要包括空压机、空气干燥器、空气瓶、气/液缸蓄能器、液压缸、控制台/盘和滑轮。

3.7.2.3 液压缸的设计既要考虑到内压载荷,又要考虑到作为结构件所承受的载荷。

3.7.2.4 应在补偿器上设双向限流措施以防止由于钻具断裂、绳索/链条断裂、软管破裂等情况下压力冲击和流体迅速流失。

3.7.2.5 钻柱升沉补偿系统的设计应考虑到在作业期间,在有某些流体损失的情况下,仍能保证系统正常工作。

3.7.2.6 对于主动补偿系统,单一部件失效不应导致整个系统失效,在正常和应急作业的情况下都应能保证系统的动力供应。

3.7.2.7 对于主动和被动联合的补偿系统,主动部分失效不应导致整个系统失效。

3.7.3 张紧系统

3.7.3.1 钻井隔水管张紧系统应符合本章 3.6.2 的规定。

3.7.3.2 导管张紧系统应满足本章 3.6.2 的适用要求。

3.7.3.3 为水下防喷器服务的导向索和水下防喷器控制盒导索亦应采取张紧措施并应满足本章 3.6.2 中的适用要求。

第 8 节 散料、钻井液循环、净化和固井系统

3.8.1 散料储存和输送系统

3.8.1.1 一般要求

- (1) 散料储存和输送系统主要包括散料储存罐、空气系统及输送管路;
- (2) 在操纵台应贴有输送系统示意图以备应急固井作业时参考,如使用电子示意图则应备有应急电源。

3.8.1.2 超压保护

(1) 散料储存罐应安装安全释放阀或安全爆破片以防超压损坏,如散料储存罐安装在围蔽处所,则应把释放管路引至室外安全地点;

(2) 围蔽的储存区域应有足够的通风面积以放空气供应系统发生破裂或漏泄时造成压力积聚;

(3) 使用空气输送散料的管路应安装安全阀,其设定压力应不大于散料储存罐的最大许用工作压力。

(4) 应有防止散料堵塞安全阀的措施。这些措施包括,使管路保持合适的斜度,或者设置吹扫装置。

(5) 常压容器的设计应考虑放空管路或类似装置造成的静压力。

3.8.1.3 干燥要求

应采取使输送水泥或散装钻井液材料所用空气能干燥至水露点,该水露点至少低于最低环境空气温度 7℃,所有的空气管路都应在输送作业之前用干燥空气进行吹扫。

3.8.2 钻井液循环和净化系统

3.8.2.1 一般要求

(1) 钻井液循环和净化系统的主要设备和部件包括:高压钻井泵、脉冲阻尼器(空气包)、泥浆搅拌机、化学剂混合器、刮泥器、返流泥浆分配器、振动筛、除气器、除砂器、除泥器、离心机、岩屑干燥机、泥浆池、计量罐、泥浆枪、混合器、除气器放空管路、泥浆循环管路、起下钻泥浆补给罐和各种辅助泵(砂泵、剪切泵等)及相应的控制系统和监控仪表。

(2) 如果要使用油基钻井液,应特别注意对有可能积聚油气的场所进行有效的通风。

3.8.2.2 高压钻井泵应符合本章 3.8.4 的规定。

3.8.2.3 除气器及泥浆——气体分离器的放空要求应符合本章 3.5.4.7 的要求。

3.8.2.4 钻井液混合设备

钻井液混合设备（包括钻井液配置罐、袋装散料处理装置）的能力应能满足预期钻井计划的需要。

3.8.2.5 钻井液罐（池）

循环钻井液罐的总体积应满足预期钻井计划的需要。另外，应安装一个视听报警器以指示钻井液池内钻井液容积的不正常情况。

3.8.2.6 应急循环

- (1) 在钻井液循环系统至关重要的功能是应急循环；
- (2) 钻井液混合和循环设备的配备以及管路的布置应能满足钻井作业中钻井液应急循环的需要。如使用固井泵进行应急循环，则应满足本节 3.8.3 的要求。

3.8.2.7 钻井循环系统参数监控

应在司钻控制台对下列参数进行监控：

- (1) 钻井泵的排放压力和流量/泵冲；
- (2) 进出井眼的钻井液的体积，显示装置应能补偿由于平台运动而造成的体积波动；
- (3) 钻井液温度；
- (4) 钻井液中的气体含量；
- (5) 钻井液注入和返回体积之差。

3.8.2.8 应设有能够监测在用泥浆池的异常状况的监测报警系统。这些异常状况包括由于井漏造成的泥浆池液面降低、由于井侵造成的泥浆池液面升高和在用泥浆舱池面过低。

3.8.2.9 当采用自动装置来完成泥浆的输送时，应设置高液位报警装置。

3.8.2.10 钻井液循环系统中的旋转软管（水龙带）应依据本指南第 4 章和 API Spec 7K 设计和制造。

3.8.3 固井系统

3.8.3.1 固井系统主要包括固井泵、脉冲缓冲器及安全阀、混合水泥的离心泵及连接各固井设备的管路。

3.8.3.2 当使用固井泵进行应急循环时，应提供运送钻井液至固井系统的设施，运送钻井液的供给泵（灌注泵）应能够使用应急电源供电。

3.8.3.3 仅用于应急压井循环的系统间的串联管路应安装盲板或 8 字盲板、可以锁定的阀门或可以根据需要打开的类似装置，但是这些装置在正常操作时将系统隔离开来。应在 P&ID 图上清楚的标明和注释这些盲板或阀门的功能。

3.8.4 高压钻井泵和固井泵

高压钻井泵、固井泵和用于压井的其他高压泵应满足下列要求：

- (1) 液力端、承压件和机械承载部件应符合接受标准以及本指南的附加要求。
- (2) 应对液力端和相关联的管汇（吸入和排出）进行液压试验。
- (3) 联轴器和轴应符合接受的标准，并在最大功率和最低操作温度时适于预定的用途。
- (4) 应为常规往复泵设置适用的振动（脉动）缓冲装置。如果满足下列条件，固井泵可免设脉动缓冲器：
 - ① 水泥可能堵塞缓冲装置；
 - ② 液力端、排出管路及其支撑的设计和安装能够承受压力脉动且符合承认的规范和标准；
 - ③ 不连续使用。
- (5) 泵的液力端应装设安全释放阀，安全释放阀的设定压力应不大于系统的最高许用

工作压力，从安全阀引出的钻井液排放管应是自排式的。

(6) 高压排出管路应符合接受标准以及本指南第 4 章的规定。

(7) 主要的动力部件（电动马达或柴油机）应符合 CCS《钢质海船入级规范》的有关技术规定。

(8) 齿轮和联轴器应符合 CCS《钢质海船入级规范》的有关规定，并在最大的功率级别和最低的操作温度下适于预定的用途。

第 9 节 提升、旋转、管子处理和水下设备处理系统

3.9.1 提升、旋转系统

3.9.1.1 一般要求

(1) 提升、旋转系统的主要部件包括绞车、天车、游动滑车、死绳固定器、水龙头、顶驱、大钩、吊环、吊卡、方钻杆、转盘及其驱动装置。

(2) 最大许用工作载荷应参照载荷路径中最薄弱部件的工作载荷加以确定。

(3) 应急停车和自动停车动作不应引起系统不能承受的动载荷。

(4) 安装在钻台以上的设备应适当地系牢和固紧以防坠落。

(5) 悬吊耳板、卸扣、吊绳和永久性的附件等应标明安全工作负荷（SWL）。

3.9.1.2 钻井绞车

(1) 钻井绞车的主要功能是起下钻和下套管，在钻进过程中控制钻压，此外还可充当转盘的变速机构和传动机构等。其设计除满足本指南的要求外，还应满足接受标准的要求。

(2) 钻井绞车应设有主刹车系统和独立的应急刹车系统。其中应急刹车应为失效安全设计，其刹车能力应为静刹车力矩的 200%。

(3) 钻井绞车应具有足够的刹车能力，具体要求如下：

① 刹车能力的计算（如摩擦系数的选取）应考虑到机械部件最不利状况。

② 机械磨擦式刹车应有防止异物进入的适当措施以免影响刹车性能。

③ 机械磨擦式刹车的能力应符合下列最低要求：

(a) 对于不使用动力下降负荷的系统：200%静刹车力矩；

(b) 对于使用动力下降负荷的系统：静刹车力矩和马达所获得的最大静力矩在作用方向相同情况下之和的 110%。（静刹车力矩指绳索在滚筒最外一层时提升 SWL 所得到的力矩）。

④ 电磁刹车、水冷式气动盘式刹车所用的冷却水应设有流量和温度控制，当数值超限时应发出报警。

⑤ 电磁刹车与绞车滚筒之间的机械连接器上应装设一个防止意外脱开的装置。

(4) 滚筒是钻井绞车的核心部件，对于简单的圆筒式滚筒，其设计应保证圆筒上的环向应力不大于材料屈服应力的 85%，环向应力按下式计算：

$$\sigma_h = \frac{CS}{pt_{av}}$$

式中：S——卷扬时绳索的张力，N；

P——在同一层中绳索间从中心至中心的距离，mm；

t_{av} ——滚筒的平均壁厚，mm；

C——增力系数，一层卷绳取0.85，二层卷绳取1，三层卷绳取1.3，四层及以上卷绳取1.75。

对于其他型式（比如内部带有加强筋）的滚筒，可采用其他经 CCS 接受的计算方法。

（5）在滚筒的两端应设凸缘，凸缘所承受的侧向压力假定在顶层绳索处为 0 并按线性增加至由下列公式计算的最大值：

$$p_f = \frac{2t_{av}\sigma_h}{3D}$$

式中：D——滚筒的外径，mm；

σ_h ——绳索在最上一层数时的环向应力，MPa；

如经试验证明，可取经证实的更小的压力值。

（6）绞车辅助刹车和其他所有电力和控制装置应适用于其所在的危险区。

3.9.1.3 天车、游动滑车和钻井大绳

天车、游动滑车和钻井大绳三个部件把支承井架和绞车联系起来以实现起下钻作业。这三个部件的设计应符合本指南接受的标准有足够的承载能力。

3.9.1.4 大钩

悬挂旋转水龙头或顶部驱动装置的大钩应有足够的强度，钩身应能灵活转动，钩口安全舌设计可靠，具有自锁功能。

3.9.1.5 旋转水龙头

旋转水龙头应能在悬挂钻柱的情况下正常运转并为钻井液进入钻柱提供高压密封通道。

3.9.1.6 转盘

转盘的设计应有足够的力量旋转钻柱并能通过安放的卡瓦来支撑钻柱，其开口尺寸应满足最大直径管柱、钻具和/或井下设备的要求。

3.9.1.7 顶驱

（1）顶部驱动装置（由动力水龙头和管子处理装置等组成）除具有水龙头的功能外，还应具有驱动并向钻柱提供扭矩的功能。

（2）顶驱的电动马达应具有足够的防护等级，至少应达到 IP44。

3.9.1.8 吊环、吊卡、死绳固定器

吊环、吊卡、死绳固定器应有足够的承载能力和防松措施，并应按照接受标准进行设计。

3.9.1.9 提升、旋转系统的控制和监控

（1）提升设备应设有指重表，指重表的安装和布置应能使人员在司钻控制台处易于读数；

（2）应采取措施以防止提升设备（如游动滑车或顶驱）碰撞天车，这些安全装置的设计应是失效安全的，并在投用前进行试验，如果设有止点游动越控功能，并相应的作为试验的一部分；

（3）如设有防碰撞装置，当探知可能的碰撞时，应自动停止提升操作；

（4）对于自动提升操作，当系统失效时应发出报警并自动返回到故障安全模式；

（5）驱动刹车的系统一旦失灵（包括操作员错误），提升操作应自动停止；

（6）提升系统应配备一个易识别的和便于接近的应急停车装置，应急停车装置应独立于控制系统并且在主刹车失灵时具有停止和安全降落负荷的功能；

（7）在司钻控制台上应设有必要的监控以探测导致危险失效的状况并发出报警；

（8）在司钻控制台上应显示：

① 提升装置的竖直位置；

② 钻柱的重量；

③ 钻井深度和机械钻速；

④ 转速和扭矩。

（9）为给人员安全和碰撞防护提供附加的安全措施，所有的提升作业行为应遵循区域

管理原则。区域管理应考虑下列单个或多个因素的联合作用：

- ① 标识；
- ② 频闪灯光；
- ③ 近程式传感器；
- ④ 报警。

3.9.2 管子处理系统

3.9.2.1 一般要求

(1) 管子处理系统的主要功能是对包括钻杆、钻铤、套管、导管和隔水管等在内钻井管具进行水平操作和垂直操作。由于海上钻井装置的管子处理方案多样，设备类型也具有多样性的特点，但与安全相关的关键部件主要包括吊钳、夹钳和提升磁铁。

(2) 夹钳和提升磁铁（装置）的夹持及提升功能是至关重要的，应有防止意外松脱可靠措施。

(3) 应有必要的措施对管子、隔水管或防喷器处理系统实施紧急操控，使其运行至安全的位置。在紧急情况出现时，管子的应急操作一般应能在 10min 内完成，除非需要更长时间的合理性经过证明。

3.9.2.2 吊钳

(1) 所有的吊钳都应牢固地系缚在井架或支柱上，并用钢丝绳或刚臂加以固定，钢丝绳或刚臂的破断强度应大于拉绳或拉链的破断强度。

(2) 吊钳应装配安全绳，安全绳对面的工作绳的最小破断力应大于紧扣扭矩所产生的力。

(3) 所有的附件和接头的破断强度应不低于附在其上的缆绳、钢丝绳及刚臂的最小破断强度。固定绳缆或钢丝绳不应打结。

(4) 动力大钳的压力系统应配备安全阀。

(5) 扭矩传感器的失效不应导致危急状况的发生。

3.9.2.3 夹钳

(1) 如果夹钳的设计原理是靠摩擦力防止吊物滑落，则该摩擦力在最不利的操作方向上能悬持两倍的安全工作负荷（SWL），摩擦系数的选取应考虑到实际工作面的状况（如管表面有油脂）。夹钳的悬持能力应通过试验来证实。

(2) 应有防止夹钳被潜在负荷破坏的措施。该负荷可能由管子处理系统的垂直运动所产生。

(3) 动力失效不应导致夹钳的夹持功能失效。

(4) 对于液压操作的夹钳，在软管破裂或泄漏时应能保持夹持的功能。

3.9.2.4 提升磁铁装置

(1) 在正常作业情况下，提升磁铁装置应能悬持三倍的安全工作负荷（SWL）。

(2) 应有措施保证提升磁铁与所提升的管子接触良好。

(3) 如果设有备用电源，则备用电源失效时应有报警。

3.9.2.5 管子的水平操作装置

(1) 管子的水平操作是指管材在甲板区域内的运送，比如管子在储存区和钻井甲板间的运送。

(2) 管子水平操作设备的结构设计应考虑到包括平台运动所带来的负荷在内的所有的负荷。

(3) 在管子处理期间应有限制人员进入操作区域的措施，如设视听警示等。

3.9.2.6 管子的垂直操作装置

- (1) 管子竖直操作装置的主要设备包括钻台上卸扣装置、二层台排管装置、扶管装置、指梁等。
- (2) 应有可靠的装置固定排放在井架内的钻杆、钻铤、油管 and 套管。
- (3) 在遥控操作时应假定钻台上有人工作，应特别注意避免单一失效或单一失误而造成人员伤亡。
- (4) 自动操作系统中应有防止意外碰撞的措施。
- (5) 使用计算机操作的系统，一旦出现故障，管子应自动停止在出故障时的位置上或能移动至安全的位置上。

3.9.3 水下设备处理系统

3.9.3.1 水下设备处理系统是指用于存放、运送和辅助起下水下防喷器组和水下采油树等水下设备的系统，该系统包括用于水下防喷器/采油树的台车、叉车、滑车、导向装置、吊运装置、升降装置等及其附属的液压、电控系统。

3.9.3.2 水下设备托架或底座及其固紧装置的设计应按照作业和自存工况引起的最大负荷进行设计。

3.9.3.3 在水下防喷器安装时，应考虑到作业工况和事故工况下海浪和海流对安装导向装置的冲击。

3.9.3.4 防喷器组的设计（包括防喷器组和 LMRP）应考虑由最大作业、自存、迁航和事故倾斜设计工况引起的相关载荷及其对应的系固方案。并应评估由运送程序引起的载荷组合。

3.9.3.5 应设有防喷器试压装置保证防喷器试压需要。

3.9.3.6 本节 3.9.2.1 (3) 的要求也适用于防喷器的吊运系统。

第 10 节 油气井测试系统

3.10.1 一般要求

3.10.1.1 油气井测试系统的主要设备包括高压测试井口管路、测试井口管汇、热交换器、测试分离器、原油储罐、油气分配管汇、到两舷的分配管路和燃烧臂等。

3.10.1.2 油气井测试系统处理设备的安全装置应满足 SY/T 10033 或等效标准要求。

3.10.1.3 高压井口类及压力容器类设备应能适应海上环境，并依据国际和行业公认的标准进行设计、建造和测试，并获得发证检验机构认可。

3.10.1.4 在油井和测试设备之间应设应急关断阀，如油井上设有的主控制阀具有应急关断功能，则可免设。应急关断应能就地控制和在控制室控制。

3.10.1.5 所有承压设备和管路应能从安全地点进行手动泄放。

3.10.1.6 油气井测试期间，最大井口关井压力不应超过相关井口设备的最大工作压力。

3.10.1.7 应通过油气分配管汇设有两条完整的到燃烧臂的油气分配管路，这两条到两舷燃烧臂的油气分配管路应分设在钻井装置的两舷。

3.10.1.8 高压测试井口管路、油气分配管汇及油气分配管路的材质应符合酸性或硫化氢作业条件。

3.10.1.9 油气井测试系统，包括高压测试井口管路、测试井口管汇、热交换器、测试分离器、原油储罐、油气分配管汇、到两舷的分配管路和燃烧臂等，应满足处理能力及流体性质的要求。

3.10.1.10 油气井测试系统的含油污水排放应符合钻井作业区域管辖国主管机关的要求。

3.10.2 测试井口管汇和管路

3.10.2.1 在节流管汇和热交换器之间应设安全阀，如节流管汇和热交换器的设计压力大于关井压力，则可免设。

3.10.2.2 火炬管路或节流阀下游管路的内径不得小于节流管汇中最大管路的内径。

3.10.2.3 从水龙头和钻杆出来的软管不能用做测试管路的一部分。

3.10.2.4 应在减压装置（如节流器）的旁通管路中串连安装两个阀门。

3.10.2.5 当测试管路中压力等级改变时，对低压管路应有防止超压的措施，例如安装隔离阀或者安全阀。

3.10.2.6 安全阀进口管的直径应不小于安全阀的进口口径；安全阀的出口管直径不应小于安全阀的出口口径，排出管应尽量减少弯头，弯曲角度不能大于 90°，排出管的安装应牢固，且要有足够的支承，不使阀体受到附加应力。

3.10.2.7 安全阀的进口管长度应尽量短，从被保护容器至安全阀进口处，其压力损失不应大于安全阀设定压力的 3%。

3.10.3 热交换器

3.10.3.1 在测试井口管汇和热交换器之间宜设安全阀，如热交换器的设计压力大于最大井口关井压力，则可免设。

3.10.4 测试分离器

3.10.4.1 测试分离器应设压力表以便监测容器内的压力，还应在测试分离器上装设一套压力传感器和一套安全阀或设两套安全阀对容器进行保护。安全阀的尺寸要能满足预计的单井的试验时的最大释放容量。

3.10.4.2 测试分离器应具有足够的处理能力以满足井流物性和测试指标的要求。

3.10.4.3 测试分离器的进出口应设置隔离阀。

3.10.4.4 测试分离器应设置液位计及液位控制措施。

3.10.5 火炬燃烧器

3.10.5.1 火炬燃烧器应设在离开平台有一定安全距离的位置上，这一安全距离通常要经过热辐射强度计算、扩散计算、噪音计算来加以证明。推荐的设计火炬辐射热强度值参见表 3.10.5。

推荐的总辐射热强度设计强度（包括日光辐射）

表 3.10.5

允许设计级别 (kW/m ²)	条件
1.58	人员可以在任何位置任意操作设备。
4.73	没有防护的操作人员在最严重影响区域内停留几分钟。
6.31	没有防护的操作人员在最严重影响区域内停留 1 分钟。
9.46	人员仅为逃离通过时被限制在几秒钟。
15.77	不允许有任何构筑物 and 人员，结构要绝缘。

注：日光辐射值，没有实测值时可取 0.79kW/m²

3.10.5.2 应设有消防喷淋系统对燃烧臂进行热辐射防护，且钻井装置应满足消防喷淋系统的需要。

3.10.5.3 原油雾化燃烧时，应在压缩空气管路上安装止回阀或其他认可的措施以防烃类

回流至非可燃流体管路系统中。

3.10.5.4 燃烧系统的设计应保证原油能够充分燃烧。

3.10.5.5 应设有自动点火系统以确保燃烧头能够引燃。

3.10.5.6 浮式钻井装置通常应在两舷配置永久安装式燃烧臂，并应设有水幕保护系统。

3.10.6 高压测试井口管路

3.10.6.1 应具有高压测试井口管路以满足测试期间从钻台到测设备摆放区域的连接。

3.10.6.2 宜选择 103.42MPa (15000psi) 压力等级且通径宜不小于 78mm (3 1/16")。

3.10.7 油气分配管汇及油气分配管路

3.10.7.1 油气分配管汇应设在测试设备摆放区域的附近，应配置原油、天然气、压缩空气及柴油等到两舷燃烧臂的分配管路。

3.10.7.2 油气分配管汇及分配管路的配置应满足测试最大产量及流体性质的要求。

3.10.8 泄漏收集

3.10.8.1 碳氢化合物液体或化学物质泄漏区域需设置泄漏物收集。

3.10.8.2 泄漏收集是利用抑制或排放到甲板边缘，隐藏式排放盘，控制地面排水沟，防火墙或防护墙，或者等效手段防止排放液体扩散到其他地区和溢出到下层甲板。

3.10.8.3 被固定泡沫灭火系统保护的设备应提供至少 150mm 高度的围板。

3.10.8.4 每个泄漏控制区域，以及任何其他受雨水或其他液体积聚的甲板或橇块区域设置收集装置，已将漏液和/或污水收集至排放系统。

第 11 节 钻井装置控制系统

3.11.1 一般规定

3.11.1.1 控制系统是钻井装置中用于连接、协调传输作业指令或命令的总成。控制系统的工作原理可以是液压的、气控的、气-液的、电气的、电-液的、声控的、红外的和无线电的等，或者它们之间的组合。

3.11.1.2 钻井装置控制系统的设计应符合下列要求：

(1)单一控制系统部件失效不会导致整个控制系统失效或失去控制。并宜进行 FMEA、FMECA 或类似的分析，以证明对此设计原则的符合性。

(2)当可能从多于一个控制站控制系统或设备时，每次控制只能从一个控制位置实施。

3.11.1.3 对于钻井装置的各子系统和设备的控制系统，除应满足本节规定外，还应满足该子系统、设备在本指南对应章节要求的规定。

3.11.2 液压控制系统

3.11.2.1 液压流体的性能应能满足作业环境温度的要求并对系统部件不产生化学腐蚀，其闪点应不低于 150℃。

3.11.2.2 液压系统中应设有防止压力脉冲的措施，液体的流动应保持层流。

3.11.2.3 可拆卸的接头应有保护以免液体漏泄伤人或喷到热表面上。

3.11.2.4 液压系统中应设有过滤装置。如必要，液压系统中宜设有放气措施。

3.11.2.5 需要连续操作的系统或不洁流体会导致严重操作失误的系统应设两套平行的滤器系统，当滤器污堵时应发出报警。

3.11.2.6 对于就地安装的作为关键系统备用动力源的蓄能器，应有措施避免被误操作隔断和机械损坏。

3.11.2.7 在失火情况下，要继续使用的管路和设备应是耐火型的。应有必要的措施防止软管的错误连接。

3.11.2.8 在恶劣情况下，液压返回管路应有最大的设计回流量，要特别注意避免在过滤器或泄放管处发生的堵塞和由于机械损坏或阀门误操作所引发的堵塞。

3.11.2.9 液压介质循环柜和膨胀柜上的空气管应引向安全地点。

3.11.2.10 在投入使用之前，应对管路进行冲洗和清洁。

3.11.2.11 液压系统应设有超压保护装置。

3.11.3 气压系统

3.11.3.1 为防止在管路内积存液体，干管应成倾斜布置，并设低点放空装置。

3.11.3.2 仪表空气应无油、无湿气、无污染，并应在各种设计工况下无凝结发生，仪表空气应配有单独空气蓄能器（储气罐），储气罐入口前配有单向阀（止回阀）。

3.11.3.3 当系统服务于一个以上功能（如两个控制回路）时，其减压阀和滤器应设两套。

3.11.3.4 对于作为关键系统备用空气源的蓄能器，应有措施避免其受到机械损坏和被误操作隔断。

3.11.3.5 投入使用之前，应对管路进行清洁和干燥。

3.11.3.6 比仪表空气质量要求更高的部件应不用于气压系统。在气路中应避免使用超小开口。

3.11.3.7 气压系统应设有超压保护装置，压力过低时应具有报警功能。

3.11.4 电控系统和基于计算机的控制系统

电控系统和基于计算机的控制系统应符合本指南第 5 章的适用要求。

第 12 节 载人升降设备

3.12.1 一般要求

3.12.1.1 本节所规定的载人升降设备系指海上钻井装置中，用于升降人员且升降行程超过 3m 的设备。这些设备包括载人绞车、井架电梯、载人维护篮和套管扶正台等。

3.12.1.2 人员升降设备中所有的承载部件和附件（包括吊耳）的安全系数应是其他提升装置相同部件安全系数的 2 倍。

3.12.1.3 在设备设计时应考虑到所有作业和非作业模式情况下的负荷。

3.12.1.4 所有的人员升降机械系统应设有 2 套相互独立操作的刹车装置。每套刹车装置都应能在人员升降设备作业时刹住并且悬持额定起升载荷。如果人员升降装置采用液缸倾斜、折叠或伸缩，则应设有液压关断阀。如果采用机械摩擦式的刹车装置，则该刹车装置应符合 3.9.1.2 (3) ②的要求。

3.12.1.5 单一故障及单一误操作应不导致人员的伤亡。

3.12.1.6 进入载人升降设备所经过的平台、梯子和其他通道路线应符合接受的安全标准或政府法规的要求。

3.12.1.7 对于使用绳索进行牵引升降的设备，应设置能够触发自动停止功能的绳索松弛探测装置。

3.12.2 控制系统

3.12.2.1 控制设备的运动应是平顺的、连续的和可重复的，绞车应设有限速装置以便安全运送人员，正常和应急刹车的最大加速不应对运送的人员造成伤害。

3.12.2.2 操作控制盘/面板应设在便于操作的位置，当不操作时，控制手柄或等效装置（如按钮）应回到停止位置。控制盘/面板应包含正常操作和应急停止的功能界面，并且应设有防止误操作的措施。

3.12.2.3 控制系统应有负荷限制功能，以防止起升载荷超过安全工作负荷（SWL）。

3.12.2.4 液压控制系统应能在包括失去动力和应急操作在内的所有操作状况下，保证安全。

3.12.2.5 系统应有应急停止功能。

3.12.2.6 操作员在操作位置应能观察到起升设备的工作范围，否则被起升的人员应能及时进行应急停车。

3.12.2.7 被起升的工作人员宜能够操作和越控遥控操作盘上的控制功能。本款要求不适用于载人绞车。

3.12.2.8 控制系统宜有从遥控操作位置越控就地控制来实现被提升人员安全返回的功能。

3.12.2.9 超出安全范围的操作应自动停止。

3.12.2.10 在动力失效或其他意外停车的情况下，控制系统应能有控制的降低被起升负荷。摩擦联轴节或离合器不应用于应急操作。

3.12.2.11 应设有在设备发生故障或危险状况发生时能使人员脱险的措施。

3.12.2.12 根据应急逃生的需要，提升设备应能进行应急提升和下放。

3.12.2.13 应急下降和提升应能在 10min 内完成，起升和下降速度不宜超过 1m/s。

3.12.3 载人绞车

3.12.3.1 绞车和滑轮装置间的总重量应不超过滑轮装置另一侧绳索所吊物体的总重量，这一要求可以通过配重来实现，配重的设置应不影响系统工作，也不应对人员有潜在的伤害。

3.12.3.2 绳索、滑轮与绞车应相互匹配。滑轮、绞索和绞车的布置应保证在人员顺利升降的同时不对绳索产生伤害。

3.12.3.3 绞车应设计成使用动力起升和下降，不应使用刹车的自由落体下降方式。

3.12.3.4 对于载人绞车，单人对应的安全工作负荷（SWL）应至少为 150kg。

3.12.3.5 提升绳索的破断强度至少为 10 倍的安全工作负荷（SWL）。

3.12.3.6 载人升降系统载运人员时，额定升降速度不应超过 1m/s。

3.12.3.7 滚筒

- (1) 应设有防止绳索脱出和保证绳索正确缠绕的措施；
- (2) 滚筒和绳索直径之比应不小于 18: 1；
- (3) 在提升装置的最低位置，滚筒上的绳索至少要保持 3 圈。

3.12.3.8 滑轮装置

- (1) 滑轮装置应设有防止绳索脱出轮槽的措施；
- (2) 滑轮直径与绳索直径之比应不小于 18: 1。

3.12.3.9 刹车

(1) 应设有两套独立操作的刹车系统，一个为停车制动刹车，另一为操作刹车（如停止马达运转的刹车）每一刹车应能停止和悬持载荷。

(2) 当应急停止、动力源消失或其他能源失效时，每一刹车应自动投入工作。在正常作业时，停车制动刹车可以手动操作。

(3) 应尽可能将刹车直接装在滚筒上, 如不可行, 所有传递制动力的部件应按单独的刹车来确定尺寸。

(4) 每一刹车应能悬持 1.8 倍安全工作负荷 (SWL) 的静负荷。

(5) 应设有避免意外释放刹车的措施。

3.12.4 套管扶正台

3.12.4.1 轨道、支架、滑道和导轮

(1) 轨道和支撑套管扶正台的支架应可靠的连接到其所在的支撑上, 其设计应能使其在操作工况不会脱开, 且能够在安全装置操作的情况下能够支撑套管扶正台。

(2) 导轨和导轮的设计应使得在滚子或滚轮失效时, 平台不至与支架脱开。

(3) 应在轨道的底部装设能够支撑全部平台重量的底板。

(4) 应设置上、下止点, 并在使用之前进行试验。

(5) 必须设置至少 2 个安全带系固点。

3.12.4.2 控制装置和安全装置

(1) 控制装置应能在平台上升和下降时以使其停止。

(2) 应设置两套独立的锁定装置。一套锁定装置升降手柄位于中点时启动运行, 第二套锁定装置在提升系统失效时启动。

(3) 应根据情况设置失效安全型的上下限位开关。

(4) 所有的平台设置足够的安全带悬挂点。

(5) 平台上应设有一个防滑表面, 以及符合 CCS《船舶人体工程学应用指南》的扶栏、中间护栏和挡脚板。

(6) 平台应设有锁定机构, 以在其不运动时实施锁定。

(7) 另外, 应设有足够的增强型的安全装置, 在平台发生自由坠落时启动。

(8) 如果设有两个操作位置, 扶正台的操作站应能越控遥控位置的操作站。

(9) 遥控站应安装安全越控装置, 以便在其中工作的人员不能工作时使用。

3.12.4.3 升起和降落

(1) 在平台的上升和下降过程中都应存在提升力。不能仅由刹车来控制平台的下降。

(2) 在正常的升降装置失效的情况下, 应有装置使人员安全的降落到钻台上。

(3) 应设置速度控制装置, 用于防止平台的起降速度超过起下管柱的速度。

(4) 钢丝绳或链的安全系数应不小于 10。

(5) 如果使用了齿轮——齿条机构, 其设计应使得齿条或齿轮的失效不会引起平台的坠落。

(6) 提升系统应包含足够的钢丝绳, 在平台到达最大高度时钢丝绳滚筒上至少储备 5 层完全的钢丝绳。

(7) 与套管扶正台作业相关的设备应可靠的锚固在井架结构上。

(8) 钢丝绳或链的锚固点的设计应使其不会由于腐蚀而产生不利的影响。

第 13 节 承压设备

3.13.1 压力容器

3.13.1.1 本条所规定的压力容器是指蓄能器、换热器、压力脉动缓冲器、分离器 (油/气)、泥浆——气体分离器和除气器等。

3.13.1.2 压力容器应按照接受标准进行设计、建造和试验。替代的规范和标准应由 CCS

按照本指南第 1 章 1.3.1.2 原则进行特殊考虑。

3.13.1.3 油气井测试系统中的油/气分离器应符合接受的标准，例如 API Spec 12J。

3.13.1.4 压力容器的设计应使得由于平台运动加速度力、管口载荷和弯矩和其他外力（如风力）引起的应力在设计规范允许的范围之内。

3.13.1.5 所有的压力容器、蓄能器、换热器和分离器应适当的支撑和固定到橇装结构或钻台上。

3.13.1.6 用于制造压力容器的材料应符合专门的设计规范和本指南第 6 章的规定，并根据预定的用途适当选择。

3.13.1.7 压力容器的焊接、无损检测和防腐保护应符合专门的设计规范和本指南第 6 章的规定。

3.13.2 液压缸

3.13.2.1 液压缸设计和制造应符合接受的标准。

3.13.2.2 升沉补偿系统、隔水管张紧系统、管子处理系统关键载荷路径上的液压缸的设计文件应提交 CCS 审查。

3.13.2.3 作为浮式钻井补偿系统组成部分的液压缸应符合本章 7 节的适用要求，作为起重或提升设备部件的液压缸应符合本章第 9 节的适用要求。

3.13.2.4 用于制造液压缸的材料应符合设计规范和第 6 章的规定，并根据预定的用途适当选取。

3.13.2.5 液压缸的焊接和无损检测应符合专业的技术规范和本指南第 6 章的适用规定。

第 14 节 橇装设备

3.14.1 一般规定

3.14.1.1 用于支持钻井、完井和油气井测试等操作的橇装设备包括但不限于下列设备：

- (1) 化学剂注入设备；
- (2) 氮气发生和充装设备；
- (3) 液压动力单元；
- (4) 压力冲洗；
- (5) 固井橇；
- (6) 油气井测试设备；
- (7) 其他临时设备。

3.14.2 橇结构

3.14.2.1 钻井系统设备橇装结构应有足够的强度和刚度，以便支撑安装的设备 and 管路，允许在船上起重而不损伤设备和管路。

3.14.2.2 对于橇装结构计算应提交 CCS 审查。

3.14.2.3 橇装结构的起重附件应符合 API RP 2A WSD 和/或 CCS《船舶与海上设施起重设备规范》。

3.14.2.4 橇装结构起重附件的载荷试验应符合 CCS《船舶与海上设施起重设备规范》。橇装设备的吊装分析报告和吊耳强度计算文件应提交 CCS 审查。

3.14.3 集油盘

3.14.3.1 集油盘用于容纳从橇装设备和管路中溢出和泄漏的介质，并且将液体以足够的斜度引入排放收集系统。

3.14.3.2 在橇的整个外周设置不低于 150mm 溢流围栏。溢流围栏低于 150mm 时，应向 CCS 提交溢油围栏以证明其具有足够的收集溢漏能力。

3.14.3.3 如果集油盘与包边梁之间采用密封焊，且向上延伸的高度满足本节 3.14.3.2 的要求，则从集油盘向上延伸的包边梁可以考虑作为溢油围栏来使用。

第 4 章 钻井系统管路

第 1 节 一般规定

4.1.1 一般要求

4.1.1.1 本章适用于钻井系统中的管路，主要包括高压泥浆系统管路、钻井液净化系统管路、井控系统管路、散料系统管路、油气井测试系统管路、液压和气压系统管路（例如，专门服务于钻井补偿系统、管子处理系统和顶部驱动装置的液压和气压系统管路）。

4.1.1.2 服务于钻井系统但不属于钻井系统的液压管路、空气管路、海水管路、淡水管路、发电机冷却水管路等，应符合钻井装置所在平台适用的 CCS 规范或接受标准的要求。

4.1.1.3 管子及管件的压力、温度等级应符合公认规范、标准的要求。

4.1.2 材料特殊要求

4.1.2.1 材料的选择与使用应符合本指南第 6 章的相应要求。第 6 章未覆盖的部分，应符合其适用标准的要求。

4.1.3 非金属材料

应用于钻井系统管路的非金属材料应具有耐火性能。

4.1.4 焊接与无损检测

焊接与无损检测应满足本指南第 6 章或接受标准的要求。

4.1.5 液压和气压管路

4.1.5.1 设备上的液压和气压管路，包括控制管路，应符合设备的规范、标准。

4.1.5.2 在失火情况下要继续使用的管路应是耐火型的。

4.1.4.3 管径、管材的选取，应考虑在投用之前对管路进行冲洗和清洁的需要。

第 2 节 管路的设计

4.2.1 一般要求

4.2.1.1 管路的设计应能使其承受所遭遇的最苛刻的压力、温度及其他载荷的组合，以及工作环境的组合。

4.2.1.2 本指南未覆盖的高压管路设计，除满足预定的用途外，壁厚的计算、应力分析报告应提交 CCS 审查。

4.2.1.3 膨胀节不应用于高压井控系统的管路。

4.2.1.4 当管路使用膨胀节或波纹管时，应提供必要的保护以防止机械损坏，并应注意对中、固定牢固，以保证安全。

4.2.1.5 用于安全系统的管路系统应与钻井和油气井测试系统分开。如果不可避免时，则应加装止回阀或等效装置，以避免危险物质进入安全系统管路。

4.2.1.6 设计考虑

管路的设计及其投用后的缺陷评估,除了考虑输送介质的危险性,还应考虑但不限于下列相关因素:

- (1) 内、外部压力;
- (2) 流速与冲蚀;
- (3) 腐蚀;
- (4) 振动,包括瞬时振动产生的应力;
- (5) 水击;
- (6) 压力脉冲;
- (7) 极端温度,包括介质与环境高、低温的影响;
- (8) 外部冲击载荷;
- (9) 泄漏;
- (10) 相连设备和支撑的传递应力。

4.2.1.7 压力安全阀(PSV)下游管路和管子的尺寸,以及其他管系开口端的管路和管子应考虑压力梯度的影响。

4.2.2 管壁厚度

4.2.2.1 管壁厚度的确定可根据本指南及公认的标准进行计算,但计算结果应经 CCS 认可。

4.2.2.2 对于径厚比 $D/\delta \leq 6$ 或设计压力不低于 42MPa 的管路,需考虑失效机理、疲劳影响及热应力等因素。

4.2.2.3 最小壁厚推荐算法

- (1) 受内压的管子,其最小计算壁厚 δ 应不小于按下式计算之值:

$$\delta = \delta_0 + b + h + c \quad \text{mm}$$

式中: δ ——最小计算壁厚, mm;

δ_0 ——基本计算壁厚, mm, 见本节 4.2.2.3(2) 的规定;

b ——弯曲附加余量, mm, 见本节 4.2.2.3 的规定;

h ——螺纹余量, mm, 见本节 4.2.3.2 的规定;

c ——腐蚀余量, mm, 见本节 4.2.3.3 的规定。

- (2) 基本计算壁厚公式

- ① 当 D/δ 不小于 6 时,基本计算壁厚 δ_0 应按下式计算:

$$\delta_0 = \frac{pD}{2[\sigma]e + p} \quad \text{mm}$$

式中: p ——设计压力, MPa;

D ——管子外径, mm;

$[\sigma]$ ——管材许用应力, N/mm^2 , 见本节 3.10.2.6 的规定;

e ——焊接有效系数,对无缝钢管、电阻焊和高频焊钢管应取 1,其他方法制造的管子另行考虑。

钢管许用应力 $[\sigma]$ 应取下列公式计算的最小值:

$$[\sigma] = \frac{R_m}{2.7} \quad \text{N}/\text{mm}^2$$

$$[\sigma] = \frac{R_{eH}^T}{1.6} \quad \text{N/mm}^2$$

$$[\sigma] = \frac{R_{m10000}^T}{1.6} \quad \text{N/mm}^2$$

$$[\sigma] = R_{p1\%10000}^T \quad \text{N/mm}^2$$

式中：

R_m ——材料在常温下的规定抗拉强度，N/mm²；

R_{eH}^T ——材料在设计温度下的规定屈服强度或0.2%的规定非比例延伸强度($R_{P0.2}$)，N/mm²；

R_{m10000}^T ——材料在设计温度下100000h内产生破断的平均应力，N/mm²；

$R_{p1\%10000}^T$ ——材料在设计温度下100000h内产生1%蠕变的平均应力，N/mm²；

R_m 、 R_{eH}^T 、 R_{m10000}^T 应符合CCS《材料与焊接规范》的有关规定， $R_{p1\%10000}^T$ 应按有关标准确定。

铜及铜合金管许用应力按表 4.2.2.3 选取。

铜和铜合金管许用应力

表 4.2.2.3

管子 材料	测试 条件	最低抗 拉强度 N/mm ²	许用应力 N/mm ²										
			设计温度 °C										
			50	75	100	125	150	175	200	225	250	275	300
铜	退火	215	41	41	40	40	34	27.5	18.5	—	—	—	—
铝黄铜	退火	325	78	78	78	78	78	51	24.5	—	—	—	—
铜 镍 合 金 CuNi5Fe1Mn CuNi10Fe1Mn	退火	275	68	68	67	65.5	64	62	59	56	52	48	44
镍 铜 合 金 CuNi30	退火	365	81	79	77	75	73	71	69	67	65.5	64	62

注：1 如金属温度处于表中所列数值之间，则许用应力可用线性内插法求得；

2 表内未包括的材料的许用应力应经 CCS 同意。

② 当 D/δ 小于 6 时， δ_0 应按合成应力法进行计算，等效合成应力的公式规定如下：

$$\sigma_e = 0.707 \sqrt{(\sigma_\theta - \sigma_l)^2 + (\sigma_l - \sigma_r)^2 + (\sigma_r - \sigma_\theta)^2}$$

式中： σ_e ——等效合成应力；

σ_θ ——环向应力；

σ_l ——轴向应力；

σ_r ——径向应力。

管壁上任一点的等效合成应力应不超过材料的最小屈服强度的 60%，材料的最小屈服强度取下列较小者：

- (a) 材料的规定屈服强度或 0.2% 的规定非比例延伸强度；
- (b) 材料的规定抗拉强度的 0.8 倍。

4.2.3 设计余量

4.2.3.1 管子壁厚的计算应考虑（如适用）但不限于下列设计余量：

- (1) 螺纹余量；
- (2) 腐蚀余量（有防腐衬层可不考虑）；
- (3) 冲蚀余量（有防腐衬层可不考虑）；
- (4) 制造公差；
- (5) 弯曲附加余量。

4.2.3.2 螺纹余量

(1) 螺纹余量至少应等于螺纹的深度。对于机加工的表面或纹槽，如果没有规定误差值，则切槽深度还应再加上 0.5mm 的误差量。

4.2.3.3 腐蚀余量

(1) 钢管的腐蚀余量应按接受的标准选取，也可按表 4.2.3.3 的规定选取；

钢管腐蚀余量 C **表 4.2.3.3**

管路用途	C (mm)	管路用途	C (mm)
压缩空气管路	1.0	滑油管路	0.3
液压管路	0.3	燃油管路	1.0
液化石油气管路	0.3	原油管路	2.0
测试或烃流管路	2	淡水管路	0.8
钻井液或固井管路	3	海水管路	3.0

(2) 对于穿过舱柜的管路，应增加一个计及外部腐蚀的附加腐蚀余量，该腐蚀余量取决于外部介质；若管子得到有效的保护，则至多可减少 50% 的腐蚀余量；当使用不锈钢时，其腐蚀余量可以减少到零；

(3) 对于钻井液（含压井和节流）或固井管路，其腐蚀余量包含冲蚀余量在内，其他管系如遭受冲蚀应考虑增加冲蚀余量；

(4) 对于镀铜管、黄铜管、紫铜管、铜锡合金管以及镍含量小于 10% 的铜镍合金管其腐蚀余量取 0.8mm；对于镍含量不小于 10% 的铜镍合金管其腐蚀余量取 0.5mm；如介质对管材不产生腐蚀，取 0；当管材遭受严重腐蚀和/或冲蚀时应取较大的值。

4.2.3.4 冲蚀余量

- (1) 当管路可能存在冲蚀时，应根据介质、冲蚀速度等因素考虑冲蚀余量。
- (2) 对于泥浆和固井管路，除特殊说明或特殊考虑外，一般留有 3mm 的冲蚀余量。

4.2.3.5 制造公差

(1) 在配管时应注意管子的制造公差，尤其是负公差的影响。

(2) 本节 4.2.2.3 所述的最小壁厚 δ 未考虑制造负公差。当有制造负公差时，管子的公称壁厚 δ_m 应不小于按下式计算之值：

$$\sigma_m = \frac{\delta}{1 - \frac{a}{100}} \quad \text{mm}$$

式中：a——制造负公差与管子公称壁厚之比的百分数。普通钢质管子，通常情况下 a 取 12.5。

(3) 如果制造公差，直接以 mm 单位给出，则直接在最小壁厚 δ 上累加即可。

4.2.3.6 弯曲附加余量：
应不小于按下式计算之值：

$$b = 0.4 \frac{D}{R} \delta_0 \quad \text{mm}$$

式中：R——平均弯曲半径，mm，通常不小于 3D；

4.2.4 液压和气压管路

4.2.4.1 液压管路的设计，除满足设计压力及安全冗余外，还应考虑下列载荷：

- (1) 压力脉冲；
- (2) 机械振动。

4.2.4.2 液压管路的选材应能满足作业环境的要求，并与液压介质之间不产生化学腐蚀。

4.2.5 管路的应力和柔性分析

4.2.5.1 下列系统的管路以及设计压力超过 42MPa 的管路，应按照本指南和公认的标准进行应力和柔性分析：

- (1) 节流和压井管路；
- (2) 高压泥浆系统管路；
- (3) 提升系统液压管路；
- (4) 安装于平台上的油气井测试系统管路。

4.2.5.2 载荷

进行应力及柔性分析时，通常考虑但不限于下列适用载荷：

- (1) 重力载荷，包括管道自重、保温重、介质重和积雪重等；
- (2) 压力载荷，包括内压力和外压力；
- (3) 位移载荷：位移载荷包括管道热胀冷缩位移、端点附加位移、支承沉降等；
- (4) 温度载荷，包括可能的火灾热辐射；
- (5) 风载荷；
- (6) 意外载荷；
- (7) 环境载荷；
- (8) 爆炸冲击载荷；
- (9) 坠物载荷；
- (10) 地震载荷（如适用）；
- (11) 瞬变流冲击荷载；
- (12) 两相流脉动荷载；
- (13) 压力脉动荷载：如往复压缩机往复运动所产生的压力脉动；
- (14) 机械振动荷载：如回转设备的振动。

4.2.5.3 应力分析

本条 4.2.5.1 中的管路应进行静态分析和必要的动态分析。

第 3 节 管件、阀门和支撑

4.3.1 管件

4.3.1.1 所有管件、阀门和支撑应满足其所用规范标准及本指南的要求。

4.3.2 阀门

4.3.2.1 阀门的压力、温度等级应不低于管路的压力、温度等级；阀门的通径应与管子的通径相匹配；阀门的型式应与其预定的用途相适应。

4.3.2.2 阀门应按接受的标准进行设计、制造。

4.3.2.3 阀门的位置应便于就地操作和维护。

4.3.2.4 阀门应设有启闭显示装置。

4.3.2.5 公称直径超过 50mm（不包含 50mm）的阀门不应使用带螺纹的阀帽。

4.3.2.6 带螺纹的阀帽应有防止松动的措施。

4.3.2.7 阀门关闭的时间应考虑到不会由于水击而使管路产生有害的应力。

4.3.3 管路的支撑

4.3.3.1 管路应加以固定并有合理的支承以满足下列要求：

- (1) 管路本身的重量不应由连接件承担；
- (2) 重型阀门和管件不应邻近管子产生较大的附加应力；
- (3) 管路中不产生过度的应力；
- (4) 消除管路中有害的振动。

4.3.3.2 焊接的管路支撑一般不应用于下列管路，如采用需要特殊考虑：

- (1) 潮湿环境下的管路；
- (2) 振动较大的管路；
- (3) 额定压力大于 20.7 MPa 的管路。

4.3.3.3 当管路穿过甲板或舱壁时，应采用适当的穿舱管件。

第 4 节 管路连接

4.4.1 一般要求

4.4.1.1 管路中可拆卸的接头应减少到维修检查所需要的最低数量。

4.4.1.2 所有的接头包括末端管件应按适用的标准制造。如未按标准制造，则应出具该接头适合于其用途的证明。

4.4.1.3 公称直径大于 50mm 管子的连接通常为对接焊连接、法兰连接或使用螺旋接头，但螺纹应不作为密封件的一部分；对于较小尺寸管子的连接，如果不是用于腐蚀流体，可使用焊接或螺纹与封焊连接；其他机械接头的应用应个案处理并被证明是合理的。

4.4.1.4 钻井隔水管上的节流与压井管路可采用公、母接头。

4.4.1.5 如对开法兰等类似的法兰和接头：

- (1) 不应用于井控系统；
- (2) 特殊情况下，当用于钻井支持系统或其他钻井相关系统时，需要特殊考虑，并经 CCS 认可；
- (3) 如果将非标准接头用于钻井系统，需要特殊考虑，并经 CCS 认可。

4.4.2 螺纹连接和接头

4.4.2.1 常规的螺纹不应用于额定压力大于等于 20.7MPa 的钻井液、节流和压井、固井或测试管系，不应用于遭受弯曲或震动负荷的管系。

4.4.2.2 螺纹接头仅在认为合适时使用，其螺纹应是锥管螺纹。

4.4.2.3 所有螺纹连接和接头，应进行评估，考虑但不限于下列因素：

- (1) 管子的外径和螺纹余量；
- (2) 流体的类型、腐蚀和介质泄漏风险；
- (3) 振动、脉冲和压力的瞬态影响。

4.4.3 承插焊接

4.4.3.1 所有承插焊接接头应经 CCS 认可。

4.4.3.2 承插焊接不应用于腐蚀性管路，特别是酸性介质的管路连接。

4.4.4 法兰

4.4.4.1 带颈对焊法兰的锻造形状应尽量与最终的形状相一致。

4.4.4.2 支管在干管上的焊接宜设有加强焊座；焊座的形状应使支管与干管圆滑过渡。

4.4.5 支管加强

下列支管加强需要进行强度计算：

- (1) 焊接支管台为非认可的型式；
- (2) 在支管连接部件中没有提供应有强度；
- (3) 制造的加强型或非加强型三通。

4.4.6 快速连接件

翼型锤击由壬等快速接头应不低于管路系统的额定压力，并符合管路系统的设计规范。

4.4.7 膨胀接头

管路中的膨胀接头或波纹管应正确安装并调整合适，并夹紧。必要时，还应采取防止机械损伤的措施。

第 5 节 柔性管/软管

4.5.1 一般要求

4.5.1.1 软管的设计与使用，应符合本指南及其所用标准的要求。

4.5.1.2 在设计文件中应清楚地标明软管所在的位置。

4.5.1.3 适用于预定用途的软管可以设置在使用硬管不合适的地点。

4.5.1.4 软管部件的安装应便于检查，其最小弯曲半径应符合制造说明书的要求。

4.5.1.5 应设有隔离软管段的措施以防止危险介质泄漏。

4.5.1.6 软管的使用应符合设计者规定的设计条件，如压力、温度及有效期等。

4.5.1.7 软管应加以有效固定以防止脱落、有害的折曲和跳动。

4.5.1.8 当水龙头额定工作压力大于 69MPa 时，其爆破压力应至少为额定工作压力的 2.25 倍；其试验压力为 1.5 倍的额定工作压力，压力保持时间至少应为 15min。

4.5.1.9 节流与压井软管的最小爆破压力至少为 2.25 倍的额定工作压力，但当额定工作压力低于 69MPa 时，其最小爆破压力应增至 3 倍的额定工作压力；软管组装后应进行液压试验，其试验压力为 2 倍的额定工作压力，但当额定工作压力大于 69MPa 时，其试验压力可减少到 1.5 倍的额定工作压力，压力保持时间至少为 1h。

4.5.1.10 在水下使用的节流与压井软管应有足够的抗外压强度。

4.5.2 耐火要求

4.5.2.1 输送可燃流体的软管或在危险区使用的软管应是耐火型的。

4.5.2.2 液压软管的耐火性应符合所用平台规范的要求。

4.5.2.3 耐火性能试验应符合公认标准的要求。

4.5.3 水面上防喷器控制系统软管

对于水面上防喷器组，控制系统和防喷器组之间的所有的液压软管应符合下列要求：

- (1) 按照 API Spec 16D 的要求进行耐火性能试验，包括终端连接接头；
- (2) 按照防喷器控制系统的额定压力进行测试。

4.5.4 水下软管

对于水面下防喷器组：

(1) 月池范围内的控制系统和防喷器之间的所有软管包括接头(节流和压井管路除外)，如果平台安装了自动剪切系统和自动关闭系统，则不需要满足耐火性要求。

(2) 控制系统和防喷器组之间的所有的液压软管应按照防喷器控制系统的额定工作压力进行测试(如可行)。

(3) 月池范围内的压井和节流软管包括其连接接头，是否允许气体或碳氢化合物进入的性能验证，以及其耐火性，应根据其所用标准或公认的标准进行测试。

(4) 软管/液压软管位于海底不需要耐火性能。

4.5.5 端部连接件

4.5.5.1 端部连接件的设计与选择应与软管或液压软管整体考虑，并满足本章的适用要求。

4.5.5.2 浮式钻井装置上的软管应具有防折曲功能。

4.5.6 隔离阀

应设置隔离阀，以防止危险介质从软管中无意释放或泄漏。

4.5.7 材料要求

4.5.7.1 软管和液压管路材料，包括暴露在井流或腐蚀/侵蚀环境中的接头，应满足本指南第 6 章的适用要求和其所用规范标准的要求。

4.5.7.2 用于制造软管或液压软管的非金属材料应符合预期使用条件，如温度和流体的兼容性。

第 6 节 高压管路特殊要求

4.6.1 一般要求

4.6.1.1 安装完成后的管路应进行密封试验。

4.6.2 油气井测试系统

4.6.2.1 油气井测试管路的设计应考虑到管路可能遭遇的最恶劣情况，如油气中含有硫化氢。

4.6.3 泥浆与固井系统附加要求

4.6.3.1 高压泥浆管路应用加强的管架固定，并选用不会因摩擦而产生火花的软材料衬垫。

4.6.3.2 高压泥浆与固井用水泥管路的管子应为无缝钢管。

4.6.4 橇装设备、模块化设备特殊要求

对于橇装设备、模块化设备，出厂前应按本指南的要求和适用标准的要求进行强度和密性试验。

4.6.5 防喷器组控制管路

4.6.5.1 对于水面上的防喷器组，介于控制系统和防喷器组之间的所有钢质管路应满足下列要求：

- (1) 管路及端部连接器应依据接受标准进行耐火试验；
- (2) 按照防喷器控制系统的额定工作压力进行密性测试（如适用）。

4.6.5.2 对于水下的防喷器组：

- (1) 如果装有自动剪切系统和自动关闭系统，则介于控制系统和防喷器组之间的所有的钢质管路不必要求满足耐火测试要求；
- (2) 介于控制系统和防喷器组之间的所有的钢质管路应按照防喷器控制系统的额定工作压力进行测试（如适用）。

4.6.5.3 试验

- (1) 试验压力为额定工作压力的 1.5 倍。气路系统中的供气管路及元件应进行气密试验（在每个连接处涂抹肥皂液）；
- (2) 保压时间不少于 5 分钟，无明显泄漏，压降不大于试验压力的 5%。

第 5 章 电气和控制系统

第 1 节 一般规定

5.1.1 适用范围

本章的规定适用于钻井装置中的下列系统和部件：

- (1) 本指南第 1 章定义的关键系统和重要系统；
- (2) 本指南第 1 章定义的安全功能；
- (3) 油气井测试系统的流程关断和放泄系统；
- (4) 钻井装置专用的应急关断系统（ESD）；
- (5) 钻井装置专用的火灾、可燃气体和有毒气体探测报警系统；
- (6) 其他与安全相关的系统或部件。

5.1.2 适用规范和要求

5.1.2.1 应急关断系统（ESD）、火灾报警系统和有毒气体、可燃气体探测报警系统，除应符合本指南的规定之外，还应满足钻井装置所在船舶或海上设施适用规范的相关要求。这些规范包括：《海上移动平台入级规范》、《海上浮式装置入级规范》或《浅海固定平台建造与检验规范》等。

5.1.2.2 安装在危险区域内的设备，应符合 CCS 关于危险区域内使用的防爆电气设备的持证及使用的要求。

5.1.2.3 除本章另有规定者外，电气系统和部件应满足《海上移动平台入级规范》或《浅海固定平台建造与检验规范》等对电气系统和设备的相关要求。

第 2 节 电气设备及控制系统

5.2.1 电气设备

5.2.1.1 钻井装置用主电源和应急电源可为所在船舶或海上设施的主电源和应急电源，也可单独设置主电源和应急电源供钻井装置使用，其容量应能满足钻井装置的需求。

5.2.1.2 下列设备应分别由接自主配电板的不同分段的两路电源供电；或一路由主配板供电，另一路由应急配电板供电：

- (1) 防喷器控制系统的电动机；
- (2) 泥浆计量泵；
- (3) 转盘或顶驱。

5.2.1.3 钻井设备和系统的供电和控制还应满足本指南第 3 章第 5 节至第 12 节的相关要求。

5.2.2 控制系统的配置

5.2.2.1 一般要求

(1) 系统应尽实际可能布置成在单一故障或误操作时不会导致相关人员的生命危险、重大的财产损失和环境破坏。

(2) 控制和显示设备的布置设计应适当考虑用户界面，并注意在紧急状况下的人为因素。图形信息系统应包括安全操作的所有相关功能，应易于理解和操作，并能全面纵览整个系统。

(3) 对于关键系统、重要系统和其他与安全相关的系统，实际响应动作和预期命令响应动作之间产生偏离时应发出报警。

(4) 当由于一个故障情况引起两个及两个以上的安全动作时（例如润滑油低压导致备用泵起动和机器停机），应在不同故障级别触发这些动作，并应首先触发影响最小的动作。

5.2.2.2 现场仪表

(1) 属于不同的关键流程段的现场仪表应互相独立。

(2) 如果几个关键系统共用同一流程段的现场仪表，那么这些系统中的任何故障不应影响现场仪表，反之亦然。

(3) 当关键流程段要求设置手动应急操作时，必需的现场仪表应独立于系统的其他部分。

(4) 当电子元件替代传统机械元件时，应具有和被替代的机械元件相同的可靠性。

(5) 安全系统的设计应采用故障安全原则，为此，安全系统的输入和输出电路应按如下配置：如安全系统的所有输出电路通常是带电的（常闭），那么同一系统的所有输入电路通常也应是带电的（常闭）。如安全系统的一个或多个输出电路通常是不带电的（常开），那么同一系统的所有输入电路通常也应是带电的（常开）。

5.2.2.3 供电

(1) 与人员和钻井装置安全相关的关键系统应由不间断电源供电，其供电时间不应少于 30 min。

(2) 应在有人值班控制室设不间断电源的故障报警，通常应包括供电电源故障和不间断电源内部故障。

5.2.3 故障响应

5.2.3.1 故障探测

(1) 系统应具有自检功能，能探测到大多数可能出现的故障，这些故障会引起错误或降低系统性能、或影响设备/平台的完整性和安全。

(2) 自检设备应至少能包括下列故障类型：

① 电源故障；

② 传感器和执行器故障；

③ 安全系统中通常不带电电路的故障（至少是电路断路和短路故障）；

④ 对于计算机系统还应包括：通讯错误、计算机硬件故障、软件执行故障、软件逻辑故障。

(3) 除重要系统外，其余系统的故障探测应能发出报警。

5.2.3.2 故障安全

大多数可能出现的故障（例如失电或电缆/电线故障）应导致任何可能的新状态的最小危险。这应包括考虑系统自身的安全和平台的安全。

5.2.3.3 系统设计的一般要求

系统的安全操作和维护应满足下列要求：

(1) 在正常工作时，应能测试关键系统和报警系统。系统不会无意地保持在测试模式，即应设置成自动返回工作模式或报警状态。

(2) 配电和控制系统应满足下列要求：

① 冗余系统应由不同分路从配电系统供电，并应具有各自的电路保护装置；

② 如冗余系统由同一个配电板供电，则还应由第二路电源供电，第二路电源可以是蓄电池；

5.2.4 基于计算机的控制系统的一般要求

5.2.4.1 计算机系统一般包括一个或多个微处理器、完整的软件、外围设备及其界面。典型的计算机系统如：分布式控制系统（DCS）、微型计算机或计算机服务器系统、可编程控制器（PLC）。

5.2.4.2 计算机系统应满足《钢质海船入级规范》第 7 篇第 2 章的相关要求，并且还应满足：

(1) 故障安全原则

计算机系统应设计成任何的计算机部件不会产生对系统或设备的不安全操作。

(2) FMEA、FMECA

FMEA、FMECA 或类似的分析应完全覆盖控制系统、电气控制系统和基于计算机的控制系统的设计原理。

(3) 安全完整性

① 当基于计算机的控制系统具有与安全相关的控制功能，以及具有 FMEA、FMECA 或类似的分析结果中定义的不合需求的故障模式时，应给予特殊考虑，用以提供适当的安全完整性的级别；

② 适当的安全完整性的级别应为国际公认的标准，如 IEC 61508、ANSI/ISA84 系列；

③ 应将用以证明满足上述国际公认标准的证明文件提交 CCS 核查。

当计算机系统是关键功能的组成部分时，应提供第二种操作手段，由非计算机系统完成或由一个具有适当差异的独立计算机系统完成。

5.2.4.3 系统响应和容量应满足下列要求：

(1) 用于控制钻井设备的计算机系统的响应时间应与受控设备的时间常数相匹配。

(2) 采样频率应是可以调节的，以便与钻井装置的安全操作相适应。用于关键参数监测的采样频率应在 5 至 10 倍间可调。表 5.2.4.3 所列响应时间适用于典型海上钻井设备。

典型响应时间

表 5.2.4.3

设备	响应时间 (s)
用于自动控制的数据采样（快速变换参数）	0.1
模拟遥控指示的数据采样（快速变换参数）	0.1
其他指示	1
报警	2
屏幕显示完全更新	2
包括启动新应用程序时屏幕显示的完全更新	5

(3) 系统失电后的启动和恢复应在系统允许的最长失效时间内完成。启动和恢复后，系统应回到预先定义的具有恰当安全水平的状态。

(4) 系统容量应足以对所有功能提供足够响应时间，应考虑受控设备在正常和异常状况下的最大荷载和同时运行的最大任务数量。

5.2.4.4 如需采取冷却或强制通风保持计算机系统的环境温度在可接受的水平时，应设置高温报警或温度控制功能失效报警。

5.2.4.5 当计算机综合系统用来支持一个或多个由于安全原因不能中断的关键或重要功能时，应能对系统内单个单元进行测试、维修和重新启动，而不会干扰系统其余部分的连续工作。

5.2.4.6 对于关键系统，其控制系统应设有寻找和维修故障的诊断设备。

5.2.4.7 应对计算机系统的进入和配置设置保护，以避免未经授权修改系统性能。不允许未经授权从钻井装置所在船舶或海上设施的外部进入关键和重要系统。

5.2.5 系统要素的设计

5.2.5.1 一般要求

(1) 系统包括一个或几个系统要素，每个系统要素服务于一个特定功能。

(2) 系统要素按下列分类：

- ① 自动控制；
- ② 遥控；
- ③ 安全；
- ④ 报警；
- ⑤ 计划和报告；
- ⑥ 计算，模拟和决策支持。

5.2.5.2 自动控制

(1) 在正常工作情况下，自动控制应保持受控设备在规定的范围内工作。

(2) 自动控制应在整个控制范围内保持稳定。稳定控制区间应足以确保在正常工作情况下受控设备的参数变动不会引起不稳定。自动控制系统的要素应能实现其所服务的功能。

5.2.5.3 遥控

(1) 在发出遥控命令的控制位置，用户应能接收到已发命令的连续反馈信息。

(2) 指定一个主控制位置，主发令位置应独立于其他控制位置。

(3) 当可以从几个位置进行控制时，在同一时间只允许由一个控制位置控制。

(4) 在从接收命令位置应答前，控制权限不得在控制位置间转移，除非相关控制位置足够近，以便可进行直接的听觉和视觉联系。控制转移时应发出听觉预报警。主控制位置应能在任何时间均能进行控制。

(5) 在控制从一个位置转移到另一个位置期间，受控设备参数应不会发生明显变化。

(6) 在每一个可供选择的受控位置应提供清晰的显示正在进行控制的位置。

(7) 控制系统要素应包括安全联锁，以防止会导致关键或重要功能的重大损害或失效。

(8) 在系统不同部分间的安全联锁操作不应产生冲突。基本安全联锁应是硬接线，并且在遥控和就地操作时起作用。程序联锁不应越控硬接线的安全联锁（例如防止绞车启动时绞车保护罩未闭合）。

5.2.5.4 安全

(1) 自动安全动作应在预先适当确定的工作站给出报警。

(2) 安全系统要素应能停止受控设备，受控设备停机后不会再次自动启动。

(3) 安全系统要素被手动抑制或越控而不起作用时，应在适当的预先确定的工作站给出清晰指示。

(4) 安全系统要素动作时，应能通过中心或就地指示器查找到安全系统动作的原因。

5.2.5.5 报警

(1) 报警应为听觉和视觉信号，并仅指示异常情况。对于由于背景噪音造成听觉信号有可能无法听到的区域，应安装附加的听觉和视觉报警。一般应在整个区域内适当安装几个低音量报警单元，而不是在整个区域只安装一个单元，宜将听觉信号和旋转灯光信号进行组合。

(2) 视觉报警信号应通过使用颜色和特定的图像以易于与其他指示区分。

(3) 听觉报警信号应易于与正常情况下的信号指示、电话、不同报警系统的报警信号

和噪音区分。

(4)报警信号的听觉和视觉特性应尽实际可能满足国际海事组织 A.1021(26)决议《2009年警报器和指示器规则》的要求。

(5)在接收位置处对报警应答之前,其报警职责应不能转移。报警职责的转移应给出听觉预报警。每一可选择位置在负责控制时,应有清楚的就地指示。

(6)应只可能在响应报警的特定工作站显示和应答报警。

(7)通常分两步对工作站的报警进行人工应答:

①消除听觉信号。将视觉信号(例如旋转灯光信号)改变为工作stations上不变的视觉信号。应答后,有任何新故障,可再次发出听觉信号。

②视觉信号应答。报警包括瞬时故障探测,应一直保留直到视觉指示被应答。单个报警的视觉指示应一直保留直到无异常情况。已应答的报警应与未应答的报警有清楚的区别。

(8)对视觉信号应答时,应对每一个信号分别进行,或对一个有限的信号组合可以一次应答。只在收到报警信号的视觉信息时,才可能应答。

(9)报警单元不可以永久性闭锁。当合理时,可接受对个别信号的人工闭锁,并应对闭锁信号予以指示。

(10)应提供足够的信息以确保用最佳的方式处理报警。报警应易于理解。

(11)对于报警系统内频率较高的故障,例如测量要素连接的断开,应发出报警。

(12)应设置报警联锁,以使联锁系统内最可能的故障(例如内连线的断开)不会阻止报警。

(13)在某种操作模式下的报警闭锁能力和安全功能,在其他模式应自动失效。

(14)应设置延时报警以避免瞬态情况的误报警。

5.2.5.6 预报警

应对预报警进行应答,预报警应和其他报警有区别。

5.2.5.7 指示

应在可操作关键和重要功能的所有控制位置设置足够的指示,以便这些功能可安全操作。建议将指示和记录仪表集中布置以便于监测。

5.2.5.8 计算/模拟和决策支持

计算/模拟和决策支持模块的输出应不抑制对于关键和重要功能的安全操作所必需的基本信息。计算/模拟和决策支持模块的输出应作为附加信息提供。

5.2.6 计算机系统的系统软件

5.2.6.1 软件要求

(1)用于支持应用软件运行的处理器系统的操作系统应具有以下功能:

①按已分配的优先级运行几个模块;

②探测单个模块的执行故障;

③辨别故障模块,以保证同一级别或更高优先级的模块维持运行。

(2)在本款(1)中规定的操作系统中的单个应用软件模块应不执行涉及多个功能的操作。应根据模块所服务功能的优先级指定这些模块的优先级。

(3)当配置输入、输出、通讯和用户接口硬件以减轻故障后果时,不同计算任务中的相关软件应保持相同的分离度。

(4)当计算、模拟或决策支持要素用于关键功能时,则缺少这些要素时基本功能应可以维持,应用软件应设计成易于简单操作。

(5)在不需要修改和再编辑编码的情况下,应能在平台上进行系统设置,调整或设定

受控设备的配置和参数。必须修改和编辑编码时，应对所有的变化进行核对。

(6) 使用软件的版本号应易于确认。

5.2.6.2 软件编制

(1) 在复杂系统的软件编制工作中应采取措施将程序编码错误率减少至可接受的程度。

(2) 本款(1)中所述的措施至少应包括：

- ① 确保应用程序基于完整和有效的说明；
- ② 确保购买的软件有可接受的记录，并经过足够的测试；
- ③ 在发布、编制、安装和运行的整个期间，对软件的版本进行完全的控制；
- ④ 确保在软件编制过程中对程序模块进行了语法结构和功能测试；
- ⑤ 减少运行故障的可能性，典型的运行故障包括：死机、无限循环、除数为零、误改写存储器区及错误的输入数据等。

(3) 对于符合 5.2.6.2(1)所采取的措施应以文件加以证明，并且这些行动是可追溯的。证明文件应包括应用于系统（硬件和软件）的所有测试的简要说明，包括对由卖主进行的测试、制造厂进行的测试和在平台上安装后进行的测试的说明。

5.2.6.3 软件的认证

计算机系统所使用的软件的认证应符合 CCS《船用软件安全及可靠性评估指南》。

5.2.7 计算机系统的用户界面

5.2.7.1 一般要求

- (1) 控制和信息显示状态应清楚显示。
- (2) 报警应有时间标签。
- (3) 所有报警的时间标签在整个系统内应一致。
- (4) 关键屏幕系统的视觉显示单元的接收和报警显示应具有冗余，可通过一台打印机或其他等效措施提供必需的冗余。
- (5) 用户输入装置的设计和布置应避免误操作。关键和重要系统应配备专用功能键盘。
- (6) 在模拟图中显示的符号和相关信息应具有逻辑联系。
- (7) 系统手工输入数据时，应有措施保证数据输入格式的正确性，且数值在合理的区间之内。
- (8) 如果使用者未向系统提供足够的输入，系统应要求通过澄清问题来继续对话。在任何情况下，系统不应未向使用者请求而结束不完全的对话。
- (9) 未经授权人员不得改动涉及安全因素的关键参数设置。可通过设置授权密码等方式对此设置加以保护，并应对更改后会带来的隐患进行适当的信息提示。

5.2.7.2 照明

所有视觉显示单元和用户输入设备的照明应可调整到一个适当的水平，以适应所有照明情况。无论如何，照明的减少应不会妨碍关键和重要功能信息的读取。

5.2.8 计算机系统的数据通信链

5.2.8.1 一般要求

- (1) 节点故障应不会对数据通信链剩余部分产生不利影响，反之亦然。
- (2) 当开启电源开关时，数据通信链应能自动初始化。电源中断后恢复供电时，数据通信链应不需人工干涉，即恢复正常操作。
- (3) 数据通信链的容量应足够，任何时间均可避免过载。
- (4) 数据通信链应具有自检功能，可探测链环自身故障，也可探测连接到链环的节点

的数据通讯故障。探测到的故障应能在专用工作站发出报警。

- (5) 对于关键和重要功能，应采取措施避免接收节点接收遭破坏的数据。
- (6) 两个及以上关键功能使用同一个数据通信链时，通信链应有冗余。
- (7) 冗余数据通信链的途径尽实际可能分开。

5.2.8.2 局域网

- (1) 应有措施对网络的使用情况和状态进行监测。
- (2) 在不打断正常网络工作的前提下，可移除或插入节点。
- (3) 应提供措施以确保在预定时间内接收关键或重要功能的相关信息。

5.2.8.3 冗余局域网

- (1) 5.2.8.2 的要求均适用于冗余局域网。
- (2) 当功能对网络切换时间要求较高时，在 30s 内的网络间切换应为自动。其他情况下，切换可以为手动，但切换应简单明确。

5.2.8.4 仪表网络

仪表网络应满足局域网的要求。

5.2.8.5 网络互连

互连的网络应互相独立。互连方式用路由器、网桥和网关。

5.2.9 部件设计和安装的一般规定

5.2.9.1 环境限制

(1) 仪表设备应适合在海上使用，并应设计成在 5.2.10 所描述的环境条件下正常工作。假如实际环境条件不会超过 5.2.10 所规定的建议值。经所有合同方同意可接受较低数值。

- (2) 仪器设备的参数表应足够详细，以便正确应用。
- (3) 为了确定设备的适用性，可要求进行性能和环境试验。

5.2.9.2 材料

不得使用爆炸性材料和有可能产生有毒气体的材料。外壳、接线板、印刷电路板、结构件和其他可能会有助于火焰传播的部件，应采用阻燃材料。应使用高防腐和抗老化的材料，在海上大气中，不同金属材料的接触不应引起电化学腐蚀。应采用玻璃纤维环氧树脂或等同材料作为印刷电路板的基本材料。

5.2.9.3 部件设计和安装

(1) 部件设计和安装应方便操作、调节、维修和更换。应尽实际可能保证螺栓连接的紧固。

(2) 电缆和部件应与易产生泄漏、并对电气设备产生损坏的部件有效分开。运输油、水和其他液体或加压蒸汽的管路和设备应设置排泄装置，并与包含电气设备的台、桌和配电板分开。

- (3) 应采取措施避免设备内部潮湿（冷凝），包括设备停机时。
- (4) 压差元件应能承受至少等于最高工艺设备压差。
- (5) 温度传感器的安装应便于拆卸，以便进行功能试验。
- (6) 毛细管夹具应用比管子柔软的材料制成。
- (7) 关键仪表传感器管道中的隔离阀和执行控制管内的速度控制阀，应设计成可避免误操作。

(8) 在主电源和其他单元或系统间应设有带熔断器的保护隔离变压器，或者采取其他具有类似保护作用的措施。

- (9) 电源的开/关应不会引起过度的电压变化或其他可能损害内部或外部部件的变化。
- (10) 当通风系统或电源故障引起温度升高时，计算机系统维持关键和重要功能的关键

部件的功能性和可靠性应不会降低。

(11) 电路的设计应能防止单元或邻近部件由于内部或外部故障而遭受损害。测量部件和其他单元间的信号传输线短路、接地或断开时，应不会产生损害。此类电路应为故障安全型。

(12) 设备最好不要采用强制冷却，当必须强制冷却时，应提供预防措施，使得设备不会因为冷却单元的故障而损坏。

(13) 应对部件有效固定，避免由于振动和机械冲击造成电缆和焊接头的机械应力。

5.2.9.4 外壳防护

设备外壳应采用钢质或其他能提供电磁兼容保护的滞燃材料，并应满足表 5.2.9.4 中的最低要求。

设备外壳最低要求

表 5.2.9.4

等级	处所	防护等级
A	控制室、居住处所	IP22
B	机器处所	IP44
C	开敞甲板、机器处所花钢板以下	IP56
D	浸水处所	IP68

5.2.9.5 电源

(1) 使用低压电源供电时，在充电和放电期间，充电设备、电源和电缆应保证设备端的电压在额定电压的+25%~-20%范围内。

(2) 应避免电源向充电设备逆向供电。

(3) 含有连续充电的带备用蓄电池的系统不会由于蓄电池的断开而受到干扰。

(4) 接线端应清楚标记。不同系统电压应清晰可辨。

5.2.9.6 光纤设备

(1) 应对光纤中传输的能量进行计算，以便于：

- ①确定输入/输出单元间的电缆长度；
- ②选择部件，以组成一个安全可靠的传输系统；
- ③证明具有足够的光能量储备。

(2) 敷设完毕后，应采用光时域反射仪校正每根光纤，并重新评估能量预算。

(3) 原则上，光纤设备的构造应满足接受标准的相关规定。

(4) 敷设程序中应考虑到人员安全和操作。当危险存在时，应向操作者提供报警信号和说明。应注意避免光射向眼睛和皮肤。

(5) 使用标准单芯或多芯光纤的系统，电能低于 10mW 时，可认为在危险区内为本质安全的。

5.2.9.7 维护和检查

应尽实际可能在不影响其他系统或部件运行的前提下，对系统和部件进行维护、修理和性能测试。

5.2.9.8 标志

应在所有单元和测试点设有清晰和永久的标志。应对传感器、控制器和执行器设有标志，以便能在布置图和仪表清单中容易和清楚地加以识别。

5.2.10 环境条件

5.2.10.1 钻井装置上的电气设备和控制系统应能在 CCS《电气电子产品型式认可试验指南》规定的环境条件下正常工作。

5.2.10.2 在某些情况下，应考虑可能会影响设备正常工作的其他环境参数。例如：

- (1) 火灾；
- (2) 爆炸气体环境；
- (3) 温度；
- (4) 风、雨、雪、冰、雾；
- (5) 噪声；
- (6) 机械冲击或相当于 10ms 内 20g 的撞击力；
- (7) 液体飞溅或滴落；
- (8) 腐蚀性空气。

第 6 章 材料、焊接和无损检测

第 1 节 一般规定

6.1.1 适用范围

6.1.1.1 本章适用于海上钻井装置结构件、压力容器、管路和重要机械零部件的材料、焊接及无损探伤。

6.1.1.2 对于本章未做规定的海上钻井装置用压力容器、管路和机械设备，其材料、焊接和无损检测应符合接受标准的相关规定。新产品、新材料、新工艺应提交 CCS 审查后方可使用。

6.1.2 材料选择的一般原则

6.1.2.1 结构和设备的材料应适合其预定的用途，并具有足够的强度、塑性和冲击韧性以及合适的防腐性。此外拟焊接的材料还应具有良好的可焊性。

6.1.2.2 海上钻井装置中应禁止使用含有石棉的材料。

6.1.3 焊接/无损检测设备

焊接/无损检测用的设备和装置应适用于拟定的用途，并始终保持良好的工作状态。同时，应对其妥善地加以布置，以保证有良好的焊接/无损检测操作条件。

6.1.4 质量控制

6.1.4.1 制造厂应具有健全的质量保证管理机构，并能有效地运行。

6.1.4.2 重要焊缝应由有经验的焊接检验员监督施焊，以确保焊接质量。

6.1.4.3 重要焊缝探伤应由 CCS 认可或承认的有资质的检测人员实施。

6.1.4.4 材料的入厂检验、追溯性及过程使用控制应由具有相关专业知识的人员负责。

6.1.4.5 材料应按材料规格书进行生产。规格书应包括但不限于下列各项参数和限制：

- (1) 化学成分；
- (2) 性能；
- (3) 合格试验；
- (4) 加工生产工艺（包括熔炼、加工和热处理方法。适用时，加工方法的说明应包括锻造比）；
- (5) 补焊要求（如适用）。

第 2 节 结构承载部件

6.2.1 一般要求

6.2.1.1 对用于主要压力容器和承载部件的焊接结构的碳钢、碳锰钢的化学成分通常限定于以下的碳和碳当量 C_{eq} 值：

$$C \leq 0.23$$

$$C_{eq} = C + \frac{Mn}{6} + 0.04C \leq 0.45$$

当其他相关元素已知的情况下，即可根据熔炼分析化学成分按下列公式计算碳当量：

$$C_{eq} = C + \frac{Mn}{6} + \frac{Cr + Mo + V}{5} + \frac{Cu + Ni}{15}$$

碳当量最大值不应超过协议允许值。当碳当量 C_{eq} 大于 0.45% 时，应进行预热，并考虑进行焊后热处理。同时需要设计适当的焊接程序，并经 CCS 审查。

6.2.1.2 冲击韧性

(1) 通常应符合接受标准的要求，根据材料的最低设计温度、厚度和构件类别确定材料的冲击功的要求值，此外适用时，还应考虑加工方式、约束程度、应力集中大小及加载速率等因素的影响。

(2) 在任何情况下均应就材料厚度尽可能加工出最大尺寸的试样，标准辅助试样与标准试样冲击功的换算关系如表 6.2.1.2 所示。当需进行冲击试验的钢材公称厚度不小于 6mm，且最低设计温度低于 0℃ 时，应在小于或等于最低设计温度下进行这类材料的试验。对于公称厚度在 6mm 以下的材料，一般不要求进行冲击试验。

换算系数

表 6.2.1.2

试样尺寸 (mm)	换算系数
10×10 ^①	1
10×7.5	5/6
10×5	2/3

注：① 此尺寸的试样为标准试样。

6.2.1.3 材料的试验与检查一般应符合 CCS《材料与焊接规范》第 1 篇或接受的标准。

6.2.2 结构承载部件

6.2.2.1 钻井装置结构所用钢材一般应符合 CCS《海上移动平台入级规范》或接受标准的有关规定。如拟采用其他钢材时，应提交其化学成分，力学性能和热处理规程等资料，并经 CCS 在适当考虑其屈服强度与抗拉强度的比值、拟使用部位及设计温度基础上，按所采用的标准或技术规格审查和检验合格后方可使用。

6.2.2.2 材料的最低设计温度系指构件钢材等级选择时的基准温度，并假定等于日平均气温年最低值在平台设计期限内（至少 20 年）的平均值，该值应根据钻井装置预期作业海域的气象资料所确定。

6.2.2.3 水下结构钢材的设计温度通常可取 0℃。

6.2.2.4 确定结构件所采用的钢材时，除应考虑钢材的化学成分和力学性能外，还应考虑各部位结构所承受的应力状态、构件的厚度、设计环境温度以及钢材的断裂韧性、疲劳性能和抗层状撕裂的能力。

6.2.2.5 根据结构件所承受的载荷、应力水平及模式、关键载荷传递和应力集中以及失效后果，所有结构件可分为：

(1) 次要构件：其失效不会影响钻井装置结构整体完整性的非重要的构件。

(2) 主要构件：对钻井装置结构整体完整性有重要作用的构件；承受高拉应力或剪应力的构件。如井架腿和弦杆包括端部连接、橇块梁及底座连接螺栓等。

(3) 特殊构件：在关键载荷传递点和应力集中处的主要构件。

6.2.2.6 对结构和机械部件材料的夏比 V 型缺口冲击功的最小值（纵向）应不小于下表中的规定：如果只有横向试样，可使用下表冲击功数值的 2/3 进行冲击试验。冲击试验要求

应满足 CCS《材料与焊接规范》第 1 篇第 2 章的相关要求。

最小平均夏比 V 型缺口冲击功

表 6.2.2.6

材料屈服强度 R_{eH} (MPa)	冲击功 (J)
$R_{eH} \leq 270$	27
$270 < R_{eH} < 420$	$0.1 R_{eH}$
$R_{eH} \geq 420$	42

正火状态交货的热轧结构钢可以接受在-20℃下最小夏比 V 型冲击功为 27J，条件是材料应符合国际公认的标准，并且适合其预期使用的条件。

6.2.2.7 为防止板材的层状撕裂，主要连接处的板材如果在板厚方向承受重大拉应力，则材料应采用 Z 向钢，且厚度方向的断面收缩率应不小于 25%。

6.2.2.8 主承载结构螺栓及螺母材料的冲击韧性以及防腐性能应与所连接的构件或部件相一致，且符合公认标准的规定。

6.2.2.9 对于最小屈服强度大于 690MPa 的材料，夏比 V 型缺口冲击性能试验结果应提交 CCS 审查。

6.2.3 镀锌

镀锌结构材料的制造和设计应符合接受标准的要求。镀锌程序和过程应符合 ASTM A143、A153、A384、A385 或其他热镀锌的标准。并在镀锌程序和过程中考虑到以下几点：

- (1) 355MPa 以上的高强度钢；
- (2) 足够的通风和排水；
- (3) 除非镀锌槽的尺寸不足，否则不允许进行两次浸锌；
- (4) 无火焰切割边缘；
- (5) 焊缝表面外观无咬边，缺口等缺陷；
- (6) 镀锌前后的检查。

第 3 节 机械承载部件

6.3.1 一般规定

6.3.1.1 对于机械承载部件材料应具有根据其适用的设计规范和标准所要求的韧性、耐腐蚀性和可焊性，并适用其预期使用的条件。

6.3.1.2 对于机械承载部件性能试验应符合 CCS《材料与焊接规范》和适用公认标准的要求。

6.3.1.3 机械承载部件的材料要求和冲击韧性应符合本章 6.2.1 及表 6.2.2.6 的规定。

6.3.1.4 对于工作温度高于 50℃的重要机械构件，应将设计温度下的力学性能资料提交 CCS 备查。

第 4 节 承压设备及管路部件

6.4.1 一般规定

6.4.1.1 用于承压设备或管路部件的材料，应具有根据其适用的设计规范和标准所要求的韧性、耐腐蚀性和可焊性，并适用其预期使用的条件。

6.4.1.2 承压设备及管路材料要求和冲击韧性应符合本章第 6.2.1 条的规定。未列入本章的材料要求应符合 CCS《材料与焊接规范》、API、ASME 等接受标准的要求。

6.4.1.3 电阻焊钢管应不用于工作压力超过 3.2MPa 或设计温度 300℃ 以上的管路。

6.4.1.4 暴露于含硫化氢流体的材料应符合 NACE MR0175 的规定。这种材料的任何焊接或其他影响材料硬度的加工均应按合格的工艺规程进行,以确保焊接或加工后材料表面硬度不超过 NACE MR0175 规定的最大硬度值。

6.4.2 高压管路

对于下列系统的高压管路,其管子和承压部件材料的夏比 V 型缺口冲击功的平均值(纵向)应不小于 27J:

- (1) 节流和压井系统;
- (2) 高压钻井液系统;
- (3) 测试系统;
- (4) 固井系统。

6.4.3 钻井和修井隔水管

对于钻井和修井隔水管的夏比 V 型缺口冲击功应符合本章表 6.2.2.6 中规定。

第 5 节 铸锻件

6.5.1 一般规定

6.5.1.1 锻件和铸件的应用根据其预期使用用途、所处的环境及受力情况来确定,以便选取合适的材料级别。

6.5.1.2 锻件和铸件产品应按照 CCS《材料与焊接规范》或接受的标准进行制造,其性能要求应满足预期所使用的要求。

6.5.2 锻件

6.5.2.1 用于钻井装置的承压或承载的锻件产品应符合 CCS《材料与焊接规范》或公认标准的要求。

6.5.2.2 锻件应采用镇静钢锻制,所有锻钢件的心部区域应能达到足够的塑性变形量。塑性变形应使锻钢件在热处理后的组织均匀且无影响使用的缺陷,并具有满意的力学性能。对主要呈纵向纤维的锻钢件,其锻造比应不小于表 6.5.2.2 的规定。

锻造比

表 6.5.2.2

锻制方法	总锻造比 ^{1、2}
直接由钢锭锻制或由钢锭锻成的钢坯锻制	$L > D$, 3:1 $L \leq D$, 1.5:1
由轧制产品锻制 ³	$L > D$, 4:1

注: 1. 锻造比系指钢锭平均横截面积与锻钢件截面积(毛坯)之比。如果钢锭已经初锻,则可取初锻后的平均横截面积作为计算锻造比的基准;

2. L 和 D 系指成品锻钢件的长度和直径;

3. 作为代替锻钢件的轧制钢棒,其总变形比应不小于 6:1。

6.5.2.3 锻件试样的大小应满足所需试验和可能进行复试的需要,其横截面尺寸应不小

于所代表的锻钢件的那一部分截面。试样应与锻件为一整体，分离锻制的试样应与其所代表的锻钢件具有相似的锻造比，试样应与其所代表的锻件一起进行热处理。详细要求见 CCS《材料与焊接规范》。

6.5.3 铸件

6.5.3.1 采用气割、火焰表面清理或碳弧气刨剔除铸件多余部分或切割浇冒口时，应采用适当的施工方法进行，且这些工作应在最后热处理之前完成。必要时，还应视铸件的化学成分和/或厚度进行预热。如需要，凡受切割影响的区域要进行机加工或用打磨方法去除。

6.5.3.2 铸件应进行热处理以改善其组织结构，并以铸态或适当热处理状态交货，试样可与铸件一起整体浇铸或附带于铸件的本体上或单独浇铸，试样应与其所代表的铸件一起进行热处理。详细要求见 CCS《材料与焊接规范》。

6.5.4 螺栓材料

螺栓及螺母材料的冲击韧性以及防腐性能应与所连接的构件或部件相一致，且符合公认标准的规定。

6.5.5 密封材料

6.5.5.1 弹性密封垫圈

- (1) 用于密封的材料应适用于预定的用途及能承受规定的工作压力、工作温度和介质。
- (2) 重要部件使用的合成橡胶应予以试验，以确保其适用于预计可能接触到的流体，对易老化的材料应规定其储存期，并标注制造日期。

6.5.5.2 刚性密封垫圈

- (1) 刚性密封垫圈应是软铁、低碳钢或不锈钢材料，并符合设计标准的要求。
- (2) 垫圈应涂覆保护性涂层材料。

6.5.6 材料和可追溯性资料

6.5.6.1 所有主承载件、机械承载、承压部件和管系的材料应具有材料合格证书。

6.5.6.2 为了保证主承载件、机械承载、承压部件和管系的材料的可追溯性，制造厂有责任对下述文件负责，并提供如下资料供 CCS 审核，如适用：

- (1) 产品炉号/批号；
- (2) 材料的技术规格和说明；
- (3) 热处理的温度；
- (4) 化学成份分析结果；
- (5) 力学性能试验结果；
- (6) 交货状态；
- (7) 铸件和锻件：
 - ① 材料试验报告；
 - ② 热处理状态；
 - ③ 无损检测的方法及结果；
 - ④ 试验压力（如有时）；
 - ⑤ 锻造比（仅适用于锻钢件）；
 - ⑥ 低倍组织检查结果（如有时，仅适用于锻钢件）；
 - ⑦ 尺寸检查。

第 6 节 焊接

6.6.1 一般规定

6.6.1.1 从事海上钻井装置结构、设备及承压管件的焊工应按 CCS《材料与焊接规范》第 3 篇第 4 章、AWS D1.1 或适用标准的要求参加焊工资格考试并持有适任证书。只有持有 CCS 颁发或承认的《焊工合格证书》的焊工方可从事与其证书相适应的焊接工作。

6.6.1.2 焊接工艺规程 (WPS) 应根据 CCS《材料与焊接规范》第 3 篇第 3 章、AWS D1.1 或适用标准编制, 并经 CCS 认可。经过认可的焊接工艺规程方可用于焊接施工。焊接工艺规程应明确适用标准及焊接的全部基本和附加参数 (必要时)。

对于未曾批准过的工艺包括新工艺及新材料, 制造厂应制定详细的焊接工艺规程并提交 CCS 认可, 经焊接工艺认可试验合格后方可使用。

6.6.1.3 焊接工艺认可试验应在验船师在场时进行。试验结束后应将试验结果记入焊接工艺认可试验报告 (PQR), 随焊接工艺规程一起交 CCS 认可。焊接工艺规程经 CCS 认可后, 若制造厂 6 年内未用此工艺从事类似结构或部件的焊接生产, 则该工艺在再次使用前应重新进行认可。

6.6.1.4 焊接所使用的焊接材料 (包括焊条、焊丝、焊剂和保护气体) 应符合 CCS《材料与焊接规范》第 3 篇第 2 章的有关规定或适用的标准。所选用焊接材料的级别应与所施焊的钢级相适应。未列入该规范中的焊接材料, 应将有关的技术资料提交 CCS, 经相关试验验证后方可使用。

6.6.1.5 施焊时环境温度应不低于工艺认可试验所规定的最低温度, 恶劣环境应采取适当的措施。

6.6.1.6 制造厂应具有健全的质量保证管理机构, 并能有效地运行。重要焊缝应由有经验的焊接检验员监督施焊, 以确保焊接质量。

6.6.2 焊接

6.6.2.1 焊接前清理打磨坡口, 去除杂物等, 以达到焊前相关要求。

6.6.2.2 焊接材料应按照其说明书要求存放, 必要时应保温干燥。

6.6.2.3 焊前预热和道间温度应根据认可的焊接工艺规程来确定。

6.6.2.4 应尽量避免使用碳当量大于 0.45% 的钢种。当使用钢种的碳当量大于 0.45% 时, 建造厂/制造厂应提出预热温度和道间温度的试验并经 CCS 同意。

6.6.2.5 焊接接头的型式和尺寸应符合适用的已认可焊接工艺规程和批准图纸资料的要求。

6.6.2.6 构件和部件的焊后热处理应符合适用的已认可焊接工艺规程。

6.6.2.7 手工焊不应在焊缝以外引弧。埋弧焊应在焊件两端使用引弧板和熄弧板。

6.6.2.8 对接焊焊接接头应是全熔透焊缝。应采取适当的焊接工艺, 以确保焊缝根部的焊接质量。

6.6.2.9 如提供支撑和非承压部件直接焊接到承压部件上, 则承压部件的焊接要求也应适用此类焊缝。

6.6.2.10 承受交变和冲击负荷的主要构件通常应采用开坡口的接头型式, 以保证全厚度焊透。

6.6.2.11 应采用合理的装配步骤和焊接顺序, 以控制焊接变形, 避免过大的残余应力和防止裂纹产生。

6.6.2.12 各种焊接结构应避免将焊缝布置于应力集中区域。在结构剖面突变之处应有足

够的过渡区域，尽量避免焊缝过于集中。

6.6.2.13 焊接前铸钢件的表面应打磨干净、光滑并清除铸件气孔、裂纹、缩孔、毛刺、结疤、包砂等，焊接应采用低氢焊材，且焊接前要进行 100℃~120℃的预热，预热范围在坡口两侧 200mm 范围内，焊后应进行低温回火处理，回火温度为 200℃~250℃，保温时间按板厚确定但不少于 2 小时。焊接完毕后 48 小时后应进行无损检测。

6.6.2.14 管结点的焊接应符合 CCS《材料与焊接规范》第 3 篇第 6 章的有关规定或公认标准的要求。

6.6.3 成型

在钻井设备和/或部件使用的材料成型应符合下列要求：

- (1) 一般情况下，对于钢构件的成型应避免在 205℃到 425℃之间的温度下进行；
- (2) 当成型后的材料的性能会有所退化时，应进行相应的热处理；
- (3) 应提供合适的支持参数以表明是否符合指定的性能；
- (4) 对于特定韧性的材料如在外表面上超过 3%的塑性变形时，需提供数据以表明其韧性性能在成型后满足最低要求；
- (5) 在塑性变形后，韧性试验中使用的试验样品应在 288℃进行 1 小时的人工时效处理。

6.6.4 焊补

(1) 制造厂在修补特殊构件和主要构件的焊接缺陷时，应编制详细的修补焊接工艺规程以评定、清除、检查及修补焊接缺陷；

(2) 焊接前应完全消除焊缝中的缺陷，必要时可用磁粉检测和渗透检测方法进行检查。在确认缺陷完全消除后，再进行焊补；

(3) 焊补后的焊缝应确保与母材完全熔合并与相邻部位过渡平顺；

(4) 特殊构件上的同一部位的缺陷一般只允许修补 2 次；

(5) 对焊后需热处理的焊接接头，焊补后应再次进行热处理；

(6) 应按照焊接工艺规程对焊补的焊缝重新进行目检、表面及内部无损检测；

(7) 铸钢件的缺陷修补应符合 CCS《材料与焊接规范》第 1 篇第 6 章第 1 节的规定；

(8) 制造厂应记录修补缺陷的位置、大小、修补方法及焊补后质量检查，并存档备查。

6.6.5 热处理

6.6.5.1 焊接件成型或焊接后，如果规范或标准有要求时，或者如有必要保持良好的断裂韧性，避免氢致开裂，应进行热处理。为防止出现冷裂纹，对于厚壁或重要构件应进行焊后消除应力处理。

6.6.5.2 热处理文件应包括热处理温度、热处理时间、温度和冷却介质。

6.6.5.3 正火热处理应适用于热成型件，除非热成型过程中已经在合适的温度，持续时间和冷却速度范围内进行。

6.6.5.4 热加工成型后材料的力学性能仍应保持材料的规定值，否则应进行相应热处理，使其达到规定值。

6.6.5.5 钻井装置结构采用 CCS《材料与焊接规范》第 1 篇第 3 章所规定的钢材时，其焊后热处理的温度为 550~620℃。保温时间按焊件最厚部位的尺寸，以每 25mm 保温 1h 来确定。加热速度要适当，以避免产生变形和裂纹。加热炉内的温差应控制在 15℃范围内。保温焊件的内外表面的温差应不超过 30℃。当加热温度在 300℃以上时，沿对称线或对称面的温差应不超过 30℃。

6.6.5.6 对较大构件个别部位可作局部消除内应力的焊后热处理。热处理时，在焊缝两侧至少等于材料厚度的 3 倍区域内应保持规定的温度。隔热区外缘的温度应不超过 300℃。

6.6.6 检查

6.6.6.1 制造厂应为所有主承载件和承压件编制详细全面的检查计划，并经 CCS 验船师认可。

6.6.6.2 在检测前，应对结构和工件的被检测部位进行适当的表面清洁，通常可采用人工或机械的方式清除作业表面可能影响检测结果的因素。

6.6.6.3 对于后续将进行渗透检测的部位，应避免采用喷砂、锤击等可能造成表面张开性缺陷闭合的方式。

6.6.6.4 结构和工件施焊完工后，应对所有焊缝进行外观检查。焊缝表面应成型均匀、平顺地向母材过渡，无过大的余高，不应有裂纹、未熔合、夹渣、单面焊根部未焊透等缺陷以及不允许存在的气孔、焊瘤、弧坑和咬边。

6.6.6.5 应根据适用标准制定的并经 CCS 验船师认可的无损检测规程，包括检测方法、范围及焊接质量验收标准，进行焊缝的表面和内部质量检查。

6.6.6.6 如果适用的标准缺乏无损检测范围的要求时，检测方法、数量和部位可参照下列确定：

(1) 对承压部件及管道的焊缝，可参照 CCS《材料与焊接规范》第 3 篇 7 章的适用规定；

(2) 对结构件的焊缝，可参照 CCS《材料与焊接规范》第 3 篇 6 章的适用规定。

6.6.6.7 焊缝的无损检测应在不涂油漆的情况下进行。

6.6.6.8 经无损检测后被评为不合格的焊缝，应根据适用标准增加无损检测的范围。如果适用标准对此没有规定，则至少应在上述需修补焊缝两端的邻接部位增加无损检测的范围。

6.6.6.9 焊缝修补后应进行无损检测，并将修补前后的检验报告送交 CCS 备查。

6.6.6.10 所有实施的无损检测及其结果均应记录并存档备查。

6.6.6.11 所有焊缝表面应进行外观检查（包括使用 10 倍以下的放大镜），其焊波应均匀，焊缝边缘应平顺过渡到母材，焊缝外形尺寸应符合设计图纸要求和规范标准的要求。外观验收标准应符合表 6.6.6.11 的要求。

6.6.6.12 若使用一种方法检测不能准确判断缺陷时，则应采用其他无损检测方法进行综合判断。

外观检查验收标准

表 6.6.6.11

缺陷类型	验收标准 ¹	
裂纹	不允许	
未熔合	不允许	
单面焊对接接头根部未熔透	不允许	
表面气孔	单个气孔直径 $d \leq 0.25t$ （对接缝）或 $d \leq 0.25a$ （角接缝），且最大直径不大于 3mm。 相邻孔距不小于 2.5d。	
咬边	对接缝	深度 $\leq 0.5\text{mm}$ ，不论长度。 深度 $\leq 0.8\text{mm}$ ，最大连续长度小于 90mm。 ²
	角接缝	深度 $\leq 0.8\text{mm}$ ，不论长度。

注：1. 表中 t 为较薄板的厚度；a 为角焊缝的焊喉厚度。

2. 相邻咬边的间距小于较小咬边长度，则就作为一个咬边缺陷计。

第 7 节 无损检测

6.7.1 一般规定

6.7.1.1 从事钻井装置焊缝无损检测的人员应经过理论和实际操作方面的培训，并通过考核取得 CCS 颁发或承认的《无损检测人员合格证书》的检测人员后方可进行检测。无损检测人员应具备有关焊接技术、检查程序和无损检测设备方面的知识，并能确定缺陷的部位、大小及性质，还能分析造成缺陷的原因，提出修补范围的建议。

6.7.1.2 无损检测程序和验收标准应当按照相关规范、标准或其他 CCS 同意的规格书制定。

6.7.1.3 无损检测设备和检测条件均应满足公认的标准或 CCS 同意的其他技术条件。

6.7.1.4 执行 NDT 的人员持有 II 级及以上资质，I 级人员可在 II 级人员的指导下开展无损检测工作。

6.7.1.5 应根据批准的图纸及工艺提交部件或设备的无损探伤图供 CCS 审核。

6.7.1.6 建造厂应向 CCS 提交无损检测设备的合格鉴定证件，并保持设备良好的工作状态。

6.7.1.7 当需要焊后热处理时，无损检测通常应在热处理后进行。

6.7.1.8 修补的焊缝应进行 100% 的表面无损检测。

6.7.1.9 当认为超声波检测的结果不可靠时，可利用磁粉或渗透检查作为补充。

6.7.1.10 用于机械承载部件或承压设备的焊接件应通过无损检测的方法进行检查，以检测和确定其表面和内部缺陷。

6.7.1.11 对于屈服强度小于 420 N/mm^2 的高强度钢应在焊后或热处理结束 24 小时后进行检测，普通强度钢母材厚度小于 100mm 时，可不考虑延时检测。

6.7.1.12 对于屈服强度大于或等于 420 N/mm^2 的淬火回火钢，焊缝的无损检测应在焊后 48 小时以后进行。

6.7.1.13 如果在焊接期间的热输入量低于 3.5 KJ/mm 并有足够的证据证明 48 小时后不会发生氢脆裂纹，则对于屈服强度小于 450 MPa ，且厚度小于 12mm 的钢材的无损检测，延迟时间可减少至 24 小时。

6.7.2 无损检测的范围

6.7.2.1 本节中所涉及的无损检测方法为目视检查 (VT)、液体渗透检测 (PT)、磁粉检测 (MT)、超声波检测 (UT) 和射线检测 (RT)。

6.7.2.2 结构件无损检测的范围应根据相关规范、标准、批准图纸或业主技术规格书确定。除另经同意外，无损检测的范围一般应不低于表 6.7.2.2 的规定。

对仅按某一百分比检测的焊缝，选择拟检测焊缝时，应考虑接头对结构完整性的重要程度，即相对重要的构件和结点焊缝应包括在检测范围内。此外，选择进行无损检测的焊缝应具有足够的代表性。

6.7.2.3 对仅按某一百分比检查的焊缝，如果严重的缺陷（平面缺陷、裂纹或过大的夹渣）反复出现或缺陷率超过 10%，则在同期内以相同焊接工艺施焊的所有焊缝均应进行 100% 的检测。

6.7.2.4 十字连接中板厚度方向承受重大拉应力的板，焊后应经受超声波检测，以确保无层状撕裂发生。如果采用 Z 向钢，则该检测可减少至仅做 2%~5% 检测。

6.7.2.5 认为合适时，超声波检测可用射线检测代替，反之亦然。如超声波检测显示的缺陷模糊不清，则应进行附加的射线检测。

无损检测要求

表 6.7.2.2

最低无损检测要求					
结构部位	连接形式	检测类别			
		VT	MT ²	UT	RT ³
特殊构件	对接焊缝	100%	100%	100%	10%~20%
	交叉焊缝 ¹ , 全熔透焊缝	100%	100%	100%	CCS 可要求一定范围的检测
	交叉焊缝, 部分熔透和角焊缝	100%	100%	-	-
主要构件	对接焊缝	100%	20%	20%	2~5%
	交叉焊缝, 全熔透焊缝	100%	20%	20%	
	交叉焊缝, 部分熔透和角焊缝	100%	20%	-	-
次要构件	对接焊缝	100%	2~5%	2~5%	-
	交叉焊缝, 全熔透焊缝	100%	2~5%	2~5%	
	交叉焊缝, 部分熔透和角焊缝	100%	0~5%	-	-
管结点	管结点焊缝	100%	100%	100%	CCS 可要求一定范围的检测
1. 交叉焊缝包括 T 字形和十字形焊缝; 2. 对于非磁性材料可以通过渗透检测代替; 3. 如有要求, 可以通过超声波检测部分或全部代替。					

6.7.3 方法和验收标准

6.7.3.1 结构件的无损检测应符合 CCS《海上移动平台入级规范》、ISO5817《焊接-钢、镍、钛及其合金熔焊接头（不包括电子束焊接）-缺陷的质量等级》或行业内通用的标准规范的适用要求，包括 AWS、ASTM、CB 等。

6.7.3.2 锻件的无损检测应符合 CCS《船舶焊接检验指南》附录 7A 或公认标准的要求。

6.7.3.3 铸件的无损检测应符合 CCS《船舶焊接检验指南》附录 7B 或公认标准的要求。

6.7.3.4 承压件和管系的无损检测应符合 CCS《材料与焊接规范》、《海上油气处理系统规范》、ASME B31.3 或其他接受标准的有关要求。

6.7.3.5 对新颖无损探伤方法，如衍射时差（TOFD）和相控阵（PAUT）超声波检测技术等，其具体应用和验收质量要求由业主、设计者或建造厂根据实际需要商定，CCS 可视情况进行必要的评估或认可。

第 8 节 防腐保护

6.8.1 一般规定

6.8.1.1 所有暴露于海水/盐雾环境的材料应具有足够的耐腐蚀性能，或者采取适当的防腐措施对其进行防护。这些防腐措施包括涂（镀）层保护、阴极保护、和其他任何认可的防

腐措施。所采用的防腐蚀措施应适用于结构所处位置和用途。

6.8.1.2 材料防腐系统可采用单独或组合防腐的方法，如组合防腐时应确保系统之间的相容性，并应考虑到对相关的操作参数的影响，以及检查、监测和维护措施和所需的设计寿命。

6.8.1.3 对于某些结构或设备，应根据具体情况预留适当的腐蚀裕量（即额外的壁厚）。材料的最小腐蚀裕量为 1.6mm。

第7章 特殊钻井装置

第1节 一般规定

7.1.1 适用范围

7.1.1.1 本章所规定的特殊钻井装置包括海上模块钻井装置、连续管钻修装置、控压钻井装置和海上工程钻机。

7.1.1.2 本指南所规定的海上工程钻机为除用于海上油气勘探开发之外的其他海上工程所用的钻机，包括海上地质勘探钻机等。

7.1.1.3 本章为特殊钻井装置的特别规定。除本节规定之外，特殊钻井装置还应符合本指南其他章的适用规定。

7.1.2 总体安全原则

特殊钻井装置的设计应符合本指南第3章 3.2.1 的适用安全原则。

7.1.3 布置要求

除本章要求外，海上特殊钻井装置还应符合本指南第3章 3.2.2 的适用规定。

7.1.4 超压保护

海上特殊钻井装置中的承压设备、管路应满足本指南第3章 3.2.3 中的超压保护要求。

7.1.5 材料、焊接和无损检测

除本章要求外，海上特殊钻井装置还应符合本指南第3章 3.2.4 的规定。

第2节 海上模块式钻井装置

7.2.1 一般要求

7.2.1.1 本节的规定适用于搭载于船舶或海上设施的模块式钻井装置。

7.2.1.2 海上模块式钻井装置主要包括钻井设备系统模块（DES）、钻井支持系统模块（DSM）、散料罐模块（P-Tank）和固井模块等。

7.2.1.3 海上模块式钻井装置应满足作业海域具有管辖权的政府机关的相应规定。例如，在中国海域作业应用于固定平台的模块钻机应符合国家安全生产监督管理总局制定的《海上固定平台安全规则》的相关要求。

7.2.1.4 模块钻机设计重量及可变载荷应符合支撑结构支反力要求。

7.2.2 布置要求

7.2.2.1 底座和导轨的布置应使钻井设备系统模块能够从纵、横两个方向上移动，并且能够覆盖所有井槽。

7.2.2.2 根据所搭载的平台支持能力和作业海域环境条件，钻井支持系统模块的全部或部分可以布置在支持平台/船上，但其物料输送方案应能满足正常作业和事故处理要求。

7.2.3 钻井设备系统模块 (DES)

7.2.3.1 钻井设备系统模块 (DES) 主要包括移动上下底座、井架、提升及旋转设备、井控设备。

7.2.3.2 钻井设备系统模块应能在立根盒满载的工况下, 完成纵向和横向的滑移。

7.2.3.3 应使用拖链保护钻井设备系统模块中端点移动的软管和线缆, 以使软管和线缆的弯曲半径不小于产品本身所允许的最小弯曲半径。

7.2.3.4 钻井设备系统模块应能承受拟作业区域内的环境条件。应能在设计风速下, 承受大钩载荷、立根载荷和转盘载荷时正常作业。

7.2.4 钻井支持系统模块 (DSM) 和散料罐 (P-Tank) 模块

7.2.4.1 钻井支持系统模块主要包括动力模块和钻井液模块。动力模块包括发电机组、变压器、交流变频控制装置、马达控制中心、蓄电池组等设备。钻井液模块主要包括钻井泵、钻井液池、钻井液净化设备、钻井液混合控制设备等。

7.2.4.2 钻井支持系统模块应根据钻井施工需要配制、处理并储存水基/油基钻井液和完井液, 能够在应急井控操作中混配并泵送压井液和水泥浆。

7.2.4.3 应避免钻井支持系统模块产生过度的粉尘、噪声和振动。泥浆罐和泥浆返流管路应进行封闭, 以避免井流中解析出的气体扩散至其他区域。

7.2.4.4 钻井支持系统模块的布置和设计应考虑到大型设备的修理和维护。

7.2.4.5 在主控制系统或主动力源失效时, 自动/遥控阀门应能实现应急操作, 例如阀门仍能实现手动操作或者使用应急控制系统或备用动力源。

7.2.4.6 阀门的布置应便于对阀门操作、维修和养护。

7.2.4.7 对于可能造成环境污染的管口应采用双重隔离措施, 例如串接两个阀门 (双阀隔离)。并且能够随时确定这些隔离措施的有效性。

7.2.4.8 散料罐等大型容器的仪表安装、配管、人孔和附属梯子的设计应便于对罐顶进行检查。

7.2.4.9 模块式钻机专用内燃机应符合 CCS《钢质海船入级规范》第 3 篇的相关技术规范。

第 3 节 连续管钻修装置

7.3.1 一般要求

7.3.1.1 连续管钻修装置主要包括井控设备、注入头、导向器 (导向弧)、注入头框架、连续管滚筒、控制系统和数据采集系统。

7.3.1.2 连续管钻修装置的井控系统应符合 API RP 16ST 的有关要求。

7.3.2 连续管密封装置

7.3.2.1 防喷盒应能对静止的和起下钻时的工作管柱保持压力密封, 即使在失去动力源时也应如此。

7.3.2.2 防喷盒密封元件应能承受预期的最高操作压力和温度。

7.3.2.3 控制系统应能使管柱避免过度受力和压溃变形。

7.3.2.4 应能在连续管在位时更换密封元件和防磨补心。

7.3.2.5 注入头和防喷盒之间界面的设计应使管柱屈曲的潜在风险减至最低。

7.3.3 连续管防喷器

7.3.3.1 连续管防喷器应至少实现下列功能：

- (1) 在井内没有管柱时实现关井；
- (2) 剪断管柱并密封井眼，闸板的设计和节流管路的布置应能顺利实现井控循环；
- (3) 悬持连续管柱的重量；
- (4) 封闭管柱和井眼之间的环空；
- (5) 提供一个压井管路接口。

7.3.3.2 连续管防喷器上的接口应符合下列规定：

- (1) 连续管防喷器及其以下的出、入口连接应采用金属对金属密封。
- (2) 出、入口应串接两个阀门或盲堵。
- (3) 靠近井眼侧的阀门应采用法兰连接，但此阀门不应作为工作阀门。丝扣连接可用于此阀门在远离井眼方向下游的阀门。
- (4) 如果出、入口的两个阀门都是手动的，在钻井作业时应串接单向阀。

7.3.4 注入头

7.3.4.1 注入头所承受的最大注入载荷不应超过其注入能力的 80%。注入头应具有足够的注入能力以克服作业中可能遇到的最大载荷。

7.3.4.2 在条件允许的情况下，宜有应急措施来减小连续管注入装置起钻提升载荷。

7.3.4.3 注入头基础结构应能承受最大的注入和提升反力，并设有集油盘和污油收集装置。

7.3.4.4 注入头的外部框架应作为连续管导向器（导向弧）和注入头吊耳的基础，并能用于提升注入头的总重量。这一总重量包括作业所要求的连续管密封装置、防喷器组、底部钻具组合（BHA）和润滑/立管系统的重量。

7.3.5 驱动链系统

7.3.5.1 驱动链系统应能在对连续管柱造成最小损害的前提下处理最大重量的管柱。

7.3.5.2 应能在作业现场更换驱动链，或者配有可更换的夹持装置。

7.3.6 推曳系统

7.3.6.1 推曳系统应能产生足够的、可调节的推曳力，并且具有足够的摩擦力以便在产生滑动且对管柱不产生损坏的前提下，对连续管柱施加最大的额定载荷。

7.3.6.2 推曳系统应为故障安全设计，并应能够在失去动力时保持推曳时的状态。

7.3.6.3 对于每一推曳回路应配有一套蓄能器系统。

7.3.7 张紧系统

7.3.7.1 链条张紧系统应能从控制站进行调节，并应能向注入头链条施加足够的张力以避免对承载部件和连续管柱造成伤害。

7.3.7.2 应在注入头上为张紧系统装设一套蓄能器系统。

7.3.8 驱动系统

7.3.8.1 驱动系统应能在最大载荷工况下精确的实现管柱的起下运动控制。

7.3.8.2 应在注入头、控制站或动力单元设有独立调节和预设最大起下力限值的装置，此装置应独立于正常作业工况的调节装置，并受到保护。

7.3.8.3 驱动系统应能使连续管装置在最大的额定载荷下以 10m/min 的速度起下管柱。

7.3.8.4 驱动系统应能在失去动力的状况下以安全的方式停止链条的运动。

7.3.8.5 应有图表显示注入头驱动力与载荷之间的关系。

7.3.8.6 当滚筒刹车或远程管子夹持系统启动时，应有装置对驱动系统进行锁定。

7.3.9 刹车系统

刹车系统应能刹住最大的额定载荷，并且具有失效安全功能以便在失去动力时能够使链条停止运行，使其保持静止。

7.3.10 重量指示器

7.3.10.1 连续管重量指示器应能测量密封装置以上管柱的所有拉力和压力（正向和负向的重量）。

7.3.10.2 重量指示器应能测量出下列两项重量指标：

(1) 注入头以下的实际重量；

(2) 差别重量（根据需要可以为零），用于指示作用于底部钻具组合的力（钻压）。

7.3.10.3 重量指示器的设计和布置应使其受到妥善的保护，以避免在运输和储存的过程中损坏。

7.3.10.4 重量指示器表应易于现场更换，并备有备用重量指示器。

7.3.11 测深系统

7.3.11.1 连续管装置至少应设有一套独立的测深装置，位于连续油管滚筒上。

7.3.11.2 注入头宜设有一套用于检测管柱与链条滑动的装置。

7.3.11.3 应设有连接第三方测深系统的装置，用于测、录井作业。

7.3.12 导向器

7.3.12.1 导向器固定和支撑装置应符合下列规定：

(1) 固定和支撑装置的设计应便于导向器的安装和移除。

(2) 导向器和支撑基座的设计应能使其承受连续管滚筒的反向张力。对于安装于浮式平台的连续管装置，导向器及其支撑基座的设计还应考虑平台运动所引起的附加载荷。

(3) 导向器及其支撑结构的设计应使导向器上的滚子便于人员进行维修和保养。

7.3.12.2 导向器的最小弯曲半径应大于 30 倍的工作管柱外径。此外，导向器的半径可以根据所用连续管的规格和额定疲劳寿命进行确定，并可参照 SY/T 6761 和 API RP 16ST。

7.3.12.3 导向器应设有呈合适形状的滚子或者相似的装置以导引工作管柱进入注入头，并应能够防止所导引的工作管柱偏向一侧。

7.3.12.4 导向器的设计和安装应能使工作管柱沿导向器曲线的切向进入导向器。

7.3.12.5 导向器的设计应使其能够适应收放工作管柱时由滚筒宽度带来的角度变化，且应能承受侧向的载荷。

7.3.13 注入头支撑框架

7.3.13.1 注入头支撑框架的设计应能使其方便地应用于所搭载的海上固定平台和自升式平台。

7.3.13.2 注入头支撑框架应能承受作业过程中的预期动载荷、静载荷和弯曲力。应明确辨别框架的强度极限，并确保操作在此极限范围内进行。

7.3.13.3 框架的设计应能使注入头在上下、前后和左右 3 个方向上移动。应设置进入相关工作区域所用的工作平台和安全带系固点。

7.3.13.4 应设置起吊和拆接底部钻具组合所用的装置。

7.3.13.5 注入头支撑框架上应设有可靠的起重附件，并应符合 CCS《船舶与海上设施起重设备规范》的相关规定。

7.3.14 注入头张紧框架

7.3.14.1 注入头张紧框架的设计应能使其方便地应用于浮式平台。

7.3.14.2 注入头张紧框架应能承受作业中最大的预期载荷。其张力范围的设计应能使注入头、密封装置和防喷器的操作不受浮式平台升沉运动的影响。

7.3.14.3 注入头张紧框架应集成有起重装置用以独立处理注入头、井控设备和其他需要安装的设备。用于提升注入头的绞车不应为气动绞车。提升装置应从远离移动部件和所处理载荷的安全区域进行遥控，且应能高于浮式平台垂直运动的速度提升注入头。其起重能力应至少高于注入头总成重量的 30%，并应高于快速连接器加上预期最终的底部钻具组合的重量和打开/解锁快速连接器所需的力。

7.3.14.4 张紧框架应能具有将注入头横向移动的功能，以便在更换底部钻具组合时无需将使用绞车将注入头吊起移开，同时具有防止注入头在作业期间产生横向滑动的措施。

7.3.14.5 张紧框架应设有接近相关工作区域的工作平台，并设置进入相关工作区域所用的工作平台和安全带系固点。

7.3.14.6 应设置起吊和拆接底部钻具组合所用的设施。

7.3.15 连续管滚筒

7.3.15.1 连续管滚筒装置应设有污水收集系统。

7.3.15.2 应在合适的区域设置用于操作、检查和维护的通道和工作平台。

7.3.15.3 连续管滚筒的驱动系统应能够以大于注入头最大下入速度的对应转速驱动滚筒，并能够提供所要求的张力使得工作管柱在导向器和滚筒之间保持合适的形态。此外，驱动系统应能够提供足够的转矩，以便在连续管充满液体的满负荷状态下将滚筒从静止状态加速至操作速度下。

7.3.15.4 应能从控制站控制、调节连续管滚筒。

7.3.15.5 连续管滚筒的半径应不小于 20 倍的连续管外径。

7.3.15.6 连续管滚筒应设有连续管匀绕机构来承受工作管柱的弯曲和侧向力。应设置带有越控功能的导向装置用于工作管柱从连续管滚筒适当地收入和放出。

7.3.15.7 连续管滚筒的刹车系统应能在失去动力时自动启动。当连续管装置用于浮式平台时，该刹车系统应具有手动越控功能。

7.3.15.8 连续管滚筒的刹车系统启动时应能阻止注入头的动作。

7.3.15.9 连续管滚筒的刹车系统应设置备用刹车系统，当驱动传动装置失效时该套刹车装置应能投入使用。

7.3.15.10 连续管滚筒应设有清管系统。在清管器发射器和管柱末端之间应设有旁通和隔离阀门。清管器发射系统的内径应大于或等于工作管柱的内径。

7.3.16 控制系统

7.3.16.1 在连续管控制室中应至少实现下列项目的控制和监测：

(1) 注入头：推曳控制、张紧控制、应急曳出控制、注入头驱动压力供给压力、推曳压力、张紧系统压力、井深测量、重量显示、速度显示和井口压力。

(2) 连续管滚筒：滚筒正反转控制、滚筒反向张紧控制、匀绕机构越控（向左和向右）控制、滚筒刹车控制、循环压力、滚筒反向张紧压力和滚筒刹车压力。

- (3) 动力系统：正常停车控制、ESD 控制和发动机油门控制。
- (4) 连续管密封装置：上、下防喷盒控制和上、下防喷盒压力。
- (5) 防喷器：全封闸板控制、剪切闸板控制、管子闸板控制、蓄能器压力、控制压力、闸板启闭状态、蓄能器压力低报警、失去动力报警和控制液液面低位报警。

7.3.16.2 控制系统能够调节注入头最大起出和注入力操作界限，并与正常操作条件下的调节系统分开。

第 4 节 控压钻井装置

7.4.1 一般要求

7.4.1.1 本节 7.4.2、7.4.3 的规定不适用于欠平衡钻井的装置，也不适用于通过采用调整钻井液密度控制井眼压力剖面的控压钻井装置。

7.4.1.2 对于新颖的控压钻井装置和用于欠平衡作业的钻井装置应按照本指南第 1 章 1.1.4 的要求进行评估和认可。其产品检验分类按照本指南第 2 章表 2.3.2.2 (1) - (3)注 1 的规定执行。

7.4.2 系统构成

7.4.2.1 控压钻井（MPD）装置是指用于在控压钻井作业中管控井内流量和压力的系统和设备。每一控压钻井装置应包括一个专门的 MPD 压力控制系统。MPD 压力控制系统可分为 4 个主要的子系统：MPD 控制单元、监测系统、MPD 压力控制设备。

7.4.2.2 MPD 控制单元可包括但不限于下列部分：

- (1) 用于实施运算和逻辑操作的控制单元；
- (2) 与动态和静态 MPD 压力控制设备的接口/界面；
- (3) 与水力学和机械模型的接口/界面（水力学模型用于模拟井内或设备内的流量、压力和其他参数）；
- (4) 机械模型用以模拟相关的作业参数（例如，扭矩、牵引力、转速和地层状况等）；
- (5) 与钻井控制系统的界面/接口；
- (6) 与内部监测系统的接口（例如，系统特定的压力变送器、流量计和液位变送器等）；
- (7) 与外部监测系统的接口（例如，井下测量装置）；
- (8) 与其他相关系统的接口。

7.4.2.3 油气井监测系统可包括但不限于下列系统：

- (1) 用于监测油气井和 MPD 压力控制设备的装置/传感器；
- (2) 位于隔水管或泥浆返流管路上的压力和流量变送器；
- (3) 井下测量仪器，例如 PWD（随钻压力测量装置）、MWD（随钻测量装置）；
- (4) 用于保证安全和控制油气井屏障的其他测量装置。

7.4.2.4 MPD 压力控制设备可包括但不限于下列设备：

- (1) 用于调节环空背压和泥浆返流量的 MPD 节流管汇。管汇中的可调节流器用于调节泥浆返流。
- (2) 用于输送钻井液或水泥浆的泵：
 - ① 用于向井内循环钻井液的钻井泵；
 - ② 用于向隔水管内输送钻井液的增压泵；
 - ③ 用于向井内输送钻井液或水泥浆的固井装置。
- (3) 用于控制泥浆的流动的与油气井相连的其他循环系统：

- ① 用于保持通过 MPD 节流管汇的泥浆流量的回压泵；
 - ② 用于将气体或液体与井内的钻井液混合在一起的独立注入管路；
 - ③ 用于调节泥浆返流的海底泵；
 - ④ 用于将泥浆输送回平台的独立泥浆返流管路；
 - ⑤ 用于输送和调节泥浆返流的旁通管路。
- (4) 用于钻柱或井内限流的专用工具
- ① 用于防止在钻柱和井眼之间形成 U 形管效应的钻柱内阀门；
 - ② 用于防止在泥浆返流管路和井眼之间形成 U 形管效应的阀门；
 - ③ 用于减轻环空摩阻损失对井底压力影响的当量循环密度降低工具；
 - ④ 在防喷器组之外用于动态密封油气井和维持背压的附加的旋转防喷器（RCD）。

7.4.3 系统要求

7.4.3.1 MPD 压力控制系统的设计、维护和操作应使得泥浆回路中的压力不超过预先设定的压力极限。

7.4.3.2 在 MPD 压力控制系统中，如果某些子系统失效会造成油气井屏障失效或其他的安全隐患，则这些子系统及其所属部件则应独立于其他非安全系统。

7.4.3.3 应备有充分的文档证明 MPD 系统能够安全地完成所有预定的作业模式，例如钻进、井控、起下钻、下套管、固井、完井等以及 MPD 模式和常规钻井模式的转换。这些文档应当提交 CCS 备查。

7.4.3.4 MPD 压力控制系统的设计基础文件应提交 CCS 审查。这些文件应至少包含下列文件和信息：

- (1) MPD 压力控制系统的功能描述，及其与钻机及其他系统的界面/接口；
- (2) MPD 压力控制系统主要参数（例如，设备的最高压力等级、最大张紧能力、最大流量、井底压力的调节精度（ ΔP ）、最低井涌探测体积、最大水深等）；
- (3) MPD 相关系统和部件设计方法（包括适当的安全系数选取方法）及其设计依据的规范；
- (4) 相关系统和部件与工作环境的兼容性说明；
- (5) MPD 压力控制系统对所有操作工况下最大流量和压差的承受能力；
- (6) 控制逻辑单元和监测系统的极限（例如，量程、控制精度等）；
- (7) MPD 压力控制系统中可能影响到系统完整性的其他相关限制条件。

7.4.3.5 安全逻辑单元的设计基础文件也应送审。这些文件应至少包含下列内容：

- (1) 安全逻辑单元的技术描述；
- (2) 每一安全功能的描述；
- (3) 其他相关文件。

7.4.3.6 应将 MPD 压力控制系统中作为油气井屏障的部件的设计文件送审。

7.4.3.7 应有技术文件证明 MPD 系统的井控操作（例如，出现井涌时的操作）与常规钻井时的井控操作具有同等水平的安全性，并将此文件提交 CCS 审查。

7.4.3.8 当评估结果显示采用 MPD 系统比常规钻井系统具有更高的风险时，应采取风险控制措施。总的原则是在所有工况下可以不依赖于油气井本身的状况使油气井重新得到控制。应有文件可以证明 MPD 系统在预定的工况下，具有作业所要求的必要功能和足够的可靠性。

7.4.3.9 在 MPD 压力控制系统投用后应对其进行试验。试验对象的范围应至少包括油气井屏障元件和其他与安全相关的部件。

7.4.3.10 MPD 操作人员应当记录油气井屏障元件和其他与安全相关部件/设备的维护和试验情况。这些文件应在需要时能够获取。

7.4.3.11 对于 MPD 作业所需临时安装的高压管线应采取适当的措施进行安全防护，以防止高压介质泄漏伤害附近的作业人员。这些高压管线包括从旋转防喷器至自动节流管汇的管路、从回压泵液力端至自动节流管汇的管路等。

7.4.3.12 MPD 自动节流管汇应具有两条及两条以上的节流通路。自动节流阀应具有就地手动控制和远程自动控制两种控制方式。

第 5 节 海上工程钻机

7.5.1 一般要求

7.5.1.1 海上工程钻机的设计、制造和试验应符合公认的技术标准。

7.5.1.2 海上工程钻机如果设有与油气井钻机相同或相似的系统或设备，其设计、建造试验和检验应参照本指南的相关要求。

7.5.1.3 对于新型的海上工程钻机的检验，应基于本指南第 1 章 1.1.5 要求的风险分析结果，逐项进行检验。