



水下生产系统发证指南

中国船级社

2016年3月

目 录

第1章 总则	1
第1节 一般规定.....	1
第2节 定义和缩写.....	1
第3节 承认的标准.....	4
第2章 检验与发证	7
第1节 一般规定.....	7
第2节 水下设备检验分类.....	8
第3节 设计审查.....	12
第4节 制造检验.....	15
第5节 水下设备的安装与调试.....	18
第6节 水下生产系统生产期检验.....	19
第3章 系统、设备设计通则	21
第1节 一般规定.....	21
第2节 系统和设备的设计.....	21
第3节 安全系统.....	30
第4节 高完整性压力保护系统.....	30
第5节 关断系统.....	31
第6节 通路测量.....	32
第4章 水下井口	34
第1节 一般规定.....	34
第2节 技术要求.....	34
第5章 水下采油树	36
第1节 一般规定.....	36
第2节 技术要求.....	36
第3节 试验.....	39
第6章 水下管汇及管道组件	42
第1节 一般规定.....	42
第2节 设计.....	43
第3节 检验要点.....	43
第7章 水下连接系统	49
第1节 一般规定.....	49
第2节 设计.....	50
第3节 制造.....	56
第4节 工厂验收试验.....	58
第5节 系统完整性试验.....	61
第6节 新产品的的设计认可.....	63
第8章 跨接管	73

第 1 节 一般规定.....	73
第 2 节 技术要求.....	73
第 3 节 制造与试验.....	74
第 9 章 水下控制系统.....	76
第 1 节 一般规定.....	76
第 2 节 水下生产控制系统.....	76
第 10 章 水下脐带缆.....	78
第 1 节 一般规定.....	78
第 2 节 制造.....	78
第 3 节 测试.....	81
第 11 章 基础与结构.....	83
第 1 节 一般规定.....	83
第 2 节 技术要求.....	83

第1章 总则

第1节 一般规定

1.1.1 目的

1.1.1.1 《水下生产系统发证指南》(以下简称本指南)制定的目的是为水下生产系统/设备的设计、制造、安装和检验提出可接受的标准,以设计、制造出合格的水下生产设备,使由于设计缺陷、系统、设备故障、操作不规范等原因致使烃类、有害化学物质泄漏而导致安全生产事故和海洋污染的风险减至最小程度。

1.1.1.2 本指南制定的另一目的是为中国船级社(以下简称本社)办理水下生产系统/设备设计认可业务、发证服务或鉴定服务提供技术标准。

1.1.2 范围

1.1.2.1 本指南对水下生产系统、水下设备(目前仅覆盖水下井口、水下采油树、水下管汇、管道组件、水下连接器、跨接管、基础与结构、水下控制系统及脐带缆)的检验与发证要求做出了规定。未覆盖的水下生产设备,应按照国家公认的标准设计、制造、试验。

1.1.2.2 本指南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指定的海上(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/气所必须的若干个子系统组成的水下生产系统及其设备。

1.1.2.3 本指南对水下生产系统/设备的要求涵盖而且不低于中国政府相关的法定要求。当外国水域的水下生产系统/设备要求按本指南进行检验时,还应注意满足沿岸国主管机关的特殊的法定要求。

第2节 定义和缩写

1.2.1 定义

就本指南而言,所使用的定义如下:

1.2.1.1 水下生产系统(Subsea production system)

系指从水下井口到生产处理设施上第一个登陆关断阀止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、集输、外输、分配、分离、增压、海管连接(管道组件)、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,海底管道不包括在水下生产系统的范围内。

1.2.1.2 生产处理设施(Production and/or Process facilities)

系指海上固定、移动、浮式、人工岛,以及水下或岸上的油气生产处理设施。

1.2.1.3 登陆关断阀 (Boarding Shut-down valve)

系一种安全屏障概念, 隔开水下生产系统与生产处理设施上的人与设备, 与干式采油树系统的表面安全阀 (SSV) 是同一功能。通常设置在距离立管或海管登陆端最近的位置。

1.2.1.4 工程环境测试

工程环境测试是在水中模拟海上工程施工时的过程与操作。本指南中, 工程环境测试与海试的主要区别在于, 前者不要求在海面, 但用实际的工程船进行测试。共同点是, 水下的安装、就位、操作与回收等水下操作, 以及要求的功能、性能测试, 应在无人直接干涉下完成, 即完全按照工程实际完成相应的操作与测试。

1.2.1.5 海试

在海面完成的工程环境测试。

1.2.1.6 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。

1.2.1.7 水下连接器 (Subsea connector)

系指能够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连接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。

1.2.1.8 安装工具 (Running Tool or 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。通常具有能够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。

1.2.1.9 毂 (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。通常由一对组成。

1.2.1.10 卡箍 (Clamp)

具有内倒角台肩的设备, 用于紧固配套的毂。

1.2.1.11 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, 用于紧固配套的毂。

1.2.1.12 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, 以达到卡爪锁紧毂的目的。

1.2.1.13 毂座 (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。

1.2.1.14 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。

1.2.1.15 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。

1.2.1.16 客观证据 (Objective evidence)

客观证据是指验证适用的性能要求，而形成文件的现场经验、试验数据、技术刊物、有限元分析 (FEA) 或计算结果。

1.2.1.17 应 (Shall)

用于表示应该无偏差、严格遵循的本指南规定的要求，除非有关各方都接受。

1.2.1.18 宜 (Should)

用于在几种可能的方法中推荐使用特别适合的作法，不提或排除其他方法，或指某一作法/方法是首选的，但不是必需的。

1.2.1.19 可/可以 (May)

用于表示一种作法在标准限定的范围内是允许的。

1.2.1.20 限于章节中所使用的定义，将在各章节中进行规定。

1.2.2 缩写

1.2.2.1 本指南所采用的缩写表示如下：

编号	缩写	全 称
1	API	美国石油协会
2	AWS	美国焊接协会
3	BOP	防喷器
4	CRA	耐腐蚀合金
5		
6	EDP	紧急解脱组件
7	ESD	紧急关断
8	FAT	出厂验收试验
10	HAZOP	危险与可操作性分析
11	HIPPS	高完整性管线保护系统
12		
13	ITP	检验与试验计划
14		
15	MEG	乙二醇
16		
17		
18		
19		
20	NACE	美国腐蚀工程师协会
21		
22	PCS	生产控制系统
23		
24		生产隔离阀

25	PLEM	管线终端管汇
26	PLET	管线终端
28	PMV	生产主阀
29		
30		
31	PSD	生产关断
32	PSL	产品规范等级
33		
34	pWPS	焊接工艺计划书
35	PVT	性能验证测试
36		
37		
38	ROT	遥控作业工具
39	ROV	遥控作业机器人
40	SAT	现场接收试验
41	SCM	水下控制模块
42	SCSSV	地面控制的井下安全阀
43	SEM	水下电子模块
44	SIL	安全完整性级别
45	SIT	系统完整性试验
46	SSIV	水下隔离阀
47		
48	TGB	临时导向基座
49		
50	WPQR	焊接工艺试验报告
51	WPS	焊接工艺规程

1.2.2.2 限于章节中的缩写将在各章节中规定。

第3节 承认的标准

1.3.1 一般要求

1.3.1.1 除满足本指南要求外，对于水下生产系统/设备的设计、制造、安装、检验和试验，本社承认国际标准、国外先进标准、国家标准和行业标准的适用部分。

1.3.1.2 如采用其他标准替代本指南所列承认的标准时，则应证明该替代标准与承认的标准具有同等的安全水准，并经本社评估和同意后方可使用。

1.3.1.3 应避免同一设备或系统使用不同的标准。

1.3.1.4 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，并经业主和本社同意。

1.3.1.5 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。

1.3.2 承认的标准

1.3.2.1 除根据本指南规定设计的水下生产系统以外，本社接受根据以下标准或其等效标准设计的水下生产系统、设备：

- | | | |
|------|------------------|---|
| (1) | ANSI/API RP 17A | Design and Operation of Subsea Production Systems—General Requirements and Recommendations. |
| (2) | API RP 17B | Recommended Practice for Flexible Pipe. |
| (3) | API RP 17C | Recommended Practice on TFL (Through Flowline) Systems. |
| (4) | ANSI/API RP 17D | Design and Operation of Subsea Production Systems—Subsea Wellhead and Tree Equipment. |
| (5) | API RP 17E | Specification for Subsea Umbilicals. |
| (6) | ANSI/API RP 17F | Specification for Subsea Production Control Systems. |
| (7) | ANSI/API RP 17G | Specification for Subsea Production Control Systems. |
| (8) | ANSI/API RP 17H | Remotely Operated Vehicle (ROV) Interfaces on Subsea Production Systems. |
| (9) | API RP 17I | Installation Guidelines for Subsea Umbilicals. |
| (10) | ANSI/API RP 17J | Specification for Unbonded Flexible Pipe. |
| (11) | ANSI/API RP 17K | Specification for Bonded Flexible Pipe |
| (12) | ANSI/API P 17M | Petroleum and natural gas industries—Design and operation of subsea production systems—Part 9: Remotely Operated Tool (ROT) intervention systems. |
| (13) | ANSI/API RP 17N | Subsea Production System Reliability, Technical Risk & Integrity Management. |
| (14) | ANSI/API Spec.6A | Specification for Wellhead and Christmas Tree Equipment. |
| (15) | API 17 O | Recommended Practice for Subsea High Integrity Pressure Protection Systems (HIPPS) . |
| (16) | ASME B31.3 | Process Piping. |
| (17) | ASME B31.8 | Gas Transmission and Distribution Piping Systems. |
| (18) | AWS D1.1/D1.1M | Structural welding code — Steel |
| (19) | 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。 |
| (21) | 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：用于海底和海上的挠性管系统.. |
| (22) | 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. |
| (23) | GB/T21412.4 | 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. |
| (24) | 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. |
| (25) | 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. |
| (26) | 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：完井修井立管系统. |
| (27) | 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. |
| (28) | 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. |

- | | | |
|------|------------------|--|
| (29) | GB/T 20174-2006 | 石油天然气工业 钻井和采油设备 钻通设备. |
| (30) | GB/T20972.1-2007 | 石油天然气工业没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. |
| (31) | GB/T20972.2-2008 | 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. |
| (32) | GB/T20972.3-2008 | 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:抗开裂耐蚀合金和其他合金. |
| (33) | GB/T 22513-2008 | 钻井和采油设备井口装置和采油树. |
| (34) | IEC 60885 | Electrical test methods for electrical cables |
| (35) | IEC 60811 | Common test method for insulating and sheeting materials of electric and optical cables. |
| (36) | IEC 60794 | Optical fibre cables. |
| (37) | ISO13628-1 | Petroleum and natural gas industries — Design and operation of subsea production systems —Part 1: General requirements and recommendations. |
| (38) | ISO13628-2 | Petroleum and natural gas industries – Design and operation of subsea production systems – Part 2: Flexible pipe systems for subsea and marine applications. |
| (39) | ISO13628-3 | Petroleum and natural gas industries – Design and operation of subsea production systems – Part 3: Through Flow Line (TFL) systems. |
| (40) | ISO13628-4 | Petroleum and natural gas industries – Design and operation of subsea production systems – Part 4: Subsea wellhead and tree equipment. |
| (41) | ISO13628-5 | Petroleum and natural gas industries - Design and operation of subsea production systems – Part 5: Subsea control umbilicals. |
| (42) | ISO13628-6 | Petroleum and natural gas industries - Design and operation of subsea production systems – Part 6: Subsea production controls. |
| (43) | ISO13628-7 | Petroleum and natural gas industries — Design and operation of subsea production systems —Part 7: Completion/workover riser systems. |
| (44) | ISO13628-8 | Design and Operation of Subsea Production Systems - Part 8: Remotely Operated Vehicle (ROV) Interfaces on Subsea Production Systems. |
| (45) | ISO13628-9 | Petroleum and natural gas industries — Design and operation of subsea production systems —Part 9: Remotely Operated Tool (ROT) intervention systems. |
| (46) | ISO13628-15 | Petroleum and natural gas industries — Design and operation of subsea production systems — Part 15:Subsea structures and manifolds. |
| (47) | ISO 14313 | Petroleum and natural gas industries - Pipeline transportation systems-Pipeline valves. |

1.3.2.2 采用其他标准设计的或应用新技术的水下生产系统、设备, 应进行风险评估, 其安全技术水平应不低本指南和接受标准的安全水平。

第2章 检验与发证

第1节 一般规定

2.1.1 一般要求

2.1.1.1 本指南是本社对水下生产系统/设备进行设计认可、发证检验或鉴定检验的依据；经主管机关认可或法定规则引用也可作为法定检验的依据。

2.1.1.2 按本指南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，如需作重大变更时，申请人应及时通知本社并取得相应认可。

2.1.1.3 为保证对水下生产系统/设备顺利和及时地进行检验，申请人应提供适当的检验条件，包括抵达检验地点的交通工具和其他方便。

2.1.2 证书签发

2.1.2.1 应业主或其代理人申请，由本社进行设计审查、检验和试验完工后，确认其符合本指南的有关规定，可签发水下生产系统符合证书。

2.1.3 证书有效期

2.1.3.1 除另有规定外，证书的有效期为5年，应在现有证书到期的前3个月内申请换证检验，如确因客观原因无法按时完成检验的，本社可给予不超过1个月的展期，且新证书有效期按原证书的有效期起算。年度检验应在首次签发检验合格证书或最近一次检验合格证书签证日期后每周年前后3个月内进行。

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) 在指南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) 当责任方在规定的范围内未遵守水下生产系统的操作规程，致使该系统遭受重大损坏时；
- (6) 当发现水下生产系统出现与本指南或适用规范、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本社，且未进行必要的修理时；

(7) 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，未申请本社进行检验和认可时。

2.1.4.2 证书失效后不超过半年，在完成相当于过期检验的项目后，证书可以得到恢复；若证书失效后超过半年，则在完成一次相当于换证范围内的检验后，证书方可得到恢复。

第2节 水下设备检验分类

2.2.1 一般要求

2.2.1.1 水下生产设备应接受检验以确认其符合本指南或委托方的要求。

2.2.1.2 本指南涉及的产品，如未规定具体的技术要求时，可按本社承认的标准进行设计、制造、检验和试验。

2.2.1.3 对于本指南规定的产品，可以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，以确认其等效于本指南规定。

2.2.1.4 水下设备检验合格后，将向申请人签发相关证书和/或其他检验证明文件。

2.2.2 水下生产设备发证分类清单

2.2.2.1 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 2.2.2.1）进行取证检验。其原则是 A、B 类设备应具有本社证书，并应在证书显著位置标明种类；C 类只需工厂证书。表 2.2.2.1 为设备取证分类的最低要求，责任方和本社可根据生产具体要求及双方合同协议对该表进行调整。CA 表示由本社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 设计文件应经过本社审查批准；
- ② 开工前，有关建造文件应经本社审查批准；
- ③ 责任方和本社派代表参加开工会；
- 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 本社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本社审查批准；
- ② 性能、功能试验、压力试验和负荷试验应报检；
- ③ 本社应审核设备制造记录。

对于 A、B 类设备，本社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。

(3) C 类设备工厂证书要求

与安全有关的，本社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，如果采用非公认的标准、规范，则相关文件、计算和分析报告需要由本社进行设计审查。

(4) 撬装设备应整体进行取证检验，其取证检验类别根据组成撬装设备的容器、设备及材料等组成部件的最高取证检验类别确定，且这些组成部件也应分别按上述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 2.2.2.1

序号	设备名称	检验类别	证书类别
----	------	------	------

		A	B	C	CA	W
1	水下井口装置	×			×	
1.1	水下井口连接器	×			×	
1.2	水下基盘式井口	×			×	
1.3	井口头		×		×	
1.4	导管头		×		×	
1.5	套管头		×		×	
1.6	油管悬挂器		×		×	
1.7	密封总成		×		×	
1.8	井口防腐帽			×		×
1.9	导向装置/导向索		×		×	
1.10	井眼保护器和防磨衬套			×		×
2	水下采油树、测试树	×			×	
2.1	采油树连接器		×		×	
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			×		×
3	水下管汇、管道终端管汇	×			×	
4	流程用管道组件： 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	非流程管道组件（如支撑作用的组件）		×		×	
6	完井/修井立管系统	×			×	
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	水下分离系统/装置	×			×	
7.1	动力设备（驱动马达）		×		×	
7.2	油水界面监测系统及装置		×		×	

序号	设备名称	检验类别			证书类别	
		A	B	C	CA	W
7.3	设备、容器、系统监测系统及装置		×		×	
8	水下增压系统/装置/站	×			×	
8.1	动力设备（驱动马达）		×		×	
8.2	系统、设备监测系统及装置		×		×	
9	跨接管	×			×	
9.1	水下钢质跨接管	×			×	
9.2	水下柔性跨接管		×			×
10	水下连接系统/器	×			×	
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	水下流量计、检测装置（如砂检测计）		×		×	
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		×		×	
11.3	电源、电器元器件			×		×
12	水下生产系统控制系统					
12.1	水上液动力单元		×		×	
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	电、液、信号飞线及接头		×		×	
12.9	蓄能器/装置		×		×	
12.10	液动力泵/循环泵		×		×	
12.11	控制、监测仪表		×		×	
12.12	控制柜、控制显示屏		×		×	
12.13	控制用电脑或综合计算机			×		×
13	水下设备的控制模块	×			×	

序号	设备名称	检验类别			证书类别	
		A	B	C	CA	W
13.1	水下控制模块 (SCM)		×		×	
13.2	其他控制相关设备			×		×
14	水下驱动系统和设备		×		×	
14.1	水下驱动承压部件		×		×	
14.2	驱动相关设备			×		×
15	水下设备工艺管系		×		×	
15.1	非标准的管材、承压结构材料		×		×	
15.2	复合材料管件		×		×	
15.3	复合材料弯头		×		×	
16	直接与海水接触的设备、部件、材料					
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	接头 (包括液、电、信号)		×		×	
16.9	保温、防腐材料		×		×	
17	所有水下设备用铸、锻件		×		×	
18	基础与结构					
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		×		×	
19	阴极保护		×		×	
19.1	水下设备阴极保护材料		×		×	
19.2	工具阴极保护材料			×		×
20	水下工具					
20.1	订制工具 (包括安装工具)		×		×	
20.2	专用工具 (非定制型)			×		×

序号	设备名称	检验类别			证书类别	
		A	B	C	CA	W
21	安装、修井控制系统		×		×	
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	防喷器和采油树操作工具的驱动单元		×		×	
21.6	BOP、采油树的 ROV 飞线		×		×	
21.7	远程修井控制单元/便携式电子测试装置		×		×	

第3节 设计审查

2.3.1 一般规定

2.3.1.1 开工前，申请单位应将本节规定的图纸资料（包括重要设备的调试程序要求）一式3份提交本社进行审查。必要时，本社可要求扩大送审图纸资料的范围。

2.3.1.2 水下生产设备制造和安装工艺应提交本社执行检验的单位进行审查。

2.3.1.3 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。

2.3.1.4 水下生产系统/设备在建造、安装之前，申请方应向本社总部或其现场检验机构提交建造检验的书面申请。

2.3.2 应提交的图纸资料清单

2.3.2.1 水下生产系统

(1) 工程项目总说明书：

至少应包括：油田位置的简单说明、环境条件、关井压力、井流的性质、生产计划、油气的储存、油气的外输计划。

(2) 材料和制造规格书；

(3) 图纸和计算报告（包括但不限于）：

- ① 总体布置图；
- ② 水下生产系统/设备流程图；
- ③ 水下生产系统/设备图图例、符号和说明；
- ④ 清管流程图；
- ⑤ 工艺控制流程图；
- ⑥ 安全控制流程图；
- ⑦ 设计相关计算书，如工艺计算书。

- (4) 材料清单 (BOM);
- (5) 相关设计数据表, 如 热量和质量平衡表 (物料平衡表)。

2.3.2.2 水下井口

- (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、零部件和材料清单等;
- (4) 设计计算书 (包括但不限于强度、防腐计算书);
- (5) 原型和/或型式试验报告 (如有);
- (6) 防腐布置图;
- (7) 试验程序及验收标准;
- (8) 外观标志及说明;
- (9) ROV 操作界面及相关文件。

2.3.2.3 水下采油树

- (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, 包括部件图纸、零部件和材料清单等;
- (4) 设计计算书 (包括但不限于强度、防腐、流动保障、吊装计算书);
- (5) 风险评估/分析报告 (适用于新产品);
- (6) 原型和/或型式试验报告 (如有);
- (7) 主要工艺图纸及文件;
- (8) 控制逻辑图 (包括安全监测控制);
- (9) 防腐布置图;
- (10) 外观标志及说明;
- (11) 试验程序及验收标准;
- (12) ROV 操作界面及相关文件。

2.3.2.4 水下管汇及管道组件

- (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, 包括部件图纸、零部件和材料清单等;
- (4) 设计计算书 (包括但不限于结构与管路强度计算分析、防腐、流动保障、吊装计算书);
- (5) 风险评估/分析报告 (适用于新产品);
- (6) 主要工艺图纸及文件;
- (7) 控制逻辑图 (包括安全监测控制);
- (8) 防腐布置图;
- (9) 外观标志及说明;
- (10) 试验程序及验收标准 (包括 FAT、SIT, 新开发产品还应包括工程环境测试程序);
- (11) ROV 操作界面及相关文件。

2.3.2.5 水下连接系统

申请方交送本社审查的文件包括但不限于以下内容:

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)；

- (1) 技术规格书；
- (2) 材料清单；
- (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、无损探伤布置图及相关资料；
- (6) 设备控制流程图及相关资料；
- (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；

相关资料；

- (8) 防腐计算书；
- (9) ROV 操作界面及相关文件；
- (10) 风险分析相关资料（如有时）；
- (11) 试验程序及验收标准（包括 FAT、SIT，新开发产品还应包括工程环境测试程序）；
- (12) 操作说明书。

2.3.2.6 跨接管

- (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，包括材料清单等；
- (4) 设计计算书（包括但不限于极端工部下的应力分析、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）。

2.3.2.7 水下控制系统及脐带缆

- (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，包括材料清单等；
- (4) 设计计算书（包括但不限于电力负荷、脐带缆强度、吊装分析计算书）；
- (5) 控制逻辑图；
- (6) 控制系统如有水下分配总成、脐带缆终端总成等类似水下设备，还应按照本条 2.3.2.4 提交相应的设施图纸；
- (7) 试验程序及验收标准。

2.3.2.8 基础与结构

- (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，包括材料清单等；
- (4) 设计计算书：
 - ① 防沉板：包括但不限于承载力、滑移、沉降、扭转和贯入能力、吊装计算报告；
 - ② 吸力锚：包括但不限于抗压承载力计算、吊装计算报告；
 - ③ 打入桩：包括但不限于吊装、打桩和自由站立工况下的强度计算、桩的强度计算报告。

- (5) 定位设备布置图（如适用）；
- (6) 防腐布置图；
- (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。

2.3.2.9 本社将对已提交的图纸资料进行审查以确认产品的设计符合本指南的规定或本社可接受的标准。图纸资料审查完毕后，本社将向申请人签发图纸审查批准通知书，并在送审的技术文件上标识批准状态，退回批准的图纸。

第4节 制造检验

2.4.1 一般规定

2.4.1.1 水下设备应按我社批准的质量体系和图纸资料进行制造。

2.4.1.2 单个部件和设备应满足各自产品的相关要求并应通过出厂验收试验和系统集成测试的验证。

2.4.1.3 应在制造现场全面执行验收测试程序以保证部件按相关要求制造并满足系统的性能要求。

2.4.2 检验前准备

2.4.2.1 对于首次制造水下生产设备的制造厂，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、施工人员的总体资质、分包方等各方面进行评估确认。

2.4.2.2 开工前，验船师应对制造厂开工制造及其检验的有关准备情况进行检查和确认，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、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。

2.4.2.3 现场验船师应审阅已批准的图纸资料、试验大纲（程序）和审图意见并审批现场的施工图纸、施工工艺以确认施工的图纸、施工工艺符合已批准的图纸资料和相关规范要求并按已批准的图纸资料、试验大纲（程序）、工艺进行检验。

2.4.3 制造检验要求

2.4.3.1 验船师在进行具体产品检验时除按本章第3节已批准的产品图纸外，还应了解整个水下生产系统/设备的工作原理，弄清所检产品在系统中所起的作用，掌握设备规格书的具体要求。

2.4.3.2 验船师应依据已批准的图纸和设备规格书对产品进行检验。

2.4.3.3 制造检验包括制造期间的检验及出厂前的检验和试验。

2.4.3.4 制造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) 检查材料的证书或文件；
- (5) 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；

- (6) 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；
- (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，关注工艺管线与结构件的不同要求；
- (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；
- (11) 按照检验、试验计划，确认检验项目清单的完成情况，并签发相应的放行单；
- (12) 检查各方预先达成一致的其它项目。

2.4.4 焊接与无损探伤

2.4.4.1 承压管路及承压件

(1) 水下结构承压管路及承压件的焊接，除本指南其他章节特殊要求外，一般应满足所用规范的要求；

(2) 水下采油树上承压件的焊接宜符合 ISO13628 Petroleum and natural gas industries — Design and operation of subsea production systems Part 4:Subsea wellhead and tree equipment 5.3.1 焊接的要求；

(3) 水下采油树用耐腐蚀合金的焊接宜符合 ISO13628 Petroleum and natural gas industries — Design and operation of subsea production systems Part 4:Subsea wellhead and tree equipment 5.3.3 焊接的要求；

(4) 水下管汇及管道组件的管路焊接、焊接工艺评定和无损探伤技术要求应符合技术规格书的要求，但不宜低于 ISO13628 Petroleum and natural gas industries — Design and operation of subsea production systems —Part 15: Subsea structures and manifolds 7.11 的技术要求。

2.4.4.2 主要结构件

(1) 水下结构的主要结构件的焊接，除本指南其他章节特殊要求外，一般应满足所用规范的要求；重要部分的焊接应按承压件的要求进行焊接；

(2) 通常情况下，水下结构的主要结构件的焊接宜满足 ISO13628 Petroleum and natural gas industries — Design and operation of subsea production systems — Part 1: General requirements and Recommendations Annex K (normative) Requirements and recommendations for lifting devices and unpressurized structural components K.3 Welding of structural components 的要求，其等效标准亦可接受；

(3) 水下采油树上结构件的焊接宜符合 ISO13628 Petroleum and natural gas industries —Design and operation of subsea production systems Part 4:Subsea wellhead and tree equipment 5.3.2 焊接的要求。

2.4.4.3 CRA 材料的焊接

CRA 材料的焊接宜参照 GB/T22513 第6章（等效标准 ISO10423）相应的焊接要求进行堆焊、焊接工艺评定、焊后处理以及验收。

2.4.5 热处理

2.4.5.1 锻造材料用于承压和高承压能力的部件，宜依据 ISO13628-4 5.2.2 Material properties 的要求进行热处理。

2.4.6 无损探伤检验

2.4.6.1 承压构件焊接后一般情况下应进行：

- (1) 100% 目视检查；
- (2) 100%表面探伤；

(3) 100%超声波和/或 X 线探伤。

2.4.6.2 管汇及管道组件的承压部件

(1) 管汇及管道组件的管件的无损检测宜满足 ISO13628-15 7.7 Non-destructive inspection of components 的要求；

(2) 管汇及管道组件的堆焊部件的无损检测宜满足 7.10 Overlay welding and buttering of components 的技术要求；

(3) 管汇及管道组件的管子的焊接后无损检测要求，应满足 7.11 Welding and non-destructive testing of piping systems 7.11.3 Inspection and non-destructive testing (NDT) of welds 的要求。

2.4.6.1 主要结构件

对于水下结构、设备的结构件的无损检测，一般应符合批准的技术规格书或 ISO10423、GB/T 22513 中规定的非承压件的焊接要求进行的相应的无损检测。

2.4.7 采购设备的检查与确认

(1) 根据第2节的相关要求审查采购设备的出厂证明文件及相应证书；

(2) 核对设备铭牌与证书的一致性。

2.4.8 功能及性能试验

2.4.8.1 水下生产系统/设备的功能及性能试验，一般原则是在陆上尽可能的模拟出水下所有工况过程，各设备的具体试验要求，应符合各设备对应章节的试验要求。主要水下设备的试验大纲应提交本社指定的审图部门进行批准。

2.4.8.2 试验前的全面检查的确认：为了保证各设备和系统在调试前具有合格的制造、施工和安装质量，在调试前应按已批准的调试前期检查文件主要进行 2.4.8.3-2.4.8.10 项目的检查或确认。

2.4.8.3 设备的外观检查

设备外观检查主要包括但不限于下列各项：

- (1) 确认设备铭牌、标志或代号的正确性；
- (2) 确认设备已按安装工艺和制造商的说明进行组装和安装；
- (3) 确认旋转部件有安全保护措施；
- (4) 确认设备与底座/主结构连接牢固；
- (5) 确认保温和/或防冻和/或通风措施良好；
- (6) 确认操作、维修通道和安全通道合格（如适用）；
- (7) 确认操作小平台、栏杆、梯子合格（如适用）；
- (8) 确认场地周围无杂物和危险品。

2.4.7.4 设备的内部检查确认

设备内部检查主要包括但不限于下列各项：

- (1) 确认设备或容器内部无异物；
- (2) 确认内部涂层完整无损。

2.4.7.5 管路的外观检查

管路的外观检查主要包括但不限于下列各项：

- (1) 确认管路的布置整齐便于检查和保养；
- (2) 确认阀门的进出口和介质的流向正确；
- (3) 确认阀门旋转方向和启闭状态显示正确；
- (4) 确认安全阀进出口管尺寸和安装正确。

2.4.7.6 仪表控制系统检查

仪表控制系统的检查主要包括但不限于下列各项：

- (1) 确认系统中安装的仪表全部经过专业部门的检验、标定；
- (2) 确认仪表外观整洁、数字符号清楚，仪表指示仪表回零或处于常态指示；
- (3) 确认电缆布置合理，不易受损，避开热源和液体漏泄源；
- (4) 确认电缆安装牢固、整齐，查线方便；
- (5) 确认导电连接、接地连接有效、正确；
- (6) 确认设备的控制盘完好、布置合理、操作方便；
- (7) 确认应急关断的操作位置符合设计要求。

2.4.7.8 吹扫和清洗试验

根据设备的实际要求，如需要清扫，则确认吹扫和清洗试验已完成并符合要求。

2.4.7.9 调试专用工具和专用检测仪表

- (1) 确认调试所需要的专用工具、仪表已备齐；
- (2) 确认调试所需要的检测仪表已经法定部门标定。

第5节 水下设备的安装与调试

2.5.1 检验依据

主要依据批准的检验与试验计划（ITP）的要求，对水下设备的海上安装与调试进行鉴证试验。

2.5.2 检验主要内容

2.5.2.1 安装过程的鉴证。

2.5.2.2 鉴证安装正确性的验证试验：

- (1) 水下设备的功能测试；
- (2) 水下设备的性能测试，如密性。

2.5.2.3 鉴证安装完毕后的调试结果：

- (1) 鉴证水下生产系统联合调试结果是否符合预定要求；
- (2) 鉴证水下设备是否满足预定要求；
- (3) 鉴证水下控制系统的正常操作功能及应急操作功能；
- (4) 鉴证水下控制系统的冗余控制功能。

第6节 水下生产系统生产期检验

2.6.1 一般要求

2.6.1.1 生产过程中的定期检验（生产期检验）系指对已获得安全办公室颁发作业许可证的生产设施在其生产期间的年度检验、换证检验和临时检验。

2.6.1.2 生产期检验一般应按规定的时间进行，当经验或技术分析表明采用不同的时间间隔更为合理时，经我社批准后执行。

2.6.1.3 对于检验过的结构、设备、装置、布置或材料，不得作重大变更，为维修或保养目的而直接更换这种设备或装置可除外，但应申请我社进行相应的检验。

2.6.2 年度检验

2.6.2.1 检验期限

年度检验应在首次签发检验合格证书或最近一次检验合格证书签证日期后，每周年前后3个月内进行。换证检验可代替年度检验。

2.6.2.2 检验项目

(1) 登平台阀、水下设备包括水下控制设备、脐带缆的外观完整性检查；

(2) 测试登平台阀的自动控制、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) 检查脐带缆的绝缘性能、光缆的连续性、腐蚀监测记录。如在维修期内，应对各管路（控制管线为1.0倍设计工作压力，化学药剂管线为1.1倍设计工作压力）进行液压试验压力；

(4) 水下控制系统对水下采油树、水下管汇、具有遥控关断的管道组件的控制功能测试，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；

(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 应急关断测试包括：平台应急关断模拟，应急关断信号测试；

⑤ 核查阴极保护是否满足要求。

(6) 水下管汇：

① 测试控制系统；

② 核查腐蚀监测记录，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。

(7) 管道组件：

① 进行上述(6)的核查内容；

② 核查管道组件的地理位置，是否在规定的范围内。

(8) 水下控制设备（分配单元）

- ① 进行上述 (6) 的核查内容;
- ② 信号传递有效性测试。

(9) 跨接管

- ① 核查腐蚀监测记录, 腐蚀厚度不超过腐蚀余量;
- ② 核查阴极保护是否满足要求;
- ③ 检查监测记录, 核查位置与角度是否在允许的范围内。

(10) 其他水下设备:

- ① 核查腐蚀监测记录, 腐蚀厚度不超过腐蚀余量;
- ② 核查阴极保护是否满足要求;
- ③ 检查监测记录, 核查位置与角度是否在允许的范围内。

(11) 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、维修方案得到我社的认可, 3 个月内的巡检、监测、试验记录可以代替年度检验内容。

(12) CCS 认为必要的其它检验项目。

2.6.3 换证检验

2.6.3.1 检验期限

换证检验的间隔期应不超过 5 年, 应在现有证书到期前的 3 个月内进行换证检验。如确因客观原因无法按时完成检验的, 我社可给予不超过 1 个月的展期, 且新证书有效期按原证书的有效期起算。

2.6.3.2 检验项目

- (1) 年度检验的全部内容;
- (2) 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, 接受工业界的压差测试法;
 - 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) 水下采油树生产主阀、生产翼阀、环空主阀、环空翼阀、水下管汇的关断阀、管道组件的关断阀、控制系统的功能试验;
- (4) 水下安全阀的功能和密性试验;
- (5) 所有水下设备的防腐保护措施的有效性检查;
- (6) 所有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;
- (7) 我社或责任方认为以上设施必要的其它检验项目。

2.6.4 临时检验

2.6.4.1 水下生产系统在下述情况下, 应进行临时检验:

按本规则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, 如需作重大变更时, 水下生产系统责任方应及时向我社申请临时检验。

第3章 系统、设备设计通则

第1节 一般规定

3.1.1 目的

3.1.1.1 在安全、环保的情况下，实现水下生产系统设计的目标功能；

3.1.1.2 在水下生产设备的制造过程中，保证水下设备的制造符合主管当局（如有规定）、规格书或相关标准的要求；

3.1.1.3 减少水下生产系统/设备的运营风险。

3.1.2 功能要求

为达上述目的水下生产系统/设备应具有以下功能：

- (1) 把井流安全地输送到所依托的处理设备上以便进行处理；
- (2) 把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) 失效安全的系统设计。

3.1.3 适用范围

除另有说明外，本章适用于水下生产系统/设备项目的所有阶段。包括水下生产系统整体设计要求和水下生产系统与其他相关系统的操作界面要求，以及通过分析和试验验证水下生产系统/设备性能的要求。

本章的适用范围同时包括 ISO13628-1 Petroleum and natural gas industries — Design and operation of subsea production systems — Part 1: General requirements and recommendations, 1 Scope 所指内容。

第2节 系统和设备的设计

3.2.1 一般规定

3.2.1.1 在具体油田开发中，应尽可能早的给出设计基础，设计基础通常应包括下列内容：

- (1) 载荷（在制造、储存、测试、输送、安装、钻/完井、操作和拆除等各个相关阶段，所有可能影响水下生产系统/设备的载荷）；
- (2) 操作要求；
- (3) 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) 控制系统的设计数据;
- (10) 管线数据;
- (11) 热膨胀的数据;
- (12) ROV 扭力工具;
- (13) 导向索锚和导向柱锁紧机构。

3.2.1.2 水下生产系统设计应综合考虑, 优化设计。综合考虑油气田发展各个阶段的需要。

3.2.1.3 在设计初期, 要考虑到将来扩大生产的需要。

3.2.1.4 进行水下生产系统设计时, 应系统地考虑到水下生产系统的制造、试验、安装、操作、检测、维护、修理和废弃要求。

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

在考虑干涉时应考虑到安装、回收、维修等各相关阶段的干涉要求。

3.2.1.6 所有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。

3.2.1.7 系统的设计应在不回收系统/设备的情况下便于故障诊断。

3.2.1.8 总体设计要求, 除本条要求外, 还应符合 ISO 13628-1 5.5 的要求。

3.2.2 设计载荷

3.2.2.1 在制造、储存、测试、输送、安装、钻/完井、操作和拆除等各个相关阶段, 所有可能影响水下生产系统的载荷应当在设计基础中明确, 并作为设计基础。

3.2.2.2 在实际应用中, 项目特有的偶然载荷应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。可参考 ISO 13628-1 5.4 Design loads 进行设计考虑。

3.2.2.3 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设计载荷。另外, 可采用 ISO 13628-1 中关于坠物和托网载荷的相关要求。

最低拖曳速度取值一般不小于 3.0 m/s。

3.2.2.4 非承压的主要结构部件和起重设备设计载荷的选取宜参照 ISO 13628-1, 5.4.2 的要求。

3.2.2.5 用于钻井导向基座应包括导管中水泥液位顶部验证的可能性(例如, 注浆漏斗)。水泥液位(例如, 注水泥插头)的正确布置宜考虑进来。

3.2.3 环境条件

进行水下生产系统设计时, 水下生产设备的安装位置和油田内集输管线及回接、外输管线的环境条件数据应加以考虑。

应考虑的环境条件有海洋数据、气象数据、油藏和液体数据、完井数据、工艺和运行数据、所依托设施数据, 各环境条件的考虑与选取宜参考 ISO13628 5.2 的要求。

3.2.4 产品规范等级

水下设备的产品规范等级不宜低于图 3.2.4 划分的最低 PSL。

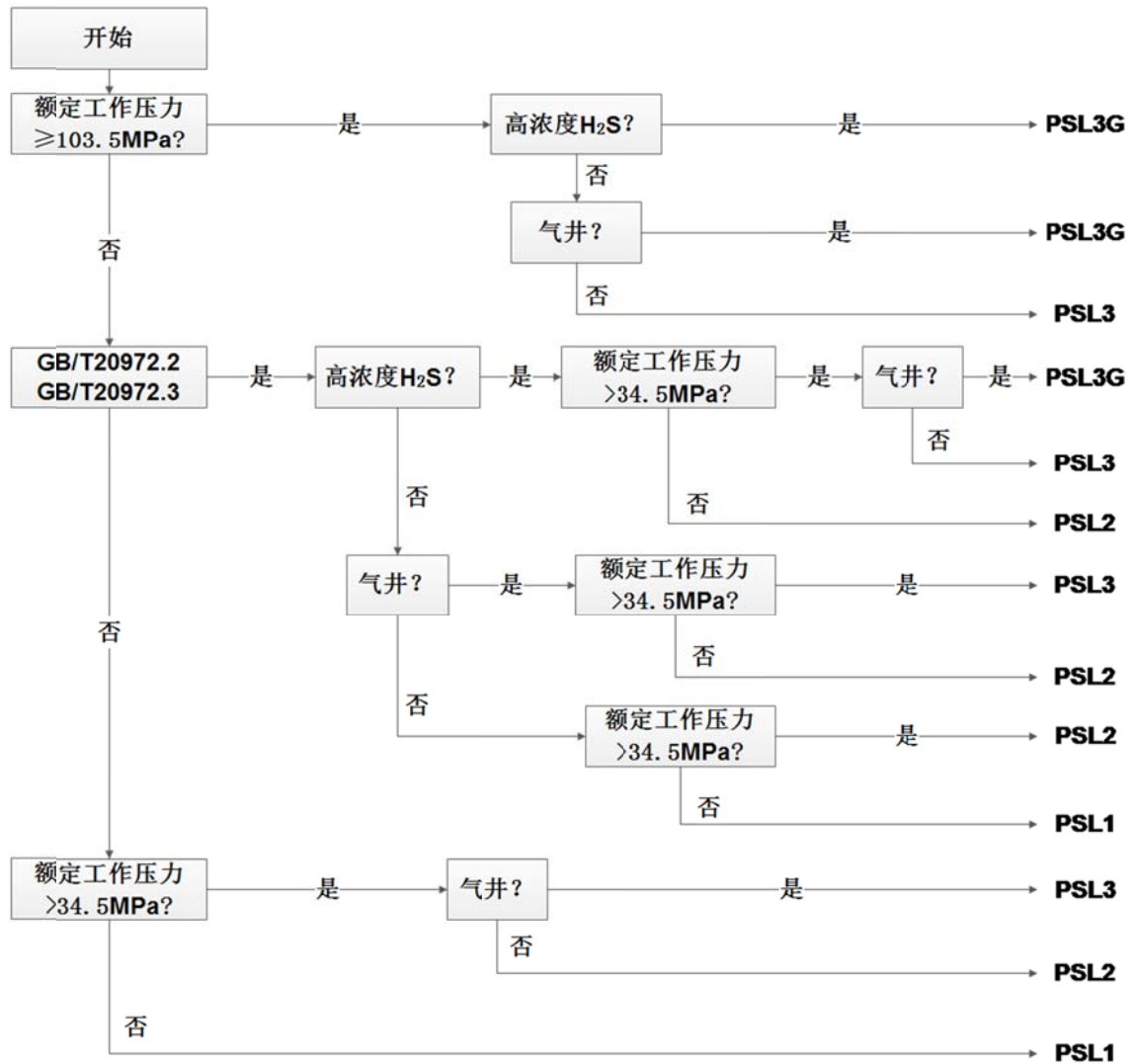


图 3.2.4 推荐的最低PSL

- (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；
- (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 的标志仅用于那些必需规定装置的附加气密封试验要求的条款和数表，规定的装置能进行气密封试验；
- (5) PSL4 包括 PSL3G 的全部要求及一些附加要求。PSL4 用于超过图 3.2.4 范围的使用条件，且通常只用于主要设备。

3.2.5 额定工作压力值

3.2.5.1 水下生产设备额定工作压力值的选取应符合公认标准的要求，以方便与其相连水下生产设备、连接系统的匹配。如采油树常用的最高额定工作压力： 13.8 MPa (2 000 psi)、 20.7 MPa (3 000 psi)、 34.5 MPa (5 000 psi)、 69.0 MPa (10 000 psi)、 103.5 MPa (15 000 psi)、 138.0 MPa (20 000 psi)，国内现行的 14 MPa, 21 MPa, 35 MPa , 70 MPa, 105 MPa, 140 MPa 压力级别。

3.2.5.2 水下井口和采油树的额定工作压力值的选取，应大于关井压力。

3.2.6 最高、最低温度

3.2.6.1 最高温度

(1) 当最大操作温度可以准确确定时，该温度可以当作最高设计温度。例如油藏温度就可以当作水下生产系统/设备、组件的最高设计温度；

(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 ISO10418 或其他公认标准确定的高温关断功能可以限制最大操作温度，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，应注意不要选取比规定值还要高的最高设计温度。

3.2.6.2 最低温度

最低设计温度决定了材料的低温性能要求，取下列更严格者：

(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据气象资料的质量选择一个安全系数；

(3) 减压期间发生的最低温度减去 5°C。

3.2.7 温度等级

水下生产设备设计的额定温度值宜符合 ISO10423 或 GB/T 22513-2008 中的额定温度值，即表 3.2.7 所示。

表 3.2.7 额定温度值

温度级别	作业范围 (°C)	
	装置可承受的最低环境温度	装置可直接接触到的流体最高温度
K	-60	82
L	-46	82
P	-29	82
R	室温	
S	-18	66
T	-18	82
U	-18	121
V	2	121

3.2.8 材料

3.2.8.1 范围

本节适用于对水下生产系统安全和操作重要的水下结构，管汇，管道和其它部件的材料应用。

3.2.8.2 材料的选择宜考虑以下因素：

- (1) 主要选用具有良好的市场供应和制造和性能好的材料；
- (2) 最少化材料类型的数量，考虑到成本，互换性和相关备品备件的可用性；
- (3) 设计寿命；
- (4) 工作环境；
- (5) 在相同腐蚀环境下，材料和防腐方法的使用经验；

- (6) 系统可用性的要求；
- (7) 维护和系统冗余度的理念；
- (8) 腐蚀余量；
- (9) 检查和腐蚀监测的可能性；
- (10) 外部和内部环境，包括不同材料的相容性的影响；
- (11) 对失效概率、失效模式、临界性和后果评估，包括可能对人身健康、环境、安全和重大资产有任何不良影响的评估；
- (12) 缓蚀剂和其他化学处理对环境的影响。

3.2.8.3 材料的使用通常：

- (1) 在设计规范要求里，要列出相关设计规范；
- (2) 符合认可的国家和国际标准化组织的标准；
- (3) 有用于特殊应用的过去的记录，例如相同类型的部件和尺寸范围。

3.2.8.4 材料应易于焊接（如适用）。

3.2.8.5 除本条要求外，金属材料、非金属材料、水下应用的螺栓材料、材料的使用限制还应符合 ISO13628-1 6 Materials and corrosion protection 的相关要求。

3.2.8.6 材料等级

(1) 规格书或相应提交的技术文件中，应列出生产设备材料等级及不同环境因素和生产可变性等因素。材料等级的选择应满足表 3.2.8.6 的要求；

表 3.2.8.6

材料要求

材料级别 ^a	材料最低要求	
	本体、毂和出口连接	控压件（如卡爪及锁紧驱动环、卡箍、密封圈本体）
AA——一般使用	碳钢或低合金钢	碳钢或低合金钢
BB——一般使用	碳钢或低合金钢	不锈钢
CC——一般使用	不锈钢	不锈钢
DD——酸性环境 ^a	碳钢或低合金钢 ^b	碳钢或低合金钢 ^b
EE——酸性环境 ^a	碳钢或低合金钢 ^b	不锈钢 ^b
FF——酸性环境 ^a	不锈钢 ^b	不锈钢 ^b
HH——酸性环境 ^a	耐腐蚀合金 ^{b, c}	耐腐蚀合金 ^{b, c}

a 指按 GB/T20972.1 定义，其相应的等效标准 ISO 15156 亦可接受；
 b 指符合 GB/T20972.1、GB/T20972.2 和 GB/T20972.3 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 CRA；低合金钢或不锈钢的 CRA 内衬是允许的。

(2) 在满足力学性能的条件下，不锈钢可代替碳钢和低合金钢，耐腐蚀合金可代替不锈钢；

(3) 对于锻件材料用于承压部件和高承载部件，锻造工艺、过程、热处理和测试样品的要求应符合 API RP 6HT 的相应要求。测试样品应与认可的材料本体一起进行热处理，但不必一起进行消除残余应力。

3.2.9 防腐

3.2.9.1 外部防腐

(1) 水下生产系统/设备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，则涂料应采用本社认可的产品，当采用未经本社认可的涂料时，

应经本社同意；

- (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；
- (5) 除本条要求外，还应符合 ISO13628-1 6 Materials and corrosion protection 的要求。

3.2.9.2 内部防腐

(1) 油气生产系统中主要存在二氧化碳 (CO₂) 腐蚀、硫化氢 (H₂S) 腐蚀、氯离子腐蚀等。在设计过程中主要面对的是 CO₂ 和 H₂S 在酸性条件下的腐蚀。一般应采取以下一种或数种措施对腐蚀进行控制：

- ① 选择耐腐蚀的材料，包括高合金材料；
- 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 CO₂ 含量；
- ② H₂S 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) 如果系统的一部分运行温度低于水露点，则该体系应被定义为湿式；

(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的使用经验；

(5) 用于“酸性”环境的耐腐蚀材料，缓蚀剂的干燥或使用不宜放松要求；

- ① 遭遇 H₂S 腐蚀的设备和管路应符合 NACE MR 0175/ISO 15156 《石油与天然气工业--在油气生产中含 H₂S 环境下使用的材料》标准的要求；
- ② 在设计寿命内，酸性环境的风险宜进行评估，尤其是将来需要注水时；

(6) 对于油气管道，设计时缓蚀剂效率宜取 85%，包括乙二醇和/或甲醇注射，除非证明有更高的效率：

- ① 实际缓蚀剂效率应是通过腐蚀试验予以认可和证明的，除非有有效可用的相关领域或测试数据予以证明。
- ② 缓蚀剂性能的评估，宜充分考虑预定的操作环境，如产品组份、腐蚀性和流动限制；

(7) 运输含重水的烃类管道系统，宜通过 pH 值稳定剂和缓蚀剂组合应用或单独使用缓蚀剂来降低管道的腐蚀性，pH 值稳定剂和缓蚀剂组合的联合作用应是通过腐蚀试验予以认可和证明的，除非有有效可用的相关领域或测试数据予以证明；

(8) 水注入系统应进行腐蚀评估：

- ① 注水涵盖脱气海水的注入，未经处理的海水和生产用水，包括地下水的注入；
- ② 对于注入脱气海水的腐蚀性评价，对于常规脱气工艺，可基于适合注入区块的最大操作温度和氧当量水平；
- ③ 对于用于低腐蚀性的碳钢海底出注入管线，最小腐蚀裕量一般不宜少于 3 mm。设计中如果腐蚀余量大于 3mm 至 4mm，宜应考虑应用耐腐蚀合金或复合管；

- ④ 当注水系统中有脱气海水、生产水和/或气体交替通过时，材料的选择应特别考虑。如果存在发生回流的可能，所有可能与注入用水接触的部件应作耐油井注入化学药剂和增产化学药剂腐蚀处理。对于碳钢管，最大流速应经评估后决定，评估中应考虑到流速对系统的腐蚀性和侵蚀力。

3.2.9.3 意外事故后评估

当水下生产设备使用对海水（Cl⁻）敏感的材料（如 CRA 材料）时，当在安装、调试过程中，长期接触海水后，投入使用前应进行综合安全评估。

3.2.10 管汇、管道组件工艺管道

3.2.10.1 原则上管路与支撑结构不宜直接焊接。

3.2.10.2 能够清管的管路系统：

- (1) 清管管线上的弯头，其最小半径宜为 3 倍的管线内径；
- (2) 连续弯、阀门、支管和它们的组合，应用最小三倍管道内径长度的直腿分开；
- (3) 清管管线上的支管应避免堆积清管杂物。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，应适合清管作业；有栅的三通通常用于降低清管器（铝）盘等在清管作业中被破坏的可能性；
- (5) 整个清管管线宜有连续的内径。

3.2.11 流程阀的设计

3.2.11.1 工艺流程阀的设计应符合 ISO 13628-4、ISO 10423 和 ISO 14313 要求。

3.2.11.2 当外部载荷（如连接的管道）与操作载荷的组合载荷最大时，阀门性能应不受影响。该阀的供应商应当载明限制载荷。阀的性能应通过分析论证和/或测试来证明。

3.2.11.3 阀体和阀帽上的贯穿应尽可能避免。用于测试的任何端口试验后应密封焊接。

3.2.11.4 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所有指定的清管器且没有限制和任一方向的阻碍。阀门的内部轮廓应无可能会损坏清管器的杂物或松散的堆积物。对于可清管作业管线上的阀，宜有在清管作业前验证阀门是否处于全开位置的方式。

3.2.12 水下设备结构

水下结构的设计除满足下列要求外，还应满足所用规范标准的要求：

3.2.12.1 水下结构物应具有相关设备之间连接物理界面的对准能力，例如井口装置/生产导向基座、水下采油树/管汇和配管之间，管汇/海管终端以及辅助安装设备之间，保护性结构（如有）和其它的相关接口之间等。

3.2.12.2 水下结构可以是固定/锁定到水下井口系统上，也可以是独立的、不直接固定连接到井口装置上。对于独立型式，相应的结构配管应具有灵活连接到井口模块或管汇模块上的能力。

3.2.12.3 水下结构的尺寸应与维修方法（如遥控作业机器人、遥控作业工具或潜水员）相适应。

3.2.12.4 防拖网结构应有防止被保护装置在拖网作业时被拖挂的能力。该能力应通过模型测试或结合模型测试数据的几何评估验证。测试程序和验证标准应获得当地渔业权威或对特定区域富有经验的渔业/拖网专家认可。

3.2.12.5 中空结构应有防止压溃的压力平衡措施。应评估中空结构的内部保护需求。

3.2.12.6 在落物保护设计中，保护结构的设计/作业程序应保证水下设备不被落物、捕鱼工具以及其他相关偶发载荷损伤。结构设计中还应避免遥控作业机器人、脐带缆与导向绳的钩挂。

3.2.12.7 可以通过铰接或可移动的面板为每个井台和关键装置提供落物保护。

3.2.12.8 结构/保护结构的底边应嵌入海床以减少被钩挂的风险。

3.2.12.9 井口系统到导向框架/底部框架的载荷传递宜考虑以下因素：

- (1) 土壤条件和井口系统的轴向刚度；
- (2) 底部结构抗垂直方向变形的结构设计和刚度；
- (3) 水下结构/井口的接口设计和挠性公差（如有）；
- (4) 套管热膨胀。

3.2.12.10 导向结构/底部结构宜使接口系统和设备上的设计载荷传递到基础上。井口支撑结构/生产导向基座的设计中应考虑到隔水套管/井口头的热膨胀影响。

3.2.12.11 油井支撑结构应为隔水套管头提供导向、就位、锁定能力，并为水下井口防喷器的就位和操作，及邻近的采油树提供足够的空间。

3.2.12.12 井口支撑结构的设计应考虑到陆上装配和由其支撑设备的测试需求。

3.2.12.13 井口系统设计，应该考虑使用钻屑处理系统的状况，即钻屑在结构中的堆积不干扰既定的操作。

3.2.12.14 为了实现更有效的维修、维护、安装等水下作业，水下基盘、支撑结构及其设备的设计应遵循以下原则：

(1) 如无其他安全措施，所有可回收模块和结构宜采用合适的锁紧机构锁紧，该锁紧机构应能够通过预定的装卸方案进行操作；

(2) 铰式保护结构宜设计成可替换的；

(3) 就位区域和周围区域宜设计成能够承载在就位和作业过程中各维修、维护、安装等水下作业设备的作用载荷。对于通过导线控制的工具，其最大下放速度宜为 1.6m/s。对于通过钻杆下放的工具，最大下放速度宜为 0.8m/s；

(4) 在工具、模块和设备就位、连接和作业过程中，宜提供合适的观测位置；

(5) 在需要进行操控作业的位置宜提供合适的就位区域和/或固定点；

(6) 水下结构上易由维修、维护、安装等水下作业设备造成损坏的敏感部件/部位，宜考虑保护措施；

(7) 宜提供方便声学应答器替换的漏斗，漏斗宜避免声学屏蔽和可能的钩挂；

(8) 所有保护盖上的锁紧机构和提升结构，应容易按预定的维修、维护、安装等水下作业方案进行操作；

(9) 可更换的导向柱宜使用预定操作设备可操作的锁紧机构；

(10) 需要导向缆的所有永久性安装的导向柱，宜采用能够在断缆或固定器上重新安装新导向缆的设计；

(11) 如在水下结构上安装设备过程中需要扭矩或敲击，则应有一个专门的工具和接口；

(12) 设计，如阳极块的位置和其他结构的细节，应考虑防止阻碍和钩挂预定的维修、维护、安装等水下作业设备。

(13) 宜评估就位速度和软着陆系统的需要；

(14) 满足从船上下放维修、维护、安装等水下作业设备的操作需求，必要的导向缆偏斜角，不宜限制 ROT 的作业路径，减小下放间隙或影响操作安全和可靠性；

(15) 应提供标记，以方便潜水员和/或遥控作业机器人对设备进行识别；

(16) 工具、防喷器、模块和所有可回收的设备与结构的任何部分、相邻模块或设备之间应保留足够的间隙，以免在安装和回收作期间发生意外碰撞或撞击。安装过程中的模块和相邻结构间不能有实体接触，即使在最差的累积公差情况下；

(17) 对于无导向缆作业，宜提供物理限制措施（如导向漏斗或保险杠梁），以避免相邻设备间

的碰撞。

3.2.13 密封

3.2.13.1 水下设备各组件/部件之间的密封应符合各设备相关章节的特殊要求，密封材料的选择应符合公认的标准。

3.2.13.2 金属-金属密封应符合 ISO13628-1 6.2.3.3 及公认标准/本社承认标准的要求。

3.2.13.3 非金属材料密封应符合 ISO13628-1 6.3 Non-metallic materials 及公认标准/本社承认标准的要求。

3.2.13.4 所有的密封包括次级密封的材料和密封区域，应能抵抗在测试、调试和操作过程中可能接触到的所有特定流体。

3.2.13.5 密封材料的选择，应考虑不易被擦伤。

3.2.13.6 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。

3.2.13.7 阀座和密封中使用的弹性材料宜采用耐腐蚀材料。

3.2.13.8 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。

3.2.14 试验

3.2.14.1 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规定的要求，并通过工厂接受试验（FAT）和系统完整性试验（SIT）予以验证。

3.2.14.2 水下设备水面上的试验，原则上要模拟出水下所有可能遭遇的所有工况，且试验结果应达到预定的要求。

3.2.14.3 试验的一般要求、试验程序要求参照各相关各章节的要求，未做规定的应符合 ISO13628-1 7 Manufacturing and testing 中规定的要求。

3.2.14.4 工厂接受试验（FAT）和系统完整性试验（SIT）都应有相应的记录表。

3.2.15 运输和吊装

3.2.15.1 水下生产系统中的水下设备及主要组件应：

- (1) 能允许用钻杆吊装（如适用时）；
- (2) 特殊运送装置最少化；
- (3) 标记唯一的编号，干重和吊点的能力。

3.2.15.2 当设备需要海上吊装时，应适当考虑工程船的吊装能力。吊装作业应使用专用起重吊索进行。

3.2.16 作业与操作

3.2.16.1 作业要求

作业要求，应符合 ISO13628-1 8 Operations 中的相关要求。

3.2.16.2 操作要求

- (1) 应备有水下生产系统/设备操作、保养和维修程序以及产品厂商提供的设备说明书；
- (2) 应备有水下生产系统/设备维修和保养和检查记录；
- (3) 作业者应对水下生产系统/设备进行危险与可操作性（HAZOP）分析，找出正常和非正常情况下可能出现的问题、产生的原因、可能导致的后果以及在实践中应采取的措施；
- (4) 除本款要求外，还应符合 ISO13628-1 9 Documentation 中的相关要求。

3.2.17 防污染

3.2.17.1 水下生产系统的设计、水下设备的配置、水下设备的设计，应充分考虑到由于事故、泄漏或误操作导致烃类污染海洋环境的危险降至最低。

3.2.17.2 任何含有烃类的设备，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。

3.2.17.3 清管作业设备的设置及操作不应使污垢污染海洋环境。

第3节 安全系统

3.3.1 范围

3.3.1.1 本章规定的安全系统包括为防水下生产系统/设备发生意外事件而采取的安全保护措施和一旦发生意外事件后的关断措施。

3.3.1.2 适用范围从水下井口至登陆关断阀止，整个水下生产系统安全系统设计。

3.3.2 接受的标准

- | | | |
|-----|------------|---------------------------------|
| (1) | SY/T 10033 | 海上生产平台基本上部设施安全系统的设计、安装和测试的推荐作法。 |
| (2) | API RP 14C | 海上生产平台基本安全系统的分析、设计、安装和试验的推荐作法。 |
| (3) | IEC 61511 | 安全仪表系统标准 |

3.3.3 安全系统的设计

3.3.3.1 安全系统设计应水下、平台上统一考虑，综合分析，把事故风险降至最低。

3.3.3.2 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。

3.3.3.3 安全系统要有两级保护（一级和二级），以使设备失效的影响最小化。一般说来，这两级保护应采用功能不同类型的安全装置，两个完全相同的装置具有相同的功能，就有可能具有相同的固有弱点。

3.3.3.4 如果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以免设。

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

3.3.3.6 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）以便全面验证安全系统的设计逻辑是否合理。

第4节 高完整性压力保护系统

3.4.1 一般规定

3.4.1.1 水下用高完整性压力保护系统（HIPPS），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本社《海上油气处理系统规范》第

4章第3节的相关内容。

3.4.1.2 水下生产系统的HIPPS除满足本节规定外，系统本身的技术要求可参照美国石油协会标准API RP 17 O 进行设计。

3.4.2 HIPPS 的应用条件

3.4.2.1 当使用HIPPS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。

3.4.2.2 使用HIPPS进行系统保护时，应对HIPPS及被保护系统进行HARZOP分析。

3.4.3 技术要求

3.4.3.1 HIPPS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。

3.4.3.2 HIPPS的安全完整性等级应达到SIL3等级。

3.4.3.3 为了避免不必要的停产和停产后重启带来的风险，HIPPS系统要配置时应考虑使潜在的谬误关断的可能性降到最低。

3.4.3.4 HIPPS应按故障安全型原则进行设计。

3.4.3.5 HIPPS应具有硬件和软件的诊断和测试功能。

3.4.3.6 HIPPS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。

3.4.3.7 执行元件至少应设两个关断阀门：

- (1) 关断阀门不应兼做其他用途；
- (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。

3.4.3.8 在进行HIPPS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。

3.4.3.9 设计时应特别考虑到冲蚀问题、水化物的形成、流体粘度的改变、蜡含量的变化等对HIPPS的潜在影响。

第5节 关断系统

3.5.1 一般规定

3.5.1.1 在水下生产系统/设备关断设计时，应与生产处理设施上其他系统的关断系统统筹考虑，采取一体化设计。

3.5.1.2 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，自动推动的关断，应急关断是通过手动推动的关断。

3.5.1.3 关断系统应按故障安全原则进行设计。

3.5.1.4 关断系统除符合本节规定外，还应符合本社《海上油气处理系统规范》第4章第4节的相关规定。

3.5.2 关断

3.5.1.1 当越控系统/设备预设操作限制时，任何操作能够被终止，且得保证井的安全状态。

3.5.1.2 关断系统应具有自动检测故障的功能。

3.5.1.3 关断系统应能在不干扰其他系统的情况下进行测试。

3.5.1.4 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。

3.5.1.5 关断应按预定的逻辑进行，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。

3.5.1.6 关断应考虑到整个水下生产系统的流动性安全保障。

3.5.3 登陆关断阀

3.5.3.1 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，该阀应具有失效关闭功能；

(5) 登陆关断阀应符合 API Spec 6A 和 API Spec 6AV1 的要求，且耐火等级应满足 30 min 的要求。

3.5.3.2 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：宜布置在第一个可以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；感温探测装置的安装应容易探测火灾；

(3) 应配置阀的状态（开、关）指示装置。

3.5.4 立管根部的水下隔离阀

3.5.4.1 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。

3.5.4.2 水下隔离阀的压力等级不低于批准的海管最大允许操作压力。

3.5.4.3 水下隔离阀宜设计成双向承压的。

3.5.4.4 水下隔离阀的控制，除生产处理设施上遥控或 HIPPS 系统自动控制外，还应具有潜水员或 ROV 就地操作的能力。

3.5.4.5 水下隔离阀的关闭时间应通过风险分析确定，水击的影响、工艺要求、安全的影响应综合考虑。

3.5.4.6 水下隔离阀的设计、制造、试验应符合 ISO13628-4 Petroleum and natural gas industries—Design and operation of subsea production systems Part 4: Subsea wellhead and tree equipment 的相关要求。

3.5.4.7 应配置阀的状态（开、关）指示装置。

第6节 通径测量

3.6.1 一般要求

3.6.1.1 水下生产系统的设计应考虑到清管作业的需求。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。

3.6.1.2 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。

3.6.2 通径测量

3.6.2.1 通径测量的目标是验证制造完成的水下设备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依据。

3.6.2.2 通径测量的方法一般采用通球的手段来测量，通球要求应符合技术规格书的要求，但不低于相连海管的通球要求。

第4章 水下井口

第1节 一般规定

4.1.1 范围

4.1.1.1 水下井口，除符合本章规定，还应符合 ISO13628-4 中对水下井口的相应要求。

4.1.1.2 本章描述的水下井口适用范围与 ISO13628-4, 8 中的范围一致，通常是指从浮式钻井装置下入的水下井口系统，不涉及无导向绳系统。主要包括以下基本要素：

- (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。

4.1.2 目的

4.1.2.1 水下井口的功能、强度、接口、密封、试验等基本要素的设计，提供可参考的标准。

4.1.2.2 为本社及第三方的水下井口检验提供技术依据。

4.1.3 功能要求

4.1.3.1 水下井口的强度应能满足支撑等最不利组合工况；

4.1.3.2 水下井口的功能应能满足导向、支撑、密封、提供井下与井上通道等基本功能要求；

4.1.3.3 水下井口应提供有效的接口，以便其他水下设备的连接；

4.1.3.4 水下井口应提供有效的防腐、防磨保护。

第2节 技术要求

4.2.1 一般要求

4.2.1.1 水下井口中，所有承压设备和控压件的设计应满足 ISO15156（所有部分）的要求，这些设备/控制件包括：

- (1) 井口头；

- (2) 套管悬挂器主体;
- (3) 环空密封总成。

ISO 15156 的要求不覆盖下列部件或装置:

- (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。

4.2.2.2 设计考虑时, 应考虑井生命周期内各阶段的不利因素(参数), 如钻井、测试、完井和生产阶段的井的操作。控制井口系统结构强度的规范能够保证短期的可靠性, 但是并不足以确保长期生产应用的完整性。

从而影响长期可靠性的角度, 下列问题需要进一步的评估:

- (1) 循环外部载荷;
- (2) 内压循环载荷和位移;
- (3) 热负荷和梯度;
- (4) 全面腐蚀;
- (5) 应力腐蚀裂纹(由氢, H_2S 或氯化物引起的)。

上述问题可能需要通过疲劳分析、断裂力学评估、考虑热负荷的结构评估, 或因腐蚀裕量减薄而进行的结构评价进行评估。阴极保护系统通常应用于生产井的保护, 以减少腐蚀, 但是由于游离氢的释放, 这可能提高应力腐蚀裂纹的可能性。

第 5 章 水下采油树

第 1 节 一般规定

5.1.1 范围

5.1.1.1 本章规定了水下采油树系统的最低要求，包括常规和水平采油树。除符合本章要求外，还应满足 ISO13628-4 中对水下采油树的相应要求。

5.1.1.2 对于新研制的水下采油树，应根据 ANSI/API Spec.6A 和 ISO10423 或其等效标准进行相应的性能验证试验。

5.1.2 定义和缩写

5.1.2.1 本章主要定义和缩写，等效采纳 ISO 13628-4 3.1 和 3.2 中的定义和缩写。

第 2 节 技术要求

5.2.1 一般要求

5.2.1.1 采油树应当包含必要的阀门的屏障功能，至少包含一个失效关闭型的生产主阀和一环空主阀。其他阀门可基于工艺修井需求添加。

5.2.1.2 对于采油树上每一个贯穿都至少应设一个遥控操作的、失效安全型的主阀和相应的翼阀。此外，每一贯穿上的侧向出口上方应设一个关闭装置。

5.2.1.3 其他的侧向出口，如注入管线，应位于最低的遥控操作主阀之上，并在尽量靠近注入点处设有遥控操作的、失效安全型的控制阀和单向阀。如果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。

5.2.1.4 采油树竖向贯穿上的阀门都应能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。

5.2.1.5 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。

5.2.2 设计

5.2.2.1 水下采油树做为一个完整的装置，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。

5.2.2.2 垂直采油树的生产通道和环空通道应设有直达的垂直通道。

5.2.2.3 系统应具有失效安全功能，任何单一故障不能导致整个系统失效。

5.2.2.4 采油树遭受本章 5.2.6 中的意外载荷后，必要屏障单元（井口连接器和生产主阀）应当保持完整。

5.2.2.5 系统的泄漏通路应减少到最低限度。

5.2.2.6 主要组件（如阀门、连接器等）应当有足够的可靠性满足设计寿命要求。

5.2.2.7 所有的模块和设备应设计在岸和离岸的运输吊耳等装置。所有设备应使用缓冲装置或运输框架保证运输安全。

5.2.2.8 所有设备应提供必要的测试台/支柱/运输滑垫和连接器保护，覆盖所有陆上和海上活动所需。

5.2.2.9 采油树系统应当为安装/回收完井立管（垂直树）或钻杆设置提供接口。

5.2.2.10 采油树系统应包括一个阴极保护系统。

5.2.2.11 应当提供 ROV 介面便于机械操作或越控操作。所有安装/回收操作应由远程控制工具包完成。

5.2.2.12 在横摇和纵摇 1.5 度情况下，所有设备的现场组装应设计安全、有效连接。

5.2.2.13 所有设备应平衡，平衡块的重量和使用应当最小化。

5.2.2.14 水下采油树组件和子组件的配置功能需求许可的情况下应有可互换性。这通常包括井口连接器、阀组、阀门和执行机构，树帽、运行工具，堵塞、控制单元等。

5.2.2.15 所有设备，在人员必须爬上层叠处理模块或模组进行检查，维护或其他目的的地方，应当配备有梯子、平台和适当的保护。组件堆积的地方，例如 XMT / LWRP EDP，梯子设置应简便的从一个组件到达另一个组件。

5.2.2.16 所有连接器应有由 ROV 清晰可读的位置指示。

5.2.2.17 采油树系统模块设计应避免妨碍导向缆和 ROV 脐带缆。

5.2.2.18 所有重复使用接口，应当提供轻量级 ROV 可回收保护帽。保护帽短时保护所有密封表面。

5.2.2.19 水下安装、操作和维护期间，提供最低要求的密封保护。密封表面不经保护不得超过一定的时间。

5.2.2.20 为紧急关断系统和压力测试阀，采油树应当配备压力监视点。

5.2.2.21 采油树的设计应考虑在工作和检查的 ROV 方便的访问。

5.2.2.22 ROV 抓杆应当便于完成预定的操作，并对 ROV 提供稳定工作条件。

5.2.2.23 在主系统失效，所有连接器可以由 ROV/ROT 机械释放。

5.2.2.24 所有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，而影响锁定机制。

5.2.3 井口连接器

5.2.3.1 对常规采油树，油管悬挂器的接触面宜采用金属密封为主密封，弹性密封为二级密封。

5.2.3.2 在井口连接器接口界面应包含良好的认证类型的密封，采油树安装到井口后便于测试密封。

5.2.3.3 如果连接器是液压操作的，功能须在修井模式可用。

5.2.3.4 机械锁紧装置应防止意外释放，并设有视觉开关状态指示。

5.2.4 出油管连接器

5.2.4.1 出油管连接器设计、制造、测试应满足本指南第 7 章的原则要求。

5.2.4.2 应设有机锁紧装置以防止意外释放，并应有视觉指示器以显示是否关闭。

5.2.5 阀门，阀组和执行器

5.2.5.1 所有采油树闸阀应双向密封，腔压应有助于阀门的关闭。

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

5.2.5.3 为 ROV 方便观察，位置指示应包含所有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 越控的所有功能操作位置,位置指示器应清晰可见。

5.2.5.4 ROV 操控功能安全销不得用于永久安装阀门。

5.2.5.5 液压操作的阀门,在液压系统故障中时应具有失效关闭的安全特性。

5.2.6 导向结构

5.2.6.1 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 100mm 的区域应能承受 10 kJ 冲击载荷。

5.2.6.2 能够将荷载传递至井口连接器/井口。

5.2.6.3 能够允许 ROV 对采油树包括执行器、连接器和其他组件的目视检查。

5.2.6.4 能够承受下放工具和 ROV 的冲击载荷。

5.2.6.5 所有 ROV 工具操作介面,应布置在一个垂直安装于采油树上的面板之上,为 ROV 提供一个水平接近通道。

5.2.7 永久导向基盘

5.2.7.1 永久导向基盘

导向柱应可使用 ROV 锁紧装置进行更换。

5.2.7.2 导向柱锁紧装置应当优化设计,以防止由于电线和电缆拖拽而意外解锁。

5.2.7.3 导向柱宜设有贯通孔至海床,以允许导向缆锚的通过。

5.2.7.4 永久导向基盘设计应使 ROV 便于检查和清洁所有要求的区域,如连接毂或连接盘等。

5.2.8 液压控制界面

5.2.8.1 液力接头宜采用金属密封。

5.2.8.2 所有液压系统包括管道应当充分支持和保护,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。

5.2.8.3 所有液压系统管路应使用无缝管。

5.2.8.4 所有液压线组装前应彻底清洗和冲洗,应满足适用的清洁要求。

5.2.8.5 NPTF 螺纹管(或同等)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。

5.2.8.6 多端口液压接口盘

(1) 应有足够的强度和刚度,以适用于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。

5.2.8.7 所有液压管路应焊接,以尽量减少可能的泄漏的可能。

5.2.9 垂直采油树特殊要求

5.2.9.1 垂直采油树上部连接

(1) 根据具体的项目需求,树帽可以是无压或带压型的;

(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,采油树帽可以提供液压连接;

(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 在液压驱动下可以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 ROT 辅助释放的能力。

5.2.9.2 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够由 ROV 辅助释放。

5.2.9.3 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, 应能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, 以名杂物的积聚;
- (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。

5.2.10 水下水平采油树的特殊要求

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

5.2.10.2 内部树帽一般安装在采油树内部、油管悬挂器上部。

5.2.10.3 内部树帽应当下放、密封和锁定在采油树内的油管悬挂器上部。设计应考虑到通过 BOP 和隔水管的下放和回收。

5.2.10.4 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;
- (2) 油管悬挂器就位时, 生产出口和生产环空的金属密封和弹性背压密封应当建立;
- (3) 油管悬挂器安装后, 密封完整性应进行验证。试验压力应适合于井流的方向;
- (4) 油管悬挂器应当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。

第3节 试验

5.3.1 一般要求

5.3.1.1 采油树中使用的材料应满足 GB/T21412.4、ISO13628-4、API 17D 和 API 6A 的要求, 进行材料相关试验的环境应尽量与实际材料应用的环境相近。

5.3.1.2 水下采油树的测试内容主要包括功能测试、组件压力测试、水下控制模块 (SCM) 通信验证测试和 ROV 操作介面测试。以检验设计、制造或采购的水下采油树是否满足本指南或技术规范书的要求。

5.3.2 工厂接收试验

5.3.2.1 工厂接收试验的范围

水下采油树制造过程中, 应依据技术规格书的要求, 在下列 (但不限于) 部件装配后, 应进行

功能和性能进行工厂接受试验：

- (1) 采油树装配；
- (2) 管路；
- (3) 垃圾帽；
- (4) 隔离保护；
- (5) 油管悬挂器；
- (6) 阻塞；
- (7) 阻塞保护套；
- (8) 阻塞隔离套；
- (9) 化学注入计量阀；
- (10) 化学注入计量阀；
- (11) 采油树内帽；
- (12) 控制系统、水下控制模块。

5.3.2.2 下列（但不限于）部件装配后，应依据技术规格书的要求进行压力试验：

- (1) 液压管线的测试；
- (2) 井筒的液压试验；
- (3) 井筒的气压试验；
- (4) 井眼保护器试验器的液压试验；
- (5) 控制管线压力测试。

5.3.2.3 下列（但不限于）部件在装配完成后，应依据技术规格书的要求进行功能试验：

- (1) 液压阀的液压功能试验；
- (2) 节流阀的液压功能试验；
- (3) 采油树的连接接头和密封圈的更换功能试验；
- (4) 回收树内帽和油管悬挂器试验；
- (5) 安装树内帽保护套试验；
- (6) 从井筒回收树内帽和油管悬挂器试验；
- (7) 采油树保护盖的打开与锁紧；
- (8) 安装和修井控制系统的组装。

5.3.3 工厂延伸接收试验（EFAT）

5.3.3.1 工厂延伸接收试验主要是验证：采油树装配后的机械、液压和电器（交互仪表）的接口以及操作的正确性。

5.3.3.2 应依据技术规格书的要求进行介入试验，主要有（但不限于）：

- (1) ROV 操作以及手动操作阀的功能测试；
- (2) 下放、安装工具模块接口试验；
- (3) 树内帽和油管悬挂器接口测试；
- (4) 垃圾帽接口测试；
- (5) 井筒保护器和试验装置接口测试；
- (6) 其他附加设备的下放工具测试。

5.3.4 系统完整性试验

5.3.4.1 系统完整性试验主要测试采油树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）

5.3.4.2 应依据技术规格书的要求进行的系统完整性试验，主要有（但不限于）：

- （1）ROV 与采油树 ROV 操作面板的接口试验；同时测试阀门位置指示器能否正确指示；
- （2）采油树上收发器的下放试验；
- （3）采油树的吊装试验；
- （4）下放/安装工具接口试验；
- （5）采油保护结构的展开与收起；
- （6）SCM 的通信验证测试：主要验证 SCM 阀门控制功能、紧急关断测试和系统冗余性测试。

第6章 水下管汇及管道组件

第1节 一般规定

6.1.1 适用范围

6.1.1.1 本章适用于水下生产系统的下列结构组件：生产和注入管汇、模块化和集成化的单卫星井和多井基盘、水下处理和水下增压站。

6.1.1.2 本章适用于流程管路系统的下列结构组件：流程管路的立管基座和外输立管基座(FRB, ERB)；管道终端管汇 (PLEM)；管道终端 (PLET)；水下隔离阀总成 (SSIV)；其他结构 (T型和Y型连接结构、水下连接点)；保护结构。

6.1.1.3 本章不适用于流程管路和管汇的阀、流程管路和接头连接器、节流阀和控制系统。

6.1.1.4 除符合本章的技术要求外，水下管汇及管道组件的设计、制造及测试还应满足 ISO13628 Petroleum and natural gas industries — Design and operation of subsea production systems —Part 15: Subsea structures and manifolds 的相应要求。

6.1.2 功能要求

6.1.2.1 水下管汇的功能要求

(1) 管汇系统的设计通常履行下列功能：

- ① 收集来自多个生产井的产出液（或分配水或气体到多个水或气体的注入井）；
- ② 引导流体或液体通过管汇集管；
- ③ 包括一个或多个集管；
- ④ 能够隔离集管与各个井的插槽；
- ⑤ 能够对管汇和适当的管线和/或测试管线进行流程连接；
- ⑥ 能够保证流程管线清管的连续性。

(2) 管道组件的应能满足预定的功能和用途。

6.1.2.2 最终使用者应确定或批准以下性能和构造要求，包括：

- (1) 最大尺寸和目标重量；
- (2) 压力和温度的额定值（额定压力和温度）；
- (3) 设备接口（操作界面）；
- (4) 流程仪表图（P&IDs）；
- (5) 材料要求；
- (6) 水深；
- (7) 设计寿命；
- (8) 岩土工程和地球物理数据；
- (9) 海洋气象数据；
- (10) 坠物保护要求；

(11) 防拖网要求。

6.1.2.3 管汇及管道组件的设计应符合技术规格书和所有规范的要求；设计成满足压力和温度额定值，兼顾（尺寸和质量）安装船的装卸和安装能力；在规定的操作环境下满足预定的功能性和适应性。

6.1.3 载荷

6.1.3.1 产品设计时至少应考虑下述几种负荷：

- (1) 运行和环境载荷；
- (2) 安装载荷：主要发生在吊装、运输、和安装过程中产生的载荷；
- (3) 液压试验负荷；
- (4) 安装冲击载荷（自重，速度 0.6m/s）；
- (5) ROV（如适用）冲击载荷；
- (6) 渔具拖挂载荷：
如水深超过 750 m，并有证据说明渔具拖挂的可能性很低时，可以不考虑。
- (7) 热负荷。

第2节 设计

6.2.1 布置

管汇的布置，除了应充分考虑功能和水下生产系统的布置外，还应充分考虑 ROV 的可接近性。

6.2.2 管路的设计

管汇工艺管路应进行应力分析，安全系数应高于相连的海底管道。

6.2.3 材料的选择

各部件材料的选择，包括所有密封材料，应满足 ISO13628-1 和 ISO13628-15 的要求。生产、注入液和完井液浸湿的地区，暴露于化学注入和服务的流体，这些应用的要求等同于密封材料。

第3节 检验要点

6.3.1 设计审查要点

6.3.1.1 管汇系统和组件的设计审核应符合设计规格书的要求。

6.3.1.2 设计审查考虑应包括但不限于下列要素：

- (1) 审核设计输入；
- (2) 设计输出；
- (3) 材料选择；

- (4) 符合客户要求;
- (5) 内部接口;
- (6) 外部接口;
- (7) 介入分析, 包括 ROV 可接近性。
- (8) 防腐布置;
- (9) 安全考虑;
- (10) 简易维护和操作功能;
- (11) 安装操作与计算分析;
- (12) 回收操作;
- (13) 相关应力分析、强度计算、防腐计算等计算报告的审查。

6.3.2 制造过程

6.3.2.1 应当在工厂现场进行全面的验收试验。任何不合格应修复, 并分析找到原因和/或根据计算的系统可靠性来决定是否能被接受。工厂验收测试通常有多种方式, 包括个别部件检查, 部分系统(如控制系统)检查, 接口检验和联合系统检查。测试和制造过程中的修改和变化应正式提供文件。

6.3.2.2 试验应包括模拟从安装到维护各个阶段和操作的真实环境条件。特殊试验可能对交付和运输、动态载荷和后备系统是需要。功能试验可能是适用的, 能提供关于响应时间测量、操作压力、流量、和关闭系统的故障发现和操作方面的数据。

6.3.2.3 管汇和基盘系统的独立的部件, 如阀、驱动、部件和控制系统部件, 宜单独的进行验证。管汇和基盘系统宜对指定的操作条件/限制进行试验并记录。

6.3.2.4 应确认在试验过程中, 应使阀处于半开位置, 以使阀的阀蕊或通道和腔体之间没有压力差。

6.3.2.5 质量控制要点

(1) 应对原材料进行检验, 确保其材料、尺寸等符合图纸要求。同时注意材料的仓储应符合相关要求, 尤其是管线、弯头、阀件等的防腐, 管口处应盖上端盖以防止灰尘或杂物进入;

(2) 焊材的使用、保管和处理应符合 WPS 和相关规定的要求;

(3) 产品的制造安装工艺应符合经审批的工艺文件, 装配顺序不能随意调整;

(4) 在安装到水下结构管系之前, 所有管件(阀除外)均应进行预清洗;

(5) 工艺管线一般不能与结构件直接焊接, 不能在管线上引弧和焊接吊装设备等临时部件;

(6) 管线的焊接和返修应符合批准焊接工艺规程的要求, 一般情况下不能低于 CCS《材料与焊接规范》第3篇第10章“海底管系的焊接”的技术要求;

(7) 无损探伤

① 无损探伤的目的是为了确认所有焊缝都无缺陷, 全部合格;

② 无损探伤在制造过程和各阶段都实施;

③ 无损探伤对水下设备的所有结构和所有管线焊接都适用。

(8) 外观尺寸检查

① 外观尺寸检查的目的是为了确认产品的尺寸、相关标记、阳极安装、所有零部件和总成的装配符合图纸要求, 焊缝外观合格;

② 在制造过程的各个阶段应进行外观检查。

(9) 管线上两道环焊缝的最近距离应不小于 1.5 倍管径或 500mm, 两者取大值;

(10) 防腐工艺(包括油漆涂装、热缩带的包裹等)在正式施工前应进行工艺认可, 关键工艺

操作人员应持证；

- (11) 产品出厂前，所有管端应加盖端盖，以防止灰尘或其他杂物进入；
- (12) 用适合的流体或油装填，按规格进行清洁、防护和包装其他特殊要求；
- (13) 其他特殊要求。

6.6.3 工厂验收试验

6.6.3.1 典型的水下设备的试验大纲可包括以下内容：

- (1) 目的；
- (2) 范围；
- (3) 固定/装配、设施、设备、环境和人力要求；
- (4) 性能参数，即接受准则；
- (5) 参考资料。

6.6.3.2 工厂验收试验一般涵盖以下项目：

- (1) 各个部件测试；
- (2) 可能时用真实的水下设备和工具进行组装配和功能测试；
- (3) 可能时用真实的水下设备和工具进行接口检查；
- (4) 互换性测试；
- (5) 液压试验：
 - ① 包括操作压力下的阀密封测试；
 - ② 确认管线准则要求；
 - ③ 持续时间可根据设计准则，如果没有规定的话推荐 1 小时；
 - ④ 包括密封试验和端口封闭。

6.3.4 工厂延伸测试

6.3.4.1 压力帽的安装及回收，测试安装、锁紧与回收功能的完整性。

6.3.4.2 如有防沉板，应对防沉板的锁臂功能进行测试。

6.6.5 系统完整性试验

6.6.5.1 试验的目的是为了在陆上模拟所有可能在海上操作，并在一定的程度上验证所有永久安装于海底的相关的设备/系统。

6.6.5.2 系统完整性试验一般包括：

- (1) 部件和子系统完整性试验和记录；
- (2) 最终功能试验和记录，包括孔测试和泄漏试验；
- (3) 最终的电控和液压控制接口功能试验和记录；
- (4) 所有连接部件和模块的方向和引导配合测试和记录；
- (5) 模拟实际安装、干预和产品模式操作，以确认和优化相关程序和规格书；
- (6) 在实际中可能遇到的特殊条件包括极端恶劣条件下操作，以发现系统、工具和程序中的任何不足；
- (7) 在相关实际条件下操作，关停操作，以提供诸如响应时间之类的系统数据；
- (8) 安装、装配试验，以验证设备可以按程序进行装配（必要时在湿的条件下），并完成其功能；

- (9) 用适合的流体和滑油装填，按规格进行清洁、防护和包装；
- (10) 相关水下结构之间的连接试验：
 - ① 利用 ROV 操作工具，对水下连接器的连接、锁紧及拆卸功能进行功能完整性测试；
 - ② 测试密封圈更换功能、毂清洁功能。
- (12) 修井控制系统对管汇/基盘的功能试验；
- (13) 控制箱的运行和复位；
- (14) 脐带缆（液压/化学注入管线和电连接）的连接试验；
- (15) 管汇系统重装后的公差检查；
- (16) 通球试验。

6.6.6 试验质量控制要点

6.6.6.1 转换器的装卸和锁紧测试

该测试的目的是为了确认转换器能无障碍地安装、取下和锁上。

6.6.6.2 ROV 停靠及可接近性试验

- (1) 该测试可用与水下机器人一样尺寸的模型进行模拟试验，目的是为了检查水下机器人能在水下顺利固定在设备上；
- (2) 所有有水下机器人固定梁的都应进行该试验；
- (3) 测试应在防沉板油漆已完成，并已安装后进行。

6.6.6.3 吊耳测试

该测试吊耳的尺寸符合要求，通过预安装将在海上使用的卸扣或接头的进行确认。

6.6.6.4 YOKE 自由旋转测试（如适用）

- (1) 测试除铰接位置的正常摩擦外，YOKE 能从搁置位置无障碍地旋转到另一侧，旋转过程中与预装在管汇或管道组件（PLET/ILTA）上的所有设备和结构不存在冲突；
- (2) 测试应在管汇或管道组件（PLET/ILTA）已全部油漆完成，YOKE、防沉板、临时转换器、所有压力/溢流帽等附件等都已安装，可折叠防沉板处于折叠状态时进行。

6.6.6.5 防沉板的打开与锁紧测试（如适用）

- (1) 测试板防沉的仅靠自身重量能顺利打开，在吊机的帮助下可收拢，锁紧机构能顺利锁紧和解锁。带有水平防沉板的管汇或管道组件（PLET/ILTA）都应进行本试验；
- (2) 该试验应在可折叠板和锁紧机构油漆完成后进行，试验前可折叠防沉板处于水平位置。

6.6.6.6 滑靴装配测试

- (1) 试验目的是为了确认滑靴与管汇或管道组件（PLET/ILTA）能顺利连接和脱开，连接时插销能顺利插入；
- (2) 该试验应在管汇或管道组件（PLET/ILTA）油漆完成后进行。

6.6.6.7 阀驱动测试

- (1) 该试验的目的是确认 ROV 扭力扳手能顺利操作；
- (2) 试验时可用扭力扳手模型插入阀的工具口，然后确认能顺利插入和拔出。

6.6.6.8 导电连续性测试

(1) 该检查的目的是为了确认管汇或管道组件 (PLET/ILTA) 的各部件间已用接地电线连接, 部件间的连接电阻小于等于 $0.100\ \Omega$; 阳极与结构被保护处的连接电阻小于 $0.010\ \Omega$;

(2) 所有管汇或管道组件 (PLET/ILTA) 都应进行电气连接性检查。电气连续检查应在管汇或管道组件 (PLET/ILTA) 装配完成 (压力帽可不装) 后进行。

6.6.6.9 开口保护

(1) 开口保护是在焊接或加工之前, 当管子较长时间不用时, 用盖子将开口盖上;

(2) 所有管线都应进行该保护, 盖之前应确认管内是清洁的, 盖子本身是完好的。

6.6.6.10 称重

(1) 称重的目的是为了确认管汇或管道组件 (PLET/ILTA) 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;

(2) 所有管汇或管道组件 (PLET/ILTA) 都应进行该项检查。

6.6.6.11 油漆检测

(1) 油漆检查的目的是为了确认管汇或管道组件 (PLET/ILTA) 的油漆涂装合格;

(2) 所有管汇或管道组件 (PLET/ILTA) 应进行油漆检查。

6.6.6.12 各种设备、仪器安装正确性检查

(1) 检查的目的是为了确认所有仪器和各种设备都被正确安装;

(2) 所有管汇或管道组件 (PLET/ILTA) 应进行该项检查;

(3) 检查应在管汇或管道组件 (PLET/ILTA) 装配完成 (压力帽可不装) 后进行。

6.6.6.13 工艺管线冲洗、清洁、测量

(1) 该测试的目的为了确认管汇或管道组件 (PLET/ILTA) 的管线内部已清洗干净;

(2) 管线在进行通球、清洗等项目前应先确认 NDT、外观和尺寸检查合格。清洗方法一般有高压水冲洗、管线清洁器清洗等;

(3) 所有管汇或管道组件 (PLET/ILTA) 都应进行该试验。

6.6.6.14 通球

通球试验主要测试管线通径的连续性和圆度, 通球试验的结果应记录。通球试验应注意:

(1) 测试管线内径是否符合要求, 试验所用的铝板直径应满足技术规范书的要求, 一般为管线最小内径的 97%;

(2) 如果管线采用的是耐腐蚀复合层管, 铝板则应用外涂聚乙烯, 以防止污染管内复合材料;

(3) 通球试验所用的两块测量板试验前应测量其直径;

(4) 通球试验后, 测量板上应无任何损坏, 如发现任何破损, 则应重试直至合格;

(5) 通球报告中应附上测量板的照片。

6.6.6.15 液压试验

(1) 液压试验的目的是为了确认工艺管线的密封性符合设计要求。液压试验原则是模拟从安装、在役、停产、再生产等各个阶段的过程。液压试验应在工艺管线已安装, 且相关无损探伤和管线冲洗、清洁、测量合格后进行。液压试验所用介质应加防腐剂和染色剂, 液压试验后应将管线内残余液体清除干净并吹干;

(2) 液压试验压力为 $1.25P$ 或 $P+7\text{MPa}$, 取小值, P 为设计压力。管线液压试验使用的加压设

备应能可控地连续加压，压力表的安装位置及其量程、精度、表盘直径等应符合相关国家标准的要求。

6.6.6.16 连接器背部密封测试，参照本指南第7章相应要求进行。

6.6.6.17 阀门

(1) 对阀门的操作（开、半开、关）进行测试，并验证阀门指示器的指示位置是否正确，并记录扭矩或旋转圈数；

(2) 阀门两侧的密封测试（如适用）。

6.6.6.18 乙二醇（MEG）填充及渗漏测试

该试验的目的是为了确认 ILTA 充装乙二醇后无渗漏，同时也为今后的连接提供防护。

第7章 水下连接系统

第1节 一般规定

7.1.1 范围

7.1.1.1 本章规定了水下连接系统的最低要求。

7.1.1.2 标准覆盖水下连接系统的设计、制造、安装、操作、存放保养的技术要求。

7.1.1.3 本章所指的耐腐蚀合金为有色金属合金，即下列任何一种或几种合金元素的总和超过50%：钛，镍，钴，铬和钼。不是ISO15156（所有部分）中所指的抗开裂耐蚀合金。

7.1.2 本章重点关注内容

- (1) 水下连接系统的整体性能和功能要求；
- (2) 水下连接器的强度和密性的设计、材料、防腐要求，以保证水下连接器的基本性能要求；
- (3) 水下连接器安装工具的功能要求，包括ROV操作界面的要求；
- (4) 制造过程关键点的质量控制；
- (5) 海洋环境的测试要求，即海试要求。

7.1.3 水下连接系统/器的构成

7.1.3.1 卡爪式连接器

卡爪式连接器通常由下列部件构成：

- (1) 连接器本体（Connector body）；
- (2) 毂（Male Hub Structure），俗称公接头；
- (3) 毂座结构（Male Hub Receiver Structure）；
- (4) 导向/对中机构（Alignment Structure），毂座也是一种导向/对中结构；
- (5) 母接头（Female Connector）；
- (6) 密封组件（Sealing Assembly）；
- (7) 卡爪（Collet Segments）；
- (8) 主锁紧机构（Primary lock mechanism）；
- (9) 二级锁紧机构（Secondary lock mechanism）。

7.1.3.2 卡箍式

卡箍式连接器通常由下列部件构成：

- (1) 连接器本体（支撑结构）（Connector body）；
- (2) 一套对接法兰（a couple of flanges）；
- (3) 主锁紧机构（Primary lock mechanism）：卡箍、卡牙；
- (4) 二级锁紧机构（Secondary lock mechanism）：通常为方头螺栓；
- (5) 导向机构，主导向机构和主法兰面的导向环。

7.1.3.3 螺栓法兰式

- (1) 一套对接法兰 (a couple of flanges);
- (2) 密封圈 (Sealing gasket);
- (3) 连接螺栓。

第2节 设计

7.2.1 设计的一般要求

5.1.1.1 水下连接系统的设计, 应充分考虑设备的操作、维修、回收的便利性。

5.1.1.2 设计应考虑制造、储存、安装、维修等各阶段的要求和可行性。

5.1.1.3 连接器连接接头的种类、材料应符合接受的相关标准、规范的要求。

5.1.1.4 设计应考虑装置在使用中会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。

5.1.1.5 螺栓法兰式连接器的设计、制造及测试, 除本原则要求外, 应符合 API Specification 16A 的规定。

5.1.1.6 应用于采油树油嘴下的连接系统, 应有更低的额定温度值。

5.1.1.7 水下连接器的产品规范等级、温度等级不应低于相连水下设备的规范等级。

5.1.1.8 额定工作压力值应与相连水下设备的额定工作压力相适应。

7.2.2 布置

7.2.2.1 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。

7.2.2.2 连接器安装工具的 ROV 操作介面应合理, 满足 ROV 的可接近性和可操作性。

7.2.2.3 安装工具的管路应固定牢固, 固定的方式、固定件的选择应充分考虑浪的冲击。

7.2.3 功能要求

7.2.3.1 水下连接器应至少能满足以下要求:

(1) 能够满足预定的连接、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; 能够避免因受到冲击负荷、振动、热负荷和其他负载情况下而发生意外解锁;

(3) 连接器的水下安装后、更换密封圈后应能进行有效的密封试验, 如通过背压测试。

7.2.3.2 水下安装工具的功能要求:

(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 (可以是液压或机械操作), 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, 应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) 规格书或合同中要求的其他功能和性能要求。

7.2.4 材料等级

7.2.4.1 材料等级的选择应满足 3.2.8 的要求。

7.2.4.2 靺的材料要求应不低于靺被连接到的装置的材料要求。

7.2.4.3 PSL1 承压构件（如靺）的材料要求应不低于靺被连接到的装置的材料要求。

7.2.4.4 PSL2 以上承压构件材料性能要求

(1) 承压构件应采用规定的标准或非标准材料制造，非标设计是指满足 7.2.6.5 中的设计要求。

(2) 额定工作压力为 13.8 MPa, 20.7 MPa, 34.5 MPa, 69 MPa 水下连接器的承压构件，使用标准材料力学性能要求：

- ① 0.2% 屈服强度 ≥ 414 MPa;
- ② 抗拉强度 ≥ 586 MPa;
- ③ 50 mm 的伸长率 $\geq 18\%$;
- ④ 断面收缩率 $\geq 35\%$ 。

(3) 额定工作压力为 103.5 MPa, 138.0 MPa 水下连接器的承压构件，使用标准材料力学性能要求：

- ① 0.2% 屈服强度 ≥ 517 MPa;
- ② 抗拉强度 ≥ 655 MPa;
- ③ 50 mm 的伸长率 $\geq 17\%$;
- ④ 断面收缩率 $\geq 35\%$ 。

(4) 非标准材料应符合制造商的书面规范。书面规范应包括所规定合金的拉伸强度、屈服强度、伸长率、断面收缩率、韧性和硬度的最低要求。所有非标准材料应超过 75K 的最小屈服强度，伸长率不小于 15% 且断面收缩率不小于 20%。

(5) 承压构件材料冲击韧性要求

- ① 冲击韧性值应符合表 7.2.4.4 (1) 的规定；

表 7.2.4.4 (1) 夏比 V 型缺口冲击要求 (10mm×10mm)

温度级别	试验温度/°C	最小平均冲击功 (横向) /J		
		PSL1	PSL2	PSL3 和 PSL4
K	-60	20	20	20
L	-46			
P	-29	—	—	
R	-18			
S				
T				
U				
V				

② 当使用小尺寸试样时，夏比 V 型缺口冲击韧性值应等于 10 mmX10 mm 试样的冲击韧性值乘以表 7.2.4.4 (2) 中列出的相应修正系数。

表 7.2.4.4 (2) 小尺寸冲击试样修正系数 (PSL1-PSL3)

试样尺寸/ (mm × mm)	修正系数
10 × 7.5	0.833

10 × 5.0	0.667
10 × 2.5	0.333

c) PSL4 不应使用小试样。

7.2.5 强度要求

7.2.5.1 水下连接器的强度设计要求应不低于水下设备管路的强度要求。就单纯水下连接器来说,应符合设计规格书的要求。毂的材料要求,应不低于毂被连接到的装置的材料要求,最低是 PSL2 级的本体、盖、端部和出口连接(GB/T 22513 5.4)的要求。

7.2.5.2 水下连接器的设计载荷考虑,一般包括:安装载荷、运行过程中的载荷、制造不对中(连接器/轮毂和工具)、安装不对中载荷、下放工具产生的载荷、ROV 产生的载荷。

7.2.5.3 水下连接器在运行过程中的适用工况所产生的载荷:水下钢质跨接管膨胀和收缩传递至连接器的弯曲应力;跨接管涡激振动产生的振动,水下结构位移导致的扭转;跨接管自重、流的作用和水下结构位移导致的拉伸应力。以及上述工况的最不利组合工况下的应力。

7.2.5.4 水下连接器的安装工具的 ROV 停泊站的设计强度,应能满足预定 ROV 工具的强度要求,同时还应考虑 ROV 碰撞的冲击载荷。

7.2.5.5 水下连接器及安装工具应满足安装时的波浪冲击载荷。

7.2.5.6 在所有相应阶段和条件下,所有的极限状态应满足 7.2.6 的要求,在设计中典型的条件包括:安装、拆卸、系统压力测试、运行和停产。

7.2.6.7 毂和毂部连接除满足强度要求外,还应符合刚度的要求。

7.2.6 设计方法

7.2.6.1 毂和毂部连接应符合本条规定一种或多种设计方法,或认可的规范标准。

7.2.6.2 ASME 设计方法

设计方法见《ASME 锅炉及压力容器规范》第 VIII 卷,第 2 册中附录 4。设计许用应力由以下准则限定:

$$S_t \leq 0.9S_y \quad \text{和} \quad S_m \leq (2/3) S_y$$

式中:

S_m ——额定工作压力下的设计应力强度;

S_t ——静水压试验压力下总的最大许用主膜应力强度;

S_y ——规定的材料最小屈服强度。

7.2.6.3 变形能理论

这种基本壁厚的设计方法可根据静水压强度试验压力下的三维复合应力确定,并由以下准则限定:

$$S_e = S_y$$

式中:

S_e ——按变形能理论计算的最大许用当量应力;

S_y ——规定的材料最小屈服强度。

7.2.6.4 实验应力分析

实验应力分析的应用见《ASME 锅炉及压力容器规范》第 VIII 卷,第 2 册中附录 6。

7.2.6.5 非标材料的设计要求

按 ASME 第 VIII 卷第 2 册附录 4 所叙述的设计方法, 应用于非标材料承压装置的设计计算。设计许用应力应按下列准则限定:

$S_T = 5/6S_y$ 或 $2/3R_{m \cdot \min}$, (取两者中较小者)

$S_m = 2/3S_y$ 或 $1/2R_{m \cdot \min}$, (取两者中较小者)

$S_s = 2S_y$ 或 $R_{m \cdot \min}$, (取两者中较小者)

式中:

S_T —静水压试验压力下最大许用的总体一次薄膜应力强度;

S_y —材料规定的最小屈服强度;

$R_{m \cdot \min}$ —材料规定的最小抗拉强度;

S_m —额定工作压力下的设计应力强度;

S_s —一次应力加二次应力的最大合成强度。

7.2.6.6 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)和毂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)应依据本条 7.2.6 中的设计方法或其他认可的规范标准进行设计。每一个卡箍应根据其与任何毂装配时可能引起的最大负荷进行设计。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外径处毂端面不分离。

7.2.6.7 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。应力分析结果应在预定范围内, 并留有足够的安全余量;

(2) 卡爪式连接器的毂及其连接的设计, 应满足本规则 7.2.6 的要求, 如依据其他标准要求进行设计, 应提供充分的证据。

7.2.6.8 螺栓法兰式连接器

(1) 对于螺栓法兰式连接器, 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则 7.2.6 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。

7.2.6.9 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, 以及运行过程维护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。设计安全系数一般不小于 1.5 (基于最小材料屈服强度), 或依照认可的工业法规。有限元分析 (FEA) 可以用来证明施加的载荷不会导致影响其他任何性能的变形。作为一种替代, 1.5 倍的设计验证负荷测试可替代设计分析。组件应能经受测试负载而不产生影响性能要求的变形, 测试文档应保留。

7.2.6.10 吊装构件

吊装构件, 主要包括临时吊装用构件和永久性吊装构件。吊装构件的设计宜参照 ISO13628-4 Annex H (informative) Design and testing of subsea wellhead running, retrieving and testing tools,

和 Annex K (informative) Design and testing of pad eyes for lifting 中的要求进行设计。

7.2.7 密封圈及固定销

7.2.7.1 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；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；

(2) 所有的密封包括次级密封的材料和密封区域，应能抵抗在测试、调试和操作过程中可能接触到的所有特定流体；

(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) 连接接头使用密封圈与毂座锁紧时，如果密封圈已锁入连接接头，一旦连接接头解除锁定，密封圈也不能够再次使用。测试用的密封圈在程序文件允许条件下，可以重复使用。

7.2.7.2 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。

7.2.8 毂与毂座

7.2.8.1 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。

7.2.8.2 毂座

(1) 毂座首先满足支撑强度要求；

(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。

7.2.9 锁紧机构

7.2.9.1 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；插入第二级锁销进入公母连接器，直到底部接触到连接器的驱动环。

7.2.9.2 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。

7.2.9.3 卡箍连接器是连接器一种主要的锁紧装置，典型的为三节卡箍形式，环绕在两个鼓座上，通过一个旋转螺杆进行锁紧。也有采用双螺旋螺杆、两节卡箍的型式。

7.2.9.4 所有的螺栓式锁紧机构的设计，应考虑到防回旋的实际操作需要。

7.2.10 压力帽

压力帽（如有时）的强度和密性要求与水下连接器相同。

7.2.11 防腐

7.2.11.1 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。

7.2.11.2 防腐的总体要求应满足 ISO13628 Petroleum and natural gas industries — Design and operation of subsea production systems — Part 15: Subsea structures and manifolds 8 Fabrication and manufacturing considerations 8.1 External corrosion protection 的要求。根据本指南，牺牲阳极的计算方法应满足 DNV-RP-B401 的要求。

7.2.11.3 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。

7.2.12 热绝缘要求

连接接头的热绝缘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，可以采用在连接接头处的外围设包裹装置（DOGHOUSE），将水当做蓄热源。

7.2.13 安装与拆卸

7.2.13.1 卡爪式连接器连接时着陆方式

对于卡爪式连接器的连接，有软着陆和硬着陆两种着陆方式，在连接系统设计时，需要考虑清楚：

- （1）软着陆在液压缸等工具的辅助下完成；
- （2）硬着陆仅用于跨接管安装，需要使用 ROV 进行观察和提供导向。

7.2.13.2 允许的偏差

水下连接器的安装允许最大偏差角度，不应低于技术规格书的要求。通常情况下：

- （1）卡爪式连接器：安装过程，在垂直方向存在不小于 ± 2 度的偏差时，安装工具可完成水下连接器的安装；
- （2）卡箍式连接器，可允许 Hub 在任意方向倾斜 2 度的情况下成功安装；
- （3）法兰式连接器，不低于技术规格书的要求。

7.2.14 安装工具功能要求

7.2.14.1 安装工具应具有安装和拆卸以及维护水下连接器的功能。

7.2.14.2 安装工具的设计、管路布置，应充分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。

7.2.14.3 安装工具的 ROV 介面应清晰，易被 ROV 识别和操作，介面及其标识应符合 ISO 13628-1 附录 B 的要求。

7.2.14.4 导向机构要求

- （1）导向机构应设计合理，便于在安装、拆卸、与维护中使用；
- （2）对于圆角锥形导向筒，其锥体大端圆的直径应不小于其将捕获构件直径的 1.5 倍。角锥在水平方向的偏角应不小于 40° ，典型的锥角为 45° 。一旦构件被导向筒捕获，圆锥（S）和内筒的设计，应能允许设备在任何方向 3° （从垂直方向）的倾斜情况下顺利进入，并能协助扶正至垂直状态。

7.2.15 颜色标识

颜色和标识系统应具备以下功能：

- (1) 确定的结构和取向；
- (2) 确定安装于结构和操作界面上的设备；
- (3) 确定相对于整个结构而指定的结构的位置；
- (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；
- (6) 颜色标识宜满足 ISO13628-1 Annex B (normative) Colours and marking (颜色和标识) 和 ISO13628-15 12 Equipment marking (设备标识) 以及 ISO 13628-8 的原则进行。

7.2.16 储存、维护和保养要求

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。

第3节 制造

7.3.1 一般规定

7.3.1.1 水下连接器在制造过程中，承压件的焊接需进行工艺认可。

7.3.1.2 焊接工艺计划书 (pWPS)

焊接工艺计划书 (pWPS) 是由制造厂在焊接工艺认可试验前编制，用以指导完成焊接工艺认可试验的技术文件。焊接工艺计划书应包括焊接工艺规程中所有的技术参数。在认可试验中，可根据试验的结果对相关的技术参数进行修改和完善。

提交认可的焊接工艺计划书应包括下列内容：

- (1) 母材的牌号、级别、厚度和交货状态；
- (2) 焊接材料 (焊条、焊丝、焊剂和保护气体) 的型号、等级和规格；
- (3) 焊接设备的型号和主要性能参数；
- (4) 坡口设计、加工要求及衬垫材料 (如有时)；
- (5) 焊道布置和焊接顺序；
- (6) 焊接位置 (平、立、横、仰焊等)；
- (7) 焊接规范参数 (电源极性、焊接电流、电弧电压、焊接速度和保护气体流量)；
- (8) 焊前预热和道间温度、焊后热处理及焊后消除应力的措施等；
- (9) 施焊环境：现场施焊或车间施焊；
- (10) 其他有关的特殊要求。

7.3.1.3 焊接工艺试验报告 (WPQR)

(1) 焊接工艺试验报告 (WPQR) 是准确描述和详细记录焊接工艺认可试验中实际使用和得到的技术参数的技术文件，用作焊接工艺规程认可的依据。报告中涉及的每项试验结果 (包括复试结果) 均应予以评价；

(2) 试验过程中应将试验用的参数和结果记入焊接工艺试验报告，见证验船师应在试验报告上签署；

(3) 试件的焊接和试样的试验应由验船师在场见证。

7.3.1.4 焊接工艺规程 (WPS)

焊接工艺规程 (WPS) 是工厂根据合格的焊接工艺试验报告, 对焊接工艺计划书修改完善后并经 CCS 正式批准的技术文件, 用以指导产品生产焊接。工厂应根据试验结果, 编写完整的焊接工艺规程, 并附以试验报告一起提交 CCS 认可。

7.3.2 材料性能鉴定

7.3.2.1 一般情况下, 主要承压部件或关键部件, 宜根据实际情况进行材料复验和性能鉴定。材料性能鉴定的要求应符合 GB/T 22513-2008 钻井和采油设备井口装置和采油树满足 5.3.5 材料鉴定试验——PSL2-PSL4 和 7 质量控制中相应等级的材料性能鉴定要求。其等效标准 ISO 10423(API 6A) 中亦可接受。

7.3.2.2 DD、EE、FF 和 HH 级材料

用于硫化氢环境作业的承压件或控压件, 应逐一进行硬度试验, 以验证已满足 GB/T 20972.2 和 GB/T 20972.3 规定的硬度值。

7.3.2.3 验收准则

材料性能鉴定验收准则应不小于规格书或设计要求的值, 一般不低于规范要求的值。

7.3.3 制造过程检验

7.3.3.1 提交 ITP 和试验大纲, 并经现场检验验船师审核。

7.3.3.2 制造过程应按 ITP 要求的项目申请检验, 检验结果应符合批准的图纸资料或相关规范的要求。

7.3.3.3 重要结构的组对、焊接及探伤结果应经 CCS 验船师进行检验。

7.3.3.4 重要尺寸的控制, 应在焊接完成后经 CCS 验船师检验认可。

7.3.3.5 焊接

(1) 承压结构

- ① 承压结构的焊接应符合 GB/T 22513-2008 钻井和采油设备井口装置和采油树满足 6 焊接——一般要求中 6.3 的要求进行相应等级的焊接与试验。其等效标准 ISO 10423 (API 6A) 中亦可接受。
- ② 端部和出口连接应是其本体的整体组成部分, 或通过符合 GB/T22513 第 6 意要求的焊接予以连接。PSL4 装置的设计不应采用组焊。
- ③ 耐腐蚀合金内衬的焊接应符合 GB/T 22513-2008 钻井和采油设备井口装置和采油树满足 6 焊接——一般要求中 6.3 的要求进行相应等级的焊接与试验。其等效标准 ISO 10423 (API 6A) 中亦可接受。

(2) 非承压的主要受力结构

非承压的主要受力结构, 一般视为非承压构件, 其焊接一般应满足 GB/T 22513 钻井和采油设备井口装置和采油树满足 6 焊接——一般要求中对非承压件的要求进行, 亦或按其等效标准 ISO10423 中对非承压件焊接的要求进行, 或形成的结构焊接规范, 如 AWS D1.1 的规定。

(3) 阳极块的焊接

- ① 阳极块的焊接应采用全焊透的方式。
- ② 依据焊接工艺及技术规格书的内容，对阳极块的焊接进行外观检验。

(4) 尺寸检验

依据技术规格书的要求，对下列项目进行尺寸检查：

- ① 上法兰对接处的平行度、垂直度、内径、检查、内锥面同轴度；
- ② 下法兰对接处的平行度、垂直度、内径、检查、内锥面同轴度；
- ③ 卡箍爪内斜面角度、斜面粗糙度；
- ④ 卡箍瓣销轴连接孔的位置度误差；
- ⑤ 密封圈的内径、球面半径、圆度，高度；
- ⑥ 卡爪分布的均匀性。

第4节 工厂验收试验

7.4.1 静水压力试验

7.4.1.1 静水压力试验的试验压力为 1.5 倍的额定工作压力。

7.4.1.2 循环次数依据技术规格书的要求，一般情况下，不低于 8.1.1.3 的技术要求。

7.4.1.3 试验程序及验收标准

- (1) 打压至试验压力的 5%-10%，保压 3 min，无泄漏，泄压；
- (2) 打压至试验压力，保压 3 min，无泄漏；
- (3) 泄压至额定工作压力，保压 15 min，无泄漏；
- (4) 泄压至试验压力的 5%-10%，保压 3 min，无泄漏，泄压；
- (5) 若无泄漏，交替加压至额定工作压力，然后泄压，循环 200 次，每一次均不要求保压期，但要求无可视渗漏、泄漏；
- (6) 重复试验步骤 (1) 和 (4)。

7.4.1.4 压力试验接受标准

(1) 由于测试液体和设备管路之间的温差所引起的初始压力下降或上升是可以接受的，但前提是这种压力波动最终能稳定下来。如果压力不能稳定下来，检查并修补渗漏处。在压力稳定下来后，重新调整压力至试验压力值。在测试中的压力稳定阶段，应隔离开打压设备；

(2) 不接受任何可视的液体渗漏、泄露。最大压降不超过试验压力的 5% 或 3.45MPa，取其小者。

7.4.2 互换性试验

7.4.2.1 如有互换工具或部件，应进行相应的互换试验。如进行液压飞头互换性试验。

7.4.2.2 互换试验的基本要求：

- (1) 互换顺利；
- (2) 能够实现功能和性能要求；
- (3) 承压器件的互换试验，互换后应依据 8.1.1.3 ①-③的要求进行静水压力试验；
- (4) 宜进行但不限于互换试验的项目：

- ① 密封圈及其工具互换;
- ② 液压、电飞头互换;
- ③ 驱动工具互换;
- ④ 安装工具互换。

7.4.3 安装与拆卸试验

7.4.3.1 进行安装过程中的导向、对中、拉紧、锁紧等功能试验。

7.4.3.2 水下连接器连接完成及相应的试验完成后，由其相应的工具完成水下连接器的拆卸过程，如解锁、脱离等。

7.4.3.3 安装完成后，应依据 7.4.1.3 (1) - (4) 的要求进行静水压力试验，以验证安装的有效性。

7.4.3.4 安装和拆卸过程，应记录操作扭矩等关键数据，以备现场安装时参照。

(1) 卡爪式连接器

卡爪式连接器的对中试验应在无人工辅助对中下完成，导向结构导向顺利，导向筒无不可接受的磨损。

卡爪式连接器的锁紧过程应顺利，且无异响。解锁连接器后，驱动环、卡爪应无不可接受的磨损。

(2) 卡箍式连接器

对中过程中，应验证最大允许偏角，并记录。

卡箍式连接器的对中试验应在无人工辅助对中下完成，导向结构导向顺利，导向筒无不可接受的磨损。

卡箍式连接器锁紧过程无异响。

导向轨及导向销无不可接受的磨损。

(3) 螺栓法兰式连接器

对中过程中，应验证最大允许偏角，并记录。

7.4.4 安装、密封圈更换要求及密封有效性试验

7.4.4.1 密封圈工具的重量和尺寸应适用于 ROV 机械手。

7.4.4.2 应进行密封圈更换工具的操作试验，即取下密封圈、安放密封圈。

7.4.4.3 连接接头使用密封圈与毂座锁紧时，如果密封圈已锁入连接接头，一旦连接接头解除锁定，密封圈也不能够再次使用。测试用的金属密封圈在程序文件允许条件下，可以重复使用。

7.4.4.4 密封有效性试验（背压测试）

(1) 安装完成后及密封圈更换后对连接器密封有效性进行测试；

(2) 试验压力由技术规格书的要求确定，但不低于工作水深的 1.2 倍；

(3) 试验程序与验收标准：

① 施加试验压力，保压时间不小于 1h，应无泄漏；

② 如有压降，最大压降不超过试验压力的 5% 或 3.45MPa，取其小者。

7.4.5 防腐

7.4.5.1 涂装检验

(1) 涂装工艺应适合水下防腐的要求；

- (2) 依据技术规格书,对连接器长期置于水下的部分的涂装工艺、施工记录进行审核;
- (3) 对涂装的外观、厚度、附着力等进行检验与验证。

7.4.5.2 保护电流测试(如适用)

依据防腐工艺计算书,对保护电流进行测量。

7.4.6 导电连续性试验(如适用)

依据审批的图纸及技术规格书的要求对连接器的导电连续性进行测试,如测试指标为电阻,则最大电阻率应小于 0.10Ω ,其他指标换算后,应不低于此标准。

7.4.7 液压飞头相关试验

7.4.7.1 操作性能试验

- (1) 进行外观检验,看是否有明显擦伤或破损,并核对相关证书与产品是否一致;
- (2) 进行插拔试验,验证插拔是否顺利。

7.4.7.2 强度及密性性能试验,宜按照下列步骤进行:

- (1) 对液压飞头组件及其管线,施加 1.1 倍额定工作压力,保压时间不小于 3 min,应无泄漏;
- (2) 升压至 1.5 倍的额定工作压力,保压时间不小于 3 min,应无泄漏;
- (3) 泄压至额定工作压力,保压时间不小于 3 min,应无泄漏,完全泄压;
- (4) 施加额定工作压力,保压时间不小于 3 min,无泄漏,完全泄压;
- (5) 重复(4)步操作 2 次。

7.4.7.3 强度及密性性能试验,保压验收标准:

不接受任何可视的液体渗漏、泄露。最大压降不超过试验压力的 5%或 3.45MPa,取其小者。

7.4.8 电飞头试装试验

- (1) 进行外观检验,看是否有明显擦伤或破损,并核对相关证书与产品是否一致。
- (2) 进行插拔试验,验证插拔是否顺利。
- (3) 依据技术规格书的要求,进行导电等基本性能测试。

7.4.9 安装工具液压驱动器测试

7.4.9.1 安装工具应按照技术规格书的要求进行工厂接受试验。

7.4.9.2 安装工具液压驱动器的测试依据宜按照 ISO13628-4 7.10 Valves, valve blocks and actuators 7.10.4.2 Factory acceptance testing(工厂接受试验)的要求进行测试和验收,或 GB21412.4 7.9 阀、阀组和驱动器 7.9.4 试验 的要求进行相应测试。

7.4.10 通径测量

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。

7.4.11 称重

7.4.11.1 一般要求

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，并记录。

7.4.11.2 卡爪式连接器

- (1) 水下连接系统安装工具出厂时应验证其重心是否与设计图纸一致；
- (2) 水下连接器安装工具出厂时，应连接上母接头后，验证重心与设计设计图纸一致。

7.4.11.3 卡箍式连接器

卡箍式连接器在出厂时，应测量其重心是否与设计图纸一致。

7.4.12 压力帽测试（如适用）

7.4.12.1 压力帽在使用前需要进行水压试验和背压试验来验证结构强度和密封能力。

7.4.12.2 一般性要求

- (1) 每个试验用液体应在测试记录中明确标明；
- (2) 适用审批通过的测试记录表格记录所有测试结果；
- (3) 压力试验的压力读数应记录在压力记录纸上；
- (4) 压力记录的时间点应从达到测试压力、保持稳定后开始。同时应确保试验仪器和压力监测设备隔离于压力源；
- (5) 压力试验应遵照设备安全操作程序和 HSE 规定；
- (6) 试验前，压力帽所有部分应进行彻底的清洗。确保螺孔、密封圈槽和内部端口没有金属屑和打砂材料等。在组装压力试验设备前后，都应检查和确保各个部件没有操作性损坏；
- (7) 所有和试验程序相违背、冲突的地方都必须申请业主、制造厂和发证机构审批；
- (8) 需要特别注意的是：在任何情况如果鞍座的测试压力低于压力帽的测试压力，不论是测试用鞍座还是生产用鞍座都不能使用。
- (9) 压力监测设备（如压力传感器、压力计和压力记录仪等）都应在压力记录表中标明；
- (10) 压力控制设备（如阀门、管件、Tubing 管和软管等）其所标定的额定压力都应高于测试压力。

7.4.13 外购件接收检查

除本原则特殊要求外，水下连接器的外购件，应依据技术规格书的要求，进行下列工厂接收试验：

- (1) 进行外观检查；
- (2) 证书与产品一致性核对；
- (3) 主要功能和性能试验；
- (4) 外购件的相关证书、资料应做好登记和保存。

第5节 系统完整性试验

7.5.1 一般要求

7.5.1.1 系统完整性试验主要测试水下连接系统与其他相关系统（如 ROV）的介面合理性、联合功能测试、性能测试。

7.5.1.2 系统完整性试验应具有详实的试验程序和验收标准，并经 CCS 审查。

7.5.2 系统密性试验

7.5.2.1 水下连接器

- (1) 水下连接器安装完成后，应时行系统密性试验；
- (2) 试验压力为 1.1 倍额定工作压力，保压时间为 15 min，无泄漏。

7.5.2.2 水下连接器安装工具

- (1) 水下连接安装工具的液压操作部件如液压飞头等连接完成后，应进行系统系统密性试验，以测试系统密性的完整性；
- (2) 试验压力为 1.1 倍的额定工作压力，保压时间为 3 min，系统无泄漏。

7.5.3 安装试验

7.5.3.1 安装试验要求

安装工具能够在试验场地进行水下连接器的模拟连接，并锁紧，连接过程顺利。连接后按照 9.2.1 进行密性试验。

7.5.3.2 现场验证内容：

- (1) 一级锁紧机构（卡爪、卡箍、法兰）和毂的周围应当干净无脏污；
- (2) 对照审批的装配图纸，验证连接接头的导向模块安装、对中的正确性；
- (3) 验证连接接头的驱动环和二级锁销到达指定位置；
- (4) 试验完成后，确认锁紧机构与毂没有明显划痕或挤压的痕迹；
- (5) 将垃圾帽安装在毂（Hub）上（如有时），确认与周围结构物无碰撞。

7.5.4 回收试验

7.5.4.1 依据试验程序的要求，利用 ROV 工具手，在陆地上逐步模拟水下连接器的拆卸过程。

7.5.4.2 回收完成后，应检验一、二级锁紧机构（如适用）、毂是否有不可接受的划痕或擦伤。

7.5.5 ROV 与安装工具介入（Interface）试验

7.5.5.1 ROV 碰撞试验

所有 ROV 工具应在水下连接器安装工具上测试，ROV 及其机械臂与安装工具邻近结构、管路无碰撞。

7.5.5.2 ROV 工具介入试验

- (1) ROV 操作工具手应能适合水下连接系统 ROV 操作介面；
- (2) ROV 操作工具手应能适合水下连接器清洗工具的操作手柄；
- (3) ROV 操作工具手应能适合密封圈更换工具的操作手柄。

7.5.6 密封圈更换

7.5.6.1 更换要求

- (1) 测试 ROV 停靠泊停站后, ROV 利用密封圈更换工具取密封圈的能力;
- (2) 测试 ROV 利用毂 (Hub) 清洁工具清洁毂的能力;
- (3) 测试 ROV 利用工具换入新的密封圈的能力。

7.5.6.2 更换密封圈后的密封有效性测试

安装完成后, 进行密封有效性测试 (一般采用背压测试方法进行), 背压测试参照 7.4.4 的要求进行, 但保压时间不少于 15min。

第6节 新产品的的设计认可

7.6.1 设计认可基本要求

- (1) 本指南从安全和实现主功能的角度, 规定了水下连接系统设计认可的最低技术要求;
- (2) 设计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, 并符合验证原则的规定, 适合其预期用途;
- (3) 制造厂应将要求的试验安排在中国国家实验室认证认可委员会认可的实验室、CCS 接受的其他实验室, 及制造厂提供的符合试验条件场地。且试验条件应经 CCS 验船师核验, 试验过程应经 CCS 验船师见证;
- (4) 原型试验应在验船师的见证下进行。原型试验包括验证原则要求规定的产品性能、非破坏性、破坏性、环境, 或其他试验, 其试验大纲应提前经相关方认可;
- (5) 本连接系统设计认可、检验所依据的主要标准为《水下连接系统设计认可原则》(CCS 编制, 专家会评审通过);
- (6) 新颖技术问题, 由双方共同组织专家评审、协商解决;
- (7) 如承认的规范标准与本原则不一致, 以本原则为准。

7.6.2 适用范围

本原则主要针对卡爪式、卡箍式和常规螺栓法兰式水下连接系统/器的设计认可程序及技术要求做出相应规定, 主要内容包括设计、制造、试验、安装、操作五个阶段的技术要求。

对于水下连接器安装工具, 本指南仅对其功能提出了要求。

7.6.3 设计认可程序及内容

7.6.3.1 申请方提交的材料

- (1) 申请方提交设计认可申请书、技术规格书 (或技术合同或书面要求);
- (2) 申请方提交设计图纸、计算书、技术规格书等资料供 CCS 审批;

开工前, 申请方应将本指南 2.3.2.5 规定的图纸资料 (包括设备调试大纲) 提交本社审查。

(3) 检验试验计划 (ITP) 和质量控制计划 (如有时)。其中性能试验, 宜参照 API Spec.17D 307 Performance Verification Testing 和 GB/T 22513-2008 钻井和采油设备井口装置和采油树的精神进行编制。

7.6.4 设计审查程序及内容

7.6.4.1 设计资料

(1) CCS 对申请方提供交的设计认可申请书、技术规格书（或技术合同或书面要求）进行评审和相应登记；

(2) CCS 对工程样机进行图纸审查、现场检验等相关事宜。

7.6.4.2 制造过程审批资料

审批试验程序，试验程序一般包括：

(1) 性能验证试验（PVT）程序；

(2) 工艺认可程序（一般包括焊接工艺规程 WPS、热处理工艺、防腐处理工艺、无损探伤工艺等）；

(3) 功能试验程序（如 FAT、SIT、SAT）。

7.6.5 现场检验程序及内容

7.6.5.1 相关试验程序、资料审查

依据检验试验计划（ITP）的要求，进行试验大纲审批，试验大纲一般包括工厂接收试验（FAT）、系统完整性试验（SIT）、海上试验等试验大纲。

7.6.5.2 检验和试验见证

一般包括：

(1) 原材料、零部件跟踪和检验；

(2) 制造过程检验，根据 ITP 的要求重点控制关键点；

(3) 根据 ITP 的要求，在产品关键制造环节（如液压试验前等），签署放行条（需要时）；

(4) 根据批准的试验大纲进行试验见证。

7.6.5.3 出厂资料审查与证书签发

(1) 审核出厂资料：

出厂资料应审核合格，主要包括但不限于：主要原材料证书，焊材证书，焊接工艺，焊工证，压力容器制造资格证，焊接检查记录及 NDT 报告，外观及尺寸检验记录等（如适用）。

主要外购设备产品证书（阀件，液压执行器等），电控柜证书及防爆证（如适用）。

(2) 根据合同要求和/或 ITP 要求签署产品放行条（如适用）；

(3) 签发相应证书。

7.6.6 性能验证与测试一般要求

7.6.6.1 本章内容，无特别说明的要求，适用三种连接器，未指明 PR1 级和 PR2 级的，是适用于 PR1 和 PR2 级共同要求。

7.6.6.2 性能验证一般应验证水下连接系统在额定的压力、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、周期、操作力或操作扭矩的验证。有两种性能要求级别即 PR1 和 PR2。

7.6.6.3 如果适用，性能鉴定试验应在试制品或样机上进行，以验证压力循环、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。

7.6.6.4 制造商应将其设计验证程序和设计的性能验证的结果形成文件。

7.6.6.5 性能鉴定试验前的试验产品应按 PSL1 级的要求进行静水压试验。

7.6.6.6 任何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。

7.6.6.7 所有计量设备，应经国家计量单位校准，并持有证书。压力测量仪表至少应准确到满量程的±0.5%。

7.6.6.8 清理、清洗

所有测试前，应对连接器的内腔进行清理/清洗，并处理（如通风干燥）至可试验状态。对于有特殊要求的材料或管路，应采用合适的液体（如油）进行清洗。

7.6.6.9 试验前检验

(1) 试验前应校验试验用仪表、设备等关键试验设备、仪表的标定证书等材料与现场试验设备、仪表的一致性；

(2) 校验现场试验条件与批准的试验大纲的一致性；

(3) 外观检验

对被试验设备进行外观检验，确认被试验设备没有明显的缺陷。

7.6.6.10 试验后

(1) 外观检验

试验完成后，应对设备进行外观检查，根据情况，可要求解体或打开设备进行检验，检查设备试验后是否有明显的变形，如有变形，是否在可接受的试验范围内。有关项目宜拍照留存。

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

(2) 设备维护

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

7.6.6.11 对人员和设备的安全应予恰当考虑。

7.6.7 性能验证试验程序

7.6.7.1 本性能鉴定程序用于产品设计（包括设计变更）。

7.6.7.2 替代程序

可使用符合或超过本原则试验要求的其他程序。

7.6.8 产品有效性变更

7.6.8.1 设计变更

经实质性更改的设计，要求进行性能鉴定。实质性的更改由制造商确认，该设计变更（可包括配合、型式、功能或材料等方面的改变）影响了产品在原定使用条件下的性能。

注：被定义为两零件间几何关系时的配合，要包括零件及其配对件的设计中所使用的公差准则；被定义为调整或所成形的状态时的配合，要包括密封件及其配对件设计中所使用的公差准则。

7.6.8.2 金属材料

金属材料改变时，若新金属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。

7.6.8.3 非金属密封件

非金属材料变更时，若新的非金属材料的适应性可用其他方法证实，则可不进行新的性能鉴定。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。

7.6.9 性能试验

7.6.9.1 结构完整性

(1) 试验的产品不应有不符合要求的永久变形；

(2) 卡爪式、卡箍式连接器毂、毂座、锁紧机构、卡箍式连接器导向结构、ROV 操作机构、ROV 停泊站（抓手）在所有试验过程中，不应产生不符合要求的塑性变形；

(3) 法兰连接器的法兰面、锁紧螺栓，在试验过程中，不应产生不符合要求的塑性变形。

7.6.9.2 非金属密封件的流体兼容性

(1) 如果连接器使用非金属密封件，则应按照 GB/T22513 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。否则仍须按照本款（1）的要求进行相关试验；

(3) 应将试样置于下述标准的试验流体、温度、压力环境中，进行浸渍前后试样的物理和机械性能的比较。本试验应为除包含本规则 7.2 规定的全程压力和温度试验之外的试验。

7.6.9.3 保压期

(1) 保压期的开始

保压期应在压力和温度已呈稳定、带压力监测设备的被试装置已与压力源隔离以后开始计时，规定的保压期应是最少的保压时间。

(2) 压力稳定

每小时试验压力的变化不大于 5% 或 3.45 MPa 时（取其较小者），应认为压力稳定。在整个保压期间，压力变化应保持在试验压力的 5% 或 3.45 MPa 之内（取其较小者）。

(3) 温度稳定

每分钟的温度变化值小于 0.5℃ 时，应认为温度稳定。在整个稳定期间，温度应保持或超过极限值，但不应超过极限值 11℃ 以上。

7.6.9.4 室温下的静水压力试验

(1) 试验介质

试验介质应是一种适宜于试验温度的流体，并应在试验整个过程中保持液体或气体状态。带或不带添加剂的水、气、液压液或其他流体的混合物，均可用作试验介质。

(2) 气体的替代

如果规定了静水压试验，则制造商可用气体代替液体，并采用气体的试验方法和验收准则。

(3) 试验压力及保压时间

最小 1.5 倍的额定工作压力，各阶段保压时间不少于 1 小时。本规则不需要循环试压，但规格书要求除外。

(4) 验收准则

室温下的静水压试验，在规定的保压期间无可见泄漏，应予验收。保压期间压力测量装置上观测到的压力变化，应小于试验压力的 5% 或 3.45 MPa，择其小者。

如果采用压力监测仪表或表格记录，则每个小时的压降不得超过试验压力的 3%。且在整体保压期间，压力不能低于本款 (3) 规定的试验压力。且初始压力不得超过本款 (3) 规定的试验压力的 5%。

(5) 应力测量要求

- ① 对于卡爪式连接器，宜测量卡爪、驱动环（一级销紧环）、毂与管子的连接处的应力分布；
- ② 对于卡箍式连接器，宜测量卡箍和毂与管子的连接处的应力分布，以验证计算分析方法和结果；
- ③ 螺栓法兰式连接器，宜测量法兰与管子连接处的应力分布，以验证计算分析结果。

7.6.9.5 室温下的气压试验

(1) 试验介质

可使用空气、氮气、甲烷、其他气体或混合气体。

(2) 试验条件

- ① 尽量采用非易燃易爆气体；
- ② 整个试验宜浸在水中进行。

(3) 泄漏检测要求

室温下进行的气压试验应有检测泄漏的方法。产品可完全浸没在液体中，或者淹没产品要检查的密封区域，以便发现可能的泄漏。也可用包围产品被鉴定部位所有可能有泄漏通道的罩连接器与管子的一端连接，管子的另一端应沉浸在流体内或连接到泄漏测量设备上。其他经过认可的精确检测方法亦可接受。

(4) 试验压力及保压时间

最小 1 倍的额定工作压力，保压时间不少于 15 min，分阶段升压的，各阶段保压时间亦不得少于 15 min。

(5) 验收准则

室温下的气压试验，若无可见连续气泡，应予验收。若观测到泄漏，则在大气压下观测到的泄漏量，在规定的保压期间应小于 20ml/h。

如果采用压力监测仪表或表格记录，则每 15 分钟的压降不得超过试验压力的 3% 或 2 MPa（300

psi)，取小者。且在整体保压期间，压降不能低于 7.2.5.3 规定的试验压力。且初始压力不得超过本款（4）规定的试验压力的 5%。

7.6.9.6 最低/最高温度试验

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。

7.6.9.7 压力-温度循环试验

（1）试验压力采用额定工作压力；

（2）温度测量部位

温度测量设备应在被试验装置的一个 13 mm 通孔内、与被试验装置接触，如有可能，距由其他装置上封存流体润湿表面 13 mm 以内。

作为最高温度测量的一种选择，只要该部分非人工冷却，可直接测量加热流体的温度。环境条件应是室温。

（3）最高温度试验的加热

最高温度试验可在通孔内部或外部加热。加热应使整个通孔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。

（4）最低温度试验的冷却

最低温度试验应使装置的整个外表面冷却。

（5）压力-温度循环试验程序

温度变化期间，应监视和控制压力。并应遵循下列程序，其相应每步程序号字母参见图 7.6.9.7。保压期间，最大允许压降为 5% 试验压力或 3.45 MPa，取小者。

- a) 在工作海水环境温度和大气压力下开始升温至最高温度；
- b) 施加试验压力，至少保压 1 h，而后泄压；
- c) 降温至最低温度；
- d) 施加试验压力，至少保压 1 h，而后泄压；
- e) 升温至工作海水环境温度；
- f) 在工作海水环境温度下施加试验压力，并且在升至最高温度期间，保持压力在试验压力的 50%~100%；
- g) 在试验压力下至少保压 1 h；
- h) 在保持试验压力的 50%~100% 时，降低温度至最低温度；
- i) 在试验压力下至少保压 1 h；
- j) 升温至工作海水环境温度，升温期间保持试验压力的 50%~100%；
- k) 泄压，再升温至最高温度；
- l) 施加试验压力，至少保压 1 h，而后泄压；
- m) 降温至最低温度；
- n) 施加试验压力，至少保压 1 h，而后泄压；
- o) 升温至工作海水环境温度；
- p) 施加试验压力，至少保压 1 h，而后泄压；
- q) 施加 5%~10% 的试验压力，至少保压 1 h，而后泄压。

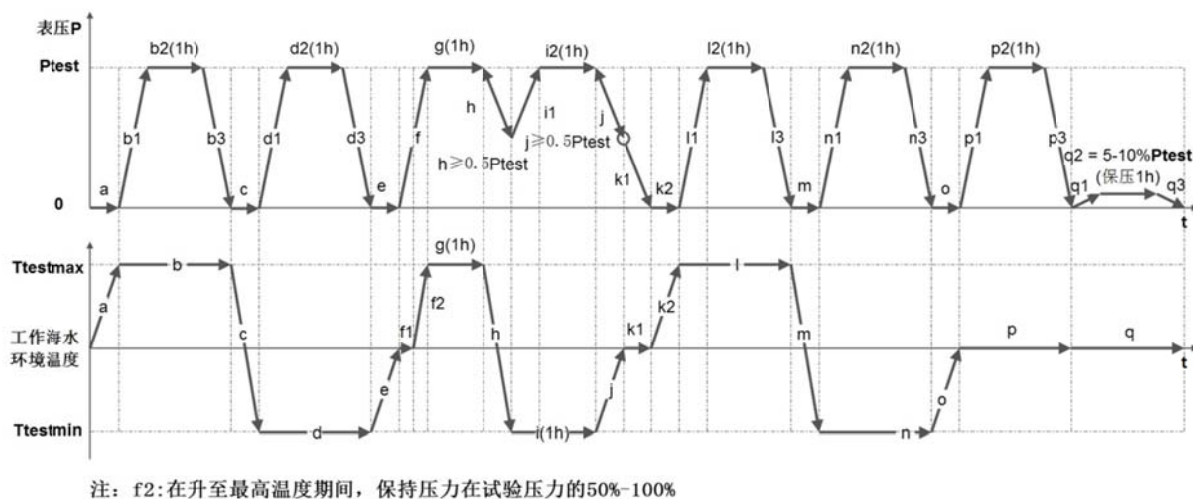


图7.6.9.7 压力-温度循环试验程序

(6) PR1 级

如果有充分的客观证据，可以不按 7.6.9.7 的要求进行温度压力循环试验。

(7) PR2 级

按 7.6.9.7 的要求进行温度压力循环试验。

7.6.9.8 装卸循环

(1) 试验要求

制造商规定的额定装卸循环试验。连接装置的每一次装配后，应在额定工作压力下进行保压 5 min 的试验。

(2) PR1 级

如果有充分的客观证据，可以不按 7.6.9.8 (1) 的要求进行试验。

(3) PR2 级

按 7.6.9.8 (1) 的要求进行试验。

7.6.9.9 弯矩

(1) 试验要求

在其确定的最大应力状态下，经受制造商规定的额定载荷的一次循环试验。对连接装置施加制造商的额定载荷，使一次循环产生最大应力状态。

(2) PR1 级

如果有充分的客观证据，可以不按 7.6.9.9 (1) 的要求进行弯矩试验。但仍需进行静水压力试验。

(3) PR2 级

按 7.6.9.9 (1) 的要求进行弯矩试验。

7.6.9.10 振动试验

(1) 验证管道连接器在额定工作压力（水压）下，并处在可能发生的振动频率环境中，无泄漏，连接器本体未产生疲劳损坏。试验后检查连接器的损坏情况，并再进行一次静水压试验，确认密性仍然良好；

(2) 振动试验频率与激励强度的确定, 应至少考虑相连管路的振动频率及能量, 跨接管的涡激振荡频率及能量, 以及内部流体流过时引起的振动频率及能量;

(3) 试验时间由技术规格书确定, 一般情况下不少于 5h。

7.6.9.11 耐久循环试验

(1) 对于水下连接系统的耐久循环试验, 应按制造商技术规格书的要求进行耐久循环试验;

(2) 耐久循环试验包括但不限于压力、温度循环试验、载荷循环试验, 多次安装与拆卸试验。

7.6.9.12 非金属材料密封件的试验

对于非标准、非金属材料密封件, 不应做为油气介质的密封, 如为海水密封, 则应根据 GB/T22513 E.1.13 非金属材料密封件的试验的原则要求进行试验, 以确定其温度和压力以及耐腐蚀、寿命性能。

对于标准材料的非金属材料密封件, 选型应符合公认标准的要求。

7.6.9.13 操作性能试验

(1) 水下连接系统应能在制造商规格书规定的扭力下工作。连接器的操作扭矩应进行验证, 并做好记录;

(2) 锁紧装置操作性能试验

水下连接系统制造完成后, 应进行锁紧装置操作性能试验, 步骤应参照下列原则步骤进行:

- a) 将连接器的 Hub 端固定适当 (法兰式连接器, 固定其中一端);
- b) 采用规格书中最大的锁紧压力锁紧连接器;
- c) 检测用初级解锁系统打开连接器所需要的扭力, 记录该扭力;
- d) 用制造商推荐的锁紧压力的 67% 重复 (b) 和 (c) 步 (法兰式连接器除外);
- e) 用制造商推荐的锁紧压力的 33% 重复 (b) 和 (c) 步 (法兰式连接器除外);
- f) 重复 b) - e) 两次以上;
- g) 如果连接器装有二级解锁系统 (越控系统), 仅用二级解锁系统重复 b) - f) (法兰式连接器除外);
- h) 记录所有锁紧扭力和对应的打开压力;
- i) 检查并记录锁紧装置的磨损情况。

(3) 密封装置试验

- ① 水下连接系统制造完成后, 应进行密封装置操作性能试验, 步骤应参照下列原则步骤进行:
 - a) 将连接器的 Hub 端固定适当 (法兰式连接器, 固定其中一端);
 - b) 采用制造商推荐的锁紧压力/扭力将连接器锁紧在连接的另一端。施加 5%~10% 额定工作压力, 至少保持 3 min, 然后释放压力至零, 并解锁。重复该步骤 5 次;
- ② 5 次循环并解锁之后, 将连接器 (卡箍、卡爪式连接器的母接头, 法兰的连接器的另一端) 提起, 然后再回至连接器的 Hub 端;
- ③ 施加 1.1 倍的额定工作压力, 直到连接器密封失效或完成 24 次压力循环;
- ④ 记录从连接器的毂端 (法兰式连接器的其中一端) 上拆下连接所需的载荷。

7.6.9.14 通过背压测试验证密封有效性试验

(1) 有充分的客观证据, 并进行 7.2.16.2 要求的试验;

(2) 进行密封圈更换后, 进行下列试验:

- ① 进行背压试验成功；且
- ② 能满足 7.6.9.7 的压力-温度循环试验的要求。

7.6.9.15 承外压测试

(1) 测试程序及验收标准

- ① 将连接器连接后，放于设计水深的压力舱内，进行连接器承外压测试。连接器应无变形，拆卸开连接器检查内部是否有渗漏或泄漏；
- ② 测试压力一般为设计水深对应的压力的 1.2 倍；
- ③ 试验时间一般不少于 1h。

(2) 免除

如有充足的客观证据证明，并有足够的设计余量，并经订货方同意后，可以免除本条试验。

7.6.10 工程环境测试

7.6.10.1 一般要求

(1) 工程环境测试一般测试机械连接等功能测试和密封测试，但如已安装在水下设备上，则还应与水下设备一起做功能试验，并满足整体密封试验要求；

(2) 工程环境测试试验大纲和试验程序应详实，步骤清晰，并考虑好技术细节。如考虑的风浪等海洋环境和 ROV 的能力，对水下连接器的下放速度的控制范围应列出；

(3) 海试可以代替工程环境测试。

7.6.10.2 提交审查的资料

- (1) 试验程序（大纲）；
- (2) 相关计算报告。

7.6.10.3 试验要求

(1) 试验前准备工作

- ① 试验前，在陆上要完成工程环境测试的所有项目，并经检验合格，CCS 验船师签发放行单；
- ② 试验前，应做好海试应急预案。

(2) 功能试验

- ① 水下连接器的安装；
- ② 水下连接器的锁紧，对于卡爪式连接器包括二级锁紧。
- ③ 水下连接器的拆卸；
- ④ 密封圈更换试验；
- ⑤ 背压试验。

(3) 性能试验

- ① 依据预定的试验大纲进行水下连接器的性能测试；
- ② 水下连接器安装完成后应进行密性有效性测试：
 - a) 在条件允许的情况下，应依据 7.4.1.3 (1) - (4) 的要求进行静水压力试验，以验

证安装的有效性；

b) 如 7.6.9.12 试验已经通过，可依据 7.5.6.2 的要求进行背压测试，以验证密封的有效性。

第8章 跨接管

第1节 一般规定

8.1.1 范围

8.1.1.1 柔性跨接管除满足本章技术要求外，还应满足 ISO13628 Part 2 部分的相应要求。

8.1.1.2 覆盖水下刚性跨接管的设计、制造、测试、交付的技术要求。

8.1.2 定义、术语和缩写

8.1.2.1 本章主要定义和缩写请见 ISO 13628-2 3.1 和 3.2 中的定义和缩写。

8.1.2.2 本章术语

(1) 挠性跨接管 (Jumper)，适用于承受位移作用较大的两个水下设施之间的连接。其中挠性跨接管包含了刚质和软管跨接管；

(2) 刚性跨接管 (Spool)，适用于承受位移作用较小的两个水下设施之间的连接。

第2节 技术要求

8.2.1 设计要求

8.2.1.1 其中一般性设计要求，参见 ISO 13628-2 5.3。

8.2.1.2 系统设计要求，参见 ISO 13628-2 6。其中包括了：载荷与载荷效应、管道设计方法、管道结构设计、系统设计要求。

8.2.1.3 下列参数是选型过程中应考虑的：

- (1) 在运输和安装时，能够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，特别是深水项目中因为重量的原因可能需要更大吨位和起重能力的船舶；
- (6) 管子内部设计压力；
- (7) 设计温度；
- (8) 产液特定于材料的选择；
- (9) 热绝缘要求；
- (10) 地表温度。

8.2.1.4 刚性跨接管的设计，应将弹性伸缩变形、热变形量应与连接器所能承受的弯矩系统的考虑。

8.2.2 防腐要求

8.2.2.1 防腐技术，除满足本指南的要求，还应符合 ISO 13628-2 5.6 的要求。

8.2.2.2 聚乙烯热收缩套节点防腐技术要求：

(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、耦合剂及任何其他污染物。

(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

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。热收缩套与原应用的涂层两边的重叠处收缩后最少要有 50mm 的重叠。

② 漏点检查

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。

漏涂检查的最终结果应该是在补口涂层或被修补涂层没有任何一个漏涂点。

③ 热缩套与底漆间的黏结力

补口后热收缩套的黏结力按技术规格书的方法进行验收。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 15N/cm 。

④ 厚度检查

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。

第3节 制造与试验

8.3.1 焊接与无损检测

所使用的焊接工艺评定应符合技术规格书和所使用规范的要求。

8.3.2 出厂试验检验一般性要求

8.3.2.1 刚质跨接管的出厂试验项目一般包括：

- (1) 节点防腐检查与试验；
- (2) ROV 操作介面测试；
- (3) 浮块安装检查；
- (4) 锌块安装后的导电连续性测试；
- (5) 标识检查；
- (6) 内部清洗；
- (7) 模拟安装测试与拆卸以及维护测试。

8.3.2.2 预冲洗

(1) 在建造阶段完成后，跨接管单元应使用高压水进行冲洗，冲洗直至干净无杂质的水从管单元端流出；

(2) 冲洗后，还应使用空压机对管线进行吹干。管端应套上保护帽（垃圾帽）防止外部垃圾或者其他结构了几进入内部管线。对于耐腐蚀管线，管线冲洗吹干后还应放入干燥剂降低管线内湿度；

(3) 对于“M”型跨接管，由于弯头曲率较大，易造成难以排出弯头处积压的空气等问题。宜在管端与连接接头焊接前预装入符合设计要求的清管球，以便对管子内部进行清洁、测径、排水，方便进行后续的压力测试和水压试验。

8.3.2.3 通球

试验应保证清管球能够顺利无阻碍地通过整条跨接管线，试验完成后，金属测径板表面轻微的刮痕或磨损是可以接受的，但是测径板不应出现明显的变形或是边缘凹陷和破损。

8.3.2.4 静水压力试验

(1) 在水压试验前，试验对象应完成清洁和测径；确保跨接管两端与测试鞍座正确地连接；应在试验用的液体中加入防腐剂和着色剂；

(2) 最小水压试验压力应为跨接管设计压力的 1.3 倍，测试时间为 15 分钟，不允许有任何泄漏；

(3) 测试时不能将管线上阀门作为密封件进行压力试验，除非管线上阀门被设计用于压力测试使用；

(4) 试验时，跨接管焊缝不能进行涂装或者覆盖。很薄的组件预涂底漆在各认可的情况下可以接受。

8.3.2.5 模拟安装测试与拆卸以及维护测试

(1) 验证吊具、索具的设计和起吊方案的正确性；

(2) 钢质跨接管应在制造平台上的两个连接器鞍间模拟最坏的安装角度偏斜工况，以验证跨接管的适合性；

(3) 进行更换两端的密封圈功能测试；

(4) 验证二级释放工具的功能；

(5) 验证 ROV 工具的接口和功能测试。

第9章 水下控制系统

第1节 一般规定

9.1.1 一般要求

9.1.1.1 水下控制系统及脐带缆除满足本章规定外，还应满足 ISO13628-5 和 ISO13628-6 中相应要求。

9.1.1.2 水下控制系统应采用一体化设计，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。

第2节 水下生产控制系统

9.2.1 水下生产控制系统一般要求

9.2.1.1 水下系统的控制应与水上系统的控制进行一体化设计。

9.2.1.2 水下控制系统应是失效安全型的，系统部件失效（例如，先导控制、多路信号或电液信号失效）后被控制的关断应是可能的。

9.2.1.3 应规定整个系统的响应时间（例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和例如多路控制失效时的失效安全操作。

9.2.1.4 水下控制系统应接受关断系统的输入信号，上部生产系统的关断或立管关断阀的关断应正常地招致设置在井口翼阀或其他屏障阀的关断

9.2.1.5 高级别的应急关断应招致所有水下屏障阀的关闭。

9.2.1.6 对于水下控制系统的控制系统与关断系统之间的一般分隔要求不是强制的，它们可以与操作控制功能（例如，节流阀的控制或状态、压力和温度监控）合并。

9.2.1.7 开式控制系统使用的排海的控制流体应是对环境无害的。

9.2.1.8 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视为 2 类释放源来划分危险区。

9.2.2 水下生产控制系统及设备测试特殊要求

9.2.2.1 对于水下控制系统设备，如水下分配单元（SDH）、脐带缆终端（UTH）等的分配管汇部分的性能测试，依据第 6 章水下管汇的性能和功能进行测试。

9.2.2.2 小管径（Tubing 管）的连续性冲洗测试

- （1）测试所有的仪表控制管线的通达性、通畅性，验证管线回路的通畅性；
- （2）试验完毕后，用指定的水基液压油进行冲洗，达到要求的清洁度等级。

9.2.2.3 电力、液压、信号分配单元测试

- (1) 测试分配箱与其基座的界面适当，可能无障碍的安装与回收；
- (2) 测试分配单元的功能实现；
- (3) 测试分配单元的信号返回功能。

9.2.2.4 液压、电飞线与相应分配单元的连接测试

- (1) 测试相应飞线与分配单元的连接、断开和放置于临时插槽上功能；
- (2) 测试相应飞与分配单元连接、断开和放置于临时插槽上时，是否出现碰撞和障碍，甚至缠绕。

9.2.2.5 水下控制系统的 EFAT 应特别注意下列测试：

- (1) MCS 与 PCS 系统的模拟通讯测试；
- (2) MCS 与 ESD 系统的模拟关断测试；
- (3) MCS 与 SCM 之间的脐带缆模拟器的通讯测试。

第 10 章 水下脐带缆

第 1 节 一般规定

10.1.1 一般要求

10.1.1.1 水下脐带缆的设计、制造应符合 ISO13628 Petroleum and natural gas industries —Design and operation of subsea production systems —Part 5: Subsea umbilicals 或其等效标准的要求。

10.1.2 功能要求

10.1.2.1 脐带缆及其部件应具有以下特性：

- (1) 能承受所有设计载荷和载荷的组合；
- (2) 能在规定的温度下储存和运行；
- (3) 所用材料适应所处的环境；
- (4) 电缆能够以要求的特性传输电力和信号；
- (5) 光纤在要求的范围内，能够以要求的波长传输信号；
- (6) 所用软管和/或金属管能在要求的流量、压力、温度和清洁度下传输液化；
- (7) 当部件出现渗透时，能以可控的方式进行排放；
- (8) 能够回收和再安装。

10.1.2.2 为了便于安装，脐带缆应配有合适的临时终端，以使电气和液压运行形成环路，便于监测和试验。

10.1.3 性能要求

10.1.3.1 光缆应能在海水浸没的环境中连续可靠的运行。

10.1.3.2 用于机械防护的载体及其封装物应能阻止海水的进入，以避免光缆在正常情况或在断裂情况下与海水直接接触。

第 2 节 制造

10.2.1 出厂试验

10.2.1.1 脐带缆在出厂前试验一般包括：

- (1) 直流电阻测试；
- (2) 在机械试验过程中和完成后，进行绝缘电阻测试、光纤信号测试；
- (3) 拉伸试验；
- (4) 弯曲刚度测量；

- (5) 压扁试验;
- (6) 疲劳试验。

10.2.2 电缆

10.2.2.1 在制造过程中的测试 (如适用):

- a) 外观和尺寸检查;
- b) 导体电阻测试;
- c) 屏蔽层电阻率测试;
- d) 绝缘层电阻测试;
- e) 高压直流试验;
- f) 高压交流试验;
- g) 击穿电压;
- h) 局部放电试验;
- i) 电感特性试验;
- j) 电容特性试验;
- k) 衰减特性试验;
- l) 特性阻抗试验。

10.2.2.2 电缆中部件测试 (如适用):

- a) 外观和尺寸检查;
- b) 火花试验, 含半导体层的芯线不做此试验;
- c) 直流导体电阻测试;
- d) 绝缘电阻测试;
- e) 高压直流试验;
- f) 电感特性试验;
- g) 电容特性试验;
- h) 衰减特性试验;
- i) 特性阻抗试验;
- j) 干扰试验;
- k) 时域反射计试验。

10.2.3 光缆

10.2.3.1 光缆

- a) 传输和光学特性试验;
- b) 机械性能试验;
- c) 环境性能, 包括光缆对海水、氢和工作介质的性能试验;
- d) 外部压力试验;
- e) 光缆接续试验。

10.2.3.2 光缆部件

- a) 外观和尺寸检查;
- b) 光时域反射计, 在规定的波长下、光缆内每条光纤从两端受光时域反射计测试。生成的

曲线应能描述全部主要点，如起始点、终点和持续点（如有），衰减值应能满足技术规格书的要求。

10.2.4 软管

10.2.4.1 软管

- a) 外观和尺寸检查；
- b) 压力及压力循环试验；
- c) 长度变化试验；
- d) 泄漏试验；
- e) 爆破试验；
- f) 脉冲试验；
- g) 低温弯曲试验；
- h) 压溃试验；
- i) 容积膨胀试验；
- j) 端部接头防旋转试验；
- k) 介质相容性试验（浸没法）；
- l) 渗透试验。

10.2.4.2 软管部件

- a) 外观和尺寸检查；
- b) 压力及压力循环试验；
- c) 内衬爆破试验；
- d) 长度变化试验；
- e) 爆破试验；
- f) 压力衰减试验。

10.2.5 金属管及部件

10.2.5.1 金属管焊接前，需要进行焊接工艺评定。

10.2.5.2 焊后进行 100%外观检验、100%无损探伤。

10.2.5.3 应进行的试验有：

- a) 外观和尺寸检查；
- b) 压力试验，最小试验压力为 1.25 倍的额定工作压力；
- c) 拉伸试验；
- d) 压扁试验；
- e) 硬度试验；
- f) 扩口试验；
- g) 化学分析；
- h) 腐蚀试验；
- i) 爆破试验。

第 3 节 测试

10.3.1 脐带缆工厂接收试验

脐带缆在设备安装之前，应依据技术规格书的要求进行工厂接收试验，主要包括：

10.3.1.1 外观和尺寸检查；

10.3.1.2 电缆测试：

- (1) 导体直流电阻测试；
- (2) 绝缘电阻测试；
- (3) 高压直流测试；
- (4) 传输线路特性测试，如有可能，应进行电感、电容和阻抗测量；
- (5) 干扰试验。

10.3.1.3 光缆的时域反射试验。

10.3.1.4 软管一般应进行下列试验，试验完成后应进行清洁：

- (1) 静水压力测试；
- (2) 压力衰减测试；
- (3) 流量试验；
- (4) 动态响度测试。

10.3.1.5 金属管一般应进行下列试验，试验完成后应进行清洁：

- (1) 1.25 倍设计压力的静水压力测试；
- (2) 流量试验。

10.3.2 装船前试验

脐带缆由制造厂已运输到安装场地，或储存超过三个月，应在装船前进行试验：

10.3.2.1 电缆：

- (1) 导体直流电阻测试；
- (2) 绝缘电阻测试。

10.3.2.2 光缆，进行时域反射试验；

10.3.2.3 软管和金属管进行静水压力试验和压力衰减试验。

10.3.3 安装前试验

10.3.3.1 电缆：

- (1) 导体直流电阻测试；
- (2) 绝缘电阻测试；
- (3) 对于额定电压超过 1 kV 的电缆进行直流高压测试。

10.3.3.2 光缆，进行时域反射试验；

10.3.3.3 软管和金属管进行静水压力试验和压力衰减试验。

10.3.4 铺设期间监测

10.3.4.1 对电缆的导体连续性监测，如果中断，应中止作业，并对每根电缆进行直流电阻测试；

10.3.4.2 对光缆的每条光纤进行时域反射监测，如有明显衰减，或连续性中断，应中止作业，并检查光纤。

10.3.4.3 对软管和金属管进行加压监测，如出现不可解释的压力损失或特性有显著区别，应中止作业，检查原因。

10.3.4.4 外观检查，在铺设期间应注意脐带缆是否有不可接受的变形、扭结、表面损坏、铠装金属打结现象或其他技术规格书中不可接受的缺陷。

10.3.5 连接前试验

如可能，在脐带缆临时终端被拖拉至预定位置后，在连接前，应进行 10.3.3 所要求的试验。

10.3.6 铺设完成后试验

如可能，在脐带缆连接完成后，在不损坏控制系统的前提下，应进行以下试验：

10.3.6.1 电缆：

- (1) 导体直流电阻测试；
- (2) 绝缘电阻测试。

10.3.6.2 光缆，进行时域反射试验。

10.3.6.3 软管和金属管进行静水压力试验和压力衰减试验。

- (1) 控制管线试验压力为：1.0 倍的额定工作压力；
- (2) 化学药剂管线试验压力为：1.1 倍的额定工作压力。

第 11 章 基础与结构

第 1 节 一般规定

11.1.1 目的

11.1.1.1 本章主要给出水下设备用基础的设计和建造要求，涉及的水下基础包括防沉板、吸力桩和打入桩。

11.1.2 功能

11.1.2.1 水下设备用基础应有足够的强度，确保从设备载荷经由基础传输至海床时，基础结构不会过度变形。

11.1.2.2 水下设备用基础应有足够的垂直和水平承载力，确保水下设备在设计载荷条件下的位置保持在允许范围内。

11.1.3 承认的规范标准

用于水下设备用基础认可的标准规范包括：

- (1) API RP 2A 海上固定平台规划、设计和建造的推荐作法
- (2) ISO 13628-1 石油和天然气工业.水下采油系统的设计和操作
- (3) 中国船级社 浅海固定平台建造与检验规范（2004）

第 2 节 技术要求

11.2.1 一般要求

11.2.1.1 水下设备用基础类型选择应结合载荷性质、结构特征、海床土壤条件和安装方法。

11.2.1.2 为增大防沉板的承载能力和稳定性，减小外形尺寸，通常为防沉板增加裙板。

11.2.1.3 水下生产设备采用防沉板作为基础时，应充分考虑地质条件影响，过硬的土壤使得裙板无法插入，在较软的海床土壤中，防沉板可能必须极大才能提供所需的载荷能力，对安装带来困难。

11.2.1.4 吸力桩和打入桩适用较大范围的地质条件，土壤非常软时，宜采用吸力桩，带砂和聚集体的软土可能需要打入桩。

11.2.1.5 基础的设计应考虑：

- (1) 考虑基础内部土壤隆起的影响以及外部冲刷的影响；
- (2) 抗拔和滑动阻力应足够大，以便克服外加力产生的垂直和水平载荷；
- (3) 推荐评价地基因土壤液化造成的损失，或评价因可能的海床地震运动产生的过大位移和/或边坡破坏。

(4) 一些具体特征可对外部或内部土钢界面的摩擦阻力产生不利影响, 推荐避免这些特征, 例如: 腐蚀防护不推荐使用任何涂料, 推荐只使用牺牲阳极。

11.2.1.6 水下设备的结构应至少考虑以下工况:

(1) 运输工况

考虑运输过程中的自重、运输船体运动产生的惯性力、系固产生的作用力;

(2) 安装工况

海上吊装时, 考虑自重、并考虑一定的动力放大系数, 水下安装时考虑自重、海管连接处作用力及运动产生的侧向载荷;

(3) 在位工况

在位作业时, 考虑自重、作业产生的载荷、连接海管作用力以及海水压力等环境载荷;

(4) 偶然工况

在位时, 可能遭受坠物冲击、渔网拖挂以及地震载荷。

11.2.1.7 对于带裙板的防沉板基础, 必须计算裙板贯入阻力, 以保证裙板到达设计泥线下贯入深度。设计图纸中也必须处理加压产生吸力桩桩身贯入的可能性。

11.2.1.8 波浪和海流可能在水下基础周围造成冲蚀和侵蚀。砂中比粘土中存在冲蚀的可能性更大, 这种可能性通常随着水深的减小而增大。砂层上安装的基础可能需要为防止侵蚀在基础周围进行分级砾石充填。周缘设裙板有助于预防基础底面被冲蚀。如果为吸力桩, 设计允许一定的冲蚀深度时可能顾及冲蚀。

11.2.2 防沉板

11.2.2.1 防沉板式基础的主要结构形式有三种:

(1) 集成式: 上部设备较小时, 可将其与支承构件和防沉板作为一个整体进行制造安装;

(2) 折叠式: 将防沉板设计为折叠式, 下放过程中可以将防沉板折叠以减少面积, 到海底后打开, 可增大承载面积;

(3) 分离式: 将上部设备和防沉板分别制造安装。

11.2.2.2 防沉板安装应考虑其型式, 一般集成式和分离式防沉板都可采用舷侧吊装的形式进行安装, 但集成式防沉板吊装一次即可将设备和防沉板安装到位, 而分离式防沉板需要先将防沉板安装到海底, 再将上部设备安装在其上, 需要两次吊装。折叠式防沉板可以通过托管架与管道一同进行 S 型铺设方法安装, 减少了水下设备与管道对接的时间。

11.2.2.3 防沉板的设计要考虑稳定性、沉降以及与相邻结构的相互作用等因素, 所遵循的主要标准为 API RP 2A 和 ISO 13628-1。根据所在海域的环境条件、土壤数据、外部荷载及结构自身重力等获得相关荷载, 进行结构设计。其尺寸的确定主要基于上部的水下生产设备特性和土的强度指标。

11.2.2.4 防沉板一般应计算分析其承载力、滑移、沉降、扭转和贯入能力。

(1) 承载力

根据操作工况分析得出的结构荷载校核土壤的承载能力, 计算结果需满足 API RP 2A 中承载力破坏模式下 2 倍安全系数的规定, 基础所能承受的最大垂向荷载 Q_u 为:

$$Q_u = (c \cdot N_c \cdot F_{cs} \cdot F_{cd} \cdot F_{ci} \cdot q \cdot N_q \cdot F_{qs} \cdot F_{qd} \cdot F_{qi} + 0.5 \cdot \gamma \cdot B_1 \cdot N_\gamma \cdot F_{\gamma s} \cdot F_{\gamma d} \cdot F_{ri}) \cdot A_e$$

式中:

c ——摩尔包络线的有效凝聚力截距

$$N_q = \tan^2 \left(45^\circ + \frac{\phi}{2} \right) \cdot e^{\pi \cdot \tan \phi}$$

$$N_c = (N_q - 1) \cdot \cot \phi$$

$$N_q = 2 (N_q + 1) \cdot \tan \phi$$

F_{cs} , F_{qs} , F_{vs} ——形状系数

F_{cd} , F_{qd} , F_{vd} ——深度系数

F_{ci} , F_{qi} , F_{vi} ——倾斜系数

γ ——土壤重度

A_e ——基础有效面积

ϕ ——为有效摩擦角

载荷偏心减少了防沉板能够承受的极限垂直荷载，在承载力分析中需考虑影响，即需要减小基础的有效面积。

(2) 滑移

对于滑移分析，需满足 API RP 2A 中水平两个方向安全系数均大于 1.5 的规定。

$$F_{os} = \frac{F_{HF}}{F}$$

式中：

F_{HF} ——水平破坏荷载

F ——结构水平方向的外载荷

水平破坏荷载分为排水和不排水两种，不排水有：

$$F = cA$$

排水有：

$$F = c'A + Q_u \tan \phi$$

c 为土壤不排水剪切强度， A 为基础面积， c' 为有效粘聚力。

(3) 沉降

基础沉降由弹性沉降 S_e 和固结沉降 S_g 两部分组成。其中弹性沉降是基础沉降的主要部分，是由于土壤被加载但保持原含水率发生的形变：

$$S_e = \frac{Q_o \cdot \alpha \cdot L \cdot (1 - \nu^2) \cdot F_{\gamma d} \cdot F_{\gamma s}}{2E_s}$$

式中：

Q_o ——基底接触压力

α ——对沉降产生影响的角点数目

ν ——土体泊松比

E_s ——土体弹性模量

固结沉降是土体排水产生的结果，地基是由不同的土层组成，因此利用“分层法”，即将总的固结沉降量取为每层土的沉降量之和：

$$S_g = \frac{C_c \cdot H_c}{1 + e_0} \cdot \lg \left(\frac{\sigma_0 + \Delta \sigma}{\sigma_0} \right)$$

式中：

- C_c ——压缩指数
- H_c ——土层厚度
- e_0 ——土体的原位孔隙比
- σ_0 ——有效上覆土层压力
- $\Delta\sigma$ ——平均压力增量

(4) 扭转

对基础的抗扭分析要求其水平两个方向安全系数 F_{to} 均大于 2.0, 见下面公式。表明基础即裙板有足够的保持结构不会发生转动, 同时抗扭能力也是决定裙板入泥深度的重要因素。此外, 海床坡度也是影响裙板尺度的主要因素。

$$F_{to} = \frac{p \cdot A_e \cdot (L_e + B_e)}{2 \cdot M}$$

式中:

- p ——被动土压力
- A_e 、 L_e 、 B_e ——有效抗扭面积、长度及宽度
- M ——扭转力矩

(5) 裙板的贯入深度

计算裙板贯入阻力 Q_d , 以确定裙板到达泥面下贯入深度。

$$Q_d = Q_f + Q_p = f \cdot A_s + q \cdot A_p$$

式中:

- Q_f ——侧摩阻力
- Q_p ——端部阻力
- f ——单位侧摩阻力
- A_s ——裙板侧表面积
- q ——裙板端部单位阻力
- A_p ——裙板端部面积

某些情况下可使用压力差来增加贯入力, 但要确保不会导致基础的损坏。

11.2.3 吸力桩

11.2.3.1 吸力桩式基础的主要结构形式有二种:

- (1) 单桩式, 由一个刚性的圆柱壳和顶板组成, 直径较大, 一般可以达到 2.5~7.5m;
- (2) 吸力桩群式, 由分开的吸力桩组成, 仅在顶部和底部连在一起, 每个吸力桩顶部存在开口。

11.2.3.2 吸力桩的长径比决定吸力桩式基础的承载能力和贯入能力, 一般:

(1) 用于软粘土中的吸力式基础长径比较大, 而对于同重量的基础而言, 细长型筒体贯入深度较大, 能够达到土质较硬的土层, 有益于提供更高的承载力。在非常软的粘土中长径比可以达到 7.0;

(2) 用于砂土或硬粘土中的吸力桩的长径比相对较小, 通常在 1.5 以内, 由于土质的阻力较大, 贯入深度相对较浅, 采用大直径有利于在保证足够的贯入深度下, 有效避免因下沉吸力过大而引起的筒体本身的强度破坏。

11.2.3.3 抗压承载力计算方法一般包括: 极限平衡法/塑性极限法、半经验梁-柱分析法和有限元法:

(1) 极限平衡法/塑性极限法, 根据试验分析、数值模拟以及工程经验, 确定吸力基础合理的破坏模式。这种方法是吸力基础承载力计算的理论基础。根据静力平衡和破坏准则计算其极限承载力;

(2) 半经验梁-柱分析法, 依靠一系列的经验法则来表示土壤阻力, 没有明确破坏机理, 而把土阻力用沿着桩长的一系列非线性耦合、非线性的土弹簧 (**P-Y** 曲线) 来表示。梁-柱法是基于试验和分析结果的综合, 很难得到一般化的结果。

(3) 有限元法, 采用有限元法程序自动找到临界的失效机理, 计算精度高, 非线性因素也能涵盖其中, 同时可以模拟复杂的土壤特性。

在实际设计中, 通常采用理论分析与数值模拟相结合的方法, 相互验证以得到准确合理的承载力计算结果。

11.2.3.4 垂直抗拔承载力可用 API RP 2A 中的方法计算。在粘土中的垂直抗拔力分为三种失效模式(局部剪切、局部张力、大范围剪切)来计算, 这三种失效情况都可能发生。计算时取最小值, 由计算结果得出考虑吸力时的抗拔力为不考虑吸力时抗拔力的 1.5~2.0 倍。砂土中抗拔力分排水和部分排水两种情况, 在部分排水情况下, 砂土的渗透系数和荷载持续时间对吸力的产生起重要作用。试验证明不考虑吸力是安全的抗拔力计算方法。

11.2.4 打入桩

打入桩式基础是目前海洋工程结构物中最为常见的基础形式, 主要应用土壤的位移变形曲线即 **P-Y**、**T-Z** 和 **Q-Z** 曲线模拟土壤对桩的作用力, 进行桩的强度校核。另外桩结构还要满足吊装、打桩和自由站立工况下的强度要求, 可应用 API RP 2A 中的计算方法计算其承载力。

11.2.5 建造检验

11.2.5.1 所有型式的基础都应提交审查的图纸包括:

(1) 检验、试验及工艺性文件, 如焊接工艺、焊接规格表、无损检测图、运输、下水就位、打桩工艺以及机电设备的有关试验大纲、工艺文件等;

(2) 环境和基础资料

① 环境条件资料: 包括水深、最高和最低潮位、无涌时的海面最大升高、海流速度和方向以及流速随水深的变化、波浪高度、周期和方向(如适用)等;

② 基础资料: 包括一般地质调查、地貌调查(泥线图)、地球物理调查、海床土质构造调查等资料、土壤机械性能试验、土力学计算等。

(3) 涉及基础的总体布置图和防腐设计布置图(如阳极块布置图及计算报告);

(4) 吊装和安装程序和分析。

11.2.5.2 所有基础图纸的审查应结合承载设施的总体布置和相关图纸进行。

11.2.5.3 对于打入桩式基础还应提交《浅海固定平台建造与检验规范(2004)》中对打入桩从设计到安装、验收图纸的所有适用图纸。

11.2.5.4 对于防沉板基础还应提交:

(1) 防沉板总体布置和细节图;

(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) 设计基础规格书;

- (8) 结构材料规格书;
- (9) 其他需要的图纸。

11.2.5.5 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) 设计基础规格书;
- (6) 结构材料规格书。

11.2.5.6 所有型式基础结构的建造要求需满足《浅海固定平台建造与检验规范 (2004)》中对主体结构适用建造要求。