

规范文件  
R050-2025



中国船级社

# 水下生产系统规范

## 2025

生效日期：2026年1月1日

北京

## 总目录

第 1 篇	检验与发证 .....	1-I
第 2 篇	材料与焊接 .....	2-I
第 3 篇	水下生产系统设计 .....	3-I
第 4 篇	水下井口装置 .....	4-I
第 5 篇	水下采油树 .....	5-I
第 6 篇	水下结构及管汇 .....	6-I
第 7 篇	水下连接器 .....	7-I
第 8 篇	跨接管 .....	8-I
第 9 篇	水下多相流量计 .....	9-I
第 10 篇	水下控制系统 .....	10-I
第 11 篇	水下脐带缆 .....	11-I
第 12 篇	水下其他关键产品及部件 .....	12-I



中国船级社

# 水下生产系统规范

## 2025

第 1 篇 检验与发证

## 目 录

<b>第1章 通 则</b> .....	<b>1</b>
第1节 一般规定.....	1
第2节 定义与术语.....	1
<b>第2章 检验与发证</b> .....	<b>7</b>
第1节 发 证.....	7
第2节 图纸提交与审查.....	7
第3节 产品检验.....	8
第4节 建造检验.....	18
第5节 营运（生产期）检验.....	19
第6节 重大改建检验.....	21
第7节 初次入级（发证）检验.....	21
第8节 水下生产系统弃置检验.....	22

# 第 1 章 通 则

## 第 1 节 一般规定

### 1.1.1 目的

1.1.1.1 《水下生产系统规范》（以下简称本规范）旨在为水下生产系统与相应的设备设计、制造、安装、检验和试验提供可接受标准，为海上油气田开发及相关制造业提供服务，保障水下生产系统和海洋环境安全。

### 1.1.2 适用范围

1.1.2.1 本规范适用于中国船级社（以下简称 CCS）开展水下生产系统的入级检验、发证检验和鉴证检验。

1.1.2.2 本规范适用于从一个或多个水下井口生产碳氢化合物并将其输送至依托的海上（固定、浮式或水下）或岸上生产处理设施，或通过水下井口注水、注气等所必需的若干个子系统组成的水下生产系统及其设备。本规范未规定的水下系统可参照本规范执行。

1.1.2.3 本规范对水下生产系统、水下采油树、水下井口、水下控制系统、水下管汇及结构、水下流量计、跨接管、连接器、脐带缆及其他设备的检验和发证提出规定，本规范未规定的水下设备可参照本规范定执行。

1.1.2.4 对于水下生产系统的重大改建，改建及其相关部分应满足本规范的要求。

1.1.2.5 在中国水域的水下生产系统与设备除应满足本规范要求，还应满足中国政府相关法规的要求。当外国水域的水下生产系统及设备按本规范进行检验时，还应注意满足沿岸国主管机关的相关要求。

### 1.1.3 等效与免除

1.1.3.1 当水下生产系统与设备和本规范的要求不一致时，且需要等效与免除本规范的规定时，等效与免除申请方应在水下生产系统设备建造、改建或本篇第 2 章规定的在役水下生产系统与设备的初次检验之前，以书面文件证明或表明该水下生产系统与设备至少和本规范要求的水下生产系统设备具有同等的安全水准，经 CCS 同意，可接受免除本规范的任一要求或作为代替和等效方法。

1.1.3.2 对于国内特殊使用场景的非常规水下生产系统，应经安全评估，并经 CCS 同意，可免除本规范中的相应要求，但应适用于预定用途，并保证其全面安全。

### 1.1.4 风险评估的应用

1.1.4.1 对于水下生产系统，若水下生产系统设备的业主或其代理人对水下生产系统设备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同意后，则风险评估中采用的风险控制方案及措施可代替本规范的全部或部分规定。

## 第 2 节 定义与术语

### 1.2.1 定义

就本规范而言，所使用的定义如下：

#### 1.2.1.1 水下生产系统

系指从水下井口到生产处理设施上第一个登陆关断阀和生产处理设施外输关断阀至海管登陆关断阀之间，所有水下油气生产、外输、分配、分离、增压、海管连接（管道组件，

不包括海管)、水下设备间跨接(跨接管及水下连接器)、水下注入(注水、注气、注化学药剂等)等水下设备及其控制系统及设备、保护系统及设备以及支撑结构组成的碳氢化合物生产系统的总称,外输关断阀以外的海底管道不包括在水下生产系统的范围内。

就本规范而言,除了特殊说明外(如特殊技术要求),水下油气生产、水下注水等系统及其控制系统(水下控制系统)统称为水下生产系统。

#### 1.2.1.2 非常规水下生产系统

系指国内用于渤海、北部湾等区域,使用水深小于70米或因其他因素(如受限区、安装条件等)有特殊要求的非常规水下生产系统。

#### 1.2.1.3 海洋石油生产设施

系指以开采海洋石油为目的的海上固定平台、单点系泊、浮式生产储油装置、海底管线、海上输油码头、滩海陆岸、人工岛和陆岸终端等海上和陆岸结构物。

#### 1.2.1.4 登陆关断阀

系一种安全屏障概念,隔开水下生产系统与生产处理设施,通常设置在距离立管或海管登陆端最近的位置。

1.2.1.5 各篇设备涉及的定义,将在各篇中进行规定。

### 1.2.2 缩写

1.2.2.1 本规范所采用的缩写表示如下:

缩写列表

表 1.2.2.1

编号	缩写	全称	
(1)	CIMV	Chemical injection metering valve	化学注入计量阀
(2)	CRA	Corrosion-resistant alloy	耐腐蚀合金
(3)	EMC	Electromagnetic compatibility	电磁兼容性
(4)	EPU	Electrical power unit	供电电源
(6)	HIPPS	High integrity pressure protection system	高完整性压力保护系统
(7)	HPU	Hydraulic Power Unit	液压动力单元
(8)	MCS	Master control station	主控站
(9)	MPFM	Multiphase flowmeter	多相流量计
(10)	MPS	Manufacturing procedure specification	制造规格书
(11)	NDT	Nondestructive Testing	无损检测
(12)	PREN	Pitting resistance equivalent number	耐点蚀当量
(13)	PSL	Product specification level	产品规范级别
(14)	PWHT	Post-weld heat treatment	焊后热处理
(15)	ROT	Remotely operated tool	遥控作业工具
(16)	ROV	Remotely operated underwater vehicle	遥控作业机器人
(17)	SCM	Subsea control module	水下控制模块
(18)	SEM	Subsea electronic module	水下电子模块
(19)	SIL	Safety integrity level	安全完整性级别
(20)	SMYS	Specified minimum yield strength	规定的最低屈服强度
(21)	UPS	Uninterruptible power supply	不间断电源
(22)	USV	Underwater Safety Valve	水下安全阀
(23)	VIV	Vortex induced vibration	涡激振动
(24)	WPQR	Welding procedure qualification record	焊接工艺认可试验报告
(25)	WPS	Welding procedure specification	焊接工艺规程

### 1.2.3 接受的标准

#### 1.2.3.1 一般要求

- (1) 除本规范要求外,对于水下生产系统/设备的设计、制造、安装、检验和试验,CCS 接受国际标准、国家标准和行业标准的适用部分。
- (2) 如采用其他标准替代本规范所列接受的标准时,则应证明该替代标准与接受的标准具有同等的安全水准,并经 CCS 评估和同意后方可使用。
- (3) 应避免同一设备或系统使用不同的标准。
- (4) 任何与设计标准之间的不一致,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 CCS 同意。
- (5) 应采用设计合同生效之日时最新版本的标准,否则应在合同中予以明确规定。

#### 1.2.3.2 除本规范及 CCS 相关规范外,CCS 接受的标准或其等效标准如下:

CCS 接受的标准或其等效标准

表 1.2.3.2

序号	编号	名称
(1)	GB/T 21412.1	石油天然气工业 水下生产系统的设计与操作 第 1 部分:一般要求和推荐作法
(2)	GB/T 21412.2	石油天然气工业 水下生产系统的设计与操作 第 2 部分:非粘结挠性管系统
(3)	GB/T 21412.3	石油天然气工业 水下生产系统的设计与操作 第 3 部分:过出油管(TFL)系统
(4)	GB/T 21412.4	石油天然气工业水下生产系统的设计与操作 第 4 部分:水下井口装置和采油树设备
(5)	GB/T 21412.5	石油天然气工业 水下生产系统的设计和操作 第 5 部分:水下脐带缆
(6)	GB/T 21412.6	石油天然气工业 水下生产系统的设计与操作 第 6 部分:水下生产控制系统
(7)	GB/T 21412.7	石油天然气工业 水下生产系统的设计和操作 第 7 部分:完井或修井隔水管系统
(8)	GB/T 21412.8	石油天然气工业 水下生产系统的设计和操作 第 8 部分:水下生产系统的水下机器人(ROV)接口
(9)	GB/T 21412.9	石油天然气工业水下生产系统的设计与操作 第 9 部分:遥控操作工具(ROT)维修系统
(10)	GB/T 21412.15	石油天然气工业 水下生产系统的设计和操作 第 15 部分:水下结构物及管汇
(11)	GB/T 20174	石油天然气钻采设备 钻通设备
(12)	GB/T 20972.1	石油天然气工业 油气开采中用于含硫化氢环境的材料 第 1 部分:选择抗裂纹材料的一般原则
(13)	GB/T 20972.2	石油天然气工业 油气开采中用于含硫化氢环境的材料 第 2 部分:抗开裂碳钢、低合金钢和铸铁
(14)	GB/T 20972.3	石油天然气工业 油气开采中用于含硫化氢环境的材料 第 3 部分:抗开裂耐腐蚀合金和其他合金
(15)	GB/T 22513	石油天然气钻采设备 井口装置和采油树
(16)	API RP 17A	水下生产系统的设计与操作 一般要求和推荐作法
(17)	API RP 17B	水下生产系统的设计与操作 挠性管推荐做法
(18)	API RP 17C	水下生产系统的设计与操作 过出油管(TFL)系统
(19)	API Spec 17D	水下生产系统的设计与操作 水下井口装置和采油树设备
(20)	API Spec 17E	水下生产系统的设计和操作 水下脐带缆
(21)	API STD 17F	水下生产系统的设计与操作 水下生产控制系统
(22)	API STD 17G	水下生产系统的设计和操作 完井或修井隔水管系统
(23)	API RP 17H	水下生产系统的设计和操作 遥控操作工具和接口

(24)	API Spec 17J	水下生产系统的设计与操作 非粘性挠性管规范
(25)	API Spec 17K	水下生产系统的设计与操作 粘性挠性管规范
(26)	API RP 17N	水下生产系统可靠性、技术风险和完整性管理分析方法
(27)	API RP 17P	水下生产系统的设计和操作 水下结构物及管汇
(28)	API RP 17V	水下应用安全系统的分析、设计、安装和测试的推荐规程
(29)	API Spec 16A	钻井设备通道规范
(30)	API Spec 6A	井口装置和采油树设备规范
(31)	API STD 17O	水下高完整性压力保护系统 (HIPPS) 推荐做法
(32)	API RP 2A	海上固定平台规划、设计和建造的推荐作法
(33)	API RP 6HT	碳钢和低合金钢大型承压锻件热处理检测规范
(34)	API Spec 20B	石油和天然气工业用开口锻模形状的锻件标准
(35)	API Spec 20C	石油天然气工业用闭模锻件
(36)	ISO13628-1	石油天然气工业 水下生产系统的设计与操作 第 1 部分: 一般要求和推荐作法
(37)	ISO13628-2	石油天然气工业 水下生产系统的设计与操作 第 2 部分: 非粘性挠性管系统
(38)	ISO13628-3	石油天然气工业 水下生产系统的设计与操作 第 3 部分: 过出油管 (TFL) 系统
(39)	ISO13628-4	石油天然气工业水下生产系统的设计与操作 第 4 部分: 水下井口装置和采油树设备
(40)	ISO13628-5	石油天然气工业 水下生产系统的设计和操作 第 5 部分: 水下脐带缆
(41)	ISO13628-6	石油天然气工业 水下生产系统的设计与操作 第 6 部分: 水下生产控制系统
(42)	ISO13628-7	石油天然气工业 水下生产系统的设计和操作 第 7 部分: 完井或修井隔水管系统
(43)	ISO13628-8	石油天然气工业 水下生产系统的设计和操作 第 8 部分: 水下生产系统的水下机器人 (ROV) 接口
(44)	ISO13628-9	石油天然气工业水下生产系统的设计与操作 第 9 部分: 遥控操作工具 (ROT) 维修系统
(45)	ISO13628-15	石油天然气工业 水下生产系统的设计和操作 第 15 部分: 水下结构物及管汇
(46)	ISO 14313	石油天然气工业 管道输送系统 管道阀门
(47)	ISO 3834-2	金属材料熔焊质量要求 第 2 部分: 综合质量要求
(48)	ISO 9001	质量管理体系 要求
(49)	ISO/IEC 17025	测试和校准实验室能力的一般要求
(50)	ISO 3452-1	无损检测 渗透检测 第 1 部分: 总则
(51)	ISO 3690	焊接及相关工艺 电弧焊金属中氢含量的测定
(52)	ISO 3834-2	金属材料熔焊质量要求 第 2 部分: 综合质量要求
(53)	ISO 4063	焊接及相关工艺 工艺术语和参考号
(54)	ISO 6507-1	金属材料维氏硬度试验第 1 部分: 试验方法
(55)	ISO 9001	质量管理体系 要求
(56)	ISO 9606-1	焊工资格测试 熔焊 第 1 部分: 钢
(57)	ISO 9606-4	焊工认可试验 熔焊 第 4 部分: 镍和镍合金
(58)	ISO 9712	无损检测 无损检测人员的资格和认证
(59)	ISO 13916	焊接 预热温度、层间温度和预热的测量维护温度

(60)	ISO 14344	焊接耗材 填充材料和焊剂的采购
(61)	ISO 14175	焊接耗材 熔焊及相关工艺用气体和气体混合物
(62)	ISO 14732	焊接人员 金属材料的机械化和自动化焊接
(63)	ISO 15609-1	金属材料焊接工艺规范和评定 焊接工艺规范第 1 部分：电弧焊
(64)	ISO 15614-1	金属材料焊接工艺规范和评定 焊接工艺试验第 1 部分：钢的电弧焊和气焊以及镍和镍的电弧焊合金
(65)	ISO 15614-7	金属材料焊接工艺规范和评定 焊接工艺试验第 7 部分：堆焊
(66)	ISO 16826	无损检测 超声波检测 垂直不连续性检查到表面
(67)	ISO 17405	无损检测 超声波检测 由焊接、轧制和爆炸
(68)	ISO 17636-1	焊缝无损检测 射线检测 第 1 部分：X 射线和伽马射线胶片技术
(69)	ISO 17636-2	焊缝无损检测 射线检测 第 2 部分：X 射线和伽马射线数字探测器技术
(70)	ISO 17637	焊缝无损检测 熔焊接头的目视检测
(71)	ISO 17638	焊缝无损检测 磁粉检测
(72)	ISO 17640	焊缝无损检测 超声波检测 技术、检测水平和看法
(73)	ISO 17663	焊接 与焊接及相关的热处理质量要求过程
(74)	ISO 17781	石油、石化和天然气工业 质量控制的试验方法铁素体/奥氏体不锈钢微观结构
(75)	ISO 22825	焊缝无损检测 超声波检测 奥氏体钢焊缝检测和镍基合金
(76)	ISO 23279	焊缝无损检测 超声波检测 焊缝不连续性的表征焊缝
(77)	ISO/IEC 17025	测试和校准实验室能力的一般要求
(78)	ISO/TR 18491	焊接及相关工艺 焊接能量测量指南
(79)	ISO 643	晶粒度测定
(80)	ISO 10474	钢和钢成品 检验文件
(81)	ISO 12135	金属材料.准静态断裂韧性测定的统一试验方法
(82)	ISO/IEC 17020	检查机构能力认可准则
(83)	ISO/IEC 17025	检测和校准实验室能力认可准则
(84)	ISO 15156	石油和天然气工业 油气开采中用于含 H <sub>2</sub> S 环境的材料
(85)	ASME B31.3	工艺管道
(86)	ASME B31.8	气体输送和分配管道系统
(87)	ASME BPVC-V	锅炉及压力容器规范 第五卷：无损检测
(88)	ASTM A991	对用于热处理的熔炉进行温度均匀性调查钢铁产品
(89)	ASTM A370	钢制品机械试验的标准试验方法和定义
(90)	ASTM A370	钢制品力学性能试验方法和定义
(91)	ASTM A388	大型钢锻件超声波检验
(92)	ASTM A604	耗材电极重熔钢棒和坯的宏观腐蚀试验的标准规程
(93)	ASTM A604	自耗电极再溶化钢棒与钢坯的宏观腐蚀试验方法
(94)	ASTM A694	高压传输用管法兰、管件、阀门和零件用碳 钢和合金钢锻件标准规范
(95)	ASTM A707	低温设备用锻制碳素钢和合金钢法兰
(96)	ASTM A751	钢制品化学分析方法、试验操作和术语
(97)	ASTM A788	钢锻件一般要求规格

(98)	ASTM B880	镍、镍合金和钴合金化学检验分析限度的一般要求的标准规范
(99)	ASTM E10	金属材料布氏硬度试验的标准试验方法
(100)	ASTM E110	便携式硬度计测定金属材料洛氏硬度和布氏硬度的标准试验方法
(101)	ASTM E112	测定平均粒径的标准试验方法
(102)	ASTM E112	平均晶粒度测定的标准试验方法
(103)	ASTM E18	金属材料洛氏硬度的标准试验方法
(104)	ASTM E1820	金属材料断裂韧性测试
(105)	ASTM E2Q	在测试数据中使用有效数字以确定与规范的一致性的标准实践
(106)	ASTM E354	高温电、磁和其他类似铁、镍和钴合金化学分析的标准试验方法
(107)	ASTM E381	钢棒、钢坯、初轧坯及锻件宏观侵蚀的标准方法
(108)	ASTM E384	材料显微压痕硬度的标准试验方法
(109)	ASTM E709	磁粉检验的标准指南
(110)	ASTM E110	使用便携式硬度计测试金属材料洛氏和布氏硬度的标准试验方法
(111)	ASTM G28	《检测锻钢颗粒间腐蚀敏感性的标准试验方法》富镍铬轴承合金
(112)	ASTM G48	《不锈钢和不锈钢耐点蚀和缝隙腐蚀的标准试验方法》使用氯化铁溶液的相关合金
(113)	AWS A4.3	测定马氏体可扩散氢含量的标准方法 电弧焊接生产的贝氏体和铁素体钢焊接金属
(114)	AWS A5.01	焊接耗材 填充金属和焊剂的采购
(115)	AWS A5.32	焊接耗材 熔焊及相关工艺用气体和气体混合物
(116)	AWS D1.1/D1.1M	钢结构焊接标准
(117)	IEC 60794	光缆
(118)	IEC 60811	电缆和光缆绝缘和护套材料通用试验方法
(119)	IEC 60885	电线电缆电性能试验方法

## 第 2 章 检验与发证

### 第 1 节 发证

#### 2.1.1 发证检验

2.1.1.1 应业主或其代理人申请，在 CCS 对水下生产系统及相关设备进行审图与检验后，确认水下生产系统及相关设备的设计、制造和安装等符合本规范以及 CCS 接受的标准规定，签发相应的符合证书及检验文件。

#### 2.1.2 入级检验

2.1.2.1 入级表示 CCS 按其规范，认为水下生产系统和附属物、水下生产设备、控制设备的设计、制造、测试、安装及调试以及系统的安全满足本规范及接受标准的要求，并以不同的符号与标志进行标识。

2.1.2.2 入级检验系指应业主或其代理人申请，CCS 对水下生产系统（包括其材料、部件、设备）进行审图、检验与试验后，以确认符合本规范以及 CCS 接受的相关标准要求，并签发相应证书和检验文件的检验活动。通常包括系统、产品的设计审查、制造/建造中检验、安装与调试等过程检验。

2.1.2.3 入级过程由以下阶段组成：

- (1) 通过审图、建造中检验、安装与调试见证，确认系统与设备符合规范的要求；
- (2) 当确认符合后，授予入级符号和签发入级证书；
- (3) 通过生产期检验，确认水下生产系统和附属物符合规范的要求，签署或签发入级证书；
- (4) 信息的应用。

#### 2.1.3 鉴证检验

2.1.3.1 应委托方的申请，CCS 可按本规范的规定或按委托方指定的标准对水下生产系统或其部分设备进行鉴证检验，检验合格后，将签发相应的检验证明文件。

#### 2.1.4 保持证书有效的条件

2.1.4.1 凡属下列情况之一者，证书即自行失效：

- (1) 在本规范规定的检验间隔期内未申请检验和试验；
- (2) 系统及关键设备遭遇环境破坏和事故损坏后未申请检验；
- (3) 未经同意，系统及关键设备发生了影响安全的改建和修理；
- (4) 系统及关键设备存在影响安全的缺陷而未消除；
- (5) 当发现水下生产系统出现与本规范或适用规范、标准的要求相背的严重缺陷，而水下生产系统责任方未报告 CCS，且未进行必要的修理时；
- (6) 凡水下生产系统发生损坏、改建、修理或重大更换以及变换输送介质或输送条件有重大变更，未申请 CCS 进行检验和认可时。

## 第 2 节 图纸提交与审查

#### 2.2.1 一般规定

2.2.1.1 水下生产系统设备在建造、安装之前，申请方向 CCS 总部或其现场检验机构提交建造中检验的书面申请，和/或与 CCS 签订合同/协议。

2.2.1.2 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。

2.2.1.3 水下生产系统设备检验、试验项目及工艺性文件，如检验与试验计划（ITP）、焊接工艺、无损检测图、强度与密性试验图和大纲、各阶段试验大纲，以及安装工艺文件应提交 CCS 执行检验的单位进行审查。

## 2.2.2 图纸的批准与审查

2.2.2.1 批准指图纸资料或文件已审核，符合 CCS 规范及接受标准的要求。CCS 对图纸资料的批准仅包含 CCS 规范及接受标准的要求的项目，而不涉及 CCS 规范及接受标准不要求的项目。若 CCS 同时承担法定检验，则 CCS 的批准还应包括有关法定规定的要求。

2.2.2.2 水下生产系统相关设备送审图纸应按本规范相应篇章的图纸送审清单执行，包括但不限于本规范要求送审的图纸范围。

2.2.2.3 CCS 将对已提交的图纸资料进行审查以确认系统/设备的设计符合本规范或 CCS 接受标准的要求。图纸资料审查完毕后，CCS 将向申请人签发图纸审批函，并在送审的技术文件上标识批准状态，退回批准的图纸。

## 2.2.3 应提交的系统图纸资料

2.2.3.1 应至少将下列图纸、计算书和其他技术文件提交 CCS 审查：

- (1) 工程总体说明书/总体规格书；
- (2) 材料和制造规格书；
- (3) 图纸和计算报告：
  - ① 总体布置图；
  - ② 设计文件清单；
  - ③ 水下生产系统和设备流程图；
  - ④ 水下生产系统和设备图图例、符号和说明；
  - ⑤ 清管流程图（如适用）；
  - ⑥ 工艺控制流程图；
  - ⑦ 工艺管路和仪表图；
  - ⑧ 关断系统图；
  - ⑨ 因果关系图；
  - ⑩ 水下生产系统/设备结构图纸；
  - ⑪ 水下生产系统/设备结构计算书；
  - ⑫ 工艺系统计算分析，如流动保障计算书等；
  - ⑬ 水下生产系统测试大纲；
  - ⑭ 水下生产系统风险分析报告；
  - ⑮ 水下生产系统测试报告。
- (4) 相关设计数据表，如物料平衡表（备查）；
- (5) 操作手册（备查）；
- (6) CCS 根据审查的需要，要求提交的其他图纸资料。

## 第3节 产品检验

### 2.3.1 一般要求

2.3.1.1 为了保持系统安全水平的一致性，法律、法规、强制标准、本规范要求的材料、设备和部件等产品，应接受检验以确认其符合入级或发证或鉴证的要求。

2.3.1.2 产品检验可由业主、制造厂或建造厂向 CCS 总部或 CCS 指定的产品检验单位申请产品检验。如申请设计审查，申请方应提交产品设计审查申请书，并阐明产品的用途、型式、型号和主要特性参数，以及所有采用最新版本的标准。

2.3.1.3 应产品检验申请方的申请，CCS 提供产品认可服务。

2.3.1.4 对于本规范规定的产品，可接受相应标准作为替代。但应经过设计评估、制造中检验、测试和功能试验，以确认其等效于本规范规定。

### 2.3.2 开工前评估与检查

2.3.2.1 针对本规范规定的A类产品（详见2.3.6或表2.3.6.1）或CCS认为必要时，开工前，CCS将派验船师对建造厂、制造厂的能力进行评估和/或进行开工前检查。例如制造建造准备工作计划、施工/焊接工艺、焊工/无损检测人员资质、产品持证要求清单、焊接规格表、无损检测图、检验/试验项目表、有效检测设备清单、有关制造用材料、制造公差标准、分包方情况（适用时）以及开工前必需的图纸文件等技术资料等。

2.3.2.2 对于首次制造水下生产系统设备的制造厂，验船师应对制造厂的生产能力，包括生产场所、设施及制造厂的质量保证体系、施工人员的资质、分包方等各方面进行评估确认。

### 2.3.3 图纸审查

2.3.3.1 开工前，申请单位应按照本规范的要求将产品图纸资料一式3份或电子版提交CCS进行审查。必要时，CCS可要求扩大送审图纸资料的范围。

2.3.3.2 水下生产系统设备制造和安装工艺至少应在试验前提交CCS执行检验的单位进行审查。

2.3.3.3 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。

### 2.3.4 产品制造检验

2.3.4.1 制造过程检验包括制造期间的检验及出厂前的检验和试验。

2.3.4.2 检验与试验计划应在检验前经验船师批准。

2.3.4.3 制造过程检验包括但不限于下列项目的检验：

- (1) 确认检验、试验计划；
- (2) 确认焊工资质或对焊工资质进行评定；
- (3) 检查焊接工艺规程和相应的焊接工艺评定记录；
- (4) 见证焊缝的无损检验和审查无损检验记录，关注工艺管线与结构件的不同要求；
- (5) 检查焊后热处理记录，特别是具有酸性介质的压力管线应满足相关标准的要求；
- (6) 检查材料的证书或文件；
- (7) 检查设备、各组件和部件的安装、尺寸等关键参数与批准的图纸及相关标准一致；
- (8) 检查设备防腐作业达到预定要求；
- (9) 检查设备上的控制、监控和仪表与批准的图纸相一致；
- (10) 依照批准的试验大纲（程序）进行试验检验。

2.3.4.4 水下井口试验过程检验包括但不限于下列项目的检验：

- (1) 结构完整性试验；
- (2) 非金属密封件的流体兼容性试验；
- (3) 静水压力试验；
- (4) 气密性试验；
- (5) 最低/最高温度试验；
- (6) 压力循环试验；
- (7) 压力—温度循环试验；
- (8) 液压系统压力试验；
- (9) 通径试验；
- (10) 阴极保护导电性试验；
- (11) 井口导向架导向绳接口试验；
- (12) 临时导向基座耳板提升能力试验；
- (13) 水下井口装置重量重心测试；
- (14) 设备安装回收试验。

2.3.4.5 水下采油树试验检验包括但不限于下列项目的检验：

- (1) 结构完整性试验；
- (2) 非金属密封件的流体兼容性试验；

- (3) 静水压力试验;
- (4) 气压试验;
- (5) 最低/最高温度试验;
- (6) 承外压测试;
- (7) 压力循环/耐久性试验;
- (8) 压力—温度循环测试;
- (9) 液压系统压力试验;
- (10) 采油树导向架接口试验;
- (11) 通畅试验;
- (12) 阴极保护导电性试验;
- (13) 安装与回收试验;
- (14) 重量重心测试;
- (15) 保护装置功能试验 (如适用)。

2.3.4.6 水下管汇试验过程检验包括但不限于下列项目的检验:

- (1) 出油管线和出油管线隔离阀完整性和密性试验;
- (2) 出油管压力试验;
- (3) 出油管清扫试验;
- (4) 水下管汇阀门的功能试验;
- (5) 通畅要求
- (6) 配电系统的绝缘电阻和连续性试验;
- (7) 控制模块的通信验证;
- (8) 水下传感器的功能试验;
- (9) 液压系统、化学分配系统和隔离液系统的密性试验;
- (10) 重量重心测试;
- (11) 逻辑帽的功能验证 (如适用)。

2.3.4.7 水下连接器试验过程检验包括但不限于下列项目的检验:

- (1) 涂装检验;
- (2) 安装工具液压驱动器测试;
- (3) 通畅测量;
- (4) 称重;
- (5) 结构完整性试验;
- (6) 非金属密封件的流体兼容性;
- (7) 静水压力试验;
- (8) 静水压循环试验;
- (9) 外压测试
- (10) 液压装置压力循环试验 (如适用);
- (11) 室温下的气压试验;
- (12) 最低/最高温度试验 (如适用);
- (13) 压力—温度循环试验 (如适用);
- (14) 弯矩组合测试;
- (15) 振动试验 (如适用);
- (16) 安装与拆卸试验 (包括密封背压测试);
- (17) ROV/潜水员安装工具介入 (Interface) 试验。

2.3.4.8 水下跨接管试验过程检验包括但不限于下列项目的检验:

- (1) 通畅测试;
- (2) 尺寸检查;
- (3) 静水压力试验;
- (4) 重量重心测试;
- (5) 背压测试;
- (6) 安装与拆卸试验;
- (7) 跨接管维护测试。

2.3.4.9 水下流量计试验过程检验包括但不限于下列项目的检验：

- (1) 静水压壳体测试；
- (2) 气压测试；
- (3) 压力—温度循环试验；
- (4) 外压试验；
- (5) 电子系统合格验证；
- (6) 软件合格验证；
- (7) 氦气泄漏试验；
- (8) 环境应力筛选—温度循环试验；
- (9) 环境应力筛选—随机振动试验；
- (10) 功能测试；
- (11) 静态回路试验；
- (12) 动态回路试验。

2.3.4.10 水下控制系统试验过程检验包括但不限于下列项目的检验：

- (1) 静水压力试验；
- (2) 最低/最高温度试验；
- (3) 环境应力筛选测试；
- (4) SEM 的电磁兼容性试验；
- (5) 外压试验；
- (6) 基于工作海水温度的功能试验；
- (7) SCM 操作性能测试（或耐久性循环测试）；
- (8) 导电连续性测试；
- (9) SEM 测试；
- (10) 水下方向控制阀（DCV）功能测试；
- (11) 变送器测试；
- (12) 液压管道内部静压测试；
- (13) 液压功能测试；
- (14) 最小电压和压力测试；
- (15) 供电失效和通信失效测试；
- (16) 互换性试验；
- (17) 防腐测试检验；
- (18) 液压接头相关试验。

2.3.4.11 水下脐带缆试验过程检验包括但不限于下列项目的检验：

- (1) 拉伸试验；
- (2) 弯曲刚度试验；
- (3) 扭转刚度试验；
- (4) 压扁试验；
- (5) 静水压测试；
- (6) 透水率试验；
- (7) 疲劳试验；
- (8) 外观和尺寸检查；
- (9) 功能性部件的连续性试验；
- (10) 流量试验；
- (11) 液体清洁度测试。

2.3.4.12 水下变压器试验过程检验包括但不限于下列项目的检验：

- (1) 材料和组件试验；
- (2) 制造和焊接检验；
- (3) 氦气泄漏控制试验；
- (4) 液浸式变压器压力密封试验；
- (5) 液浸式变压器压力变形试验；
- (6) 真空密封试验；

- (7) 真空变形试验;
- (8) 压力补偿器压力循环的耐久试验;
- (9) 油样试验;
- (10) 中性点接地电阻试验;
- (11) 静水压试验;
- (12) 外压试验 (如适用)
- (13) 电连续性测量;
- (14) 设备功能试验;
- (15) 监测装置功能试验;
- (16) 安装与回收试验。

2.3.4.13 水下分离器试验过程检验包括但不限于下列项目的检验:

- (1) 静水压试验;
- (2) 密封试验;
- (3) 外压试验;
- (4) 冲洗试验;
- (5) 设备功能试验;
- (6) 安装与回收试验。

2.3.4.14 水下飞线试验过程检验包括但不限于下列项目的检验:

- (1) 飞线功能试验;
- (2) 外压试验;
- (3) 电气性能试验;
- (4) 光学性能试验;
- (5) 机械试验;
- (6) 环境应力筛选试验;
- (7) 对接试验;
- (8) 连接功能试验;
- (9) 安装与回收试验。

2.3.4.15 水下化学试剂注入阀试验过程检验包括但不限于下列项目的检验:

- (1) 电磁兼容性 (EMC) 测试 (如适用);
- (2) 软件及通信试验、标定;
- (3) 静水压力试验;
- (4) 气密封试验 (如适用);
- (5) 流量控制试验 (如适用);
- (6) 功能测试;
- (7) 绝缘电阻测试 (如适用);
- (8) 环境应力筛选 (ESS) 测试 (如适用);
- (9) 最低/最高温度试验;
- (10) 外压测试;
- (11) 压力循环/耐久性试验;
- (12) 压力—温度循环测试。

2.3.4.16 水下方向控制阀试验过程检验包括但不限于下列项目的检验:

- (1) 静水压试验;
- (2) 完整性试验;
- (3) 泄漏试验;
- (4) 功能和连续性试验;
- (5) 安全和操作校验;
- (6) 最低/最高温度试验;
- (7) 外压试验;
- (8) 压力循环/耐久性试验;
- (9) 压力—温度循环测试。

2.3.4.17 水下电子控制模块试验过程检验包括但不限于下列项目的检验:

- (1) 环境应力筛选试验;
  - (2) 水下电子模块的电磁兼容性试验;
  - (3) 水下电子模块功能性测试;
  - (4) 温升试验
  - (5) 结构完整性试验;
  - (6) 外压试验;
  - (7) 操作性能测试 (或耐久性循环测试)。
- 2.3.4.18 水下温压传感器试验过程检验包括但不限于下列项目的检验:

- (1) 外观检验;
- (2) 压力循环测试;
- (3) 电磁兼容性测试;
- (4) 压力—温度循环测试;
- (5) 振动测试;
- (6) 外压测试;
- (7) 环境应力筛选测试;
- (8) 氦气泄漏测试;
- (9) 功能试验。

2.3.4.19 水下增压设备试验过程检验包括但不限于下列项目的检验:

- (1) 外观检验;
- (2) 压力循环测试;
- (3) 压力—温度循环测试;
- (4) 外压试验;
- (5) 环境应力筛选测试 (如适用);
- (6) 氦气泄漏测试;
- (7) 功能试验。

### 2.3.5 原型试验和/或检验

2.3.5.1 申请产品认可的产品原型应经验船师检验和标识,以确认其按批准图纸进行制造,并符合 CCS 规范、适用标准或制造厂产品技术要求规定,适合于预期用途。

2.3.5.2 如适用,并认为是产品认可的必需过程,必要时,原型试验应在验船师见证下进行。原型试验应包括 CCS 规范、适用标准,或制造厂产品技术要求规定的产品性能、环境,或其他试验,其试验大纲应提交 CCS 批准。

2.3.5.3 原型试验结束后,试验机构应编制试验报告,试验报告应至少包括如下信息:

- (1) 产品的型号、规格和标识;
- (2) 试验依据:试验方法和验收条件;
- (3) 各项试验的环境条件 (如适用);
- (4) 试验日期和地点;
- (5) 试验结果。

2.3.5.4 试验报告应由试验机构的责任人员和参加试验的验船师签署。

### 2.3.6 设备分类

2.3.6.1 产品按以下 A、B、C 三类进行检验。

水下生产设备按 A、B、C 三类 (见表 2.3.6.1) 进行取证检验。其原则是 A、B 类设备应取得 CCS 产品证书,并应在证书显著位置标明产品所属“A、B”类别;对于 A、B 类设备,CCS 应审核制造厂的质量管理体系及其质量保证/质量控制(QA/QC)系统,开工前应审核制造厂的质量计划,并确定质量控制点和检验活动类别;C 类只需工厂证书。表 2.3.6.1 为设备取证分类的最低要求,CA 表示由 CCS 签发的产品检验证书,W 表示制造厂签发的证书。

(1) A 类设备取证要求

- ① 设计文件应经过 CCS 审查批准;

- ② 开工前, 有关建造文件应经 CCS 审查批准;
  - ③ 责任方和 CCS 派代表参加开工会;
  - ④ 制造过程中, 应根据质量保证计划报检;
  - ⑤ 性能、功能试验、压力试验和负荷试验应报检;
  - ⑥ CCS 应审核设备制造记录。
- (2) B 类设备取证要求
- ① 与安全有关的设计资料应经过 CCS 审查批准;
  - ② 性能、功能试验、压力试验和负荷试验应报检;
  - ③ CCS 应审核设备制造记录。

(3) C 类设备工厂证书要求

与安全有关的, CCS 接受制造厂提供产品证书的设备。工厂应根据公认的标准、规范, 按公认的制造方法进行制造, 若采用非公认的标准、规范, 则相关文件、计算和分析报告, 需要由 CCS 进行设计审查。

(4) 撬装设备应整体进行取证检验, 撬内组成部件应按相关分类要求进行取证检验或持有相应证书。

设备检验和证书分类

表 2.3.6.1

序号	设备名称	检验类别			证书类别	
		A <sup>1</sup>	B	C	CA <sup>2</sup>	W
<b>1</b>	<b>水下井口装置</b>	×			×	
1.1	水下基盘式井口	×			×	
1.2	井口头		×		×	
1.3	导管头		×		×	
1.4	套管悬挂器		×		×	
1.5	密封总成		×		×	
1.6	井口防腐帽			×		×
1.7	导向装置/导向索		×		×	
1.8	井眼保护器和防磨衬套			×		×
<b>2</b>	<b>水下采油树、测试树</b>	×			×	
2.1	采油树井口连接器	×			×	
2.2	工艺用阀、阀组和阀的驱动器		×		×	
2.3	节流阀和节流阀驱动器		×		×	
2.4	采油树帽 (内帽)		×		×	
2.5	采油树垃圾帽			×		×
2.6	油管悬挂器		×		×	
2.7	穿越器		×		×	
2.8	堵塞器		×		×	
<b>3</b>	<b>水下管汇、管道终端管汇</b>	×			×	
3.1	水下清管器接发球装置		×		×	

序号	设备名称	检验类别			证书类别	
		A <sup>1</sup>	B	C	CA <sup>2</sup>	W
4	<b>流程用管道组件：</b> 管道三通（包括 Y 型、T 型）管道终端、水下安全隔离阀装置/总成、其他连接流程的管道连接系统/组件	×			×	
5	<b>非流程管道组件（如支撑作用的组件）</b>		×		×	
6	<b>完井/修井立管系统</b>	×			×	
6.1	立管基座	×			×	
6.2	柔性立管浮力块		×		×	
6.3	立管张紧系统		×		×	
6.4	立管		×		×	
6.5	立管节		×		×	
6.6	连接器/接头		×		×	
6.7	重要控制阀		×		×	
7	<b>水下分离系统/装置</b>	×			×	
7.1	动力设备（驱动马达）		×		×	
7.2	油水界面监测系统及装置		×		×	
7.3	设备、容器、系统监测系统及装置		×		×	
7.4	水下油气分离器		×			
8	<b>水下增压系统/装置/站</b>	×			×	
8.1	动力设备（驱动马达）		×		×	
8.2	系统、设备监测系统及装置		×		×	
8.3	水下增压泵		×		×	
9	<b>跨接管</b>	×			×	
9.1	水下钢质跨接管	×			×	
9.2	水下柔性跨接管		×			×
10	<b>水下连接系统/器</b>	×			×	
10.1	连接毂		×		×	
10.2	锁紧机构（一级、二级）		×		×	
10.3	压力帽			×		×
10.4	垃圾帽			×		×
11	<b>水下流量计、检测装置（如砂检测计）</b>		×		×	
11.1	外接电、信号接头、电缆、信号线		×		×	
11.2	接触海水的电、信号插座		×		×	

序号	设备名称	检验类别			证书类别	
		A <sup>1</sup>	B	C	CA <sup>2</sup>	W
11.3	电源、电器元器件			×		×
<b>12</b>	<b>水下生产系统控制系统</b>					
12.1	水上液压动力单元		×		×	
12.2	水下控制舱		×		×	
12.3	水下脐带缆终端总成（分配和控制）	×			×	
12.4	水下分配单元（电、液）	×			×	
12.5	水下脐带缆终端	×			×	
12.6	脐带缆		×		×	
12.7	挠性管系统（包括管和附件）		×		×	
12.8	集束管缆		×		×	
12.9	电、液、信号飞线及接头		×		×	
12.10	蓄能器/装置		×		×	
12.11	液压动力泵/循环泵		×		×	
12.12	控制、监测仪表		×		×	
12.13	控制柜、控制显示屏		×		×	
12.14	控制用电脑或综合计算机			×		×
<b>13</b>	<b>水下设备的控制模块</b>	×			×	
13.1	水下控制模块（SCM）		×		×	
13.2	其他控制相关设备		×		×	
13.3	水下生产系统的路由模块 SRM		×		×	
13.4	监测设备 CCTV		×		×	
13.5	溢油监测设备		×		×	
<b>14</b>	<b>水下驱动系统和设备</b>		×		×	
14.1	水下驱动承压部件		×		×	
14.2	驱动相关设备			×		×
14.3	水下变压器		×		×	
14.4	水下变频器		×		×	
<b>15</b>	<b>水下设备工艺管系</b>		×		×	
15.1	套管头		×		×	
15.2	非标准的管材、承压结构材料		×		×	
15.3	复合材料管件		×		×	

序号	设备名称	检验类别			证书类别	
		A <sup>1</sup>	B	C	CA <sup>2</sup>	W
15.4	复合材料弯头		×		×	
<b>16</b>	<b>直接与海水接触的设备、部件、材料</b>					
16.1	承压容器	×		×	×	
16.2	主要功能泵组（泵、驱动马达）		×		×	
16.3	阀组与阀		×		×	
16.4	管路及管件（包括软管）		×		×	
16.5	计量装置		×		×	
16.6	电缆		×		×	
16.7	保温、防腐材料		×		×	
<b>17</b>	<b>水下设备承压铸、锻件</b>					
<b>18</b>	<b>基础与结构</b>					
18.1	水下设备保护结构材料		×		×	
18.2	水下设备的支撑结构材料		×		×	
18.3	吸力锚		×		×	
18.4	吸力锚对中导向筒			×		×
18.5	吸力锚本体、附件所用材料		×		×	
<b>19</b>	<b>阴极保护</b>					
19.1	水下设备阴极保护材料		×		×	
19.2	工具阴极保护材料			×		×
<b>20</b>	<b>水下工具</b>					
20.1	定制工具（包括安装工具）		×		×	
20.2	专用工具（非定制型）			×		×
20.3	吊装工具		×		×	
<b>21</b>	<b>安装、修井控制系统</b>					
21.1	液压动力单元和修井控制面板		×		×	
21.2	修井滚筒		×		×	
21.3	油管悬挂器滚筒		×		×	
21.4	紧急切断装置		×		×	
21.5	采油树操作工具的驱动单元		×		×	
21.6	远程修井控制单元/便携式电子测试装置		×		×	
注： 1. 首次研制设备按照 A 类执行，批量生产设备可按照 B 类执行。						

序号	设备名称	检验类别			证书类别	
		A <sup>1</sup>	B	C	CA <sup>2</sup>	W
2. CA 为 CCS 产品证书，具体要求如下： (1) 当水下生产系统入级时，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 章单件单批的要求执行； (2) 当水下生产系统不入级时，是指 CCS 签发的海上设施产品检验证书。						

2.3.6.2 本章规定的产品的设计审查、制造检验和试验要求见本规范对应的产品篇章的技术要求，产品检验合格后将向申请方签发相关证书或其他检验证明文件。

### 2.3.7 外购产品的持证要求

2.3.7.1 本节规定的 A 类产品、B 类产品，如有除了制造厂/建造厂生产和制造之外的外购产品，外购产品也应按照本章规定的产品分类持证。

### 2.3.8 系列产品的验证

2.3.8.1 系列产品指设计原则、物理结构、功能操作和 PSL 等级相同，但尺寸不同的一组产品，可接受系列产品验证方法，但验证程序和要求需要经过制造厂、业主、船级社认可。

2.3.8.2 针对系列产品的全部构件与材料力学性能有关的设计应力水平应基于同准则。

## 第 4 节 建造检验

### 2.4.1 一般要求

2.4.1.1 水下生产系统在建造之前，申请方应向 CCS 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 制造检验的产品资料，至少应在产品制造开工前提交 CCS 进行审批或审查。系统的调试程序至少在试验前应提交 CCS 进行审批或审查。

2.4.1.3 对于首次建造水下生产系统设备的建造厂，验船师应对建造厂的生产能力，包括生产场所、设施及建造厂的质量保证体系、施工人员的总体资质、分包方等各方面进行评估。

2.4.1.4 开工前，验船师应对建造厂开工建造及其检验的有关准备情况进行检查和确认，例如建造准备工作计划、施工/焊接工艺、焊工/无损检测人员资质、产品持证要求清单、焊接规格表、无损检测图、密性试验图、检验/试验项目表、有关建造用材料、建造公差标准、分包方情况（适用时）以及开工前必需的图纸文件等技术资料等。对于个别不影响开工的项目，验船师可在相应建造阶段之前予以检查和确认。

2.4.1.5 现场验船师应审批现场施工图纸、施工工艺、试验大纲，以确认其符合已批准的图纸资料（含审图意见）和相关规范要求并按已批准的图纸资料、工艺和试验大纲进行检验，对建造厂采取的措施进行落实确认；对建造厂落实审批图纸及其审图意见的不同意见，应及时向审图部门反馈。

### 2.4.2 制造检验

2.4.2.1 水下设备及其控制系统，包括其材料、部件应按照本篇第 2 章的持证要求，持有 CCS 相关认可和产品证书。

2.4.2.2 对于本篇第 2 章中未规定的但影响安全的产品，可根据其功能和性能按照相似部件、产品进行划分，并根据相关接受标准的要求进行检验。

2.4.2.3 水下设备、部件及其控制系统制造检验及应进行的试验，应满足本规范各篇对应的技术要求。

2.4.2.4 本规范未规定的系统试验，可参照相关接受标准的要求进行试验。

### 2.4.3 系统集成测试检验

2.4.3.1 相关产品的陆上系统集成测试；包括与水下生产系统及设备直接相连的或直接服务于水下生产系统及设备且对安全直接产生影响的设备的集成测试。

2.4.3.2 系统集成测试主要测试水下设备与其他功能模块之间的配合试验。（如相配套的下放/安装工具、后期安装时的工具的接口试验，本身的安装/就位模拟试验等）

2.4.3.3 应相关接受标准的要求进行系统集成测试，主要有（但不限于）：

- (1) 设备堆叠和接口组装测试；
- (2) ROV 或潜水员操作面板的接口试验；
- (3) 系统的下放试验；
- (4) 系统设备的吊装试验；
- (5) 下放/安装工具接口试验；
- (6) 控制系统的通信验证试验，功能试验、网络安全试验等。

## 第 5 节 营运（生产期）检验

### 2.5.1 一般要求

2.5.1.1 生产过程中的营运检验（生产期检验）系指对已入级或获得主管机关颁发作业许可证的生产设施在其生产期间的年度检验、特别（换证）检验和临时检验。

2.5.1.2 对于检验过的结构、设备、装置、布置或材料，不应作重大变更，为维修或保养目的而直接更换设备或装置可除外，但应向 CCS 申请进行相应的检验。

### 2.5.2 年度检验

#### 2.5.2.1 检验期限

年度检验应在首次签发入级证书或最近一次检验入级证书签证日期后，每周年日前后 3 个月内进行。换证检验可代替年度检验。

#### 2.5.2.2 检验项目

(1) 文件审查：

- ① 水下生产系统整体维护保养计划及维护保养记录；
- ② 水下生产系统相关的设备维修或大修工单；
- ③ 水下生产系统相关的变更记录；
- ④ 水下生产系统相关的关断、报警记录；
- ⑤ 中控的操作日志、生产报表等；
- ⑥ 水下检测大纲的审查；
- ⑦ 水下检测/勘查的技术评估报告审查。

(2) 生产隔离阀、水下生产系统的水上设备的外观完整性检查，包括设备损坏、泄漏等；

(3) 测试生产隔离阀、关断装置的自动控制、就地控制的功能，如无法进行实际试验时，核对计划的维护、维修记录，可接受电路模拟试验；

(3) 水下控制系统对水下采油树、水下管汇、具有遥控关断的阀门控制功能进行测试，如主要水下设备具有计划性的保养维修记录，可接受模拟测试；

(4) 设备运转情况检查，如系统压力、液位、控制液等情况是否满足要求；

(5) 水下采油树：

- ① 检查水下采油树维修、保养记录；
- ② 水下控制模块通信验证测试；
- ③ 功能阀的功能测试，如有计划性的保养记录，可接受电路模拟功能试验；
- ④ 应急关断测试：
  - a. 平台应急关断模拟；
  - b. 应急关断信号测试。
- ⑤ 核查阴极保护是否满足要求；
- ⑥ 液压动力单元：

- a. 整体外观检查（包括：控制面板外观检查、管线接头等渗漏和安全状态检查）；
  - b. 液压动力单元报警功能测试；
  - c. 液压动力单元控制液柜液位及控制液清洁度。
- ⑦ 电力单元：
- a. 控制面板整体外观检查；
  - b. 水下控制模块通信验证测试。
- ⑧ 化学药剂单元：
- a. 控制面板的整体外观检查；
  - b. 化学药剂阀门，例 CIMV、甲醇注入的功能完整性。
- (6) 水下井口：
- ① 检查水下井口维修、保养记录；
  - ② 水下井口外观完整性检查，包括设备损坏、泄漏等。
- (7) 水下管汇及结构：
- ① 测试控制系统；
  - ② 核查腐蚀检测记录，腐蚀厚度不超过腐蚀余量；
  - ③ 测试功能是否满足正常操作与切换的要求，如有计划性保养记录，可接受电路模拟测试；
  - ④ 核查阴极保护是否满足要求；
  - ⑤ 核查检测记录，核查位置与角度是否在允许的范围内。
- (8) 水下控制系统：
- ① 检查控制系统连通性；
  - ② 核查腐蚀检测记录，腐蚀厚度不超过腐蚀余量；
  - ③ 测试功能是否满足正常操作与切换的要求，如有计划性保养记录，可接受电路模拟测试；
  - ④ 信号传递有效性测试；
  - ⑤ 中央控制室紧急关断主控制台整体外观检查；
  - ⑥ 主控制站控制面板整体外观检查；
  - ⑦ 紧急关断功能检查；
  - ⑧ 声光报警功能检查。
- (9) 跨接管及连接器：
- ① 核查跨接管及连接器的腐蚀、冲蚀检测记录；
  - ② 核查阴极保护是否满足要求；
  - ③ 核查位置与角度检测记录是否在允许的范围内；
  - ④ 连接器外观完整性检查。
- (10) 水下流量计：
- ① 核查水下流量计上部控制系统的检测或校准记录；
  - ② 核查水下流量计外观完整性，包括设备损坏、泄漏等。
- (11) 水下脐带缆：
- ① 检查脐带缆中电缆、光缆和液压管的连续性；
  - ② 如在维修期内，应对各管路进行压力试验；
  - ③ 核查水下脐带缆外观完整性，包括损坏、泄漏等。
- (12) 其他水下产品：
- ① 核查维修保养记录；
  - ② 核查阴极保护是否满足要求；
  - ③ 核查位置与角度检测记录是否在允许的范围内；
  - ④ 核查水下产品外观完整性，包括损坏、泄漏等。
- (13) 替代措施：  
如责任方对水下生产系统、设备、控制系统的定期巡检计划、监测、维修方案得到 CCS 的认可，3 个月内的巡检、监测、试验记录可代替年度检验内容。
- (14) CCS 认为必要的其它检验项目。

### 2.5.3 换证（特别）检验

#### 2.5.3.1 检验期限

换证检验的间隔期应不超过5年，应在现有证书到期日前的3个月内进行换证检验。如因客观原因无法按时完成检验的，CCS可给予不超过3个月的展期，且新证书有效期按原证书的有效期起算。

#### 2.5.3.2 检验项目

- (1) 年度检验的全部内容；
- (2) 如条件允许，承压水下设备的压力试验：
  - ① 水下采油树本体及主要测试功能阀、安全类的阀关闭时的密性、井筒完整性测试；
  - ② 其他水下设备，如有条件控制工作压力上限，则试验压力最低可接受为最大工作压力或操作压力，二者取大者。
- (3) 如条件允许，应开展水下采油树生产主阀、生产翼阀、环空主阀、环空翼阀功能试验；
- (4) 水下管汇的关断阀、管道组件的关断阀功能试验；
- (5) 水下控制系统的功能试验；
- (6) 水下流量计的功能试验；
- (7) 水下安全阀的功能和密性试验；
- (8) 水下连接器密封试验；
- (9) 水下设备全部防腐保护措施的有效性检查；
- (10) 全部水下设备的泄漏外观检查，此项接受3个月之内的巡检记录；
- (11) CCS或责任方认为以上设施必要的其它检验项目。

### 2.5.4 临时检验

#### 2.5.4.1 水下生产系统在下述情况下，应进行临时检验：

按本规范规定完成检验后的水下生产系统、关键设备及其布置或材料等，如需变更时，水下生产系统责任方应及时向CCS申请临时检验。

#### 2.5.4.2 临时检验完成后应在证书的附页上进行签署或签发检验报告。

## 第6节 重大改建检验

### 2.6.1 一般要求

2.6.1.1 水下生产系统重大改建检验包括设计审查、现场检验，水下生产系统重大改建包括：

- (1) 水下生产系统营运期间的改建或扩建，增加了设施或修改了工艺流程；
- (2) 主管机关认为的其他重大改建。

2.6.1.2 应在改建前进行安全风险评估，以保证设备的安全。

### 2.6.2 检验要求

2.6.2.1 水下生产系统改建的材料、部件、设备应满足本规范的相应篇章的技术要求。

## 第7节 初次入级（发证）检验

### 2.7.1 一般要求

2.7.1.1 初次入级（发证）检验系指对在役的水下生产系统进行生产期检验，在第一次签发入级证书/海上设施符合证书之前，所进行的符合性勘验和检验，以确认其文件、结构和设备的设计、配置和技术状况以及管理等符合相关法规、CCS相关规范及CCS接受的其

他技术要求。

2.7.1.2 在役水下生产系统及设备初次入级（发证）检验按照本规范第 1 篇第 2 章第 5 节的年度检验的适用规定执行。

2.7.1.3 在役水下生产系统及设备初次入级（发证）检验通常包括现场勘验、设计审查、现场检验。

2.7.1.4 勘验的范围和技术要求，应按照水下生产系统的实际情况进行检验范围确认。

2.7.1.5 勘验后，CCS 将依据现有的法律、法规追溯要求（如适用），以及其建造时适用法规、规范、标准等进行符合性评估，并给出评估结论。

2.7.1.6 初次入级（发证）检验中新建的设备按照第 1 篇第 2 章第 4 节的建造检验的要求进行初次入级（发证）检验。

2.7.1.7 检验合格后，签发相应的“水下生产系统入级证书”或“水下生产系统符合证书”。

## 第 8 节 水下生产系统弃置检验

### 2.8.1 一般要求

2.8.1.1 水下生产系统与退役相关的可变因素包括油井的封堵和废弃、水下设备的拆除、海底清理和最终调查，应尽量减少对环境的影响。

2.8.1.2 水下生产系统在退役时应：

(1) 允许在安全的情况下停止作业；

(2) 允许移除含碳氢化合物的设备。如留在原地，应将其冲洗干净。冲洗后的液体应在水面上进行回收，以避免污染。

2.8.1.3 拆除前应进行海底调查，收集到所需信息，制定详细的拆除计划和方案（包括应急预案）。计划和方案应提交 CCS 进行审查。

2.8.1.4 水下设备调查时，应重点关注结构的完整性。

2.8.1.5 设备的回收应处理好可能存在的天然放射性物质。

2.8.1.6 废弃作业后，如有剩余设备，应调查现场并绘制地图。

### 2.8.2 弃置检验要求

2.8.2.1 通常情况下，应完全回收水下设备。

2.8.2.2 弃置前准备、弃井、油气生产设备的回收、油田内海管、控制管线等弃置和回收，地貌的恢复应满足 CCS《海上固定设施及海管海缆弃置发证检验指南》第 3 章的适用要求。

2.8.2.3 检验合格后，应签发符合证书和报告，详见 CCS《海上固定设施及海管海缆弃置发证检验指南》第 3 章的附件 1、附件 2。



中国船级社

# 水下生产系统规范

## 2025

第2篇 材料与焊接

## 目 录

<b>第1章 通 则</b> .....	<b>1</b>
第1节 一般规定 .....	1
第2节 材料的设计 .....	1
<b>第2章 锻钢件</b> .....	<b>4</b>
第1节 一般规定 .....	4
第2节 碳钢及低合金钢 .....	4
第3节 双相不锈钢 .....	7
第4节 镍基合金 .....	7
<b>第3章 配管系统</b> .....	<b>9</b>
第1节 一般规定 .....	9
第2节 无缝与焊接管的制作 .....	9
第3节 管 件 .....	10
第4节 液压钢管 .....	11
第5节 配管用锻钢件 .....	11
<b>第4章 焊 接</b> .....	<b>13</b>
第1节 一般规定 .....	13
第2节 焊接材料 .....	13
第3节 焊接工艺认可 .....	14
第4节 焊前及过程检验要求 .....	16
第5节 焊接后检验 .....	19

# 第 1 章 通 则

## 第 1 节 一般规定

### 1.1.1 适用范围

1.1.1.1 本篇规定了水下生产系统中碳钢、低合金钢、奥氏体不锈钢、双相不锈钢、镍基合金、高强度钢和有色金属的工艺鉴定、制造和试验以及焊接的相关要求。

1.1.1.2 水下生产系统所用的一般强度和高强度钢板、扁钢、型钢、棒材应满足 CCS《材料与焊接规范》第 1 篇第 3 章或其他公认标准的适用要求。

1.1.1.3 水下生产系统所用的有色金属材料应满足 CCS《材料与焊接规范》第 1 篇第 8 章和第 9 章或其他公认标准的适用要求。

1.1.1.4 水下生产系统用的碳钢、低合金钢以及不锈钢铸钢件应满足 CCS《材料与焊接规范》第 1 篇第 6 章或其他公认标准的适用要求。

1.1.1.5 水下生产系统采用的非金属材料应满足 CCS《材料与焊接规范》第 2 篇或其他公认标准的适用要求。

1.1.1.6 除满足本篇要求外，还应满足本规范中其他章节对材料的特殊要求。

## 第 2 节 材料的设计

### 1.2.1 材料的选择

1.2.1.1 水下生产系统选择材料应考虑以下关键因素：

- (1) 应尽量避免选用多种不同类型的材料；
- (2) 设计寿命、操作条件；
- (3) 材料耐腐蚀性能；
- (4) 系统通用性要求；
- (5) 不同材料的兼容性问题；
- (6) 所选材料对环境、安全的有害影响；
- (7) 与防腐和其他化学处理方法相关的环境问题；
- (8) 材料应是通过具有国际和国家认证资质的机构认证定型材料（如适用）；
- (9) 如需焊接作业，选用的材料应具备可焊性。

1.2.1.2 水下生产系统设备选用的材料应对环境腐蚀性进行评价，评价内容应至少包含以下内容：

- (1) H<sub>2</sub>S 含量；
- (2) CO<sub>2</sub> 含量；
- (3) 其他氧化剂的含量；
- (4) 操作压力和温度；
- (5) 酸碱度；
- (6) 卤化物浓度/水的化学特性。

1.2.1.3 应用在含 H<sub>2</sub>S 场合的碳钢、低合金钢和耐腐蚀合金应根据 GB/T 20972《石油天然气工业 油气开采中用于含硫化氢环境的材料》进行 H<sub>2</sub>S 服役条件的材料选择和评估，并且满足其要求。

1.2.1.4 其他腐蚀场景：

- (1) 电化学腐蚀防护：如不同的金属通过焊接、栓接等方式连接在一起，则需要进行电化学腐蚀评估；
- (2) 碳钢焊接：对于运用腐蚀作业的管道或注水管道，焊接需与基体材料兼容，以避免出现局部区域或热影响区的局部腐蚀；

(3) 金属密封：对于暴露在海水中，没有阴极保护的金属密封，应选用耐腐蚀合金。  
1.2.1.5 对于碳钢和低合金钢：屈服强度与抗拉强度之比（屈强比实际值）宜不超过 0.9。

### 1.2.2 材料级别

1.2.2.1 对于水下生产系统承压设备零部件所用的材料，其设计选用的材料性能应满足使用条件的要求。材料级别的分类应按表 1.2.2.1 的要求进行：

材料级别 表 1.2.2.1

材料级别 <sup>a</sup>		本体、阀盖、端部和出口连接	芯轴悬挂器、阀孔密封机构、节流阀调节件和阀杆
AA	一般使用	碳钢或低合金钢或耐腐蚀合金	碳钢或低合金钢或不锈钢或耐腐蚀合金
BB	一般使用	碳钢或低合金钢或耐腐蚀合金	不锈钢或耐腐蚀合金
CC	一般使用	不锈钢或耐腐蚀合金	不锈钢或耐腐蚀合金
DD	酸性环境 <sup>a</sup>	碳钢或低合金钢 <sup>b</sup> 或耐腐蚀合金 <sup>bc</sup>	碳钢或低合金钢 <sup>b</sup> 或耐腐蚀合金 <sup>bc</sup>
EE	酸性环境 <sup>a</sup>	碳钢或低合金钢 <sup>b</sup> 或耐腐蚀合金 <sup>bc</sup>	不锈钢 <sup>b</sup> 或耐腐蚀合金 <sup>bc</sup>
FF	酸性环境 <sup>a</sup>	不锈钢 <sup>b</sup> 或耐腐蚀合金 <sup>bc</sup>	不锈钢 <sup>b</sup> 或耐腐蚀合金 <sup>bc</sup>
HH	酸性环境 <sup>a</sup>	耐腐蚀合金 <sup>bc</sup>	耐腐蚀合金 <sup>bc</sup>

a 指按 GB/T 20972.1 定义，其相应的等效标准 ISO 15156 亦可接受；  
b 指符合 GB/T 20972.1、GB/T 20972.2 和 GB/T 20972.3 要求，其相应的等效标准 ISO 15156 亦可接受；  
c 流体浸湿的表面要求用耐腐蚀合金（CRA）；低合金钢或不锈钢的 CRA 内衬是允许的。

1.2.2.2 设备应设计成在最低和最高的温度下可正常工作，其选择的材料在设计温度下性能应满足要求，最低和最高温度下的温度级别如下表 1.2.2.2 所示。

温度级别 表 1.2.2.2

温度级别	温度范围/°C	
	Min.	Max.
K	-60	82
L	-46	82
N	-46	60
P	-29	82
S	-18	60
T	-18	82
U	-18	121
V	2	121

注：最低温度是设备能承受的最低环境温度。最高温度是可直接接触设备的流体的最高温度

额定温度值高于 121°C 的设备设计应考虑温度对材料强度的影响。高温下设备的设计和额定值的确定可参考 GB/T 22513 的要求。

### 1.2.3 密封材料

1.2.3.1 水下设备各组件/部件之间的密封应符合各设备相关篇章的特殊要求，密封材料选择应符合公认的标准。

1.2.3.2 密封（包括次级密封的材料和密封区域）应能承受在测试、调试和操作过程中可能接触到的全部特定流体。

1.2.3.3 密封材料的选择，应考虑不易被擦伤。

1.2.3.4 通常密封材料应优于其主体材料。对于没有阴极保护且直接暴露于海水中的密封面，应采用耐腐蚀合金材料。

1.2.3.5 阀座和密封中使用的弹性材料宜采用耐腐蚀材料。

1.2.3.6 水下阀门的阀体和阀帽宜采用锻造、轧制或热等静压压制的材料，另有约定除外。

1.2.3.7 金属密封面的硬度一般不宜超过 35 HRC（洛氏硬度）、328 HBW（布氏硬度）或 350 HV10（维氏硬度）。

#### 1.2.4 防腐材料

1.2.4.1 对于水下生产系统中暴露于海洋环境以及存在二氧化碳（CO<sub>2</sub>）腐蚀、硫化氢（H<sub>2</sub>S）腐蚀、氢致应力开裂（HISC）和氯离子腐蚀的设备应采取涂层（如木聚糖涂层等）腐蚀控制措施。

1.2.4.2 涂层工艺应在使用前进行工艺评定。如工艺参数和技术要求出现变化，需重新做质量鉴定试验，修正工艺。

1.2.4.3 工艺评定应至少包含以下项目：表面与处理、涂层外观、涂层厚度、固化测试、附着力测试、涂层硬度、冲击测试等。

1.2.4.4 每批产品经过涂层处理时，应将一个与产品材质和状态相同的试板，与产品同炉处理。处理后按照表 1.2.4.4 做以下检测：

涂层试验项目

表 1.2.4.4

试验项目	产品	试板
涂层外观检查	×	×
固化测试	-	×
涂层厚度	×	×
附着力测试	-	×
涂层硬度	-	×
冲击测试	-	×

## 第 2 章 锻钢件

### 第 1 节 一般规定

#### 2.1.1 一般要求

2.1.1.1 本规范规定了三种钢锻造等级，分别为等级 1、等级 2 和等级 3，代表了产品的技术、质量和工艺要求的不同水平，全部类别的锻钢件均应满足 GB/T 22513 中的产品规范级别 PSL 3、PSL 3G 等的相应要求。具体适用情况如下：

- (1) 等级 1 适用于非关键组件，如不连续暴露于流动的碳氢化合物环境或形状简单的组件；
- (2) 等级 2 适用于尺寸较大和形状复杂的井口、采油树树体等压力容器或承载部件，需要进行额外的机械性能测试；
- (3) 等级 3 适用于高疲劳压力容器或承载部件。

#### 2.1.2 热处理

2.1.2.1 水下生产系统用锻钢件热处理的实施宜按照 API 6HT、GB/T 22513 和 GB/T 20971 的适用要求进行。

2.1.2.2 热处理电炉应有在加热过程中使部件受热均匀的措施。

2.1.2.3 热处理炉和淬火槽之间的转移时间应满足 CCS 认可的 MPS 的规定。

2.1.2.4 除消除应力的热处理外，其他热处理工艺一般应经过评定，其工艺文件应包括以下信息：

- (1) 装载温度、加热速率、设定温度以及保温和均热时间；
- (2) 冷却细节，例如冷却介质（水、气体或其组合等）、冷却类型（淬火、喷水等）、相关参数（淬火浴温度、喷水介质速度、喷嘴类型和尺寸等）；
- (3) 如使用连续炉和半连续炉进行热处理，行进速度和最小均热时间是待热处理产品尺寸（如厚度、直径、横截面等）和其他相关参数的函数。

2.1.2.5 锻件应符合 CCS 认可的 MPS 中规定的热处理状态，热处理前粗加工时应尽量接近零件的形状和尺寸。

#### 2.1.3 缺陷的修整

2.1.3.1 在尺寸公差范围内，可通过打磨或机加工去除表面缺陷，彻底消除缺陷材料应进行 NDT 检验。

2.1.3.2 承压锻件不应进行焊补修复，但工艺孔封堵和堆焊层修补除外。

### 第 2 节 碳钢及低合金钢

#### 2.2.1 适用范围

2.2.1.1 本节所规定的碳钢、低合金钢可按照 API 20B 中定义的 1 和 2 等级的材料组别，如采用其他热变形方式制造，当采用热等静压（HIP）、轧制、挤压等方式时，也可参考本章的要求。

#### 2.2.2 制造

2.2.2.1 锻件应采用开模锻、闭模锻或环锻等方法制造。

2.2.2.2 整体锻造的锻造比应至少为 4:1，并考虑如下因素：

- (1) 铸态钢锭的初始锻镦粗不视为整体锻造比的一部分。

- (2) 初轧或拉伸后的锻粗可视为整体锻造比的一部分，如考虑初轧或拉伸后的锻粗，则整体锻造比应至少为 6:1。
- (3) 对于闭模锻，在操作之前，锻造比应满足本规范要求。

### 2.2.3 化学成分

2.2.3.1 材料成分应以每炉次为基础进行（重熔级材料需对重熔锭按照炉次进行）确定。

2.2.3.2 锻造等级 1、等级 2 的锻钢件应进行熔炼化学成分分析，锻造等级 3 的锻钢件应进行产品化学成分分析。

2.2.3.3 全部等级的锻钢件均应进行熔炼分析，对于适用于高疲劳压力容器或承载部件的锻钢件应进行产品化学成分检验，其磷（P）含量不应超过 0.01%，硫（S）含量不应超过 0.005%。

### 2.2.4 力学性能试验

#### 2.2.4.1 试验样品

- (1) 测试试样的数量、试验方向、取样位置应按照 CCS 认可的 MPS 或本规范要求进行。
- (2) 试验材料应为锻件延长段或牺牲锻件，且应能代表锻件的炉号、重熔钢锭（如适用）和热处理批次。

#### 2.2.4.2 拉伸和夏比 V 型试验（CVN）

- (1) 如几何结构允许，对于锻造等级 1，应按照适用的行业规范在每个位置和方向取一个拉伸试样和一组三个 CVN 试样，对于锻造等级 2、3 应按照表 2.2.4.2（1）的要求在纵向和横向取样。对于环形锻件，如环和圆盘，应采用纵向和切向取样。
- (2) 夏比 V 型缺口试验温度和验收标准应按表 2.2.4.2（2）执行。

取样位置

表 2.2.4.2（1）

厚度 T	试样位置	方向
T≤100 mm	1/2 T	纵向和横向
T>100 mm	1/4 T、1/2 T	纵向和横向

1) 厚度 T 为热处理时试验材料的厚度，即临界截面。  
2) 位置 1/2 T 位于中心（实心锻件）或中间壁（空心锻件）厚度处。位置 1/4 T 是热处理表面下的四分之一厚度。

冲击试验要求

表 2.2.4.2（2）

规定的最小屈服强度	锻造等级 1		锻造等级 2、等级 3	
	平均值	单个值	平均值	单个值
≤517 MPa	40 J	30 J	50 J	38 J
517~586 MPa			60 J	45 J
586~655 MPa			70 J	53 J

1) CVN 测试温度应为系统设计的温度等级所规定的最低设计温度，冲击试验 CVN 吸收的能量应满足 CCS 认可的 MPS 的要求

2.2.4.3 力学性能应满足 CCS 认可的 MPS 或相应规范的要求，表 2.2.4.3 给出了同一炉次的各项指标的最低限制规定：

力学性能要求

表 2.2.4.3

测试性能	要求值
伸长率（50 mm）min. %	17 <sup>1)</sup>
断面收缩率 min. %	35
屈强比 max.	0.9
实际屈服强度 max. MPa	950

1) 如符合 GB/T 21412.7、API 17G 的要求，纵向最小伸长率应为 18%。

### 2.2.5 硬度试验

2.2.5.1 在热处理完成以后，需要在测试试样和每个产品表面进行硬度测试，测试点和验收标准（最小和最大硬度）应符合 CCS 认可的 MPS 的要求。

2.2.5.2 最大硬度应符合 GB/T 20972 中部件用于酸性环境的要求。

2.2.5.3 对于受到阴极保护的部件，硬度均不应超过 35 HRC、328 HBW 或 350 HV10。

### 2.2.6 晶粒度检查

2.2.6.1 原奥氏体晶粒度检查应根据 ISO 643 或其他公认标准的要求，按照同熔炼炉和同热处理炉批进行，晶粒度测试结果应为 5 号或更细。

2.2.6.2 原奥氏体晶粒度及钢的纯净度检查取样位置见表 2.2.6.2。

取样位置

表 2.2.6.2

试验类型	取样位置
原奥氏体晶粒度	T≤100 mm: 1/2 T T>100 mm: 1/4 T
钢材纯净度	T≤100 mm: 1/2 T T>100 mm: 1/4 T

### 2.2.7 纯净度检查

2.2.7.1 应根据 ASTM E45 方法 A 对的钢纯净度进行测试。对于适用于高疲劳压力容器或承载部件的锻钢件，其纯净度限值应符合表 2.2.7.1 的要求。

2.2.7.2 钢的纯净度检查取样位置见表 2.2.6.2。验收标准对于锻造等级 3 按照表 2.2.7.1 要求执行，对于锻造等级 1、2 的按照 API 20B 要求执行。

钢清洁度

表 2.2.7.1

类型	A 型硫化物	B 型氧化铝	C 型硅酸盐	D 型球状氧化物
细	≤1	≤1	≤1	≤1.5
粗	≤0.5	≤0.5	≤0.5	≤1

### 2.2.8 无损检测

#### 2.2.8.1 目视检测

- (1) 锻件应在最终状态下，在人员可接近的全部表面上进行目视检测；
- (2) 锻件不应存在缺口、接缝、折叠、偏析、气泡等缺陷。

#### 2.2.8.2 表面探伤

- (1) 每个合格锻件在最终热处理和机加工之后，对可接触表面应进行表面检测（包括液体渗透检测（PT）或磁粉检测（MT）。锻件允许粗加工或打磨以便于表面检测；
- (2) 最终机加工后的 MT 应根据 ASME BPVC V 第 7 条、ASTM E709 使用连续湿荧光技术进行检测或 ASTM E165 中规定的程序进行 PT 检测；
- (3) 零件的 MT 验收标准应至少满足：
  - ① 无相关线性显示；
  - ② 无主要尺寸等于或大于 3 mm 的相关圆形显示；
  - ③ 在 40 cm<sup>2</sup> 的连续区域内，不超过 10 个相关显示；
  - ④ 在一条线中的四个或多个相关显示的间隔不应小于 1.6 mm；
  - ⑤ 压力接触密封面无相关显示。

#### 2.2.8.3 超声波探伤

- (1) 锻件应进行超声波检测，覆盖锻件的全部范围。探伤应满足 ASTM A388/A388M 或 ASME BPVC-V Article 5 相关要求；
- (2) 对于材料厚度小于等于 38 mm 的锻件，应使用 1.6 mm 的平底孔绘制距离波幅曲线（DAC）；对于材料厚度大于 38 mm 小于等于 150 mm 的锻件，应使用 3.2 mm

的平底孔绘制 DAC 曲线；对于材料厚度大于 150 mm 的锻件，应使用 6.4 mm 的平底孔绘制 DAC 曲线。应使用如下验收标准：

- ① 单个指示波幅不超过 DAC 曲线的；
- ② 多个指示波幅不超过 50% DAC 曲线的。多个指示是指在任何方向 13 mm 范围以内的两个或多个指示（每个指示均超过 50% DAC 曲线）。

### 第 3 节 双相不锈钢

#### 2.3.1 适用范围

2.3.1.1 本节所规定的双相不锈钢是按照 API 20B 中定义的 4 等级的材料组别，高合金奥氏体钢 6Mo 也可参照本节的适用要求执行。

2.3.1.2 含硫化氢环境中使用的抗环境开裂双相不锈钢可按照 GB/T 20972.3 附录 A 的要求执行。

#### 2.3.2 产品试验

每批零件热处理后均应进行化学成分试验、冲击试验、拉伸试验、硬度试验、微观结构检查（包括铁素体和融合物的体积分数）及腐蚀试验。产品可按照同熔炼炉号、同热处理炉号的规则进行组批试验，组批数量应符合 CCS 接受标准或 CCS 认可的 MPS 的要求。

##### 2.3.2.1 化学成分试验

每炉产品应进行化学成分试验，材料成分应满足相关的要求，以每炉次为基础进行（重熔级材料需对重熔锭按照炉次进行）确定。

##### 2.3.2.2 力学性能试验

力学性能试验的试样应在同炉热处理同批次产品中最大壁厚产品上制取，其取样位置和方向如下：

力学性能试验取样位置和方向

表 2.3.2.2

厚度 T	试样位置	方向
≤50 mm	1/2 T	纵向和横向
> 50 mm	1/4 T	纵向和横向

1) 厚度 T 为热处理时试验材料的最大截面厚度。  
2) 如几何结构允许，应在两个方向上取样。

拉伸试验结果和冲击性能应符合相关标准或 CCS 认可的 MPS 的要求。

##### 2.3.2.3 硬度试验

每件产品应在最终热处理后进行硬度测试，硬度测试应按 ASTM E10、ASTM E110 或 ASTM E18 的要求执行。

##### 2.3.2.4 金相试验

应在最小 10 mm x 10 mm 的试样（试样与机械性能试验取样位置相同）上根据 ASTM A923 或 A1084 的试验方法进行检查。铁素体含量接受范围应符合相关标准或 CCS 认可的 MPS 要求，且应根据 ASTM E562 或等同标准进行检测并记录。

##### 2.3.2.5 腐蚀试验

应按照 ASTM A182 的要求进行腐蚀试验。

### 第 4 节 镍基合金

#### 2.4.1 适用范围

2.4.1.1 本节所规定的镍基合金是按照 API 20B 中定义的 5 等级的材料组别，即固溶退火态和沉淀时效硬化态镍基合金。

## 2.4.2 化学成分

2.4.2.1 材料的化学成分应进行熔炼化学成分和产品化学成分试验, 试验结果应符合相关标准的要求。应根据 ASTM E354、ASTM E1019、ASTM E1086、ASTM E1473、ASTM E2465 或其他认可的行业标准, 在重熔钢锭产品代表的基础上, 对其化学成分进行测试。

## 2.4.3 锻造与热加工

2.4.3.1 最小总热加工变形量比应至少为 4:1, 锻件的热加工应满足形成完全的锻造组织。

## 2.4.4 力学性能

2.4.4.1 力学性能试验样品的制备和试验方法应符合 CCS《材料与焊接规范》或其他公认标准。

2.4.4.2 锻钢件的力学性能试验结果应符合相应材料标准或设计技术文件的要求。

## 2.4.5 无损检测

无损检测应符合 GB/T 22513 中的要求或满足业主的相关要求。

## 2.4.6 金相试验

2.4.6.1 同热处理批次、同重熔锭、具有相同形状且厚度等效圆相同的产品可组为一批次, 进行金相试验。

### 2.4.6.2 晶粒度

平均粒径应根据 ASTM E112 确定, 沉淀时效硬化态镍基合金平均晶粒度应为 2 号或更细。固溶退火态一般应为 5 号或更细。

### 2.4.6.3 双重晶粒度

应根据 GB/T 24177 定义和测量, 不应有拓扑双晶尺寸。

### 2.4.6.4 有害相的金相检验

金相检验应在 100 倍和 500 倍的显微镜下检查有无有害相, 以下为可接受标准:

- (1) 金相组织应无针状第二相, 但不代表整体微观结构的单独、孤立晶粒除外。单个晶粒不应被针状相包围;
- (2) 除了不代表整体微观结构的单独、孤立晶粒外, 金相组织中应无沿晶界析出的网状连续第二相, 可接受离散的、单个的第二相或碳化物颗粒;
- (3) 无拓扑密排型金属间化合物 (Laves 相)。

2.4.6.5 对于金相不合格的材料, 可再次热处理 (固溶退火和时效硬化) 后进行试验。若热处理批次被拒收, 则同批次的其他件, 若两端均经过金相检验并合格, 则可单件验收。

## 2.4.7 硬度试验

2.4.7.1 每件产品应在最终热处理后进行硬度测试, 测试参考 ASTM E10、ASTM E18 或 ASTM E110 要求执行。

2.4.7.2 若洛氏硬度 (HRC) 不合格, 应在相邻区域再做 3 点测试, 若一个或多个重测压痕不符合硬度要求, 则工件不合格。

## 第3章 配管系统

### 第1节 一般规定

#### 3.1.1 一般要求

3.1.1.1 配管、锻件及管件的材料应根据所列的设计标准及本章产品规格书进行制造和使用。使用其他产品标准应经最终用户和 CCS 的许可和批准。

3.1.1.2 管汇结构的承压件宜使用本章第2节和第3节所列的碳钢、低合金钢、不锈钢或镍基合金。

3.1.1.3 每种类型产品宜编制详细材料规格书。规格书应明确规定制造及测试的全部要求。

3.1.1.4 紧固件材料应按照连接型式适用的标准要求进行选择。

3.1.1.5 非金属材料如密封弹性体、复合管和复合结构材料应符合 API 17A 或 ASTM 标准的相关要求。

### 第2节 无缝与焊接管的制作

#### 3.2.1 适用范围

3.2.1.1 本节规定适用于碳钢、低合金钢、不锈钢和镍基合金等制成的无缝及焊接管。

#### 3.2.2 制造

3.2.2.1 管子应采用无缝热加工工艺或使用填充焊材的纵向电弧焊工艺两种方法制造。

3.2.2.2 碳钢和低合金钢管应符合相关标准的要求，如表 3.2.2.2 所列。

碳钢和低合金钢无缝及焊接管参考标准

表 3.2.2.2

标准	制造工艺
API 5L PSL 2	无缝及焊接管
ASTM A333/A333M	无缝及焊接管
ASTM A988/A988M	无缝及焊接管（高温热等静压处理）

3.2.2.3 对焊接管，宜遵循 GB/T 19869.1 或 ASME BPVC IX 对 WPQR 进行评定，且应符合母材要求。

3.2.2.4 不锈钢和镍基合金管应符合相关标准的要求，如表 3.2.2.4 所列。

不锈钢和镍基合金无缝和焊接管参考标准

表 3.2.2.4

标准	制造工艺
ASTM A312/A312M	无缝管
ASTM A358/A358M	焊接管
ASTM A790/A790M	无缝管
ASTM A872	离心铸造铁素体/奥氏体不锈钢管
ASTM A928/A928M	焊接管
ASTM B705	无缝及焊接管
API SPEC 5LC	无缝及焊接管
ASTM A995	铸造，奥氏体-铁素体

3.2.2.5 对冶金复合管，其碳钢管应符合相关标准的要求，如表 3.2.2.2 所列。

### 3.2.3 无损检测

3.2.3.1 无缝管及管件均宜对表面缺陷进行检验。焊接端宜通过磁粉或渗透方法进行检验。

3.2.3.2 无缝管应按照 GB/T 9711 PSL2 进行超声波检验，宜按照参考标准给定的方法消除缺陷，但不应焊接修复。

3.2.3.3 宜在最终热处理条件下，通过 X 射线或超声波方法对纵向焊缝或焊接管及管件进行 100% 体积检验。焊接端宜通过磁粉或渗透方法进行检验。

## 第 3 节 管 件

### 3.3.1 适用范围

3.3.1.1 本节规定适用于碳钢、低合金钢、不锈钢管和镍基合金管制成的无缝及焊接管件，如弯头、管帽、三通、汇气管、异径管以及过渡管段等。

### 3.3.2 制造

3.3.2.1 管件应由以下工艺制造：

- (1) 采用无缝工艺，热加工钢材形成无焊缝管状产品；
- (2) 使用填充焊材的纵向电弧焊工艺；
- (3) 锻造。

3.3.2.2 碳钢和低合金钢管件应符合相关标准要求，如表 3.3.2.2 所列。

碳钢和低合金钢无缝及焊接管件参考标准

表 3.3.2.2

标准	制造工艺
ASTM A420/A420M	无缝及焊接管件
ASTM A860/A860M	无缝及焊接管件
ASTM A182/A182M	锻造管件

3.3.2.3 焊接管件宜遵循 GB/T 19869.1 或 ASME BPVCIX 对 WPQR 进行评定，且应符合母材要求。

3.3.2.4 不锈钢和镍基合金钢管件应符合相关标准要求，如表 3.3.2.4 所列。

不锈钢和镍基合金钢无缝及焊接管件参考标准

表 3.3.2.4

标准	制造工艺
ASTM A403/A403M	无缝及焊接管件
ASTM A815/A815M	无缝及焊接管件
ASTM B366	无缝及焊接管件
ASTM A182/A182M	锻造管件

### 3.3.3 弯管及成型工艺

3.3.3.1 弯曲或成型后的厚度不宜小于使用设计要求。

3.3.3.2 热加工钢材的成型及成型后热处理应单独考虑。

3.3.3.3 对堆焊复合配管弯曲，宜特别考虑整体热处理，包括形成最终产品前的堆焊。

3.3.3.4 冷成型应考虑以下要求：

- (1) 当冷成型后材料性能被评定为在 GB/T 21412.1/Amd 1:2010 所述使用限制范围内时，可对奥氏体不锈钢及镍基合金零部件采用冷成型。其他材料不宜使用冷弯或冷变形；
- (2) 材料的许用应力不应随由于冷变形造成的机械强度的增加而改变；
- (3) 冷成型金属材料的硬度应遵循 GB/T 21412.1 以及 GB/T 20972（所有部分）对暴露在酸性环境的最大硬度限制。

3.3.3.5 热弯应考虑以下要求：

- (1) 配管热弯应按照 GB/T 29168.1 PSL 2 或 ASME B16.49 的规定进行；

- (2) 热弯时应考虑热感应对弯曲的影响；
- (3) MPS 评定及产品弯曲测试、评定以及碳钢/低合金钢的产品弯曲测试应遵循 GB/T 29168.1 的要求。对不锈钢、镍基合金及具有堆焊层的碳钢/低合金钢，宜使用表 3.3.3.5 规定的测试要求。

不锈钢、镍基合金及堆焊管附加测试及评定测试

表 3.3.3.5

测试类型 <sup>a</sup>	双相不锈钢	奥氏体不锈钢及镍基合金	碳钢堆焊	测试条件及接受准则
拉伸	T	T	T	符合母管规范
冲击	T	NA	T	见本篇 3.1.1
全厚度的硬度	NA	NA	T <sup>bc</sup>	见本篇 3.1.1
表面硬度 <sup>a</sup>	NA	NA	T 和 P	见本篇 3.1.1
显微结构	T	T	T <sup>c</sup>	见本篇 3.1.1
腐蚀	T <sup>d</sup>	T <sup>d</sup>	NA	见本篇 3.1.1
弯曲测试	NA	NA	T <sup>c</sup>	见 ASME BPVC Section IX
表面 NDT	T 和 P	T 和 P	T 和 P	—
体积 NDT	NA	NA	T 和 P	—

T: 对每个 MPS 评定用测试弯管有该要求。  
P: 对每个生产弯管有该要求。  
NA: 不适用。  
其他缩写定义见 GB/T 29168.1。

a: 测试位置应遵循 GB/T 29168.1。  
b: 宜按照 ASME BPVC Section IX 对冶金复合层及其同碳钢、低合金钢接口进行测试。  
c: 堆焊配管的 MPS 评定宜从堆焊 WPQR 重复机械测试，如：侧向弯曲及硬度测试（包括 HAZ），见 GB/T 22513 PSL3。  
d: 腐蚀测试仅对 PREN>40 的不锈钢适用。  
e: 按照 GB/T 22513 PSL3，碳钢或低合金钢冶金复合宜全部进行液体渗透检验，接合面全部进行 UT 检验。

## 第 4 节 液压钢管

### 3.4.1 一般要求

- 3.4.1.1 液压管系中的各部件应由不受浸蚀、与液压油不起化学作用的材料制造。
- 3.4.1.2 钢材的脱氧方法和熔炼分析化学成分应符合 CCS《材料与焊接规范》第 1 篇第 4 章或其他公认标准的适用性规定。
- 3.4.1.3 液压钢管可按 CCS《材料与焊接规范》或其他公认标准进行制造、试验和验收。
- 3.4.1.4 管子内外侧应无可见的缺损，如割口、裂痕和腐蚀引起的麻点与斑坑。
- 3.4.1.5 选用的管子通径与压力等级应符合设计要求。
- 3.4.1.6 管路系统内管接头应尽量少，如利用弯管代替弯头。
- 3.4.1.7 液压钢管应进行静水压试验，保证产品的可靠性。
- 3.4.1.8 焊接或其他方式连接的液压钢管应进行静水压试验，焊接接头还应开展无损检测。

## 第 5 节 配管用锻钢件

### 3.5.1 一般要求

- 3.5.1.1 对于承压锻件，包括锻造配件，应符合相关标准的要求，如表 3.5.1.1 所列。

锻造承压部件的材料标准

表 3.5.1.1

材料类型	ASTM 标准	ISO 标准
------	---------	--------

碳钢或低合金钢	A182/A182M A350/A350M A508/A508M A694/A694M A707/A707M	GB/T 29168.3
22/25Cr 双向不锈钢	A182/A182M	—
奥氏体不锈钢	A182/A182M	—
镍基合金	B564 API 6A CRA	—

3.5.1.2 除表 3.5.1.1 所列要求外，零部件应在产品锻造时保证压缩率为 4:1，还应在成型或接近成型时进行热处理。

3.5.1.3 ASTM A988/A988M 中描述的热等静压（HIP）方法可接受作为锻造的替代方法。

### 3.5.2 无损检测

3.5.2.1 锻件宜根据相关适用标准规定的磁粉或渗透方法进行表面检验。该测试宜在完成全部机加工后进行。接受准则参见 GB/T 22513 PSL3、ASME BPVC VIII, 2007, Div.1 的附录 6 或附录 8。

3.5.2.2 碳钢和低合金钢锻件宜通过超声波测试进行 100% 体积检验。测试应遵循 ASTM A388 或 EN 10228-3。接受准则宜采用 GB/T 22513 PSL3、EN 10228-3 评定等级 3，或等同标准。

3.5.2.3 双相或奥氏体不锈钢锻件宜按照 EN10228-4 规定的超声波测试进行体积检验，详细要求如下：

- (1) 需要在两个方向上使用普通探头进行检测；
- (2) 无需进行近表面检测；
- (3) 验收标准应符合 GB/T 22513 PSL3 或更高标准；
- (4) 对尺寸不连续性应使用端点 6 dB 测长法；
- (5) 敏感度设置应采用参考试样（DAC）方法。参考试样应采用相同材料，经相同条件的热处理，且与需进行测量锻件具有相同的声信号衰减；
- (6) 应制定书面测试规程；
- (7) 宜使用 ASME Section V 第 4 条或 EN 10228-4 规定的角度探头。

### 3.5.3 耐压锻件的取样试验

3.5.3.1 锻件的测试应在每批热处理的基础上进行。测试取样应根据材料数据表（MDS）或其他公认标准的要求进行。

## 第4章 焊接

### 第1节 一般规定

#### 4.1.1 适用范围

4.1.1.1 本章规定了水下生产设施的焊接技术要求。包括质量控制、焊接工艺评定、无损检测和检验要求以及焊接和检验人员的要求。

4.1.1.2 水下生产设施的焊接主要包括结构承载焊缝和承压设备的焊缝。

4.1.1.3 锻造材料与管道材料之间、结构管材的焊接类型如下：

- (1) 带或不带堆焊层的碳钢和低合金钢管的对接焊缝；
- (2) 镍基合金耐腐蚀层堆焊；
- (3) 不同材料之间的环对接焊缝，包括低合金与镍基合金堆焊；
- (4) 22Cr 和 25Cr 双相不锈钢的环焊缝。

#### 4.1.2 焊工和焊接工艺

4.1.2.1 制造厂的焊工应按 CCS《材料与焊接规范》第3篇第4章或 CCS 接受标准的要求参加焊工资格考试。

4.1.2.2 焊接工艺规程应按本章第3节的规定提交 CCS 批准后方可采用。

### 第2节 焊接材料

#### 4.2.1 一般要求

4.2.1.1 焊接焊材、焊剂应提供 CCS 认可证书。

4.2.1.2 应对可能受潮的低氢焊材和焊剂进行烘焙或丢弃。

4.2.1.3 用于水下生产系统的焊接材料进行交付时，宜提供符合 GB/T 20066、GB/T 18253 或 EN 10204 Type 3.1 的成分分析证书。

#### 4.2.2 碳钢及低合金钢焊接材料

4.2.2.1 用于手工电弧焊（SMAW）、埋弧焊（SAW）和药芯焊丝电弧焊（FCAW）的碳钢和低合金钢的焊材和焊剂，应至少为 H5 的低氢焊材，熔敷金属氢含量应根据 AWS A4.3 或 GB/T 3965 进行测量。

4.2.2.2 碳钢注水系统焊接根部及加热焊道宜使用以下焊材之一：

- (1) Ni 质量分数为 0.8%~1.0%；
- (2) Cu 质量分数为 0.4%~0.8% 以及 Ni 质量分数为 0.5%~1.0%。

4.2.2.3 对具有酸性工作环境要求的系统，如能通过 GB/T 20972.2 的硫致开裂评定测试，则可接受能产生 Ni 质量分数超过 1% 熔敷金属的焊接材料。

#### 4.2.3 6Mo 奥氏体不锈钢及镍基合金焊接材料

4.2.3.1 宜使用比母材具有更高 Mo 及 Cr 含量的匹配焊材。硫含量质量分数不应超过 0.015%。

#### 4.2.4 双相不锈钢焊接材料

4.2.4.1 双相不锈钢应使用等级匹配的焊材进行焊接，焊材相比于母材应增加镍的含量，硫含量不应超过 0.015%。22Cr 双相不锈钢的焊材其氮元素含量应在 0.14% 至 0.20%。耐点蚀当量（PREN）应如下：

(1) 22Cr:  $30.0 \leq \text{PREN} \leq 40.0$ ;

(2) 25Cr:  $40.0 \leq \text{PREN} \leq 48.0$ 。

4.2.4.2 用于将 22Cr 或 25Cr 双相、6Mo 等氮合金不锈钢与碳钢或低合金钢焊接的焊材不应含有 Nb 合金元素。

4.2.4.3 宜使用比母材具有更高 Ni 含量的匹配焊材。硫含量质量分数不应超过 0.015%。

4.2.4.4 填角焊和插焊不应使用双相不锈钢焊材。

#### 4.2.5 异种钢焊接材料

4.2.5.1 焊接碳钢及 316 不锈钢预制堆焊层的填充材料应采用 ASME BPVC II Part CSFA5.4E 309Mo, BPVC II Part CSFA 5.9 ER 309L 或镍基合金。

4.2.5.2 焊接高合金不锈钢和碳钢的填充材料应采用不锈钢材料焊接时使用的高合金填充材料。

4.2.5.3 如在奥氏体不锈钢和碳钢焊接后应进行焊后热处理, 焊接宜使用镍基焊材。

### 第 3 节 焊接工艺认可

#### 4.3.1 一般要求

4.3.1.1 焊接工艺评定程序宜按照以下标准进行:

(1) 承压用碳钢、低合金钢、不锈钢、镍基合金对接焊: ASME BPVC-IX、GB/T 19869.1;

(2) 耐腐蚀层堆焊、隔离层预制堆焊: ASME BPVC-IX、GB/T 40740;

(3) 非承压的结构焊缝: CCS《材料与焊接规范》、钢结构焊接规范 AWS D1.1。

#### 4.3.2 工艺认可试验

4.3.2.1 焊评试验应至少包含表 4.3.2.1 中所规定的项目:

焊接工艺评定试验项目

表 4.3.2.1

测试项目	耐腐蚀层堆焊	隔离层预制堆焊	碳钢、低合金钢对接焊	双相不锈钢对接焊
焊缝外观	×	×	×	×
拉伸试验	× <sup>1, 2</sup>	×	×	×
冲击试验	× <sup>1</sup>	×	×	×
弯曲试验	×	×	×	×
焊缝宏观试验	×	×	×	×
硬度试验	×	×	×	×
金相检查	-	-	-	×
熔敷金属化学成分	×	-	-	-
腐蚀试验	×	×	-	×
无损检测	×	×	×	×

注:

- 当设计中堆焊层强度需要参与计算时, 所有焊缝金属应进行力学性能试验, 以确保堆焊层具有适当的机械性能。若堆焊层用来制备拉伸、冲击试样, 可根据焊层厚度采用小尺寸试样, 验收标准一般应符合基材的最低要求。
- 当评定的工艺进行 PWHT 时, 应按照基材的要求对基材进行拉伸试验。

#### 4.3.2.2 拉伸试验

(1) 应根据适用的评定标准进行焊缝横向拉伸试验。拉伸试验断裂位置应位于母材, 且拉伸强度至少应满足母材规定的拉伸性能要求;

(2) 在一个焊接接头中由多个工艺组合焊接的情况下, 应使用焊缝全厚度试样进行横向拉伸试验, 若拉伸试验机能力不足, 则可使用一个或多个试样, 要求见 CCS《材料与焊接规范》或 CCS 接受的标准。

#### 4.3.2.3 夏比冲击试验

- (1) 对于厚度等于或大于 6 mm 的材料，应进行夏比 V 型缺口冲击试验，冲击试验结果、冲击试验温度、取样位置应符合表 4.3.2.3 或者 CCS 接受标准的要求；
- (2) 对于碳钢和低合金钢，冲击试验温度应为最低设计温度（MDT）或 0℃，以较低者为准。对于双相不锈钢，冲击试验温度应为最低设计温度（MDT）或 -46℃，以较低者为准；
- (3) 在焊接两种不同基材的焊缝时，焊缝的两侧均需要进行测试。此时焊缝中心的冲击试验应满足冲击功较低一侧的要求。

冲击测试要求

表 4.3.2.3

材料	缺口位置 <sup>ab</sup>	测试温度	接受准则 <sup>cd</sup>
SMYS < 415 MPa 的碳钢	WM, HAZ	MDT 或 0℃ 取低者	35 J
SMYS ≥ 415 MPa 的碳钢和低合金钢			40 J
22Cr 和 25Cr 双相钢	WM, HAZ	-46 或 MDT, 中较低者	35 J 或侧向膨胀至少 0.38 mm

注：  
a WM: 焊缝金属。HAZ: 位于贯穿竖直 V 形缺口中线的熔合线，或包含尽量多的 HAZ。  
b 焊接厚度超过 20 mm 或 PWHT 不适用时，宜截取根部 WM 及 HAZ 样品。  
c 单值不宜低于所要求均值的 75%。  
d 小尺寸试样要求能量的缩减系数：7.5 mm 试样为 5/6，5 mm 试样为 2/3。

## 4.3.2.4 弯曲试验

弯曲测试应按照评定标准中规定的方法和接受标准进行。

## 4.3.2.5 宏观试验

应使用 3 倍至 5 倍的放大率进行宏观检查，结果应满足评定标准的要求。

## 4.3.2.6 硬度试验

碳钢及低合金钢焊接应进行硬度测试。酸性使用条件下，奥氏体不锈钢、镍基合金还应按照 GB/T 20972 进行硬度测试。

## 4.3.2.7 金相试验

- (1) 双相不锈钢焊缝应检查微观结构和测量铁素体含量，测试样品应包括焊缝金属截面、热影响区以及母材；
- (2) 金相组织应根据 ASTM A923 方法 A 检查有害相；
- (3) 金属间相、氮化物及碳化物总量不宜在检测的表面区域超过 0.5%。铁素体含量测量应按照 GB/T 39077 进行并符合该标准的要求。

若金属间相超过上述范围，WPQR 应基于腐蚀测试和/或冲击测试进行评估。

## 4.3.2.8 成分试验

耐腐蚀层堆焊金属化学分析应在距离母材金属表面 3 mm 或以下的位置进行。镍基合金铁元素化学成分应符合表 4.3.2.8 中的规定：

堆焊金属化学成分

表 4.3.2.8

等级	元素	成分质量分数%
Fe5	铁	5.0 Max
Fe10	铁	10.0 Max

## 4.3.2.9 腐蚀试验

耐腐蚀堆焊层和隔离层预制堆焊的腐蚀试验应根据 ASTM G28 方法 A 进行，应满足耐腐蚀堆焊层和镍基隔离层耐腐蚀性能的要求（如根据 GB/T 20972.2 确定的 SSC 区域 1、2、3）。

双相不锈钢的腐蚀试验应根据 ASTM G48 方法 A 对双相不锈钢焊缝进行。测试和验收标准应符合 GB/T 39077。腐蚀试样取样位置应与金相试样的位置相同。

## 4.3.2.10 无损检测

在试样切削之前，测试样件应进行非破坏性目视检验及无损检验，无损检测要求见本章第 5 节。

如试样不能满足测试要求，则需对该特定类型的测试进行两套复检，所用试样从相同工

艺评定测试样件上获取。两个复检样件的测试结果均应满足规定要求。

#### 4.3.3 隔离层预制堆焊和耐腐蚀堆焊工艺认可的附加要求

##### 4.3.3.1 本节给出以下堆焊工艺评定的附加要求：

- (1) 耐腐蚀堆焊；
- (2) 隔离层预制堆焊。

水下结构物及管汇的堆焊宜使用钨极氩弧焊（GTAW）或脉冲熔化极气体保护焊方法。

##### 4.3.3.2 耐腐蚀堆焊

- (1) 堆焊焊接工艺的评定应遵循 GB/T 22513 PSL3；
- (2) 耐腐蚀层厚度应至少为 3 mm，且应至少覆盖两层堆焊金属。应通过物理方法、超声波测厚或电磁测试方法在完工表面上进行厚度检测；
- (3) 当耐腐蚀层堆焊在低合金钢的隔离层上时，应使用隔离堆焊层焊接材料作为基材，对耐腐蚀堆焊层焊接工艺进行专门评定。

##### 4.3.3.3 隔离层预制堆焊

- (1) 零件焊接端的隔离层预制堆焊在后续阶段将作为承压对焊的一部分，如耐腐蚀合金作为碳钢或低碳合金钢之间的过渡，应作为对接焊进行评定及加工。宜将延长段和预制堆焊段进行焊接，以获得测试机械性能的试样；
- (2) 除对接焊的机械测试要求外，应进行全焊缝拉伸测试。焊缝的屈服和拉伸强度宜选择与其接触的连接材料的最小名义强度；
- (3) 最终状态下厚度宜至少保证 8 mm。合拢焊接的盖面焊道热影响区应完全在堆焊层内；
- (4) 预制堆焊应按照以下方式进行非破坏性测试：
  - ① 对制作出坡口的材料，通过磁粉或渗透方法进行 100%表面测试，坡口表面不应有相关缺陷；
  - ② 通过超声波和/或 X 射线方法进行 100%体积测试，接受准则与对接焊相同。

##### 4.3.3.4 堆焊材料应满足以下要求：

- (1) 当对仅能从外部施焊（单面焊）的复合管道或复合部件进行堆焊时，应选用与堆焊材料兼容的焊材。当焊接 625 合金堆焊部件的堆焊根部时，需选用相匹配的镍基焊材，且填充层与盖面层应采用相匹配的焊材；
- (2) 如从两面进行堆焊，应选择与碳钢或低合金钢兼容的焊材。需先将根部区域的覆层切除，完成碳钢或低合金钢的焊接后，再重新熔覆该区域的覆层。碳钢或低合金钢不应沉积在高合金母材或焊缝金属上。

## 第4节 焊前及过程检验要求

#### 4.4.1 一般要求

##### 4.4.1.1 焊接前应采取以下预防措施保证基底清洁：

- (1) 焊接应在防尘、防风、防雨的区域进行；
- (2) 焊接坡口、表面和焊材应清洁；
- (3) 部分使用过的焊丝其氧化端应在重新使用前剪断。

4.4.1.2 应避免碳钢打磨粉尘在管道或部件内部聚集，以免在耐腐蚀堆焊层上造成铁锈污渍。

4.4.1.3 在组装成较长的管段之前，应清洁管段内部。阀门应完全打开，打磨粉尘应从阀门上吹走或冲洗掉，以防止碎屑聚集在阀腔内。

4.4.1.4 耐腐蚀合金 CRA 材料的焊接应充分隔离，以避免碳钢和低合金钢的焊接造成交叉污染，应使用专用的不锈钢工具。

4.4.1.5 焊接双相不锈钢时，不应使用钨极气体保护焊、TIG 焊接进行盖面焊接。

#### 4.4.2 母材

4.4.2.1 隔离堆焊焊材用作母材时,应满足 ASME BPVC-II 第 C 部分或同等 GB/T 标准的要求。

4.4.2.2 母材的焊接性能应按照化学成分,根据平衡碳当量计算公式(CE)或冷裂纹敏感系数( $P_{cm}$ )进行评估,当 CE (IIW)应用于碳含量大于或等于 0.12% 的钢材时, $P_{cm}$ 用于含碳量小于 0.12% 的钢材。

4.4.2.3 对于碳钢、低合金母材在制造、安装等各阶段均应具有可焊接性。用于酸性/非酸性环境下的碳钢及低合金钢宜满足表 4.4.2.3 所示硫含量限值。

碳钢及低合金钢硫含量限值

表 4.4.2.3

产品类型	硫质量分数/%	
	非酸性环境	酸性环境
轧制板材	S (0.015)	S (0.003)
无缝管	S (0.015)	S (0.010)
锻件	S (0.025)	S (0.025)

#### 4.4.3 焊前预热和层间温度

4.4.3.1 碳钢和低合金钢母材焊接时应进行预热。

4.4.3.2 当预热温度等于或高于 50℃ 时,宜使用电阻或感应加热,以使厚度全部范围的温度均匀,如使用燃气燃烧器进行预热,则应采用合适的方式使全部焊接区的温度均衡。

4.4.3.3 最低预热温度应经过评定合格的工艺来确定,但应满足如下要求:

- (1) 待焊接部件的最低预热温度应高于环境露点温度,但最低温度为 10℃;
- (2) 对于母材厚度  $\geq 25$  mm 的碳钢,最小预热温度应为 93℃,但该要求不适用于碳钢和双相不锈钢的焊接;
- (3) 在焊接碳钢时,若不进行 PWHT,则可使用增加的焊接盖面道次的方式来预热降低硬度。如在焊接工艺评定中应用了增加的盖面焊道的方式来预热,则该工艺也应用于生产;
- (4) 对于低合金钢,预热温度和预热的维持应遵循 ASME B31.3 中表 330.1.1 和 330.2.2;
- (5) 以上规定的预热温度要求,还应适用于堆焊、隔离焊和定位焊操作的要求。

4.4.3.4 最高层间温度应经过评定合格的工艺来确定,且应满足如下要求:

- (1) 用于评定的最大层间温度应能代表生产过程中预期的最大层间温度。对于焊接工艺评定,不应仅为了提高评定的层间温度而故意提高某一层的层间温度;
- (2) 碳钢和低合金钢焊接的最大层间温度不应超过 350℃;
- (3) 对于双相不锈钢,22Cr 双相不锈钢的最大层间温度应为 150℃,25Cr 双相不锈钢最大层间温度为 120℃;
- (4) 对于异种材料接头,层间温度应满足焊接接头中的每种材料。对于 25Cr 双相不锈钢和碳钢、低合金钢之间的焊接接头层间最高温度可放宽至 150℃;
- (5) 热输入量等具体技术要求可按照 CCS《材料与焊接规范》或其他公认标准的适用要求执行。

#### 4.4.4 焊后热处理

4.4.4.1 焊后热处理(PWHT)的工艺均应符合所依据的评定规范要求。

4.4.4.2 PWHT 应尽量整体在热处理炉中进行。若由于尺寸限制或产品其他部件不允许同时进炉,可使用电阻或感应加热进行局部 PWHT。

4.4.4.3 当采用局部 PWHT 时,焊缝的全部范围应保持在规定的保温温度。

4.4.4.4 PWHT 温度应至少低于调质处理或正回火热处理母材回火温度的 20℃。如无法满足要求,则应进行模拟 PWHT 试验,在采用相同温度和热处理时间工艺的条件下进行评定,性能应达到产品最低机械性能的要求。

4.4.4.5 PWHT 的升温和冷却速率应符合公认标准的要求。对于低合金钢,特殊热处理工艺(例如消氢热处理)可在焊接完成后立即进行。

4.4.4.6 对于异种材料接头,当其中一种材料需要 PWHT,但不适合另一种材料时,可

通过以下方式进行焊接：

- (1) 使用低碳钢垫板，该垫板在焊接和焊后热处理条件下均适用，先将其焊接并进行焊后热处理，然后在其上进行封口焊；
- (2) 在进行合拢焊之前，在锻件堆焊允许进行 PWHT 的隔离焊。

4.4.4.7 如采用 PWHT 使焊接接头获得足够的抗应力腐蚀脆裂的能力，则应对全厚度进行 PWHT。

4.4.4.8 隔离堆焊可为堆焊低合金钢或镍基合金，例如镍 625 合金，可使用镍基合金作为隔离焊的零部件。

4.4.4.9 当不需要对焊接完毕的焊缝进行 PWHT 时，零部件应设计成隔离焊缝过渡，例如异种材料的接头。此时，零部件隔离堆焊的热处理应在对接环焊缝焊接之前进行。

#### 4.4.5 焊缝修补

4.4.5.1 焊缝修补工作应按照适用的焊接规范的要求进行。应使用与原始焊缝相同的 WPS 或单独评定的工艺进行返修焊接。

4.4.5.2 同一区域不宜进行超过两次返修焊接。对 6Mo 及 25Cr 双相不锈钢材料，同一区域内只接受一次修复。多次修补的工艺应经专门评定并经 CCS 同意。

##### 4.4.5.3 缺陷的消除

- (1) 焊接缺陷应通过打磨、机加工或碳弧气刨去除。若使用碳弧气刨，气刨表面的氧化层应采用机械方法去除，去除深度不应小于 3 mm；开挖区域应全部打磨，以清除碳富集区。对于耐腐蚀合金材料，不得采用碳弧气刨。
- (2) 挖除区域的尺寸应使缺陷完全清除，其宽度和深度应足以保证在挖除及补焊后进行无损检测。

##### 4.4.5.4 堆焊修复的特殊要求

- (1) 当需要完全去除堆焊层以消除缺陷时，应保证母材的尺寸减少不超过允许的最小设计厚度；
- (2) 消除缺陷后需要堆焊层厚度的测量应在消缺步骤完成后、准备补焊前进行；
- (3) 在最终状态下，隔离堆焊层的厚度应至少为 13 mm，以在焊缝中缺陷存在时便于进行挖补或焊接修复。从熔合线到最终合拢缝的距离，应不小于低合金钢母材和隔离堆焊层之间的熔合线 3 mm。

##### 4.4.5.5 环焊缝修复的特殊要求

(1) 小口径双相不锈钢焊缝不应焊补修复，如焊缝损坏应切割至未受影响的母材并重新焊接。

(2) 碳钢和低合金钢环焊缝修复焊接的预热温度，应比原焊缝焊接时规定的最低预热温度至少提高 50℃，但不应超过 WPQR 中规定的合格层间温度上限。若采用单独的修复 WPQR，则预热温度应满足焊接工艺评定要求。

(3) 当采用原 WPS 焊补时，应满足 PWHT 时间和温度的合格范围。在某些情况下，需要进行焊后热处理前的检查。若对已进行焊后热处理的材料进行的重复焊补，其再次焊后热处理的累计保温时间应在焊接工艺评定时评定合格的最长保温时间内。

(4) 对于异种材料焊接接头，其修复用的焊接工艺规程（WPS）应针对该特定焊接接头制定，并满足所连接的各材料的全部要求。

##### 4.4.5.6 无损检测

- (1) 缺陷消除完毕后，应通过磁粉检测（MT）或渗透检测（PT）确认缺陷已完全清除。
- (2) 焊接修复区域及其两端各延伸至少 100 mm 作为无损检测范围，若为环焊缝，且每侧延伸的剩余焊缝长度不足 100 mm，则检测范围应包含全部环焊缝。应按照原始焊缝的检测要求进行无损检测。

#### 4.4.6 承压管道焊接的附加要求

4.4.6.1 管道焊接及相关操作宜满足 GB/T 12467.2 和 ASME BPVC 的相关要求。

4.4.6.2 配管系统的焊接应建立 WPS。WPS 应包含 GB/T 29168 或 ASME BPVC IX 的

相关要求。

4.4.6.3 输送未处理海水的 6Mo 不锈钢、25Cr 双相不锈钢及镍基合金材料配管的第一道焊缝的焊接应使用填充金属。

4.4.6.4 不锈钢、镍基合金及钛基合金单边焊接的第一道焊缝宜使用无渣焊接工艺。要求清洁度的碳钢配管系统单边焊接同样适用。

4.4.6.5 承压管道不应使用插焊。

4.4.6.6 冷成型区域不应进行焊接，如冷弯配管作业区域。

4.4.6.7 不锈钢和镍基合金的预制宜在仅保存该种材料的厂房或区域进行。

4.4.6.8 焊接坡口或周边区域不应被低熔点金属如紫铜、锌等污染。

4.4.6.9 PREN $\geq$ 40 的高合金奥氏体不锈钢（如 UNS 32654 及 UNS 34565）的焊接应满足 GB/T 21412 中对 6 Mo 不锈钢的相关规定。

4.4.6.10 许可的焊道温度范围应从预热温度到试样焊接过程中有记录的最大层间温度，或采用以下温度：

(1) 碳钢和低合金钢最高 250℃；

(2) 不锈钢和镍基合金最高 150℃。

4.4.6.11 背衬及保护气体应满足以下要求：

(1) 不锈钢及非铁材料焊接（包括定位焊）应至少在前三道焊接中使用背面保护气体；

(2) 双相不锈钢的焊接保护气体的氢含量宜少于 0.1%；

(3) 双相不锈钢材料焊接，宜使用混有氮气的气体，以保证焊接根部的抗腐蚀性能。

## 第5节 焊接后检验

### 4.5.1 一般要求

4.5.1.1 本节规定了焊缝的检测，包括焊缝外观、无损检测、堆焊层厚度测量、铁素体测量等的要求，同时还包括相关验收标准。对于场所、设备、人员的要求应符合 CCS《材料与焊接规范》的相关要求。

### 4.5.2 外观检查

焊缝表面应进行目视检查。若无法直接目视检查，则应使用视觉辅助工具（如镜子、内窥镜、摄像机等）。外观检查应满足设计技术文件及相关标准的要求。

### 4.5.3 无损检测

4.5.3.1 焊接后的无损检测宜根据表 4.5.3.1 中推荐的无损检测标准进行。

推荐的无损检测标准

表 4.5.3.1

测试类型	试验方法	验收依据
VT	GB/T 3225 ASME BPVC-V Part 9	不应有裂纹、未熔合、未焊透、表面气孔、咬边、夹渣、超过标准要求的根部凹陷或表面凹陷
MT(承压焊、堆焊)	GB/T 26951 ASME BPVC-V Part 7	API 6A 10.2.15
PT(承压焊、堆焊)	GB/T 18851.1 ASME BPVC-V Part 6	API 6A 10.2.15
PT、MT(结构焊)	ASME 709 ASME 165	AWS D1.1 第 6 节 C 部分
UT(承压焊)	GB/T 11345 GB/T 29711 GB/T 41115 GB/T 40732 ISO 16826 ASME BPVC-V Part 4	API 6A 10.2.16
UT(堆焊)	GB/T 41655 ASME BPVC-V Part 4	API 6A 10.2.18

UT (结构焊)	AWS D1.1 第 6 节 F 部分	AWS D1.1 第 6 节 F 部分、第 9 节 F 部分
RT (承压焊)	ISO 17636-1 class B ISO 17636-2 class B ASME BPVC-V Part 2	API 6A 10.2.16
RT (结构焊)	ASTM E94 ASTM E142 ASTM E747 ASTM E1032	AWS D1.1 第 6 节 E 部分、第 9 节 F 部分

#### 4.5.4 堆焊层厚度测量

4.5.4.1 堆焊层的厚度应在设计的尺寸公差范围内，但不小于 3 mm。堆焊层可通过直接物理测量、超声波厚度测量或使用基于电磁测试的技术进行测量。

4.5.4.2 物理测量可通过测量焊接前后的尺寸差来进行，用于尺寸测量的设备应根据供应商的书面程序进行校准。

4.5.4.3 堆焊层的超声波厚度测量可通过测量焊接前后的厚度差来进行，测试程序应包括声速校准。

4.5.4.4 非铁磁覆层厚度可根据 ASTM E376 或同等标准使用电磁测试 (ET) 进行测量。测试程序应包括校准验证。

#### 4.5.5 铁素体测量

应使用铁素体测量仪测量双相不锈钢焊缝的铁素体含量。测量应在熔覆金属上进行，每个位置进行 3 次测量，对于环焊缝，测试位置应沿着环焊缝相互成 120° 夹角的 3 个位置进行。测量的铁素体含量应符合 GB/T 39077 中的验收标准。



中国船级社

# 水下生产系统规范

## 2025

第3篇 水下生产系统设计

# 目 录

<b>第1章 系统设计通则</b> .....	<b>1</b>
第1节 一般规定 .....	1
第2节 系统的布置 .....	1
第3节 系统的设计 .....	1
<b>第2章 安全系统</b> .....	<b>7</b>
第1节 一般要求 .....	7
第2节 安全系统的设计 .....	7
第3节 高完整性压力保护系统 .....	7
第4节 关断系统 .....	8
第5节 清管作业 .....	9
<b>第3章 非常规水下生产系统的特殊要求</b> .....	<b>9</b>
第1节 一般要求 .....	9
第2节 特殊要求 .....	9
<b>第4章 水下生产系统风险评估</b> .....	<b>10</b>
第1节 一般要求 .....	10
<b>第5章 安装与回收</b> .....	<b>11</b>
第1节 一般规定 .....	11
第2节 安装工具 .....	12
第3节 调试与试验 .....	12
第5节 维护要求 .....	13

# 第1章 系统设计通则

## 第1节 一般规定

### 1.1.1 一般要求

1.1.1.1 水下生产系统的设计应符合本规范的要求。

1.1.1.2 水下生产系统应开展风险分析，采用相应的措施减少水下生产系统的运营风险。

### 1.1.2 功能要求

1.1.2.1 水下生产系统应具有以下功能：

- (1) 将井流安全地输送到所依托的处理设备上；
- (2) 将需要注入井内的流体安全地输送到井内；
- (3) 对输出和输入井内的流体进行有效控制；
- (4) 系统的失效安全设计；
- (5) 系统设计应能满足生产周期内的功能和安全要求。

## 第2节 系统的布置

### 1.2.1 一般规定

1.2.1.1 水下生产系统配置应满足油气田开发的需求，并且考虑水下生产系统与依托设施的距离和结构形式及后续油田增产的要求。

1.2.1.2 每两口井间应设置合理的井距，满足安全、作业、设备安装、检查和维护的要求，提供足够的作业空间。

### 1.2.2 布局形式

1.2.2.1 水下生产系统布置应考虑油气田开发的类型，及集中式、丛式井、卫星井等不同的开发模式和油气田区域地质和环境的要求。

1.2.2.2 水下生产系统布置应考虑油气田区域内船舶航行、渔业等作业的要求进行可行性评价，并做好保护措施。

1.2.2.3 水下生产系统布置应考虑预留井和连接方法的要求。

1.2.2.4 水下生产系统设计和布置应考虑流动保障安全的要求。

1.2.2.5 水下生产系统设计和布置应考虑设备作业载荷的影响。

1.2.2.6 水下生产系统的设计应系统地考虑到水下安装、回收和干涉的要求。

## 第3节 系统的设计

### 1.3.1 一般规定

1.3.1.1 应给出水下生产系统设计基础，设计基础通常应包括下列内容：

- (1) 载荷（在制造、贮存、测试、输送、安装、钻/完井、操作和拆除等各个相关阶段，可能影响水下生产系统/设备的载荷）；
- (2) 工艺流程；
- (3) 井流组成；
- (4) 注入要求和介质；

- (5) 操作要求;
- (6) 作业策略;
- (7) 测试要求;
- (8) 状态监控;
- (9) 管线数据;
- (10) 热膨胀的数据;
- (11) 操作工具。

1.3.1.2 承压设备的选择与等级划分应根据系统操作或测试压力的最高值确定。对于安装在水下的承压设备,设计压力可取调整后的静水压力。

1.3.1.3 本规范规定的额定工作压力为承压设备的设计压力,即承压设备承受的最大工作压力。

1.3.1.4 系统的设计应在不回收系统的情况下便于故障诊断。

1.3.1.5 系统/设备的设计应考虑腐蚀的技术要求,满足内部介质和外部海水腐蚀的要求。

### 1.3.2 设计载荷

1.3.2.1 在制造、贮存、测试、输送、安装、钻/完井、操作和拆除等各个相关阶段,应在设计基础中明确可能影响水下生产系统的载荷。

1.3.2.2 项目特有的偶然载荷宜通过专门的风险分析进行确认,偶然载荷可包括坠物、拖曳载荷(打捞、渔具、锚)、非正常的环境载荷(如地震)等。

1.3.2.3 水下生产设备坠物和打捞(包括捕鱼作业)作业的载荷,坠物的碰撞载荷宜以塑性极限条件进行处理。作用在结构上的实际冲击力宜作为最初的设计载荷。

1.3.2.4 非承压的主要结构部件和起重设备设计载荷应考虑相对加速度、碰撞、冲击和环境载荷影响。

1.3.2.5 水下生产系统应考虑疲劳载荷的作用,满足疲劳寿命的要求。

### 1.3.3 环境条件

1.3.3.1 水下生产系统设计时应考虑水下生产设备的安装位置和油田内集输管线、回接和外输管线的环境条件数据。

1.3.3.2 水下生产系统设计应考虑的环境条件包括海洋数据、气象数据、油藏和液体数据、完井数据、工艺和运行数据和所依托设施数据等。

### 1.3.4 产品规范等级

水下生产系统的产品规范等级应按照图 1.3.4 进行划分。

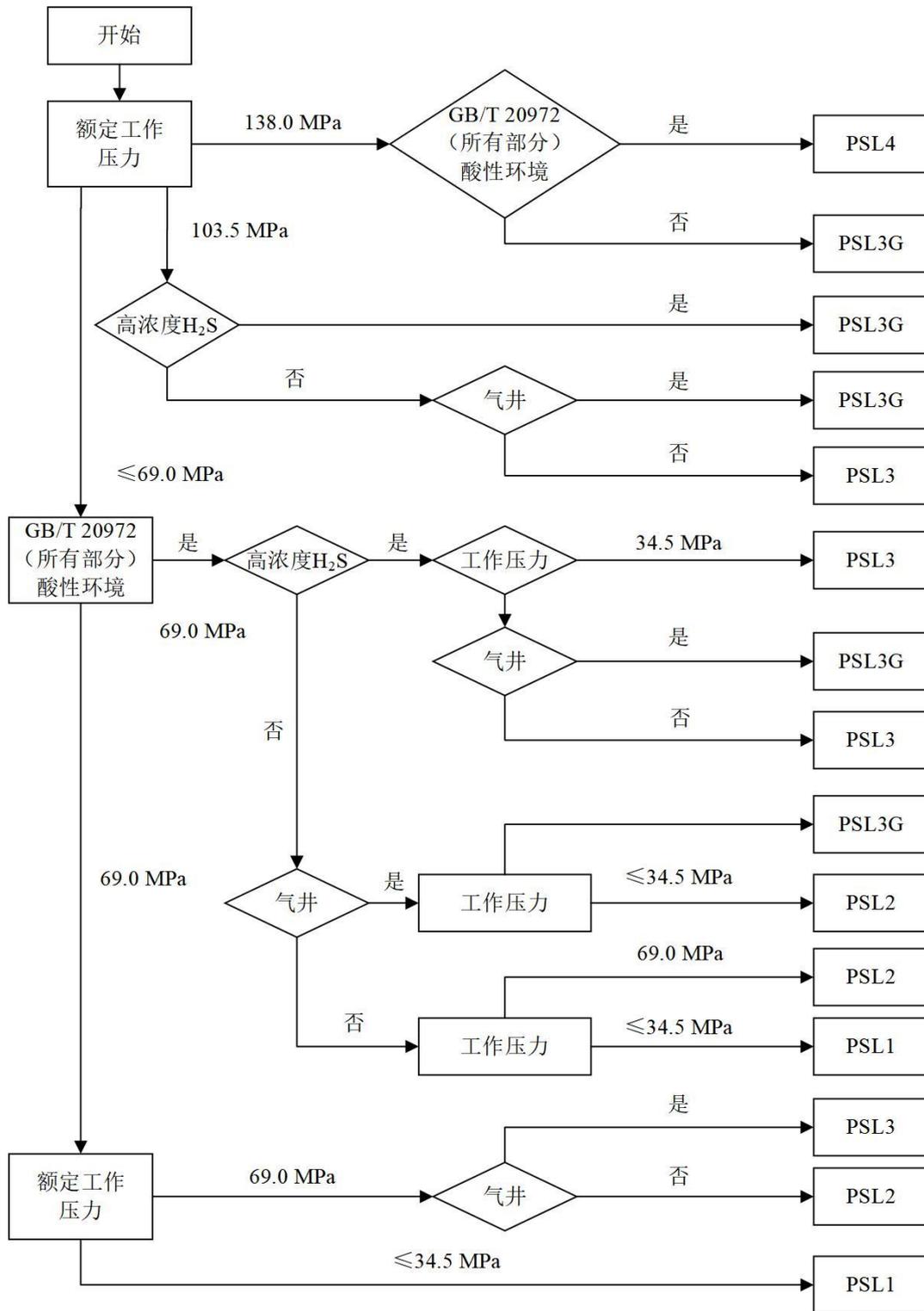


图 1.3.4 推荐的最低 PSL

- (1) PSL1 包括本节所推荐的使用条件，为石油工业当前广泛执行的作法；
- (2) PSL2 包括 PSL1 的全部要求及本节中所推荐的规定范围的使用条件；
- (3) PSL3 包括 PSL2 的全部要求及本节中所推荐的规定范围的使用条件；
- (4) PSL3G 包括 PSL3 的全部要求及本节中所推荐的规定范围的使用条件。PSL3G 的标志仅用于附加气密封试验要求的规定装置，规定的装置应进行气密封试验；
- (5) PSL4 包括 PSL3G 的全部要求。PSL4 用于超过图 1.3.4 范围的使用条件，且通常只用于主要设备。

### 1.3.5 额定工作压力值

1.3.5.1 水下生产系统额定工作压力值的选取应符合公认标准的要求，便于和相连的水下生产系统设备、连接系统匹配。

1.3.5.2 水下生产系统中水下井口和采油树选取的额定工作压力应不小于关井压力。

1.3.5.3 水下生产系统中水下井口系统通常有三个压力等级 34.5 MPa (5000 psi)、69 MPa (10000 psi) 和 103.5 MPa (15000 psi)。

### 1.3.6 最高、最低温度

#### 1.3.6.1 最高温度

- (1) 当最大操作温度可准确确定时，该温度可当作最高设计温度。例如，油藏温度就可当作水下生产系统/设备、组件的最高设计温度，并考虑一个适当的裕度；
- (2) 当最大操作温度不能准确确定时，最大设计温度应不低于最大操作温度加 30°C；
- (3) 根据 GB/T 35177 或其他公认标准确定的高温关断功能可限制最大操作温度，在确定最高设计温度时应加一个裕度；当最高设计温度影响到材料和压力等级的选择时，应注意不宜选取比规定值还要高的最高设计温度。

#### 1.3.6.2 最低温度

最低设计温度决定了材料的低温性能要求，取下列情况中的最小值：

- (1) 最低操作温度（在正常作业、启动、关断或紊乱状态下获得的）减去 5°C；
- (2) 基于可得到的气象资料的最低环境温度并根据气象资料选择一个安全系数；
- (3) 减压（节流）期间发生的最低温度减去 5°C。

### 1.3.7 温度等级

1.3.7.1 水下生产设备设计的额定温度值应符合本规范第2篇 1.2.2.2 规定的额定温度值。

### 1.3.8 防腐

#### 1.3.8.1 外部防腐

- (1) 水下生产系统中暴露于海洋环境中的表面应采取有效的防腐措施或用耐腐蚀的材料制成；
- (2) 如采用防腐涂层进行保护，则涂料应采用 CCS 认可的产品，当采用未经 CCS 认可的涂料时，应经 CCS 同意；
- (3) 阴极保护一般采用牺牲阳极的方法对结构进行保护；
- (4) 系统中如有不同金属相连，则应有防止电化学腐蚀的措施。

#### 1.3.8.2 内部防腐

- (1) 水下生产系统中存在二氧化碳 (CO<sub>2</sub>) 腐蚀、硫化氢 (H<sub>2</sub>S) 腐蚀、氯离子腐蚀等。一般应采取以下一种或数种措施对腐蚀进行控制：
  - ① 选择耐腐蚀合金材料；
  - ② 对于碳钢材料，在设计时加腐蚀余量；
  - ③ 向系统中添加缓蚀剂；
  - ④ 脱水处理；
  - ⑤ 内设涂层。
- (2) 使用金属材料时，应进行腐蚀性评估，应至少包括：
  - ① CO<sub>2</sub> 含量；
  - ② H<sub>2</sub>S 含量；
  - ③ 氧气和其他氧化剂的含量；
  - ④ 操作温度和压力；
  - ⑤ 酸性和 pH 值；
  - ⑥ 卤化物浓度/水化学性质；
  - ⑦ 流速限制。

(3) 如系统的一部分运行温度低于水露点，可明确为湿气系统；

(4) 二氧化碳腐蚀的评价宜基于公认的腐蚀预测模型或相同油气田使用的经验；

- (5) 用于“酸性”环境的耐腐蚀材料, 缓蚀剂的干燥或使用应满足以下要求:
- ① 遭遇 H<sub>2</sub>S 腐蚀的设备和管路应满足 GB/T 20972《石油天然气工业 油气开采中用于含硫化氢环境的材料》标准的要求;
  - ② 在设计寿命内, 酸性环境的风险宜进行评估。
- (6) 对于油气管道, 应满足 CCS《海底管道系统规范》的要求;
- (7) 阴极保护 (CP) 至少要考虑以下方面:
- ① 预期的腐蚀速率;
  - ② 设计寿命;
  - ③ 外部涂层;
  - ④ 最大允许壁厚减薄量;
  - ⑤ 连接到其他系统的影响。

### 1.3.9 流程阀的设计

1.3.9.1 工艺流程阀的设计应符合水下生产系统压力和温度等级的要求。

1.3.9.2 当外部载荷 (如连接的管道) 与操作载荷的组合最大时, 阀门性能应不受影响。阀供应商应明确限制载荷。阀的性能应通过分析论证和/或测试来证明。

1.3.9.3 阀体和阀帽应尽量避免贯穿加工, 用于测试的端口试验后应进行密封。

1.3.9.4 对于可清管作业管线上的阀, 清管器的类型应由最终用户/业主指定。该阀的设计应适合于通过指定的清管器且没有限制和任一方向的阻碍。阀门的内部轮廓不应存在可能损坏清管器的杂物或松散的堆积物。

1.3.9.5 对于可清管作业管线上的阀, 宜在清管作业前验证阀门是否处于全开位置。

### 1.3.10 密封

1.3.10.1 水下设备各组件/部件之间的密封应符合各设备相关篇章的要求, 密封材料的选择应符合公认的标准。

1.3.10.2 非金属材料密封应针对不同应用场景开展密封性能评价。

1.3.10.3 密封 (包括次级密封的材料和密封区域) 应能抗流体腐蚀。

1.3.10.4 密封材料的选择, 应考虑不易被擦伤并有足够的硬度。

1.3.10.5 通常密封材料应优于其主体材料。对于没有阴极保护且直接暴露于海水中的密封面, 宜采用耐腐蚀合金材料。

1.3.10.6 阀座和密封中使用的弹性材料宜采用耐腐蚀材料。

### 1.3.11 试验

1.3.11.1 设备的单个部件应进行性能试验和工厂接受试验, 以验证部件组装前的状态满足产品的功能要求。

1.3.11.2 设备的密性试验应在静水压强度试验之后进行。

1.3.11.3 设备的单个部件及组装件以及设备之间、设备与工具之间的接口配合应符合规定的要求, 并通过系统完整性试验予以验证。

1.3.11.4 工厂接受试验和系统完整性试验均应有相应的记录。

1.3.11.5 新研发的产品, 进行相应的性能试验, 关键部件应进行环境相似性或海试试验。

### 1.3.12 防污染

1.3.12.1 水下生产系统的设计、配置应考虑到由于事故、泄漏或误操作导致烃类污染海洋环境的危险。

1.3.12.2 含有烃类的设备, 在设计时应考虑到其被移除、移位或清洗时避免污染海洋环境。清洗的液体宜回收, 以免污染海洋环境。

1.3.12.3 清管作业设备的设置及操作不应使污垢污染海洋环境。

### 1.3.13 结构设计

1.3.13.1 水下生产系统设备应根据使用条件计算疲劳寿命，疲劳寿命应满足公认标准的要求。

1.3.13.2 水下生产系统设备应计算结构强度，结构强度设计应满足公认标准的要求。

1.3.13.3 水下生产系统设备设计计算中使用的安全系数或设计系数不应小于 1.5（基于材料最小屈服强度），可使用其他公认的工业规范。FEA 可作为一种替代方法用来证明，在满足其他全部性能要求的条件下，施加的载荷不会导致变形。可用其额定能力 1.5 倍的设计验证载荷试验来代替设计分析。

1.3.13.4 水下生产系统涉及的配管设计应满足公认标准的要求。

参照 CCS《水下生产系统发证指南》、GB/T 22513、API 17A 和 API 17D 的相关要求。

### 1.3.14 水下标记

1.3.14.1 水下标记应遵循 GB/T 21412.1 中的适用要求。

1.3.14.2 水下设施和地面操作设备的标记缩写应具有通用性。为了最大限度地减少混乱并提高控制单元的安全性，若阀门布置具有独特性，应明确定义用于设备标记的缩写。

1.3.14.3 颜色和标记系统应具备以下功能：

- (1) 表层油漆颜色明亮、清晰，易于水下识别；
- (2) 标识结构和方位；
- (3) 标识安装在结构上的设备和维护接口；
- (4) 标识结构中的给定部分相对于完整结构的位置；
- (5) 标识设备的运行状态，例如连接器的锁定与解锁、阀门的打开与关闭；
- (6) 应对可回收组件（例如锁定夹具的导向柱等）的下放位置或锁定位置进行确认。

## 第2章 安全系统

### 第1节 一般要求

#### 2.1.1 范围

2.1.1.1 本章规定的安全系统为预防水下生产系统发生意外事件而采取的安全保护措施和发生意外事件后的关断措施。

2.1.1.2 安全系统设计涵盖从水下井口至登陆关断阀止的整个水下生产系统。

### 第2节 安全系统的设计

#### 2.2.1 一般规定

2.2.1.1 安全系统设计应将水下设施和水面设施统一考虑，综合分析，将事故风险降至最低。

2.2.1.2 在安全系统设计中，应对每一流程单元进行安全分析，识别出预计可能发生的意外事件，分析发生意外事件的原因和后果，找出可探测的异常状态并确定出相应的安全保护措施。

2.2.1.3 安全系统要有两级保护（一级和二级），使设备失效的影响最小化。两级保护应采用不同功能类型的安全装置。

2.2.1.4 如某一处理单元与其上游或下游的单元相通，并且在操作状态下没有隔离，而且其上游或下游的单元的安全装置能对其进行保护时，则该处理单元所要求的安全装置可免设。

2.2.1.5 当安全装置探知意外事件后，应在有人值守的控制站内有声光报警。

2.2.1.6 宜使用安全分析功能表列出每一流程单元所要求的安全装置和每一安全装置所要执行的安全功能（关断等）以便验证安全系统的设计逻辑是否合理。

2.2.1.7 水下生产系统网络监测内容参照 CCS《船舶网络安全指南》第4章 4.3.19 网络运行监测的要求，信息传输满足网络安全的要求。

### 第3节 高完整性压力保护系统

#### 2.3.1 一般规定

2.3.1.1 水下用高完整性压力保护系统，除符合本节要求外，其定义、组成、典型配置、控制等通用技术及保养和测试、操作和培训以及文件保存要求见 CCS《海上油气处理系统规范》第4章第3节的相关内容。

#### 2.3.2 高完整性压力保护系统的应用条件

2.3.2.1 当使用高完整性压力保护系统时，其可用性和可靠性应不低于被替代的单个机械式压力装置的可用性和可靠性。

2.3.2.2 使用高完整性压力保护系统进行系统保护时，应对高完整性压力保护系统及被保护系统进行风险分析。

#### 2.3.3 技术要求

2.3.3.1 高完整性压力保护系统应独立于流程控制系统、流程关断和应急关断系统，独立完成压力安全保护功能。

2.3.3.2 高完整性压力保护系统的安全完整性等级应达到 SIL3 等级, HIPPS 系统安全仪表功能 (SIF) 的实物组件构架应符合下列要求:

- (1) SIL 等级应符合或超过规定的 SIL 等级, 该要求应按照 IEC 61508 和 IEC 61511 的规定, 通过分析进行证明;
- (2) 应证明该系统符合低需求模式的运行;
- (3) 总体架构约束应符合 IEC61511-1 规定的最低硬件容错 (HFT)。

2.3.3.3 高完整性压力保护系统 SIL3 等级亦可采用 IEC 61508-2 的硬件完整性要求。

2.3.3.4 为了避免不必要的停产和停产后重启带来的风险, 高完整性压力保护系统配置时应考虑使潜在的误关断造成的影响, 并将可能性降到最低。

2.3.3.5 高完整性压力保护系统应按故障安全的原则进行设计。

2.3.3.6 高完整性压力保护系统应具有硬件和软件的故障诊断和测试功能。

2.3.3.7 高完整性压力保护系统应具有跳车 (关断) 自锁功能, 需要操作员复位才能解除跳车。当传感器的压力低于跳车压力时, 才能进行跳车复位。

2.3.3.8 执行元件应至少设两个关断阀门:

- (1) 关断阀门不应兼作其他用途;
- (2) 关断阀门应用耐腐蚀的材料制成;
- (3) 阀门应有完全关闭指示装置。

2.3.3.9 高完整性压力保护系统设计时应考虑到由于阀门迅速关闭所引起的水锤对上游单元设计压力的影响。

2.3.3.10 高完整性压力保护系统设计时应考虑到冲蚀问题、水化物的形成、流体粘度的改变、蜡含量的变化等对高完整性压力保护系统的潜在影响。

## 第4节 关断系统

### 2.4.1 一般规定

2.4.1.1 在水下生产系统关断设计时, 应统筹考虑生产处理设施上的关断系统, 采取一体化设计。

2.4.1.2 关断分为流程关断 (PSD) 和应急关断 (ESD)。流程关断是指仪器探到异常状态时自动的关断, 应急关断是应急状态下的关断。

2.4.1.3 关断系统应按故障安全的原则进行设计。

### 2.4.2 关断

2.4.2.1 设置越控系统/设备的预设操作限制时, 所有操作均应能被终止, 且得保证井的安全。

2.4.2.2 关断系统应具有故障自动检测的功能。

2.4.2.3 关断系统应能在不干扰其他系统的情况下进行测试。

2.4.2.4 关断系统应能使用不间断电源, 关断系统使用的动力源应具有冗余性。

2.4.2.5 关断应按预定逻辑进行工作, 关断过程中持续的时间应考虑流体动能的影响, 应避免过快关断而使系统遭到破坏。

2.4.2.6 关断应考虑水下生产系统全部范围的流动保障安全。

### 2.4.3 登陆关断阀

#### 2.4.3.1 一般要求

- (1) 为了在生产处理设施发生事故时, 及时切断危险源, 水下生产系统与生产处理设施之间应设置登陆关断阀;
- (2) 登陆关断阀的设计压力等级不低于批准的海管最大允许操作压力;
- (3) 阀应具有遥控和就地操作两种控制方式;

- (4) 一般情况下, 登陆关断阀应具有失效关闭功能;
- (5) 登陆关断阀耐火等级应满足 30 min 的要求。

#### 2.4.3.2 登陆关断阀的布置

- (1) 登陆关断阀宜布置在距离登陆立管第一个点 3 m 范围内, 如:
  - ① 如登陆关断阀水平安装: 距离立管登陆点所在的生产处理设施边缘 3 m 之内;
  - ② 如登陆关断阀垂直安装: 宜布置在第一个可到达的且在飞溅区之上的工作甲板(靠船甲板除外)上方 3 m 之内。
- (2) 应在登陆关断阀 1.5 m 范围内装设易熔塞式感温探测装置;
- (3) 应配置登陆关断阀的状态(开、关)指示装置。

#### 2.4.4 立管根部的水下隔离阀

2.4.4.1 水下生产系统通常应在登陆立管根部设置水下隔离阀, 以便流程关断和应急关断。

2.4.4.2 水下隔离阀的压力等级不低于海管最大允许操作压力。

2.4.4.3 水下隔离阀的控制, 除生产处理设施上遥控或高完整性压力保护系统自动控制外, 还应具有潜水员或 ROV 就地操作的能力。

2.4.4.4 水下隔离阀的关闭时间应综合考虑水击的影响、工艺要求、安全的影响, 宜通过安全风险分析确定。

2.4.4.5 水下隔离阀应配置状态(开、关)指示装置。

## 第5节 清管作业

#### 2.5.1 一般要求

2.5.1.1 水下生产系统的设计应考虑清管作业的需求。临时清管回路的压力等级应不低于工艺管线的最大允许操作压力。

2.5.1.2 清管回路上的水下生产设备的设计也应满足清管作业的要求。

2.5.1.3 清管回路设计应满足《海底管道系统规范》第三章 3.7.17 的适用要求。

#### 2.5.2 通径测量

2.5.2.1 通径测量的目标是验证制造完成的水下生产系统管路是否满足设计的要求, 如尺寸、圆滑度等, 为清管作业提供数据支持。

2.5.2.2 通径测量的方法一般采用通球的手段来测量, 通球要求应符合可接受标准的要求, 但不低于相连海管的通球要求。

## 第3章 非常规水下生产系统的特殊要求

### 第1节 一般要求

#### 3.1.1 一般规定

3.1.1.1 对于非常规水下生产系统及产品设计、制造和测试应满足本规范或 CCS 接受的标准相关要求。

3.1.1.2 非常规水下生产系统应考虑海上安装特殊要求和海上调试特殊要求, 若使用潜水员操作, 应保证潜水员的生命安全, 并易于操作。

### 第2节 特殊要求

### 3.2.1 一般要求

3.2.1.1 非常规水下生产系统设计布局应考虑航区、相关海上作业等的影响，满足航区、作业的技术要求。

3.2.1.2 非常规水下生产系统设计应考虑适用环境的特殊要求，如低温，应考虑保温的措施。

3.2.1.3 非常规水下生产系统应考虑船舶或渔船锚泊、渔网（拖网）以及坠物的影响，应增加水下生产设备防护结构的抗碰撞能力，提高抗渔网钩挂的能力。

3.2.1.4 非常规水下生产系统应考虑环境载荷作用下水下结构、基础的可靠性和完整性。

3.2.1.5 非常规水下生产系统在设计上应尽量采用方便安装和回收的结构。

3.2.1.6 非常规水下生产系统应考虑水流对水下结构的冲刷和泥沙回填的影响，应设置加强基础结构，减少冲刷对系统稳定性的影响。

3.2.1.7 如采用沉箱式的非常规水下生产系统应考虑潜水员操作空间和逃生的要求。

3.2.1.8 应考虑海水能见度的要求，保证非常规水下生产系统的可操作性。

## 第4章 水下生产系统风险评估

### 第1节 一般要求

#### 4.1.1 一般规定

4.1.1.1 本章所规定的风险评估技术要求为推荐要求，可根据水下生产系统具体风险情况开展相关风险评估工作。

4.1.1.2 水下生产系统的风险评估可选择危险源识别分析（HAZID）、危险与可操作性分析（HAZOP）等方法进行分析。

4.1.1.3 水下生产系统功能层次、设备和/或部件层次的风险评估，针对不同等级的设备制定对应的风险矩阵及接受准则，可采用 FMEA/FMECA 的方法。

4.1.1.4 风险评估应对水下生产系统全生命周期的风险进行分析，以实现下列目标：

- (1) 辨识出于水下生产系统设备相关的潜在风险（包括对船舶或海上设施上其他系统的影响）；
- (2) 证明水下生产系统符合本规范所规定的设计原则；
- (3) 提出适当的水下生产系统故障模式和危害的影响，并提出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。

4.1.1.5 应识别水下生产系统主要的危险源，这些危险源包括但不限于：

- (1) 有毒气体（如硫化氢气体）泄漏；
- (2) 油气泄漏；
- (3) 火灾和爆炸（水面设备）；
- (4) 结构失效；
- (5) 机械失效；
- (6) 电气失效；
- (7) 通讯失效；
- (8) 定位失效；
- (9) 设备碰撞；
- (10) 落物；
- (11) 坍塌；
- (12) 极端环境；
- (13) 地基承载力降低。

4.1.1.6 FMEA/FMECA 评估的目的是验证水下生产系统、设备和部件符合以下设计理念：

- (1) 单一故障均不会对人员、环境或设备造成危险；

(2) 至少有两种保护措施可防止危险事件的发生。

4.1.1.7 FMEA/FMECA 评估应先确定水下生产系统的功能层级, 辨识出系统失效模式的有效性、辨识出系统失效模式的影响、安全控制响应和针对失效的其他保护措施的有效性。

4.1.1.8 FMEA/FMECA 分析中部件、设备和系统的功能性应相互关联, 评估设备故障模式的局部效应和控制故障的全局效应。

4.1.1.9 水下生产系统的所有者应保留风险评估的结果。如有对水下生产系统、设备或部件的后续改建, 应对风险评估成果进行更新, 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。

4.1.1.10 HIPPS 系统是一种安全仪表系统 (SIS) 系统, 用于保护其下游设施和人员, 以及防止压力向环境外泄, HIPPS 系统的设计和应用包括全生命周期活动, 宜基于 IEC 61511 来进行。

4.1.1.11 宜通过实施危害和风险评估来确定降低风险的要求, 可采用保护层方法 (LOPA) 进行分析, 分配 HIPPS 系统的 SIL 等级, 表明超压风险已充分缓解。

4.1.1.12 SIL 等级表示要求的 SIF 安全不可用性, 可用平均要求失效概率 (PFD) 表示。SIL 等级分为 1 级到 4 级, HIPPS 系统 SIL 等级的选择和确定详见表 4.1.1.12。

SIL 等级表

表 4.1.1.12

SIL	PFD	可用性 (1-PFD)	风险降低系数
SIL1	0.1~0.01	0.90~0.99	10~100
SIL2	0.01~0.001	0.99~0.999	100~1000
SIL3	0.001~0.0001	0.999~0.9999	1000~10000
SIL4*	0.0010~0.00001	0.9999~0.99999	10000~100000

\*不适用于过程工业。

4.1.1.13 SIL 等级分析宜额外考虑环境或经济影响。该情况下, 可考虑具有最高 SIL 等级的相关要求。

## 第5章 安装与回收

### 第1节 一般规定

#### 5.1.1 一般要求

5.1.1.1 水下生产系统设备的安装或回收应考虑海上设施的功能和能力。在制定安装和回收工艺程序时, 应评估不同类型的安装船舶的性能 (如钻井平台、水下施工船舶或起重驳船等)。

5.1.1.2 水下生产系统设备或模块应设计可靠的海上安装方法进行安装或回收, 应尽量减少对海上安装作业和钻井平台活动的限制。

5.1.1.3 在安装或回收过程中, 水下生产系统设备应:

- (1) 不依赖液压来维持连接器 (模块间) 必需的锁紧力;
- (2) 允许在不影响安全的情况下停止作业;
- (3) 允许组装完成后对接口连接进行试验或验证;
- (4) 允许快速、简单和可靠地组装模块;
- (5) 允许排出空心构件和被困空间中夹带的水;
- (6) 允许安装前对设备进行试验 (如适用);
- (7) 便于在安装过程中进行定位和引导;
- (8) 根据需要安装必要的减震器或软着陆装置, 以满足最大着陆速度的要求;
- (9) 尽量减少连接时水或污染物进入液压回路和隔离腔;
- (10) 在安装和操作过程中避免有害液体耗损。

5.1.1.4 编制安装程序文件, 至少应包括以下内容:

- (1) 最大的加速度、下放速度和着陆速度；
- (2) 通过飞溅区的下放步骤；
- (3) 安装公差和确认方法；
- (4) 调平前最大许用倾斜度（水平偏差）；
- (5) 海上固定和运输的载荷与限制；
- (6) 钻井公差；
- (7) 安装辅助接口。

5.1.1.5 为便于人员安全到达结构上的吊点，水下结构上应设置安全带的挂点、梯子和格栅等。

## 第2节 安装工具

### 5.2.1 安装工具

5.2.1.1 在水下生产系统的设计中，安装工具应具有以下功能：

- (1) 安装工具不应阻碍或限制维护通道；
- (2) 安装工具具有故障安全设计功能；
- (3) 安装过程中使用的吊索、吊梁、升降架、提升装置的解脱应与维护策略保持一致，需要备用系统；
- (4) 水下维护作业的连接处应设位置指示器；
- (5) 应有录像记录安装作业的能力；
- (6) 在接口连接后有液压回路冲洗能力；
- (7) 在安装船舶上固定设备用时最少；
- (8) 使用最少的安装船舶进行安装；
- (9) 使用最少的特殊安装工具；
- (10) 使用功能完善的多功能船舶进行海上安装作业；
- (11) 使用与特定类型安装设备和船舶相匹配的气象窗口期进行安装；
- (12) 可根据安装或作业的逆向顺序进行拆卸作业。

## 第3节 调试与试验

### 5.3.1 一般要求

5.3.1.1 预调试或调试的主要目的是：

- (1) 验证水下生产系统的整体运行是否满足设计要求；
- (2) 验证与平台系统的全部接口满足连接的要求；
- (3) 验证水下生产系统已具备生产条件。

### 5.4.1 调试试验

5.4.1.1 预调试或调试包括以下内容：

- (1) 验证位于上部模块的水下生产控制设备；
- (2) 验证位于上部模块的水下生产系统公用系统的设备；
- (3) 验证出油管道和出油管道隔离阀；
- (4) 验证水下生产系统功能。

5.4.1.2 安装前，设备应进行集成试验。应根据集成试验的结果和操作程序制定预调试或调试程序。本节主要给出与预调试/调试相关的试验应包括：

- (1) 验证出油管线和出油管线隔离阀；
- (2) 出油管压力试验；
- (3) 出油管脱水；
- (4) 系统阀门的密性试验；

- (5) 水下生产系统的功能试验；
- (6) 配电系统的绝缘电阻和连续性试验；
- (7) 控制模块的通信验证；
- (8) 水下外部传感器的功能试验；
- (9) 液压系统、化学分配系统和隔离液系统的密性试验。

## 第5节 维护要求

### 5.5.1 一般要求

5.5.1.1 维护系统一般是由潜水员、水下机器人（ROV）、远程操作工具（ROT）、智能水下机器人（AUV）或其他水下工具进行操作的。水下生产系统的水下接口设计应符合 API 17H 或 GB/T 21412.8 的规定。

5.5.1.2 水下生产系统宜具备以下功能，以便高效维护作业：

- (1) 适于查看工具、模块和设备的运行、连接和操作过程中的合适观察位置；
- (2) 适于执行操作任务的合适着陆区和/或附着点；
- (3) 有防护水下结构敏感组件或物品免受维护作业损坏的能力；
- (4) 声学应答器护桶（避免声响屏蔽和渔网钩挂）应便于更换（如适用）；
- (5) 保护结构顶部盖板和吊框架上的全部锁紧装置均应易于操作，并与预定的维护策略保持一致；
- (6) 可由选定的维护系统操作进行带锁紧装置导向柱的更换；
- (7) 永久固定型的导向柱应自带导向绳，如导向绳拉断或拉过头，可换用新绳；
- (8) 在特殊设备或装置安装到水下结构上时，如操作过程中需要施加扭矩，则应设计专用扭矩工具和接口；
- (9) 阳极和其他构件的位置不应对所选维护系统形成障碍或挂点；
- (10) 工具、防喷器、模块和可收回设备，均应有足够的运行空间，以避免与结构、相邻模块或设备发生碰撞；
- (11) 应避免脐带缆、飞线等线缆与其他设备缠绕；
- (12) 对于无导向的安装作业，可采取积极的防御措施，例如采用导向承口或防撞梁等，避免相邻设备间的碰撞。



中国船级社

# 水下生产系统规范

## 2025

第4篇 水下井口装置

## 目 录

<b>第1章 通 则</b> .....	<b>1</b>
第1节 一般规定 .....	1
<b>第2章 技术要求</b> .....	<b>2</b>
第1节 一般规定 .....	2
第2节 水下特殊井口的要求 .....	4
<b>第3章 试验与检验</b> .....	<b>5</b>
第1节 一般规定 .....	5
第2节 产品试验 .....	5

# 第1章 通则

## 第1节 一般规定

### 1.1.1 适用范围

1.1.1.1 本篇规定了水下井口装置的设计、制造和检验技术要求。水下井口装置主要包括：

- (1) 临时导向基座；
- (2) 永久导向基座；
- (3) 导管头；
- (4) 井口头系统；
- (5) 套管悬挂器；
- (6) 环空密封总成；
- (7) 孔保护装置和耐磨衬套；
- (8) 防腐帽；
- (9) 送入、回收和试验工具等。

1.1.1.2 本篇规定的水下井口装置是指从钻井装置下入的水下井口系统，不涉及无导向绳系统。

### 1.1.2 图纸和资料

1.1.2.1 除另有规定外，水下井口装置的送审图纸资料依据以下清单执行，包括但不限于以下图纸范围。

- (1) 产品适用的技术标准；
- (2) 产品总体说明书（包括产品设计基础，产品规格书）；
- (3) 产品设计图纸：主要部件图纸和零部件等；
- (4) 设计计算书（包括但不限于强度、防腐计算书和疲劳计算书等）；
- (5) 原型和/或型式试验报告（如适用）；
- (6) 防腐布置图；
- (7) 试验文件；
- (8) 外观标志及说明；
- (9) 风险评估/分析报告（如适用）；
- (10) ROV 操作界面及相关文件（如适用）；
- (11) 若 CCS 认为，CCS 增加送审图纸资料范围。

## 第2章 技术要求

### 第1节 一般规定

#### 2.1.1 一般要求

2.1.1.1 水下井口中,承压设备和控压件的设计应满足 GB/T 20972(所有部分)的要求,设备/控制件包括:

- (1) 井口头;
- (2) 套管悬挂器;
- (3) 环空密封总成等。

不包含以下部件或装置:

- (1) 止动圈;
- (2) 载荷环;
- (3) 承载台肩;
- (4) 悬挂设备;
- (5) 孔保护装置和耐磨衬套;
- (6) 导管头;
- (7) 非生产套管的套管悬挂器;
- (8) 非密封锁合衬套本体;
- (9) 水下泥线设备等。

2.1.1.2 设计时应考虑井口系统全生命周期内各阶段的不利因素(参数),如钻井、测试、完井和生产阶段对井的操作。井口系统应对以下载荷进行评估:

- (1) 隔水管连接载荷;
- (2) 内压循环载荷;
- (3) 位移载荷;
- (4) 热负荷和梯度;
- (5) 全面腐蚀;
- (6) 应力腐蚀裂纹(由氢、H<sub>2</sub>S 或氯化物引起的)。

2.1.1.3 井口系统一般应设置一个阴极保护系统,阴极保护系统通常用于生产井的保护,以减少腐蚀。

2.1.1.4 水下井口的设计、材料选型,除了考虑性能和功能外,还应考虑环境条件,便于制造与安装。

2.1.1.5 系统应具有失效安全功能,单一故障不应导致系统失效。

2.1.1.6 系统应考虑泄漏通路影响,在保证安全的前提下,泄漏通路应尽量少。

2.1.1.7 模块和设备均应设有用于保证运输安全的在岸和离岸相关装置(如运输吊耳等)并考虑使用缓冲装置或运输框架。

2.1.1.8 应提供 ROV 或潜水员操作界面,便于机械操作或越控操作。安装/回收操作应由远程控制工具包完成。

2.1.1.9 水下井口装置宜设计在 1.5 度偏差情况下可安全、高效地连接。

2.1.1.10 设备不应偏心,设备的平衡块重量和使用应最小化。

2.1.1.11 水下井口组件和子组件在配置功能需求许可的情况下应具有可互换性。

2.1.1.12 井口系统模块设计应避免妨碍导向缆、ROV 脐带缆连接。

2.1.1.13 水下设备安装、操作和维护期间,井口系统应提供最低要求的密封保护,密封表面未经保护不应超过一定的时间。

2.1.1.14 井口的设计应便于 ROV 工作和检查。

2.1.1.15 ROV 扶手应便于完成预定的操作, 并对 ROV 提供稳定工作条件。

2.1.1.16 连接装置的设计应考虑意外解锁的影响, 避免在遭受冲击负荷、振动、热负荷和其他负载时意外解锁。

### 2.1.2 导向结构

2.1.2.1 导向结构应能将荷载传递至井口连接器/井口。

2.1.2.2 导向结构应能允许 ROV 对井口包括执行器、连接器和其他组件目视检查。

2.1.2.3 导向结构应能承受下放工具和 ROV 的冲击载荷。

2.1.2.4 导向结构应为 ROV 或其他操作工具提供操作界面, 应布置在一个垂直安装于井口的面板上, 为 ROV 提供一个水平接近通道。

### 2.1.3 井口液压系统

2.1.3.1 液压接头宜采用金属密封。

2.1.3.2 液压系统包括管道应有支撑和保护措施, 以使液压系统在测试、处理、安装/回收和正常操作过程中损坏概率降到最低。

2.1.3.3 液压系统管路应使用无缝管, 临时用液压管可采用适用于水下的高压软管。

2.1.3.4 液压管线组装前应彻底清洗和冲洗, 并满足适用标准要求。

2.1.3.5 液压钢管管路应焊接连接, 以减少泄漏的可能。

### 2.1.4 套管悬挂器

2.1.4.1 套管悬挂器宜至少考虑如下载荷:

- (1) 悬挂重量载荷;
- (2) 超载提升载荷;
- (3) 内部和外部压力载荷;
- (4) 热载荷;
- (5) 扭转载荷;
- (6) 径向载荷;
- (7) 冲击载荷。

2.1.4.2 套管悬挂器垂直孔尺寸应满足连接和流体流动的要求, 并且套管螺纹的加工应保证套管悬挂器与套管连接。

2.1.4.3 套管悬挂器应设置锁紧机构, 限制或约束套管悬挂器的移动, 该锁紧机构可为独立总成, 或环空密封总成的组成部分。

### 2.1.5 环空密封总成

2.1.5.1 环空密封总成宜至少考虑如下载荷:

- (1) 固定载荷;
- (2) 热载荷;
- (3) 压力载荷;
- (4) 释放和回收载荷。

2.1.5.2 环空密封总成应考虑环空密封的设计要求, 环空密封总成的额定工作压力应不小于套管悬挂器的额定工作压力。

2.1.5.3 环空密封总成可锁紧至套管悬挂器和/或高压井口头上, 在出现故障时, 允许解锁回收。

### 2.1.6 孔保护装置和耐磨衬套

2.1.6.1 孔保护装置和耐磨衬套宜至少考虑如下载荷:

- (1) 径向载荷;
- (2) 防喷器试验载荷;
- (3) 锁紧载荷;
- (4) 回收载荷;

(5) 防转载荷。

2.1.6.2 孔保护装置和耐磨衬套应具备垂直锁紧的能力。

2.1.6.3 孔保护装置和耐磨衬套垂直孔的孔径应满足套管、油管管柱的最小通径要求。

2.1.6.4 孔保护装置和耐磨衬套端部应设置为锥形，满足钻头及工具引入和操作的要求。

2.1.6.5 孔保护装置和耐磨衬套应具备限位装置，适当限制其转动，并具有一定的标识。

### 2.1.7 高压井口头

2.1.7.1 高压井口头设计应对以下载荷进行评估：

(1) 隔水管连接载荷；

(2) 内压载荷；

(3) 隔水管循环载荷；

(4) 位移载荷；

(5) 热负荷和梯度；

(6) 应力腐蚀裂纹（由氢、 $H_2S$  或氯化物引起的等）。

2.1.7.2 高压井口头设计应满足设备承压的要求。

2.1.7.3 高压井口头设计应保证高压力边界的完整性。

2.1.7.4 高压井口头应满足设备承载的要求。

## 第2节 水下特殊井口的要求

### 2.2.1 高温高压井口

2.2.1.1 一般温度超过  $150^{\circ}C$ ，压力高于  $69MPa$  的水下井口为高温高压井口。

2.2.1.2 高温高压井口应保持高压井口压力边界的完整性。

2.2.1.3 高温高压井口均应通过高低温循环试验来验证井口的完整性，且高温高压井口应按照相应的产品规范等级的要求进行试验。

2.2.1.4 高温井口的材料选取应满足使用温度的要求，并考虑高温蠕变的效应。

2.2.1.5 高温井口的密封件应满足使用温度和压力的要求，并开展高低温状态下的性能测试和老化试验。

## 第3章 试验与检验

### 第1节 一般规定

#### 3.1.1 一般要求

3.1.1.1 水下井口装置承压设备和控压件的试验应满足 GB/T 20972 (所有部分) 的要求进行试验。

3.1.1.2 设备整体装备完成后, 应尽量模拟水下的操作, 验证设备的功能和性能。

3.1.1.3 水下井口装置的试验应按照产品制造的不同阶段进行相应的试验, 制造厂应明确水下井口装置的测试程序。

### 第2节 产品试验

#### 3.2.1 结构完整性试验

3.2.1.1 在各种试验过程、吊装过程中, 样机不应有不符合要求的变形。

3.2.1.2 提升耳板也应至少按单个耳板的安全工作载荷 (SWL/耳板数量) 的 2.5 倍进行验证载荷试验, 应采用磁粉和 (或) 着色渗透进行检测。在投入使用之前进行重大修理或修改之后, 应重复进行验证载荷试验。

#### 3.2.2 非金属密封件的流体兼容性试验

3.2.2.1 如使用非金属密封件, 应根据 GB/T 22513 附录 E (资料性附录) 性能鉴定程序 E.1.6.4 非金属密封件的流体兼容性和 E.1.13 非金属材料密封件的试验要求进行相应试验。

3.2.2.2 如使用的非金属密封件仅用于密封外界海水, 且有证据证明其在海水中的性能符合设计要求 (包括设计寿命要求), 则不需要进行液体兼容性试验。否则应进行液体兼容性试验。

#### 3.2.3 静水压力试验

3.2.3.1 水下井口装置承压部件一般在室温下 (4°C~50°C) 进行静水压强度试验, 强度试验压力为 1.5 倍额定工作压力, 静水压密性试验压力为 1 倍额定工作压力, 保压时间应满足 GB/T 22513 的要求。

3.2.3.2 室温下的静水压试验, 在规定的保压期间无可见泄漏。每个小时的压降不应超过试验压力的 3% 或 2 MPa (300 psi), 择其小者。且在整体保压期间, 压力不能低于额定工作压力。且初始压力不应超过试验压力的 5%。

#### 3.2.4 气密性试验

3.2.4.1 水下井口装置承压部件一般在室温下 (4°C~50°C) 进行气密性试验, 水下井口承压部件气压试验可替代静水压力试验, PSL4 级的产品应单独进行气压试验。试验压力为 1 倍额定工作压力, 各阶段保压时间不少于 15 分钟。

3.2.4.2 室温下的气压试验, 应无可见连续气泡。每小时的压降不应超过试验压力的 3% 或 2 MPa (300 psi), 取小者。

#### 3.2.5 最低/最高温度试验

3.2.5.1 水下井口装置承压且遭受高低温循环、暴露于介质的密封构件或部件应进行此项试验, 在高温或低温下的静水压或气压试验。每个温度循环保压 1 小时或参考 GB/T 22513 执行, 保压期压降应小于试验压力的 5% 或 3.45 MPa, 择其小者。

3.2.5.2 如有压力—温度循环试验,可在压力—温度循环试验的过程中一并进行该试验。

### 3.2.6 压力循环试验

3.2.6.1 水下井口装置承压部件应进行室温(4℃~50℃)压力循环测试,达到规定的压力循环数之前,设备应交替地加压到满额定工作压力,然后泄压。保压期参考 GB/T 22513 执行,保压期压降应小于试验压力的 5%或 3.45 MPa,择其小者。

### 3.2.7 压力—温度循环试验

3.2.7.1 水下井口装置承压部件应进行压力温度循环测试,达到规定的压力循环数之前,设备应交替地加压到额定工作压力,然后泄压。每一个压力循环保压 1 小时或参考 GB/T 22513 执行,保压期压降应小于试验压力的 5%或 3.45 MPa,择其小者。在静水压循环试验之前和之后,应进行标准静水压(或气压,如适用)试验。

3.2.7.2 设备应交替地加热并冷却到其额定工作温度级别的上极限和下极限。在温度循环期间,设备应在温度极限内施加额定工作压力而无泄漏。

### 3.2.8 液压系统压力试验

3.2.8.1 液压管路强度试验压力应为额定工作压力的 1.5 倍。保压时间不少于 15 分钟,无泄漏,压降不大于试验压力的 5%。

3.2.8.2 液压系统组装完成后应进行密性试验。试验压力不小于设计压力。

### 3.2.9 通径试验

在压力试验完成之后,应按 GB/T 22513 进行通径试验。包括井口头、套管悬挂器、孔保护装置或耐磨衬套等井眼工具通过的垂直通道。

### 3.2.10 阴极保护导电性试验

应进行导电连续性试验,证明阴极保护系统的有效性。如连续导电性试验不能保证,应在电阻大于 0.10 Ω 的区域接入接地电缆。

### 3.2.11 井口导向架导向绳接口试验

应进行井口导向架导向绳接口试验,测试导向绳与导向架的对接功能,试验结果应符合规范要求。

### 3.2.12 临时导向基座耳板提升能力试验

临时导向基座耳板应进行提升能力试验,试验应保证耳板受力均匀。加载至试验载荷,保持时间不少于 3 分钟,载荷降至零。再次加载至试验载荷,保持时间不少于 15 分钟,经无损检测后无明显破损、变形、裂纹等缺陷。

### 3.2.13 设备安装回收试验

应对水下井口装置的安装与回收操作进行试验,验证其满足设计功能的要求。



中国船级社

# 水下生产系统规范

## 2025

第5篇 水下采油树

## 目 录

<b>第1章 通 则</b> .....	<b>1</b>
第1节 一般规定 .....	1
<b>第2章 设计技术要求</b> .....	<b>2</b>
第1节 一般规定 .....	2
<b>第3章 试验与检验</b> .....	<b>6</b>
第1节 一般规定 .....	6
第2节 产品试验 .....	6
<b>第4章 注水树</b> .....	<b>8</b>
第1节 一般规定 .....	8
<b>第5章 水下采油树维修</b> .....	<b>8</b>
第1节 一般规定 .....	8

# 第1章 通则

## 第1节 一般规定

### 1.1.1 适用范围

1.1.1.1 本篇规定了水下采油树的设计、测试、检验的技术要求。水下采油树设备主要包括：

- (1) 导向结构；
- (2) 树体；
- (3) 阀组；
- (4) 油嘴；
- (5) 油管悬挂器；
- (6) 采油树帽；
- (7) 出油管道及连接器；
- (8) 井口连接器；
- (9) 水下控制模块及监控仪表；
- (10) 送入、回收和试验工具等。

1.1.1.2 对于新研制的水下采油树，应按照相应的要求进行相应的性能试验和风险评估，建议开展水下采油树可靠性分析。

### 1.1.2 图纸和资料

1.1.2.1 除另有规定外，水下采油树的图纸及其技术资料应提交 CCS 批准，包括但不限于以下图纸范围。

- (1) 产品主要性能规格表，包括设计途径、额定工作压力、额定温度级别、材料级别、产品规范等级、性能要求级别等；
- (2) 产品设计图纸，包括总图、零部件图、供货清单等；
- (3) 主要零件材料理化性能一览表；
- (4) 设计计算书（包括但不限于结构强度、承压强度、疲劳强度、防腐厚度、流动保障、阀杆的最大起闭力矩、吊装等）；
- (5) 控制逻辑图（包括安全监测布置）；
- (6) 防腐布置图；
- (7) 操作界面及相关文件；
- (8) 产品试验报告。

1.1.2.2 下述图纸及技术资料应该提交 CCS 审查：

- (1) 技术规格书；
- (2) 产品铭牌、出厂合格证等样本；
- (3) 主要工艺文件，如焊接工艺及其评定、无损检测方法、热处理工艺、制造安装工艺及检验和试验要求（包括试验仪器的准确度）；
- (4) 风险评估/分析报告；
- (5) 原型和/或型式试验报告；
- (6) 外观标志及说明；
- (7) 其他必要的图纸。

## 第 2 章 设计技术要求

### 第 1 节 一般规定

#### 2.1.1 一般要求

2.1.1.1 采油树应包含必要的阀门屏障功能，至少包含一个失效关闭型的生产主阀和一环空主阀。其他阀门可根据工艺需求设置。

2.1.1.2 对于采油树上各贯穿通道至少应设一个遥控操作、失效安全型的主阀和相应的翼阀。此外，贯穿通道侧向出口应设一个关闭装置。

2.1.1.3 其他的侧向出口，如注入管线，应位于最低的操作主阀之上，并在注入点处设置遥控操作、失效安全型的控制阀和单向阀。如在注入点之下设有阀门，则水化物抑制剂注入点可位于最低的失效安全型生产主阀之下。

2.1.1.4 采油树竖向贯穿通道上的阀门通过使用独立于原执行机构的外部操作装置实现打开和保持打开。

2.1.1.5 与应急关断装置相连的重要阀门，如主阀和翼阀应设有就地阀位指示装置。

#### 2.1.2 设计

2.1.2.1 水下采油树作为一个完整的装置，应与井口系统一起为储油层和外部环境之间提供安全的测试通道。

2.1.2.2 立式采油树的生产通道和环空通道应设有垂直的通道。

2.1.2.3 采油树系统应具有失效安全功能，单一故障不应导致系统失效。

2.1.2.4 采油树遭受落物、拖拽等意外载荷后，必要屏障单元（井口连接器和生产主阀）应保持完整。

2.1.2.5 系统应考虑泄漏通路影响，在保证安全的前提下，泄漏通路应尽量少。

2.1.2.6 主要组件（如阀门、连接器等）应有足够的可靠性，满足设计寿命要求。

2.1.2.7 模块和设备应设有在岸和离岸的运输吊耳等装置，并考虑使用缓冲装置或运输框架，保证运输安全。

2.1.2.8 设备应提供必要的测试台/支柱/运输滑垫和连接器保护，保证所有陆上和海上活动。

2.1.2.9 采油树系统应为安装/回收完井立管（立式树）或钻杆设置提供接口。

2.1.2.10 采油树系统应设置阴极保护系统。

2.1.2.11 ROV 或潜水员操作界面应便于机械操作或越控操作。安装/回收操作应由远程控制工具包完成。

2.1.2.12 在偏心 1.5 度情况下，设备应能安全、有效地连接。

2.1.2.13 设备的平衡块重量和使用应最小化。

2.1.2.14 水下采油树组件和子组件在配置功能需求许可的情况下应具有可互换性。

2.1.2.15 若有人员爬上采油树上层叠处理模块或模组进行检查、维护或其他操作时，应配备有梯子、平台和适当的保护。

2.1.2.16 连接器应 ROV 或潜水员清晰可读的位置指示。

2.1.2.17 采油树系统模块设计应避免妨碍导向缆、ROV 脐带缆。

2.1.2.18 重复使用的接口，应提供轻量级 ROV 或潜水员可回收保护帽。保护帽可短时保护密封表面。

2.1.2.19 水下安装、操作和维护期间，应提供最低要求的密封保护。密封表面未经保护不应超过一定的时间。

2.1.2.20 便于紧急关断系统和压力测试阀，采油树应配备压力监视点。

2.1.2.21 采油树的设计应考虑在工作和检查的 ROV 或潜水员方便的访问。

2.1.2.22 ROV 或潜水员扶手应便于完成预定的操作。

2.1.2.23 在主系统失效时，连接器可由 ROV/ROT 或潜水员机械释放。

2.1.2.24 连接器应设计成在连接器冲击负荷、振动、热负荷和其他负载避免导致意外解锁。

2.1.2.25 水下采油树应设计考虑插头、连接器等部件双道密封的气锁效应，防止“气锁”的形成。

### 2.1.3 井口连接器

2.1.3.1 对于常规采油树，连接器的接触面应采用金属密封，采油树安装到井口后应便于密封测试。

2.1.3.2 若为液压操作的连接器，功能应在修井模式下可用。

2.1.3.3 机械锁紧装置应防止意外解锁，并设有视觉开关状态指示。

### 2.1.4 出油管连接器

2.1.4.1 出油管连接器设计、制造、测试应满足本规范第 7 篇的原则要求。

2.1.4.2 应设有机械锁紧装置以防止意外解锁，并应有视觉指示器以显示是否关闭。

### 2.1.5 阀门，阀组和执行器

2.1.5.1 采油树闸阀应双向密封，腔压应有助于阀门的关闭。

2.1.5.2 采油树生产的和环空通道垂直阀门，应设有机械越控操作装置，以方便 ROV 直接操作。

2.1.5.3 为便于 ROV 或潜水员观察，位置指示应包含阀门和执行机构功能，清晰显示其功能状态（端部位置和全部行程）。ROV 或潜水员越控的全部功能操作位置，位置指示器应清晰可见。

2.1.5.4 ROV 操控功能安全销不应用于永久安装阀门。

2.1.5.5 遥控操作的阀应有失效故障关闭的功能。

### 2.1.6 导向结构

2.1.6.1 对于永久性导向结构，阀门驱动器和其他易损设备的保护盖板，其任意直径为 100 mm 的区域应能承受 10 kJ 冲击载荷。

2.1.6.2 导向结构应能将荷载传递至井口连接器/井口。

2.1.6.3 导向结构应能允许 ROV 或潜水员对采油树包括执行器、连接器和其他组件的目视检查。

2.1.6.4 导向结构应能承受下放工具和 ROV 的冲击载荷。

2.1.6.5 ROV 或潜水员工具操作界面宜布置在一个垂直安装于采油树上的面板上，为 ROV 或潜水员提供一个水平接近通道。

### 2.1.7 永久导向基盘

2.1.7.1 导向柱应可通过 ROV 或潜水员进行更换。

2.1.7.2 导向柱锁紧装置应有防止电线和电缆拖拽而意外解锁的功能。

2.1.7.3 导向柱宜设有贯通孔至海床，便于导向缆锚的穿过。

2.1.7.4 永久导向基盘的设计和布置应便于 ROV 或潜水员检查和清洁。

### 2.1.8 液压控制界面

2.1.8.1 液压接头应采用金属密封。

2.1.8.2 液压系统包括管道应有支撑和保护措施，使液压系统在测试、处理、安装/回收和正常操作过程中损坏概率降到最低。

2.1.8.3 液压系统管路应使用无缝管，临时用液压管可采用适用于水下的高压软管。

2.1.8.4 液压管组装前应彻底清洗和冲洗，应满足适用的清洁要求。

2.1.8.5 如 NPTF 螺纹接头具有可靠连接，可应用于液压阀执行器的液压管路终端，液压接头和/或其他终端。

#### 2.1.8.6 多端口液压接口盘

- (1) 应有足够的强度和刚度，以保证多个金属密封接头的插入；
- (2) 多端口液压接口盘应有对准系统，以便另一端插盘的准确对中。

#### 2.1.8.7 液压管路应焊接连接或可靠连接方式，以尽量避免泄漏。

#### 2.1.9 顶部阻塞器（如适用）

##### 2.1.9.1 顶部阻塞器应具备独立的锁紧机构，便于阻塞器的安装。

##### 2.1.9.2 顶部阻塞器应具备密封装置，密封采油树的内部介质。

##### 2.1.9.3 顶部阻塞器应能配合机具实现锁紧和解锁。

##### 2.1.9.4 顶部阻塞器应有足够的强度和刚度。

#### 2.1.10 垂直采油树特殊要求

##### 2.1.10.1 垂直采油树上部连接

- (1) 树帽可为无压或带压型的；
- (2) 采油树帽应能下放和锁紧在采油树毂上，应能保护下放设备的密封区域和液压插销；
- (3) 在控制单元和树功能模块之间，采油树帽可提供液压连接；
- (4) 对于压力型树帽，树帽的液压连接器应匹配送入工具，至少具备以下功能：
  - ① 在液压驱动下可实现树帽接头的锁定/解锁；
  - ② 树帽密封测试；
  - ③ 压力冲洗；
  - ④ 由 ROV 或潜水员或 ROT 辅助释放的能力。

##### 2.1.10.2 树帽下放工具

- (1) 工具可与紧急切断包相关联（EDP）；
- (2) 包含一个液压操作连接器连接到采油树顶部的毂；
- (3) 连接器应设计成独立于主系统外且能由 ROV 或潜水员辅助释放。

##### 2.1.10.3 油管悬挂器系统

- (1) 油管悬挂器生产和环空孔应设有插孔，以配合油管悬挂器下放工具和采油树的插销；
- (2) 装运之前，应进行生产用小零件的安装与测试。表面控制的水下安全阀（SCSSV）的控制线和油管螺纹应设定完毕；
- (3) 油管悬挂器的液压插盘，应避免在其工作水深下海水的进入，尽量避免有凹陷处，以免杂物的积聚；
- (4) 油管悬挂器环孔应提供一个集成的或外挂的插头捕获装置。

#### 2.1.11 水下水平采油树的特殊要求

2.1.11.1 采油树阀门应能关闭生产井流，允许环空孔和生产、修井船/平台或钻杆的连接，生产和环空之间的连接，帮助注入各种类型的抑制剂液等。

2.1.11.2 内部树帽一般安装在采油树内部、油管悬挂器上部。

2.1.11.3 内部树帽应下放、密封和锁定在采油树内的油管悬挂器上部。设计应考虑通过防喷器和隔水管的下放和回收。

##### 2.1.11.4 油管悬挂器

- (1) 油管悬挂器应在一个行程内下放，导向、就位、锁定在采油树上；
- (2) 油管悬挂器就位时，应建立生产出口和生产环空的金属密封和弹性背压密封；
- (3) 油管悬挂器安装后，应进行密封完整性验证。试验压力应适合于井流的方向；
- (4) 油管悬挂器应提供一个内部隔离套，以满足在下放和回收之间产出液的流动。
- (5) 油管悬挂器应具备足够的结构强度，满足油管连接和承载的要求。

2.1.12 全电水下采油树的特殊要求

2.1.12.1 采油树阀门执行器应明确电气性能。

2.1.12.2 采油树上电气设备应根据电气性能进行测试，验证电气部件的可靠性。

2.1.12.3 采油树阀门执行器操作应采用冗余设计，宜采用电动控制和机械控制。

2.1.12.4 采油树应对电气装置的设备状态性能进行监测，明确各种工况下的设备状态。

## 第 3 章 试验与检验

### 第 1 节 一般规定

#### 3.1.1 一般要求

3.1.1.1 水下采油树的测试内容主要包括功能测试、组件压力测试、和 ROV 或潜水员操作界面测试。以检验设计、制造或采购的水下采油树是否满足本规范或技术规格书的要求。

3.1.1.2 水下采油树的试验应按照产品制造的不同阶段进行相应的试验，制造厂应明确水下采油树的测试程序。

### 第 2 节 产品试验

#### 3.2.1 结构完整性

3.2.1.1 水下采油树结构完整性参照本规范第 4 篇第 3 章 3.2.1 执行。

#### 3.2.2 非金属密封件的流体兼容性

3.2.2.1 水下采油树部件非金属密封件的流体兼容性本规范第 4 篇第 3 章 3.2.2 执行。

#### 3.2.3 静水压力试验

3.2.3.1 水下采油树一般在室温下（4℃~50℃）进行静水压力试验，水下采油树的承压部件，如阀组、连接器、阻塞器上下两侧和安全阀通道等应进行室温下的静水压力试验，强度试验压力为 1.5 倍额定工作压力，静水压密封性试验压力为 1 倍额定工作压力，保压时间参照 GB/T 22513 的要求执行。

3.2.3.2 室温下的静水压力试验，在规定的保压期间无可见泄漏。每个小时的压降不应超过试验压力的 3%或 2 MPa（300 psi），取小者。且在整体保压期间，压力不能低于额定工作压力。且初始压力不应超过额定工作压力的 5%。

3.2.3.3 应对水下阀和驱动器总成进行试验，以证明总成的性能参数。单向阀应沿预定方向施加压力进行试验，双向阀应分别沿两个方向施加压力进行试验。

3.2.3.4 水下采油树帽锁定后应在下端和上端同时进行压力试验，下端试验压力不小于 1.5 倍额定工作压力，上端试验压力不小于 1.0 倍额定工作压力。

3.2.3.5 水下节流阀和驱动器密封试验应在驱动器最大额定工作压力的 20%和 100%两级压力下进行。不应有可见泄漏。

#### 3.2.4 气压试验

3.2.4.1 水下采油树一般在室温下（4℃~50℃）进行气压试验，水下采油树的承压部件、阀组、驱动器、悬挂器等应进行气压试验，气压试验可替代静水压力试验，PSL4 级的产品应单独进行气压试验。试验压力为 1 倍额定工作压力，各阶段保压时间不少于 15 分钟。

3.2.4.2 室温下的气压试验，应无可见连续气泡。每小时的压降不应超过试验压力的 3%或 2 MPa（300 psi），取小者。

#### 3.2.5 最低/最高温度试验

3.2.5.1 水下采油树工艺阀，如生产主阀、翼阀、环空主阀等应进行此项试验。此试验亦可在压力—温度循环试验中一并测试。

3.2.5.2 在高温或低温下的静水压或气压试验，每个温度循环保压 1 小时或参考 GB/T 22513 执行，保压期压降应小于试验压力的 5%或 3.45 MPa，择其小者。

### 3.2.6 外压测试

3.2.6.1 承受外压的阀及密封装置应进行承外压测试，测试完成后，应无变形和渗漏。测试压力一般为设计水深对应的压力的 1.1 倍。当使用水深大于 500 米时，测试压力一般不低于设计水深再加上 100 米水深对应的压力。

3.2.6.2 试验时间宜不少于 1 小时，明确测试介质温度和部件循环次数。

### 3.2.7 压力循环/耐久性试验

3.2.7.1 水下采油树承压部件应进行室温（4℃~50℃）压力循环测试/耐久性测试，压力循环/耐久性试验次数应满足接受标准的要求。

3.2.7.2 带液压执行机构的阀在压力循环测试前后，应进行 2 MPa（300 psi）的压力泄漏测试。

### 3.2.8 压力—温度循环测试

3.2.8.1 水下采油树的金属密封、端部连接装置、阀门及驱动器、悬挂器等耐压部件应进行压力—温度循环测试，达到规定的压力循环数之前，设备应交替地加压到额定工作压力，然后泄压。每一个压力循环均不要求保压期。在静水压循环试验之前和之后，应进行标准静水压（或气压，如适用）试验。

3.2.8.2 温度循环试验时，交替地加热并冷却到其额定工作温度类别的温度上极限和下极限。在温度循环期间，设备应在温度极限范围内施加额定工作压力而无超过本章 3.2.3 的泄漏。

### 3.2.9 液压系统压力试验

3.2.9.1 液压管路强度试验压力应为额定工作压力的 1.5 倍。保压时间不少于 15 分钟，无泄漏。

3.2.9.2 采油树的液压系统安装完成后应进行密性试验，包括的液压钢管、软管和连接装置等。试验压力不小于设计压力。

### 3.2.10 采油树导向架接口试验

应进行采油树导向架导向绳接口试验，测试导向绳与导向架的对接功能，试验结果应符合规范的要求。

### 3.2.11 通径试验

在压力试验完成之后，应按 GB/T 22513 对阀门、树体等进行通径试验，部件通径应满足设计的要求。

### 3.2.12 阴极保护导电性试验

为证明阴极保护系统的有效性，应进行连续导电性试验。若连续导电性试验不能保证，应在电阻大于 0.10 Ω 的区域接入接地电缆。

### 3.2.13 水下采油树安装与回收试验

应对水下采油树安装与回收进行试验，验证其满足采油树的设计功能。

### 3.2.14 水下采油树重量重心测试。

应测量水下采油树重量、重心，同时确认重心位置是否满足使用要求。

### 3.2.15 采油树保护装置功能试验（如适用）

应对采油树保护装置的结构强度和功能进行试验，满足本规范或接受标准的相关要求。

### 3.2.16 采油树的海试试验（如适用）

首次应用的采油树宜进行海试试验，验证应用环境下产品性能状态和安装方法的可行性。

## 第 4 章 注水树

### 第 1 节 一般规定

#### 4.1.1 一般要求

4.1.1.1 注水树设计审查和检验要求参考水下采油树要求执行。

4.1.1.2 非常规水下注水树系统设计宜参考本规范第 3 篇第 3 章的要求。

4.1.1.3 水下注水树应考虑在水下高温高压的环境条件下的密封性和耐压性。

4.1.1.4 水下注水树应能实现远程控制实现注水作业，并满足操作的准确性和安全性。

4.1.1.5 水下注水树设计应考虑适用海域的要求，以使其在各种海洋环境中稳定运行。

4.1.1.6 非常规水下注水树设计时应考虑泥线悬挂作业的要求，如井口有侧开口，应考虑泥线转换设备进行设计。

4.1.1.7 水下注水树设计应考虑与配套设备连接的要求，保证连接密封的完整性和可靠性。

## 第 5 章 水下采油树维修

### 第 1 节 一般规定

#### 5.1.1 一般要求

5.1.1.1 水下采油树的维修一般先进行维修的风险评估，评估采油树维修的可行性。

5.1.1.2 水下采油树维修的部件设计审查和检验要求参考水下采油树的要求执行。

5.1.1.3 水下采油树维修的关键部件应提供性能试验证明材料，保证维修更换的部件满足水下采油树使用的要求。如不能提供性能试验证明材料，应提交同等效力的证明材料，经业主和 CCS 同意方可使用。

5.1.1.4 如水下采油树维修或更换的部件不是原厂或同种型号的部件，应开展更换部件的性能试验，性能试验要求按照本篇第 3 章的相关要求执行。如不能提供性能试验证明材料，应提交同等效力的证明材料，经业主和 CCS 同意方可使用。

5.1.1.5 水下采油树维修或更换部件应考虑与原有部件的兼容性。

5.1.1.6 水下采油树维修或更换部件应进行试验验证，试验要求参照本篇第 3 章的适用要求执行。



中国船级社

# 水下生产系统规范

## 2025

第6篇 水下结构及管汇

## 目 录

<b>第1章 通 则</b> .....	<b>1</b>
第1节 一般规定 .....	1
第2节 图纸送审 .....	1
第3节 水下管汇 .....	2
第4节 水下结构 .....	3
<b>第2章 设计要求</b> .....	<b>4</b>
第1节 一般规定 .....	4
第2节 载 荷 .....	5
第3节 管 系 .....	6
第4节 结构设计 .....	7
第5节 基础设计 .....	8
第6节 吊耳和其他起吊装置 .....	11
第7节 组 件 .....	11
<b>第3章 试验与检验</b> .....	<b>12</b>
第1节 一般规定 .....	12

# 第1章 通则

## 第1节 一般规定

### 1.1.1 适用范围

1.1.1.1 本篇适用于水下生产系统的下列结构组件和管系：

- (1) 生产、注入及测试管汇；
- (2) 模块化和集成化的单井基盘和多井基盘；
- (3) 水下工艺设备和水下增压站；
- (4) 出油管道立管基座和外输立管基座；
- (5) 管道终端管汇；
- (6) 管道终端；
- (7) 水下隔离阀；
- (8) 水下控制与分配结构物；
- (9) 与上述结构物有关的保护结构；
- (10) 支撑上述结构物的基础和安装基座；
- (11) 其他水下结构。

1.1.1.2 水下分配单元等水下设备的基础结构可参考本篇要求执行。

1.1.1.3 本篇不适用于管道和管汇的阀门、出油管道和管道连接器、节流阀、流量控制阀、多相流量计、压力容器、生产控制系统等，管汇上的阀门、管道等设备也可参考本规范其他篇章的相关要求执行。

## 第2节 图纸送审

### 1.2.1 一般要求

1.2.1.1 除另有规定外，水下结构及基础的图纸及其技术资料应提交 CCS 批准，包括但不限于以下图纸范围：

- (1) 装配图（包括完工图）；
- (2) 详细设计图纸；
- (3) 规格书和数据表；
- (4) 设计审查记录；
- (5) 设计计算书（包括但不限于结构强度、承载力、滑移、沉降、扭转和贯入能力、吊装计算报告等）；
- (6) 机械设备相关图纸、文件；
- (7) 仪控系统相关图纸、文件；
- (8) 防腐相关图纸、文件；
- (9) 试验文件；
- (10) 系统部件的重量计算报告；
- (11) 风险分析报告。

1.2.1.2 对于防沉板基础还应提交：

- (1) 防沉板总体布置图；
- (2) 预装配防沉板总装及细节图；
- (3) 预装配防沉板涂覆和标示图；
- (4) 预装配防沉板 ROV 接口图；
- (5) 防沉板的承载力、滑移、沉降、扭转和贯入能力计算报告；
- (6) 防沉板强度计算报告；

- (7) 设计规格书;
  - (8) 结构材料规格书;
  - (9) 其他需要的图纸。
- 1.2.1.3 对于吸力桩基础还应提交:
- (1) 吸力桩结构图;
  - (2) 吸力桩涂覆和标示图;
  - (3) 吸力桩承载能力、贯入能力和抗拔力计算报告;
  - (4) 吸力桩强度分析报告(包括屈曲分析);
  - (5) 设计规格书;
  - (6) 结构材料规格书。
- 1.2.1.4 操作和维护手册(备查)
- (1) 储存和保存程序;
  - (2) 计划的正常工作模式;
  - (3) 安装或回收程序;
  - (4) 维护维修计划;
  - (5) 备件清单;
  - (6) 投产或连接的要求和限制;
  - (7) 停运要求和限制。

### 第3节 水下管汇

#### 1.3.1 基本功能

- (1) 汇集多个生产井的生产井液;
- (2) 向注水井、注气井注水、注气、注化学品等;
- (3) 引导生产井液流经汇管;
- (4) 含有一个或多个遥控阀或手动阀的管汇;
- (5) 能将单个井槽与汇管隔离;
- (6) 能实现管汇与出油管道或试验管道的连接;
- (7) 允许出油管道的井液循环或连续进行清管作业;
- (8) 有扩产的能力;
- (9) 为控制系统(包括控制模块、传感器、流量计等)提供基础支撑。

#### 1.3.2 基本配置

- (1) 产品应满足预定用途的要求。
- (2) 按照相应的温度及压力等级进行设计。
- (3) 尺寸及重量应适应施工现场的施工条件以及海上施工船舶的处理及安装能力。
- (4) 应适应特定工作环境,并正常运行。
- (5) 水下生产或注入管汇应放置在生产井或注入井附近或指定的位置。

#### 1.3.3 管汇、管道组件工艺管道

##### 1.3.3.1 管路与支撑结构不宜直接焊接。

##### 1.3.3.2 具备可开展清管作业的管路系统应满足下列要求:

- (1) 清管管线上的弯头,其弯曲半径宜不小于管线公称直径的3倍;
- (2) 连续弯、阀门、支管及其的组合,应用最小3倍管道内径长度的支腿分开;
- (3) 清管管线上的支管应避免杂物堆积,支管应横切于总管的中轴线正上方;
- (4) 清管管线上的三通和组件的设计与制造,应考虑清管作业需要;
- (5) 清管管线整体宜有统一且连续的内径。

## 第4节 水下结构

### 1.4.1 独立结构

1.4.1.1 独立结构系指丛式井管汇、水下分配单元、水下增压站以及电力分配单元等设施的支撑结构或防护框架，基座应能将设计载荷传至海床。

1.4.1.2 独立结构应具备调正能力，并满足与物理接口（如飞线、接头和基础）准确定位要求。

1.4.1.3 独立结构应设有水下导向系统，在安装周期内支持水下安装作业。若设有导向柱，则独立结构的设计应考虑导向柱的安装或维修空间需要。若未设导向柱，则独立结构应考虑足够空间，且确保被动导引设备准确安装。

### 1.4.2 管道结构

1.4.2.1 管道结构（如管道终端、管道终端管汇、立管基座、水下三通组件、水下隔离阀结构组件等）是由支撑其他设备（如管子、管子牵引与连接设备、防护框架等）的框架结构组成的。

1.4.2.2 管道设计应满足 ASME B31.3 或 ASME B31.8 的相关要求。

### 1.4.3 基盘系统

1.4.3.1 基盘是一个支撑设备（如管汇、立管、钻完井设备、管道牵引与连接设备以及防护框架）的框架结构。基盘的基础可将设计载荷传至海床。基盘可分为集成式基盘和模块式基盘，其中：

- （1）集成式基盘是将底部结构、管汇以及防护结构建成一体；
- （2）模块式基盘是由单独的可装/可换的模块和结构组成。

1.4.3.2 若通过基盘钻井，基盘应为钻井提供导向，能为第一节套管柱下放或锁紧提供导向，并为防喷器组下放和运行提供足够空间。若在基盘上安装水下采油树，基盘应能为采油树提供准确的机械定位和调正，并有足够的运行空间，另外设计还应考虑去除钻屑措施。

1.4.3.3 基盘应有调正能力，保证设备间的定位，比如井口与采油树、采油树与管汇、管汇与出油管道等。

1.4.3.4 基盘应设水下导向系统，以支持安装期间内的各种操作。

1.4.3.5 基盘应考虑土体承载力、滑移等载荷影响，如应用在浅水还应考虑航道、土体回填和冲刷的影响。

## 第2章 设计要求

### 第1节 一般规定

#### 2.1.1 井槽数量

2.1.1.1 水下管汇将产出液进行汇集，管汇设计应考虑油气田规模及后续开发的需求，预留足够的井槽。

#### 2.1.2 井槽间距

2.1.2.1 井槽间距设计应考虑油气田的架构、钻井的类型和尺寸以及使用的生产设备等因素。

2.1.2.2 确定最小的井槽间距时，应考虑管汇、出油管道、井口连接及其安装工具、相邻防喷器和采油树的空间。

2.1.2.3 对于丛式井管汇，跨接管和油气井的跨接系统的设计由最小井槽间距确定。

#### 2.1.3 维护功能

2.1.3.1 维护方式应在基盘或水下结构系统的设计阶段予以确定，应尽量将维护工作限制在回收的模块内。

2.1.3.2 维护计划和功能应考虑如下影响因素：

- (1) 由潜水员辅助或者遥控实施的维护方法；
- (2) 由潜水员辅助吊索具作业的系固点；
- (3) 明确定义哪些组件可回收；
- (4) 为潜水员、水下机器人或其他维护设备提供畅通的操作空间；
- (5) 为易于区分类似组件而提供清晰的标记；
- (6) 海床以上应有足够的能见度；
- (7) 组件拆除时系统的安全性；
- (8) 故障检测的能力。

#### 2.1.4 隔离原理

2.1.4.1 在进行水下作业之前，系统与水下环境的隔离或解除隔离应进行风险和安全评估，以便识别风险及采取相应降低风险的措施。

2.1.4.2 对于压力系统，应在外部连接点提供防止外泄的永久隔离装置，并采用双重压力密封隔离。对于长期服役的主隔离阀应采用金属密封。并通过密性试验确认每个隔离阀的完整性，并最终验证双重隔离的完整性。

2.1.4.3 对于临时、有限期的作业，宜采用金属密封的隔离阀来隔离通向外部海水的压力管道。应确认主隔离阀的密性完整性，在外侧隔离阀泄压前应维持压力。

2.1.4.4 如无法确认主隔离阀的密性完整性，则应采取压力管道减压措施，以防止管内流体流入海洋环境中，可作为替代方案验证主隔离阀的密性。

2.1.4.5 隔离阀（闸板、球阀）的关闭部件不应长期暴露在海水中。宜在隔离阀的海水侧设置隔离空腔，防止阀的积垢和腐蚀。

2.1.4.6 应保持隔离阀间的液体（两阀关闭时滞留期间的液体）静止，以减少腐蚀和避免形成水合物。

2.1.4.7 宜结合风险分析确定水下结构的隔离原则和使用方法：

- (1) 管道在调试前未启用管道终端的工况：

使用两只压力隔离阀：主隔离阀采用金属密封，次隔离阀采用密封压力旋塞或端盖，或采用两道金属密封的隔离阀；

- (2) 管道连接无压力管道调试后，与采油树或出油管跨接管连接的工况：

可采用一只金属密封的隔离阀；  
(3) 对于由潜水员辅助连接的工况：  
采用两只具有截止和泄放功能的压力隔离阀。

### 2.1.5 防腐设计

- 2.1.5.1 应通过选择合适的材料、涂层系统和阴极保护来实现外部腐蚀控制。
- 2.1.5.2 腐蚀控制程序应包括试验、监测和更换弃置设备。
- 2.1.5.3 应考虑压溃而淹没的结构中可能存在的内部腐蚀和阴极保护电流消耗问题。
- 2.1.5.4 应考虑内部介质腐蚀的影响，必要时增加耐腐蚀涂层。

## 第2节 载 荷

### 2.2.1 外部载荷

#### 2.2.1.1 设计载荷

设计阶段应考虑所有影响水下生产系统的载荷，在制造、贮存、试验、运输、安装、钻井或完井、作业和拆除的各个阶段应明确适用的载荷及设计载荷，包括但不限于：

- (1) 设计压力和温度载荷；
- (2) 吊装和搬运载荷（包括回收）；
- (3) 跨接管连接载荷；
- (4) 管道膨胀；
- (5) 疲劳载荷；
- (6) 涡激振动（VIV）；
- (7) 流致振动（FIV）；
- (8) 碰撞载荷；
- (9) 环境载荷；
- (10) 水下工具的冲击载荷；
- (11) 热载荷；
- (12) 设备安装期间的载荷（例如水下控制模块（SCM），节流模块，泵模块等）；
- (13) 意外载荷。

#### 2.2.1.2 环境载荷

确定在制造、贮存、试验、运输、安装、钻井/完井、作业和拆除等各个阶段中可能影响水下结构的环境载荷，并将其作为设计的基础。应参照现场的测量参数（如风和海流等）确定环境载荷。

#### 2.2.1.3 偶然载荷

位于渔业资源特定区域的水下结构应基于该区域渔业资源的实际载荷进行设计，并考虑抵御拖网载荷和坠物的冲击。可参照 GB/T 21412.1 的要求进行确定。

防护结构的设计应尽量避免出现死角，以避免防护结构被拖网钩挂。对于新的结构设计应进行防拖网钩挂的试验。

对于 750 米以上水深工作的设备，可不考虑拖网钩挂载荷，若经过勘验或评估渔业活动较少，水深小于 750 米也可不考虑拖网钩挂载荷。

### 2.2.2 热效应

2.2.2.1 设备设计应能在产品额定温度范围内正常工作。此外，还宜考虑其他因素：

- (1) 导管或井口的热膨胀；
- (2) 管道或出油管的热膨胀；
- (3) 两隔离阀间积液的热膨胀；
- (4) 制造过程的环境影响；
- (5) 设备的运输、储存和安装过程的影响。

### 2.2.3 基盘钻井载荷

2.2.3.1 对于基盘结构,若钻井载荷能传递到结构中,则该结构应能承受的载荷包括:

- (1) 钻井载荷;
- (2) 疲劳载荷;
- (3) 套管热膨胀;
- (4) 钻井与热膨胀的组合载荷(包括基础沉降载荷的影响);
- (5) 连接载荷和出油管膨胀载荷;
- (6) 冲击载荷;
- (7) 结构或井口接口设计和弹性公差(如适用)。

2.2.3.2 若钻井载荷不能传递到基盘或管汇,则可不考虑钻井或井口载荷。

2.2.3.3 基盘结构应考虑井口系统的轴向刚度和结构框架变形的影响。

## 第 3 节 管 系

### 2.3.1 一般要求

2.3.1.1 独立结构和管道结构的管系应具有以下部分或全部的功能要求:

- (1) 有安全的管道、阀门和流量控制装置,可安全汇集生产流体和/或分配注入流体(如气体、水或化学品等);
- (2) 可连接出油管道,建立和断开出油管道的连接;
- (3) 可连接出油管道的组件(如泵模块、流量计和节流阀等);
- (4) 应能承受静水压力;
- (5) 适用于全温度范围(包括焦耳—汤姆逊冷却效应);
- (6) 阀门和管径尺寸应适用于管汇,便于出油管和管汇汇管的清管作业;
- (7) 应能连接采油树和跨接管;
- (8) 应能进行单井试验;
- (9) 对控制和监控生产或注入作业的设备(包括控制系统的液压和/或电力分配的分配系统)提供安装和保护。

2.3.1.2 为了防止液体对弯管、连接器密封面或接触面、传感器或类似位置造成过度冲刷破坏,管道系统应在节流阀和多相流量计的下游设置一段直管段,直管段的设计要求应与主管段一致。

2.3.1.3 单线和/或汇流的生产管道尺寸(直径、壁厚等)应由预期的井液流量和压力进行确定。单线和/或汇流的注入管道尺寸(直径、壁厚等)应由预期的注入流量和压力确定。在确定管道尺寸时,应尽量降低流体流速,以减少压降并控制冲刷。

2.3.1.4 在计算所需的壁厚时,应确定内部冲刷和腐蚀裕量。当设计包括 PWHT、淬冷或热感应弯管时,应考虑额外的壁厚增量。

2.3.1.5 设计时应考虑预留出制造过程中无损检测和管道保温层施工的操作空间和通道。

2.3.1.6 温度传感器应装设在支管连接点和化学品注入点的上游,避免影响流体整体温度的测量。

2.3.1.7 水下结构的管道设计应考虑涡激振动的影响。宜通过使用大管径来降低液体流速,同时加强管道支撑,提高悬跨管段的固有频率,减少潜在的涡激振动。

2.3.1.8 当使用旋转设备(如水下泵)时,管道设计应进行振动分析。

2.3.1.9 管道设计应考虑流动保障的需求,考虑投产与关井期间的热性能影响,保证流动的最低安全需求(例如保持最低温度,防止形成水合物、析蜡或凝胶)。

### 2.3.2 清管

2.3.2.1 当使用带测量板(通径规)的清管球对可清管道的内径进行验证时,应采用管道公称内径 95%的通径规,可清管道的最小弯曲半径应不小于管道公称直径的 3 倍。管道设计还应考虑管道内径、法兰间距和特殊分支连接的影响。

2.3.2.2 在大支管连接处,应使用清管器阻挡装置(例如带挡板三通)。当分支内径等于或大于主管线内径一半时,应使用此类装置。

### 2.3.3 冲蚀

2.3.3.1 管道抗冲蚀设计的临界流速应根据 GB/T 21412.15 的相关规定进行计算。

### 2.3.4 流动保障

2.3.4.1 管汇的设计应避免低点、死角和可能存水或固体堆积的区域。如采用汇管倾斜防止排出液体形成水合物。

### 2.3.5 化学品注入

2.3.5.1 应对管汇汇管中化学注入管道和阀门的布局 and 设置进行评估,综合考虑可靠性、故障模式及后果、海上系统测试、组件或模块更换和故障排除等因素的影响。

## 第4节 结构设计

### 2.4.1 一般要求

2.4.1.1 水下结构组件(如吊耳、吊架、撑杆、基础构件等)及其焊接应根据失效后果、冗余度、焊接复杂性、应力水平和疲劳程度进行分类(如设计类或材料类)。分类的确定因素一般包括:

- (1) 材料选择(钢的类别);
- (2) 接头设计;
- (3) 焊接要求;
- (4) 检验类型和范围(检验类别)。

2.4.1.2 水下结构在安装过程中,一般通过被动填充(“进水”)来避免空心构件被静水压溃。

2.4.1.3 制造过程应识别可能被静水压溃的封闭区域,必要时可在这些区域开设适当大小的排气孔和泄水孔。

2.4.1.4 水下结构的定位装置,应便于安装和拆卸。

### 2.4.2 旋转设备的支撑结构

2.4.2.1 直接连接旋转设备的结构设计应能将所有的设计载荷从旋转设备转移到基础系统。

2.4.2.2 旋转设备结构应进行固有频率分析和响应分析,可通过满足本节的测试作为固有频率分析的替代方案。分析应至少包括如下内容:

- (1) 分析模型、分析方法及分析过程中做出的假设描述;
- (2) 计算从 0 Hz 到最大连续速度的 150% 的固有频率,以及显示其相应振型的曲线图;
- (3) 每个旋转设备和电机轴承位置上的单位载荷(例如 1000 N)引起的位移(mm)和振动速度(mm/s)的响应分析;
- (4) 除另有规定外,分析应从 0 Hz 连续运行到最大连续速度的 150%,增量频率为 1 Hz;
- (5) 对于立式泵机组,泵模块支撑结构的最初(基本)固有频率应低于泵组最低工作频率的 25%。

2.4.2.3 为了避免共振,设备固有频率应避免在支撑结构工作频率的 0.65 至 1.5 倍之间。

### 2.4.3 基础的支撑结构

2.4.3.1 结构应将设计载荷从接口系统和设备转移到基础系统。

2.4.3.2 井口系统对导向框架或底部框架产生的载荷应考虑以下因素:

- (1) 土壤条件;

- (2) 井口基盘的轴向刚度；
- (3) 底部框架抗纵向变形的结构设计和刚度；
- (4) 结构或井口接口设计和弹性公差（如适用）；
- (5) 导管热膨胀等。

2.4.3.3 基础的支撑结构应具有足够的调正能力，可实现子系统间物理接口准确的对接，如井口与生产导向底座对接、水下采油树与管汇或管道系统对接、管汇或出油管道终端与辅助安装设备或保护结构（如相关）对接以及其他相关接口对接等。

2.4.3.4 井口支撑结构宜设置为导管头提供导引、下放、锁紧的装置，应为防喷器组在相应井口和水下采油树的下放和运行提供足够的空间。

2.4.3.5 基础的支撑结构可在陆地组装，其设备可在陆地进行试验。

2.4.3.6 中空管状结构的充灌一般为被动式充灌。如无法采用被动方式充灌，在海上安装前应在船舶甲板上使用快速接头进行充灌。通常中空结构的溢流孔在管状结构的高点和低点，以使注水过程中空气由高点孔逸出，在回收过程中水从低点孔排出。

2.4.3.7 围堰式管汇基础应考虑土体的相关作用和落物或泥沙填埋对基盘的影响。

2.4.3.8 围堰式管汇基础应有足够的稳定性，满足土体沉降等载荷的要求。

#### 2.4.4 保护结构

2.4.4.1 保护结构的设计应满足下列要求：

- (1) 保护结构尺寸应考虑保护结构和生产设备的制造、安装和操作公差（如井口膨胀）；
- (2) 保护结构的高度应尽量降低，以便减小起吊高度；
- (3) 保护结构顶板的高度应能保证顶板不因坠物撞击产生变形而引起顶板与生产设备（如采油树、管汇等）发生物理接触。如生产设备设有承受坠物冲击载荷的防护顶板，则此条款不适用；
- (4) 应设有水下机器人进入的通道，以便进行检查和操作。并应尽量避免或减少打开顶部盖板；
- (5) 顶部盖板的布置应不妨碍 ROV/潜水员接近管汇和其他预定工作的区域，或在井槽钻机操作（钻井和完井）时接近相邻的水下采油树；
- (6) 顶部盖板应进行合理布置，以保证能同时进行作业，例如在对一个井槽进行维护时，相邻的井槽应得到保护；
- (7) 顶部盖板宜能单独拆卸回收和重新安装；
- (8) 保护结构应便于适用的出油管线连接系统的连接；
- (9) 一般不拆除保护结构；
- (10) 顶部盖板一般通过直接和/或间接拉动导向进行开关，潜水员操作的顶部盖板应易于潜水员操作；
- (11) 保护结构应与海底结构锁定，或单独固定在海床上，以防止拖网将保护结构拖走；
- (12) 装在顶部盖板便于运输或安装的系固装置应能承受全部载荷，在水下维护时应易于拆卸；
- (13) 当盖板完全打开或关闭时，应能通过水下操作将绳索导向装置旋紧或旋松，尽量防止绳索在端部位置出现夹卡或缠绕；
- (14) 绳索导向装置设计应不允许绳索从导向系统中滑出，绳索在任何方向与盖板的倾斜宜至少  $30^\circ$ 。

## 第5节 基础设计

### 2.5.1 基础的结构选择

2.5.1.1 基础设计应根据现场特定的土壤条件进行选择。

2.5.1.2 基础和调平系统（如适用）设计应考虑如下输入：

- (1) 结构传递的载荷；
- (2) 安装和加载之间的时间间隔；

- (3) 海底坡度、安装公差以及冲刷影响；
- (4) 由重新定位或调平产生的吸力载荷；
- (5) 吸力桩安装过程中的土体稳定性；
- (6) 用作井口支撑所承受的载荷；
- (7) 基础和裙板系统中的空气与水逸出孔的设计，应考虑提升稳定性和土壤冲刷；
- (8) 自贯入结构的影响；
- (9) 抗倾覆的能力；
- (10) 裙板系统应具有最终贯入、调平以及拆卸前泄压的吸力和泵送功能，该功能应与所选的水下维护策略保持一致；
- (11) 结构的沉降（安装和全寿命周期）；
- (12) 碳氢化合物的热影响。

### 2.5.2 通用设计

2.5.2.1 基础设计应能承受来自出油管、套管、管道、跨接管、脐带缆和其他出油管的连接载荷及热载荷。

2.5.2.2 设计应考虑钻井过程中的冲蚀或冲刷。若基础和井口之间的距离较近，且土壤条件容易受到冲蚀或冲刷的影响，如用同一导管钻井时，可假定基础的25%周长已被冲蚀或冲刷（即裙板面积外的25%）。

2.5.2.3 对于基础未能贯入海床的情况，应制定应急措施：

- (1) 增加重量辅以贯入；
- (2) 向裙板构件内灌浆，通常在裙板基础顶部开一个50 mm灌浆孔和一个50 mm的驱气孔；
- (3) 对预定目标区域内的水下结构重新定位；
- (4) 在贯入不到位或海床斜坡大的情况下，可通过防沉板基础打入定位桩，以提供额外的稳定性。

### 2.5.3 吸力桩

2.5.3.1 吸力桩的分析应包括贯入阻力、许用贯入负压以及土塞失效的临界压力。

2.5.3.2 应在吸力桩上设置深度标记，便于水下检查时确认桩的实际埋深。与目标深度的差值应与设计要求保持一致。为增大土壤与钢桩界面间的摩擦系数，除标记外，桩的贯入长度可无涂层。

2.5.3.3 吸力桩应有独立的阴极保护系统。

2.5.3.4 吸力桩的设计应能承受运输、翻转及使用过程中的吊装作业，应为吊装作业设置合适的吊点。

2.5.3.5 贯入阻力可通过侧壁的侧剪力和端部轴向力以及其他阻力来计算。

2.5.3.6 许用负压是基础上的最大负压除以安全系数（1.5）。

2.5.3.7 安装吸力桩时，先将其下放到自沉入深度（即由于吸力桩的重量而产生的沉入深度），然后通过控制吸力桩负压实现剩余的沉入深度。

2.5.3.8 应在吸力桩设置一个驱气系统，在安装过程中将水从吸力桩中排出。驱气系统的设计应考虑：

- (1) 当桩体接近海底时，尽量避免对土壤的扰动；
- (2) 保持桩体的完整性；
- (3) 桩体应以适合的速度实现自重贯入。

2.5.3.9 吸力桩不适用于卵石海底，吸力桩设计和建造的参数包括：

- (1) 设计输入：封闭式与开放式顶部的选择、安装后可能存在长期沉降的影响、影响表面摩擦力的内部环形加强肋或支撑、安装公差（例如倾斜、方位等）、安装位置之间的距离应避免扰动土壤、运输或航运的综合影响等；
- (2) 制造参数：桩直径、壁厚、桩长度、椭圆度、圆度、直线度等。

2.5.3.10 制定尺寸检查和控制计划，应明确在制造和运输过程中保持所需尺寸公差的方法。

#### 2.5.4 打入桩

2.5.4.1 打入桩基础应具有较大的垂向承载力。本节 2.5.3.2 对吸力桩的要求也适用于打入桩。

2.5.4.2 打入桩的设计应考虑安装公差，公差可能会影响计算的土壤阻力和桩结构。

2.5.4.3 应考虑桩的垂直度，打桩力不足会影响桩的轴向承载力，还可能使桩的弯曲应力更大。

#### 2.5.5 有裙板的基础结构

2.5.5.1 带裙板的结构和基础设计可提高基础的性能。当采用裙板设计时，基础应考虑贯入阻力和水平或垂直载荷的分量，并保证安装过程中的自校正能力。

2.5.5.2 对于吸力裙板基础，为了实现吸力裙板与土壤之间的最大摩擦力，吸力裙板可不用涂漆。

2.5.5.3 结构的安装重量完全由吸力裙板的摩擦（即不在吸力裙板顶的防沉板上设置载荷）来调节。

2.5.5.4 宜在每个吸力裙板防沉板下面安装一个格栅，使压力分布到防沉板的全部区域。

#### 2.5.6 无裙板的基础结构

2.5.6.1 无裙板的基础或结构应有足够的表面积支撑水下结构、接口系统。对于无裙板的基础和结构，应采取适当措施降低在位状态下被拖网钩挂的风险。

2.5.6.2 对于无裙板的基础和结构，设计中应考虑拔出过程中的沉降和吸力的影响。

#### 2.5.7 调平

2.5.7.1 水下结构（如基盘、管汇等）应在最终位置的公差范围内保持水平，以便于组件和子系统之间接口的连接。

2.5.7.2 根据基础型式不同，可使用液压装置或向裙板舱内充填或排出填充物来实现结构的调平。可采用裙板、防沉板和液压装置组合的解决方案。

2.5.7.3 调平系统应能在设计规定的公差范围内调整倾斜度。基盘结构的倾斜度宜小于等于  $0.5^\circ$ 。对于其他结构，如丛式井管汇和管道终端管汇，最终倾斜度应小于  $1^\circ$ 。

2.5.7.4 基础宜按照至少  $3^\circ$  的海底坡度进行设计，或根据项目要求进行设计。

2.5.7.5 应在结构上设置具有足够分辨率或精度的罗经装置，监测结构的倾斜度和偏移。

2.5.7.6 典型的调平方式：

- (1) 调节防沉板相对结构的倾角；
- (2) 测量和整平防沉板的着陆区域；
- (3) 桩和桩导向器之间的单向和双向滑动调整；
- (4) 在基盘转角处设置顶升系统；
- (5) 主动抽吸法。

2.5.7.7 如选用液压顶升系统，设计时应考虑设置机械锁定机构，以便在调平后，将结构锁定在防沉板上。

2.5.7.8 若选用吸力裙板，建议在水下结构或单独的保护结构上安装一个由 ROV 或潜水员控制的调平面板，每个吸力裙板应能单独操作。面板应通过管道与每个裙板舱室连接。

2.5.7.9 每条通往裙板的调平管路应设置一个独立的调节阀。压力表可安装在 ROV 或潜水员操作面板上，压力表的大小应具有可读性，应位于与其对应的阀门上方。每个裙板舱室均应进行监控，即每个舱室的管路应连接一个可由 ROV 或潜水员读取的压力表。

2.5.7.10 施工之前，对结构进行调平的要求，应纳入基盘设计。

#### 2.5.8 灌浆系统

可配备用于吸力桩应急灌浆的注入插座或接收器。插座和接收器应根据灌浆立管或软管到连接器的适用载荷进行设计。

## 第6节 吊耳和其他起吊装置

### 2.6.1 一般要求

2.6.1.1 吊耳的设计和标记应根据 GB/T 21412.1 的要求进行设计。

2.6.1.2 吊耳和其他起重装置上应标明起吊载荷。

2.6.1.3 若正常试验不可行，可考虑用替代试验方法对吊耳进行试验。

## 第7节 组件

### 2.7.1 一般要求

2.7.1.1 水下管汇由阀门、控制器、连接器等一系列组件组成。组件应依据接受的规范、标准和推荐做法进行设计、制造、试验。

## 第3章 试验与检验

### 第1节 一般规定

#### 3.1.1 一般要求

3.1.1.1 水下管汇的试验验证一般通过以下方式实现：

- (1) 设备性能试验；
- (2) 工厂验收试验；
- (3) 系统集成试验。

3.1.1.2 水下管汇使用的阀门、管系和连接器的设备的性能试验应按照本规范相关要求  
进行。

3.1.1.3 试验应包括模拟从安装到维护的所有阶段或操作的实际现场和环境条件。对于  
搬运和运输、动态装载和备用系统建议开展专门的试验。

3.1.1.4 设计及试验验证应形成文件。

#### 3.1.2 组件合格性试验

3.1.2.1 阀门、执行器、旋转设备、管件和控制系统组件等单个组件应独立于管汇/基盘  
系统进行合格性试验。

#### 3.1.3 产品试验

3.1.3.1 应进行产品试验，以验证组件已按设计要求进行制造，试验应按照预定和批准  
的程序进行。

3.1.3.2 产品试验包括对单个组件检查、对子系统（例如控制系统）检查、对接口检查  
以及系统集成检查。在试验和制造过程中，对设备进行的修改和变更应正式记录在案。

3.1.3.3 水下设备制造厂试验程序应包括以下内容：

- (1) 试验目的；
- (2) 试验范围；
- (3) 对装置、设施、设备、环境和人员的要求；
- (4) 设备性能数据；
- (5) 验收标准；
- (6) 其他相关信息。

3.1.3.4 试验内容包括：

- (1) 水下设备和工具接口检查；
- (2) 单个组件试验；
- (3) 水下设备和工具组装和功能试验；
- (4) 互换性试验；
- (5) 水压试验，根据设计规范和法规要求的试压时间，室温下的静水压试验，在规定的  
保压期间无可见泄漏。每个小时的压降不应超过试验压力的 3%或 2 MPa（300  
psi），择其小者。且在整体保压期间，压力不能低于额定工作压力。且初始压力  
不应超过试验压力的 5%。对工作压力下的阀门进行密封检查、端盖密封试验。  
若设计规范和法规没有规定试压时间，则 1 小时为宜；
- (6) 气密性试验（如适用）：气压试验可替代静水压力试验，PSL4 级的产品应单独进  
行气压试验。试验压力为 1 倍额定工作压力，各阶段保压时间不少于 15 分钟。对  
于室温下的气压试验，应无可见连续气泡。每小时的压降不应超过试验压力的 3%  
或 2 MPa（300 psi），取小者。

3.1.3.5 水下管汇及结构称重及吊装结构完整性测试

- (1) 使用吊机进行水下管汇及结构的吊装结构完整性测试，水下管汇及结构在吊装过程中不应出现可见的变形；
- (2) 验证水下管汇及结构的吊耳、卸扣、锁具、重心；
- (3) 记录水下管汇及结构的重量，确认水下管汇及结构和组件的实际重量与设计重量的差别在可接受范围内，同时确认重心位置是否满足使用要求。

#### 3.1.3.6 水下管汇及结构保护结构抗冲击载荷测试

载荷测试前后，受力焊缝应通过目视检测和无损检测。测试方法包括：

- (1) 通过有限元分析等方法检验基础保护结构抵抗抛锚等冲击载荷的能力；
- (2) 在升降装置实验台上，采用落球或落锤冲击的方法，检验基础保护结构抵抗落物冲击载荷的能力。

#### 3.1.3.7 水下基础保护结构抗渔网拖拉载荷测试（如适用）

应根据基础的设计规格书或说明书，检验基础保护结构抵抗渔网拖拉的载荷能力是否满足设计要求，宜在建造现场模拟拖船拖拉或拖划的形式进行试验。



中国船级社

# 水下生产系统规范

## 2025

第7篇 水下连接器

## 目 录

<b>第1章 通 则</b> .....	<b>1</b>
第1节 一般要求.....	1
<b>第2章 技术要求</b> .....	<b>3</b>
第1节 一般要求.....	3
<b>第3章 试验与检验</b> .....	<b>7</b>
第1节 一般要求.....	7
第2节 产品试验.....	7

# 第1章 通则

## 第1节 一般要求

### 1.1.1 范围

1.1.1.1 本篇规定了水下连接器在设计、制造、安装、操作、维护过程中的技术要求，明确了水下连接器的最低要求。

### 1.1.2 图纸送审

1.1.2.1 除另有规定外，水下连接器的图纸及其技术资料应提交 CCS 批准，包括但不限于以下图纸范围：

- (1) 基础设计条件（内容至少应包括：设备简单说明如用途、基本功能等，环境条件，工作条件如压力、井流的性质、温度等）；
- (2) 技术规格书；
- (3) 相关设计数据表；
- (4) 材料和制造规格书；
- (5) 总体布置图、防腐及相关资料；
- (6) 设备控制流程图及相关资料（如有）；
- (7) 设备结构强度（包括各种设计工况、安装、试验）计算书和连接器各部件有限元分析等相关资料；
- (8) 防腐计算书（如适用）；
- (9) ROV 操作界面及相关文件；
- (10) 风险分析报告（如适用）；
- (11) 性能试验报告；
- (12) 试验程序及验收标准；
- (13) 操作说明书。

### 1.1.3 定义

#### 1.1.3.1 水下连接系统（Subsea Connector System）

系指水下连接器及水下安装工具的总称。

#### 1.1.3.2 水下连接器（Subsea Connector）

系指可形成一个压力密闭流程系统的快速连接接头，通常和跨接管一起亦或单独用于海底管道与海底管道组件、海底管道与水下设备、水下设备间的连接。常用的有卡爪式（Collet Connector）、卡箍式（Clamp Connector）和螺栓法兰式（Bolt-flange Connector）三种型式。

#### 1.1.3.3 安装工具（Running Tool 或 Pull-in Tool）

安装工具是总称，一般包括水下连接器的安装工具、密封圈更换工具及其他维护工具。通常可在不需要指引和帮助下完成水下连接器的安装、拆卸和维护。

#### 1.1.3.4 轂（Hub）

水下连接器对接部分的具有外角台肩和密封机构的凸缘/凹缘。

#### 1.1.3.5 卡箍（Clamp）

具有内倒角台肩的设备，用于紧固配套的轂。

#### 1.1.3.6 卡爪（Collet segments）

具有内倒角台肩的部件，通常均匀分布组成对称的组件，用于紧固配套的轂。

#### 1.1.3.7 驱动环（Actuation ring）

驱动环是指卡爪式连接器的一级锁紧机构，通常从卡爪的根部向其另一端滑动，以达到卡爪锁紧轂的目的。

#### 1.1.3.8 轂座（Receiver structure）

水下连接器支撑毂的基座，通常具有足够的强度和导向作用。

#### 1.1.3.9 二级锁紧机构（Secondary Lock Mechanism）

防止由于振动等原因而造成的连接接头的偶然性解锁的机械锁紧装置。该装置一般通过拧紧螺杆将驱动环固定于其支撑结构的上表面来实现二级锁紧。

#### 1.1.3.10 高承载（High-load-bearing）

描述了作用在一个部件上的一个载荷，所产生的载荷等效应力超过了基体材料最小屈服强度的 50% 的负载状况。

## 第2章 技术要求

### 第1节 一般要求

#### 2.1.1 设计要求

- 2.1.1.1 水下连接系统的设计,应考虑设备的操作、维修、回收的便利性。
- 2.1.1.2 设计应考虑制造、储存、安装、维修等各阶段的要求和可行性。
- 2.1.1.3 连接器连接接头的种类、材料应满足接受标准的要求。
- 2.1.1.4 设计应考虑装置在使用中遇到由于温度变化和温度梯度所引起的热膨胀的影响,同时避免共振。
- 2.1.1.5 采油树节流阀下游的连接系统的额定温度级别应不低于采油树。
- 2.1.1.6 水下连接器的产品规范等级、温度等级应和相连水下设备的规范等级相匹配。
- 2.1.1.7 水下连接器额定工作压力值应与相连水下设备的额定工作压力相匹配。
- 2.1.1.8 水下连接系统应能满足连接功能的要求,满足海洋环境载荷作用下的强度和连接功能要求。
- 2.1.1.9 水下连接系统使用的材料应考虑防腐的要求,满足海水和内部流体腐蚀状态下的使用寿命的要求。
- 2.1.1.10 水下连接系统应设置独立的 ROV/潜水员操作界面,满足水下安装操作的要求。
- 2.1.1.11 焊接检验可按照本规范第2篇执行,材料性能鉴定验收准则应不小于规格书或设计要求的值。

#### 2.1.2 布置

- 2.1.2.1 连接器的布置应易于安装和拆卸,避免其它设备的干涉。
- 2.1.2.2 连接器安装工具布置应合理,易被碰撞的部件、管路应设置在被保护的位置,或设置保护结构。
- 2.1.2.3 连接器安装工具的 ROV/潜水员操作界面应合理,满足 ROV/潜水员的可接近性和可操作性。
- 2.1.2.4 安装工具的管路应固定牢固,固定的方式、固定件的选择应考虑浪/流的冲击。

#### 2.1.3 功能要求

- 2.1.3.1 水下连接器应至少能满足以下要求:
  - (1) 应满足预定的连接、密封等功能和性能要求,承压能力应不低于相连的水下设备的额定工作压力;
  - (2) 包含机械锁紧装置防止意外释放;
  - (3) 应能避免在受到冲击负荷、振动、热负荷和其他负载影响的情况下发生意外解锁;
  - (4) 连接器在水下安装后、更换密封圈后应能进行有效的密封试验,如通过背压测试;
  - (5) 对于液压操作连接器,宜增加二次解锁功能(二次解锁应不受主解锁功能影响)和 ROV/潜水员强制解锁的设计要求。
- 2.1.3.2 水下安装工具系统的功能要求:
  - (1) 安装工具应具有安装、锁紧、拆除和更换密封圈的功能;
  - (2) 液压驱动操作的水下连接系统,应设置第二套操作方式(可采用液压或机械操作),以便当安装工具失效时,操作水下连接系统;
  - (3) 工具的强度要求,除考虑必要的工作载荷外,还应考虑水深产生的外压、ROV 冲击载荷;
  - (4) 规格书要求的其他功能和性能要求。
- 2.1.3.3 安装工具应具有安装和拆卸以及维护水下连接器的功能。

2.1.3.4 安装工具的设计、管路布置,应考虑水下安装时的各种意外事故,如防 ROV 碰撞等。同时应考虑到 ROV 操作的便捷性。

2.1.3.5 安装工具的 ROV/潜水员界面应清晰,易被 ROV/潜水员识别和操作,界面及其标识应符合 GB/T 21412.-1 附录 B 的要求。

2.1.3.6 导向机构应设计合理,便于在安装、拆卸、与维护中使用。对于圆角锥式导向筒,其锥体大端圆的直径应不小于将其捕获构件直径的 1.5 倍。角锥在水平方向的偏角应符合设计要求。

2.1.3.7 圆锥和内筒的设计,应能允许设备在处于任何方向上的设计极限安装偏差时顺利进入,并能协助扶正至垂直状态。

## 2.1.4 强度要求

2.1.4.1 水下连接器的强度设计应不低于水下设备管路的强度要求。应满足接受标准的要求。毂的材料要求,应不低于毂被连接到装置的材料要求。

2.1.4.2 水下连接器的设计载荷一般包括:

- (1) 安装载荷;
- (2) 制造不对中(连接器/轮毂和工具)载荷;
- (3) 安装不对中载荷;
- (4) 下放工具产生的载荷;
- (5) ROV/潜水员产生的载荷;
- (6) 水下钢质跨接管膨胀和收缩传递至连接器的弯曲应力;
- (7) 跨接管涡激振动产生的振动,水下结构位移导致的扭转;
- (8) 跨接管自重、流的作用和 underwater 结构位移导致的拉伸应力;
- (9) 以及上述工况的最不利组合工况下的载荷。

2.1.4.3 水下连接器的安装工具的 ROV/潜水员停靠区域的设计强度,应满足预定 ROV/潜水员工具的强度要求,同时还应考虑 ROV/潜水员碰撞的冲击载荷。

2.1.4.4 水下连接器及安装工具应满足安装时的波浪冲击载荷。

2.1.4.5 毂与毂座连接除满足强度要求外,还应满足刚度的要求。

## 2.1.5 设计要求

2.1.5.1 连接器与毂连接应符合本条规定的一种或多种设计方法,或接受的标准。

### 2.1.5.2 卡箍式连接器

(1) 对于卡箍式连接器,应对卡箍、毂(或成对法兰)与管子的连接处进行应力分析。应力分析结果应在预定范围内,并留有足够的安全余量;

(2) 卡箍式连接器的锁紧机构(卡箍)应按照本节规定的设计要求或接受的标准进行设计。每一个卡箍应根据其与适配的毂在装配时可能引起的最大载荷进行设计。应计算在装配、工作和试验条件下的应力;

(3) 卡箍应有足够的夹紧力,以使在额定工作压力下毂端面保持接触且毂端面外径处不分离。

### 2.1.5.3 卡爪式连接器

(1) 对于卡爪式连接器,应对卡爪、驱动环(一级销紧环)、毂(或成对法兰)、毂与管子的连接处进行应力分析;

(2) 应力分析结果应在预定范围内,并留有足够的安全余量。

### 2.1.5.4 螺栓法兰式连接器

(1) 对于螺栓法兰锁块式连接器,法兰、法兰与管路连接处应进行应力分析。应力分析结果应在预定范围内,并留有足够的安全余量;

(2) 对于非标准法兰、法兰与管路连接处的强度应满足本规范的要求。对于标准件法兰,应根据应用环境、工况等因素,论证其适用性。

### 2.1.5.5 主要结构件

(1) 主要结构件一般指水下连接器就位后,一直保留在水下,起到强度支撑、导向的构件,以及运行维护过程中仍需要使用的构件,如导向结构;

- (2) 主要结构件的设计, 应考虑各种工况下的强度要求, 同时还应考虑到设计寿命内的强度和功能要求。

#### 2.1.5.6 吊装构件

主要包括临时吊装卸用构件和永久性吊装构件。吊装构件应满足结构强度的要求。

### 2.1.6 密封圈及固定销

#### 2.1.6.1 密封圈

- (1) 水下连接器各组件/部件之间的密封应符合使用的环境条件、操作要求。一般生产用的密封件应为金属密封, 临时性或测试性密封件可为非金属密封。若水下连接器的主密封非金属密封, 则应设冗余密封;
- (2) 密封(包括次级密封的材料和密封区域)应与在测试、调试和操作过程中可能接触到的特定流体兼容;
- (3) 通常密封材料应优于其主体材料。对于没有阴极保护且直接暴露于海水中的密封面, 宜采用耐腐蚀合金材料或进行相应的防腐处理;
- (4) 从安全的角度考虑, 密封宜为二级密封设计;
- (5) 如密封圈已锁入连接接头, 一旦连接接头解除锁定, 密封圈不宜再次使用。

#### 2.1.6.2 固定销

- (1) 密封圈应设有固定装置/销, 以方便水下操作;
- (2) 对于设有密封圈固定销的设计, 固定销的材料应采用耐海水腐蚀的材料。

### 2.1.7 毂与毂座

#### 2.1.7.1 毂

- (1) 毂的强度和表面硬度应满足连接密封的需要;
- (2) 毂与管子相连的设计, 应便于在出厂时做强度和密性试验, 以及制造过程中的焊接工艺评定试验。

#### 2.1.7.2 毂座

- (1) 毂座应满足支撑强度要求;
- (2) 毂座的设计亦可起导向作用;
- (3) 毂座上宜设有角度刻度盘或指示, 以便安装和操作;
- (4) 毂座与毂宜分开, 方便组装和安装。

### 2.1.8 锁紧机构

2.1.8.1 卡爪式水下连接器的锁紧机构一般分两级, 一级为液压驱动环, 二级为机械(螺栓)锁紧; 第二级锁销插入公母连接器后, 底部应接触到连接器的驱动环。

2.1.8.2 卡爪式垂直连接器应设置一个二级锁紧机构, 以对由于振动导致的连接意外释放提供额外保护。该二级锁紧机构一般由两个螺旋锁紧杆构成。

- (1) 整体式卡爪连接器——液压驱动系统作为连接器的永久性组装部分保留在海底;
- (2) 非整体式卡爪连接器——液压驱动系统作为安装工具的一部分, 当工具使用过之后, 海底的卡爪连接器上没有液压组件部分。

2.1.8.3 螺栓式锁紧机构的设计应考虑到防回旋的实际操作需要。

### 2.1.9 压力帽

2.1.9.1 压力帽(如有时)的强度和密性要求与水下连接器相同。

2.1.9.2 长期压力帽、短期压力帽和临时压力帽设计应满足该使用环境的要求。

2.1.9.3 长期压力帽、短期压力帽和临时压力帽的试验要求, 应考虑使用时间的影

### 2.1.10 防腐

2.1.10.1 外部防腐控制通过选择合适的材料、涂装系统和阴极保护等方式来保证。防腐控制计划应在设计阶段形成并结合到系统设计之中。

2.1.10.2 涂层的设计与选择应符合连接器的设计温度和海洋环境的要求。

### 2.1.11 保温要求（必要时）

2.1.11.1 连接接头的保温处理一般是在可能的情况下在连接器周围预包裹热绝缘材料。当预包裹热绝缘材料不能实现时，可采用在连接接头处的外围设包裹装置，将水当做蓄热源。

### 2.1.12 安装与拆卸

2.1.12.1 对于卡爪式连接器的连接，包括软着陆和硬着陆两种着陆方式，在连接系统设计时，应明确着陆方式。

2.1.12.2 水下连接器的安装允许最大偏差角度，不应低于接受标准的要求。

### 2.1.13 颜色标识

2.1.13.1 颜色和标识系统应具备以下功能：

- (1) 确定结构和取向；
- (2) 确定安装于结构和操作界面上的设备；
- (3) 确定相对于整体结构而指定的结构位置；
- (4) 识别设备的操作状态，例如连接器锁紧/解锁和阀的开/关；
- (5) 对于可回收设备，标记系统应能正确的验证是否到达指定安装位置和/或锁紧位置，如导向柱到锁紧夹具等。

### 2.1.14 储存、维护和保养要求

2.1.14.1 设计方应根据水下连接器的特性与特点，出具储存、维护和保养要求和说明书。

### 2.1.15 产品有效性变更

2.1.15.1 实质性更改的设计应进行性能鉴定。实质性的更改由制造商确认，该设计变更是否影响了产品在原定使用条件下的性能。

2.1.15.2 金属材料和非金属材料改变时，若新材料的适应性能用其他方法证实，则可不进行新的性能鉴定。

2.1.15.3 新设计的非金属密封件结构，有实质性改变时，应按相应要求进行性能鉴定试验。

## 第3章 试验与检验

### 第1节 一般要求

#### 3.1.1 一般规定

3.1.1.1 水下连接系统应验证在额定的压力、温度和材料级别相适应的试验流体条件下，其性能符合设计及其适用规范、标准的要求，包括承载能力、操作力或操作扭矩的验证。

3.1.1.2 性能鉴定试验应在试制品或样机上进行，验证压力循环、温度循环、载荷循环、机械循环和标准试验流体等规定的性能要求是否符合产品的设计。

3.1.1.3 对于卡爪式、卡箍式连接器：安装、拆卸测试后，应检验关键零部件，注意上、下法兰是否有损伤、擦伤。密封圈是否有损伤，若有，应对密封圈进行测量，评估密封圈磨损量，磨损量应在可接受的范围内。

3.1.1.4 静水压力测试、密性测试等使用液体测试强度和性能后，应对设备进行维护，如通风干燥或涂上防腐介质等。

3.1.1.5 应考虑人员和设备的安全。

### 第2节 产品试验

#### 3.2.1 涂装检验

3.2.1.1 涂装工艺应满足水下防腐的要求，应根据接受的标准，对连接器长期置于水下部分的涂装工艺、施工记录进行审核，并对涂装的外观、厚度、附着力等进行检验与验证。此外，如使用保护电流测试，则应依据防腐工艺计算书，对保护电流进行测试。

#### 3.2.2 安装工具液压驱动器测试

3.2.2.1 安装工具应按照技术规格书的要求进行工厂验收试验，安装工具液压驱动器的测试应根据接受的标准要求进行测试和验收。

#### 3.2.3 通径测量

3.2.3.1 水下连接器应满足与其相连接的水下结构的通球要求。水下连接器出厂前应进行通径的测量，并记录。

#### 3.2.4 称重

3.2.4.1 水下连接器及其安装工具应进行称重，包括空气中重量和浸水重量。

#### 3.2.5 结构完整性试验

3.2.5.1 试验的产品在试验过程中不应产生不符合要求的塑性变形。

#### 3.2.6 非金属密封件的流体兼容性

3.2.6.1 如连接器使用非金属密封件，应按照 GB/T 22513 附录 E（资料性附录）性能鉴定程序 E.1.6.4 非金属密封件的流体兼容性和 E.1.13 非金属材料密封件的试验要求进行相应试验。

3.2.6.2 如连接器使用非金属密封件仅用于密封外界海水，且有证据证明其在海水中的性能符合设计要求（包括设计寿命要求），则不需要进行液体兼容性试验。否则仍须进行液体兼容性试验。

### 3.2.7 静水压力试验

3.2.7.1 水下连接器一般在室温下（4℃~50℃）进行静水压强度试验，强度试验压力为1.5倍额定工作压力，静水压密性试验压力为1倍额定工作压力，各阶段保压时间不少于15分钟。

3.2.7.2 室温下的静水压试验，在规定的保压期间无可见泄漏。

### 3.2.8 静水压循环试验

3.2.8.1 静水压循环试验的试验压力为1倍的额定工作压力。循环次数应不低于接受标准的要求，一般情况下，不低于PR1和PR2的技术要求。

### 3.2.9 液压装置压力循环试验（如适用）

3.2.9.1 液压装置压力试验的试验压力为1倍的额定工作压力。循环次数应不低于接受标准的要求，一般情况下，不低于PR1和PR2的技术要求。

### 3.2.10 室温下的气压试验

3.2.10.1 水下连接器一般在室温下（4℃~50℃）进行气密性试验，水下连接器承压部件气压试验可替代静水压力试验，PSL4级的产品应单独进行气压试验。试验压力为1倍额定工作压力，保压时间不少于15分钟。

3.2.10.2 根据连接器的性能要求，宜进行低气压测试，试验压力为20%的额定工作压力。

3.2.10.3 室温下的气压试验，应无可见连续气泡。每小时的压降不应超过试验压力的3%或2 MPa（300 psi），取小者。

### 3.2.11 最低/最高温度试验（如适用）

3.2.11.1 在高温或低温下的静水压或气压试验，若在压力测盘装置上观察到的压力变化小于试验压力的5%或3.45 MPa，择其小者，应予以验收。可在压力—温度循环试验的过程中一并进行该试验。

### 3.2.12 压力—温度循环试验（如适用）

3.2.12.1 压力—温度循环试验中的试验压力采用额定工作压力。环境条件应是室温。加热应使通孔整体或相应润湿表面达到或超过最高温度，或者试件内的加热流体达到或者超过最高温度。

### 3.2.13 弯矩组合测试

3.2.13.1 针对连接器施加弯矩、内压和端部载荷，在不同的应力极限的状态下，测试连接器承受弯矩组合载荷的能力。

### 3.2.14 振动试验（如适用）

3.2.14.1 宜进行连接器的振动试验，验证连接器的抗振动的性能。

### 3.2.15 安装与拆卸试验

3.2.15.1 试验内容包括安装过程中的导向、对中、拉紧、锁紧等功能试验。安装完成后，应依据本规范承压结构的要求进行静水压力试验，验证安装的有效性。

### 3.2.16 ROV/潜水员安装工具介入试验

3.2.16.1 应进行ROV/潜水员工具介入试验，ROV/潜水员工具应在水下连接器安装工具上测试。



中国船级社

# 水下生产系统规范

## 2025

第8篇 跨接管

## 目 录

<b>第1章 通 则</b> .....	<b>1</b>
第1节 一般要求.....	1
<b>第2章 技术要求</b> .....	<b>2</b>
第1节 一般要求.....	2
<b>第3章 试验与检验</b> .....	<b>4</b>
第1节 一般要求.....	4

# 第 1 章 通 则

## 第 1 节 一般要求

### 1.1.1 范围

1.1.1.1 本篇适用于水下跨接管，包括设计、制造和测试的技术要求

### 1.1.2 送审图纸

1.1.2.1 除另有规定外，水下跨接管的图纸及其技术资料应提交 CCS 批准，包括但不限于以下图纸范围：

- (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；
- (4) 设计计算书（包括但不限于极端工况下的应力分析、振动、防腐、吊装分析计算书）；
- (5) 主要工艺图纸及文件；
- (6) 防腐布置图（如适用）；
- (7) 外观标志及说明；
- (8) 试验程序及验收标准；
- (9) ROV 操作界面及相关文件（如适用）。

### 1.1.3 定义

#### 1.1.3.1 跨接管（Jumper）

连接水下采油树与管汇之间的跨接管线，包含钢质管线或软管。

#### 1.1.3.2 膨胀弯（Spool）

连接管汇与海管终端之间钢质管线或软管。

## 第 2 章 技术要求

### 第 1 节 一般要求

#### 2.1.1 设计要求

2.1.1.1 跨接管的设计,可按照 CCS《海底管道系统规范》相关要求执行。包括载荷与载荷效应、管道设计方法、管道结构设计、系统设计的要求。

#### 2.1.1.2 跨接管选型应考虑:

- (1) 在运输和安装时,应能方便地进入辅助船舶;
- (2) 拖网作业是否会影响到水下跨接管;
- (3) 按照设计可能出现长跨度的跨接管;
- (4) 外部设计压力和跨接管的安装时间;
- (5) 跨接管的重量;
- (6) 管子内部设计压力;
- (7) 设计温度;
- (8) 产出液特定的材料选择;
- (9) 热绝缘要求;
- (10) 变形的要求;
- (11) 地表温度。

#### 2.1.2 防腐要求

2.1.2.1 防腐技术应满足设备使用的要求。

#### 2.1.2.2 聚乙烯热收缩带节点防腐技术要求:

##### (1) 表面处理

将管道焊接接口进行清理,除去钢管表面的焊渣、毛刺、尘土,并用汽油或除油剂等适当的方法去除表面的油污、耦合剂及其他污染物。

##### (2) 环氧底漆施工

- ① 不宜使用明火加热聚乙烯 (PE);
- ② 环氧底漆应覆盖三层聚乙烯涂层 (3LPE) 暴露的环氧层,但不宜覆盖 PE 层。

##### (3) 检查验收

热缩套施工完成后,应目视检查外观、漏点、黏结力和厚度检查等四项内容:

##### ① 外观检查:

- a. 热收缩套应完全地结合在管基体表面,完成表面应光滑和有光泽的。热收缩套不应开裂;
- b. 热收缩套与原应用的涂层两边的重叠处收缩后最少要有 50 mm 的重叠。

##### ② 漏点检查:

- a. 采用电火花检漏仪进行漏点检查,若有针孔,应重新补口并检漏;
- b. 漏涂检查的最终结果应是在补口涂层或被修补涂层处无漏涂点。

##### ③ 热缩套与底漆间的黏结力:

- a. 补口后热收缩套的黏结力按技术规格书的方法进行验收;
- b. 一般情况下,管体温度在  $23^{\circ}\text{C}\pm 2^{\circ}\text{C}$  时的剥离强度不应小于 15 N/cm。

##### ④ 厚度检查:

- a. 安装好的热收缩套应用校正过的测厚仪测量,厚度不能低于工艺最低规定厚度。

#### 2.1.3 组对

2.1.3.1 跨接管的承压锻件、管件及承压焊缝应有足够空间用于焊接与无损检测,焊接

与无损检测应满足本规范第 2 篇的相关要求。

2.1.3.2 跨接管的制造应避免强力组对，宜进行定位焊。

2.1.3.3 跨接管组队不允许采用锤击及千斤顶等设备进行机械矫正。

## 第 3 章 试验与检验

### 第 1 节 一般要求

#### 3.1.1 试验

##### 3.1.1.1 通径测试

跨接管应在冲洗之后进行试验, 应保证清管球可顺利无阻碍地通过整条跨接管线, 测径板不应出现明显的变形或是边缘凹陷和破损。

##### 3.1.1.2 尺寸检查

应对跨接管的整体尺寸(最大长度, 高度)、两端连接器的角度偏差、相对位置轴向偏差和相对位置垂向偏差进行测量。

##### 3.1.1.3 静水压力试验

应对跨接管开展静水压试验, 试验压力为跨接管设计压力的 1.25 倍, 保压时间参考 GB/T 22513 执行。保压期间不应发生泄漏。

##### 3.1.1.4 重量重心测试

应在跨接管注满流体的状态下开展跨接管重量重心的测试, 连续称重三次, 计算最终的平均值。

##### 3.1.1.5 背压测试

应对跨接管连接器密封进行测试, 测试压力为 1 倍设计压力, 保压时间参考 GB/T 22513 执行。保压期间不应发生泄漏。

##### 3.1.1.6 模拟安装测试与拆卸试验

应对跨接管进行安装联调测试, 验证吊具、索具的设计和起吊方案的正确性, 并验证最坏工作角度时, 跨接管的适应性。

##### 3.1.1.7 跨接管维护测试

宜开展两端的密封圈更换功能测试、二级释放工具的功能试验和 ROV 工具(如适用)的接口和功能测试, 验证跨接管部件的可维护性。



中国船级社

# 水下生产系统规范

## 2025

第9篇 水下多相流量计

## 目 录

<b>第1章 通 则</b> .....	<b>1</b>
第1节 一般要求.....	1
<b>第2章 设 计</b> .....	<b>3</b>
第1节 一般要求.....	3
第2节 机械设计.....	3
第3节 电气设计.....	4
第4节 带有放射装置的流量计.....	5
<b>第3章 试验与检验</b> .....	<b>6</b>
第1节 一般要求.....	6
第2节 产品试验.....	6

# 第1章 通则

## 第1节 一般要求

### 1.1.1 适用范围

1.1.1.1 本篇适用于海上石油天然气开发生产用水下多相流量计的设计、制造和测试的要求。

### 1.1.2 送审图纸

1.1.2.1 除另有规定外，水下多相流量计的图纸及其技术资料应提交 CCS 批准，包括但不限于以下图纸范围：

- (1) 产品适用的技术规格书；
- (2) 产品总体说明书；
- (3) 产品设计图纸；
- (4) 产品设计计算书（结构、流体等）；
- (5) 设备控制流程图及相关资料；
- (6) 主要工艺图纸及文件；
- (7) 防腐布置图（如适用）；
- (8) 外观标志及说明；
- (9) 试验文件；
- (10) 安装操作说明书；
- (11) 风险分析报告；
- (12) ROV 操作界面及相关文件（如适用）。

### 1.1.3 定义

#### 1.1.3.1 流态（flow regime）

管道中的多相流呈现的物理几何状态，各单相如油、气、水及注入的化学药剂）在空间和时间的几何分布。

#### 1.1.3.2 相（phase）

用于表示多种不同成分的混合物中某种成分的术语，特指石油、天然气、水或其混合物中的某种成分。

#### 1.1.3.3 压力—体积—温度（PVT）

烃类流体在特定压力和温度下物理性质。

#### 1.1.3.4 可靠性（reliability）

设备在给定的生产、环境和使用条件下，在要求的时间段内实现所需功能的能力。

#### 1.1.3.5 不确定性（uncertainty）

与计量结果相关的，反映计量数据离散程度的参数。

#### 1.1.3.6 虚拟计量（virtual meter）

虚拟流量计系统是确定井流的一种方法，它采用基于计算机的流动预测建模技术，并使用井和工艺过程中传感器及仪表的实时数据实现对多相井流的连续预测。

#### 1.1.3.7 GVF&LVF

GVF 和 LVF: GVF 指含气率，LVF 指含液率，分别指气相/液相体积流量比上总体积流量。

#### 1.1.3.8 湿气（wet gas）

多相流的一种，其中主要流体为气体，并有一些液体存在。

#### 1.1.3.9 冗余（redundancy）

通过不止一种方式实现要求的功能，如使用相同设备。

1.1.3.10 多相流量计 (MPFM)

一种水下多相流量测量装置。

## 第2章 设计

### 第1节 一般要求

#### 2.1.1 一般要求

2.1.1.1 水下多相流量装置（MPFM）应能适用于水下的操作、回收与安装，同时应具备故障自诊断能力。

2.1.1.2 水下多相流量装置的控制、供电、信号传输的设计、制造及试验，应满足水下生产控制系统相关标准规范的要求。

2.1.1.3 水下仪表宜尽量简单，以便减少与SCM的电气、液压的连接数量。

2.1.1.4 对于直接暴露在生产液中的传感器，宜考虑潜在的由砂、水合物和蜡引起的接口堵塞。

2.1.1.5 水下多相流量装置的产品规范等级，应按照本规范第3篇第1章1.3.4产品规范等级中的内容进行PSL划分。

2.1.1.6 流量装置设计衡准一般不低于所依托水下设备的设计衡准。

2.1.1.7 额定工作压力值及温度的要求应满足本规范第3篇第1章1.3.5额定工作压力保持一致。

2.1.1.8 额定温度值宜符合本规范第2篇第1章1.2.2温度等级中的相关要求。

2.1.1.9 与介质接触的部件应使用适用于相应流体介质的材料制造。

2.1.1.10 材料的选择原则与要求宜符合本规范第2篇第1章的要求。

2.1.1.11 如流量计采用连接器型式与水下设备进行连接，则连接器的性能试验应满足本规范第7篇的适用要求。

2.1.1.12 焊接的要求宜满足本规范第2篇第4章的适用要求。

2.1.1.13 承压锻件应根据CCS《材料与焊接规范》的要求进行相应的试验（如机械性能试验）和检验。

2.1.1.14 考虑到维修、维护、再安装的要求，ROV/潜水员接口的要求应符合GB/T 21412.8的要求。

2.1.1.15 防腐控制一般通过选择合适的材料、涂装系统和阴极保护等方式来实现。防腐控制应在设计阶段与材料的选择一并考虑。

2.1.1.16 控制系统宜考虑自诊断功能，用于检测与控制模块相连的外部传感系统的故障。当传感系统出现故障时，控制系统宜能进行特定的诊断。

2.1.1.17 流量计现场工况若发生可能引起流量计损坏的工况，流量计应可自我保护，或向外传递警报信号。传感器应提供至少两道独立的隔离屏障以满足隔离井液的要求，并将井液与周围环境隔离。

### 第2节 机械设计

#### 2.2.1 本体

2.2.1.1 制造商应满足水下多相流量装置的各项功能要求，并进行如下计算分析：

(1) 设计寿命应基于机械和电气可靠性确定，包括电子元件的平均无故障时间（MTBF）、典型操作条件下的内部侵蚀、疲劳或蠕变、内外部腐蚀及密封和连接器的完整性；

(2) 本篇2.1.1.5压力等级的耐压计算，计算应基于特定等级的材料。应包括水压测试和非标准材料（如陶瓷等）安全系数。高压计算应基于大气条件，要求的工作水深条件下的内部压力，还应包括测试的安全系数；

- (3) 多相流量计的设计应按照相应的温度和压力等级。包括密封、传感器、控制器、耐压材料、动态组件、压力平衡系统（内部流体）和用于回收的连接器的支持计算或鉴定数据；
- (4) 阴极保护应满足设计寿命的阳极块重量和安装位置等相关要求；
- (5) 设计应明确陆上和海上储存条件，包括环境温度、大气压和振动等；
- (6) 应基于项目方案或总体吊装方案对吊点及操作点的适用性进行检验。

### 2.2.2 管路配置

2.2.2.1 MPFM 上游和下游的管道配置应符合规格书和系统集成要求。制造商应审查上游/下游管道特征（如扼流圈/阀门）影响测量性能的可能性。

2.2.2.2 如 MPFM 安装在节流阀下游，则应对流动特性进行专业评估，以满足仪表性能精度或最小偏移距离的要求<sup>1</sup>。

### 2.2.3 选型

2.2.3.1 MPFM 应根据实际情况确定大小，在设计中应满足以下条件：

- (1) 规格书中应提供完整的流速和 PVT 数据，以保证选型的准确性；
- (2) 确定尺寸时应考虑实际工况下的井况和操作压力、温度；
- (3) 如制造商要求，应提供标准条件下的等效流量；
- (4) 如 MPFM 用于计量多口井，则选型时应考虑到每口井的详细信息；
- (5) 选型时应考虑 MPFM 在实际使用中的侵蚀情况；
- (6) 选型时应考虑仪表的使用和操作原理；
- (7) 对于不同尺寸的 MPFM，应考虑其不确定性。

### 2.2.4 结构接口

2.2.4.1 MPFM 接口通常是法兰，快速接头或直接焊接到管道上，其设计应满足以下要求：

- (1) 接口的设计应考虑邻近管道的规格，包括外径、壁厚、材料等级和特定焊接的要求；
- (2) MPFM 焊接应考虑破坏电气元件的风险，应与仪表供应商协商，并进行验证；
- (3) 可作为独立部件回收的 MPFM，应提供适当的空间要求，以便 ROV 或其他水下工具的工作，以及相应导向和支撑结构的设计；
- (4) 应考虑电飞线的连接和路径要求，见本规范 12 篇 7 章；
- (5) 可回收的 MPFM 组件应设保护罩，以保护界面不受碎片或沉积物的影响。

### 2.2.5 装配

2.2.5.1 装配前应对零件进行清洗和尺寸检验。

2.2.5.2 装配过程中应及时对已装配的零件进行校正和调整。

## 第3节 电气设计

### 2.3.1 一般要求

2.3.1.1 MPFM 由水下控制模块（SCM）提供电力和通信时，MPFM 应与 SCM 兼容，且不超过其通信带宽和允许供电负载。数据传输速率和功率应足以满足 MPFM 在各工作模式下的操作，包括在一定时间内完成软件更新。

<sup>1</sup> 节流阀可能会使流体产生明显的湍流，从而导致较大的压降。（由于 MPFM 通常会假设热力学平衡，因此需要小心确保该假设不会因流体的持续回收而失效。）需要对流动特性进行评估。特别是，焦耳-汤普森冷却可能会影响预测气体性质的准确性。MPFM 上游和下游的流动几何形状的要求取决于测量技术，并由制造商提供。符合管道要求通常是 MPFM 在其不确定度限制（混合、压力、温度、流量符合不确定度规范）内的功能性能的先决条件。

2.3.1.2 MPFM 可由专用模块提供电力和通信,主要适用于 SCM 对 MPFM 的控制或者现有油气田需要加装 MPFM 的情况,且宜在脐带缆中设置专用的通讯通道。

### 2.3.2 接头

2.3.2.1 可使用电接头、光接头或者电液混合接头为 MPFM 提供电力和通信线路。

2.3.2.2 MPFM 电接头类型主要取决于电力和数据传输速率需求。接头通常包括湿式电和光纤接头(额定工作压力适用于工作水深),并由 ROV/潜水员进行安装。

2.3.2.3 当 MPFM 带有冗余电力或通信接口时,接口数量应匹配 SCM 的接口数,冗余接口应相对独立。

### 2.3.3 电力

2.3.3.1 电力接口应满足 MPFM 功率要求和水下生产系统的配电能力。

2.3.3.2 流量计及仪表工作模式主要包括启动、待机、备用监控和主监控模式,不同工作模式具有不同的电力需求。系统为 MPFM 提供的电力应能满足流量计及仪表最高用电需求,且不会导致系统电压低于 MPFM 工作电压阈值。

2.3.3.3 电接口规格书应详细说明:

- (1) 仪表在各工作模式下的功率、电压、电流和频率要求;
- (2) 操作条件。应包括设备生命周期内的极端或异常情况;
- (3) 电气接口连接图。

2.3.3.4 不同类型的 MPFM 功耗要求差异较大,供电电源应根据 MPFM 的功耗峰值提供充足且恒定的功率。

### 2.3.4 通信

2.3.4.1 原始数据从 MPFM 传输到上部设施或由上部设施传输到 MPFM 时,通信线路应有更高的数据传输速率。短时计量数据可通过更小的数据包在更长的时间内传送。

2.3.4.2 可采用如下 MPFM 通信接口和协议:

- (1) Canbus/Can Open (中等数据传输速率);
- (2) Modbus (RS-485) (中等数据传输速率);
- (3) 以太网 (TCP/IP) (中等/高速数据传输速率);
- (4) 光纤 (高数据传输速率)。

### 2.3.5 电子、电气总成

2.3.5.1 对于多相流量计的电子、电气总成部分,应首先满足对于水下生产控制系统中的电气、电子设备的总体要求,宜确定水下电子设备组件的可靠性,并应满足特定的寿命和故障保护要求。

2.3.5.2 多相流量计的电子、电气总成部分至少应符合 CCS 接收标准的要求。

## 第4节 带有放射装置的流量计

### 2.4.1 一般要求

2.4.1.1 带有放射装置的流量计安装、运输、储存、维修和弃置等应满足相关法规和标准的要求。

2.4.1.2 带有放射装置的流量计除满足本章 1 至 4 节要求外,还应满足以下要求:

- (1) 封装的设计应避免人员直接暴露在放射源;
- (2) 封装应满足相关法规和核工业标准的要求,并适用于水下;
- (3) 仪表设计和性能应能承受辐射源的辐射,作为设计寿命的一部分予以考虑;
- (4) 标记和标识应符合国际通用或当地政府法规的要求;
- (5) 应考虑放射源全生命周期的安全存放。

## 第3章 试验与检验

### 第1节 一般要求

#### 3.1.1 一般要求

3.1.1.1 水下多相流量计应验证在额定的压力、温度和材料级别相适应的试验流体条件下，其性能符合设计及其适用规范、标准的要求。

3.1.1.2 水下多相流量计试验应考虑人员和设备的安全，设备试验后应进行维护和保养。

### 第2节 产品试验

#### 3.2.1 静水压壳体测试。

3.2.1.1 多相流量计承压部件应进行静水压试验，试验压力为1.5倍额定工作压力，保压时间参考GB/T 22513执行。

3.2.1.2 室温下的静水压试验，在规定的保压期间无可见泄漏。每个小时的压降不应超过试验压力的3%或2 MPa（300 psi），取小者。在整体保压期间，压力不能低于额定工作压力，且初始压力不应超过额定工作压力的5%。

#### 3.2.2 气压测试

3.2.2.1 多相流量计承压部件气压试验可替代静水压力试验，PSL4级的产品应单独进行气压试验。试验压力为1倍额定工作压力，各阶段保压时间不少于15分钟。

3.2.2.2 室温下的气压试验，应无可见连续气泡。每小时的压降不应超过试验压力的3%或2 MPa（300 psi），取小者。

#### 3.2.3 压力—温度循环试验

3.2.3.1 多相流量计应进行压力温度循环测试，试验压力为1倍额定工作压力，保压时间、温度和循环次数选取应至少满足GB/T 22513的相关要求，中间温度为室温或工作区域海水温度。

3.2.3.2 保压期间不允许有可见泄漏，最大允许压降为5%试验压力或3.45 MPa，取小者。

#### 3.2.4 高压舱测试

3.2.4.1 整机装配完成后，放于设计水深对应的压力舱内，进行承外压测试。测试压力为最大额定工作水深对应压力的1.1倍。保压时间应不少于15分钟。整机及其部件应无变形，电子舱拆开检查，内部应无渗漏或泄漏。

#### 3.2.5 电子系统合格验证

3.2.5.1 应按照本规范第10篇第3章第3节的要求开展电子系统的印刷电路板电子设备鉴定测试，包括冲击测试、振动测试和温度测试。

3.2.5.2 电子设备应按IEC 61000-4进行电磁兼容测试。

#### 3.2.6 软件合格验证

3.2.6.1 多相流量计软件宜按照GB/T 25000.10或CCS接受的标准进行软件质量评估。

### 3.2.7 氦气泄漏试验

3.2.7.1 水下流量计的电子仓和流量计本体应进行氦气检泄漏试验，保压期不少于15分钟，保压期间应无可见气泡，无压降。

### 3.2.8 环境应力筛选—温度循环试验

3.2.8.1 水下流量计电子系统的印刷电路板应该开展温度循环试验，应在最低设计温度和最高设计温度的工况下进行试验，试验保持期不少于30分钟，老化试验不小于48小时。

3.2.8.2 在试验期间，被试设备不应出现故障，且未出现明显的物理损坏。

### 3.2.9 环境应力筛选—随机振动试验

3.2.9.1 水下流量计电子系统的印刷电路板应开展随机振动试验，在80 Hz与350 Hz之间，功率谱密度为 $0.04 \text{ g}^2/\text{Hz}$ ；在350 Hz与2000 Hz之间，功率谱密度下降的速度为3 dB每倍频程，复合激励水平为6 g rms。试验时间不少于10分钟。

3.2.9.2 在试验期间，被试设备不应出现故障，且未出现明显的物理损坏。

### 3.2.10 功能测试

3.2.10.1 应对流量计功能进行测试，在规格书要求的范围内保证各传感器、变送器、接收器、软件和通信设备正常工作。

### 3.2.11 静态回路试验

3.2.11.1 应开展流量计的静态回路试验，测量流量计的系统误差，可在出厂校准、试运行和投产后定期开展静态回路试验。

3.2.11.2 若流量计采用射线技术时，宜在动态回路试验前完成本试验。

### 3.2.12 动态回路试验

3.2.12.1 流量计应考虑在不同的组分组合的情况下开展动态回路试验，通过对井中的各种流动形态的测量，来明确流量计的不确定度。

3.2.12.2 水下生产工艺系统如采用多台多相流量计，应至少对一台多相流量计动态回路试验。



中国船级社

# 水下生产系统规范

## 2025

第 10 篇 水下控制系统

## 目 录

<b>第1章 通 则</b> .....	<b>3</b>
第1节 一般规定 .....	3
第2节 图纸资料 .....	3
<b>第2章 水下控制系统设计要求</b> .....	<b>3</b>
第1节 一般要求 .....	3
第2节 生产控制系统功能要求 .....	4
第3节 安全要求 .....	5
第4节 性能要求 .....	6
第5节 水上系统和设备 .....	6
第6节 水下系统和设备 .....	8
<b>第3章 试验与检验</b> .....	<b>9</b>
第1节 一般要求 .....	9
第2节 产品试验 .....	9

# 第 1 章 通 则

## 第 1 节 一般规定

### 1.1.1 一般要求

1.1.1.1 水下系统的控制宜与水上生产主控系统、水下生产系统设备进行一体化设计。

## 第 2 节 图纸资料

### 1.2.1 图纸资料

1.2.1.1 水下控制系统图纸与所依托的生产设施流程控制图、关断等控制图、水下生产系统布置图、系统流程图以及各相关设备的控制与仪表图应一并设计和送审。

1.2.1.2 除另有规定外，水下控制系统的图纸及其技术资料应提交 CCS 批准，包括但不限于以下图纸范围：

- (1) 总体说明书/规格书；
- (2) 总布置图；
- (3) 总体、关键部分装配图纸；
- (4) 结构布置图；
- (5) 材料和制造规格书；
- (6) 操作界面（包括 ROV 干涉界面）图纸；
- (7) 结构强度计算报告；
- (8) 电力、液压等计算报告；
- (9) 电力系统图；
- (10) 电潜泵电力系统单线图（如适用）；
- (11) 控制系统原理图；
- (12) 液压系统原理图；
- (13) 水上控制系统图；
- (14) 控制系统通信原理图
- (15) 风险分析报告（不限于 FMEA、SIL 分析报告）；
- (16) 外观标志及说明；
- (17) 涂装；
- (18) ITP 计划；
- (19) 试验文件（包括试验要求，依据标准、接受标准等）；
- (20) 操作手册（备查）；
- (21) 认可机构认为其他必要的图纸资料（备查）。

# 第 2 章 水下控制系统设计要求

## 第 1 节 一般要求

### 2.1.1 一般规定

2.1.1.1 水下控制系统应是失效安全型的，系统部件失效后应通过其他方式控制其关断（例如，先导控制、多路信号或电液信号失效）。

2.1.1.2 应规定系统整体响应时间（如：完成所要求行动的时间），如相关，可定义两

级响应时间以反映正常操作。

2.1.1.3 水下控制系统应接受关断系统的信号输入和输出，上部生产系统的关断或立管关断阀的关断应正常地关断相应的井口翼阀或其他隔离阀。

2.1.1.4 高级别的应急关断应保证全部水下隔离阀的关闭。

2.1.1.5 开式控制系统使用的排海控制流体应是对环境无害的。

2.1.1.6 水面控制系统可能遭到井流污染的液压回路应与其他系统隔离，该回路中的可拆卸接头处应考虑海上设施危险区防护的要求。

2.1.1.7 水下控制系统的设计与操作应考虑其外部环境，包括腐蚀、环境压力和温度、海生物和污损、渔业活动或海洋作业、海流、海床组成以及维护方面。

2.1.1.8 水下控制系统应考虑系统设备和组件接口处（如水下控制模块到接收盘、从脐带缆到安装在采油树上的终端接头）的压力等级的变化和由临时堵头和各种保护帽引起的增压。

2.1.1.9 系统最大工作压力应不超过组成系统组件的设计压力。组件设计压力应考虑外部负荷（如弯曲和张力）、环境载荷和疲劳。

2.1.1.10 应提供系统压力释放装置，通常为系统压力释放阀，以使冲击压力不超过系统组件设计压力的 10%。

2.1.1.11 设定系统压力控制装置时，在最大工作压力（按系统压力控制装置设定）和系统压力释放装置复位压力间至少保留设计压力的 5% 作为裕量。

2.1.1.12 系统耐压压力应至少为额定工作压力的 1.5 倍。

2.1.1.13 水下设备电磁兼容性要求可按照 IEC 61000-2 相关章节要求执行。

2.1.1.14 水下控制系统内部的液压管路及关键电子设备应采取冗余设计。

2.1.1.15 应尽量减少串联电气接头的数量，如有可能，冗余路径宜采取不同的路径。为了降低电接头上的电应力，其电压等级应和实际保持一致。

2.1.1.16 如一路电线为两个或两个以上的水下电子模块供电，宜具备隔离一台失效的水下电子模块的能力。

2.1.1.17 电气和电子设备不应干扰其他设备的功能和安全相关操作。设备应在相应等级上不受可预测的电磁干扰的影响，等级水平由系统功能或安全相关要求确定。

2.1.1.18 水下控制系统的元器件和管路应满足防腐和使用寿命的要求。

2.1.1.19 全电水下控制系统应明确系统、部件和元器件的可靠性。

2.1.1.20 通信及控制系统宜开展单体测试和集成测试。

## 第 2 节 生产控制系统功能要求

### 2.2.1 一般规定

2.2.1.1 水下生产控制系统宜考虑后期油田扩容的要求，系统设计应允许在最大程度上利用已有设施实现全部的系统功能。

2.2.1.2 系统设计应考虑与电力负荷（供电与通讯）相关的柔性、液压系统的鲁棒性、液压系统防海水性、材料耐海水性、水下作业、与井数相关的增加范围、与脐带缆数量相关的增加范围、控制/仪表功能增加范围、水下分离/水下增压系统接口、水下化学药剂注入、井下仪表系统接口和井下化学药剂注入。

2.2.1.3 系统宜在较大电力负荷变化范围内正常工作，以具备新井接入的灵活性，以有助于避免由多井连接至同一电缆而导致的电气分配系统失效。

2.2.1.4 在各种操作模式下，液压系统应坚固耐用并在水下控制模块内维持可接受的压力值。

2.2.1.5 阀门执行器的动作不应引起因水下控制模块内的供应压力降低导致的报警或阀门误动作。压力不宜低于任何方向控制阀最大锁定压力的 150%。

2.2.1.6 在各种操作条件下，包括单个设备的安装和回收，液压系统的设计应使海水进入量最少。如无法保证阻止海水进入或确实存在海水进入的风险，水下控制模块过流元件宜考虑冲洗污染流体的相关程序。

2.2.1.7 当通过前端设计明确允许额外的脐带缆系统接入,宜明确串行和并行连接的方式。

2.2.1.8 当通过前端设计明确水下分离或水下增压系统后期扩容,系统应允许其接入而无需过多的海上作业或对现有系统的改造。

2.2.1.9 控制系统设计中应考虑流动安全保障的问题。

2.2.1.10 生产控制系统与井下仪表系统的接口应具有灵活性。

2.2.1.11 SCM 的设计压力、液压静态耐压测试压力,配置水深补偿装置保证内部压力与外部压力平衡。

2.2.1.12 SCM 内部应预充绝缘介质,且和系统中各个零部件中接触的介质相容,不应促使橡胶密封材料老化或产生化学反应。

2.2.1.13 SCM 宜设计成可单独回收的结构形式。

### 第 3 节 安全要求

#### 2.3.1 海水进入与补偿

2.3.1.1 应尽量减小在安装与使用中海水进入的可能性。可采用放空残余空气,安装后立即冲洗和液压系统压力补偿等方法。

2.3.1.2 补偿器应按最大要求液体体积确定大小,如在系统运行时进行充液(环形回路),应增加 25% 的余量。如补偿器与系统隔离,最小余量应为 100% (非环形回路)。

#### 2.3.2 过压保护

2.3.2.1 系统中卸压阀、安全阀的设定压力不应超过额定工作压力。

2.3.2.2 主要卸压设备的设定压力不应超过设计压力。

#### 2.3.3 电气系统

2.3.3.1 电液控制系统中水面控制设备及其相关的接口和水下设备宜由不间断电源(UPS)供电,以使主电源停电时最少能连续工作 30 分钟。

2.3.3.2 UPS 系统宜包括绝缘部件和调节单元以实现稳定的电力供应。采用电力载波时,UPS 的总谐波失真(THD)应优于 3%,且三次谐波的比重应小于 60%。

2.3.3.3 水下电气分配系统的设计应考虑当冗余和操作部分仍在运行时,分配系统失效部分的回收。

2.3.3.4 水下湿式连接器的带电切断,应考虑由于分离速度慢导致的电弧伤害。在常规操作、维护以及可能在失效模式下操作或恢复期间,电气分配系统设计宜不需要带电切断。

2.3.3.5 配电分析宜确定以下几个方面:

- (1) 电源负荷最大和最小时 SEM 的电压;
- (2) SCM 数量为最大值和最小值时 SEM 的电压;
- (3) 脐带缆长度为最长和最短时 SEM 的电压;
- (4) 冗余和非冗余配电时 SEM 的电压(在应用的地方);
- (5) 应用干式和湿式脐带缆绝缘时,电缆参数对应的 SEM 电压;
- (6) 电缆参数如电感、电容、电阻和电导极限值时的 SEM 电压;
- (7) SEM 组件的应力水平应保持在正常操作和降低要求的操作模式可接受的范围内;
- (8) 最大和最小的水下电力要求;
- (9) 最大电流负荷;
- (10) 控制系统各操作条件下的功率因数。

#### 2.3.4 振动和压力脉动

2.3.4.1 液压系统的设计宜考虑作用在管线、阀和连接器上的水锤效应、高压脉动和振动,应包括外部振动源(如油嘴)。如确定有高周载荷,宜从设计和制造上来降低相关的风险。

## 第 4 节 性能要求

### 2.4.1 响应时间

2.4.1.1 控制系统响应时间主要由其执行上部设施指令迅速关断水下生产所需时间而设定。此时关闭阀门，可减少输往上部设施的可燃物质，减少水下系统污染物泄漏引起的环境污染。

2.4.1.2 当关阀用于保护下游管线过压时，响应时间应比下游管线由于连续流动而超压的时间短。

### 2.4.2 使用主控模式时 USV 关闭时间要求

2.4.2.1 接到关闭指令后，水下控制系统应使用主控模式应在 10 分钟响应时间内关闭所设计的 USV。对于多井系统，安装在各生产井上的 USV 应在给定的 10 分钟内关闭。

### 2.4.3 使用事故关闭模式时 USV 关闭时间要求：

2.4.3.1 当水下控制系统发生故障、需要使用事故关闭模式进行关阀作业时，不受 10 分钟关闭时间的限制。

### 2.4.4 工作时间限制

2.4.4.1 单个 USV 总响应时间中的工作时间应不大于 3 分钟。如 USV 所对应的水下井已被其他已经关闭或同时响应命令关闭的阀或流动控制装置关闭时，可取消工作时间限制。

### 2.4.5 阀的开启

2.4.5.1 如开启 USV 之前，USV 水下阀门的工作时间应不超过 3 分钟。当流程中有另一个阀门或流量控制装置能关闭或不需要延长的压差就能打开 USV 时，可不考虑此要求。

### 2.4.6 ROV 界面

2.4.6.1 水下控制系统的设计应考虑在工作和检查过程中，ROV 的访问便捷性，并对 ROV 提供稳定工作条件。

2.4.6.2 水下控制系统与设备，应根据需要设有 ROV 清晰可读的标识，控制系统模块设计应避免妨碍导向缆和 ROV 脐带缆。

2.4.6.3 重复使用的接口应提供轻量级 ROV 可回收保护帽，以短期保护密封表面。

2.4.6.4 ROV 插入型连接器外侧部分如无法保证与阴极保护系统的连接，应采用耐腐蚀材料制造。

2.4.6.5 如采用潜水员操作，操作界面应满足潜水员的操作要求，并配备适当的机具便于潜水员操作。

## 第 5 节 水上系统和设备

### 2.5.1 主控站（MCS）

2.5.1.1 MCS 用来控制和监测水下生产系统，配置一般为三种方式：

- (1) 完全与分布式控制系统集成；
- (2) 作为独立终端，为水下系统控制的主要界面；
- (3) 作为独立终端，连接分布式控制系统和水下设备。

2.5.1.2 MCS 应具备以下功能：

- (1) 在现场环境中安全工作；
- (2) 与依托设施的安全系统相对应；
- (3) 提供有效的操作接口；
- (4) 超限（失效）显示和报警；

- (5) 显示操作状态;
- (6) 提供关断能力。

2.5.1.3 MCS 或分布式控制系统应为生产控制系统提供与所选配置相适应的操作员接口和自动的功能。

2.5.1.4 采用双冗余配置时,从控制器或热备控制器的切换应为无扰切换,不应丢失数据和控制。

2.5.1.5 安装后 MCS 宜允许硬件和软件扩展,应在设备规格书中定义 MCS 可扩展性。安装后应能进行 MCS 软件的调整和升级。

## 2.5.2 供电电源 (EPU)

2.5.2.1 电液控制系统的 EPU 可采用独立安装,也可与调制解调单元或 MCS 组合安装。

2.5.2.2 EPU 通常由 UPS 供电,通过脐带缆向水下生产系统提供电力。EPU 宜包括安全设备,以便出现电气故障时人员和设备免受危害。

2.5.2.3 如脐带缆中有冗余导线,EPU 对脐带缆中每对导线的输出电压宜可单独调节。每对导线宜与系统其余部分相互隔离。所做设计应允许单对导线的连接和解脱。

2.5.2.4 单个电源系统的设计宜易于维护和维修。

2.5.2.5 MCS 或分布式控制系统宜监测 EPU 的以下参数:

- (1) 输入电压;
- (2) 输入电流;
- (3) 脐带缆电压/电流;
- (4) 过压和过流警报;
- (5) 电缆绝缘 (可选)。

## 2.5.3 调制解调单元

2.5.3.1 调制解调器装置既可与 MCS 相连,专门为生产控制系统服务,也可通过通信接口 (分布式控制系统的一部分) 与依托设施的分布式控制系统直接连接。任一种方式,其通信协议均应保证数据安全传输。

2.5.3.2 如提供冗余通信通道,冗余设备不应共用同一硬件设备如调制解调器或电源模块。冗余通道间的通信切换应易于实现。该功能宜根据通信链接状态自动实现。

2.5.3.3 水面与水面的通信连接应采用工业标准串行连接。

2.5.3.4 MCS 或分布式控制系统宜监测调制解调单元的以下参数:

- (1) 输入电压;
- (2) 输入电流;
- (3) 脐带缆电压/电流;
- (4) 电线绝缘 (可选)。

## 2.5.4 不间断电源 (UPS)

2.5.4.1 UPS 应向 EPU、调制解调单元和 MCS 供应电力。

2.5.4.2 生产控制系统操作所需的关键部件 (不包括 HPU 电泵) 由 UPS 供电。每台 UPS 应有 100% 的总负载能力,所设计的 UPS 宜可适应未来生产控制系统的扩容。

2.5.4.3 UPS 应能在失去主电后保持系统至少运转 30 分钟。

2.5.4.4 MCS 宜监测 UPS 的以下参数:

- (1) 输入电压;
- (2) 输入电流;
- (3) UPS 输出频率;
- (4) UPS 旁通模式;
- (5) UPS 在线模式;
- (6) UPS 失效。

### 2.5.5 液压动力单元 (HPU)

2.5.5.1 HPU 应为水下设施提供经过滤的、可调节的液压流体。

2.5.5.2 HPU 宜达到并保持特定清洁度的要求, 例如, 当流体被污染时, 应具有排放、循环和过滤能力。HPU 的输出流体应满足 GB/T 14039 所要求的清洁度。

2.5.5.3 应提供适当的液体采样点, 在 HPU 液压系统中安全采样。

2.5.5.4 HPU 不宜有自动开启的过滤器旁通, 使未过滤液体绕过堵塞的过滤器。

2.5.5.5 泵和过滤器等关键部件宜进行冗余设计。

2.5.5.6 系统中同一压力等级宜使用相同类型 (型式) 的液压管件。

2.5.5.7 设计宜允许 HPU 内可维护的部件是隔离的, 以便在不影响常规操作情况下进行维修和更换。

2.5.5.8 HPU 内的电气设备防护、防爆应与现场环境相适应。

2.5.5.9 HPU 布局宜使部件易于维护和维修。

## 第 6 节 水下系统和设备

### 2.6.1 水下液压分配系统

2.6.1.1 水下液压分配系统系指从脐带缆终端向每口井分配液压力。

2.6.1.2 当液压接口意外脱开时, 宜避免采油树上关键的阀门执行机构或其他故障关闭型安全系统上的卸压故障。

2.6.1.3 液压系统应采用自密封液压接头以减少水下连接和分离时的海水进入。

2.6.1.4 基盘/管汇液压分配系统的设计宜考虑具有允许 ROV 操作的接口盘或潜水员操作的隔离设备, 以防隔离系统泄漏。

2.6.1.5 当设计为潜水员操作分配系统带压分离时, 宜考虑两套液压隔离。

2.6.1.6 液压系统的设计宜考虑单点失效, 可通过物理路径的分离和冗余供给的液压隔离实现。

### 2.6.2 水下电力分配系统

2.6.2.1 电接头应满足使用水深的要求。

2.6.2.2 水下电力分配系统系指从脐带缆终端向每口井分配电力和信号。

2.6.2.3 断开连接后仍带电的电气接头应设有接触性保护。

2.6.2.4 应尽量减少串联电气接头的数量, 如有可能, 冗余路径宜采取不同的路径。为了降低电接头上的电应力, 其电压等级宜和实际保持一致。

2.6.2.5 管汇上的电力分配缆和从脐带缆终端到 SCM 的跨接电缆可由 ROV 或潜水员修理或者重新安装。

2.6.2.6 同时为两个以上水下电子模块供电, 应有隔离失效水下电子模块的措施。

2.6.2.7 如可能, 电接头应具有定向键槽防止误连接和后续损害。针脚分配宜保证误连接不会导致后续伤害。安装、使用和维护时无连接的电接头应配有适合直接暴露在海水中的保护帽。

2.6.2.8 电力分配电缆和跨接电缆的连接宜由 ROV 或潜水员使用简单的工具完成, 并尽量减少钻井船/工作船的使用时间。

2.6.2.9 海水和导体间最少宜有两道屏障, 设计的屏障宜适应于在海水的的海水环境。

2.6.2.10 如选择充油系统, 宜设计并安装电缆总成, 以使进入绝缘液内的海水依靠重力从终端排出。电缆宜安装在绝缘的压力补偿充液管线内, 液体应为绝缘型。

2.6.2.11 水下电气系统的材料应与海水和绝缘流体 (如应用) 相兼容。应进行新材料相容性测试。

2.6.2.12 应保证安全和接头的完整性, 应尽量避免频繁插拔带电接头, 特别是供电接头。

### 2.6.3 水下控制模块

2.6.3.1 水下控制模块的设计、材料选型，应考虑其功能及环境条件、制造和安装的便捷性。

2.6.3.2 水下控制模块应根据水下生产系统的规模、水深、水下采油树等被控设备的情况，确定总体结构、控制方式及通讯方式。

2.6.3.3 电气和电子设备应具有电磁兼容性，满足水下电磁环境，不应干扰其他设备的功能和安全相关操作。

2.6.3.4 水下电液组件的电气元件应安装在充满绝缘液体的水下控制模块壳体内。壳体内应配置压力补偿装置，保证内部压力与外部压力平衡。内部连接电缆和接头应适用于湿式环境。

2.6.3.5 系统中液压单元的泄漏应不影响电气系统的完整性。

2.6.3.6 液压接口应采用自密封的接头。

### 2.6.4 水下电子模块（SEM）

2.6.4.1 水下电子模块应满足本规范第 12 篇第 8 章的要求。

### 2.6.5 水下仪表

2.6.5.1 水下仪表在满足系统功能的前提下，应尽可能减少与 SCM 的电气、液压的连接数量。

2.6.5.2 对于直接暴露在生产液中的传感器及其通道（如设有），应考虑潜在的砂、水合物和蜡引起的堵塞。

2.6.5.3 直接与井液接触的仪表通道，应提供不少于两道的独立隔离屏障，以防止井液进入仪表舱或海水中。

2.6.5.4 液压压力变送器应有相匹配的密封接口，以保证安装后不发生泄漏。

2.6.5.5 重要、且不易更换的仪表、传感器应设置冗余，并对主和备用切换功能进行评估和试验。

## 第 3 章 试验与检验

### 第 1 节 一般要求

#### 3.1.1 一般规定

3.1.1.1 设备的单个部件及组装件以及设备之间、设备与工具之间的接口配合应符合预定的功能要求，并通过试验验证。

3.1.1.2 水下控制系统的测试主要目的是验证设计、制造或采购的水下控制系统是否满足规范或技术规格书的要求，一般包括功能测试、组件压力测试、水下控制模块（SCM）通信验证测试和 ROV 操作界面测试等。

3.1.1.3 用于试压的产品不应有妨碍泄漏检测和/或观察的油漆或其他涂层。

3.1.1.4 计量设备应经认可的计量检验单位校准并持有相关证书。压力测量仪表至少应准确到满盘程的 $\pm 0.5\%$ 。

3.1.1.5 SCM 内部液压清洁度等级不应低于 SAE AS 4509 6B-F 的要求。

### 第 2 节 产品试验

#### 3.2.1 结构完整性试验

3.2.1.1 设备的结构应进行结构完整性试验，试验的产品不应有不符合要求的永久变形。

### 3.2.2 非金属密封件的流体兼容性

- (1) 如使用非金属密封件, 则应按照 GB/T 22513 附录 E (资料性附录) 性能鉴定程序 E.1.6.4 非金属密封件的流体兼容性和 E.1.13 非金属材料密封件的试验的要求进行相应试验;
- (2) 如非金属密封件仅用于密封外界海水, 且有证据证明其在海水中的性能符合设计要求 (包括设计寿命要求), 则不用进行液体兼容性试验。否则仍须按照本款 (1) 的要求进行相关试验。

### 3.2.3 静水压力试验

3.2.3.1 应对受压组件或装备进行静水压力试验。额定压力等于或小于 103.4 MPa (15000 psi) 时应在 1.5 倍的设计压力下进行内部静水压力 (耐压压力) 试验。额定工作压力超过 103.4 MPa (15 000 psi) 时的内部静水压力试验应在 1.25 倍设计压力下进行。外部静水压力试验应在 1.1 倍设计围压下进行。

3.2.3.2 试验压力应在各组件、管线或节点无外部流体泄漏的情况下最少保持 10 分钟。

3.2.3.3 试验期间各液压蓄能器应与回路隔离。

### 3.2.4 最低/最高温度试验

3.2.4.1 水下控制系统工艺阀, 电子部件等应进行此项试验。此试验亦可在压力—温度循环试验中一并测试。

3.2.4.2 在高温或低温下的静水压或气压试验, 每个温度循环保压 1 小时或参考 GB/T 22513 执行, 保压期压降应小于试验压力的 5% 或 3.45 MPa, 择其小者。

### 3.2.5 环境应力筛选测试

3.2.5.1 应验证 SCM 包括 SEM 在其工作环境下的性能, 如在最高、最低工作温度, 振动等环境中的性能稳定性, 如有条件, 应在最恶劣的环境组合工况下进行试验。

3.2.5.2 印刷电路板和部件按 Q1 进行环境筛选试验; 1 个或多个印刷电路板机架式组装的电子模块, 应按 Q2 进行鉴定试验。如电子模块整体已通过 Q2 环境筛选试验, 则电子模块内的单个印刷电路板不需要进行 Q1 测试。

环境应力筛选测试

表 3.2.4.2

项目	Q1	Q2
冲击	30 g 加速度, 11 ms 半正弦波	10 g 加速度, 11 ms 半正弦波
振动	5~25 Hz, 振幅±2 mm 25~1000 Hz, 加速度 5 g	5~25 Hz, 振幅±2 mm 25~150 Hz, 加速度 5 g
高温	设计最高温度	设计最高温度
低温	设计最低温度	设计最低温度

3.2.5.3 所有 SEM 均要求通过温度循环、振动和老化试验。温度试验的目的是验证各组件在超过设计温度范围工作时, 可能促使组件过早失效。振动试验的目的是暴露组装时可能存在的劣质工艺。

### 3.2.6 SEM 的电磁兼容性试验

SEM 的电磁兼容性试验可接受国家权威部门的检测和认证结果。水下设备应符合 GB/T 21412.6-2018 附录 D 的要求, 水上设备应符合 IEC 60533 的要求。

### 3.2.7 外压测试

测试压力为设计水深对应的压力的 1.1 倍, 保压时间不少于 15 分钟。以验证 SCM 在 1.1 倍设计环境压力下壳体的密封性和完整性, 液压电气功能是否正常。

### 3.2.8 基于工作海水温度的功能试验

考虑到水下控制系统操作的精度和安全性, 水下控制设备 SCM 应进行基于工作海水温

度的功能试验。如所采用的液压油的工作温度低于应用海域海水最低温度 5℃，则可不进行此项试验。

### 3.2.9 SCM 操作性能测试（或耐久性循环测试）

在设计压力下，进行 SCM 功能测试，测试次数由批准的试验大纲确定。如无约定，一般情况下可取估算出的设计寿命内的动作次数。

### 3.2.10 导电连续性测试

3.2.10.1 如填充绝缘介质，则应进行绝缘测试，测试应满足设计规格书的要求。

3.2.10.2 测量电气接口导体与大地之间的绝缘电阻，以检验绝缘效果。

3.2.10.3 应进行牺牲阳极连续性测试，测量 SCM 整体电阻值，以满足牺牲阳极的设计要求。

### 3.2.11 SEM 测试

3.2.11.1 SEM 通信系统的灵敏度测试。

3.2.11.2 SEM 带负载工况下的稳定性测试。

### 3.2.12 方向控制阀（DCV）功能测试

DCV 功能测试主要测试其最大工作压力、最小工作压力、锁紧压力、解锁压力、泄漏率、绝缘阻抗等。

### 3.2.13 变送器测试

变送器应能准确的检测和传送相应回路的压力数据。

### 3.2.14 液压管道内部静压测试

SCM 内部液压管道压力测试应为 1.5 倍额定工作压力，保压时间不少于 10 分钟，应无可见泄漏，保压期压降应小于试验压力的 3%或 2 MPa，择其小者。

### 3.2.15 液压功能测试

3.2.15.1 应进行液压功能测试，验证 SCM 内部 SEM 模块具备独立控制电磁阀的开启和关闭功能，DCV 阀也应能正常开启和关闭。

3.2.15.2 应进行液压供应失效测试，验证 SCM 的两组液压供应，在失去一组的情况下，不会对 SCM 已开启电磁阀的状态产生影响。

### 3.2.16 最小电压和液压压力测试

应进行最小电压和液压压力测试，验证 SCM 在最小电压和最小液压压力的工况下，仍能正常工作。

### 3.2.17 供电失效和通信失效测试

应进行供电失效和通信失效测试，保证 SCM 电磁阀能在供电、通信失效的情况下应能保持原来的状态。

### 3.2.18 互换性试验

3.2.18.1 如有互换工具或部件，应进行相应的互换试验。

3.2.18.2 互换试验的基本要求：

- (1) 互换顺利；
  - (2) 应满足设备的功能和性能要求；
  - (3) 承压器件的互换试验，互换后应进行静水压力试验；
- 宜进行但不限于互换试验的项目：

- (4) 密封圈及其工具互换;
- (5) 液压、电飞头互换;
- (6) 驱动工具互换;
- (7) 安装工具互换。

### 3.2.19 防腐测试检验

3.2.19.1 依据防腐工艺计算书开展保护电流测试, 对保护电流进行测量(如适用)。

3.2.19.2 导电连续性测试, 以测试电阻为指标, 最大电阻率应小于  $0.10\Omega$ , 其他指标换算后, 应不低于此要求。

### 3.2.20 液压接头相关试验

液压接头测试可按照所用规范标准执行。

- (1) 对液压接头组件及其管线, 施加 1.5 倍额定工作压力, 验证强度性能;
- (2) 施加额定工作压力, 验证密性性能;
- (3) 保压期间不应有可见泄漏。最大压降每小时不超过试验压力的 3%或 2 MPa, 取其小者。



中国船级社

# 水下生产系统规范

## 2025

第 11 篇 水下脐带缆

## 目 录

<b>第 1 章 通 则</b> .....	<b>3</b>
第 1 节 一般规定 .....	3
<b>第 2 章 设计技术要求</b> .....	<b>3</b>
第 1 节 一般规定 .....	3
<b>第 3 章 试验与检验</b> .....	<b>9</b>
第 1 节 制作过程试验 .....	9
第 2 节 产品试验 .....	10

# 第 1 章 通 则

## 第 1 节 一般规定

### 1.1.1 一般要求

本篇规定了水下脐带缆设计、制造和检验的相关要求。

### 1.1.2 送审图纸

1.1.2.1 除另有规定外，水下脐带缆的图纸及其技术资料应提交 CCS 批准，包括但不限于以下图纸范围：

- (1) 产品适用的技术标准；
- (2) 产品技术规格书；
- (3) 脐带缆产品设计图纸等；
- (4) 脐带缆终端总成设计图纸等；
- (5) 设计计算书（包括但不限于极端工况下整体性能分析、局部强度分析、疲劳性能分析等）；
- (6) 主要工艺图纸及文件；
- (7) 布置图；
- (8) 防腐布置图（如适用）；
- (9) 外观标志及说明；
- (10) 试验文件；
- (11) 风险分析报告（如适用）；
- (12) ROV 操作界面及相关文件（如适用）。

# 第 2 章 设计技术要求

## 第 1 节 一般规定

### 2.1.1 一般要求

脐带缆的设计应充分考虑水下生产系统的工作环境、运行条件和工程的特定要求，以及性能失效的后果。

### 2.1.2 设计审核

2.1.2.1 脐带缆总体功能要求：

- (1) 应能承受设计寿命内的设计载荷和工况组合；
- (2) 在设计寿命期间内应在规定的温度下储存和运行；
- (3) 脐带缆的材料应能满足环境、腐蚀控制及介质相容性的要求；
- (4) 脐带缆的电缆应能传输电力和信号，满足设计的要求；
- (5) 脐带缆的光纤应满足传输信号的要求，衰减在要求的范围内；
- (6) 脐带缆的软管和/或金属管应能在满足流量、压力、温度和清洁度等要求下传输流体；
- (7) 如脐带缆部件出现渗透，应以可控的方式进行排放；
- (8) 脐带缆应能在满足一定要求的工况下，进行回收和再安装。
- (9) 脐带缆设计的疲劳寿命宜等于或大于 10 倍的使用寿命，使用寿命依据目标要求进行设定。

2.1.2.2 终端及附属设备应至少满足与脐带缆相同的功能要求。若应用，应按下列各项进行论证：

- (1) 终端应在脐带缆和支撑结构之间提供结构接口；
- (2) 终端应在脐带缆和弯曲限制器/弯曲加强件之间提供结构接口；
- (3) 终端不应降低脐带缆的使用寿命，或使系统性能低于功能要求；
- (4) 腐蚀保护应满足设计寿命的要求；
- (5) 安装过程中，将终端应急回收或按计划回收到水面，不应降低脐带缆的使用寿命或系统性能。

### 2.1.3 设计要求

#### 2.1.3.1 一般要求

脐带缆设计要求应进行设计验证或试验验证。

#### 2.1.3.2 脐带缆设计载荷按功能、环境（外部的）或者偶然性进行分类：

##### (1) 功能载荷：

指脐带缆在制造、安装和运行期间，作用于脐带缆上的载荷，包括脐带缆在水下承受的下列载荷（风、浪、流载荷除外）：

- ① 由脐带缆（含介质及配件）的重力和浮力产生的载荷，包括永久性和暂时的载荷；
- ② 软管和金属管内的压力；
- ③ 热胀及收缩产生的载荷；
- ④ 外部压力；
- ⑤ 试验压力，包括安装、调试和储存压力；
- ⑥ 因挖沟、埋设或抛石引起的外部土壤或岩石的反作用力；
- ⑦ 由支撑和保护结构产生的静反力和变形载荷；
- ⑧ 临时安装或回收载荷，包括受到的拉伸和断裂载荷、冲击载荷及导向产生的载荷；
- ⑨ 在运行期间，脐带缆结构中的残余安装载荷；
- ⑩ 压力和张力引起的旋转产生的位移；
- ⑪ 铺设或卡紧脐带缆的相互作用；
- ⑫ 由于刚性或柔性管交叉或跨越引起的载荷；
- ⑬ 安装时由于定位误差引起的载荷；
- ⑭ 检修工具引起的载荷。

##### (2) 环境载荷：

作用于脐带缆上由各种环境参数直接或间接产生的外部作用载荷，包括波、流和海上设施运动产生的载荷。

##### (3) 偶然载荷：

指直接或间接地由非计划性行为产生的载荷，包括但不限于以下情况：

- ① 落物；
- ② 拖网渔船碰撞；
- ③ 锚缆故障；
- ④ 火灾和爆炸（水面部分）；
- ⑤ 舱壁损坏或非正常进水；
- ⑥ 推进器故障；
- ⑦ 安装船舶的动力定位故障；
- ⑧ 外部过压；
- ⑨ 内部过压；
- ⑩ 转塔驱动系统故障（如适用）。

#### 2.1.3.3 载荷组合与工况

脐带缆的设计应证明其满足作用在脐带缆上的各种载荷组合的要求，设计载荷应来源于以下载荷组合

- (1) 功能载荷；
- (2) 功能载荷和环境载荷；
- (3) 功能载荷、环境载荷和偶然载荷。

2.1.3.4 在脐带缆的安装设计中应考虑以下载荷：

- (1) 脐带缆在海床上触地区域载荷；
- (2) 船舶间的运动载荷，考虑船舶允许偏移量；
- (3) 沿着脐带缆张力和曲率的变化；
- (4) 沿着脐带缆多点的张力和曲率时域图，包括已确定的最大张力值和最小曲率半径的点；
- (5) 为避免脐带缆过应力所允许的船舶运动范围；
- (6) 挖沟作业的残余张力（如适用）；
- (7) 在脐带缆失效前，铺缆船可定位的最长时间周期；
- (8) 由于抛石产生的冲击力；
- (9) 由于在储存和通过电缆线盘期间产生的断裂载荷和内部监控压力及铺设拉伸载荷的组合产生的横向变形；
- (10) 如安装涉及 I 型管或 J 型管，应考虑脐带缆与海床上、I 型管或 J 型管内部摩擦力，确定脐带缆上的最大拖拉力；
- (11) 脐带缆的设计载荷、最小弯曲半径和许用断裂载荷应在安装分析确定的限定范围内。

2.1.3.5 结构分析

结构分析应考虑以下设计载荷或作业载荷。

- (1) 海床的稳定性，包括需要的附加压载和其他安装作业中的碰撞；
- (2) 铠装金属丝、弯曲加强件、聚合物和保压部件的疲劳；
- (3) 最小破断载荷；
- (4) 环境条件的影响（例如，紫外线、温度、臭氧和长时间浸泡在海水和浸透的流体中）；
- (5) 在制造、搬运、安装过程中，铜导体、铠装金属丝、金属管和光纤的累计应变；
- (6) 光纤的应变。

2.1.3.6 动态分析

应通过脐带缆动态分析确定下列载荷：

- (1) 沿着脐带缆张力和曲率的变化；
- (2) 沿着脐带缆多点的张力和曲率时域图，包括已确定的具有最大张力值和最小曲率半径的点；
- (3) 脐带缆的疲劳寿命分析应保持合适的安全裕度；
- (4) 设计的弯曲加强件和附属设备应保持脐带缆在其允许的操作范围内。

2.1.4 脐带缆的设计

2.1.4.1 温度范围

脐带缆及其组成部件和材料应能在-15℃~40℃的温度范围之内正常工作。对于寒冷气候条件下应用的脐带缆，可能要受到低于规定的最低温度（如储存、装船与安装，以及运行期间水面上的一段）。

在规定的设计寿命和工作温度下，脐带缆应能连续运行，应明确脐带缆适用的最高和最低温度。

2.1.4.2 最大工作载荷

脐带缆的最大工作载荷应不低于技术规格书内的规定值，并满足接受标准的要求。

2.1.4.3 最小破断载荷

当脐带缆处于拉直状态时，其最小破断载荷应与技术规格书一致，并满足接受标准的要求。

2.1.4.4 最小弯曲半径

在不影响脐带缆性能的情况下，脐带缆的最小弯曲半径是指储存和运行期间可弯曲的最小半径，应与技术规格书的规定一致，并满足接受标准的要求。电缆、软管、金属管和光缆

的最小弯曲半径也应与技术规格书的规定相一致，并满足接受标准的要求。

#### 2.1.4.5 动态使用寿命

为达到规定的设计寿命，脐带缆应设计成抗疲劳型，其弯曲和运动次数应满足设计功能的要求。疲劳寿命应满足接受标准的要求。

#### 2.1.4.6 海底稳定性

脐带缆应具有足够的海底稳定性并满足设计功能的要求。

#### 2.1.4.7 运行环境要求

脐带缆及其组成部件应满足耐海水腐蚀的要求，应考虑下列因素：

- (1) 安装前的储存；
- (2) 与工作介质接触；
- (3) 海床及水面在辐射、臭氧、温度和化学方面的环境；
- (4) 自由悬挂区域施加的动载；
- (5) 防落物保护。

#### 2.1.4.8 横截面布置

脐带缆的设计应满足设计的功能要求以及接受标准中机械性能的要求，应考虑如下因素：

- (1) 横截面应尽量紧凑；
- (2) 横截面宜尽量对称，可使用辅助部件或填充物；
- (3) 脐带缆含有电缆时，可采用电缆靠近脐带缆束的中心布置方式，也可采用电缆子束沿脐带缆束周边布置的方式。电缆及子束的设计应考虑额外的拉伸和压缩载荷施加到电导体上，并不损害设计寿命；
- (4) 若脐带缆内含有钢管，同时还有热塑性软管和/或电缆，应考虑在制造、盘卷、安装和运行期间，钢管对热塑性软管和/或电缆施加的挤压力；
- (5) 如在脐带缆内的间隙处加填充物，在选择填充物时，宜考虑脐带缆制造、安装、运行时对脐带缆束的挤压力；
- (6) 对于深水安装的脐带缆，横截面的布置应考虑脐带缆不进水的要求，在安装期间所受的外力不损坏脐带缆各部件。

#### 2.1.4.9 子束

- (1) 子束可由电缆、光缆、软管、金属管单独构成，也可组合构成，其设计和外型尺寸应为圆形构造。子束的设计尽量以中心轴对称；
- (2) 为了保持子束部件成缆后的稳定性，绑扎带应以固定的螺旋角绑扎；
- (3) 对于有几何形状及/或机械的要求（如与电穿透器的连接），绑扎和绑带部件可用热塑材质加外护套并与技术规格书一致，并满足接受标准的要求。

#### 2.1.4.10 成缆

- (1) 各个功能部件（如电缆、光缆、软管、金属管、填充物等）组合成脐带缆束或子束；
- (2) 若需要，子束的成缆过程应在软管带压的状态下进行，使用的压力等级应符合技术规格书和接受标准的要求，并足以防止软管的变形。全部成缆作业应将软管加压至相同的压力下进行。

#### 2.1.4.11 内护套

当脐带缆进行铠装时，内护套应包覆在绑扎的管束上，提供机械防护，并增强束的稳定性，为铠装金属丝提供一垫层，护套的结构为：

- (1) 对于静态应用：采用连续挤压成型的热塑性材料或采用一层螺旋包覆的合成粗纱纤维。该材料应足以抵抗装船和安装期间的磨损和应力开裂；
- (2) 对于动态应用：采用连续挤压成形的热塑性材料；
- (3) 内护套不应含杂质、瑕疵和其它缺陷。护套应具有足够的厚度以使铠装金属丝和束之间的径向压缩处于合理的分布状态；
- (4) 护套厚度以及护套厚度公差和同心度公差应与技术规格书一致，并满足接受标准的要求。

#### 2.1.4.12 铠装

- (1) 应保证各铠装（金属或非金属）所受拉力均匀，并且有足够的强度，当脐带缆的拉力从零变到最大轴向工作载荷时，应能限制其旋转；

- (2) 脐带缆铠装应在动态运行期间保持相对平衡, 保证脐带缆有足够的稳定性;
- (3) 对于多层铠装和/或平衡装置, 在邻近各层的反方向应包覆辅助铠装层;
- (4) 铠装的尺寸和包覆长度应提供必要的抗拉强度、轴向拉伸率、弯曲刚度和重量;
- (5) 对于含有钢管的脐带缆, 应考虑内部钢管的应力释放。

#### 2.1.4.13 外护套

- (1) 外护套宜采用连续挤压成形的热塑护套;
- (2) 外护套宜采用纺织粗纱, 成螺旋形包覆;
- (3) 外护套有明确的长度标识, 应沿脐带缆长度方向使用高能可见的对比色。

#### 2.1.4.14 长度标识

(1) 脐带缆的长度标识除首尾两段的 100 m 以 10 m 为步长外, 其余均应以 100 m 为步长顺序标识。在脐带缆的储存、装船、安装期间, 标识应耐用, 潜水员或水下摄像机应能清晰可见, 标识字高不应低于 25.4 mm (1.0 in)。

- (2) 脐带缆的长度方向应具有连续指示标识。

### 2.1.5 脐带缆制造技术要求

2.1.5.1 水下脐带缆的制造应满足本规范或接受的标准要求。

2.1.5.2 脐带缆制造还应依据制技术规格书或接受的标准进行验证, 且保留相关文件记录。

2.1.5.3 脐带缆内钢管单元和软管单元接长时应进行压力测试, 测试采用 1.5 倍额定工作压力, 测试 15 分钟, 压降满足设计规范的要求。

2.1.5.4 脐带缆内电缆单元和光纤单元接长时应进行性能测试, 性能测试满足电缆或者光纤的要求。

2.1.5.5 成缆过程中各部件、子束、填充物均不应承受过大的拉压载荷。若部件或子束的重量可能产生破坏性载荷, 放缆卷轴应以动力驱动。

2.1.5.6 部件和成缆机之间的接触力不应超过技术规格书中的规定值。为进一步减少表面损坏, 应考虑将滚轮设置在接触力相对较大的地方。

2.1.5.7 成缆过程中应连续目视检查各个部件在成缆过程中是否有擦伤、划痕或其它的损伤。

2.1.5.8 应考虑标识截面中每个束或子束的一个或多个部件。

2.1.5.9 应在成缆过程中记录对部件进行焊接、连接的细节及长度位置。

2.1.5.10 部件的弯曲半径均应保持等于或大于要求产生最大允许弯曲应变的半径。

2.1.5.11 缠绕的张力和/或层数应不使束结构或各个部件产生破坏和变形。

2.1.5.12 已成缆的或成束的部件应储存在专用受控的干燥区域内具有合适尺寸的滚筒或转盘装置上。

2.1.5.13 在挤压过程中, 应依据接受的标准测量并记录下述工艺参数

- (1) 挤压机料筒/机头温度;
- (2) 融化压力/温度;
- (3) 转动速度/功率要求;
- (4) 牵引速度;
- (5) 在两个平面处测得的外径。

2.1.5.14 在护套制作期间, 应对产品进行外观检查, 以使护套连续均匀包覆, 且无异物进入护套内。

2.1.5.15 允许对护套进行修复, 修复工作应根据接受的标准进行, 并满足接受标准的要求。

2.1.5.16 应对每批号的铠装金属丝试样检测破断强度、屈服强度及负载延伸率, 以确认材料性能在规定值范围内, 并进行记录。

2.1.5.17 在铠装制作过程中, 子束及其部件不应承受过大压缩载荷而导致其变形或损坏。若在铠装层之间使用隔离层, 施加的张力应均匀。每次制作开始时, 应检查各线轴施加在铠装上的张力, 并满足接受标准的要求。

2.1.5.18 在铠装制作过程中, 应对产品进行外观检查, 检验铠装是否连续均匀包覆, 并且没有异物进入铠装层内。在此过程中, 还应保证带护套的子束未拉伸, 且不受干扰。

2.1.5.19 若铠装层内的金属丝有焊接接头，接头应交错排列并按接受的标准制作，铠装钢丝焊接位置应记录在成缆图上。

2.1.5.20 应对外护套纵向条纹进行外观检查，以判断外护套的连续性和脐带缆是否存在扭曲。

## 第 3 章 试验与检验

### 第 1 节 制作过程试验

#### 3.1.1 一般要求

3.1.1.1 脐带缆内部单元测试应满足相关接受标准的要求，单元测试测包括电缆、光缆、钢管、软管等。

3.1.1.2 脐带缆内部电单元测试应形成记录，提交验船师审核，测试应包括但不限于：

- (1) 外观和尺寸检查；
- (2) 导体直流电阻测试；
- (3) 屏蔽层电阻率测试；
- (4) 绝缘层电阻测试；
- (5) 高压直流试验；
- (6) 高压交流试验；
- (7) 击穿电压；
- (8) 局部放电试验；
- (9) 电感特性试验；
- (10) 电容特性试验；
- (11) 衰减特性试验；
- (12) 特性阻抗试验；
- (13) 试验电压施加速率等。

3.1.1.3 脐带缆内部光单元测试应形成记录，提交验船师审核，测试应包括但不限于：

- (1) 外观和尺寸检查；
- (2) 传输和光学特性试验；
- (3) 机械性能试验；
- (4) 环境性能试验；
- (5) 外部压力试验；
- (6) 光纤接续试验等。

3.1.1.4 脐带缆内部软管单元测试应形成记录，提交验船师审核，测试应包括但不限于：

- (1) 外观和尺寸检查；
- (2) 压力及压力循环试验；
- (3) 爆破试验；
- (4) 低温弯曲试验；
- (5) 压溃试验；
- (6) 试验压力/压力衰减试验等。

3.1.1.5 脐带缆内部钢管单元测试应形成记录，提交验船师审核，测试应包括但不限于：

- (1) 外观和尺寸检查；
- (2) 压力试验；
- (3) 拉伸试验；
- (4) 压扁试验；
- (5) 硬度试验；
- (6) 扩口试验；
- (7) 化学分析；
- (8) 腐蚀试验；
- (9) 爆破试验等。

## 第 2 节 产品试验

### 3.2.1 一般要求

3.2.1.1 脐带缆的性能应采用试验的方法验证，在产品生产前，使用单独的脐带缆段进行验证。若风险较低，可直接从成品取样进行试验验证。

3.2.1.2 若脐带缆中包含电芯线和光纤，电气单元和光纤单元的完整性试验应视作机械试验的一部分，测量的直流电阻值不应超过 IEC 60228 中规定值的+2%。

### 3.2.2 脐带缆拉伸试验

3.2.2.1 应根据脐带缆各部件的端部效应和间距长度，选取一段成品脐带缆，进行脐带缆拉伸载荷试验。

3.2.2.2 拉伸试验应拉伸到最大的设计载荷，以确定脐带缆装置的残余变形和残余扭曲。然后继续加载，确定脐带缆在失效范围内各部件所承受的载荷及其抗拉强度极限。

### 3.2.3 弯曲刚度试验

成品脐带缆的典型试样应进行弯曲刚度试验，试验程序应符合 GB/T 21412.5 附录 D 的规定，以确定弯曲强度极限。

### 3.2.4 扭转刚度试验

成品脐带缆的典型试样应进行扭转刚度试验，以确定脐带缆扭转强度极限。

### 3.2.5 压扁试验

应对成品脐带缆试样施加横向载荷，以测定其抗变形能力。板长度不小于 250 mm，施加载荷达到接受标准规定的最大加载值或变形达 10%，切开并检查，同时应测定和记录所加载荷对脐带缆和功能部件的影响。

### 3.2.6 静水压测试

脐带缆中承压管应进行静水压测试，试验压力为 1.5 倍额定工作压力，保压 15 分钟，压力衰减测试宜参考 GB/T 21412.5 相关要求执行。

### 3.2.7 透水率试验

成品脐带缆的典型试样应进行透水率试验，以确定脐带缆透水速率。

### 3.2.8 疲劳试验

应对脐带缆进行机械试验以确定其疲劳性能。如脐带缆部件中含有接头，接头应与脐带缆一起进行疲劳试验，疲劳试验应满足接受标准的要求。

### 3.2.9 外观和尺寸检查

在制造过程中，各部件、脐带缆的半成品和成品应没有损伤、缺陷或杂质，也应检查原料有无杂质。同时，根据接受标准的要求，应检测外观和尺寸参数。

### 3.2.10 功能性部件的连续性试验：

应进行电气、光学和液压连续性试验，验证脐带缆内部单元的连续性。

### 3.2.11 脐带缆流量试验

宜对脐带缆内承压管的额定流量进行测试，验证流量满足接受标准的要求。

### 3.2.12 脐带缆液体清洁度测试

应对液压管线中液体清洁度等级进行测试，按照 GB/T 14039 规定的程序，以不少于 10 分钟的间隔对各管内连续取样三次，其清洁度等级应满足或超过接受标准的规定值。



中国船级社

# 水下生产系统规范

## 2025

第 12 篇 水下其他关键产品及部件

# 目 录

<b>第 1 章 一般规定</b> .....	<b>1</b>
第 1 节 通 则.....	1
<b>第 2 章 水下变压器</b> .....	<b>2</b>
第 1 节 通 则.....	2
第 2 节 设计要求.....	3
第 3 节 试验与检验.....	4
<b>第 3 章 水下分离器</b> .....	<b>7</b>
第 1 节 一般要求.....	7
第 2 节 设计技术要求.....	7
<b>第 4 章 水下多路液压快速接头</b> .....	<b>9</b>
第 1 节 一般要求.....	9
第 2 节 试验与检验.....	9
<b>第 5 章 水下飞线及接头</b> .....	<b>11</b>
第 1 节 通 则.....	11
第 2 节 水下液飞线.....	11
第 3 节 水下电飞线.....	12
第 4 节 水下光飞线.....	12
第 5 节 试验与检验.....	12
<b>第 6 章 水下化学试剂注入阀</b> .....	<b>14</b>
第 1 节 一般要求.....	14
第 2 节 设计要求.....	14
第 3 节 试验与检验.....	15
<b>第 7 章 水下方向控制阀</b> .....	<b>16</b>
第 1 节 一般要求.....	16
第 2 节 设计要求.....	16
第 3 节 试验与检验.....	16
<b>第 8 章 水下电子模块</b> .....	<b>18</b>
第 1 节 一般规定.....	18
第 2 节 设计技术要求.....	18
第 3 节 试验与检验.....	19
<b>第 9 章 水下温压传感器</b> .....	<b>21</b>

---

第 1 节 设计技术要求 .....	21
第 2 节 试验与检验 .....	22

## 第 1 章 一般规定

### 第 1 节 通 则

#### 1.1.1 一般要求

1.1.1.1 除本篇要求外，对水下生产系统中其他部件与产品还应符合 CCS 接受国际标准、国家标准和行业标准的适用的规定。

## 第 2 章 水下变压器

### 第 1 节 通 则

#### 2.1.1 一般要求

2.1.1.1 水下变压器主要由外壳、绕组、铁芯、压力补偿器、综合监测系统、输入耦合接头、输出耦合接头及底座等主要部件组成。

2.1.1.2 水下变压器外壳、压力补偿器和耦合接头应具备优良的耐海水腐蚀、抗压、防渗透及绝缘等性能。

2.1.1.3 本章规定了水下变压器系统的设计、制造、检验和水下安装的最低要求，除符合本章要求外，还应满足 CCS《钢质海船入级规范》和 IEC 60092、IEC 60076 中对水下变压器的相关要求。

#### 2.1.2 定义

本章所使用的定义如下：

##### 2.1.2.1 压力补偿器

安装在变压器外壳上，用于补偿温度变化而引起的内部绝缘油体积膨胀和收缩，同时保证绝缘油压力与壳外水压相同或接近的装置。

##### 2.1.2.2 绕组热点温升

绕组热点温度与外部冷却介质温度之差，其中绕组热点温度是与固体绝缘或绝缘液体接触的绕组导体最热点的温度。

##### 2.1.2.3 绕组平均温度

在温升试验后期通过测量绕组直流电阻确定的温度值。

##### 2.1.2.4 顶部液体温度

外壳顶部的绝缘液体温度。

##### 2.1.2.5 液体平均温度

外壳顶部液体温度与底部液体温度的平均值。

##### 2.1.2.6 电缆终端

安装在电缆末端，用于与系统其他部分的电气连接，并保持连接点绝缘的装置。

##### 2.1.2.7 耦合接头

具有使电缆与其他设备连接和断开功能的绝缘接头。

##### 2.1.2.8 接头组件

水下缆线之间的湿式和/或干式耦合接头、贯穿件、电缆终端、电缆尾或跨接缆组件或组件的组合。

##### 2.1.2.9 压差

在外壳两侧作用的两个压力绝对值之间的差值。

##### 2.1.2.10 额定压差

水下变压器在规定的使用条件下所能承受的外壳内外两侧间的最大压力差。

##### 2.1.2.11 干式耦合接头

为浸没在海水中，在干燥环境中（所依托平台/岸上）进行连接或断开的接头。

##### 2.1.2.12 湿式耦合接头

为浸没在海水中，在湿式环境中进行连接或断开的接头。

##### 2.1.2.13 额定绝对压力

水下变压器在规定使用条件下设计的最大绝对压力。

#### 2.1.3 图纸资料

2.1.3.1 申请方提交 CCS 审查的文件包括但不限于以下内容：

(1) 设计规格书，应至少包括：

- ① 工作环境条件参数;
  - ② 冷却形式和温度限定;
  - ③ 变压器的电力参数;
  - ④ 材料规格书;
  - ⑤ 运输、水下安装技术要求等。
- (2) 总装图;
  - (3) 结构原理图;
  - (4) 零部件图纸及装配图纸, 包括骨架图、线圈图、铁芯图、接线盒图、外壳图(如适用)等;
  - (5) 接线端子图;
  - (6) 变压器外壳结构强度计算书;
  - (7) 试验大纲;
  - (8) 根据审查的需要, 提交的其他图纸资料。

## 第 2 节 设计要求

### 2.2.1 一般要求

2.2.1.1 水下变压器应能在水下环境中长时间稳定运行, 且具备高可靠性。

2.2.1.2 水下变压器的压力补偿器应能补偿外壳内部绝缘油因温度改变而引起的体积变化。

2.2.1.3 水下变压器的综合监测系统应能对变压器绕组温度、绝缘油压力、绝缘油温度、绝缘油性质(包括介电强度、水敏感性/饱和度、清洁性、干燥性、溶解度等)、系统绝缘状况、电压、电流和外壳泄漏等方面进行有效监测, 并能发出报警信号, 且综合监测系统中各部分的故障不应导致变压器功能的下降。

### 2.2.2 电气要求

2.2.2.1 水下变压器应能在正常工作状态下保持额定功率稳定运行, 并不应超过最大设计温度。

2.2.2.2 水下变压器的电压值应根据 IEC 60076-3 中确定的设备最高电压标准值进行选择。

2.2.2.3 水下变压器绕组绝缘应均匀, 中性点额定电流应等于对应变压器绕组端子的额定电流, 匝数比调整应能满足设计电压比要求。

2.2.2.4 水下变压器如需安装中性点接地电阻, 中性点接地电阻应满足额定电压的设计要求, 应不小于变压器的线电压, 且中性点接地电阻应在额定电压下持续工作。

2.2.2.5 电源端子所用的贯穿件、耦合接头应满足 IEC 61886-1 相关要求, 用于仪表和控制目的贯穿件和耦合接头应满足本篇第 5 章的相应要求。

2.2.2.6 高低压绕组间应静电屏蔽, 以防由于电容耦合而造成电压瞬变。静电屏蔽应接地。

2.2.2.7 变压器铁芯的尺寸应使铁芯在 110% 额定电压和额定功率下可持续运行, 铁芯磁通密度应避免在额定电压以上运行时出现饱和效应。

2.2.2.8 水下变压器应满足 IEC 60076-1 和 IEEE C57.12.00 中对电气参数偏差的要求。

### 2.2.3 外壳要求

2.2.3.1 外壳的设计应满足组装、注油、运输、安装、运行和回收至水面期间的最不利的工况, 且外壳应能承受至少 1.5 倍额定压差。水下变压器外壳可为单层或双层设计, 在外部环境和内部工作环境之间应至少设置一个金属密封或两个独立的非金属密封, 密封应能满足使用环境和寿命的要求。

### 2.2.4 压力补偿器要求

2.2.4.1 压力补偿器应能对绝缘油压力和体积的变化进行补偿和回收。

2.2.4.2 压力补偿器的额定压差应不小于补偿器外壳的额定压差，同时压力补偿器还应能承受至少为额定压差 1.5 倍的压力。

2.2.4.3 在运行过程中，压力补偿器应能容纳至少 3 bar/min 的压力变化率，应容纳温度变化引起的绝缘油体积变化，还应容纳由于内部电气故障引起的绝缘油体积膨胀。

2.2.4.4 对于无法进行水下检查和清洁的压力补偿器，应在进水口设置泥沙过滤器。设计上应采取有效措施防止泥沙堵塞补偿器，过滤器应能打开进行检查和清洁。

### 2.2.5 密封要求

2.2.5.1 水下变压器应在海水和导体/带电部件之间至少设置两道密封，对于长期工作在海水中的每道密封应单独设计和试验，每道密封失效不应影响其余密封的功能或完整性。

### 2.2.6 材料要求

2.2.6.1 水下变压器和组件材料应满足设计寿命期间的使用要求，并与相关的绝缘油/材料兼容。

2.2.6.2 水下变压器外壳和部件应与防腐系统或专用防腐系统进行电连接。组装后，应测量并记录电连续性。

### 2.2.7 绝缘油要求

2.2.7.1 绝缘油应与水下变压器内部材料兼容，水下变压器内部所用材料不应损害绝缘油的热性能和电气性能。

2.2.7.2 绝缘油的冷却特性应能适应水下变压器工作过程中的压力和温度变化。

2.2.7.3 绝缘油密度应保证海水渗漏或进入不会影响水下变压器性能。

## 第 3 节 试验与检验

### 2.3.1 一般要求

2.3.1.1 应对水下变压器综合监测系统进行了试验，各项监测功能应满足设计要求。

### 2.3.2 材料和组件试验

2.3.2.1 应对新材料以及新材料的组合进行试验，聚合物材料的试验还应包括对液体或气体的密封试验。

2.3.2.2 对于绝缘材料，应在老化试验后验证其电气性能，并应对新的非金属密封和屏障材料、新材料组合进行兼容性、密封、长期扩散特性、爆破片等试验以确认其热、电和机械性能满足要求。

2.3.2.3 应对水下变压器的内部部件进行高压试验，验证其能承受静水压力，并能在反复安装/回收过程中不致损坏，在压力作用下仍具有持续工作的能力。

### 2.3.3 氦气泄漏控制试验

在与外壳连接的外部设备、焊缝和密封屏障组装过程中，应对两个单独的密封屏障进行氦气泄漏试验，保证密封功能满足设计要求。

### 2.3.4 液浸式变压器压力密封试验

2.3.4.1 液浸式变压器压力密封试验除满足 IEC 60076-1 相关技术要求外，应对壳体进行外压试验。

2.3.4.2 测试压力至少为 1.5 倍额定压差（压力补偿器处于最大膨胀时）。在密封后应进行超压试验，压力不应超过最大操作差值的两倍（若没有具体压力值，可取用 1 bar + 大气压）。在试验过程中和试验完成后，均不应出现泄漏。

### 2.3.5 液浸式变压器压力变形试验

2.3.5.1 试验应在充满绝缘油的变压器上进行,外壳的试验压力应比正常运行时的压力高 35 kPa。如变压器装有压力释放装置,则试验时的压力应至少高于压力释放装置动作压力 10 kPa。

2.3.5.2 如试验中测量的永久变形量超出极限值,则应重新试验以确定油箱变形量是否满足设计要求。如不满足,则应采取相应的补救措施。

### 2.3.6 真空密性试验

将水下变压器处于相对真空状态,获得现场运行要求的最高真空水平。当真空计的指示达到规定值后,应继续抽真空 2 h 或直到获得稳定的真空压力值为止。抽真空停止后,应保持 10 分钟,记录第一个真空压力值。应在 30 分钟后再测量一次,记录第二个真空压力值,其压力增量应小于 0.2 kPa/h。

### 2.3.7 真空变形试验

水下变压器的真空变形试验应包括现场使用的全部要求真空的部件。应提前建立独立参考点,并将通过计算得到的测量值与制造方的预期变形量进行对比,若超出预期值,则需重新试验以确定油箱变形量,若变形量超出设计要求,则应采取相应的补救措施。

### 2.3.8 压力补偿器的压力循环的耐久试验

2.3.8.1 试验前应先进行氦气泄漏试验与绝缘油取样分析,定义体积—压力曲线,压力循环耐久性试验后应再次进行绝缘油取样分析和氦气泄漏试验,压力补偿器结构应单独接受耐久性试验,循环次数应满足水下变压器设计寿命的要求。对于超大型压力补偿器,可使用代表性比例模型进行压力循环试验,以验证压力补偿器在运行条件下可长期使用,应无泄漏、老化或损坏。

2.3.8.2 试验完成后,压力补偿器氦气泄漏量、绝缘油样品中的含水率和电特性应满足设计要求,压力补偿器应无机械故障和泄漏,各部件应能正常运行。

### 2.3.9 油样试验

变压器绝缘油应按 IEC 60422 的相关测试要求送检测机构进行检测,检测项目应包括水分(湿度)、中和值(酸度)、界面张力、比重、外观、电介质击穿电压、多氯联苯、溶解气体分析、腐蚀性硫及 20℃ 和 90℃ 时绝缘油的直流电阻率等。

### 2.3.10 中性点接地电阻试验

中性点接地电阻试验应满足 IEEE PC 57.32 的相关试验要求。

### 2.3.11 绕组电阻测量

绕组电阻测量应满足 IEC 60076 的相关试验要求。

### 2.3.12 电压比测量和相位移检查

电压比测量和相位移检查应满足 IEC 60076 的相关试验要求。

### 2.3.13 短路阻抗和负载损耗

短路阻抗和负载损耗应满足 IEC 60076 的相关试验要求。

### 2.3.14 90%、100%和 110%额定电压下空载损耗和空载电流

90%、100%和 110%额定电压下空载损耗和空载电流试验应满足 IEC 60076 的相关试验要求。

### 2.3.15 内置电流互感器变比和极性的测试

内置电流互感器变比和极性的测试应满足 IEC 60076 的相关试验要求。

### 2.3.16 绕组对地及绕组间电容测量

绕组对地及绕组间电容测量应满足 IEC 60076 的相关试验要求。

### 2.3.17 常规介电强度试验

常规介电强度试验应满足 IEC 60076 的相关试验要求。

### 2.3.18 各绕组对地及绕组间的直流绝缘电阻测量

直流绝缘电阻的测量应满足 IEEE C57.12.90 和 IEEE C57.152 的相关试验要求，应在干燥条件下进行，绝缘电阻应在 1 分钟和 10 分钟后记录，10 分钟后的绝缘电阻应不小于 500 M $\Omega$ 。

### 2.3.19 极化指数测量

极化指数测量与各绕组对地及绕组间的直流绝缘电阻测量程序相同，两种测量可同时进行。其中极化指数（PI）应按 10 分钟绝缘电阻值（ $IR_{10}$ ）与 1 分钟绝缘电阻值（ $IR_1$ ）的比值计算，极化指数应不小于 1.5。

### 2.3.20 升压系数测量

2.3.20.1 变压器的升压系数应满足在测试和运行过程中不发生铁芯饱和现象，若无法使用额定值进行测试，则可使用降低的测试电压和测试频率。

2.3.20.2 测试设置可与 IEC 60076 中的“空载损耗测量和电流测试”相同，变压器铁心在测试过程中不应饱和。

### 2.3.21 空气中温升试验

空气中温升试验应满足 IEC 60076-2 中的相关规定。

### 2.3.22 水中升温试验

水中升温试验应采用 GB 1094.2 中的短路负载法进行试验，且满足设计要求。

### 2.3.23 绕组热点温升试验

绕组热点温升试验应满足 GB 1094.2 的相关试验要求。

## 第 3 章 水下分离器

### 第 1 节 一般要求

#### 3.1.1 适用范围

3.1.1.1 本章适用于石油和天然气工业中的水下分离器。

#### 3.1.2 功能要求

3.1.2.1 水下分离器是用于对产出液进行处理的装置，提高介质输送效率，一般布置在海底。

3.1.2.2 如分离系统与增压系统存在闭式循环，则分离系统的设计应与增压系统的设计一体考虑。

3.1.2.3 水下分离器的设计应考虑流动保障的安全问题（例如水合物、腐蚀和段塞等）。

#### 3.1.3 图纸资料

3.1.3.1 申请方提交 CCS 审查的文件包括但不限于以下内容：

- (1) 设计规格书；
- (2) 总体布置图；
- (3) 零部件图纸及装配图纸；
- (4) 承压/承载部件图纸；
- (5) 焊接规格表；
- (6) 防腐布置图及计算书；
- (7) 结构强度计算报告；
- (8) 吊耳的结构强度计算报告；
- (9) 试验大纲；
- (10) 风险分析/评估报告；
- (11) CCS 根据审查的需要，要求提交的其他图纸资料。

### 第 2 节 设计技术要求

#### 3.2.1 一般要求

3.2.1.1 水下分离器的设计应考虑结构安全的要求，包括接口部件、零部件在内的分离器的设计应采用高可靠性的设计，重点考虑功能和操作要求（如软着陆装置、安装和回收、水下检测和更换等方面的设计要求）。结构设计应考虑振动、疲劳、断裂、磨蚀、侵蚀、腐蚀的影响。

3.2.1.2 水下分离器设计应满足在役期内载荷响应、老化和其他因素的影响，并应具有足够的耐久性。

3.2.1.3 水下分离器的管口和透壁穿孔数量应尽量少，以降低产生泄漏的可能性。如可能，宜用永久性焊接方法或类似的安全连接的方式代替法兰连接，以避免泄漏。

3.2.1.4 水下分离器的凸形封头应是半球形的，以降低过渡区产生屈曲的可能性。椭圆形或碟形封头，或带有折边的球形封头均不能应用于深水分离器。

3.2.1.5 在筒体和球形封头板厚不一致的情况下，两者连接处的设计应作出特殊考虑，便于实现加工和检验。

3.2.1.6 卧式容器应由两个位置对称的固定的鞍式支座支撑，并且在鞍式支座附近为分离器配备连续的环向加强圈，以降低支撑力引起的筒体局部应力集中。

3.2.1.7 在安装和/或操作阶段应对分离器进行保护,使其免于遭受外部撞击。起重垫板、吊耳宜尽量与加强圈或者鞍座连接在一起减少与分离器外壳不必要的焊接。

### 3.2.2 载荷

3.2.2.1 静态外压与设计内压的压差或者静态外压与真空条件产生的压差是主要的控制载荷。应考虑分离器自重以及支撑产生的载荷。

3.2.2.2 应评估可能产生的意外载荷,例如坠落物体以及捕鱼用具的拖挂。

### 3.2.3 操作维护

3.2.3.1 水下分离器的设计应考虑水下机器人的检测需求,包括阴极保护的状况。

3.2.3.2 分离器的设计应考虑压力、温度、液位控制和输出质量(例如油/水与气体分离时水中含油和油中含水的比值),并设置分离器的超压保护系统。

### 3.2.4 水下分离器试验包括但不限于下列项目的检验:

- (1) 静水压测试;
- (2) 密封测试;
- (3) 结构检验;
- (4) 外压试验;
- (5) 设备功能试验;
- (6) 安装与回收测试。

## 第 4 章 水下多路液压快速接头

### 第 1 节 一般要求

#### 4.1.1 一般规定

##### 4.1.1.1 液压接头的要求：

- (1) 液压接头应满足工作压力的要求；
  - (2) 液压接头的插拔力应通过机械试验验证；
  - (3) 液压接头应设置插拔导向装置，方向标记应清晰可见；
  - (4) 液压接头应设置合理的操作把手，方便 ROV 或潜水员的操作。
- 4.1.1.2 水下液压接头应考虑冗余设计的要求，满足水下生产系统液压通道使用的要求。
- 4.1.1.3 水下液压接头应考虑多孔对中的要求，应有明显的位置指示。
- 4.1.1.4 水下液压接头焊接及无损检测应按照本规范第 2 篇的相关要求执行。

#### 4.1.2 图纸资料

##### 4.1.2.1 申请方提交 CCS 审查的文件包括但不限于以下内容：

- (1) 设计规格书；
- (2) 总体布置图；
- (3) 零部件图纸及装配图纸；
- (4) 承压/承载部件图纸；
- (5) 焊接规格表；
- (6) 防腐布置图及计算书；
- (7) 结构强度计算报告；
- (8) 试验文件；
- (9) CCS 根据审查的需要，要求提交的其他图纸资料。

### 第 2 节 试验与检验

#### 4.2.1 静水压测试

4.2.1.1 试验目的为验证水下液接头及飞线外压和在测试压力状态下性能和密封性能。

4.2.1.2 静水压强度试验压力为 1.5 倍额定工作压力，保压时间参考 GB/T 22513 执行。试验结束后，液接头功能正常，无泄漏和损坏。

#### 4.2.2 接头密封试验

4.2.2.1 密性试验压力为 1 倍额定工作压力，高压测试后进行低压密封测试，保压时间参考 GB/T 22513 执行。试验结束后，液接头功能正常，无泄漏和损坏。

#### 4.2.3 部件的压力—温度循环测试

4.2.3.1 水下液接头应进行压力温度循环测试，达到规定的压力循环数之前，设备应交替地加压到额定工作压力，然后泄压。在静水压循环试验之前和之后，应进行标准静水压（或气压，如适用）试验。

4.2.3.2 温度循环试验可与压力循环测试一起测试，设备应交替地加热并冷却到其额定工作温度类别的温度上极限和温度下极限。在温度循环期间，设备应在温度极限施加额定工作压力而无泄漏。

#### 4.2.4 机械强度试验

按照液压接头的结构设计要求进行液压接头的拉伸、弯曲和扭转试验，并进行记录，试验结束后，液接头功能正常，不能发生损坏。

#### 4.2.5 外压试验

应进行液压接头的外压试验，施加至 1.1 倍的额定工作水深的压力，保压时间不小于 1 小时，试验结束后，液接头功能正常，不能发生损坏。

#### 4.2.6 冲洗试验

连接液压接头，使用高压设备进行冲洗，冲洗压力不能超过额定工作压力。试验结束后，液压油清洁度应满足 SAE AS4059 6B-F 的要求。

## 第 5 章 水下飞线及接头

### 第 1 节 通 则

#### 5.1.1 一般要求

5.1.1.1 水下飞线液接头插拔次数一般应不小于 300 次，水下飞线电接头插拔次数应不小于 200 次，光接头的插拔次数应不小于 100 次。

5.1.1.2 应能承受在水下操作和安装过程中的应力和应变。

5.1.1.3 承受运输、储存和安装过程中的极端载荷，包括环境载荷、工作载荷和意外载荷等。

5.1.1.4 水下飞线的制造材料应具备良好的耐腐蚀性和耐压能力，材料的选择应根据水下环境的特点和要求进行评估。

5.1.1.5 水下飞线的绝缘层应具备良好的绝缘性能，以防止电泄漏和故障。绝缘层的制造应注意材料的均匀性和密实性，以保证绝缘性能的稳定性。

5.1.1.6 水下飞线的导体应具备良好的导电性能和机械强度，导体的制造应注意导体的截面形状和尺寸的精确控制，以保证电能传输的效率和稳定性。

5.1.1.7 水下飞线的防护层应具备良好的耐腐蚀性和机械强度，以保护电飞线免受水下环境中的损害。防护层的制造应注意材料的均匀性和密实性，以保证防护性能的稳定性。

5.1.1.8 水下飞线的连接技术应具备良好的密封性和耐压能力，以保证连接点的稳定性和电能传输的可靠性。常见的连接技术包括焊接、压接和搭接等。连接点的制造应注意连接的牢固性和密封性。

5.1.1.9 水下飞线的制造过程中应进行必要的检测和测试，以保证其质量和性能符合设计要求。

5.1.1.10 每个接头组件及其各个部件均应有可追溯文件，材料、制造记录和测试结果应保证每个接头组件的完整可追溯性。

#### 5.1.2 图纸资料

5.1.2.1 申请方提交 CCS 审查的文件包括但不限于以下内容：

- (1) 设计规格书；
- (2) 总体布置图；
- (3) 零部件图纸及装配图纸；
- (4) 焊接规格表；
- (5) 防腐布置图及计算书；
- (6) 结构强度计算报告；
- (7) 试验文件；
- (8) 风险分析/评估报告；
- (9) CCS 根据审查的需要，要求提交的其他图纸资料。

### 第 2 节 水下液飞线

#### 5.2.1 一般规定

5.2.1.1 飞线组件内承压管应有足够的长度，并适应承压管组件的最大伸长。

5.2.1.2 深水水下飞线组件应预充介质，并满足设计的要求。

5.2.1.3 水下液飞线应具备足够的强度，满足液飞线安装和操作的设计要求。

### 第 3 节 水下电飞线

#### 5.3.1 一般要求

5.3.1.1 电飞线应有足够的长度，并适应飞线组件的最大伸长。

5.3.1.2 内部预充或捆绑在结构上的材料，应考虑使用可储存于臭氧和紫外线环境下的飞线软管材料。

5.3.1.3 水下电飞线的电气绝缘不应与有接地电位的导电材料直接接触。

5.3.1.4 水下电飞线应具备足够的耐压能力，以承受水下环境中的水压。电飞线的绝缘材料和结构设计应能防止漏电，并保持电线的完整性。

5.3.1.5 水下电飞线的材料选择和涂层设计应具备良好的耐腐蚀性，以便其长期稳定运行。

5.3.1.6 水下电飞线需要具备良好的电气性能，包括低电阻、低电感和低电容，以减少电能损耗和电磁干扰，提高能量传输效率。

5.3.1.7 水下电飞线需要具备足够的强度和耐久性，应能承受水流、外界冲击等环境因素的影响。材料选择和结构设计也应考虑到这些因素，以便电飞线的长期稳定运行。

5.3.1.8 水下电飞线的设计应考虑到环境保护因素，材料选择和制造过程应尽量减少对环境的污染，同时在使用过程中减少对海洋生态系统的影响。

5.3.1.9 不宜带电操作插拔水下电接头与飞线，应设有防止在意外解脱的工况下出现带电针脚直接与海水直接接触的措施，以免造成短路与针脚电解。

5.3.1.10 水下电接头在进行水下湿式连接时，为保证正确的连接，接触电阻不大于  $0.1\Omega$ 。

5.3.1.11 水下电气接头与飞线所能接触的应用场景中，接头材质（包括护套充油管）均应满足与海水、淡水以及硅油等介质接触，不发生化学变化引起水下电接头与飞线发生老化或性能降低。

### 第 4 节 水下光飞线

#### 5.4.1 一般要求

5.4.1.1 水下光飞线应具备长期稳定性，以满足长期海底使用。

5.4.1.2 若将以太网电缆配置在充满介质的飞线内，则应包括固定装置，以保证电缆不会将力传递到连接器后端的焊接/压接点。

5.4.1.3 水下光飞线应有足够的弯矩半径和传输距离，满足结构强度和信息传递的要求。

5.4.1.4 在光连接器的设计寿命内使用时，其额定配对/拆卸循环次数内无需维护，插拔损耗应满足设计的要求。

### 第 5 节 试验与检验

#### 5.5.1 一般要求

5.5.1.1 水下飞线的测试内容主要包括功能试验、环境应力试验和电气试验等，以检验设计、制造或采购的水下飞线是否满足本规范的要求。

#### 5.5.2 飞线接头试验

##### 5.5.2.1 电气试验要求（如适用）

水下飞线接头接触电阻试验、外壳连续性试验、绝缘电阻试验、电压试验、局部放电试验、温升试验、高压击穿试验（破坏性试验）、长期直流电压试验应满足 SY/T 7636 等同或等效的试验要求。

##### 5.5.2.2 光学试验需求（如适用）

水下飞线接头的光插入损耗试验、光串扰试验、光回波损耗试验应满足 SY/T 7636 等同

或等效的试验要求。

#### 5.5.2.3 机械试验要求

水下飞线接头的气体泄漏试验、最大错位试验、锁紧装置试验、插拔循环测试、对接力试验、温度范围内的干式对接试验、耐久性试验、拉伸破坏试验、抗压强度和爆破强度试验应满足 SY/T 7636 等同或等效的试验要求。

#### 5.5.2.4 浑浊水箱试验

应进行接头湿式对接试验、部分对接试验应满足 SY/T 7636 等同或等效的试验要求。

#### 5.5.2.5 环境应力试验要求

水下飞线接头的冲击试验，振动试验、跌落试验，老化试验等应满足 SY/T 7636 等同或等效的试验要求。

### 5.5.3 飞线组件试验

#### 5.5.3.1 飞线功能试验

应开展飞线组件阻抗试验、液压试验和联通性试验，用于验证线束的阻抗是否符合 SIIIS 2 级要求的通信性能或相应规范的要求。

#### 5.5.3.2 高压舱试验

应开展飞线组件下放试验，验证在规定的测试压力下，正确操作飞线组件，并保证飞线由于压力变化而引起本体膨胀或者收缩时，内部的电缆和光纤应能自由移动而不会产生损坏。飞线的电气和/或光学性能在测试全过程中满足设计要求。

### 5.5.4 湿式对接接头试验

#### 5.5.4.1 电气试验

应开展接触电阻试验、壳连续性试验、绝缘电阻试验、电压验证试验，验证接头是否满足设计要求，试验可按照 IEC 60502-1 和 IEC 60060-1 的相关要求进行，试验应无绝缘击穿迹象，无闪络迹象，并测量和记录漏电电流。

#### 5.5.4.2 光学试验

应开展光插入损耗试验、光串扰试验、光损（RL）试验，验证接头是否满足设计要求，试验可按照 IEC 613003-6 进行。

#### 5.5.4.3 机械试验

应在装配的最后阶段进行气体泄漏试验，以保证密封件正确安装且没有泄漏。

#### 5.5.4.4 环境应力筛选试验

永久连接至水下设备的接头固定端应以正常操作的方式固定在振动设备。接头的移动端应与接头固定端连接。接头、电线和光纤可固定在测试工具上，随机振动应持续 10 分钟，振动期间和振动后的电气和光学测试结果符合接头设计的要求。

#### 5.5.4.5 高压试验（单接头高压舱试验）

在对接头进行高压试验之前，接头的两端应完成产品泄漏试验，外压试验施加 1.1 倍额定工作水深对应的压力。在试验过程中，接头的液压/电气和/或光学性能应在试验全程中符合设计要求。

## 第 6 章 水下化学试剂注入阀

### 第 1 节 一般要求

#### 6.1.1 适用范围

6.1.1.1 本章适用于安装在水下化学药剂注入输送系统中的化学药剂注入阀、化学药剂注入计量阀（CIMV），其中化学药剂注入计量阀上的流量计应满足本规范第 9 篇中相关要求。

#### 6.1.2 图纸资料

6.1.2.1 申请方提交 CCS 审查的文件包括但不限于以下内容：

- (1) 设计基础；
- (2) 技术规格书；
- (3) 总装图纸；
- (4) 焊接规格表；
- (5) 防腐布置图及计算书；
- (6) 结构强度计算报告；
- (7) 试验文件；
- (8) 风险分析/评估报告；
- (9) CCS 根据审查的需要，要求提交的其他图纸资料。

### 第 2 节 设计要求

#### 6.2.1 一般要求

6.2.1.1 化学药剂注入阀应能适用于水下的操作、回收与安装，同时应具备故障自诊断能力。

6.2.1.2 控制系统宜考虑自诊断功能，用于检测与控制模块相连的外部传感系统的故障。当传感系统出现故障时，控制系统宜能进行特定的诊断。

6.2.1.3 现场若发生可能引起化学药剂注入阀损坏的工况变化，化学药剂注入阀应可自我保护，或向外传递警报信号。

6.2.1.4 化学药剂注入阀应具有独立可回收的接头模块。

6.2.1.5 化学药剂注入阀外形结构设计应避免尖角、尖边，且具有 ROV 标准接口，便于安装回收。

6.2.1.6 化学药剂注入阀应设有故障安全装置或冗余回收装置，使接头和邻近结构不受损害。

6.2.1.7 化学药剂注入阀通过控制面板或 ROV 配置的湿式电连接器与水下生产控制系统连接，用于电源和通信（如适用）。

6.2.1.8 化学药剂注入阀可由 MCS 通过 SCM 或其他方式进行控制。具有与水上主控站通信、执行主控站的控制指令、流量闭环控制等功能。

6.2.1.9 化学药剂注入阀应能调节和保持化学药剂的流速到指定速率。

6.2.1.10 化学药剂注入阀应具备远程监控的能力。

6.2.1.11 化学药剂注入阀宜通过流体耦合器连接到化学分配系统。

6.2.1.12 化学药剂注入阀的材料应适用于注入的化学药剂。

## 6.2.2 涂层

6.2.2.1 化学药剂注入阀的涂层应满足海生物生长和阴极保护的要求。

6.2.2.2 化学药剂注入阀为运动部件提供润滑的涂层应符合设计寿命的要求，并且不应在其暴露的环境中降解，例如海水、化学药剂等。

6.2.2.3 化学药剂注入阀的弹性密封件和材料应是抗老化型，弹性体材料应满足 GB/T 34903.2 的相关要求。

6.2.2.4 若化学药剂注入阀密封设计采用双屏障原理，则两种密封方式均应进行单独检验，密封测试应有详细记录。

6.2.2.5 化学药剂注入阀密封系统的设计应防止在运行期间海水进入。

6.2.2.6 化学药剂注入阀的阀门部件和密封件应具备抗腐蚀和冲蚀磨损的性能，其密封材料应适合于相应的介质，并具备兼容性。

6.2.2.7 化学药剂注入阀的各金属密封均应与密封材料具有电兼容性，避免产生电化学腐蚀。

## 第 3 节 试验与检验

### 6.3.1 化学药剂注入阀试验

6.3.1.1 化学药剂注入阀在操作范围内应能完成预期功能，并满足各种工况载荷的要求，其试验项目应包括但不限于下列适用的试验：

- (1) 电磁兼容性 (EMC) 测试；
- (2) 软件及通信试验、标定；
- (3) 静水压力试验；
- (4) 气密封试验；
- (5) 流量控制试验；
- (6) 功能测试；
- (7) 绝缘电阻测试；
- (8) 环境应力筛选 (ESS) 测试；
- (9) 最低/最高温度试验；
- (10) 外压测试；
- (11) 压力循环/耐久性试验；
- (12) 压力—温度循环测试。

## 第 7 章 水下方向控制阀

### 第 1 节 一般要求

#### 7.1.1 适用范围

7.1.1.1 本章适用于安装在水下生产系统中的水下方向控制阀，用于实现水下油气生产的控制，其他用途的方向控制阀可参照执行。

#### 7.1.2 图纸资料

7.1.2.1 申请方提交 CCS 审查的文件包括但不限于以下内容：

- (1) 设计规格书；
- (2) 总体布置图；
- (3) 装配图纸及零部件图纸；
- (4) 结构强度计算报告；
- (5) 控制逻辑图；
- (6) 布线图；
- (7) 试验文件；
- (8) 风险分析/评估报告；
- (9) CCS 根据审查的需要，要求提交的其他图纸资料。

### 第 2 节 设计要求

#### 7.2.1 一般要求

7.2.1.1 水下方向控制阀应具有足够的可靠性，满足设计寿命要求。

7.2.1.2 水下方向控制阀应具备安全、有效性，满足各种使用工况的要求。

7.2.1.3 水下方向控制阀的产品规范等级，应按照本规范产品规范等级中的内容进行 PSL 划分，或按 GB/T 22513 A.4 产品规范级别（PSL）的规定进行划分。

7.2.1.4 水下方向控制阀额定工作压力值应满足相应设备工作压力值的要求，亦可采用 GB/T 22513 中规定的额定工作压力值。

7.2.1.5 水下方向控制阀额定温度值宜满足本规范第 2 篇温度等级中的相关要求，亦可采用 GB/T 22513 中规定的额定温度值。

### 第 3 节 试验与检验

#### 7.3.1 水下方向控制阀试验

7.3.1.1 根据水下方向控制阀性能要求，测试项目应包括但不限于：

- (1) 静水压试验（内部和外部）；
- (2) 完整性试验；
- (3) 泄漏试验；
- (4) 功能和连续性试验；
- (5) 安全和操作校验；
- (6) 最低/最高温度试验；
- (7) 承外压测试；
- (8) 压力循环/耐久性试验；

(9) 压力—温度循环测试。

## 第 8 章 水下电子模块

### 第 1 节 一般规定

#### 8.1.1 一般要求

8.1.1.1 水下电子模块的设计和操作应考虑其外部环境的要求，包括腐蚀、环境压力和温度等。

8.1.1.2 水下电子模块应使用高可靠性的电气元件，且便于模块化更换。

8.1.1.3 水下电子模块的供电宜采用冗余设计或配有替换失效电路的备件。

8.1.1.4 水下电子模块应采用失效安全型，模块部件失效后应使其安全功能保持有效。

#### 8.1.2 图纸资料

水下电子模块送审图纸应满足本规范第 10 篇水下控制系统送审图纸的要求。

### 第 2 节 设计技术要求

#### 8.2.1 一般要求

8.2.1.1 水下生产系统中的水下电子模块是水下控制模块关键组成部分，负责监控和控制水下设备的运行。水下电子模块应满足以下要求：

- (1) 水下电子模块应具备防水和防腐蚀的能力，可抵御水压、潮湿和海水中的腐蚀物质的侵蚀；
- (2) 水下电子模块应具备高可靠性和稳定性，保证水下电子模块可在水下长时间稳定运行；
- (3) 水下电子模块应具备高灵活性和可扩展性，可适应不同的工作条件和任务需求；
- (4) 水下电子模块应具备高性能的数据处理和通信能力，可高效地处理大量的数据，同时具备可配置的参数设置和接口，可与其他水下设备进行快速和可靠的通信。

8.2.1.2 水下电子模块硬件的设计要求：

- (1) 应基于使用一个或更多的微处理器和电力单元；
- (2) 应保护水下电子模块中的电路以防海水的侵入，应设计两道独立和可测试的隔离屏障；
- (3) 水下电子模块宜有备用内存，备用内存宜考虑未来附加的水下电子模块能力；
- (4) 应限制水下电子模块的输出电流和传感器的激活电流；
- (5) 宜限制水下电子模块与传感器、直接控制阀体的最少接口类型和格式的实际数量。宜采用公认标准的接口；
- (6) 针对每种应用场合，宜根据公认标准或信号类型的详细说明进行信号描述；
- (7) 宜考虑水下电子模块接口的标准化。

8.2.1.3 水下电子控制模块软件的设计要求：

- (1) 水下电子模块软件宜由功能任务或模块构成，功能任务或模块应可作为独立单元设计、编码和测试。模块应能满足给定的任务，包括实时操作系统中的中断任务，模块和整套软件结构应易于后续的软件升级和维护；
- (2) 水下电子模块软件宜具备内置自诊断功能和报警；
- (3) 水下电子模块可编程，允许在水上合适位置重新编程；
- (4) 水下电子模块有能力暂时存储从水下生产系统中获得的相关数据；
- (5) 水下电子模块有能力基于主控系统（MCS）的命令执行顺序监测操作或顺序控制；
- (6) 水下电子模块软件宜包括监测和传送井下温度和压力信息的功能；
- (7) 宜考虑要求数据时间戳；

(8) 应考虑水下电子模块信息传输的安全。

8.2.1.4 水下电子模块应具备良好的防水性能, 以便其可在水下环境中正常工作。防水设计包括密封件的选择和安装、接口连接的防水处理等。

8.2.1.5 水下电子模块的材料选择和表面处理应具备良好的耐腐蚀性能。

8.2.1.6 水下电子模块中的电路应进行良好的电气隔离, 避免电路之间的干扰和短路。可采用合适的隔离技术, 如隔离变压器、光耦隔离等, 提高模块的电气性能和稳定性。

8.2.1.7 水下电子模块应控制温升, 可采用散热片、硅油等散热方式, 以保持模块的温度在合适的范围内, 防止过热对电子元件的损坏。

8.2.1.8 水下电子模块宜采用冗余设计、故障检测和自动切换等技术, 以提高模块的可靠性和稳定性。

8.2.1.9 在制造和安装水下电子模块之前, 应进行测试和验证。通过模拟实际现场条件, 对模块的各项性能进行测试和验证, 以验证模块可在水下环境中正常工作。

### 第 3 节 试验与检验

#### 8.3.1 环境筛选测试

8.3.1.1 水下电子模块在其工作环境下的性能, 如在最高、最低工作温度、振动等环境中的性能稳定性, 如有条件, 应在最恶劣的环境组合工况下进行试验。

8.3.1.2 水下电子模块应进行温度循环、振动和老化试验。

8.3.1.3 印刷电路板和部件按 Q1 进行环境筛选试验; 1 个或多个印刷电路板机架式组装的电子模块, 应按 Q2 进行鉴定试验。如电子模块整体通过 Q2 环境筛选试验, 则电子模块内的单个印刷电路板不需要进行 Q1 测试。

环境筛选测试

表 8.3.1.3

项目	Q1	Q2
冲击	30 g 加速度, 11 ms 半正弦波	10 g 加速度, 11 ms 半正弦波
振动	5~25 Hz, 振幅 ± 2 mm 25~1000 Hz, 加速度 5 g	5~25 Hz, 振幅 ± 2 mm 25~150 Hz, 加速度 5 g
高温	设计最高温度	设计最高温度
低温	设计最低温度	设计最低温度

8.3.1.4 水下电子模块应在全负荷的条件下在设计最高和最低温度下工作 48 小时, 功能测试应满足设计要求。

#### 8.3.2 水下电子模块的电磁兼容性试验

8.3.2.1 水下电子模块的电磁兼容性试验可接受国家、权威部门的检测和认证结果。水下设备应符合 GB/T 21412.6 附录 D 的相关要求。

#### 8.3.3 水下电子模块功能性测试

水下电子模块功能性测试应包括水下电子模块通信系统的灵敏度测试、水下电子模块带负载工况下的稳定性能和水下电子模块切换试验等。

#### 8.3.4 结构完整性试验

设备的结构应进行结构完整性试验, 试验的产品不应有不满足要求的永久变形, 水下电子模块应在完整性试验中未产生变形, 并保持功能完整性。

#### 8.3.5 外压测试

8.3.5.1 测试压力为设计水深对应的压力的 1.1 倍, 试验时间不少于 1 小时, 水下电子模块应在承压测试中未产生变形, 并保持功能完整性。

### 8.3.6 操作性能测试（或耐久性循环测试）

在设计压力下，进行水下电子模块功能测试，测试次数由批准的试验大纲确定。如无约定，一般情况下可取估算出的设计寿命内的动作次数，进而验证水下电子模块的安全特征。

## 第 9 章 水下温压传感器

### 第 1 节 设计技术要求

#### 9.1.1 一般要求

##### 9.1.1.1 水下温压传感器应满足以下要求：

- (1) 可靠的密封性，安装方式要保证传感器的密封性；
- (2) 足够耐压强度，同时也能适应介质内压的要求，适应不同水深压力变化对传感器内部结构和特性的要求；
- (3) 电缆接口及电气接口形式要满足接受标准的要求；
- (4) 材质上应考虑耐海水、流体介质、海洋生物腐蚀的要求，满足在水下长时间工作需求；
- (5) 应能保证传输信号的准确性，同时主控站具备故障报警的显示功能。

##### 9.1.1.2 水下温压传感器选型考虑因素：

- (1) 工艺接口；
- (2) 材质；
- (3) 信号形式；
- (4) 电缆接口及供电要求；
- (5) 测量对象；
- (6) 测量环境；
- (7) 除了以上考虑的因素外，还需考虑传感器的精度和具体操作要求等。

##### 9.1.1.3 温压传感器制造安装及精度影响考虑因素：

- (1) 安装不当导致的误差；
- (2) 绝缘变差而导致的误差；
- (3) 热惰性导致的误差；
- (4) 热阻误差。

##### 9.1.1.4 测量应满足：

- (1) 避免传感器跟具有腐蚀性和温度过高的介质接触，导致损坏传感器；
- (2) 测量部位介质流动畅通。

9.1.1.5 传感器安装应迎着介质流向插入，测温元件应与被测介质形成逆流，不应形成顺流。

9.1.1.6 水下温压传感器安装应保证其有足够的机械强度，应考虑其结构形式、安装方式、插入深度以及被测介质的流速等因素。

#### 9.1.2 图纸资料

##### 9.1.2.1 申请方提交 CCS 审查的文件包括但不限于以下内容：

- (1) 技术规格书；
- (2) 设计基础；
- (3) 结构图纸；
- (4) 结构强度计算报告；
- (5) 控制逻辑图；
- (6) 布线图；
- (7) 试验文件；
- (8) 风险分析/评估报告；
- (9) CCS 根据审查的需要，要求提交的其他图纸资料。

## 第 2 节 试验与检验

### 9.2.1 水下温压传感器试验

9.2.1.1 水下温压传感器的试验一般包括但不限于：

- (1) 外观检验；
- (2) 压力循环测试；
- (3) 电磁兼容性测试；
- (4) 压力—温度循环测试；
- (5) 高压舱测试；
- (6) 环境应力筛选测试；
- (7) 氦气泄漏测试；
- (8) 功能试验。