ICS 23.040
CCS J 74

中华人民共和国国家标准

GB/T 34275—2024
代替 GB/T 34275—2017

压力管道规范　长输管道

Pressure piping code—Transmission pipeline

国家标准全文公开系统专用，此文本仅供个人学习、研究之用，
未经授权，禁止复制、发行、汇编、翻译或网络传播等，侵权必究。
全国标准信息公共服务平台：https://std.samr.gov.cn

2024-12-31 发布　　2024-12-31 实施

国家市场监督管理总局
国家标准化管理委员会　发布

目　　次

前言 …… Ⅲ
1　范围 …… 1
2　规范性引用文件 …… 2
3　术语和定义 …… 6
4　基本规定 …… 12
5　材料 …… 12
6　设计和计算 …… 25
7　施工和安装 …… 55
8　检验和试验 …… 80
9　安全防护 …… 87
10　投产试运 …… 90
11　管道使用和维护 …… 92
12　管道维抢修 …… 95
附录 A（资料性）　长输管道构成 …… 100
附录 B（规范性）　管道组成件材料选用标准及牌号等级 …… 101
附录 C（资料性）　国内材料牌号与国外材料牌号对照 …… 107
附录 D（规范性）　放空管道提高低温冲击试验温度或免除低温冲击试验的补充条件 …… 114
附录 E（资料性）　高频焊钢管推荐规格范围和质量控制要点 …… 115
附录 F（资料性）　国内阀门与国外阀门标准对照 …… 117
附录 G（资料性）　国内焊接材料与国外焊接材料对照 …… 120
附录 H（资料性）　流速设计 …… 124
附录 I（资料性）　管道压力与压力控制装置、压力安全装置的关系 …… 125
附录 J（资料性）　站场管道布置 …… 126
附录 K（规范性）　柔性系数和应力增大系数 …… 128
附录 L（资料性）　埋地管道开始失稳的临界轴向力和计算弯曲半径 …… 131
附录 M（资料性）　坡口形式及组对尺寸 …… 134
附录 N（资料性）　沉管下沟管道应力计算解析法 …… 138
附录 O（资料性）　站场管道连头口装配错口偏差评估方法 …… 142
附录 P（资料性）　压力试验用水残余空气影响和空气含量测算 …… 144
附录 Q（资料性）　封闭管道内液体温度-压力关系计算方法 …… 150
附录 R（资料性）　安全阀计算方法 …… 152
附录 S（资料性）　输气管道站场紧急放空时间计算方法 …… 156
附录 T（规范性）　站场管道定期检验要求 …… 157
附录 U（规范性）　管道维抢修方法 …… 169
参考文献 …… 175

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。

本文件代替GB/T 34275—2017《压力管道规范　长输管道》，与GB/T 34275—2017相比，除结构调整和编辑性改动外，主要技术变化如下：

a) 修改了本文件适用的管道范围说明和示意图（见第1章，2017年版的第1章）；
b) 修改了部分术语和定义（见第3章，2017年版的第3章）；
c) 增加了基本规定（见第4章）；
d) 增加了高钢级管线钢管和感应加热弯管相关技术要求（见5.2.1.4、5.2.1.5、5.2.1.8、5.2.4.7、5.2.4.15、5.2.4.17）；
e) 增加了管道支承件材料（见5.3）；
f) 增加了填充金属、焊剂、熔敷金属扩散氢含量、熔敷金属冲击韧性、填充金属选用和焊接材料复检等要求（见5.4）；
g) 删除了输送工艺、工艺流程、公用工程设计、通信与控制（见2017年版的5.3、5.6、5.7.4、5.8）；
h) 增加了设计单位、设计许可印章、设计文件和其他要求（见6.1）；
i) 增加了强度设计方法（见6.2.1）；
j) 修改了设计压力和设计温度规定（见6.2.2、6.2.3，2017年版的5.1.2、5.1.3）；
k) 增加了压力允许变化范围规定（见6.2.4）；
l) 增加了长输管道适用的管道组成件产品标准列表（见6.3.1）；
m) 增加了支管连接计算要求、异径管、管帽、孔板、法兰等选用和强度设计规定（见6.3）；
n) 增加了管道元件组合装置的设计、制造、试压规定（见6.3.11）；
o) 增加了管道支承件设计规定（见6.4）；
p) 修改了阀室选址及其与周边建构筑物的间距要求（见6.5.4，2017年版的5.4.3）；
q) 增加了本文件管道应力分析的适用范围（见6.9.1）；
r) 增加了完全约束管道组合应力不考虑扭转应力时的计算公式（见6.9.5）；
s) 修改了输油管道应力校核准则（见6.9.5，2017年版的5.7.3）；
t) 增加了管道局部屈曲校核（见6.9.6）；
u) 增加了管道安装单位、施工告知、安装监督检验、安装工艺文件、设计变更、安装质量证明文件、资质要求、机具器具和其他要求（见7.1）；
v) 增加了线路管道施工现场坡口加工要求（见7.3.5）；
w) 修改了管道下沟的相关规定，增加了沉管下沟的相关要求（见7.3.9，2017年版的6.7）；
x) 增加了直接铺管穿越相关施工要求（见7.4.2）；
y) 修改了下料与加工的相关规定（见7.5.2，2017年版的7.2）；
z) 修改了站场管道管口组对和焊接的相关规定（见7.5.3，2017年版的7.5.2）；
aa) 修改了管单元预制和管道安装的相关规定（见7.5.4，2017年版的7.2.3）；
ab) 增加了法兰连接和其他连接安装的规定（见7.5.5）；
ac) 增加了静电接地的规定（见7.5.11）；
ad) 修改了线路管道清管测径和站场管道吹扫清洗的相关规定（见7.7，2017年版的6.10、7.7.2）；
ae) 修改了管道干燥的相关规定（见7.8，2017年版的6.12、7.7.4）；

af) 删除了钢结构安装，暖通、消防、电气、自动化仪表等工程(见 2017 年版的 7.9、7.10)；
ag) 增加了检验和试验的通用规定(见 8.1)；
ah) 修改了外观检查的相关规定(见 8.2，2017 年版的 8.2.2)；
ai) 增加了无损检测方法的选择原则(见 8.3.1、8.3.2)；
aj) 增加了无损检测设备准入和使用过程中的性能核查规定(见 8.3.3)；
ak) 修改了无损检测工艺文件编制原则和工艺验证的相关规定(见 8.3.4，2017 年版的 8.1.3)；
al) 修改了线路管道检测比例的相关规定(见 8.3.5，2017 年版的 8.2.4.1)；
am) 修改了站场管道检测比例的相关规定(见 8.3.7，2017 年版的 8.2.4.4)；
an) 修改了线路管道和站场管道焊接接头合格级别的相关规定(见 8.3.8，2017 年版的 8.2.6)；
ao) 增加了站场工艺辅助管道的压力试验规定(见 8.4.8)；
ap) 增加了安全防护规定(见第 9 章)；
aq) 修改了试运投产的通用规定(见 10.1，2017 年版的 9.1)；
ar) 增加了投产前组织机构、岗位人员、投产方案等要求(见 10.2.3、10.2.4)；
as) 增加了线路管道管理和站场管道维护(见 11.3、11.4)；
at) 修改了在役管道检验(见 11.5，2017 年版的第 12 章)；
au) 增加了管道腐蚀控制(见 11.6)；
av) 增加了管道组成件材料选用标准及牌号等级要求(见附录 B)；
aw) 增加了放空管道提高低温冲击试验温度或免除低温冲击试验的补充条件(见附录 D)；
ax) 增加了柔性系数和应力增大系数的计算和选取要求(见附录 K)；
ay) 增加了站场管道定期检验要求(见附录 T)；
az) 管道维抢修方法(见附录 U)。

请注意本文件的某些内容可能涉及专利。本文件的发布机构不承担识别专利的责任。

本文件由全国锅炉压力容器标准化技术委员会(SAC/TC 262)提出并归口。

本文件起草单位：国家石油天然气管网集团有限公司、国家管网集团工程技术创新有限公司、中国石油天然气管道科学研究院有限公司、国家市场监督管理总局、国家管网集团储运技术发展有限公司、中国特种设备检测研究院、中国石油天然气管道工程有限公司、国家管网集团建设项目管理分公司、国家管网集团北方管道有限责任公司、国家管网集团工程质量监督检验有限公司、国家管网集团东北公司、管网集团(徐州)管道检验检测有限公司、国家管网集团甘肃分公司、中国石油管道局工程有限公司、广东省特种设备检测研究院、中石化上海工程有限公司、广东省特种设备检测研究院中山检测院、上海迅羽化工工程高技术中心。

本文件主要起草人：胡颖、孙立刚、刘宇、何仁洋、庞鑫峰、秦先勇、田彧、燕冰川、刘海春、李小瑜、李增材、耿丽媛、刘厚平、左勇、李军、姚登樽、李安、邓俊、时米波、刘军、吕新昱、陈玉宝、张小强、王成、刘松、黄正林、蒋庆梅、卜明哲、西敬军、王宝嵩、韩涛、王俊强、刘英杰、尹长华、宋明、王春林、陈杉、杨永、张红兵、周广、罗鹏、尤子涵、马红莲、陶江华、刘少柱、于立军、毛平平、於庆丰、杨玲、付立武、郭一凡、王蒙。

本文件及其所代替文件的历次版本发布情况为：

——2017 年首次发布为 GB/T 34275—2017；

——本次为第一次修订。

压力管道规范　长输管道

1　范围

1.1　本文件规定了陆上油气长输管道材料、设计和计算、施工和安装、检验和试验、安全防护、试运投产、使用和维护以及维抢修的基本要求。

注：长输管道构成见附录 A。

1.2　陆上油气长输管道的范围见图 1，图中实线和实线框内的管道适用于本文件。

注：长输管道延伸进入炼油厂、油库、城市燃气门站、储气库、LNG 接收站、燃气电厂、油(气)处理厂等工厂界区范围的部分，由设计文件说明长输管道与其他类别管道的界面。

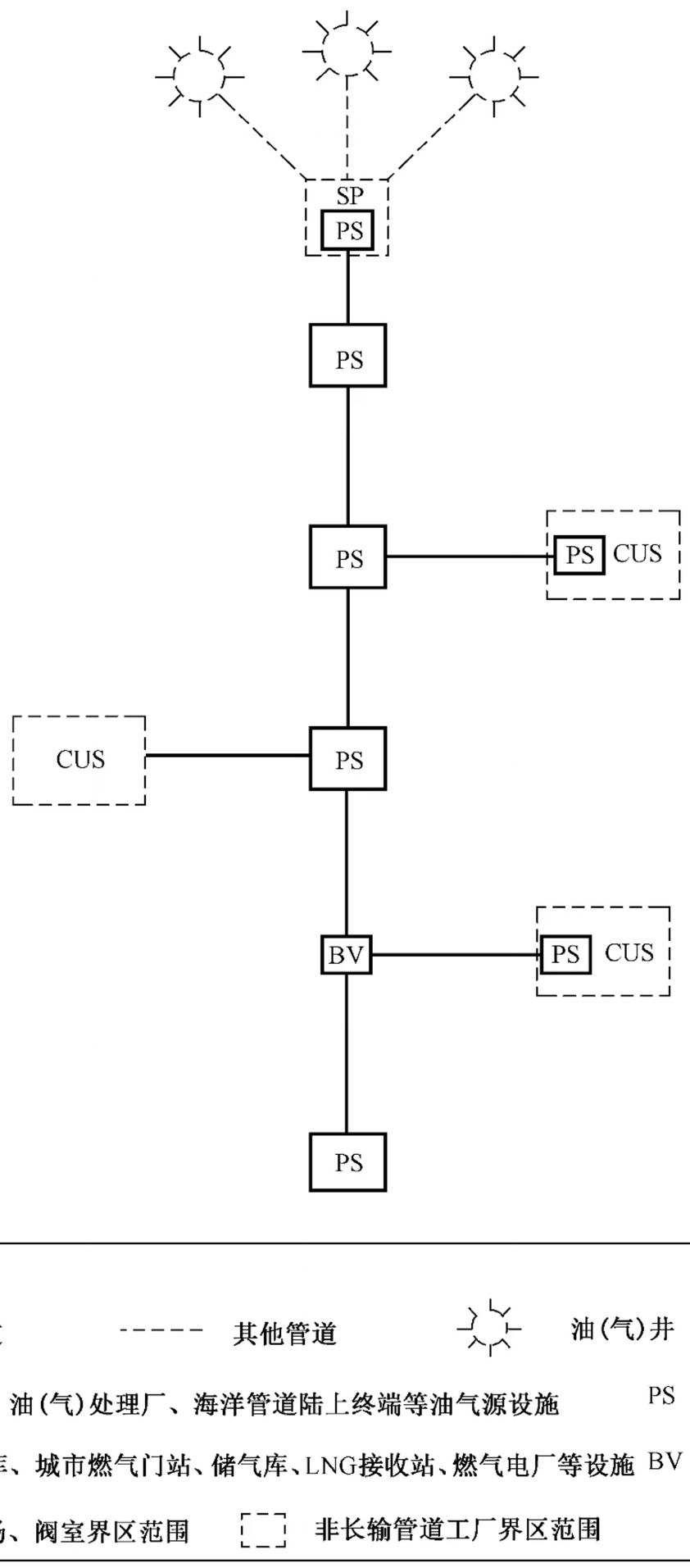


图 1　本文件适用的管道范围

1.3 本文件不适用于下列管道：

a) 矿井井下和井口管道；

b) 海洋管道；

c) 油(气)井场、集油(气)站、油(气)处理厂、海洋管道陆上终端内的管道；

d) 消防、给排水、热力、通风和空气调节管道；

e) 压力容器、锅炉、加热炉、压缩机组、泵机组、冷却器等成套设备的本体管道和外接管口；

f) 非圆形截面管道；

g) 非金属管道。

1.4 本文件不适用于对其实施前已完成初步设计长输管道的建造要求，也不适用于对在建和在役管道技术合规性的追溯和评价。

注：完成初步设计时间指获得建设单位书面批复的日期。

2 规范性引用文件

下列文件中的内容通过文中的规范性引用而构成本文件必不可少的条款。其中，注日期的引用文件，仅该日期对应的版本适用于本文件；不注日期的引用文件，其最新版本(包括所有的修改单)适用于本文件。

GB/T 150.2 压力容器 第2部分：材料

GB/T 150.3—2024 压力容器 第3部分：设计

GB/T 713.1 承压设备用钢板和钢带 第1部分：一般要求

GB/T 713.2 承压设备用钢板和钢带 第2部分：规定温度性能的非合金钢和合金钢

GB/T 713.3 承压设备用钢板和钢带 第3部分：规定低温性能的低合金钢

GB/T 713.6 承压设备用钢板和钢带 第6部分：调质高强度钢

GB/T 713.7 承压设备用钢板和钢带 第7部分：不锈钢和耐热钢

GB/T 983 不锈钢焊条

GB/T 2975 钢及钢产品 力学性能试验取样位置及试样制备

GB/T 3965 熔敷金属中扩散氢测定方法

GB/T 4335 低碳钢冷轧薄板铁素体晶粒度测定法

GB/T 4622(所有部分) 管法兰用缠绕式垫片

GB/T 4950 锌合金牺牲阳极

GB/T 5117 非合金钢及细晶粒钢焊条

GB/T 5293 埋弧焊用非合金钢及细晶粒钢实心焊丝、药芯焊丝和焊丝-焊剂组合分类要求

GB/T 5310 高压锅炉用无缝钢管

GB/T 5782 六角头螺栓

GB/T 6394 金属平均晶粒度测定方法

GB/T 6479 高压化肥设备用无缝钢管

GB/T 8110 熔化极气体保护电弧焊用非合金钢及细晶粒钢实心焊丝

GB/T 9124(所有部分) 钢制管法兰

GB/T 9125(所有部分) 钢制管法兰连接用紧固件

GB/T 9711 石油天然气工业 管线输送系统用钢管

GB/T 9948 石油裂化用无缝钢管

GB/T 10045 非合金钢及细晶粒钢药芯焊丝

GB/T 10561 钢中非金属夹杂物含量的测定 标准评级图显微检验法

GB/T 11533　标准对数视力表
GB/T 12224　钢制阀门　一般要求
GB/T 12228　通用阀门　碳素钢锻件技术条件
GB/T 12229　通用阀门　碳素钢铸件技术条件
GB/T 12230　通用阀门　不锈钢铸件技术条件
GB/T 12234　石油、天然气工业用螺柱连接阀盖的钢制闸阀
GB/T 12235　石油、石化及相关工业用钢制截止阀和升降式止回阀
GB/T 12237　石油、石化及相关工业用的钢制球阀
GB/T 12238　法兰和对夹连接弹性密封蝶阀
GB/T 12241　安全阀　一般要求
GB/T 12243　弹簧直接载荷式安全阀
GB/T 12459　钢制对焊管件　类型与参数
GB/T 12771　流体输送用不锈钢焊接钢管
GB/T 12777　金属波纹管膨胀节通用技术条件
GB/T 13298　金属显微组织检验方法
GB/T 13401　钢制对焊管件　技术规范
GB/T 13402　大直径钢制管法兰
GB/T 13927　工业阀门　压力试验
GB/T 14525　波纹金属软管通用技术条件
GB/T 14976　流体输送用不锈钢无缝钢管
GB/T 17116(所有部分)　管道支吊架
GB/T 17731　镁合金牺牲阳极
GB 17820　天然气
GB/T 18984　低温管道用无缝钢管
GB/T 19285　埋地钢质管道腐蚀防护工程检验
GB/T 19326　锻制支管座
GB/T 19624　在用含缺陷压力容器安全评定
GB/T 19672　管线阀门　技术条件
GB/T 20801(所有部分)　压力管道规范　工业管道
GB/T 20972(所有部分)　石油天然气工业　油气开采中用于含硫化氢环境的材料
GB/T 21246　埋地钢质管道阴极保护参数测量方法
GB/T 21447　钢质管道外腐蚀控制规范
GB/T 21448　埋地钢质管道阴极保护技术规范
GB/T 22130　钢制旋塞阀
GB/T 23257　埋地钢质管道聚乙烯防腐层
GB/T 24920　石化工业用钢制压力释放阀
GB/T 26481　工业阀门的逸散性试验
GB/T 27699　钢质管道内检测技术规范
GB/T 28055　钢质管道带压封堵技术规范
GB/T 28776　石油和天然气工业用钢制闸阀、截止阀和止回阀(≤DN100)
GB/T 28778　先导式安全阀
GB/T 29168(所有部分)　石油天然气工业　管道输送系统用弯管、管件和法兰
GB/T 29713　不锈钢焊丝和焊带

GB/T 30060　石油天然气输送管件用钢板
GB/T 30582　基于风险的埋地钢质管道外损伤检验与评价
GB/T 30818　石油和天然气工业管线输送系统用全焊接球阀
GB/T 31032　钢质管道焊接及验收
GB 32167　油气输送管道完整性管理规范
GB/T 32533　高强钢焊条
GB/T 34349　输气管道内腐蚀外检测方法
GB/T 34350　输油管道内腐蚀外检测方法
GB/T 34474.1　钢中带状组织的评定　第1部分:标准评定图法
GB/T 35013　承压设备合于使用评价
GB/T 35068　油气管道运行规范
GB/T 35508　场站内区域性阴极保护
GB/T 36034　埋弧焊用高强钢实心焊丝、药芯焊丝和焊丝-焊剂组合分类要求
GB/T 36037　埋弧焊和电渣焊用焊剂
GB/T 36233　高强钢药芯焊丝
GB/T 36701　埋地钢质管道管体缺陷修复指南
GB/T 37368　埋地钢质管道检验导则
GB/T 38343　法兰接头安装技术规定
GB/T 39255　焊接与切割用保护气体
GB/T 39280　钨极惰性气体保护电弧焊用非合金钢及细晶粒钢实心焊丝
GB/T 39281　气体保护电弧焊用高强钢实心焊丝
GB/T 39636　钢质管道熔结环氧粉末外涂层技术规范
GB/T 40079　阀门逸散性试验分类和鉴定程序
GB 50057　建筑物防雷设计规范
GB 50126　工业设备及管道绝热工程施工规范
GB 50139　内河通航标准
GB 50183　石油天然气工程设计防火规范
GB 50251　输气管道工程设计规范
GB 50253　输油管道工程设计规范
GB 50264　工业设备及管道绝热工程设计规范
GB 50369　油气长输管道工程施工及验收规范
GB 50423　油气输送管道穿越工程设计规范
GB 50424　油气输送管道穿越工程施工规范
GB/T 50459　油气输送管道跨越工程设计标准
GB 50460　油气输送管道跨越工程施工规范
GB/T 50470　油气输送管道线路工程抗震技术规范
GB/T 50538　埋地钢质管道防腐保温层技术标准
GB/T 50539　油气输送管道工程测量规范
GB/T 50540　石油天然气站内工艺管道工程施工规范(2012年版)
GB/T 50568　油气田及管道岩土工程勘察标准
GB/T 50698　埋地钢质管道交流干扰防护技术标准
GB/T 50818　石油天然气管道工程全自动超声波检测技术规范
GB 50991　埋地钢质管道直流干扰防护技术标准

GB/T 51241　管道外防腐补口技术规范
HG/T 20592　钢制管法兰(PN 系列)
HG/T 20606　钢制管法兰用非金属平垫片(PN 体系)
HG/T 20607　钢制管法兰用聚四氟乙烯包覆垫片(PN 体系)
HG/T 20609　钢制管法兰用金属包覆垫片(PN 体系)
HG/T 20610　钢制管法兰用缠绕式垫片(PN 体系)
HG/T 20611　钢制管法兰用具有覆盖层的齿形组合垫(PN 体系)
HG/T 20612　钢制管法兰用金属环形垫(PN 体系)
HG/T 20615　钢制管法兰(Class 系列)
HG/T 20623　大直径钢制管法兰(Class 系列)
HG/T 20627　钢制管法兰用非金属平垫片(Class 体系)
HG/T 20628　钢制管法兰聚四氟乙烯包覆垫片(Class 系列)
HG/T 20630　钢制管法兰金属包覆垫片(Class 系列)
HG/T 20631　钢制管法兰缠绕式垫片(Class 系列)
HG/T 20632　钢制管法兰用具有覆盖层的齿形组合垫(Class 系列)
HG/T 20633　钢制管法兰用金属环形垫(Class 系列)
HG/T 20634　钢制管法兰用紧固件(Class 系列)
HG/T 21547　管道用钢制插板、垫环、8 字盲板系列
JB/T 3223　焊接材料质量管理规程
JB/T 6440　阀门受压铸钢件射线照相检验
JB/T 7248　阀门用低温钢铸件技术规范
JB/T 8527　金属密封蝶阀
NB/T 47008　承压设备用碳素钢和合金钢锻件
NB/T 47009　低温承压设备用合金钢锻件
NB/T 47010　承压设备用不锈钢和耐热钢锻件
NB/T 47013.8—2012　承压设备无损检测　第 8 部分:泄漏检测
SY/T 0086　阴极保护管道的电绝缘标准
SY/T 0087.1　钢质管道及储罐腐蚀评价标准　第 1 部分:埋地钢质管道外腐蚀直接评价
SY/T 0087.2　钢质管道及储罐腐蚀评价标准　第 2 部分:埋地钢质管道内腐蚀直接评价
SY/T 0096　强制电流深阳极地床技术规范
SY/T 0414　钢质管道聚烯烃胶粘带防腐层技术标准
SY/T 0452　石油天然气金属管道焊接工艺评定
SY/T 0510　钢制对焊管件规范
SY/T 0516　绝缘接头与绝缘法兰技术规范
SY/T 0609　优质钢制对焊管件规范
SY/T 4109　石油天然气钢质管道无损检测
SY/T 4127　钢质管道冷弯管制作及验收规范
SY/T 5257　油气输送用钢制感应加热弯管
SY/T 5536　原油管道运行规范
SY/T 5918　埋地钢质管道外防腐层保温层修复技术规范
SY/T 5922　天然气管道运行规范
SY/T 6325　输油气管道电气设备管理规范
SY/T 6470　油气管道通用阀门操作维护检修规程

SY/T 6597　油气管道内检测技术规范
SY/T 6695　成品油管道运行规范
SY/T 6793　油气输送管道线路工程水工保护设计规范
SY/T 6854　埋地钢质管道液体环氧外防腐层技术标准
SY/T 6964　石油天然气站场阴极保护技术规范
SY/T 7036　石油天然气站场管道及设备外防腐层技术规范
SY/T 7041　钢质管道聚丙烯防腐层技术规范
SY/T 7042　基于应变设计地区油气管道用直缝埋弧焊钢管
SY/T 7347　油气架空管道防腐保温技术标准
SY/T 7368　穿越管道防腐层技术规范
SY/T 7403　油气输送管道应变设计规范
SY/T 7437　天然气集输用缓蚀剂技术要求及评价方法
SY/T 7698　油气输送管道工程直接铺管穿越设计规范
TSG D0001　压力管道安全技术监察规程——工业管道
TSG D7003　压力管道定期检验规则——长输管道
TSG D7005　压力管道定期检验规则——工业管道
TSG D7006　压力管道监督检验规则
TSG Z6002　特种设备焊接操作人员考核细则
TSG Z8001　特种设备无损检测人员考核规则
TSG ZF001　安全阀安全技术监察规程

3　术语和定义

下列术语和定义适用于本文件。

3.1

建造　build

包含材料选择、设计和计算、施工和安装、检验和试验等过程的压力管道建设活动。

3.2

建设单位　owner

管道建设项目的投资单位或其委托的管理方。

3.3

长输管道　transmission pipeline

在产地、储库和用户站场间的用于输送油气商品介质的管道。

注：长输管道包括线路管道和站场管道。

3.4

输气管道　gas transmission pipeline

用于输送天然气、煤层气和煤制合成天然气等气态商品介质的长输管道。

3.5

输油管道　oil transmission pipeline

用于输送原油、成品油、液化石油气等液态商品介质的长输管道。

3.6

线路管道　pipeline section

用于连接相邻输油气站场的管道。

注：线路管道包括一般线路管道、穿越管道和跨越管道，在设计与计算、施工与安装、检验与试验、安全防护、使用与维护等方面的技术要求与站场管道不同。

3.7

站场管道　station piping

长输管道站场内，用于实现介质输送、注入、分配、排放、流动控制等工艺功能的管道。

注：介质包括管输的商品油气，以及工艺辅助系统中的润滑油、燃料油、压缩空气和氮气等。

3.8

管道组成件　piping components

用于连接或者装配成密闭的压力管道系统的部件。

注：管道组成件包括压力管道元件、安全附件以及其他管道组成件。

3.9

管道支承件　pipe-supporting elements

用于将管道荷载，包括管道的自重、输送流体的重量、由于操作压力和温差所造成的荷载以及振动、风力、地震、雪载、冲击和位移应变引起的荷载等传递到管架结构上去的元件。

注 1：管道支承件分为固定件和结构附件两类。

注 2：固定件包括悬挂式固定件如吊杆、弹簧支吊架、松紧螺栓、支撑杆、导轨和固定架，以及承载式固定件，如鞍座、底座、滚柱、托座和滑动支座等。

注 3：结构附件是指用焊接、螺栓连接或夹紧方法附装在管道上的元件，如吊耳、管吊、管夹和 U 型夹等。

注 4：管道支承件不包括支撑管道元件的构筑物，如建筑框架、管架、管墩基础等。

3.10

元件组合装置　piping components assembly

制造单位在工厂内将管子、管件、阀门、法兰等管道组成件组合在一起具备某种功能的压力管道产品。

3.11

工厂化预制管段　factory fabricated piping sections

制造单位在工厂内根据施工设计图，将管子和管件等组装后整体出厂的压力管道元件。

注：工厂化预制管段包括汇管、过滤器（Y 型、T 型等）、收发球筒等，不包括在施工现场预制的压力管道元件。

3.12

压力控制装置　pressure control device

用于保持管道操作压力不超过预定的工艺控制值的设施。

注：压力控制装置通常由压力检测仪表、逻辑控制器、执行元件（包括调节阀、减压阀、变频调速的泵机组和压缩机机组等）组成。

3.13

压力安全装置　pressure safety device

用于防止管道操作压力超过预定压力安全值的设施。

注：包括用于超压保护的监控调压阀、安全切断阀、紧急截断阀、紧急停泵（压缩机）装置和安全泄放装置等，但连续工作以控制压力控制装置不作为压力保护装置。

3.14

安全泄放装置　safety relief device

为防止管道压力超过预定的安全值，利用进口压力开启，泄放流体的装置。

注：安全泄放装置是压力安全装置的一种类型，包括水击泄放阀、安全阀、爆破片等。

3.15

截断阀　block valve

为截断管道内介质流动而设置的阀门。

3.16

紧急截断阀　emergency shutdown valve；ESDV

在紧急情况下，接收站场控制信号，并切断和隔离管输介质的设备，由截断阀和自动执行机构组成。

注：紧急情况包括火灾、管道泄漏、工艺参数超过设定值等情况。

3.17

紧急放空阀　emergency blowdown valve；EBDV

当输气管道站场发生火灾、泄漏等事故时，能够快速打开，并放空站内可燃气体的开关阀。

3.18

最大允许操作压力　maximum allowable operating pressure；MAOP

遵循本文件的规定，管道允许连续操作的最高压力，不大于设计压力。

3.19

最大允许偶然压力　maximum allowable incidental pressure；MAIP

遵循本文件的规定，管道在短时间内允许工作的最高压力。

注：偶然压力由流量波动、设备启停、阀门开关等原因产生，具有自限性或在压力安全装置的作用下，在短时间内降低至设定值以下。

3.20

计算壁厚　calculated thickness

根据计算和校核得到的管道组成件厚度。

3.21

设计壁厚　design thickness

根据计算壁厚选取的管道组成件厚度，不小于计算壁厚。

注：设计壁厚也称名义壁厚。

3.22

支管连接　branch connections

从主管引出支管的结构。

注：支管连接包括整体加强的管件以及带加强或不带加强的焊接结构的支管连接。

3.23

穿越管道　pipeline crossing section

穿过障碍物地段的管道，其长度包括障碍物穿越段长度和两侧连接段的长度。

注：两侧连接段指障碍物穿越的下方管道至一般线路管道的连接区段。

3.24

跨越管道　pipeline aerial crossing section

跨越障碍物地段的管道，其长度包括跨越管段和两侧的连接段。设置固定墩时，跨越管道为两端固定墩之间的管道。

3.25

水域　water areas

天然形成或人工建设的江河、湖泊、运河、水库、水渠。

注：水域不包括水田、鱼塘或其他养殖塘；水渠指的是有一定规模人工开凿的干渠，用于灌溉的支渠或者支沟不在本术语规定范围内。

3.26

防洪防护等级　grade of flood protection

为了便于确定油气管道穿(跨)越工程的防洪标准，从防洪角度根据穿(跨)越工程等级等因素将其划分的若干等级。

3.27

平均水位　mean water stage

河流穿(跨)越位置不同时段水位的平均值。

3.28

直接铺管穿越　direct pipe crossing

用直接铺管掘进机及推管机敷设穿越管道。

3.29

固定墩　fixed anchorage

阻止压力管道上由内压或温度作用等产生的轴向力引起的管道在水平向和垂直向移动的设施。

3.30

低温低应力工况　low temperature and low stress service

低温工况下,当管道应力比满足规定要求时,可相应提高低温冲击试验温度或免除低温冲击试验的工况,应力比取下列各项中的最大值:

a) 具有额定压力值的管道组成件,低温下的最大操作压力与低温下最大允许操作压力之比;

b) 管道组成件在低温下由最大操作压力产生的环向应力与管道组成件材料低温下的许用应力之比;

c) 管道组成件在低温下由最大操作压力、管道持久荷载、位移产生的轴向应力(计算应力时不计入应力增大系数)总和与管道组成件材料低温下的许用应力之比。

3.31

弹性敷设　pipe laying with elastic bending

利用管道在外力或自重作用下产生弹性弯曲变形,改变管道走向或适应高程变化的管道敷设方式。

3.32

母管　mother pipe

用于制作弯管的直管。

3.33

冷弯管　cold bends

在不加热条件下,用模具(或夹具)将直管弯制成需要角度的弯管。

3.34

感应加热弯管　induction bends

在加热条件下,在夹具上将直管弯曲成需要角度的弯管。

3.35

弯头　elbow

曲率半径小于5倍公称直径的管件。

3.36

管件　pipe fittings

弯头、弯管、三通、异径管和管帽等管道上各种异形连接件的统称。

3.37

半自动焊　semi-automatic welding

采用控制填充金属传送速度的设备进行的电弧焊,焊炬的移动由手动控制。

3.38

机动焊　mechanized welding

焊炬、焊枪或焊钳由机械装备夹持并要求随着观察焊接过程而调整设备控制部分的焊接方式。

3.39

焊接工艺评定　welding procedure qualification

在工程焊接前，为验证所拟定的焊件焊接工艺的正确性而进行的试验过程及结果评价。在本文件中，焊接工艺评定是指为使焊接接头的力学性能、弯曲性能或堆焊层的化学成分符合规定对预焊接工艺进行验证性试验和结果评价的过程。

3.40

焊接工艺规程　welding procedure specification

根据合格的焊接工艺评定报告编制的，用于指导焊接操作人员进行焊件施焊的焊接工艺文件。

3.41

根焊　root bead

多层焊时，在钢管与钢管、钢管与管件或管件与管件之间接头坡口内焊接的第一层焊道。

3.42

缺欠　imperfection

产品或焊缝的内部和/或表面的不连续、不致密、不规则。

3.43

缺陷　defect

超出标准规定的缺欠。

3.44

焊缝修补　weld patching rework

焊接过程中或焊接完成后，在外观检查或无损检测前，通过打磨和/或焊接去除焊缝缺欠的操作。

3.45

返修焊　repair welding

对外观检查或无损检测发现的缺陷进行的焊接操作。

3.46

连头　commissure tie-in

将两个相邻固定管道连接在一起的最后 1 道或 2 道焊口的焊接作业。

3.47

洁净水　clean water

pH 为 6～9，总悬浮物不大于 50 mg/L，盐分不大于 2 000 mg/L 的水。

3.48

检验　inspection

由建设单位或独立于施工方的检验机构为证实产品或管道建造是否满足规范和工程设计要求而进行的符合性评审过程。

3.49

检查　examination

由施工、安装单位对材料、组成件以及加工、制作、安装等过程进行必需的检测和试验，证实产品或管道建造是否满足相关标准和工程设计要求而履行质量控制职责的过程。

3.50

检查人员　examination personnel

施工、安装单位从事检查工作的专职人员，由独立于施工和安装部门的人员担任。

3.51

试压头　pressure test manifold

试压头由钢管、椭圆管帽、阀门及仪表等组成，用于管道压力试验的辅助装置。

3.52

适用性评价　fitness for purpose;FFP

对含缺陷或损伤的在役构件结构完整性的定量评价过程。

3.53

投产　commissioning

与管道系统最初充装管输商品介质有关的活动。

3.54

在役管道　in-service pipeline

已经投产输送商品油气介质的管道。

3.55

A 型套筒　type A sleeve

由覆盖在管道缺陷处的一对半圆形钢质护板,经纵向对接焊缝焊接组合而成。

3.56

B 型套筒　type B sleeve

由覆盖在管道缺陷处的一对半圆形钢质护板,经纵向对接焊缝焊接组合而成,套筒末端以环向角焊缝的方式固定在管道上。

3.57

钢质环氧套筒　steel sleeve filled with epoxy resin

由覆盖在管道缺陷处的一对直径比管径略大的半圆形钢质护板,经焊接或螺栓连接在一起,套筒末端用密封胶密封,套筒与管道之间的环隙内注入环氧树脂而形成的复合套筒。

3.58

复合材料修复　composite material repair

利用复合材料的高强度和高弹性模量,通过涂敷在缺陷处的高强度填料,以及管体和纤维补强层间的树脂,将管道承受的荷载均匀地传递到复合材料修复层上。

3.59

动火作业　hot work

在直接或间接产生明火的工艺设施以外的禁火区内从事可能产生火焰、火花或炽热表面的作业。

注:包括使用电焊、气焊(割)、喷灯、电钻、砂轮、喷砂机等进行的作业。

3.60

置换　replacement

采用清水、蒸汽、氮气,以及惰性气体等将作业管道、设备内部可燃介质或有毒有害介质替换出来的作业。

3.61

金属损失　metal loss

任何发生金属减损的管道异常。

注:金属损失通常是由于腐蚀所致,但划痕、制造缺陷也能导致金属损失。

3.62

内检测　in-line inspection;ILI

借助于流体压差使检测器在管内运动,检测管道缺陷(内外壁腐蚀、损伤、变形、裂纹等)、管道中心线位置和管道结构特征(焊缝、三通、弯头等)的工作。

3.63

清管　pigging

使用可在管道内独立运行的设备,清理管道内杂质、积垢及凝蜡的工作。

3.64

管道完整性　pipeline integrity

管道处于安全可靠的服役状态。

注：管道完整性主要包括管道在结构和功能上完整、管道处于风险受控状态、管道的安全状态满足运行要求。

3.65

高后果区　high consequence areas；HCA

管道泄漏后可能对公众和环境造成较大不良影响的区域。

4　基本规定

4.1　采用新材料、新技术、新工艺以及有特殊使用要求的长输管道，当与本文件要求不一致且可能对安全有重大影响，相关单位应提供有关设计、研究、试验的依据、数据、结果和检验检测报告等技术资料，应经相关机构评审，评审结果经批准后，方可投产和使用。

4.2　设计文件应说明压力管道的设计和安装许可级别，许可级别应依据国家市场监督管理总局公示的《特种设备生产单位许可目录》确定。

4.3　进入长输管道的介质需要符合如下要求。

a）　介质进入长输管道前应进行水分、机械杂质和腐蚀性成分的脱除处理。

b）　进入输气管道气体的总硫、硫化氢、二氧化碳含量宜符合 GB 17820 规定的一类气的要求。

c）　进入输气管道气体的氢气含量不宜大于 3%摩尔分数。

d）　进入输油管道的原油、成品油和液化石油气质量应符合国家现行标准的要求。

e）　在操作压力下，进入长输管道的商品气水露点应至少比最低环境温度低 5 ℃，烃露点应低于最低环境温度。

注：环境温度指线路管道平均埋深处的土壤温度。

f）　进入长输管道的原油和油品温度应至少高于凝点 3 ℃。

4.4　当建设单位有数字化建造要求时，长输管道应采用数字化技术手段建造。

4.5　除本文件和设计文件另有说明外，阀室内的主管道应按线路管道建造，阀室内的其他压力管道应按站场管道建造。

注：阀室内的主管道指能通过管道内检测器进行内检测的管道。

4.6　除本文件和设计文件另有说明外，输送液化石油气的长输管道应按本文件中规定的输气管道要求建造。

4.7　除另有说明外，本文件所述压力均指内压（表压）。

5　材料

5.1　通用规定

5.1.1　管道组成件的制造单位应当按照相关安全技术规范要求取得特种设备制造许可证，按照批准的范围进行制造；对于需要进行型式试验的管道组成件，制造单位应当取得相应的型式试验证书；对于需要制造监检的管道组成件，制造单位应当取得相应的监检证书。

5.1.2　管道组成件材料应具有足够的强度、塑性和韧性，在最低设计温度下应具备足够的抗脆断能力。

5.1.3　管道组成件材料应具有良好的可加工性，包括焊接、热处理等热加工，以及冷加工等方面的性能。

5.1.4　附录 B 规定了适用于长输管道的管道组成件材料选用标准及牌号等级，用于管道组成件的材料应符合附录 B 所列材料标准的要求。

5.1.5 除附录 B 所列的材料外，下列材料也可用于管道组成件，但应符合本文件的要求：

a) 附录 B 所列的长输管道适用材料标准的其他牌号材料；

b) 已发布的其他材料标准规定的材料，其化学成分、物理性能、力学性能、制造方法和工艺、热处理和质量控制等技术要求，不应低于附录 B 所列相应材料标准要求；

c) 表 10 所列管道组成件标准的适用材料；

d) 附录 C 所列的国外标准材料；

e) 通过专业机构技术鉴定及评审认可的其他材料。

5.1.6 当输油管道的 H_2S 气相分压≥0.000 3 MPa 时，应根据 GB/T 20972(所有部分)进行酸性环境严重程度划分和材料选择。

5.1.7 当输气管道的放空管道组成件符合低温低应力工况时，材料的夏比 V 型缺口(CVN)冲击试验温度可参照附录 D 确定。

5.1.8 不应使用材质或牌号不明的材料。

5.1.9 设计可根据管道焊接、防腐、检验和服役工况等情况，对管道组成件材料提出补充技术要求。

5.2 管道组成件材料

5.2.1 线路管道用钢管

5.2.1.1 输气管道的线路管道应选用 GB/T 9711 中 PSL2 钢管，输油管道的线路管道宜选用 GB/T 9711 中 PSL2 钢管。

5.2.1.2 基于应变设计的线路管道用钢管应符合设计文件的规定，当设计文件无要求时宜符合 SY/T 7042的规定。

5.2.1.3 线路管道用钢管管型的选用应综合考虑直径、壁厚、钢级、制造技术成熟度、使用要求、经济适用性等因素，钢管管型可选用直缝埋弧焊钢管、螺旋埋弧焊钢管、无缝钢管、高频焊钢管。直缝埋弧焊钢管和高频焊钢管仅允许带有一条纵焊缝。高频焊钢管的推荐规格范围和质量控制要点见附录 E。

5.2.1.4 线路管道用钢管原材料应为采用吹氧碱性转炉加炉外精炼或电炉冶炼加炉外精炼的细晶粒镇静钢，L485/X70、L555/X80 钢管用原材料还应进行真空脱气处理。

5.2.1.5 线路管道用 L485/X70、L555/X80 钢管管体母材中的硫含量不应大于 0.005%，磷含量不应大于 0.015%，碳当量 CE_{IIW} 不应大于 0.43，碳当量 CE_{pcm} 不应大于 0.25。

5.2.1.6 当碳含量大于 0.12%时，碳当量 CE_{IIW} 按公式(1)计算确定；当碳含量不大于 0.12%时，碳当量 CE_{pcm} 应采用公式(2)计算确定。

$$CE_{IIW}=C+\frac{Mn}{6}+\frac{Cr+Mo+V}{5}+\frac{Cu+Ni}{15} \quad \cdots\cdots(1)$$

$$CE_{pcm}=C+\frac{Si}{30}+\frac{Mn+Cu+Cr}{20}+\frac{Ni}{60}+\frac{Mo}{15}+\frac{V}{10}+5B \quad \cdots\cdots(2)$$

5.2.1.7 线路管道用 L485/X70、L555/X80 钢管的晶粒度应为 No.10 级或更细，A、B、C、D 类非金属夹杂物级别不应大于 2.0 级，DS 类非金属夹杂物级别不应大于 2.5 级，带状组织不应大于 3 级。显微组织检验应符合 GB/T 13298，晶粒度的评定方法应符合 GB/T 6394 或 GB/T 4335，非金属夹杂物级别的评定方法应符合 GB/T 10561 规定的方法 A，带状组织的评定方法应符合 GB/T 34474.1。对于具有针状铁素体组织类型的 L485/X70、L555/X80 钢管，其晶粒度和带状组织的评定方法可协商确定。

5.2.1.8 线路管道用 L485/X70、L555/X80 焊管的原料钢板或板卷轧制宜采用热机械控制工艺(TMCP)。

5.2.1.9 用于制造螺旋缝埋弧焊钢管的板卷宽度应为钢管外径的 1.0 倍～2.5 倍。

5.2.1.10 焊管的原料钢板或板卷不应含有任何补焊焊缝，制管过程中也不应对钢板或板卷进行补焊。

5.2.1.11 直缝埋弧焊钢管应进行全长冷扩径，扩径率应为 0.4%～1.4%；外径不小于 508 mm 的螺旋

埋弧焊钢管的管端150 mm长度范围内宜进行冷扩径，扩径率不应大于0.6%；高频焊钢管可采用扩径或减径的方法定径至最终尺寸，定径率不应大于1.5%。扩径率应采用公式(3)计算确定，定径率应采用公式(4)计算确定。

$$S_r = \frac{D_a - D_b}{D_b} \times 100\% \quad \cdots\cdots(3)$$

$$S'_r = \frac{|D'_a - D'_b|}{D'_b} \times 100\% \quad \cdots\cdots(4)$$

式中：

D_a ——扩径后钢管外径，单位为毫米(mm)；

D'_a ——定径后钢管外径，单位为毫米(mm)；

D_b ——扩径前钢管外径，单位为毫米(mm)；

D'_b ——定径前钢管外径，单位为毫米(mm)。

5.2.1.12 线路管道用L485/X70、L555/X80钢管的拉伸性能应符合表1的规定。

表1 线路管道用L485/X70、L555/X80钢管的拉伸性能要求

钢级	管体						焊接接头
	屈服强度 $R_{t0.5}$ MPa		抗拉强度 R_m MPa		最大屈强比 $R_{t0.5}/R_m$	标距长度为50 mm的最小伸长率 $A_{f,min}$ %	最小抗拉强度 R_m MPa
	最小	最大	最小	最大			
L485/X70	485	610	570	730	0.93	[a]	570
L555/X80	555	690	625	765	0.93	[a]	625

[a] 规定最小伸长率 $A_{f,min}$ 应按下列公式计算确定：

$$A_{f,min} = C\frac{A_{xc}^{0.2}}{U^{0.9}}$$

式中：

C ——采用国际单位制为1940；

A_{xc} ——适用的拉伸试样横截面积，mm^2，按下列方法确定：

对于圆棒试样，直径为12.5 mm和8.9 mm的试样为130 mm^2；直径为6.4 mm的试样为65 mm^2；

对于全截面试样，取a)485 mm^2 和b)采用钢管规定外径和规定壁厚计算的试样横截面积两者中的较小者，圆整到最接近的10 mm^2；

对于条形试样，取a)485 mm^2 和b)采用试样规定宽度和钢管规定壁厚计算的试样横截面积两者中的较小者，圆整到最接近的10 mm^2；

U ——规定最小抗拉强度，MPa。

5.2.1.13 当最低设计温度不低于−10 ℃时，线路管道用钢管CVN冲击试验温度宜为−10 ℃；当最低设计温度低于−10 ℃时，试验温度不应高于最低设计温度。跨越管道用钢管CVN冲击试验温度应符合5.2.2.6的规定。

5.2.1.14 输气管道的线路管道用钢管抗延性断裂扩展的韧性要求应符合GB/T 9711和设计文件的规定。

5.2.1.15 输气管道的线路管道用钢管管体CVN冲击试验的剪切断面率单个值不应小于70%，平均值不应小于85%。

5.2.1.16 线路管道用L485/X70钢管焊缝及热影响区CVN冲击试验标准试样的冲击吸收能量单个值不应小于45 J，平均值不应小于60 J；L555/X80钢管焊缝及热影响区CVN冲击试验标准试样的冲击

吸收能量单个值不应小于 60 J,平均值不应小于 80 J。

5.2.1.17　外径不小于 508 mm 的输气管道的线路管道用钢管应进行管体横向落锤撕裂试验(DWTT),当最低设计温度不低于 0 ℃时,试验温度宜为 0 ℃,当最低设计温度低于 0 ℃时,试验温度不应高于最低设计温度。

5.2.1.18　输气管道的线路管道用钢管管体横向 DWTT 剪切面积单个值不应小于 70%,平均值不应小于 85%。对于壁厚大于 25.4 mm 的钢管,DWTT 的验收要求应协商确定。

5.2.1.19　线路管道用钢管应逐根进行静水压试验。

5.2.2　站场管道用钢管

5.2.2.1　站场管道用碳钢及低合金钢管宜选用符合 GB/T 9711 的 PSL2 的直缝埋弧焊钢管或无缝钢管,也可选用符合 GB/T 5310、GB/T 6479、GB/T 9948 的无缝钢管。站场管道用不锈钢管宜选用符合 GB/T 14976 的无缝钢管。直缝埋弧焊钢管仅允许带有一条纵焊缝。

5.2.2.2　站场管道用碳钢及低合金钢管原材料应为采用吹氧碱性转炉或电炉冶炼的镇静钢,L485/X70、L555/X80 钢管用原材料应进行炉外精炼。

5.2.2.3　站场管道用 L485/X70、L555/X80 钢管管体母材中的硫含量不应大于 0.010%,磷含量不应大于 0.018%,碳当量 CE_{IIW} 不应大于 0.43,碳当量 CE_{pcm} 不应大于 0.25。碳当量应按 5.2.1.5 计算确定。

5.2.2.4　站场管道用 L485/X70、L555/X80 钢管的晶粒度应为 No.10 级或更细,A、B、C、D 类非金属夹杂物级别不应大于 2.0 级,带状组织不应大于 3 级。晶粒度、非金属夹杂物级别、带状组织的评定方法应符合 5.2.1.7 的规定。

5.2.2.5　站场管道用 L485/X70、L555/X80 钢管的拉伸性能应符合表 2 的规定。

表 2　站场管道用 L485/X70、L555/X80 钢管的拉伸性能要求

钢级	管体						焊接接头
	屈服强度 $R_{t0.5}$ MPa		抗拉强度 R_m MPa		最大屈强比 $R_{t0.5}/R_m$	标距长度为 50 mm 的最小伸长率 $A_{f,min}$ %	最小抗拉强度 R_m MPa
	最小	最大	最小	最大			
L485/X70	485	630	570	760	0.93	按表 1 注[a] 执行	570
L555/X80	555	705	625	825	0.93	按表 1 注[a] 执行	625

5.2.2.6　站场管道用碳钢及低合金钢管 CVN 冲击试验温度的选取要求如下:

a)　CVN 冲击试验温度不应高于最低设计温度;

b)　当最低设计温度不低于−30 ℃时,CVN 冲击试验温度宜为−10 ℃、−20 ℃或−30 ℃;

c)　当最低设计温度低于−30 ℃时,CVN 冲击试验温度可协商确定。

5.2.2.7　对于外径大于 762 mm 的站场管道用 L485/X70 钢管,其管体 CVN 冲击试验标准试样的吸收能量单个值不应小于 60 J,平均值不应小于 80 J,其焊缝及热影响区 CVN 冲击试验标准试样的吸收能量单个值不应小于 30 J,平均值不应小于 40 J。

5.2.2.8　对于外径大于 914 mm 的站场管道用 L555/X80 钢管,其管体 CVN 冲击试验标准试样的吸收能量单个值不应小于 75 J,平均值不应小于 90 J,其焊缝及热影响区 CVN 冲击试验标准试样的吸收能量单个值不应小于 40 J,平均值不应小于 50 J。

5.2.2.9　用于输送 GB 50183 中规定的火灾危险性为甲、乙类可燃流体的站场管道用钢管应逐根进行静水压试验。

5.2.3 冷弯管

5.2.3.1 冷弯管宜采用同钢级、同规格的线路管道用钢管弯制。

5.2.3.2 冷弯管不应采用带有环焊缝的钢管制作。

5.2.3.3 冷弯管的弯制角度、弯制工艺与质量检验应符合 SY/T 4127 的规定。

5.2.4 感应加热弯管

5.2.4.1 感应加热弯管母管宜采用无缝钢管、直缝埋弧焊钢管或高频电阻焊管。

5.2.4.2 感应加热弯管母管不应带有环焊缝。

5.2.4.3 感应加热弯管母管内、外表面不应有铜、铝、锡、铅、锌等低熔点金属污染，对表面的油污、杂质应在感应加热前清除干净。

5.2.4.4 感应加热弯管母管应具有良好的二次热加工性能。

5.2.4.5 感应加热弯管母管应为吹氧碱性转炉或电炉冶炼的镇静钢，规定最小屈服强度为 450 MPa～555 MPa 的感应加热弯管母管原材料还应进行炉外精炼和真空脱气处理。

5.2.4.6 规定最小屈服强度 555 MPa 的感应加热弯管母管化学成分设计应适当增加 Cr、Mo、Ni 等提高淬透性、弥补强度损失的元素。

5.2.4.7 规定最小屈服强度 555MPa 的感应加热弯管母管管体母材中的硫含量不应大于 0.005%，磷含量不应大于 0.020%，碳当量 CE_{IIW} 不宜小于 0.37%且不应大于 0.51%，碳当量 CE_{pcm} 不应大于0.25%。碳当量应按 5.2.1.6 计算确定，当碳含量不大于 0.12%时，也应计算碳当量 CE_{IIW} 用于母管淬透性控制。

5.2.4.8 感应加热弯管母管的管体不应进行补焊。

5.2.4.9 感应加热弯管母管应逐根进行静水压试验。

5.2.4.10 规定最小屈服强度 555 MPa 的感应加热弯管宜采用整体加热的弯制工艺，规定最小屈服强度为 245 MPa～485 MPa 的感应加热弯管可采用局部加热或整体加热的弯制工艺。

5.2.4.11 感应加热弯管的弯制应连续不间断进行。

5.2.4.12 感应加热弯管的曲率半径、弯曲角度、直管段长度应符合设计文件的规定。

5.2.4.13 规定最小屈服强度 450 MPa～555 MPa 的感应加热弯管在弯制后应进行炉内整体回火热处理。规定最小屈服强度 245 MPa～415 MPa 的弯管应根据弯管综合性能、所选用材料特性及服役环境，确定是否进行弯制后热处理，以及采用的热处理工艺。

5.2.4.14 感应加热弯管力学性能试验取样位置应包括直管段、弯曲段、直管段和弯曲段之间的过渡区。

5.2.4.15 规定最小屈服强度 485 MPa、555 MPa 的感应加热弯管的拉伸性能应符合表 3 的规定。

表 3 规定最小屈服强度 485 MPa、555 MPa 的感应加热弯管的拉伸性能要求

规定最小屈服强度 MPa	管体						焊接接头
	屈服强度 $R_{t0.5}$ MPa		抗拉强度 R_m MPa		屈强比 $R_{t0.5}/R_m$	标距长度为 50 mm 的最小伸长率 $A_{f,min}$ %	最小抗拉强度 R_m MPa
	最小	最大	最小	最大	最大		
485	485	635	570	760	0.93	按表 1 注[a] 执行	570
555	555	705	625	825	0.93	按表 1 注[a] 执行	625

5.2.4.16 线路管道用感应加热弯管的 CVN 冲击试验温度应符合 5.2.1.13 的规定，站场管道用感应加热弯管的 CVN 冲击试验温度应符合 5.2.2.6 的规定。

5.2.4.17 规定最小屈服强度 485 MPa、555 MPa 的感应加热弯管管体 CVN 冲击试验标准试样吸收能

量的单个值不应小于 60 J，平均值不应小于 90 J；焊缝及热影响区 CVN 冲击试验标准试样吸收能量的单个值不应小于 50 J，平均值不应小于 75 J。

5.2.4.18 感应加热弯管管端的坡口形式、不圆度、垂直度、平面度及尺寸偏差应满足设计文件要求。

5.2.4.19 感应加热弯管的制造、试验和检验等其他技术要求应执行 GB/T 29168.1 或 SY/T 5257。

5.2.5 管件

5.2.5.1 碳钢及低合金钢管件宜选用 GB/T 29168.2、SY/T 0609 和 SY/T 0510 管件，不锈钢管件宜选用 GB/T 13401、SY/T 0510 管件。

注：本节中的管件不包括弯管和支管座。

5.2.5.2 管件原材料应为各类锻制钢坯、锻制钢棒、钢板、无缝钢管及带填充金属的焊接钢管。

5.2.5.3 管件用钢应为采用氧气转炉或电炉冶炼的镇静钢。用于设计温度低于－20 ℃的钢材，还应采用炉外精炼工艺。

5.2.5.4 规定最小屈服强度不小于 415 MPa，且设计温度低于－40 ℃的低温环境用管件，宜采用符合 GB/T 30060 标准要求的石油天然气输送管件用钢板或无缝管制作，钢板应采用 TMCP 工艺生产，晶粒度应为 8 级或更细，晶粒度的评定方法应符合 GB/T 6394。

5.2.5.5 管件用钢的化学成分、力学性能宜与相连接的管材相近。碳钢和低合金钢管件的碳含量、硫含量、磷含量、碳当量(按 5.2.1.7 计算确定)应符合下列规定。

a) 碳含量不大于 0.25%，硫含量不大于 0.020%，磷含量不大于 0.025%。

b) 用于设计温度低于－40 ℃并且规定最小屈服强度不小于 485 MPa 的钢材，硫含量不大于 0.010%，磷含量不大于 0.015%。

c) 规定最小屈服强度不大于 485 MPa 的钢材碳当量 CE_{IIW} 不大于 0.45%，碳当量 CE_{pcm} 不大于 0.23%。

d) 规定最小屈服强度为 555 MPa 的钢材碳当量 CE_{IIW} 不大于 0.50%，碳当量 CE_{pcm} 不大于 0.25%。

5.2.5.6 管件可通过弯曲、压制、拔制、挤压、机加工、焊接等方法进行制造，所采用的工艺应能保证管件不产生裂纹和其他有碍于使用的缺陷。

5.2.5.7 管件的工厂焊接规定如下：

a) 纵焊缝数量不应超过 2 条；

b) 不应存在环焊缝；

c) 宜采用埋弧焊；

d) 所选用焊接材料应确保管件热处理后，其焊接接头力学性能符合相应标准的规定。

5.2.5.8 管件应在热处理状态下交货。热处理前，热成型管件应冷却到临界温度以下。奥氏体不锈钢管件固溶或稳定化热处理后，应进行酸洗钝化处理。

5.2.5.9 管件的力学性能和金相试样应取自经最终热处理的管件或随炉试件。

5.2.5.10 规定最小屈服强度 485 MPa、555 MPa 的管件的拉伸性能应符合表 4 的规定。

表 4 规定最小屈服强度 485 MPa、555 MPa 的管件拉伸性能要求

规定最小屈服强度 MPa	管体					焊接接头
	屈服强度 $R_{t0.5}$ MPa		抗拉强度 R_m MPa	屈强比 $R_{t0.5}/R_m$	标距长度为 50 mm 的最小伸长率 $A_{f,min}$ %	最小抗拉强度 R_m MPa
	最小	最大	最小	最大		
485	485	622	570	0.93	按表 1 注[a] 执行	570
555	555	692	625	0.93	按表 1 注[a] 执行	625

5.2.5.11 管件的 CVN 冲击试验温度应符合 5.2.2.6 的规定。CVN 冲击试样取样位置和试样制备应符合 GB/T 2975 的规定。对于壁厚小于 40 mm 的管件,CVN 冲击试样中心线应位于 1/2 壁厚处。对于壁厚不小于 40 mm 的管件,其 CVN 冲击试样中心线可位于距管体外表面 1/4 壁厚处,也可位于 1/2 壁厚处。

5.2.5.12 规定最小屈服强度 245 MPa～485 MPa 管件的管体、焊缝及热影响区 CVN 冲击试验标准试样的吸收能量单个值不应小于 30 J,平均值不应小于 40 J。

5.2.5.13 规定最小屈服强度 555 MPa 管件的管体 CVN 冲击试验标准试样的吸收能量单个值不应小于 45 J,平均值不应小于 60 J;焊缝及热影响区 CVN 冲击试验标准试样的吸收能量单个值不应小于 40 J,平均值不应小于 50 J。

5.2.6 支管座

5.2.6.1 支管座材料宜为碳钢、低合金钢和不锈钢锻件,可采用 NB/T 47008、NB/T 47009 和 NB/T 47010 标准中规定的材料。

5.2.6.2 支管座选用材料时应分析与所连接主管和支管的可焊性。

5.2.6.3 支管座应根据材料强度、设计温度、锻坯重量和厚度等因素确定锻件级别。用于设计温度低于 −20 ℃并且规定最小抗拉强度不小于 540 MPa 的锻件,锻件级别不应低于Ⅲ级。

5.2.6.4 当采用国外牌号的锻件材料时,还应符合 5.2.5.3、5.2.5.5 的规定。

5.2.6.5 支管座品种与代号、压力等级、尺寸公差、设计与制造等其他要求应符合 GB/T 19326 的规定。

5.2.7 阀门

5.2.7.1 阀门材料性能应能适应环境条件、工作介质和操作条件的要求。

5.2.7.2 阀门壳体材料的压力、温度额定值应满足设计条件的要求。

5.2.7.3 阀门壳体采用锻钢时,符合下列情况之一者,壳体锻件级别不应低于 NB/T 47008、NB/T 47009 和 NB/T 47010 中规定的Ⅲ级:

a) 阀门压力等级不小于 Class600 的碳钢锻件;

b) 阀门压力等级不小于 Class300 的铬钼钢锻件;

c) 阀门压力等级不小于 Class300 且设计温度小于 −20 ℃的铁素体钢锻件。

5.2.7.4 设计压力大于 4.0 MPa 的管道用阀门壳体采用铸钢时,宜进行射线检测,检测比例及检测要求应符合设计文件或合同要求。当设计文件与合同无规定时,阀门壳体射线检测宜满足 JB/T 6440 的要求,抽检比例宜不小于阀门数量的 10%且不少于 1 台。

5.2.7.5 阀门非金属密封件材料应能满足设计温度范围要求。

5.2.7.6 阀门宜采用附录 F 中阀门标准中规定的材料。

5.2.8 法兰和紧固件

5.2.8.1 法兰材料应为镇静钢,制造及热处理、化学成分及力学性能检验等应符合 GB/T 29168.3 的要求。

5.2.8.2 法兰材料的力学性能宜与相连接的管材相近。当法兰材料的规定最小屈服强度小于连接管道材料的规定最小屈服强度时,应核算法兰颈部厚度。

5.2.8.3 法兰材料宜为碳钢、低合金钢或不锈钢锻件。

5.2.8.4 垫片金属材料宜选用奥氏体不锈钢材料,非金属材料应选用难燃或不燃材料。

5.2.8.5 压力等级不小于 Class400 的凸面(RF)法兰用缠绕式垫片,应带有内环和定位环,内环宜采用

奥氏体不锈钢。

5.2.8.6　螺栓材料的屈服强度值大于或等于 640 MPa 的螺栓为高强度螺栓，屈服强度小于或等于 206 MPa的螺栓为低强度螺栓，介于高强度螺栓与低强度螺栓之间的螺栓为中强度螺栓。紧固件材料的强度分类见表 5。

表 5　紧固件材料的强度分类

高强度	中强度	低强度
8.8	A2-70	5.6
35CrMoA	A4-70	Q235A
25Cr2MoVA	40Cr	35
42CrMo	30CrMoA	20Cr13
A193 B7	A193 B8-2	A4-50
A320 L7	A193 B8M-2	A2-50
	A453 660	06Cr19Ni10
		06Cr17Ni12Mo2
		06Cr18Ni11Ti

5.2.9　清管器收发筒

5.2.9.1　清管器收发筒受压元件宜采用承压设备用钢板、锻件和无缝管制作。锻件质量应符合 NB/T 47008、NB/T 47009 的规定。钢板质量应符合 GB/T 713.1、GB/T 713.2、GB/T 713.3、GB/T 713.6、GB/T 713.7 的规定。钢管质量应符合 GB/T 9711、GB/T 6479、GB/T 5310 的有关规定。

5.2.9.2　清管器收发筒用钢宜采用电炉或氧气转炉冶炼的全镇静钢。

5.2.9.3　清管器收发筒的所有开孔宜采用整体补强，不宜采用补强圈补强，开孔补强设计应满足相关规范及压力试验要求。

5.2.9.4　快开盲板、主筒体、异径管和小筒体的材料规定最小屈服强度宜从低到高逐渐过渡。清管器收发筒的小筒体材料的力学性能应与相连的线路管道相近，且具有良好的可焊性。

5.2.9.5　对于需要进行热处理的设备，除特殊要求外，快开盲板的端法兰与筒体组焊后应进行整体消除应力热处理。

5.2.10　绝缘接头和绝缘法兰

5.2.10.1　绝缘接头、绝缘法兰用钢宜选用电炉或氧气转炉冶炼的镇静钢。

5.2.10.2　对规定最小屈服强度不小于 540 MPa 以及用于设计温度低于－20 ℃的钢板和锻件，还应采用炉外精炼工艺。当设计温度低于－20 ℃时，绝缘接头、绝缘法兰用锻件、板材或管材应按规定要求进行 CVN 冲击试验。

5.2.10.3　绝缘接头应采用各零件之间紧密连接的整体型结构，不允许采用螺纹连接。结构主体应为整体锻制或锻制本体与钢质短管焊接的连接结构。

5.2.10.4　绝缘接头的压力密封宜采用 U 型自紧式密封结构，设计压力不小于 6.3 MPa 或公称尺寸不小于 DN500 的绝缘接头应采用 U 型密封结构。

5.2.10.5　绝缘接头钢质短管的力学性能应与绝缘接头、绝缘接头相连接的管材相近，并具有良好的可焊性。

5.2.10.6　绝缘接头、绝缘法兰应按 GB/T 21246 要求，采用 1 000 V 兆欧表法进行绝缘电阻测试，测试结果应大于 10 MΩ。

5.2.10.7　绝缘法兰紧固件的性能指标应符合 5.2.8 的规定。

5.2.11　汇管

5.2.11.1　汇管可采用拔制或焊接制作，汇管上开孔率大于 0.7 的接口宜采用三通管件。

5.2.11.2　汇管宜采用承压设备用钢板、锻件和无缝钢管制作。钢板质量应符合 GB/T 713.2、GB/T 713.3、GB/T 713.7 的规定。锻件质量应符合 NB/T 47008、NB/T 47009 的规定。无缝钢管质量应符合 GB/T 9711、GB/T 6479、GB/T 5310 的有关规定。

5.2.11.3　采用拔制工艺制作的汇管材料应具有良好的热加工性能，满足热拔制工艺的需求。

5.2.11.4　接管用锻件材料应符合 GB/T 150.2 的要求，与汇管筒体和工艺接管具有良好的可焊性。对规定最小屈服强度不小于 540 MPa 以及用于设计温度低于－20 ℃的锻件用钢，应采用炉外精炼工艺。

5.2.12　补偿器

5.2.12.1　金属波纹管膨胀节宜选用 GB/T 12777 中规定的材料，波纹管宜采用奥氏体不锈钢材料。

5.2.12.2　波纹金属软管宜选用 GB/T 14525 中规定的材料。

5.2.13　其他管道组成件

5.2.13.1　元件组合装置中的钢管、管件、阀门、法兰等压力管道元件应满足本文件规定的材料要求。

5.2.13.2　其他管道组成件材料应符合设计文件及相关产品标准的规定。

5.3　管道支承件材料

5.3.1　采用金属制作的管道支承件材料应符合 GB/T 17116(所有部分)和本文件的规定。当采用非金属材料制作管道支承件时，支承件结构应设计合理，并需考虑温度、强度和寿命的影响。

5.3.2　管道支承件用材料应与其使用条件相匹配，选用时需考虑支承件组件的使用条件、材料的工艺性能和经济合理性。与管道直接焊接的支承件组件，其材料宜与管道材料一致。

5.3.3　支承件用钢材冷成型后的弯曲半径小于其壁厚的 2 倍时，应进行成型后的退火或正火处理。

5.3.4　隧道内架空安装管道的金属支承件材料可选用碳钢或不锈钢，当选用碳钢材料时，所有钢构件表面应采用耐环境腐蚀的防腐层或设置牺牲阳极保护措施。支承件的金属组件应采用同一材质。

5.4　焊接材料

5.4.1　填充金属

5.4.1.1　填充金属的品种和型号应满足焊接工艺规程的要求，包装应完好，标识应清晰。填充金属的质量管理应符合 JB/T 3223 的规定。

5.4.1.2　不同种类填充金属产品应符合 GB/T 983、GB/T 5117、GB/T 5293、GB/T 8110、GB/T 10045、GB/T 32533、GB/T 36034、GB/T 36233、GB/T 39280、GB/T 39281、GB/T 29713 中相应标准规定，其中填充金属硫、磷含量还应满足表 6 要求。当采用国外填充金属时，其性能不应低于相应国家标准要求。部分推荐使用的国外填充金属对应的国内标准与型号见附录 G。若使用附录 G 中未规定的国外焊接材料，应与国内标准对标，并应经建设单位同意，方可使用。

表 6　填充金属硫、磷含量要求

填充金属	执行标准代号	熔敷金属		焊丝或填充丝	
		S（质量分数）%	P（质量分数）%	S（质量分数）%	P（质量分数）%
钛型药皮非合金钢及细晶粒钢焊条	GB/T 5117	≤0.020	≤0.030	—	—
纤维素药皮非合金钢及细晶粒钢焊条	GB/T 5117				
纤维素药皮高强钢焊条	GB/T 32533				
不锈钢焊条	GB/T 983				
碱性药皮及碱性＋铁粉型药皮非合金钢及细晶粒钢焊条	GB/T 5117	≤0.015	≤0.025	—	—
非纤维素药皮高强钢焊条	GB/T 32533				
埋弧焊焊丝与焊剂组合	GB/T 5293 GB/T 36034				
金属粉型焊丝及药芯焊丝	GB/T 10045 GB/T 36233	≤0.015	≤0.020	—	—
规定最小抗拉强度不高于490 MPa的钨极惰性气体保护电弧焊用非合金钢及细晶粒钢实心焊丝	GB/T 39280	—	—	≤0.015	≤0.025
规定最小抗拉强度不高于490 MPa的熔化极气体保护电弧焊用非合金钢及细晶粒钢实心焊丝	GB/T 8110	—	—		
规定最小抗拉强度高于490 MPa的钨极惰性气体保护电弧焊用非合金钢及细晶粒钢实心焊丝	GB/T 39280	—	—	≤0.010	≤0.020
规定最小抗拉强度高于490 MPa的熔化极气体保护电弧焊用非合金钢及细晶粒钢实心焊丝	GB/T 8110	—	—		
高强钢实心焊丝	GB/T 39281	—	—		
不锈钢焊丝	GB/T 29713	—	—	≤0.020	≤0.025

5.4.1.3　填充金属选用

填充金属的选用要求如下。

a）　线路管道与站场管道碳钢和低合金钢管、管件焊接接头应按照等抗拉强度或高抗拉强度匹配的原则设计，填充金属的选取要求如下：

1） 根焊宜采用熔敷金属规定最小抗拉强度与母材规定最小抗拉强度级别相当或稍低的填充金属；

2） 对于实心焊丝机动焊工艺，可选取熔敷金属规定最小抗拉强度与母材规定最小抗拉强度相当或稍低的填充金属；

3） 除实心焊丝机动焊工艺外，热焊、填充焊及盖面焊应选取熔敷金属规定最小抗拉强度与母材规定最小抗拉强度相当或更高一级的填充金属；

4） 输气管道除根焊外不应使用非低氢型焊接材料；设计压力不小于 4.0 MPa 的输油管道，除根焊外不宜使用非低氢型焊接材料；

5） 标准规定屈服强度 485 MPa 及以上的钢管焊接不应使用纤维素焊条。

b） 线路与站场管道碳钢和低合金钢管、管件不同强度等级对接，填充金属选择执行下列规定：

1） 对接钢管壁厚不同时，宜依据强度等级高的钢管选择填充金属；

2） 对接钢管壁厚相同时，宜依据强度等级低的钢管选择填充金属。

c） 站场管道不锈钢管、管件焊接接头应选用与被焊母材相同或相近的不锈钢填充金属。碳钢、低合金钢与不锈钢焊接时，应选用不锈钢填充金属，且填充金属合金元素含量宜高于不锈钢母材相应合金元素含量。异种不锈钢焊接时，应选择与合金元素含量高的母材相匹配的填充金属。

d） 基于应变设计的线路管道焊口的填充金属选择，应满足焊接工艺评定横向拉伸试样不在焊缝和热影响区断裂。

5.4.2 保护气体

5.4.2.1 保护气体产品质量应符合 GB/T 39255 的要求。

5.4.2.2 二氧化碳气体纯度不应小于 99.5%，含水量体积分数不应大于 120×10^{-6}，使用时气瓶上应配备加热器。

5.4.2.3 碳钢、低合金钢等材料焊接时氩气纯度不应小于 99.96%，不锈钢焊接时氩气纯度不应小于 99.99%，含水量体积分数不应大于 40×10^{-6}。

5.4.2.4 氩气与二氧化碳混合气纯度不应小于 99.9%，其中二氧化碳的混合比例偏差不应大于二氧化碳气体体积比的 10%，含水量体积分数不应小于 80×10^{-6}。

5.4.2.5 焊接过程中，瓶装氩气的剩余压力不应低于 0.5 MPa，瓶装二氧化碳和混合气体的剩余压力不应低于 0.98 MPa。

5.4.3 焊剂

5.4.3.1 所有焊剂产品性能指标应满足 GB/T 36037 的要求。

5.4.3.2 焊剂的硫含量不应大于 0.050%，磷含量不应大于 0.060%。根据供需双方协议，也可采用硫、磷含量更低的焊剂。

5.4.4 熔敷金属扩散氢含量

5.4.4.1 熔敷金属扩散氢含量测定应采用 GB/T 3965 中水银法或热导法，优先采用热导法。

5.4.4.2 碳钢和低合金钢用填充金属扩散氢含量要求如下。

a） 碱性药皮焊条、碱性＋铁粉型药皮焊条、药芯焊丝、金属粉型焊丝及埋弧焊材应进行熔敷金属扩散氢试验。纤维素焊条、实心焊丝或填充丝熔敷金属扩散氢含量测试不作要求，设计另有规定时执行设计规定。

b） 规定最小抗拉强度不低于 590 MPa 的焊条熔敷金属扩散氢含量不应大于 5 mL/100 g，规定最

小抗拉强度为550 MPa的焊条熔敷金属扩散氢含量不应大于6 mL/100 g，规定最小抗拉强度不低于490 MPa但低于550 MPa的焊条熔敷金属扩散氢含量不应大于7 mL/100 g，规定最小抗拉强度为430 MPa的焊条熔敷金属扩散氢含量不应大于8 mL/100 g。当填充金属型号后附加扩散氢代号严于前述要求时，执行扩散氢代号指标规定。

c) 气保护药芯焊丝熔敷金属扩散氢含量不应大于5 mL/100 g。

d) 金属粉型焊丝熔敷金属扩散氢含量不应大于5 mL/100 g。

e) 埋弧焊熔敷金属扩散氢含量执行设计规定或供需双方协商。

5.4.4.3 不锈钢用焊条、药芯焊丝及金属粉型焊丝熔敷金属扩散氢含量执行设计规定或供需双方协商。

5.4.5 熔敷金属冲击韧性

5.4.5.1 碳钢和低合金钢用碱性药皮焊条、碱性＋铁粉型药皮焊条、药芯焊丝、金属粉型焊丝、实心焊丝及填充丝等熔敷金属CVN冲击试验温度执行5.4.1.2相应标准规定。3个有效CVN冲击试验标准试样的吸收能量平均值不低于54 J，且仅允许其中一个CVN冲击试验标准试样的冲击吸收能量低于54 J但不低于38 J。

5.4.5.2 其他填充金属的熔敷金属冲击韧性执行设计规定或供需双方协商。

5.4.6 焊接材料复检

5.4.6.1 工程使用前应对不同批号的填充金属依据5.4.1.2相应标准的要求委托第三方检测机构进行复检，第三方检测机构应取得检验检测机构资质认定(CMA)。

5.4.6.2 碳钢和低合金钢用填充金属检验项目应包括射线检测、拉伸试验、CVN冲击试验、化学成分分析等，其中碱性药皮焊条、碱性＋铁粉型药皮焊条、药芯焊丝、金属粉型焊丝和埋弧焊焊丝与焊剂组合还应增加熔敷金属扩散氢含量测试。不锈钢填充金属检验项目应包括射线检测、拉伸试验、化学成分分析等，其熔敷金属扩散氢含量测试执行设计规定或供需双方协商。

5.4.6.3 焊条、药芯焊丝、焊剂在使用期间超出生产日期5年时应再次进行复检，合格后方可使用，有效期为半年。

5.4.6.4 保护气体可不进行第三方检验，但制造商需提供相应的质量证明书或合格证。

5.4.6.5 任何一项检验不合格时，该项检验应加倍复验。其试样可在原试件上截取，也可在新焊制的试件上截取。加倍复验结果均应符合该项检验的规定。

5.4.6.6 当复验拉伸试验时，抗拉强度、屈服强度及断后伸长率同时作为复验项目。

5.4.6.7 当复验CVN冲击试验时，应再取3个有效试样进行复验。其合格指标为前后两组6个标准试样冲击吸收能量平均值不应小于规定值，允许有2个试样小于规定值，但其中低于规定值70%的试样只允许有1个。

5.4.6.8 化学成分复验时，每一种化学成分都作为一项，只需对不合格的元素进行复验。

5.4.6.9 熔敷金属扩散氢含量复验时，应再取3个有效试样进行复验。其合格指标为前后两组所有试样的扩散氢含量平均值不应高于规定值，仅允许有2个试样高于规定值。

5.4.6.10 加倍复验后仍不合格，则该批次填充金属和焊剂不应使用。

5.5 防腐材料

5.5.1 线路管道

5.5.1.1 线路管道外防腐层材料应根据环境条件、工况条件、经济性等因素选用，宜选用挤压聚乙烯防腐层、挤压聚丙烯防腐层、熔结环氧粉末防腐层。定向钻、直铺管等穿越段管道外防护层材料应符合

SY/T 7368 的规定。

5.5.1.2 线路管道外防腐层补口材料应根据线路管道外防腐层的类型选用，宜选用热熔胶型热收缩材料、无溶剂液体聚氨酯涂料、无溶剂液体环氧涂料等材料，隧道穿越管道补口材料可选用热熔胶型热收缩材料、粘弹体胶带＋聚烯烃胶粘带、压敏胶型热收缩材料等，补口材料应符合 GB/T 51241 的规定。无溶剂液体聚氨酯防腐层、无溶剂液体环氧防腐层不宜用于地下水位高的地区。定向钻、直铺管等穿越段管道外防腐补口材料应符合 SY/T 7368 的规定。

5.5.1.3 热熔胶型热收缩带热熔胶层的吸水率(60 ℃、7 天)应小于 6%。当温度低于－20 ℃时，热熔胶型热收缩带热熔胶的脆化温度应低于－50 ℃，基材的－40 ℃断裂标称应变不应小于 100%。

5.5.1.4 压敏胶型热收缩材料、粘弹体防腐层热水浸泡后钢试件表面不应腐蚀变色，试件表面处理方式应与现场施工方式相同。压敏胶型热收缩材料防腐层的热水浸泡测试条件为 50 ℃，防腐层热老化性能测试条件为 70 ℃。

5.5.1.5 跨越管道采用耐候涂层体系时应符合 SY/T 7437 的规定。

5.5.1.6 线路管道外防腐补口材料检验应满足 GB/T 51241 的要求，最高运行温度低于 50 ℃时，材料的防腐层性能检测条件宜按 50 ℃检测。定向钻、直铺管等穿越段管道补口防腐材料、防护层材料检验应满足 SY/T 7368 的要求。

5.5.2 站场管道

5.5.2.1 站场管道外防腐层材料宜根据 SY/T 7036 选用。

5.5.2.2 站场管件及阀门的加强防腐材料宜根据 SY/T 7036 选用，可选用粘弹体材料＋聚烯烃胶粘带、矿脂带防腐层。

5.6 阴极保护材料

5.6.1 线路管道阴极保护材料应根据地质条件和经济性等因素选用。强制电流阴极保护用辅助阳极可选用高硅铸铁阳极、混合金属氧化物阳极、石墨阳极、钢铁阳极等材料，材料应符合 GB/T 21448 的规定。牺牲阳极阴极保护可采用锌合金、镁合金等材料，锌合金应符合 GB/T 4950 的规定，镁合金应符合 GB/T 17731 的规定。

5.6.2 线路管道进行交直流干扰排流时，排流接地材料宜选用锌合金或镁合金，锌合金应符合 GB/T 4950 的规定，镁合金应符合 GB/T 17731 的规定。排流接地选用其他材料时，应满足设计文件的要求。

5.6.3 站场管道阴极保护材料应根据地质条件和经济性等因素选用。强制电流阴极保护用辅助阳极可选用高硅铸铁阳极、混合金属氧化物阳极、线性阳极等材料，材料应符合 GB/T 21448 的要求。牺牲阳极保护可采用锌合金、镁合金等材料，锌合金应符合 GB/T 4950 的规定，镁合金应符合 GB/T 17731 的规定。

5.7 材料标记和质量证明文件

5.7.1 材料标记

5.7.1.1 材料标记应符合相应标准的规定和合同约定。

5.7.1.2 材料标记应清晰、牢固，具有可追溯性。

5.7.1.3 管道组成件应逐件标记，标记内容应至少包括制造单位代号或商标、许可标志、规格、材料(牌号、规格、炉批号)、产品编号等，并且应满足有关安全技术规范及其相应标准的要求。产品规格较小，无法标记全部内容时，可以采用标签或其他替代方法进行标记。从产品标志标记应能够追溯到产品质量证明文件。

5.7.2 质量证明文件

5.7.2.1 材料应具有相应的质量证明文件。

5.7.2.2 质量证明文件应符合产品标准和合同约定。

6 设计和计算

6.1 通用规定

6.1.1 设计单位

6.1.1.1 管道设计单位应取得相应的压力管道设计许可，按照批准的许可级别和范围从事设计工作。

6.1.1.2 按照本文件设计的长输管道，管道设计单位应具备GA类压力管道设计许可。

6.1.1.3 压力管道设计审批人员应经过专业培训，并取得鉴定评审机构对其专业能力评价合格证明文件。

6.1.1.4 设计单位及其法定代表人(主要负责人)对管道的设计质量负责。

6.1.2 设计许可印章

6.1.2.1 图纸目录和管道布置图上应加盖设计单位压力管道设计许可印章(复印章无效)，已加盖竣工图章的图样不应用于压力管道安装。

6.1.2.2 设计许可印章中应包括设计单位名称、许可证编号、许可有效期、压力管道技术负责人等内容。

6.1.3 设计文件

6.1.3.1 设计文件至少应包括以下内容：图纸目录、设计说明书、管道数据表、管道布置图、管道材料等级表以及管道材料一览表，必要时，管道设计文件还应包括设备布置图、管道支承件图、非标管件图。

6.1.3.2 设计说明书至少应包括以下内容：设计依据、遵循的标准规范、强度计算要求、管道防腐技术要求、管道敷设、安装(包括焊接)、试压、检验和验收的技术要求。

6.1.3.3 设计文件审批要求：

a) 管道数据表、管道材料等级表、设备布置图、管道布置图、非标管件强度计算书和管道应力分析计算书等主要设计图样或文件应有设计、校核、审核三级签字；

b) 设计压力大于4.0 MPa管道的材料等级表、应力计算书、设备布置图和管道布置图应有设计、校核、审核、审定四级签字。

6.1.4 其他要求

6.1.4.1 设计文件应说明管道组成件适用的设计压力和设计温度。

6.1.4.2 当与其他类别管道连接，设计文件应说明不同类别管道的界面。

6.1.4.3 当线路管道与站场管道连接，设计文件应说明两者的界面。

6.1.4.4 长输管道与其他管道连接处宜设置截断阀。

6.1.4.5 管输介质的流速应根据介质类型、水力摩阻、振动、冲蚀、噪声等因素确定，流速设计要求见附录H。

6.2 设计准则

6.2.1 强度设计方法

6.2.1.1 长输管道钢管的强度设计应采用基于应力的设计方法。

6.2.1.2　线路管道通过强震区、活动断层、多年冻土区以及采空沉陷区时，管道轴向变形宜采用基于应变的方法进行校核。

6.2.1.3　基于应力的设计应符合 6.2.6 和 6.9 的规定，基于应变的校核应符合 SY/T 7403 的规定。

6.2.2　设计压力

6.2.2.1　管道组成件的设计压力不应小于连续操作中可能遇到的最苛刻压力和温度耦合工况中的压力，但不包括 6.2.4 规定的压力允许变化范围。

注：压力允许变化范围指设计压力和 MAIP 之间的压力波动值。

6.2.2.2　根据 6.2.2.1 确定的最苛刻压力和温度耦合工况导致管道组成件具有最大厚度和最高压力等级。

6.2.2.3　离心泵出口管道的设计压力不应小于输送条件下泵的关闭压力。

6.2.2.4　当管道被阀门、盲板等隔离元件分隔为两个独立的受压段时，该隔离元件的设计压力不应小于在操作中两侧受压段可能遇到的最苛刻的压力和温度组合工况的压力。

6.2.3　设计温度

6.2.3.1　管道组成件的设计温度应由最高设计温度和最低设计温度组成。

6.2.3.2　管道组成件的设计温度应按操作中可能遇到的最苛刻压力和温度耦合工况的温度确定。

6.2.3.3　确定管道组成件的设计温度时，应分析管道内介质温度、环境温度、阳光辐射、加热或冷却介质的温度以及绝热层等因素的影响。

6.2.3.4　对于埋地的管道组成件，最低设计温度不应高于 0 ℃、介质温度和管道埋深处最低地温的较小值，最高设计温度不应低于介质温度和管道埋深处最高地温的较大值。

6.2.3.5　对于地上管道组成件，最低设计温度不应高于介质温度和当地历年来最冷月平均最低气温的较低值。

注：最冷月平均最低气温指最冷月各天的最低气温值之和除以当月天数。

6.2.3.6　对于无外绝热层的地上管道组成件，介质温度高于或等于 65 ℃时，最高设计温度的确定应符合以下规定：

a)　对于阀门、管子、翻边端部和焊接连接管件，不低于介质温度的 95%；

b)　对于法兰，不低于介质温度的 90%；

c)　对于螺栓，不低于介质温度的 80%。

6.2.3.7　管道组成件设计温度也可通过试验或传热计算确定。

6.2.3.8　当环境温度较低，可通过伴热和保温措施提高管道组成件设计温度。

6.2.4　压力允许变化范围

6.2.4.1　对于输油管道，管道的 MAIP 不应超过 1.1 倍设计压力。

6.2.4.2　对于强度设计系数大于 0.72 的输气管道，管道的 MAIP 不应超过 1.04 倍 MAOP；对于强度设计系数不大于 0.72 的输气管道，管道的 MAIP 不应超过 1.1 倍 MAOP。

6.2.4.3　设计压力、MAOP 与 MAIP 的相对关系见附录 I。

6.2.5　管道组成件适用的压力和温度

6.2.5.1　对于表 10 中规定了压力-温度额定值的管道组成件，其设计温度下的 MAOP 应根据对应标准规定的压力-温度额定值确定。

6.2.5.2　对于表 10 中仅规定了公称压力的管道组成件，其设计温度下的 MAOP 应根据设计温度和常温下的材料许用应力折算。

6.2.5.3　对于表 10 中未列入的管道组成件，宜采用 6.3 规定的方法进行强度设计，或与表 10 中所列标准进行对比，确定其适用的设计压力和设计温度。

6.2.6　许用应力和强度设计系数

6.2.6.1　许用应力

6.2.6.1.1　钢管和管件的许用应力应按下列要求计算：

a)　输气管道的钢管和管件的许用应力按公式(5)计算。

$$[\sigma]=K\varphi t\sigma_s \qquad \cdots\cdots(5)$$

式中：

$[\sigma]$——许用应力，单位为兆帕(MPa)；

K　——强度设计系数，应符合 6.2.6.2 的规定；

φ　——焊缝系数，附录 B 中所列钢管和管件的焊缝系数取 1.0；

t　——温度折减系数，应符合表 7 的规定；

σ_s　——钢管和管件材料标准规定的最低屈服强度，单位为兆帕(MPa)，应按第 5 章的规定取值。

表 7　温度折减系数

设计温度 ℃	温度折减系数 t
≤120	1.000
150	0.966
180	0.929
200	0.905
注：当设计温度介于上述数值之间时，采用插值法计算温度折减系数。	

b)　输油管道的站场管道的钢管和管件许用应力取公式(6)和公式(7)计算值中的较小值。

$$[\sigma]=0.6\sigma_s^t \qquad \cdots\cdots(6)$$

$$[\sigma]=\sigma_b^t/3 \qquad \cdots\cdots(7)$$

式中：

$[\sigma]$——许用应力，单位为兆帕(MPa)；

σ_s^t　——设计温度下材料的最低屈服强度，单位为兆帕(MPa)；

σ_b^t　——设计温度下材料的最低抗拉强度，单位为兆帕(MPa)。

c)　输油管道的线路管道的许用应力按公式(5)计算。

6.2.6.1.2　管道支承件所用钢材的拉伸许用应力和压缩许用应力不应高于其最低屈服强度的 60%；剪切许用应力不应高于拉伸许用应力的 80%；接触许用应力不应高于拉伸许用应力的 160%。

6.2.6.2　强度设计系数

6.2.6.2.1　输气管道的强度设计系数应符合表 8 和 6.2.6.2.2 的规定。

表 8　输气管道强度设计系数

位置	地区等级				
	一		二	三	四
	一类	二类			
	强度设计系数 K				
一般线路管道、水域小型穿越管道	0.80	0.72	0.60	0.50	0.40
有套管或有涵洞穿越三、四级公路的管道	0.72	0.72	0.60	0.50	0.40
无套管、无涵洞穿越三、四级公路的管道	0.60	0.60	0.50	0.50	0.40
有套管或有涵洞穿越一、二级公路、高速公路、铁路的管道，以及一、二级公路、高速公路、铁路的桥下穿越段管道	0.60	0.60	0.60	0.50	0.40
山岭隧道穿越管道	0.60	0.60	0.50	0.50	0.40
水域大、中型穿越管道	0.60	0.60	0.50	0.40	0.40
大型跨越管道	0.40 (0.50)	0.40 (0.50)	0.40 (0.50)	0.40 (0.50)	0.40
中、小型跨越管道	0.50 (0.60)	0.50 (0.60)	0.50 (0.60)	0.50	0.40
输气管道的站场管道、阀室内管道，液化石油气管道的阀室内管道	0.50	0.50	0.50	0.50	0.40
液化石油气管道的站场管道、通过人群聚集场所的管道	0.40	0.40	0.40	0.40	0.40

注 1：输气管道地区等级划分见 6.5.3。

注 2：在一、二级地区内的学校、医院以及其他公共场所等人群聚集的地区，强度设计系数按照三级地区选取。

注 3：水域穿越工程等级划分见 6.6.3。

注 4：跨越工程等级划见 6.6.3。

注 5：甲类跨越工程为通航河流、电气化铁路和高速公路跨越，乙类跨越工程为非通航河流及其他障碍跨越。乙类跨越工程的管道强度设计系数取括号内数值。

6.2.6.2.2　位于一级一类地区输气管道的线路管道强度设计系数可采用 0.8 或 0.72。当选用 0.8 时，除应满足本文件要求外，管道工厂静水压试验、现场压力试验等相关要求还应符合 GB 50251 的规定。输送液化石油气的线路管道强度系数不应大于 0.72。

6.2.6.2.3　原油、成品油管道的强度设计系数应符合表 9 的规定。

表 9　原油、成品油管道强度设计系数

位置	强度设计系数 K
一般线路管道、水域小型穿越管道	0.72
有套管或有涵洞穿越三、四级公路的管道	0.72
无套管、无涵洞穿越三、四级公路的管道	0.60
有套管或有涵洞穿越一、二级公路、高速公路、铁路的管道，以及一、二级公路、高速公路、铁路的桥下穿越段管道	0.60

表 9　原油、成品油管道强度设计系数（续）

位置	强度设计系数 K
山岭隧道穿越管道	0.60
水域大、中型穿越管道	0.50
大型跨越管道	0.40 (0.50)
中、小型跨越管道	0.50 (0.60)
通过城镇中心区、市郊居住区、商业区、工业区、规划发展区等人口稠密地区的管道、与清管器收发筒相连的线路管道	0.60

注 1：水域穿越工程等级划分见 6.6.3。

注 2：跨越工程等级划分见 6.6.3。

注 3：甲类跨越工程为通航河流、电气化铁路和高速公路跨越，乙类跨越工程为非通航河流及其他障碍跨越。乙类跨越工程的管道强度设计系数取括号内数值。

6.3　管道组成件

6.3.1　一般规定

6.3.1.1　表 10 列出了长输管道适用的管道组成件产品标准，当设计文件中的管道组成件产品类型在表 10 内，但不采用表 10 所列标准，设计应确认所选产品标准的材料、设计、制造、检验和质量符合本文件的要求，并应经建设单位审核和批准。当采用国外标准的管道组成件，其质量应不低于对应管道组成件的中国标准要求。

表 10　长输管道适用的管道组成件产品标准

产品类型	标准号	标准名称
钢管	GB/T 6479	高压化肥设备用无缝钢管
	GB/T 5310	高压锅炉用无缝钢管
	GB/T 9711	石油天然气工业　管线输送系统用钢管
	GB/T 9948	石油裂化用无缝钢管
	GB/T 12771	流体输送用不锈钢焊接钢管
	GB/T 14976	流体输送用不锈钢无缝钢管
	GB/T 18984	低温管道用无缝钢管
	SY/T 7042	基于应变设计地区油气管道用直缝埋弧焊钢管
管件	GB/T 12459	钢制对焊管件　类型与参数
	GB/T 13401	钢制对焊管件　技术规范
	GB/T 19326	锻制支管座
	GB/T 29168(所有部分)	石油天然气工业　管道输送系统用弯管、管件和法兰
	SY/T 0510	钢制对焊管件规范
	SY/T 5257	油气输送用钢制感应加热弯管
	SY/T 0609	优质钢制对焊管件规范

表 10　长输管道适用的管道组成件产品标准（续）

产品类型	标准号	标准名称
阀门	GB/T 12224	钢制阀门　一般要求
	GB/T 12234	石油、天然气工业用螺柱连接阀盖的钢制闸阀
	GB/T 12235	石油、石化及相关工业用钢制截止阀和升降式止回阀
	GB/T 12237	石油、石化及相关工业用的钢制球阀
	GB/T 12238	法兰和对夹连接弹性密封蝶阀
	GB/T 12241	安全阀　一般要求
	GB/T 12243	弹簧直接载荷式安全阀
	GB/T 19672	管线阀门　技术条件
	GB/T 22130	钢制旋塞阀
	GB/T 24920	石化工业用钢制压力释放阀
	GB/T 28776	石油和天然气工业用钢制闸阀、截止阀和止回阀(≤DN100)
	GB/T 28778	先导式安全阀
	GB/T 30818	石油和天然气工业管线输送系统用全焊接球阀
	JB/T 8527	金属密封蝶阀
法兰/盲板	GB/T 9124(所有部分)	钢制管法兰
	GB/T 13402	大直径钢制管法兰
	HG/T 20592	钢制管法兰(PN 系列)
	HG/T 20615	钢制管法兰(Class 系列)
	HG/T 20623	大直径钢制管法兰(Class 系列)
	HG/T 21547	管道用钢制插板、垫环、8 字盲板系列
螺栓/螺母	GB/T 5782	六角头螺栓
	GB/T 9125(所有部分)	钢制管法兰连接用紧固件
	HG/T 20634	钢制管法兰用紧固件(Class 系列)
垫片	GB/T 4622(所有部分)	管法兰用缠绕式垫片
	HG/T 20606、HG/T 20607、HG/T 20609～HG/T 20612	钢制管法兰用垫片(PN 系列)
	HG/T 20627～HG/T 20628、HG/T 20630～HG/T 20633	钢制管兰用垫片(Class 系列)
补偿器	GB/T 12777	金属波纹管膨胀节通用技术条件
	GB/T 14525	波纹金属软管通用技术条件
绝缘接头/绝缘法兰	SY/T 0516	绝缘接头与绝缘法兰技术规范

6.3.1.2　线路管道上的管道组成件和仪表应满足管道清管器和内检测器的通过要求。

6.3.1.3　支管连接管件、三通、支管座的设计方法可采用等面积补强法、极限分析设计法和设计验证性试验法。弯头、管帽、异径管的设计方法可采用强度设计法、设计验证性试验法。

6.3.2 钢管

6.3.2.1 钢管管壁厚度应按公式(8)计算：

$$\delta=\frac{PD}{2[\sigma]} \quad \cdots\cdots(8)$$

式中：

δ ——钢管计算壁厚，单位为毫米(mm)；

P ——设计压力，单位为兆帕(MPa)；

D ——钢管外直径，单位为毫米(mm)；

$[\sigma]$ ——钢管许用应力，单位为兆帕(MPa)，应按 6.2.6.1 的规定取值。

6.3.2.2 应结合管道敷设方案、应力校核、供货能力等因素确定钢管设计壁厚，设计壁厚不应小于按 6.3.2.1 计算的最小壁厚。

6.3.2.3 钢管的外直径与设计壁厚之比不应大于 100，定向钻穿越管道的外直径与设计壁厚之比不应大于 80。

6.3.3 感应加热弯管和弯头

6.3.3.1 感应加热弯管和弯头的壁厚应按公式(9)～公式(11)计算：

$$\delta_{\mathrm{H}}\geqslant\delta \quad \cdots\cdots(9)$$

$$\delta_{\mathrm{i}}\geqslant m\delta \quad \cdots\cdots(10)$$

$$m=\frac{4R-D}{4R-2D} \quad \cdots\cdots(11)$$

式中：

δ_{H}——感应加热弯管或弯头的外弧侧壁厚最小值，单位为毫米(mm)；

δ_{i} ——感应加热弯管或弯头的内弧侧壁厚最小值，单位为毫米(mm)；

δ ——感应加热弯管或弯头所连接的同钢级直管或冷弯管的计算壁厚，单位为毫米(mm)；

m ——感应加热弯管或弯头的壁厚增大系数；

R ——感应加热弯管或弯头在管子中心线处的曲率半径，单位为毫米(mm)；

D ——感应加热弯管或弯头的外直径，单位为毫米(mm)。

6.3.3.2 感应加热弯管的母管壁厚应按公式(12)计算：

$$\delta_{\mathrm{b}}=\frac{1}{1-C}\delta \quad \cdots\cdots(12)$$

式中：

δ_{b}——感应加热弯管母管计算壁厚，单位为毫米(mm)；

δ ——与感应加热弯管所连接的同钢级钢管或冷弯管钢管计算壁厚，单位为毫米(mm)；

C ——感应加热弯管弯制允许最大壁厚减薄率，不宜大于 10%。

6.3.4 支管连接及其管件

6.3.4.1 支管连接设计要求如下。

a) 主管上不宜直接开孔焊接支管，宜采用整体补强的支管座或三通，承插焊或螺纹支管座的支管公称直径不应大于 DN50，支管座的最大支管公称直径不宜大于 DN200。

b) 存在振动、脉动、温度循环等荷载引起的循环应力的管道，不应直接开孔焊接支管。

c) 主管直接开孔焊接支管设计规定如下。

1) 支管外直径不应大于 1/2 主管外直径。

2） 支管应具有足够的柔性，以补偿主管的热膨胀及其他位移。

3） 在主管上直接开孔焊接支管的补强，可采用补强圈进行局部补强，也可增加主管和支管壁厚进行整体补强。支管和补强圈的材料，宜与主管材料相同或相近。

4） 当相邻两支管中心线的间距小于两支管开孔外直径之和，但不小于两支管开孔外直径之和的 2/3 时，应进行联合补强或加大主管设计壁厚。当进行联合补强时，支管两中心线之间的补强面积不应小于两开孔所需总补强面积的 1/2。当相邻两支管中心线的间距小于两支管开孔外直径之和的 2/3 时，不应开孔。

5） 当开孔公称直径不大于 DN50 时，可不补强。

6.3.4.2 支管连接的补强设计要求如下：

a） 支管直接焊接于主管以及三通、支管座等支管连接管件宜采用等面积补强法确定计算壁厚；

b） 三通和支管座可采用 SY/T 0609 规定的设计验证试验方法确定计算壁厚；

c） 开孔率不小于 0.75 的热挤压三通可采用 SY/T 0609 规定的极限分析设计方法确定计算壁厚。

6.3.4.3 支管连接的等面积补强法应按公式(13)～公式(16)计算：

$$A_1 + A_2 + A_3 \geqslant A_R \quad \cdots\cdots(13)$$

$$A_1 = (2F - d_i)(\delta'_n - \delta_n) \quad \cdots\cdots(14)$$

$$A_2 = 2H(\delta'_b - \delta_b) \quad \cdots\cdots(15)$$

$$A_R = \delta_n d_i \quad \cdots\cdots(16)$$

式中：

A_1——主管承受内压所需计算壁厚外的多余厚度形成的面积，单位为平方毫米(mm^2)；

A_2——支管承受内压所需最小壁厚外的多余厚度形成的截面积，单位为平方毫米(mm^2)；

A_3——其他的补强元件的面积，包括这个区内的焊缝截面积，单位为平方毫米(mm^2)；

A_R——主管开孔削弱所需要的补强面积，单位为平方毫米(mm^2)；

d_o——支管外直径，单位为毫米(mm)；

d_i——支管内直径，单位为毫米(mm)；

D_o——主管外直径，单位为毫米(mm)；

D_i——主管内直径，单位为毫米(mm)；

H——补强区的高度，单位为毫米(mm)；

δ_o——翻边处的支管管壁厚度，也即挤压成型接口厚度，单位为毫米(mm)；

δ_b——与支管连接的直管计算壁厚，单位为毫米(mm)；

δ'_b——支管设计壁厚，单位为毫米(mm)；

δ_n——与主管连接的直管计算壁厚，单位为毫米(mm)；

δ'_n——主管设计壁厚，单位为毫米(mm)；

F——补强区宽度的 1/2，等于支管内直径，单位为毫米(mm)；

r_o——热挤压三通扳边接口外形轮廓线部分的曲率半径，单位为毫米(mm)；

M——补强圈或补强鞍板的厚度，单位为毫米(mm)。

a） 热挤压三通的其他补强元件的面积 A_3 按公式(17)计算，补强区高度 H 按公式(18)计算：

$$A_3 = 2r_o(\delta_o - \delta'_b) \quad \cdots\cdots(17)$$

$$H = 0.7\sqrt{d_o\delta_b} \quad \cdots\cdots(18)$$

b） 整体加厚三通的补强区高度 H 取 $2.5\delta'_n$ 和 $2.5\delta'_b + M$ 中的较小值；

c） 公式(13)～公式(18)中符号见图 2 所示。

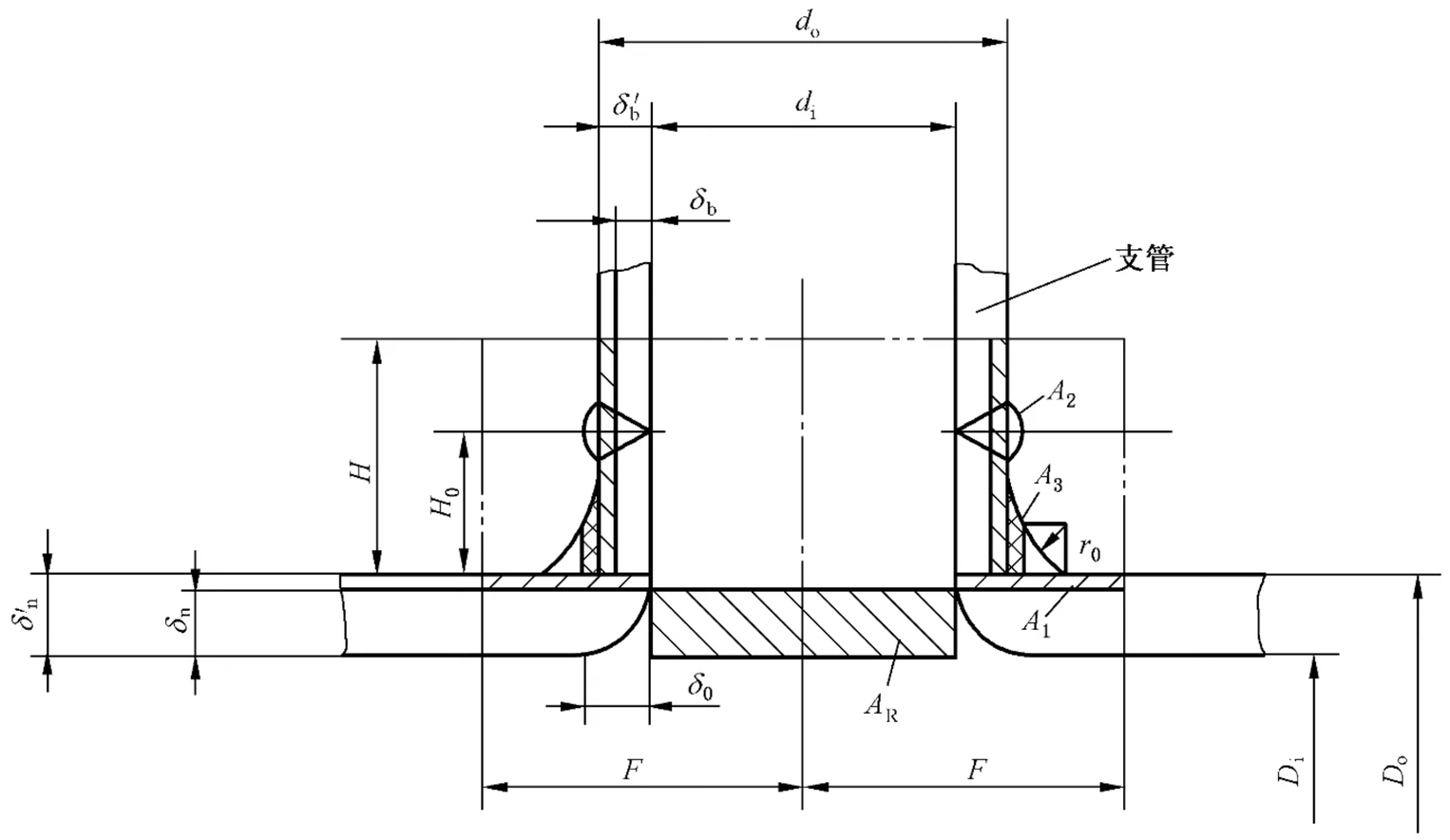


图 2　等面积补强法的有效范围

6.3.5　异径管

6.3.5.1　异径管可采用带折边或不带折边的结构形式，半锥角不应大于 30°。

6.3.5.2　异径管锥壳部分的强度设计应符合 GB/T 150.3—2024 中 7.6 的规定。

6.3.6　管帽

6.3.6.1　管帽应采用长短轴比值为 2 的标准型椭圆形管帽，管帽宜带直边，管帽上的任意一点壁厚均不应小于直管设计壁厚。

6.3.6.2　管帽的强度设计应符合 GB/T 150.3—2024 中 7.3 的规定。

6.3.7　孔板

孔板厚度应按公式(19)计算：

$$\delta = Cd\sqrt{\frac{P}{0.85[\sigma]}} \qquad \cdots\cdots(19)$$

式中：

δ　——孔板计算厚度，单位为毫米(mm)；

C　——与孔板结构有关的系数，夹在法兰中间的孔板取 0.45，焊接孔板取 0.6；

d　——相连管道内径，单位为毫米(mm)；

P　——设计压力，单位为兆帕(MPa)；

$[\sigma]$　——设计温度下孔板材料许用应力，单位为兆帕(MPa)。

6.3.8　法兰、垫片和紧固件

6.3.8.1　法兰、盲板、垫片和紧固件设计规定：

a)　宜选择标准带颈对焊法兰，不应使用板式平焊法兰和胀接法兰；

b)　法兰及配套的垫片和紧固件应根据设计条件、荷载、介质物性、泄漏率等因素选择；

c)　配对的两个法兰如具有不同的压力额定值，该配对法兰的最高操作压力应按较低额定值确定，并应控制安装时的螺栓扭矩，防止低额定值法兰过载；

d)　螺栓和螺柱应符合预紧及操作条件下垫片密封要求，标准法兰螺栓的安装目标应力不应高于

螺栓材料屈服强度的 70%，低强度紧固件仅可用于设计温度不低于－20 ℃且设计压力不大于 4.0 MPa 的管道；

e) 对于相连管道设计压力不小于 10 MPa 且公称直径不小于 DN200 的法兰，或安装在振动工况条件下的法兰，设计文件中宜提出螺栓安装荷载，并应符合 GB/T 38343 的规定。

6.3.8.2 管法兰的外荷载校核

6.3.8.2.1 当法兰承受外加轴向力或外加弯矩时，可按法兰压力-温度额定值-当量压力方法、泰勒方法-当量压力方法进行校核。

6.3.8.2.2 法兰压力-温度额定值-当量压力方法应按公式(20)计算其外加轴向力或外加弯矩的当量压力 P_e，设计压力与当量压力之和应不大于法兰的压力-温度额定值。当法兰符合 6.3.8.2.3 的要求时，设计压力与当量压力之和可大于法兰的压力-温度额定值，最大超载系数 EM 应符合表 11 要求。经设计同意，设计压力可采用最大操作压力代替。

$$P_e = \frac{16M}{\pi D_G^3} + \frac{4F}{\pi D_G^2} \qquad \cdots\cdots(20)$$

式中：

P_e——由外加轴向力与外加弯矩产生的当量压力，单位为兆帕(MPa)；

M——外加弯矩，单位为牛毫米(N·mm)；

F——外加轴向力(拉伸时计入，压缩时不计)，单位为牛(N)；

D_G——垫片中心圆直径，单位为毫米(mm)。

6.3.8.2.3 法兰设计压力与当量压力之和可大于法兰的压力-温度额定值的条件：

a) 选用 GB/T 9124.2、GB/T 13402、HG/T 20615、HG/T 20623 中 Class 系列带颈对焊法兰；

b) 采用 5.2.8 中所列的中、高强度螺栓；

c) 按 GB/T 38343 最大螺栓预紧应力安装。

表 11 法兰最大超载系数 EM

法兰标准	公称直径 DN	Class 系列法兰压力等级					
		150	300	600	900	1 500	2 500
GB/T 9124.2 HG/T 20615	50	5.6	4.3	2.1	2.7	1.6	1
	80	2.5	3	1.4	1.4	1	0.75
	100	3.3	1.8	1.3	1.3	0.84	0.66
	150	2.3	1.2	1.2	1	0.66	0.59
	200	1.2	0.94	0.85	0.8	0.54	0.57
	250	1.9	1.2	1	0.59	0.47	0.64
	300	1.2	1.1	0.84	0.61	0.53	0.5
	350	1.4	1.2	0.9	0.54	0.6	—
	400	1.4	1.1	0.79	0.41	0.52	—
	450	1.4	0.98	0.66	0.46	0.44	—
	500	1.5	0.72	0.65	0.32	0.42	—
	600	1.3	0.78	0.51	0.37	0.38	—

表 11　法兰最大超载系数 EM（续）

法兰标准	公称直径 DN	Class 系列法兰压力等级					
		150	300	600	900	1 500	2 500
GB/T 13402 A 系列 HG/T 20623 A 系列	650	0.90	0.5	0.33	0.34	—	—
	700	0.85	0.42	0.28	0.38	—	—
	750	0.74	0.43	0.22	0.26	—	—
	800	1.1	0.44	0.21	0.29	—	—
	850	1.1	0.49	0.25	0.32	—	—
	900	0.9	0.5	0.22	0.23	—	—
	950	0.76	0.25	0.2	0.21	—	—
	1 000	0.79	0.29	0.22	0.16	—	—
	1 100	0.66	0.24	0.23	0.13	—	—
	1 200	0.64	0.23	0.15	0.1	—	—
	1 300	0.82	0.2	0.18	—	—	—
	1 400	0.75	0.17	0.2	—	—	—

6.3.8.3　垫片应根据介质物性、操作温度、压力以及法兰密封面等因素选用，垫片的密封荷载应与法兰的压力等级、密封面型式、表面粗糙度和紧固件相匹配。

6.3.9　阀门

6.3.9.1　阀门应根据管道的设计温度、设计压力、介质物性和阀门用途选用。

6.3.9.2　阀门选用标准见附录 F，阀门的压力等级应按相应标准规定的压力-温度额定值选用。

6.3.9.3　采用螺纹阀盖的阀门应设防止阀盖松动的安全装置，如锁紧装置。

6.3.9.4　对于多个密封阀座的阀门，若液体或多相介质可能滞留在阀体的中腔，则阀体的中腔应设置自动泄压措施，当用于设计温度高于 121 ℃的气体介质工况时，应由制造商确定阀门是否需要设置自动泄压装置。

6.3.9.5　阀门应符合耐火试验要求。

6.3.9.6　非金属密封材料内件应适应操作压力和温度的变化范围。

6.3.9.7　阀门的阀杆和止回阀、蝶阀的轴应采用防飞出结构，当阀杆螺母与轭架分离或填料压盖被拆去时，阀杆或轴不应因压力而飞出。

6.3.9.8　用于输送 GB 50183 中规定的火灾危险性为甲、乙类可燃气体或甲类可燃液体（包括液化烃）的管道，且当阀门安装在室内或地下等有限空间时，应采用低逸散结构，控制阀杆填料处的泄漏，且符合 GB/T 40079 和 GB/T 26481 的相应要求，当设计文件无规定时，试验气体宜采用氦气，其密封等级应符合表 12 的要求。

表 12　低泄漏阀门阀杆或连接处密封通用要求

阀门类型	阀杆或阀体连接处密封类别	低泄漏阀杆型式试验通用要求 GB/T 40079	低泄漏阀门产品检验 GB/T 26481
截断阀	填料，升杆	CO1-CM，或 CH	C 级
	填料，1/4 旋转	CO1-BM，或 BH	B 级
	波纹管	CO1-AM，或 AH	A 级
调节阀	填料，升杆	CO1-CM，或 CH	C 级
	填料，1/4 旋转	CO1-BM，或 BH	B 级
	波纹管	CO1-AM，或 AH	A 级
止回阀	填料阀盖	CO1-BM，或 BH	B 级
注：表中所列为低泄漏阀杆型式试验通用要求，根据实际用途选择低泄漏阀杆型式试验的试验条件，包括机械循环/温度循环次数，温度循环等级。			

6.3.9.9　安全阀出口截断阀以及需要通过清管器、内检测器的阀门应选用全通径阀门。

6.3.10　金属波纹管膨胀节

6.3.10.1　金属波纹管膨胀节的设计计算应符合 GB/T 12777 的规定。

6.3.10.2　金属波纹管膨胀节的型式及安装位置应经过管道应力分析后确定。

6.3.10.3　金属波纹管膨胀节的额定补偿量宜是管道各种工况计算位移最大值的 1.15 倍～1.2 倍。

6.3.10.4　金属波纹管膨胀节用的波纹管应采用液压成型。

6.3.10.5　设计文件中宜给出波纹管的单层最小厚度。

6.3.10.6　金属波纹管膨胀节中的端管、中间管、法兰接管等的材质不应低于安装膨胀节的管道材料。

6.3.11　元件组合装置

6.3.11.1　元件组合装置应按本文件或 GB/T 20801(所有部分)进行设计、安装(含焊接)、检测和试验。

6.3.11.2　制造单位应具有元件组合装置生产许可证并在有效期内。

6.3.11.3　元件组合装置预制前，制造单位应编制管道预制工艺文件，内容包括轴测图或装配图、加工工艺卡、管段清单、坡口加工清单、安装说明和技术要求。

6.3.11.4　元件组合装置压力试验要求如下：

a)　应根据设计文件或合同的要求在工厂或现场进行压力试验；

b)　调节阀、流量计、安全阀等不适合进行整体压力试验的管道组成件，可不参与元件组合装置出厂前压力试验；

c)　在工厂进行的强度试验应不少于 10 min，严密性试验应不少于 30 min 并完成检漏；

d)　参与现场强度试验和严密性试验的元件组合装置应能承受现场试验的压力与稳压时间。

6.3.11.5　工厂化预制管段制造完成后，应标记制造单位标志、公称尺寸、厚度、材质、预制管段号等内容。制造单位应提供产品质量证明文件和分批装运清单。产品质量证明文件至少应包括：

a)　工厂化预制管段的轴测图或装配图，其中包括材质、规格、型号和炉批号、管段的实际尺寸、焊缝位置、焊缝编号、焊工代号、焊缝返修和热处理位置、无损检测等内容；

b)　管道组成件、材料和焊接材料的产品合格证、质量证明书或复验、试验报告；

c)　预制管段制作检查记录和检验、试验报告，检查记录应包含焊接检查记录、焊缝返修检查记录、焊后热处理曲线记录(如需要)、防腐检查记录等内容。

6.3.11.6　清管器收发筒的结构、筒径及长度应能满足通过清管器或检测器的要求。

6.3.11.7　绝缘接头(法兰)的设计应符合 SY/T 0516 的有关规定。公称直径大于 DN300 且设计压力大于 4.0 MPa 的管道绝缘宜采用绝缘接头。

6.4　管道支承件

6.4.1　一般规定

6.4.1.1　管道支承件的位置和型式应在管道应力分析设计文件中明确。

6.4.1.2　管道支承件的设计应不妨碍管道预期位移。

6.4.1.3　管道支承件的设计应保证其与管道连接处不会产生过大的局部应力。

6.4.1.4　管道支承件结构和连接应能承受管道和相关设备在可能出现的各种荷载组合工况下所施加的静荷载和动荷载。

6.4.2　地上管道支承件

6.4.2.1　管道支承件布置和型式,应与管道布置、管道柔性、防振设计、支承件承载大小和生根条件相适应,不应出现以下情况:

a)　管道应力超过本文件规定的许用应力;

b)　管道连接处产生泄漏;

c)　作用在设备管口上的推力和力矩过大;

d)　支承件的应力过大;

e)　管道受迫或流体自激产生共振;

f)　热胀冷缩受约束致使管道柔性不足;

g)　管道支承件产生非预期脱空。

6.4.2.2　管道支承件结构和连接应具有足够的强度,且宜具有适宜的刚度。

6.4.2.3　管道支承件及其生根结构的设计应分析同时作用在支承件上的荷载,包括管道自重以及由介质压力和温度的耦合、振动、风、雪、地震、冲击和位移应变等引起的荷载。

6.4.2.4　对管道应力敏感或有特殊要求的管道支承件,应采用精确分析方法,并根据计算得到的应力、力矩和作用力等设计管道支承件。

6.4.2.5　操作中管道受振动、冲击可能产生共振时,应根据应力分析结果设置限位架、固定架、防振支架、阻尼器等设施予以消除。

6.4.2.6　若管道环向应力小于标准规定最小屈服强度的 50%,管道支承件可直接与管道焊接。

6.4.2.7　若管道环向应力不小于标准规定最小屈服强度的 50%,管道支承件不应直接与管道焊接,必要时应在管道上先焊接加强板,加强板与管道之间的角焊缝应为连续满焊。角焊缝焊脚尺寸及焊缝高度应符合设计文件要求。

6.4.2.8　管道支承件本体焊接工艺应满足 GB/T 17116(所有部分)要求;管道支承件与管道之间的焊接工艺应满足 7.5.9.2 的要求。

6.4.3　埋地管道支承件

6.4.3.1　进出站及穿(跨)越管道埋地段宜采用自然补偿、设置固定墩或二者相结合的方式以减小线路管道对站场管道、穿(跨)越管道的荷载。

6.4.3.2　当采用固定墩时,管道与固定墩之间应有良好的电绝缘。

6.4.3.3　埋地管道固定墩应使用工厂预制的锚固法兰承载管道推力。

6.5 线路管道设计

6.5.1 一般规定

6.5.1.1 线路管道宏观走向应根据资源市场分布、油气储运设施布局、沿线地形、工程地质、环境敏感区域、国土空间规划、交通运输、动力等条件综合比对，经多方案技术经济比较后确定。

6.5.1.2 设计文件应明确线路管道抗震设防依据和设防标准。位于基本地震动峰值加速度不小于0.20g 地区的线路管道，应进行抗拉伸和抗压缩验算；与活动断层并行的管道，宜敷设在活动断层破裂影响范围外。线路管道抗震设计、校核和抗震措施应符合 GB/T 50470 的规定。

6.5.2 管道路由选择

6.5.2.1 线路管道宜避开滑坡、崩塌、塌陷、泥石流、洪水严重侵蚀等地质灾害地段，宜避开矿山采空区和活动断层，当受地形限制必须通过上述区域时，应选择灾害程度相对较小的区域通过，并采取必要的安全措施。

6.5.2.2 线路管道路由应避开军事禁区、飞机场、铁路客运站、汽车客运站、海(河)港码头等区域。

6.5.2.3 埋地线路管道与建(构)筑物的间距应满足施工和运行管理需求，且管道中心线与建(构)筑物的最小距离不应小于 5 m。

6.5.2.4 多条线路管道并行敷设时，应结合管道施工安装、运行维护、检修作业等要求统筹布局。

6.5.2.5 线路管道与公路并行敷设时，管道应敷设在公路用地界 3 m 以外，如受地形或其他条件限制不满足本条要求时，应征得公路管理部门的同意。

6.5.2.6 线路管道与铁路并行敷设时，管道应敷设在铁路用地界 3 m 以外，且埋地线路管道与邻近铁路线路轨道中心线的水平净距不应小于 25 m。地上敷设管道与邻近铁路线路轨道中心线的水平净距不应小于 50 m。如受地形或其他条件限制不满足要求时，应征得铁路管理部门的同意。

6.5.2.7 输送液化石油气管道的路由选择还应符合下列规定：

a) 与军工厂、军事设施、炸药库、国家重点文物保护设施的距离不应小于 100 m；

b) 液化石油气管道与邻近铁路线路轨道中心线的水平净距不应小于 50 m，如受地形或其他条件限制不满足要求时，应征得铁路管理部门的同意。

6.5.3 地区等级

6.5.3.1 输气管道通过的地区，应按照沿线居民户数和(或)建筑物的密集程度，划分为四个地区等级，并依据地区等级进行管道设计。

6.5.3.2 输气管道地区等级划分应符合下列规定：

a) 沿管道中心线两侧各 200 m 范围内，任意划分成长度为 2 km 并能包括最大聚集户数的若干地段，按划定地段内的户数划分为四个等级。在农村人口聚集的村庄、大院、住宅楼，应以每一独立户作为一个供人居住的建筑物计算。地区等级划分应符合表 13 的规定。

表 13 地区等级划分

地区等级		说明
一级地区	一级一类地区	不经常有人活动且无永久性人员居住的区段
	一级二类地区	户数在 15 户或以下区段
二级地区		户数在 15 户以上，100 户以下区段
三级地区		户数在 100 户或以上的区段、市郊居住区、商业区、工业区、规划发展区，以及不够四级地区条件的人口稠密区
四级地区		地面四层及四层以上楼房普遍集中，且交通频繁、地下设施多的区段

b） 当划分地区等级边界线时，边界线距最近一幢建筑物外边缘不应小于200 m。对于独立村镇、集中住宅区域等地段，且沿管道中心线两侧各200 m范围内居民稀疏或没有永久性居住点时，地区等级段落划分边界线距离村镇、集中住宅区域的最近一幢建筑物外边缘不应小于200 m。

c） 当一个地区的发展规划足以改变该地区的现有等级时，应按发展规划划分地区等级。

6.5.4 线路截断阀设置

6.5.4.1 输气管道的线路相邻截断阀间距要求如下：

a） 以一级地区为主的管段不宜大于32 km；

b） 以二级地区为主的管段不宜大于24 km；

c） 以三级地区为主的管段不宜大于16 km；

d） 以四级地区为主的管段不宜大于8 km；

e） 如因地物、土地征用、工程地质或水文地质造成选址受限的可作调增，一、二、三、四级地区调增分别不应超过4 km、3 km、2 km、1 km。

6.5.4.2 输油管道的线路截断阀设置要求如下。

a） 相邻截断阀间距不宜超过32 km，人烟稀少地区可适当加大间距。

b） 在河流大型穿(跨)越及饮用水水源保护区两端应设置截断阀。无反输功能的输油管道，穿(跨)越下游可能出现介质倒流时应设置单向阀室。

注：单向阀室是指没有远程控制功能，串联安装手动线路截断阀门和单向阀(止回阀)进行管道线路截断的阀室。

6.5.4.3 线路截断阀室位置应选在交通便利、地势较高且开阔、工程地质条件较好的地方，防洪设防标准不应低于重现期25年一遇。线路截断阀室选址受限时，应符合下列规定：

a） 与电力、通信线路杆(塔)的间距不应小于杆(塔)的高度再加3 m；

b） 距铁路用地界外不应小于3 m；

c） 距公路用地界外不应小于3 m；

d） 与建筑物的水平距离不应小于12 m。

注：本条规定的距离从阀室围墙(栏)的外侧算起。

6.5.5 线路管道敷设

6.5.5.1 具备埋地敷设条件时，管道应采用埋地敷设；不具备埋地敷设条件时，管道可采用土堤埋设或地上敷设。

6.5.5.2 埋地敷设管道管顶的覆土厚度，应根据管道所经过地段的农田耕作深度、冻土深度、地形和地质条件、地下水深度、地面车辆所施加的荷载及管道稳定性的要求等因素确定，并符合下列要求：

a） 线路管道管顶的覆土厚度不宜小于0.8 m；

b） 在岩石地区，管顶覆土厚度不应小于0.5 m，且应满足管道稳定性的要求，并应结合输送介质物性的要求和外力对管道的影响确定；

c） 当管道埋设在多年冻土层内时，应结合冻土层对管道强度和稳定性的影响确定覆土厚度。

6.5.5.3 当管道采用土堤敷设时，土堤设计应根据地形、工程地质、水文地质、土壤类别及性质确定，管道在土堤中的覆土厚度不应小于1.0 m，土堤顶部宽度不应小于管道直径的两倍且不应小于1.0 m。

6.5.5.4 线路管道应按照GB 32167对高后果区进行识别，通过高后果区的管道应采取风险防控措施。

6.5.5.5 线路管道通过蓄滞洪区和行洪区时，应采取保护措施并满足洪水影响评价要求。

6.5.5.6 埋地管道与输电线路杆(塔)和接地体之间的距离小于杆(塔)高时，应结合电流干扰情况采取故障屏蔽、接地、隔离等防护措施。

6.5.5.7 管道弹性敷设符合下列要求：

a) 在平面转角较小或地形起伏不大的情况下，宜采用弹性弯曲敷设，不满足弹性弯曲敷设时可采用冷弯管或感应加热弯管；

b) 弹性敷设管道的曲率半径不应小于钢管外直径的 1 000 倍。

6.5.5.8 冷弯管的设计符合下列要求：

a) 冷弯管的最小曲率半径应符合表 14 的规定；

b) 冷弯管两端的直管段长度均不应小于 2 m。

表 14 冷弯管的最小曲率半径

单位为毫米

公称直径 DN	最小曲率半径
≤300	30D
300<DN≤1 000	40D
>1 000	50D
注：D 为钢管外直径。	

6.5.5.9 感应加热弯管的设计符合下列要求。

a) 感应加热弯管的曲率半径不应小于钢管外直径的 5 倍，且应满足清管器或检测器顺利通过的要求。

b) 感应加热弯管两端应有直管段，公称直径不大于 500 mm 时，直管段长度不小于 250 mm；公称直径大于 500 mm 时，直管段长度不小于 500 mm。

6.5.5.10 不应使用连续直管段拼接而成的弯管代替感应加热弯管和冷弯管。

6.5.5.11 管沟回填符合下列要求。

a) 岩石、卵砾石、冻土段管沟，应在沟底先铺设细土或砂垫层，厚度不应小于 300 mm。

b) 回填岩石、砾石、冻土段的管沟时，应先用细土回填至管顶以上 300 mm 后，方可用原状土回填。回填用细土最大粒径不应超过 20 mm，原状土回填中的岩石和碎石块最大粒径不应超过 250 mm。

c) 在沼泽、水网(含水田)地区的管道，当覆土层不足以克服管浮力时，应采取稳管措施。

d) 有积水的管沟，宜排净水后回填，或采取防止回填作业造成管道位移的措施。

6.5.5.12 当埋地管道与其他埋地管道或金属构筑物交叉时，其垂直净距不应小于 0.3 m；管道与电力、通信电缆交叉时，其垂直净距不应小于 0.5 m；当条件受限，无法满足上述垂直净距要求时，应采用隔板分隔或电缆加套管等防护措施。

6.5.5.13 并行敷设管道符合下列要求。

a) 不受地形、地物、规划等条件限制的区段，管道公称直径小于 DN1400 时，并行间距不宜小于 6 m；管道公称直径为 DN1400 时，并行间距不宜小于 8 m。

b) 受地形、地物、规划等条件限制的区段，在采取安全措施后，可适当缩小并行间距；同期建设的并行管道可同沟敷设。

c) 石方地段需要爆破管沟时，与已建管道的并行间距不宜小于 20 m，且应控制爆破引起的地面质点峰值振动速度。

6.5.5.14 同沟敷设管道符合下列要求：

a) 同期建设的并行管道宜同沟敷设；

b) 穿越活动断层的并行管道不宜同沟敷设；

c) 同沟敷设管道的并行净间距不应小于 0.5 m。

6.6 穿越管道和跨越管道设计

6.6.1 一般规定

6.6.1.1 穿(跨)越位置选择宜尽量避开下列地段,当无法避开时,宜选择不良地质段相对短的位置通过,并应根据地段特征采取调整穿(跨)越方式、优化穿越轴线、增设或加强防护、进行抗震设计与校核等措施中的一种或多种组合:

a) 河流汇流口、分流口、易变洲滩、河道异常弯曲、经常改道的河段;
b) 河床冲淤变化强烈、岸坡稳定性较差的河段;
c) 冲沟发育地貌的滑坡、坍塌段;
d) 活动断裂带及影响范围内;
e) 滑坡、泥石流、岩溶,以及其他不良地质发育的地段;
f) 跨越结构的抗震危险地段;
g) 其他对管道运行安全有影响的地段。

注:抗震危险地段指活动断层及地震时可能发生地裂、崩塌、滑坡、严重液化、地面塌陷等的地段。

6.6.1.2 管道穿(跨)越工程应按 GB/T 50539 和 GB/T 50568 要求进行测量和勘察。大中型穿(跨)越工程和小型跨越工程应单独进行勘察和测量。

6.6.1.3 对有防洪要求的河流,应按照河道主管部门的要求,进行管道穿(跨)越工程河流防洪评价或洪水影响专项评价。河流穿(跨)越工程应按专项评价报告提供的水文、冲刷深度等参数和要求进行设计。

6.6.1.4 水域穿(跨)越管道工程应取得设计所需的水文资料;穿(跨)越位置上、下游建有对工程有影响的水库、水电站等水利工程时,穿(跨)越管道的防洪标准、防洪防护等级应充分考虑水利工程防洪调度的影响;位于库区的穿(跨)越管道工程,还应取得库岸再造影响的资料。

6.6.1.5 位于设计地震动峰值加速度不小于 0.1g 地区的水域大中型穿越工程,应查明下列情况:

a) 有无断层,断层活动性质,活动断层在管道使用年限内发生的最大、平均水平和竖向位错量;
b) 历史地震中两岸或河床出现开裂或错动的情况;
c) 地震地质灾害类型、程度和分布,如地基土液化、岸坡滑动、崩塌等。

6.6.1.6 在通航河流上跨越时,跨越净空尺寸应满足通航要求。管道架空结构的最下缘净空高度应符合 GB 50139 的有关规定。

6.6.2 穿(跨)越方案

6.6.2.1 穿跨越方式的选择应根据水域的形态与规模、水文条件、地形与工程地质条件、航运、堤防、环境和水生态保护要求、穿跨越施工及运营保护条件等因素,进行技术经济比选确定。跨越结构型式的选择还需考虑跨度、环境协调等因素影响。

注 1:管道穿越方式包括开挖、定向钻、直接铺管、隧道等穿越方式,对于隧道穿越方式主要有钻爆隧道、顶管隧道、盾构隧道、全断面硬岩掘进机法(TBM)隧道等。

注 2:跨越结构型式包括梁式直跨、轻型托架跨越、桁架梁跨越、拱式(双管拱、桁架拱)跨越、悬索跨越、斜拉索跨越、斜拉索悬索组合跨越、悬缆跨越等。

6.6.2.2 河流大中型穿(跨)越设计方案应取得河流主管部门同意。对于通航河流,宜采用非开挖穿越或跨越方式。

6.6.2.3 季节性河流,宜选择枯水期开挖穿越。

6.6.2.4 对于常年有水流量较大的河流,当地质条件适宜、定向钻穿越可行的情况下,宜优先选择定向钻穿越。

6.6.2.5 过河位置经过水源保护区、水生生物保护区等敏感区时,宜选择非开挖方式穿越或一跨过河的跨越方式。

6.6.3 穿(跨)越工程等级

6.6.3.1 穿越工程等级

水域穿越工程等级按表15划分。

表15 水域穿越工程等级

单位为米

工程等级	穿越水域的水文特征	
	多年平均水位的水面宽度	相应水深
大型	≥200	不计水深
	≥100～<200	≥5
中型	≥100～<200	<5
	≥40～<100	不计水深
小型	<40	不计水深

1. 工程等级划分应以穿越位置的水面宽度特性划分。
2. 对于季节性河流或无资料的河段,水面宽度可按不含滩地的主河槽宽度选取。
3. 对于游荡性、辫状、蜿蜒型河段的分汊河道,水面宽度宜包括各汊道和不稳定的洲滩;当河道有堤防时,可按堤防间宽度选取。
4. 对于有明显主河槽的河段,应按主槽内多年平均水位的水面宽度划定工程等级和防洪防护等级,不宜按某一重现期的河水淹没范围确定多年平均水位的水面宽度

6.6.3.2 跨越工程等级

管道跨越工程等级应按表16划分。

表16 跨越工程等级

单位为米

工程等级	总跨长度	主跨长度
大型	≥300	≥150
中型	≥100～<300	≥50～<150
小型	<100	<50

注1:主跨指跨越结构采用多跨方案时,跨越桥面或管道下部最大桥墩(墩柱)中心线长度。

注2:总跨长度指跨越桥面或跨越管道两端下部桥墩(墩柱)中心线长度,对于悬索跨越、斜拉索跨越指两侧主缆(拉索)锚固点之间的水平长度。

注3:工程等级按主跨长度、总跨长度等级较高者选取。

6.6.4 穿(跨)越工程设防

6.6.4.1 防洪防护等级和防洪标准

6.6.4.1.1 穿越管道和跨越管道受洪水威胁时,应根据穿(跨)越工程的工程等级进行设防。穿(跨)越工程的防洪防护等级和防洪标准应按照不同穿(跨)越工程等级,结合穿越位置的水文资料、穿(跨)越位

置的水文特性确定，按表 17 选用相应的防洪标准。

表 17　防洪防护等级和防洪标准

穿(跨)越工程等级	防洪防护等级	防洪标准[重现期(年)]	
		穿越工程	跨越工程
大型	Ⅰ	100	100
中型	Ⅱ	50	50
小型	Ⅲ	50	50
1. 管道穿越位置周边有采砂或对管道有不利影响的水利设施时，防洪防护等级可提高一级。 2. 桥梁上游 300 m 范围内的穿越工程防洪标准，不应低于该桥梁的防洪标准。 3. 防洪标准、防洪防护等级还应符合项目的防洪影响评价或洪水影响评价要求			

6.6.4.1.2　防冲刷防护设计应根据河道、航道管理部门的要求及防洪标准、防洪防护等级进行设计，并应符合 SY/T 6793 的规定。

6.6.4.2　穿越管道长度及埋深

6.6.4.2.1　水域穿越管道的长度应根据河流地貌类型、岸坡稳定性、堤防规划、河道演变、侵蚀类型、侵蚀速率、穿越形式等综合确定，并需要符合下列规定。

a)　无防洪堤的河流分汊、游动性河段的管道穿越长度应根据管道防洪标准的重现期内河床摆动、侧蚀范围预测确定；当岸坡采取护岸、护脚等可靠有效的防冲刷防护措施时，可有效控制河床形态时，可减少穿越管道长度。

b)　当河岸设有防洪堤坝及规划防洪堤坝时，穿越管道范围边界应置于防洪堤坝背水侧保护范围以外。

c)　穿越管道长度应满足河道、通航规划、岸线整治扩建要求。

d)　新建或规划水库区内的穿越工程，穿越管道长度应满足库岸再造作用后的稳定性要求。

e)　当穿越位置主河槽两侧为有冲刷的河漫滩时，穿越管道长度应涵盖有冲刷影响的漫滩地。

6.6.4.2.2　穿越管道应根据表 17 防洪标准、7.3.8.4.3 或疏浚深度(如有)进行埋深设计，并符合表 18 的规定。

表 18　水域穿越管道的埋深

单位为米

水域特征	防洪防护等级		
	Ⅰ	Ⅱ	Ⅲ
有冲刷或疏浚的水域，应在设计洪水冲刷线下或设计疏浚线下，取其深者	≥1.5	≥1.2	≥1.0
无冲刷或疏浚的水域，应埋在水床底面以下	≥1.5	≥1.3	≥1.0
河床为基岩，并在设计洪水下不被冲刷时，管道应埋入基岩面以下	≥0.8	≥0.6	≥0.5
1. 对于持续冲刷的河段，设计洪水冲刷线下的穿越管道埋深可适度加大。 2. 当管道有配重或稳管结构物时，埋深应从结构物顶面算起。 3. 基岩内穿越管道埋深需根据岩性、风化程度确定，强风化岩、软岩段的穿越管道埋深宜加大。 4. 当穿越管道位于水库、水电站等水利工程下游泄洪影响范围内时，穿越管道埋深应综合水利工程泄洪时的局部冲刷及常规泄水的清水冲刷深度确定。 5. 管道埋深应满足水域清淤、河道与航道规划、岸线整治扩建要求。 6. 当穿越管道位于游荡性河段、辫状河段等分汊型岸坡不稳定河段时，穿越管道埋深应按河流摆动范围内冲刷深度进行埋深设计			

6.6.4.2.3　当管道穿越区域内有挖砂、采矿等可能对河床的形态、冲刷深度产生影响的活动时，管道宜在表 18 规定基础上加大埋深，并应设置禁采警示标识，否则应对开挖穿越管道进行防护设计。

6.6.4.2.4　穿越通航的水域，管道埋深应避免船锚、疏浚机具对管道的损伤或采取相应的管道防护措施。

6.6.4.2.5　当不稳定的江心洲、心滩，无防侧蚀的岸坡防护措施时，应根据河势分析确定管道埋深。

6.6.4.3　抗震设防标准及抗震设计

6.6.4.3.1　穿(跨)越管道抗震设计和校核需符合下列规定：

a)　管道应按基本地震动参数进行抗震设计，其中重要区段内管道应按 1.3 倍的基本地震动峰值加速度及速度计算地震作用；

b)　管道应采用罕遇地震动参数进行抗震校核。

注：管道抗震的重要区段指水域大中型穿(跨)越段、输气管道的线路管道经过的四级地区以及输油管道的线路管道经过人口密集区段。

6.6.4.3.2　位于基本地震动峰值加速度大于或等于 0.1g 地区的水域大中型穿越管道及位于基本地震动峰值加速度大于或等于 0.2g 地区的其他穿越管道，应进行抗拉伸、抗压缩验算的抗震设计和校核。

6.6.4.3.3　位于基本地震动峰值加速度大于或等于 0.1g 地区的跨越管道，应进行抗震设计和校核；位于基本地震动峰值加速度等于 0.05g 地区的跨越管道，可不进行抗震计算，但应采取抗震措施。

6.6.4.3.4　大型跨越工程应按抗震设防类别乙类进行设防，其余跨越工程应按抗震设防类别丙类进行设防。

6.6.5　穿(跨)越工程设计

6.6.5.1　开挖穿越

6.6.5.1.1　开挖穿越管道的埋深应符合表 18 的要求。当河流深泓线反复摆动时，穿越管道在深泓线摆动范围内埋深应满足设计冲刷深度或疏浚深度要求。

6.6.5.1.2　开挖穿越管道，当埋深满足 6.6.4.2.2 的要求时，水下穿越管道可不进行抗移位稳定性核算，但应按公式(21)进行抗漂浮稳定性核算。当管道竖向弹敷时，管道弹性敷设曲率半径不应小于 1 000 倍管外直径，并应按公式(22)～公式(26)进行抗漂浮稳定性核算。

$$W_1 \geqslant KF_s \qquad \cdots\cdots(21)$$

$$W_1 - q \geqslant KF_s \qquad \cdots\cdots(22)$$

$$q = \frac{384EIf_c}{5L^4} - \pi(D-\delta)\delta\gamma \qquad \cdots\cdots(23)$$

$$I = \frac{\pi}{64}(D^4 - d^4) \qquad \cdots\cdots(24)$$

$$f_c = R - \sqrt{R^2 - \frac{L^2}{4}} \qquad \cdots\cdots(25)$$

$$R \geqslant 3\ 600\sqrt[3]{\frac{1-\cos\frac{\alpha}{2}}{\alpha^4}D^2 \times 10^4} \qquad \cdots\cdots(26)$$

式中：

W_1——单位长度管道总重力(包括钢管自重、配重层有效重力、设计洪水冲刷线至管顶的土体有效重力；不含管内介质重)，单位为牛每米(N/m)；

K——稳定安全系数，大中型穿越工程取 1.2，小型穿越工程取 1.1；

F_s——单位长度管道所受的静水浮力，单位为牛每米(N/m)；

q ——弹性敷设管道最大单位长度竖直向上弹性力，单位为牛每米(N/m)；

E ——钢管弹性模量，单位为帕(Pa)；

I ——钢管截面惯性矩，单位为四次方米(m^4)；

f_c ——弹性敷设的矢高，单位为米(m)；

L ——弹性敷设管道起点与终点间的水平长度，单位为米(m)；

γ ——钢管重度，取 $78.5\times10^3 N/m^3$；

D ——钢管外直径，单位为米(m)；

δ ——钢管设计壁厚，单位为米(m)；

d ——钢管内直径，单位为米(m)；

R ——管道弹性敷设曲率半径，单位为米(m)；

α ——管道弹性敷设转角，宜小于 5°，单位为度(°)。

6.6.5.1.3 当管道抗漂浮或抗移位稳定性核算不满足 6.6.5.1.2 要求时，应对管道采取稳管措施。

6.6.5.2 定向钻穿越

6.6.5.2.1 定向钻穿越管道的埋深应根据地质条件、冲刷深度(或疏浚深度)、穿越管径、施工工艺要求等综合确定，并需符合下列规定：

a) 水域穿越管道管顶埋深不宜小于设计洪水冲刷线或规划疏浚线以下 6 m；

b) 堤坝下管道应有足够的埋置深度不危及堤坝的安全，否则应采取控制堤坝和地面沉陷措施。

6.6.5.2.2 定向钻穿越一般线路障碍物时，在满足 GB 50423 规定的强度及 6.9.6.2 稳定性校核要求时，可按一般线路管道选取强度设计系数。

注：一般线路障碍物是指水塘、养殖塘、古长城、公路、铁路、地下管线、经济作物区、保护区、高后果区等敏感目标。

6.6.5.2.3 定向钻穿越弹性敷设段曲率半径不宜小于 1 500 倍钢管外直径，且不应小于 1 200 倍钢管外直径。

6.6.5.3 直接铺管穿越

6.6.5.3.1 直接铺管穿越工程等级划分应符合表 15 的规定。

6.6.5.3.2 直接铺管穿越管道的埋深符合下列规定。

a) 管顶最小覆土厚度不宜小于 3 倍管道外径，且不应小于 5 m；设计洪水冲刷线或规划疏浚线下管顶埋深不应小于 2 倍管道外径，且不应小于 3 m，并应满足管道抗漂浮要求。

b) 防洪堤脚下部管道埋深不应小于 4 倍管道外直径，且不应小于 5 m。

6.6.5.3.3 直接铺管穿越弹性敷设段曲率半径不宜小于 1 500 倍管道外直径，且不应小于 1 200 倍管道外直径。

6.6.5.3.4 直接铺管穿越的管道应力校核还应符合 SY/T 7698 的规定。

6.6.5.4 隧道穿越

6.6.5.4.1 隧道结构净空尺寸应满足隧道施工、管道安装、巡检和维护需求，并宜考虑管道施工偏差、隧道成型偏差和管道运行条件下位移等因素。

6.6.5.4.2 隧道穿越管道宜采用架空敷设或覆土敷设，敷设方式应根据管道应力分析结果、变形补偿等情况确定。

6.6.5.4.3 管道架空敷设时，宜采用滑动或滚动支座，必要时可设置导向支座、固定墩。管道环焊焊接接头不应设置在支座处。支座间距应满足管道的强度与稳定要求。

6.6.5.4.4 当管道强度、稳定性校核不满足 6.9.5 要求时，宜采取调整管道纵断面线型、优化支座安装形式、调整支座间距、设置补偿、调整管道壁厚、控制隧道穿越管道安装闭口温度、固态物填充等措施。

6.6.5.4.5　竖井内管道安装需要符合下列规定：

a）　管道宜采用支架式敷设方式的，应根据应力分析结果确定管道支承件的位置和形式，支架布置不应妨碍管道位移；

b）　管道与井壁的净距应根据管道变形分析和管道维检需求确定，且不宜小于 0.5 m；

c）　管道与竖井管道洞的洞壁间净距应根据管道变形计算结果确定。

6.6.5.4.6　利用已建隧道进行新建管道安装时，管道与管道、管道与隧道壁的净距应根据巡检和维护需求、管道变形量、管道安装需求等因素确定。

6.6.5.4.7　隧道架空敷设管道应进行轴向应力校核，根据应力分析结果设置补偿或固定墩，补偿所用弯管应采用感应加热弯管，弯管角度宜尽可能大于 60°。

6.6.5.4.8　管道补偿沟、管道架空敷设至入地过渡段管沟应采用弱约束材料填充。

6.6.5.4.9　隧道外固定墩设置位置应结合应力应变计算结果确定，不宜设置在管道受横向力的位置。

6.6.5.4.10　隧道进出洞口宜尽可能满足施工场地要求，并利于管道轴向应力释放和变形补偿。

6.6.5.5　跨越

6.6.5.5.1　跨越跨度设计应符合下列规定：

a）　满足防洪、泄洪及疏浚整治规划要求；

b）　分析跨越上下游已建或拟建建(构)筑物对河床的影响；

c）　对于通航河流应符合 GB 50139 的规定。

6.6.5.5.2　跨越管道与埋地管道相连接时，需要符合下列规定：

a）　跨越管道与埋地管道在入土连接点处加绝缘接头时，应符合 SY/T 0086 的有关规定；

b）　跨越管道与线路段管道界面宜在距离跨越管道入土点的支墩或者固定墩外 10 m 处；

c）　应采取防止埋地管道和跨越管道间相互影响的措施。

6.6.5.5.3　跨越管道支承点宜做成滑动支座或弹性支座。管道两端预埋入两岸固定墩时，在固定墩与管道交接处应采取加强措施。

6.6.5.5.4　桥面结构端部应设置竖向支座、横向支座以及纵向限位支座，支座应符合桥面结构纵向水平位移、竖直平面转角及横向水平面转角的变形等要求。

6.6.5.5.5　跨越结构与管道补偿段可能存在差异沉降时，应采取消减或控制措施，并宜在管道应力分析中考虑差异沉降作用。

6.6.5.5.6　补偿器段管道附近土体存在流失可能时，应进行水工防护设计。

6.6.5.5.7　跨越工程防雷接地应符合 GB 50057 的有关规定。

6.7　站场管道设计

6.7.1　站场管道应按管道仪表流程图的要求布置。

6.7.2　站场管道的布置应满足站场总体布置、安装、运行操作、维检修等方面的要求，做到安全可靠、经济合理、整齐美观。各类站场管道的布置要求见附录 J。

6.7.3　分期建设的站场，管道布置应总体规划、近期集中、远近结合。近期建设管道通过远期用地时，不应影响远期用地的使用。

6.7.4　长输管道站场的区域布置间距和总平面布置间距应符合 GB 50183 的规定。

6.7.5　站场管道宜地上敷设，也可埋地或管沟敷设，当采用管沟敷设时，应采取防止油气泄漏积聚的措施。当土壤有强腐蚀性，除进出站管道、越站管道、排污管道和放空管道等受限管道外，其他管道应地上敷设。

6.7.6　站场管道布置宜逐步升高或逐步降低，避免管道形成聚集气袋和液袋，不可避免时，应根据施工和运维需求设置高点放空和低点排液。

6.7.7 站场管道补偿优先采用自然补偿，当自然补偿不能满足要求时，可采取调整管道支承件的型式或位置、设置“Π”型补偿等措施，改善管道柔性。

6.7.8 不宜在管道的“Π”型、“L”型补偿等位移较大处引出支管。

6.7.9 输气管道的放空管不应从主管底部接出。

6.7.10 站场管道净距应根据维检修空间确定，位移量较大的站场管道，可适当增大管道净距，并应满足管道柔性计算要求。

6.7.11 管道组成件的连接方式规定如下：

a) 线路截断阀、与线路管道连接的第一道阀门应采用全焊接阀体结构，并采用焊接连接；

b) 除因安装、检修需要采用法兰连接外，钢管、管件之间的连接应采用焊接连接；

c) 站场管道与仪表取源部件应采用焊接连接。

6.7.12 有滑动要求的设备或元件组合装置的鞍座，设计文件中应明确地脚螺栓在鞍座长圆孔中的定位要求。

6.8 管道防腐和保温设计

6.8.1 线路管道

6.8.1.1 线路管道应采用外防腐层和阴极保护联合的防腐蚀控制措施。

6.8.1.2 线路管道外防腐层应具备良好的电绝缘性、机械性、防潮防水性、附着力、耐化学性和热老化性、耐微生物侵蚀等基本性能，且易于施工和修补。

6.8.1.3 线路管道防腐层宜选用挤压聚乙烯防腐层、挤压聚丙烯防腐层、熔结环氧粉末防腐层，挤压聚乙烯防腐层应符合 GB/T 23257 的规定，挤压聚丙烯防腐层应符合 SY/T 7041 的规定，熔结环氧粉末防腐层应符合 GB/T 39636 的规定。采用 SY/T 7042 标准的钢管防腐热涂覆温度不应高于 200℃。

6.8.1.4 线路管道保温层宜采用工厂化预制，保温层材料可选用硬质聚氨酯泡沫塑料、硬质聚异氰脲酸酯等，防护层材料可选用聚乙烯材料、玻璃钢等，保温层的设计应符合 GB/T 50538 的规定。

6.8.1.5 穿越管道宜与一般线路段管道防腐层保持一致，宜采用加强级。

6.8.1.6 定向钻、直铺管等穿越管道应根据地层条件确定是否设置防护层，防护层宜选用玻璃钢材料，厚度不宜小于 1.2 mm。

6.8.1.7 跨越保温管道宜采用与一般线路段管道相同的防腐层。跨越非保温管道宜采用与一般线路段管道相同的防腐层或耐候性防腐层；当一般线路段管道采用挤压聚乙烯防腐层或挤压聚丙烯防腐层时，跨越段管道应采取耐候性保护措施；当一般线路段管道采用熔结环氧粉末防腐层时，跨越段管道宜采用耐候性能优异的面漆进行防护，也可采用其他耐候性保护措施；当跨越段管道采用耐候性防腐层时，防腐层的设计应符合 SY/T 7347 的规定，还需考虑管理维护的方便性。

6.8.1.8 防腐保温层的补口应与管道主体防腐保温层匹配，并应根据输送介质温度、管道沿线环境特点等因素通过技术经济比较确定。

6.8.1.9 管道补口需要满足下列要求。

a) 挤压聚乙烯防腐层管道的补口宜选用热熔胶型聚乙烯热收缩材料、无溶剂液体环氧涂料、无溶剂液体聚氨酯涂料。

b) 挤压聚丙烯防腐层管道的补口宜选用热熔胶型聚丙烯热收缩材料。

c) 熔结环氧粉末防腐层管道的补口宜选用环氧粉末涂料、无溶剂液体环氧涂料、热熔胶型聚乙烯热收缩材料。

d) 隧道内管道的补口可选用热熔胶型热收缩材料、压敏胶型热收缩材料、粘弹体胶带＋聚烯烃胶粘带。

e) 定向钻、直铺管等穿越管道防腐层补口设置防护层时，补口方式宜与一般线路段保持一致；防

腐层补口未设置防护层时，可选用定向钻用热熔胶型聚乙烯热收缩材料或纤维增强型聚乙烯热收缩材料。

6.8.1.10 线路管道阴极保护宜采用强制电流法，也可采用牺牲阳极法或两者相结合的方式进行保护。阴极保护设计应符合 GB/T 21447 和 GB/T 21448 的规定。

6.8.1.11 阴极保护站合建的同沟敷设、防腐层相同且管径相同或相近的并行管道宜采用联合阴极保护，阴极保护站分建的同沟敷设并行管道以及非同沟敷设的并行管道宜分别实施阴极保护。

6.8.1.12 在交、直流干扰源影响区域内的管道，应按 GB/T 50698 和 GB 50991 的规定，对交/直流干扰源进行调查，评估杂散电流干扰影响程度，根据评估结果采取相应的杂散电流干扰防护措施。

6.8.2 站场管道

6.8.2.1 站场管道及金属设施应采取外腐蚀控制措施，埋地管道可采用外防腐层和阴极保护联合的腐蚀控制措施。

6.8.2.2 地上管道及金属设施外防腐层应根据大气环境腐蚀等级选择相应配套的防腐层体系，防腐层设计应符合 SY/T 7036 的规定。

6.8.2.3 埋地管道外防腐层宜选用与线路管道相同的防腐层或熔结环氧粉末防腐层、无溶剂液体环氧防腐层、聚烯烃胶粘带防腐层、无溶剂液体环氧涂层＋聚烯烃胶粘带防腐层、粘弹体材料＋聚烯烃胶粘带防腐层、环氧酚醛防腐层。

6.8.2.4 保温结构由保温层和防护层组成，必要时可根据需要设置防潮层。地上管道及设备保温层厚度计算、保温防护层结构设计应符合 GB 50264 的规定。埋地管道保温防护层结构及制作应符合 GB/T 50538 的规定。

6.8.2.5 站场区域阴极保护应根据埋地管道数量、土壤环境、防腐层绝缘性能等因素合理选择保护方式，宜选用强制电流法、牺牲阳极法或两种方法相结合，阴极保护设计宜符合 SY/T 6964 的规定。

6.8.2.6 站场区域阴极保护系统的设计应与电力、自控仪表、通信等接地系统相协调。站场接地体应采用锌棒、镀锌扁钢、锌包钢等，不宜采用比钢电位更正的材料，如铜、石墨、低电阻模块等，如果使用，应采取适当措施予以隔离。

6.9 管道应力分析

6.9.1 一般规定

6.9.1.1 本部分所述的应力分析设计方法和评定准则适用于线路管道和站场管道。

6.9.1.2 在进行管道应力分析时，需考虑膨胀节和其他管道组成件的刚度。各种管道组成件的柔性系数和应力增大系数可按附录 K 中所列出的公式计算或选取，也可采用由试验或有限元分析获得更为精确的值。

6.9.1.3 管道热位移不应妨碍正常操作、维抢修、巡检等，必要时应采取限制热位移的措施。

6.9.1.4 管道应力应满足本文件要求，所有管道不应出现：由于应力超限或疲劳原因导致的管道或支承件失效；管道连接部位发生泄漏；因存在过大的推力或弯矩，而导致管道支承件、管道组成件或与管道连接的其他设备产生应力或荷载超限。

6.9.1.5 当管道连头温度有特殊要求时，应通过应力分析确定，并在设计文件中明确。

6.9.1.6 绝缘接头(法兰)的安装位置应通过管道应力分析确定。

6.9.2 管道应力分析的范围及方法

6.9.2.1 所有管道均应做应力分析，工程设计中宜根据管道的温度、压力、口径、敷设条件及连接设备类型确定采用目测法、简单公式法或详细分析方法。

6.9.2.2 符合以下条件之一的管道可不做详细应力分析：

a) DN50 以下的管道；

b) 与运行良好的管道相比，基本相同或基本相当的管道；

c) 与已通过应力分析的管道相比，确认有足够强度和柔性的管道；

d) 设计的管道中，管子尺寸相同、固定点不超过两个、不存在中间约束，且符合公式(27)：

$$\frac{Dy}{(L-U)^2} \leqslant K_1 \qquad \cdots\cdots(27)$$

式中：

D ——管道外直径，单位为毫米(mm)；

y ——管道所需吸收的总的线位移，单位为毫米(mm)；

L ——管道在两固定点间的展开长度，单位为米(m)；

U ——两固定点之间的直线距离，单位为米(m)；

K_1 ——$208\ 000S_A/E_a$，单位为毫米每米的二次方[$(mm/m)^2$]；

E_a ——管道材料在 20 ℃时的弹性模量，单位为兆帕(MPa)；

S_A ——由公式(44)计算出的许用位移应力范围，单位为兆帕(MPa)。

6.9.2.3 埋地管道应进行径向稳定性校核。当管道埋设较深或外荷载较大时，应按无内压状态校核稳定性。

6.9.2.4 承受轴向压应力的埋地管道应进行轴向稳定性校核。

6.9.2.5 有冲击、压力脉动等振动荷载的管道宜采用动态分析方法进行管道应力分析。

6.9.3 管道约束条件

6.9.3.1 应力分析时，应确定管道约束条件。

6.9.3.2 管道轴向或横向无位移变形的为完全约束。下列管道一般宜确定为完全约束条件：

a) 远离弯管部分的埋地长直管道；

b) 敷设在坚硬或密实土壤中的弯管及与其相邻的管道。

6.9.3.3 管道轴向或横向有位移变形的为非完全约束。下列管道一般宜确定为非完全约束条件：

a) 通过自身柔性能够吸收温度膨胀和附加位移的地上管道；

b) 敷设在软弱或松散土壤中的弯管及与其相邻的管道；

c) 埋地管道的未回填段及与其相邻的管道；

d) 端部密封承受内压的管道。

6.9.4 荷载及其组合工况

6.9.4.1 管道应力分析荷载分类如下。

a) 持久性荷载：永久作用于管道的荷载，如压力和重力荷载。

b) 偶然性荷载：短时间作用于管道的荷载，如风、地震、阀门开关时的反冲力和压力升高、冰雪、不均匀沉降、冻胀、融沉、塌陷等荷载。在某些特定情况下，冰雪、不均匀沉降、冻胀、融沉、塌陷等荷载可视为持久性荷载。

c) 交变性荷载：大小和方向随时间发生变化的荷载，如温差、风力引起的端点位移、压力脉动、公路和铁路车辆轮压等荷载。

6.9.4.2 管道应力分析的荷载组合工况如下：

a) 压力、重力(包括绝热层、管道组成件、配重块和管道内流体的重量)等持久性荷载同时作用；

b) 持久性荷载与偶然荷载同时作用；

c) 温差引起的荷载与其他位移荷载同时作用；

d） 完全约束管道的持续性荷载与位移荷载同时作用。

6.9.4.3 偶然性荷载的条件和要求如下：

a） 基本地震动峰值加速度不小于 0.1g 时，应计算地震荷载；

b） 风荷载和地震荷载不宜构成组合工况；

c） 阀门开关引起的荷载不与风荷载或地震荷载构成组合工况；

d） 不均匀沉降、冻胀、融沉和塌陷产生的荷载可与其他偶然性荷载构成组合工况。

6.9.5 应力计算及校核

6.9.5.1 钢管材料的物理性能参数

材料主要的物理参数选取规定如下。

a） 线膨胀系数：碳钢及低合金钢的线膨胀系数宜取 11.7×10^{-6} mm/(mm·℃)。

b） 弹性模量：柔性分析应基于环境温度下的弹性模量。

c） 泊桑比：泊桑比宜取 0.3，但也可通过试验验证等方法取更为精确的值。

6.9.5.2 应力计算

6.9.5.2.1 内压作用下管道的环向应力应按公式(28)计算：

$$S_H=\frac{PD}{2t} \qquad \cdots\cdots(28)$$

式中：

S_H ——内压作用下管道的环向应力，单位为兆帕(MPa)；

P ——设计压力，单位为兆帕(MPa)；

D ——管道外直径，单位为毫米(mm)；

t ——管道设计壁厚，单位为毫米(mm)。

6.9.5.2.2 内压、温度、重力和其他外部荷载产生的管道轴向应力计算要求如下：

a） 完全约束的管道由内压引起的轴向应力应按公式(29)计算：

$$S_P=0.3S_H \qquad \cdots\cdots(29)$$

b） 非完全约束的管道由内压引起的轴向应力应按公式(30)计算：

$$S_P=0.5S_H \qquad \cdots\cdots(30)$$

c） 完全约束的管道热胀轴向应力应按公式(31)计算：

$$S_T=E\alpha(T_1-T_2) \qquad \cdots\cdots(31)$$

式中：

E ——弹性模量，单位为兆帕(MPa)；

S_T ——热胀轴向应力，单位为兆帕(MPa)；

T_1 ——管道的安装温度，单位为摄氏度(℃)；

T_2 ——管道的操作温度，单位为摄氏度(℃)；

α ——线膨胀系数，单位为毫米每毫米摄氏度[mm/(mm·℃)]。

d） 直管、感应加热弯管及冷弯管由重力或其他外部荷载引起的轴向弯曲应力应按公式(32)计算：

$$S_B=M/Z \qquad \cdots\cdots(32)$$

式中：

M ——管道横截面上的弯矩，单位为牛米(N·m)；

Z ——管道抗弯截面模量，单位为立方厘米(cm^3)。

e） 管件由重力或其他外部荷载引起的轴向弯曲应力应按公式(33)计算：

$$S_B = M_R / Z \quad \cdots\cdots (33)$$

式中：

M_R——管件横截面上的综合弯矩，应按公式(34)计算，单位为牛米(N·m)：

$$M_R = \sqrt{[(0.75 i_i M_i)^2 + (0.75 i_o M_o)^2 + M_t^2]} \quad \cdots\cdots (34)$$

式中，$0.75i \geqslant 1$，且：

i_i ——平面内应力增大系数，见附录 K；

i_o ——平面外应力增大系数，见附录 K；

M_i ——平面内弯矩，单位为牛米(N·m)；

M_o——平面外弯矩，单位为牛米(N·m)；

M_t ——扭矩，单位为牛米(N·m)。

f) 除热胀和内外压力之外其他轴向荷载引起的轴向应力应按公式(35)计算：

$$S_X = R / A \quad \cdots\cdots (35)$$

式中：

R——外荷载轴向分量，单位为牛顿(N)；

A——管道金属横截面积，单位为平方毫米(mm^2)。

6.9.5.2.3 总轴向应力计算要求如下：

a) 完全约束的管道总轴向应力应按公式(36)计算：

$$S_L = S_P + S_T + S_X + S_B \quad \cdots\cdots (36)$$

b) 非完全约束的管道总轴向应力应按公式(37)计算：

$$S_L = S_P + S_X + S_B \quad \cdots\cdots (37)$$

式中 S_L、S_T、S_X及 S_B可为负值。

c) 安装过程中由弹性敷设、吊管等产生的应力，应分析其是否计入轴向应力。

6.9.5.2.4 完全约束管道的组合应力计算要求如下：

a) 完全约束的管道直管段的组合应力，可根据最大剪切应力理论按公式(38)计算：

$$S_{eq} = 2\sqrt{[(S_H - S_L)/2]^2 + S_t^2} \quad \cdots\cdots (38)$$

式中：

S_{eq}——组合应力，单位为兆帕(MPa)；

S_t——扭转应力，单位为兆帕(MPa)。

b) 完全约束的管道直管段的组合应力，也可以根据最大形状改变比能理论，按公式(39)计算：

$$S_{eq} = \sqrt{S_H^2 - S_H S_L + S_L^2 + 3S_t^2} \quad \cdots\cdots (39)$$

c) 当扭转应力可被忽略时，组合应力可按公式(40)或公式(41)计算：

$$S_{eq} = \max\{|S_H - S_L|, |S_H|, |S_L|\} \quad \cdots\cdots (40)$$

$$S_{eq} = \sqrt{S_H^2 - S_H S_L + S_L^2} \quad \cdots\cdots (41)$$

d) 组合应力计算时非同时作用于管道的应力可不进行叠加。

6.9.5.2.5 非完全约束的管道由热膨胀和周期性、振动或循环位移等荷载引起的应力范围应按公式(42)计算：

$$S_E = M_E / Z \quad \cdots\cdots (42)$$

$$M_E = \sqrt{[(i_i M_i)^2 + (i_o M_o)^2 + M_t^2]} \quad \cdots\cdots (43)$$

式中：

M_E——两个应力状态之间的综合力矩范围，单位为牛米(N·m)。

6.9.5.3 校核评定准则

6.9.5.3.1 依据 6.9.5.2 计算的输气管道的应力值不应大于表 19 中的许用值。

表 19　输气管道许用值

约束条件	应力范围 S_E	轴向应力 S_L	组合应力 S_{eq}
完全约束	—	$0.9S_YT$	kS_YT^b
非完全约束	S_A[a]	$0.75S_YT$	—

注：

T ——温度折减系数，当温度小于 120 ℃时取 1；

S_Y ——钢管标准规定的最小屈服强度，单位为兆帕(MPa)；

k ——对于持久荷载，k 不大于 0.9，对于非周期的偶然荷载，k 不大于 1.0。

[a] 见 6.9.5.3.3。

[b] 上述组合应力的评定准则仅适用于直管道。

6.9.5.3.2　依据 6.9.5.2 计算的输油管道的应力值不应大于表 20 中的许用值。

表 20　输油管道许用值

约束条件	应力范围 S_E	轴向应力 S_L	持久荷载与偶然荷载轴向应力之和	组合应力 S_{eq}
完全约束	$0.9S_Y$	$0.9S_Y$	$0.9S_Y$	$0.9S_Y$
非完全约束	S_A[a]	$0.75S_Y$	$0.8S_Y$	—

[a] 见 6.9.5.3.3。

6.9.5.3.3　依据 6.9.5.2 计算的应力范围 S_E 不应超过规定的许用应力范围值 S_A。许用应力范围值 S_A 应按公式(44)计算：

$$S_A = f[1.25(S_c + S_h) - S_L] \quad \cdots\cdots(44)$$

式中：

f ——许用应力范围折减系数。

$$f = 6.0N^{-0.2} \leqslant 1.0 \quad \cdots\cdots(45)$$

其中：

N——预期工作寿命内，以最大应力范围为基准的当量循环次数。

S_c——循环荷载作用下管道组成件材料在最低操作温度下的许用应力，输气管道和输油管道应分别取值，单位为兆帕(MPa)。

输气管道：

$$S_c = \frac{1}{3}S_uT \quad \cdots\cdots(46)$$

输油管道：

$$S_c = \frac{1}{3}S_u \text{ 和} \frac{2}{3}S_Y \text{ 中的较小值} \quad \cdots\cdots(47)$$

S_h——循环荷载作用下管道组成件材料在最高操作温度下的许用应力，输气管道和输油管道应分别取值，单位为兆帕(MPa)

输气管道：

$$S_h = \frac{1}{3}S_uT \quad \cdots\cdots(48)$$

输油管道：

$$S_h = \frac{1}{3}S_u \text{ 和} \frac{2}{3}S_Y \text{ 中的较小值} \quad \cdots\cdots(49)$$

其中：

S_u——最小抗拉强度，单位为兆帕(MPa)。

6.9.6 稳定性校核

6.9.6.1 局部屈曲校核

为防止管道局部屈曲，由内压、管道及其内部介质重量、管顶覆土重量、外静水压力及浮力等荷载引起的轴向压缩应变不应大于临界屈曲应变，临界屈曲应变可按公式(50)、公式(51)计算。

$$\frac{(P-P_o)D}{2tS_Y} < 0.4 \text{ 时}, \quad \varepsilon = 0.4\frac{t}{D} - 0.002 + 2\,400\left[\frac{(P-P_o)D}{2tE}\right]^2 \quad \cdots\cdots(50)$$

$$\frac{(P-P_o)D}{2tS_Y} \geqslant 0.4 \text{ 时}, \quad \varepsilon = 0.4\frac{t}{D} - 0.002 + 2\,400\left(\frac{0.4S_Y}{E}\right)^2 \quad \cdots\cdots(51)$$

式中：

D ——管道外直径，单位为毫米(mm)；

E ——管道材料的弹性模量，单位为兆帕(MPa)；

P ——设计压力，单位为兆帕(MPa)；

P_o ——外部静水压力，单位为兆帕(MPa)；

S_Y ——管道材料标准最小屈服强度，单位为兆帕(MPa)；

t ——管道设计壁厚，单位为毫米(mm)。

6.9.6.2 径向稳定性校核

径向稳定性校核应按公式(52)～公式(55)计算。

$$\Delta X \leqslant 0.03D \quad \cdots\cdots(52)$$

$$\Delta X = \frac{ZKWD_m^3}{8EI + 0.061E_sD_m^3} \quad \cdots\cdots(53)$$

$$W = W_1 + W_2 \quad \cdots\cdots(54)$$

$$I = \frac{\delta_n^3}{12} \quad \cdots\cdots(55)$$

式中：

ΔX ——钢管水平径向的最大变形量，单位为米(m)；

D ——管道外直径，单位为米(m)；

Z ——钢管变形滞后系数，宜取 1.5；

K ——基床系数，宜按表 21 的规定选取；

W ——作用在单位管长上的总竖向荷载，单位为牛每米(N/m)；

D_m ——钢管平均直径，单位为米(m)；

E ——管道材料的弹性模量，单位为牛每平方米(N/m^2)；

E_s ——土壤变形模量，单位为牛每平方米(N/m^2)，宜采用现场实测数，当无实测资料时，可按表 21 选取；

W_1 ——单位管长上的竖向永久荷载，单位为牛每米(N/m)；

W_2 ——地面可变荷载传递到管道上的荷载，单位为牛每米(N/m)；

I ——单位管长截面惯性矩，单位为四次方米每米(m^4/m)；

δ_n ——钢管设计壁厚，单位为米(m)。

表 21 敷管条件的设计参数

敷管类型	敷管条件	E_s MN/m²	基床包角 (°)	基床系数 K
1 型	管道敷设在未扰动的土上，回填土松散	1.0	30	0.108
2 型	管道敷设在未扰动的土上，管子中线以下的土轻轻压实	2.0	45	0.105
3 型	管道放在厚度至少有 100 mm 的松土垫层内，管顶以下的回填土轻轻压实	2.8	60	0.103
4 型	管道放在砂卵石或碎石垫层内，垫层顶面应在管底以上 1/8 管径处，但不应小于 100 mm，管顶以下回填土夯实密度约 80%	3.8	90	0.096
5 型	管子中线以下放在压实的黏土内，管顶以下回填土夯实，夯实密度约 90%	4.8	150	0.085

6.9.6.3 轴向稳定性校核

6.9.6.3.1 完全约束的管道轴向力应按公式(56)计算：

$$N=(S_P+S_T+S_X+S_B)A \quad \cdots\cdots(56)$$

式中：

N ——管道由各种荷载产生的轴向力，单位为兆牛(MN)；

A ——钢管横截面积，单位为平方米(m²)。

6.9.6.3.2 当 N 为正值时，表示 N 为轴向压缩力，应按照公式(57)验算轴向稳定性：

$$N \leqslant \frac{N_{cr}}{n} \quad \cdots\cdots(57)$$

式中：

N_{cr}——管道开始失稳时的临界轴向力，单位为兆牛(MN)，计算方法见附录 L；

n ——安全系数，公称直径大于 500 mm 的钢管宜取 1.33；公称直径小于或等于 500 mm 的钢管宜取 1.11。

6.9.6.3.3 当 N 为负值时，表示 N 为轴向拉力，可不验算轴向稳定性。

6.9.6.4 定向钻穿越管道径向稳定性校核

定向钻穿越管道在扩孔回拖时，应按照公式(58)～公式(62)进行空管在泥浆压力作用下的径向稳定性校核。

$$P_s \leqslant F_d P_{yp} \quad \cdots\cdots(58)$$

$$P_{yp}^2-\left[\frac{\sigma_s}{m}+(1+6mn)P_{cr}\right]P_{yp}+\frac{\sigma_s P_{cr}}{m}=0 \quad \cdots\cdots(59)$$

$$m=\frac{D}{2\delta} \quad \cdots\cdots(60)$$

$$n=\frac{f_o}{2} \quad \cdots\cdots(61)$$

$$P_{cr}=\frac{2E\left(\frac{\delta}{D}\right)^3}{1-\mu^2} \qquad \cdots\cdots(62)$$

式中：

P_s——泥浆压力，取 1.5 倍泥浆静压力或回拖施工时的实际动压力，单位为兆帕(MPa)；

F_d——穿越管道径向屈曲稳定设计系数，按 0.6 选取；

P_{yp}——穿越管道所能承受的极限外压力，单位为兆帕(MPa)；

P_{cr}——钢管弹性变形临界压力，单位为兆帕(MPa)；

f_o——钢管不圆度。

7 施工和安装

7.1 通用规定

7.1.1 管道安装单位

7.1.1.1 管道安装单位应取得相应的特种设备安装许可证，按照批准的范围从事管道安装工作。同时，依据有关法规、安全技术规范的要求建立压力管道安装质量保证体系且有效运行。

7.1.1.2 安装单位及其法定代表人(主要负责人)应对管道的安装质量负责，并且按照有关技术规范以及相应标准的要求对所安装的管道组成件进行验收。

7.1.2 施工告知

管道施工前，安装单位应向管道安装工程所在地特种设备安全监管部门办理施工告知。

7.1.3 安装监督检验

7.1.3.1 建设单位(或者安装单位)应在施工前向特种设备监督检验机构提出管道监督检验申请，并且与监督检验机构签订监督检验合同(协议)。监督检验机构与建设单位、设计单位、安装单位、无损检测机构等，应按照本文件以及 TSG D7006 的规定分别开展监督检验和受检工作。监督检验工作完成后，监督检验机构应在监督检验合同规定的期限内出具符合 TSG D7006 规定的特种设备监督检验证书。

7.1.3.2 应进行监督检验而未经监督检验或者监督检验不合格的管道不应投入使用。

7.1.4 安装工艺文件

管道安装施工前，安装单位应编制与管道安装相适应的施工组织设计(施工方案)等工艺技术文件，经建设单位审批后方可进行管道安装工作。

7.1.5 设计变更

7.1.5.1 管道的施工和安装应按设计文件要求及本文件的规定进行，当需要修改设计文件及工程材料代用时，应经原设计单位同意并出具书面文件。

7.1.5.2 发生设计变更的，应在竣工文件中对改动部位做详细记载。

7.1.6 安装质量证明文件

7.1.6.1 安装质量证明文件应包括下列内容。

a) 管道安装竣工图，除设计单位提供的设计文件外，还包括管道轴测图、设计修改文件和材料代用单等，设计修改和材料代用等变更内容应在竣工图上直接标注。管道轴测图包括管道组成

件的材质、规格、型号和炉批号、预制管段的加工长度和尺寸偏差、焊缝位置、焊缝编号、焊工代号、无损检测方法、无损检测焊缝的位置、焊缝返修位置、热处理焊缝位置(如有)、管道支承件位置和类型、埋地管道埋深或者标高等。

b) 管道组成件、支承件、焊接材料和防腐补口材料的产品合格证、质量证明书或复验、试验报告;压力管道元件以及安全附件制造单位许可证、压力管道元件制造监督检验证书、压力管道元件型式试验报告和证书(包括由建设单位采购的压力管道元件)。

c) 管道施工检查记录、无损检测报告、压力试验报告、其他检验和试验报告。

d) 如果现场制作管道组成件或管道支承件,提交管道组成件和管道支承件的质量证明书。

7.1.6.2 管道安装工程竣工后,安装单位应将工程项目中的管道安装及其检测资料单独组卷,向建设单位提交安装质量证明文件和安装监督检验证书,并由建设单位保存。

7.1.7 资质要求

7.1.7.1 参与管道施工的特种作业人员和特种设备作业人员应具有相关部门颁发的资格证书,并在有效期内。

7.1.7.2 安装单位应建立手工焊焊工和焊机操作工技术档案,手工焊焊工和焊机操作工应按照TSG Z6002 的规定考核合格,并取得相应项目的特种设备作业人员证后,方可在有效期间内承担合格项目范围内的焊接工作。

7.1.8 机具器具

7.1.8.1 施工单位应做好施工设备的准备及专用施工机具的制作和配置。

7.1.8.2 用于检测的计量器具应按规定进行检定或校准,并在有效期内使用。

7.1.9 其他要求

7.1.9.1 管道组成件、管道支承件及材料在施工过程中应妥善保管,不应混淆或损坏,其色标或标记(铭牌)应明显清晰完整,并能够追溯到产品质量证明文件。

7.1.9.2 钢管、管件在切割、加工和防腐前宜保存材料的原始标记,当无法保存时应做好标记移植。

7.1.9.3 施工前,建设单位应组织开展图纸会审、设计交底,施工单位应进行施工技术交底和 HSE 技术交底。

7.2 材料现场检查和验收

7.2.1 一般规定

7.2.1.1 材料入库和施工安装前,应检查出厂合格证和质量证明文件。按照设计文件和产品质量标准的规定核对其材质、规格、型号和数量,并逐个进行外观质量、几何尺寸(含偏差)和热处理状态的检查验收,其结果应符合设计文件、相应产品标准或合同的规定,不合格者不应使用。

7.2.1.2 当设计文件或合同要求时,应按照其规定对材料进行复检和复验。

7.2.1.3 管道组成件应妥善保管,不应混淆或损坏。不锈钢在存储期间不应与碳钢、低合金钢接触。暂不安装的管道、阀门和管件,应封闭管口。

7.2.2 线路管道

7.2.2.1 钢管表面的尖缺口、凿痕及划痕等缺欠,应修磨处理,其剩余壁厚不应小于 95%设计壁厚。

7.2.2.2 钢管表面凹坑处有尖点、凹坑位于焊缝处、凹坑影响焊缝处管体曲率以及凹坑深度超过钢管公称直径 2%时,应将该处管段切除。钢管管端出现夹层或槽痕、压扁或屈曲,应将该处管段切除。

7.2.2.3　钢管管端不圆度超标时，应采用适宜的方法及机具进行矫正，当环境气温低于零度，矫正前宜对钢管进行局部加热至 50 ℃～100 ℃。

7.2.2.4　防腐钢管出厂检验合格证应齐全、清晰，标识应完整、清晰可辨认。防腐层外观应完整、光洁、无损伤，防腐管端应无翘边。管端防腐留口尺寸应符合设计要求及相关标准规定，管口应无损伤，两端应有齐全的管口保护圈。

7.2.3　站场管道

7.2.3.1　管道组成件和支承件在运输、加工和安装过程中应避免材料表面的机械损伤，对有损伤的部位应进行补焊或修磨，剩余壁厚不应小于 95%设计壁厚。

7.2.3.2　不锈钢管道组成件应采用光谱分析仪进行金属材料验证检验(PMI)，检查合金元素的成分。每批应抽查 5%，且不少于一件，不合格时，应加倍抽查，仍有不合格时，该批材料不应使用。

7.2.3.3　法兰密封面应平整光洁，不应有毛刺、划痕或沟槽。法兰螺纹部分应完整，无损伤。螺栓及螺母的螺纹应完整，不应有伤痕、毛刺，螺栓与螺母应配合良好，不应有松动或卡涩。

7.2.3.4　阀门安装前应逐个进行壳体压力试验和密封试验，经设计单位同意，建设单位批准，且有驻厂监造人员见证记录，安装前可不进行现场压力试验，现场压力试验要求应符合 GB/T 50540 的要求。

7.2.3.5　恒力、变力弹簧支吊架、弹簧减振器和阻尼器应查验性能试验报告和状态指示。

7.3　线路管道施工

7.3.1　交接桩及测量放线

7.3.1.1　建设单位组织交接桩，监理、设计和施工单位应参加并签署交接桩记录。

7.3.1.2　交接桩应包括线路、穿(跨)越、站场、阀室控制桩及管道中线坐标。

7.3.1.3　交接桩完成后，施工单位应进行测量放线，并设置转角桩、变坡桩、变壁厚桩、地下障碍物标志桩、边线桩等，测量放线应符合 GB 50369 的规定。

7.3.1.4　管道水平转角较大时，应增设加密桩。弹性敷设管段或冷弯管管段，其水平转角应根据切线长度、外矢矩等参数在地面上放出曲线。感应加热弯管管段应根据曲率半径和角度放出曲线。

7.3.2　施工作业带清理

7.3.2.1　施工作业带占地宽度应根据管道直径、管道埋深、地形地貌、地质条件、施工装备及管道安装方式等因素综合确定。

7.3.2.2　施工作业带应平整，承载力应满足施工要求。影响施工作业的障碍物应清理，积水地段宜排水。

7.3.2.3　作业带清理不应影响地表径流畅通。

7.3.2.4　清理和平整施工作业带过程中，应保护控制桩，损坏时应及时恢复。

7.3.3　装卸、运输及保管

7.3.3.1　钢管装车前，应核对钢管的防腐等级、材质、壁厚。

7.3.3.2　钢管运输的拖车与驾驶室之间应设置止推挡板，立柱应牢固。钢管应捆扎牢固，并应采取控制钢管变形和防腐层破损的措施。

7.3.3.3　钢管装卸不应损伤防腐层，并应符合下列规定：

a)　应使用不损伤管口的专用吊具，感应加热弯管和冷弯管应采用吊带装卸；

b)　在起吊过程中应采用牵引绳、加垫胶皮等措施防止钢管碰撞损坏。

7.3.3.4　钢管的堆放符合下列规定。

a) 钢管应按不同规格、材质、防腐形式等分开堆放。钢管存放和堆置高度应保证钢管不发生损伤和永久变形，采取防止滚落的措施；
b) 每层钢管之间应垫放软垫，最下层的钢管下宜铺垫砂土袋或两排枕木，枕木上方应设置软垫，钢管距地面的距离宜大于 200 mm；
c) 钢管的允许堆放层数应符合表 22 的规定。

表 22 钢管允许堆放层数

公称直径 mm	DN＜200	200≤DN＜300	300≤DN＜400	400≤DN＜600	600≤DN＜800	800≤DN＜1 200	DN≥1 200
堆放层数	≤10	≤8	≤6	≤5	≤4	≤3	≤2

7.3.3.5 防腐钢管露天存放时间不宜超过 3 个月，否则应采取遮阳防晒等防护措施。

7.3.3.6 冷弯管和感应加热弯管应分别单层堆放，并应平放在不损伤防腐层的支墩上，冷弯管支墩不应少于 3 个。

7.3.4 布管

7.3.4.1 应按设计文件规定的钢管材质、规格和防腐层等级布管。布管前宜测量管口周长、直径，进行管口匹配。

7.3.4.2 临时堆管场地应平坦，无石块、积水和坚硬根茎等损伤防腐层的物体。钢管下宜设置两条土埂或土袋。

7.3.4.3 布管前每根钢管应设置管墩，管墩的高度应满足坡口加工及焊接需求。非土方地段管墩与钢管之间宜用袋装软质材料铺垫。

7.3.4.4 布管时，钢管首尾应错开摆放。

7.3.4.5 坡地布管时，应采取防止滚管、滑管的措施。

7.3.4.6 吊装设备能力应满足吊装和布管作业要求，吊具应为专用起重吊具。

7.3.4.7 沟上布管及组装焊接时，管道的边缘至管沟边缘距离应满足设计文件及相关标准要求。

7.3.5 现场坡口加工

7.3.5.1 管端坡口应依据焊接工艺规程的要求进行加工、检查。

7.3.5.2 采用机动焊焊接工艺时，管端坡口宜采用坡口机在施工现场进行加工。

7.3.5.3 管端坡口如有机械加工形成的内卷边，应用锉刀或砂轮机清除整平。

7.3.6 冷弯管制作

7.3.6.1 冷弯管宜在现场集中制作，并出具质量证明文件。

7.3.6.2 冷弯管应根据现场需求标识弯管角度、壁厚、曲率半径等参数。

7.3.6.3 冷弯管制作应符合设计文件的规定，并满足表 14、表 23 的要求。

表 23 冷弯管外观和主要尺寸规定

种类	外观和主要尺寸	其他规定
冷弯管	无褶皱、裂纹、机械损伤；弯曲段的不圆度应小于 2.0%，端部直管段的不圆度应小于 0.8%	端部直管段长度不应小于 2 m

7.3.7 管沟开挖

7.3.7.1 管沟尺寸应满足设计文件要求。

7.3.7.2 当石方管沟采用机械或爆破开挖时，应在布管前完成。爆破作业应由有爆破资质的单位承担，爆破作业应采取安全措施。

7.3.7.3 石方、卵砾石土、碎石土、冻土等地段管沟开挖，应按管底标高超挖 300 mm。沟壁不应有欲坠的石块，沟底应平整且不应有石块。

7.3.7.4 管沟成型应符合下列规定：

a) 直线段管沟应顺直；

b) 曲线段管沟应圆滑过渡，曲率半径应满足设计文件要求；

c) 管沟沟底标高、沟底宽度、变坡点位移、管沟中心线的允许偏差应符合表 24 的规定。

表 24 管沟中心线、沟底标高、沟底宽度、变坡点位移的允许偏差

单位为毫米

项目	允许偏差
管沟中心线偏移	＜150
沟底标高	+50 −100
沟底宽度	−100
变坡点位移	＜1 000

7.3.7.5 水平转角处管沟需适当加宽，并保证曲率半径符合要求。

7.3.8 管口组对和焊接

7.3.8.1 焊接工艺评定

7.3.8.1.1 管道焊接应采用评定合格的焊接工艺。焊接工艺评定应符合 GB/T 31032 的规定，管道的环焊接头还应进行 CVN 冲击试验、宏观金相试验以及硬度试验。

7.3.8.1.2 CVN 冲击试验温度不应高于最低设计温度，合格指标应符合设计文件的规定。L485 及以上钢级管道的环焊接头应进行 CTOD(裂纹尖端张开位移)试验，CTOD 试验温度不应高于最低设计温度，裂纹尖端张开位移值不宜低于 0.254 mm。

7.3.8.1.3 焊接材料的选用应按照母材的化学成分、力学性能、焊接性、使用条件及现场施工条件等因素综合确定并符合 5.4 的规定，且通过焊接工艺评定验证。

7.3.8.1.4 焊工现场施焊项目应与其所持的资格证书项目相符。

7.3.8.2 焊接环境

焊接作业过程中应进行焊接环境的监测，下列任何一种环境中，未采取有效防护措施不应进行焊接：

a) 雨雪天气；

b) 大气相对湿度大于 90%；

c) 低氢型焊条电弧焊，风速大于 5 m/s；

d) 纤维素焊条电弧焊、埋弧焊，风速大于 8 m/s；

e) 气体保护焊，风速大于 2 m/s；

f) 环境温度低于焊接工艺规程中规定的温度。

7.3.8.3 焊接设备

焊接设备应满足焊接工艺要求，具有良好的工作状态和安全性。

7.3.8.4 管口组对

7.3.8.4.1 管口组对宜使用内对口器，不具备使用内对口器条件时可选用外对口器。

7.3.8.4.2 不应使用锤击的方法对管口整形。

7.3.8.4.3 管道坡口加工及组对间隙应符合焊接工艺规程的要求，推荐的管道坡口形式和组对尺寸见附录 M 中 M.1。

7.3.8.4.4 不等壁厚管口组对规定如下。

a) 壁厚差不大于 2.5 mm 时可直接焊接。

b) 壁厚差大于 2.5 mm 且不大于 1/2 薄壁管壁厚时，应采用内削薄坡口或内孔锥型坡口，公称直径不小于 DN600 的管道，宜采用内孔锥型坡口。内削薄坡口过渡角度不应大于 15°；采用内孔锥型坡口时，厚壁管削薄长度应满足设计文件要求，过渡角度不应大于 30°。

c) 内削薄坡口过渡角度不应大于 15°；采用内孔锥型坡口时，厚壁管削薄长度应满足设计文件要求，过渡角度不应大于 30°。

d) 壁厚差大于 1/2 薄壁管壁厚时，应采用过渡管进行过渡。

注：本条中壁厚指设计壁厚。

7.3.8.4.5 管口组对符合表 25 的规定。

表 25 管口组对规定

序号	检查项目	规定要求
1	管内清扫	无污物
2	管口清理(25 mm 范围内)和修口	管口应完好无损，无铁锈、油污、油漆、毛刺
3	管端螺旋焊缝或直焊缝余高打磨	端部 10 mm 范围内余高应打磨，并平缓过渡。采用全自动超声波、相控阵超声波检测时，制管焊缝余高应满足无损检测要求
4	两管口螺旋焊缝或直焊缝间距	错开间距不应小于 100 mm
5	错边要求	当设计壁厚不大于 8 mm 时，错边量不应大于 1 mm；当设计壁厚大于 8 mm 且小于 24 mm 时，错边量不宜大于 1/8 设计壁厚，且大于 1/8 设计壁厚但不大于 3 mm 的局部错边连续长度不应超过 50 mm；当设计壁厚不小于 24 mm 时，错边量不应大于 3 mm
6	钢管短节长度	不应小于钢管外直径且不应小于 500 mm
7	管端斜口	角度偏差不应大于 3°

7.3.8.5 焊接的基本要求

7.3.8.5.1 管道焊接可采用焊条电弧焊、埋弧焊、非熔化极气体保护电弧焊(钨极氩弧焊)、熔化极气体保护电弧焊、气保护药芯焊丝电弧焊或其组合。

7.3.8.5.2 焊接方式可采用手工焊、半自动焊、机动焊或其组合。焊接方式应结合管径、钢级、地形及施工装备配置能力等进行选择，并符合设计文件规定。公称直径 DN1 000 及以上或 L485 及以上钢级的

管道焊接，宜尽可能采用机动焊方式。

7.3.8.5.3　预热和道间温度、焊后缓冷应符合焊接工艺规程要求。

7.3.8.5.4　焊接时不应在坡口以外的管壁上引弧。

7.3.8.5.5　焊接作业应执行焊接工艺规程。

7.3.8.5.6　使用内对口器时，应在根焊全部完成后拆卸和移动对口器，移动对口器时，管子应保持平衡。外对口器撤离时，完成的根焊道长度和间距均匀、对称分布于管口圆周，符合焊接工艺规程规定的长度比例要求且不低于钢管圆周长度的50%。

7.3.8.5.7　不等壁厚焊口、直管与感应加热弯管焊口、连头焊口、返修焊口应连续焊接完成。

7.3.8.5.8　当日不能完成的焊口应完成50%以上钢管壁厚的焊接，且不应少于三层。未完成的焊口应采用干燥、防水、绝热的材料覆盖好。次日焊接前，应预热至焊接工艺规程要求的最低温度。

7.3.8.5.9　焊接前每个引弧点和接头应修磨。应在前一焊道全部完成后，方可开始下一焊道的焊接。

7.3.8.5.10　在焊接作业中，焊工应对自己所焊的焊道进行自检和焊缝修补工作，每处焊缝修补长度应不小于50 mm。

7.3.8.5.11　电弧烧痕应进行打磨，打磨后的剩余钢管壁厚应符合7.2.2.1的规定。

7.3.8.6　焊接质量检验

7.3.8.6.1　焊缝应先进行外观检查，外观检查合格后方可进行无损检测。焊缝外观需符合下列规定：

a)　焊缝外观成型均匀一致，焊缝及其热影响区表面上不应有裂纹、未熔合、气孔、夹渣、飞溅、夹具焊点等缺陷；

b)　焊缝表面不应低于母材表面，焊缝余高宜在0 mm～3 mm范围内，当焊缝余高超高时，应进行打磨并与母材圆滑过渡；

c)　焊缝表面每侧宽度不应小于坡口表面宽度0.5 mm；

d)　咬边的最大尺寸应符合表26中的规定。

表26　咬边的最大尺寸

深度	长度
大于0.8 mm或大于钢管设计壁厚的12.5%，取二者中的较小值	任何长度均不合格
大于0.4 mm且不大于0.8 mm，或大于钢管设计壁厚的6%且不大于钢管设计壁厚的12.5%，取二者中的较小值	在焊缝任何300 mm连续长度上不超过50 mm，或焊缝长度的1/6，取二者中的较小值
不大于0.4 mm或不大于钢管设计壁厚的6%，取二者中的较小值	任何长度均为合格

7.3.8.6.2　每个焊接机组宜在工程开工的前100道焊口随机抽取2道焊口进行理化性能试验。开工的100道焊口完成后，每个焊接机组宜每1 000道焊口随机抽取1道口进行理化性能试验，不足1 000道抽1道。

7.3.8.6.3　抽取的环焊接头理化性能试验应包含横向拉伸试验、弯曲试验、刻槽锤断试验、CVN冲击试验和宏观金相试验，试验结果应符合GB/T 31032及设计文件的要求。

7.3.8.6.4　抽取的环焊接头理化性能试验结果不合格时，应在原试件原取样位置附近加倍制取试样进行复验。复验不合格时，则需从原送检试件相邻的环焊接头加倍取件进行复检，加倍复检仍不合格，应分析不合格产生的原因，进行整改。

7.3.8.7　焊缝缺陷的清除和返修

7.3.8.7.1　焊缝内表面或外表面余高上的弧坑裂纹或星形裂纹可打磨清除。

7.3.8.7.2 焊缝存在符合下列情况之一的裂纹时，焊口应割除：

a) 长度超过 4 mm 的浅弧坑裂纹或星形裂纹；

b) 单个裂纹长度或多个裂纹累计长度大于焊缝总长度的 8%；

c) 浅弧坑裂纹或星形裂纹以外的任何裂纹。

7.3.8.7.3 除 7.3.8.7.2 规定的裂纹外，应使用评定合格的返修焊接工艺进行返修。若裂纹焊缝返修焊接后再出现裂纹，应直接割除。

7.3.8.7.4 焊缝在同一部位的返修不应超过 2 次，根部焊缝只允许返修 1 次。连头焊口的根部缺陷不允许返修，应直接割除，其他缺陷只允许返修 1 次。

7.3.8.8 管道连头

7.3.8.8.1 连头地点宜选择在地势平坦段，连头焊口宜选择在直管段上，不宜设在不等壁厚焊缝和感应加热弯管处。转角弯、穿越出土点等位置的连头，宜延伸至地势平坦段。

7.3.8.8.2 连头时应采用外对口器，不应强力组对。

7.3.8.8.3 连头施工前，应测量两对接管道的轴线不一致偏差角度。连头前两侧宜各留出不回填长度，并符合下列规定。

a) 当公称直径不小于 DN800 时，端部预留长度宜满足表 27 的规定。

b) 当公称直径小于 DN800 时，应预留出 50 倍管径且不小于 30 m 管段暂不回填。

表 27 管道端部预留长度

公称直径	管道轴线不一致偏差角度 α (°)	最小单侧未回填长度 m
DN800～DN1 000	$1 \leqslant \alpha \leqslant 4$	50
	$4 < \alpha \leqslant 5$	65
DN1 200	$1 \leqslant \alpha \leqslant 4$	60
	$4 < \alpha \leqslant 5$	75
DN1 400	$1 \leqslant \alpha \leqslant 4$	70
	$4 < \alpha \leqslant 5$	85

7.3.9 管道下沟

7.3.9.1 管段焊接、无损检测、补口完成后，应及时下沟，不能及时下沟时，应采取措施防止滚管。沟上放置管道的连续长度不宜大于 10 km。

7.3.9.2 下沟前，应复查管沟深度，清除沟内塌方、石块、积水、冰雪等异物。石方、卵砾石土、碎石土或冻土段管沟，应在沟底铺垫不小于 300 mm 厚细土，细土的最大粒径不应大于 20 mm。

7.3.9.3 管道下沟应根据管沟稳定性、地面承载力、管径、地形、吊装设备能力情况、可实施性等因素选择吊装下沟、沉管下沟或沟内焊接方式。碎石、卵砾石、石方地段不应采用沉管下沟方式；对于沙漠、砂土、软土等其他土方地段，经技术经济论证后，可采用沉管下沟方式。

7.3.9.4 沉管下沟管道不应带有感应加热弯管。

7.3.9.5 管道沉管下沟前应校核管道应力，直管段沉管下沟应力计算解析解方法见附录 N。

7.3.9.6 带有冷弯管的管道沉管下沟时应分析冷弯管引起的管道变形协调弱化作用及其对管道对接焊缝的影响，并应采用数值分析方式对管道进行应力分析。

7.3.9.7 管道沉管下沟应力校核要求如下：

a） 沉管下沟过程中管道应力不应大于管材标准规定的最低屈服强度的 80%；

b） 当沉管下沟管道采用配重措施辅助下沟时，应分析配重措施对沉管下沟的影响；

c） 应明确管道直管段和冷弯管段沉管下沟时单次最大沉管深度允许值。

7.3.9.8 管道沉管下沟施工要求：

a） 施工前应确认沉管下沟地段地质条件；

b） 施工前应编制专项施工方案，并经建设单位审批后方可实施；

c） 沉管下沟前应进行管道下沟受力分析，施工过程应与应力分析计算工况一致；

d） 沉管下沟段管道焊接前宜对作业带进行扫线，使焊接后管道线形与设计管沟沟底线在纵向上保持平行；

e） 沉管下沟宜采用双侧沉管下沟方式；

f） 带冷弯管的管道沉管下沟时，应采用以冷弯管为中心向两侧开挖的背向双侧沉管方式；

g） 当管沟深度大于单次最大沉管深度允许值时，应进行分层沉管，每层沉管下沟深度均应小于单次最大沉管深度允许值；

h） 冷弯管及其相连的不少于一根直管长度范围内的土体应采取多次分层开挖方式，应使管道下部土体平缓过渡，且与管道线形贴合；

i） 沉管下沟前，应撤除管道组对焊接的支撑管墩；

j） 沉管下沟过程中应采取措施保护管道防腐层，沟底开挖应平整且无粒径大于 20 mm 的碎石或其他坚硬杂物；

k） 管沟开挖时每道焊口位置应复测沟深，沟深应符合设计文件要求，沟底标高偏差应位于 +50 mm～−100 mm 之间；

l） 下沟后管道应位于管沟中心位置，距管沟中心线的偏差应小于 150 mm；

m） 开挖的堆土距离管沟边缘应不小于 1 m，对于潮湿软土段应不小于 1.5 m，并应满足管沟边坡稳定性的要求；

n） 管沟开挖、沉管、回填应连续作业。

注 1：双侧沉管指沿管道轴线两侧对称、顺序开挖管沟，利用管道自身重力缓慢将管道自然降落到管沟内的施工方法。

注 2：背向双侧沉管下沟是指管沟开挖设备在管道两侧对称布置，并向相反方向同步开挖管沟，利用管道自身重力作用缓慢将管道自然降落到管沟内的施工方法。

7.3.9.9 管道吊装下沟前，应结合吊装下沟过程校核管道应力和吊装设备吊力，要求如下：

a） 吊装下沟过程中管道应力不应大于管材标准规定的最低屈服强度的 80%；

b） 吊装下沟过程中吊装设备吊力不宜超过相应摆臂条件下额定吊装能力的 60%；

c） 吊装下沟过程中吊装设备履带外边缘距离管沟边缘的距离：潮湿软土不应小于 1.5 m，干燥硬土不应小于 1 m；

d） 管道吊装下沟过程分析中应分析采用吊篮或吊带的影响，且包括吊带的“循环式”或“跟进式”工法影响；

注：循环式吊装下沟指单次吊装下沟完成后，其他吊装设备保持不动，沿下沟前进方向的最后一台吊装设备移动到整个吊装作业机组最前端，再次进行下沟作业的方式；跟进式吊装下沟指整个吊装作业机组的吊装设备采用逐台、顺次前进的下沟方式。

7.3.9.10 管道吊装下沟施工方案要求：

a） 施工前应编制专项施工方案，施工方案应包括吊装设备的规格、数量、吊点间距、吊装高度、吊装设备距管沟安全距离等要求，并经建设单位审批后方可实施；

b） 管道公称直径 DN1 000 及以上的管道应复核吊装设备吊装作业时的地基承载力；

c） 管道应使用吊管机等起重设备进行下沟；

d） 管道下沟起重设备的使用数量和布置间距宜经现场验证确定，并应符合 7.3.9.11 的规定，吊点距管道对接焊缝距离不应小于 2 m，起吊高度不宜大于 1 m；

e） 应使用专用吊具；

f） 应采取措施避免管道与沟壁刮碰等损伤防腐层，平面弹性敷设段管道下沟的内弧侧管沟沟壁应设置隔离防护措施；

g） 下沟后管道应位于管沟中心位置，距管沟中心线的偏差应小于 150 mm。

7.3.9.11 管道吊装下沟的吊管机使用数量不宜少于 3 台，管道公称直径 DN1 000 及以上管道不宜少于 5 台。管道下沟吊点间距应符合表 28 的规定。

表 28 管道下沟吊点间距

钢管公称直径 DN/mm	100	150	200	250	300	350	400	450	500	600	700	800	900	1 000	1 200	1 400
允许最大间距/m	6	9	12	13	15	16	17	18	19	21	23	24	25	26	28	通过试验确定

7.3.9.12 管道吊装下沟前应根据地质条件、吊装力、管沟尺寸、场地条件等进行施工风险识别，并制定施工安全保障措施，安全措施包括下列内容：

a） 吊装下沟前，应根据地质条件进行现场坡比开挖验证，针对不同的地质条件分别选取一段提前开挖管沟，应对吊装设备的行驶通道进行清理、平整，并宜提前在管沟边行走，预判管沟边坡的稳定性。若不能满足下沟稳定性需求，可采用沟下焊接或沉管下沟方式；

b） 首台吊管机前方宜设置重型设备，采取吊带和钢丝绳牵引管道等措施防止滚管；

c） 吊装设备就位后，吊装设备应缓慢起吊、抬升管道，达到起吊高度后，应保持一定时间至吊装设备和管道平稳，土体承载力稳定，当全部吊装设备处于正常的工作状态后，方可进行下沟作业；

d） 管道下沟过程中，应安排专门人员观察管沟的稳定性，若起吊时土体沉降较大、管沟沟壁土体变形或土块塌落，应暂停下沟作业，排查原因并消除安全隐患。

7.3.9.13 管道下沟的环境温度应高于管材和对接接头的韧脆转变温度。

7.3.9.14 管道下沟前和下沟后，应使用电火花检漏仪检查管道防腐层，检测电压应符合设计及国家现行标准的规定，如有破损或针孔应修补。

7.3.9.15 同沟敷设段应设置防止管道相互碰撞、限制管道间距减小的隔离措施。同沟敷设段管道就位后应测量管道间距并满足设计文件要求。

7.3.9.16 管道应与沟底贴合，局部悬空应用细土填塞密实。

7.3.9.17 管沟下沟后应对管顶标高进行测量，有数字化管道建设要求时，应测出每道焊口三维坐标。

7.3.10 管道回填

7.3.10.1 一般地段管道下沟后应及时回填，回填前应排除沟内积水，山区易受冲刷、高水位等地段应按照设计文件要求完成管沟内水工保护施工后及时回填。回填前应确认管道与沟底贴合紧密。

7.3.10.2 管沟回填后应按设计文件要求及时开展水工保护和水土保持施工。

7.3.10.3 管沟回填至管顶上 500 mm 处应按设计文件要求敷设警示带。

7.3.10.4 管道下沟后，管沟回填应符合 6.5.5.11 的规定。

7.3.10.5 管道进出站（阀室）段和固定墩周边，回填土应分层压实，分层厚度不应大于 0.3 m，压实系数不宜小于 0.9。

7.3.10.6 下沟管道端部应依据管道连头需要，确定预留暂不回填长度。

7.3.10.7　管沟回填土应分层回填压实，且不应阻碍地面径流。管道最小覆土层厚度应满足设计文件要求。

7.4　穿越管道和跨越管道施工

7.4.1　一般规定

7.4.1.1　施工单位应根据地质条件、穿(跨)越长度、结构类型、工期、交通条件、施工技术能力、安全生产、机械设备、材料、劳动力组合等情况确定施工方法，并应编制大中型穿(跨)越工程专项施工方案。

7.4.1.2　河流穿(跨)越工程施工方案应取得河道管理部门确认，涉及航道的还应取得航道管理部门确认。

7.4.1.3　穿越管道的施工应遵守 7.3 和 GB 50424 的有关规定。

7.4.1.4　跨越管道的施工应遵守 7.3 和 GB 50460 的有关规定。

7.4.2　穿越管道施工

7.4.2.1　开挖穿越

7.4.2.1.1　管道敷设需要符合下列规定。

a)　管道就位前，应按设计文件要求对管沟的标高、中心线位置和几何尺寸进行复测。

b)　不带水开挖的穿越管道敷设宜在围堰内进行管道安装、下沟、回填。管道安装可采用沟上、沟下安装的方式。

c)　带水开挖的穿越管道应在岸上经强度和严密性压力试验后将管道安装就位。

d)　管道下沟前应进行电火花检漏，发现漏点应及时补伤，合格后方可进行下一道工序。

7.4.2.1.2　管道稳管及管沟回填需符合下列规定：

a)　管道下沟后应对管道进行管顶标高和管道中心线测量，确认管道符合设计文件所要求方可进行管道的配重和管沟回填；

b)　采用稳管方法时，稳管材料、稳管结构应符合设计文件要求；

c)　穿越管道在安放配重块、石笼、浇筑混凝土连续覆盖层时，应采取防护措施，不应损坏管道的防腐层；

d)　回填后应对管道的中心线、标高进行复测并应符合设计文件要求；

e)　河流穿越施工完成后，应进行防冲刷防护工程施工。

7.4.2.2　定向钻穿越

7.4.2.2.1　定向钻穿越导向孔钻进需符合下列规定。

a)　控向系统的功能、精度应满足工程的需要。

b)　导向孔应根据设计曲线钻进，钻杆折角宜符合：单根钻杆的折角 $\Delta\alpha \leqslant 0.68/D$，四根钻杆累计折角 $\Delta\alpha \leqslant 1.82/D$。

注：D 为管道外直径。

c)　每钻进一根钻杆应采集一次控向数据，并应根据采集的控向数据及时调整钻进曲线。

d)　导向孔实际曲线与设计穿越曲线偏差应符合表 29 的规定。

e)　竣工图应据实记录并留存导向数据和实际穿越管道曲线。

表 29　导向孔允许偏差

单位为米

导向孔曲线		出土点	
横向偏差	上下偏差	横向偏差	纵向偏差
±3	−2～+1	±3	−3～+9

注 1：上下偏差负号(−)表示导向孔标高低于设计轴线；正号(+)表示导向孔标高高于设计轴线。

注 2：纵向偏差为沿管道轴线方向偏差，负号(−)表示导向孔先于设计出土点出土；正号(+)表示导向孔迟于设计出土点出土。

7.4.2.2.2　定向钻穿越扩孔直径应根据管径、穿越长度、地质条件和钻机能力确定。管道回拖前最小扩孔直径应符合表 30 的规定。

表 30　最小扩孔直径要求

单位为毫米

穿越管道的外直径	最小扩孔直径
＜219	管径+100
219～610	1.5 倍管径
＞610	管径+300

7.4.2.2.3　应根据出土点偏差确定定向钻穿越出土侧线路管道暂不施工或暂不回填的长度，并符合 7.3.8.8 的要求。

7.4.2.2.4　管道回拖前应对防腐层进行电火花检漏，发现漏点应及时补伤和复测。

7.4.2.2.5　定向钻穿越管道施工完毕后、与一般线路管道连接前，应测试穿越管道防腐层电导率。电导率不应大于 200 $\mu S/m^2$ 或防腐层绝缘电阻 R 不应小于 5 000 $\Omega \cdot m^2$，否则应确认防腐措施是否满足要求，不满足要求时应对穿越管道采取附加阴极保护措施。

7.4.2.2.6　当定向钻穿越管道与光缆套管同孔回拖时，应采取措施避免管道相互缠绕、刮擦和挤压。

7.4.2.2.7　定向钻施工现场应采取泥浆循环处理、泥浆池防渗等环保措施。

7.4.2.3　直接铺管穿越

7.4.2.3.1　推管机夹持装置应设置避免损伤管道防腐层的内衬层。推进管道时，推管机夹持装置不应损坏防腐层、防护层。

7.4.2.3.2　推管机夹持装置与管道对接接头间的距离不应小于 500 mm，与管道补口边缘的距离不应小于 100 mm。

7.4.2.3.3　直接铺管穿越管道推进前和推进过程中，应对管道防腐层进行电火花检漏，发现漏点应及时补伤和复测。

7.4.2.3.4　直接铺管穿越管道推进轴线发生偏差时应及时纠偏，纠偏应缓慢进行。

7.4.2.4　隧道内管道安装

7.4.2.4.1　隧道内管道安装前应对管墩基坑、管墩及底板埋件的位置、标高及尺寸和底板坡度、平整度进行复测；对管墩轴线、标高放线测量。

7.4.2.4.2　隧道穿越管道对接焊缝与管道支承件和管墩净距不宜小于 1 000 mm。

7.4.2.4.3　底座标高、管墩顶面标高、支承件与管道间预留变形间隙应满足设计文件要求。当支承件底部采用预埋螺栓、植筋螺栓与下部基础固定时应进行抗拔力试验。

7.4.2.4.4　采购的支承件、紧固件等管道附件材质应满足设计文件要求。管道支承件基础的预埋螺栓的位置、精度应符合设计文件要求。

7.4.2.4.5　管道支承件紧固螺栓应按对称、交叉次序预紧，预紧固后，再按相同的紧固顺序完全紧固。螺栓、螺钉紧固后，螺纹尾端宜外露 2 个～3 个螺距。

7.4.2.4.6　预埋螺栓、紧固螺栓宜采用粘弹体包裹密封，并应采用带锌铝防腐层的螺栓、螺母、垫圈。

7.4.2.4.7　隧道有填充封堵要求的，管道安装完成后应按设计文件要求进行封堵。

7.4.2.4.8　管道架空敷设入地段和补偿沟段的管沟尺寸、做法和回填应符合设计文件要求。

7.4.2.4.9　管道不宜在隧道内连头，设置固定墩的应在固定墩外不小于 5 m 的直管段处连头。

7.4.2.4.10　管道连头前隧道穿越管道安装闭合温度应满足设计文件要求，受条件限制不满足时应反馈设计进行应力核算或采取措施。管道安装闭合温度测试点间距不宜大于 500 m，且每个隧道穿越管道不应少于 3 个检测点。

7.4.3　跨越管道施工

7.4.3.1　跨越管道安装与就位需符合下列规定：

a）　管道发送时，桥面结构的受力应平衡，采用单向发送时，宜采用配重方式使跨越结构受力平衡；

b）　跨越管道发送过程中应采取防止外防腐层被损伤的措施，如有损伤应及时修补；

c）　管道对接焊缝与管道支承件净距不宜小于 500 mm。

7.4.3.2　跨越管道的补偿和固定墩段管道安装需符合下列规定。

a）　管道安装过程中应采取控制弯管轴向、水平、高度三个方向偏移的措施。

b）　弯管与跨越管道对接时，管端中心轴线水平误差应小于 2 mm。

c）　管道补偿段组对安装完毕后，可微调锚固法兰及固定墩位置，固定墩安装偏差应符合设计文件要求，经检验合格后，方可进行混凝土浇筑。浇筑混凝土时，振捣棒不应接触管道、锚固法兰及其临时固定支撑。

7.4.3.3　补偿段应由弯管和直管段组焊制作，直管段长度不应小于钢管外直径的 1.5 倍，且不应小于 500 mm。

7.4.3.4　补偿器段管道附近土体应采取措施防止管道下部土体流失造成管道脱空。

7.4.3.5　跨越管道在清管和压力试验过程中，应满足下列要求：

a）　压力试验的充水应缓慢进行，防止产生过大的冲击荷载引起跨越结构变形，在充水过程中应随时对桥面结构和跨越管道进行检查；

b）　跨越管道通球扫线、压力试验时，柔性跨越管桥应采取临时加固等措施。

7.5　站场管道安装

7.5.1　施工准备

7.5.1.1　管道安装前应核对埋地管道与埋地电缆、给排水管道、地下设施、建筑物预留孔洞位置。

7.5.1.2　管道安装前应核对基础标高、位置、尺寸、坡度，地脚孔位置、尺寸、深度等。

7.5.2　下料和加工

7.5.2.1　钢管切断与开孔宜采用机械切割，如采用火焰切割，切割后应将切割表面的氧化层去除，消除切口的弧形波纹。不锈钢管应采用机械或等离子切割。

7.5.2.2　钢管切口表面应平整，无裂纹、重皮、毛刺、凹凸、缩口、熔渣、氧化物、铁屑等；切口端面倾斜允

许偏差 Δ(图 3)应不大于钢管外直径的 1%,且不超过 3 mm。

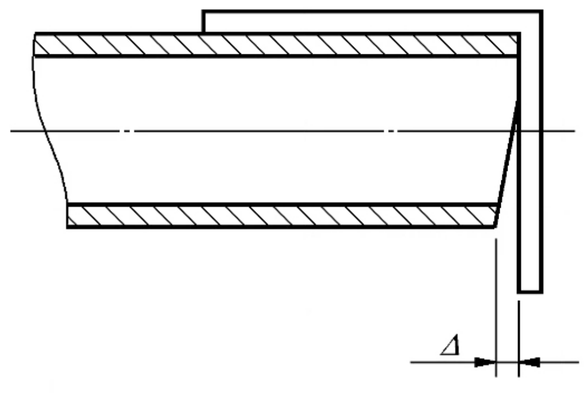


图 3　切口端面倾斜允许偏差 Δ

7.5.2.3　管道开孔边缘距离焊缝不应小于 50 mm,且不应小于孔径,宜在站场管道安装前开孔。

7.5.2.4　现场制作汇管时,汇管母管宜用整根无缝钢管或直缝钢管与支管座或三通组成,不应用螺旋焊缝钢,采用直缝钢管对接时,纵缝应错开 100 mm 以上。

7.5.2.5　管端坡口应按照焊接工艺规程的要求加工、检查。

7.5.2.6　坡口及其内外侧表面不小于 20 mm 范围内的油、漆、垢、锈蚀、毛刺及镀锌层等清除干净,且不应有裂纹、夹层等缺陷。

7.5.3　管口组对和焊接

7.5.3.1　焊接工艺评定

7.5.3.1.1　管道组成件与管道组成件的焊接,以及管道组成件与管道支承件的焊接均应采用评定合格的焊接工艺,焊接工艺评定应符合 SY/T 0452 的规定,管道的环焊接头还应进行 CVN 冲击试验、宏观金相试验以及硬度试验。

7.5.3.1.2　CVN 冲击试验温度应不高于最低设计温度,CVN 冲击试验及硬度试验的合格指标应符合设计文件的规定。

7.5.3.1.3　焊工现场施焊项目应与其所持的资格证书项目相符。

7.5.3.2　焊接设备

焊接设备应满足焊接工艺要求,具有良好的工作状态和安全性。

7.5.3.3　焊接环境

焊接作业过程中应进行焊接环境的监测,下列任何一种环境中,未采取有效防护措施不应进行焊接:

a)　雨雪天气;

b)　大气相对湿度大于 90%;

c)　低氢型焊条电弧焊,风速大于 5 m/s;

d)　纤维素焊条电弧焊、埋弧焊,风速大于 8 m/s;

e)　气体保护焊,风速大于 2 m/s;

f)　环境温度低于焊接工艺规程中规定的温度。

7.5.3.4　管口组对

7.5.3.4.1　焊接坡口应满足焊接工艺规程要求,站场管道推荐的坡口形式和组对尺寸见 M.2。

7.5.3.4.2　公称直径大于 DN200 的管道,管口组对时宜采用对口器。使用外对口器时,当根焊完成管道周长的 50%以上,且均匀分布时方可拆除对口器。

7.5.3.4.3　等壁厚以及采用内削薄坡口的不等壁厚压力管道元件组对时，外壁错边量应符合表31的规定。采用内孔锥型坡口的不等壁厚压力管道元件组对时，内壁错边量不应大于薄壁侧钢管壁厚的10%且不大于2 mm。

表31　钢管组对允许错边量

单位为毫米

钢管壁厚	外壁错边量
＞10	≤2.5
5～10	≤2.0
＜5	≤1.0

注：本条中的壁厚为设计壁厚。

7.5.3.4.4　焊接定位焊缝时，应采用与根部焊道相同的焊接材料和焊接工艺，并由具有相应资格的焊工施焊。

7.5.3.4.5　在焊接根部焊道前，将定位焊缝表面的焊渣清理干净，并进行检查，当发现缺陷时，应予以处理，若定位焊缝开裂应打磨补焊，并将定位焊缝两端修整成缓坡形。根部焊道焊接完成后，定位焊缝应予以去除。

7.5.3.4.6　定位焊焊接时，不应在焊缝交叉处施焊，应避开该处50 mm左右。当环境温度较低时，应按焊接工艺规程对焊件进行预热。

7.5.3.5　焊接的基本要求

7.5.3.5.1　站场管道焊接可采用焊条电弧焊、非熔化极气体保护电弧焊(钨极氩弧焊)、熔化极气体保护电弧焊、气保护药芯焊丝电弧焊或其组合，根焊宜选用钨极氩弧焊。焊接方式为手工焊、半自动焊、机动焊或其组合。

7.5.3.5.2　预热、道间温度、焊接工艺参数、焊后缓冷和焊后热处理应按焊接工艺规程执行。

7.5.3.5.3　当焊接两种具有不同预热要求的材料时，应以预热温度要求高的材料为准。管口应均匀加热，防止局部过热。

7.5.3.5.4　焊口宜连续焊接完成。当日不能完成的焊口应完成50%以上钢管壁厚的焊接，且不应少于三层。未完成的焊口应采用干燥、防水、绝热的材料覆盖好。次日焊接前，应预热至焊接工艺规程要求的最低温度。

7.5.3.5.5　焊接前每个引弧点和接头应修磨。应在前一焊道全部完成后开始下一焊道的焊接。

7.5.3.5.6　焊接时根焊应熔透，内成型应良好。

7.5.3.5.7　焊接时不应在坡口以外的管壁上引弧。

7.5.3.5.8　在焊接作业中，焊工应对自己所焊的焊道进行自检和焊缝修补工作，每处焊缝修补长度应不小于50 mm。

7.5.3.5.9　不锈钢焊接应符合下列规定：

a)　不锈钢焊接道间温度不超过150 ℃；

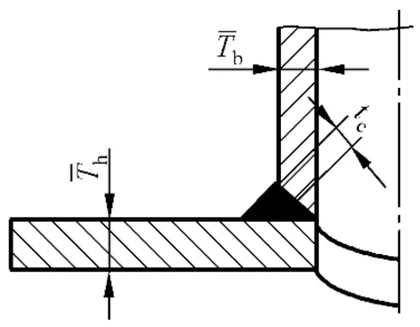
b)　不锈钢焊件坡口两侧各100 mm范围内，在施焊前应采取防止焊接飞溅物沾污焊件表面措施；

c)　不锈钢焊口钨极氩弧焊打底焊接时，焊缝内侧充氩气或采取其他防止内侧焊缝金属被氧化的措施，且至少焊接两层后，方可终止背面惰性气体保护。

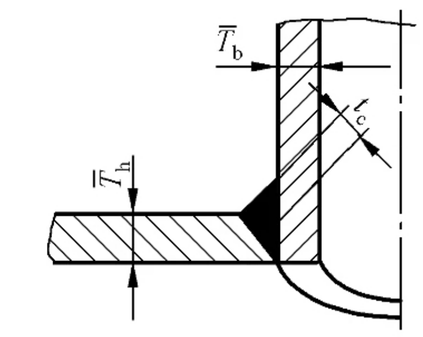
7.5.3.6　支管的焊接

7.5.3.6.1　支管与主管的焊接应符合图4所示的支管连接焊缝形式和焊缝尺寸的规定。

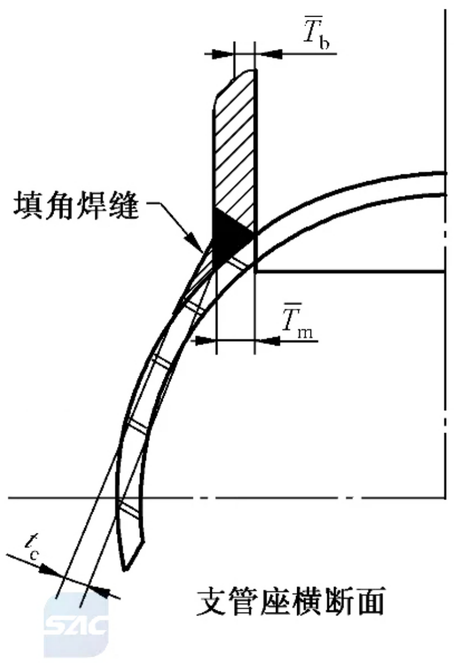
7.5.3.6.2　安放式焊接支管或插入式焊接支管的接头，应全焊透，盖面的角焊缝厚度应不小于填角焊缝有效厚度[见图 4 a)和图 4 b)]。



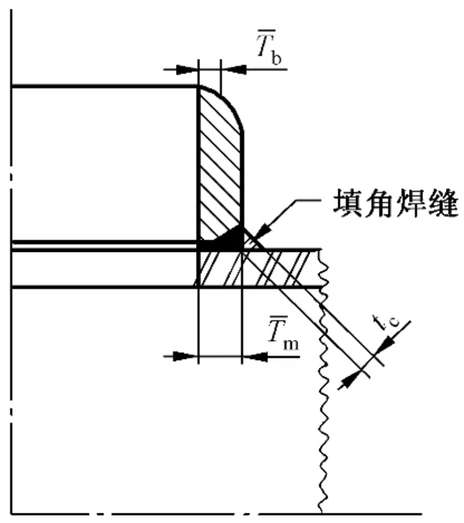
a）　安放式



b）　插入式



支管座横断面



支管座纵断面

c）　支管座与主管的连接

标引符号说明：

t_c ——填角焊缝有效厚度，取 $0.7T_b$ 或 6.4 mm 中的较小者；

$\overline{T}_b$ ——支管设计壁厚；

$\overline{T}_h$ ——主管设计壁厚；

$\overline{T}_m$ ——支管座焊缝厚度，当设计文件或支管连接件制造厂的说明无要求，其厚度取组对后的组合焊缝坡口的最深厚度。

支管座与主管连接的盖面填角焊缝，在纵断面处为等边角焊缝，但在其他断面处，随着支管/主管口径比变化，尤其在横断面处，可能将转变为不等边角焊缝，但应保持与坡口焊缝及主管表面的平滑过渡。

图 4　支管连接的焊接接头形式

7.5.3.6.3　支管座与主管应全焊透，盖面的填角焊缝厚度应不小于填角焊缝有效厚度 t_c[见图 4 c)]。盖面的填角焊缝应平滑过渡到主管。

7.5.3.7　焊后热处理

7.5.3.7.1　应按设计文件的规定进行焊后热处理，当设计文件无规定时，焊后热处理需符合下列规定：

a）　对于设计壁厚超过 32 mm 的碳钢及低合金钢管道组成件焊接接头，应进行焊后热处理；

b）　当焊接接头的力学性能(抗拉强度、韧性、硬度)和冶金特性满足母材和预期使用范围的规定，且进行工程分析后力学性能和残余应力满足使用要求，可不进行焊后热处理；

c）　若不同材料焊接的焊缝中任一材料要求焊后热处理，则该焊接接头应进行焊后热处理。

7.5.3.7.2　当焊接接头两侧焊件设计壁厚不同时，7.5.3.7.1 中的壁厚应取：

a）　两相焊件中的壁厚较小者；

b）　支管连接时，取主管的设计壁厚。

7.5.3.7.3　焊后热处理的温度应符合下列规定：

a）　碳钢及低合金钢在 595 ℃～650 ℃的温度下进行，且符合焊接工艺规程的要求；

b) 保温时间按每 25 mm 壁厚 1 h(1 h/25 mm)为基准进行计算,且不低于 1 h;

c) 当两种材料要求的热处理温度不同时,按较高的温度要求进行焊后热处理。

7.5.3.7.4 焊后热处理的焊接接头如进行了返修焊接,应重新进行热处理。

7.5.3.8 焊接质量检验

7.5.3.8.1 管道对接焊缝与角焊缝应进行 100%外观检查。焊缝焊渣及周围飞溅物应清除干净。

7.5.3.8.2 对接焊缝表面不应低于母材表面,焊缝余高宜在 0 mm～3 mm 范围内,当焊缝余高超高时,应进行打磨并与母材圆滑过渡。

7.5.3.8.3 角焊缝的边缘应平缓过渡,焊缝的凹度和凸度不应大于 1.5 mm。

7.5.3.8.4 盖面焊缝为排焊时,相邻焊道间的沟槽底部应高于母材,焊道间的凹下量不应大于1.0 mm。

注:排焊指熔敷两条或两条以上的焊道而完成一层焊缝所进行的焊接。

7.5.3.8.5 焊缝表面应无裂纹、未熔合、气孔、夹渣、引弧痕迹、有害的焊瘤、凹坑等缺陷。咬边的最大尺寸应符合表 26 的规定。

7.5.3.9 焊缝缺陷的清除和返修

7.5.3.9.1 返修前应将缺陷清除干净,必要时可采用无损检测方法确认。

7.5.3.9.2 焊缝内表面或外表面余高上的弧坑裂纹或星形裂纹可打磨清除。

7.5.3.9.3 焊缝存在符合下列情况之一的裂纹时,焊口应割除:

a) 长度超过 4 mm 的浅弧坑裂纹或星形裂纹;

b) 单个裂纹长度或多个裂纹累计长度大于焊缝总长度的 8%;

c) 浅弧坑裂纹或星形裂纹以外的任何裂纹。

7.5.3.9.4 除 7.5.3.9.3 规定裂纹外,应采用经评定合格的返修焊接工艺进行返修。若裂纹焊缝返修焊接后再出现裂纹,应直接割除。

7.5.3.9.5 焊缝在同一部位的返修次数超过 2 次时,应重新制定返修措施,经施焊单位技术负责人批准后方可进行返修。

7.5.4 管道安装

7.5.4.1 钢管端口不圆度超标时应采用整形器校正,不应使用锤击方法进行校正。不锈钢管道校圆应用铜制或不锈钢制整形器校正,不应使用铁制工具校正。

7.5.4.2 预制管道单元应按设计单线图或三维图规定的数量、规格、材质选配管道组成件,并应按单线图或三维图标明管道系统号和按预制顺序标明各组成件的顺序号。预制管道单元应具有足够的刚性,必要时可进行加固,以保证在存放、运输过程中不变形。预制完毕的管道单元,应将内部清理干净,及时封闭管口。

7.5.4.3 自由管段和封闭管段的选择应满足现场运输吊装和安装的条件,封闭管段应按现场实测后的安装长度加工。

7.5.4.4 管道加工尺寸允许偏差应符合表 32 的规定。

表 32　管道加工尺寸允许偏差

单位为毫米

项目		允许偏差	
		自由管段	封闭管段
长度或管端		±10	±1.5
支管座相对于管中心线偏差		±1.5	±1.5
预制管道单元	每个方向总长度偏差	±5	±5
	角度尺寸偏差	每米±3	每米±3
相邻支管中心距 S	≤250	±1.5	±1.5
	250<S≤500	±2	±2
	500<S≤1 000	±2.5	±2.5
	S>1 000	±3	±3
管道对口直线度（测量方法见图 5，A 为钢尺）	DN<100	±1	±1
	DN≥100	±2	±2
法兰密封面与管中心线垂直度（测量方法见图 6）	DN<100	±0.5	±0.5
	100≤DN≤300	±1	±1
	DN>300	±2	±2
法兰螺栓孔对称水平度		±1.6	±1.6

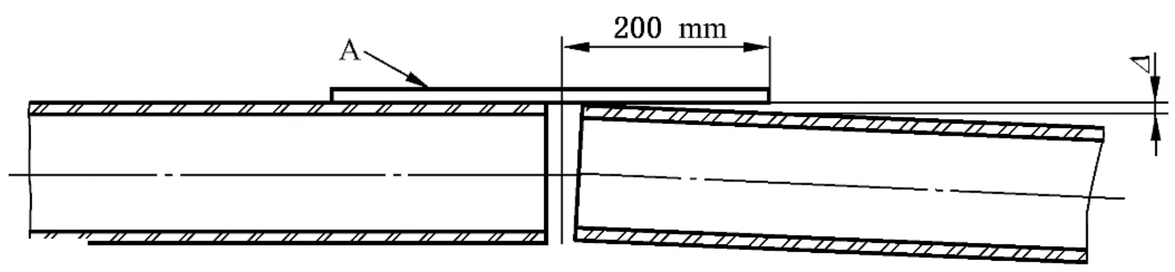


图 5　管道对口直线度测量

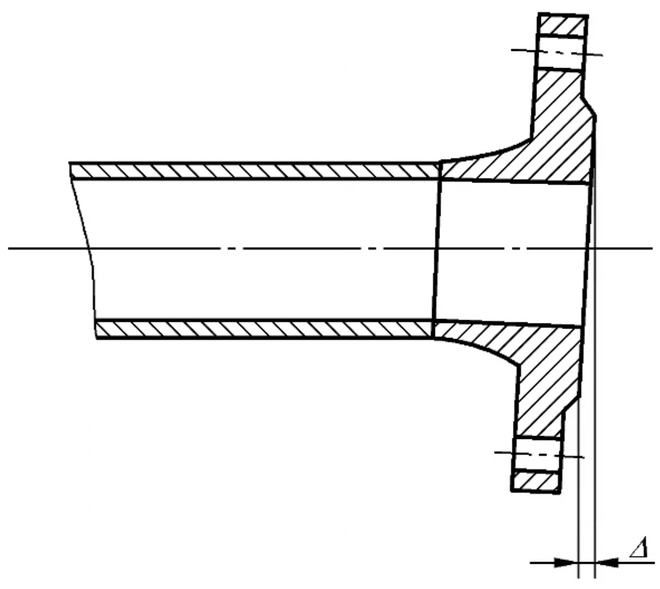


图 6　法兰密封面与管中心垂直度测量

7.5.4.5　管道焊缝的设置应避开应力集中区，且符合以下规定。

a）　当公称直径不小于 DN150 时，直管段上两对接环焊缝的间距不应小于 150 mm；当公称直径小于 DN150 时，不应小于管道的外直径，且不应小于 50 mm。

b) 管道环焊缝与支承件的净距离不应小于 50 mm，需要热处理的焊缝与支承件的距离不应小于焊缝宽度的 5 倍，且不应小于 100 mm。

c) 管道对接环焊缝距离支管或管接头的开孔边缘不应小于 50 mm，且不应小于支管孔径。

d) 钢管(管件)组对时，钢管(管件)的制管焊缝应错开，且沿弧长的间距不应小于 100 mm。

7.5.4.6 管道安装允许偏差应符合表 33 的规定。

表 33 管道安装允许偏差

单位为毫米

项目		允许偏差	
坐标与标高	架空	±10	
	地沟	±7	
	埋地	±20	
直线度	DN≤100	$2L/1\,000$	最大 40
	DN>100	$3L/1\,000$	最大 70
铅垂度		$3H/1\,000$	最大 25
成排	在同一平面上的间距	±10	
交叉	管外壁或绝热层间距	±7	

注：L 为总长，H 为总高。

7.5.4.7 在同一管沟分层或并行安装数根管道时，宜自下而上和由大到小依次进行。管道外壁(包括绝热层或防腐层厚度)与管沟壁、沟底面的距离宜不小于表 34 的规定。

表 34 管道外壁与管沟壁、沟底面的距离

单位为毫米

公称直径	≤100	125	150	200	250	300	350	400	≥500
与地沟壁距离	85	85	90	90	95	95	110	135	150
与沟底面距离	200	200	200	200	200	250	250	250	250

7.5.4.8 除设计有预拉伸或预压缩的要求外，管道装配和安装时，不应采用强力对接、加热钢管、加偏垫或加多层垫等方法来消除接头端面间的空隙、偏斜、错口或不同心等偏差。管道连头口装配时的错口偏差可参照附录 O 进行评估。

7.5.4.9 管道穿越墙、道路时应设置套管、涵洞等加以保护，套管、涵洞内的管道不宜有环焊缝。

7.5.4.10 不锈钢管道组成件的制作、装配应有专门的场地和专用工装，不应与黑色金属制品或其他产品混杂，并避免其他管道切割、焊接时的飞溅物或铁质工具对其造成的污染。不锈钢管道吊装用的钢丝绳、卡扣不应与管道直接接触，应用木板或合适的非金属制品等进行隔离。

7.5.4.11 不锈钢管道组成件或焊缝应按设计文件要求进行酸洗、钝化处理。酸洗后的不锈钢表面不应有残留酸洗液，不应有颜色不均匀的斑痕。钝化后应用洁净水清洗，呈中性后擦干水迹；清洗奥氏体不锈钢时，清洗用洁净水所含氯离子含量不应超过 50 mg/L。

7.5.4.12 不锈钢管道组成件，在安装完毕后应检查其材质标记。当发现无标记或标记不清晰时，应采用光谱分析(PMI)或其他方法对管道组成件及其焊缝进行复查。

7.5.5 法兰连接和其他连接

7.5.5.1 法兰接头装配时，垫片的尺寸应与法兰的尺寸相一致。1 对法兰密封面间只允许使用 1 个垫片。垫片安装应保持与法兰同轴，防止垫片阻挡介质流动。

7.5.5.2 法兰接头装配应与管道同心，并应保证法兰螺栓孔跨中布置，法兰螺栓自由穿入。设计文件无规定时，法兰接头应按下列要求对中：

a) 在上紧螺栓前，垫片的接触面在任何直径方向测量，两个法兰的平行度（偏转）偏差应不大于1 mm/200 mm；

b) 不应用强紧螺栓的方法消除法兰接头的偏转；

c) 法兰接头上紧后，垫片接触表面的荷载应均匀分布；

d) 法兰螺栓孔应对准，孔与孔之间的偏移不大于 3 mm。

7.5.5.3 法兰接头装配应使用同一规格螺栓，安装方向应一致。螺栓应对称紧固。螺栓紧固后应与法兰紧贴，不应有楔缝。需加垫圈时，每个螺栓不应超过 1 个。螺母应全部拧入螺栓。

7.5.5.4 对于相连管道设计压力不小于 10 MPa 且公称直径不小于 DN200 的法兰，或安装在振动工况条件下的法兰，应根据设计文件中的螺栓安装荷载要求，编制安装程序文件，经安装单位技术负责人批准后方可进行装配操作，其安装应符合 GB/T 38343 的规定。

7.5.5.5 法兰接头装配时，如两个法兰的压力等级或力学性能有较大差别，应根据压力等级较低或抗拉强度较低时法兰的承受能力进行安装。

7.5.5.6 用于螺纹的保护剂或润滑剂应适用于工况条件，并不应对输送流体或管道材料产生不良影响。

7.5.5.7 进行密封焊的螺纹接头不应使用螺纹保护剂和密封材料。

7.5.5.8 采用垫片密封而非螺纹密封的直螺纹接头应符合设计文件要求。直螺纹接头与主管焊接时，应防止密封面变形。

7.5.5.9 应采取措施防止螺纹接头因热膨胀导致的螺纹松动。

7.5.5.10 其他形式的接头连接，如承插接头、卡箍式连接接头、卡套式接头等的装配和安装应按相关标准、设计文件和制造厂的说明书要求进行。

7.5.6 阀门安装

7.5.6.1 阀门安装前，应核对其型号、位号，复核产品合格证及试验记录。

7.5.6.2 当阀门与管道以法兰或螺纹方式连接时，阀门应在关闭状态下安装。

7.5.6.3 当阀门与管道以焊接方式连接时，应按阀门供货商要求的开关状态下焊接。若阀门供货商无要求，球阀、旋塞阀及平板闸阀应在全开状态下焊接，楔式闸阀、截止阀应在关闭状态下焊接。根焊宜采用氩弧焊，且应对阀门采取防变形和保护密封面措施。

7.5.6.4 阀门安装前应按介质流向确定安装方向，手轮位置应易于操作、检查和维修。阀门不应强行组对连接。

7.5.6.5 安全阀的安装应符合下列规定：

a) 安全阀应竖直安装；

b) 当进出管道上设置截断阀时，应加铅封锁定在全开启状态；

c) 安装前应由具备资质的机构进行校验，检验合格后应铅封，现场安装前应检查其铅封处于完好状态，并应有合格标识，安装后应保留铅封。

7.5.7 管道与设备的连接

7.5.7.1 管道与设备的连接应在设备安装定位并紧固地脚螺栓后进行，设备进出口管道的连头口应设在进出口管道支承件外侧。

7.5.7.2 对承受附加外荷载有明确荷载限制的动设备，管道与动设备连接应符合下列规定：

a) 管道与动设备连接前，应在自由状态下检验法兰的平行度和同心度，当设计文件或产品技术文件无要求时，其允许偏差应符合表35的规定；

b) 管道与动设备最终连接时，应在联轴器上架设百分表监视动设备位移，当设计文件或产品技术文件无规定时，其允许偏差应符合表35的规定。

表35 法兰平行度、同心度允许偏差和设备位移

机泵转速/(r/min)	平行度/mm	同心度/mm	设备位移/mm
＜3 000	≤0.40	≤0.80	≤0.05
3 000～6 000	≤0.15	≤0.50	≤0.05
＞6 000	≤0.10	≤0.20	≤0.02

7.5.7.3 储罐与管道应在储罐液压试验合格后连接，当储罐的地基基础有沉降控制要求时，应在储罐地基基础的沉降满足设计要求后，进行储罐或设备接口处的管道连接。

7.5.7.4 管道吹扫清洗、试压合格后，应对管道与动设备的接口进行复位检查，其平行度和同心度偏差值应符合表35的规定。

7.5.8 其他压力管道元件安装

7.5.8.1 自然补偿器安装前应按设计文件要求进行预拉伸或预压缩，允许偏差应不大于预伸缩量的10%，且不大于10 mm。自然补偿器水平安装时，平行臂应与管道坡度相同，两垂直臂应平行。

7.5.8.2 金属波纹管膨胀节应按设计文件要求进行预拉伸，预拉伸时，受力应均匀。波纹膨胀节内套有焊缝的一端，应在水平管道上迎介质流向安装，在竖直管道上置于上部。波纹膨胀节应与管道保持同心，不应偏斜。安装波纹膨胀节时，应设临时约束装置，待管道安装固定后再拆除临时约束装置。

7.5.8.3 金属波纹管膨胀节的压力试验宜与其相连管道压力试验相匹配。

7.5.8.4 绝缘接头(法兰)安装前应进行绝缘性能测试，其绝缘电阻应不小于10 MΩ。绝缘法兰(接头)应做好电缆线及接头的防腐，金属部分不应裸露于土中。绝缘接头(法兰)外露时，应有保护措施。绝缘接头在沟下组装时，应采用水平无应力顺序组装，连头口不应设置在绝缘接头处。

7.5.8.5 清管器收发筒安装后应对最初安装位置进行永久标记以便监测其位移。

7.5.8.6 现场安装焊接时，绝缘接头中间部位温度不应超过120 ℃。焊接后的绝缘接头(法兰)与钢管接口应按钢管补口要求进行防腐，防腐作业时绝缘接头的表面温度不应超过120 ℃。

7.5.9 支承件的制作和安装

7.5.9.1 支承件的制作

7.5.9.1.1 支承件的形式、材质、加工尺寸及精度应符合设计文件和产品技术文件的规定。

7.5.9.1.2 支承件的组装尺寸与焊接方式应符合设计文件的规定，不应有漏焊、欠焊或裂纹等缺陷，焊接变形应予以矫正。支承件中要求全焊透的焊缝应进行射线检测或超声检测，检测比例不少于20%。

7.5.9.1.3 支承件重螺纹连接均应按设计文件要求予以锁紧。

7.5.9.1.4 制作合格的支承件应进行防锈处理并应妥善分类保管。合金钢支承件应有材质标记。

7.5.9.1.5 工厂制造的支承件应提供产品质量证明文件。

7.5.9.2 支承件的安装

7.5.9.2.1 支承件的安装应符合设计文件和产品技术文件的规定。

7.5.9.2.2　管道安装时，应及时进行支承件的固定和调整工作。支承件位置应正确，管子和支承面接触应良好。

7.5.9.2.3　管道组成件与支承件的焊缝不应有漏焊、欠焊或裂纹等缺陷。焊缝应进行100%磁粉检测或渗透检测。

7.5.9.2.4　无热位移的管道吊架其吊杆应垂直安装；有热位移的管道吊架，其吊杆应偏置安装。当设计文件无规定时，吊点应设在位移的相反方向，并按位移值的1/2偏位安装。两根有热位移的管道不应同时使用同一吊杆。

7.5.9.2.5　固定支架应在补偿装置预拉伸或预压缩前固定。没有补偿装置的冷、热管道直管段上，不应同时安置两个或两个以上的固定支架。

7.5.9.2.6　弹簧支吊架的弹簧安装高度应按设计文件规定进行调整。弹簧支架的临时固定件应待系统安装、试压、隔热完毕后方可拆除。

7.5.9.2.7　从有热位移的主管引出小直径的支管时，支管的支架类型和结构应符合设计文件要求，并不应限制主管的位移。

7.5.9.2.8　导向支架或滑动支架的滑动面应洁净平整，不应有歪斜和卡涩现象。不应在滑动支架底板处临时点焊定位。

7.5.10　管沟开挖、下沟和回填

7.5.10.1　站场管道管沟开挖前，应对地下构筑物、电缆、管道等障碍物进行定位，并在开挖过程中采取保护措施。

7.5.10.2　对于深度超过5 m的管沟，应采用阶梯式开挖或进行拉森桩、板桩加支撑的方法开挖。

7.5.10.3　石方段管沟应采用细砂或软土回填，并符合设计文件要求。

7.5.10.4　对管沟深度超挖部分应进行夯实或按设计文件要求处理。

7.5.10.5　管道宜采用尼龙吊带吊装下沟，放置到沟底中心位置，悬空段应用细土或砂填塞。

7.5.10.6　管沟回填时，应先回填弯曲管段，后回填直管段，并应分层夯实，用于补偿的弯头或弯管的回填应符合设计文件要求。相互交叉的管道进行管沟回填时，按照管道标高由低向高依次分层回填并夯实。夯实后的土壤密实度应满足设计文件要求，当设计文件无要求时，土壤密实度应不低于原土的85%。

7.5.11　静电接地

7.5.11.1　设计有静电接地要求的管道，当每对法兰接头的螺栓数量不大于4个时，应设导线跨接。

7.5.11.2　管道系统的接地电阻值、接地位置及连接方式应符合设计文件的规定。接地引线宜采用焊接形式。除非设计另有规定，对地电阻值应不大于100 Ω。

7.5.11.3　设计有静电接地要求的不锈钢管道，导线跨接或接地引线不应与管道直接连接，应采用同材质连接板过渡。

7.5.11.4　静电接地安装完毕后，应进行测试，电阻值超过规定时应进行调整。

7.6　防腐和补口

7.6.1　线路管道补口

7.6.1.1　防腐保温补口施工人员上岗前，应经培训考核合格，从事工作范围应与上岗证书相符。

7.6.1.2　防腐保温层补口施工方式应根据补口材料的类型选用，结合管道沿线地质环境特点综合确定，公称管径不小于DN1 000的管道防腐补口宜采用机具安装或涂敷方式。

7.6.1.3　补口施工作业、检验和试验应按照确认的补口施工工艺规程(APS)进行。

7.6.1.4 防腐补口应在管道无损检测合格后进行。补口施工环境应满足材料的要求，当存在下列情况之一，且无有效防护措施时，不应进行露天补口作业：

a) 雨、雪、风沙天气；

b) 风力达到五级以上；

c) 环境相对湿度大于 85%；

d) 环境温度低于 0 ℃。

7.6.1.5 防腐补口施工和质量检验应符合 GB/T 51241 的规定，保温层补口施工和质量检验应符合 GB/T 50538 的要求。

7.6.1.6 公称管径不小于 DN1 000 的管道，热熔胶型聚乙烯热收缩材料补口宜采用中频加热、中频或红外回火。

7.6.1.7 管道下沟回填后，应进行外防腐层地面检漏，应修复破损点及漏涂的防腐层缺陷。

7.6.1.8 穿越管道防腐层施工及验收宜与线路管道保持一致。当定向钻、直铺管等穿越管道采用玻璃钢作为防护层时，玻璃钢的施工及验收应符合 SY/T 7368 的要求。

7.6.1.9 跨越管道防腐保温层的施工及验收宜符合 SY/T 7347 的规定。

7.6.2 站场管道防腐保温

7.6.2.1 埋地管道及金属设施无溶剂液体环氧防腐层的施工和质量检验应符合 SY/T 6854 的规定，聚烯烃胶粘带防腐层的施工和质量检验应符合 SY/T 0414 的规定，无溶剂液体环氧涂层＋聚烯烃胶粘带防腐层、粘弹体材料＋聚烯烃胶粘带防腐层、环氧酚醛防腐层的施工和质量检验应符合 SY/T 7036 的规定。

7.6.2.2 地上管道及金属设施防腐层的施工和质量检验应符合 SY/T 7036 的规定。

7.6.2.3 保温层施工应在管道设备防腐工程验收合格后进行，现场制作保温层的施工应在压力试验合格后进行。埋地管道保温层的施工和质量检验应符合 GB/T 50538 的规定。地上管道和设备保温层的施工和质量检验应符合 GB 50126 的规定。

7.6.3 阴极保护

7.6.3.1 阴极保护电源设备与阴极保护电缆的连接应符合设计要求，接线应正确，电气接触应导通良好，电缆应明确标识。

7.6.3.2 浅埋阳极地床的安装要求：

a) 施工前应检查阳极，阳极不应有损伤和裂纹，阳极接头应牢固密封完整，阳极电缆应完整无损坏，每根阳极电缆长度均应符合安装位置尺寸的要求，并留有余量；

b) 浅埋阳极地床的位置、阳极布局和阳极数量应符合设计要求；

c) 阳极安装后，宜在阴极保护系统断电状态下测试阳极组的接地电阻，并做好测试记录。

7.6.3.3 深井阳极地床的安装应符合 SY/T 0096 的规定，安装过程中应保证电缆的松弛度，电缆不应承重。

7.6.3.4 线性阳极地床的安装要求：

a) 线性阳极与被保护体之间的距离应不小于 300 mm；

b) 施工前应对线性阳极的外观、尺寸、导通性进行检查，不合格的阳极应拒绝安装；

c) 线性阳极安装时应在管沟内留有一定的裕量，以防土壤下沉应力对阳极可能的破坏；

d) 安装过程中阳极不应与相邻或交叉的管道、接地网等金属构筑物搭接。

7.6.3.5 牺牲阳极的安装要求如下。

a) 牺牲阳极的布局、位置和数量应符合设计要求。

b) 非预包装牺牲阳极施工时，应除去牺牲阳极的所有防水包装材料，阳极周围应填充填包料，并

置于填包料中心位置，填包料应混合均匀并完整包覆阳极；采用预包装牺牲阳极时，填包料应采用麻袋或棉质布袋包装，不应采用化纤类包装袋包装。牺牲阳极就位后应浇水浸泡。

c) 带状牺牲阳极在低温环境下施工时，应注意低温环境对带状阳极机械性能的影响。

d) 电缆与牺牲阳极钢芯的连接宜采用焊接方式或铜管钳接方式，焊接处应防腐绝缘。

7.6.3.6 测试装置的安装及电缆敷设应符合 GB/T 21448 的规定。

7.7 清管测径

7.7.1 线路管道清管测径

7.7.1.1 压力试验前应进行清管、测径，清管、测径宜分段进行，分段清管、测径应安装临时清管器收发设施。埋地管道的清管、测径应在下沟回填后进行。

7.7.1.2 应采用清管器(球)清除管道内的固体和液体杂质，清管次数不应少于 2 次，清管合规的标准应符合表 36 规定。

表 36 清管合格标准

管道外直径/mm	100＜D≤300	300＜D≤600	600＜D≤1 000	1 000＜D≤1 400
污物/(kg/10 km)	≤0.03	≤0.09	≤0.18	≤0.3

7.7.1.3 清管时产生的环向应力不应超过 30%标准规定的最小屈服强度。

7.7.1.4 线路截断阀不应参加清管。

7.7.1.5 清管器充水后直径过盈量应为管内径的 5%～8%。

7.7.1.6 清管和测径设备选择规定：

a) 有内涂层的管道不应采用带钢丝刷等可能导致内涂层损伤的清管器；

b) 测径应采用测径清管器；

c) 管道上水、排水宜采用直板型清管器；

d) 扫水宜采用机械清管器结合泡沫清管器。

7.7.1.7 在地形起伏较大的地区，应通过背压控制清管器速度。

7.7.1.8 压力试验前后应分别进行管道测径，测径板宜为铝质，直径应为压力试验管段中最大设计壁厚钢管或者弯管内径的 92.5%。

7.7.1.9 测径完成后，测径板无变形、无褶皱可判定管段测径合格。若测径不合格，宜采用智能测径检测仪查找变形位置。

7.7.2 站场管道吹扫清洗

7.7.2.1 管道安装完成后应进行吹扫清洗。

7.7.2.2 管道吹扫清洗前要求：

a) 管道吹扫清洗前，不应安装孔板以及法兰或螺纹连接的调节阀、节流阀、安全阀、仪表等，焊接连接的阀门和仪表应采取流经旁路或卸掉阀芯、阀座加保护套等保护措施；

b) 不参与吹扫清洗的设备及管道组成件应与吹扫清洗系统隔离；

c) 管道支承件应牢固，必要时应进行加固。

7.7.2.3 吹扫清洗时，宜以设备为分界线，逐段吹扫清洗管道。吹扫清洗顺序宜先干线，后支线。吹扫清洗压力(含起点)应小于管道设计压力。

7.7.2.4 公称直径不小于 DN600 的管道宜进行清理，公称直径小于 DN600 的液体管道宜用洁净水清洗，公称直径小于 DN600 的气体管道宜用空气吹扫。清洗奥氏体不锈钢管道时，洁净水中氯离子含量

不应超过 50 mg/L。

7.7.2.5 用空气吹扫时，吹扫气流的速度应大于 20 m/s。管道在最后一次清扫后，应用白布靶放在排空处，检查 5 min 以上，以白布靶上无固体颗粒物为合格。

7.7.2.6 用水清洗时，宜以最大流量进行清洗，且流速不应小于 1.5 m/s，以进出口的水色和透明度一致为合格。

7.8 干燥

7.8.1 一般规定

7.8.1.1 输气管道压力试验后，应进行干燥，干燥方法应根据管道周围环境温度、管道长度、口径、敷设形式等条件选择。

注：相较于干空气法，真空法和氮气法可实现更低的水露点温度。

7.8.1.2 输气管道干燥合格后，应使用水露点不高于－40 ℃的干空气或氮气进行填充，填充压力不应低于 50 kPa，并应对管道进行密封。

7.8.1.3 输油管道压力试验后 6 个月无法投运的，宜按输气管道的要求进行干燥和氮气填充。

7.8.1.4 干燥合格标准的水露点应不高于下列数值中的较低者：

a) －20 ℃；

b) 干燥作业期间的最低大气环境温度减 5 ℃；

c) 设计文件规定的干燥后水露点。

7.8.2 线路管道干燥

7.8.2.1 线路管道可采用干空气、氮气或真空法干燥。

7.8.2.2 线路管道干燥段宜按压力试验段落进行划分。

7.8.2.3 线路管道干空气干燥施工中清管器的运行速度宜为 3.6 km/h～7.0 km/h，压力宜为50 kPa～800 kPa。

7.8.2.4 干空气干燥作业要求如下。

a) 进入管道的干空气温度不宜超过 50 ℃。

b) 管道末端应设置水露点仪检测出口气体的水露点，管道末端排出气体水露点应连续 4 h 不高于干燥合格标准，且变化幅度不大于 3 ℃，开始进行密闭试验。

c) 管段在不低于 50 kPa 的压力下密闭试验 24 h 后，应在管道末端对水露点进行检查，水露点升高不应超过 3 ℃，且不应高于干燥合格标准。

7.8.2.5 真空干燥作业要求如下。

a) 启动真空泵降低管道内压力，每 15 min 应记录一次管道压力值，当管内压力降低到 8 kPa(绝压)时，关闭真空泵组，进行密闭 4 h 渗漏试验，观察管内压力的变化，如压力变化值小于 0.1 kPa，可继续抽真空；否则，应修补渗漏点后继续对管道抽真空。

b) 当管道内的压力降至干燥合格标准的水露点对应的压力值时，应关闭真空泵组，密闭 24 h，观察管道内压力的变化，如压力变化值小于 0.6 kPa，即为合格；否则，应继续进行抽真空干燥，直至合格。

7.8.2.6 氮气干燥作业要求如下。

a) 开启待干燥管道的进气阀门，进气压力宜为 300 kPa～500 kPa，对干燥部位进行连续反复吹扫，管道出口处应用水露点仪检测气体的水露点，直到出口处水露点不高于干燥合格标准。

b) 水露点达到要求后，应进行系统密闭试验 24 h，水露点升高不应超过 3 ℃，且不应高于干燥合格标准。

7.8.3 站场管道干燥

7.8.3.1 站场管道干燥宜采用真空干燥或氮气干燥，也可采用干空气干燥。

7.8.3.2 站场管道可分区干燥，也可整体干燥。当分区干燥时，应将待干燥管道与其他的管道、设备等隔离。

7.8.3.3 干空气干燥作业要求如下。

a) 进入管道的干空气温度不宜超过 50 ℃。

b) 管道末端应设置水露点仪检测出口气体的水露点，管道末端排出气体水露点应连续 4 h 不高于干燥合格标准，且变化幅度不大于 3 ℃，开始进行密闭试验。

c) 在不低于 50 kPa 的压力下密闭试验 12 h 后，应在管道末端对水露点进行检查，水露点升高不应超过 3 ℃，且不应高于干燥合格标准。

7.8.3.4 真空干燥作业要求如下。

a) 工艺管道真空干燥时，应采用抽气量相当的真空泵，真空干燥过程中，应记录管内的负压值和温度值，管道温度不应低于 5 ℃。

b) 其他技术要求应符合 7.8.2.5 的规定。

7.8.3.5 氮气干燥应符合 7.8.2.6 的规定。

8 检验和试验

8.1 通用规定

8.1.1 管道安装过程中和安装完成后应开展检验和试验，包括外观检查、无损检测和压力试验。

8.1.2 从事长输管道无损检测的单位应取得市场监督管理部门颁发的特种设备检验检测机构核准证，按照核准项目范围从事无损检测工作。

8.1.3 无损检测人员应依据 TSG Z8001 规定取得相应的资格，无损检测人员资格级别分为Ⅲ(高)级、Ⅱ(中)级和Ⅰ(初)级。取得不同无损检测方法资格级别的人员，只应从事与该方法和该资格级别相应的无损检测工作，并负相应的责任。资格证书应在有效期内使用。

8.1.4 无损检测人员从事 TSG Z8001 未明确的无损检测方法时，应接受相应检测方法的培训，经考核合格方可从事检测作业。

8.1.5 检测记录、报告、底片或扫查图像等检测资料保存期不应少于 7 年。无损检测单位应将检测资料进行数字化，底片数字化要求应符合 SY/T 4109 的规定，保存期不应少于管道服役期。

8.1.6 当采用未列入本文件的无损检测方法时，应制定相应检测标准，经建设单位审核和批准后，方可使用。

8.2 外观检查

8.2.1 一般规定

8.2.1.1 外观检查应由独立于焊接、安装作业的专职人员实施。

8.2.1.2 检查人员未经矫正或经矫正的近(距)视力和远(距)视力不应低于 5.0(小数记录值为 1.0)，测试方法应符合 GB/T 11533 的规定。

8.2.1.3 外观检查用的器材包括焊接检验尺、钢尺、放大镜和照明光源等，外观检查用的器材应符合安全性能和使用性能。

8.2.2 检查要求

8.2.2.1 现场焊接的管道组成件和管道支承件焊接接头应进行 100%外观检查。

8.2.2.2　采用气体作为压力试验介质时，试验前应对所有螺纹、法兰连接及其他接头进行检查。

8.2.2.3　线路管道焊接接头外观检查的内容和要求应符合 7.3.8.6 的规定，站场管道焊接接头外观检查的内容和要求应符合 7.5.3.8 的规定。外观检查合格后，方可进行无损检测。

8.2.2.4　其他连接接头的外观检查应符合相关产品标准和设计文件规定。

8.3　无损检测

8.3.1　无损检测方法

8.3.1.1　现场焊接接头应进行无损检测。

8.3.1.2　检测方法可采用射线检测、X 射线数字成像检测、超声检测、相控阵超声检测、全自动超声波检测、磁粉检测和渗透检测。

8.3.1.3　射线检测、X 射线数字成像检测、超声检测、相控阵超声检测、磁粉检测和渗透检测应按照 SY/T 4109 的规定执行，全自动超声波检测应按照 GB/T 50818 的规定执行。

8.3.2　检测方法的选择遵循以下原则：

a）　应根据被检焊接接头的材质、焊接方法、工作介质、使用条件和失效模式，对可能产生的缺欠种类、形状、部位和取向，综合考虑检测方法的特点和局限性，选择适宜的无损检测方法；

b）　机动焊焊接的管道对接接头宜采用全自动超声波检测；

c）　铁磁性材料的管道焊接接头表面和近表面缺欠的检测宜采用磁粉检测；

d）　钢质管道焊接接头表面开口缺欠的检测宜采用渗透检测；

e）　当采用不可记录的超声检测时，应经建设单位批准，并采用射线检测或 X 射线数字成像检测抽查。

8.3.3　无损检测设备和器材应符合下列规定：

a）　检测设备和主要器材应具有产品质量合格证明文件；

b）　检测设备和器材应符合其相应的产品标准规定，且其性能指标应满足检测工艺的要求；

c）　检测设备和检测灵敏度相关的器材应定期进行检定、校准或核查。

8.3.4　无损检测工艺文件应符合下列规定：

a）　检测单位实施检测前依据设计文件和无损检测标准编制无损检测工艺文件，无损检测工艺文件包括工艺规程和操作指导书；

b）　当采用全自动超声波检测（AUT）方法时，检测单位应通过通用 AUT 工艺评定，并进行专项 AUT 工艺评定；

c）　操作指导书在首次使用前应进行工艺验证。

8.3.5　线路管道检测比例应符合下列规定：

a）　所有线路管道对接接头应进行全周长 100％无损检测，宜选择射线检测、X 射线数字成像检测、超声检测、相控阵超声检测或全自动超声波检测方法；

b）　水域大、中型穿越管段、山岭隧道、铁路、高速公路、二级及以上公路的穿越管道对接接头应进行 100％射线检测或 X 射线数字成像检测，还应进行 100％超声检测、相控阵超声检测或全自动超声波检测；

c）　跨越管道对接接头应进行 100％射线检测或 X 射线数字成像检测，还应进行 100％超声检测、相控阵超声检测或全自动超声波检测；

d）　采用手工焊或半自动焊与机动焊组合的对接接头应进行 100％射线检测或 X 射线数字成像检测，还应进行 100％超声检测或相控阵超声检测；

e）　返修对接接头、连头对接接头、感应加热弯管与直管对接接头应进行 100％射线检测或 X 射线数字成像检测，还应进行 100％超声检测、相控阵超声检测或全自动超声波检测。

8.3.6 线路管道抽查检测应符合下列规定：

a) 采用超声检测或相控阵超声检测的输油管道对接接头，应对该焊工或流水作业焊工组当天完成的全部焊接接头采用射线检测或 X 射线数字成像检测进行抽查，抽查比例不应少于 10％；

b) 采用超声检测或相控阵超声检测的输气管道对接接头，应对该焊工或流水作业焊工组当天完成的全部焊接接头采用射线检测或 X 射线数字成像检测进行抽查，抽查比例应符合表 37 的规定。

表 37 线路管道抽查比例

序号	地区等级	抽查比例
1	一、二级地区	≥10％
2	三级地区	≥15％
3	四级地区	≥20％

8.3.7 站场管道检测比例应符合下列规定。

a) 所有站场管道焊接接头应进行全周长 100％的无损检测，宜选择射线检测、X 射线数字成像检测、超声检测、相控阵超声检测或全自动超声波检测方法。采用上述方法无法检测时，可采用磁粉检测或渗透检测。

b) 返修对接接头和未经试压的连头对接接头应进行 100％射线检测或 X 射线数字成像检测，还应进行 100％超声检测、相控阵超声检测或全自动超声波检测。

8.3.8 合格级别规定：

a) 当采用不同检测方法对同一焊接接头检测或焊接接头的同一部位检测时，应符合相应的检测标准；

b) 采用射线检测、X 射线数字成像检测、超声检测或相控阵超声检测时，应按 SY/T 4109 的规定进行质量评定，合格级别应为Ⅱ级及以上；

c) 站场管道组成件检测不允许未熔合缺欠；

d) 磁粉检测或渗透检测应按 SY/T 4109 的规定进行质量评定；

e) 全自动超声波检测应按 GB/T 50818 的规定进行质量评定。

8.3.9 不合格焊接接头处置规定：

a) 射线检测或 X 射线数字成像检测抽查时，若发现不合格焊接接头，应对该焊工或流水作业焊工组当日焊接的焊接接头加倍检查，如仍有不合格焊接接头，应对该焊工或流水作业焊工组当日的其余焊接接头进行 100％的射线检测或 X 射线数字成像检测；

b) 不合格焊接接头应进行返修或割除，线路管道焊接接头返修后应按照 8.3.5 规定重新检测，站场管道焊接接头返修后应按照 8.3.7 规定重新检测。

8.4 压力试验

8.4.1 一般规定

8.4.1.1 线路管道清管、测径合格后应进行压力试验，站场管道吹扫清洗合格后应进行压力试验。压力试验分为强度试验和严密性试验，严密性试验应在强度试验合格后进行。

注：强度试验也称耐压试验，严密性试验也称泄漏试验。

8.4.1.2 管道压力试验前应编制专项施工方案。

8.4.1.3 当采用水作为试压介质时，应为洁净水，用于奥氏体不锈钢压力试验的洁净水所含氯离子含量不应超过 50 mg/L。当采用气体作为试压介质时，应采用空气、氮气或惰性气体。

8.4.1.4　当采用水作为试压介质时，专项施工方案中宜包括残存空气、温度对压力试验的影响分析，并采取措施排除其对压力试验的干扰。残存空气对压力试验的影响分析见附录 P，温度-压力关系计算方法见附录 Q。若温度变化引起试验压力的降低，应补充试压介质至目标试验压力。

8.4.1.5　站场管道法兰、螺纹等接头在压力试验时应外露，不应包覆隔热层，以便检查。

8.4.1.6　不同承压能力的管道应按设计压力分别进行压力试验。元件组合装置应在安装后随管道一同进行现场压力试验。不宜与管道一起试压的设备、阀门及仪器等，在管道压力试验期前应与管道分离（可用经无损检测的短管代替），或用盲板、阀门（应能适合试验压力）等隔离。

8.4.1.7　压力试验时的环境温度不宜低于 5 ℃，且应高于管材和对接接头的韧脆转变温度。当环境温度低于 5 ℃时，应采取防冻措施。

8.4.1.8　管道升压前，应留有时间使试压介质、管道和环境的温度接近，且试压管段压力稳定。

8.4.1.9　升压期间宜绘制升压 P-V 图，通过 P-V 图记录的数据绘制曲线，同理论曲线进行比较，如果实际曲线与理论曲线偏差超过 0.2%时，应停止升压，并分析查明原因，排除泄漏后方可继续试压。

8.4.1.10　采用气体进行压力试验时应设置安全阀，其设定值不应高于 1.1 倍试验压力。

8.4.1.11　压力试验过程中如有泄漏，不应带压修补。泄漏点处理完毕后，应重新试压。

8.4.2　试压头

8.4.2.1　压力试验应使用试压头，试压头可由施工单位制造。

8.4.2.2　试压头的钢管材质宜与试压管段材质相同，壁厚应满足 1.5 倍设计压力的试压要求。

8.4.2.3　试压头上的焊缝以及与管道的对接接头应进行 100%无损检测，检测的合格级别应符合 8.3.8 的规定。

8.4.2.4　试压头应有铭牌，铭牌应包括制造日期、设计压力、设计温度。重复使用的试压头应有压力试验历史数据和使用次数记录。

8.4.2.5　试压头每次使用前应进行压力试验，试验压力不小于 1.5 倍设计压力，稳压时间不少于 4 h，无变形、无压降、无泄漏为合格。

注：同一项目连续使用的试压头，首次使用前进行压力试验。

8.4.3　测量仪器

8.4.3.1　压力表的精度不应低于 1.0 级，表盘直径不小于 150 mm，量程宜为被测最大压力的 1.5 倍～2 倍。压力天平测量误差应不大于 0.1%试验压力。

8.4.3.2　温度表的测量精度应达到 0.5 ℃，量程宜为－20 ℃～70 ℃。

8.4.3.3　压力试验宜采用数字式压力自动记录仪和数字式温度自动记录仪，并保持压力试验全过程记录，量程范围应根据试验压力和温度确定。

8.4.3.4　采用水作为压力试验介质时，压力试验应采用带数字输出的电子型流量计记录注水体积，并能显示瞬时流量和累计流量，准确度不低于 0.5%。

8.4.3.5　每个试压管段的压力和温度仪表不应少于 2 块，分别安装在试压管段的首末端。采用水作为压力试验介质时，压力读数应以压力天平为准。

8.4.4　安全防控

8.4.4.1　压力试验前，应在压力试验管段设立警示牌，告知周边公众压力试验时间。

8.4.4.2　压力试验前，施工单位应进行风险评估，风险评估应包括风险识别、故障模式、防范与控制措施等。

8.4.4.3　压力试验管段应根据周边敏感因素类型、人员伤害程度，进行安全距离分析，设定公众警戒区和压力试验施工人员禁入区。直接参与压力试验施工人员未经批准不应进入禁入区。

8.4.4.4　当气压试验管道的压降异常时，管道的压力应降至低于试验压力的25%后，人员方可进行现场查漏。

8.4.5　线路管道压力试验

8.4.5.1　输油管道

8.4.5.1.1　输油管道应采用水作为压力试验介质。

8.4.5.1.2　线路管道压力试验应分段进行，试验段落划分需符合下列规定：

a）　管段容量不宜超过 2.5×10^4 m^3，且不宜超过35 km；

b）　管段划分宜与阀室间距保持一致。

8.4.5.1.3　管道的压力试验分段应结合试压管段壁厚、沿线高程分布、站场及阀室位置、穿跨越工程等级、取排水点条件、交通依托情况和场地条件等综合确定，并符合下列规定。

a）　水域大、中型穿越，大、中型跨越，定向钻穿越、山岭长隧道、山岭中长隧道、铁路、高速公路、二级及以上公路穿越管道应单独进行压力试验。

注：山岭短隧道 $L\leqslant500$ m，山岭中长隧道 1 500 m$>L>$500 m，山岭长隧道 $L\geqslant1\ 500$ m，L 为隧道长度。

b）　相邻单独试压管段可合并试压，进行合并压力试验时，应结合试压水头变化情况、压力试验介质重力、管道约束条件、支承件产生的附加荷载等因素，对隧道内架空敷设管道、跨越管道和连接线路管道进行合并压力试验工况下的应力校核。隧道内架空敷设管道、跨越管道的组合应力和环向应力不应大于管材标准规定的最低屈服强度的0.9倍。

c）　合并压力试验时，强度试验压力应与单独试压管段的试验压力一致，并应符合8.4.5.1.6规定。

d）　其他穿越管道、跨越管道可与一般线路管道合并进行压力试验，试验压力与一般线路管道一致，并应符合8.4.5.1.6规定。

8.4.5.1.4　定向钻穿越管道应在预制后进行强度试验和严密性试验。定向钻穿越管道回拖就位后应进行严密性试验，稳压时间应不小于4 h。回拖后的定向钻穿越管道严密性试验可与一般线路管道合并试压，合并试压时间应符合表38的规定。

8.4.5.1.5　输油管道压力试验的试验压力、稳压时间及合格标准应符合表38的规定。

表38　输油管道压力试验的试验压力、稳压时间及合格标准

分类		强度试验	严密性试验
一般线路管道	试验压力	≥1.25倍设计压力	≥设计压力
	稳压时间	≥4 h	≥24 h
通过人口稠密区的一般线路管道，水域大、中型穿越，大、中型跨越，山岭长隧道、山岭中长隧道、铁路、高速公路、二级及以上公路穿越管道	试验压力	≥1.5倍设计压力	≥设计压力
	稳压时间	≥4 h	≥24 h
合格标准		无变形、无泄漏，压降不大于1%试验压力值，且不大于0.1 MPa	

8.4.5.1.6　压力试验管段有高差时，管段高点的试验压力应符合表38的规定，试压期间在管段任意点产生的环向应力不应大于管材标准规定的最低屈服强度的0.9倍，对特殊地段经设计允许，最大不应大于0.95倍。采用水作为压力试验介质时，应根据试压管段的纵断面和静水压力，核算压力试验时不同壁厚钢管的环向应力，不同壁厚钢管的最大允许高差应按公式(63)计算：

$$h_{max}=\frac{2tk_s\sigma_s-DP_t}{\rho gD} \qquad \cdots\cdots(63)$$

式中：

t ——钢管或弯管设计壁厚，单位为毫米(mm)；

P_t ——试验压力，单位为帕(Pa)；

D ——钢管外直径，单位为毫米(mm)；

k_s ——压力试验系数，一般情况下为 0.9，特殊情况下经设计允许为 0.95；

σ_s ——管材标准规定的最低屈服强度，单位为帕(Pa)；

ρ ——水的密度，单位为千克每立方米(kg/m^3)；

g ——重力加速度，单位为米每平方秒(m/s^2)；

h_{max} ——不同壁厚钢管的最大允许试压高差，单位为米(m)。

8.4.5.1.7 压力试验时，当压力升至 30%和 60%强度试验压力时，应分别停止升压，稳压 15 min，并应检查系统有无异常情况，如无异常情况继续升压。

8.4.5.1.8 压力试验合格后，应进行泄压、排水和扫水，扫水以不再排出游离水为合格，扫水后应按 7.7 的要求进行管道测径。

8.4.5.2 输气管道

8.4.5.2.1 一、二级地区的线路管道宜采用水作为压力试验介质，经设计、施工单位同意，并经建设单位批准，可采用气体作为压力试验介质。三、四级地区的线路管道应采用水作为压力试验介质。

8.4.5.2.2 线路管道压力试验应分段进行，试验段落划分需符合下列规定：

a) 管段容量不宜超过 2.5×10^4 m^3；

b) 采用水作为试验介质的管段长度不宜超过 35 km；

c) 采用气体作为试验介质的管段长度不宜超过 18 km；

d) 管段划分宜与阀室间距保持一致。

8.4.5.2.3 穿越管道和跨越管道的压力试验分段和应力校核应符合 8.4.5.1.3 的规定。

8.4.5.2.4 定向钻穿越管道压力试验应符合 8.4.5.1.4 的规定。

8.4.5.2.5 输气管道压力试验的试验压力、稳压时间及合格标准应符合表 39 的规定。

表 39 输气管道压力试验的压力值、稳压时间及合格标准

分类		强度压力试验	严密性压力试验
一、二级地区的一般线路管道	试验压力	≥1.25 倍设计压力	≥设计压力
	稳压时间	≥4 h	≥24 h
三、四级地区的一般线路管道，水域大、中型穿越，大、中型跨越，定向钻穿越、山岭长隧道、山岭中长隧道、铁路、高速公路、二级及以上公路穿越管道	试验压力	≥1.5 倍设计压力	≥设计压力
	稳压时间	≥4 h	≥24 h
合格标准		无变形、无泄漏，压降不大于 1%试验压力值，且不大于 0.1 MPa	

8.4.5.2.6 输气管道采用水作为压力试验介质的最大允许高差应符合 8.4.5.1.6 的规定。

8.4.5.2.7 输气管道压力试验时的升压速度不宜过快，并符合下列规定。

a) 采用水作为试验介质，当压力升至 30%和 60%强度试验压力时，应分别停止升压，稳压 15 min，并应检查系统有无异常情况，如无异常情况继续升压。

b) 采用气体作为试验介质时，每小时升压不应超过 1 MPa。当压力升至 30%和 60%强度试验压力时，应分别停止升压，稳压 30 min，并应检查系统有无异常情况，如无异常情况继续升压。

8.4.5.2.8　用水作为试验介质的压力试验合格后，应进行泄压、排水和扫水，扫水以不再排出游离水为合格，扫水后应按 7.7、7.8 的要求进行管道测径和干燥。

8.4.5.2.9　采用气体作为试验介质的压力试验合格后，应进行气体排放，排气完成后应按 7.7 的要求进行管道测径和干燥。

8.4.6　站场管道压力试验

8.4.6.1　输油管道

站场管道的强度试验和严密性试验应采用水作介质，试验方法及合格标准符合表 40 的规定，且应符合下列规定：

a）　升压平稳缓慢，升压次数符合表 41 的规定；

b）　升至各个阶段压力稳压不低于 15 min，并检查无泄漏后继续升压；

c）　升到强度试验压力后稳压，检查是否合格；

d）　降到严密性试验压力后稳压，检查是否合格。

表 40　压力试验方法及合格标准

试验项目	强度试验	严密性试验
试验压力	≥1.5 倍设计压力	≥设计压力
稳压时间	≥4 h	≥24 h
合格标准	无变形、无泄漏，压降不大于 1%试验压力值，且不大于 0.1 MPa	

表 41　升压次数

试验压力/MPa	升压次数	各阶段试验压力百分数/%
$P \leqslant 1.6$	1	100
$1.6 < P \leqslant 2.5$	2	50、100
$P > 2.5$	3	30、60、100

8.4.6.2　输气管道

8.4.6.2.1　站场管道的强度试验应采用水作试验介质，严密性试验宜采用气体作试验介质，也可采用水作试验介质。

8.4.6.2.2　当采用水作试验介质时，试验方法及合格标准应符合 8.4.6.1 的规定。当采用气体做严密性试验介质时，试验前应经设计、施工单位同意，并经建设单位批准，试验压力不应低于设计压力，稳压时间不应小于 24 h，且应符合下列规定：

a）　升压平稳缓慢，升压速度不大于 0.1 MPa/min；

b）　升至 10%试验压力，稳压 15 min，检查无泄漏后继续升压；

c）　在 50%、60%、70%、80%、90%试验压力各稳压不低于 5 min，并检查无泄漏后继续升压；

d）　达到试验压力后，对阀门填料函、法兰或螺纹等连接处、放空阀、排气阀和排水阀等部位，按照 NB/T 47013.8—2012 附录 A 的要求完成检漏，且压降不大于 1%试验压力。

8.4.7　阀室管道压力试验

8.4.7.1　输油管道的阀室管道宜按线路管道进行压力试验。

8.4.7.2　输气管道的阀室管道的强度试验和严密性试验应采用水作介质，并应符合 8.4.6.1 的规定。

8.4.8　站场管道中工艺辅助管道的压力试验

8.4.8.1　润滑油、燃料油等油品管道的压力试验宜按照输油站场管道进行。

8.4.8.2　燃料气、压缩空气、氮气等气体管道的压力试验宜按照输气站场管道进行。当其设计压力不高于 2.0 MPa 时，经设计、施工单位同意，并经建设单位批准，可采用气体进行强度试压，试验压力不低于 1.1 倍设计压力，合格后降至设计压力进行严密性试压。

9　安全防护

9.1　压力控制装置

9.1.1　除 9.1.2 规定的情况外，当上游管道的最大操作压力可能超过下游管道的操作压力，应设置压力控制装置。

9.1.2　当管道被阀门、盲板等隔离元件分隔为操作压力不同的两个独立受压段时，两段管道之间可不设压力控制装置。

注：压气站(泵站)越站阀的上下游管道操作压力不同，但越站阀为常关状态，其上下游管道为两个独立受压段，类似的独立受压段还有离心泵的进出口汇管、与主工艺管道隔离的放空和排污管道等。

9.1.3　压力控制装置的设定值不应超过管道的 MAOP。

注：压力控制装置、压力安全装置与 MAOP、MAIP 的关系见附录 I。

9.2　压力安全装置

9.2.1　除 9.2.2 规定的情况外，当上游管道操作压力超过下游管道的 MAOP，应设置压力安全装置，并符合如下规定：

a)　当上游管道的 MAOP 大于下游管道的 MAOP，应至少设置一套(第一级)压力安全装置；

b)　当上游管道的 MAOP 大于下游管道的强度试验压力，第一级压力安全装置还应增加第二级压力安全装置，第二级压力安全装置应具有不依赖第一级压力安全装置而独立实现超压保护的能力；

c)　若采用两级压力安全装置，其中至少一级应采用安全切断阀或安全泄放装置等不依靠仪表系统的机械装置。

注：用于输油管道水击保护的压力安全装置参考 9.2.1 进行设置。

9.2.2　当管道被阀门、盲板等隔离元件分隔为设计压力或 MAOP 不同的两个独立受压段时，两段管道之间可不设压力安全装置，但应满足下列规定：

a)　采用零泄漏的隔离元件；

注：阀门的零泄漏指最大允许泄漏率达到 GB/T 13927 中的 A 级。

b)　隔离元件为常闭状态，并应采取误打开的措施；

c)　存在超压风险时，在低压段设置压力检测和超压报警装置。

9.2.3　压力安全装置的设定值不应超过管道的 MAIP。

9.2.4　压力安全装置应具有不依赖压力控制装置而独立实现超压保护的能力。

9.2.5　压力安全装置宜采用安全切断阀或安全泄放装置等不依靠仪表系统的机械装置，也可采用由压力检测仪表、逻辑控制器和执行元件组成的安全仪表系统。

9.2.6　采用安全仪表系统的压力安全装置应进行安全完整性等级评估，并应按评估确定的安全完整性等级进行设计、安装、使用和维护。

9.2.7　安全泄放装置的设置要求如下。

a） 容积式压缩机、容积式泵出口和最近的截断阀之间应设置安全阀。
b） 加热设备(包括加热炉、电加热器等)出口和最近的截断阀之间应设置安全阀。
c） 输油管道站场两个相邻截断阀之间的站场管道应设置安全泄放装置或超压保护措施，如不设置，应进行热膨胀计算，计算热膨胀压力不应超过设计压力。热膨胀压力的计算方法可参考附录 Q。
d） 安全阀的计算方法见附录 R。
e） 输油管道水击泄放阀的设置位置应根据水击计算确定。

9.2.8 安全泄放装置的选型要求：

a） 输气管道和液化石油气管道安全阀宜选用全启式安全阀，输油管道安全阀宜选用微启式安全阀；
b） 原油管道水击泄放阀宜选用氮气式，成品油管道泄放阀可选用氮气式或先导式。

9.2.9 安全泄放装置的泄放量规定：

a） 容积式压缩机、容积式泵出口安全阀的泄放量不应小于压缩机和泵的额定流量；
b） 调节阀出口安全阀的泄放量不应小于调节阀的设计流量；
c） 输油管道水击泄放阀的泄放量应根据水击计算确定；
d） 封闭管道受热膨胀的安全泄放量计算方法可参考附录 R。

9.2.10 安全泄放装置的最小泄放面积要求：

a） 安全泄放设施最小泄放面积应根据泄放量、泄放压力、泄放温度、泄放系数以及流体的物理性质等确定；
b） 安全阀最小泄放面积计算方法见附录 R 计算。

9.2.11 安全泄放装置设定压力要求：

a） 安全阀的设定压力不应大于相连压力容器的设计压力；
b） 输气管道安全阀的设定压力应符合 GB 50251 的规定；
c） 输油管道水击泄放阀的设定压力应根据水击计算确定。

9.2.12 安全阀进出口阀门和管道的设置要求如下。

a） 安全阀进、出口均应设置截断阀，出口截断阀应采用全通径阀门。
b） 正常操作时，安全阀进、出口的截断阀应锁定或铅封在全开位置。
c） 安全阀进口管道应尽可能短，进口管道的总压降不宜超过安全阀设定压力的 3%。
d） 安全阀出口管道直径应符合下列规定：
1） 单个安全阀的出口管道直径，应按背压不大于该阀泄放压力的 10%确定；
2） 连接多个安全阀的出口管道直径，应按所有安全阀同时泄放时产生的背压不大于其中任何一个安全阀的泄放压力的 10%确定，且放空管道截面积不应小于安全阀泄放支管截面积之和。

9.2.13 其他要求：

a） 安全阀的材料、设计、安装、使用、校验和维护应执行 TSG ZF001 的规定；
b） 水击泄放阀应进行定期检定、校准或核查，并在有效期内使用。

9.3 紧急截断装置

9.3.1 规模按 GB 50183 划分为一、二、三、四级的站场，其进、出站管道应设置紧急截断阀，五级站场进、出站管道宜设置紧急截断阀。

9.3.2 轴功率在 750 kW 以上的压缩机进出口管道应设置紧急截断阀。

9.3.3 公称直径不小于 30 m 或公称容积不小于 10 000 m^3 的储罐罐根的进出口管道应设置紧急截断阀。

9.3.4 紧急截断阀应在紧急情况下自动或由人工触发关闭，并应采用如下两种形式之一的执行机构：

——气液联动、电液联动或气动等不依赖外部动力的执行机构；

——采用不间断电源供电的电动执行机构。

9.3.5 采用不间断电源供电的紧急截断阀，其不间断电源应定期检测和更换。

9.3.6 在役管道的紧急截断阀及其执行机构和控制回路每年应至少进行 1 次开关测试或部分开关测试。

9.4 输气管道放空装置

9.4.1 9.4 所述内容不适用于输送液化石油气的长输管道。

9.4.2 压缩机总轴功率大于 750 kW 的压气站应设置紧急放空装置，其余输气站场宜设置紧急放空装置。

9.4.3 紧急放空阀应在紧急情况下自动或人工触发开启，并采用如下两种形式之一的执行机构：

——气液联动、电液联动或气动等不依赖外部动力的执行机构；

——采用不间断电源供电的电动执行机构。

9.4.4 紧急放空装置应能在 15 min 内将站场管道内的压力从最初的压力降到设计压力的 50%或更低，输气管道站场紧急放空时间计算方法可参考附录 S。

9.4.5 可燃气体可通过放空设施直接放空或点火后放空，也可回收处理。

9.4.6 当采用点火方式排放可燃气体，放空设施管口的高度及与周边人员、设施的距离应根据辐射热计算确定。

9.4.7 当采用非点火方式排放可燃气体，应满足如下规定：

a) 站场管道放空设施管口的高度及与周边点火源、人员活动场所的距离应满足 GB 50183 的要求；

b) 线路管道阀室放空设施管口的高度及与周边点火源、人员活动场所的距离应根据可燃气体扩散范围计算确定。

9.4.8 在役管道的紧急放空阀及其执行机构和控制回路每年应至少进行 1 次开关测试。

9.5 其他安全防护措施

9.5.1 线路管道沿线的里程桩、转角桩、标志桩、警示牌、警示带等永久性地面标志设施设置规定如下：

a) 管道里程桩应沿管道从起点至终点每隔 1 km 设置 1 个；

b) 在管道改变水平方向处应设置转角桩，平面上弹性敷设的管道，应在弹性敷设段设置加密桩；

c) 对于通过人口密集区、耕地、农田水利用地、商业区、工业区、规划发展区等易受第三方损坏地段的埋地管道，应设置标志桩和警示牌，并应在开挖直埋管道上方连续埋设警示带；

d) 管道穿(跨)越人工或天然障碍物时，应在穿(跨)越处及地下建(构)筑物附近设立标志桩；

e) 永久性标识应标记管道运营公司的名称及联系电话。

9.5.2 线路管道通过以下地段时应设置水工保护设施：

a) 采用开挖方式穿越河流、沟渠段；

b) 顺坡敷设和沿横坡敷设段；

c) 通过田坎、地坎段；

d) 通过不稳定边坡和危岩段。

9.5.3 线路管道长度超过 50 km 的输油管道宜设置泄漏监测系统。

9.5.4 站场和阀室的周界应设置围墙或金属围栏等实体防范设施。

9.5.5 无人值守或无人看护的长输管道站场和阀室应设置视频安防监控系统对压力管道区域进行监视。

注：视频安防监控系统指利用视频探测技术，监视设防区域并实时显示、记录现场图像的电子系统或网络。

10 投产试运

10.1 通用规定

10.1.1 投产试运工作应在管道清管、试压、干燥(输气管道)完成后进行。

10.1.2 投产试运前应将管道设计文件、中心线数据、施工记录、评估报告、相关协议等资料，以及设备设施技术资料和备品备件等移交运营企业。

10.1.3 应根据项目规模和任务安排，明确分阶段投产试运项目分期、分段投产所能达到的功能与能力，并分阶段进行投产试运条件检查。

10.1.4 投产人员应按照投产试运方案进行投产试运。

10.1.5 投产试运过程中，如遇特殊情况应及时组织分析，必要时变更调整投产试运方案。

10.1.6 投产试运过程应进行必要的记录和分析，投产试运完成后应及时总结。

10.1.7 氮气注入或充水工作宜至少在投产试运前 24 h 完成。

10.1.8 注入氮气的温度宜控制在 5 ℃～10 ℃。

10.1.9 氮气段压力宜控制在 0.02 MPa～0.1 MPa。

10.1.10 应确定安全、合理的排气和排水方案。

10.1.11 投产试运过程中，应定期进行线路管道和站场设施的巡检。

10.2 投产试运前准备

10.2.1 投产试运前应进行投产试运条件确认，内容包括但不限于行政许可手续、HSE、焊缝和无损检测、线路工程、站场功能、运行筹备等。

10.2.2 应与相关单位签订有关油气运输、计量交接、运行调度、安全环保、供用电、供排水、通信、维抢修等协议或合同。

10.2.3 投产试运前应建立投产试运管理组织机构，岗位人员应培训合格、配备到位、持证上岗，满足投产试运及安全生产相关要求。

10.2.4 投产试运前应编制投产试运方案并经审核批准，投产试运方案内容包括但不限于：

a) 编制依据；
b) 投产范围；
c) 投产油气源、投产方式及投产计划；
d) 管道工程概况；
e) 投产组织机构；
f) 投产必备条件及准备；
g) 投产试运；
h) HSE 要求；
i) 应急预案；
j) 相关附件。

10.2.5 投产试运所需油源或气源应根据管道投产方案要求协调准备到位。

10.2.6 投产试运前应完成所需氮气、水、降凝剂、燃料油(燃料气)的准备工作，数量应符合投产试运方案要求。氮气注入量及纯度应符合管道投产方案要求。

10.2.7 输油管道下游储罐应根据投产试运方案要求协调准备到位，具备投产试运用水、油水混合物、原油或成品油、混油的接收与处理条件。

10.3 管道投产试运

10.3.1 输油管道投产试运

10.3.1.1 管道投产试运宜按置换、稳压和 72 h 试运的顺序实施。

10.3.1.2 投产介质前应加清水或氮气隔离，应在水头及投产介质前加带跟踪器的隔离清管器。隔离清管器应具有良好的通过能力、密封性和耐磨性，根据管道情况设置跟踪点，做好记录。

10.3.1.3 投产方式可采用充水投油与空管投油两种方式。

10.3.1.4 线路管道宜采用充水投油。

10.3.1.5 充水投油时，管道置换方式应为水置换空气、原油/成品油置换水。

10.3.1.6 充水投油时，管道充水距离应大于线路管道最长站间距，不宜小于最长站间距的 1.2 倍。

10.3.1.7 空管投油时，管道置换方式应为氮气置换空气、原油或成品油置换氮气。置换过程中氮气段下游应保持充分放空。

10.3.1.8 空管投油时，管道氮气注入距离应根据管道高程差、排气点等因素确定，不应小于长输管道最大阀室间距，宜选取不小于 1.2 倍富裕系数。

10.3.1.9 原油管道投产过程中应保证管道沿线温度场满足投产原油到达任一加热站的进站温度高于所输原油凝点以上 3 ℃，同时应根据流动安全性评价结果确定各站最低进站温度。

10.3.1.10 采用原油添加降凝剂改性方式投产的管道，应按照 GB/T 35068 的相关要求执行。

10.3.1.11 成品油管道干线和柴油支线应采用柴油投产，汽油支线宜采用汽油投产。

10.3.1.12 投产用柴油的标号应根据投产季节的管道沿线地温条件确定，投产柴油冷滤点应至少低于沿线最低地温 3 ℃。

10.3.1.13 站场置换应根据工艺流程合理安排置换顺序，逐次对站内工艺管线和设备进行充油或充水排气。

10.3.1.14 主要工艺操作应符合 SY/T 5536、SY/T 6325、SY/T 6695、GB/T 35068 相关标准的要求。

10.3.1.15 投产过程中应结合管道最低允许输量、输油泵特性曲线、加热炉最小允许流量、工艺限值等因素确定投产输量。

10.3.1.16 投产介质进出储罐流速限制见附录 H。

10.3.1.17 投产过程中应同步进行稳压检漏工作。

10.3.1.18 油头到达末站后宜开始进行 72 h 试运行。

10.3.1.19 72 h 试运行应包括不同输量台阶运行测试和输油泵切换等内容。

10.3.2 输气管道投产试运

10.3.2.1 管道投产试运宜按置换、升压、稳压和 72 h 试运的顺序实施。

10.3.2.2 气体置换应采用“气推气”的方式，即氮气置换空气、天然气置换氮气。不同气体之间不应加隔离球。置换过程中，氮气段下游应设置放空管并保持常开状态，应设置放空隔离区。

10.3.2.3 投产介质前应加氮气隔离，隔离长度应保证到达置换管线末端时，空气与投产介质不混合。

10.3.2.4 线路管道的干线、支线和站场管道的气体置换宜分别进行。

10.3.2.5 氮气置换空气时，管道末端放空检测口检测到含氧量不高于 2%时为置换工作合格。

10.3.2.6 置换过程中管道内气流速度不宜大于 5 m/s。

10.3.2.7 置换、稳压期间应对站场管道和阀室管道进行天然气检漏。

10.3.2.8 管道气体置换合格后应进行全线或分段升压并检漏，进气点升压速率不宜超过 1 MPa/h，升压宜分台阶进行。

10.3.2.9 置换、升压工艺计算和操作应符合 SY/T 5922 和 SY/T 6470 的相关规定。

10.3.2.10 线路管道阶段性升压过程中，阀室旁通管道和站场管道应同步进行升压。

11 管道使用和维护

11.1 通用规定

11.1.1 管道使用和维护应遵循安全、可靠、高效的原则，应符合 GB/T 35068 的规定。

11.1.2 线路管道应按照 GB 32167 的要求实施管道完整性管理。

11.1.3 运营企业应建立安全技术档案，并符合下列要求：

a） 必要的工艺参数、工艺状态、工艺行为等应建档保留；

b） 应制定生产运行方案、工艺运行规程、操作规程等满足生产运行的技术指导和操作文件；

c） 应建立工艺变更管理制度；

d） 应编制应急预案。

11.1.4 长输管道宜使用站场或管道全线“一键启停”、自动分输等智能化技术提升管道安全运行水平。

11.1.5 运营企业宜建立管道数字化管理系统，对建设期、运营期各类数据进行存储和分析。

11.2 管道运行

11.2.1 管道运行应执行统一调度指挥原则，管道系统宜保持中控模式，清管和内检测作业宜采取现场操作模式。

11.2.2 应对管道主要运行参数和关键设备状态进行实时监测，参数超出设计范围或设备状态发生变化时应及时报警、处置。

11.2.3 应根据管道输量、管道输送能力、管道输送效率和工艺条件的变化，及时调整工艺运行方式和工艺运行参数。

11.2.4 宜结合管道定期检验或完整性评价结果，适时调整管道最大允许操作压力。

11.2.5 加热输油管道应根据油品物性、加热设施设置、输油泵能力、管道沿线地温、季节、管道穿(跨)越等情况，确定管道允许最小输量和允许安全停输时间。

11.2.6 顺序输送的成品油管道应进行界面检测和批次跟踪，分输、注入、混油切割和回掺等操作应以油品质量安全为前提。

11.2.7 宜对管道输差和能耗进行月度和年度分析。

11.2.8 应对输送介质质量进行实时监测或定期检测。

11.2.9 应定期试验或校验站场火气系统、安全附件等安全防护设施以及仪表与自动控制系统，并保持完好。

11.2.10 具备清管条件的线路管道，清管应符合 GB/T 35068 的规定。

11.2.11 运营企业应针对动火、进入受限空间、临时用电、高处作业等高风险作业制定专门的安全技术要求，实施作业许可管理。

11.2.12 涉及屏蔽站场保护程序、水击保护程序和信号强制的作业，应进行安全风险分析，并制定相应措施。

11.3 线路管道管理

11.3.1 线路管道巡护

11.3.1.1 建立健全管道巡护制度，组织巡线人员或采用技术措施，对线路管道进行巡护。

11.3.1.2 根据管道风险状况、沿线社会环境和地形地貌等情况，制定巡护工作方案并配备相应的巡护装备。

11.3.1.3 人员密集型管道高后果区、打孔盗油(气)高发段、第三方施工损伤、自然与地质灾害等高风险

段宜适当增加巡护频次或增加技防措施。

11.3.1.4　建立管道报警(电话)系统,及时接收和处理管道安全报警信息。

11.3.1.5　管道地面标识应保持通视、整洁、完好。

11.3.1.6　定期组织管道保护宣传,增强公众管道保护意识。

11.3.2　第三方损伤风险防护

11.3.2.1　建立第三方施工监督管理制度,对管道相遇相交施工活动进行管控。

11.3.2.2　获取有效第三方施工信息后,应向施工方书面告知管道安全风险和管道保护要求,对拟交叉并行段进行布控,准确标记管道、光缆位置。协商制定管道保护方案,签订安全保护协议。施工过程中,派人现场监护。

11.3.2.3　组织对所辖管道打孔盗油(气)风险进行识别,依据识别结果确定重点防护管段,有效落实防范措施和资源,组织实施防打孔盗油(气)工作。

11.3.3　自然与地质灾害防治

11.3.3.1　宜周期性组织开展地质灾害调查,查明影响管道安全的各类灾害风险点的数量、分布、发育情况和危害程度,针对性地开展整治工作。

11.3.3.2　管道防汛应与管道自然与地质灾害风险防控工作相结合,编制并落实年度防汛工作计划。

11.3.3.3　组织开展汛前、汛后管道自然与地质灾害风险排查,落实治理与管控措施,汛前排查重点关注影响安全度汛的风险因素,汛后排查重点关注汛期水毁情况。

11.3.4　高后果区管理

11.3.4.1　运营企业应按照 GB 32167 的规定识别线路管道高后果区,识别时间间隔最长不超过 18 个月。当管道及周边环境发生变化,应及时进行高后果区更新。

11.3.4.2　运营阶段应将高后果区管道作为重点管理段,针对每一处高后果区制定“一区一案”。“一区一案”的内容主要包括高后果区基本情况、风险管控措施和初期应急处置措施。

11.3.5　线路管道风险评价

11.3.5.1　运营企业应按照 GB 32167 的规定进行风险评价。管道投产后 1 年内应进行线路管道风险评价,风险评价的时间间隔应根据风险评价的结论来确定,且不宜超过 3 年。管道属性和周边环境发生较大变化后,应进行风险再评价。

11.3.5.2　风险评价应识别影响管道完整性的危害因素,分析管道失效的可能性及后果,反映管道最新风险状况,判定风险等级。

11.3.5.3　风险评价可采用风险矩阵法、指标体系法、场景模型评价法、概率评价法等方法,运营企业应基于评价目标,结合现有数据的完整程度以及经济投入等因素,选择适用的风险评价方法。

11.3.5.4　运营企业应依据风险评价结果对管段进行排序,确定完整性评价和实施风险消减措施的优先顺序,应采用针对性措施消减管道风险,包括降低失效可能性的措施和降低失效后果的措施。

11.4　站场管道维护

11.4.1　新建、扩建、改建站场内压力管道在投入使用前或者使用后 30 个工作日内,应及时到管道所在地特种设备使用登记机关申请办理使用登记,当压力管道的使用单位或者状况发生变更或者变化时,应及时到使用登记机关办理使用登记变更。

11.4.2　站场管道出现故障或发生异常情况时,应对其进行全面检查并对相关问题进行整改,消除管道缺陷隐患。

11.4.3　站场管道涂色及标识应满足油气站场安全目视化形象标准要求。

11.4.4　运营企业应根据站场管道工艺流程及附属设备设施分布情况，建立巡检制度，明确人员、职责、检查时间、检查部位、检查项目及合格标准等。

11.4.5　新建管道、维修改造后的管道，在运行初期应加密巡检，发现异常情况，应立即报告处理。

11.4.6　站场管道的巡检包括日常巡检和月巡检，检查重点部位宜包括管线外表面、管线关键部位（与动设备连接管段、主管开口支管连接部位、与分离器连接管段、与撬装设备连接管段、与管件连接部位等）、法兰连接处、仪表管嘴连接处、管线保温层和外防腐层、管道管托或支撑接触面、监控仪表等。

11.5　在役管道检验

11.5.1　年度检查

11.5.1.1　线路管道应按照 TSG D7003 要求、站场管道应按照 TSG D0001 要求，每年至少开展 1 次年度检查，并编制年度检查报告。

11.5.1.2　在开展定期检验的年度，年度检查可只做定期检验未覆盖的项目和内容。

11.5.2　定期检验

11.5.2.1　定期检验应在年度检查的基础上进行。定期检验可采用资料审查、现场检验和适用性评价的常规检验方法，或采用基于风险的检验方法。

11.5.2.2　线路管道的定期检验应符合 TSG D7003 的规定。

11.5.2.3　现场检验采用宏观检查、内检测、外检测以及耐压试验等方法，并且符合以下要求：

a）　所有管道应当开展宏观检查；

b）　具备内检测条件的管道，应当进行内检测；采用内检测时，仍需对外防腐（保温）层、阴极保护系统状况和杂散电流干扰进行检测评价；

c）　对不具备内检测条件的管道，应当根据管道的主要损伤模式，选用一种或多种适合的外检测方法；

注：外检测方法主要包括内腐蚀、外腐蚀和应力腐蚀开裂等 3 种外检测方法。

d）　对不可实施内检测和外检测的管道，应当进行耐压试验。

11.5.2.4　线路管道内检测工作的实施应遵循 GB 32167、GB/T 27699、SY/T 6597 等相关标准。内检测器的性能指标应不低于上述标准规定，并应通过开挖验证对检测结果进行验证。

11.5.2.5　线路管道外腐蚀外检测工作的实施宜在 GB/T 19285、GB/T 30582 的要求基础上结合 SY/T 0087.1 的要求开展，内腐蚀外检测工作的实施宜在 GB/T 34349、GB/T 34350 的要求基础上结合 SY/T 0087.2 的要求开展。

11.5.2.6　按照 GB 50251、GB 50253 和本文件设计的站场管道定期检验应执行本文件的要求。检验机构应当取得工业管道定期检验资质，并且按照核准的范围从事检验工作，承担基于风险检验的检验机构还应当取得基于风险的检验（RBI）资质。

11.5.2.7　站场管道现场检验应以宏观检验、壁厚测定和安全附件的检验为主，必要时应当增加表面缺陷检测、埋藏缺陷检测、材质分析、耐压强度校核、应力分析、耐压试验和泄漏试验等项目。站场管道检验应符合附录 T 的规定。阀室内压力管道（可进行内检测的线路管道除外）可按站场管道执行。

11.6　管道腐蚀控制

11.6.1　线路埋地管道应采用防腐层和阴极保护相结合的方式进行防腐。站场埋地管道应采用防腐层进行防腐，埋地管道数量较多或存在接地体较管道电位偏正、埋地管道经常泄漏等情况时，宜实施区域阴极保护。

11.6.2　当管道运行工况或环境条件发生重大变化时，应对管道现有的腐蚀控制措施有效性进行评价。

11.6.3　应定期对阴极保护有效性进行检测与评价，阴极保护参数的测量应符合 GB/T 21246 的规定。

11.6.4　线路管道阴极保护电位限值应根据环境条件、运行条件、保护对象等因素确定。管道阴极保护电位设置应满足 GB/T 21448 的要求，站场管道区域阴极保护系统管理与维护应符合 GB/T 35508 的相关规定。

11.6.5　应根据管道外防腐层检测或外腐蚀直接评价结果，结合阴极保护状况，对管道防腐层缺陷点进行修复。外防腐层的修复应按 SY/T 5918 的有关规定执行。

11.6.6　在存在杂散电流干扰的区域，运营企业应与干扰源方及其他相关方建立联络机制，协调干扰源方采取减轻干扰的措施。

11.6.7　在存在高压直流接地极干扰的区域，运营企业应及时掌握高压直流接地极电流注入大地的情况。高压直流接地极电流注入大地的过程中，应避免人员接触受干扰管道。

11.6.8　对管道造成干扰的干扰源方，应根据国家相关法规及标准采取减少杂散电流的措施，并应为管道干扰的调查测试和防护工作提供支持。

12　管道维抢修

12.1　通用规定

12.1.1　运营企业应建立健全应急保障体系，制定突发事件应急预案，配备或委托专业维抢修机构开展管道维抢修工作。

12.1.2　管道维抢修机构应具有国家相关资质以及相应的质量、安全和环境管理体系认证。

12.1.3　维抢修作业人员应具备相应工种的职业资格证书、特种作业操作证等，持证上岗。

12.1.4　应建立应急物资储备标准和管理要求，储备钢管、阀门、法兰、弯头、堵漏工(卡)具、溢油处置物资等关键应急物资，满足应急需求。

12.1.5　应建立应急装备配置标准和管理要求，合理配备维抢修车辆、设备、机具等装备，并定期进行维护保养。

12.1.6　维抢修过程中使用的卡具、套筒、对开三通等物资，承压等级应不低于管道设计压力，并提供质量证明文件。

12.1.7　维抢修设备、机具应性能完好，测量和监测机具应在检定有效期内。

12.1.8　管道维抢修焊接时应采用评定合格的焊接工艺，并符合 GB/T 31032 的规定。

12.1.9　缺陷修复时，在役管道允许带压施焊压力应符合 GB/T 28055 的规定。

12.1.10　维抢修作业前应进行作业条件评估，条件不具备时，管道应实施降压或停输处理。

12.1.11　管道维抢修方法可按附录 U 进行。

12.2　安全要求

12.2.1　维抢修作业实施前，维抢修作业方案应得到批准及作业许可。

12.2.2　维抢修作业过程中每道工序应设专人监督，得到确认后方可进行下一步操作。

12.2.3　作业坑开挖前，应探明管道走向和埋深，同时应对地下的建(构)筑物、电缆、管道等障碍物进行定位，在开挖过程中采取保护措施。

12.2.4　作业坑开挖应设置安全边坡或加固支撑，两端应设有安全通道，通道上不应有障碍物。

12.2.5　作业坑周围应设置安全护栏、安全警示标志。夜间作业应设置照明灯及红色示警灯，并配备值班人员。

12.2.6　成品油、原油管道作业坑宜铺设防渗膜，作业坑内存在积水时应设置排水坑。

12.2.7　维抢修作业时，应采用有效的通风或监测方法，确保现场氧气、可燃气体及其他有毒有害气体

浓度符合作业安全要求，并配备相应的消防设施。

12.2.8　动火过程中，若检测到可燃气体浓度超标，应立即终止动火作业，并消除现场的原油、成品油及可燃气体。再次开始动火作业前，应重新进行现场环境测试。

12.2.9　维抢修作业完成后，在管道投入运行前，应对焊接接头、留在管线上的管件开展必要的检测及运行核查，焊接接头的检验应符合 SY/T 4109 的规定。

12.3　管道修复

12.3.1　打磨

12.3.1.1　打磨适用于焊接缺陷（电阻焊除外）、浅裂纹、电弧烧伤、沟槽等非泄漏缺陷修复。

12.3.1.2　打磨作业时，允许打磨的深度和长度按照 GB/T 36701 执行。

12.3.1.3　打磨宜使用角向磨光机，打磨角度宜不大于 45°，打磨时应防止管体过热。

12.3.1.4　对于电弧烧伤的打磨修复，应采用 10%的过硫酸铵或 5%的硝酸酒精对打磨表面进行蚀刻，以确认异常金相组织已完全消除；对于沟槽和裂纹的打磨修复，应采用渗透检测或者磁粉检测对打磨的表面进行检测，以确认缺陷已完全消除。

12.3.1.5　在打磨的深度和长度限制范围内不能完全清除的损伤，应采用其他方法进行修复。

12.3.2　堆焊

12.3.2.1　堆焊适用于管道外部金属损失缺陷修复，不宜用于 X60 及以上钢级的管道缺陷修复。

12.3.2.2　堆焊区域的最终厚度应不小于待修复管道的设计壁厚。

12.3.2.3　采用堆焊进行管体缺陷修复时，应同时满足以下要求：

a）　管道缺陷处的剩余壁厚不小于 4.8 mm；

b）　缺陷长度不大于管道外径的 1/2；

c）　缺陷不位于凹陷或电阻焊焊缝上。

12.3.2.4　焊接完成后，打磨堆焊区域最外沿焊道与管道本体保持平滑过渡，堆焊表面可打磨平整便于检测。

12.3.2.5　焊接完成后，应采用磁粉检测、渗透检测或超声检测方法对堆焊处进行检测。

12.3.3　补板修复

12.3.3.1　补板修复适用于腐蚀、沟槽、浅裂纹、盗油（气）孔等缺陷修复，也可修复腐蚀穿孔等泄漏性缺陷，不宜用于 X60 及以上钢级的管道缺陷修复。

12.3.3.2　补板要求如下：

a）　补板尺寸应覆盖缺陷区域外 50 mm，补板的内弧长度与轴线长度不应超过管道外径的一半；

b）　补板宜采用材料等级与管道相同的材质，厚度应满足不低于待修复管道设计压力要求；

c）　补板末端角焊缝和管道原有环焊缝的距离不小于管道外径，且不小于 150 mm；

d）　补板形状应采用圆形或椭圆形。

12.3.3.3　补板修复焊接作业要求如下：

a）　组对过程中应使用链卡等机具，补板与管壁应贴合紧密，组对间隙应不大于 5 mm；

b）　焊接区域应将油污、锈蚀、涂层等杂物清理干净；

c）　焊接区域不应与原有管道焊缝交叉。

12.3.3.4　焊接完成后，应采用磁粉检测、渗透检测或超声检测方法对角焊缝进行检测。

12.3.4　A 型套筒修复

12.3.4.1　A 型套筒适用于管体金属损失、电弧烧伤、管体或直焊缝上的凹陷等缺陷修复，不适用于修复

环向缺陷、泄漏和会继续发展的缺陷。

12.3.4.2 A 型套筒与管体之间可能存在间隙，宜采取适当措施密封套筒两端并确保套筒与管道之间的电连续性。

12.3.4.3 A 型套筒宜采用与母材等级类似的材质，厚度应大于或等于待修复管道 2/3 的壁厚，具体执行 GB/T 36701 的规定。

12.3.4.4 A 型套筒长度宜不小于 100 mm，端部应至少超出缺陷边缘 50 mm。

12.3.5 B 型套筒修复

12.3.5.1 B 型套筒适用于金属损失、变形、焊缝缺陷、裂纹等缺陷修复，也可修复泄漏性缺陷。

12.3.5.2 B 型套筒长度应不小于 100 mm，且套筒端部距缺陷边缘不小于 50 mm。

12.3.5.3 B 型套筒宜采用与管道类似的材质，厚度应满足不低于待修复管道设计压力要求。

12.3.5.4 B 型套筒安装需满足如下的要求：

a) 安装前应对安装区域进行清理，对安装区域内影响安装的焊缝可打磨至与母材平整；

b) 对安装位置不圆度和壁厚进行测量，应满足安装和焊接工艺要求；

c) 相邻套筒的角焊缝距离应不小于管道外径的 1/2；

d) 套筒角焊缝和套筒外侧环焊缝的距离应不小于管道外径的 1/2，且不小于 150 mm；

e) 当套筒长度超出 4 倍管径时，修复时应对被修复管道采取临时支撑措施，并分层回填，避免冲击管道；

f) 套筒的纵向对接焊缝焊接时应全部焊透，纵向对接焊缝位置内侧应预加低碳钢垫板，两端宜预加引弧板，防止焊到管壁上。

12.3.5.5 焊接完成后，应对所有焊缝采用磁粉检测、渗透检测或超声检测等进行无损检测。

12.3.5.6 套筒的其他使用方法：

a) 串联法，单个套筒长度不满足管道修复长度时，可在套筒串联部位安装一环形垫板，使用对焊的方法连接两个套筒；

b) 桥联法，单个套筒长度不满足管道修复长度时，可用一稍大的套筒连接两个管道上的套筒。本方法也适用于以前维修的套筒的角焊缝位置出现裂纹等缺陷的维修。

12.3.6 钢质环氧套筒修复

12.3.6.1 钢质环氧套筒适用于腐蚀、沟槽、凹陷、褶皱等非泄漏缺陷的修复。

12.3.6.2 套筒的厚度和材料宜与管道相同或相近，应满足不低于待修复管道设计压力要求。

12.3.6.3 套筒内径宜比待修复管道外径大 15 mm～30 mm。

12.3.6.4 套筒长度应不小于 150 mm，且套筒末端距离缺陷外侧边界不小于 50 mm。

12.3.6.5 套筒与管道圆周方向的间隙尽量保持一致。

12.3.6.6 其他安装要求应满足产品说明书的要求。

12.3.6.7 应采用小锤敲击法或相控阵超声检测对套筒的填充情况进行检测，管体缺陷位置不允许存在未填满缺陷。

12.3.7 复合材料修复

12.3.7.1 复合材料修复适用于腐蚀、沟槽、管体或直焊缝上的凹陷等非泄漏缺陷的修复。

12.3.7.2 复合材料与缺陷处管道的剩余壁厚之和的承压能力应不小于管道的设计压力要求。

12.3.7.3 复合材料应具有产品说明书、合格证、性能检验报告等技术资料。

12.3.7.4 复合材料修复时，宜在其两端安装定位钢带，以便于内检测的定位。

12.3.7.5 复合材料安装需满足以下要求。

a） 清除原有防腐层的长度应至少超出缺陷外侧边界各 500 mm。

b） 管道缺陷表面除锈等级应达到 Sa2.5 的要求。

c） 管道表面除锈后，补强修复应在 4 h 内进行，否则应重新进行表面除锈。

d） 修复施工的环境条件应符合复合材料产品说明书的规定。

e） 采用湿缠绕法时，应满足以下要求：

1） 应根据设计确定的修复层轴向总长度，以缺陷部位为中心进行缠绕，使纤维与管道轴向垂直；

2） 修复层末端距离缺陷外侧边界应不小于 100 mm，且修复焊接缺陷时应不小于 400 mm；

3） 施工过程中，复合材料层间不应留有气泡；

4） 修复螺旋焊管上的缺陷时，纤维布缠绕方向应与管道螺旋焊缝走向相反；

5） 碳纤维修复时应采取绝缘措施，避免形成二次电化学金属腐蚀。

12.3.7.6 修复完成后，应对修复层进行外观检测，表面无开裂、穿孔、鼓包、脱层、凹陷、物理损失等缺陷。

12.3.7.7 采用小锤敲击法进行空鼓检测，检测不合格，应重新进行修复补强。

12.3.8 换管

12.3.8.1 换管修复可采用停输换管和不停输换管。停输换管包括开孔封堵、局部隔离、大放空等方法；不停输换管包括架设旁通、封堵、局部隔离等方法。

12.3.8.2 换管作业要求如下：

a） 输油管道应全程采用冷切割方式，并进行强制冷却；

b） 输气管道应通过置换等排出管内可燃介质，管道应采用冷切割打开第一道口，确认管内无可燃气体或烃类积液可采用热切割；

c） 断管后，应对管内和管口清理，采取有效隔离措施；

d） 为防止隔离管段内压力积聚，应在隔离管段上开排气孔，并在动火作业过程中持续检查；

e） 更换管段强度应不低于原管道的设计要求；

f） 管段长度应不小于 1 倍管道外径，且不小于 500 mm，特殊情况不小于 150 mm。

12.3.8.3 采用封堵换管应执行 GB/T 28055 的规定。

12.3.8.4 焊接时应执行焊接工艺规程，对于磁偏吹现象严重的管道，应采取消磁措施。

12.3.8.5 对接焊缝的焊接与检测应符合本文件第 7 章和第 8 章的相关要求，并对所有焊缝进行 100% 检测。

12.3.8.6 换管条件不具备时，可临时采用快速连接套袖实现管端连接。

12.3.8.7 换管修复也适用于管道抢修作业。

12.4 管道抢修

12.4.1 引流式补强套筒抢修

12.4.1.1 引流式补强套筒适用于泄漏的抢修。

12.4.1.2 引流式补强套筒安装要求如下：

a） 利用链卡等机具将套筒上下护板固定在待修复管道上，上下护板坡口对接间距宜为 3 mm～6 mm；

b） 检测套筒焊缝位置的可燃气体浓度，若可燃气体浓度大于爆炸下限的 10%时，应检查密封的严密性，并采取强制通风措施降低可燃气体浓度；

c） 测量套筒两端环向角焊缝处管道的壁厚值，应满足施焊要求；

d) 套筒的纵向对接焊缝焊接时应全部焊透，纵向对接焊缝位置内侧应预加垫板，防止焊到管壁上；

e) 焊接完成后，应将引流孔封堵。

12.4.1.3 全部作业完成后，应对所有焊缝采用磁粉检测、渗透检测或超声检测等进行无损检测。

12.4.2 补板式堵漏卡具抢修

12.4.2.1 补板式卡具适用于腐蚀、穿孔等泄漏的抢修。

12.4.2.2 补板式卡具安装要求如下：

a) 补板的尺寸及形状满足 12.3.3 要求；

b) 卡具正对泄漏点，用链卡等机具均匀夹紧；

c) 检测补板式卡具焊接位置的可燃气体浓度，当可燃气体浓度大于爆炸下限的 10％时，应检查密封的严密性，并采取强制通风措施降低可燃气体浓度；

d) 应测量管道本体焊接部位的壁厚值，满足施焊要求；

e) 焊接完成后，应将引流孔封堵。

12.4.2.3 全部作业完成后，应对所有焊缝采用磁粉检测、渗透检测或超声检测等进行无损检测。

12.4.3 封头式堵漏卡具抢修

12.4.3.1 封头式卡具适用于管道上带有突出物(如压力表接头、非法开孔遗留的阀门等)的抢修。

12.4.3.2 封头式卡具腔体尺寸应能够容纳被修复管道上的突起物。

12.4.3.3 焊接前，应检查密封的严密性，确保焊接位置的可燃气体浓度低于爆炸下限的 10％。

12.4.3.4 应测量管道本体焊接部位的壁厚值，满足施焊要求。

12.4.3.5 焊接完成后，应将引流孔封堵。

12.4.3.6 全部作业完成后，应对所有焊缝采用磁粉检测、渗透检测或超声检测等进行无损检测。

12.4.4 螺栓紧固卡具抢修

12.4.4.1 螺栓紧固卡具适用于穿孔、法兰密封泄漏等的抢修。

12.4.4.2 螺栓紧固卡具可采用机械式对开卡具、法兰卡具、弯头卡具等。

12.4.4.3 作业完成后，应将引流孔封堵。

12.4.4.4 螺栓紧固卡具安装后应持续监护，发现泄漏应重新紧固、加压。

12.5 防腐及地面恢复

12.5.1 维抢修作业完成后，应对施工垃圾和污染土壤进行处理，满足环保要求。

12.5.2 维抢修完成后应进行管道防腐，确保满足管道运行条件。

12.5.3 应仔细做好回填工作，避免损坏管道防腐层，回填后宜设置维抢修标识标志桩。

12.5.4 管道修复后，应对修复管段进行现场监控以防泄漏，直至管道恢复正常运行。

12.5.5 维抢修作业完成后，应恢复现场地貌。

附　录　A
（资料性）
长输管道构成

长输管道构成见图 A.1。

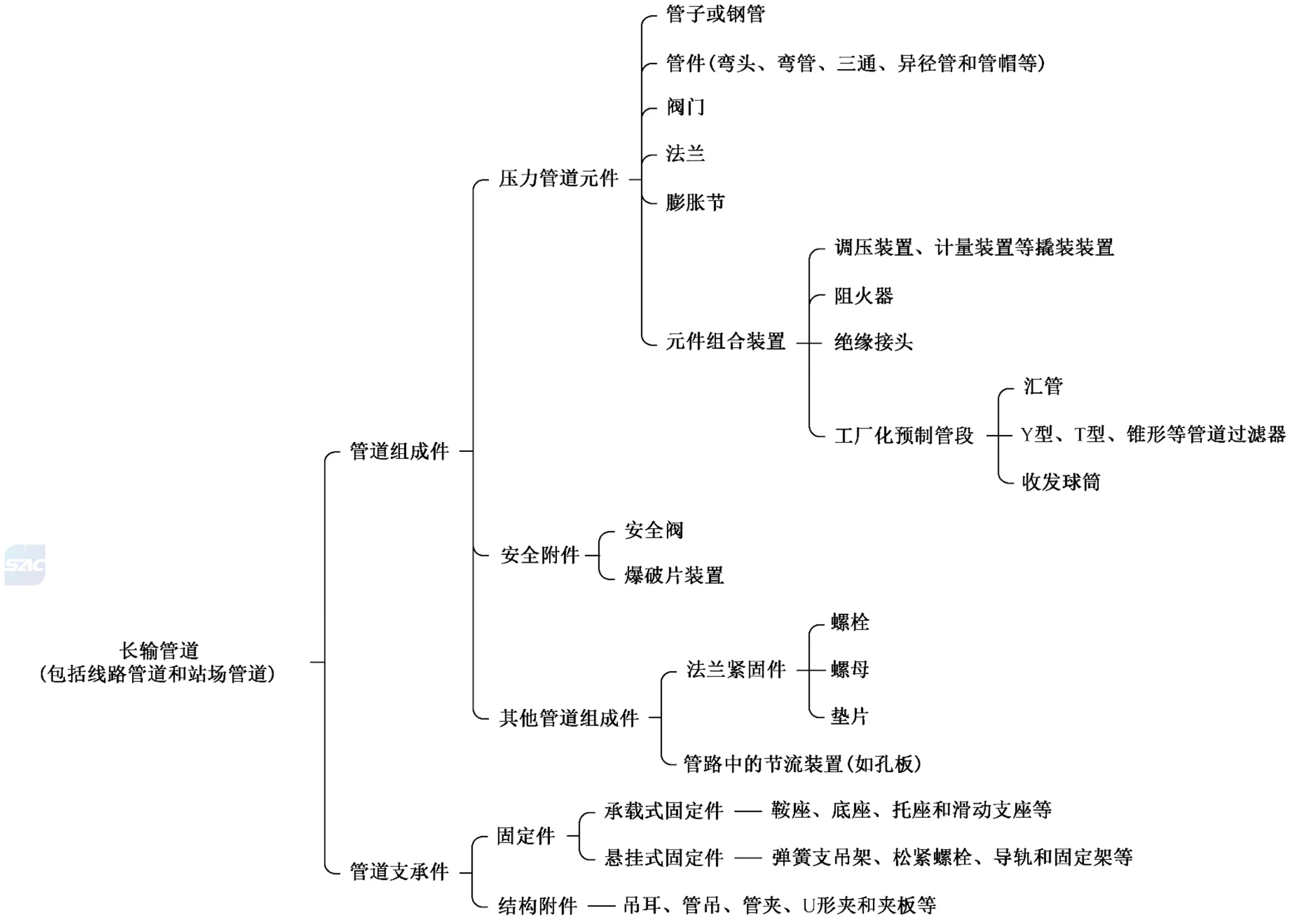


图 A.1　长输管道构成

附　录　B
（规范性）
管道组成件材料选用标准及牌号等级

表 B.1 为符合本文件要求的管道组成件材料选用标准及牌号等级。

表 B.1　管道组成件材料选用标准及牌号等级表

材料/产品名称	标准号	标准名称	牌号等级
无缝钢管	GB/T 9711	石油天然气工业　管线输送系统用钢管	L245/B(PSL1)
			L290/X42(PSL1)
			L320/X46(PSL1)
			L360/X52(PSL1)
			L390/X56(PSL1)
			L415/X60(PSL1)
			L450/X65(PSL1)
			L485/X70(PSL1)
			L245/B(PSL2)
			L290/X42(PSL2)
			L320/X46(PSL2)
			L360/X52(PSL2)
			L390/X56(PSL2)
			L415/X60(PSL2)
			L450/X65(PSL2)
			L485/X70(PSL2)
			L555/X80(PSL2)
	GB/T 6479	高压化肥设备用无缝钢管	10
			20
			Q345B
			Q345D
			Q345E
	GB/T 9948	石油裂化用无缝钢管	10
			20
	GB/T 18984	低温管道用无缝钢管	10MnDG
			09Mn2VDG
			16MnDG

表 B.1　管道组成件材料选用标准及牌号等级表（续）

材料/产品名称	标准号	标准名称	牌号等级
无缝钢管	GB/T 5310	高压锅炉用无缝钢管	20G
			20MnG
			25MnG
焊接钢管(碳钢和低合金钢)	GB/T 9711	石油天然气工业　管线输送系统用钢管	L245/B(PSL1)
			L290/X42(PSL1)
			L320/X46(PSL1)
			L360/X52(PSL1)
			L390/X56(PSL1)
			L415/X60(PSL1)
			L450/X65(PSL1)
			L485/X70(PSL1)
			L245/B(PSL2)
			L290/X42(PSL2)
			L320/X46(PSL2)
			L360/X52(PSL2)
			L390/X56(PSL2)
			L415/X60(PSL2)
			L450/X65(PSL2)
			L485/X70(PSL2)
			L555/X80(PSL2)
基于应变设计的线路管道用钢管	SY/T 7042	基于应变设计地区油气管道用直缝埋弧焊钢管	X70HD1
			X70HD2
			X80HD1
			X80HD2
不锈钢无缝钢管	GB/T 14976	流体输送用不锈钢无缝钢管	022Cr19Ni10
			06Cr19Ni10
			022Cr17Ni12Mo2
			06Cr17Ni12Mo2
不锈钢焊接钢管（无填充金属）	GB/T 12771	流体输送用不锈钢焊接钢管	022Cr19Ni10
			06Cr19Ni10
			022Cr17Ni12Mo2
			06Cr17Ni12Mo2

表 B.1　管道组成件材料选用标准及牌号等级表（续）

材料/产品名称	标准号	标准名称	牌号等级
感应加热弯管	GB/T 29168.1	石油天然气工业　管道输送系统用感应加热弯管、管件和法兰　第 1 部分:感应加热弯管	IB245-PSL1
			IB290-PSL1
			IB320-PSL1
			IB360-PSL1
			IB245-PSL2
			IB290-PSL2
			IB320-PSL2
			IB360-PSL2
			IB390-PSL2
			IB415-PSL2
			IB450-PSL2
			IB485-PSL2
			IB555-PSL2
	SY/T 5257	油气输送用钢制感应加热弯管	A
			B
			C
碳钢及低合金钢管件	GB/T 13401	钢制对焊管件　技术规范	CF370
			CF415
			CF415K
			CF485
			CF485K
			LF415K1
			LF415K2
			LF485K2
	GB/T 29168.2	石油天然气工业　管道输送系统用弯管、管件和法兰　第 2 部分:管件	YY290-PSL2
			YY320-PSL2
			YY360-PSL2
			YY390-PSL2
			YY415-PSL2
			YY450-PSL2
			YY485-PSL2

表 B.1　管道组成件材料选用标准及牌号等级表（续）

材料/产品名称	标准号	标准名称	牌号等级
碳钢及低合金钢管件	GB/T 29168.2	石油天然气工业　管道输送系统用弯管、管件和法兰　第 2 部分：管件	YY555-PSL2
	SY/T 0609	优质钢制对焊管件规范	WFHY-290
			WFHY-320
			WFHY-360
			WFHY-390
			WFHY-415
			WFHY-450
			WFHY-485
			WFHY-555
	SY/T 0510	钢制对焊管件规范	10
			20
			0345B
			Q345C
			Q345D
			Q345E
			16MnDG
			09Mn2VDG
			09MnNiDR
			20G
			20MnG
			L245/B
			L290/X42
			L360/X52
			L415
			L450
			L485
			L555
			Q235B
			16MnDR
			09MnNiDR
			Q245 R
			Q345 R

表 B.1　管道组成件材料选用标准及牌号等级表（续）

材料/产品名称	标准号	标准名称	牌号等级
碳钢及低合金钢管件	SY/T 0510	钢制对焊管件规范	Q370 R
			Q245PF
			Q290PF
			Q360PF
			Q415PF
			Q450PF
			Q485PF
			Q555PF
不锈钢管件	GB/T 13401	钢制对焊管件　技术规范	SF304L
			SF304
			SF316L
			SF316
	SY/T 0510	钢制对焊管件规范	07Cr19NiLiTi(S32169)
			06Cr19Ni10(S30408)
			022Cr19Ni10(S30403)
			06Cr17Ni12Mo2(S31608)
			06CrI8NiLiTi(S32168)
锻件	GB/T 12228	通用阀门　碳素钢锻件技术条件	25
			A105
	GB/T 29168.3	石油天然气工业　管道输送系统用感应加热弯管、管件和法兰　第 3 部分:法兰	F290
			F320
			F360
			F415
			F450
			F485
			F555
	NB/T 47008	承压设备用碳素钢和合金钢锻件	20
			16Mn
	NB/T 47009	低温承压设备用合金钢锻件	16MnD
			10Ni3MoVD
			09MnNiD
不锈钢锻件	NB/T 47010	承压设备用不锈钢和耐热钢锻件	022Cr19Ni10
			06Cr19Ni10
			022Cr17Ni12Mo2

表 B.1　管道组成件材料选用标准及牌号等级表（续）

材料/产品名称	标准号	标准名称	牌号等级
不锈钢锻件	NB/T 47010	承压设备用不锈钢和耐热钢锻件	06Cr17Ni12Mo2
铸件	GB/T 12229	通用阀门碳素钢铸件技术条件	WCA
			WCB
			WCC
	JB/T 7248	阀门用低温钢铸件技术条件	LCB
			LCC
不锈钢铸件	GB/T 12230	通用阀门　不锈钢铸件技术条件	CF3
			CF8
			CF3M
			CF8M
			CF8C
标准螺栓紧固件	GB/T 9125（所有部分）	钢制管法兰连接用紧固件	Q235A
			35
			40MnB
			40MnVB
			40Cr
			30CrMoA
			35CrMoA
			42CrMo
			35CrMoVA
			25Cr2MoVA
			40CrNiMoA
专用螺栓紧固件	HG/T 20634	钢制管法兰用紧固件(Class系列)	42CrMo(B7)
			A320L7
			A193B8-2
			A193B8M-2
			A453660

附　录　C
（资料性）
国内材料牌号与国外材料牌号对照

表 C.1 为附录 B 所列国内材料牌号对应的国外材料牌号。

表 C.1　国内材料牌号与国外材料牌号对照表

国内标准	国内材料牌号等级	国外标准	国外材料牌号等级
无缝钢管			
GB/T 9711	L245/B(PSL1)	API 5L	L245/B(PSL1)
	L290/X42(PSL1)		L290/X42(PSL1)
	L320/X46(PSL1)		L320/X46(PSL1)
	L360/X52(PSL1)		L360/X52(PSL1)
	L390/X56(PSL1)		L390/X56(PSL1)
	L415/X60(PSL1)		L415/X60(PSL1)
	L450/X65(PSL1)		L450/X65(PSL1)
	L485/X70(PSL1)		L485/X70(PSL1)
	L245/B(PSL2)		L245/B(PSL2)
	L290/X42(PSL2)		L290/X42(PSL2)
	L320/X46(PSL2)		L320/X46(PSL2)
	L360/X52(PSL2)		L360/X52(PSL2)
	L390/X56(PSL2)		L390/X56(PSL2)
	L415/X60(PSL2)		L415/X60(PSL2)
	L450/X65(PSL2)		L450/X65(PSL2)
	L485/X70(PSL2)		L485/X70(PSL2)
	L555/X80(PSL2)		L555/X80(PSL2)
GB/T 6479	10	ASTM A106	A
	20		B
	Q345B		C
	Q345D		C
	Q345E	ASTM A333	6
GB/T 9948	10	ASTM A106	A
	20		B

表 C.1　国内材料牌号与国外材料牌号对照表（续）

国内标准	国内材料牌号等级	国外标准	国外材料牌号等级
GB/T 18984	10MnDG	ASTM A333	6
	16MnDG		6
GB/T 5310	20G	ASTM A106	B
	20MnG		B
	25MnG	ASTM A369	FPC
焊接钢管(碳钢和低合金钢)			
GB/T 9711	L245/B(PSL1)	API 5L	L245/B(PSL1)
	L290/X42(PSL1)		L290/X42(PSL1)
	L320/X46(PSL1)		L320/X46(PSL1)
	L360/X52(PSL1)		L360/X52(PSL1)
	L390/X56(PSL1)		L390/X56(PSL1)
	L415/X60(PSL1)		L415/X60(PSL1)
	L450/X65(PSL1)		L450/X65(PSL1)
	L485/X70(PSL1)		L485/X70(PSL1)
	L245/B(PSL2)		L245/B(PSL2)
	L290/X42(PSL2)		L290/X42(PSL2)
	L320/X46(PSL2)		L320/X46(PSL2)
	L360/X52(PSL2)		L360/X52(PSL2)
	L390/X56(PSL2)		L390/X56(PSL2)
	L415/X60(PSL2)		L415/X60(PSL2)
	L450/X65(PSL2)		L450/X65(PSL2)
	L485/X70(PSL2)		L485/X70(PSL2)
	L555/X80(PSL2)		L555/X80(PSL2)
基于应变设计的线路管道用钢管			
SY/T 7042	X70HD1	—	—
	X70HD2		—
	X80HD1		—
	X80HD2		—
			—

表 C.1　国内材料牌号与国外材料牌号对照表（续）

国内标准	国内材料牌号等级	国外标准	国外材料牌号等级
不锈钢无缝钢管			
GB/T 14976	022Cr19Ni10	ASTM A312	TP304L
	06Cr19Ni10		TP304
	022Cr17Ni12Mo2		TP316L
	06Cr17Ni12Mo2		TP316
不锈钢焊接钢管(无填充金属)			
GB/T 12771	022Cr19Ni10	ASTM A312	TP304L
	06Cr19Ni10		TP304
	022Cr17Ni12Mo2		TP316L
	06Cr17Ni12Mo2		F316
不锈钢焊接钢管			
GB/T 32964	022Cr19Ni10	ASTM A312	TP304L
	06Cr19Ni10		TP304
	022Cr17Ni12Mo2		TP316L
	06Cr17Ni12Mo2		TP316
感应加热弯管			
GB/T 29168.1	IB245-PSL1	ISO 15590.1	IB245-PSL1
	IB290-PSL1		IB290-PSL1
	IB320-PSL1		IB320-PSL1
	IB360-PSL1		IB360-PSL1
	IB245-PSL2		IB245-PSL2
	IB290-PSL2		IB290-PSL2
	IB320-PSL2		IB320-PSL2
	IB360-PSL2		IB360-PSL2
	IB390-PSL2		IB390-PSL2
	IB415-PSL2		IB415-PSL2
	IB450-PSL2		IB450-PSL2
	IB485-PSL2		IB485-PSL2
	IB555-PSL2		IB555-PSL2
碳钢或低合金钢管件			
GB/T 13401	CF370	ASTM A234	WPA
	CF415		WPB
	CF415K		WPB

表 C.1　国内材料牌号与国外材料牌号对照表（续）

国内标准	国内材料牌号等级	国外标准	国外材料牌号等级
GB/T 13401	CF485	ASTM A234	WPC
	CF485K		WPC
	LF415K1		WPL6
	LF415K2	ASTM A420	WPL6
	LF485K2		WPL6
GB/T 29168.2	YY290-PSL2	ISO 15590.2	YY290-PSL2
	YY320-PSL2		YY320-PSL2
	YY360-PSL2		YY360-PSL2
	YY390-PSL2		YY390-PSL2
	YY415-PSL2		YY415-PSL2
	YY450-PSL2		YY450-PSL2
	YY485-PSL2		YY485-PSL2
	YY555-PSL2		YY555-PSL2
SY/T 0609	WFHY-290	MSS SP-75	WPHY-42
	WFHY-320		WPHY-46
	WFHY-360		WPHY-52
	WFHY-390		WPHY-56
	WFHY-415		WPHY-60
	WFHY-450		WPHY-65
	WFHY-485		WPHY-70
	WFHY-555		WPHY-80
SY/T 0510	10	ASTM A234	WPA
	20		WPB
	0345B		WPC
	Q345C		WPC
	Q345D		WPC
	Q345E	ASTM A420	WPL6
	16MnDG		WPL6
	09Mn2VDG		WPL9
	L245/B	ASTM A234	WPB
	L290/X42	MSS SP-75	WPHY-42
	L360/X52		WPHY-52
	L415		WPHY-60
	L450		WPHY-65

表 C.1　国内材料牌号与国外材料牌号对照表（续）

国内标准	国内材料牌号等级	国外标准	国外材料牌号等级
SY/T 0510	L485	MSS SP-75	WPHY-70
	L555		WPHY-80
	Q235B	ASTM A234	WPB
	16MnDR	ASTM A420	WPL6
	09MnNiDR		WPL9
	Q245R	ASTM A234	WPB
	Q345R		WPC
	Q370R		WPC
	Q245PF	MSS SP-75	WPHY-42
	Q290PF		WPHY-46
	Q360PF		WPHY-52
	Q415PF		WPHY-60
	Q450PF		WPHY-65
	Q485PF		WPHY-70
	Q555PF		WPHY-80
不锈钢管件			
GB/T 13401	SF304L	ASTM A403	WP304L
	SF304		WP304
	SF316L		WP316L
	SF316		WP316
SY/T 0510	07Cr19NiLiTi(S32169)	ASTM A959	321H
	06Cr19Ni10(S30408)		304H
	022Cr19Ni10(S30403)		304L
	06Cr17Ni12Mo2(S31608)		316
	06CrI8NiLiTi(S32168)		321
锻件			
GB/T 12228	25	ASTM A181	70
	A105	ASTM A105	
GB/T 29168.3	F290	ASTM A694 ISO 15590.3	F42
	F320		F46
	F360		F52
	F415		F60

表 C.1　国内材料牌号与国外材料牌号对照表（续）

国内标准	国内材料牌号等级	国外标准	国外材料牌号等级
GB/T 29168.3	F450	ASTM A694 ISO 15590.3	F65
	F485		F70
	F555		F80
NB/T 47008	20	ASTM A181	60
	16Mn	ASTM A105	
NB/T 47009	16MnD	ASTM A350	LF6
	10Ni3MoVD		LF2
	09MnNiD		LF787
不锈钢锻件			
NB/T 47010	022Cr19Ni10	ASTM A182	F304L
	06Cr19Ni10		F304
	022Cr17Ni12Mo2		F316L
	06Cr17Ni12Mo2		F316
铸件			
GB/T 12229	WCA	ASTM A216	WCA
	WCB		WCB
	WCC		WCC
JB/T 7248	LCB	ASTM A352	LCB
	LCC		LCC
不锈钢铸件			
GB/T 12230	CF3	ASTM A351	CF3
	CF8		CF8
	CF3M		CF3M
	CF8M		CF8M
	CF8C		CF8C
标准螺栓紧固件[a]			
GB/T 9125(所有部分)	5.6、Q235A、35、12Cr5Mo、20Cr13、A2-50、A4-50、06Cr17Ni12Mo2、06Cr17Ni12Mo2、06Cr18Ni11Ti	ASTM A193	B8 Cl.1、B8C Cl.1、B8M Cl.1、B8T Cl.1、B8A、B8CA、B8MA、B8TA
		ASTM A320	B8 Cl.1、B8C Cl.1、B8M Cl.1、B8T Cl.1

表 C.1　国内材料牌号与国外材料牌号对照表（续）

国内标准	国内材料牌号等级	国外标准	国外材料牌号等级
GB/T 9125(所有部分)	40MnB、40Cr、30CrMoA、A2-70、A4-70	ASTM A193	B5、B6、B6X、B7M、B8 Cl.2、B8 Cl.2B、B8C Cl.2、B8M Cl. 2、B8M Cl. 2B、B8T Cl.2
		ASTM A320	B8 Cl. 2、B8C Cl. 2、B8F Cl.2、B8M Cl.2、B8T Cl.2
	8.8、40MnVB、35CrMoA、42CrMo、35CrMoVA、25Cr2MoVA、40CrNiMoA	ASTM A193	B7、B16
		ASTM A320	L7、L7A、L7B、L7C、L43
专用螺栓紧固件			
HG/T 20634	42CrMo(B7)	ASTM A193 ASTM A320 ASTM A453	ASTM A193 B7
	A320 L7		ASTM A320 L7
	A193 B8-2		ASTM A193 B8-2
	A193 B8M-2		ASTM A193 B8M-2
	A453 660		A453 660

[a] GB/T 9125 与 ASTM A194、ASTM A320 材料牌号等级无对应关系，表中仅为强度等级对照。强度等级要求见5.2.8.6。

附　录　D
（规范性）
放空管道提高低温冲击试验温度或免除低温冲击试验的补充条件

D.1　当放空管道的最低设计温度低于本文件规定的金属材料温度下限时，可根据本附录提高其低温冲击试验温度值或免除低温冲击试验。

D.2　在满足本附录要求的情况下，可根据低温低应力工况管道不同的应力比对应的可调整温度值，相应提高放空管道材料的低温冲击试验温度或免除低温冲击试验。管道不同应力比对应的可调整温度值见图 D.1。图 D.1 不适用于 L485/X70、L555/X80 钢管材质。

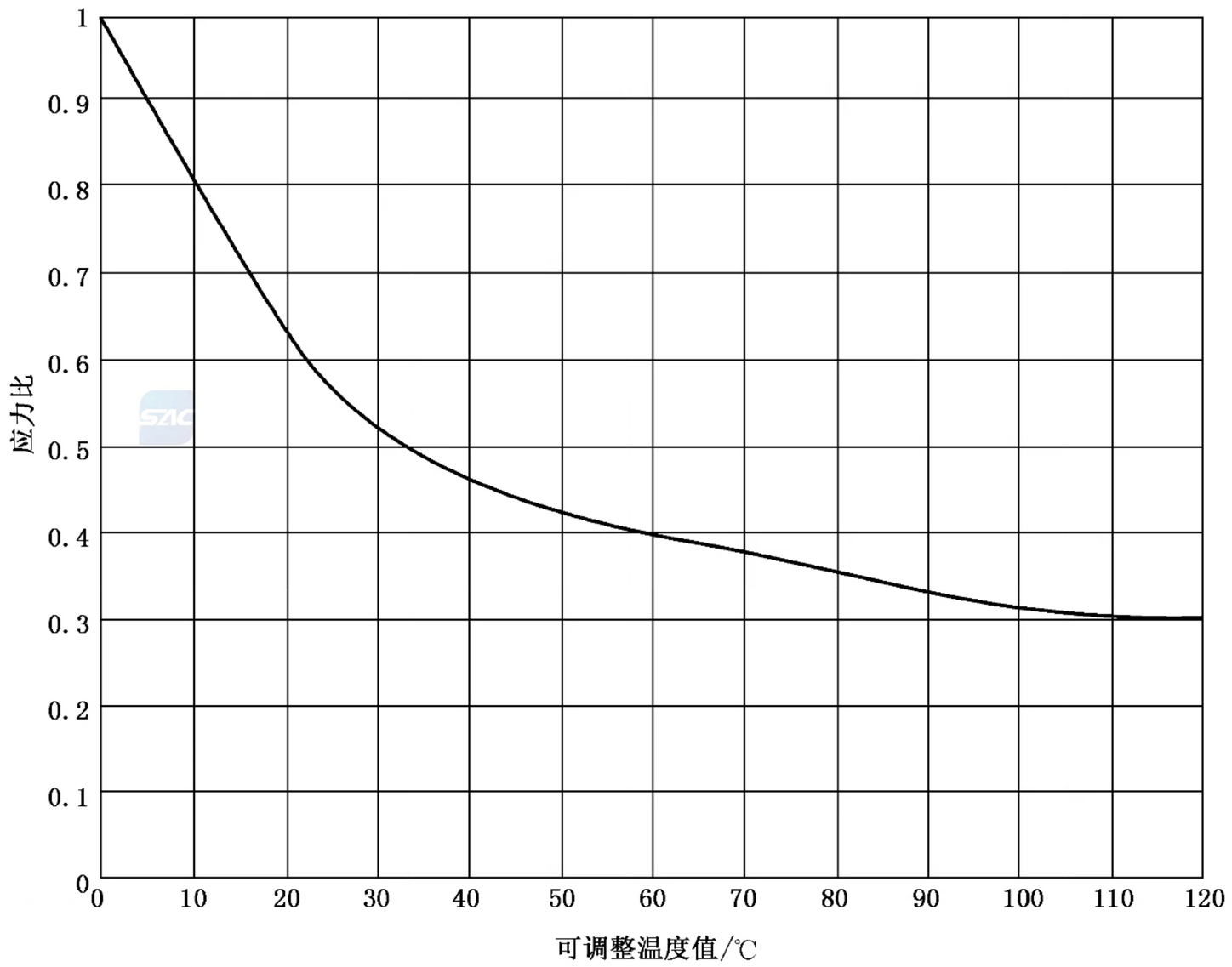


图 D.1　不同应力比与可调整温度对应图

D.3　低温低应力工况下提高放空管道材料低温冲击试验温度，还应满足如下补充条件：

a）　管道不应受到维护操作荷载的影响；

b）　设计应计及环境温度下冷紧、管线不对中及振动等荷载所引起的应力；

c）　管道应接受不低于 1.5 倍设计压力的水压试验。

D.4　在满足以上条款要求时，应力比不大于 0.3 且设计温度不小于－104 ℃的碳钢管材以及焊缝可以免除低温冲击试验。

附　录　E
（资料性）
高频焊钢管推荐规格范围和质量控制要点

表 E.1 为高频焊钢管推荐规格范围。

表 E.1　高频焊钢管推荐规格范围

钢种	钢级	外径/mm	壁厚/mm	长度/m
碳钢及低合金钢	L245/B～L450/X65	219.1～610	4～21	12/18

表 E.2 为高频焊钢管质量控制要点。

表 E.2　高频焊钢管质量控制要点

序号	控制环节	质量控制要点
1	制造工艺规范（MPS）	明确焊接速度、焊接功率、焊接温度、挤压量、热处理温度等关键工艺参数的控制范围，以及工艺参数的监控和记录程序，报建设单位批准
2	原材料钢卷	同一批次化学成分波动范围（质量分数%）：C：0.03，Mn：0.30，Si：0.25，Ni：0.10，Cu：0.10，V：0.03，Nb：0.02，Al：0.04，Ti：0.015，Mo：0.10，Cr：0.10
3	原材料钢卷	L415/X60 及以下晶粒度为 No.8 级或更细，L450/X65 晶粒度为 No.9 级或更细；A、B、C、D 类非金属夹杂物级别不大于 1.5；带状组织不大于 3.0 级
4	原材料钢卷	纵切卷不用于外径 273mm 及以上钢管生产
5	钢卷边部加工	钢卷边部加工采用铣切方式，不采用纵切、滚切、刨边方式
6	钢卷超声波检测	表面覆盖率 100%
7	高频焊接	高频焊机频率不小于 150 kHz
8	高频焊接	高频焊机具有如下参数的自动监测及记录功能：焊接电压、电流、功率、焊接速度等，并具有标识、报警功能
9	高频焊接	焊接电压、电流、功率、速度等超过焊接工艺评定目标值±5%、挤压量小于焊接工艺评定目标值 1 mm 时，重新进行评定
10	焊缝热处理	焊缝热处理设备能力保证焊缝和热影响区的热处理温度不小于 930 ℃，并采用焊缝横截面金相检验方法证实内表面焊缝每侧的热处理宽度不小于 8 mm
11	毛刺和内刮槽	钢管外毛刺应清除至平齐状态。由于清除钢管内毛刺而形成的刮槽深度不大于 0.2 mm。成品检验逐根钢管进行内毛刺外观质量检查
12	定径	定径率为 0.5%～1.5%
13	焊缝超声波检测	水压试验前、后分别进行焊缝超声波检测
14	焊缝超声波检测	刻槽类型：N5，钻孔尺寸：1.6 mm，验收极限（最大）：100%
15	焊缝超声波检测	设备检测覆盖焊缝全壁厚及熔合线两侧相邻的 3.0 mm 母材
16	焊缝超声波检测	设备具有焊缝跟踪功能并进行定期校验，焊缝全长探伤过程中探头中心和焊缝中心偏离不大于 2 mm

表 E.2　高频焊钢管质量控制要点（续）

序号	控制环节	质量控制要点
17	焊缝超声波检测	自动超声波检测出的不合格钢管经返修后，经手动超声波检测合格后，再次进行自动超声波检测合格后进入下道工序
18	焊缝超声波检测	自动超声波检测存在的盲区，采用手动超声波检测，检测范围覆盖盲区且距管端不小于 300 mm
19	静水压试验	选用试验压力为采用环向应力 S 不小于 95%规定最小屈服强度的计算值，试验压力下的保持时间不小于 15 s
20	性能检验	首批生产时对钢卷头、尾进行性能试验；对头焊缝和停焊点前、后钢管，在紧邻对头焊缝或停焊点处取样进行压扁试验
21	性能检验	试验温度为－10 ℃或更低时，焊缝和热影响区 CVN 冲击试验标准试样的冲击吸收能量单个值不小于 45 J，平均值不小于 60 J
22	性能检验	焊缝夏比冲击试样 V 型缺口中心与焊缝熔合线的偏差不大于 0.25 mm
23	性能检验	首批检验在首次生产的两个熔炼炉次的钢管中，每炉各抽取 2 根钢管进行化学成分、力学性能、金相检验
24	性能检验	当钢管理化性能不合格时，对其前、后生产的两根钢管取样进行复验

附　录　F
（资料性）
国内阀门与国外阀门标准对照

表 F.1 为国内阀门标准对应的国外阀门标准。

表 F.1　国内阀门标准对应的国外阀门标准表

国内阀门标准	ISO 或国外阀门标准
GB/T 12224　钢制阀门　一般要求	ASME B16.34　Valves—Flanged, Threaded, and Welding End(阀门　法兰、螺纹和焊接端)
GB/T 19672　管线阀门　技术条件 GB/T 20173　石油天然气工业　管道输送系统　管道阀门	API 6D　Specification for Valves(阀门规范)
GB/T 30818　石油和天然气工业管线输送系统用全焊接球阀	API 6D　Specification for Valves(阀门规范)
GB/T 12237　石油、石化及相关工业用的钢制球阀	API 608　Metal Ball Valves—Flanged, Threaded, and Welding Ends(金属球阀　法兰、螺纹和焊接端)
GB/T 22130　钢制旋塞阀	API 6D　Specification for Valves(阀门规范) API 599　Metal Plug Valves—Flanged, Threaded, and Welding Ends(金属旋塞阀　法兰端、螺纹端和焊接端)
GB/T 12234　石油、天然气工业用螺柱连接阀盖的钢制闸阀	API 600　Steel Gate Valves—Flanged and Butt-welding Ends, Bolted Bonnets(钢制闸阀　法兰和对焊端螺栓连接阀盖)
GB/T 12235　石油、石化及相关工业用钢制截止阀和升降式止回阀	BS 1873　Steel globe and globe stop and check valves (flanged and butt-welding ends) for the petroleum, petrochemical and allied industries(石油、石化及相关工业用法兰和对焊端钢制截止阀和截止止回阀)
GB/T 12238　法兰和对夹连接弹性密封蝶阀 JB/T 8527　金属密封蝶阀	API 609　Butterfly Valves: Double-flanged, Lug-and Wafer-Type, and Butt-welding Ends(蝶阀　双法兰式、凸耳式和对夹式)
GB/T 28776　石油和天然气工业用钢制闸阀、截止阀和止回阀(≤DN100) JB/T 7746　紧凑型锻钢阀门	API 602　Gate, Globe, and Check Valves for Sizes DN 100 (NPS 4) and Smaller for the Petroleum and Natural Gas Industries(石油和天然气工业用公称尺寸小于或等于 DN 100(NPS 4)的闸阀、截止阀和止回阀)
GB/T 12236　石油、化工及相关工业用的钢制旋启式止回阀	BS 1868　Steel check valves (flanged and butt-welding ends) for the petroleum, petrochemical and allied industries(石油、石化及相关工业用法兰端和对焊端钢制止回阀) API 594　Check Valves: Flanged, Lug, Wafer, and Butt-welding(止回阀:法兰式、凸耳式、对夹式和对焊)
GB/T 21387　轴流式止回阀	API 6D　Specification for Valves(阀门规范)
GB/T 26480　阀门的检验和试验	API 598　Valve Inspection and Testing(阀门的检验与试验)

表 F.1　国内阀门标准对应的国外阀门标准表（续）

国内阀门标准	ISO 或国外阀门标准
GB/T 13927　工业阀门　压力试验	ISO 5208　Industrial valves—Pressure testing of metallic valves(工业阀门　金属阀门的压力试验)
GB/T 26479　弹性密封部分回转阀门　耐火试验	API 607　Fire Test for Quarter-turn Valves and Valves Equipped with Nonmetallic Seats(转 1/4 周和非金属阀座阀门的耐火试验)
SY/T 6960　阀门试验　耐火试验要求	API 6FA　Standard for Fire Test of Valves(阀门耐火试验标准) ISO 10497　Testing of valves—Fire type-testing requirements(阀门试验　耐火试验要求)
JB/T 6899　阀门的耐火试验	API 6FA　Standard for Fire Test of Valves(阀门耐火试验)
GB/T 40079　阀门逸散性试验分类和鉴定程序	ISO 15848-1　Industrial valves—Measurement, test and qualification procedures for fugitive emissions—Part 1: Classification system and qualification procedures for type testing of valves(工业阀门　逸散性的测量、试验和鉴定程序　第 1 部分:阀门的分类体系和型式试验鉴定程序)
GB/T 26481　工业阀门的逸散性试验	ISO 15848-2　Industrial valves-Measurement, test and qualification procedures for fugitive Emissions—Part 2: Production acceptance test of valves(工业阀门　逸散性的测量、试验和鉴定程序　第 2 部分:阀门产品验收试验)
JB/T 7927　阀门铸钢件外观质量要求	MSS SP 55　Quality Standard for Steel Castings for Valves Flanges, Fittings, and Other Piping Components—Visual Method for Evaluation of Surface Irregularities(阀门、法兰、管件和其他管道部件用铸钢件质量标准　表面缺陷评定的目视检验方法)
JB/T 6440　阀门受压铸钢件射线照相检验	MSS SP 54　Quality Standard for Steel Castings for Valves, Flanges, and Fittings and Other Piping Components—Radiographic Examination Method(阀门、法兰、管件和其他管道附件用钢铸件质量标准　射线照相检验方法) ASME B16.34　Valves—Flanged, Threaded, and Welding End(阀门　法兰、焊接、螺纹端)
JB/T 6439　阀门受压件磁粉检测	ASTM E709　Standard Guide for Magnetic Particle Testing(磁粉检测标准指南) ASME B16.34　Valves—Flanged, Threaded, and Welding End(阀门　法兰、焊接、螺纹端)
JB/T 6902　阀门液体渗透检测	ASTM E165　Standard Practice for Liquid Penetrant Testing for General Industry(一般工业用液体渗透检验的标准规程) ASME B16.34　Valves—Flanged, Threaded, and Welding End(法兰、焊接、螺纹端阀门)

表 F.1　国内阀门标准对应的国外阀门标准表（续）

国内阀门标准	ISO 或国外阀门标准
JB/T 6903　阀门锻钢件超声波检测	ASTM A388　Standard Practice for Ultrasonic Examination of Steel Forgings(钢锻件超声检验标准规程) ASME B16.34　Valves—Flanged, Threaded, and Welding End(阀门　法兰、焊接、螺纹端)
GB/T 12222　多回转阀门驱动装置的连接	ISO 5210　Industrial valves—Multi-turn valve actuator attachments(工业阀门　多回转执行器附件)
GB/T 12223　部分回转阀门驱动装置的连接	ISO 5211　Industrial valves—Part-turn actuator attachments(工业阀门　部分回转阀门驱动装置的连接)
GB/T 12241　安全阀　一般要求	ISO 4126-1　Safety devices for protection against excessive pressure—Part 1: Safety valves(超压保护安全装置　第 1 部分:安全阀) API 520　Sizing, Selection, and Installation of Pressure-relieving Devices(泄压装置的尺寸确定、选型和安装)
GB/T 24921(所有部分)　石化工业用压力释放阀的尺寸确定、选型和安装	API 520　Sizing, Selection, and Installation of Pressure-relieving Devices(泄压装置的尺寸确定、选择和安装)
GB/T 24920　石化工业用钢制压力释放阀 GB/T 12243　弹簧直接载荷式安全阀 GB/T 28778　先导式安全阀	API 526　Flanged Steel Pressure Relie Valves(钢制法兰连接泄压阀) ISO 4126-4　Safety devices for protection against excessive pressure—Part 4: Pilot operated safety valves)(超压保护安全装置　第 4 部分:先导式安全阀)

附 录 G
（资料性）
国内焊接材料与国外焊接材料对照

表 G.1 为国内焊接材料对应的国外焊接材料。

表 G.1 国内焊接材料与国外焊接材料对照表

国内标准	国内焊接材料型号	国外标准	国外焊接材料型号
碳钢或低合金钢焊条			
GB/T 5117	E4310	AWS A5.1	E6010
GB/T 5117	E5010-P1	AWS A5.1	E7010-P1
GB/T 5117	E5016	AWS A5.1	E7016
GB/T 5117	E5016-1	AWS A5.1	E7016-1
GB/T 5117	E5018	AWS A5.1	E7018
GB/T 5117	E5018-1	AWS A5.1	E7018-1
GB/T 5117	E5016-N1 AP U H5	AWS A5.5	E7016-G
GB/T 5117	E5016-N7 AP U H5	AWS A5.5	E7016-C2L
GB/T 5117	E5018-N7P	AWS A5.5	E7018-C2L
GB/T 5117	E5510-P1	AWS A5.5	E8010-P1
GB/T 5117	E5516-G	AWS A5.5	E8016-G
GB/T 5117	E5518-N2	AWS A5.5	E8018-C3
GB/T 5117	E5518-G	AWS A5.5	E8018-G
GB/T 5117	E5545-P2	AWS A5.5	E8045-P2
GB/T 32533	E5916-N5M1 AP U H5	AWS A5.5	E8016-C1
GB/T 32533	E6216-N5M1 AP U H5	AWS A5.5	E9016-G
GB/T 32533	E6216-G	AWS A5.5	E9016-G
GB/T 32533	E6218-3M2	AWS A5.5	E9018-D1
GB/T 32533	E6218-G	AWS A5.5	E9018-G
GB/T 32533	E6245-P2	AWS A5.5	E9045-P2
GB/T 32533	E6916-N7CM3 U H5	AWS A5.5	E10016-G
GB/T 32533		AWS A5.5	E10018-C3 H4
GB/T 32533	E6918-G	AWS A5.5	E10018-D2
GB/T 32533	E6918-G	AWS A5.5	E10018-G
GB/T 32533	E6918-N3M2		E10018-M
GB/T 32533	E6945-P2	AWS A5.5	E10045-P2

表 G.1　国内焊接材料与国外焊接材料对照表（续）

国内标准	国内焊接材料牌号等级	国外标准	国外焊接材料牌号等级
碳钢或低合金钢药芯焊丝			
GB/T 10045	T49 3 T15-1 M21 A H5	AWS A5.18	E70C-6M
GB/T 10045	T55 6 T15-1 M21 A-N2 U H5	AWS A5.28	E80C-G
GB/T 10045	T55 4 T15-1 M21 A-N2 H5	AWS A5.28	E80C-Ni1 H4
GB/T 10045	T49 4 T1-1 M21 A-K U H5	AWS A5.20	E71T-1C H4
GB/T 10045	T49 4 T1-1 M21 A H5	AWS A5.20	E71T-1M J H4
GB/T 10045	T49 4 T1/T12-1M21H10	AWS A5.20	E71T-1/T-9/T-12C-JH8
GB/T 10045	T55 4 T1-1 M21 A-N1 U H5	AWS A5.20	E71T-9M-J
GB/T 10045	T49 4 T5-1 C1 A-GX U H5	AWS A5.20	E71T-GC
GB/T 10045	T49 4 T8-1 NA-N1	AWS A5.29	E71T8-K6
GB/T 10045	T49 4 T8-1 N A-N2 H10	AWS A5.29	E71T8-Ni1 J H8
GB/T 10045	T55 4 T1-1 M21 A GN1-H5	AWS A5.29	E81T1-GM
GB/T 10045	T55 6 T1-1 M21 A-N3 U H5	AWS A5.29	E81T1-K2M
GB/T 10045	T55 6 T1-1 M21 A-N2 U H5	AWS A5.29	E81T1-Ni1M-J
GB/T 10045	T55 4 T1-1 M21 A-N2 H5	AWS A5.29	E81T1-Ni1 M J H4
GB/T 10045	T55 5 T1-1 M21 A-N2 U H5	AWS A5.29	E81T1-Ni1 M J H4
GB/T 10045	T55 4 T5-1 C1 A-N5 H5	AWS A5.29	E81T5-Ni2 C H4
GB/T 10045	T55 4 T5-1 C1 A-GX U H5	AWS A5.29	E81T5-GC
GB/T 10045	T55 4 T5-1 C1 A-N5 H5	AWS A5.29	E81T5-GC
GB/T 10045	T55 4 T8-1 N A-N5 H10	AWS A5.29	E81T8-Ni2 J H8
GB/T 36233	T59 6 T1-1 M21 A-N5 U H5	AWS A5.29	E91T1-Ni2M-J
GB/T 36233	T62 5 T1-1 M21 A-N1M2 U H5	AWS A5.29	E91T1-GM
GB/T 36233	T62 5 T1-1 M21 A-N4M1 U H5	AWS A5.29	E91T1-GM
GB/T 36233	T62 4 T1-1 M21 A-N3M1 H5	AWS A5.29	E91T1-K2 M J H4
GB/T 36233	T62 4 T1-1 M21 A-N2 U H5	AWS A5.29	E91T1-G
GB/T 36233	T62 4 T1-1 M21 A GN3M1 H5	AWS A5.29	E91T1-GM-H4
GB/T 36233	T62 6 T5-1 C1 A-N5 U	AWS A5.29	E91T5-Ni2C
GB/T 36233	T55 4 T5-1 C1 A-GN5 H5	AWS A5.29	E91T5-G C H4
GB/T 36233	T69 5 T1-1 M21 A-N2M2 U H5	AWS A5.29	E101T1-GM
GB/T 36233	T69 5 T1-1 M21 A-N4M2 U H5	AWS A5.29	E101T1-GM
GB/T 36233	T69 4 T1-1 M21 A N3M1 H5	AWS A5.29	E101T1-GM
GB/T 36233	T62 4 T1-1 M21 A-N3M1 U H5	AWS A5.29	E101T1-G
GB/T 36233	T72 4 T1-1 M21 A N3M2 H5	AWS A5.29	E111T1-K3M

表 G.1　国内焊接材料与国外焊接材料对照表（续）

国内标准	国内焊接材料牌号等级	国外标准	国外焊接材料牌号等级
碳钢或低合金钢气保护实心焊丝			
GB/T 8110	G 49A 3 M21 S2	AWS A5.18	ER70S-2
GB/T 8110	G 49A 2 M21 S3	AWS A5.18	ER70S-3
GB/T 8110	G 49A 3 U M21 S3	AWS A5.18	ER70S-3
GB/T 8110	G49A 3 U M21 S6	AWS A5.18	ER70S-6
GB/T 8110	G49A 3 M21 S6	AWS A5.18	ER70S-6
GB/T 8110	G49A 5 M21 S15	AWS A5.18	ER70S-G
GB/T 8110	G49A 6 U M21 SN3	AWS A5.28	ER70S-G
GB/T 8110	G57A 6 U M21 ZSN2	AWS A5.28	ER80S-G
GB/T 8110	G55A 4H M21 ZSN2	AWS A5.28	ER80S-G
GB/T 8110	G55A 5 M21 ZSN2	AWS A5.28	ER80S-G
GB/T 8110	G55A 4H M21 SN2	AWS A5.28	ER80S-Ni1
GB/T 8110	G55A 5 M21 SN2	AWS A5.28	ER80S-Ni1
GB/T 39281	G62A 2 U M21 C1M1T	AWS A5.28	ER90S-G
GB/T 39281	G62A 5 M21 N2M2T	AWS A5.28	ER90S-G
GB/T 39281	G62A 5 M21 ZN2M3T	AWS A5.28	ER90S-G
GB/T 39281	G69A 4 U M21 N4CM21T	AWS A5.28	ER100S-G
GB/T 39281	G69A 5 M21 N2M2T	AWS A5.28	ER100S-G
GB/T 39281	G69A 5 M21 ZN3M2	AWS A5.28	ER100S-G
GB/T 39281	G76A 4 U M21 N5CM3T	AWS A5.28	ER110S-G
GB/T 39281	G76A 5 M21 ZN4M3T	AWS A5.28	ER110S-G
碳钢或低合金钢氩弧焊丝			
GB/T 39280	W 49A 3 U 3/W 49A 2 3	AWS A5.18	ER70S-3
GB/T 39280	W 49A 3 6/W 49A 3 U 6	AWS A5.18	ER70S-6
GB/T 39280	W 55A 6 N2M3	AWS A5.28	ER80S-G
GB/T 39280	W55A 3 ZN2/W55A5 ZN2	AWS A5.28	ER80S-G
GB/T 39280	W 55A 4N 2/W 55A 5 U N2	AWS A5.28	ER80S-Ni1
不锈钢焊条			
GB/T 983	E307-17	AWS A5.4	E307-17
GB/T 983	E308-16	AWS A5.4	E308-16
GB/T 983	E308L-16	AWS A5.4	E308L-16
GB/T 983	E308L-17	AWS A5.4	E308L-17
GB/T 983	E309-16	AWS A5.4	E309-16
GB/T 983	E309L-16	AWS A5.4	E309L-16

表 G.1　国内焊接材料与国外焊接材料对照表（续）

国内标准	国内焊接材料牌号等级	国外标准	国外焊接材料牌号等级
GB/T 983	E309L-17	AWS A5.4	E309L-17
GB/T 983	E309MoL-17	AWS A5.4	E309MoL-17
GB/T 983	E316L-16	AWS A5.4	E316L-16
GB/T 983	E316L-17	AWS A5.4	E316L-17
GB/T 983	E347-16	AWS A5.4	E347-16
GB/T 983	E347-17	AWS A5.4	E347-17
GB/T 983	E2209-16	AWS A5.4	E2209-16
GB/T 983	E2209-17	AWS A5.4	E2209-17
不锈钢焊丝			
GB/T 29713	S308L	AWS A5.9	ER308L
GB/T 29713	S308LSi	AWS A5.9	ER308LSi
GB/T 29713	S309L	AWS A5.9	ER309L
GB/T 29713	S309LSi	AWS A5.9	ER309LSi
GB/T 29713	S316L	AWS A5.9	ER316L
GB/T 29713	S316LSi	AWS A5.9	ER316LSi
GB/T 29713	S347	AWS A5.9	ER347
GB/T 29713	S2209	AWS A5.9	ER2209

附　录　H
（资料性）
流速设计

H.1　输油管道流速设计

H.1.1　输油管道(含输送液化石油气的管道)的最大流速不超过 7 m/s。

H.1.2　原油和成品油管道在长期连续操作条件下的流速不超过 4.5 m/s。

H.1.3　液化石油气管道长期连续操作条件下的流速不超过 3 m/s。

H.1.4　浮顶油罐和固定顶罐空罐进油时,在浮盘浮起或进油管浸没前,进油管道流速不超过 1 m/s,浮盘浮起或进油管浸没后,进油管道流速不超过 4.5 m/s。

H.2　输气管道流速设计

H.2.1　在长期连续操作条件下的流速不超过 18 m/s,并满足表 H.1 的要求。

表 H.1　输气管道长期连续操作流速限制

操作压力 P/MPa	ρv^2/[kg/(m^2 · s)]
$P \leqslant 2.0$	≤6 000
$2.0 < P \leqslant 5.0$	≤10 000
$5.0 < P \leqslant 8.0$	≤14 000
$8.0 < P \leqslant 12.0$	≤18 000
注：ρ 为工作状态下的介质密度,单位为千克每立方米(kg/m^3);v 为介质流速,单位为米每秒(m/s)。	

H.2.2　短时间平衡压力期间的流速不超过 40 m/s。

H.2.3　放空阀下游的管道流速不超过 0.8 Ma,并满足公式(H.1)的要求:

$$\rho v^2 \leqslant 200\ 000 \quad \cdots\cdots (H.1)$$

式中:

ρ ——工作状态下的流体密度,单位为千克每立方米(kg/m^3);

v ——介质流速,单位为米每秒(m/s)。

附　录　I
（资料性）
管道压力与压力控制装置、压力安全装置的关系

管道压力与压力控制装置、压力安全装置的关系见图 I.1。

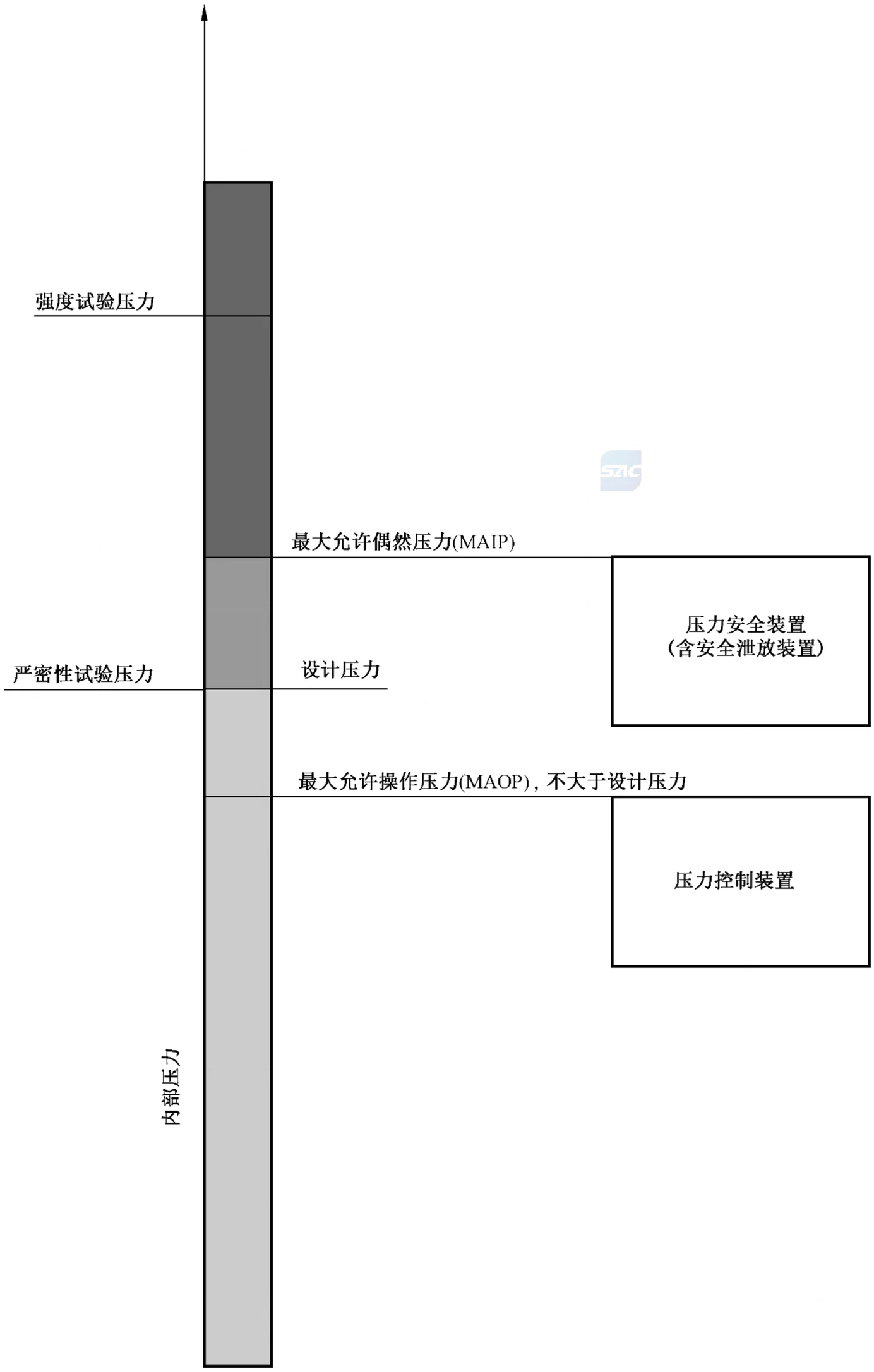


图 I.1　管道压力与压力控制装置、压力安全装置的关系

附 录 J
（资料性）
站场管道布置

J.1 地上管道布置

J.1.1 地上管道的布置要求：

a） 管道的净空高度、管架及基础位置，不影响交通运输、消防及检修；

b） 不妨碍建筑物的自然采光与通风；

c） 管径较大或热变形量较大的管道布置在管廊带外侧；

d） 管廊带中分期实施的管道管径较大或弯头曲率半径较大时，核算空间是否满足管道安装需求。

J.1.2 管道跨越行车路面时采用高架敷设，充分考虑支撑和冷热态位移影响。跨越消防车道时，消防车道净空高度不小于 5 m。

J.1.3 阀门、法兰、补偿器等存在泄漏可能的管道元件不布置在道路和人员通行区域的上方。

J.1.4 站场管道布置宜为逐步升高或逐步降低的方式，避免管道形成聚集气袋和液袋，不可避免时，根据施工和运维需求设置高点放空和低点排液。

J.2 地下管道布置

J.2.1 埋地敷设的管道埋设深度根据最大冻土深度、地下水位和管道不受损坏等原则确定，并有下列要求：

a） 管道埋深在冰冻线以下，当无法实现时，应有防冻保护措施；

b） 无混凝土铺设的区域，管道的管顶距地面不小于 0.5 m；

c） 室内有混凝土铺设的区域，管道的管顶距地面不小于 0.3 m；

d） 车辆通行区域，管道的管顶距车行道路路面不小于 0.7 m。

J.2.2 管道穿越站内主要道路时，敷设在管涵或套管内，并采取防止可燃气体窜入和积聚在管涵或套管内的措施。

J.2.3 埋地管道不与电缆共沟，不直接穿越埋地电缆沟。

J.3 管道管沟布置

J.3.1 采用管沟敷设时，采取防止油气泄漏积聚的措施。

J.3.2 管沟充分考虑管道无损检测所需空间，空间受限时提醒施工考虑无损检测和管道下沟工序。

J.3.3 管沟充分考虑维检修通道和空间。

J.3.4 存在雨水或地下水聚集的管沟，充分考虑水收集和排净措施。

J.4 与设备连接管道布置

J.4.1 管道不穿越或跨越与其无关的设备或储罐。

J.4.2 压缩机进出口管道上设置拆卸法兰短节以便机体的检修。法兰短节不设置在管沟内，且短节两侧和上方不设置其他管道以免妨碍拆装。

J.4.3 泵进出口设置 3 倍～5 倍管道公称直径长度的直管段。

J.4.4 管道及支承件布置不妨碍相关设备及其内部构件的安装、操作及检修维护。

J.5 阀门布置

J.5.1 阀门布置在方便操作、维护和检修的位置，且不妨碍设备、管道及阀门本身的拆卸和检修并保证执行机构的安装、维护空间。

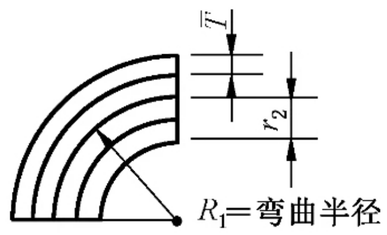
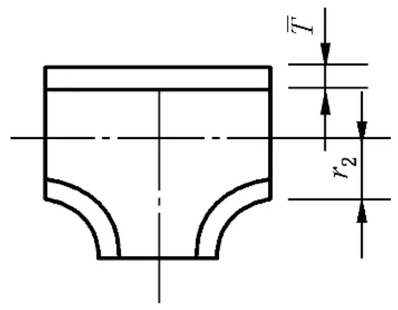
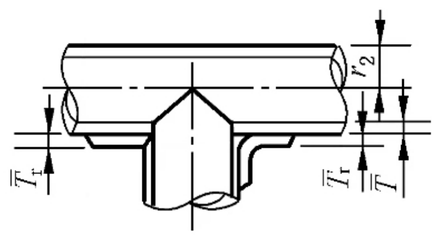
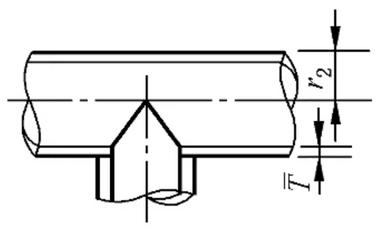
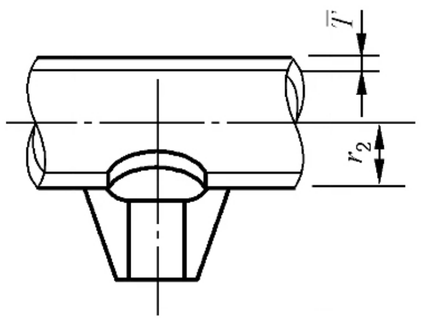
J.5.2 埋地安装的阀门采用全焊接阀体结构，并采用焊接连接。

附 录 K
（规范性）
柔性系数和应力增大系数

K.1 柔性系数和应力增大系数

K.1.1 表 K.1 列出了压力管道元件及其焊接连接接头的柔性系数和应力增大系数。

表 K.1 柔性系数和应力增大系数

名称	柔性系数 k	应力增大系数		尺寸系数 h	简图
		平面外 i_o	平面内 i_i		
对焊弯头或弯管	$\frac{1.65}{h}$	$\frac{0.75}{h^{2/3}}$	$\frac{0.9}{h^{2/3}}$	$\frac{\overline{T}R_1}{r_2^2}$	
拔制三通	1	$\frac{0.9}{h^{2/3}}$	$3/4i_o+1/4$	$4.4\frac{\overline{T}}{r_2}$	
带补强焊制三通	1	$\frac{0.9}{h^{2/3}}$	$3/4i_o+1/4$	$\frac{(\overline{T}+1/2\overline{T}_r)^{5/2}}{\overline{T}^{3/2}r_2}$	
不带补强焊制三通	1	$\frac{0.9}{h^{2/3}}$	$3/4i_o+1/4$	$\frac{\overline{T}}{r_2}$	
整体补强支管座	1	$\frac{0.9}{h^{2/3}}$	$\frac{0.9}{h^{2/3}}$	$3.3\frac{\overline{T}}{r_2}$	
对焊接头，对焊异径接头或对焊法兰	1	1.0	1.0		
双面焊平焊法兰	1	1.2	1.2		
角焊接头或单面焊平焊法兰	1	1.3	1.3		

K.1.2　表 K.1 中符号如下：

$\overline{T}$ ——对于弯头、弯管，为弯头、弯管的设计壁厚；对于三通，为主管设计壁厚；

$\overline{T}_r$——补强圈或鞍件的厚度；

r_2 ——主管平均半径；

R_1——对焊弯头或弯管弯曲半径。

K.2　适用范围及补充说明

K.2.1　柔性系数 k 适用于任何平面内的弯曲。柔性系数 k 和应力增大系数 i 适用于弯头、弯管的整个有效弧长及三通的交接口处，且均不应小于 1。

K.2.2　k 和 i 可由表 K.1 中的公式计算得出，也可根据表 K.1 中的公式计算出尺寸系数 h 后，直接从图 K.1 查得。

K.2.3　当压力管道元件在一端或两端直接焊接法兰时，表 K.1 中 k 和 i 应按系数 C_1 来修正。系数 C_1 可用计算得到的 h 由图 K.2 查得。

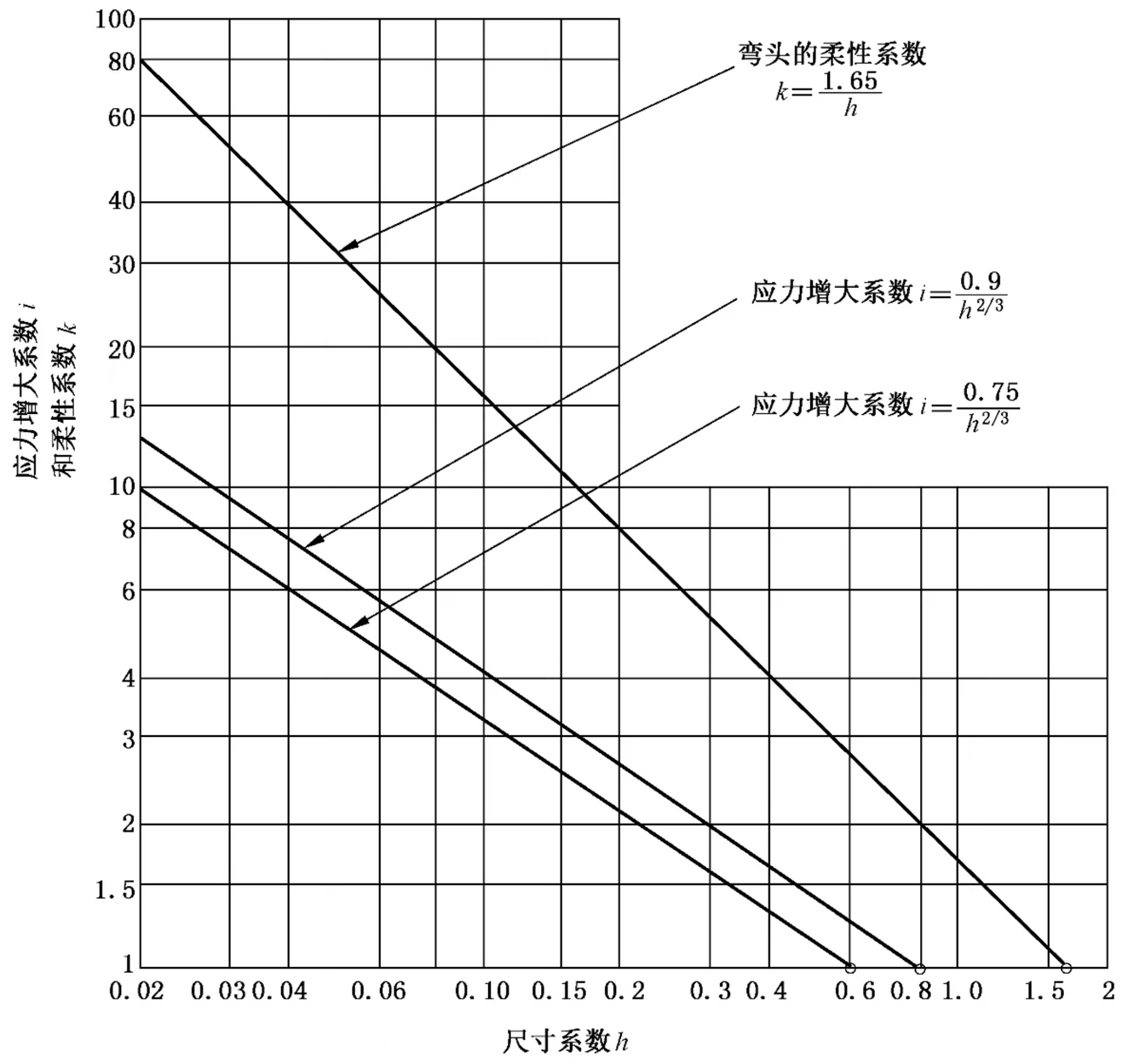


图 K.1　尺寸系数 h 和柔性系数 k、应力增大系数 i 的关系曲线

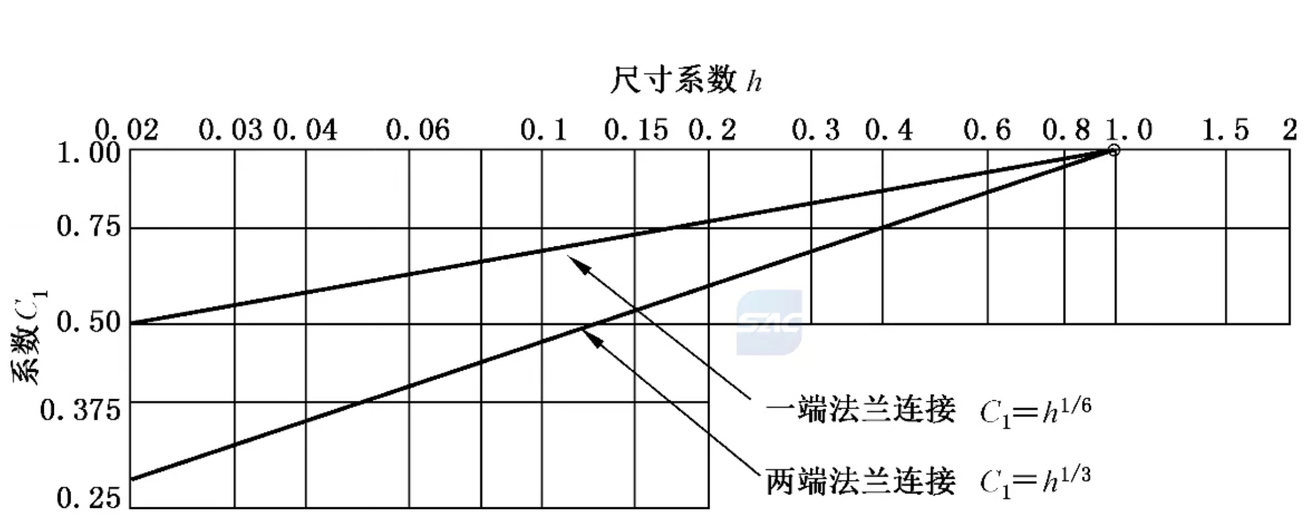


图 K.2　系数 C_1 和尺寸系数 h 的关系曲线

K.2.4 对于大口径薄壁弯头和弯管，表 K.1 中的 k 和 i 应分别除以修正系数 a、b，修正系数 a、b 按下列公式计算：

$$a = 1 + 6\left(\frac{P}{E}\right)\left(\frac{r_2}{T}\right)^{\frac{7}{3}}\left(\frac{R_1}{r_2}\right)^{\frac{1}{3}} \quad \cdots\cdots(\text{K.1})$$

$$b = 1 + 3.25\left(\frac{P}{E}\right)\left(\frac{r_2}{T}\right)^{\frac{5}{2}}\left(\frac{R_1}{r_2}\right)^{\frac{2}{3}} \quad \cdots\cdots(\text{K.2})$$

式中：

P ——设计压力，单位为兆帕(MPa)；

E ——弹性模量，单位为兆帕(MPa)。

附 录 L
（资料性）
埋地管道开始失稳的临界轴向力和计算弯曲半径

L.1 临界轴向力

L.1.1 埋地直管段开始失稳时的临界轴向力，按公式(L.1)、公式(L.2)计算：

$$N_{cr}=2\sqrt{K_e DEI'} \quad \cdots\cdots(L.1)$$

$$K_e=\frac{0.12E'n_e}{(1-\mu_0^2)\sqrt{jD}}(1-e^{-2h_0/D}) \quad \cdots\cdots(L.2)$$

式中：

N_{cr}——管道开始失稳时的临界轴向力，单位为兆牛(MN)；

K_e——土壤的法向阻力系数，单位为兆帕每米(MPa/m)；

D——管道外直径，单位为米(m)；

E——管道钢材弹性模量，单位为兆帕(MPa)；

I'——钢管横截面惯性矩，单位为四次方米(m^4)；

E'——回填土的变形模量，单位为兆帕(MPa)；

n_e——回填土变形模量降低系数，根据土壤中含水量的多少和土壤结构破坏程度取0.3～1.0；

μ_0——土壤的泊桑系数，砂土取0.2～0.25，坚硬的和半坚硬的黏土、粉质黏土取0.25～0.30，塑性土取0.30～0.35，软塑或流塑性黏性土取0.35～0.45；

j——管道的单位长度，单位为米(m)($j=1$ m)；

h_0——地面(或土堤顶)至管道中心的距离，单位为米(m)。

L.1.2 对于埋地向上凸起的弯曲管段开始失稳时的临界轴向力，按公式(L.3)～公式(L.5)计算：

$$N_{cr}=0.375Q_u R_0 \quad \cdots\cdots(L.3)$$

$$Q_u=q_0+n_0 q_1 \quad \cdots\cdots(L.4)$$

$$q_1=\gamma D(h_0-0.39D)+\gamma h_0^2\tan 0.7\varphi+\frac{0.7ch_0}{\cos 0.7\varphi} \quad \cdots\cdots(L.5)$$

式中：

Q_u——管道向上位移时的极限阻力，单位为兆牛每米(MN/m)；当管道有压重物或锚栓锚固时，应计入压重物的重力或锚栓的拉脱力，在水淹地区应计入浮力作用；

R_0——管道的计算弯曲半径，单位为米(m)；

q_0——单位长度钢管重力和管内、油品重力，单位为兆牛每米(MN/m)；

n_0——土壤临界支承能力的折减系数，取0.8～1.0；

q_1——管道向上位移时土的临界支承能力，单位为兆牛每米(MN/m)；

φ——回填土的内摩擦角，单位为度(°)；

c——回填土的内聚力，单位为兆牛每平方米(MN/m^2)。

L.1.3 对于敷设在土堤内水平弯曲的管段，失稳时的临界轴向力按公式(L.6)～公式(L.10)计算：

$$N_{cr}=0.212Q_h R_0 \quad \cdots\cdots(L.6)$$

$$Q_h=q_f+n_0 q_2 \quad \cdots\cdots(L.7)$$

$$q_f=q_0\tan\varphi \quad \cdots\cdots(L.8)$$

$$q_2=\gamma\tan\varphi\left[\frac{Dh_1}{2}+\frac{(b_1+b_2)h_1}{4}-D^2\right]+\frac{c(b_2-D)}{2} \quad \cdots\cdots(L.9)$$

$$q_2 = \gamma h_0 D\left[\tan^2\left(45° + \frac{\varphi}{2}\right)\right] + \frac{2c}{\gamma h_0}\tan\left(45° + \frac{\varphi}{2}\right) \quad \cdots\cdots (L.10)$$

式中：

Q_h——管道横向位移时的极限阻力，单位为兆牛每米(MN/m)；

q_f——单位长度上的管道摩擦力，单位为兆牛每米(MN/m)；

q_2——管道横向位移时土的临界支撑能力，单位为兆牛每米(MN/m)；

h_1——土堤顶至管底的距离，单位为米(m)；

b_1——土堤顶宽，单位为米(m)；

b_2——土堤底宽，单位为米(m)。

注：管道横向位移时的土的临界支承能力按公式(L.9)和公式(L.10)计算，取二者中的较小值。

L.2 管道弯曲轴线的计算弯曲半径

L.2.1 当埋地管道按弹性弯曲敷设时，弹性弯曲的弯曲半径大于钢管的外直径的1 000倍，且曲线的弦长大于或等于管道失稳波长时，管道的计算弯曲半径取管道弹性弯曲的实际弯曲半径。

L.2.2 当管道曲线的弦长小于失稳波长，且满足公式(L.11)时，计算弯曲半径按公式(L.12)计算。

$$L + \frac{L_0}{2} \geqslant \frac{L_{cr}}{2} \quad \cdots\cdots (L.11)$$

$$R_0 = \frac{2L_{cr}^2\cos\dfrac{\theta}{2}}{\pi^2\left[L_{cr}\sin\dfrac{\theta}{2} - 2R\left(1-\cos\dfrac{\theta}{2}\right)\right]} \quad \cdots\cdots (L.12)$$

当管道向上凸起(拱起)时，管道的失稳波长满足公式(L.13)。

$$L_{cr}^2 = \frac{265EI}{Q_u R_0\left(1+\sqrt{1+\dfrac{80EIC_P}{Q_u^2 R_0^2}}\right)} \quad \cdots\cdots (L.13)$$

当管道在土堤内水平弯曲时，管道的失稳波长满足公式(L.14)。

$$L_{cr}^2 = \frac{93.5EI}{Q_b R_0\left(1+\sqrt{1+\dfrac{80EIC_P}{Q_h^2 R_0^2}}\right)} \quad \cdots\cdots (L.14)$$

$$C_P = \frac{q_1}{h_1} \quad \cdots\cdots (L.15)$$

式中：

L——与弯曲两段管侧连接的每一直管段的长度，单位为米(m)；

L_0——弯曲管段的弦长，单位为米(m)；

L_{cr}——管道的失稳波长，单位为米(m)；

R_0——管道的计算弯曲半径，单位为米(m)；

R——管道轴线的弯曲半径，单位为米(m)；

q_1——管道横向位移时土的临界支撑能力，单位为兆牛每米(MN/m)；

θ——管道的转角，单位为度(°)；

C_P——土的卸载系数；

h_1——地面(或土堤顶)至管底的距离，单位为米(m)。

L.2.3 当设计管段由两个冷弯管组成，且弯管之间的直线管段满足公式(L.16)时，其弯曲半径按公式(L.17)计算。

$$R_1\sin\frac{\theta_1}{2} + R_2\sin\frac{\theta_2}{2} + L \leqslant L_{cr} \quad \cdots\cdots (L.16)$$

$$R_0=\frac{2L_{cr}}{\pi^2\left[L_{cr}\tan\frac{\theta_1+\theta_2}{2}+\left(L+R_1\tan\frac{\theta_1}{2}+R_2\tan\frac{\theta_2}{2}\right)\times\left(\sin\frac{\theta_1-\theta_2}{2}-\tan\frac{\theta_1+\theta_2}{2}\cos\frac{\theta_2-\theta_1}{2}\right)\right]} \quad \cdots\cdots(\text{L.17})$$

式中：

R_1、R_2——分别是两个弯管的弯曲半径，单位为米(m)；

θ_1、θ_2——分别是两个弯管的转角，单位为度(°)；

L——两个弯管之间的直管段长度，单位为米(m)。

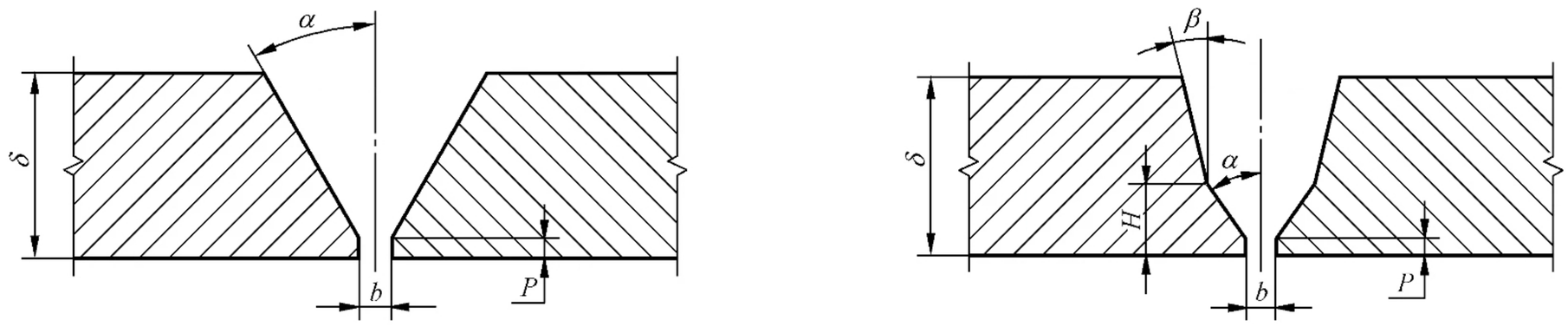
L.2.4 当设计管段内为一弯曲半径不大于钢管外直径 5 倍的弯头时，其弯曲半径按公式(L.18)计算：

$$R_0=\frac{2L_{cr}}{\pi^2\tan\frac{\theta}{2}} \quad \cdots\cdots(\text{L.18})$$

附　录　M
（资料性）
坡口形式及组对尺寸

M.1　线路管道坡口形式及组对尺寸

典型的手工焊和半自动焊焊接坡口见图 M.1。



a）　单 V 型焊接坡口　　b）　双 V 型焊接坡口

标引符号说明：

α ——坡口面角度，单位为度(°)，参考值为 22°～30°；

β ——上坡口角度，参考值为 8°～15°；

H——变坡口拐点距内壁的高度，单位为毫米(mm)，参考值为 8.0 mm～12.0 mm；

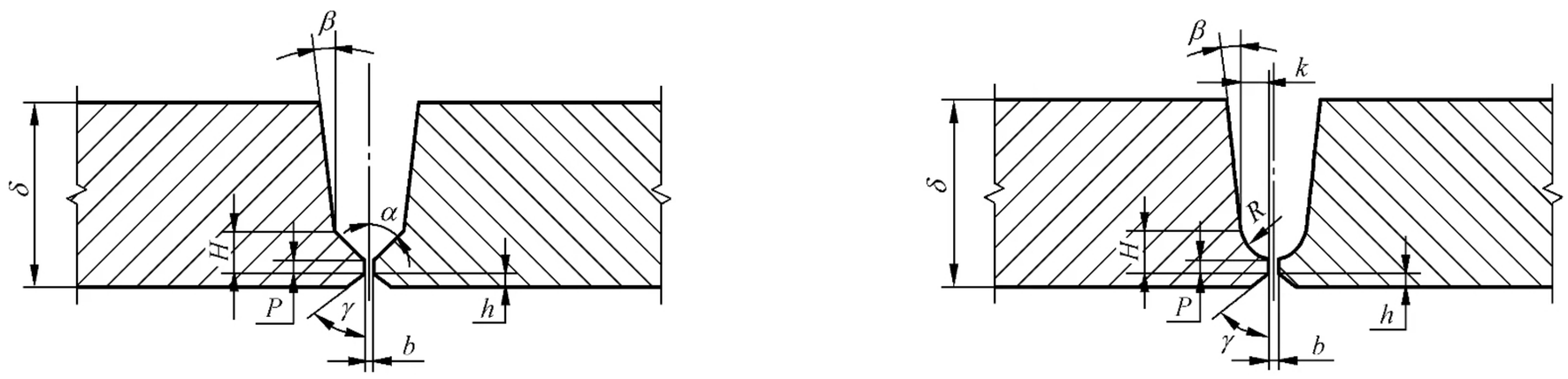
P——钝边高度，单位为毫米(mm)，参考值为 1.0 mm～1.8 mm；

b ——对口间隙，单位为毫米(mm)，参考值为 2.5 mm～4.0 mm；

δ ——钢管壁厚，单位为毫米(mm)。

图 M.1　典型的手工焊和半自动焊焊接坡口

典型的机动焊焊接坡口(内焊机根焊)见图 M.2。



a）　内焊机根焊焊接坡口(复合 V 型)　　b）　内焊机根焊焊接坡口(复合 U 型)

标引符号说明：

α ——下坡口角度，单位为度(°)，参考值为 45°；

β ——上坡口角度，单位为度(°)，参考值为 4°～10°；

γ ——内坡口角度，单位为度(°)，参考值为 37.5°；

h ——内坡口高度，单位为毫米(mm)，参考值为 1.2 mm～1.5 mm；

H——变坡口拐点距内壁的高度，单位为毫米(mm)，参考值为 4.3 mm～4.5 mm；

P ——钝边高度，单位为毫米(mm)，参考值为 1.0 mm～1.2 mm；

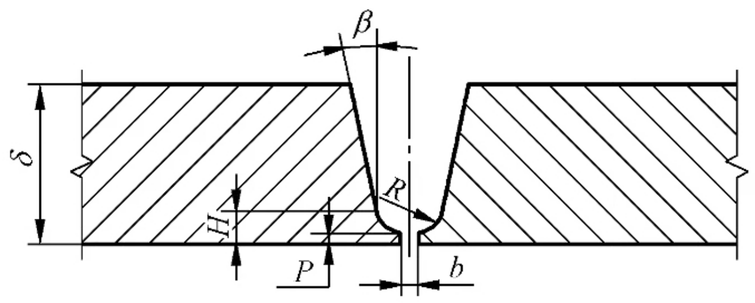
b ——对口间隙，单位为毫米(mm)，参考值为 0 mm；

R ——下坡口 1/4 圆弧的半径，单位为毫米(mm)，参考值为 2.4 mm～3.2 mm；

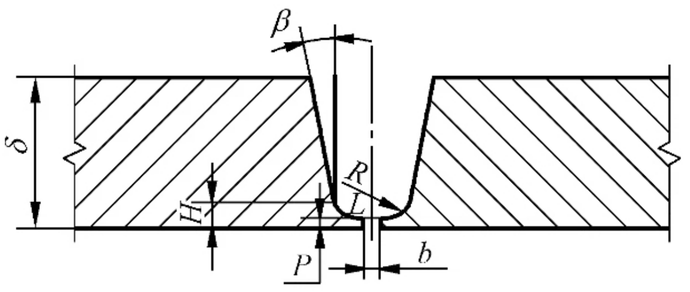
δ ——钢管壁厚，单位为毫米(mm)。

图 M.2　典型的机动焊焊接坡口(内焊机根焊)

典型的机动焊焊接坡口(外焊机根焊)见图 M.3。



a) 外焊机根焊焊接坡口形式 1



b) 外焊机根焊焊接坡口形式 2

标引符号说明:

β ——上坡口角度,单位为度(°),参考值为 5°～15°;

R ——下坡口 1/4 圆弧的半径,单位为毫米(mm),参考值为 2.4 mm～3.2 mm;

L ——平台长度,单位为毫米(mm),参考值为 1.1 mm～1.5 mm;

H——变坡口拐点距内壁的高度,单位为毫米(mm),参考值为 3.7 mm±0.2 mm;

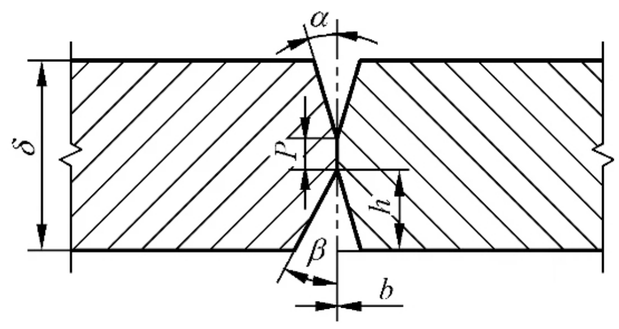
P ——钝边高度,单位为毫米(mm),参考值为 1.2 mm～1.5 mm;

b ——对口间隙,单位为毫米(mm),参考值为 0 mm;

δ ——钢管壁厚,单位为毫米(mm)。

图 M.3 典型的机动焊焊接坡口(外焊机根焊)

典型的埋弧机动焊焊接坡口见图 M.4。



标引符号说明:

α ——坡口面角度,单位为度(°),参考值为 19°～21°;

β ——上坡口角度,单位为度(°),参考值为 24°～26°;

h ——内坡口高度,单位为毫米(mm),参考值为 7.0 mm～8.0 mm;

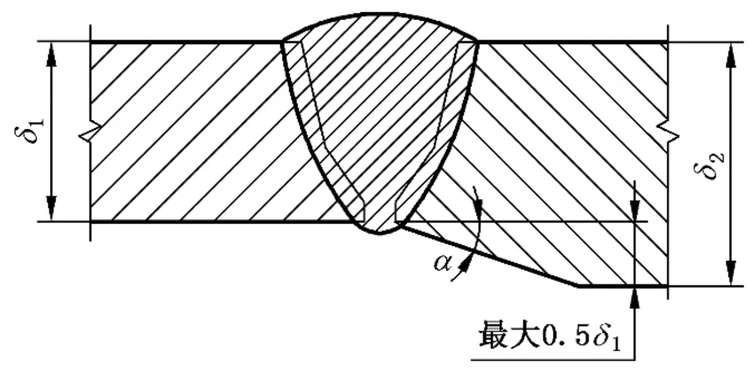
P——钝边高度,单位为毫米(mm),参考值为 2.0 mm～3.0 mm;

b ——对口间隙,单位为毫米(mm),参考值为 2.5 mm～4.0 mm;

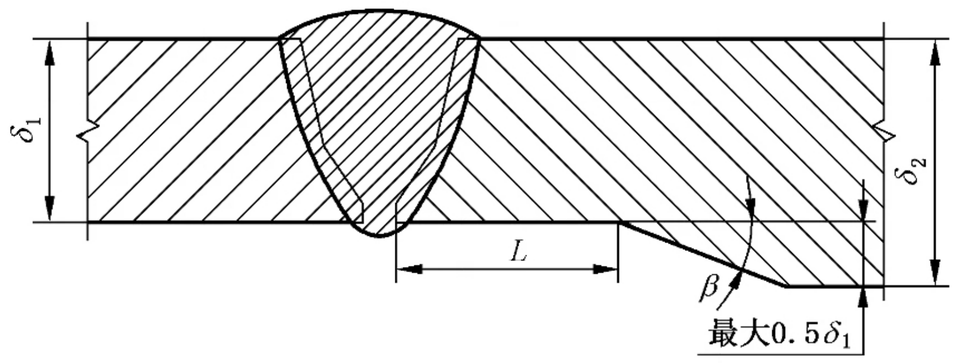
δ ——钢管壁厚,单位为毫米(mm)。

图 M.4 典型的埋弧机动焊焊接坡口

典型的不等壁厚焊接坡口见图 M.5。



a) 内削薄坡口



b) 内孔锥形坡口

标引符号说明:

α ——内削薄角度,单位为度(°),参考值为 0°～15°;

β ——内削薄角度,单位为度(°),参考值为 0°～30°;

L ——平直段宽度,单位为毫米(mm),参考值为 45 mm～120 mm;

δ_1、δ_2 ——钢管壁厚,单位为毫米(mm)。

图 M.5 典型的不等壁厚焊接坡口

M.2 站场管道坡口形式及组对尺寸

表 M.1 为站场管道推荐的管端的坡口形式及组对尺寸。

表 M.1 管端的坡口形式及组对尺寸

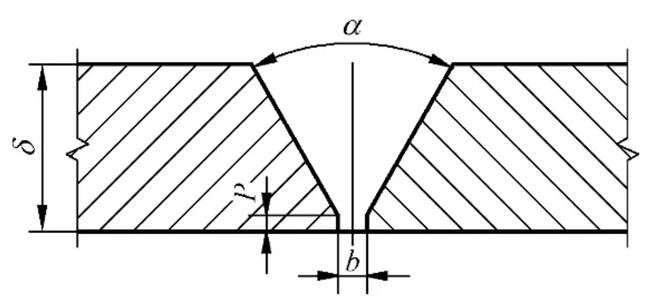
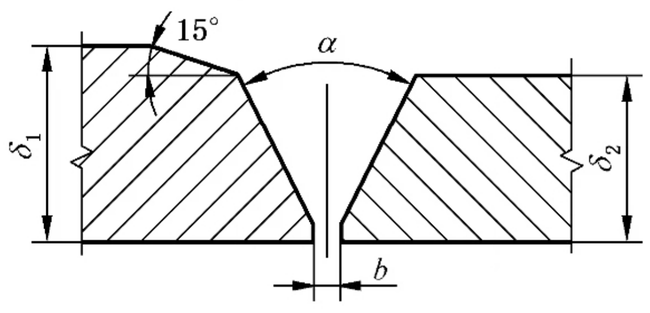
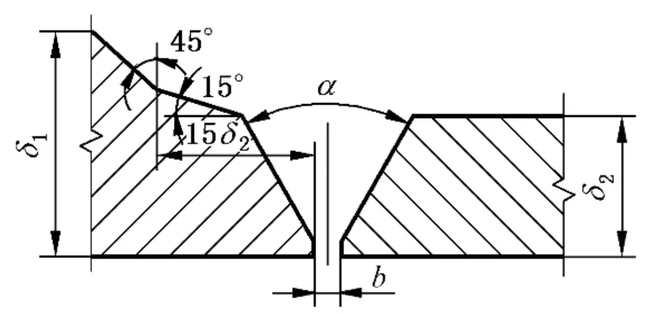
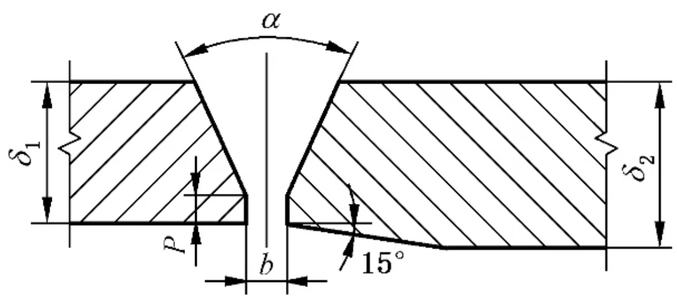
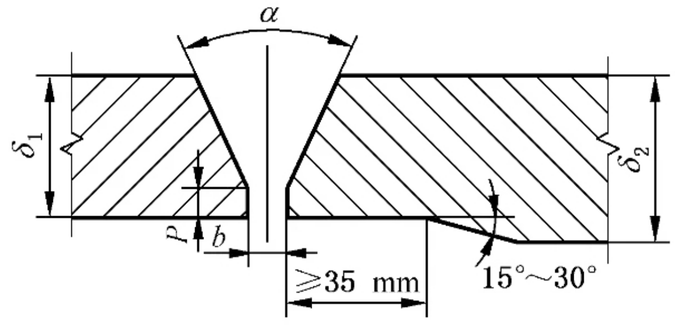
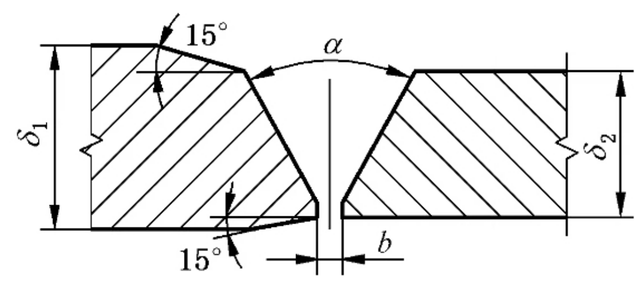
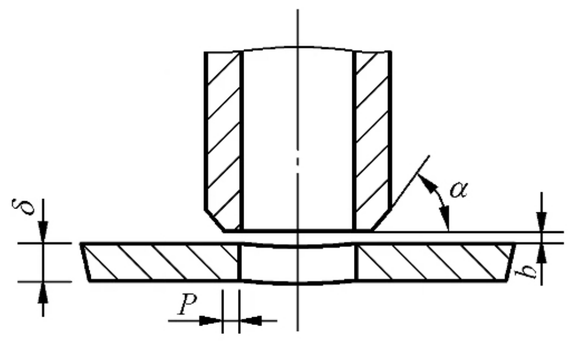
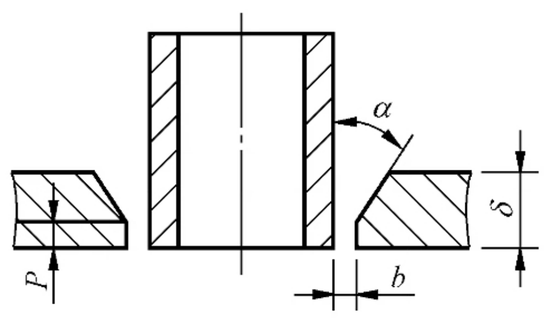
名称	坡口形式	壁厚 δ mm	坡口尺寸 mm		间隙 b mm
			角度 α	钝边 P mm	
钢管对接		<12.7	60°±5°	上向焊 1.5±0.5	上向焊 3.0～4.5
				下向焊 1.0±0.5	下向焊 2.0～3.5
		≥12.7	47°±3°	上向焊 1.5±0.5	上向焊 3.0～4.5
				下向焊 1.0±0.5	下向焊 2.0～3.5
管道与管件对接（等内径）		<12.7	60°±5°	上向焊 1.5±0.5	上向焊 3.0～4.5
				下向焊 1.0±0.5	下向焊 2.0～3.5
		≥12.7	47°±3°	上向焊 1.5±0.5	上向焊 3.0～4.5
				下向焊 1.0±0.5	下向焊 2.0～3.5
		<12.7	60°±5°	上向焊 1.5±0.5	上向焊 3.0～4.5
				下向焊 1.0±0.5	下向焊 2.0～3.5
		≥12.7	47°±3°	上向焊 1.5±0.5	上向焊 3.0～4.5
				下向焊 1.0±0.5	下向焊 2.0～3.5
管道与管件对接（等外径）		<12.7	60°±5°	上向焊 1.5±0.5	上向焊 3.0～4.5
				下向焊 1.0±0.5	下向焊 2.0～3.5
		≥12.7	47°±3°	上向焊 1.5±0.5	上向焊 3.0～4.5
				下向焊 1.0±0.5	下向焊 2.0～3.5
		<12.7	60°±5°	上向焊 1.5±0.5	上向焊 3.0～4.5
				下向焊 1.0±0.5	下向焊 2.0～3.5
		≥12.7	47°±3°	上向焊 1.5±0.5	上向焊 3.0～4.5
				下向焊 1.0±0.5	下向焊 2.0～3.5
管道与管件对接		<12.7	60°±5°	上向焊 1.5±0.5	上向焊 3.0～4.5
				下向焊 1.0±0.5	下向焊 2.0～3.5
		≥12.7	47°±3°	上向焊 1.5±0.5	上向焊 3.0～4.5
				下向焊 1.0±0.5	下向焊 2.0～3.5

表 M.1　管端的坡口形式及组对尺寸（续）

名称	坡口形式	壁厚 δ mm	坡口尺寸 mm		间隙 b mm
			角度 α	钝边 P mm	
支管与支管台坡口		≥6	50°±5°	1.5±0.5	2.5～4.0
三通接头主管坡口		≥6	50°±5°	1.5±0.5	2.5～4.0

附　录　N
（资料性）
沉管下沟管道应力计算解析法

N.1　单向（双侧）沉管下沟方式

N.1.1　单向双侧沉管下沟是指管沟开挖设备在管道两侧对称布置，并向同一方向同步开挖管沟，利用管道自身重力作用缓慢将管道自然降落到管沟内的施工方法。单向单侧沉管下沟则仅在管道一侧布置管沟开挖设备。见图 N.1。

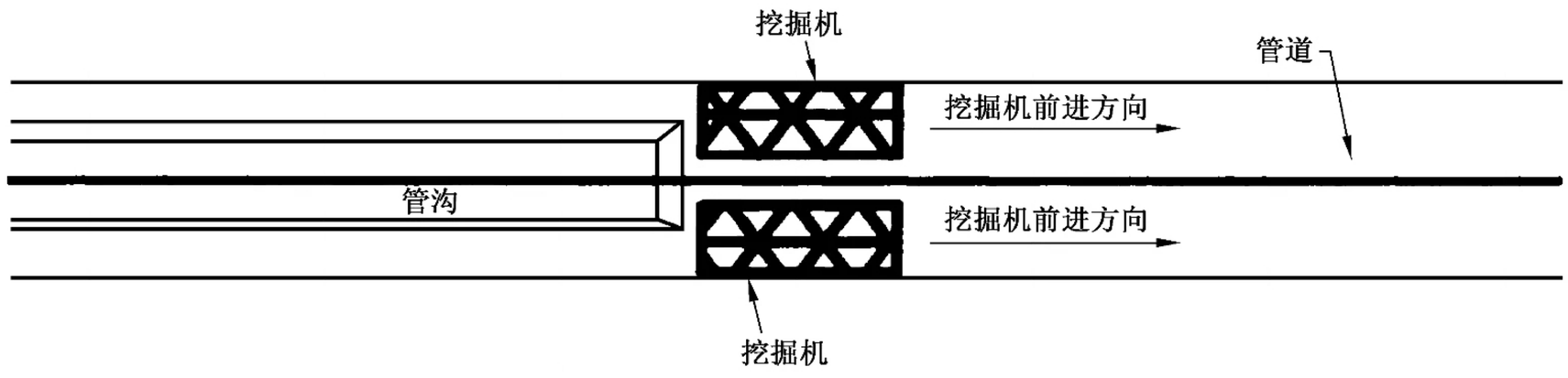


图 N.1　单向双侧沉管下沟方式俯视图

N.1.2　背向双侧沉管下沟是指管沟开挖设备在管道两侧对称布置，并向相反方向同步开挖管沟，利用管道自身重力作用缓慢将管道自然降落到管沟内的施工方法。背向单侧沉管下沟方式，是指仅在管道同一侧布置管沟开挖设备（严禁分别布置在管道两侧），并向相反方向同步开挖管沟，利用管道自身重力作用缓慢将管道自然降落到管沟内的施工方法，见图 N.2。

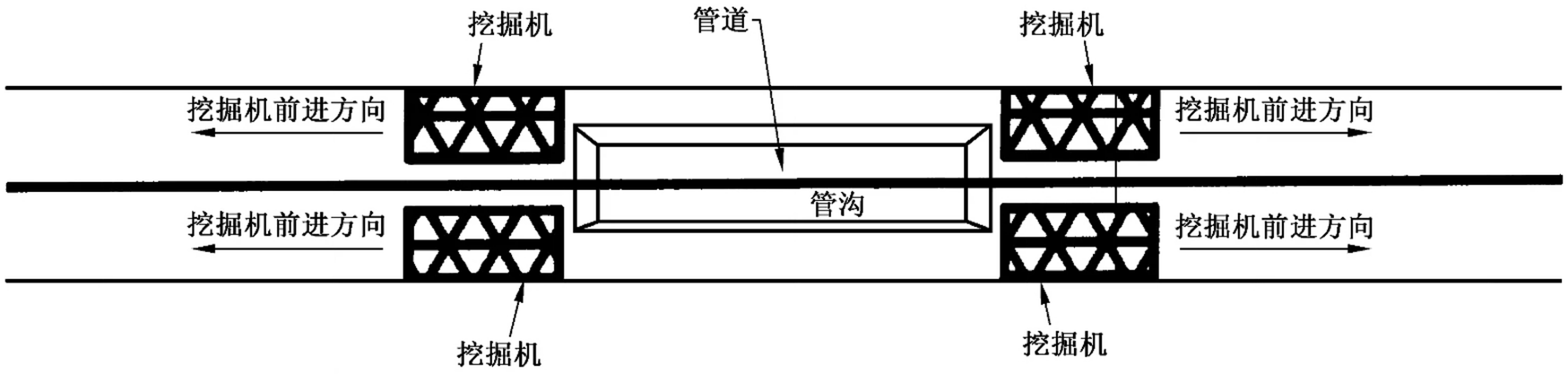


图 N.2　背向沉管下沟方式俯视图

N.2　单向（单侧、双侧）沉管下沟管道应力分析解析法

沉管下沟中，由弯曲产生的管道弯曲应力公式采用悬臂梁均布荷载梁模型推导。当梁的最大弯曲应力（σ_m）等于许用弯曲应力（$[\sigma_m]$）时，可计算简支梁端点处挠度，即最大允许沟深（h）。

将模型简化为分别受均布荷载 q、支反力 F_B 作用的悬臂梁。考虑到实际下沟过程中，管沟端部土体受压缩导致在竖直方向存在位移 Δ 且管道与管沟端部的接触为接触面约束，为此 F_B 的方向垂直于 B 点处的管道轴线，力学模型见图 N.3。

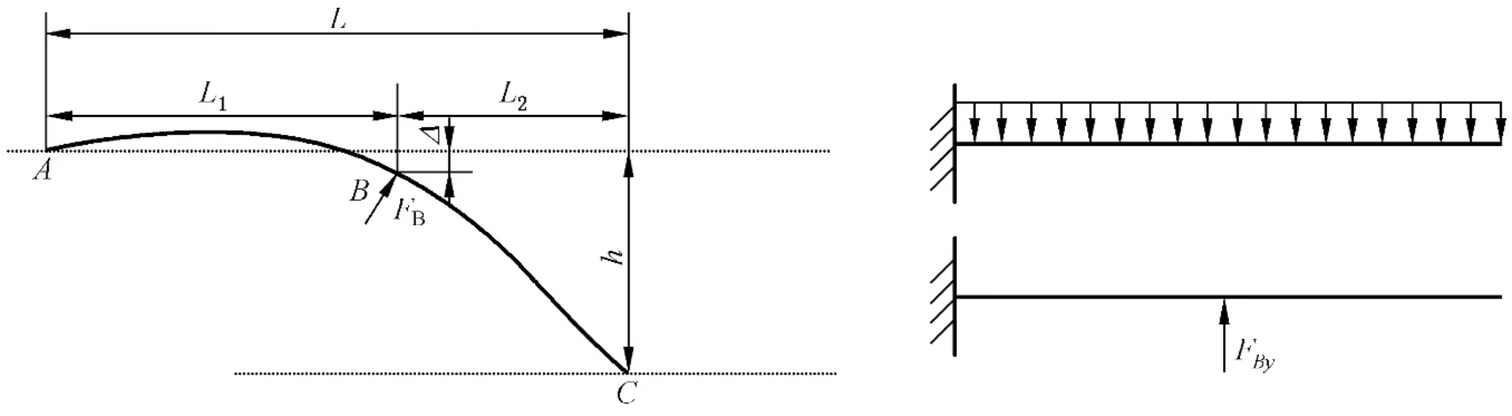


图 N.3　单向沉管下沟力学模型简图

$$F_{By}=\frac{q}{8L_1}(L_1^2-4LL_1+6L^2)-\frac{3\Delta EI}{L_1^3} \quad \cdots\cdots(\text{N.1})$$

$$\frac{1}{2}qL^2+\frac{3EI\Delta}{L_1^2}-\frac{q}{8}(L_1^2-4LL_1+6L^2)=0 \quad \cdots\cdots(\text{N.2})$$

$$\frac{qL^4}{8EI}-\frac{F_{By}L_1^2}{6EI}(3L-L_1)=h \quad \cdots\cdots(\text{N.3})$$

$$\theta=\frac{qL_1^3}{6EI}-\frac{qLL_1^2}{2EI}+\frac{qL^2L_1}{2EI}-\frac{F_{By}L_1^2}{2EI} \qquad F_{Bx}=F_{By}\tan\theta \quad \cdots\cdots(\text{N.4})$$

式中：

L ——变形段总长度，单位为米(m)；

Δ ——支点 B 处的竖直方向土体压缩位移量，单位为米(m)；

L_1 ——地面上变形段长度，单位为米(m)；

L_2 ——悬空段长度，单位为米(m)；

q ——均布荷载，单位为牛每米(N/m)；

E ——钢材弹性模量，单位为帕(Pa)；

I ——管道的惯性矩，单位为四次方米(m^4)；

h ——挖沟深度，单位为米(m)；

F_B ——由支点 B 提供的支反力，单位为牛(N)；

θ ——B 截面处的转角，单位为弧度(rad)；

F_{Bx} ——由 F_B 提供的 x 方向的分力，单位为牛(N)；

F_{By} ——由 F_B 提供的 y 方向的分力，单位为牛(N)。

由公式(N.1)、公式(N.2)、公式(N.3)与公式(N.4)即可求得 L、L_1 与 F_{By}、F_{Bx} 的值。

最大弯矩发生在 B 点处，沉管下沟管道最大弯矩计算见公式(N.5)：

$$M_{max}=\frac{1}{2}qL_2^2 \quad \cdots\cdots(\text{N.5})$$

考虑管道底部与管沟支点接触位置存在的应力集中时，管道最大应力为公式(N.6)：

$$\sigma_{max}=K\frac{M_{max}D}{2I} \quad \cdots\cdots(\text{N.6})$$

式中：

K ——应力集中系数，$K\geqslant 1$；

I ——管道的惯性矩，单位为四次方米(m^4)；

D ——管道外直径，单位为米(m)。

算例：

某管道钢级为 L485，管道外径为 1 016 mm，壁厚 21.0 mm，弹性模量为 2.1×10^5 MPa，密度为 7850 kg/m^3，管沟沟

深为 2.9 m，Δ 取 15 cm，其值大小与土体刚度系数成反比，土体刚度系数可根据工程经验估算确定。

管道内径：$d=D-2t=974(\mathrm{mm})$。

厚径比：$t/D=0.021$；由此可知应力集中系数 $K=1.0-1.2$，以下取 $K=1.0$。

单位长度管道自重：

$$q=\frac{\pi cg(D^2-d^2)}{4}=\frac{3.14\times 7\ 850\times 9.8\times(1.016^2-0.974^2)}{4}=5\ 049.96(\mathrm{N/m})$$

式中，c 为钢管管材密度，单位为千克每立方米($\mathrm{kg/m^3}$)。

管道的惯性矩：

$$I=\frac{\pi(D^4-d^4)}{64}=\frac{3.14\times(1\ 016^4-974^4)}{64}=8.123\times 10^9(\mathrm{mm^4})$$

由公式(N.1)、公式(N.2)、公式(N.3)、公式(N.5)与公式(N.6)求得单向沉管下沟过程中管道所承受的最大应力：

$$\sigma_{\max}=K\frac{M_{\max}D}{2I}=K\frac{4\ 791\ 082.891\times 1.016}{2\times 8.123\times 10^{-3}}=299.6K(\mathrm{MPa})$$

N.3 背向沉管下沟(双侧)钢管应力解析解

单向沉管下沟力学模型，背向沉管下沟力学模型如图 N.4 所示：

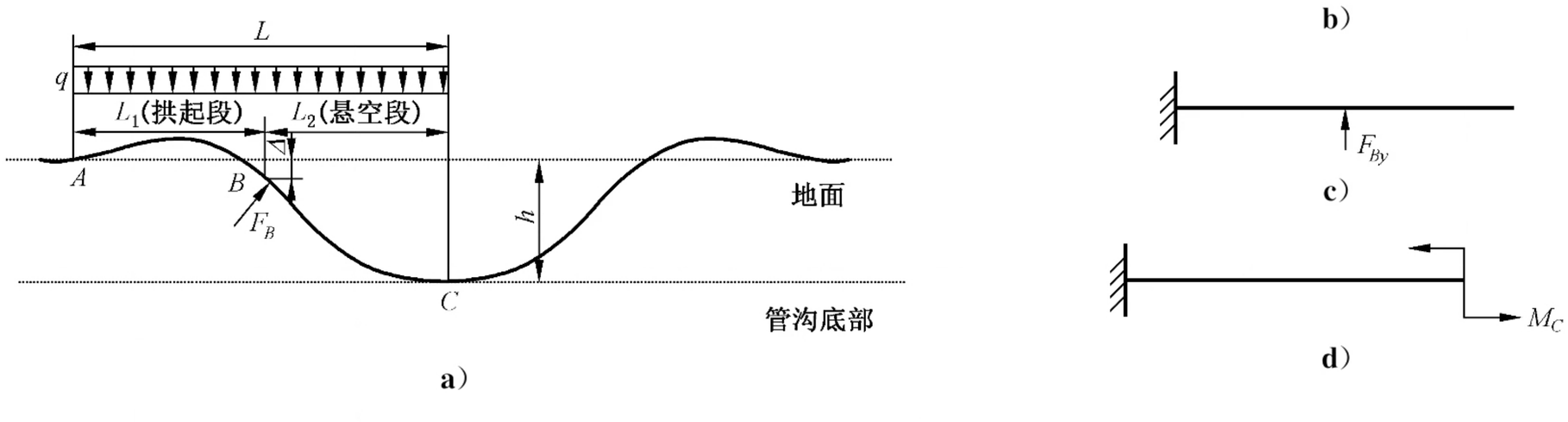


图 N.4 背向沉管下沟力学模型简图

$$\frac{1}{2}qL^2-F_{By}L_1-M_C=0 \qquad \cdots\cdots(\mathrm{N.7})$$

$$\frac{qL^3}{6EI}-\frac{F_{By}L_1^2}{2EI}-\frac{M_CL}{EI}=0 \qquad \cdots\cdots(\mathrm{N.8})$$

$$\frac{qL_1^2}{24EI}(L_1^2-4LL_1+6L^2)-\frac{F_{By}L_1^3}{3EI}-\frac{M_CL_1^2}{2EI}=\Delta \qquad \cdots\cdots(\mathrm{N.9})$$

$$\frac{qL^4}{8EI}-\frac{F_{By}L_1^2}{6EI}(3L-L_1)-\frac{M_CL^2}{2EI}=h \qquad \cdots\cdots(\mathrm{N.10})$$

$$\theta=\frac{qL_1^3}{6EI}-\frac{qLL_1^2}{2EI}+\frac{qL^2L_1}{2EI}-\frac{F_{By}L_1^2}{2EI}-\frac{M_CL_1}{EI}F_{Bx}=F_{By}\tan\theta \qquad \cdots\cdots(\mathrm{N.11})$$

式中：

L ——变形段总长度，单位为米(m)；

Δ ——支点 B 处的竖直方向土体压缩位移量，单位为米(m)；

L_1 ——地面上变形段长度，单位为米(m)；

L_2 ——悬空段长度，单位为米(m)；

q ——均布荷载，单位为牛每米(N/m)；

E ——钢材弹性模量，单位为帕(Pa)；

I ——管道的惯性矩，单位为四次方米($\mathrm{m^4}$)；

h ——挖沟深度，单位为米(m)；

F_B ——由支点 B 提供的支反力，单位为牛(N)；

θ ——B 截面处的转角，单位为弧度(rad)；

F_{Bx} ——由 F_B 提供的 x 方向的分力，单位为牛(N)；

F_{By} ——由 F_B 提供的 y 方向的分力，单位为牛(N)；

M_C ——管道在 C 截面位置处的弯矩，单位为牛(N·m)。

由公式(N.7)、公式(N.8)、公式(N.9)、公式(N.10)与公式(N.11)即可求得 L、L_1 与 F_{By}、F_{Bx}、M_C 的值。

最大弯矩发生在 B 点处，沉管下沟管道最大弯矩计算见公式(N.12)：

$$M_{\max}=\frac{1}{2}qL_2^2-M_C \quad \cdots\cdots(\text{N.12})$$

考虑管道底部与管沟支点接触位置存在的应力集中时，管道最大应力为公式(N.13)：

$$\sigma_{\max}=K\frac{M_{\max}D}{2I} \quad \cdots\cdots(\text{N.13})$$

式中：

K ——应力集中系数，$K\geqslant 1$；

I ——管道的惯性矩，单位为四次方米(m^4)；

D ——管道外直径，单位为米(m)。

算例：

某管道钢级为 L485，管道外径为 1 016 mm，壁厚 21.0 mm，弹性模量为 2.1×10^5 MPa，密度为 7 850 kg/m^3，管沟沟深为 2.9 m，Δ 取 15 cm，其值大小与土体刚度系数成反比，土体刚度系数可根据工程经验估算确定。

管道内径：$d=D-2t=974(\text{mm})$

单位长度管道自重：

$$q=\frac{\pi cg(D^2-d^2)}{4}=\frac{3.14\times 7\ 850\times 9.8\times(1.016^2-0.974^2)}{4}=5\ 049.96(\text{N/m})$$

式中，c 为钢管管材密度，单位为千克每立方米(kg/m^3)。

管道的惯性矩：

$$I=\frac{\pi(D^4-d^4)}{64}=\frac{3.14\times(1\ 016^4-974^4)}{64}=8.123\times10^9(\text{mm}^4)$$

由公式(N.7)、公式(N.8)、公式(N.9)、公式(N.10)、公式(N.12)与公式(N.13)求得背向沉管下沟过程中管道所承受的最大应力：

$$\sigma_{\max}=K\frac{M_{\max}D}{2I}=K\frac{5\ 172\ 072.153\times1.016}{2\times8.123\times10^{-3}}=318.3K(\text{MPa})$$

附　录　O
（资料性）
站场管道连头口装配错口偏差评估方法

O.1　范围

O.1.1　本附录提出了对站场管道连头口装配的错口偏差进行定量评估的基本方法，适用于管道系统的首次安装，也适用于管道的常规维护。

O.1.2　本附录基于连头口两端管道的柔度，对管道连头口错口偏差进行评估。

O.2　管道错口偏差评估方法

O.2.1　应变敏感性管道最终连头口的装配要求见表 O.1，适用于与泵机、小型透平机、压缩机等传动机械，以及与需要进行管道应力分析的容器和储罐的接管相连接的管道系统。非应变敏感性管道最终封闭口的装配要求见表 O.2。

O.2.2　管道连头安装时，如果横向和轴向的自由管段长度大于表 O.1 或表 O.2 规定的最小装配管道长度，则允许通过冷拉调整的方法进行对口。否则，该管道需重新装配或进行技术评估。

表 O.1　应变敏感管道的允许错口值

公称直径 DN	管道组对时的允许错口值/mm														
	2.5	5	7.5	10	12.5	15	17.5	20	22.5	25	30	35	40	45	50
	应变敏感管道的最小管道总长/m														
15	1.7	2.4	2.9	3.4	3.7	4.1	4.4	4.8	5.0	5.3	5.8	6.3	6.7	7.1	7.5
20	1.9	2.7	3.2	3.7	4.2	4.6	5.0	5.3	5.6	5.9	6.5	7.0	7.5	8.0	8.4
25	2.1	3.0	3.6	4.2	4.7	5.2	5.5	5.9	6.3	6.6	7.3	7.8	8.4	8.9	9.4
40	2.5	3.6	4.4	5.0	5.6	6.2	6.7	7.1	7.6	8.0	8.7	9.4	10.1	10.7	11.3
50	2.8	3.1	4.9	5.6	6.3	6.9	7.5	8.0	8.4	8.9	9.8	10.5	11.3	11.9	12.6
65	3.1	4.4	5.4	6.2	6.9	7.6	8.2	8.8	9.3	9.8	10.7	11.6	12.4	13.2	13.9
75	3.4	4.8	5.9	7.1	7.7	8.4	9.1	9.7	10.3	10.8	11.9	12.8	13.7	14.5	15.3
100	3.9	5.5	6.7	7.8	8.7	9.5	10.3	11.0	11.6	12.3	13.4	14.5	15.5	16.5	17.3
150	4.7	6.6	8.1	9.4	10.5	11.5	12.5	13.3	14.1	14.9	16.3	17.6	18.8	20.0	21.1
200	5.4	7.6	9.3	10.7	12.1	13.2	14.2	15.2	16.1	17.0	18.6	20.1	21.5	22.8	24.0
250	6.0	8.5	10.4	12.0	13.4	14.7	15.8	16.9	18.0	19.0	20.8	22.4	24.0	25.5	26.8
300	6.5	9.2	11.3	13.0	14.6	16.0	17.3	18.5	19.6	20.6	22.6	24.4	26.1	27.7	29.2
350	6.8	9.7	11.9	13.7	15.3	16.8	18.1	19.4	20.5	21.6	23.7	25.6	27.4	29.0	30.5
400	7.3	10.3	12.7	14.6	16.4	17.9	19.4	20.7	21.9	23.1	25.3	27.4	29.3	31.1	32.6
450	7.8	11.0	13.4	15.5	17.3	19.0	20.5	21.9	23.3	24.5	26.9	29.0	31.1	32.9	34.7
500	8.2	11.6	14.2	16.4	18.3	20.0	21.6	23.1	24.5	25.9	28.3	30.5	32.6	34.7	36.6
550	8.6	12.1	14.8	17.2	19.2	21.0	22.7	24.3	25.7	27.1	29.7	32.0	34.4	36.3	38.4

表 O.1　应变敏感管道的允许错口值（续）

公称直径 DN	管道组对时的允许错口值/mm														
	2.5	5	7.5	10	12.5	15	17.5	20	22.5	25	30	35	40	45	50
	应变敏感管道的最小管道总长/m														
600	9.0	12.7	15.5	17.9	20.0	21.9	23.7	25.3	26.9	28.3	31.1	33.5	36.0	38.1	39.9
650	9.3	13.2	16.2	18.7	20.8	22.8	24.7	26.4	28.0	29.5	32.3	34.7	37.2	39.6	41.8
700	9.7	13.7	16.8	19.4	21.6	23.7	25.6	27.4	29.0	30.5	33.5	36.3	38.7	41.1	43.3
750	10.0	14.2	17.3	20.0	22.4	24.5	26.5	28.3	30.1	31.7	34.7	37.5	39.9	42.4	44.8
注：表中所示错口偏差值和最小装配管道长度可用内插法求得。															

表 O.2　非应变敏感管道的允许错口值

公称直径 DN	管道组对时的允许错口值/mm														
	2.5	5	7.5	10	12.5	15	17.5	20	22.5	25	30	35	40	45	50
	非应变敏感管道的最小管道总长/m														
15	1.2	1.7	2.0	2.4	2.7	2.9	3.1	3.4	3.6	3.7	4.1	4.4	4.8	5.0	5.3
20	1.3	1.9	2.3	2.7	3.0	3.2	3.5	3.7	4.0	4.2	4.6	5.0	5.3	5.6	5.9
25	1.5	2.1	2.6	3.0	3.3	3.6	3.9	4.2	4.5	4.7	5.2	5.5	5.9	6.3	6.6
40	1.8	2.4	3.1	3.6	4.0	4.3	4.7	5.0	5.3	5.6	6.1	6.7	7.1	7.6	7.9
50	2.0	2.8	3.4	4.0	4.5	4.9	5.3	5.6	6.0	6.3	6.9	7.5	8.0	8.4	8.9
65	2.2	3.1	3.8	4.4	4.9	5.4	5.8	6.2	6.6	6.9	7.6	8.2	8.8	9.3	9.8
75	2.4	3.4	1.2	1.8	5.4	5.9	6.4	6.8	7.3	7.7	8.1	9.1	9.7	10.3	10.8
100	2.7	3.9	4.8	5.5	6.1	6.7	7.3	7.8	8.2	8.7	9.5	10.3	11.0	11.6	12.3
150	3.3	4.7	5.8	6.6	7.4	8.1	8.8	9.4	10.0	10.5	11.3	12.5	13.3	14.0	14.9
200	3.8	5.4	6.6	7.6	8.5	9.3	10.1	10.7	11.4	12.0	13.2	14.2	15.2	16.1	17.0
250	4.2	6.0	7.3	8.5	9.5	10.4	11.2	11.9	12.7	13.4	14.7	15.8	16.9	18.0	19.0
300	4.6	6.5	8.0	9.2	10.3	11.3	12.2	13.0	13.8	14.6	16.0	17.3	18.5	19.5	20.6
350	4.8	6.9	8.1	9.7	10.8	11.9	12.8	13.7	14.5	15.3	16.8	18.1	19.4	20.4	21.6
400	5.2	7.3	9.0	10.3	11.6	12.7	13.7	14.6	15.5	16.4	17.9	19.4	20.7	21.9	23.1
450	5.5	7.8	9.5	11.0	12.3	13.4	14.5	15.5	16.5	17.3	19.0	20.5	21.9	23.3	24.5
500	5.8	8.2	10.0	11.6	12.9	14.2	15.3	16.4	17.3	18.3	20.0	21.6	23.1	24.5	25.9
550	6.1	8.6	10.5	12.1	13.6	14.8	16.0	17.2	18.2	19.2	21.0	23.3	24.3	25.7	27.1
600	6.3	9.0	11.0	12.7	14.1	15.5	16.8	17.9	19.0	20.0	21.9	23.7	25.3	26.9	28.3
650	6.6	9.3	11.4	13.2	14.8	16.2	17.4	18.7	19.8	20.8	22.8	24.7	26.4	28.0	29.5
700	6.8	9.7	11.9	13.7	15.3	16.8	18.2	18.7	20.5	21.6	23.7	25.6	27.4	29.0	30.5
750	7.1	10.0	12.3	14.2	15.8	17.3	18.7	20.0	21.2	22.4	24.5	26.5	28.3	30.1	31.7
注：表中所示错口偏差值和最小装配管道长度可用内插法求得。															

附　录　P
（资料性）
压力试验用水残余空气影响和空气含量测算

P.1　概述

压力试验管段含有空气时可能会引起一些安全性问题。同时，水中的空气含量亦会对压力试验的结果有所影响。

压力试验用水的空气含量达到试压管段容积的0.2%时，压力试验管段中气体储存的能量与被加压水存储能量相当。因此压力试验管段含有空气时可能会引起有关的安全性问题。除安全影响外，当采用水作为试压介质时，在水压试验压力高于10 000 kPa的情况下，水中空气含量对压力试验结果的影响较小；而当水压试验压力为1 000 kPa左右时，水中的空气含量对压力试验的结果的影响较大。

P.2　符号

A_c　——大气压下，单位长度空气含量占体积的百分比，单位为百分比(%)；

dV/dP　——压力试验管段中无未溶解空气时，弹性体积/压力比值，单位为升每千帕(L/kPa)；

P_{air}　——高点压力取零时的压力试验管段某点压力，单位为千帕(kPa)；

P_0　——大气压力为101.3 kPa，单位为千帕(kPa)；

P_s　——压力试验管段的起始压力，单位为千帕(KPa)；

P_1　——测量第一个累积体积增大(或体积减小)值时的压力，单位为千帕(kPa)；

P_2　——测量第二次累积体积增大(或体积减小)值时的压力，单位为千帕(kPa)；

V_{air}　——大气压下的空气体积，单位为升(L)；

V_0　——管道单位长度体积，单位为升(L)；

V_{offset}　——启动压力下的管道内容积，单位为升(L)；

V_1　——测算选取的第一个累积增加(或泄排)体积值，单位为升(L)；

V_2　——测算选取的第二个累计增加(或泄排)体积值，单位为升(L)；

V_{P1}　——试验压力为 P_1 时的空气体积，单位为升(L)；

V_{P2}　——试验压力为 P_2 时的空气体积，单位为升(L)；

ΔV_p　——当压力 P_1 和 P_2 之间的压力增加时空气体积($V_{P1}-V_{P2}$)的减少量，单位为升(L)；

ΔV　——将压力试验管段压力从 P_1 升压/降压到 P_2 所需的水量，单位为升(L)；

ΔP　——因增加/减少 ΔV 升水而产生的压力变化，单位为千帕(kPa)；

$\Delta V/\Delta P$　——含有未溶解空气的水气混合体积与压力的比值。

注：空气含量是指压力试验升压至强度试验压力时管段中未溶解的空气体积，采用大气压下的空气体积与压力试验管段体积之比表示。

P.3　空气含量影响评估

P.3.1　试验管段中空气的影响

P.3.1.1　在水压试验过程中，空气含量通常不会构成问题，但在某些特定情况下，它可能会引发安全问题。在使用清管器对压力试验管段进行充水时，空气往往会被较为彻底地排除，因此在正常大气压力下，空气含量一般不会超过压力试验管段容积的0.2%。然而，若在充水过程中发生停泵、清管器停止移动、背压不足或空气内漏等状况，空气含量可能会超出正常水平。较高的空气含量会增加压力试验的安全风险，并可能对管段严密性压力试验中泄漏评估的有效性产生负面影响。

P.3.1.2　压力试验管段内的残余气体对压力试验影响评估一般包括下列内容：

a) 在压力试验过程中对管道弹性性能影响；
b) 压力试验过程中发生管道屈服的可能性；
c) 强度压力试验期间重新加压的必要性和次数；
d) 在压力试验管段中含有空气时对严密性压力试验及泄漏测试的影响；
e) 发生管道断裂和断裂扩展的可能性。

P.3.2 空气溶解

P.3.2.1 当管道升压过程中空气与水所受的压力相同，每升水可溶解约 20 mL 空气(2%)。由于氧气和氮气在水中的溶解度随温度的变化而不同，空气的体积溶解度随温度的变化而变化，在大气压力下，0 ℃时体积溶解度约为 2.5%，35 ℃时约为 1.3%，在大气压下，约 2%的空气可溶解于水。在 2 000 kPa 压力下，大气压下的约 40%空气会被压缩至 2%，并可溶解于水。当表压达到 5 000 kPa 时，在大气压力下约 100%的空气会被压缩到 2%，并溶解于水。因此，当试验压力超过 5 000 kPa 时，压力试验管段内全部气体将会溶解于水。

P.3.2.2 空气溶解所需的时间取决于所受压力、空气含量、管道直径和水的搅动程度。在充水过程中的水体搅动作用和压力作用下，可使大部分气体在充水过程中和水压试验前被溶解。在水压试验期间，搅动作用会停止，空气的溶解速度也会减慢。

P.3.2.3 空气在水中的溶解会导致压力随时间呈指数下降，最初的溶解速率较高，随着空气与水接触的界面面积的减小，溶解速率会逐步降低。空气导致的试验压力呈指数下降的特点与加压后温度下降和钢材在高应力水平下屈服效应导致的压力下降并无差异。难以区分造成这种下降属于哪种原因，因此，为了排除空气含量对测试结果产生的影响，测算压力试验时空气含量是必要的，一般当空气含量超过 2%，且强度测试压力小于 10 000 kPa 时就需要对压力试验用水的空气含量进行测算。

P.3.2.4 当空气溶解时，压力开始下降，与公式(P.5)计算出的初始试验压力的 P-V 曲线斜率一致，该斜率逐渐增大，直到空气全部溶解后达到弹性斜率。根据初始斜率和弹性斜率的平均值，并利用初始测试压力下的压缩空气含量来估算气体溶解后产生的压降值。

P.3.3 压力释放

P.3.3.1 当管段内存在溶解空气时，在降压或泄放过程中，溶解空气会产生类似于碳酸饮料中二氧化碳在水中的特性。在压力作用下，空气在水中溶解的时间可能需要数小时到数天不等，但大部分溶解空气的释放几乎是在压力释放的瞬间发生的，剩余的水处于过饱和状态，并随着时间的推移缓慢释放空气。约 2%的试压用水中的溶解空气不会释放。

P.3.3.2 除了溶解空气的释放，未溶解空气也会在压力释放时膨胀。除了压力试验管段因加压所释放的能量外，超过 2%的溶解空气量和剩余的未溶解空气量也会释放能量。

溶解空气含量超过 2%时，排出的水将呈现乳白色，这是由于排水管道中的压力降低时释放出气泡所致。因此在开始升压前将压力试验管段压力降到显著的较低水平，甚至降至静水压力，将会释放需要经过一段时间才能溶解的溶解空气，而且溶解空气在降压后几乎会瞬间释放，该做法会干扰压力试验。如果预计管段内有一些含量的空气，最好不要在开始加压前给压力试验管段降压。公式(P.5)中的允许在不同压力下测算管段内的空气含量，且不需为了计算空气含量而降低压力。

P.3.3.3 测得的未溶解空气含量取决于水压压力试验压力/升压时间历程以及初始未溶解空气含量。

P.3.4 试验管段中空气对安全和环境的影响

P.3.4.1 由于空气的溶解需要时间，而大部分空气释放几乎是在压力降低的瞬间完成的。因此，如果管道发生破裂，溶解状态的压缩空气会存在安全隐患。试验管段中的空气会在局部高点集中并大部分溶解。如果管道在这类位置发生破裂，将同时释放试压水、超过 2%的溶解空气和未溶解空气，这会导致局部能量强烈释放。2%空气含量的试验管段储存的能量几乎是不含空气试验管段的 11 倍。

P.3.4.2 如果空气含量超过1%，则需评估“气囊”的可能存在的位置，以及在这些位置发生破裂引起的影响安全的问题。如果管道可能的破裂地点位于测试人员所在的测试点，则需要采取设置路障或转移人员和配置相应的设备等特殊的安全防范措施，或通过适当的方法（不包括空气溶解）将空气含量降至1%以下。

P.3.4.3 除上述安全风险外，如果管道在水压压力试验过程中发生破裂，残存的大量空气会导致排出的水量增加。虽然发生管道损坏的可能性较小，但不排除发生损坏的可能及其可能造成的风险。当识别出空气含量超过压力试验专项施工方案时设定的空气含量限值，需要评估排水和再充水（包括寻找其他水源）对周边环境造成的影响。

P.3.5 确定试验的空气含量限值

P.3.5.1 压力试验专项方案应说明是否需要考虑空气含量，若需要，需说明压力试验类型并给出压力试验的空气含量限值。

P.3.5.2 在确定压力试验方案中空气含量限值时，需要关注下列问题：

a) 超过限值，重新充水是否会导致的安全和环境影响；

b) 超过限值，所需采取的措施（例如，在进行水压试验或排水和再充水前，进行风险评估、采取风险消减和防控措施等）；

c) 空气含量限值一般不低于0.2%；

d) 空气含量超过5%时，空气含量对管道裂纹扩展的影响；

e) 含空气水对严密性压力试验的泄漏测试评估的影响；

f) 对试验段内可能积聚空气的位置进行安全评估，包括临近公众、建筑物、道路或公共服务设施，以及对水压试验施工人员的安全影响；

g) 评估空气含量对判断管道屈服可能性的影响。

P.4 空气含量测算图解法

P.4.1 在 P-V 图处于上升段，压力足够高时，空气对压力试验的影响可以忽略不计，可以从 P-V 图中读取空气体积，即实测 P-V 图最后形成的直线与计算出的理论 P-V 图间的同一水平线上体积值的差值，就是与压力试验初始压力相对应的空气量。要估算大气压下的空气体积，可使用波义耳定律并考虑相对于高点压力零点的静水压调整数值。图P.1为当压力试验水体内存在空气情况下，压力测试从残余空气被压缩或升压初始阶段，某典型工程的压力试验前期加压的阶段 P-V 图。

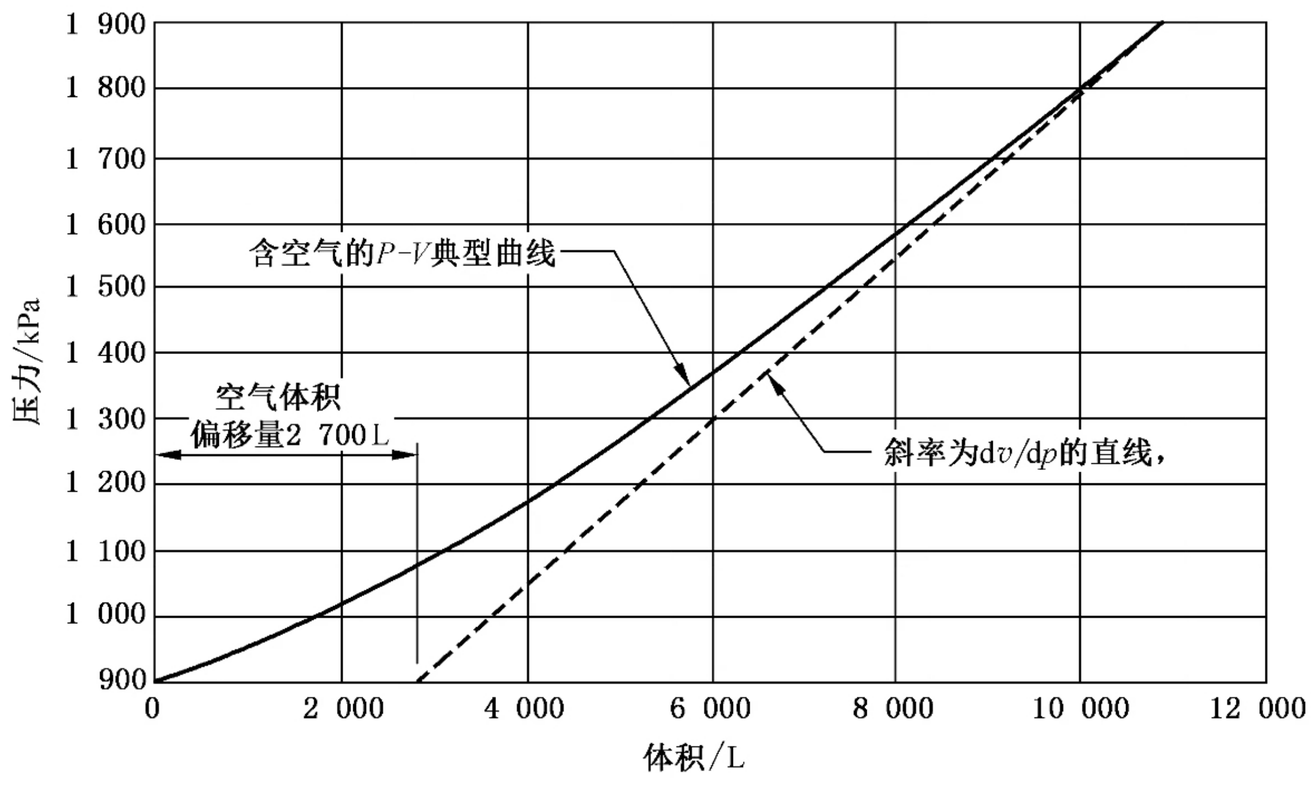


图 P.1 含空气水压力试验 *P-V* 典型图

注： 假设高点存在空气。

P.4.2 根据 P-V 图，采用公式(P.1)、公式(P.2)可测算试压管段内残余空气体积和空气含量：

$$V_{air}=\frac{V_{offset}(P_s-P_{air}+P_0)}{P_0} \quad \cdots\cdots(P.1)$$

$$A_c=\left(\frac{V_{air}}{V_0}\right)\left(\frac{100}{1}\right)\% \quad \cdots\cdots(P.2)$$

示例：图 P.1 所示 P-V 曲线测算算例

式中：

$$V_{air}=\frac{V_{offset}(P_s-P_{air}+P_0)}{P_0}=\frac{2\ 700\times(900-700+101.3)}{101.3}=8\ 031\ \text{L}$$

其中：

$$V_{offset}=2\ 700\ \text{L}$$

$$P_s=900\ \text{kPa}$$

$$P_{air}=700\ \text{kPa}$$

如果压力试验管段体积为 12 000 000 L，则空气含量为：

$$A_c=\left(\frac{8\ 000}{12\ 000\ 000}\right)\left(\frac{100}{1}\right)=0.07\%$$

注：在图 P.1 中，1 900 kPa 时的 P-V 曲线尚未达到弹性斜率，因此估算的空气含量低于实际值。估算值可以满足空气评估的目的，并需保留一位或两位有效数字。为获得更好的气体含量估算结果，当 P-V 曲线的斜率与弹性斜率相同或接近时，精度较高。当压力试验测试压力较低时可能无法满足该要求。

P.5 空气含量测算的公式法

P.5.1 基本方程

公式法通过加压过程中采集的 P-V 图读数或两个压力之间的注水量，依据的基本平衡方程式(P.3)求解：

$$V_{air}=\frac{1}{P_0}\left(\frac{V_2-V_1}{P_2-P_1}-\frac{dV}{dP}\right)(P_2+P_0-P_{air})(P_1+P_0-P_{air}) \quad \cdots\cdots(P.3)$$

公式法的可靠性取决于体积测量时压力数值的选取位置，量测数据取自 P-V 曲线的弯曲部时，测算值可靠性最高。

P.5.2 采用压力-容积数据的方式及算例

利用了 P-V 曲线图采集的数据，可以实现对空气含量的连续评估，并能估算出相对于高点的空气位置的空气含量。

示例 1：表 P.1 显示了重复计算 dV/dP、P_0 和 P_{air} 的结果。A 至 F 列均为数据列，G 列的计算结果如表 P.1 所示。P_1 和 V_1 的值取自每次计算的前一行，P_1 和 V_2 的值取自计算的同一行。假定空气处于高点($P_{air}=700$ kPa)。

表 P.1 dV/dP、P_0 和 P_{air} 数据法计算 V_{air}

行/列	A	B	C	D	E	F	G
1	压力	体积	增量	dV/dP	P_0	P_{air}	V_{air}
2	900	0	—	—	—	—	—
3	1 000	1 700	1 700	8.05	101.3	700	10 683
4	1 100	3 100	1 400	8.05	101.3	700	11 816
5	1 200	4 300	1 200	8.05	101.3	700	11 754
6	1 300	5 300	1 000	8.05	101.3	700	8 117

表 P.1　dV/dP、P_0 和 P_{air}数据法计算 V_{air}（续）

行/列	A	B	C	D	E	F	G
7	1 400	6 300	1 000	8.05	101.3	700	10 817
8	1 500	7 250	950	8.05	101.3	700	10 338
9	1 600	8 200	950	8.05	101.3	700	12 918
10	1 700	9 100	900	8.05	101.3	700	10 342
注：G 列中典型单元 G3 的方程：G3＝1/E3×(C3/(A3－A2)－D3)×(A3＋E3－F3)×(A2＋E3－F3)。							

示例 2：表 P.2 使用 P_0、P_{air}和 dV/dP 的常用值，而 P_1、V_1 的值则位于计算行的上一行，计算结果位于 D 列，如表 P.2 所示。表 P.2 方式的优点在于，此类表格可以使用电子表格目标搜索或求解函数的方式查找 P_{air}的实测值。

表 P.2　用 dV/dP、P_0 和 P_{air}的常用值计算 V_{air}

行/列	A	B	C	D
1	P_0	101.3	kPa	—
2	P_{air}	700	kPa	—
3	dV/dP 弹性	8.05	L/kPa	—
4	—	—	—	—
5	压力	体积	增量	V_{air}
6	900	0	—	—
7	1 000	1 700	1 700	10 683
8	1 100	3 100	1 400	11 816
9	1 200	4 300	1 200	11 754
10	1 300	5 300	1 000	8 117
11	1 400	6 300	1 000	10 817
12	1 500	7 250	950	10 338
13	1 600	8 200	950	12 918
14	1 700	9 100	900	10 342
15	—	—	平均	10 848
注：第 7 行 D 列中典型单元格 D7 的方程：D7＝1/B1×(C7/(A7－A6)－B3)×(A7＋B1－B2)×(A6＋B1－B2)。				

采用表 P.1、表 P.2 得出的计算结果比 P.4 的图解法的测算结果要优。同时可以显示体积测量的离散性和数据记录过程中可能存在的误差。

P.5.3　采用两个压力之间的增加水体积方式

示例：使用表 P.1 或表 P.2 中的 1 000 kPa 和 1 600 kPa 值并代入公式(P.3)，结果如下：

$$V_{air}=\frac{1}{101.3}\left(\frac{6\ 500}{1\ 600-1\ 000}-8.05\right)(1\ 600+101.3-700)(1\ 000+101.3-700)=11\ 041$$

此外，通过测量升压中两个的压力值之间充水的体积，可使用同一公式来测算空气含量。将压力从 1 000 kPa 提高到 1 600 kPa 的注入量为 6 500 L。用 6 500 代替(V_2-V_1)可得出：

$$V_{air}=\frac{1}{101.3}\left(\frac{6\ 500}{1\ 600-1\ 000}-8.05\right)(1\ 600+101.3-700)(1\ 000+101.3-700)=11\ 041$$

该方法仅需使用 P-V 曲线图中两组压力和体积值来计算空气含量，无需进行多次计算，只需进行一次计算即可，但最好使用不同的压力和体积值进行计算，以核实测算结果的准确性。

P.5.4 采用两个压力值之泄放水体积值方式

示例：

$$V_{air}=\frac{1}{101.3}\left(\frac{6\ 500}{1\ 600-1\ 000}-8.05\right)(1\ 600+101.3-700)(1\ 000+101.3-700)=11\ 041$$

如果在压力 P_1 和 P_2 相同的 6 500 L 之间排除一定量的水，P_1 将为 1 600 kPa，P_2 将为 1 000 kPa，由于是排水而不是充水，因此水的体积为 6 500 L。按公式(P.3)进行下降压力计算，则：

$$V_{air}=\frac{1}{101.3}\left(\frac{-6\ 500}{1\ 000-1\ 600}-8.05\right)(1\ 000+101.3-700)(1\ 600+101.3-700)=10\ 041$$

P.6 其他

P.6.1 整理公式(P.3)可得公式(P.4)：

$$V_2=V_1+(P_2-P_1)\left[\frac{\mathrm{d}V}{\mathrm{d}P}+\frac{V_{air}P_0}{(P_2+P_0-P_{air})(P_1+P_0-P_{air})}\right] \quad \cdots\cdots\cdots\cdots(\mathrm{P.4})$$

示例：使用表 P.2 中 1 200 kPa(P_1)和 1 300 kPa(P_2)的压力值，以及上面计算的 700 kPa 对和 11 041 空气体积的相同值，压力为 1 300 kPa(P_2)时的体积读数为：

$$V_2=4\ 300+(1\ 300-1\ 200)\left[8.05+\frac{11\ 041\times 101.3}{(1\ 300+101.3-700)(1\ 200+101.3-700)}\right]=5\ 370$$

该值与表 P.2 中的 5 300 值略有不同，可能代表数据记录错误。这些计算可用于检查 P-V 数据中的录入错误。

P.6.2 空气含量对试验压力下 P-V 值的影响可通过公式(P.5)进行评估：

$$\frac{\Delta V}{\Delta P}=\frac{V_2-V_1}{P_2-P_1}=\frac{\mathrm{d}V}{\mathrm{d}P}+\frac{V_{air}P_0}{(P_2+P_0-P_{air})(P_1+P_0-P_{air})} \quad \cdots\cdots\cdots\cdots(\mathrm{P.5})$$

根据公式(P.5)可得出，空气效应会随着试验压力平方的倒数($P_1\times P_2$)而减小，在较低压力下，空气效应占主导作用。

附　录　Q
（资料性）
封闭管道内液体温度-压力关系计算方法

Q.1　符号

C_i ——液体的绝热压缩系数，单位为每兆帕(1/MPa)，不同压力洁净水的绝热压缩系数见表 Q.1；

d ——钢管内径，单位为毫米(mm)；

E ——钢管材料的弹性模量，单位为兆帕(MPa)，常见钢管材料的弹性模量见表 Q.2；

P_1 ——封闭管道内液体换热前的压力，单位为兆帕(MPa)；

P_2 ——封闭管道内液体换热后的压力，单位为兆帕(MPa)；

T_1 ——封闭管道内液体换热前的温度，单位为摄氏度(℃)；

T_2 ——封闭管道内液体换热后的温度，单位为摄氏度(℃)；

α_l ——钢管材料的线膨胀系数，单位为每摄氏度(1/℃)，常见钢管材料的线膨胀系数见表 Q.2；

α_v ——液体体积膨胀系数，单位为每摄氏度(1/℃)，按公式(Q.2)计算；

δ ——钢管设计壁厚，单位为毫米(mm)；

μ ——钢管材料的泊桑比，取 0.3；

ρ_1 ——封闭管道内液体换热前的密度，单位为千克每立方米(kg/m^3)；

ρ_2 ——封闭管道内液体换热后的密度，单位为千克每立方米(kg/m^3)，不同温度洁净水的密度见表 Q.3。

Q.2　封闭管道内液体温度-压力关系计算公式

$$P_2 = P_1 + \frac{(T_2 - T_1)(\alpha_v - 3\alpha_l)}{C_i + \left(\frac{d}{2E \times \delta}\right)(2.5 - 2\mu)} \quad \cdots\cdots\cdots\cdots (Q.1)$$

式中：

$$\alpha_v = \frac{\rho_1^2 - \rho_2^2}{2(T_2 - T_2)(\rho_1 \rho_2)} \quad \cdots\cdots\cdots\cdots (Q.2)$$

表 Q.1　不同压力下洁净水的绝热压缩系数

压力/MPa	绝热压缩系数/(1/MPa)
1	0.000 457 9
2	0.000 456 7
3	0.000 455 5
4	0.000 454 3
5	0.000 453 2
6	0.000 452
7	0.000 450 9
8	0.000 449 7

表 Q.1　不同压力下洁净水的绝热压缩系数（续）

压力/MPa	绝热压缩系数/(1/MPa)
9	0.000 448 6
10	0.000 447 4
11	0.000 446 3
12	0.000 445 2
13	0.000 444 1
14	0.000 442 9
15	0.000 441 8
16	0.000 440 7
17	0.000 439 6
18	0.000 438 5
19	0.000 437 4
20	0.000 436 3

表 Q.2　常用钢管材料的线膨胀系数和弹性模量

材料类型	线膨胀系数 α_1/(1/℃)	弹性模量 E/MPa
碳钢	1.17×10^{-5}	2.07×10^{-5}
304 不锈钢	1.73×10^{-5}	1.93×10^{-5}
316 不锈钢	1.60×10^{-5}	1.93×10^{-5}

表 Q.3　不同温度的洁净水密度

温度/℃	密度/(kg/m^3)
0	999.9
4	1 000.0
10	999.7
20	998.2
30	995.7
40	992.2
50	988.1
60	983.2
70	977.8
80	971.8
90	965.3

附 录 R
（资料性）
安全阀计算方法

R.1 符号

A ——安全阀最小泄放面积，单位为平方毫米（mm^2）。

C ——气体特性系数，单位为$\frac{\sqrt{kg\times kg-mol\times kg}}{mm^2\times h\times kPa}$，可查表 R.1 或按 $C=0.039\ 48\sqrt{k\left(\frac{2}{k+1}\right)^{\frac{k+1}{k-1}}}$ 计算。

C_{pl} ——液体定压热容，单位为千焦每千克开尔文[kJ/(kg·K)]。

H ——最大输入热量，单位为千焦每小时(kJ/h)。

K ——安全阀有效泄放系数：

在初步选用计算中，有效泄放系数 K 可取：气体为 0.975，液体为 0.62；

在确定阀门型号后，应根据制造商提供的数值确定。

K_s，K_l ——安全阀的背压修正系数：

K_s 用于气体，K_l 用于液体。

波纹管型安全阀的 K_s 和 K_l 由制造商提供确定。

背压与设定压力的表压比小于 10%的临界流动气体用或液体用普通型安全阀、临界流动气体用或液体用先导型安全阀的 K_s 和 K_l 均为 1.0。

K_c ——安全阀的组合校正系数：安全阀上游安装爆破片装置或爆破针阀时 $K_c=0.9$，不安装时 $K_c=1.0$。

k ——气体绝热指数。

M ——气体的摩尔质量，单位为千克每千摩尔(kg/kmol)。

P_i ——安全阀入口的最大泄放压力(绝压)，取安全阀设定值的 1.1 倍，单位为兆帕(MPa)。

P_o ——安全阀出口侧压力(绝压)，单位为兆帕(MPa)。

q ——在泄放压力下，液体汽化潜热，单位为千焦每千克(kJ/kg)。

T ——安全阀入口的泄放温度，单位为开尔文(K)。

W_s ——安全泄放量，单位为千克每小时(kg/h)。

Z ——安全阀入口泄放压力及温度条件下的气体压缩因子。

α ——液体的体积膨胀系数，单位为每摄氏度(1/℃)，可查表 R.2。

λ ——常温下绝热材料的导热系数，单位为千焦每米小时开尔文[kJ/(m·h·K)]。

μ ——液体的动力黏度，单位为千克每米秒[kg/(m·s)]。

ξ ——安全阀的液体动力黏度校正系数：

根据雷诺数 $Re=\frac{0.313\ 4W}{\mu\sqrt{A}}$ 由图 R.1 查取；

当液体黏度等于或小于水的黏度时，取 $\xi=1$。

ρ_s ——安全阀入口状态下的气体密度，单位为千克每立方米(kg/m^3)。

ρ_l ——安全阀入口状态下的液体密度，单位为千克每立方米(kg/m^3)。

R.2 热膨胀安全阀的安全泄放量计算

R.2.1 封闭管道系统中充满原油和成品油时，受热膨胀的安全泄放量

受热后，液体的饱和蒸汽压小于安全泄放装置设定压力时，按公式(R.1)计算：

$$W_s = \frac{\alpha H}{C_{pl}} \quad \cdots\cdots\cdots\cdots\cdots\cdots\cdots\cdots\cdots\cdots (R.1)$$

R.2.2 封闭管道系统中 LPG 受热汽化的安全泄放量

受热后，LPG 饱和蒸汽压大于安全阀设定压力时，按公式(R.2)计算：

$$W_s = H/q \quad \cdots\cdots\cdots\cdots\cdots\cdots\cdots\cdots\cdots\cdots (R.2)$$

R.3 安全阀的最小泄放面积计算

R.3.1 天然气

R.3.1.1 临界流动：$\frac{P_o}{P_i} \leqslant \left(\frac{2}{k+1}\right)^{\frac{k}{k-1}}$ 时，最小泄放面积按公式(R.3)计算：

$$A = \frac{W_s}{1\,000CKK_sK_cP_i}\sqrt{\frac{ZT}{M}} \quad \cdots\cdots\cdots\cdots\cdots\cdots\cdots\cdots\cdots\cdots (R.3)$$

R.3.1.2 亚临界流动：$\frac{P_o}{P_i} > \left(\frac{2}{k+1}\right)^{\frac{k}{k-1}}$ 时，最小泄放面积按公式(R.4)和公式(R.5)计算：

$$A = \frac{1.79 \times 10^{-2} \times W_s}{F_sKK_c}\sqrt{\frac{ZT}{MP_i(P_i - P_o)}} \quad \cdots\cdots\cdots\cdots\cdots\cdots\cdots\cdots\cdots\cdots (R.4)$$

$$F_s = \sqrt{\left(\frac{k}{k-1}\right)\left(\frac{P_o}{P_i}\right)^{\frac{2}{k}}\left[\frac{1-\left(\frac{P_o}{P_i}\right)^{\frac{k-1}{k}}}{1-\frac{P_o}{P_i}}\right]} \quad \cdots\cdots\cdots\cdots\cdots\cdots\cdots\cdots\cdots\cdots (R.5)$$

R.3.2 原油和成品油

原油和成品油安全阀最小泄放面积按公式(R.6)计算：

$$A = \frac{0.019\,6W_s}{\xi KK_1K_c\sqrt{\rho_l(P_i - P_o)}} \quad \cdots\cdots\cdots\cdots\cdots\cdots\cdots\cdots\cdots\cdots (R.6)$$

对于黏性流体的泄放面积计算程序如下：

a) 假设为非粘性流体，取 $\xi=1.0$，按公式(R.6)计算出初始的泄放面积与相应的直径，并向上圆整到产品系列化规格相近的公称直径及相对应的泄放面积；

b) 根据 a)计算出的圆整后泄放面积按公式(R.6)及 $\xi=1.0$ 计算泄放量 W；

c) 根据 b)计算出的 W 及 a)计算出的圆整后泄放面积按公式 $Re=0.313\,4\frac{W}{\mu\sqrt{A}}$ 计算雷诺数，由图 R.1 查得 ξ，按公式(R.6)重新计算泄放量 W。

若 $W \geqslant W_s$，则该直径(面积)即为所求的泄放面积；若 $W < W_s$，则采用口径大一级的产品公称直径相对应的泄放面积代替 a)计算出的圆整后泄放面积，重复 b)～c)的计算，直至 $W \geqslant W_s$。

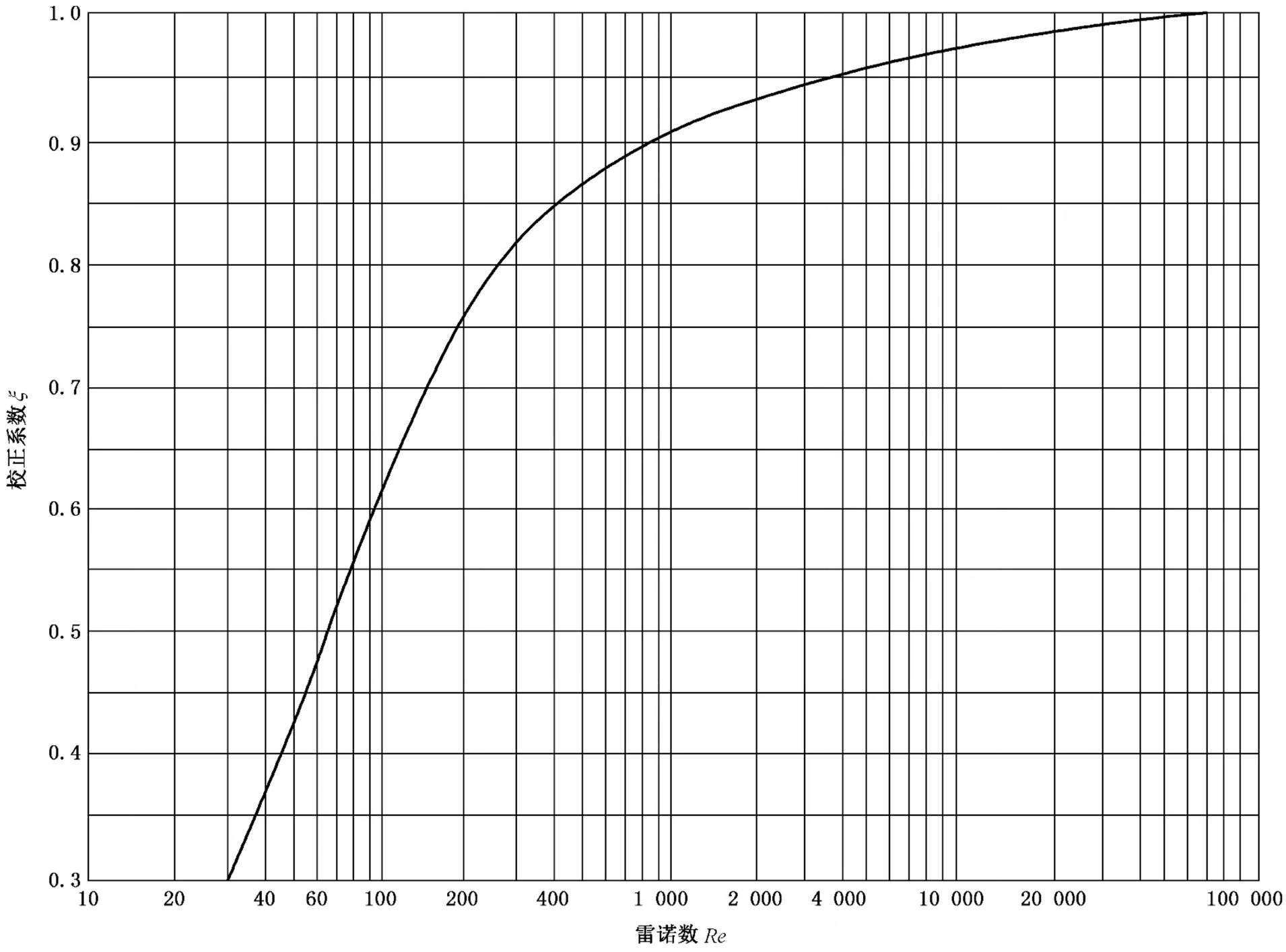


图 R.1　液体动力黏度校正系数 ξ

表 R.1　气体绝热指数 k 对应的气体特性系数 C

k	C	k	C	k	C	k	C
1.00	0.023 9	1.14	0.025 1	1.28	0.028 2	1.42	0.027 2
1.01	0.024 0	1.15	0.025 2	1.29	0.028 3	1.43	0.027 2
1.02	0.024 1	1.16	0.025 3	1.30	0.028 3	1.44	0.027 3
1.03	0.024 2	1.17	0.025 4	1.31	0.028 4	1.45	0.027 4
1.04	0.024 3	1.18	0.025 4	1.32	0.028 5	1.46	0.027 4
1.05	0.024 4	1.19	0.025 5	1.33	0.028 8	1.47	0.027 5
1.08	0.024 5	1.20	0.025 8	1.34	0.028 8	1.48	0.027 6
1.07	0.024 6	1.21	0.025 7	1.35	0.028 7	1.49	0.027 6
1.08	0.024 6	1.22	0.025 8	1.36	0.028 8	1.50	0.027 7
1.09	0.024 7	1.23	0.025 8	1.37	0.028 8	1.51	0.027 7
1.10	0.024 8	1.24	0.025 0	1.38	0.028 9	1.52	0.027 8
1.11	0.024 9	1.25	0.028 0	1.39	0.027 0	1.53	0.027 9
1.12	0.025 0	1.26	0.028 1	1.40	0.027 0	1.54	0.027 9
1.13	0.025 1	1.27	0.028 1	1.41	0.027 1	1.55	0.028 0

表 R.1　气体绝热指数 k 对应的气体特性系数 C

k	C	k	C	k	C	k	C
1.56	0.028 0	1.68	0.028 7	1.80	0.020 4	1.92	0.030 0
1.57	0.028 1	1.60	0.028 8	1.81	0.020 4	1.93	0.030 1
1.58	0.028 2	1.70	0.028 9	1.82	0.029 5	1.94	0.030 1
1.59	0.028 2	1.71	0.028 9	1.83	0.029 6	1.95	0.030 2
1.60	0.028 3	1.72	0.029 0	1.84	0.029 6	1.96	0.030 2
1.61	0.028 3	1.73	0.029 0	1.85	0.029 7	1.97	0.030 2
1.62	0.028 4	1.74	0.029 1	1.86	0.029 7	1.98	0.030 3
1.63	0.028 5	1.75	0.029 1	1.87	0.028 8	1.99	0.030 3
1.64	0.028 5	1.76	0.029 2	1.88	0.028 8	2.00	0.030 4
1.65	0.028 6	1.77	0.029 2	1.89	0.029 9	—	—
1.66	0.028 6	1.78	0.029 3	1.90	0.028 0	—	—
1.67	0.028 7	1.79	0.029 3	1.91	0.030 0	—	—

表 R.2　15.6 ℃的油品体积膨胀系数

液体	体积膨胀系数/(1/℃)
油品,°API 3～35	0.000 72
油品,°API 35～51	0.000 90
油品,°API 51～64	0.001 08
油品,°API 64～79	0.001 26
油品,°API 79～89	0.001 44
油品,°API 89～94	0.001 53
油品,°API 94～100	0.001 62

附　录　S
（资料性）
输气管道站场紧急放空时间计算方法

输气管道站场紧急放空时间计算方法按公式(S.1)计算。

$$t=\frac{V}{\mu A}\sqrt{\frac{\dfrac{M}{ZR_0T}}{k\left(\dfrac{2}{k+1}\right)^{\frac{k+1}{k-1}}}}\cdot\ln\frac{P_1}{P_2} \qquad \cdots\cdots(S.1)$$

式中：

t　——紧急放空时间，单位为秒(s)；

V　——放空管段容积，单位为立方米(m^3)；

A　——放空阀开启面积或孔板流通面积，单位为平方米(m^2)；

μ　——泄放系数，一般取 0.85；

P_1　——初始放空压力，单位为兆帕(MPa)；

P_2　——结束放空压力，单位为兆帕(MPa)；

Z　——放空气体平均压缩因子；

T　——放空气体平均温度，单位为开尔文(K)；

R_0　——通用气体常数，单位为千焦每千摩尔开尔文[kJ/(kmol·K)]，取 8.341；

M　——放空气体分子质量，单位为千克每千摩尔(kg/kmol)；

k　——放空气体绝热指数。

附　录　T
（规范性）
站场管道定期检验要求

T.1　通则

T.1.1　适用范围

本附录适用于按照 GB 50251、GB 50253 和本文件设计的站场管道定期检验。

T.1.2　检验程序

定期检验工作的程序包括检验方案制定、检验前的准备、检验实施、缺陷以及问题的处理、检验结果汇总、出具检验报告等。

T.1.3　检验安全状况等级

站场管道定期检验的安全状况分为 1 级、2 级、3 级、4 级和 5 级，共 5 个级别。检验机构应根据定期检验情况，按照本附录 T.3 评定管道安全状况等级。

T.1.4　检验周期

T.1.4.1　一般规定

站场管道一般在投入使用后 3 年内进行首次定期检验。以后的检验周期由检验机构根据管道安全状况等级，按照下列要求确定：

a）　安全状况等级为 1 级、2 级的，一般不超过 6 年检验一次；

b）　安全状况等级为 3 级的，一般每 3 年至 6 年检验一次；

c）　安全状况等级为 4 级的，监控使用，其检验周期由检验机构确定，累计监控使用时间不超过 3 年，在监控使用期，使用单位应采取有效的监控措施；

d）　安全状况等级为 5 级的，使用单位应对管道缺陷进行处理，否则不得继续使用。

T.1.4.2　基于风险的检验周期

站场管道定期检验可以采用基于风险的检验，其检验周期可采用下列方法确定：

a）　依据基于风险检验的情况确定管道的检验周期，根据管道的风险水平延长或者缩短检验周期，但最长不超过 9 年；

b）　以管道的剩余寿命为依据，检验周期最长不超过管道剩余寿命的一半，并且不应超过 9 年。

对于风险等级超过使用单位风险可接受水平的管道，应分析产生较高风险的原因，采用针对性的检验检测方法和措施来降低风险，使风险控制在使用单位可接受范围内。

T.1.4.3　检验周期的缩短

有下列情况之一的站场管道，定期检验周期应适当缩短：

a）　介质或者环境对管道材料的腐蚀情况不明或者腐蚀减薄情况异常的；

b）　具有环境开裂倾向或者产生机械损伤现象，并且已经发现开裂的；

注：环境开裂包括应力腐蚀开裂、氢致开裂等，机械损伤包括各种疲劳等，见 GB/T 30579。

c） 改变使用介质并且可能造成腐蚀现象恶化的；

d） 管道支承件大面积失效、支承构件变形、断裂等造成管道应力显著升高或者出现管道局部变形的；

e） 使用单位没有按照规定进行年度检查的；

f） 检验中对其他影响安全的因素有怀疑的。

T.1.4.4 不能按期进行定期检验的情况

使用单位不能按期进行定期检验时，应按照下列要求执行。

a） 因特殊情况无法按期进行首次定期检验的管道，由使用单位提出书面申请，经过使用单位主要负责人批准，并且将延期申请书面告知使用登记机关后，可以延长检验期，延长检验期的时间不得超过1年，使用单位对延期检验的管道安全负责。

b） 因特殊情况不能按期进行定期检验的管道，由使用单位提出书面申报报告说明情况，经使用单位主要负责人批准，征得上次承担定期检验的检验机构同意（首次检验的延期除外），向使用登记机关备案后，可以延期检验；或者由使用单位提出申请，按照T.2.4的规定办理。

c） 不能按期进行定期检验的管道，使用单位应采取有效的监控与应急管理措施。

T.1.5 使用单位基本要求

使用单位开展站场管道的定期检验时，应当按照下列要求执行：

a） 制定管道定期检验计划，在管道定期检验有效期届满的1个月以前向检验机构提出定期检验申报；

b） 做好检验配合和安全监护工作，对所提供相关资料的真实性负责；

c） 对检验中发现的缺陷和问题，提出处理或者整改措施并且负责落实，及时将处理或者整改情况书面反馈给检验机构。

T.1.6 检验机构和检验人员

检验机构和检验人员进行站场管道的定期检验时，应当满足下列要求：

a） 检验机构应按照核准的检验范围从事管道的检验工作，对检验报告的真实性、准确性、有效性负责；

注：真实性表示报告以客观事实为基础，不作假证；准确性表示报告所涉及的检测数据精度符合相关要求；有效性表示检验机构的资质、检验人员的资格符合要求，检验时测量用设备、仪器和工具在检定校准有效期内，检验依据合法，报告审批程序符合要求。

b） 从事管道的检验和检测人员应取得相应的特种设备检验检测人员证书，并且按照相关规定进行注册；

c） 检验机构接到使用单位的管道定期检验申报后，应及时进行检验；

d） 检验机构应定期对检验、检测人员进行检验工作安全培训，并且保存培训记录。

T.2 定期检验

T.2.1 检验方案制定

检验机构进行站场管道检验之前，应当制定检验方案，检验方案由检验机构的技术负责人或者授权人审查批准。对于有特殊情况的管道检验方案，检验机构应当征求使用单位的意见。检验人员应当严格按照批准的检验方案进行检验工作。

T.2.2 检验前的准备

T.2.2.1 资料准备及审查

使用单位申请站场管道检验之前，应向检验机构提供以下资料：

a) 设计资料，包括设计单位资质证明，设计说明书、设计图样、直管和非标管件计算书等；

b) 安装资料，包括安装单位资质证明，竣工验收资料（含管道组成件、管道支承件的质量证明文件），以及管道安装监督检验报告等；

c) 改造或者重大修理资料，包括施工方案和竣工资料，以及改造、重大修理监督检验证书；

d) 使用管理资料，包括《使用登记证》《使用登记表》《压力管道基本信息汇总表——工业管道》，以及运行记录、开停车记录、运行条件变化情况、运行中出现异常以及相应处理情况的记录等；

e) 检验、检查资料，包括安全附件以及仪表的校验、检定资料，定期检验周期内的年度检查报告和上次的定期检验报告，检验人员应当对使用单位提供的管道资料进行审查。

前款 a)～c)项的资料，在管道投入使用后首次定期检验时应进行审查，以后的检验视需要（如发生改造或者重大修理等）进行审查。

T.2.2.2 现场条件

使用单位和相关的辅助单位（如修理、维护等单位，下同），应做好检验前的安全检查，确认现场条件符合检验工作要求，做好有关的准备工作。

T.2.2.3 设备仪器检定校准

检验所使用的设备、仪器和测量工具应在有效的检定或者校准期内。

T.2.2.4 检验工作安全要求

检验工作应当满足以下安全要求：

a) 检验人员确认现场条件符合检验工作要求后方可进行检验工作，并且遵守使用单位的有关动火、用电、高空作业、安全防护、安全监护等规定；

b) 检验时，使用单位管道安全管理人员、作业和维护等相关人员应到场协助检验工作，及时提供有关资料，负责安全监护，并且设置可靠的联络方式。

T.2.3 检验实施

T.2.3.1 检验项目

定期检验项目以宏观检验、壁厚测定和安全附件的检验为主，必要时应当增加表面缺陷检测、埋藏缺陷检测、材质分析、耐压强度校核、应力分析、耐压试验、泄漏试验等项目。

T.2.3.2 检验方法和要求

T.2.3.2.1 宏观检验

T.2.3.2.1.1 宏观检验应当主要采用目视方法，必要时可以利用内窥镜、放大镜、检测机器人或者其他辅助检测仪器设备、测量工具检验管道结构、几何尺寸、表面情况（例如裂纹、腐蚀、泄漏、变形等）以及焊接接头、防腐层、保温层等。

T.2.3.2.1.2 架空管道的宏观检验一般应包括以下内容：

a) 结构检验，包括管道布置，支承件、膨胀节、开孔补强、排放装置设置等；

b） 几何尺寸检验，包括管道焊缝对口错边量、咬边、焊缝余高等；

c） 外观检验，包括管道标志，管道组成件及其焊缝接头的腐蚀、裂纹、泄漏、鼓包、变形、机械接触损伤、过热、电弧灼伤，管道支承件变形、开裂，排放（疏水、排污）装置的堵塞、腐蚀、沉积物，防腐层的破损、剥落，保温层破损、脱落、潮湿以及保温层下的腐蚀和裂纹等。

T.2.3.2.1.3 埋地管道宏观检验一般包括以下内容：

a） 管道有无泄漏；

b） 埋深、走向位置信息；

c） 地面标识和标志是否完好；

d） 出土入土点防腐层状况；

e） 地表沉降。

T.2.3.2.1.4 结构和几何尺寸等检验项目应当在首次定期检验时进行，以后定期检验仅对承受疲劳载荷的管道、经过改造或者重大修理的管道、有膨胀节和支承件的管道进行，并且重点进行异常部位的有无新生缺陷的检验。

T.2.3.2.1.5 宏观检验时一般应绘制管道单线图（或路由图），单线图（或路由图）应包括：管道规格、走向或路由、标高或埋深、管段长度、介质流向、管道组成件、支承件位置及类型、防腐（保温）层类型等信息。若使用单位能够提供清晰、准确的单线图时，则无需重新绘单线图；再次检验时，若管道未经过改造，一般不再进行单线图测绘。

T.2.3.2.2 壁厚测定

一般采用超声测厚方法对每条管道进行壁厚测定。测定位置应当具有代表性，并且具有足够的测定点数。壁厚测定应当绘制测定位置简图，图中应当标注测定位置，记录测定点的壁厚值。测定点位置选择和抽查比例应符合以下要求。

a） 测定位置，应当从易受腐蚀、冲蚀，制造成形时壁厚减薄和使用中易产生变形、积液、磨损部位，超声导波检测、电磁检测以及其他方法检查发现的可疑部位，支管连接等部位选择。

b） 弯头（弯管）、三通和异径管等，每条管道的测定抽查比例见表 T.1；每个被抽查的管道组成件，测定位置一般不得少于 3 处，被抽查管道组成件与直管段相连的焊接接头直管段一侧的测定位置一般不得少于 3 处，检验人员认为有必要时，可以对其余直管段进行壁厚测定抽查。

c） 在检验中，发现管道壁厚有异常情况时，应在壁厚异常部位附近增加测点，并且确定壁厚异常区域，必要时，可适当提高整条管线测定的抽查比例。

d） 采用长距离超声导波、电磁等方法全长度检测时，可仅抽查信号异常处的管道壁厚。

表 T.1 弯头（弯管）、三通和异径管壁厚测定抽查比例

设计压力	≥4.0 MPa	<4.0 MPa
弯头（弯管）、三通和异径管	≥30%且不少于 1 个	≥20%且不少于 1 个
1.抽查基数为弯头（弯管）、三通和异径管之和，如果存在弯头（弯管）、三通和异径管，则三种管件的抽查数量应各不少于 1 个。 2.管道材质为奥氏体不锈钢，或者介质无腐蚀性，或者减薄轻微（年均匀壁厚损失速率不超过 0.05mm/年），并且检验时已抽查部位壁厚无异常减薄情况的，抽查比例可以适当降低，但不得低于表 T.1 要求的 50%		

T.2.3.2.3 表面缺陷检测

表面缺陷检测应采用 SY/T 4109 或 NB/T 47013 中规定的检测方法。铁磁性材料管道的表面缺陷检测应优先采用磁粉检测。表面缺陷检测应符合下列要求：

a) 宏观检查中发现裂纹或者有怀疑的管道，应在相应部位进行外表面无损检测；

b) 保温层或者可能渗入雨水的奥氏体不锈钢管道，应当在相应部位进行外表面无损检测；

c) 检验人员认为有必要时，应对支管角焊缝等部位进行外表面无损检测抽查；

d) 碳钢、低合金钢低温管道、Cr-Mo 钢管道或者标准抗拉强度下限值不小于 540 MPa 的低合金钢管道，长期承受明显交变荷载管道以及首次定期检验的设计压力大于或等于 4.0 MPa 管道，应在焊接接头和应力集中部位进行外表面无损检测抽查，抽查比例不少于焊接接头数量的 5%，并且不少于 2 个；

e) 存在环境开裂倾向的管道，可以在外表面采用其他检测方法对内表面进行抽查，抽查比例不少于对接焊接接头数量的 10%，并且不少于 2 个；

f) 检测中发现裂纹时，检验人员应扩大表面缺陷检测的比例，以便发现可能存在的其他缺陷。

T.2.3.2.4 埋藏缺陷检测

埋藏缺陷检测一般采用 SY/T 4109 或 NB/T 47013 中的射线检测或者超声检测等规定的方法，当检验现场无法实施射线检测或者超声检测时，可采用其他有效的检测方法。首次检验的管道应当按照表 T.2 规定的抽查比例逐条进行焊接接头的埋藏缺陷检测，对所抽查的焊接接头进行 100%的检测(不具备检测条件的部位除外)；当上次检验和本次检验发现存在内部损伤迹象，或者上次检验发现危险性超标缺陷时，应按照不低于表 T.2 的抽查比例进行埋藏缺陷检测。埋藏缺陷检测的抽查比例和重点部位应符合下列要求。

a) 管道焊接接头超声检测或者射线检测的抽查比例见表 T.2；抽查时若发现安全状况等级 3 级或者 4 级或者 5 级的缺陷，应增加抽查比例，增加的抽查比例由检验人员与使用单位结合管道运行参数和实际情况协商确定。

b) 抽查的部位应从重点部位选定，重点部位包括安装和使用过程中返修或者补焊部位，检验时发现焊缝表面裂纹需要进行焊缝埋藏缺陷检测的部位，错边量超过相关安装标准要求的焊缝部位，出现泄漏的部位以及其附近的焊接接头，安装时的管道固定口等应力集中部位，泵、压缩机进出口第一道或者相邻的焊接接头，支承件损坏部位附近的焊接接头，异种钢焊接接头，角焊缝，管道变形较大部位的焊接接头，使用单位要求或者检验人员认为有必要的其他部位等。

c) 检验人员认为表 T.2 所规定的抽查比例不能满足检测需要时，可以与使用单位协商确定具体抽查比例。

表 T.2 管道焊接接头超声检测或者射线检测抽查比例

设计压力	超声检测或者射线检测比例
≥4.0 MPa	焊接接头数量 15%且不少于 2 个
<4.0 MPa	焊接接头数量 10%且不少于 2 个
温度、压力循环变化和振动较大管道的抽查比例应当为表 T.2 中数值的 2 倍，并且对所抽查的焊接接头的焊缝进行 100%无损检测	

T.2.3.2.5 埋地管道非开挖检测和开挖检测

埋地段应按照 GB/T 37368 相关规定进行检测。

T.2.3.2.6 材质分析

根据管道实际情况，可以采用化学分析或者光谱分析、硬度检测、金相分析等方法进行材质分析。材质分析应符合下列要求：

a) 对材质不明的管道，一般需要查明管道材料的种类和牌号，可以根据具体情况，采用化学分析、光谱分析等方法予以确定，再次检验时不需要进行该项目检验；

b) 有焊缝硬度要求的管道，进行焊接接头硬度检测。

T.2.3.2.7 耐压强度校核

当管道组成件设计壁厚不明，或者全面减薄量超过设计壁厚的20%，或者检验人员对管道强度有怀疑时，应当进行耐压强度校核，校核用压力应当不低于管道允许(监控)使用压力。耐压强度校核参照相应管道设计标准的要求进行。

T.2.3.2.8 应力分析

检验人员或使用单位认为必要时，应对下列情况之一的管道进行应力分析：

a) 无强度计算书，并且管道壁厚和设计压力满足公式(T.1)或公式(T.2)的；

b) 有较大变形、挠曲的；

c) 由管系应力引起密封结构泄漏、破坏的；

d) 要求设置而未设置补偿器或者补偿器失效的；

e) 支承件异常损坏的；

f) 结构不合理，并且已经发现严重缺陷的；

g) 壁厚存在严重全面减薄的。

$$t_0 \geqslant \frac{D_0}{6} \qquad \cdots\cdots(\text{T.1})$$

$$\frac{P_0}{[\sigma]_t} > 0.385 \qquad \cdots\cdots(\text{T.2})$$

式中：

t_0 ——管道设计壁厚，单位为毫米(mm)；

D_0 ——管道设计外径，单位为毫米(mm)；

P_0 ——设计压力，单位为兆帕(MPa)；

$[\sigma]_t$ ——设计温度下材料的许用应力，单位为兆帕(MPa)。

T.2.3.2.9 耐压试验

站场管道耐压试验应符合下列要求。

a) 定期检验过程中，对管道安全状况有怀疑时，应进行耐压试验。耐压试验由使用单位负责实施，检验机构负责检验。

b) 耐压试验的试验参数、准备工作、安全防护、试验介质、试验过程、试验结论等应符合本文件中强度试验的相关规定，试验压力、温度等试验参数以本次定期检验确定的允许(监控)使用参数为基础计算。

T.2.3.2.10 泄漏试验

站场管道泄漏试验方法的选择和要求应符合本文件严密性试验的相关要求。其试验压力应当为本次定期检验确定的允许(监控)使用压力。泄漏试验由使用单位负责实施，检验机构负责确认。

T.2.3.2.11 安全附件与仪表检验

站场管道的安全附件与仪表检验应当包括下列内容：

a) 安全阀的校验有效期；

b) 爆破片装置的更换情况；

c) 紧急切断阀的使用情况；

d) 压力表的检定有效期(适用于有检定要求的压力表)。

T.2.4 基于风险的检验(RBI)

T.2.4.1 基于风险的检验应用条件

申请对站场管道进行基于风险检验的使用单位，应当经过上级主管单位或者第三方机构(具有专业性、非营利性特点并且与申请单位、检验机构无利害关系的全国性社会组织)进行使用单位安全管理评价，并且能够满足下列条件：

a) 具有完善的管理体系和较高的管理水平；

b) 建立健全应对各种突发情况的应急预案，并且定期进行演练；

c) 管道运行良好，能够按照有关规定进行检验和维护；

d) 生产装置及其重要设备资料齐全、完整；

e) 工艺操作稳定；

f) 生产装置采用数字集散控制系统，并且有可靠的安全联锁保护系统。

T.2.4.2 基于风险的检验实施

实施基于风险的检验时，应当符合下列要求：

a) 承担基于风险检验的检验机构需经过负责特种设备安全监督管理的部门核准，取得基于风险的检验资质，从事基于风险检验的检验人员应当经过相应的培训，熟悉基于风险检验的有关标准和专用分析软件；

b) 使用单位应当向检验机构提出基于风险检验的书面申请，并且提交其通过安全管理评价资料，基于风险检验的检验机构应当对收到的申请资料进行审查，并且告知使用登记机关；

c) 承担基于风险检验的检验机构应当根据管道运行状况、损伤模式、风险可接受程度等，按照本文件和相关技术标准的有关规定进行风险评估，提出检验策略(包括检验时间、内容和方法)，出具风险评估报告；

d) 使用单位应当根据基于风险的检验策略，制订具体的检验计划，由承担基于风险检验的检验机构负责制定具体的检验方案，并且实施检验；

e) 对于装置运行期间风险位于可接受水平之上的管道，应当采用在线检验等方法降低其风险；

f) 应用基于风险检验的使用单位，应当将基于风险检验的结论报送使用登记机关备案，使用单位应当落实保障管道安全运行的各项措施，承担安全使用主体责任。

T.3 安全状况等级评定

T.3.1 评定原则

站场管道的安全状况等级评定应遵守下列原则：

a) 管道安全状况等级确定应根据定期检验的结果综合评定，以其中项目等级最低者作为评定等级；

b) 需要改造或者修理的管道，按照改造或者修理后的检验结果评定安全状况等级；

c) 安全附件与仪表检验不合格的管道，不允许投入使用。

注：安全附件与仪表检验不合格的情况包括：(a)安全阀不在校验有效期内，(b)爆破片未按期更换，(c)紧急切断阀处于非完好状态，(d)有检定要求的压力表不在检定有效期内。

T.3.2 检验项目的评级

T.3.2.1 管道位置或者结构评级

位置不当或者结构不合理的站场管道，应按照下列要求评定安全状况等级：

a) 管道与其他管道或者相邻设备之间存在碰撞、摩擦时，应进行调整，调整后符合安全技术规范规定的，不影响定级，否则可以定为4级或者5级；

b) 管道位置不符合安全技术规范或者标准要求，因受条件限制，无法进行调整，但是对管道安全运行影响不大，根据具体情况可以定为3级或者4级，如果对管道安全运行影响较大，则定为5级；

c) 管道有不符合安全技术规范或者设计、安装标准要求的结构时，无法及时进行调整或者修复的，对于不承受明显交变荷载并且经过定期检验未发现新生缺陷(不包括正常的均匀腐蚀)的管道可以定为3级或者4级，否则应进行适用性评价，适用性评价确认不影响安全使用的，可以定为3级或者4级，否则定为5级；

d) 管道有不符合安全技术规范或者设计、安装标准要求的结构时，调整或者修复完好后，不影响定级。

T.3.2.2 管道组成件的材质评级

站场管道组成件的材质与原设计文件不符、材质不明时，应按照下列要求评定安全状况等级：

a) 材质与原设计文件不符，如果材质清楚，强度校核合格，经过检验未查出新生缺陷(不包括正常的均匀腐蚀)，检验人员认为可以安全使用的，不影响定级；如果使用中产生缺陷，并且确认是用材不当所致，可以定为4级或者5级；

b) 材质不明，如果检验未查出新生缺陷(不包括正常的均匀腐蚀)，并且强度校核合格的(按照同类材料的最低强度进行计算)，可以定为3级或4级，否则定为5级；

c) 材质硬度值异常的，能够确认在操作条件下和检验周期内安全使用的，可以定为3级，否则定为4级或者5级；湿 H_2S 环境下硬度值超标，碳钢以及低合金钢管道焊接接头硬度值超过HB200但未发现应力腐蚀现象，检验人员认为在下一检验周期内不会发生应力腐蚀的，可以定为3级或者4级，否则定为5级。

T.3.2.3 管子、管件壁厚全面减薄评级

站场管道的管子、管件壁厚全面减薄时，应按照以下要求评定安全状况等级：

a) 管子、管件实测壁厚减去至下一检验周期的腐蚀量之后，不小于其设计壁厚，则不影响定级；

b) 耐压强度校核不合格，定为5级；

c) 应力分析结果符合相关安全技术规范或者标准要求的，不影响定级，否则，定为5级。

T.3.2.4 管子壁厚局部减薄评级

管子壁厚局部减薄在制造或者验收标准所允许范围内的，则不影响定级。管子壁厚局部减薄超过制造或者验收标准所允许范围，同时满足下列条件的，按照表T.3或表T.4定级，否则，安全状况等级定为5级：

a) 管道结构符合设计规范或者管道应力分析结果满足有关安全技术规范要求；

b) 在实际工况下，材料韧性良好，并且未出现材料性能劣化以及劣化趋向；

c) 壁厚局部减薄以及其附近无其他表面缺陷或者埋藏缺陷；

d) 壁厚局部减薄处剩余壁厚大于 2 mm；

e) 管道不承受疲劳荷载。

表 T.3 设计压力＜4.0 MPa 的管道允许局部减薄深度最大值

单位为毫米

壁厚局部减薄	安全状况等级			
	$P<0.3P_{L0}$		$0.3P_{L0}<P\leqslant0.5P_{L0}$	
	2 级或者 3 级	4 级	2 级或者 3 级	4 级
$B/(\pi D)\leqslant0.25$	$0.33t_e-C$	$0.40t_e-C$	$0.20t_e-C$	$0.25t_e-C$
$0.25<B/(\pi D)\leqslant0.75$	$0.25t_e-C$	$0.33t_e-C$	$0.15t_e-C$	$0.20t_e-C$
$0.75<B/(\pi D)\leqslant1.00$	$0.2t_e-C$	$0.25t_e-C$		

表 T.4 设计压力≥4.0 MPa 的管道允许局部减薄深度最大值

单位为毫米

壁厚局部减薄	安全状况等级			
	$P<0.3P_{L0}$		$0.3P_{L0}<P\leqslant0.5P_{L0}$	
	2 级或者 3 级	4 级	2 级或者 3 级	4 级
$B/(\pi D)\leqslant0.25$	$0.30t_e-C$	$0.35t_e-C$	$0.15t_e-C$	$0.20t_e-C$
$0.25<B/(\pi D)\leqslant0.75$	$0.20t_e-C$	$0.30t_e-C$	$0.10t_e-C$	$0.15t_e-C$
$0.75<B/(\pi D)\leqslant1.00$	$0.15t_e-C$	$0.20t_e-C$		

表中：

D ——缺陷附近管道外径实测最大值，单位为毫米(mm)；

t_e ——有效厚度，缺陷附近壁厚的实测最小值减去至下一检验周期的腐蚀量，单位为毫米(mm)；

B ——缺陷环向长度实测最大值，单位为毫米(mm)；

C ——至下一检验周期局部减薄深度扩展量的估计值，单位为毫米(mm)；

P ——管道最大工作压力，单位为兆帕(MPa)；

P_{L0} ——管道极限内压，按照公式(T.3)计算，单位为兆帕(MPa)。

$$P_{L0}=\frac{2}{\sqrt{3}}R_{eL}\times\ln\frac{D/2}{(D/2-t_e)} \qquad \cdots\cdots(T.3)$$

式中：

R_{eL} ——管道材料的屈服强度下限值，单位为兆帕(MPa)。

T.3.2.5 管件局部减薄评级

管件壁厚局部减薄在制造或者验收标准所允许范围内的，则不影响定级。管件壁厚局部减薄超过制造或者验收标准所允许范围，可参照 GB/T 19624 和 GB/T 35013 计算其剩余寿命，按照 T.1.4.2 确定其下次检验周期，按照表 T.5 确定其安全状况等级。剩余寿命低于 1 年的管件，安全状况等级定为 5 级。

表 T.5　管件局部减薄的安全状况等级

管件剩余寿命/年	安全状况等级
12≤剩余寿命	2 级
6<剩余寿命<12	3 级
1≤剩余寿命≤6	4 级

T.3.2.6　裂纹缺陷评级

管子、管件存在表面或者埋藏裂纹缺陷时，应打磨消除或者更换，打磨后形成的凹坑，按照 T.3.2.4 和 T.3.2.5 的规定进行定级；如果凹坑在允许的范围内，则不需补焊，否则应补焊或者进行应力分析，经过补焊合格或者应力分析结果表明不影响安全使用的，可以定为 3 级或者 4 级。

T.3.2.7　焊接缺陷(不包含裂纹)评级

T.3.2.7.1　焊接缺陷评级的基本原则

焊接缺陷在该管道所依据的施工验收标准所允许范围内的，则不影响定级；焊接缺陷超过该管道所依据的施工验收标准所允许范围(以下简称“焊接超标缺陷”)的，如果同时满足下列条件，则按照 T.3.2.7.2 的规定定级，否则定为 5 级：

a)　管道结构符合设计规范或者应力分析结果满足有关安全技术规范；

b)　焊接缺陷附近无新生裂纹类缺陷；

c)　管道材料标准抗拉强度的下限值小于 540 MPa；

d)　在实际工况下，材料韧性良好；

e)　最低工作温度高于－20 ℃的碳钢、低合金钢管道，或者最低工作温度大于或等于－196 ℃的奥氏体不锈钢管道；

f)　管道不承受疲劳荷载。

T.3.2.7.2　焊接超标缺陷评级

咬边、圆形缺陷、条形缺陷等焊接缺陷的评级应满足下列要求。

a)　咬边，设计压力大于或等于 4.0 MPa 管道咬边深度不超过 0.5 mm，设计压力小于 4.0 MPa 管道咬边深度不超过 1.5 mm 时，不影响定级，否则，管道咬边应消除，打磨消除的凹坑按照 T.3.2.4 的规定定级。

b)　圆形缺陷，圆形缺陷率不大于 5%，并且单个圆形缺陷的长径小于 $0.5t_e$ 与 6 mm 二者中的较小值，则不影响定级，否则定为 5 级。

注：圆形缺陷率，是指在射线底片有效长度范围内，圆形缺陷(包括圆形气孔和夹渣)投影面积占焊接接头投影面积的百分比。射线底片有效长度按照 SY/T 4109 或 NB/T 47013 的要求确定。焊接接头投影面积为射线底片有效长度与焊接接头平均宽度的乘积。

c)　条形缺陷(包括条形气孔和夹渣，下同)，设计压力大于或等于 4.0 MPa 管道的条形缺陷自身高度或者宽度的最大值不大于 $0.3t_e$，并且不大于 5 mm 时，按照表 T.6 定级，否则定为 5 级；设计压力小于 4.0 MPa 管道的条形缺陷自身高度或者宽度的最大值不大于 $0.35t_e$，并且不大于 6 mm 时，按照表 T.6 定级，否则定为 5 级。

d)　未焊透，管子的材料为 20 钢、Q345 或者奥氏体不锈钢时，未焊透按照 T.3.2.4 规定的局部减薄定级，除 20 钢、Q345 或者奥氏体不锈钢以外的其他材料，未焊透按照本款 e)项未熔合

定级。

e) 未熔合，设计压力大于或等于 4.0 MPa 管道的单个焊接接头未熔合总长度不大于焊接接头长度的 50%时，按照表 T.7 定级，否则定为 5 级；设计压力小于 4.0 MPa 管道未熔合的长度不限，按照表 T.7 定级。

f) 错边，管道外壁错边量缺陷按照表 T.8 进行定级；错边缺陷超过表 T.8 的范围，并且管道经过长期使用，该部位在定期检验中未发现较严重缺陷时，安全状况等级可以定为 3 级或者 4 级，如果存在裂纹、未熔合、未焊透等严重缺陷的，定为 5 级。

表 T.6　各级管道所允许的单个焊接接头中条形缺陷总长度的最大值

单位为毫米

安全状况等级	2 级或 3 级	4 级
允许缺陷总长度的最大值	$0.50\pi D$	$1.00\pi D$

表 T.7　各级管道所允许的单个焊接接头中未熔合自身高度的最大值

有效厚度/mm	安全状况等级	
	2 级或 3 级	4 级
$t_e<2.5$	存在未熔合时，定为 5 级	
$2.5\leqslant t_e<4$	不超过 $0.15t_e$ 且不超过 0.5 mm 不影响定级；否则定为 5 级	
$4\leqslant t_e<8$	$0.15t_e$ 与 1.0 mm 中的较小值	$0.20t_e$ 与 1.5 mm 中的较小值
$8\leqslant t_e<12$	$0.15t_e$ 与 1.5 mm 中的较小值	$0.20t_e$ 与 2.0 mm 中的较小值
$12\leqslant t_e<20$	$0.15t_e$ 与 2.0 mm 中的较小值	$0.20t_e$ 与 3.0 mm 中的较小值
$t_e\geqslant 20$	3.0 mm	$0.20t_e$ 与 5.0 mm 中的较小值
注：有效厚度是指缺陷附近壁厚的实测最小值减去至下一检验周期的腐蚀量。		

表 T.8　错边缺陷的安全状况等级评定

设计压力	错边量	安全状况等级
≥4.0 MPa	外壁错边量小于设计壁厚的 20%且不大于 3 mm	2 级
<4.0 MPa	外壁错边量小于设计壁厚的 25%且小于 5 mm	2 级

T.3.2.8　管道组成件评级

站场管道组成件应按照下列要求评定安全状况等级：

a) 管子、管件表面存在皱褶、重皮等缺陷，打磨消除后，打磨凹坑按照 T.3.2.4、T.3.2.5 的规定定级；

b) 管子、管件的机械接触损伤、工卡具焊迹和电弧灼伤，应打磨消除，打磨消除后的凹坑按照 T.3.2.4、T.3.2.5 的规定定级，其他管道组成件的机械接触损伤、工卡具焊迹和电弧灼伤，不影响管道安全使用的，可以定为 2 级或者 3 级，否则可以定为 4 级或者 5 级；

c) 管道组成件出现变形，不影响管道安全使用的，可以定为 2 级或者 3 级，否则可以定为 4 级或者 5 级；

d) 管道组成件有泄漏情况的，对泄漏部位进行处理后，不影响管道安全使用的，可以定为3级或者4级，否则定为5级。

T.3.2.9 管道支承件评级

管道支承件出现异常，修复或者更换的，不影响定级。无法及时进行修复或者更换的，应进行应力分析或者适用性评价，分析或者评价结果不影响安全使用的，可以定为2级或者3级，否则可以定为4级或者5级。

T.3.2.10 管道耐压试验或者泄漏试验评级

管道耐压试验或者泄漏试验不合格，属于本身原因的，定为5级。

T.3.3 缺陷以及问题的处理

安全状况等级定为5级或者定期检验发现严重缺陷可能导致停止使用的管道，应对缺陷进行处理，缺陷处理的方式包括采用修理的方法消除缺陷或者进行适用性评价。适用性评价应按照相关安全技术规范和标准执行。

T.4 定期检验结论及报告

T.4.1 检验结论

安全状况等级综合评定为1级、2级和3级的，检验结论符合要求时，可以继续使用。安全状况等级综合评定为4级的，检验结论为基本符合要求，有条件的监控使用。安全状况等级综合评定为5级的，检验结论为不符合要求，不得继续使用。

T.4.2 检验记录及报告

站场管道的检验记录和报告应满足下列要求。

a) 检验过程应当及时记录，检验记录应当详尽、真实、准确，其记载的信息量不得少于检验报告的信息量。检验记录应当由现场参加检验、检测的人员签字。

b) 定期检验工作完成后，检验人员根据检验实际情况和检验结果，按照本文件规定评定管道的安全状况等级，出具定期检验报告，并且明确允许(监控)运行参数以及下次定期检验的日期。

c) 定期检验报告一般在现场检验工作结束后30个工作日或者约定的期限内完成。定期检验结论报告应当有检验、审核、批准三级签字，批准人应当为检验机构的技术负责人或者授权人。检验报告应当由现场参加检验、检测的人员签字。

d) 检验机构应当保存检验记录和检验报告至少到下一个检验周期。

附　录　U
（规范性）
管道维抢修方法

U.1　管道维抢修方法示意图见图 U.1～图 U.12。

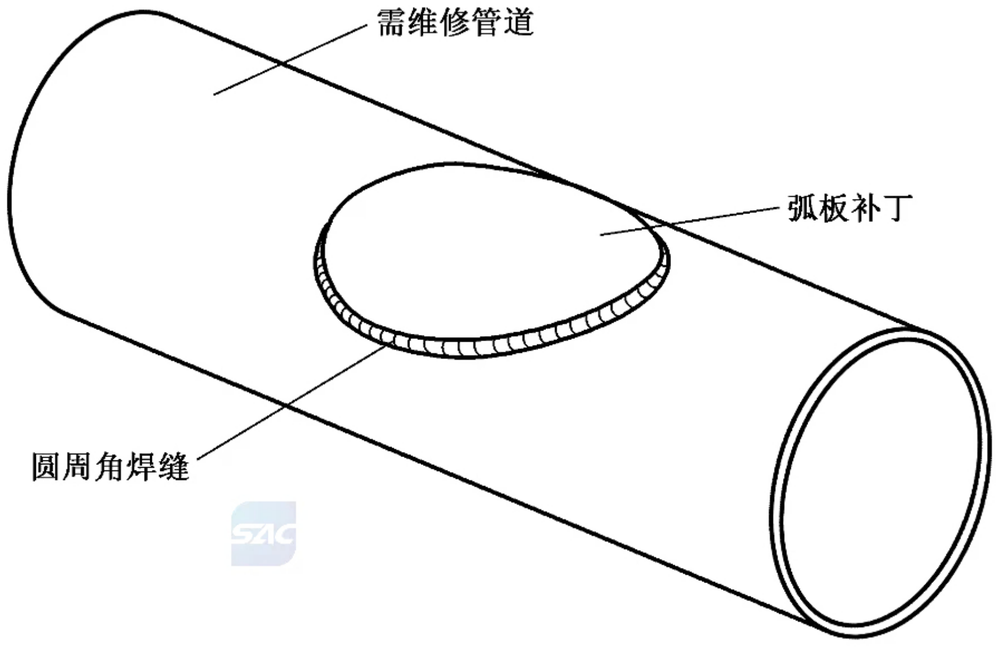


图 U.1　补板修复示意图

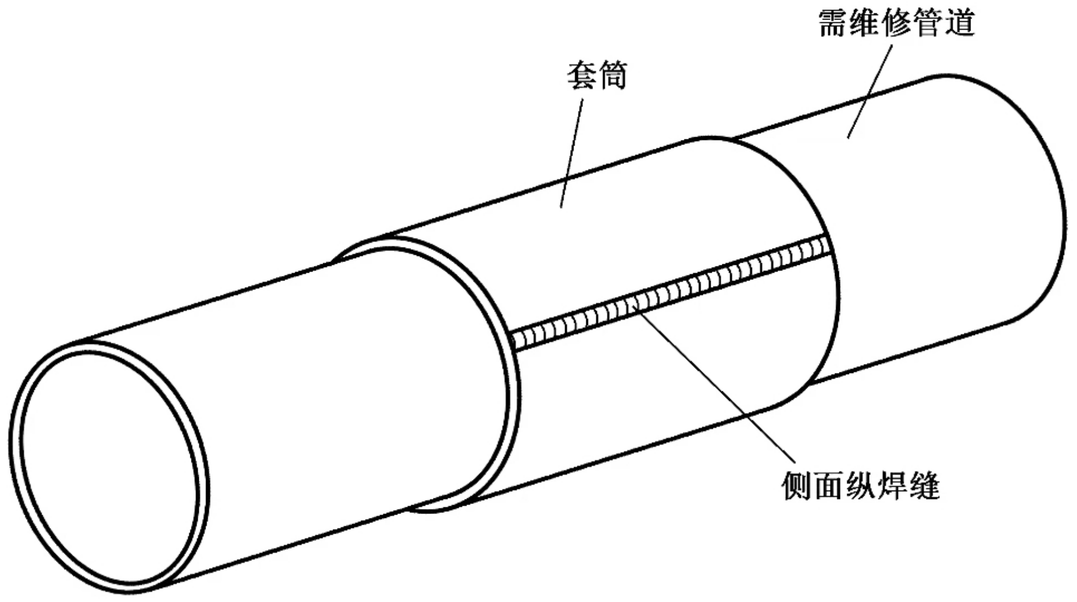


图 U.2　A 型套筒修复示意图

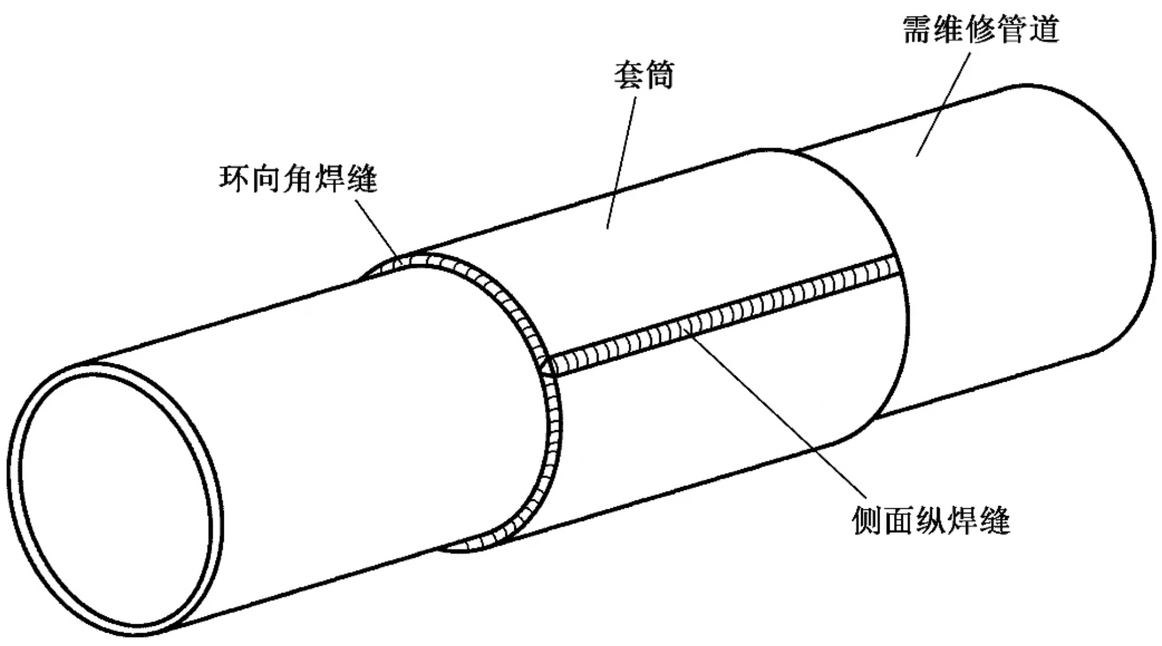


图 U.3　B 型套筒修复示意图

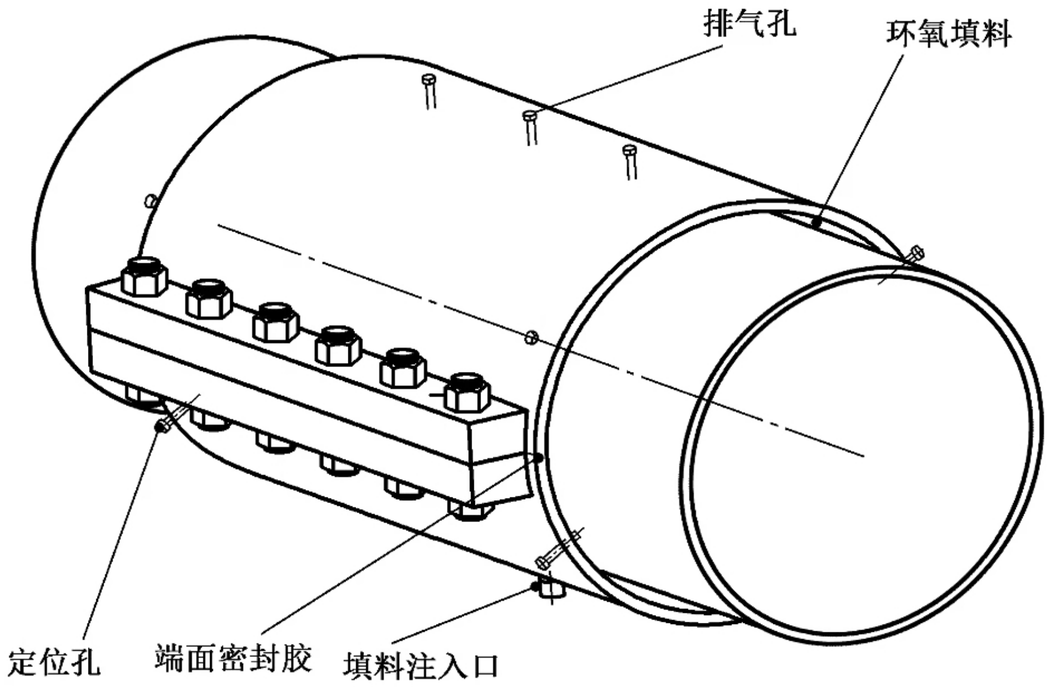


图 U.4　钢质环氧套筒修复示意图

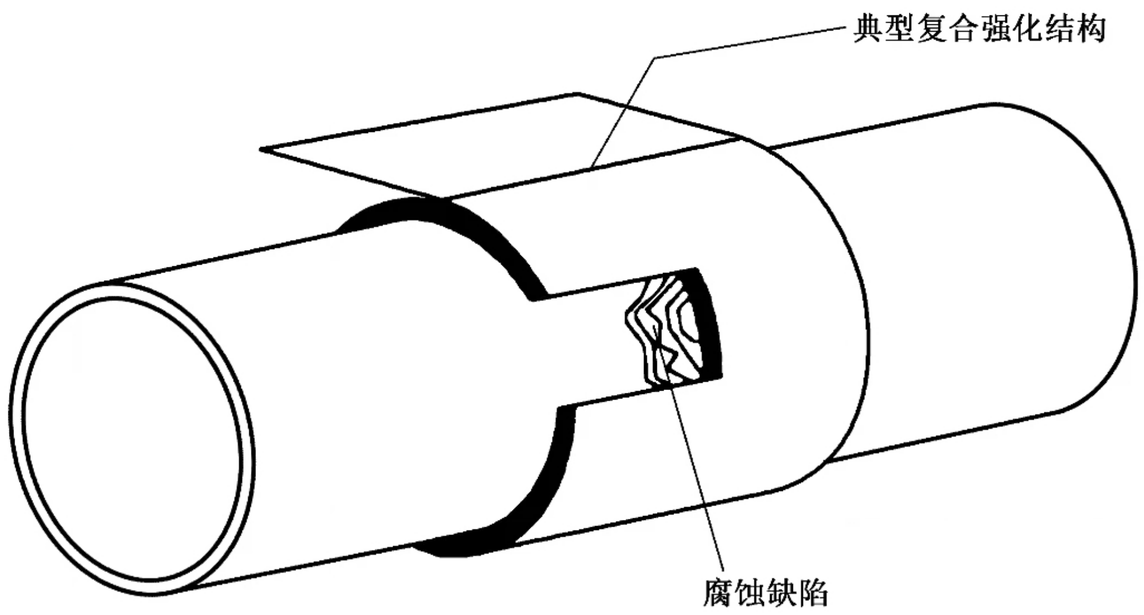


图 U.5　复合材料修复示意图

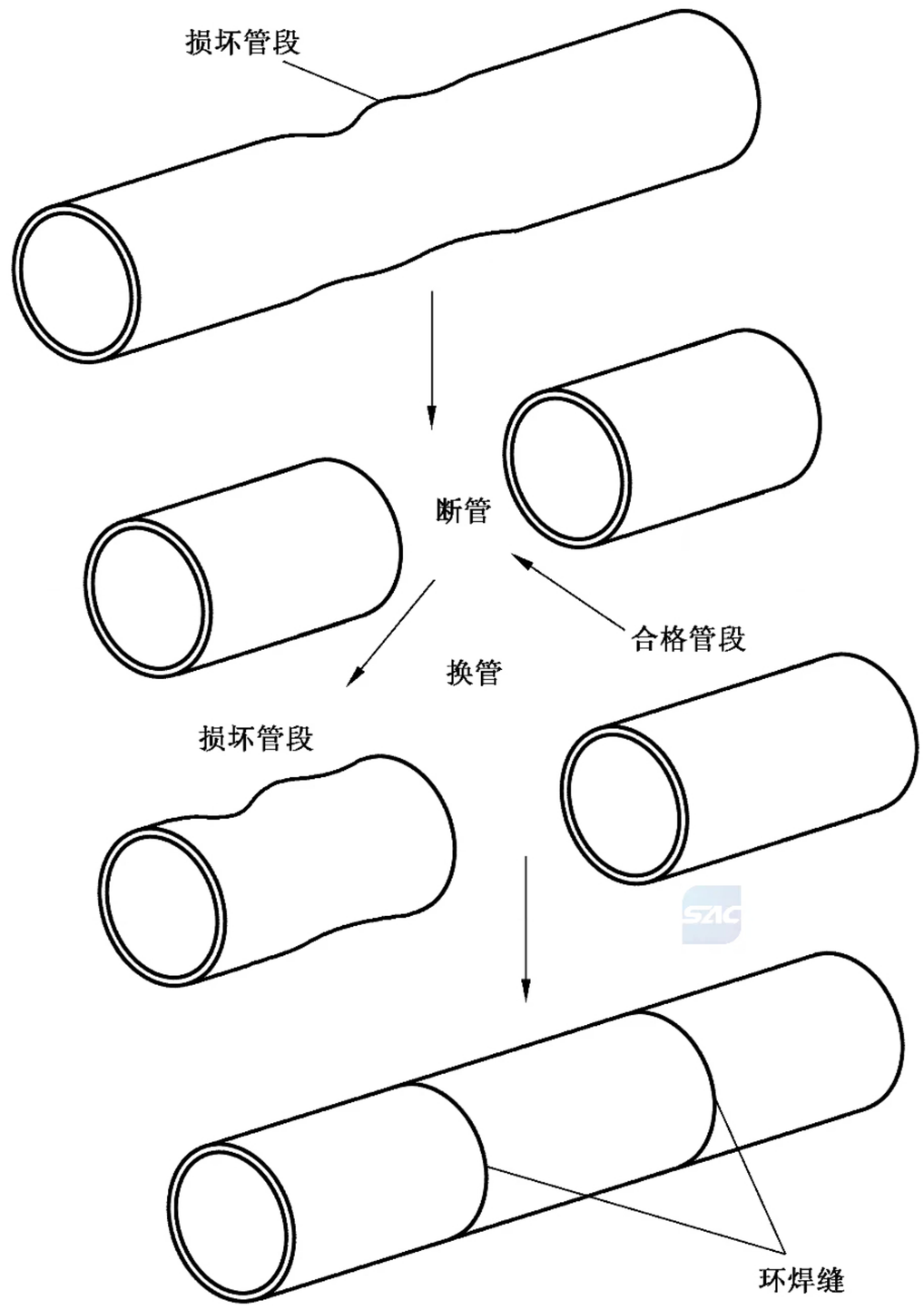


图 U.6　停输放空换管示意图

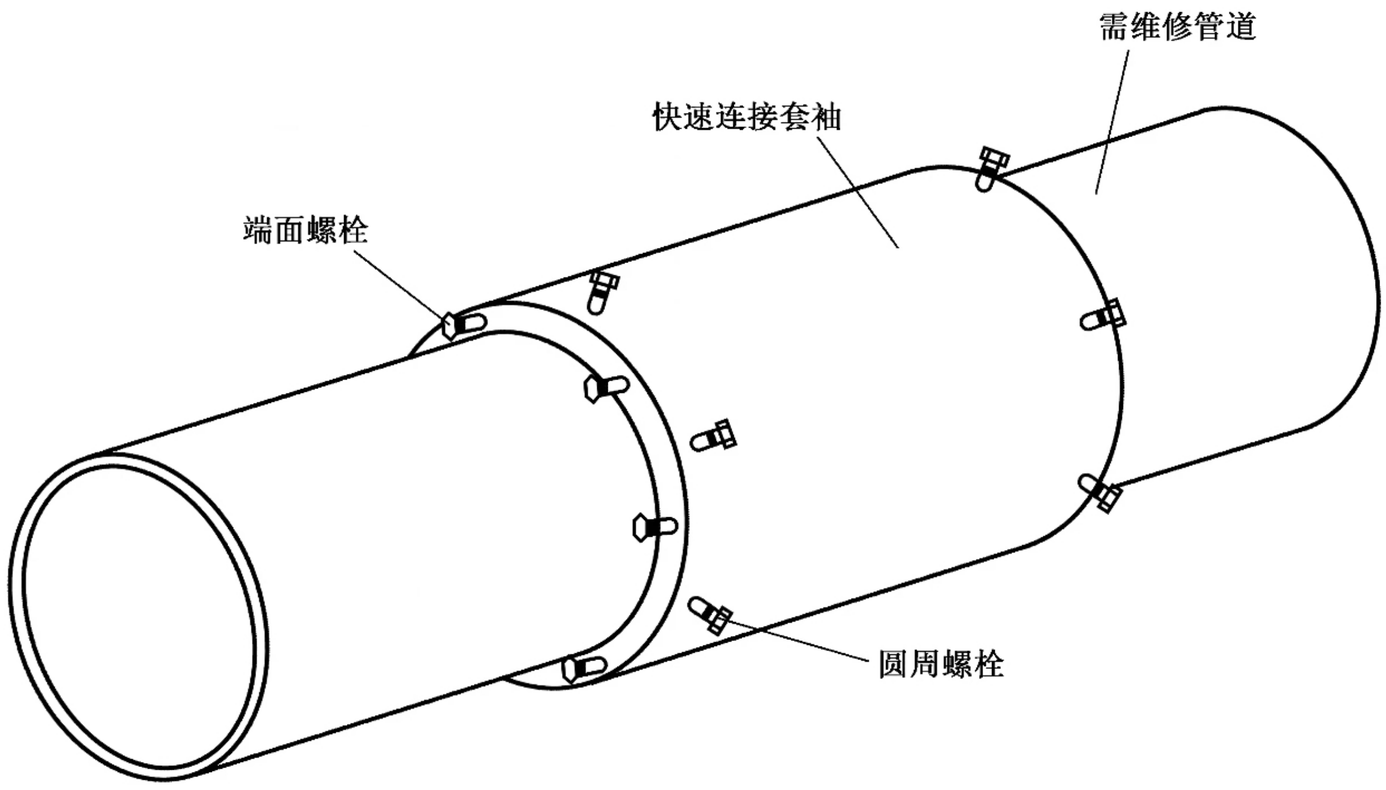


图 U.7　快速连接套袖连头示意图

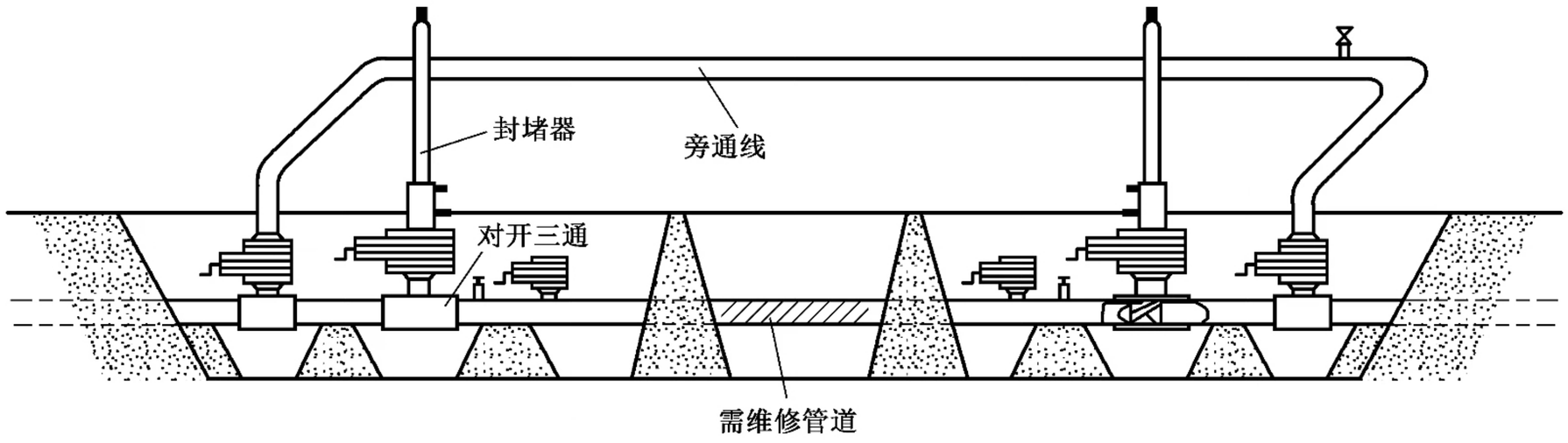


图 U.8　不停输封堵换管示意图

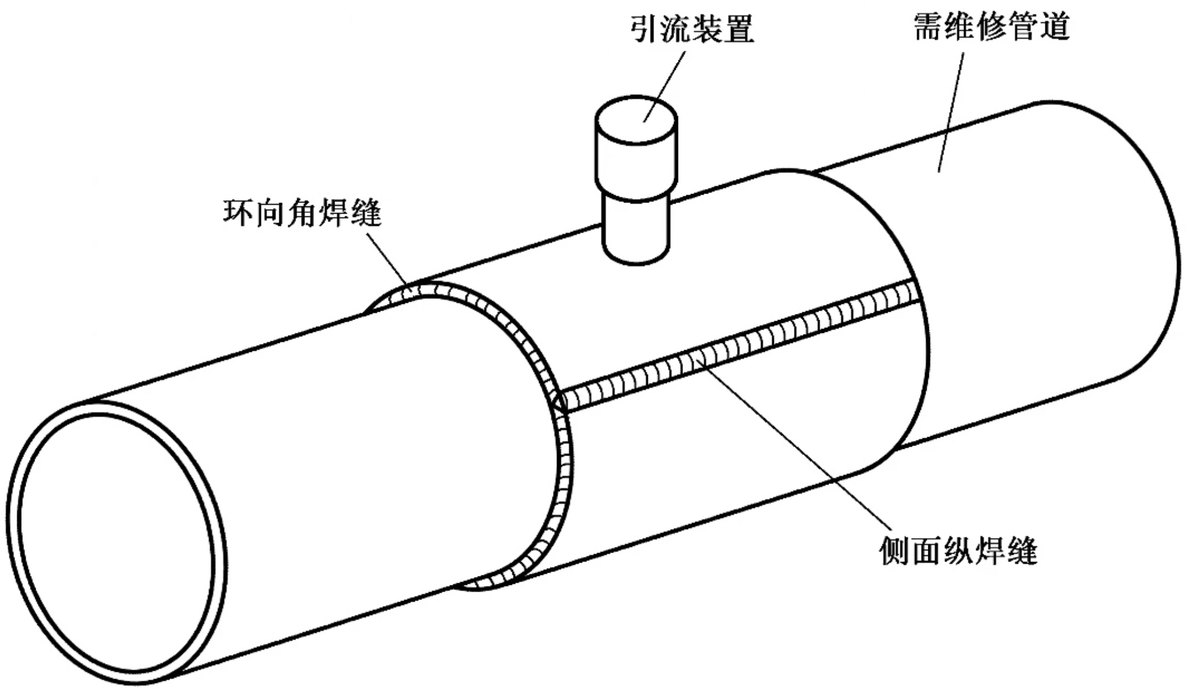


图 U.9　引流式补强套筒抢修示意图

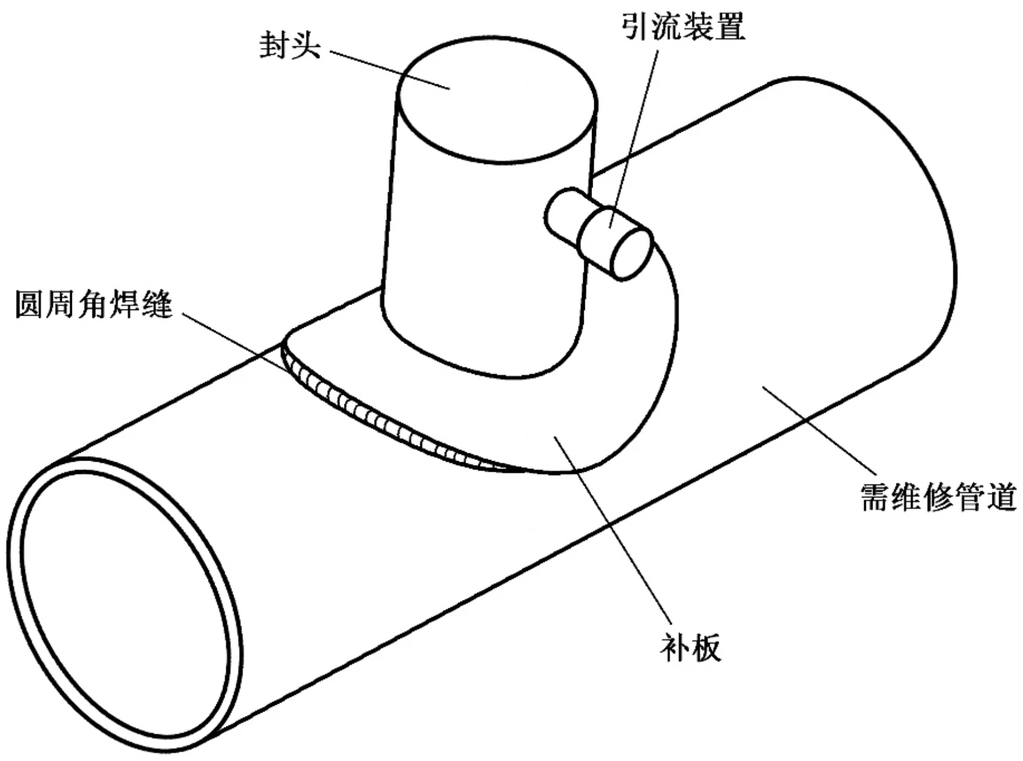


图 U.10　封头式卡具抢修示意图

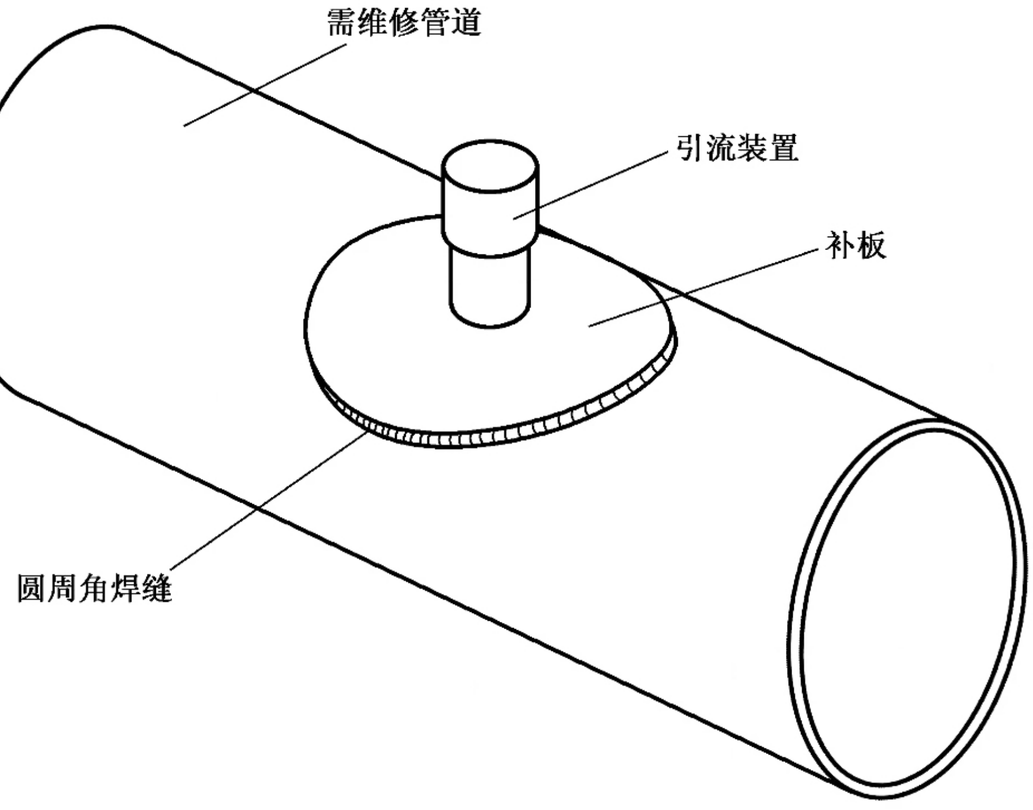


图 U.11　补板式卡具抢修示意图

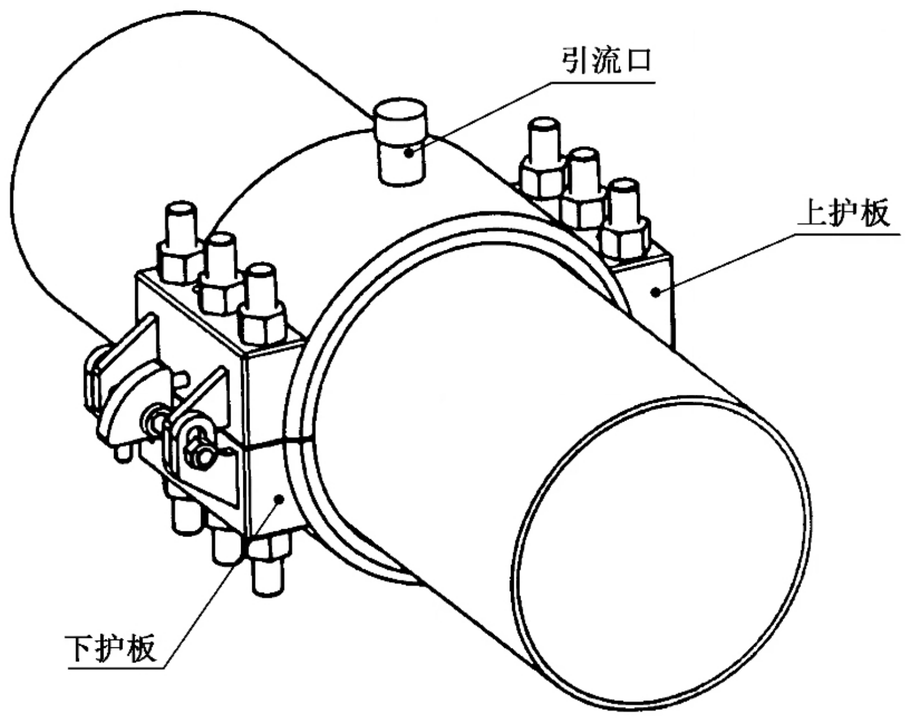


图 U.12　螺栓紧固卡具抢修示意图

U.2　管道维抢修推荐方法见表 U.1。

表 U.1　管道维抢修推荐方法汇总表

缺陷类型	打磨	堆焊	补板	A 型套筒	B 型套筒	钢质环氧套筒	复合材料	换管	螺栓紧固卡具	堵漏卡具/套筒
1　泄漏	否	否	永久	否	永久	否	否	永久	临时[a]	永久[b]
2　腐蚀										
2a)外腐蚀($d<0.8t$)	永久[c]	永久	永久	永久	永久	永久	永久	永久	临时	否
2b)外腐蚀($d\geqslant0.8t$)	否	否	永久	否	永久	否	否	永久	临时	否
2c)焊缝选择性腐蚀	否	否	否	否	永久	否	否	永久	临时	否
2d)内部腐蚀或缺陷	否	否	否	永久[d]	永久	永久[d]	否	永久	临时	否
3　沟槽或其他管体金属损失	永久[c]	永久[e]	永久[e]	永久[e]	永久[f]	永久[e]	永久[e]	永久	临时	否

表 U.1　管道维抢修推荐方法汇总表（续）

缺陷类型	打磨	堆焊	补板	A 型套筒	B 型套筒	钢质环氧套筒	复合材料	换管	螺栓紧固卡具	堵漏卡具/套筒
4　焊接缺陷										
4a)直焊缝或螺旋焊缝缺陷	永久[c]	否	否	否	永久	临时	临时	永久	临时	否
4b)电阻焊焊缝上或附近的缺陷	否	否	否	否	永久	临时	否	永久	临时	否
4c)环焊缝缺陷	永久[c]	永久[g]	否	否	永久	否	否	永久	临时	否
4d)电弧烧伤	永久[c]	永久[e]	否	永久	永久	永久	永久[e]	永久	临时	否
5　硬点	否	否	否	永久	永久	永久	否	永久	临时	否
6　裂纹										
6a)浅裂纹($d<0.4t$)	永久[c]	永久[e]	永久[e]	永久[e]	永久	永久[e]	永久[e]	永久	临时	否
6b)深裂纹($d\geqslant0.4t$)	否	否	否	否	永久[h]	否	否	永久	临时	否
7　凹陷										
7a)管体或直焊缝上的普通平滑凹陷	否	否	否	永久[i]	永久	永久[i]	永久[i]	永久	临时	否
7b)环焊缝上的普通平滑凹陷	否	否	否	否	永久	否	否	永久	临时	否
7c)管体或直焊缝上含应力集中的凹陷	永久[j]	否	否	永久[e,i]	永久	永久[e,i]	永久[e,i]	永久	临时	否
7d)环焊缝上含应力集中的凹陷	永久[j]	否	否	否	永久	否	否	永久	临时	否
8　鼓泡和氢致开裂	否	否	否	否	永久	永久	否	永久	临时	否
9　褶皱、屈曲	否	否	否	否	永久[k]	永久[k]	否	永久	否	否

注：d——缺陷深度，单位为毫米(mm)；t——管道设计壁厚，单位为毫米(mm)。

[a] 螺栓紧固卡具应能传递轴向荷载且保证结构完整性。

[b] 可靠焊接后可作为永久修复。

[c] 若缺陷在最大允许打磨量限制的范围内能完全消除，则可单独进行深度小于 $0.4t$ 的打磨。

[d] 确保内部缺陷或腐蚀不会继续发展，需要对缺陷进行监控或仅作为临时修复措施。

[e] 损伤材料已通过打磨去除并通过检验，可修复深度小于 $0.8t$ 的缺陷。

[f] 修复前，宜通过打磨去除损伤材料并通过检验。

[g] 损伤材料已通过打磨去除并通过检验且焊缝内部无缺陷，可修复深度小于 $0.1t$ 的缺陷。

[h] 应保证修复后的裂纹长度始终小于裂纹扩展临界值。

[i] 应使用合适的填充材料填补凹陷且凹陷深度不大于管道外径的 15%。

[j] 打磨区域的深度和长度满足限制要求且凹陷深度可接受。

[k] 套筒的设计应与管道缺陷形状、尺寸相符。

参 考 文 献

[1] 国家市场监督管理总局公告(2021 年第 41 号) 特种设备生产单位许可目录

[2] GB/T 12222 多回转阀门驱动装置的连接

[3] GB/T 12223 部分回转阀门驱动装置的连接

[4] GB/T 12236 石油、化工及相关工业用的钢制旋启式止回阀

[5] GB/T 20173 石油天然气工业 管道输送系统 管道阀门

[6] GB/T 21387 轴流式止回阀

[7] GB/T 24921(所有部分) 石化工业用压力释放阀的尺寸确定、选型和安装

[8] GB/T 26479 弹性密封部分回转阀门 耐火试验

[9] GB/T 26480 阀门的检验和试验

[10] GB/T 30579 承压设备损伤模式识别

[11] GB/T 32964 液化天然气用不锈钢焊接钢管

[12] JB/T 6439 阀门受压件磁粉检测

[13] JB/T 6899 阀门的耐火试验

[14] JB/T 6902 阀门液体渗透检测

[15] JB/T 6903 阀门锻钢件超声波检测

[16] JB/T 7746 紧凑型锻钢阀门

[17] JB/T 7927 阀门铸钢件外观质量要求

[18] NB/T 47013 承压设备无损检测

[19] SY/T 6960 阀门试验 耐火试验要求

[20] ISO 15848-1 Industrial valves—Measurement, test and qualification procedures for fugitive emissions—Part 1: Classification system and qualification procedures for type testing of valves

[21] ISO 15848-2 Industrial valves-measurement, test and qualification procedures for fugitive emissions—Part 2: Production acceptance test of valves