**ICS 75.180.10**

**E 92**

团 体 标 准

 **T/CPI XXXXX-202X**

石油天然气用水下井口装置

**Subsea Wellhead Equipment**

**for Petroleum and Natural Gas Industries**

(草案稿)

202X-XX-XX 发布 202X-XX-XX 实施

中国石油和石油化工设备工业协会

# 目 录

[前 言 IV](#_Toc112341730)

[引 言 V](#_Toc112341731)

[1 范围 1](#_Toc112341732)

[2 规范性引用文件 1](#_Toc112341733)

[3 术语、定义、缩略语和符号 2](#_Toc112341734)

[3.1 术语和定义 2](#_Toc112341735)

[3.2 符号和缩略语 4](#_Toc112341736)

[4 通用要求 5](#_Toc112341737)

[4.1 水下井口装置典型组成 5](#_Toc112341738)

[4.2 设计和性能要求 6](#_Toc112341739)

[4.3 材料 10](#_Toc112341740)

[4.4 焊接 17](#_Toc112341741)

[4.5 记录 19](#_Toc112341742)

[5 水下井口装置 21](#_Toc112341743)

[5.1 总则 21](#_Toc112341744)

[5.2 临时导向基座 22](#_Toc112341745)

[5.3 永久导向基座 22](#_Toc112341746)

[5.4 导管头 25](#_Toc112341747)

[5.5 高压井口头 27](#_Toc112341748)

[5.6 套管悬挂器 29](#_Toc112341749)

[5.7 环空密封总成 30](#_Toc112341750)

[5.8 套管悬挂器锁合衬套 31](#_Toc112341751)

[5.9 防磨套筒和抗磨补芯 32](#_Toc112341752)

[6 工厂试验 34](#_Toc112341753)

[6.1 总则 34](#_Toc112341754)

[6.2 试验顺序 35](#_Toc112341755)

[6.3 泄漏检测 35](#_Toc112341756)

[6.4 文件要求 35](#_Toc112341757)

[6.5 静水压试验 36](#_Toc112341758)

[6.6 压力循环试验 36](#_Toc112341759)

[6.7 气压试验 37](#_Toc112341760)

[6.8 压力温度循环试验 37](#_Toc112341761)

[6.9 通径试验 39](#_Toc112341762)

[7 装置标识 40](#_Toc112341763)

[7.1 标识要求 40](#_Toc112341764)

[7.2 标识方法 40](#_Toc112341765)

[7.3 螺纹标识 40](#_Toc112341766)

[7.4 硬度标识 40](#_Toc112341767)

[8 贮存和发运 41](#_Toc112341768)

[8.1 清洁 41](#_Toc112341769)

[8.2 防锈 41](#_Toc112341770)

[8.3 密封面保护 41](#_Toc112341771)

[8.4 合成橡胶老化控制 41](#_Toc112341772)

[8.5 发运 41](#_Toc112341773)

[8.6 装配、安装和维护说明书 41](#_Toc112341774)

[附录 A 采购指南 42](#_Toc112341775)

[A.1 总则 42](#_Toc112341776)

[A.2 产品规范等级 42](#_Toc112341777)

[A.3 材料级别 42](#_Toc112341778)

[A.4 数据表 43](#_Toc112341779)

# 前 言

本文件按照GB/T 1.1-2020《标准化工作导则 第1部分：标准化文件的结构和起草规则》的规定起草。

参考ISO 13628-4《石油天然气工业-水下生产系统的设计与操作第四部分：水下井口装置和采油树设备》、GB/T 21412.4《石油天然气工业 水下生产系统设计与操作 第四部分：水下井口装置和采油树设备》等国际国家标准，编制了文件内容。

本文件的附录A为资料性附录。

本文件由中国石油和石油化工设备工业协会提出。

本文件由中国石油和石油化工设备工业协会归口。

本文件主要起草单位：中石化江钻石油机械有限公司、中海油研究总院有限责任公司、中油国家油气钻井装备工程技术研究中心有限公司、四川宏华石油设备有限公司。

本文件主要起草人：

本文件为首次发布。

# 引 言

水下井口装置是海洋石油天然气勘探开发的重要装备，其产品标准分别见之于ISO 13628-4《石油天然气工业-水下生产系统的设计与操作第四部分：水下井口装置和采油树设备》、GB/T 21412.4《石油天然气工业 水下生产系统设计与操作 第四部分：水下井口装置和采油树设备》。

近几年，随着国内水下井口装置技术研究的快速发展，现有技术标准已无法支撑水下井口装置产业化高效推进，有必要制定一份符合国际标准和国家标准且满足当前行业需求的水下井口装置协会标准，规范水下井口装置开发，提升国内水下井口装置质量及市场竞争力。

1. 范围

本文件适用于额定工作压力不超过103.5 MPa(15000 psi )且额定工作温度不高于177℃(350 ℉)的水下井口装置设计、材料、制造、试验、标识、运输及存贮。

1. 规范性引用文件

下列引用文件对于本文件的应用必不可少。对于未注明日期的，适用最新版本引用文件。

GB/T 21412.4 《石油天然气工业 水下生产系统设计与操作 第四部分：水下井口装置和采油树设备》

ISO 6506 金属材料的布氏硬度试验(Metallic materials — Brinell hardness test)

ISO 6508 金属材料洛氏硬度试验(Metallic materials — Rockwell hardness test)

ISO 6892-1 金属材料-拉伸试验-第1部分：室温试验方法(Metallic materials — Tensile testing —Part 1: Method of test at room temperature)

ISO 10423 石油天然气工业—钻井和采油设备—井口装置和采油树设备规范(Petroleum and Natural Gas Industries — Drilling and Production Equipment — Wellhead and Christmas Tree Equipment)

ISO 13628-1 石油天然气工业—水下生产系统的设计与操作—第1部分：总要求和建议(Petroleum and natural gas industries — Design and operation of subsea production systems — Part 1: General requirements and recommendations)

ISO 13628-15 石油和天然气工业.水下生产系统的设计和操作.第15部分:水下结构和歧管（Petroleum and natural gas industries — Design and operation of subsea production systems — Part 15: Subsea structures and manifolds）

ISO 15156 石油天然气工业—油、气生产中含硫化氢（H2S）环境下使用的材料(Petroleum And Natural Gas Industries Materials For Use In H2S-Containing Environments In Oil And Gas Production)

ISO15614-7 金属材料焊接工艺规程及评定—第7部分：堆焊(Specification and Qualification of Welding Procedures for Metallic Materials—Welding Procedure Test—Part7:Overlay Welding.)

ASME锅炉及压力容器规范 第IX卷 焊接、钎接和粘接评定(Qualification Standard for Welding, Brazing, and Fusing Procedures;)

ASTM A 370 钢制品机械性能试验的方法和定义(Standard Test Methods and Definitions for Mechanical Testing of Steel Products)

ASTM A751 钢制品化学分析标准试验方法、实验操作 (Standard Test Methods and Practices for Chemical Analysis of Steel Products)

ASTM A788 钢锻件通用技术要求(Standard Specification for Steel Forgings, General Requirements)

ASTM D 1418 橡胶及乳胶标准规程一命名规程(Standard Practice for Rubber and Rubber Latices)

ASTM E10 金属材料布氏硬度的标准试验方法(Stand Test Method for Brinell Hardness of Metallic Meterials)

ASTM E18 金属材料洛氏硬度的标准试验方法(Stand Test Method for Rockwell Hardness of Metallic Meterials)

ASTM E45 钢中夹杂物含量的测定—标准检验法(Standard Test Methods for Determining the Inclusion Content of Steel)

ASTM E110 便携式硬度计测量金属材料硬度的试验方法(Stand Test Method for Indentation Hardness of Metallic Meterials by Portable Hardness Testers)

ASTM E112 平均晶粒度测定的标准试验方法(Standard Test Methods for Determining Average Grain Size)

ASTM E381 钢棒、 钢坯、 初轧坯及锻件的宏观浸蚀的标准方法(Standard Method of MacroetchTesting Steel Bars, Billets, Blooms, and Forgings)

AWS D1.1/D1.1M 钢结构焊接规范(Structural Welding Code-Steel)

DNV RP 0034 水下油气装备锻件(Steel Forgings For Subsea Applications)

DNV RP B401 阴极保护设计(Recommended Practice For Cathodic Protection Design)

NACE SP0176 石油生产相关的海上永久安装钢制结构件水下区域腐蚀控制(Standard Practice Corrosion Control of Submerged Areas of Permanently Installed Steel Offshore Structures Associated with Petroleum Production)

1. 术语、定义、缩略语和符号
	1. 术语和定义

下列术语和定义适用于本文件。

额定工作压力 rated working pressure（RWP）

装置所能承受和/或控制的最高内部压力。

承压件 pressure-containing parts

该部件的预期功能丧失时，会导致其滞留的流体向环境泄漏。

* + 1.

控压件 pressure controlling parts

用来控制或调节承压流体流动的部件。

永久导向基座 permanent guidebase

具有方位导向功能的部件，为水下井口部件或上部装置安装提供导向。

* + 1.

导管头 conductor housing

在第一根套管柱的顶部形成水下井口装置的基础，并为导向基座提供连接。

套管悬挂器casing hangers

在泥线上支承井口装置内套管柱的部件。

抗磨补芯 wear bushings

在钻井或修井作业期间保护井口内表面的部件，也保护其下面的套管悬挂器。

环空密封总成 annulus seal assembly

在每个套管悬挂器和井口头之间提供压力隔离的部件。

防磨套筒 bore protector

在钻井或修井作业期间保护井口内表面的部件。

* + 1.

耐腐蚀帽 corrosion cap

安装在井口装置的上面，在临时弃井期间，用于防止岩屑、海洋生物污染或腐蚀井口装置的部件。

* + 1.

送入工具 running tool

用来从水面远程送入、回收、定位或连接水下设备的装置。

水下防喷器 subsea BOP

用于水下井口装置、油管头或采油树的防喷器。

* + 1.

耐腐蚀合金 corrosion-resistant alloy（CRA）

钛、镍、钴、铬和钼中的一种或几种合金元素超过 50%的非铁合金。

注：本条款参考 ISO 15156（所有部分）中的耐腐蚀合金和抗裂合金。

* + 1.

井口头压力边界 wellhead housing pressure boundary

井口头从井口装置顶部到密封总成最下部密封元件间的一段。

可见泄漏 visible leakage

在压力试验期间通过直接观察或使用视频设备看到的试验流体泄漏。

注：可以通过或经过压力边界或在界面处观察到泄漏。

* 1. 符号和缩略语

|  |  |
| --- | --- |
| ANSI | 美国国家标准学会 |
| ASME | 美国机械工程师协会 |
| AWS | 美国焊接学会 |
| BOP | 防喷器 |
| CRA | 耐腐蚀合金 |
| CRM | 耐腐蚀材料 |
| FAT | 工厂验收试验 |
| FEA | 有限元分析 |
| GRA | 无导向绳再入总成 |
| ID | 内径 |
| LRP | 立管下部组件 |
| LWRP | 修井立管下部组件 |
| MPQ | 制造工艺评定 |
| MPS | 制造工艺规程 |
| NACE | 美国腐蚀工程师协会 |
| NDE | 无损检测 |
| OD | 外径 |
| OEC | 其他端部连接装置 |
| PGB | 永久导向基座 |
| PMR | 按制造商的要求 |
| PR2 | 2 级性能要求 |
| PSL | 产品规范等级 |
| QTC | 鉴定试验试件 |
| RWP | 额定工作压力 |
| SPWHT | 模拟焊后热处理 |
| SWL | 安全工作载荷 |
| TGB | 临时导向基座 |

1. 通用要求
	1. 水下井口装置典型组成

水下井口装置（见图 1 ）安装于海底泥线处，主要用于支承内部套管柱，并密封它们之间的环形空间。钻井作业期间，水下井口装置与水下防喷器组锁定、密封，完井作业及结束以后，水下井口装置与水下采油树锁定、密封。

水下井口装置作业过程中使用的典型部件及工具包括：

— 临时导向基座；

— 永久导向基座；

— 导管头；

— 高压井口头；

— 套管悬挂器；

— 密封总成；

— 防磨套筒和抗磨补芯；

— 耐腐蚀帽；

— 送入工具。



图中：

|  |  |
| --- | --- |
| 1、临时导向基座送入工具 | 2、导管头送入工具 |
| 3、高压井口头送入工具 | 4、套管悬挂器送入工具（钻杆或全径） |
| 5、试验工具 | 6、7″抗磨补芯 |
| 7、环空密封总成 | 8、7″套管悬挂器 |
| 9、9-5/8″抗磨补芯 | 10、环空密封总成 |
| 11、9-5/8″套管悬挂器 | 12、13-3/8″抗磨补芯 |
| 13、环空密封总成 | 14、13-3/8″套管悬挂器 |
| 15、井口头防磨套筒 | 16、高压井口头 |
| 17、20″表层套管 | 18、低压导管头 |
| 19、永久导向基座 | 20、临时导向基座 |
| 21、导管头 | 22、海底 |
| 23、导向绳 |  |

图 1 水下井口装置

* 1. 设计和性能要求
		1. 总则
			1. 产品性能

水下井口装置性能应通过产品试验和分析计算确定。

产品试验主要包括性能鉴定试验和出厂验收试验。性能鉴定试验用来证明和鉴定通用系列产品的性能，能够反映出不同规格产品特定性能特征。新开发产品应进行性能鉴定试验。出厂验收试验是针对处于发运状态的产品的功能及性能试验。水下井口装置性能鉴定试验和出厂验收试验应满足6.1规定。

分析计算应采用经过工程实践认可的技术/程序进行分析。

* + - 1. 承压完整性[[1]](#endnote-0)

在满足其他性能要求的条件下，水下井口装置应能够承受额定压力而不变形。支撑管柱类部件应能够支承额定压力而不会将管柱最小内径挤压至小于通径。

* + - 1. 温度完整性

在满足其他性能要求的条件下，水下井口装置应能够在其额定温度范围内正常运行。部件的设计应满足最大和最小额定工作温度。额定温度范围应包括装置在使用期间可能经历的所有温度。

* + - 1. 承载能力

只要不超过应力准则，在满足其他任何性能要求的条件下，水下井口装置应能够承受额定载荷而不变形。设计的支承管柱类产品应能够支承额定载荷而不会将管柱直径挤压到小于通径的尺寸。

* + - 1. 循环

产品运行和使用循环，应按照制造商规定的预期操作循环数设计。产品操作设计宜按照要求的压力/温度循环、外部载荷循环循环进行，采用的方法和应用的部位与性能鉴定试验一致。

* + 1. 工作条件
			1. 压力等级

水下井口装置额定工作压力设计应符合表 1 规定的标准压力等级。

表 1 水下井口装置标准压力等级

|  |  |
| --- | --- |
| 设备 | 压力等级 |
| 34.5MPa（5000psi） | 69MPa（10000psi） | 103.5MPa（15000psi） |
| 控压件a | √ | √ | √ |
| 承压件a | √ | √ | √ |
| 高压井口头 | √ | √ | √ |
| 套管悬挂器、井口内部组件b,c | 按照制造商要求 |
| 其他 | 按照制造商要求 |
| a：除非其他特别要求，否则仅适用标准压力；b：螺纹连接的额定压力可能低于制造商规定的总成的RWP；c：受尺寸、连接螺纹和操作要求等影响，工具和内部组件可能有其他额定压力。  |

* + - 1. 温度等级

水下井口装置应定义工作温度范围，并给定额定温度范围值。除非另有说明，否则温度等级应符合表 2。

表 2 水下井口装置标准温度等级

|  |  |
| --- | --- |
| 温度等级 | 温度范围 |
| ℃ | ℉ |
| min | max | min | max |
| K | -60 | 82 | -75 | 180 |
| L | -46 | 82 | -50 | 180 |
| N | -46 | 60 | -50 | 140 |
| P | -29 | 82 | -20 | 180 |
| S | -18 | 60 | 0 | 140 |
| T | -18 | 82 | 0 | 180 |
| U | -18 | 121 | 0 | 250 |
| V | 2 | 121 | 35 | 250 |
| 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。 |

额定温度范围可采用非标准温度范围。对于可以用表 2字母描述的非标准温度范围，第一个字母表示最低温度额定值，第二个字母表示最高温度额定值，例如PU或P-U级，指-29℃（20°F）至121℃（250°F）。对于不能用表 2字母描述的非标准温度范围，可以标记实际温度额定值，例如-10℃（50°F）至135℃（275°F）。

* + - 1. 材料等级

水下井口装置选材要求应符合表 3 。

表 3 水下井口装置材料等级要求

| 材料类别 | 最低材料要求 |
| --- | --- |
| 本体 | 控压件 |
| AA – 通用 | 碳钢或低合金钢或不锈钢或耐腐蚀合金d | 碳钢或低合金钢或不锈钢或耐腐蚀合金d |
| BB – 通用 | 碳钢或低合金钢或不锈钢或耐腐蚀合金d | 不锈钢或耐腐蚀合金d |
| CC – 通用 | 不锈钢或耐腐蚀合金d | 不锈钢或耐腐蚀合金d |
| DD – 酸性环境a | 碳钢或低合金钢或耐腐蚀合金b，d | 碳钢或低合金钢或不锈钢或耐腐蚀合金b，d |
| EE – 酸性环境a | 碳钢或低合金钢b，d | 不锈钢或耐腐蚀合金b，d |
| FF – 酸性环境a | 碳钢或低合金钢b，d | 不锈钢或耐腐蚀合金b，d |
| HH – 酸性环境a | 耐腐蚀合金b，c，d | 耐腐蚀合金b，c，d |
| a：指按ISO 15156定义。b：和ISO 15156相一致。c：耐腐蚀合金仅要求应用于持续湿接触面；允许使用低合金钢或不锈钢基体表面堆焊耐腐蚀合金层。d：按照3.1.13对CRA 的定义，而不使用ISO 15156中的定义。 |

用户/购买方应指定承压件和控压件材料等级。表 3 中规定了装置部件应采用的材料类别AA-HH。应根据ISO 10423和附录A给出的流体成分和作业环境选用材料类别。

* + - 1. 产品规范等级

产品规范等级定义了不同级别的技术质量要求。水下井口装置的产品规范等级应按照该装置中任一承压/控压部件的最低产品规范等级确定。本文件的结构件和其他非承压/控压件没有产品规范等级要求，由制造商规定其要求。

按本文件要求制造的产品应满足PSL2、PSL3的材料、焊接、质量和试验要求(如适用)，未列出PSL的部件应符合制造商要求。有关PSL的选择请参阅附录A。

注1：PSL3G应适用于满足气体试验要求的PSL 3产品。用户/购买方可以为PSL3G产品指定气体试验要求及范围。

* + 1. 设计方法和准则
			1. 总则

所有承压件和控压件零件的设计应满足制造商书面规定的性能特性和ISO10423第4章节规定的使用条件。制造商应记录设计所依据的工程实践和验收标准。

注：用户/购买方有责任确认水下井口装置正常工作时的预期载荷。

* + - 1. 控压件

除非另有说明，控压件应满足制造商书面规定的性能特性和ISO 10423第4章节规定的使用条件。

* + - 1. 承压件

承压件应按 ISO 10423 设计。

* + - 1. 结构件

本文件中未另行规定的结构件（非控压件和承压件）的设计要求应满足以下一项或多项要求：

* 基于材料最低屈服强度的安全/设计系数不应小于1.5。
* 在满足其他任何性能要求的条件下，可用有限元分析（FTA）证明施加的载荷不会导致结构变形。
	+ - 1. 阴极保护

阴极保护系统设计应符合以下任一设计规范：

— NACE SP0176；

— DNV RP B401。

* + 1. 设计文件

设计文件应包括设计方法、假设、计算、验证试验报告和设计要求。设计要求应包括但不限于尺寸、试验和工作压力、材料、环境准则和其他作为设计依据的相关要求。

从该规格型号的最后一台产品制造完成后开始，设计文件至少应保存5年。

* + 1. 设计评审

设计文件应由原设计人员之外的其他有资格和胜任的人员评审和验证。

* + 1. 性能鉴定试验
			1. 总则

水下井口装置性能鉴定试验应满足表 4 要求。待测产品（或样机）的设计、尺寸/公差、制造流程和材料等关键要素应具有代表性。如果产品设计发生实质性变化，应记录该变化对产品性能的影响。

对于包含主、辅独立密封单元的产品，除非主密封和辅密封机构相同，否则各密封单元应独立验证。

表 4 水下井口装置性能鉴定试验最低要求

|  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- |
| 零部件 | 压力/载荷循环试验 | 温度循环试验a | 耐久性循环试验 |
| 高压井口头 | 3 | 不适用 | 不适用 |
| 套管悬挂器 | 3 | 不适用 | 不适用 |
| 环空密封总成（包括应急密封总成） | 3 | 3 | 不适用 |

* + - 1. 试验介质

液体应作为静水压试验（1.5倍额定工作压力）的试验介质，其它带有保压期要求的压力试验可选择气体作为试验介质。

PSL3G产品气密试验应选择气体作为试验介质。

对于无保压期要求的压力循环试验，试验介质可以是液体或气体。

装置外压试验可选择液体作为试验介质。

* + - 1. 压力循环试验

产品压力循环试验要求应满足表 4 规定。

压力循环试验过程中，待测零部件应交替地加压至额定工作压力，然后减压至试验压力的1%或以下，直到压力循环次数满足要求。每个压力循环无需保压。

* + - 1. 载荷试验

产品额定承载能力应通过性能鉴定试验和工程分析予以验证。设备在试验时，在满足其他任何性能要求的条件下，应加载到额定能力而不变形，加载重复次数符合表 4要求。

* + - 1. 温度循环试验

在额定工作压力或载荷下，应对产品进行试验温度不低于额定工作温度等级范围的鉴定试验。

温度循环试验过程中，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，试验压力为额定工作压力。

* + - 1. 产品系列鉴定

只要满足下列要求，一个规格产品可用来验证在某一产品系列中的其他规格产品。

1. 产品系列指设计原则、物理结构和功能操作相同，但规格不同的一组产品。
2. 该产品系列的所有结构与材料力学性能有关的设计应力水平必须基于同一准则。
3. 产品系列的鉴定应按照ISO 10423附录F进行。
	1. 材料
		1. 总则

本章节规定水下井口装置的材料性能、材料成分和加工过程要求，适用于碳钢、低合金钢和马氏体不锈钢（沉积硬化型的除外）。

水下井口承压件/控压件的主体材料应满足本文件4.3.4规定。

考虑海洋环境引起的腐蚀时，水下井口材料选择至少应考虑以下方面：

— 外部流体；

— 内部流体；

— 焊接性能；

— 缝隙腐蚀；

— 异金属间的作用；

— 阴极保护效应；

— 涂层。

* + - 1. 金属材料要求

制造商对金属材料应有书面材料规范，并应明确以下项目及接收/拒收准则：

—力学性能要求；

—材料鉴定；

—热处理程序，包括周期、淬火作法、温度及其偏差、冷却介质；

—材料成分及偏差；

—无损检测要求。

—允许的熔炼作法；

—成型作法，包括热加工和冷加工作法；热处理设备的校准。

* + - 1. 非金属材料要求

非金属承压或控压密封件应有书面材料规范，并应明确以下项目：

—普通基体聚合物；见 ASTM D 1418；

—力学性能要求；

—材料鉴定（应符合装置级别要求）；

—贮存和老化控制要求。

* + 1. 一般要求
			1. 水下井口所有本体、端部和连接装置宜采用标准材料，也可采用非标准材料，具体材料强度等级应符合表 5 规定，标准材料性能应符合表6规定，冲击功要求应符合表 7 规定。
			2. 采用非标准材料时，应满足制造商的书面规范，最少应包含以下项目及要求：

—拉伸强度；

—屈服强度（选用的非标准材料最低屈服强度，应大于等于所允许标准材料的最低屈服强度）；

—硬度；

—冲击韧性（适用时）；

—伸长率不小于15％；

—断面收缩率不小于20％。

* + - 1. 本体、端部和出口连接装置用标准材料不同强度等级对应的拉伸试验结果应符合表 6 规定。
			2. 材料试验试验

材料试验试验的试验方法、试验试样数量、复检要求、取样位置及方向符合ISO10423要求。

表 5 本体、端部和连接装置用标准和非标准材料等级

|  |  |
| --- | --- |
| 零件 | 压力等级下的材料代号a |
| 13.8MPa(2000psi) | 20.7MPa(3000psi) | 34.5MPa(5000psi) | 69.0MPa(10,000psi) | 103.5MPa(15,000psi) | 138.0MPa(20,000psi) |
| 本体b、盖 |
| 36K,45K60K,75K,NS | 36K,45K36K,45K60K,75K, NS60K,75K,NS | 36K,45K60K,75K,NS | 45K,60K75K,NS | 60K,75K，NS |
|  | 整体端部连接装置 |
| 法兰式螺纹式其他**c** | 60K，75K,NS60K，75K,NSPMR | 60K,75K, NS,60K,75K,NS60K,75K, NS60K,75K,NSPMRPMR | 60K,75K,NSNAPMR | 75K,NSNAPMR | 75K,NSNAPMR |
| 焊颈式盲板式螺纹式其他**c** | 单件连接装置 |
| 45K60K,75K,NS60K,75K,NSPMR | 45K60K,75K,NS60K,75K,NS，PMR | 45K60K,75K,NS60K,75K,NSPMR | 60K,75K,NS60K,75K,NSNAPMR | 75K,NS75K,NSNAPMR | 75K,NS75K,NSNAPMR |
| 注：a：NS 表示非标准材料。b：如果端部连接材料为表中所指示代号的材料，则焊接按4.3进行，设计按4.2进行。c：按制造商的规定。PMR: 按制造商的规定。 |

表 6 本体、端部和出口连接装置标准材料性能要求

|  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- |
| 材料代号 | 0.2%残余变形屈服强度MPa（psi） | 抗拉强度 | 50mm的伸长率% | 断面收缩率% |
| 36K | 248（36000） | 483（70000） | 21 | 无要求 |
| 45K | 310（45000） | 483（70000） | 19 | 32 |
| 60K | 414（60000） | 586（85000） | 18 | 35 |
| 75K | 517（75000） | 655（95000） | 17 | 35 |

表 7 夏比 V 型缺口冲击要求

|  |  |
| --- | --- |
| 温度 | 最小平均冲击值（横向） |
| 横向 | 纵向 |
| 锻造或铸造材料，焊接鉴定 | 仅锻造产品的替代方法 |
| 温度等级 | 试验℃(°F) | PSL1/PSL2 | PSL3/PSL 4 | PSL1/PSL2 | PSL3/PSL 4 |
| K | -60(-75) | 20(15) | 20(15) | 27(20) | 27(20) |
| L | -46(-50) | 20(15) | 20(15) | 27(20) | 27(20) |
| N | -46(-50) | 20(15) | 20(15) | 27(20) | 27(20) |
| P | -29(-20) | 20(15) | 20(15) | 27{20) | 27(20) |
| S | -18(0) | - | 20(15) | - | 27(20) |
| T | -18(0) | - | 20(15) | - | 27(20) |
| U | -18(0) | - | 20(15) | - | 27(20) |
| V | -18(0) | - | 20(15) | - | 27(20) |
| 注：1、本表所述冲击实验为标准式样（10 mm×10 mm）进行夏比V型缺口冲击实验时的冲击功要求；2、允许采用ISO10423规定的小式样进行夏比V型缺口冲击实验，但需按照ISO10423要求进行修正。 |

* + - 1. 材料的熔炼、铸造及锻造

材料的熔炼、铸造、锻造工艺过程符合ISO10423要求。

* + - 1. 热处理

热处理设备及检定、温度试验要求、淬火冷却介质使用符合ISO10423要求。

* + - 1. 材料化学成分

制造商应规定材料的化学成分，包括成分偏差。材料成分应按国标或国际公认标准，以炉次为基础（重熔级材料以重熔锭为基础）确定。

制造本体所要求的碳钢、低合金钢和马氏体不锈钢（沉积硬化型的除外）的元素限制应符合ISO10423要求。

标准材料的偏差范围应符合对应国标或国际公认标准；如果采用非标准材料，则偏差范围应满足ISO10423要求。

* + 1. 质量鉴定试样（QTC）
			1. 质量鉴定试样（QTC）所表示的性能，应能代表其所鉴定生产件组成材料的热加工特性曲线的性能。
			2. 质量鉴定试样制作应符合 ISO 10423要求，质量鉴定试样尺寸采用 ISO 10423要求的等效圆方法确定。
			3. 质量鉴定试样的熔炼、铸造、锻造、热处理加工方法满足 ISO 10423要求。热处理应采用按ISO 10423要求鉴定合格的设备进行。
			4. 除附着焊接外，QTC不允许补焊。
			5. 拉伸和冲击试验

拉伸和冲击试样应从最终热处理后的QTC上切取。切取位置、试验试样尺寸、试验方法应满足ISO10423要求。

* + - 1. 硬度试验

在最终热处理后的 QTC 上应至少进行一次洛氏或布氏硬度试验。

硬度试验前的热处理周期应严格与拉伸和冲击试验试样所经历的热处理周期相同。硬度试验应按 ISO 6506（所有部分）或 ISO 6508（所有部分）或 ASTM E10 或 ASTM E18 规定的程序进行。

* + 1. 承压件/控压件主体材料

本节规定了水下井口承压件/控压件主体锻件性能要求，应满足DNV-RP 0034相关规定。

MPQ指制造工艺评定，MPQ鉴定试料指进行制造工艺评定时所采用的检定试料，本文件中简称MPQ试料。

MPS指制造工艺规程，MPS生产试料指生产制造过程中用来进行生产件质量评价的检定试料，本文件中简称MPQ试料，等效于质量鉴定式样（QTC）。

4.3.4.1化学成分

应对每个熔炼炉进行熔炼成分分析，若材料为电渣重熔或真空电弧炉重熔，应对每个重熔炉进行熔炼成分分析。成品检测要求每个熔炼炉检测一次，成品检测的偏差和取样要求满足ASTM A788的要求，N、H、O不需要进行成品检测。按照ASTM A751进行熔炼成分检测和成品检测检测。

4.3.4.2冶炼

钢材的冶炼方式应采用电弧炉（EAF）+钢包精炼（LF）+真空脱气（VD或者VOD）。也允许进行电渣重熔（ESR）或真空电弧炉重熔（VAR）。

钢材应为镇静钢，在冶炼过程中，应添加晶粒细化元素（如Nb、V或Ti）对钢进行晶粒细化。当使用Ca处理时，Ca≤0.005%。

钢水凝固成型方法：采用下铸法、真空浇铸（上铸）或连铸。足够的切头去尾量，以保证后续锻件中无缩孔和有害偏析。对影响锻件质量的钢锭表面和皮下的有害缺陷应当予以清除。且不得对钢锭、初轧钢坯或钢坯进行焊接修复。

4.3.4.3锻造

锻件应采用自由锻、模锻或环形轧制方法之一，所有锻件锻造比≥5：1。

锻造过程中，应使用测温装置监测工件温度。

锻件不允许补焊。

4.3.4.4热处理

所有锻件应进行奥氏体化、淬火、回火热处理，并保证在热处理之前，通过锻造或者锻造+机加工的方式，使得锻件尽可能接近成品形状和尺寸。

用于奥氏体化和正火的热处理炉均匀性应≤±14℃；用于回火或消除应力的热处理炉均匀性应≤±8℃，炉温均匀性应在MPQ试料、锻件、QTC生产前的1年内进行检测。

热处理设备应使用自动控制和记录仪表。温度控制和记录仪表，精度要求至少为仪表满量程的±1%，应至少每三个月校准一次。用作校准生产设备仪表的校准仪表，精度要求满量程的±0.25%。

锻件热处理装炉相互间距不小于30mm；工件从出炉至淬火槽的转运时间不得超过90s；淬火后出淬火槽的工件表面温度不高于204℃。

若锻件采用水或接近水冷却速度的淬火介质，初始淬火温度不应超过38℃，且整个淬火过程中介质温度不应超过49℃；若锻件采用聚合物作为淬火介质，使用温度范围应符合锻件供方的书面规范。

4.3.4.5机械性能

1. MPQ试料与MPS试料

MPQ鉴定试料应采用具有代表性的本体牺牲件（带本体加长），其代表的锻件应为相同材料牌号、相同锻造与热处理工艺、相近几何形状和质量，且锻造比不得大于所代表的锻件（生产件）的锻造比。

MPS试料应采用本体加长件，与所代表锻件应为同一牌号、同一冶炼炉号、同一锻造工艺、同一热处理炉批，且MPS试料的延长段截面厚度不得小于设计规定的关键截面厚度。

1. 取样与检测要求

所有试料最终热处理后无损探伤合格，方可进行取样。

在最终热处理后的MPQ试料、MPS试料或锻件上进行拉伸性能、冲击性能和硬度检测。对于后续加工过程中有焊后热处理的锻件，其MPQ试料和MPS试料应在模拟焊后热处理（SPWHT）之后再次进行拉伸性能、冲击性能和硬度检测。

在几何形状允许的情况下，应从纵向和横向进行取样。对于环形锻件如圆环和圆盘，应进行纵向和切向试验。对于实心锻件，拉伸试样的标距段和夏比V型缺口的底边距MPQ试料、MPS试料或零件端面的距离应至少为1/2 T。对于空心锻件，拉伸试样的标距段和夏比V型缺口的底边距MPQ试料、MPS试料或零件端面的距离应至少为T。

MPQ试料的拉伸、冲击取样部位和要求见表 8 。MPS试料的拉伸、冲击取样部位和要求见表 9。

表 8 MPQ试料拉伸试样和冲击试样的取样位置

|  |  |
| --- | --- |
| 延长件或牺牲件的关键部分a,c | 牺牲件的最厚部分b,c |
| 热处理时为空心的锻件 |
| T≤100mm(4in)在1/2T处取样 | Tth≤100mm (4 in)： 在1/2Tth处取样 |
| 100mm(4 in)＜Tth≤150 mm (6in)：在1/4Tth,1/2Tth和3/4Tth处取样 |
| T>100mm(4in)：在1/4T, 1/2T和3/4T处取样 | Tth>150mm(6in)时：①在1/4Tth,1/2Tth和3/4Tth处取样；②接近外表面，且深度不超过31.75mm处取样；③靠近内表面，但深度不超过31.75mm处取样。 |
| 热处理时为实心的锻件 |
| T≤100mm(4in)：在1/2T处取样 | Tth≤100mm(4in)：1/2Tth |
| 100mm(4in)＜Tth≤150 mm (6 in)：在1/4Tth和1/2Tth处取样 |
| T>100mm(4in)：在1/4T和1/2T处取样 | Tth>150mm(6in)时：①在1/4Tth和1/2Tth处取样；②接近外表面，且深度不超过31.75mm处取样。 |
| a厚度（T）是热处理时关键截面的厚度。b厚度（Tth）是热处理时最厚截面的厚度。c当实心锻件在后续需加工内孔时，取样位置应在最终零件对应此表的位置。 |

表 9 MPS试料拉伸试样和冲击试样的取样位置和方向

|  |  |
| --- | --- |
| 试样取样位置a,b,c | 取样方向 |
| 1/2 T | 纵向和横向（环形锻件为纵向和切向） |
| a厚度（T）是热处理时关键截面的厚度。b 1/2 T位置位于中心（实心锻件）或中间壁厚（空心锻件）处。c 当实心锻件在后续需加工内孔时，取样位置应在最终零件对应此表的位置。 |

硬度检测部位按图纸要求执行，同时应在对应MPQ和MPS文件进行规定，所有锻件、生产试料及检定试料应在最终热处理后检测硬度。

c) 检测方法

按照ASTM A 370进行拉伸和冲击性能（夏比冲击V型缺口）试验。

对于硬度检测，优先按照ASTM E10或ASTM E18规定的程序进行，当无法在台式机上试验时，可按ASTM E110要求采用便携式硬度仪检测，硬度值的换算按照ASTM E140要求进行。

d) 机械性能接收准则

MPQ试料试样的拉伸、冲击性能和表面硬度要求应制造商书面规范规定。

e) 复检

MPS试料拉伸性能试验的结果不符合规定的要求时，可以用未经额外热处理的相同试验材料再做两次拉伸试验。如果这两个附加的试验都符合要求，则所代表的锻件合格。

MPS试料冲击性能试验的结果不符合规定的要求时，可用未经额外热处理的相同的试验材料的三个样品组成的一套附加样品进行再次试验。当6个冲击试样检测结果同时满足下列条件时，则所代表的锻件合格。

1. 6个试样的平均值应满足规定的最小平均值；
2. 6个试样的单项试验数值中只允许最多1个值低于规定的最小平均值；
3. 6个试样单项试验数值中不允许有低于规定的最小单次值的值；
4. 4）3个重新试验样的每个单独值应不低于最小平均值。

MPS试料或锻件硬度试验结果不符合规定的要求时，可在接近原有检测位置的地方再检测两个值。如果三个读数的平均值符合要求，且没有单个读数大于规定值的2 HRC，则该锻件合格。

4.3.4.6晶粒度

按ASTM E112进行原始奥氏体晶粒度检测，晶粒度级别应为5级或更细。

取样位置应符合下表 10 规定。

表 10 MPQ试料取样部位

|  |  |  |
| --- | --- | --- |
| 检测项点 | 延长部分 | 最厚部分 |
| 奥氏体晶粒度 | T ≤ 100 mm (4 in)：1/2TT > 100 mm (4 in)：1/4T | 1/4Tth |
| 钢材清洁度 | T ≤ 100 mm (4 in)：接近表面和1/2TT > 100 mm (4 in)：接近表面和1/4T | 接近表面和1/4Tth |
| 注：厚度(T)是热处理时关键截面的厚度。厚度(Tth)是热处理时最厚部分的厚度 |

T小于等于100 mm (4 in)MPS试料或零件的，取样位置应在1/2T，且对于T大于100 mm (4 in)的，取样位置应在1/4T。且对于实心锻件，取样位置距试料或零件端面的距离应至少为1/2 T。对于空心锻件，取样位置距试料或零件端面的距离应至少为T。

4.3.4.7非金属夹杂

MPS试料不需要进行非金属夹杂检测。

MPQ试料应按照ASTM E45进行纵向非金属夹杂检测，评级结果应符合表 11 要求。取样位置按表 10 执行。

表 11 ASTM E45方法A夹杂物比率限值

|  |  |  |
| --- | --- | --- |
| 夹杂物类型 | 细系 | 粗系 |
| A类硫化物 | 2 | 1.5 |
| B类氧化铝 | 2 | 1.5 |
| C类硅酸盐 | 2 | 1.5 |
| D类球状氧化物 | 1.5 | 1.5 |

4.3.4.8低倍组织

MPS试料不需要进行低倍组织检测。

MPQ试料按照ASTM E381方法进行低倍检测，对试片进行宏观酸浸，不允许存在有害的偏析或疏松。接收要求应符合ASTM E381的S1-R1-C1，且应出具对应的低倍照片。

取样部位应分别在MPQ鉴定试样延长段和最厚截面处各切取1个全横断面试片。

4.3.4.9无损检测

所有锻件在最终热处理后和必要的不影响无损检测的机加工之后，进行内部超声检测（UT）。锻件在最终热处理以及必要的表面清理后，进行目视检测（VT）。

4.3.4.10外形、尺寸及表面粗糙度

锻件外形、尺寸与表面粗糙度应符合图纸要求。

4.3.4.11修复

在保证锻件尺寸公差的情况下，可以通过磨削或加工来消除表面缺陷，产生的凹槽底部半径大约为深度的三倍，以避免任何尖锐的轮廓。材料缺陷的完全消除应通过无损检测进行验证。不允许对锻件进行补焊修复。

* 1. 焊接
		1. 承压/控压件组焊
			1. 总则

承压/控压件的组焊应符合 ISO 10423 规定的 PSL2或 PSL 3/3G 要求。

对于PSL1、PSL2、PSL3承压/控压件的组焊，坡口和角焊缝的公差设计应记录在制造商规范中。

承压件的补焊工艺应规定WPS和NDE要求。焊接应按规定的焊接工艺规程进行。

* + - 1. 承压/控压件焊缝补焊的一般要求

在选择合格的补焊焊接工艺规范之前，应了解母材金属关于材料成分、本标准规定的材料代号、冲击韧性（如果需要）和热处理状态的要求。

选择的焊接工艺规范和修补的方法应确认完全熔接。

* + - 1. 螺栓孔、锥孔和机加工盲孔的补焊

对于PSL2和PSL3，应满足以下要求。

焊工和焊机操作者应使用模拟孔进行辅加的补焊性能鉴定试验。

补焊评定试验孔应按ISO 10423中射线照相探伤进行评定，或在相隔90°的两处沿着孔的中心线十字剖，并宏观浸蚀，以验证完全熔接。四个匹配部分每个的一个表面要进行宏观浸蚀。该评定应涵盖该孔的总深度。

为进行性能控制，补焊评定应受下列主要因素限制：

性能鉴定试验所用孔径是合格的最小直径。任何比试验孔直径大的孔应认为合格；

试验孔的深度直径比，应能鉴定所有具有相同的或较小的深度直径比的补焊孔；

性能鉴定试验孔应为平行直壁孔。如果使用了任何锥孔、沉孔或其他用来增强性能试验孔结构的辅助物，则结构应被认为是一个主要可变因素。

注1：PSL2和PSL3的孔的补焊要求不适用于PSL1。

* + 1. 除堆焊以外的非承压/控压件焊接

结构件的焊缝应视为除堆焊以外的非承压/控压件焊缝，并应符合以下行业标准之一：

* 形成文件的结构焊接规范，如AWS D1.1/D1.1M；
* 符合ISO 13628-15的焊接设计分类和制造商的设计要求。

承载后应力超出了焊接应力的 50%或基体材料屈服强度的焊接部位，和吊装用焊接耳板定义为“关键焊缝”，并应根据ISO 10423、PSL 3进行表面无损检测。

应由合格的焊接人员按照合格的程序进行焊接。

* + 1. 堆焊
			1. 耐腐蚀堆焊（包含环槽）

对于PSL1、PSL2、PSL3，耐腐蚀堆焊层的工艺评定和技能评定应符合ASME BPVC 第IX卷堆焊或ISO15614-7的要求；用于硫化氢环境的焊缝应符合ISO 15156的要求。

对于PSL1、PSL2、PSL3，用于材料等级为HH的设备和所有其他全覆盖设备，已完成防腐焊接覆盖层的最小厚度应为3mm。部分覆盖设备的环槽用于部分覆盖设备的已完成耐蚀堆焊层的最小厚度应等于或大于焊接工艺评定确定的厚度要求。

如果使用涡流法或霍尔效应法测量堆焊层厚度的生产验收标准说明了到近似焊接界面的熔深，则从熔合面测量时，也可接受化学分析。该位置熔敷焊缝金属的化学成分应符合制造商的规定。

对于镍基合金UNSN06625，化学成分应符合表 12 中给出的其中一个等级。Fe5或Fe10可用于任何材料类别。

表 12 镍基合金UNSN06625的化学成分

|  |  |  |
| --- | --- | --- |
| 等级 | 元素 | 成分/质量分数 |
| Fe5 | 铁 | 5.0max |
| Fe10 | 铁 | 10.0max |

对于需要符合ISO 15156要求的其他成分，堆焊层的化学分析应符合相应的ISO 15156批准材料的规范限值。

应控制粗加工公差和精加工公差，以确保暴露层满足通过鉴定确定的稀释度。

焊后热处理之后，母材金属应保持最低力学性能要求。制造商应规定确定力学性能的方法，结果记录应作为工艺评定记录的一部分。

如果堆焊层材料不被认为是制造商或本标准的设计准则的组成部分，则不要求对堆焊层进行拉伸试验和冲击试验。除环槽外，如果堆焊层作为制造商的设计标准的部分或其中的产品尺寸都在本标准中规定。

如果堆焊层材料是制造商设计标准的一部分，堆焊层材料机械性能试验验收标准应根据4.3中的规定，或由制造商书面规范。

对于PSL2、PSL3，应在焊接金属上进行硬度试验，作为工艺评定试验的一部分。试验位置应在原母材金属的3mm范围内。三个或三个以上试验结果的平均值应等于或大于92HRBW，并作为PQR的一部分进行记录。注：环槽堆焊硬度试验要求不适用于PSL1。

* + - 1. 非耐腐蚀堆焊

抗腐蚀性以外的耐磨堆焊或其他焊接金属堆焊层应由制造商按照以下要求形成书面规范规定。

对于PSL1、PSL2、PSL3任一产品规范等级，堆焊层均应根据ASME BPVC第IX卷或ISO 15614-7要求对堆焊层进行焊接工艺/性能评定，用于硫化氢环境的硬面或其他类型的堆焊层应符合NACE MR 0175的要求。焊后热处理后，母材应保持最低机械性能要求。制造商应规定确保这些机械性能的方法，并将结果记录在PQR中。

* + - 1. 堆焊层返修

对于PSL1、PSL2、PSL3，堆焊层返修包括用堆焊材料堆焊的相连的母材金属的返修，仅在下列情况下可接受：

按照原焊缝制备工艺的所有相应要求实施；

如果堆焊层的堆焊材料和/或堆焊的母材金属被认为是制造商或本标准设计规范中的组成部分，则应满足设计准则中列出的那些性能；

用于硫化氢环境的堆焊层修理和堆焊的相连母材金属应符合NACE MR 0175的要求。

* 1. 记录
		1. 总则

质量控制记录应满足：

1. 签署并注明日期；
2. 由制造商保管，其保存期限应从产品制造日期起至少10年；
3. 清晰、易于识别和可检索，并应避免损坏、变质或遗失。
	* 1. 制造商维护的记录
			1. 压力试验记录

PSL 3产品，应维护以下记录：

* 所有静水压试验应采用压力记录装置。该记录应标明记录装置、注明日期并签署。
* 气压试验应书面规定试验参数和验收准则。气压试验不要求使用压力记录装置。
* 如果压力记录装置不符合ISO 10423中压力测量装置的要求，则应与校准的压力测量装置一起使用，并且在每个保压期开始和结束时记录压力测量值。

注1：图形和签名都可以是数字或模拟的。

注2：压力试验要求不适用于PSL1和PSL2。

* + - 1. PSL1产品

应维护以下记录：

1. 材料试验记录：

—化学分析

—拉伸试验

—冲击试验（若需要）

—硬度试验；

1. 焊接工艺记录：

—焊接工艺规范；

—焊接工艺评定记录；

—焊工资质评定记录。

1. 无损检测人员资格记录（需要无损检测时）。
2. 硬度试验（如适用）。
	* + 1. PSL2产品

应维护以下记录：

1. PSL1 要求的所有记录；

—表面无损检测记录；

—焊缝内部无损检测记录；

— 补焊无损检测记录；

1. 无损检测记录：
2. 热处理合格证。
	* + 1. PSL3产品

应维护以下记录：

1. PSL2要求的所有记录；
2. 所有要求的记录与特定零件的序列号相对应；
3. 内部无损检测记录；
4. 热处理记录：
* 实际温度；
* 实际保温时间；
* 不要求合格证；
1. 硬度试验记录，实际硬度；
2. 焊接工艺记录：
* 焊机标志；
* 焊接工艺；
* 填充材料类型；
* 焊后热处理；
1. 尺寸检验记录。
	* + 1. 总装装置记录

PSL1不要求记录；

PSL 2要求以下压力试验记录：

* 实际试验压力；
* 保压持续时间；

PSL 3要求以下记录：

* PSL2要求的所有记录；
* 可追溯组装记录；
* 静水压试验记录；
* PSL3G装置要求气压试验记录：a)实际试验压力；b)实际保压持续时间。
	+ 1. 提供给购买方的记录

组装过程记录：

PSL1 和PSL 2，不要求记录。

PSL 3，要求以下记录提供给购买方：

* 装置符合本文件PSL3要求，及温度和材料级别的合格证书；
* 组装追溯能力记录；
* 压力试验记录(见4.5.2.1).。

PSL3G，要求以下记录提供给购买方：

* PSL3的所有记录/合格证;
* 气压试验记录。
1. 水下井口装置
	1. 总则

本章节规定了水下井口装置各部件的设计、选材及试验等相关要求。包括以下典型部件：

* 临时导向基座；
* 永久导向基座成；
* 导管头；
* 高压导管头；
* 套管悬挂器；
* 环空密封总成；
* 防磨套筒和抗磨补芯。
	1. 临时导向基座
		1. 总则

临时导向基座安装于海底泥线，可强化泥线基础结构支撑力；可为导向绳建立初始定位；若需要，可与永久导向基座一起使用；使用喷射作业钻导管孔时，临时导向基座也可作为防沉板使用。在底盘完井或卫星结构完井场合下，通常不使用临时导向基座。

* + 1. 设计
			1. 设计载荷/条件

设计宜考虑以下载荷：

* 压载；
* 导向绳张力；
* 导管重量；
* 永久导向基座总成重量；
* 悬挂载荷；
* 土壤反作用力。

当临时导向基座支承在以 90º±2º 等距均布及距中心最小为 1575 mm（62 in）（径向测量）的四个位置上时，在临时导向基座与永久导向基座接口上，临时导向基座至少应能够支承780 kN（175000 lbf）的静载荷。

* + - 1. 尺寸
1. 最小支承面积应是7 m2（75 ft2）。该面积可采用焊接或拴接的延伸部分予以增大。
2. 能通过5 m（16.4 ft）方口或按照制造商的规定。
3. 应提供四个导向绳定位点位，以与永久导向基座导向柱相配。
4. 应允许在导管和临时导向基座之间的角度误差最小为 5º。
5. 为压载物提供的储存容积最小应为2 m³（75.6 ft3）。
	1. 永久导向基座
		1. 总则

永久导向基座（PGB）依附在低压导管头上，为钻井和完井设备（表层套管、防喷器、生产采油树、送入工具）提供导向。在安装高压井口头和防喷器之前，PGB为油井提供入口。高压井口头安装后，通过导向绳或无导向绳方法，永久导向基座为防喷器、水下采油树或油管进入井口头提供导向。它可为井口装置系统提供结构支撑和最终对准的定位基准，并为低压导管头提供基座及锁紧。

为了便于搬运和安装，永久导向基座可制成一个单独的整体或分成两部分。永久导向基座也可以包括回收装置，在钻井结束之后，予以回收。

* + 1. 设计
			1. 载荷

设计宜考虑以下载荷：

* 导管管柱重量；
* 低压导管头重量；
* 悬挂载荷；
* 当支撑在辐式横梁上时的喷射管柱重量；
* 导向绳张力；
* 出油管线牵引、连接或安装载荷；
* 环空通道连接装置载荷；
* 环境；
* 临时导向基座的反作用载荷；
* 安装载荷（包括悬挂在辐式横梁上的导管）；
* 阻尼载荷；
* 防喷器载荷；
* 海水压力（由幅式横梁支撑）。

当永久导向基座支承在以 90º±2º 等距均布及距中心最小为1525 mm（60 in）（径向测量）的四个位置上时，在永久导向基座与导管头的接口上，永久导向基座或无导向绳再入总成至少应能支承780 kN（175000 lbf ）的静载荷。永久导向基座载荷示意见图 3.

* + - 1. 永久导向基座尺寸

永久导向基座尺寸要求如下：

* 永久导向基座的尺寸应符合图 2所示的尺寸。
* 导柱应由外径为219 mm （8 5/8 in）的管子或管材制造。导柱漏斗由外径273 mm×壁厚 13 mm（外径10 3/4 in×壁厚 0.5 in）的钢管或管件焊接制成。
* 钻井所用的导柱（图 2）中的条款 1）的长度最小应为 2440 mm（8 ft）。导柱可以加长，给修井立管下部组件/采油树帽提供导向。

尺寸mm（in），除另有注明外



图中：

1. 导柱
2. 井口头
3. 永久导向基座
4. 导向漏斗
5. 井口装置连接装置

注：导向柱的位置公差相对于井口头孔而定（数据A）；测量方法由制造商予以规定。

图 2 永久导向基座和导柱



图中：

F 来自导向绳的力

M1 弯曲扭矩

M2 弯曲力矩

T 张力

θ 导向绳力作用的角度

图 3 永久导向基座载荷

* + - 1. 功能要求
1. 永久导向基座应允许导管和导向基座之间的角度误差最小为 5º。
2. 导向柱在现场应是可更换的，由潜水员、遥控潜水器或远程操作而不采用焊接。锁紧机构不应因钢丝绳、电缆等的阻碍而意外释放。
3. 导向柱可以开槽或不开槽。针对于开槽的导向柱，应制作装置把外径至少19 mm（3/4 in）的导向绳插入柱子顶部和底部或底部附近的具有止动器的柱子内。
4. 应制作装置把导向绳连在导向柱顶部上。这些装置应能够水下拆卸及重新连接。
5. 永久导向基座和低压导管头之间设有定向装置，防止相对转动。
6. 永久导向基座宜使用自动锁定装置或承载台肩锁紧导管。
7. 应提供专用提升点。
8. 永久导向基座不宜阻碍旁流。
9. 永久导向基座（应设计成带导管头送入或独立使用送入工具。
	1. 导管头
		1. 总则

导管头连接在导管的顶部，形成水下井口的基础。通常可与永久导向基座相连接。

导管头内部设有座放台肩，适合支撑高压井口头和在钻井、完井和修井期间所施加的载荷；外部型面应能支撑在转盘/月池辐式梁内的导管；导管头设有水泥返回通道。图 4所示为典型的导管头型面。

导管头也可包含其他增强的功能，比如岩屑处理、水泥自动停注、刚性锁定等。下井口装置套管之前，可在导管头内悬挂技术套管。旁流孔内可使用环空截止阀，避免水合物进入导管和井口装置套管柱之间的环空。

* + 1. 设计
			1. 载荷

设计宜考虑以下载荷：

* 井口装置载荷；
* 悬吊在月池时的悬挂/拉开载荷；
* 立管力；
* 永久导向基座载荷；
* 环境载荷；
* 阻尼载荷；
* 压力载荷；
* 热载荷。
* 疲劳载荷

导管头和永久导向基座之间接口设计的额定载荷至少应为175000 lbf（780 kN）。



图中：

1 井口装置锁合

2 井口装置座放台肩

3 永久导向基座配件

4 送入工具和回接连接装置准备

5 水泥口（可选）

6 永久导向基座

7 座放台肩

8 中心线

9 导管

图 4 典型导管头

* + - 1. 底部连接

底部接头应满足接头型式和套管载荷要求。

底部焊接端应为全穿透对焊。

* + - 1. 短节

为了便于现场安装，底端连接可在工厂焊接一个短节，用户/购买方和制造商应就短节的设计规范和长度达成一致。

为了便于在安装期间悬挂及在发运和安装期间搬运，可提供搬运和支承吊耳。

* + 1. 试验
			1. 性能验证

导管头承载性能验证可通过载荷试验或数值分析方式进行验证。

试验项点见6.1。

* + - 1. 出厂验收试验

试验项点见6.1。

* 1. 高压井口头
		1. 总则

高压井口头座放在低压导管头之内，悬挂表层和随后的套管柱及油管悬挂器，以及承受外部载荷。防喷器组或水下采油树可通过相匹配的井口装置连接装置和垫环，连接和密封到高压井口头顶部。高压井口头应视为承压件。

图 5 所示为两种型面的典型高压井口头。



芯轴式 毂式

图中：

|  |  |
| --- | --- |
| 1、连接装置型面 | 2、井口头锁合 |
| 3、座放台肩 | 4、垫环型面 |
| 5、送入工具准备 | 6、套管悬挂器/封隔装置密封区域 |
| 7、悬挂器锁合型面 | 8、悬挂器座放台肩 |
| 9、最小孔 | 10、中心线 |
| 11、井口头压力边界 | 12、套管悬挂器密封总成最下部密封元件位置 |

图 5 典型井口头

* + 1. 设计
			1. 设计荷载/条件

设计宜考虑以下载荷：

* 立管力（钻井、生产和修井）；
* 防喷器载荷；
* 水下采油树载荷；
* 压力载荷（内部和外部）；
* 径向载荷；
* 热载荷；
* 环境条件载荷；
* 出油管线载荷；
* 悬挂的套管载荷；
* 导管头反作用载荷（力）；
* 油管悬挂器反作用载荷（力）；
* 液压连接装置载荷；
* 疲劳载荷。
	+ - 1. 连接
				1. 顶部连接

顶部连接宜按照用户的规定为毂式或芯轴式（见图 5 ）。垫环型面应用耐腐蚀材料制造或用耐腐蚀材料堆焊。垫环型面应提供主要和次要两道密封。

* + - * 1. 底部连接

底部接头应符合接头型式和套管载荷的采购要求。

底部焊接端应为全穿透对焊。

* + - * 1. 短节

为了便于现场安装，底端连接可在工厂焊接一个短节，用户/购买方和制造商应就短节的设计规范和长度达成一致。

* + - * 1. 本体贯穿

在井口头压力边界之内，不允许本体贯穿。

* + 1. 尺寸

尺寸要求如下：

1. 井口头最小垂直孔应按照表 13 中的规定。
2. 井口装置压力边界（见图 5）的尺寸应按照制造商的书面规范。

表 13井口装置系统—标准尺寸和型式

|  |  |  |
| --- | --- | --- |
| 系统公称标识 | 高压井口头工作压力 | 最小垂直通径 |
| in；psi | （mm-MPa） | psi | （MPa） | in | （mm） |
| 135/8;10000 | (346-69) | 10000 | （69.0） | 12.31 | （313） |
| 135/8;15000 | (346-103) | 15000 | （103.5） | 12.31 | （313） |
| 163/4;5000 | (425-35) | 5000 | （34.5） | 15.12 | （384） |
| 163/4;10000 | (425-69) | 10000 | （69.0） | 15.12 | （384） |
| 183/4;10000 | (476-69) | 10000 | （69.0） | 17.56 | （446） |
| 183/4;15000 | (476-103) | 15000 | （103.5） | 17.56 | （446） |
| 203/4; 211/4;2000 | (527-540-14) | 15000 | （13.8） | 18.59 | （472） |
| 211/4;5000 | 540-35 | 5000 | （34.5） | 18.59 | （472） |

* + 1. 额定工作压力

井口头压力边界（见图 5 ）的额定工作压力应为5000 psi（34.5 MPa）、10000 psi（69.0 MPa）或15000 psi（103.5 MPa）。

* + 1. 试验
			1. 性能鉴定试验

高压井口头应满足4.2.6中承载、承压性能鉴定试验要求，以验证其结构完整性。

试验项点见6.1。

* + - 1. 出厂验收试验

试验项点见6.1。

* 1. 套管悬挂器
		1. 总则
			1. 压力

水下套管悬挂器安装在每层套管柱上部面，座入高压井口头，悬挂、支承各层管柱。水下套管悬挂器应设计成能通过钻井立管和水下防喷器组，并能支承要求的套管载荷，以及上部防喷器试压所产生的载荷。水下套管悬挂器应视为控压件。

水下套管悬挂器应提供方法把套管载荷和防喷器试验压力载荷传递到高压井口头或已经安装的下部套管悬挂器上。

如有需要，应使用锁合机构来限制套管悬挂器的移动。锁合机构可为环空密封总成或独立总成的一部分。

* + 1. 设计
			1. 载荷

设计时宜考虑以下载荷：

* 悬挂重量；
* 超载提升载荷；
* 内部和外部压力载荷；
* 热载荷；
* 扭转载荷；
* 径向载荷；
* 冲击载荷。
	+ - 1. 螺纹式连接

套管悬挂器下部套管连接螺纹类型应由用户/购买方指定。

如果螺纹类型或材料有要求，套管螺纹宜加涂层以防粘扣，且制造商宜对此作出规定。

* + - 1. 套管悬挂器额定值

用户/购买方应负责选择套管的重量、等级和螺纹。

制造商应基于用户/购买方需求并按照下面的规定，确定套管悬挂器的额定载荷值/额定压力值并。

1. 悬挂能力：

包括悬挂器主体连接的套管螺纹（通常是内螺纹）。

1. 额定压力值：

包括悬挂器主体和悬挂器下端连接的套管螺纹（通常是内螺纹）。

1. 防喷器试验压力：

悬挂器主体上部和环空密封总成可以施加的最大压力。该额定值不包括套管悬挂器下端的套管连接。

1. 支承能力：

套管悬挂器能够传递到高压井口头或下部套管悬挂器的额定载荷。。

* + - 1. 返流通道

设计外部返流通道，以允许固井作业过程中流体经过悬挂器，压降最小，且颗粒度尽可能大。应将每个套管悬挂器返流通道内径、数量及截面总面积形成文件并保存。

* + 1. 试验
			1. 性能鉴定试验

应满足4.2.6中承载、承压性能鉴定试验要求，以验证其结构完整性，以验证悬挂器的结构完整性，该试验不应受套管钢级和螺纹的限制。

试验项点见6.1。

* + - 1. 出厂验收试验

试验项点见6.1。

* 1. 环空密封总成
		1. 总则

水下环空密封总成应视为控压件。

* + 1. 设计
			1. 载荷

产品设计宜考虑以下载荷：

* 固定载荷；
* 热载荷；
* 压力载荷；
* 释放和/或回收载荷。
	+ - 1. 额定工作压力

环空密封总成应具备井筒、环空两个方向密封能力。

井筒方向承压能力定义为环空密封总成额定工作压力，应不低于与其配合的套管悬挂器额定工作压力。

环空方向承压等级可以低于井筒方向承压等级，按照4.1.2.1规定，一般环空方向承压能力可以较井筒方向低一等级。

* + - 1. 锁合

环空密封总成应锁定在套管悬挂器和/或高压井口头上。

* + 1. 应急环空密封总成

应急环空密封总成承压性能要求与环空密封总成一致，密封区域应与正常密封区域不同。

* + 1. 试验
			1. 性能鉴定试验

环空密封总成和应急环空密封总成的性能鉴定试验均应满足4.2.6中承压及压力温度循环性能鉴定试验要求，以验证其密封及承载性。

环空密封总成井筒方向、环空方向的压力试验，应分别按其设计压力等级进行试验。

试验项点见6.1。

* + - 1. 出厂验收试验

试验项点见6.1。

* 1. 套管悬挂器锁合衬套
		1. 总则

套管悬挂器锁合衬套安装在套管悬挂器最顶端，提供以下功能中的一项或多项：

* 对套管悬挂器和环空密封总成加固并防止其垂直移动，从而提高环空密封总成长期密封完整性；
* 提升环空密封总成锁合装置承载能力，比如抵制生产套管热膨胀载荷；
* 将最上部环空密封总成与生产油管和生产套管悬挂器之间的环空隔离；
* 为水下采油树、油管悬挂器或油管头提供密封型面；
* 为油管悬挂器提供锁定型面。

锁合衬套应视为控压件。

锁定套管的设计应能够通过钻井/完井立管和水下防喷器送入。

* + 1. 设计
			1. 设计载荷/条件

设计宜考虑以下载荷：

* 固定载荷；
* 过载提升；
* 内部和外部压力（包括套管膨胀载荷）；
* 热载荷（包括套管膨胀载荷）；
* 扭转载荷；
* 冲击载荷；
* 释放和/或回收载荷；
* 油管悬挂器压力端载荷；
* 油管柱悬挂载荷；
* 防喷器试验载荷。
	+ - 1. 垂直孔

制造商应确定并记录密封锁合衬套的内部和外部压力等级。

注：有些锁合衬套不能密封。

* + 1. 试验
			1. 性能鉴定试验

应满足4.2.6中承压、承载性能鉴定试验要求，以验证其结构完整性。

轴向承载试验可以验证锁合衬套承载能力，包括向上和向下负载试验。

若设计具有密封能力，则锁合衬套应进行相应承压能力试验。验证可以组合进行（轴向载荷与压力），也可以单独进行（轴向载荷和压力）。

试验项点见6.1。

* + - 1. 出厂验收试验

试验项点见6.1。

* 1. 防磨套筒和抗磨补芯
		1. 总则

在套管悬挂器安装之前，防磨套筒主要用于保护井口头内壁，防止钻井及起下钻过程中划伤关键密封面。在套管悬挂器下入之后，安装相应尺寸的抗磨补芯可保护剩余的环空密封面及已安装的环空密封总成/套管悬挂器。

防磨套筒和抗磨补芯通常都不是保压装置。

* + 1. 设计
			1. 设计载荷/条件

设计宜考虑以下载荷：

* 防喷器压力试验载荷；
* 径向载荷；
* 钻杆悬挂载荷；
* 回收负荷；
* 抗旋转负载。
	+ - 1. 最小垂直孔

用于全开井眼保护装置和抗磨补芯的最小垂直孔应按照表 14 的规定。符合该要求的防磨套筒和抗磨补芯应称作全开孔设备。也可提供更小的垂直井眼。

* + - 1. 剖面

抗磨补芯和孔保护器的顶部和底部应设有导向斜面，以避免钻头或工具起下时挂住。防旋转为可选功能。

表 14 防磨套筒的最小垂直孔

|  |  |
| --- | --- |
| 防喷器组尺寸 | 最小垂直孔 |
| mm（in） | mm（in） |
| 346（135/8） | 312（12.31） |
| 425（163/4） | 384（15.12） |
| 476（183/4） | 446（17.56） |
| 527～540（203/4 ～211/4） | 472（18.59） |

* + - 1. 额定工作压力

防磨套筒和抗磨补芯通常不设计为承压件。

* + - 1. 锁合/防旋转

抗磨补芯和防磨套筒应设计为锁合到位且按要求防旋转。制造商应书面规定锁合、回收和防旋转设计载荷。

* + 1. 材料

防磨套筒和抗磨补芯所用的材料应符合制造商的书面规范。

* + 1. 出厂验收试验

试验项点见6.1。

1. 工厂试验
	1. 总则

本章节规定了水下井口装置典型部件工厂试验相关要求，可用于性能鉴定试验或出厂验收试验。

水下井口装置试验应满足表 15 规定。

表 15 水下井口装置试验项点要求

|  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- |
| 序号 | 部件名称 | 性能鉴定试验 | 出厂验收试验 |
| 1 | 临时导向基座 | 通径试验（6.10）层叠试验 | 通径试验（6.10）层叠试验 |
| 2 | 永久导向基座 | 通径试验（6.10）层叠试验 | 通径试验（6.10）层叠试验 |
| 3 | 导管头 | 通径试验（6.10）层叠试验载荷试验（或工程分析） | 通径试验（6.10）层叠试验 |
| 4 | 高压井口头 | 静水压试验（6.6）压力循环试验（6.7）气密试验（PSL3G，6.8）载荷试验（或工程分析）通径试验（6.10）层叠试验 | 通径试验（6.10）层叠试验静水压试验（6.6） |
| 5 | 套管悬挂器 | 静水压试验（6.6）压力循环试验（6.7）气密试验（PSL3G，6.8）载荷试验（或工程分析）通径试验（6.10）层叠试验 | 通径试验（6.10）层叠试验 |
| 6 | 环空密封总成 | 静水压试验（6.6）压力循环试验（6.7）气密试验（PSL3G，6.8）温度及压力循环试验（6.9）载荷试验（或工程分析）通径试验（6.10）层叠试验 | 通径试验（6.10）层叠试验 |
| 7 | 应急环空密封总成 | 静水压试验（6.6）压力循环试验（6.7）气密试验（PSL3G，6.8）温度及压力循环试验（6.9）载荷试验（或工程分析）通径试验（6.10）层叠试验 | 通径试验（6.10）层叠试验 |
| 8 | 套管悬挂器锁合衬套 | 静水压试验（6.6）压力循环试验（6.7）气密试验（PSL3G，6.8）载荷试验（或工程分析）通径试验（6.10）层叠试验 | 通径试验（6.10）层叠试验 |
| 9 | 防磨套筒 | 载荷试验（或工程分析）通径试验（6.10）层叠试验 | 通径试验（6.10）层叠试验 |
| 10 | 抗磨补芯 | 载荷试验（或工程分析）通径试验（6.10）层叠试验 | 通径试验（6.10）层叠试验 |

* 1. 试验顺序

本节规定的试验顺序应按符合下列要求：

a) 第一项压力试验应是本体静水压试验；

b) 气压试验应在静水压试验通过之后且试验装置不重新拆装的情况下进行；

c) 通径试验应在所有规定压力试验和功能试验完成之后进行。

* 1. 泄漏检测

对于静水压或气体试验，可见泄漏应是在保压期间观察到的任；任何试验流体释放，在升压或泄压期间释放的流体不应视为可见泄漏。

可见泄漏应直接观察，包括通过窗口或视频设备。如果使用视频设备，应保持足够的分辨率和亮度，以确定可能发生的泄漏。

* 1. 文件要求

设计确认试验档案应包含或参照下列资料：

1. 被试验产品的完整标志或信息；
2. 试验方案或程序；
3. 试验装置信息，校准及维护记录；
4. 试验装置、产品和密封件或试样尺寸及材料信息，宜标明测量温度和压力的位置；
5. 所有试验数据，包括试验完成日期、试验次数、试验介质、实际试验条件（压力、温度等）、可见泄漏或其他验收参数；
6. 试验结果和试验后的检查结论。
	1. 静水压试验
		1. 一般要求

所有静水压试验都应符合本节的要求。

试验介质应为水或带添加剂的水。

保压期应在试件和压力测量/记录装置已经与压力源隔离，以及本体外表面已经完全干燥以后开始。

压力试验应在待测产品充填油脂之前进行。装配中允许使用润滑剂。

压力试验应在待测产品涂漆前进行，但如果本体和其他承压件是由锻造材料制成的，则试验可在涂漆后完成。

* + 1. 试验压力

所有静水压试验压力值应为1.5倍产品额定压力。

* + 1. 试验程序

本体静水压试验应包括三部分：

a) 待测装置加压至试验压力，初始保压期；

b) 压力降至零；

c) 待测装置加压至试验压力，第二次保压期。

试验结束后，试件的压力应降至零。

保压期的持续时间应按表 16 的规定。

表 16 静水压试验的保压期

|  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- |
|  | PSL1 | PSL 2 | PSL 3 | PSL3G |
| 本体静水压试验 | 初始保压期第二次保压期 | 3min3min | 3min3min | 3min15min | 3min15min |

* + 1. 验收准则

a) 保压期间，装置不应有可见渗漏。

b) 保压期间，每小时压降不得超过3%或3.45MPa(500psi)，取其较小者。初始试验压力不得大于规定的试验压力的5%。在整个保压期，监测压力不应低于规定的压力。

c) 压力试验结束后，试验产品不应有不符合其他性能要求的永久变形。管柱型部件最小内径不应小于设计通径。

* 1. 压力循环试验
		1. 一般要求

试验介质应为水或带添加剂的水。

压力循环试验应在静水压试验通过以后再进行。

压力循环试验应在待测产品充填油脂之前进行。装配中允许使用润滑剂。

压力循环试验应在待测产品涂漆前进行，但如果本体和其他承压件是由锻造材料制成的，则试验可在涂漆后完成。

* + 1. 试验压力

压力循环试验应包括两大部分：

静水压试验环节，试验压力应为1.5倍产品额定工作压力；

压力循环试验环节，试验压力应为产品额定工作压力。

* + 1. 试验程序

压力循环试验应包括三个步骤：

a) 一次静水压试验（6.6）；

b）压力循环试验，待测装置加压至额定工作压力，然后减压至试验压力的1%或以下，如此循环3次，每个压力循环无需保压；

c) 一次静水压试验（6.6）。

* + 1. 验收准则

a) 保压及压力循环期间，装置不应有可见的渗漏。

b) 保压期间，每小时压降不得超过3%或3.45MPa(500psi)，取其较小者。初始试验压力不得大于规定的试验压力的5%。在整个保压期，监测压力不应低于规定的压力。

c) 压力试验结束后，试验产品不应有不符合其他性能要求的永久变形。管柱型部件最小内径不应小于设计通径。

* 1. 气压试验
		1. 一般要求

所有的气压试验应符合本章节的要求。

本体气压试验要求不适用于 PSL1 和 PSL2级产品。

试验介质应是空气、氮气或在试验压力下保持在气相中的气体混合物。

气压试验应在环境温度下且实验装置（或所有潜在泄漏点/排气孔）完全浸没在水中进行。

保压开始前，试件和压力测量/记录仪器应与压力源完成隔离。

压力试验应在待测产品充填油脂之前进行。装配中允许使用润滑剂。

压力试验应在待测产品涂漆前进行，但如果本体和其他承压件是由锻造材料制成的，则试验可在涂漆后完成。

* + 1. 试验压力

所有气压试验压力值应为产品额定压力。

* + 1. 试验程序

气压试验应包括一次不少于 15min 的保压期。

* + 1. 验收准则

a) 保压期间，水中应无任何可见泄露（气泡）。。

b) 保压期间，每小时压降不得超过3%或3.45MPa(500psi)，取其较小者。初始试验压力不得大于规定的试验压力的5%。在整个保压期，监测压力不应低于规定的压力。

c) 压力试验结束后，试验产品不应有不符合其他性能要求的永久变形。管柱型产品最小内径不应小于设计通径。

* 1. 压力温度循环试验
		1. 一般要求

本试验程序主要用于PR2级产品试验。

试验介质应是空气、氮气或在试验压力下保持在气相中的气体混合物。

温度测量设备应安装于试验装置的13mm（0.5in）通孔内，与试验装置接触且距封闭腔体流体润湿表面距离不超过13mm（0.5in）。

试验环境温度范围应介于4℃-50℃（40℉-120℉）。

如适用，设计确认试验应在全尺寸产品，或代表被验证最终产品的相关元件所规定尺寸的装置上进行。

* + 1. 试验压力及温度

试验压力应为产品额定压力。

试验温度范围应依据产品额定温度等级确定，高、低温度分别为设计温度等级上、下限。

* + 1. 试验程序

压力温度循环试验应遵循下列程序（见图 6 ），共包括三次热循环：第一次温度循环是步骤a）到e）；第二次热循环是步骤f）到j）；第三次热循环是步骤k）到o）。



图 6 试验程序

a) 试验开始，在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1h，而后泄压。

c) 降温至最低温度。

d) 施加试验压力，至少保压1h，而后泄压。

e) 升温至4℃-50℃（40℉-120℉）。

f) 在4℃-50℃（40℉-120℉）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1h。

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1h。

j) 升温至4℃-50℃（40℉-120℉），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1h，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4℃-50℃（40℉-120℉）。

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，试验结束。

规定的保压期应是最少的保压时间。保压期应在压力和温度已呈稳定、试验装置与压力源隔离以后开始计时：

1. 压力稳定：每小时压力的变化不大于试验压力的 5％或 3.45MPa/h（500 psi/h）时（取其较小者），应认为压力稳定。
2. 温度稳定：每分钟的温度变化值小于 0.5℃/min（1 ℉/min）时，应认为温度稳定。
	* 1. 验收准则

保压期间，每小时压降应小于试验压力的 5％或 3.45MPa（500 psi），择其小者。初始试验压力不得大于规定的试验压力的5%；整个保压期内，监测压力不应低于规定的压力，温度应保持或超过规定值，但不应超过规定值 11℃（20 ℉）以上

整个试验过程连续且所有保压环节均满足验收要求，任一保压环节不满足要求，则试验不予通过。

* 1. 通径试验

压力试验完成后进行通径试验。

井筒工具通过的垂直管段应使用满足 ISO10423 规定的通径规验证。

其他不允许使用通径规的结构可以用其他方法验证通径，比如使用通过校准的内窥镜和目测。

1. 装置标识
	1. 标识要求

应在水下井口装置外表面予以标识。标识信息包括：

* 装置名称或编号；
* 生产序列号；
* 规格型号；
* 性能等级（如需要）；
* 净重（如需要）；
* 尺寸（如需要）；
* 连接螺纹扣型（如需要）。

应在水下井口装置运输包装外表面予以标识。标识信息包括：

* 用户/采购方信息；
* 装置名称或编号
* 生产序列号；
* 出厂编号或日期；
* 规格型号（如需要）；
* 净重（如需要）；
* 尺寸（如需要）。

注：通过气压试验的PSL3级装置可以标记 “PSL3G”。

* 1. 标识方法

水下井口装置外表面标识应在指定区域制作，可使用低应力钢印制作（圆点、虚线或圆头V 形），普通尖头V 形钢印只在低应力区使用；也可使用激光打印或喷涂方式制作。

水下井口装置外包装标识应采用印制、喷涂方式，也可直接粘贴具备防水功能的信息单。

* 1. 螺纹标识

螺纹类型标识应包括以下内容：

* 管线管： LP
* 套管(短圆螺纹)： STC
* 套管(长圆螺纹)： LC
* 套管(偏梯形螺纹)： BC
* 套管(直连型)： XC
* 油管(不加厚)： NU
* 油管(外加厚)： EUs
	1. 硬度标识

若端部及出口连接需要进行硬度检测，实际硬度检测值应打印在靠近试验位置的零件上或由制造商记录。

1. 贮存和发运
	1. 清洁

所有装置贮存与运输前，应按照制造商的书面规范清洁干净并予以润滑。

* 1. 防锈

在发运之前，装置外露金属表面（除非另有规定，如阳极或铭牌）应按照ISO 10423进行保护。CRA表面不需要防腐蚀。

若试验之后部件涂层有损伤，宜在贮存或发运之前对涂层进行修补。

* 1. 密封面保护

装置发运过程中，应防护裸露密封件、密封表面。运输箱的设计应确保在发运或贮存期间设备不会被搁在任何密封件或密封表面上。单件密封件应单独装箱或包装。

* 1. 合成橡胶老化控制

应将合成橡胶材料适宜的贮存环境、老化控制程序和防护方面有关的说明形成文件。设备上不得使用过期橡胶配件。

* 1. 发运

应制定并提供文件化的程序以确保装置的运输安全。

* 1. 装配、安装和维护说明书

应将装置现场装配、安装和维护有关说明形成文件，规定安全操作程序和作法。

1. 采购指南

**（资料性）**

* 1. 总则

附录A为水下井口装置的查询和购买提供指导和建议。

* 1. 产品规范等级

产品规范等级适用于本文件规定的所有承压、控压件和成套装置。采购方负责确定产品规范等级。产品规范等级的选择取决于设备是ISO 10423中定义的主要设备还是次要设备。本文件中主要设备至少应包含：高压井口头、套管悬挂器、环空密封总成等。

选择的推荐作法如图A.1所示。

— PSL 2：推荐用于一般（非酸性）用途，工作压力不超过34.5 MPa（5000 psi）。推荐用于工作压力不超过69.0MPa（10000 psi）的次要设备；

— PSL 3：推荐用于酸性环境、所有工作压力的主要设备和压力超过 34.5MPa（5000 psi）一般用途的主要设备；推荐用于酸性或一般用途，压力超过 69MPa（10000 psi）或最高温度等级超过121℃（250℉）的主要和次要设备。导致用户考虑PSL3而不是PSL2的其他因素包括水深、封存流体或注入流体的成分、现场基础设施、维修难度、危险验收、环境的敏感性、现场有效寿命等。

— PSL3G：与PSL3推荐作法相同，另外还包括产气、具有高气油比或用于注气的井。

— PSL4S：预留给高温高压设备使用。

[[2]](#endnote-1)

图 A.1 水下设备的产品规范等级决策图

* 1. 材料级别

采购方可通过考虑下面列出的各种环境因素和生产参数，确定材料级别：

a） 压力；

b） 温度；

c） 产出（注入）液组成（尤其是CO2、H2S、氯化物等）；

d） 水或海水的 pH；

e） 安装或操作过程中在海水中裸露；

f） 使用防垢剂、防蜡剂、耐腐蚀剂或其他型式的抑制剂；

g） 酸化处理的可能性和酸溶液浓度；

h） 预期产量；

i） 出砂和其他潜在的侵蚀；

j） 预期的使用寿命；

k） 会影响压力、温度或流体含量的将来操作；

l） 风险分析。

注：腐蚀、应力腐蚀开裂、侵蚀腐蚀和硫化物应力开裂均受到环境因素和生产参数相互作用的影响。未列出的其他因素也会影响流体腐蚀性。

* 1. 数据表
		1. 总则

A.4为水下井口装置的查询和购买提供了推荐的数据表。

该数据表是为了收集使用水下井口装置的主要信息，其目标包括：

* 帮助采购方决定合适的设备；
* 协助用户/采购商向制造商传达设计、生产设备的需求和要求；
* 促进关于用户/购买方需求的沟通，以及供应商优选。
	+ 1. 井口装置数据表

a）水位与水深

|  |  |  |
| --- | --- | --- |
|  | 描述 | 注释 |
| 井数 |  |  |
| 井标识 |  |  |
| 井位 | 区块：X 坐标：Y 坐标： | 纬度：经度： |
| 水深 | m（ft） |  |
| 海床温度 | ℃（℉） |  |

b）油藏流量和压力

|  |  |  |
| --- | --- | --- |
|  | 描述 | 注释 |
| 井口流压（所有井口装置） | MPa（psi） |  |
| 井口温度 | ℃（℉） |  |
| SIWP | MPa（psi） |  |

c）海洋数据

|  |  |  |
| --- | --- | --- |
|  | 描述 | 注释 |
| 流速与水深 | 水深 速度m（ft） m/s（ft/s） |  |
| 流向 | □ 沿着波浪□ 其他说明： |  |
| 有效波高和最大波高 | *H*S： m（ft）*H*max： m（ft） |  |
| 波的周期 | *T*P： sec |  |
| 波谱 | □ Jonswap□ Pierson—Moskowitz□ 其他说明： |  |

d）钻探方案

|  |  |
| --- | --- |
| 钻井船类型 | 完井方案 |
| □ 自升式钻井平台□ 锚泊半潜式□ 半潜式动力定位□ 锚泊式钻井船□ 动力定位钻井船□ 轻型修井其他说明： | □ 钻井和完井□ 钻井、弃井和完井□ 对以前钻的井进行完井其他说明： |

e）井口装置接口

|  |  |  |
| --- | --- | --- |
|  | 基本要求 | 选项 |
| 井口装置类型 | □ 泥线悬挂□ 水下 | □ 其他说明： |
| 井口装置尺寸 | □ 18-3/4″ | □ 16-3/4″□ 其他说明： |
| 井口装置的额定工作压力 | □ 69.05MPa（10000 psi）□ 103.5MPa（15000 psi） | □ 其他说明： |
| 井口装置顶部型面 | 具体说明 |  |
| 井口头密封圈类型 | 具体说明 |  |
| 浅水流动系统？ | □ 否 | □ 是。规定的表层套管尺寸： |
| 刚性锁紧/预载高压本体 | □ 否 | □ 是 |
| 导向 | □ 导向绳（GL） | □ 无导向绳（GLL）□ 漏斗向上（GLL）□ 漏斗向下（GLL）□ 无导向绳定位，说明： |
| 表层套管的安装 | □ 钻孔，要求临时导向基座□ 射孔，要求喷射工具□ 继续钻进工具 | □ 其他说明：□ 尺寸（外径/壁厚）说明： |
| 在底盘上？ | □ 否 | □ 是，说明： |
| 套管组 | □ 20″×13-3/8″×9-5/8″□ 20″×13-3/8″×10-3/4″□ 提供井口图 | □ 其他说明：说明生产套管尺寸： |
| 套管螺纹轮廓（类型） | □ 偏梯形 | □ 其他说明： |
| 悬挂在井口的水下泥线悬挂器的数量和尺寸 | □ 提供井口图 | □ 其他说明： |
| 悬挂在井下的衬管悬挂器的数量和尺寸 | □ 提供井口图 | □ 其他说明： |
| 套管悬挂器锁合衬套？ | □ 是□ 否 |  |
| 预期的油管悬挂器完井 | □ 井口装置内□ 单独的油管头□ 锁合衬套 | □ 卧式采油树□ 其他说明： |
| 井口偏移角度（垂直方向） | □ 提供井口图 | □ 其他说明： |
| 从泥线至表层套管或高压井口头顶部的距离 | □ TGB堆叠高度□ 10-15ft（3-4.6m） | □ 其他说明： |
| 预期的海底水合物 | □ 是□ 否 |  |
| 低压出口延伸 | □ 是□ 否 | □ 有关闭阀□ 其他说明： |
| 海洋钻井立管载荷（如：常规、极端、事故及疲劳）及负荷组合 |  |  |

--`,,```,,,,````-`-`,,`,,`,`,,`---

1. [↑](#endnote-ref-0)
2. [↑](#endnote-ref-1)