

指导性文件
GUIDANCE NOTES
GD10-2020



中国船级社

海洋立管系统检验指南

2020

生效日期：2020年6月1日

北京

目 录

第 1 章 总则	- 1 -
第 1 节 一般规定	- 1 -
第 2 节 定义	- 1 -
第 3 节 缩写和符号	- 9 -
第 4 节 接受标准	- 12 -
第 2 章 检验与发证	- 15 -
第 1 节 一般规定	- 15 -
第 2 节 设计审查	- 15 -
第 3 节 产品检验	- 18 -
第 4 节 建造中检验	- 21 -
第 5 节 保持证书有效的检验	- 23 -
第 6 节 建造后的初次检验	- 24 -
第 3 章 设计基础数据	- 25 -
第 1 节 一般规定	- 25 -
第 2 节 环境数据	- 25 -
第 3 节 内部流体数据	- 27 -
第 4 节 浮体数据	- 27 -
第 5 节 立管系统数据	- 27 -
第 6 节 其它要求	- 28 -
第 4 章 立管系统设计	- 29 -
第 1 节 一般规定	- 29 -
第 2 节 载荷与工况	- 31 -
第 3 节 结构设计衡准	- 33 -
第 4 节 材料选择	- 39 -
第 5 节 总体布置	- 40 -
第 6 节 防腐设计	- 40 -
第 7 节 防污设计	- 41 -
第 8 节 磨损和冲蚀	- 41 -
第 9 节 保温设计	- 42 -
第 10 节 机械损伤防护	- 42 -
第 11 节 通径要求	- 42 -
第 12 节 ROV 兼容性	- 42 -
第 13 节 系统界面	- 42 -
第 14 节 作业限制和应急操作	- 43 -
第 15 节 监测和控制	- 44 -
第 16 节 检测、维护和修理	- 45 -
第 17 节 试验	- 46 -

第 18 节	安装方案设计	- 46 -
第 19 节	部件设计	- 47 -
第 5 章	各类立管系统的特殊要求	- 49 -
第 1 节	钢悬链线式立管系统的特殊设计要求	- 49 -
第 2 节	顶部张紧式立管系统的特殊设计要求	- 51 -
第 3 节	挠性立管系统的特殊设计要求	- 52 -
第 4 节	混合立管系统的特殊设计要求	- 53 -
第 6 章	总体分析	- 58 -
第 1 节	一般规定	- 58 -
第 2 节	强度分析	- 58 -
第 3 节	波致疲劳分析	- 59 -
第 4 节	涡激振动疲劳分析	- 59 -
第 5 节	涡激运动致疲劳分析	- 60 -
第 6 节	干涉分析	- 61 -
第 7 节	安装可行性分析	- 61 -
第 8 节	其它分析	- 62 -
第 7 章	局部分析	- 63 -
第 1 节	一般规定	- 63 -
第 2 节	工程临界评估	- 63 -
第 3 节	浮筒分析	- 63 -
第 4 节	立管基础分析	- 64 -
第 5 节	其它结构部件分析	- 65 -
第 8 章	材料和制造检验	- 66 -
第 1 节	一般规定	- 66 -
第 2 节	材料	- 66 -
第 3 节	管材	- 67 -
第 4 节	外涂层	- 68 -
第 5 节	其它部件	- 68 -
第 9 章	海上安装	- 70 -
第 1 节	一般规定	- 70 -
第 2 节	安装设计	- 70 -
第 4 节	预调查	- 71 -
第 5 节	安装检验	- 71 -
第 6 节	预调试	- 71 -
第 7 节	后调查	- 71 -
第 8 节	完工文件	- 72 -
第 10 章	超设计年限使用	- 73 -
第 1 节	一般规定	- 73 -
第 2 节	具体要求	- 73 -

第1章 总则

第1节 一般规定

1.1.1 一般要求

1.1.1.1 本指南的目的是为海洋立管（简称立管）系统的检验提供依据，包括设计、制造、安装及在役期间的检验规则和技术要求。

1.1.1.2 本指南包含了对立管系统和各类立管系统中主要部件的技术要求。除本指南的规定外，各个部件还应满足相应公认技术标准中的适用要求。

1.1.1.3 立管系统应符合本指南和/或业主规定的规范标准的适用要求，同时还应满足当地主管机关的有关要求。

1.1.2 适用范围

1.1.2.1 本指南适用于海上油气开发中连接海上浮式装置/单点系泊装置的立管系统，功能上包括用于永久性操作（如生产、外输、输入、注入）的立管，也包括用于临时性操作（如钻井、完井、修井）的立管。对于非油气应用的其它立管，可参考本指南中适用的相关要求。

1.1.2.2 对于海上移动平台/钻井船上采用水下防喷器形式的低压钻井立管系统，应符合我社《海上钻井装置检验指南》的适用要求，相关分析方法也可参考本指南中的适用要求。

1.1.2.3 用于固定平台（如导管架平台）上的立管，作为海底管道系统中的附属构件，应符合我社《海底管道系统规范》和/或业主规定的规范标准的适用要求。

1.1.2.4 根据立管的类型和材料，本指南适用的立管类型包括钢悬链线式立管、顶部张紧式立管、挠性立管和混合立管，管材类型包括钢管和钢质铠装层的非粘结挠性管。非粘结挠性管的具体要求可参见 API Spec 17J 和 API RP 17B。采用钛合金材料、复合材料等特殊材料的立管应符合业主规定的相应公认标准中的适用技术要求。

1.1.2.5 本指南适用于新建立管系统、现有立管系统的改造以及重新应用于不同浮式装置或作业区域的现有立管系统。

1.1.2.6 动态脐带缆的总体分析及其内部钢质液压管的结构设计，也可参考本指南中的适用要求。

1.1.3 等效与免除

1.1.3.1 对于与本指南要求（包括接受标准的要求）不一致的设计规定，如以书面文件证明或表明其至少与本指南要求具有同等的安全水平，并经合同各方及本社同意，可予以接受以替代本指南的相应要求。

1.1.3.2 对于具有新功能、新特性和新颖结构形式的立管系统，如应用本指南的任何规定可能严重妨碍其安全使用时，经本社同意，可免除该规定。

1.1.4 风险评估的应用

1.1.4.1 如果业主、作业者、设计者或其它机构欲通过风险评估对立管系统进行设计、制造或操作，经本社对其风险评估文件进行审核认为满意之后，则风险评估中采用的风险控制方案及措施可代替本指南的全部或部分规定。

第2节 定义

1.2.1 定义

1.2.1.1 本指南中所用定义如下：

(1) 浮式结构物 floating structure

系指由浮力支撑满载重量的结构物。

(2) 海上浮式装置 offshore floating installation

系指浮于水面且长期系泊于海上的用于油、气处理，储存及装卸及其它作业用途的海上设施。

(3) 单点系泊装置 single point mooring installation

系指一个系泊和转运装置，在海底管道和浮式结构物（海上浮式装置、油船等）间提供联系，需要时可供输送流体货物用，浮式结构物可系固在上面，且在环境载荷作用下，所系浮式结构物能绕系泊点转动。

(4) 海洋立管 marine (offshore / subsea) riser

系指连接浮式结构上的生产或钻井设备与海底管道、水下设施的管道，简称为立管。立管在功能上包括永久作业的生产/外输/输入/注入立管，也包括临时作业的钻/修/完井立管。对于钻/修/完井立管，也称钻/修/完井隔水管。

(5) 立管系统 riser system

系指由立管及相关部件所集成的系统。

(6) 立管部件 riser component

系指构成立管的部件，为立管系统中的任何可能承受内部流体压力的部分，包括立管主管（立管管子）、法兰、连接器、应力节、挠性接头、球型接头、张力节、伸缩节、阀门等。

(7) 部件 component

系指构成立管系统的部件。通常，可包括以下种类的部件：

①用于流体输送的部件：

a、立管管段，如标准立管单根、短节、应力节、挠性接头、张紧节、龙骨节、挠性管等；

b、机械连接器，如接头、端部连接器、端部配件；

c、阀门，如球型阀、闸阀、止回阀、注入阀等；

②用于支撑和外部载荷控制的部件：

a、立管张紧系统；

b、顶部托篮结构；

c、补充浮力装置，如浮力模块、浮筒等；

d、挠曲控制装置，如挠性接头、球形接头、应力节、龙骨节、弯曲加强器、弯曲限制器；

e、安装在立管上的结构支撑构件，如张紧环、支架等；

f、调节水动力载荷的装置，如 VIV 抑制装置等；

③立管解脱装置，如快速解脱连接器、立管下部总成、挠性管快速解脱系统等；

④立管监控系统：

a、监测系统，如立管位置、角度、张力、应变、振动监测系统等；

b、控制系统，如调节立管顶部张力或位置的控制系统、水下执行机构的控制系统

等；

⑤导向装置，如立管导向臂、导向钢丝、导向结构（导向基座或井口基盘）等；

⑥防止或清除海生物的相关部件，如防污涂层、可移动的除污设备等；

⑦机械损伤防护装置，如保护网、结构框架等；

⑧保温的相关材料；

⑨防腐相关材料，如涂层、牺牲阳极等。

(8) 承压部件 pressure-containing component (part)

系指在预期功能失效时会导致流体泄漏到环境中的部件。如标准管子、应力节、挠性接头、连接器、表面井口头等立管部件。

(9) 主承载部件 primary load-carrying component (part)

系指在当预期功能失效时会损害立管管柱完整性的部件。如张紧器、浮筒、顶部总成、立管基础、立管部件等。

(10) 生产立管 production riser

系指将由油藏生产出的流体从水下井口头、海底管道或其它水下结构(如PLET、PLEM)输送至该浮式结构的立管。生产立管也可用于修井、完井、注入和其它目的。

(11) 注入立管 injection riser

系指将流体从该浮式结构输送至水下井口头、海底管道或其它水下结构(如PLET、PLEM)以维持油藏压力或其它生产目的的立管。

(12) 外输立管 export riser

系指将经过油气处理后的流体(油、气、水或以上几种混合)从该浮式结构输送至下游其它设施(如平台或海底管道)的立管。

(13) 输入立管 import riser

系指将经过油气处理后的流体(油、气、水或以上几种混合)从其它设施(如平台或海底管道)输送至该浮式结构的立管。

(14) 钻井立管 drilling riser

系指钻井和修井作业时使用的立管。钻井立管的主要功能包括提供浮体至井的流体输送通道、支撑辅助管线/导向工具/钻柱、下放和回收BOP等,也可以用于完井和测井。

(15) 修井立管 workover riser

系指用于修井作业的立管。

(16) 完井立管 completion riser

系指用于完井作业时的立管。

(17) 永久性立管 permanent riser

系指在安装后放置很多年直至后续回收的立管,如生产立管、注入立管、外输立管、输入立管和极端条件下不允许解脱的钻井/修井立管(如TLP、SPAR上的钻井/修井立管)。

(18) 临时性立管 temporary riser

系指间歇性地用于有限作业时间,可以在恶劣环境条件下回收的立管。

(19) 钢悬链线式立管 steel catenary riser

系指以悬链线形状连接至浮式装置的钢质立管,可看作海底管道的延长段。钢悬链线式立管可用于生产、外输、输入和注入用途。

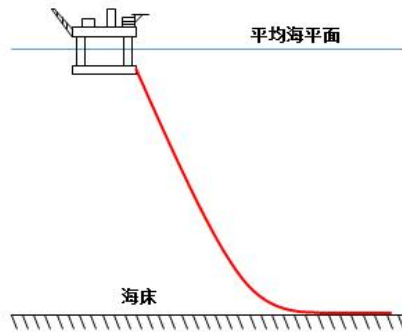


图 1.2.1.1-1 典型钢悬链线式立管构型示意图

(20) 顶部张紧式立管 top tensioned riser

系指由顶部张力支撑而保持垂直或近似垂直的立管，立管和浮体可在垂直方向上发生相对运动并约束在水平方向的相对运动。顶部张紧式立管可用于生产、外输、输入、注入、钻井、修井和完井用途。

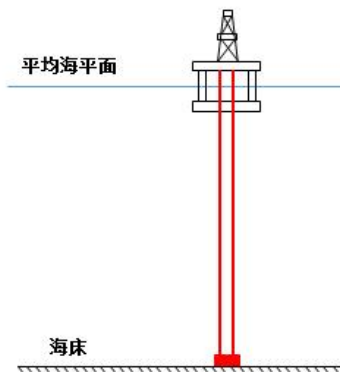


图 1.2.1.1-2 典型顶部张紧式立管构型示意图

(21) 挠性立管 flexible riser

系指由挠性管构成的连接浮式装置至海底管道/海底设施的立管。挠性立管可用于生产、外输、输入和注入用途。

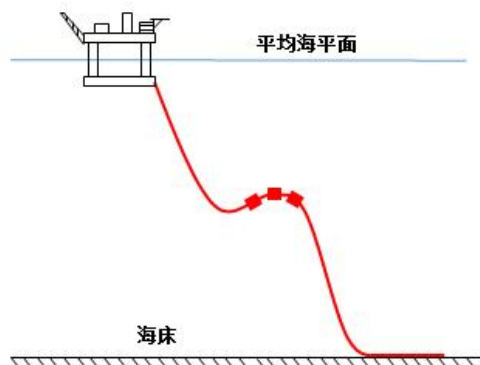


图 1.2.1.1-3 典型挠性立管构型示意图

(22) 混合立管 hybrid riser

系指以由浮筒提供顶部张力的钢质立管部分和连接该部分立管与浮式装置的挠性跨接管所组成的立管。钢质立管部分可以是垂直张紧形式，底部通过桩基础锚固于海底；也可以

是悬链线形式，底部直接连接海底管道或其他海底设施。混合立管可用于用于生产、外输、输入和注入用途。钢质立管部分为垂直张紧形式的混合立管，也称自由站立式立管。

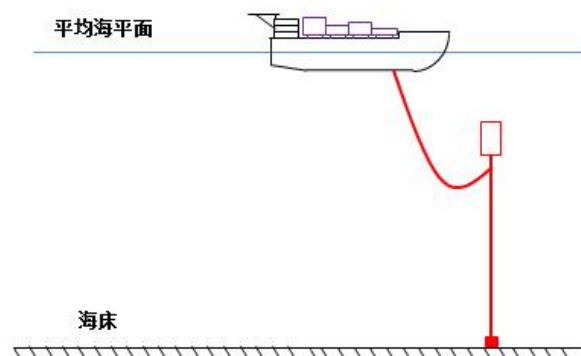


图 1.2.1.1-4 典型混合立管构型示意图

(23) 顶部张紧式立管系统 top tensioned riser system

顶部张紧式立管系统一般包括立管张紧系统、标准立管单根、短节、应力节、张力节、浮力模块、回接连接器、导向装置、防腐系统、监控系统等。

(24) 钢悬链线式立管系统 steel catenary riser system

钢悬链线式立管系统一般包括自立管顶部接头的托篮结构至海底与海底管道/PLET/PLEM 连接处之间的所有部件。

(25) 挠性立管系统 flexible riser system

挠性立管系统一般包括自 I 型管至海底与海底管道/PLET/PLEM 连接器之间的所有部件，如挠性管管体、端部配件、弯曲限制器、弯曲加强器、喇叭口、浮力模块、水下浮筒及其筋键/基础、阴极保护、监测系统等。

(26) 混合立管系统 hybrid riser system

混合立管系统按照形式一般可分为自由站立式混合立管、混合立管塔、浮力支撑系统混合立管、混合悬链线立管等类型。每种类型的混合立管系统具有不同的组成部件，可详见本指南第 5.4.2 条的介绍。

(27) 立管主管（立管管子） riser main tube (riser pipe)

系指构成立管单根的主要通道的管子。

(28) 油管 tubing

系指用于井内的管子，将流体从井的生产地层引导到水下或水上采油树。

(29) 环空 annulus

系指外管与内管之间的空间。

(30) 立管单根 riser joint

系指一段包括立管主管、两端安装的公/母接头、辅助管线以其支撑结构等的立管管柱。

(31) 标准立管单根 standard riser joint

系指标准长度的立管单根，根据浮式装置上放置立管单根的设备尺寸和立管搬运设备的能力等而定。

(32) 短节 pup joint

系指长度比标准立管单根短的立管单根。

(33) 不带浮力模块的立管单根 slick joint

系指没有安装浮力模块的标准长度的立管单根。

(34) 带浮力模块的立管单根 buoyancy joint

系指安装有浮力模块的标准长度的立管单根。

(35) 张紧节 tension joint

系指将垂直立管连接于浮体上张紧系统的一种特殊立管单根。

(36) 张紧环 riser tensioner ring

系指张紧节与张紧器的连接点。

(37) 伸缩节 telescopic joint (slip joint)

系指带有内筒和外筒的特殊立管单根，内筒和外筒之间具有密封机构。当浮体运动时，通过伸缩节内筒与外筒之间的相对移动以补偿立管管柱的长度。

(38) 龙骨节 keel joint

系指设计用于抵抗立管与月池底部之间接触的特殊立管单根。

(39) 应力节 stress joint

系指设计为变截面形式的特殊立管单根，以控制曲率和减小局部弯曲应力。

(40) 挠性接头 flex joint

系指由钢材和合成橡胶制成的总成，可允许一定程度的相对转动，以减小立管端部弯矩。

(41) 球型接头 ball joint

系指一种球窝式的总成，可安装在立管管柱上以减少局部弯曲应力。

(42) 抱领 hold collar

系指用于立管安装/维修的悬挂法兰，通常位于挠性接头延伸段等位置。

(43) 连接器 connector

系指用于连接立管相邻部件的机械装置。连接器包括连接两节立管单根的接头、立管顶部连接器和立管底部连接器。连接器的类型通常有螺纹式、法兰式、卡箍式和爪式。

(44) 接头 coupling

系指两节立管管子首尾连接的机械装置。接头也可能设计对节流/压井管线、辅助管线、浮力模块提供支撑。

(45) 端部连接器 end-connector

系指用于连接立管与水上设备(如水上采油树)的顶部连接器和连接立管与海底设备(如水下井口)的底部连接器。其中，底部连接器通常具有可更换的密封总成和锁紧装置，可以通过遥控方式在海底进行装配。

(46) 回接连接器 tie-back connector

系指一种通过液压操作进行金属与金属之间密封的水下连接器。

(47) 立管管柱 riser string

系指下放的所有立管单根的总成。

(48) 辅助管线 auxiliary line

系指装在立管主管内侧或外侧的刚性管线（不包括节流/压井管线），如液压控制管线、钻井液加压管线、浮力控制管线。

(49) 立管张紧系统 riser tensioner system

系指为立管管柱提供顶部张力和立管与浮体之间升沉补偿的装置，主要部件包括液压缸、蓄能器、扶正滚轮总成、控制面板和仪表等。

(50) 扶正滚轮 centralizing/guide rollers

系指位于顶部张紧式立管顶部附近区域的限制立管横向位移但不限制立管轴向位移的扶正装置，以在浮体运动过程中维持适当的立管间距，属于立管张紧系统的一部分。

(51) 立管张紧器冲程 riser tensioner stroke

系指立管相对浮体的最大上下垂直运动距离。

(52) 浮筒 buoyancy tank (air tank / air can)

系指一种位于水面以下或水面处的内部充填气体或低密度液体的浮力结构，连接立管或安装在立管外部，为立管管柱提供向上的恒定或变化的张力。浮力筒的顶部密封，底部可以是开敞的，内部气体压力等于环境压力；底部也可以是密封的，内部气体压力不同于环境压力。

(53) 浮力模块 buoyancy module (foam buoyancy)

系指一种低密度材料的装置，通常为泡沫聚合物材料，捆绑或夹紧在立管单根的外部，以减少立管的浸没重量。

(54) 导向索系统 guideline system

系指用于对顶部张紧式立管进行引导和对准至水下井口的导向索系统。导向索系统一般包括导向结构（如导向基座、井口基盘）、导向柱插座、导向柱、导向钢丝锚、导向钢丝、导向臂、绞车、导向滑轮和倒扣滑轮等部件。

(55) 管节 pipe joint

系指由两根钢管焊接形成一根完整的管节。通常用于钢悬链线式立管和混合立管中焊接的垂直钢管段。

(56) 立管悬挂结构 riser porch structure

系指焊接在浮箱或类似浮体结构上，用于连接钢悬链线式立管的托篮结构并将立管载荷传递至浮体的最外延结构部分。

(57) 托篮结构 basket (receptacle) structure

系指钢悬链线式立管顶部挠性接头的接收结构，通常焊接至浮体上的立管悬挂结构上。

(58) 锚固件 bulkhead

系指以规则间隔连接管中管的内管和外管，将环空分隔为各个部分的装置，限制内管和外管之间的相对轴向膨胀变形。

(59) 间隙块（对中器） pipe spacer (centralizer)

系指以一定间隔安装在管中管的内管上,使内管和外套管维持同心并允许内管与外套管之间轴向相对滑移的装置。

(60) 现场节点涂层 field joint coating

系指保护环焊缝处的单层或多层涂层。现场节点涂层可以是海上现场涂敷,也可以是在工厂内涂敷。

(61) 鹅颈管总成 gooseneck assembly

系指混合立管系统中,用于连接顶部立管总成和顶部挠性跨接管的总成结构。鹅颈管总成可能包括弯管、挠性跨接管加强器和水下连接器。

(62) 顶部立管总成 top riser assembly

系指混合立管系统中用于连接张紧链/挠性接头、顶部挠性跨接管和上部应力节的总成结构,包括鹅颈管总成在内。

(63) 底部立管总成 bottom riser assembly

系指用于连接立管管柱、立管基础跨接管和桩基础的总成结构。

(64) 张紧链 tether chain

系指在混合立管系统中,一种用于连接浮筒和顶部立管总成的结构。

(65) 顶部挠性跨接管 top flexible jumper

系指在混合立管系统中,用于连接浮体和顶部立管总成的挠性管。

(66) 立管基础跨接管 riser base jumper

系指在混合立管系统中,用于连接立管底部与海底管道终端/海底管汇的一短节挠性管或刚性管。

(67) 上部锥形应力节 upper tapered stress joint

系指在混合立管系统中,一段用于连接顶部立管总成和标准立管管子的变截面应力节,通常为锻造件。

(68) 下部锥形应力节 lower tapered stress joint

系指在混合立管系统中,一段用于连接底部立管总成和标准立管管子的变截面应力节,通常为锻造件。

(69) 中心支撑管 stem pipe (central pipe / core supporting pipe)

系指位于浮筒中心的大尺寸钢管,用于将立管重量传递给浮筒的每个隔舱。中心支撑管也可指安装在顶部立管总成的底部或底部立管总成的顶部的一段管子(作为顶部/底部立管总成的一部分)。

(70) 立管基础 riser base

系指固定在海底的连接立管应力节和液压连接器的结构,为立管提供拉伸、弯矩、横向载荷的抗力。立管基础可能包括独立的桩基础。

(71) 最大作业条件 maximum operating condition

系指作业方规定的系统最大允许的作业环境条件。

(72) 极端条件 extreme condition

系指重现期为一百年或年超越概率为1%的环境条件。

(73) 折减极端条件 reduced extreme condition

系指重现期小于一百年并与其它偶然载荷导致的罕见事件组合的环境条件。

(74) 生存条件 survival condition

系指重现期在一百年至一万年之间的环境条件。

(75) 正常操作 normal operation

系指按计划使用的设备或系统的状态,包括稳定流状态和日常运行中可能发生的计划关闭。

(76) 非正常操作 incidental operation

系指设备或系统正常操作以外的各类状态。如突然关闭闸门所产生的水击、压力调节系统失灵以及压力安全系统启动等。

(77) 设计压力 design pressure

系指立管所有横截面在正常操作期间承受的最大压差。

(78) 最大操作压力 maximum operating pressure

系指在参考点处,立管在正常操作期间承受的最大压差。最大操作压力不超过任何立管部件的设计压力,包括管子、阀门、法兰、连接器等。

注:对于管内介质平均密度小于海水的立管,一般取立管顶部高度为参考点;对于管内介质平均密度大于海水的立管,一般取立管底部高度为参考点。

(79) 操作压力 operating pressure

系指在参考点处,立管在正常操作范围内的压差。操作压力小于或等于最大操作压力。

(80) 极端压力(偶然压力) extreme (incidental) pressure

系指立管所有横截面在非正常操作期间承受的最大压差,包括水击压力、应急关断压力等。

(81) 水压试验压力 hydrostatic test pressure

系指立管系统压力试验时采用的压差,通常水压试验压力应不小于设计压力的 1.25 倍。

第 3 节 缩写和符号

1.3.1 缩写

缩写	英文全称	中文名称
BOP	Blowout Preventer	防喷器
BRA	Bottom Riser Assembly	底部立管总成
BS&W	Bottom Sediment And Water	沉渣和水分
BT	Buoyancy Tank	浮筒
CD	Chart Datum	海图基准面
CFD	Computational Fluid Dynamics	计算流体力学
CP	Cathodic Protection	阴极保护
CRA	Corrosion-Resisting Alloy	耐蚀合金

缩写	英文全称	中文名称
CTOD	Crack Tip Opening Displacement	裂纹尖端张开位移
CVN	Charpy V-notch	夏比V形槽口
DWT	Drop Weight Tear	落锤撕裂
DBM	Distributed Buoyancy Module	分布式浮力模块
ECA	Engineering Critical Assessment	工程临界评估
ESD	Emergency Shut-Down	应急关断
FAT	Factory Acceptance Test	工厂接受试验
FJ	Flexible Jumper	挠性跨接管
FMEA	Failure Mode Effect Analysis	失效模式和影响分析
FR	Flexible Riser	挠性立管
FSHR	Free Standing Hybrid Riser	自由站立式混合立管
HAZOP	Hazard and Operability Study	危险和可操作性研究
HCR	Hybrid Catenary Riser	混合悬链线立管
HR	Hybrid Riser	混合立管
HRT	Hybrid Riser Tower	混合立管塔
ITP	Inspect and Test Plan	检测和试验计划
LRFD	Load and Resistance Factor Design	载荷与抗力系数法
LTSJ	Lower Taper Stress Joint	底部锥形应力节
MBR	Minimum Bending Radius	最小弯曲半径
MOP	Maximum Operating Pressure	最大操作压力
MPS	Manufacturing Procedure Specification	制造工艺程序
MSL	Mean Sea (still) Level	平均静水位
MT	Magnetic Particle Testing	磁粉检测
MWL	Mean Water Level	平均海平面
NDE	Non-Destructive Examination	无损检测
OP	Operating Pressure	操作压力
PIP	Pipe-in-Pipe	管中管
PLEM	Pipeline End Manifold	海底管道终端管汇
PLET	Pipeline End Termination	海底管道终端
PT	Penetrant Testing	渗透检测
QA/QC	Quality Assurance/Quality Control	质量保证/质量控制
RAO	Response Amplitude Operator	运动响应算子
RBJ	Riser Base Jumper	立管底部跨接管
ROV	Remotely Operated Vehicle	水下机器人
RT	Radiographic Testing	射线照相检测
SAF	Stress Amplification Factor	应力放大系数
SCF	Stress Concentration Factor	应力集中系数
SCR	Steel Catenary Riser	钢悬链线式立管
SIT	System Integration Test	系统完整性试验
SLHR	Single Line Hybrid Riser	单腿混合立管
SMYS	Specified Minimum Yield Strength	规定的最小屈服强度
SMTS	Specified Minimum Tensile Strength	规定的最小拉伸强度
STC	Stress Transfer Coefficient	应力传递系数
TLR	Tension Leg Riser	张力腿立管

缩写	英文全称	中文名称
TRA	Top Riser Assembly	顶部立管总成
TSJ	Tapered Stress Joint	锥形应力节
TTF	Top Tension Factor	顶部张紧系数
TTR	Top Tention Riser	顶部张紧式立管
UT	Ultrasonic Testing	超声波检测
UTSJ	Upper Tapered Stress Joint	顶部锥形应力节
VIM	Vortex Induced Motion	涡激运动
VIV	Vortex Induced Vibration	涡激振动
WPS	Welding Procedure Specification	焊接工艺程序
WSD	Working Stress Design	工作应力法

1.3.2 符号

符号	符号定义
A	管子横截面积
a	管壁横截面积
b	应变折减系数
C_a	许用应力系数
C_f	设计系数
D	名义外径
D_{ins}	安装期间的疲劳损伤
D_{max}	最大外径
D_{min}	最小外径
D_{wave}	波致疲劳损伤
D_{VIM}	VIM 致疲劳损伤
D_{VIV}	VIV 疲劳损伤
E	弹性模量
F_b	承压（破裂）设计系数
F_c	设计系数
f	不圆度函数
G	海水单位重量
g	缺陷函数
H	水深
I	管截面惯性矩
k	考虑力学性质和壁厚尺寸的系数
N_{tot}	在使用寿命或检验周期内循环应力的总次数
N_{cg}	初始裂纹扩展至临界尺寸所需要的应力循环次数
P_b	规定的最小破裂压力
P_c	钢管在纯外压下的压溃压力
P_e	外压
P_{el}	弹性压溃压力
P_i	内压
P_{net}	净外压
P_o	钢管在外压、轴力、弯曲载荷作用下的压溃压力
P_p	塑性压溃压力
P_r	屈曲扩展压力
P_y	屈服压溃压力
p	塑性与弹性压溃压力比值
R_i	第 i 节点处的响应变量分布

符号	符号定义
S_a	平均轴向应力
SF	疲劳安全系数
SF_{VIM}	VIM 致疲劳安全系数
SF_{VIV}	VIV 疲劳安全系数
SF_{wave}	波致疲劳安全系数
STC_i	第 i 节点处的应力传递系数
s	弯曲应变
s_0	临界弯曲应变
T_e	有效轴力
T_{min}	最小服役温度
t_{corr}	腐蚀、磨损、冲蚀裕量
t_{min}	名义壁厚减去考虑的腐蚀、磨损、冲蚀厚度
t_{nom}	名义壁厚
Y_r	折减屈服应力
α_{fab}	制造系数
β	安装期间疲劳损伤占总的长期疲劳损伤的比例
δ_0	椭圆度
$\sigma_i(t)$	应力分布
σ_{pe}	环向薄膜应力
σ_{pr}	径向薄膜应力
σ_{pz}	轴向薄膜应力
σ_u	规定的最小拉伸强度
σ_y	规定的最小屈服强度
$(\sigma_p)_e$	等效应力
ν	泊松比

第 4 节 接受标准

1.4.1 一般要求

1.4.1.1 除满足本指南要求外，对于立管的设计、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。

1.4.1.2 如采用其它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。

1.4.1.3 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。

1.4.1.4 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。

1.4.2 接受的标准

1.4.2.1 本社接受的立管系统主要相关标准如下：

序号	标准号	标准名称
1	API RP 2RD	Design of Risers for Floating Production Systems (FPSs) and Tension-Leg Platforms (TLPs)
2	API Std 2RD	Dynamic Risers for Floating Production Systems
3	API Std 1104	Welding of Pipelines and Related Facilities
4	API RP 1111	Design, Construction, Operation, and Maintenance of Offshore Hydrocarbon Pipelines (Limit State Design)
5	API RP 17A	Design and Operation of Subsea Production Systems — General Requirements and Recommendations
6	API RP 17B	Recommended Practice for Flexible Pipe

序号	标准号	标准名称
7	API RP 16Q	Design, Selection, Operation, and Maintenance of Marine Drilling Riser Systems
8	API RP 2A-WSD	Planning, Designing and Constructing Fixed Offshore Platforms — Working Stress Design
9	API RP 2GEO	Geotechnical and Foundation Design Considerations
10	API RP 2SK	Design and Analysis of Stationkeeping Systems for Floating Structures
11	API Spec 5L	Specification for Line Pipe
12	API Spec 5LC	CRA Line Pipe
13	API Spec 5LD	CRA Clad or Lined Steel Pipe
14	API Spec 5CT	Specification for Casing and Tubing
15	API Spec 16F	Specification for Marine Drilling Riser Equipment
16	API Spec 16R	Specification For Marine Drilling Riser Couplings
17	API Spec 17D	Design and Operation of Subsea Production Systems — Subsea Wellhead and Tree Equipment
18	API Spec 17E	Specification for Subsea Umbilicals
19	API Spec 17J	Specification for Unbonded Flexible Pipe
20	API Spec 6A	Specification for Wellhead and Christmas Tree Equipment
21	API Spec Q1	Specification for Quality Management System Requirements for Manufacturing Organizations for the Petroleum and Natural Gas Industry
22	API Spec 2H	Specification for Carbon Manganese Steel Plate for Offshore Structures
23	API Spec 2W	Steel Plates Produced by Thermo-mechanically Controlled Processing for Offshore Structures
24	API Spec 2Y	Specification for Steel Plates, Quenched-and-Tempered, for Offshore Structures
25	ISO 13628-7	Petroleum and Natural Gas Industries — Design and Operation of Subsea Production Systems — Part 7 Completion/Workover Riser Systems
26	ISO 15589-2	Petroleum, Petrochemical and Natural Gas Industries — Cathodic Protection of Pipeline Transportation Systems — Part 2: Offshore Pipelines
27	ISO 2394	General Principles on Reliability for Structure
28	ISO 6507-1	Metallic Materials — Vickers Hardness — Part 1: Test Method
29	ISO 9712	Non-destructive Testing — Qualification and Certification of NDT Personnel
30	ASME B31.4	Pipeline Transportation Systems for Hydrocarbon and Other Liquids
31	ASME B31.8	Gas Transmissions and Distribution Piping Systems
32	ASME BPVC	ASME Boiler and Pressure Vessel Code
33	BS 7448	Fracture Mechanics Toughness Tests
34	BS 7608	Code of Practice for Fatigue Design and Assessment of Steel Structures
35	BS 7910	Guide to Methods for Assessing the Acceptability of Flaws in Metallic Structures
36	NACE SP0169	Control of External Corrosion on Underground or Submerged Metallic Piping Systems
37	NACE MR0175 / ISO 15156-1	Petroleum and Natural Gas Industries — Materials for Use in H ₂ S-containing Environments in Oil and Gas Production — Part1 General Principles for Selection of Cracking-resistant Materials
38	ASTM A36	Standard Specification for Carbon Structural Steel
39	ASTM A194	Standard Specification for Carbon and Alloy Steel Nuts for Bolts for

序号	标准号	标准名称
		High Pressure or High Temperature, or Both
40	ASTM A320	Standard Specification for Alloy-Steel and Stainless Steel Bolting Materials for Low-Temperature Service
41	ASTM A516	Standard Specification for Pressure Vessel Plates, Carbon Steel, for Moderate- and Lower-Temperature Service
42	ASTM A537	Standard Specification for Pressure Vessel Plates, Heat-Treated, Carbon-Manganese-Silicon Steel
43	ASNT SNT-TC-1A	Personnel Qualification and Certification in Nondestructive Testing
44	AWS D1.1	Structural Welding Code — Steel

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 本章规定了 CCS 对用于海上浮式装置/单点装置的生产、外输、输入、注入立管系统进行检验的具体要求，检验类型包括入级检验、发证检验和鉴证检验。用于海上浮式装置的钻/修/完井立管系统，应参照我社《海上浮式装置入级规范》、《海上钻井装置检验指南》、《水下生产系统发证指南》中对钻/修/完井立管系统关于检验与发证的适用要求。

2.1.1.2 为保证对立管系统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它方便。

2.1.1.3 按本指南规定完成检验后的立管系统，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。

2.1.2 入级检验

2.1.2.1 经业主/作业者或其代理人申请，如果在入CCS级的海上设施上所安装的立管系统符合本指南的规定，且其设计、制造、安装及试验是由CCS检验并使CCS满意，则上述入CCS级的海上设施可授予附加标志“RISERS”。

2.1.2.2 保持入级附加标志的条件：

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

(2) 作业者应遵守立管系统的操作规程，立管操作应限制在规定的的设计范围内；

(3) 当发现立管系统出现与本指南的要求相背的严重缺陷，申请人或作业者应报告本社且进行必要的改进；

(4) 凡立管系统发生损坏、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改变，应申请本社进行检验。

2.1.3 发证检验

2.1.3.1 经业主/作业者或其代理人申请，本社作为发证检验方依据本指南和/或适用的规范及标准，对立管系统进行发证检验（包括设计审查、现场检验）。对符合上述检验依据的立管系统，我社签发相应的证书和必要的文件。

2.1.3.2 保持符合证书有效的条件：

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

(2) 作业者应遵守立管系统的操作规程，立管操作应限制在规定的的设计范围内；

(3) 当发现立管系统出现与本指南的要求相背的严重缺陷，申请人或作业者应报告本社且进行必要的改进；

(4) 凡立管系统发生损坏、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改变，应申请本社进行检验。

2.1.4 鉴证检验

2.1.4.1 应委托方申请，本社可按本指南的规定或按委托方指定的标准对立管系统进行鉴证检验。确认合格后，我社将签发相应的检验证明文件。

第2节 设计审查

2.2.1 一般要求

2.2.1.1 开工前，检验申请人应将本节规定的图纸资料提交本社海洋工程审图部门进行

审查。必要时，本社可要求扩大送审图纸资料的范围。

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

2.2.2 应提交的设计文件清单

2.2.2.1 对于各类立管系统，应提交的立管系统图纸资料包括但不限于：

(1) 规格书

- ①立管系统工艺规格书；
- ②立管系统设计基础；
- ③立管连接器规格书（含立管单根之间和立管端部的连接器）；
- ④保温规格书（如有时）；
- ⑤防腐涂层规格书；
- ⑥现场节点涂层规格书（如有时）；
- ⑦阴极保护规格书；
- ⑧VIV抑制装置规格书（如有时）；
- ⑨立管系统附件规格书，如法兰、三通、锚固件等（如有时）；
- ⑩平管段配重层规格书（如有时）；
- ⑪焊接和无损试验规格书（如有时）；
- ⑫环焊缝疲劳试验规格书（如有时）；
- ⑬安装规格书；
- ⑭预调试规格书；
- ⑮立管监测系统规格书（如有时）；
- ⑯立管检测、维护、修复和监测要求规格书；
- ⑰调试大纲。

(2) 图纸

- ①立管系统总布置图；
- ②立管构型图及截面详图；
- ③VIV抑制装置图；
- ④阳极布置图及详图；
- ⑤立管安装流程图（如有时）；
- ⑥立管监测系统总布置图（如有时）。

(3) 报告

- ①流动保障分析报告（含水力、热力计算）；
- ②立管壁厚选择报告；
- ③立管干涉分析报告；
- ④立管强度分析报告；
- ⑤立管疲劳分析报告；
- ⑥立管安装分析报告；
- ⑦敏感性分析报告（如有时）；
- ⑧阴极保护分析报告。

2.2.2.2 对于顶部张紧式立管系统，除2.2.2.1中规定的内容之外，还应提交以下图纸资料：

(1) 规格书

- ①立管单根（含各类特殊立管单根，如应力节等）；
- ②张紧器系统规格书；
- ③扶正装置规格书（如有时）；
- ④导向系统规格书；
- ⑤浮筒规格书（如有时）；
- ⑥浮力模块规格书（如有时）；
- ⑦下放/回收规格书。

(2) 图纸

- ①井口布置图；
- ②立管单根设计图纸（含应力节、张力节等特殊立管单根）；
- ③下放/回收流程图。

(3) 报告

- ①立管磨损分析报告（如有时）。

2.2.2.3 对于钢悬链线式立管系统，除2.2.2.1中规定的内容之外，还应提交以下图纸资料：

(1) 规格书

- ①钢管规格书；
- ②立管顶部接头托篮规格书；
- ③立管悬挂总成规格书；
- ④海底平铺段规格书；

(2) 图纸

- ①立管-浮体界面图；
- ②立管悬挂总成总布置图；
- ③立管悬挂总成图纸；
- ④立管顶部接头托篮图。

(3) 报告

- ①焊缝 ECA 报告；
- ②立管悬挂总成设计及强度、疲劳分析报告；
- ③立管托篮结构的设计及强度、疲劳分析报告；
- ④海底平铺段分析报告。

2.2.2.4 对于挠性立管系统，除2.2.2.1中规定的内容之外，还应提交以下图纸资料：

(1) 规格书

- ①挠性管规格书；
- ②弯曲加强器规格书；
- ③弯曲限定器规格书；
- ④浮力模块、浮筒或浮力支撑系统规格书。

(2) 图纸

- ①立管-浮体界面布置图；
- ②弯曲加强器图；
- ③弯曲限定器图；
- ④浮力模块、浮筒或浮力支撑系统图；
- ⑤挠性管管体图；
- ⑥端部配件图；
- ⑦立管护管布置图。

(3) 报告

- ①连接器选择报告。

2.2.2.5 对于混合立管系统，除2.2.2.1中规定的内容之外，还应提交以下图纸资料：

(1) 规格书

- ①立管单根/钢管的规格书；
- ②顶部挠性跨接管规格书；
- ③浮筒规格书；
- ④张紧链/挠性接头规格书；
- ⑤立管顶部总成规格书；
- ⑥立管应力节规格书；
- ⑦立管底部总成规格书；
- ⑧连接器规格书；
- ⑨弯曲加强器规格书（如有时）；
- ⑩立管基础规格书；
- ⑪立管支撑系统规格书（如有时）；

- ⑫立管底部跨接管规格书；
 - ⑬立管管子全尺寸疲劳试验规格书。
- (2) 图纸
- ①立管-浮体界面图；
 - ②浮筒详图；
 - ③立管基础图；
 - ④顶部挠性跨接管图；
 - ⑤立管系统永久性结构部件图（包括顶部立管总成、底部立管总成、应力接头和其它永久性结构）；
 - ⑥立管底部跨接管图；
 - ⑦弯曲加强器图。
- (3) 报告
- ①立管总体构型设计报告；
 - ②顶部挠性跨接管设计及强度、疲劳分析报告；
 - ③浮筒设计及分析报告；
 - ④立管系统永久性结构部件设计及强度、疲劳分析报告（包括顶部立管总成、底部立管总成、应力节和其它永久性结构）；
 - ⑤立管基础设计及分析报告；
 - ⑥立管底部跨接管设计及强度、疲劳分析报告；
 - ⑦焊缝 ECA 报告（如有时）。
- 2.2.2.6 其它备查的图纸资料：
- (1) 报告
- ①海洋环境报告；
 - ②现场调查报告。

第 3 节 产品检验

2.3.1 一般要求

2.3.1.1 海洋立管系统的部件应接受检验以确认其符合入级、发证及委托方的要求。

2.3.1.2 产品的图纸审查及现场检验，由产品制造厂向CCS总部或CCS指定的产品审图及执行检验单位申请。

2.3.1.3 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、试验和检验。

2.3.2 检验和证书分类

2.3.2.1 产品按以下 A、B 和 C 类进行检验：

(1) A 类产品

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

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

(2) B 类产品

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

③制造记录应经 CCS 审查。

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

(3) C 类产品

该类产品应根据公认的标准、规范和按公认的制造方法进行制造。

2.3.2.2 产品的检验和证书分类应符合表2.3.2.2的规定。C/E表示本社签发的产品证书/等效文件，W表示制造厂签发的证书。

2.3.2.3 对于表2.3.2.2中未规定的通用产品，水上部分应符合装置所用规范要求，水下部分应符合我社《水下生产系统发证指南》、《海底管道系统规范》中的相应要求。

产品检验和证书分类 表 2.3.2.2

序号	产品名称	检验类别			证书类别	
		A	B	C	C/E	W
1	钢悬链线式立管系统					
1.1	立管管子		×		×	
1.2	挠性/球形接头		×		×	
1.3	特殊立管节		×		×	
1.4	牺牲阳极		×		×	
1.5	VIV抑制装置		×		×	
1.6	立管托篮结构		×		×	
1.7	立管监测系统		×		×	
1.8	连接器		×		×	
2	顶部张紧式立管系统					
2.1	立管张紧系统		×		×	
2.2	立管标准单根		×		×	
2.3	短节		×		×	
2.4	伸缩节		×		×	
2.5	挠性/球形接头		×		×	
2.6	张紧节		×		×	
2.7	张紧环		×		×	
2.8	锥形应力节		×		×	
2.9	龙骨节		×		×	
2.10	其它特殊立管单根		×		×	
2.11	浮力模块		×		×	
2.12	浮筒		×		×	
2.13	扶正器		×		×	
2.14	牺牲阳极		×		×	
2.15	VIV抑制装置		×		×	
2.16	导向系统			×		×
2.17	立管监测系统		×		×	
2.18	连接器		×		×	
3	挠性立管系统					
3.1	挠性管（含端部配件）		×		×	
3.2	浮力模块		×		×	
3.3	浮筒		×		×	
3.4	弯曲限制器			×		×
3.5	弯曲加强器			×		×
3.6	连接器		×		×	
3.7	牺牲阳极		×		×	
3.8	立管监测系统		×		×	
4	混合立管系统					
4.1	顶部挠性跨接管（含端部配件）		×		×	

序号	产品名称	检验类别			证书类别	
		A	B	C	C/E	W
4.2	浮力模块		×		×	
4.3	浮筒		×		×	
4.4	弯曲限制器			×		×
4.5	弯曲加强器			×		×
4.6	立管标准单根		×		×	
4.7	短节（如适用）		×		×	
4.8	挠性/球形接头		×		×	
4.9	其它特殊立管单根		×		×	
4.10	扶正器			×		×
4.11	立管基础	×			×	
4.12	顶部应力节		×		×	
4.13	底部应力节		×		×	
4.14	底部跨接管		×		×	
4.15	张紧链		×		×	
4.16	底部立管总成		×		×	
4.17	顶部立管总成		×		×	
4.18	鹅颈管总成		×		×	
4.19	牺牲阳极		×		×	
4.20	VIV抑制装置		×		×	
4.21	导向系统			×		×
4.22	立管监测系统		×		×	
4.23	连接器		×		×	

2.3.3 产品设计审查

2.3.3.1 申请人应将取证的下列产品设计文件提交本社进行审查：

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

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

2.3.3.3 凡经本社设计认可的产品，如未有影响功能和性能的改动，其设计文件可不必送审。如发生上述改动，应产品设计文件应整体送审。

2.3.4 产品制造检验

2.3.4.1 验船师在进行具体产品检查时，除按已批准的产品图纸外，还应了解整个立管系统的工作原理，弄清所检产品在系统中所起的作用，掌握产品规格书的具体要求。

2.3.4.2 验船师应依据已批准的图纸和产品规格书对产品进行检验。

2.3.4.3 制造检验包括制造期间的检验及出厂前的检验和试验。

2.3.4.4 开工前，应将下列图纸资料提交 CCS 现场验船师审查：

- (1) 主要制造工艺文件；
- (2) 质量计划方案；
- (3) 检验和试验计划；
- (4) 人员资质，包括焊工及无损检验人员。

2.3.4.5 验船师在制造厂中的产品检验包括但不限于以下工作：

- (1) 确认产品的制造、加工过程具有一个持续有效的质量控制计划，该计划包括设计、采购、加工和测试，并且符合适用于其产品的技术标准；
- (2) 检查材料的证书或文件；
- (3) 检查组装前的主要焊件；
- (4) 检查最后的焊接成品；
- (5) 见证焊缝的无损检测和审查无损检测记录；
- (6) 检查焊后热处理记录，特别是具有酸性介质的承压结构应满足相关标准的要求；
- (7) 检查尺寸与批准的图纸相一致；
- (8) 检查各组件和部件的安装尺寸和对中符合相关标准及技术要求；
- (9) 检查所有控制、监控和仪表设备与批准的图纸相一致；
- (10) 根据适用的标准要求见证产品的原型和/或型式试验。对于成型设计的产品，验船师应核查其原型和/或型式试验文档；
- (11) 按照产品规格书见证产品的出厂试验；
- (12) 检查各方预先达成一致的其它项目；
- (13) 审查和批准最终的制造数据手册和发布的最终检查报告。

2.3.5 产品发证

2.3.5.1 产品检验合格后将向申请人签发相关证书和/或其它检验证明文件。

第 4 节 建造中检验

2.4.1 一般要求

2.4.1.1 立管系统的建造中检验，主要包括陆上预制组装、海上安装及完工试验等阶段。

2.4.1.2 申请 CCS 进行建造检验的立管系统，在建造前，申请方应向 CCS 总部或其现场检验机构提交建造检验的书面申请。

2.4.1.3 对于首次申请建造立管系统的建造方，验船师应对建造方的生产能力、包括生产场所、设施及建造厂的质量保证体系、施工人员的总体资质、分包方等各方面进行评估。

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

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

2.4.2 陆上预制组装阶段的检验

2.4.2.1 立管系统陆地预制组装阶段的以下文件资料应提交本社审批：

- (1) 焊接工艺程序；
- (2) 无损探伤检验程序；
- (3) 热处理程序；
- (4) 管段的水压试验程序；
- (5) 防腐涂层的施工程序；
- (6) 配重层的施工程序（如有时）；
- (6) 牺牲阳极的安装程序；
- (7) 焊接和无损探伤检验人员的资格证书；
- (8) 组装管段的存放、装卸、运输的程序以及管子腐蚀的临时控制措施；
- (9) 检验和试验计划；
- (10) 本社要求的其它文件资料。

2.4.2.2 立管系统的陆上预制阶段，验船师将对下列项目进行检验：

- (1) 陆上管段预制及主要附件的制造；
- (2) 查核管材和管件材料合格证书；
- (3) 焊接和无损探伤检验人员的资格审核；
- (4) 焊接质量控制和检验；
- (5) 涂层的质量控制和检验；
- (6) 测径通球检验；
- (7) 组装管段水压试验的见证；
- (8) 我社要求的其它检验项目。

2.4.3 海上安装阶段的检验

2.4.3.1 立管系统海上安装阶段的以下文件资料应提交本社审批：

- (1) 铺管方法和工艺程序说明；
- (2) 焊接工艺程序，无损检测、涂装施工等技术程序；
- (3) 立管安装方法和工艺程序说明；
- (4) 立管与海底管道的连接方法和工艺程序说明；
- (5) 铺设、安装使用的专门作业船及设备说明；
- (6) 从事海上安装的焊接和无损探伤检验人员资格证书；
- (7) 检验和试验计划；
- (8) 本社要求的其它文件资料。

2.4.3.2 立管系统的海上安装阶段，验船师将对下列项目进行检验：

- (1) 立管系统的部件到货检查；
- (2) 查核管材和管件材料合格证书；
- (3) 海上安装过程中的焊接质量控制和检验；
- (4) 海上安装过程中涂层涂敷的质量控制和检验；
- (5) 铺设线路的定位；
- (6) 立管与海底管道、浮体的安装和对接；
- (7) 设备安装和试验；
- (8) 各种试验；
- (9) 其它认为有必要检验的项目。

2.4.4 最终检查及完工试验阶段的检验

2.4.4.1 立管系统在最终检查及完工试验阶段的以下文件资料应提交本社审批：

- (1) 完工试验状态说明，包括立管系统完工状态图、完工状态与原设计之间的偏差和已发现的立管损伤状况及部位等；
- (2) 无损探伤检验报告；
- (3) 有关防腐系统性能报告；
- (4) 有关立管防护的报告；
- (5) 完工试验大纲；
- (6) 最终检验、完工试验结果报告；
- (7) 本社要求的其它文件资料。

2.4.4.2 立管系统的最终检查和完工试验，通常包括以下内容：

- (1) 检查立管构型和路由位置是否符合设计范围，临近结构物或障碍物的位置；
- (2) 检查立管系统的部件是否按照批准的技术文件进行了安装，且符合公差要求；
- (3) 对重要部件状态的外部检查，包括涂层、牺牲阳极、VIV抑制装置、挠性接头、监测系统等；
- (4) 通过测径清管器检查是否存在局部屈曲；
- (5) 安全系统的检查；
- (6) 系统压力试验等。

第 5 节 保持证书有效的检验

2.5.1 一般要求

2.5.1.1 本节规定了保持立管系统证书（入级或发证检验）有效性的检验要求。

2.5.1.2 立管系统建造后保持证书有效的检验包括年度检验、换证检验和临时检验。

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

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

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

2.5.1.6 立管系统营运期间的检验可以根据本节的规定进行，也可以根据具体系统的风险分析结果，进行基于风险的检验。

2.5.1.7 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检验范围内的检验后，证书方可得到恢复。

2.5.2 年度检验

2.5.2.1 所有立管系统应进行年度检验。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，每周年日前后 3 个月内进行。换证检验可替代年度检验。

2.5.2.2 年度检验的内容包括：

- (1) 根据表 4.16.2.4 中规定的检验项目及检验周期，检查该年外部检查项的执行情况；
- (2) 检查立管运行状态的监测记录，包括：
 - ①管道出入口的温度、压力、流量、流速和水露点等；
 - ②密度、pH 值和 BS&W 等；
- (3) 检查立管的腐蚀监测数据，包括：
 - ①有腐蚀挂片的立管，定期拆装并对腐蚀趋势进行分析；
 - ②有电阻探针或场指纹装置的立管，定期读取监测数据并分析腐蚀变化趋势；
 - ③有旁路监测的立管，定期进行拆装并对腐蚀趋势进行分析；
 - ④有缓蚀剂的立管，缓蚀剂的注入量记录。不定期检测腐生菌、硫酸盐还原菌和 Fe²⁺等；
- (4) 检查组分分析数据，包括油、天然气、水、清管产物等；
- (5) 检查化学药剂效果评价数据；
- (6) 检查立管系统的检测维护记录；
- (7) 根据检查周期的要求，核实该年度是否需要对立管进行全面检查及其执行情况；
- (8) 全面检查应满足以下要求：
 - ①立管一般于投用后 3 年内进行首次全面检查，后续检查周期应根据立管合于使用评价的结果来确定，但最长不超过 5 年；
 - ②全面检查的方法包括内检测、水压试验和直接评价；
 - ③对具备内检测条件的立管，宜采用内检测器对立管内外腐蚀状况、几何形状进行全面检测；
 - ④对不具备内检测条件的立管，可采用水压试验的方法进行全面检查。水压试验应满足相应国家标准、行业标准及立管设计标准的规定；
 - ⑤若有资料证明，立管不具备采用内检测、耐压试验等方法的条件时，可接受直接评价的方法进行全面检查；
 - ⑥如该年度对立管开展了内检测或直接评价时，应进行合于使用评价并提交我社审查。合于使用评价应满足以下要求：
 - a、当采用内检测的方法时，合于使用评价报告应至少包括缺陷位置、缺陷深度、缺陷发展的速度、立管剩余强度、立管剩余使用年限，立管限制使用条件、下一次内检测或直接评价的周期等信息；

- b、当采用直接评价的方法时,合于使用评价应包括工艺流动保障分析、内(外)腐蚀分析和结构完整性分析;合于使用评价报告应至少包括腐蚀的位置区域、腐蚀速率、腐蚀深度、立管剩余强度、立管剩余使用年限,立管限制使用条件,下一次内检测或直接评价的周期等信息。

2.5.2.3 年度检验的结论

年度检验现场工作结束后,验船师应当根据检验结果作出下述检验结论:

- (1) 检验结果满足规定要求,在证书上进行年度检验签署;
- (2) 检验中发现存在超出有关安全技术规范规定的不合格项,根据评估结果提出限制使用的条件;
- (3) 有条件的作业者应当将年度检验及其检验结论录入海底管道管理系统,用信息化技术进行管理。

2.5.3 换证检验(或特别检验)

2.5.3.1 所有立管系统应进行换证检验。换证检验应在5年间隔期内进行,以便更新检验合格证书。第1次换证检验应在首次签发检验合格证书之日起5年内完成,其后换证检验应在上次换证检验起5年内完成。

2.5.3.2 换证检验的项目按照本章 2.5.2 年度检验的项目进行,以确认立管系统符合本指南的要求并具有相应的安全性。但根据该系统的具体情况,我社可要求追加其它检验项目和试验。

2.5.4 临时检验

2.5.4.1 当立管系统遭到认为可能影响立管安全的损坏时,或立管系统进行改建、修理或重大更换,以及变换输送介质或输送条件有重大改变时,作业方应及时向我社申请对立管系统进行临时检验。相关的图纸、方案应提交审查,检验和试验应使验船师满意。

第 6 节 建造后的初次检验

2.6.1 一般规定

2.6.1.1 建造后再申请我社 RISERS 附加标志或发证检验的立管系统,业主/作业者或其代理人应申请初次检验。

2.6.1.2 对于非本社监督建造的立管系统,初次检验的内容包括:

- (1) 审查立管系统的设计、制造、安装、完工试验等相关资料,包括立管系统所属部件的产品证书及厂家质量证明文件;
- (2) 检查立管系统投运后的状态资料、监测数据、检测数据等,具体检验项参见本章 2.5.2 节的要求。

2.6.1.3 对于本社监督建造的立管系统,初次检验的内容包括:

- (1) 检查立管系统投运后的状态资料、监测数据、检测数据等,具体检验项参见本章 2.5.2 节的要求。

第3章 设计基础数据

第1节 一般规定

3.1.1 一般要求

3.1.1.1 在立管系统结构设计的初始阶段，设计方应编制立管系统设计基础文件。设计基础文件的内容应包括浮体和立管系统的基本描述，此外还应包括环境条件数据、内部流体数据、浮体数据、立管系统数据、设计要求、分析要求等。

3.1.1.2 在设计过程中，如果设计基础数据发生变化，应及时对立管系统设计基础文件进行更新，最终的立管系统设计应是基于最终的设计基础数据。

第2节 环境数据

3.2.1 一般要求

3.2.1.1 作业者/设计者应规定立管系统的环境条件数据。

3.2.1.2 立管系统设计应考虑在安装和在位状态时，有可能影响该系统的环境条件的各种因素。一般环境条件包括：水深、海水数据（如温度、密度）、空气温度、风、波浪、海流、内波、潮汐、冰情、地震、海生物（附着）、海底地质、海底地形、海底障碍物、海底浅层特性（如浅断层、塌陷等）和海床稳定性等。

3.2.1.3 环境数据应能代表立管系统所在的地理区域，若对所在区域地理位置没有足够的资料，则可根据其它相关位置的资料进行合理的保守估计。

3.2.1.4 随机性质（例如风、波浪等）的环境参数应由长期观测数据按数理统计方法所得的特征参数来定量描述。特征参数的确定应采用公认的统计方法。

3.2.1.5 立管设计使用的主要环境条件数据的取值标准，应与浮体设计使用数据的取值标准原则上一致。

3.2.1.6 环境条件数据按照使用目的，一般可分为：

- (1) 极值数据，主要用于强度校核和单独事件的短期疲劳校核；
- (2) 长期分布数据，主要用于长期疲劳校核；
- (3) 正常环境条件数据，主要用于正常作业工况和临时性作业（如运输、安装）的校核。

3.2.2 水深和水位

3.2.2.1 应给出立管系统中每根立管底部所在区域的泥线相对于海图基准面/平均静水位的水深。

3.2.2.2 任何位置的水深包括该处的平均静水位的水深和潮汐引起的水位变化。当水深是一项重要参数时，潮汐的影响应予以考虑，如立管波浪载荷、计算最大或最小外部水压的确定等。

3.2.2.3 平均静水位为最高天文潮与最低天文潮的平均水平。设计最高静水位包括最高天文潮和正值的风暴潮。设计最低静水位包括最低天文潮和负值的风暴潮。

3.2.3 风

3.2.3.1 风数据主要用于计算由风载荷引起的浮体运动，包括由静态平均风速引起的浮体平均偏移量、平均倾角和由阵风风速引起的浮体低频慢漂运动，以确定风对立管的间接影响。

3.2.3.2 平均风速是时间和位置的函数，一般取静水面以上10米处在规定时间内（通常取1小时）的平均风速。其它位置的风速以该参考点的风速作为标准进行换算。

3.2.3.3 阵风风速应选择最能代表浮体所在区域的风谱（如API谱、NPD谱）。

3.2.3.4 立管分析所需的平均风速数据，包括风速在台风条件和非台风条件下各重现期的主极值、条件极值及方向极值，波浪散布图中各短期海况相应的风速数据。

3.2.4 波浪

3.2.4.1 波浪数据用于计算由波浪引起的浮体运动和波浪对近水面区域立管部分的动态载荷作用。

3.2.4.2 波浪应由代表浮体所在海域的波浪谱来描述。通常，充分发展的海域采用 P-M 谱/Bretschneider 谱，未充分发展的海域采用 Jonswap 谱。如果适合，也可以采用传统的规则波方法来描述。

3.2.4.3 波浪统计数据通常包括所在海域的不同波高、周期、方向及发生概率。

3.2.4.4 波浪数据应包括台风条件和非台风条件下各重现期的有义波高的主极值、条件极值、方向极值以及相应的峰值周期（或平均跨零周期），在波浪散布图中给出所有方向的各个有义波高、峰值周期（或平均跨零周期）及联合发生概率。

3.2.5 海流

3.2.5.1 应考虑海流对立管所连接的浮体的载荷作用和海流对静水面以下立管部分的直接作用。该作用包括海流引起的拖曳力、升力和漩涡脱落的影响。

3.2.5.2 海流应包括风和气压变化引起的海流、天文潮引起的海流、环流（与海洋环流模式相关）及孤立流（因密度引起的内波而产生的海流）等。

3.2.5.3 立管设计中，海流可视为稳定流速。立管设计所需海流数据通常包括台风条件和非台风条件下各重现期的各方向的表面流速（相对特定参考水深位置，如静水面以下 1 米处）和沿水深变化的海流剖面系数，用于立管 VIV 分析的年海流剖面流速分布，用于浮体 VIM 分析的表面流速分布。

3.2.6 海生物

3.2.6.1 对于没有防污涂层的永久性立管部分，应考虑附着海生物对立管重量、直径（包括浮力直径和水动力直径）和水动力系数的影响。水动力系数根据海生物的粗糙度确定。

3.2.6.2 附着海生物数据应包括海生物的密度和沿水深变化的厚度。

3.2.7 海底地质

3.2.7.1 海底地质数据用于计算立管基础、水下井口头的土抗力和 SCR 在触地区域的管土作用。

3.2.8 地震

3.2.8.1 如果立管所在区域有地震活动，应考虑地震载荷对立管系统的影响。

3.2.8.2 在考虑地震载荷的影响时，一般不需要结合其它环境条件（如风、浪、流）。

3.2.9 沉降

3.2.9.1 如果在立管设计寿命中可能发生海底沉降，应考虑其对 TTR 的张紧器冲程设计的影响。

3.2.10 海冰

3.2.10.1 如果立管系统位于有冰情的海域，应考虑海冰对立管系统的影响。

3.2.10.2 冰载荷对立管的碰撞分析，需要考虑大质量冰块在海流和风的作用下对立管的撞击和小质量冰块在波浪作用下对立管的撞击。碰撞分析需要冰块的质量、附加质量、形状、速度、方向以及冰块的物理力学性能数据。

3.2.11 海床稳定性

3.2.11.1 立管安装、立管操作条件变化、波浪压力、土壤重量、地震等因素可能会引起海床运动。对于可能发生海床不稳定的区域，需要在地质调查中予以识别，在立管和海底

管道的路由中予以避免。

第 3 节 内部流体数据

3.3.1 一般要求

3.3.1.1 作业者/设计者应规定立管系统的内部流体数据。

3.3.1.2 内部流体数据应包括立管在安装、压力试验和作业期间的各个工况的流体介质种类、组分、酸性、密度、压力（参考高度位置）和温度等数据。

3.3.1.3 对立管系统中的挠性管，其设计所需内部流体数据还应满足 API Spec 17J 和 API RP 17B 的适用要求。

第 4 节 浮体数据

3.4.1 一般要求

3.4.1.1 根据浮体-系泊-立管系统的总体运动响应分析，给出立管设计所需工况的浮体运动数据，包括立管强度分析、干涉分析、波致疲劳分析、浮体涡激运动致立管疲劳分析的相应工况。

3.4.1.2 浮体运动通常包含以下部分：

- (1) 吃水；
- (2) 静偏移量；
- (3) 下沉量；
- (4) 波频运动；
- (5) 低频运动。

3.4.1.3 根据采用的不同分析方法，浮体运动数据可由以下方式给出：

- (1) 各个工况的浮体六个自由度运动时间历程数据；
- (2) 各个工况的浮体静态位置和基于浮体-系泊-立管系统的浮体运动传递函数；
- (3) 浮体的载荷传递函数及浮体载荷、阻力计算相关数据。

第 5 节 立管系统数据

3.5.1 一般要求

3.5.1.1 设计方应在设计基础中给出立管系统的相关数据，包括立管功能和数量、设计寿命、立管位置和构型、作业模式、立管管子及部件数据、涂层及阴极保护、VIV 抑制装置、界面连接、水动力系数、S-N 曲线、模型采用的经验系数、公差等。

3.5.1.2 用于生产、外输、注入、输入的立管，设计寿命一般不少于所连接的浮式装置或单点系泊系统的设计寿命。用于钻井、修井、完井的立管，根据特定项目的实际使用需求确定其设计寿命。

3.5.1.3 设计基础应给出用于立管分析的部件尺寸、重量、刚度、水动力系数等数据。对于重要的设计参数，如在设计中采用的是根据经验的假定数据，则应通过敏感性分析或试验证明设计参数的保守性。

3.5.1.4 立管设计应考虑的裕量和公差，通常包括腐蚀裕量、磨损裕量（如适用）、管子厚度/尺寸制造公差、重量公差、安装公差（位置、角度）等。

第 6 节 其它要求

3.6.1 一般要求

3.6.1.1 立管系统的设计要求，一般包括设计原理、适用的规范标准、接受衡准、设计限制等。

3.6.1.2 立管系统的分析要求，一般包括分析种类、分析方法、计算软件、工况、分析结果的验证等。

3.6.1.3 立管系统的接受衡准，一般包括承压、压溃、组合载荷的应力、干涉、疲劳、变形、腐蚀、磨损（如适用）、轴向压力、断裂、在位稳定性等方面的要求及在各工况种类中采用的安全系数。

3.6.1.4 立管分析所需的作业计划，如用于磨损分析的钻井计划。

第4章 立管系统设计

第1节 一般规定

4.1.1 安全目标

4.1.1.1 立管系统设计的总体安全目标是将各种失效模式的失效概率（即超过极限状态的概率）控制在规定值以下。

4.1.2 设计原则

4.1.2.1 立管系统的设计应基于以下原则：

- (1) 满足立管系统设计规格书的要求；
- (2) 满足立管强度、寿命等设计衡准的要求；
- (3) 立管系统的机械部件（如阀门）应尽可能设计为“失效安全”，否则设计时应考虑能尽早探测到失效的发生或者对主要部件有足够的设计冗余；
- (4) 允许简单、可靠的安装和回收，对操作具有鲁棒性；
- (5) 为检测、维护、维修或更换提供通道；
- (6) 便于立管系统的监测，如张力、应力、角度、振动、疲劳裂纹、磨损、腐蚀等；
- (7) 立管单根及其它部件的设计基于公认的制造技术标准；
- (8) 避免意外事件演化为远超原事件水平的事故。

4.1.3 设计方法

4.1.3.1 立管结构的设计方法包括工作（许用）应力法（WSD）、载荷与抗力系数法（LRFD）、可靠性方法和基于试验的设计方法。

4.1.3.2 工作（许用）应力法是立管设计的常用方法，采用一个安全系数或利用系数来反映结构在每种极限状态下的安全裕量。工作应力法可一般表达为：

$$S_d(S) \leq \eta R_k \quad (4-1)$$

其中：

S_d 为总的载荷效应；

R_k 为总的抗力；

η 为安全系数，与失效模式及工况种类相关。

4.1.3.3 载荷与抗力系数法是保证在任何一种极限状态下载荷效应设计值都不得超过结构抗力设计值。采用的分项安全系数包括载荷效应系数和抗力系数，载荷效应系数根据载荷类别和极限状态类别确定，抗力系数根据安全等级和极限状态类别等确定。安全等级根据立管内部介质种类、位置、运行状态等因素确定。载荷与抗力系数法可一般表达为：

$$S_d(S_p; \gamma_F \cdot S_F; \gamma_E \cdot S_E; \gamma_A \cdot S_A) \leq \frac{R_k}{\gamma_{sc} \cdot \gamma_m \cdot \gamma_c} \quad (4-2)$$

其中：

S_p 为压力载荷效应；

S_F 为功能载荷效应；

S_E 为环境载荷效应；

S_A 为偶然载荷效应；

γ_F 为功能载荷效应系数；

γ_E 为环境载荷效应系数；

γ_A 为偶然载荷效应系数；

γ_{sc} 为考虑安全等级的抗力系数；

γ_m 为考虑材料的抗力系数；

γ_c 为考虑特殊状况的抗力系数。

4.1.3.4 在载荷与抗力系数法中，立管的极限状态可分为以下四种类别，并根据分析工况的所属类别采用相应的分项安全系数：

- (1) 操作极限状态；
- (2) 极端极限状态；
- (3) 偶然极限状态；
- (4) 疲劳极限状态。

4.1.3.5 除了本指南规定的设计方法之外，如满足以下条件，并经业主方和我社同意，还可以采用基于公认结构可靠性分析的概率设计方法：

- (1) 该方法用以校准本指南规定范围之外可能发生的极限状态；
- (2) 该方法符合 ISO 2394 或其它公认标准；
- (3) 可证明该方法用于已有案例中时，得出的结果是足够安全的。

4.1.3.6 全尺寸或模型试验可用于确定或验证立管系统的载荷效应、结构抗力以及材料性能降低时的抗力。模型试验和实际情况之间的所有相关差异应予以考虑，包括：

- (1) 尺寸效应；
- (2) 模型/试验的简化及其不确定性；
- (3) 数据采集和处理的简化及其不确定性；
- (4) 长期效应和失效模式的不确定性。

4.1.4 设计内容及流程

4.1.4.1 立管系统设计是与浮体设计、操作要求等相关的循环设计过程。典型立管系统设计的内容及流程如下图所示。

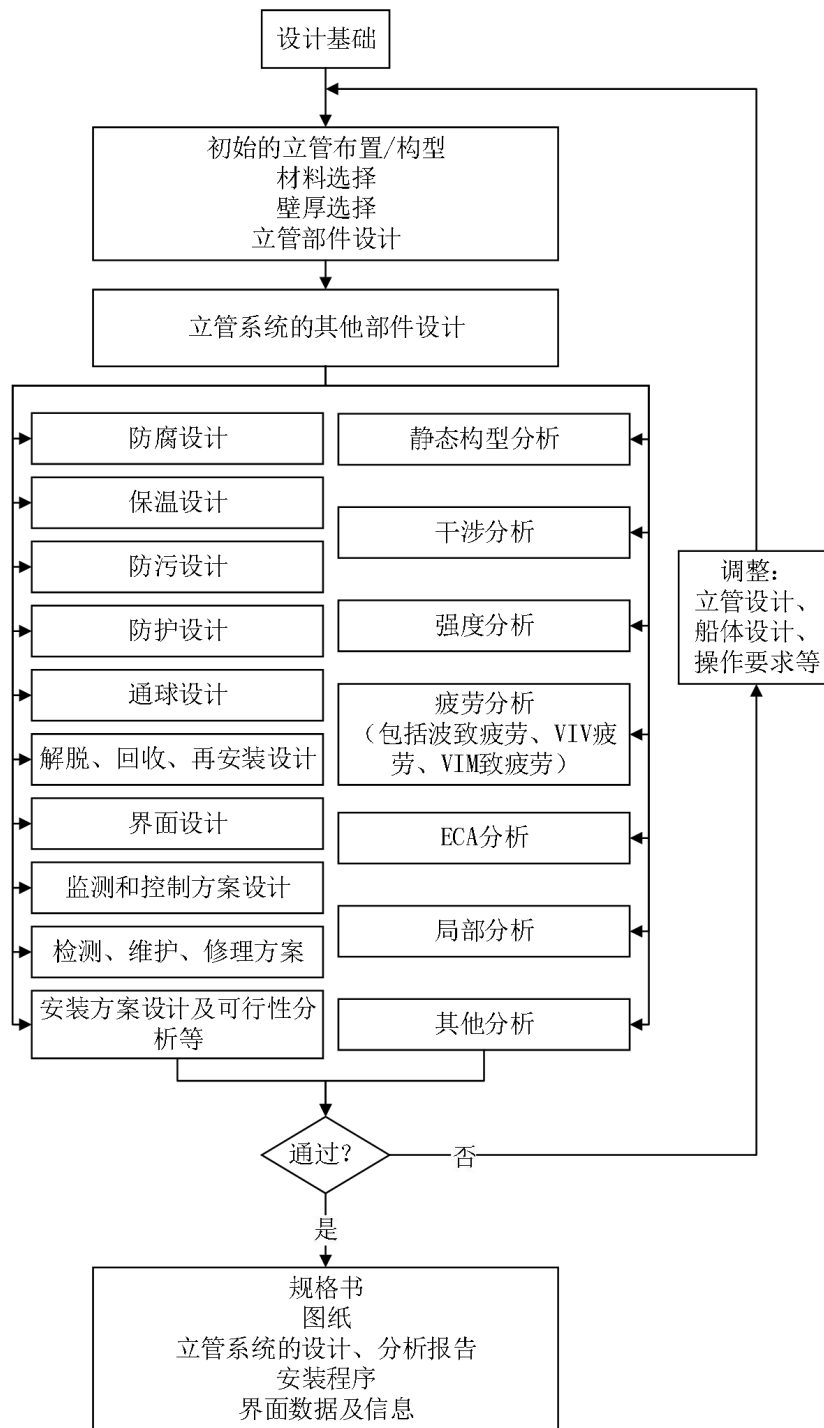


图 4.1.4.1 典型立管系统的设计内容及流程图

第 2 节 载荷与工况

4.2.1 载荷

4.2.1.1 立管所受载荷可分为压力载荷、功能载荷、环境载荷和偶然载荷。

4.2.1.2 压力载荷一般包括内压、外部静水压力及水位变化。基于立管设计压力的参考点，根据实际位置与参考点之间的高度差计算特定立管截面的局部内压。

4.2.1.3 功能载荷为由系统自身物理属性的载荷和系统操作产生的载荷，不包括环境载荷或偶然载荷。功能载荷一般包括：

- (1) 立管、涂层、海生物、阳极、浮力模块、介质、附属部件等重量和浮力；
- (2) 立管顶部的名义张力；
- (3) 安装产生的残余载荷；
- (4) 连接器上的预应力；
- (5) 温度载荷；
- (6) 海底的管土作用；
- (7) 安装载荷；
- (8) 管内通球，等。

4.2.1.4 环境载荷是指直接或者间接施加在立管上的海洋环境中的载荷。环境载荷一般包括：

- (1) 波浪载荷；
- (2) 由于海水密度差异产生的内波载荷和其它效应；
- (3) 海流载荷；
- (4) 地震载荷；
- (5) 冰载荷；
- (6) 由风、波浪和流引起的浮体运动，等。

4.2.1.5 偶然载荷一般包括：

- (1) 坠落物体的撞击载荷；
- (2) 立管之间碰撞载荷；
- (3) 浮体系泊缆断裂；
- (4) 浮体/浮筒舱室进水；
- (5) 浮体动力定位失效；
- (6) 张紧装置失效，等。

4.2.2 工况

4.2.2.1 工况是立管在特定条件下所承受的压力载荷、功能载荷、环境载荷和偶然载荷的组合。该条件通常包括立管的作业条件、环境条件、浮体舱室/系泊系统/张紧器的完整性及有无补偿。

4.2.2.2 作业者/设计者应规定立管设计工况，至少包括以下的最危险情况：

- (1) 最大应力；
- (2) 最大转动或弯曲；
- (3) 静水压溃；
- (4) 作用于特定部件上的最大载荷；
- (5) 疲劳。

4.2.2.3 对于工作应力法，立管的工况种类可分为：

- (1) 作业工况；
- (2) 极端工况；
- (3) 生存工况；
- (4) 安装工况，
- (5) 试验工况；
- (6) 疲劳工况。

每个工况根据所属种类，确定相应的安全系数。

4.2.2.4 对于载荷与抗力系数法，根据每个工况所属的极限状态类别，确定相应的安全系数。

4.2.2.5 立管强度分析的典型工况如表 4.2.2.5 所示：

典型的强度分析工况

表 4.2.2.5

工况	工况种类	环境条件	压力	舱室破损/张力损失/系泊破断	C_f
1	作业工况	最大作业条件	设计压力	否	1.0
2	极端工况	极端条件	设计压力	否	1.2

工况	工况种类	环境条件	压力	舱室破损/张力损失/系泊破断	C_f
3	极端工况	最大作业条件	设计压力	是	1.2
4	极端工况	最大作业条件	极端压力	否	1.2
5	安装工况	安装条件	相应的压力	否	1.2
6	试验工况	最大作业条件	水压试验压力	否	1.35
7	生存工况	生存条件	相应的压力	否	1.5
8	生存工况	极端条件	相应的压力	是	1.5

4.2.2.6 立管干涉分析的典型工况如表 4.2.2.6 所示：

典型的立管干涉分析工况

表 4.2.2.6

工况	工况种类	环境条件	上游立管内部介质密度	下游立管内部介质密度	舱室破损/张力损失/系泊破断	是否有补偿
流致干涉						
1	极端工况	极端条件（海流）	最小	最大	否	否
2	生存工况	生存条件（海流）	最小	最大	否	否
3	生存工况	极端条件（海流）	最小	最大	是	否
波致干涉						
4	极端工况	极端条件（风暴）	最小	最大	否	否
5	生存工况	生存条件（风暴）	最小	最大	否	否
6	生存工况	极端条件（风暴）	最小	最大	是	否

4.2.2.7 立管疲劳分析的典型工况如表 4.2.2.7 所示。在位期间包括波浪散布图中的环境条件、流载荷（VIV 和 VIM）。单独的极端条件短期疲劳包括极端风暴条件和极端海流条件。

典型的立管疲劳分析工况

表 4.2.2.7

工况	工况种类	环境条件	压力	舱室破损/张力损失/系泊破断	是否有补偿
1	长期波致疲劳工况	波浪散布图	操作压力	否	否
2	短期波致疲劳工况	极端条件（风暴）	相应的压力	否	否
3	长期 VIV 疲劳工况	长期海流剖面图	操作压力	否	否
4	短期 VIV 疲劳工况	极端条件的海流剖面	相应的压力	否	否
5	长期 VIM 致疲劳工况	联合概率分布的海流	操作压力	否	否
6	短期 VIM 致疲劳工况	极端条件的海流剖面	相应的压力	否	否
7	安装疲劳工况	临时条件	相应的压力	否	否

第 3 节 结构设计衡准

4.3.1 一般要求

4.3.1.1 本节给出了动态钢质立管的常用设计衡准，如作业者要求，也可以采用本指南接受的其它立管标准中的设计衡准。

4.3.1.2 对于非钢质的立管和立管系统的其它部件，应符合作业者采纳的相应标准中的相关要求。

4.3.1.3 对于平铺在海底的立管静态部分，应符合我社《海底管道系统规范》或业主指定的其它公认海底管道系统规范的相关要求。

4.3.1.4 立管设计时，应根据各个工况的实际情况，对腐蚀、磨损、冲蚀的设计裕量以及制造（厚度、尺寸、重量）公差、安装公差予以适当考虑。制造和安装的实际偏差应符合设计时采用的公差要求。

4.3.1.5 本节给出了基于 WSD 方法的主要设计衡准。业主规定的其它设计衡准或基于 LRFD 方法的设计衡准应符合 API RP 2RD、API Std 2RD 或其它公认立管标准中的要求。

4.3.2 承压（破裂）

4.3.2.1 立管应满足承受各个工况的内压作用而不发生破裂失效的要求。根据作业者要求，立管承压校核通常可采用以下设计衡准。

4.3.2.2 管道内压应满足以下要求：

$$P_i - P_e \leq F_b P_b \quad (4-3)$$

其中，

P_e 为外压，MPa；

P_i 为内压，MPa；

F_b 为设计系数，对于不同内压或压差时的系数取值如下：

$$F_b = \begin{cases} 0.81 & \text{油管泄露时的套管内压} \\ 0.81 & \text{钻井立管的极端压力} \\ 0.90 & \text{静水压力试验压力} \\ 0.67 & \text{极端压力} \\ 0.60 & \text{最大操作压力} \end{cases} \quad (4-4)$$

P_b 为规定的最小破裂压力，MPa，可根据以下公式进行计算：

$$P_b = k (\sigma_y + \sigma_u) \ln \left(\frac{D}{D - 2t_{\min}} \right) \quad (4-5)$$

其中，

k 为考虑力学性质和壁厚尺寸变化的系数，对于 API Spec 5L 或 API Spec 5CT 的钢管，取 0.45；

t_{\min} 为名义壁厚减去适当考虑的腐蚀、磨损、冲蚀厚度，mm；

D 为管子的名义外径，mm；

σ_y 为立管的规定最小屈服强度，MPa；

σ_u 为立管的规定最小拉伸强度，MPa。

4.3.2.3 对于与海底管道相连接的立管（如 SCR），也可采用 API RP 1111 的要求。

4.3.3 静水压溃

4.3.3.1 立管应满足在各个工况的外压作用下不发生压溃失效的要求。根据作业者要求，压溃校核通常可采用以下设计衡准。

4.3.3.2 对于立管承受的外压大于内压的情况（如空管海上安装、钻井立管内环空泥浆损失），应满足以下要求：

$$P_e - P_i \leq F_c P_c \quad (4-6)$$

其中，

P_e 为外压，MPa；

P_i 为内压，MPa；

F_c 为设计系数，对应不同情况内压时的取值如下：

$$F_c = \begin{cases} 0.6 & \text{冷扩管（如DSAW）} \\ 0.7 & \text{无缝钢管或ERW管} \end{cases} \quad (4-7)$$

对于采用热处理（至少 233 摄氏度）以恢复屈服强度的冷扩管， F_c 可以由 0.6 增加至不超过 0.7。

P_c 为纯外压作用下的压溃压力，当钢管为圆管时，可按下式计算：

$$P_c = \frac{P_y P_{el}}{\sqrt{P_y^2 + P_{el}^2}} \quad \text{MPa} \quad (4-8)$$

P_y 为管子的屈服压溃压力，可按以下计算：

$$P_y = 2\sigma_y \left(\frac{t_{\min}}{D} \right) \quad \text{MPa} \quad (4-9)$$

P_{el} 为管子的弹性压溃压力，可按下式计算：

$$P_{el} = \frac{2E (t_{\min}/D)^3}{1 - \nu^2} \quad \text{MPa} \quad (4-10)$$

σ_y 为规定的最小屈服强度，MPa；

E 为弹性模量，MPa；

ν 为泊松比。

当钢管考虑椭圆度时，压溃压力 P_c 可采用以下公式计算：

$$(P_o - P_{el}) (P_c^2 - P_{el}^2) = 2P_c P_{el} P_p \delta_0 \frac{D}{t_{\min}} \quad (4-11)$$

其中，

δ_0 为初始椭圆度，可按下式计算：

$$\delta_0 = \frac{D_{\max} - D_{\min}}{D_{\max} + D_{\min}} \quad (4-12)$$

初始椭圆度不应超过 0.25%。该值不包括安装阶段造成的椭圆度，也不包括在役期间在外压或弯矩作用下产生的椭圆度；

P_p 为立管的塑性压溃压力，可按下式计算：

$$P_p = 2 \frac{t_{\min}}{D} \sigma_y \alpha_{fab} \quad \text{MPa} \quad (4-13)$$

α_{fab} 为制造系数，取值如下：

$$\alpha_{fab} = \begin{cases} 1.000 & \text{无缝钢管} \\ 0.850 & \text{UOE管} \\ 0.925 & \text{UO/TRB管} \end{cases} \quad (4-14)$$

4.3.4 屈曲

4.3.4.1 立管在安装和作业期间应满足屈曲的要求，分析中应考虑同时存在的载荷作用（如外压、轴向载荷、弯曲载荷）以及立管存在的变化（如椭圆度、材料各向异性、残余应力等）。

4.3.4.2 对于立管承受的外压大于内压的情况，应满足以下要求：

$$P_e - P_i \leq F_o P_o \quad (4-15)$$

其中，

P_e 为立管承受的外压，MPa；

P_i 为立管承受的内压, MPa;

F_o 为设计系数, 对应不同情况下内压时的取值如下:

$$F_o = \begin{cases} 0.60 & \text{冷扩管 (如DSAW)} \\ 0.75 & \text{无缝钢管或ERW管} \end{cases} \quad (4-16)$$

对于含椭圆度的管子, 在考虑弯曲和轴向载荷的情况下, 最小压溃压力为:

$$P_o = P'_o (g - s/s_o) \quad \text{MPa} \quad (4-17)$$

其中,

P'_o 为圆管在外压和轴向载荷作用下的压溃压力, 可按下式计算:

$$P'_o = \frac{P'_y P_{el}}{\sqrt{P_{el}^2 + P_y'^2}} \quad \text{MPa} \quad (4-18)$$

P'_y 为管子在轴向载荷作用下的屈服压力, 可按下式计算:

$$P'_y = 2Y_r \left(\frac{t_{\min}}{D} \right) \quad \text{MPa} \quad (4-19)$$

P_{el} 为管子的弹性压溃压力, 可按下式计算:

$$P_{el} = \frac{2E (t_{\min}/D)^3}{1 - \nu^2} \quad \text{MPa} \quad (4-20)$$

D 为管子结构的名义外径, mm;

t_{\min} 为管子的名义壁厚减去腐蚀、磨损、冲蚀裕量, mm;

E 为弹性模量, MPa;

ν 为泊松比;

g 为缺陷函数, 可按下式计算:

$$g = \frac{(1 + p^2)^{1/2}}{(p^2 + f^{-2})^{1/2}} \quad (4-21)$$

p 为塑性与弹性之比, 可按下式计算:

$$p = P'_y / P_{el} \quad (4-22)$$

f 为不圆度函数, 可按下式计算:

$$f = \left[1 + (\delta_0 \cdot D/t_{\min})^2 \right]^{1/2} - \delta_0 \cdot D/t_{\min} \quad (4-23)$$

s 为管子的弯曲应变;

s_o 为临界弯曲应变, 可按下式计算:

$$s_o = t_{\min} / (2b \cdot D) \quad (4-24)$$

b 为应变折减系数, API 管子为 1.5;

δ_0 为初始椭圆度, 可按下式计算:

$$\delta_0 = \frac{D_{\max} - D_{\min}}{D_{\max} + D_{\min}} \quad (4-25)$$

Y_r 为折减的屈服应力, 可按下式计算:

$$Y_r = \sigma_y \left\{ \left[1 - 3 \left(\frac{S_a}{2\sigma_y} \right)^2 \right]^{1/2} - \frac{S_a}{2\sigma_y} \right\} \quad \text{MPa} \quad (4-26)$$

σ_y 为规定的最小屈服强度, MPa;

S_a 为平均轴向应力, 可按下式计算:

$$S_a = (T_e - P_{\text{net}} A) / a - P_i \quad \text{MPa} \quad (4-27)$$

T_e 为管子的有效轴力, N;

P_{net} 为净外压, 可按下式计算:

$$P_{\text{net}} = GH - P_i \quad \text{MPa} \quad (4-28)$$

A 为管子的横截面积, 可按下式计算:

$$A = \pi D^2 / 4 \quad \text{mm}^2 \quad (4-29)$$

a 为管子管壁的横截面积, 可按下式计算:

$$a = \pi \left[D^2 - (D - 2t_{\text{min}})^2 \right] / 4 \quad \text{mm}^2 \quad (4-30)$$

P_i 为管子的内压, MPa;

G 为海水的单位重量, N/mm³;

H 为管子的水深, mm。

4.3.5 屈曲扩展

4.3.5.1 对于满足静水压溃要求的立管设计, 当管道受损 (如偶然载荷撞击)、张紧器失效导致立管产生过大弯矩等情况时, 在较低的压力下仍然会发生压溃并扩展, 直至外压较小至扩展压力或扩展至止屈器。屈曲扩展压力可由下式计算:

$$P_p = 24\sigma_y (t/D)^{2.4} \quad \text{MPa} \quad (4-31)$$

4.3.5.2 立管设计应考虑发生屈曲扩展的后果 (如损坏的管段数量) 和更换维修的可行方法。如果立管设计有止屈器, 止屈器应满足 API 1111 中的相应要求。如果止屈器位于立管疲劳的位置, 在立管疲劳分析中应考虑因止屈器产生的应力集中效应。

4.3.6 组合载荷

4.3.6.1 对于立管动态强度分析, 等效应力应满足以下要求:

$$(\sigma_p)_e \leq C_a C_f \sigma_y \quad (4-32)$$

其中,

σ_y 为材料屈服强度, MPa;

C_a 取 2/3;

C_f 取值参照 4.2.2 中的要求;

对于忽略横向剪切力和扭转载荷的普通钢质圆管, 薄膜应力的等效应力为:

$$(\sigma_p)_e = \text{Max} \frac{1}{\sqrt{2}} \sqrt{(\sigma_{\text{pr}} - \sigma_{\text{p}\theta})^2 + (\sigma_{\text{p}\theta} - \sigma_{\text{pz}})^2 + (\sigma_{\text{pz}} - \sigma_{\text{pr}})^2} \quad \text{MPa} \quad (4-33)$$

其中,

径向薄膜应力可按下式计算:

$$\sigma_{\text{pr}} = - \frac{P_o \cdot D + P_i \cdot D_i}{D + D_i} \quad \text{MPa} \quad (4-34)$$

环向薄膜应力可按下式计算:

$$\sigma_{\text{p}\theta} = (P_i - P_o) \frac{D}{2t_{\text{min}}} - P_i \quad \text{MPa} \quad (4-35)$$

为轴向薄膜应力可按下式计算:

$$\sigma_{\text{pz}} = \frac{T_w}{A} \pm \frac{M}{2I} (D - t_{\text{nom}}) \quad \text{MPa} \quad (4-36)$$

管壁横截面积可按下式计算:

$$A = \frac{\pi}{4} (D^2 - D_i^2) \quad \text{mm}^2 \quad (4-37)$$

管道截面的惯性矩可按下式计算：

$$I = \frac{\pi}{64} (D^4 - D_i^4) \quad \text{mm}^4 \quad (4-38)$$

管道的名义壁厚可按下式计算：

$$t_{\text{nom}} = \frac{D - D_i}{2} \quad \text{mm} \quad (4-39)$$

最小壁厚可按下式计算：

$$t_{\text{min}} = t_{\text{nom}} - t_{\text{corr}} \quad \text{mm} \quad (4-40)$$

4.3.6.2 如业主同意，立管在组合载荷下的强度衡准也可以采用 API Std 2RD 中的组合载荷校核衡准。

4.3.6.3 立管应变不应超过母材和焊缝的限制要求。在安装和作业阶段，如果立管外径表面上任意方向的总名义应变（不含应变集中）超过 0.5%，应考虑基于应变的设计，并考虑 API Std 2RD 第 7.7 节中的附加材料要求。

4.3.7 基于 S-N 曲线的疲劳寿命

4.3.7.1 立管设计的疲劳寿命评估，宜采用 S-N 曲线和 Palmgren-Miner 线性累积损伤理论的方法。

4.3.7.2 立管疲劳寿命评估应考虑在立管整个生命周期中所有会导致疲劳损伤的循环载荷，包括安装期间产生的疲劳损伤、在位期间因波浪载荷（波频和低频）导致的疲劳损伤、海流引起的涡激振动疲劳损伤以及浮体涡激运动导致的疲劳损伤。

4.3.7.3 立管疲劳寿命评估应分别校核由各类循环载荷导致立管总的长期疲劳损伤和由单独极端/生存事件引起的短期疲劳损伤。

4.3.7.4 立管总的长期疲劳损伤包括长期波致疲劳损伤、长期 VIV 疲劳损伤和长期 VIM 致疲劳损伤和安装期间的疲劳损伤，应满足以下要求：

$$(1 - \beta) / \left((SF_{\text{wave}} \times D_{\text{wave}}) + (SF_{\text{VIM}} \times D_{\text{VIM}}) + (SF_{\text{VIV}} \times D_{\text{VIV}}) \right) > \text{设计寿命} \quad (4-41)$$

其中，

D_{wave} 为每年的波致疲劳损伤（包括波频和低频作用）；

D_{VIM} 为每年的 VIM 疲劳损伤；

D_{VIV} 为每年的 VIV 致疲劳损伤；

β 为安装期间疲劳损伤占总的长期疲劳损伤的比例；

SF_{wave} 、 SF_{VIM} 、 SF_{VIV} 为相应的疲劳安全系数，其取值应至少满足以下要求：

$$SF = \begin{cases} 3 & \text{在役期间进行检验的位置或低风险的位置} \\ 10 & \text{在役期间不进行检验的位置或高风险的位置} \end{cases} \quad (4-42)$$

4.3.7.5 在计算立管总的长期疲劳损伤时，应规定预计的立管安装阶段疲劳损伤（如 SCR 的铺设、提管阶段的疲劳损伤）。安装分析的结果应满足预计的疲劳损伤要求。

4.3.7.6 当适用时，以下因素导致的疲劳宜予以考虑：

- (1) 关闭和启动引起的立管应力循环；
- (2) 温度波动；
- (3) 卷管铺设对焊缝疲劳寿命的影响；
- (4) 管土的循环相互作用。

4.3.7.7 单独极端/生存事件的短期疲劳损伤不与长期疲劳损伤进行累计，对每个事件独立进行校核。单独极端事件的短期疲劳损伤评估，安全系数应不低于 10。如业主要求，可对单独生存事件的短期疲劳损伤进行鲁棒性分析，安全系数不低于 1。单独极端/生存事件的持续时间应考虑该事件在所处区域的情况确定。

4.3.7.8 对于立管所有预期产生裂纹的关键位置（通常为焊缝和应力集中处），应进行疲劳损伤评估。

4.3.8 基于断裂力学的疲劳寿命

4.3.8.1 对于检测到的立管部件或焊缝的初始裂纹，可采用基于断裂力学的工程临界评估方法，计算裂纹的剩余疲劳寿命，制订立管在制造/安装/在役期间无损检测的接受衡准以及在役期间的检验间隔，或对于缺少适用S-N曲线的焊接接头预测其合适的S-N曲线。

4.3.8.2 疲劳裂纹的生长寿命应满足以下要求：

$$\frac{N_{\text{tot}}}{N_{\text{cg}}} \cdot SF \leq 1 \quad (4-43)$$

其中， N_{tot} 为在使用寿命或检验周期内循环应力的总次数；

N_{cg} 为初始裂纹扩展至临界尺寸所需要的应力循环次数；

SF 为疲劳安全系数。

4.3.9 干涉

4.3.9.1 立管干涉分析的接受衡准：

(1) 在极端工况下，立管不允许发生接触，通常取相邻立管外表面之间的间距不小于2倍平均外径；

(2) 在生存工况下，可以发生碰撞，但经评估立管不能进一步发生压溃。

4.3.9.2 对于立管系统中的其它部件的干涉，如立管与浮体结构的间距、TTR系统在顶部的挠性跨接管/脐带缆与相邻设备/结构的间距、TTR的顶部的采油树与相邻设备/结构的间距等，应符合设计规格书中的要求。

4.3.10 允许的变形/转动

4.3.10.1 立管变形应避免使其出现不可接受的弯曲应力和曲率半径（如挠性管），同时避免固定于立管的油管或其它管线出现不可接受的应力。

4.3.10.2 对于立管系统中的张紧器、挠性接头、伸缩节以及跨接软管等有相对运动限制的部件，在立管的极端工况和偶然工况分析中，其最大冲程/转动角度等应满足设计规格书中的要求。

4.3.11 轴向载荷

4.3.11.1 对于位移控制的情况（如立管随浮体运动），如果立管的轴向负张力不会进一步导致其它失效（如应力、曲率等），则可接受。载荷控制（如浮筒浮力丧失）引起的立管轴向屈曲为不可接受。

4.3.11.2 对于顶部张紧的立管（包括顶部张紧式立管和混合立管中的钢质立管部分），为避免立管顶部较小的有效张力变化引起在较小或负的有效张力的位置发生过大弯曲应力，应满足设计规格书中对最小张力的要求。

第 4 节 材料选择

4.4.1 一般要求

4.4.1.1 立管系统的材料选择应遵循以下原则：

(1) 材料性能满足功能要求，与预期所处内、外部环境（如介质成分、温度等）相兼容；

(2) 适用于预期的各类动态响应的要求，包括随浮体运动产生的动态载荷、涡激振动、立管与海底的相互作用、生产作业、运输、装卸和储存；

(3) 具有符合设计要求的机械性能，包括强度、硬度、韧性、疲劳性能等；

- (4) 能够适用于预期的制造和安装方法，如焊接、加工、卷管等；
 - (5) 避免出现电腐蚀和异质材料相互作用问题；
 - (6) 可在整个设计寿命内维持足够的材料性能；
 - (7) 具有足够的抗磨损或机械损伤的能力。
- 4.4.1.2 设计为承受高应力的立管部件（如应力节）可采用钛材料或其它高强度材料。
- 4.4.1.3 承压部件和直接焊接在承压部件上的部件不应采用金属铸件。
- 4.4.1.4 对于非金属密封材料的选择，宜考虑以下内容：
- (1) 对于所有预期操作具有充分的物理和机械性能；
 - (2) 抗高压下的挤出或蠕变；
 - (3) 抗热循环和动态载荷的作用；
 - (4) 能够抵抗管内气体的快速减压；
 - (5) 设计寿命内的性能退化。

第 5 节 总体布置

4.5.1 一般要求

4.5.1.1 立管布置位置应尽可能远离居住区和安全重要区，并应避免受到火灾、爆炸等的破坏。为防止小范围的火灾加剧至人员伤亡或设备故障，应对立管、立管支撑结构、张紧设备的防火措施予以适当考虑。

4.5.1.2 立管之间的布置间距应满足立管干涉的要求。

第 6 节 防腐设计

4.6.1 一般要求

4.6.1.1 立管系统的所有部件应选择符合预期腐蚀环境要求的合适材料或采取适当的防腐措施，以避免发生立管内外腐蚀。

4.6.1.2 立管系统的腐蚀分为外腐蚀和内腐蚀。外防腐的措施通常包括防腐涂层（如喷涂铝）和阴极保护方法。内防腐的措施通常包括材料选择、注入缓蚀剂、壁厚腐蚀裕量、内防腐涂层（包括 CRA 内衬层）等方法。

4.6.2 外防腐涂层

4.6.2.1 立管系统设计应选择最合适的外防腐涂层。涂层系统的选择应考虑以下方面：

- (1) 可承受作业和安装期间的载荷作用，包括静水压力、热膨胀、吊装/安装载荷、疲劳载荷、飞溅区的抨击载荷、组装螺纹连接器的损伤、与其它部件的磨损等；
- (2) 在连接器装配或螺纹损坏时，可抵抗涂层与内部介质临时接触产生的损坏；
- (3) 可抵抗剥离、开裂、脆化等损坏；
- (4) 可抵抗不同材料连接处的电腐蚀；
- (5) 对附着海生物（包括动植物）的耐受性；
- (6) 对于阴极保护效果不好的位置（如 VIV 抑制装置覆盖的立管、飞溅区的立管等），予以加强保护；
- (7) 可进行维护、修理；
- (8) 防火要求；
- (9) 抗紫外线老化的要求。

4.6.2.2 飞溅区的环境会增加金属腐蚀速率，应对飞溅区的防腐涂层予以考虑。

4.6.3 阴极保护

4.6.3.1 阴极保护一般采用牺牲阳极的方式，也可以采用外加电流或两者同时使用的方式。设计时应考虑以下因素：

- (1) 立管表面积;
- (2) 环境条件;
- (3) 牺牲阳极对特定海洋环境的适应性;
- (4) 牺牲阳极的设计寿命;
- (5) 牺牲阳极的物理损伤保护;
- (6) 来自附近结构的电流干扰影响;
- (7) 为系统中电隔离部分安装绝缘接头的需要;
- (8) 对整流器或其它外加电源的检验要求。

4.6.3.2 为立管提供阴极保护的牺牲阳极,宜设计位于立管的海底静态部分或与立管相连的船体结构、水下结构,不宜位于立管的动态部分,以避免造成应力集中和涂层损伤。

4.6.3.3 如果牺牲阳极安装在动态部分,设计中应考虑立管动态响应(特别是弯曲变形)的影响。安装采用的焊接工艺可能影响立管材料性能并产生应力集中和过度硬度,焊接工艺也应予以特殊考虑。

4.6.3.4 采用阴极保护的立管系统各个部件之间,应设计为直接的电接触。对于存在涂层或橡胶等阻碍电接触的位置,应采用适当措施以保持电连续性。

4.6.3.5 立管系统的阴极保护系统设计应与相邻的船体/水下结构协调考虑。对于在船体/水下结构上设置为立管提供阴极保护的牺牲阳极,立管应与其保持电连续性。

4.6.3.6 如果对氢脆敏感的立管材料(如高强度钢、双相不锈钢、隔离层堆焊等)采用阴极保护,应采用有效的干预方法(如涂层、焊接工艺等)以避免可能的失效。

4.6.3.7 立管的阴极保护设计和计算应符合 ISO 15589-2 或业主指定的其它公认标准的要求。立管系统中的其它附属部件的阴极保护设计,应符合相应公认标准的要求。

4.6.4 腐蚀裕量

4.6.4.1 对于钢质立管,应评估腐蚀裕量,包括考虑立管在制造、运输、储存、运行等阶段的腐蚀量。

4.6.4.2 腐蚀裕量的确定应考虑以下因素:采用的防腐方法、材料的耐腐蚀性能、管内介质与海水的化学组分、在立管上的位置等。对于飞溅区域,可额外增加腐蚀裕量。

4.6.4.3 如立管处于充分的腐蚀保护,可不考虑腐蚀裕量。

第 7 节 防污设计

4.7.1 一般要求

4.7.1.1 立管可设计为用防污设备沿立管移动对海生物进行清理,此时,立管表面应可抵抗防污设备施加的载荷。

4.7.1.2 立管可采用防污涂层来减少或消除某些种类的海生物。对于有毒释放物质的防污涂层,其使用应符合当地法规的要求。

第 8 节 磨损和冲蚀

4.8.1 一般要求

4.8.1.1 对于立管内部、外部或者立管部件之间预计发生的磨损和冲蚀,预计的材料损失量应小于设计裕量,或采用充分的措施防止立管发生过度的磨损。

4.8.1.2 对于SCR,应对立管在触地区的运动引起的磨损予以考虑。如果抗腐蚀涂层或配重涂层也设计用于抵抗磨损,涂层应设计有适当的厚度和材料抗磨损性能。

第9节 保温设计

4.9.1 一般要求

4.9.1.1 立管的保温设计应满足流动保障所需的介质输送温度要求。

4.9.1.2 为减少介质输送过程中的热损失，立管可设计采用保温措施，通常包括：

- (1) 在管中管的环空中填充静水或气体；
- (2) 采用厚的保护涂层以起到绝热效果；
- (3) 采用单一目的的保温涂层；
- (4) 减少与立管连接的热辐射部件的数量；
- (5) 主动加热措施，等。

第10节 机械损伤防护

4.10.1 一般要求

4.10.1.1 如可能，立管应通过设计在浮体内的合适位置或提供保护措施对其进行保护以免碰撞等机械损伤。保护措施可以包括立管保护网、保险杠、框架、浮力泡沫包覆等。

4.10.1.2 对立管中的阀门或其它水下结构应予以适当保护，防止渔具、锚等对其造成损伤。

第11节 途径要求

4.11.1 一般要求

4.11.1.1 根据立管的种类，从浮式装置上可能有以下需要通过立管内径的作业：

- (1) 钻井作业；
- (2) 修井和完井作业；
- (3) 过出油管作业；
- (4) 连续油管作业；
- (5) 冲洗作业；
- (6) 通球和立管内腔维护，等。

4.11.1.2 如果立管设计有上述通过内径的相关作业，立管的内径尺寸、公差、材料、弯曲曲率等因素，应设计为满足相关作业设备通过的要求。

第12节 ROV 兼容性

4.12.1 一般要求

4.12.1.1 如果立管系统的安装和维护需要使用水下机器人（ROV），立管系统的相应部件应设计有ROV接口。ROV接口应符合ISO 13628-8中的相关要求。

第13节 系统界面

4.13.1 一般要求

4.13.1.1 对于特定工程，由作业者/设计方确定立管系统与上部浮体和海底结构/海底管道等的界面。

4.13.1.2 除了立管柱应满足本章第3节的设计要求之外，立管系统顶部和底部的结构/

设备应满足所需的界面要求。

4.13.2 结构要求

4.13.2.1 立管系统顶部和底部的部件应设计为可承受立管的载荷/运动，并保持密封和承压能力。

4.13.2.2 对于浮体上用于连接立管托篮结构的立管悬挂结构，应设计满足立管的尺寸和载荷要求。如悬挂结构需支撑不同重量的立管，可在设计时对载荷采用适当的放大系数，使悬挂结构满足对不同立管的适用性。

4.13.3 功能要求

4.13.3.1 立管系统顶部和底部界面应设计满足所需的液体输送、监控系统的脐带缆、和操作要求（如钻/修/完井）的要求。相关部件应满足所需的连接、安装、维护、解脱等要求。

第 14 节 作业限制和应急操作

4.14.1 一般要求

4.14.1.1 立管可设计为在极端条件下保持连接或应急解脱。对于设计为在极端条件下保持连接的立管，其干涉、强度和疲劳均应满足相应设计衡准的要求。对于设计为可解脱的立管，当环境条件超过正常作业限制时进行解脱等应急操作，并在条件恢复后可以再连接。

4.14.1.2 立管的解脱可分为：（1）正常或计划解脱；（2）快速或应急解脱。计划解脱通常由采油树等水面或水下设备在立管解脱之前清除立管中的碳氢化合物，并以海水填充替代。应急解脱通常由采油树等水面或水下设备隔离立管内的碳氢化合物并阻止新的碳氢化合物流入立管，以最小化立管解脱时的碳氢化合物损失。

4.14.1.3 对于可应急解脱的立管系统，应急操作可包括立管解脱、临时自由站立、下放海底、悬挂、回收及再安装等。

4.14.1.4 对于顶部解脱后的立管，可设计为临时性的下放至海底或以可接受的垂直构型临时自由站立。对于底部解脱后的立管，可设计为临时性的回收至水面或悬挂在浮式平台。

4.14.2 操作限制

4.14.2.1 对于设计为可应急解脱的立管系统，应对立管保持连接状态正常作业和设计的每个应急操作过程，建立相应的操作限制条件，可由允许的立管最大偏移量与海况参数的关系图表示。立管保持连接状态的正常作业应限制在允许的包络线范围内。

4.14.2.2 确定立管在连接状态及每个应急操作模式的偏移量限制时，通常考虑以下因素：

- （1）立管与月池的间距；
- （2）底部挠性接头的转动限制；
- （3）顶部挠性接头的转动限制；
- （4）立管张力；
- （5）挠性跨接管长度，等。

4.14.3 解脱

4.14.3.1 对于浮体或井系统发生紧急事件、浮体定位系统失效、环境条件突然超过立管操作阈值等情况，可设计进行快速或应急解脱。进行快速或应急解脱的部件包括立管与浮体之间的快速解脱连接器、立管底部总成等。

4.14.3.2 在立管底部解脱之前，通常需要先减小立管的顶部张力以防止反冲。在立管设计时，应确定此时保证立管稳定性的最小张力要求。

4.14.3.3 立管解脱应设计为避免与相邻井口或立管发生碰撞。

4.14.3.4 立管快速或应急解脱流程应考虑以下方面：

- (1) 所有油气处理设备的生产关闭；
- (2) 所有水下和立管阀门的关闭；
- (3) 立管的应急解锁。如有必要，可设计解脱安全系统，以使所有水下阀门关闭并使生产系统处于安全的全关闭状态。
- (4) 监测立管底部角度，以确保不超过允许的最大转角；
- (5) 立管张力应大于设计确定的最小张力。

4.14.4 临时自由站立

4.14.4.1 对于立管顶部解脱后采用临时自由站立的方式，应设计有立管底部连接器的安全连接点，并与关键设备保持适当的距离，立管顶部应确保有足够的浮力以避免立管在临时应急位置损坏其它设备或自身受到损伤。

4.14.5 悬挂

4.14.5.1 应根据预期的环境条件（如波高、海流）范围、浮体轮廓等确定立管的悬挂限制。立管与浮体的碰撞是悬挂模式的控制衡准。

4.14.6 回收和再安装

4.14.6.1 立管回收程序，通常考虑以下方面：

- (1) 合适立管收回的反向安装程序；
- (2) 所需的浮体压载；
- (3) 解脱后的反冲和张力的调节；
- (4) 可能需要的导向系统；
- (5) 可能需要的浮体偏移量控制。

4.14.6.2 对于解脱后进行再安装立管的，除了初始的安装考虑之外，还应考虑其与相邻已有立管之间的距离及相互影响。

第 15 节 监测和控制

4.15.1 一般要求

4.15.1.1 本节规定了对用于永久性操作的立管系统的监测和控制要求，用于临时性操作的立管系统的监测和控制应符合我社《海上钻井系统检验指南》或其它适用规范标准中的监控要求。

4.15.1.2 立管系统应能从浮体的主生产处理系统控制站、主控制站或其它位置进行所需的监测和控制，以确定立管系统的作业状态是否超过设计条件并进行适当的调整。

4.15.1.3 与立管系统相关的海洋环境监测和浮体运动监控，应符合我社《海上浮式装置入级规范》或其它适用标准中的相关要求。

4.15.2 监测系统

4.15.2.1 立管系统的监测可分为内部介质状态监测、立管腐蚀监测、立管结构监测。内部介质状态监测通常包括介质的组分、温度、压力等。立管内腐蚀可采用金属试片方法进行监测。立管结构监测可包括立管张力、应力、角度、冲程、间距等。

4.15.2.2 立管系统的内部介质状态监测应符合沿岸国相关法规和油气处理系统的相关规定。当立管达到操作极限之前应有报警。

4.15.2.3 立管结构监测可用于作业过程中维持准确立管张力、监测立管动态响应、评估立管疲劳寿命、配合浮体动力定位控制、设计方法及工具的验证等目的。立管结构监测应根据作业者的要求进行设计，但不作为强制性要求。

4.15.2.4 根据监测数据的记录和传输方式，立管结构监测的方法可分为离线单机监测、电缆有线实时监测、光纤有线实时监测和声学实时监测。如需要实时记录数据峰值以辅助决策，通常采用在线监测方式；离线监测适用于评估使用寿命等长期监测目的。

4.15.2.5 监测点的位置、间隔及数量可通过立管总体分析结果来确定，设计可依据以下原则：

(1) 当设有多条立管时，可不对所有立管进行监测，根据利用率和失效后果选择被监测的立管；

(2) 监测最关键位置的局部响应情况，如最大应力/最大疲劳损伤的位置或关键部件；

(3) 监测点的布置可获得立管的整体响应情况，可分布设置或在关键区域集中设置；

(4) 监测点的数量应使监测结果满足精度水平的要求；

(5) 监测点要考虑监测仪器安装和更换的可行性。

(6) 冗余设计。

4.15.3 控制系统

4.15.3.1 立管系统应设置对内部流体介质的控制系统，如：

(1) 应急关断；

(2) 压力保护装置；

(3) 压力、温度和流量控制装置；

(4) 释放装置。

4.15.3.2 控制系统也可设计用于通过改变立管顶部张力或位置等方式调节各类立管结构响应参数、控制井口头连接器等。

第 16 节 检测、维护和修理

4.16.1 一般要求

4.16.1.1 本节规定了立管系统设计时应考虑的在役期间检测、维护和修理的原则要求。

4.16.2 检测

4.16.2.1 立管系统的检测原则应作为立管系统设计的一部分，并结合部件关键性和检测难度予以考虑。设计方应确保立管系统可以进行所需的各项检测。

4.16.2.2 立管系统的外检测，一般包括水上部件（如张紧器）、水下关键部件（如挠性接头）、VIV 抑制装置、立管外部损伤、立管总体构型、扭转、外腐蚀、涂层、牺牲阳极、附着海生物、SCR 触地区域及海底条件、浮力模块的滑移、水下浮筒位置、挠性管弯曲限制器/加强器等。立管系统的水下部分外检测，主要采用 ROV 方法。

4.16.2.3 立管系统内检测的检测计划，根据作业者的检测原则和立管系统的操作风险来确定。

4.16.2.4 通常，永久性立管系统在完工试验后和运行一年后应进行外观检查。在役期间的检测时间间隔应符合本指南第 2 章第 5 节中的相关规定，且一般不宜超过以下要求，除非经验或工程分析证明需要更长的时间间隔。

推荐的检验方法和时间间隔

表 4.16.2.4

部件	检验方法	时间间隔
水上部件	外观检查	1 年
水下部件	外观检查	3-5 年
所有部件	无损检测	根据需要
牺牲阳极	外观检查或电位测试	3-5 年
已知或怀疑损坏的区域	适用方法	设计事件发生之后
可回收出水面的部件	根据制造商建议	解脱之后

4.16.3 维护

4.16.3.1 计划性维护的目的是维持立管系统的功能和性能标准，减小后续可能的修理成本，特别是对处于潜水员不能抵达的水下区域的立管部分。

4.16.3.2 设计方应考虑立管系统的所有关键的维护项、维护时间及周期。

4.16.3.3 当附着海生物超过设计裕量时，应对附着海生物进行部分或全部清除。清除方法通常包括水冲、机械刷或刮刀。附着海生物的清除程序应与阴极保护系统相兼容。

4.16.4 修理/更换

4.16.4.1 立管系统应设计为，对于不造成泄漏的立管系统局部轻微损伤，可以在不进行应急关断的情况下修理或更换（如腐蚀涂层修理、阴极保护修理等）；对于会造成泄漏的重大损伤，在立管关断和减压后可以进行回收、修理或更换。

第 17 节 试验

4.17.1 一般要求

4.17.1.1 对于需要由试验提供数据或验证假定数据的立管关键设计参数，应设计进行相应的试验，如焊缝疲劳试验、材料性能试验、CTOD 试验、特殊部件要求的模型试验等。

第 18 节 安装方案设计

4.18.1 一般要求

4.18.1.1 本节规定了用于立管系统设计时对安装的考虑。设计方应根据预期的安装方法和安装船舶，确定初步的安装程序并进行安装可行性分析，验证立管在安装过程中可以满足强度和疲劳等设计衡准的要求。

4.18.1.2 最终详细的安装设计及计算由安装承包方负责制定，并经作业者和本社批准。最终的安装设计也应符合本节的相关要求。

4.18.1.3 本节规定了用于生产、外输、注入、输入、钻井、修井、完井的立管系统的安装设计的一般考虑。对于用于钻井、修井、完井的立管系统的特殊考虑，参见API RP 16Q和API RP 17G的相关要求。对于挠性立管和混合立管的特殊考虑，参见API RP 2RD和API RP 17B的相关要求。

4.18.1.4 安装规格书中应规定由安装承包商负责的陆上制造的工作范围。安装承包商应在陆上制造开始之前，制定制造程序并提交业主和我社进行审查。

4.18.2 安装方法

4.18.2.1 立管系统根据不同的类型，可以从浮式装置上下放安装或从安装船舶上进行安装。从安装船舶上进行安装的方法包括S型铺设安装、J型铺设安装、卷管铺设安装、拖管法安装等。

4.18.2.2 当采用S型铺设方法时，通常由铺管船对立管进行预先铺设，在浮式装置就位之后通过专用船舶将立管从海底提升至预定位置，并由浮式装置上的立管拉入系统将立管安装就位。当采用J型铺设方法时，通常在浮式装置就位之后再由铺管船进行立管铺设。

4.18.2.3 立管系统的安装方法应满足安装工作所需的足够天气窗口期的要求。

4.18.2.4 安装方案的选择，应考虑其对水下结构设计（如PLET）的影响。

4.18.3 运输和吊装

4.18.3.1 立管系统的吊装装置应根据立管安装方法具备所需吊运能力。吊装装置及索具的结构设计应符合API RP 2A中的相关规定。

4.18.3.2 对于立管系统的装船和吊装，应考虑适当的保护措施，如防护罩、端帽等。

4.18.3.3 立管部件运输过程中的存放和固定方式应避免其受到机械损伤和腐蚀。立管部件的固定应考虑船舶运动的影响。

4.18.4 海上安装程序

4.18.4.1 立管系统的安装程序应考虑以下因素：

(1) 间隙要求。为满足立管顶部和底部连接点之间的立管总长度要求，可在立管柱中采用一段特殊的短节，以符合剩余间隙的长度要求；

(2) 立管下放时需要安装的附属物，如浮力模块、VIV抑制装置等；

(3) 立管安装时的导向方法（如立管下放导向、立管回接导向）。对于浮式装置上的多根立管，在不同安装阶段可能需要采用不同的导向方法；

(4) 安装过程中可能采用的浮体动力定位；

(5) 安装期间立管与其它立管、系泊缆或其它障碍物之间的干涉；

(6) 立管安装时的运动补偿要求；

(7) 支持船舶；

(8) 应急计划，如动力定位失效、锚链失效等；

(9) 空管安装或充水安装方式；

(10) 安装精度要求。

4.18.4.2 立管系统的安装程序应设计为可在任何时刻停止操作和可回收、弃置立管。

4.18.4.3 立管系统的安装程序应允许在安装后进行通球（如适用）和静水压力试验。

第 19 节 部件设计

4.19.1 一般要求

4.19.1.1 立管系统的部件设计文件（包括规格书、主要图纸及报告）应提交本社审查，至少包括挠性接头、VIV抑制装置、张紧器等主要部件。立管系统规格书中应规定对部件极限能力的要求。部件的设计文件中应说明部件的极限能力满足立管系统设计所规定的要求。

4.19.1.2 立管系统的部件作为产品，应满足公认的相应接受标准的要求。

4.19.1.3 立管系统中的承压部件和主承载部件，应满足强度衡准和疲劳衡准的要求。

4.19.1.4 本节对立管系统中的部分通用部件给出了相应的设计要求。其它各类立管系统中特有部件的设计要求，在本指南第 5 章中进行了规定。

4.19.2 连接器

4.19.2.1 立管连接器用于对立管单根或设备的连接和解脱，通常包括螺纹连接器、法兰连接器及其它机械连接器等。

4.19.2.2 立管连接器的设计应满足在所有工况下的密封、强度和疲劳要求，且不低于管子或焊缝的相应要求。连接器承受的载荷包括装配/拆卸载荷、内/外压力、弯曲和张力载荷、循环载荷、温度载荷等。在适用时，也应对偶然载荷如火灾、撞击等予以考虑。

4.19.2.3 立管连接器主要采用金属密封方式。非金属密封应仅用于备用密封。

4.19.2.4 立管连接器应具有充分的设计冗余，以防止单一位置失效引起立管系统的重大失效。

4.19.3 VIV 抑制装置

4.19.3.1 立管系统采用 VIV 抑制装置降低立管的涡激振动。VIV 抑制装置的类型包括螺旋列板和导流板，采用的类型应考虑安装方法和适用性。

4.19.3.2 VIV 抑制装置的设计，应满足立管设计所需的在一定海流条件范围内规定的振幅的最低抑制效率和最大拖曳力系数的要求。

4.19.3.3 VIV 抑制装置的尺寸和覆盖范围，可通过立管 VIV 疲劳分析来确定。VIV 抑制装置对立管重量、拖曳力直径、拖曳力系数等参数的影响，应通过公认的试验数据予以验证。

4.19.3.4 VIV 抑制装置的设计应满足安装、在位、回收阶段的载荷要求。

4.19.3.5 VIV 抑制装置在立管下放海水之前进行安装，通常设计为可在水下利用 ROV 进行移除和再安装。

4.19.3.6 为防止海生物对涡激振动抑制效果的影响，VIV 抑制装置通常采用防污涂层。

4.19.3.7 VIV 抑制装置的设计，应尽量降低其对阴极保护效果的不利影响。

4.19.4 阀门

4.19.4.1 立管系统中的阀门应根据所处位置符合相应的标准要求。如位于水下海底管道上的阀门通常应符合 API SPEC 6DSS 的要求，位于立管顶部在船体上的阀门通常应符合 API SPEC 6D、ASME B16.34 等标准的要求。

第5章 各类立管系统的特殊要求

第1节 钢悬链线式立管系统的特殊设计要求

5.1.1 一般要求

5.1.1.1 SCR的主要功能是介质输送,其处于海底的管道末端与PLET或海底管道相焊接,可视作海底管道向浮式装置的延伸。

5.1.1.2 SCR的单个管子之间一般采用焊接接头进行连接。

5.1.1.3 除了本指南和API RP 2RD和API Std 2RD,SCR的设计也可依据API RP 1111、ASME B31.4或ASME B31.8中的适用要求。

5.1.2 顶部总成

5.1.2.1 根据设计需要,SCR的顶部总成可以采用挠性接头或应力节。挠性接头需要考虑挠性单元在介质环境中的性能退化,应力节需要考虑对托篮及悬挂结构产生的较大弯矩载荷。

5.1.2.2 挠性接头可分为无风箱形式和有风箱形式。无风箱形式的挠性接头通常由本体、连接法兰、延伸段、挠性单元(包括弹性体和加强垫片)组成。其中,挠性单元为挠性接头的核心部件,粘接在挠性接头的本体和延伸段之间,承受管内内压并使延长段可相对本体转动。法兰与挠性接头本体之间的密封通常采用金属密封圈形式。如需防止特定介质成分或快速压降对挠性单元造成损伤,可采用有风箱形式的挠性接头,使挠性单元与内部介质隔离。

5.1.2.3 挠性接头的设计通常满足以下要求:

- (1) 承压要求;
- (2) 强度和疲劳要求;
- (3) 在服役寿命期的维护要求,一般设计为可不进行维护;
- (4) 可替换设计要求;
- (5) 故障安全设计要求,如挠性单元中的弹性体失效时,加强垫片堆叠以防止立管脱落;
- (6) 立管设计所需要的转动刚度和尺寸要求,使立管能够满足干涉、强度及疲劳的要求;
- (7) 通球的要求。

5.1.2.4 挠性接头的材料包括金属材料 and 弹性体材料。用于挠性接头本体、法兰、延伸段的金属材料通常采用高强度低碳钢,如ASTM A707。弹性单元中的加强材料应满足使用条件的强度和疲劳要求,弹性体材料应满足与介质的兼容性或进行隔离。挠性接头的材料应具有足够的断裂韧性,应进行断裂韧性试验及断裂力学分析。应对所有焊缝及其它规定位置的母材进行CTOD试验。

5.1.2.5 在需要时,挠性接头的设计可能包括以下辅助部件或设备:

- (1) 挠性接头下放工具;
- (2) 挠性接头护罩;
- (3) 抱领;
- (4) 挠性接头实体模型。

5.1.2.6 挠性接头的强度设计应使挠性接头不作为立管的薄弱环节,在各个极端工况下的应力使用系数应低于立管管子,保证立管发生过度弯曲或拉力时不在挠性接头的本体、挠性单元、延伸段或连接法兰处发生损坏和泄漏。疲劳寿命评估应考虑弹性体在静态载荷和动态载荷作用下的长期蠕变的影响。

5.1.2.7 挠性接头在设计温度下至最大转动角度以内的各个角度对应的弯矩或转动刚度,应提交立管系统设计方。对于立管设计,宜通过敏感性分析,研究挠性接头刚度偏差对立管响应的影响,以及作业过程中内压、温度变化对挠性接头刚度及立管响应的影响。

5.1.3 顶部接头的托篮结构

5.1.3.1 顶部接头托篮结构通常应满足以下要求：

- (1) 托篮结构应满足在安装和在位阶段相应载荷条件下的强度和疲劳衡准；
- (2) 托篮结构的角度应符合立管的总体构型设计要求；
- (3) 托篮结构的设计应考虑制造、安装公差的影响；
- (4) 材料的断裂韧性和焊接工艺应满足疲劳寿命的要求；
- (5) 托篮结构与悬挂结构之间的连接一般采用全焊透方式。

5.1.4 触地区域

5.1.4.1 SCR 设计应考虑触地区域土壤参数对立管强度和疲劳的影响。立管设计所采用的土壤参数应能代表触地区域的土壤条件。

5.1.4.2 对于 SCR 在触地区域的外防腐涂层，应考虑抗磨损能力的要求。

5.1.4.3 SCR 的海底平铺段，安装阶段和在位阶段应满足海底管道在位稳定性要求。

5.1.5 管中管

5.1.5.1 在有保温要求时，SCR 可采用管中管形式，内管与外管之间等间隔地设置间隙块。SCR 的内管也属于立管系统的一部分，应满足立管设计的相关要求。

5.1.5.2 对于管中管结构，内管的抗压溃设计应考虑外管泄漏进水时的外部压力载荷，外管的承压设计应考虑内管泄漏后承担的内部压力。管中管的强度校核可考虑内管和外管对立管运动响应的总刚度贡献。

5.1.5.3 管中管的设计，除满足上述立管设计要求之外，宜至少考虑以下因素：

- (1) 间隙块的布置间距；
- (2) 内管与外管的轴向相对运动；
- (3) 内管在热膨胀和内部压力下导致的轴向力及屈曲；
- (4) 间隙块对内管和外管的作用力；
- (5) 安装导致的内管残余曲率及残余应力、内外管之间的残余轴向载荷。

5.1.6 安装方案设计

5.1.6.1 SCR 系统海上安装的主要流程包括海上铺设阶段、提管阶段（如有时）和移管阶段。

5.1.6.2 SCR 可采用预铺设或在浮体就位后进行铺设。海上铺设的方法可采用 S 型铺设、J 型铺设及卷管铺设。对于海上铺设过程，应至少考虑以下环节：

- (1) 管道铺设的起始、正常铺设、终止阶段的应力和应变控制；
- (2) 焊接和无损检测；
- (3) VIV 抑制装置的安装；
- (4) 现场节点涂层的涂敷；
- (5) 牺牲阳极的安装；
- (6) 短节、挠性接头等的安装；
- (7) 立管平铺段的末端与海底管道/PLET 的连接；
- (8) 临时弃置或回收（如有时），等。

5.1.6.3 对于采用预铺设方式的 SCR，提管阶段一般可分为三个过程：

- (1) 提管作业前，SCR 平铺于海底，端部与工程船上的吊缆相连接；
- (2) 提管过程，工程船向浮体移动，吊缆将 SCR 的端部逐渐提起；
- (3) 提管终止，工程船抵达与浮体适当距离的位置，SCR 提至目标形态。

5.1.6.4 SCR 的移管阶段，一般可包括：

- (1) 浮体/其它辅助工程船舶上的吊缆与 SCR 顶部连接；
- (2) 浮体上的主吊缆将 SCR 逐渐拉至浮体预定位置；
- (3) 牵引 SCR 的挠性接头至指定悬挂位置。

5.1.6.5 设计有立管结构监测装置时，应考虑适合的监测系统安装方式。

第 2 节 顶部张紧式立管系统的特殊设计要求

5.2.1 一般要求

5.2.1.1 TTR 适用于具有低升沉运动特性的生产装置，如 TLPs、SPARs 或固定平台，也可用于处于温和海洋环境或配有升沉补偿系统的生产装置。

5.2.1.2 生产/外输/注入/输入立管的立管单根之间通常采用机械连接器进行连接，钻/修/完井立管的立管单根之间通常采用法兰进行连接。立管底部通常由回接连接器与水下井口连接，立管顶部通常由快速连接器或法兰与其它水面设备连接。立管与连接器或法兰等之间为焊接。

5.2.1.3 对于 TTR 系统及部件，除本指南及 API RP 2RD、API Std 2RD 的要求外，还应符合 API Spec 16F、API RP 16Q 或 API RP 16G 中适用于浮式装置立管系统及部件的相关规定。

5.2.2 立管张紧器

5.2.2.1 立管张紧器用于为 TTR 提供垂直张力以维持立管的稳定性，控制立管的应力、位移和底部角度等。用于浮式装置的 TTR 的张紧器，通常位于生产甲板。

5.2.2.2 立管张紧器应满足立管在不同作业模式时的名义张力和上/下冲程的要求。在作业、检测、维护时，如张紧器中单独部件失效，张紧器应能满足立管的最小张力要求。

5.2.2.3 应提供立管张紧器的张力与冲程的关系，用于立管的总体分析。

5.2.2.4 立管张紧器的设计可参照我社《海上钻井装置检验指南》、API Spec 16F 中的适用要求，电气设计应符合浮式装置操作区域的要求。

5.2.3 浮筒

5.2.3.1 TTR 系统的浮筒设计，应满足本章第 5.4.4 中的适用要求。

5.2.3.2 对于设计由浮筒提供立管顶部张力的情况，如需要，可设计用于限制浮筒垂直运动的上下界限，包括防止浮筒过度的向下运动引起 TTR 屈曲和防止浮筒的过度向上运动撞击甲板。

5.2.4 浮力模块

5.2.4.1 浮力模块应能承受吊装、运输、安装及用于最大许用水深的载荷要求。浮力模块的尺寸应满足所需升力和吊装、安装的要求。

5.2.4.2 浮力模块应根据特定水深选择合适密度的轻质材料，并考虑吸收海水、静水压力下的压缩以及制造公差的影响。

5.2.4.3 对于止推环、系带、螺栓等部件，应满足防腐和传递升力的要求，并在极端工况下不产生结构损伤。

5.2.5 特殊单根

5.2.5.1 除了标准单根，TTR 通常还包括其它特殊单根，如张力节、飞溅区管节、龙骨节、应力节、挠性接头、球型接头等。特殊立管单根的设计应满足密封性、承压能力以及强度和疲劳的要求，可参考 API Spec 16F、API RP 16Q、API RP 16G 的相关规定。

5.2.5.2 立管的底部锥形应力节设计用于抵抗浮体偏移引起的立管底部弯曲载荷。应力节一般为锻造件，其剖面直径应符合强度、疲劳的设计要求以及制造设备的限制要求。TTR 的底部应力节可通过集成在其底部的回接连接器与水下井口连接。应力节的直管段可通过 T&C 螺纹与标准立管单根连接。

5.2.5.3 飞溅区管节通常比标准立管单根设计有额外的壁厚腐蚀裕量，并有充分的防腐涂层。

5.2.5.4 张力节通常为锻造件，底部可采用螺纹形式、法兰等与下部立管连接，顶部可采用快速连接器或法兰与油管头等上部设备连接。张力节的管体处，有与张力环的螺纹连接界面，可允许张力环在指定高度内调整。

5.2.6 下放和回收

5.2.6.1 TTR 从浮式装置上进行下放和回收。

5.2.6.2 TTR 系统的安装流程，一般至少包括以下环节：

- (1) 张紧器系统的安装；
- (2) 导向索系统的下放和连接至水下井口头基盘；
- (3) 立管导向臂与导向索的连接；
- (4) 采油树、BOP、油管头等水面设备的安装；
- (5) 立管单根的组装和立管柱的下放；
- (6) 在立管单根上安装 VIV 抑制装置；
- (7) 张紧器与张力节上的张紧环的连接；
- (8) 底部回接连接器与水下井口的连接，等。

5.2.7 钻/修/完井立管

5.2.7.1 用于浮式装置的钻/修/完井立管系统通常为高压立管系统，防喷器等设备处于立管顶部并由立管张紧器承担重量。此时，立管应设计为可承担最大地层压力。

5.2.7.2 用于浮式装置的钻/修/完井立管，通常周围布置有生产立管，设计时应作为整个立管系统中的一部分进行考虑，使每根立管满足相应的安全和干涉要求。

5.2.7.3 伸缩节通常用于钻/修/完井作业的 TTR 的顶部连接。伸缩节的冲程应满足立管的最小冲程要求。

5.2.7.4 用于已安装的钻井立管，可采用全部回收至水面并在目标井口位置重新下放安装的方式，也可通过底部回接连接器解脱并以悬挂状态移动至目标井口位置进行重新连接。

第 3 节 挠性立管系统的特殊设计要求

5.3.1 一般要求

5.3.1.1 挠性立管主要用于介质输送，具有耐腐蚀、低弯曲刚度的特点，易于海上安装，允许浮体与海底连接点之间有较大位移。挠性立管可分为非粘结型挠性立管和粘结型挠性立管，通常采用非粘结型挠性立管。

5.3.1.2 挠性立管可采用多种布置方式，如自由悬挂悬链线型、缓 S 型、陡 S 型、缓波型、陡波型，也可采用其它非标准的布置方式。

5.3.1.3 对于非粘结型挠性立管，除了本指南和 API RP 2RD、API Std 2RD 的适用要求之外，还应符合 API Spec 17J 和 API RP 17B 的相关要求。对于非粘结型挠性立管与静态应用时通用的要求，可参考我社《海底管道用金属挠性管检验指南》中的相关规定。

5.3.2 非粘结型挠性立管

5.3.2.1 非粘结型挠性立管是挠性立管系统的主要组成部分，包括管体和端部配件。挠性立管的设计应满足在正常作业工况、极端工况、异常工况、临时工况、生存工况下的载荷要求。

5.3.2.2 管体的截面设计应满足所需的承受内部压力、外部静水压溃、张紧器机械压溃、轴向载荷的能力要求。此外，挠性立管设计应通过总体分析验证其能够满足在各个工况下的轴向载荷、最小弯曲半径的要求以及在安装、服役期间的使用寿命要求。挠性立管的构型和布置应满足与相邻立管、脐带缆或结构的干涉平衡要求。

5.3.2.3 在安装和在役期间，挠性立管的轴向载荷应避免引起铠装层发生鸟笼屈曲。根据需要，挠性立管的管体中可设计抗屈曲层。

5.3.2.4 最小储存弯曲半径，除满足所有设计要求外，还应不小于 1.1 倍的导致骨架层/铠装层锁死的弯曲半径。挠性立管的最小操作弯曲半径应为 1.5 倍的最小储存弯曲半径。

5.3.2.5 耐磨层设计用于抵抗相邻铠装层在立管动态响应过程中的相互磨损。

5.3.2.6 根据内部液体的腐蚀性，骨架层可采用碳钢、铁素体不锈钢、高合金不锈钢和镍合金钢等。抗拉/抗压铠装层通常采用碳钢，也可采用复合材料替代。内压密封层、外包

覆层、中间包覆层可采用高密度聚乙烯、交联聚乙烯等聚合物材料。

5.3.3 端部配件

5.3.3.1 端部配件应满足固定管体各层结构、介质密封以及承担内外压力和管体载荷的要求。端部配件应满足排气和保持与铠装钢丝的电连续性的要求。

5.3.4 使用寿命

5.3.4.1 挠性立管的设计寿命，除了静态挠性管面临的非金属材料的老化、蠕变，金属材料的腐蚀、冲蚀等之外，还应满足抗压/抗拉铠装层及处于悬挂点和触地区的骨架层的疲劳寿命要求。预计的疲劳寿命应至少为 10 倍的使用寿命。

5.3.5 附属部件

5.3.5.1 弯曲限制器一般包括弯曲加强器、弯曲限定器和喇叭口等。

5.3.5.2 弯曲加强器可设计用于防止挠性立管在安装和服役中的过度弯曲，通常由聚合物材料制成，围绕挠性管并与端部配件相连。弯曲加强器的设计应符合 API Spec 17J 中的要求。

5.3.5.3 弯曲限定器用于对挠性管进行刚性约束，一般用于静态应用。

5.3.5.4 喇叭口设计用于引导挠性立管通过导向管拉至浮体甲板水平面，防止挠性立管的过度弯曲。喇叭口的设计应符合 API RP 17B 中的相关要求。挠性立管的疲劳寿命评估应考虑喇叭口与挠性管铠装层的接触压力影响。

5.3.6 安装方案设计

5.3.6.1 挠性立管通常采用卷管铺设方式，可分为垂直铺设和水平铺设。铺设时常采用空管铺设，应考虑骨架层对安装工况的适用性。

5.3.6.2 挠性立管可从下放至海底开始铺设或从连接至浮体开始铺设。

5.3.6.3 挠性立管铺设过程中的张力和变形应在允许的限度内。安装过程中应对挠性管的弯曲半径进行监测或设计的安装方法和铺设参数可保证弯曲半径不会超过最小弯曲半径的要求。

5.3.6.4 挠性立管的安装流程取决于挠性立管的具体构型（如缓波形等）和系统的部件。

5.3.6.5 挠性立管的安装方案设计应符合 API RP 17B 中的相关要求。

第 4 节 混合立管系统的特殊设计要求

5.4.1 一般要求

5.4.1.1 混合立管系统主要用于介质输送，特点是通过顶部的挠性跨接管将钢质立管与浮体运动分离。混合立管系统的设计需要考虑钢质立管、挠性立管以及浮筒、立管基础、顶部立管总成、底部立管总成等特殊部件的设计要求。

5.4.1.2 混合立管系统的总体构型包括顶部挠性跨接管的长度、浮筒的水下深度、立管基础距离浮式装置/单点系泊装置的水平距离等重要设计参数。

5.4.1.3 混合立管系统中的钢质立管段，单个管子之间通常由焊接接头进行连接，特殊情况下可通过机械连接器进行连接。

5.4.1.4 本节给出了混合立管系统的特殊设计要求。混合立管系统中钢质立管部分的设计，除本节的相关要求之外，根据形式还应符合 API RP 2RD、API Std 2RD 及本指南第 4 章和本章第 1 节或第 2 节的适用要求。混合立管系统中的跨接挠性管部分，除本节的相关要求之外，还应符合 API RP 2RD、API Std 2RD 及本指南第 4 章和本章第 3 节的适用要求。浮筒、立管基础、顶部立管总成、底部立管总成等特殊部件应满足相应的公认标准。

5.4.2 混合立管系统的类型

5.4.2.1 根据不同的设计概念，混合立管有自由站立式混合立管、混合立管塔、浮力支

撑系统混合立管、混合悬链线立管等类型。

5.4.2.2 混合立管塔的垂直钢质立管段为管束形式，由一个中心管和其它周围的生产、注入等管线构成，浮力模块安装在中心管上，周围的生产、注入等管线可以穿过浮力模块内部或安装在浮力模块的周边。垂直立管段顶部为一个提供顶部张力的浮筒，并通过多条挠性跨接管将各根钢质立管连接至浮式装置。混合立管塔系统主要包括以下部件：

- (1) 顶部挠性跨接管；
- (2) 浮筒；
- (3) 顶部立管总成（包括鹅颈总成）
- (4) 连续的立管束部分；
- (5) 底部立管总成；
- (6) 底部连接器；
- (7) 立管塔锚固；
- (8) 连接 PLET 的底部跨接管，等。

5.4.2.3 自由站立式混合立管包括一根通过立管基础锚固在海底的垂直钢质立管，钢质立管的顶部由近水面的浮筒提供提升力，由一根顶部挠性跨接管通过鹅颈管与钢质立管相连接。垂直的钢质立管段也可以是管中管形式。自由站立式混合立管系统主要包括以下部件：

- (1) 顶部挠性跨接管；
- (2) 脐带缆（如有时）；
- (3) 浮筒；
- (4) 张紧链/挠性接头；
- (5) 顶部立管总成（包括鹅颈总成）
- (6) 顶部应力节（如有时）；
- (7) 立管单根、浮力模块、涂层、保温层；
- (8) 管中管的内管、间隙块；
- (9) 底部应力节（如有时）；
- (10) 底部立管总成；
- (11) 底部连接器；
- (12) 立管基础；
- (13) 连接 PLET 的立管底部跨接管，等。

5.4.3 顶部挠性跨接管

5.4.3.1 顶部挠性跨接管应设计为在不回收整个立管柱或移除浮筒、其它任何结构的条件下可进行更换。

5.4.3.2 通过顶部挠性跨接管在各个工况下的动态分析，确定挠性跨接管的界面载荷和载荷方向。浮式装置设计方和挠性跨接管供应方应确保所有界面部件满足强度和疲劳设计要求。

5.4.3.3 顶部挠性跨接管除不能与相邻的脐带缆、挠性跨接管或系泊缆发生干涉之外，还应避免与浮体及其附属物发生干涉。

5.4.3.4 顶部挠性跨接管的设计使用寿命通常不少于垂直钢质立管段的使用寿命。

5.4.4 浮筒

5.4.4.1 浮筒可设计为与压载系统相连接的多个分舱，以便安装或服役期间对浮筒的浮力或水中位置进行调整。

5.4.4.2 浮筒设计通常应满足以下要求：

- (1) 支持混合立管（包括钢质立管段、顶部挠性跨接管、鹅颈管及相关结构）的重量，并为混合立管的动态响应提供足够的顶部张力；
- (2) 通过限制立管顶部偏移，使立管底部总成的转角最小；
- (3) 提供适当的压载分舱，以满足破损工况的稳性要求；
- (4) 强度要求；
- (5) 疲劳寿命要求；

- (6) 防腐要求;
 - (7) 风险分析的要求。
- 5.4.4.3 浮筒设计通常考虑以下因素:
- (1) 浮筒与立管结构之间的载荷传递路径;
 - (2) 由静水压力、极限载荷及晃荡载荷产生的应力;
 - (3) 因浮筒一舱或两舱进水导致浮力损失;
 - (4) 因附着海生物引起的附加重量和阻力,特别是立管上端部分;
 - (5) 因立管制造公差等产生的附加重量;
 - (6) 浮筒与顶部立管总成之间的连接处的疲劳载荷;
 - (7) 结构和管路焊缝处因压力变化引起的疲劳(如波浪、潮汐、海流、舱内液体晃荡);
 - (8) 由于立管 VIV 引起的立管与浮筒底部连接处的环焊缝疲劳;
 - (9) ROV 撞击 ROV 面板或浮筒外壳;
 - (10) 落物撞击;
 - (11) 浮筒舱内因安装结束后残存的海水和氧气而产生的腐蚀;
 - (12) 充气的中心管所承担的压溃载荷;
 - (13) 顶部跨接挠性管在浮式装置一端连接失效而导致的附加重量;
 - (14) 紧急情况时安装辅助浮力单元的吊装点和吊眼。

5.4.4.4 在浮筒设计中,通常包括以下附属设备:

- (1) 加压/压载系统;
- (2) 张力监测系统;
- (3) ROV 连接设备和控制面板;
- (4) 运输支持结构;
- (5) 海上固定的连接设备;
- (6) 制造/运输/安装时的吊装设备。

5.4.5 立管基础

5.4.5.1 混合立管系统中的立管基础可采用打入桩或吸力桩。

5.4.5.2 立管基础的设计应考虑立管基础安装期间、立管系统安装期间以及服役期间所承受的动态载荷。

5.4.5.3 立管基础的设计应考虑安装公差,包括位置精度、方位和垂直度要求。

5.4.6 顶部立管总成

5.4.6.1 顶部立管总成用于为顶部挠性跨接管与垂直段立管的顶部之间提供安全可靠的连接。

5.4.6.2 顶部立管总成的设计应满足预期的载荷要求和界面要求。

5.4.6.3 顶部立管总成应考虑从垂直立管段至浮筒的载荷传递路径,每个载荷传递路径应针对预期的载荷进行分析。

5.4.6.4 顶部立管总成应设计为通过潜水员或 ROV 易于对顶部挠性跨接管进行安装和更换(如需要)。

5.4.6.5 顶部立管总成应设计满足安装过程中的安装导向、绞车和支撑结构的载荷要求。

5.4.6.6 当立管系统设计有通球时,顶部立管总成的管路弯曲半径应满足所需的通过要求。

5.4.7 底部立管总成

5.4.7.1 底部立管总成用于为垂直立管段的底部与立管底部跨接管之间提供安全可靠的连接。

5.4.7.2 当立管系统设计有通球时,底部立管总成的管路弯曲半径应满足所需的通过要求。

5.4.7.3 在深水应用中,底部立管总成中的管路的椭圆度和壁厚应满足深水压溃衡准的要求。

5.4.8 立管底部跨接管

5.4.8.1 立管底部跨接管设计用于连接立管底部部件和 PLET/PLEM，可采用刚性跨接管或挠性跨接管。

5.4.8.2 立管底部跨接管应设计具有所需的适应性，以适应管内压力、热效应（来自海底管道和跨接管）、混合立管的运动、段塞流载荷以及其它机械效应，并满足安装公差要求。

5.4.8.3 立管底部跨接管的设计应符合推荐的安装程序的要求。立管底部跨接管可以在顶部挠性跨接管连接至顶部立管总成之前或之后进行安装。

5.4.8.4 立管底部跨接管通常承受较高的疲劳载荷，应对立管底部跨接管进行详细的疲劳评估。

5.4.8.5 对用于生产立管的底部跨接管，应考虑流动保障对保温设计的要求。

5.4.8.6 当立管系统设计有通球时，立管底部跨接管的弯曲半径应满足所需的通过要求。

5.4.9 连接器

5.4.9.1 混合立管系统的连接器，通常用于以下位置：

- (1) 顶部挠性跨接管与鹅颈管之间的连接；
- (2) 顶部立管总成与浮筒之间的连接；
- (3) 底部立管总成与立管基础之间的连接；
- (4) 底部立管总成与立管底部跨接管之间的连接；
- (5) 立管底部跨接管与 PLET 之间的连接，等。

5.4.9.2 对于顶部立管总成与浮筒之间的连接、底部立管总成与立管基础之间的连接，设计时应考虑载荷传递失效时的应急措施。

5.4.10 防腐设计

5.4.10.1 混合立管系统的外防腐通常采用外防腐涂层和阴极保护的组合方式。从顶部挠性跨接管至底部的立管基础应保持电连续性，对顶部挠性跨接管和垂直钢质立管进行保护的牺牲阳极可设计安装在立管端部（如顶部立管总成或底部立管总成处），通常不安装在立管柱。

5.4.10.2 对于混合立管系统中的每个部件的阴极保护设计，应整体考虑各个部件阴极保护和涂层的兼容性，以及与浮体和水下生产系统的兼容性。

5.4.10.3 对于浮筒、顶部立管总成、底部立管总成、桩基础或其它混合立管系统附属部件的阴极保护设计，应符合 NACE SP0169 等公认标准的相关要求。

5.4.11 安装方案设计

5.4.11.1 混合立管的钢质立管段及相关部件可在浮式装置就位之前或之后进行海上安装。顶部的挠性跨接管设计为在垂直钢质立管段海上安装之后再行安装，挠性跨接管可以在浮式装置就位之后进行安装，也可以预安装并通过卡爪固定在垂直钢质立管段，待浮式装置就位后再行连接。

5.4.11.2 混合立管的安装方法因不同的设计概念及部件组成而异，如混合立管塔的立管束通常在陆上预制并浮拖至目标海域进行安装，自由站立式混合立管的垂直钢质立管段可由铺管船 J 型铺设或卷管铺设。因混合立管系统中各类部件的复杂性，混合立管系统在设计时应考虑拟采用的特定安装方法及安装程序，并进行安装分析验证垂直钢质立管段、顶部挠性跨接管及立管系统的其它主要部件可满足安装工况下的设计衡准要求。

5.4.11.3 混合立管系统的安装流程，通常包括以下环节：

- (1) 海底基础的安装；
- (2) 钢质立管段的建造下水及海上浮拖；
- (3) 浮筒和立管底部装置装配；
- (4) 钢质立管段的海上扶正；
- (5) 钢质立管段与海底基础的连接；
- (6) 底部跨接管的回接；
- (7) 顶部挠性跨接管的连接，等。

5.4.11.4 对于混合立管系统的重要安装环节应设计有安全可靠的安装程序，如混合立管下水扶正、挠性跨接管通过转塔拉入、挠性跨接管连接顶部立管总成等。

5.4.11.5 根据浮筒的特定安装方法，浮筒安装过程一般包括起吊、悬挂、翻转、下放、卸压载、连接至顶部立管总成，应对浮筒安装过程进行相应的安装分析。

5.4.11.6 顶部挠性跨接管的安装程序应对关键碰撞点设计有保护措施，防止外包覆层在安装过程中破损而影响使用寿命。

第 6 章 总体分析

第 1 节 一般规定

6.1.1 一般要求

6.1.1.1 立管总体分析的目的是对立管设计进行验证, 获得沿立管长度分布的截面载荷, 依据设计衡准进行校核并给出操作限制。

6.1.1.2 立管主要的总体分析包括干涉分析、强度分析、疲劳分析(包括波致疲劳、VIV 疲劳、VIM 致疲劳、安装疲劳)和安装可行性分析等。

6.1.2 分析方法

6.1.2.1 立管的总体分析方法包括静态分析、特征值分析(或称模态分析)和动态分析。静态分析方法可用于立管构型设计、动态分析的初始构型、流致干涉分析等; 特征值分析方法可用于立管 VIV 评估所需的模态特性; 动态分析方法可用于强度分析、疲劳分析、干涉分析及安装分析等。

6.1.2.2 立管的动态分析包括频域分析方法和时域分析方法。当张力耦合效应较小且没有其它非线性效应时, 立管动态分析可采用频域分析方法。

6.1.2.3 当计算立管的波频和低频动态响应时, 主要采用时域分析方法。立管分析一般不考虑高频响应。此外, 时域分析也可用于瞬态事件分析或评估频域分析方法的精确度。

6.1.2.4 对于立管的波频时域响应分析, 可在计算浮体平均偏移和低频运动的基础上, 利用浮体位移 RAOs 计算立管的波频时域响应。

第 2 节 强度分析

6.2.1 一般要求

6.2.1.1 立管强度分析通常对以下内容进行验证:

(1) 立管强度满足设计衡准的要求, 特别是高应力的关键区域(如 SCR 的顶部区域、触地区域等);

(2) 挠性管的最小弯曲半径、最大张力等符合设计要求;

(3) 立管底部的最小张力应不破坏结构完整性;

(4) 立管顶部的最大位移或变形(如 TTR 张紧器的最大冲程、SCR 挠性接头的最大转动角度)符合相应部件的设计要求。

6.2.1.2 立管强度分析应提供局部结构分析所需的界面载荷, 一般包括:

(1) 顶部连接界面处的最大载荷及作用方向;

(2) 与 PLET、水下井口等连接界面处的最大载荷及作用方向;

(3) 所需的关键部件处的最大载荷及作用方向。

6.2.2 分析方法

6.2.2.1 立管的强度分析包括静态构型分析和动态极值响应分析。

6.2.2.2 静态分析用于确定立管在静态载荷下的静态构型, 如 SCR 的顶部张力、触地点位置、悬空段和触地段长度等参数。静态分析的结果也可作为动态分析的初始条件。静态分析应考虑载荷至少包括重力、浮力、管内外的静水压力、稳态的海流及浮体平均偏移等。

6.2.2.3 动态分析通常先计算浮体-立管-系泊系统在各个工况下的浮体运动响应(包含波频和低频运动), 然后根据浮体运动和相应工况的环境载荷、功能载荷计算立管动态响应。

6.2.2.4 除 TTR 之外, 对于每个海况, 应分别对环境载荷方向取立管构型的近向、横向和远向时的浮体运动及立管响应进行计算。通常, 远向运动工况对应的立管顶部张力较大, 近向运动工况对应的触地区域的弯曲应力较大。

6.2.2.5 为确定每个工况的立管响应极值，可对随机过程的响应结果进行极值估计，也可对每个工况计算多个随机种子数（一般不少于五个），以多次计算最大值的平均值近似作为立管响应的极值。每个海况的持续时间一般不少于三小时。

6.2.2.6 基于保守考虑，立管分析中的截面刚度、立管重量可采用名义壁厚，而强度校核采用的名义壁厚减去腐蚀裕量。

第 3 节 波致疲劳分析

6.3.1 一般要求

6.3.1.1 立管波致疲劳分析包括对以下内容的验证：

- (1) 极端海况的短期波致疲劳损伤应符合设计寿命的要求；
- (2) 在位期间的长期波致疲劳损伤应符合设计寿命的要求。

6.3.1.2 立管波致疲劳分析也用于提供以下内容：

- (1) 在位期间的长期波致疲劳损伤，用于计算总疲劳损伤并进行校核；
- (2) 提供顶部和底部界面所需的疲劳载荷，用于顶部连接结构或海底结构的疲劳分析；
- (3) 建立所需的关键部件和焊缝处的疲劳应力直方图（应力幅值-循环次数），用于 ECA 评估或部件疲劳分析。

6.3.2 分析方法

6.3.2.1 立管的波致疲劳应至少包括波频响应和低频响应引起的疲劳损伤。浮体的低频运动可能会对立管触地点区域的疲劳损伤产生重要影响，慢漂运动中的缓慢变化分量部分也会影响立管的总疲劳损伤，应予以考虑。

6.3.2.2 通过计算波浪散布图中每个海况下的立管动态响应，获得立管的长期波致疲劳损伤，不同海况的疲劳损伤根据 Palmgren-Miner 线性累计方法进行累加。海况谱的参数应基于观测数据，可采用 JONSWAP 谱或 P-M 谱。

6.3.2.3 除 TTR 之外，短期波致疲劳分析应考虑环境载荷相对立管构型的方向性，分别对近向、横向、远向的浮体运动及立管响应产生的疲劳损伤进行校核。

6.3.2.4 长期疲劳分析应考虑浮体在位期间处于不同吃水状态的累计疲劳损伤。短期疲劳分析应考虑最危险的吃水情况。

6.3.2.5 对于不同方向的环境载荷，在立管横截面环向上以规则间隔取不同的位置点，以计算最关键位置的疲劳损伤。通常以立管截面环向各点中的最大疲劳累积损伤，作为在立管长度上该截面的疲劳损伤。

6.3.2.6 在进行长期疲劳损伤评估时，应对立管服役期间的壁厚进行折减。通常可取腐蚀裕量的一半作为折减量，以折减之后的壁厚计算立管疲劳应力。

6.3.2.7 疲劳评估可基于立管的名义应力或热点应力。当采用名义应力方法时，可通过适当的应力分析或应力集中系数计算公式确定应力集中系数。

6.3.2.8 如在立管承受疲劳载荷的位置安装止屈器，分析中应考虑止屈器对应力集中的影响。

6.3.2.9 选择的 S-N 曲线应适用于立管部件/焊缝的位置（包括焊根和焊趾）、服役条件及焊接工艺。如果缺少典型的立管疲劳抗力数据，应对实际部件直接进行疲劳试验，并在试验中适当考虑立管的内、外部环境条件。

第 4 节 涡激振动疲劳分析

6.4.1 一般要求

6.4.1.1 立管 VIV 疲劳分析包括对以下内容的验证：

- (1) 极端海况的短期疲劳损伤应符合设计寿命的要求；
- (2) 在位期间的长期 VIV 疲劳损伤应符合设计寿命的要求。

6.4.1.2 立管 VIV 疲劳分析也用于提供以下内容:

- (1) 在位期间的长期 VIV 疲劳损伤, 用于计算总疲劳损伤并进行校核;
- (2) 提供顶部和底部界面所需的疲劳载荷, 用于顶部连接结构或海底结构的疲劳分析;
- (3) 提供所需的关键部件和焊缝处的疲劳应力直方图, 用于 ECA 评估或部件疲劳分析。

6.4.1.3 除本节要求之外, 立管 VIV 疲劳分析还应符合本章 6.3.2.5-6.3.2.9 的相关要求。

6.4.2 分析方法

6.4.2.1 根据海流及引起的振动方向, 立管涡激振动可主要分为:

- (1) 面内流引起的顺流向 VIV;
- (2) 面内流引起的横流向 VIV;
- (3) 面外流引起的顺流向 VIV;
- (4) 面外流引起的横流向 VIV。

其中, 横流向 VIV 通常大于顺流向 VIV。

6.4.2.2 在进行长期 VIV 疲劳分析时, 可基于保守考虑, 假定所有的海流剖面的方向同向。对于立管在所有海流剖面于不同作用方向下的 VIV 疲劳损伤, 应采用最大者用于计算总的长期累积疲劳损伤。

6.4.2.3 立管在使用寿命内的长期 VIV 疲劳分析, 应采用所有预期方向的一年重现期的海流, 均匀流和剪切流的响应均应予以考虑。每个海流剖面引起的 VIV 疲劳损伤乘以相应海流发生概率的系数, 依据 Palmgren-Miner 方法进行线性累积, 确定每年的 VIV 疲劳损伤。

6.4.2.4 立管在使用寿命内的短期 VIV 疲劳分析, 应考虑不同方向的百年重现期的海流剖面。

6.4.2.5 立管的 VIV 分析的一般流程:

- (1) 通过立管模型的模态分析, 确定立管横流向和顺流向 (如需要) 的固有频率和振型;
- (2) 确定沿立管的局部漩涡频率;
- (3) 对比漩涡频率和基本的固有频率, 判断 VIV 是否发生, 并评估响应的最高模态;
- (4) 如果 VIV 可能发生, 采用合适的方法进行 VIV 响应评估;
- (5) 根据 VIV 响应计算应力幅值及相应的疲劳损伤。

6.4.2.6 涡激振动分析应采用公认的方法, 宜对模型的相关参数进行敏感性分析, 以确保结果的保守性。如需要, 宜通过试验对采用的 VIV 抑制装置的水动力系数予以验证。

6.4.2.7 立管 VIV 的海流载荷为垂直立管的流速分量, 可基于静态分析确定的立管构型与海流剖面的角度变化, 计算垂直于立管的流速分量分布。

6.4.2.8 对于管土接触的区域, 应考虑海底产生的阻尼效果。立管的触地点可采用铰接约束模拟。

6.4.2.9 对涡激振动引起的疲劳损伤进行简单计算时, 可以忽略波浪的影响, 并且假设流的速度不变。

第 5 节 涡激运动致疲劳分析

6.5.1 一般要求

6.5.1.1 当海流经过浮体立柱或浮筒产生的涡旋脱落频率与浮体-系泊系统的固有频率接近时, 可能导致浮体或浮筒发生涡激运动 (VIM)。当立管系统连接此类浮体或浮筒时, 应对立管的 VIM 致疲劳进行评估。

6.5.1.2 VIM 致疲劳分析, 包括对以下内容的验证:

- (1) 极端海况的短期 VIM 致疲劳损伤应符合设计寿命的要求;
- (2) 在位期间的长期 VIM 致疲劳损伤应符合设计寿命的要求。

6.5.1.3 VIM 致疲劳分析, 也用于提供以下内容:

- (1) 在位期间的长期 VIM 致疲劳损伤, 用于计算总疲劳损伤并进行校核;
- (2) 提供顶部和底部界面所需的疲劳载荷, 用于顶部连接结构或海底结构的疲劳分析;

(3) 提供所需的关键部件和焊缝处的疲劳应力直方图,用于ECA评估或部件疲劳分析。

6.5.1.4 除本节要求之外,立管 VIM 致疲劳分析还应符合本章 6.3.2.5-6.3.2.9 的相关要求。

6.5.2 分析方法

6.5.2.1 浮体的 VIM 响应特征,如 VIM 响应幅值与海流折减速度曲线(A/D 曲线),可由模型试验或 CFD 仿真获得。A/D 曲线应考虑不同浮体吃水和海流方向的相应数据。

6.5.2.2 如立管分析采用浮体的时域运动历程方法,可根据各海流剖面下的浮体 VIM 幅值、方向及频率,生成浮体的运动时间历程数据,用于立管响应分析。

6.5.2.3 对于长期的浮体 VIM 响应,应涵盖各方向的海流联合概率分布中可引起 VIM 共振的海流剖面。

6.5.2.4 长期 VIM 致疲劳分析应考虑浮体在位期间处于不同吃水状态的累计疲劳损伤。保守考虑,可采用 VIM 响应最大时对应的吃水和阻尼条件。短期 VIM 致疲劳分析应考虑最危险的吃水和阻尼条件。

6.5.2.5 立管的短期 VIM 致疲劳分析,应考虑不同方向的极端条件最大流工况的海流剖面,结合立管的特定布置方向,选择立管最大疲劳损伤为最危险工况进行校核。

第 6 节 干涉分析

6.6.1 一般要求

6.6.1.1 对于浮式装置上的立管系统,应对以下结构之间可能发生的干涉进行分析:

- (1) 不同立管之间,包括生产立管与其它生产立管或钻井立管;
- (2) 立管与系泊缆;
- (3) 立管与脐带缆;
- (4) 立管与浮式装置;
- (5) 立管与其它障碍物。

6.6.1.2 立管干涉分析通常包括流致干涉分析和波致干涉分析。

6.6.1.3 对于 TTR,除作业阶段之外,还应对立管下放过程和立管处于解脱状态时进行干涉分析,验证立管在此过程中不会发生碰撞。

6.6.2 分析方法

6.6.2.1 对于每组相邻立管,干涉分析应考虑最危险的环境载荷方向。

6.6.2.2 对于分析的每个组对,上游立管应采用重量较轻(如在操作或关闭时的最轻介质)、拖曳力较大(如立管直径较大)及在相同海流下发生更大变形的立管。

6.6.2.3 对于上下游立管的干涉分析,通常考虑以下因素:

- (1) 相邻上下游立管的重量、介质、尺寸、张力等差异导致的拖曳力差异;
- (2) 尾流区域的遮蔽效应;
- (3) 涡激振动产生的拖曳力放大系数;
- (4) 随浮体在波浪载荷的运动。

第 7 节 安装可行性分析

6.7.1 一般要求

6.7.1.1 安装可行性分析的内容主要包括:

(1) 校核立管在安装过程中的完整性,验证安装方案的可行性,确定安装限制条件(如海况);

(2) 验证安装船舶及设备(如 S 型铺管船的托管架、J 型铺管船的张紧器张力)能符合安装设计的要求。

6.7.1.2 安装可行性分析应考虑立管系统的类型、采用的特定安装方法和安装流程、安装船舶的限制条件等因素，针对安装期间最不利的环境条件，确保立管在预期条件下不发生过度的应变、屈曲、断裂或涂层损伤。

6.7.1.3 安装可行性分析包括静态分析和动态分析。静态分析通常包括立管相对于浮体和海底处于一系列不同位置时的工况分析。

6.7.1.4 安装可行性分析的设计衡准和分析方法也可采用其它公认标准的相关要求。

第 8 节 其它分析

6.8.1 一般要求

6.8.2.1 除本章以上各节所述总体分析之外，根据立管类型和特定需求，可进行其它分析，如敏感性分析、磨损分析等。

6.8.2 敏感性分析

6.8.2.1 敏感性分析的目的是验证立管模型中的重要参数在可能范围内的变化不会对立管主要分析结果造成不可接受的影响。

6.8.2.2 应根据特定立管系统的特点，选择进行敏感性分析的设计参数。典型的立管设计参数，包括浮体吃水、立管位置和角度（如 TTR 水下井口位置、SCR 顶部方向角、支撑结构的角公差等）、端部接头、特殊单根、立管重量公差、海底参数、系泊预张力、水动力系数、管内介质参数、波浪参数、VIV 分析的关键参数、VIM 分析用长期表面海流数据、VIM 分析用 A/D 曲线数据等。

6.8.2.3 选择进行敏感性分析的立管，应能充分代表所用立管中的不同立管类型。

6.8.3 磨损分析

6.8.3.1 对于计划用于钻井作业的立管（包括钻井立管、生产立管等），针对钻井计划和相应的环境条件，考虑井口头等安装误差，分析钻杆对立管的接触力。结合钻井时间和磨损系数，估计相应的累计磨损量。

第7章 局部分析

第1节 一般规定

7.1.1 一般要求

7.1.1.1 本章包括用于确定缺陷可接受尺寸的断裂力学评估和立管系统中要求的局部结构部件分析，如张紧器、浮筒、立管基础、特殊立管单根、连接器、止屈器、顶部总成、立管接收装置、VIV抑制装置、I/J形管、喇叭口、弯曲加强器等。此时，需要以立管总体分析结果作为输入数据进行局部分析。

7.1.1.2 立管系统中部件的详细结构分析通常采用通用有限元软件。除本章要求之外，部件分析应符合相应部件的特定公认标准的要求。

第2节 工程临界评估

7.2.1 一般要求

7.2.1.1 工程临界评估（ECA）可用于确定环焊缝允许的初始缺陷尺寸。基于ECA评估结果，由安装承包商根据检测技术的尺寸误差、深度误差及检测可靠性等，建立无损检测时的缺陷尺寸接受衡准。

7.2.2 分析方法

7.2.2.1 ECA通常采用公认的方法，如CTOD方法，也可采用BS 7910的评估方法。环焊缝计算的裂纹扩展时间通常要求满足5倍设计寿命的要求。

7.2.2.2 ECA针对的焊缝应位于疲劳分析所获得的最关键区域。

7.2.2.3 ECA的疲劳载荷通常包括波致疲劳、VIV疲劳、VIM致疲劳及安装疲劳，通常采用应力范围的直方图形式。

7.2.2.4 对于焊接的局部偏差，应通过应力集中系数等方式予以考虑。

第3节 浮筒分析

7.3.1 一般要求

7.3.1.1 本节规定了混合立管系统的浮筒的结构分析要求，包括强度分析和疲劳分析。

7.3.2 强度分析

7.3.2.1 强度分析应验证浮筒在制造场地、运输、安装、在位阶段能够满足应力和屈曲的设计衡准要求。浮筒的强度分析可依据API RP 2A-WSD和ISO 19900标准。

7.3.2.2 在位阶段的浮筒应力和屈曲分析应考虑浮筒处于悬浮、上浮和下沉位置的载荷工况。

7.3.2.3 在制造场地的水压试验工况应考虑相邻的充水分舱与空的分舱之间舱壁的压力差，以及浮筒处于水平或垂直方向时的静水压头。

7.3.3 疲劳分析

7.3.3.1 疲劳分析应验证浮筒的预期疲劳寿命满足设计寿命的要求，推荐安全系数取10。浮筒的疲劳分析可依据API RP 2A-WSD和我社《海洋工程结构物疲劳分析指南》。

7.3.3.2 浮筒的累积疲劳损伤，包括：

(1) 在位期间浮筒在波浪、海流、潮汐作用下的疲劳损伤。其中，波浪和潮汐引起的

浮筒所受静水压力的变化；

- (2) 在位期间浮筒涡激运动导致的疲劳损伤；
- (3) 在位期间浮筒因舱内自由液面产生的晃荡载荷导致的疲劳损伤；
- (4) 运输和安装阶段的疲劳损伤。

7.3.3.3 根据混合立管系统的安装、在位阶段的总体分析，获得浮筒疲劳分析所需施加的载荷直方图。

7.3.4 风险分析

7.3.4.1 对于浮筒的以下潜在事故，宜予以评估：

- (1) 从浮式装置或支持船舶发生落物并撞击浮筒的可能性；
- (2) 船体及附属物、水下机器人等与浮筒发生碰撞的可能性；
- (3) 因腐蚀造成浮筒浮力损失的可能性；
- (4) 因裂纹导致浮筒浮力损失的可能性。

第 4 节 立管基础分析

7.4.1 一般要求

7.4.1.1 本节给出了吸力桩的分析方法及要求。打入桩分析参照 API RP 2A-WSD 第九部分“桩基础设计”、API RP 2GEO 和 API RP 2SK 的相关要求。

7.4.1.2 桩基础的强度、顶端位移和疲劳寿命应符合设计衡准的要求。

7.4.2 载荷

7.4.2.1 吸力桩分析应考虑以下载荷：

(1) 因温度、环境、立管响应引起的锚固载荷。环境载荷和立管响应载荷可根据混合立管总体分析获得，温度载荷可根据详细有限元分析获得；

(2) 安装、运输、吊装过程中的载荷。插/拔桩载荷可由岩土分析得到的压力来确定。

7.4.2.2 在吸力桩的承载力分析中，应考虑垂向、横向的载荷及其耦合作用。

7.4.3 岩土分析

7.4.3.1 应对吸力桩的锚固处进行岩土分析，以确定可提供足够的承载力。

7.4.3.2 岩土分析的结果应满足安装工况的插入和拔出、作业/极端/临时/生存工况的垂向承载力和横向承载力的相应安全系数要求。

7.4.3.3 桩基础的顶部位移应满足各个工况的相应要求：

(1) 作业工况、极端工况的横向挠度应满足规定的公差要求，生存工况的横向挠度不能导致整体失效；

(2) 各工况的垂向位移量不应超过混合立管服役能力的要求，累计的循环位移量应在避免抗拔承载力显著损失的范围内。

7.4.4 结构分析

7.4.4.1 应通过结构有限元方法进行桩基础的总体结构分析，验证桩壁结构及附属结构在高载荷区域具有足够的强度。桩基础的结构分析可依据 API RP 2SK 和 API RP 2A 中的 WSD 方法，在吊装、运输、插桩、拔桩、作业、极端、生存工况下，结构的所有部件的应力应符合规定的相应要求。API Bulletin 2U、API Bulletin 2V 可分别用于对壳结构和平板结构的分析，并采用 API RP 2SK 中规定的安全系数。

7.4.4.2 吸力桩及其安装附属物应设计为可抵抗吸力桩吊装、运输、安装、回收过程中的最大载荷。安装和回收过程中的载荷应根据特定的安装程序和典型的船舶运动进行计算。所有的吊装附属物及支撑结构应满足 API RP 2A-WSD 的相关要求。

7.4.4.3 对于短期极端海况，除了强度分析，还应根据连接处的载荷历程和范围，计算吸力桩的短期疲劳损伤。

第 5 节 其它结构部件分析

7.5.1 一般要求

7.5.1.1 本节给出了对顶部立管总成、底部立管总成、顶部应力节、底部应力节、系链连接等立管结构部件的一般分析要求。

7.5.1.2 立管结构部件分析通常包括：

- (1) 在位期间的强度分析；
- (2) 在位期间的疲劳分析；
- (3) 运输期间的强度分析和疲劳分析；
- (4) 安装期间的强度分析和疲劳分析。

7.5.1.3 挠性接头的分析应考虑挠性单元及其中橡胶层的高度非线性特征。挠性接头通常由供应方进行详细的专业分析。

7.5.2 强度分析

7.5.2.1 承压部件应按照 API RP 2RD 中规定的作业工况、极端工况、自存工况、试验工况、临时工况等进行分析，并符合相应的设计衡准要求。其它的非承压结构部件应依据 API RP 2A-WSD 中的要求，对由立管总体分析结果确定的最大应力的控制工况进行分析。热点应力的校核可依据 ASME BPVC 中的相关要求。

7.5.2.2 承压结构部件的强度分析流程包括：

(1) 立管系统总体时域响应分析，并根据 API RP 2RD 中的各个工况对名义截面进行校核；

(2) 如需要，进行详细有限元分析，确定部件中几何不连续位置的热点应力。在详细有限元分析中，载荷由第一步立管总体时域分析中的最大值确定，对局部热点应力进行校核。

7.5.2.3 非承压结构部件的强度分析流程包括：

(1) 根据立管总体分析的应力结果，确定控制工况；
(2) 根据控制工况获得的载荷和边界条件，对部件进行详细的有限元分析，并进行应力、屈曲等校核；

(3) 如需要，进行精细网格的三维有限元分析，对局部热点应力进行校核。

7.5.2.4 在详细有限元分析中，宜采用三维实体单元和壳单元，单元网格应足够精细以获取热点应力。

7.5.3 疲劳分析

7.5.3.1 结构部件的疲劳分析可采用时域方法或频域方法。对于承压部件，宜采用时域分析方法。

7.5.3.2 结构部件的时域疲劳分析方法用于：

(1) 采用详细的有限元模型确定应力集中系数；
(2) 采用梁单元或类似单元建立整体立管的有限元模型，采用合适的 S-N 曲线和应力集中系数进行时域疲劳分析。

7.5.3.3 结构部件的频域疲劳分析方法用于通过对给定位置的应力直方图进行疲劳分析，确定疲劳损伤。

在某位置处的应力直方图由响应变量直方图和应力传递系数（ STC ，每单位响应变化量对应的应力变化量）确定，可基于以下公式：

$$\sigma_i(t) = STC_i \times R_i \quad (7-1)$$

其中， $\sigma_i(t)$ 表示在给定位置处的应力分布， STC_i 表示第 i 节点处应力传递系数， R_i 表示第 i 节点处响应变量分布。响应变量可以是有效张力、扭转力矩和剪应力，根据总体分析获得。应力传递系数以热点应力形式进行定义。

第 8 章 材料和制造检验

第 1 节 一般规定

8.1.1 一般要求

8.1.1.1 立管系统中部件的材料和制造应符合规格书、本指南或适用标准的要求。

第 2 节 材料

8.2.1 一般要求

8.2.1.1 立管系统的金属和非金属材料、焊接应进行评定试验，确认其符合本指南第 4 章第 4 节的性能要求，试验方法和验收标准参照相应标准。

8.2.2 环焊缝疲劳性能

8.2.2.1 焊接工艺程序和评定应保证环焊缝的疲劳性能能够符合设计选用的 S-N 曲线的要求。试验数据应能证明 S-N 曲线具备 95%置信度。

8.2.2.2 焊接工艺评定中焊缝的疲劳性能应通过全尺寸或小尺寸疲劳试验的验证。

8.2.2.3 对于双斜率 S-N 曲线，应有充足的试验数据来描述斜率的变化情况。

8.2.2.4 对于在含有 H₂S 和/或 CO₂ 环境中服役的环焊缝，应考虑酸性条件对疲劳性能的影响。

8.2.3 断裂韧性性能

8.2.3.1 应对管材在最终交货状态下进行断裂韧性试验，试验种类和温度参照表 8.2.3.1。

管材断裂韧性试验 表 8.2.3.1

试验种类	试验温度要求	
	名义壁厚 (mm)	试验温度 (°C)
CVN 冲击试验	≤20	≤T _{min}
	20<t≤40	≤T _{min} -10
	>40	≤T _{min} -20
CTOD 试验	≤T _{min} -20°C	
DWT 试验	≤T _{min} -28°C	

备注：T_{min} 为最低服役温度

8.2.3.2 应对承压锻造件/挤压成型件进行断裂韧性试验，试验种类和温度参照表 8.2.3.2。

承压锻造件/挤压成型件断裂韧性试验 表 8.2.3.2

试验种类	试验温度要求
CVN 冲击试验	≤T _{min} -10°C
CTOD 试验	≤T _{min}
DWT 试验	≤T _{min} -28°C

8.2.3.3 焊接工艺评定中应包括焊缝的断裂韧性试验，试验种类和温度参照表 8.2.3.3。

焊缝断裂韧性试验 表 8.2.3.3

位置	试验种类	试验温度要求
母材	参照表 8.2.3.1	参照表 8.2.3.1
焊缝	CTOD 试验	≤T _{min}
	CVN 冲击试验	≤T _{min} -28°C
熔合线和热影响区	CVN 冲击试验	≤T _{min} -20°C

8.2.3.4 应对结构型钢/钢板进行断裂韧性试验，试验种类和温度参照表 8.2.3.4。

结构型钢/钢板断裂韧性试验

表 8.2.3.4

试验种类	试验温度要求
CTOD 试验	$\leq T_{\min}-20^{\circ}\text{C}$
DWT 试验	$\leq T_{\min}-28^{\circ}\text{C}$

8.2.3.5 断裂韧性试验的取样要求和试验流程等应符合 ASTM、API 和 BS 等相应试验程序或等效标准。

8.2.3.6 应根据 ISO 6507-1 进行维氏硬度试验。

8.2.4 无损检测

8.2.4.1 无损检测人员资质应符合 ISO 9712、ASNT SNT-TC-1A 或其它等效标准的要求。

8.2.4.2 焊缝完成后应进行 100%目视检查 and 无损检测，无损检测应在目视检查完成后进行。

8.2.4.3 无损检测应在最终热处理状态下进行。

8.2.4.4 全部环焊缝宜采用 UT 和/或 RT 进行 100%内部缺陷检测，并采用 MT 或 PT 进行 100%表面缺陷检测。

8.2.4.5 对于承受疲劳载荷的环焊缝，宜采用 UT 对焊根区域的平面缺陷进行检测。

8.2.4.6 无损检测的验收标准应符合 API 1104 或等效标准的要求，也可根据断裂力分析结果确定。

第 3 节 管材

8.3.1 一般要求

8.3.1.1 本节内容适用于立管管材的材料和制造检验，其性能应符合设计要求。

8.3.1.2 立管管材制造检验流程如下：

- (1) 文件审核：
 - ①规格书；
 - ②制造工艺程序；
 - ③检验试验计划；
 - ④焊接工艺程序和评定报告（如适用）；
 - ⑤无损检测程序；
 - ⑥焊工资质（如适用）；
 - ⑦无损检测人员资质；
- (2) 原材料检验；
- (3) 制造工艺评定；
- (4) 生产检验：
 - ①理化试验；
 - ②尺寸外观检查；
 - ③无损检验；
 - ④水压试验。

8.3.1.3 碳钢管应符合 API Spec 5L 或等效标准的要求。耐腐蚀合金管和带有耐腐蚀内衬合金的复合管应分别符合 API Spec 5LC、API Spec 5LD 或等效标准的要求。油管 and 套管应符合 API Spec 5CT、ISO 13628-7 或等效标准的要求。此外，管材的抗脆性断裂性能还应符合本指南第 8 章第 2 节的相应要求。挠性管和端部配件应符合 API RP 17B、API Spec 17J 或等效标准的要求。

8.3.1.4 对于酸性服役环境中的立管，钢管材料应符合 NACE MR0175 或等效标准的要求。

8.3.1.5 立管管材制造完成后应进行标识，包括制造厂名称、尺寸、材料规格和等级、

制造工艺、炉批号和管材编号等信息。

8.3.1.6 立管管材制造阶段应提交的完工文件包括但不限于：

- (1) 材料证书和试验报告；
- (2) 制造工艺程序和评定报告；
- (3) 检验试验计划和报告；
- (4) 焊接工艺程序和评定报告（如适用）；
- (5) 无损检测程序和报告；
- (6) 焊工资质证书（如适用）；
- (7) 无损检测人员资质证书；
- (8) 热处理记录；
- (9) 水压试验报告；
- (10) 异常项记录；
- (11) 图像和影像资料。

第 4 节 外涂层

8.4.1 一般要求

8.4.1.1 本节适用于立管外涂层的制造检验。

8.4.1.2 外涂层制造检验的流程如下：

- (1) 文件审核：
 - ①规格书；
 - ②制造程序；
 - ③检验试验计划；
- (2) 原材料检验；
- (3) 制造工艺评定；
- (4) 生产检验。

8.4.1.3 对于立管系统其外涂层工艺会因所处位置有所区别（如管体、现场节点和飞溅区等），规格书、制造程序和检验试验计划应分别编制，管体涂层和现场节点涂层应符合相应标准的要求。

8.4.1.4 如果对于外涂层有保温性能要求，则应进行评定试验，确认符合设计要求。

8.4.1.5 外涂层制造应提交的完工文件包括：

- (1) 程序文件和检验试验计划；
- (2) 评定试验报告；
- (3) 人员资质（如适用）；
- (4) 材料清单和证书；
- (5) 生产中检验试验报告；
- (6) 返修记录。

第 5 节 其它部件

8.5.1 一般要求

8.5.1.1 立管系统的其它部件，如连接器、VIV 抑制装置、张紧器、浮力模块、应力节等，应根据规格书和相应标准进行评定试验。

8.5.1.2 立管系统的其它部件应根据规格书和相应标准进行工厂接受试验（FAT）。

8.5.1.3 立管系统的非承压结构部件，如浮筒、张紧器等，材料应符合 ASTM A36、ASTM A516、ASTM A537、API 2H、API 2W 和 API 2Y 等相应标准要求、制造应符合 API RP 2A 或等效标准的要求，焊接应符合 AWS D1.1 或等效标准的要求。

8.5.1.4 复合浮力泡沫材料应对浮力性能、浮力损失性能和抗静水压性能进行评定试验，

确认符合设计要求，应用于钻井立管上的复合浮力泡沫材料应符合 API Spec 16F 的要求。

8.5.1.5 立管系统的承压锻造件的制造应符合制造工艺程序的要求。

8.5.1.6 螺栓和螺母应参照 ASTM A320 和 ASTM A194 的相关要求。

8.5.1.7 阳极的制造和安装应符合 ISO 15589-2 或等效标准的要求。

8.5.1.7 其它部件的疲劳性能和断裂韧性性能还应符合本章第 2 节的要求。

8.5.1.8 处于酸性服役条件下的其它部件应符合 NACE MR0175 或等效标准的要求。

第9章 海上安装

第1节 一般规定

9.1.1 一般要求

9.1.1.1 本章适用于生产/外输/注入/输入立管系统在海上安装阶段的设计审查和现场检验。钻/修/完井立管系统的海上安装和测试，应参照我社《海上钻井装置检验指南》中的相关规定。

9.1.1.2 海上安装的全部环节应按照我社批准的规格书、图纸、计算报告、程序和检验试验计划等进行，程序中应明确规定每项作业限制条件。

9.1.1.3 海上安装的全部施工环节，包括焊接、无损检测、连接和涂敷等应由具备对应资质的人员完成，人员资质证书、设备和材料的相关证明文件应备查。

第2节 安装设计

9.2.1 安装分析

9.2.1.1 根据特定的安装方案，定义安装和运输的工况，对每个工况进行安装和运输分析和校核，并确定允许作业的最大环境条件作为安装限制条件。

9.2.1.2 强度分析应验证安装和运输过程中立管的应力和应变不超过许用值。强度分析应包括吊装、卷管、拖管、扶正和站立等阶段。

9.2.1.3 根据立管类型和运输、安装方法，通过动态分析计算立管在运输和安装阶段的疲劳损伤，预计的疲劳损伤应符合设计规格书的要求。

9.2.2 风险管理计划

9.2.2.1 应编制风险管理计划对风险源进行识别、描述和评估，将风险后果降至最低。

9.2.2.2 风险管理计划应适用于项目的具体情况，并随管理过程进行检查和更新。

9.2.3 安装手册

9.2.3.1 安装承包方应编制安装手册作为海上安装的依据，安装手册应包括：

- (1) 安装程序；
- (2) 预调试程序；
- (3) 应急程序；
- (4) 限制环境条件；
- (5) 完成各项操作的天气窗口；
- (6) 质量控制；
- (7) 设计和操作限制；
- (8) 健康、安全和环境因素；
- (9) 职责和沟通过程。

安装手册应适用于安装分析、人员资质和工艺、安装船船舶和设备能力。

9.2.3.2 如适用，应急程序应考虑以下情况：

- (1) 超出限制环境条件的天气情况；
- (2) 压载系统故障或部分故障；
- (3) 第三方海洋活动；
- (4) 立管屈曲和进水；
- (5) 船舶定位系统故障；
- (6) 张紧系统故障；
- (7) ROV 故障；

(8) FMEA 或 HAZOP 分析中识别的其它紧急情况。

第 4 节 预调查

9.4.1 一般要求

9.4.1.1 安装作业开始之前，应编制预调查程序，沿立管及预铺设段（如有时）路由进行调查，确认水面、水中以及海床状况符合作业要求。

第 5 节 安装检验

9.5.1 一般要求

9.5.1.1 立管系统的安装应依据安装程序进行。

9.5.2 到货检查

9.5.2.1 验船师应对立管系统部件的到货状态进行检查，材料、涂层、坡口等存在损伤应记录并进行修补，必要时进行更换。

9.5.3 焊接检验

9.5.3.1 海上安装阶段的焊接应按照焊接工艺程序进行，焊接工艺程序应经过评定，评定中应包括环焊缝疲劳性能和断裂韧性性能，参照本指南第 8 章第 2 节的相应要求。

9.5.3.2 海上安装阶段的焊缝应进行 100% 目视检查 and 无损检测，检测方法和验收标准参照本指南第 8 章第 2 节的相应要求。

9.5.3.3 为提高海上安装的效率，也可在陆地进行管段的预制接长焊接。其焊接与检验应不低于海上安装的相应要求。

9.5.4 涂敷检验

9.5.4.1 若需进行现场节点涂敷，应按照经评定的涂敷程序进行施工，并根据检验试验计划进行生产检验。

第 6 节 预调试

9.6.1 一般要求

9.6.1.1 立管系统海上安装施工完成后，应对整个系统进行预调试，调试程序应经我社批准。

9.6.1.2 预调试应包括充水、清管、测径、试压和除水干燥等环节，应对每个环节的施工过程和结果进行记录。

9.6.1.3 预调试阶段使用的介质应不会对立管结构和内部环境造成损伤或污染，若不能完全除去，应考虑其残留在管内的长期影响。

9.6.1.4 系统压力试验采用的压力值应不小于规定的水压试验压力，保压时间不低于 8 小时。挠性立管的系统试验压力应符合 API RP 17B 或等效标准的要求。

第 7 节 后调查

9.7.1 一般要求

9.7.1.1 立管系统海上安装施工完成之后，应进行后调查，确认立管系统的最终状态符

合规格书要求。

第 8 节 完工文件

9.8.1 一般要求

9.8.1.1 立管系统海上安装阶段的完工文件包括但不限于：

- (1) 立管系统的关键图纸；
- (2) 全部程序文件和评定试验报告；
- (3) 检验试验计划和报告；
- (4) 焊接工艺程序和焊接记录；
- (5) 无损检测程序和检测报告；
- (6) 焊工资质和无损检测人员资质；
- (7) 预调试报告，包括系统压力试验报告；
- (8) 后调查报告和图纸；
- (9) 完工数据簿；
- (10) 异常项记录。

第 10 章 超设计年限使用

第 1 节 一般规定

10.1.1 一般要求

10.1.1.1 对于超过设计年限拟继续使用的现有立管系统，应进行以下检验：

- (1) 审查初始的设计文档、图纸、结构修改记录和检验报告；
- (2) 检查立管系统的运行、监测及检测数据；
- (3) 审查基于上述数据的在位分析报告，该在位分析报告应对需再次检测的关键区域予以规定；
- (4) 检查上述关键区域的检测情况；
- (5) 检查立管系统的修理情况（如需要时）；
- (6) 审查立管系统后续的检测计划。

10.1.1.2 以下文件应提交我社审查：

- (1) 立管系统超设计年限使用的文件，一般包括以下内容：
 - ① 建议的继续使用年限；
 - ② 建议的使用条件；
 - ③ 检测的结构状态；
 - ④ 环境/岩土条件的变化记录；
 - ⑤ 腐蚀历史、预测的腐蚀速率和剩余使用年限；
 - ⑥ 建议的修理及更换方案；
 - ⑦ 未来的检验/监测计划、检验间隔及验收准则；
 - ⑧ 建议的试验计划，包括试验压力和试验间隔。
- (2) 立管系统超设计年限使用的分析报告，一般包括以下内容：
 - ① 每个检测状态的强度分析；
 - ② 基于先前操作历史的疲劳累积损伤分析；
 - ③ 强度分析报告，应考虑建议使用年限期间的最恶劣环境条件和最末期的结构状态，并考虑维修和更换因素；
 - ④ 在考虑维修和更换的条件下，根据检查的结构状态，预测腐蚀，计算剩余疲劳寿命。

第 2 节 具体要求

10.2.1 原立管系统的文件

10.2.1.1 原立管系统的文件应包含用于立管系统中结构完整性评估所需的原立管系统数据，至少包括规格书、设计基础文件、原设计报告、完工图纸、制造/安装/在役期间的检验记录。

10.2.1.2 作业者应确保所有假设的合理性、收集数据的准确性并能代表评估期间的实际情况。如果不能提供相关数据，则应确定一个合理、保守的假设，否则应进行实际测量或试验。

10.2.2 状态检测

10.2.2.1 对于超设计年限使用的立管系统，应进行额外的结构检测，以评估立管的实际状态。检测的范围取决于已有检测文件的完整性。从立管安装开始的任何改动、维修、更换或者设备安装，都应包括在记录中。先前的检测和维护报告应提交审查。

10.2.2.2 为确保现有的牺牲阳极能够支持立管系统的超设计年限使用，应对现有的防腐系统重新评估。如有必要，需更换现有阳极。飞溅区的立管保护涂层应进行修补。

10.2.2.3 检测应至少包括以下项目：

- (1) 立管飞溅区和挠性管端部配件的检查；
- (2) 防腐系统和附着海生物的检查；
- (3) 海底状况调查；
- (4) 结构附件和支撑系统的检测。

10.2.2.4 检测位置通常包括以下关键区域：

- (1) 高应力区域；
- (2) 易于疲劳损伤的区域（立管的飞溅区和触地区域、环焊缝）；
- (3) 有海底结构、交叉跨越和悬跨的区域；
- (4) 立管的终端、大曲率区域和触地区域；
- (5) 安装或运行期间发生损伤的区域；
- (6) 在运行中进行了维修、更换或改变的区域；
- (7) 前期检测中发现异常的区域。

10.2.3 在位分析

10.2.3.1 现有立管的强度分析应包含测量结果、任何结构损坏和更改。

10.2.3.2 对于立管设计受地震或冰况影响控制的区域，也应进行相应分析。分析结果作为判断检测区域的一个指标。

10.2.3.3 如满足以下条件，可不进行疲劳分析：

- (1) 原始疲劳分析结果表明立管的疲劳寿命满足继续使用的要求；
- (2) 原疲劳分析中使用的疲劳环境数据仍然有效，或视为较为保守；
- (3) 再次检测中没有发现不可接受的缺陷，可以修复的损伤都已充分修复；
- (4) 附着海生物和腐蚀在设计限度内。

10.2.4 补充的修理和再检测

10.2.4.1 根据初步的立管状态检测和结构分析，确定需要修理或调整的范围。

10.2.4.2 对于结构分析结果显示的高应力区域，可能需要再次进行检测。对于出现过大应力的区域需进行加强。具有低疲劳寿命的焊缝可通过加强或打磨予以改善。如采用打磨，打磨程序应提交我社审查。根据焊缝的剩余疲劳寿命，确定未来检测的周期。