

中华人民共和国国家标准

油气田集输管道施工规范

Code for construction of oil and gas field
gathering and transmission pipeline

GB 50819 - 2013

主编部门:中国石油天然气集团公司

批准部门:中华人民共和国住房和城乡建设部

施行日期:2 0 1 3 年 5 月 1 日

中国计划出版社

2013 北 京

中华人民共和国国家标准
油气田集输管道施工规范
GB 50819-2013

☆

中国计划出版社出版

网址: www.jhpress.com

地址: 北京市西城区木樨地北里甲 11 号国宏大厦 C 座 3 层

邮政编码: 100038 电话: (010) 63906433 (发行部)

新华书店北京发行所发行

北京世知印务有限公司印刷

850mm×1168mm 1/32 3.125 印张 76 千字

2013 年 5 月第 1 版 2013 年 5 月第 1 次印刷

☆

统一书号: 1580242·041

定价: 19.00 元

版权所有 侵权必究

侵权举报电话: (010) 63906404

如有印装质量问题, 请寄本社出版部调换

中华人民共和国住房和城乡建设部公告

第 1601 号

住房和城乡建设部关于发布国家标准 《油气田集输管道施工规范》的公告

现批准《油气田集输管道施工规范》为国家标准，编号为 GB 50819—2013，自 2013 年 5 月 1 日起实施。其中，第 4.4.3、8.1.1 条为强制性条文，必须严格执行。

本规范由我部标准定额研究所组织中国计划出版社出版发行。

中华人民共和国住房和城乡建设部

2012 年 12 月 25 日

前 言

本规范根据住房和城乡建设部《关于印发〈2010年工程建设标准规范制订、修订计划〉的通知》(建标〔2010〕43号)要求,由四川石油天然气建设工程有限责任公司会同有关单位共同编制而成。

规范编制组经调查研究,认真总结实践经验,参考有关国内标准和国外先进标准,并广泛征求意见,最后经审查定稿。

本规范共分为16章,主要内容包括:总则,术语,基本规定,材料验收及保管,交接桩与放线,施工便道修筑与作业带清理,防腐管运输及布管,管道组对、安装,钢管焊接及焊缝质量检验,管道防腐保温及补口补伤,管沟开挖,管道下沟及管沟回填,清管、测径及试压,管道干燥,管道附属工程,交工验收等。

本规范中以黑体字标志的条文为强制性条文,必须严格执行。

本规范由住房和城乡建设部负责管理和对强制性条文的解释,由石油工程建设专业标准化委员会负责日常管理,由四川石油天然气建设工程有限责任公司负责具体技术内容的解释。执行过程中如有意见或建议,请寄送四川石油天然气建设工程有限责任公司(地址:四川省成都市华阳镇龙灯山邮政所,邮政编码:610213),以供今后修订时参考。

本规范主编单位、参编单位、主要起草人和主要审查人:

主 编 单 位:四川石油天然气建设工程有限责任公司
中国石油天然气股份有限公司规划总院

参 编 单 位:长庆石油勘探局油田建设工程公司
大庆油田工程建设有限公司

主要起草人:黄 正 何洪勇 韩建成 杨拥军 刘 聪
严克勤

主要审查人:梁桂海 李献军 周剑琴 王成江 吴立斌
姜 力 张丽娜 霍祥华 隋永莉 葛 华
娄玉华 周立峰 虞雪峰 刘喜才 郑玉刚
李丽君

目 次

1	总 则	(1)
2	术 语	(2)
3	基本规定	(3)
4	材料验收及保管	(5)
4.1	一般规定	(5)
4.2	管子验收	(5)
4.3	管道附件验收	(6)
4.4	阀门验收	(7)
4.5	焊接材料验收	(8)
4.6	防腐、保温材料验收	(8)
4.7	保管	(8)
5	交接桩与放线	(10)
5.1	交接桩	(10)
5.2	放线	(10)
6	施工便道修筑与作业带清理	(13)
6.1	施工便道修筑	(13)
6.2	作业带清理	(14)
7	防腐管运输及布管	(15)
7.1	运输	(15)
7.2	布管	(15)
8	管道组对、安装	(17)
8.1	一般规定	(17)
8.2	钢管切割及坡口加工	(17)
8.3	管道组对及安装	(17)

8.4	补偿器安装	(20)
8.5	支吊架安装	(21)
9	钢管焊接及焊缝质量检验	(22)
9.1	一般规定	(22)
9.2	焊接	(22)
9.3	焊前预热及焊后热处理	(22)
9.4	焊缝返修	(23)
9.5	质量检验	(23)
10	管道防腐保温及补口补伤	(26)
10.1	一般规定	(26)
10.2	管道防腐补口及补伤	(26)
10.3	管道保温层补口及补伤	(26)
11	管沟开挖	(28)
11.1	一般规定	(28)
11.2	管沟	(28)
11.3	开挖	(29)
11.4	验收	(30)
12	管道下沟及管沟回填	(31)
12.1	一般规定	(31)
12.2	管道下沟	(31)
12.3	管沟回填	(32)
13	清管、测径及试压	(35)
13.1	一般规定	(35)
13.2	清管及测径	(36)
13.3	管道的强度及严密性试验	(37)
14	管道干燥	(39)
15	管道附属工程	(40)
15.1	线路阀室	(40)
15.2	阴极保护	(40)

15.3	里程桩、转角桩、测试桩埋设	(40)
15.4	锚固墩	(41)
15.5	穿越地下管、线缆	(41)
15.6	水工保护与水土保持	(41)
16	交工验收	(43)
	本规范用词说明	(44)
	引用标准名录	(45)
	附:条文说明	(47)

Contents

1	General Provisions	(1)
2	Terms	(2)
3	Basic Requirement	(3)
4	Acceptance and Storage of Materials	(5)
4.1	General Requirement	(5)
4.2	Acceptance of Pipes	(5)
4.3	Acceptance of Pipe Accessories	(6)
4.4	Acceptance of Valves	(7)
4.5	Acceptance of Welding Materials	(8)
4.6	Acceptance of Anti-corrosive and Thermal Insulation Materials	(8)
4.7	Storage	(8)
5	Delivery-receiving Stake and Survey and Setting-Out	(10)
5.1	Delivery-receiving Stake	(10)
5.2	Survey and Setting-out	(10)
6	Cleaning of Operation Zone and Construction of Access Road	(13)
6.1	Construction of Access Road	(13)
6.2	Cleaning of Operation Zone	(14)
7	Transportation and Anti-corrosive Pipe Laying	(15)
7.1	Transportation	(15)
7.2	Pipe Laying	(15)
8	Pipe Pairing and Installation	(17)

8.1	General Requirement	(17)
8.2	Beveling or Cutting of Steel Pipes	(17)
8.3	Pipe Pairing and Installation	(17)
8.4	Installation of Compensators	(20)
8.5	Installation of supports and hangers	(21)
9	Steel pipe Welding Quality Inspection	(22)
9.1	General Requirement	(22)
9.2	Welding	(22)
9.3	Welding Preheating and Postweld Heat Treatment	(22)
9.4	Weld Repair	(23)
9.5	Quality Inspection	(23)
10	Repair of Anti-corrosion and Thermal Insulation of Pipe	(26)
10.1	General Requirement	(26)
10.2	Repair of Anti-corrosion of Pipe	(26)
10.3	Repair of Thermal Insulation of Pipe	(26)
11	Pipe Trench Excavation	(28)
11.1	General Requirement	(28)
11.2	Pipe Trench	(28)
11.3	Pipe Trench Excavation	(29)
11.4	Pipe Trench Acceptance	(30)
12	Pipe Lowering-in and Trench Backfilling	(31)
12.1	General Requirement	(31)
12.2	Pipe Lowing-in	(31)
12.3	Trench Backfilling	(32)
13	Pigging, Diameter Measurement and Pressure Test	(35)
13.1	General Requirement	(35)
13.2	Pigging and Diameter Measurement	(36)

13.3	Pipe Strength and Leak Test	(37)
14	Pipeline Drying	(39)
15	Pipeline Ancillary Works	(40)
15.1	Line Valve Box	(40)
15.2	Cathodic Protection	(40)
15.3	Embedment of Mileage Stake, Corner Pile and Test Stake	(40)
15.4	Anchoring Pier	(41)
15.5	Acrossing of Pipes and Cables Underground	(41)
15.6	Hydraulic Protection and Soil and Water Conservation ...	(41)
16	Delivery and Acceptance	(43)
	Explanation of Wording in This Code	(44)
	List of Quoted Standards	(45)
	Addition; Explanation of Provisions	(47)

1 总 则

1.0.1 为规范油气田集输管道工程的施工,确保工程施工质量和安全,制定本规范。

1.0.2 本规范适用于设计压力不大于 32MPa,设计温度为 $-20^{\circ}\text{C}\sim 360^{\circ}\text{C}$ 的陆上油田集输钢质管道和设计压力不大于 70MPa 的陆上气田集输钢质管道新建、改建和扩建工程施工。

本规范不适用于天然气中硫化氢体积含量大于或等于 5% 的气田集输管道工程的施工。

1.0.3 油气田集输管道工程的施工除应执行本规范外,尚应符合国家现行有关标准的规定。

2 术 语

2.0.1 油气田集输 oil-gas field gathering and transportation

在油气田内,将油、气井采出的原油和天然气汇集、处理和输送的全过程。

2.0.2 采油管道 oil flow pipeline

对自井口装置节流阀至站之间油气进行收集输送的管道。

2.0.3 集油管道 crude gathering pipeline

在油田内,对自油气计量分离器至有关站和站之间输送气液两相或未经处理的液流进行收集输送的管道。

2.0.4 采气管道 gas flow pipeline

对自井口装置节流阀至一级油气分离器气体进行收集输送的管道。

2.0.5 集气管道 gas gathering pipeline

对油气田内部自一级油气分离器至天然气的商品交换点之间的进行输送的管道。

2.0.6 接转站 pumping stations

在油田、油气收集系统中,以液态增压为主的站,也称转油站或接收站。

2.0.7 公称压力(PN) nominal pressure

用以确定管子、管件、阀门、法兰等耐压能力的标准压力,以PN表示,单位MPa。

3 基本规定

3.0.1 承担油气田集输管道工程施工的企业,应具有国家主管部门认定的施工企业资质。

3.0.2 施工单位应具有健全的质量管理体系和职业健康、安全及环境管理体系。

3.0.3 油气集输管道等级分类应符合下列规定:

- 1 压力小于或等于 1.6MPa 的管道为低压管道;
- 2 压力大于 1.6MPa 且小于 10MPa 的管道为中压管道;
- 3 压力大于或等于 10MPa 且小于或等于 70MPa 的管道为

高压管道。

3.0.4 油田集输应包括下列管道:

- 1 采油、注水、注汽井、注聚合物等的井场工艺管道;
- 2 井口、计量站、计量接转站(或转油站)、联合站之间的输送原油、工作压力不大于 1.6MPa 的石油伴生气、注水、注聚合物、动力液、稀释油、活性水、含油污水及其混合物的管道;
- 3 联合站与油田内油库、输油首站间的输油管道;
- 4 注蒸汽管道、蒸汽管道和采油伴热管道等热采系统管道及其附件安装。

3.0.5 气田集输应包括下列管道:

- 1 由气井采气树至天然气净化厂或外输首站之间的采气管道、集气支线、集气干线;
- 2 由气井直接到用户门站的管道;
- 3 井口回注水管道、注气管道、注醇管道、燃料气管道;
- 4 井场工艺管道;
- 5 储气库工程注采支、干线管道。

3.0.6 油气田集输管道穿、跨越工程的施工应分别符合现行国家标准《油气输送管道穿越工程施工规范》GB 50424、《油气输送管道跨越工程施工规范》GB 50460 的有关规定。

3.0.7 油田注水、注聚合物管道施工应符合现行行业标准《油田注水工程施工技术规范》SY/T 4122 的有关规定。

3.0.8 非金属管道工程的施工应符合现行行业标准《非金属管道设计、施工及验收规范》SY/T 6769 的有关规定。

4 材料验收及保管

4.1 一般规定

4.1.1 管道组成件的验收,应按设计文件或国家现行标准的规定执行,应具有制造厂的质量证明文件。管材质量证明文件若为复印件时应加盖供货商的有效印章。当对管道组成件的质量有疑问时,应进行复验,复验不合格者不得使用。

4.1.2 不锈钢、低温钢、耐热钢等合金钢管道组成件材质复查方法应采用半定量光谱分析或其他方法;复查的抽样数量应按相同炉批号的5%,且不少于一个管道组成件,若有一个不合格,应加倍抽查,仍有不合格时不得使用,并应做好标记。

4.1.3 设计文件若有低温冲击值要求,管道组成件的质量文件应具有低温冲击韧性试验报告,且应满足设计要求。

4.1.4 钢管及管件经检查发现表面缺陷,可修磨,修磨后的实际壁厚不得小于管子公称壁厚的90%,且不得小于设计文件中规定的负偏差。

4.1.5 运至现场的防腐管及保温管应进行验收,并应核对钢管材质证明书、防腐管质量证明书以及防腐管的标识等。核对后应办理交接手续。

4.1.6 当选用新材料时,新材料的性能应符合设计要求。

4.2 管子验收

4.2.1 钢管在使用前应进行外观检查,其表面应无裂纹、夹杂、折叠、重皮、电弧烧痕、变形或压扁等缺陷,且不应有超过管道壁厚负偏差的锈蚀和机械损伤。

4.2.2 钢管复验应符合国家现行有关标准要求。钢管有下列情

况之一时应进行复验：

- 1 质量证明书与到货钢管上的标识不符或钢管无标识者；
- 2 质量证明书数据不全或对其有怀疑者；
- 3 设计或标准要求复验的钢管；
- 4 高压管道的钢管应按炉批号数量的 5% 且不少于 1 根进行复验。

4.2.3 高压管道钢管应逐根进行外观验收。

4.2.4 钢管复验过程中,对不合格的项目进行加倍复验时,复验的试样应在相同炉批号的其他钢管上截取。

4.2.5 非金属管质量应符合现行行业标准《非金属管道设计、施工及验收规范》SY/T 6769 的相关规定。现场验收应按每一批号数量的 5%,且不少于 1 根进行外观检查。

4.3 管道附件验收

4.3.1 管件的结构型式、外形尺寸、坡口、产品标识及技术要求应符合国家现行标准的规定。

4.3.2 管件应逐个进行外观检查,且应符合下列规定：

- 1 表面应无裂纹、夹杂、折皱、过烧等缺陷；
- 2 不得有超过壁厚负偏差的锈蚀和凹坑。

4.3.3 冷弯弯管壁厚最大减薄率不应大于公称壁厚的 9%,弯管弧任意处圆度不应大于 2.5%,弯曲角度最大偏差为 $\pm 0.5^\circ$ 。

4.3.4 热煨弯管弯曲处的壁厚减薄率应小于公称壁厚的 10%,且不应小于管壁负偏差,两端直管圆度不应大于 1%,其他部位圆度不应大于 2.5%。

4.3.5 螺栓的螺纹应完整,无伤痕、毛刺等缺陷,且应配合良好,无松动或卡涩现象。合金钢螺栓应采用半定量光谱分析方法对材质逐件进行复验。

4.3.6 金属垫片的表面应无裂纹、毛刺、凹槽、径向划痕及锈斑等缺陷,其加工尺寸、精度、粗糙度应符合设计文件选用的规定。

4.3.7 绝缘接头或绝缘法兰质量证明文件内容应至少包含水压压力循环(疲劳)试验、水压加弯矩试验、绝缘电阻试验、电绝缘强度试验等报告。绝缘接头和绝缘法兰安装前应进行水压试验,试验压力应为设计压力的 1.5 倍,稳压时间应为 5min,以无渗漏为合格,擦干残余水后,应用 500V 兆欧表进行绝缘检测,其绝缘电阻应大于 $2M\Omega$ 。

4.4 阀门验收

4.4.1 阀门的型号、规格应符合设计要求。阀门应有产品合格证。电动阀门、气动阀门、气液联动阀门还应有产品使用说明书。

4.4.2 阀门安装前应逐个对阀体及袖管进行外观检查,阀门铭牌及标识应清晰完整,阀体应无裂纹、砂眼等缺陷,阀门袖管表面质量应符合钢管生产国家现行标准规定。阀杆、法兰密封面应平整光滑,阀杆螺纹应无毛刺或碰痕,传动机构应操作灵活、指示正确。

4.4.3 阀门安装前,应逐个进行强度及严密性试验。不合格阀门不得使用。

4.4.4 阀门试压应符合下列规定:

1 试压用压力表精度不应低于 0.4 级,并应经检定合格。

2 阀门应用洁净水为介质进行强度和密封试验。强度试验压力应为公称压力的 1.5 倍,稳压时间应为 5min,壳体、垫片、填料等不渗漏、不变形、无损坏,压力不降为合格。密封试验压力应为公称压力,稳压时间应为 15min,无内漏、压力不降为合格。

3 阀门进行强度试压时,球阀应全开,其他阀门应半开半闭。阀体上的安全阀不得参与强度试压。密封试压时应在阀门关闭条件下进行。手动阀门应在单面受压条件下开启,应检查手轮的灵活性和填料处的渗漏情况;电动阀门应按要求调好限位开关,试压运转后,阀门的两面均应进行单面受压条件下的开启,开启压力不应小于设计压力。试压过程中应检查包括注脂孔、安全孔等处的阀门泄漏情况。

4 截止阀、止回阀应按流向进行严密性试验。

5 阀门试压合格后,应排除内部积水(包括中腔),密封面应涂保护层,应关闭阀门、封闭出入口,并应填写阀门试压记录。

6 应按出厂说明书检查液压球阀驱动装置,压力油面应在油标三分之二处,各部驱动应灵活。

7 安全阀应由具有检验资质的机构按设计规定的压力进行校验,并应打好铅封,出具相应的证书。

4.4.5 需要做低温密封试验的阀门,应有制造厂的低温密封试验合格证明书。

4.5 焊接材料验收

4.5.1 焊接材料的质量证明文件应齐全,型号、规格应符合焊接工艺规程或设计文件的规定,包装应符合国家现行有关标准的规定。

4.5.2 当对焊接材料质量有疑问时,应进行复验。

4.6 防腐、保温材料验收

4.6.1 防腐、保温材料的牌(型)号、性能应符合设计要求和国家现行有关标准的规定,应具有质量证明文件。

4.6.2 防腐、保温材料应包装完好,标识齐全,并应在有效期内使用。

4.6.3 防腐、保温材料应按设计要求或国家现行有关标准的规定进行抽查复验,复验结果应达到设计文件或国家现行有关标准的要求。

4.7 保 管

4.7.1 材料应按产品说明书的要求妥善保管,存放过程中不应出现锈蚀、变形、老化或性能下降。易燃、易爆物品的库房应配备消防器材。

- 4.7.2** 防腐保温材料及焊接材料应存放在库房中,其中环氧粉末、焊材应存放在通风、干燥的库房。
- 4.7.3** 钢管、管件、阀门等材料应分类存放,存放场地应平整、无石块,地面不得积水。存放场地应保持1%~2%的坡度,并应设有排水沟。在存放场地内应修筑汽车、吊车进出场的道路,场地上方应无架空电力线。
- 4.7.4** 钢管及附件保管过程中不得混淆或损坏,其标记应明显清晰。材质为不锈钢或有色金属的管道组成件,在储存期间不得与碳素钢、低合金钢接触。
- 4.7.5** 阀门宜原包装存放,存放时应采取防水措施。
- 4.7.6** 防腐管应同向分层码垛堆放,堆放高度应保证管子不失稳变形、不损坏防腐层。不同规格、材质的防腐管应分开堆放。每层防腐管之间应垫放软垫,最底层的管子下宜铺垫。管子距地面的距离应大于50mm,底层的防腐管应固定。
- 4.7.7** 保温管堆放时不应损伤保温层。

5 交接桩与放线

5.1 交接桩

- 5.1.1** 施工前应进行设计交底,并进行现场交桩。交接桩应至少包括测量桩、控制桩、水平转角桩等,并出具交桩设计资料。
- 5.1.2** 接桩前应准备好木桩、白石灰、皮尺、记录笔、油漆等,并做好交接桩记录。
- 5.1.3** 施工单位应按设计线路平面图、纵断面图进行复查,丢失的桩应补齐。

5.2 放线

- 5.2.1** 施工单位宜根据管线纵断面设计编制管线施工测量成果表。测量成果表的内容应包括:桩号、水平距离、里程(水平)、水平角度、地面高程、沟底设计高程、挖深、沟底实长、纵向角、管中心实长、管材规格及防腐绝缘等级。
- 5.2.2** 放线前应做好线路中心桩的移置,增设控制桩,并做好保护。
- 5.2.3** 管沟开挖前应根据设计图或管道测量成果表进行放线,放出管子布放中心线、临时占地边界线及管沟开挖线。
- 5.2.4** 放线时,当管道规格材质及防腐绝缘等级发生变化时,应在分界点做出明显标识。
- 5.2.5** 当采用沟上机械化施工时,单根管道施工作业带宽度宜按下列公式计算:

$$L = A + C + D_m + y + 15 \quad (5.2.5-1)$$

$$A = B + 2h/i \quad (5.2.5-2)$$

$$B = D_m + K \quad (5.2.5-3)$$

$$C = \lambda Ah \quad (5.2.5-4)$$

- 式中 L ——作业带宽度(m);
 A ——管沟上口宽(m);
 B ——管沟底宽(m);
 C ——土堆宽度(m);
 h ——管沟深度(m);
 i ——坡度,按表 11.2.2 取值;
 D_m ——钢管的结构外径(包括防腐、保温层的厚度)(m);
 K ——沟底加宽余量(m),按表 5.2.6 取值;
 y ——安全距离(m),按项目规定取值;
 λ ——系数,取 1.5~2,根据现场土质确定。

5.2.6 沟底加宽余量 K 值应符合表 5.2.6 的规定:

表 5.2.6 沟底加宽余量 K 值(m)

条件因素	沟上焊接				沟下焊条电弧焊接			沟下半自动焊接处管沟	沟下焊接弯头、弯管及连头处管沟	
	管沟		岩石 爆破 管沟	变头, 冷弯 管处 管沟	管沟		岩石 爆破 管沟			
	沟中 有水	沟中 无水			沟中 有水	沟中 无水				
K 值	沟深 3m 以内	0.7	0.5	0.9	1.5	1.0	0.8	0.9	1.6	2.0
	沟深 3m~5m	0.9	0.7	1.1	1.5	1.2	1.0	1.1	1.6	2.0

注: 1 当采用机械开挖管沟时,如计算的沟底宽度小于挖斗宽度,沟底宽度应按挖斗宽度计算。

2 采用沟下焊接工艺时,当管线外径大于或等于 300mm 时, K 不应小于 1.2m。

5.2.7 采用沟下组焊或沟上非机械化组焊的单管施工作业带宽度应符合表 5.2.7 的规定。

表 5.2.7 单管施工作业带宽度

管径 DN (mm)	施工作业带最大占地宽度(m)
$DN \leq 200$	12
$200 < DN \leq 400$	16
$DN > 400$	18

5.2.8 当同沟敷设多条管道时,施工作业带的宽度应在本规范第 5.2.5 条规定的占地宽度基础上,每增加一条管道,施工带增加宽度应为该单管道外径的 5 倍与管道间距之和。

5.2.9 对于河流、铁路、公路等穿(跨)越地段及地下水丰富和管沟挖掘深度超过 5m 的地段、运管车掉头、山区施工地段等,应根据实际需要确定作业带的宽度。

6 施工便道修筑与作业带清理

6.1 施工便道修筑

6.1.1 便道的修筑应选择在施工作业带内或利用已有道路进行加宽加固。

6.1.2 便道应平坦,并应具有足够的承载能力。便道的宽度宜大于4m,并应与公路平缓接通,宜每2km设置1个会车处。弯道和会车处的路面宽度宜大于10m,弯道的转弯半径宜大于18m,并应能保证施工车辆和设备的行驶安全。

6.1.3 便道通过小河、沟渠时,应校核桥涵承载能力,应保证满足运管及设备搬迁的要求,如不能满足要求,应根据现场情况采取修筑临时性桥涵或加固原桥涵措施。

6.1.4 便道通过地下管道、线缆、沟渠等地下构筑物或设施时,应采取保护措施。

6.1.5 陡坡地带的便道修筑宜进行降坡处理,也可采取修“Z”字路等措施。当纵向坡度大于 30° 时,应采用人工修筑,宜每隔60m修筑适宜的设备停放台。

6.1.6 在沙漠地区修筑施工便道、通道时,宜采取铺垫、平整及压实等措施提高地面承载力,确保施工机具的通行。

6.1.7 当在水田或高水位地段修筑施工便道时,应采取降低水位或相应地基处理措施。

6.1.8 当管道横坡敷设时,施工便道的修筑应根据土壤的性质和坡度编制施工方案,报有关部门批准后实施,并应符合下列规定:

1 当横坡坡角 δ 小于 15° 时,宜直接在斜坡上推挖土方填到低洼处形成台基,作为施工作业带和施工机具行驶的道路。

2 当横坡坡角 δ 小于 30° 且大于或等于 15° 时,宜直接向坡高

处推挖,平整出施工作业带和施工便道,供施工设备及运管车通行使用。

3 当横坡坡角 δ 大于或等于 30° 时,应修建钢桩或用毛石等砌筑挡土墙做临时性保护,并应制定专项施工方案。

6.1.9 在山脊或坡上修筑施工便道时,可采用松动爆破或定向爆破方法,不宜采用抛掷爆破方法。

6.2 作业带清理

6.2.1 施工前,应将施工作业带内的建(构)筑物、堆放物及其他地面附着物进行清理,并加以平整,保证施工作业机械行驶和管道施工。

6.2.2 在作业带清理前,施工单位应做好地下交叉穿越电(光)缆、管道的保护与标识。

6.2.3 地势低洼地区应具备可靠的排水抗洪措施。

6.2.4 沙漠地区作业带清理应紧密结合管线的组焊、挖沟、回填等工序。作业带清理与管线组焊和下沟回填时间间隔不宜过长,宜超前下道工序 1.5km~2km。

7 防腐管运输及布管

7.1 运 输

7.1.1 钢管装卸应使用不损伤管口的专用吊具。弯管应采取吊管带装卸,不得损伤防腐层。

7.1.2 在行车、吊装、装卸过程中,施工机具和设备与架空电力线路安全距离应符合表 7.1.2 的规定。

表 7.1.2 施工机具和设备与架空电力线路安全距离

电力线路电压 η (kV)	<1	1~35	60	110	220	330	>330
安全距离(m)	>1.5	>3	>5.1	>5.6	>6.7	>7.8	>0.01(η -50)+5

7.1.3 钢管的运输应符合国家相关部门的规定。拖车与驾驶室之间应设置止推挡板,立柱应牢固。

7.1.4 装车前,应核对管子的防腐等级、材质、壁厚,不同防腐等级、材质、壁厚的管子不宜混装。

7.1.5 运输防腐管时应捆扎牢固,并应对防腐层采取保护措施。防腐管与车架或立柱之间、防腐管之间、防腐管与捆扎绳之间应设置橡胶板或其他软质材料衬垫。捆扎绳外应套橡胶管或其他软质套管。弯管运输应采取固定措施。

7.2 布 管

7.2.1 布管宜采用吊管机、拖车、爬犁等机械运输,不得在地面直接拖管或滚管。

7.2.2 当布管时,应按管口级配、防腐等级标识布管,相邻两管口圆周之差不应大于 5mm,宜根据设计文件将热煨弯头、冷弯管拉运摆放到位。

7.2.3 当在沟上组焊时,钢管应沿放出的布管线布管。

7.2.4 当在沟下组焊时,宜采用机械运管,沿施工作业带运到指定的位置,宜用吊管机将管子吊放到管沟中,不得推管下沟。

7.2.5 当布管时,防腐管不得直接置于坚硬地面或石块上。防腐管下应加软质垫层,其高度应满足组装及安全要求。

7.2.6 坡度较大的地带应采取稳固钢管措施,防止钢管滑动。

7.2.7 当采用沟上布管及组装焊接时,布放管道的边缘至拟开挖管沟上口边缘应保持一定的安全距离。

7.2.8 软质垫层中心连线(组装管道中心)至管沟中心线(线路中心)的距离应按下列公式计算:

$$S \geq D_m + K/2 + a + y \quad (7.2.8-1)$$

$$a = h/i \quad (7.2.8-2)$$

式中: S ——软质垫层中心至管沟(线路)中心的距离(m);

D_m ——钢管的结构外径(m);

K ——沟底加宽余量(m);

a ——管沟边坡的水平投影距离(m);

y ——安全距离,按项目规定取值(m);

h ——沟深(m);

i ——边坡系数。

8 管道组对、安装

8.1 一般规定

- 8.1.1 热煨弯管不得切割使用。
- 8.1.2 冷弯管的加工及验收应符合设计要求的规定,且不得切割使用。
- 8.1.3 在管道管端发生变形后,在组对前应先进行校圆;校圆时不应采用加热或人工敲打的方法。对不能校圆的管端应割除。
- 8.1.4 坡口形式和组对间隙应符合焊接工艺规程的要求。
- 8.1.5 管道焊缝上不得开孔,开孔位置与焊缝间距不得小于100mm。
- 8.1.6 阀门及法兰螺栓应采用扭力扳手进行紧固。

8.2 钢管切割及坡口加工

- 8.2.1 钢管的切割宜采用机械法切割,切口表面质量应符合下列要求:
 - 1 切口表面应平整,不得有裂纹、重皮、凹凸、熔渣、毛刺、氧化铁等;
 - 2 管口端面倾斜度不应大于钢管外径的1.0%,且不得大于3mm。
- 8.2.2 管壁厚度大于或等于3.0mm时,应按焊接工艺规程的规定加工坡口。

8.3 管道组对及安装

- 8.3.1 管道组对前应清除钢管内的积水、泥土、石块等杂物。应将管端内外20mm范围内的油污、铁锈等清除,直至露出金属

光泽。

8.3.2 管道转角应符合设计要求。当设计无规定,且管道转角小于或等于 3° 时,宜采用弹性敷设;转角大于 3° 时,应采用弯头(管)连接。

8.3.3 不同壁厚的管道、管件组对时,厚壁端应按焊接工艺规程要求作过渡削薄处理。

8.3.4 直管相邻环焊缝间距应大于管径的1.5倍,且不应小于100mm。

8.3.5 组对时钢管的制管焊缝应错开,错开距离不应小于100mm的弧长。

8.3.6 有加固环的管道,加固环的接口与管道主管焊缝的错开距离不应小于100mm。加固环与管道环形焊缝间距不应小于100mm。

8.3.7 管道组对应采用对口器。当使用内对口器组对时,应在完成根焊道之后撤出对口器;当使用外对口器组对时,在撤出对口器之前,应至少完成50%的焊道长度,且根焊道应均布在管子圆周上。

8.3.8 当管道壁厚小于16mm时,管道组对错边量应小于1.6mm;当管道壁厚大于或等于16mm时,管道组对错边不应大于管端壁厚的10%,且不应大于2mm,局部错边不应大于3mm,错边应沿圆周均匀分布。

8.3.9 管道上的伴热管安装应符合下列要求:

1 外伴热管应安装在主管道下方沿 45° 方向,且应与主管紧贴,间隙不应超过10mm,并应有可靠的固定件。

2 外伴热管的热补偿器设置应符合设计要求。

8.3.10 当管道安装工作有间断时,应将组焊完毕的管道端口临时封堵。

8.3.11 对同沟敷设的管道,宜符合下列要求:

1 宜采用先大管径管道,后小管径管道的施工顺序;

2 宜采用先金属管道,后非金属管道的施工顺序。

8.3.12 埋地管道中相邻而方向相反的两个弯管之间,宜增加连接过渡直管段。

8.3.13 法兰密封面应与管道中心线垂直。法兰密封面偏移(图 8.3.13)应符合下列要求:

1 当管道公称直径小于或等于 200mm 时,垂直偏差 t 应小于或等于 1mm;

2 当管道公称直径大于 200mm 时,垂直偏差 t 应小于或等于 1.5mm。

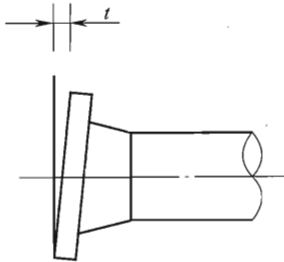


图 8.3.13 法兰密封面偏移示意

8.3.14 阀门的安装应符合下列要求:

1 阀门安装前应按设计文件检查其型号、规格、压力等级和试压合格标识,并按介质流向确定其安装方向。应检查电动阀门的传动装置和电动机的密封、润滑部分,使其传动和电气部分灵活,并应调试好限位开关。

2 阀门在安装时应保护手轮,并应防止其遭受碰撞或冲击。手轮和执行机构均不得作为吊点。

3 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。当阀门与管道以焊接方式连接时,阀门不得关闭,且应采取散热措施。

4 阀门安装时应预先安装支架,不得将阀门的重量附加在管道上。

5 安全阀、双闸板阀应垂直安装。水平管道上的单闸阀门阀杆应安装在上半周范围内。

6 同一平面安装的阀门应排列整齐,同一平面或间距偏差不应大于 5mm。

7 法兰螺栓应符合设计要求,安装方向应一致,紧固应对称、均匀、松紧适当。螺纹应外露 0~3 个螺距,并应加以保护。

8 阀门安装除应符合本规范规定外,还应符合现行行业标准《阀门的检查与安装规范》SY/T 4102 的有关规定。

9 法兰连接应与管道同心,并应保证螺栓自由穿入。法兰螺栓孔应跨中安装。法兰间应保持平行,其偏差不得大于法兰外径的 1.5%,且不得大于 2mm。不得用强紧螺栓的方法消除歪斜。

8.4 补偿器安装

8.4.1 补偿器的安装应在管道直管段就位后开始施工。

8.4.2 补偿器安装前,应按设计要求或产品说明书规定的数值进行预拉伸(压缩),预拉伸(压缩)量的允许偏差应为 $\pm 10\text{mm}$ 。

8.4.3 埋地管道补偿器上下游各 2m 范围内,不应用较硬的土质。

8.4.4 管道“ Π ”形补偿器宜选用整根管煨制,如需接口,其焊口位置应符合设计要求。设计无规定时,焊口位置宜选在垂直管段等弯矩较小的部位。

8.4.5 “ Π ”形补偿器安装应符合下列要求:

- 1 敷设于冻土地带的补偿器,应水平安装在不冻层内;
- 2 水平安装时,垂直臂应水平放置,水平臂应与管道坡度相同;
- 3 垂直安装时,不得在弯管处安装放气管和排水管;
- 4 补偿器处滑托的预偏移量应符合设计要求。

8.5 支吊架安装

8.5.1 管道支架应平整、牢固,位置应正确,标高应符合设计要求。

8.5.2 管道支、吊架的焊接应符合设计要求。管道与管托等焊接后,在管壁上不得有电弧烧伤、焊疤、咬边等现象。

8.5.3 管道导向支架的导向接合面应平整、洁净、接触良好,不得有倾斜和卡涩现象。

8.5.4 管道安装时,不宜使用临时性的支、吊架;如使用,应做标记,其位置应避开正式支、吊架位置。管道安装完毕后,应拆除临时支、吊架。

8.5.5 固定支架应按设计要求安装,并应在补偿器预补偿前固定。

8.5.6 当保温管道支、吊架和管托施工时,应留出保温操作空间。

8.5.7 管道固定、滑动支架安装的允许偏差应符合表 8.5.7 的规定。

表 8.5.7 管道固定、滑动支架安装允许偏差(mm)

检查项目	支架中心点 平面坐标	支架标高	两个固定支架间的其他支架中心线		垂直度
			距固定支架每 10m 处	中心线	
允许偏差	25	-10	5	25	5‰H

注: H 为支架高度。

9 钢管焊接及焊缝质量检验

9.1 一般规定

- 9.1.1 焊工及无损检测人员应具有相应的资格证书,且应持证上岗。
- 9.1.2 焊接工艺评定应符合设计要求或国家现行相关标准要求。
- 9.1.3 施工单位应根据工程的实际情况和焊接工艺进行评定,并应编制焊接工艺规程。
- 9.1.4 焊接设备仪表及检验器具应经计量检定合格,且应在有效期内使用。
- 9.1.5 焊口应有标识,且应具有可追溯性。

9.2 焊 接

- 9.2.1 焊工应按焊接工艺规程进行施焊。
- 9.2.2 采用多层焊时,相邻焊层的接头位置应错开 20mm~30mm,每层焊道上的氧化皮和熔渣清除干净后,方可进行下道焊接。并应保证规定的焊接层间温度。
- 9.2.3 当有下列情况之一且未采取有效防护措施时,不得施焊:
 - 1 雨天或雪天;
 - 2 大气相对湿度超过 90%;
 - 3 气体保护焊时,风速超过 2m/s;低氢焊条电弧焊时,风速超过 5m/s;纤维素焊条电弧焊时,风速超过 8m/s;药芯焊丝自保护焊时,风速超过 8m/s;
 - 4 环境温度低于焊接工艺规程中规定的温度。

9.3 焊前预热及焊后热处理

- 9.3.1 要求焊前预热的管道,预热应符合下列要求:

- 1 焊前预热应按焊接工艺规程执行；
 - 2 预热范围应为坡口中心两侧各不小于壁厚的 3 倍，且不应小于 25mm，有淬硬倾向或易产生延迟裂纹的材料，两侧各不小于壁厚的 5 倍，且不小于 75mm；
 - 3 预热管口受热均匀。
- 9.3.2 要求焊后保温或热处理的管道应符合下列要求：
- 1 焊后保温和热处理应按设计文件或焊接工艺规程的规定执行，宜采用程控电加热器进行预热和保温；
 - 2 热处理加热范围应为焊口两侧各大于焊缝宽度的 3 倍，且不应小于 25mm，加热区以外的 100mm 范围应予保温；
 - 3 同一焊道热处理次数不应超过 2 次。
- 9.3.3 焊后热处理报告应包含热处理曲线、焊缝编号、热处理日期等内容，热处理操作者应签名。
- 9.3.4 焊缝热处理后应进行硬度检查，当设计无规定时，碳素钢焊缝及热影响区硬度值不宜大于母材硬度值的 120%，合金钢焊缝及热影响区硬度值不宜大于母材硬度值的 125%。

9.4 焊缝返修

- 9.4.1 焊缝返修应由合格焊工按相应的焊接返修工艺规程进行。
- 9.4.2 焊缝返修前应彻底清除焊缝缺陷。
- 9.4.3 要求焊后热处理焊缝，返修必须在热处理之前进行。
- 9.4.4 根部焊缝同一部位应只返修一次，其他焊缝同一部位返修不得超过两次。如返修不合格，应将不合格焊缝割除，重新组对、焊接。
- 9.4.5 焊缝返修应做好记录，焊缝返修记录应至少包括缺陷性质、返修工艺、返修次数、返修时间等内容。

9.5 质量检验

- 9.5.1 每道焊缝完成后应进行焊缝外观质量检验，焊缝外观应符合

合下列要求：

- 1 焊缝表面不得有裂纹、气孔、凹陷、夹渣及熔合性飞溅。
 - 2 焊缝宽度每侧应超出坡口 1.0mm~2.0mm。
 - 3 焊缝表面不应低于母材表面，并应符合下列要求：
 - 1) 当采用上向焊时焊缝余高不得超过 3mm；
 - 2) 当采用下向焊时焊缝余高不得超过 2mm，局部不得超过 3mm，连续长度不得大于 50mm，余高超过 3mm 时，应进行打磨，打磨后应与母材圆滑过渡，但不得伤及母材。
 - 4 咬边深度不应大于管壁厚的 12.5%，且不应超过 0.5mm。在焊缝任何 300mm 连续长度中，累计咬边长度不得大于 50mm。
- 9.5.2 焊缝无损检测应在外观质量检验合格后进行。
- 9.5.3 不能进行超声波或射线检测的焊缝，应按现行行业标准《石油天然气钢质管道无损检测》SY/T 4109 的有关规定进行渗透或磁粉探伤。
- 9.5.4 焊缝无损检测的方法、比例及合格等级要求应按设计规定执行；当设计无明确规定时，无损检测抽查比例及合格等级应符合表 9.5.4 的规定。检测结果应符合现行行业标准《石油天然气钢质管道无损检测》SY/T 4109 的有关规定。

表 9.5.4 无损检测抽查比例及合格等级

设计压力 P (MPa)	超声波探伤		射线探伤	
	抽查比例(%)	合格级别	抽查比例(%)	合格级别
$P > 16$	100	Ⅱ	100	Ⅱ
$10.0 < P \leq 16$	100	Ⅱ	50	Ⅱ
$4.0 < P \leq 10.0$	100	Ⅱ	20	Ⅱ
$1.6 < P \leq 4.0$	100	Ⅱ	10	Ⅲ
$P \leq 1.6$	50	Ⅲ	5	Ⅲ

9.5.5 当管壁厚度小于 5mm、管径小于 50mm 时，应采用射线检测，检测抽查比例应为表 9.5.4 射线检测比例的 2 倍，合格级别应符合表 9.5.4 的要求。

9.5.6 不能试压的管道焊缝应进行 100% 超声波检测和射线检测,不等壁厚弯管与直管焊缝应进行 100% 射线检测。

9.5.7 当管道采用全自动焊时,宜进行 100% 全自动超声波检测,可不进行射线检测复查,其检测结果应符合国家现行有关标准的规定。

9.5.8 当无损检测复验不合格时,应对该焊工所焊的该类焊缝按不合格数量加倍检测,若检测仍不合格,应停止该焊工对该类焊缝的焊接工作,并应对该焊工所焊的该类焊缝全部进行射线复验。

10 管道防腐保温及补口补伤

10.1 一般规定

10.1.1 管道防腐层宜在预制场进行生产。防腐层的等级及结构、材料、生产工艺、质量检验、标识等应符合设计及国家现行有关标准的规定。

10.1.2 埋地管道保温宜采用硬质或半硬质保温层,且宜在预制场进行生产。埋地管道保温的结构、材料、生产工艺等应符合设计要求,并应符合国家现行有关标准的规定。

10.1.3 凡遇下列情况之一者,应采取有效防护措施,否则不应进行涂刷作业:

- 1 下雨、下雪、有雾;
- 2 环境温度低于 5°C 或高于 40°C ;
- 3 灰尘过多;
- 4 被涂表面温度高于 65°C ;
- 5 环境相对湿度大于 85% ;
- 6 钢管表面结露。

10.1.4 固定墩与管道连接的金属构件的防腐绝缘应符合设计要求,并应进行电火花检漏。

10.2 管道防腐补口及补伤

10.2.1 防腐管道的补口应在焊缝无损检测及焊口热处理合格后进行。

10.2.2 防腐管道的补伤应在埋地管道回填前完成。

10.3 管道保温层补口及补伤

10.3.1 管道保温应在钢管表面质量检验和防腐合格后进行,管

道保温处的杂物应清除干净。

10.3.2 工艺管道保温层应符合下列规定：

1 硬质和半硬质保温层，应进行外观抽样检查，外观检查应符合下列要求：

- 1) 长度允许偏差应为 $\pm 4\text{mm}$ ，保温层厚度允许偏差应为 $-1.5\text{mm}\sim 3.0\text{mm}$ ；
- 2) 不得有长度超过 30mm 、深度超过 7mm 的缺棱，也不得有长度超过 20mm 、深度超过 10mm 的缺角；
- 3) 管壳制品端部垂直度偏差不得超过全长的 2% ；
- 4) 不得有贯穿裂纹。

2 其他保温及保护层，应进行外观抽样检查。外观检查应符合下列要求：

- 1) 铁丝绑扎应牢固、充填应密实、应无严重凹凸现象；
- 2) 金属薄板保护层咬缝应牢固，包裹应紧凑；
- 3) 保温层玻璃布缠绕应紧密，采用外防腐不得露出玻璃布纹；
- 4) 石棉水泥保护层厚度应均匀，表面应光滑。

10.3.3 保温管道的补口、补伤应符合下列要求：

1 保温管道的补口应在管道防腐补口合格后进行。地上管道应在管道就位并固定后进行。管道的补口材料、结构形式、质量检验等应符合设计要求，并应符合国家现行有关标准规定。

2 保温管道的补伤可在就位前施工。补伤应符合设计要求，并应符合国家现行有关标准规定。当无设计规定时，应按以下要求执行：

- 1) 当保温层损伤深度大于 10mm 时，应将损伤处修整平齐、并按补口要求修补好保温层。
- 2) 当防护层有破口、漏洞和深度大于 0.5mm 的划伤等缺陷时，应进行修补。
- 3) 应逐个检查补伤处的外观质量，外观应平整、无空鼓、皱纹、翘边等缺陷。如检验不合格，应返工处理，直至合格。

11 管 沟 开 挖

11.1 一 般 规 定

11.1.1 管沟开挖应根据地质条件分别采用机械开挖、人工开挖、爆破开挖等方式。

11.1.2 管沟开挖前,应进行技术交底,交底内容应包括管沟开挖深度、边坡坡度、沟底宽度、弃土位置、验收要求、施工安全及标桩保护等。

11.1.3 危险性较大的开挖工程施工前应编制专项施工方案,对于超过一定规模的危险性较大的开挖工程,施工单位应组织专家对专项施工方案进行论证,并按项目管理规定审批程序进行审批。

11.1.4 管沟开挖前,应向施工人员说明地下设施的分布情况。在地下设施两侧 3m 范围内,应采用人工开挖,并应对地下设施给予必要的保护。对于光缆等重要地下设施,开挖前应征得有关部门同意,必要时应在监督下开挖。

11.1.5 管沟开挖过程中应采取防止塌方、洪水、影响交通等不利因素的措施。

11.1.6 爆破开挖宜在布管前完成。爆破作业应由有爆破资质的单位承担。爆破作业应制定安全措施,规定爆破安全距离,不应威胁到附近居民、行人以及地上、地下设施的安全。对于可能受到影响的重要设施,应事前通知有关部门和人员,并采取安全保护措施后方可爆破。

11.1.7 管沟开挖验收应由监理组织相关人员进行质量验收。

11.2 管 沟

11.2.1 管沟的开挖深度应符合设计要求。侧向斜坡地段的管沟

深度,应按管沟横截面的低侧深度计算。

11.2.2 管沟边坡坡度应根据土壤类别、载荷情况和管沟开挖深度确定。深度在 5m 以内管沟最陡边坡坡度(不加支撑)可按表 11.2.2 确定。

表 11.2.2 深度在 5m 以内管沟最陡边坡坡度(不加支撑)

土 壤 类 别	最陡边坡坡度		
	坡顶无载荷	坡顶有静载荷	坡顶有动载荷
中密的砂土	1 : 1.00	1 : 1.25	1 : 1.50
中密的碎石类土(填充物为砂土)	1 : 0.75	1 : 1.00	1 : 1.25
硬塑的粉土	1 : 0.67	1 : 0.75	1 : 1.00
中密的碎石类土(填充物为黏性土)	1 : 0.50	1 : 0.67	1 : 0.75
硬塑的粉质黏土、黏土	1 : 0.33	1 : 0.50	1 : 0.67
老黄土	1 : 0.10	1 : 0.25	1 : 0.33
软土(经井点降水)	1 : 1.00	—	—
硬质岩	1 : 0	1 : 0	1 : 0

11.2.3 多管同沟敷设时,沟底宽度应在单管沟底宽度的基础上,每增加一根公称直径小于 300mm 管道时,沟底宽度应按管径加 400mm 宽度增加。每增加一根公称直径大于或等于 300mm 管道时,沟底宽度应按管径加 600mm 宽度增加。

11.2.4 石方段管沟深度应符合设计文件要求,当设计无规定时管沟深度应加深 200mm。

11.2.5 冻土地段、淤泥地段、高地下水位地段的管沟,开挖前应进行试挖,确定合理的边坡比和沟底宽度后,再进行开挖。

11.3 开 挖

11.3.1 当一般地段管沟开挖时,应将挖出的土石方堆放到焊接施工对面一侧,堆土距沟边不应小于 1.0m。表层耕植土与下层土壤应分开堆放。

11.3.2 当开挖管沟时,应注意保护地下文物,一旦发现文物,首

先应保护现场,然后向当地主管部门报告。

11.3.3 当管道穿越道路、河流、居民密集区等的管沟开挖时,应采取设置警告牌、信号灯、警示物等安全措施。

11.3.4 当在地下水位较高地段挖沟时,应采取降水或排水措施,在水位下降后方可挖沟。

11.3.5 当在弯头(管)处和弹性敷设段开挖管沟时,可适当加宽管沟。

11.3.6 开挖成型的管沟,应按设计要求进行管沟复测。

11.4 验收

11.4.1 直线段管沟应顺直;曲线段管沟应圆滑过渡,曲率半径应符合设计要求。

11.4.2 管沟允许偏差应符合表 11.4.2 的规定。

表 11.4.2 管沟允许偏差

项 目	允许偏差(mm)
沟底标高	-50~100
沟底宽度	-100
变坡点位移	<1000

11.4.3 石方段管沟沟底不应有石块。

11.4.4 管沟开挖后,应及时验收,不符合要求时应及时修整。应做好管沟检查记录,验收合格后应及时办理工序交接手续。

12 管道下沟及管沟回填

12.1 一般规定

12.1.1 沟下组焊的管道在布管前应对管沟进行验收；当沟上组焊管道时，防腐保温补口合格完成后，下沟回填时间不宜超过一个月。一个作业(机组)施工段，沟上放置管道的连续长度不宜超过10km。

12.1.2 在下沟前，应复查管沟深度，沟内不得有塌方、石块、积水、冰雪等有损防腐层的异物。石方或戈壁段的管沟，应预先在沟底垫200mm厚细土。石方段细土的最大粒径不得超过10mm，戈壁段细土的最大粒径不得超过20mm，山区石方段管沟宜用袋装土做垫层。

12.1.3 在管道下沟前，管道防腐层应使用电火花检漏仪检查，如有破损或针孔应及时修补。检测电压应符合设计或国家现行有关标准的规定。

12.2 管道下沟

12.2.1 当沟上组焊的管道下沟时宜使用吊管机，吊具宜使用尼龙吊带或橡胶辊轮吊篮，不得使用钢丝绳。起吊点距管道环焊缝距离不得小于2m，起吊高度宜为1m。吊管机使用数量不宜少于3台，管道下沟吊点间距应符合表12.2.1的规定。

表 12.2.1 管道下沟吊点间距

钢管公称直径(mm)	100	150	200	250	300	350	400	450	500	600	700	800	900	1000
允许最大间距(m)	6	9	12	13	15	16	17	18	19	21	23	24	25	26

12.2.2 当管道下沟时,应避免与沟壁挂碰,必要时可在沟壁突出位置垫上木板或草袋,防止擦伤防腐层。管子应与沟底妥帖结合,局部悬空处应用细土填实。

12.2.3 当管道下沟时,应由专人统一指挥作业。下沟作业段的沟内不得有人,应采取措施防止管道滚沟。

12.2.4 管道下沟后应复测管顶标高,在竖向曲线段应对曲线的始点、中点和终点进行测量。

12.2.5 管道下沟后中心线的偏移不宜大于 250mm,埋深应符合设计要求。

12.2.6 管道下沟后连续段的允许悬空长度应符合表 12.2.6 的规定。

表 12.2.6 允许悬空长度

钢管公称直径(mm)	700~1000	600	500	400	350	300	250	200	≤150
悬空长(m)	≤12	≤10	≤8	≤6	≤5	≤4	≤3	≤2.5	≤2

12.2.7 对于沙漠地区、地下水位高、沼泽地区等地基承载力较差、管沟不易成型的地区,可采用单侧或双侧沉管下沟方法下沟。地下有障碍物地段不得采用沉管下沟法下沟。

12.2.8 当采用沉管下沟法时,应对下沟过程中管线受力状况进行受力分析,核算管线最危险截面的应力值,应力值小于管线最小许用应力值时,可采用沉管下沟法下沟。为减小管线附加应力,在开挖过程中,按管道下沟吊点最大允许间距缓慢开挖,最后采用人工开挖,使所开挖的管段缓慢下沟。

12.2.9 沉管下沟过程中,应采取防止管线防腐层损伤的防护措施。

12.2.10 在地下水位较高段沉管下沟时,应采取降水或排水措施。

12.3 管沟回填

12.3.1 一般地段管道下沟后应及时回填。回填前,如沟内积

水无法完全排除,在完成回填时,应使管子不致浮离沟底。在山区易冲刷地段、高水位地段、人口稠密区以及雨期施工等,应立即回填。回填前应对管沟内的管墩进行处理,防止管道悬空。

12.3.2 管沟回填前宜将阴极保护测试引线焊好并引出地面,或预留位置暂不回填。

12.3.3 管沟回填宜分两次进行,第一次应回填细软土,并应高出管顶部 300mm;第二次可回填其他土;表层应回填耕植土,回填土应高出自然地面 300mm。

12.3.4 石方段管沟细土应回填到管顶上方 300mm 后方可回填原土石方,但石头的最大粒径不得超过 250mm,回填后表面可采用素混凝土覆盖;戈壁段管沟细土可回填到管顶上方 100mm;黄土地区管沟回填应按设计要求做好垫层及夯实;陡坡地段管沟回填宜采取袋装土分段回填。回填土应平整密实。

12.3.5 下沟管道的端部,应留出 30m 管段暂不回填。

12.3.6 管沟回填土宜高出地面 300mm 以上,覆土应与管沟中心线一致,其宽度应为管沟上开口宽度,并应做成有规则的外形。管道最小覆土层厚度应符合设计要求。

12.3.7 沿线施工时破坏的挡水墙、田埂、排水沟、便道等地面设施应按原貌恢复。

12.3.8 设计上有特殊要求的地貌,应根据设计要求恢复。

12.3.9 回填后可能遭受洪水冲刷或浸泡的管沟应采取压实管沟、引流或压砂袋等防冲刷、防管道漂浮的措施。

12.3.10 管沟回填土自然沉降实后,应在地面采用低音频信号检测仪对钢质管道防腐层进行漏点检测,符合设计规定为合格,当设计无规定时,应以每 10km 以内管道不超过 5 个漏点为合格。

12.3.11 当管道采用土堤埋设时,应符合下列要求:

- 1 输油管道在土堤中的覆土厚度不应小于 1.0m,土堤顶部

宽度应大于管道直径 2 倍且不得小于 1.0m;

2 输气管道在土堤中的覆土厚度不应小于 0.6m,土堤顶部宽度应大于管道直径 2 倍且不得小于 0.5m;

3 当堤高小于 2m 时,边坡坡度宜为 1 : 0.75~1 : 1,堤高为 2m~5m 时,边坡坡度宜为 1 : 1.25~1 : 1.5;土堤受水淹没部分边坡宜为 1 : 2。

13 清管、测径及试压

13.1 一般规定

13.1.1 油气集输管道安装结束后,施工单位应按设计要求编制清管试压方案,报监理单位批准后方可进行清管、强度和严密性试验。清管、强度和严密性试验宜在管沟回填后进行。

13.1.2 油气集输管道清管及试压宜根据地形、地貌及自然条件分段进行,水压试验分段试验长度不宜超过 35km,气压试验分段长度不宜超过 18km。

13.1.3 需进行单体试压的管段应根据设计要求单独进行试压,强度试验及严密性试验压力应按设计文件执行。

13.1.4 试压介质的选用应符合下列要求:

1 集输油管道试压介质应采用水,在人烟稀少、寒冷、严重缺水地区,可采用气体作为试压介质,管材应满足止裂要求。

2 集输气管道位于一、二级地区的管段可采用气体或水作试压介质。

3 集输气管道位于三、四级地区的管段及阀室应采用水作试压介质。

4 管道水压试验水质应符合设计要求。

13.1.5 试验用水温度不应低于 5℃,试验后应立即将水清除干净,奥氏体不锈钢试验所用的洁净水含氯离子浓度不应超过 25mg/L。

13.1.6 清管试压前应制定安全措施,并进行必要的应急培训。

13.1.7 管道试压前应先按设计要求进行清管及测径,在清管及测径合格后进行试压。

13.1.8 管道清管前应将不参与试压的设备、仪表和附件等加以

隔离或拆除。加置盲板的部位应有明显的标志和记录,待试压后复位。

13.1.9 试压用的压力表或压力记录仪、温度计应检定合格,并应在有效期内使用;压力表精度不应低于0.4级,量程应为被测压力(最大值)的1.5倍~2倍。每段试压时的压力表不应少于2块,应分别安装在试压管段的首、末端。试压中的稳压时间应在两端压力平衡后开始计算。气压试验时,应在试压管段的首、末端各安装一只温度计,且应安装于避光处,温度计分度值应小于或等于1。

13.1.10 在集输管道试压前,应安装介质注入管、放空管、连通管等。当采用通球清管时,应安装临时清管球收、发装置。试压装置(包括阀门和管道)应预先进行相应的压力试验并合格。

13.1.11 试压中如有泄漏,不得带压修补。缺陷修补合格后,应重新试压。

13.1.12 试压介质应排放在指定地点,并应符合管线所在地环保部门的要求,排放点应有操作人员控制和监视。

13.1.13 试压完毕后,应及时拆除所有临时盲板,核对记录并填写管道试压记录。

13.1.14 产生背压排放时过渡应缓慢,对地形复杂高差较大的地段应采取防止弥合水击现象产生的措施。

13.1.15 管道在强度试验过程中,应设立警戒标志,保持通信畅通,不得沿管道巡线,对过往车辆及行人应加以限制。当管道试验压力降到设计压力、进行严密性检查时方可巡线。

13.2 清管及测径

13.2.1 清管宜选用清管器,当采用通球清管时,清管球充水后,直径过盈量应为管内径的5%~8%。清管时应设置收发球装置。对于集油、掺水、热洗及污水等设计不要求通球的管线,可采用吹扫方式进行清管。

13.2.2 清管的最大压力不应超过管道设计压力。当清管器清扫污物时,其行进速度应控制在 4km/h~5km/h,必要时应加背压。

13.2.3 管道试压前,应采用清管球(器)进行清管,清管次数不应少于两次,以开口端不再排出杂物为合格。

13.2.4 在管道清管后,当设计有管道测径要求时,应按设计要求进行,宜利用测径清管器进行管道测径。测径圆盘的直径不应小于测径分段内设计最小管径的 90%。

13.2.5 测径后应检查测径板,如无明显变形、弯曲或大的划痕,则测径合格;如测径板有明显变形,则应分析管道变形原因及存在变形的位 置,并应对管道进行整改,然后重新进行测径,直至合格为止。

13.2.6 收球场地应设置在地势开阔的地方,50m 内不得有居民和建筑物。夜间作业时应有照明设施。

13.2.7 管道清管和测径合格后,应封闭管道两端,拆除临时设施,并应填写管道清管记录和管道测径记录。

13.3 管道的强度及严密性试验

13.3.1 有高差的管道,应考虑静水压的影响;管道试验压力应以高处的压力表为准,各试压段最低点的管道环向应力不应超过其屈服强度的 90%。

13.3.2 当管道强度试验时,应缓慢升压,压力分别升至试验压力的 30%和 60%时,各稳压 30min,检查管道无问题后,继续升至强度试验压力,稳压 4h,管道无断裂、目测无变形、无渗漏为合格。然后降至严密性试验压力,稳压 24h,当管道无渗漏、压降率不大于试验压力值的 1%且不大于 0.1MPa 时为合格。当用空气做试验介质时,管道稳压时间内的压降应按下列公式计算:

$$\Delta p = 100[1 - (p_z \times T_s) / (p_s \times T_z)] \quad (13.3.2-1)$$

$$p_s = p_{s1} + p_{s2} \quad (13.3.2-2)$$

$$p_z = p_{z1} + p_{z2} \quad (13.3.2-3)$$

式中 Δp ——压降(%)；

T_s ——稳压开始时管内气体的绝对温度(K)；

T_z ——稳压终了时管内气体的绝对温度(K)；

P_s ——稳压开始时气体的绝对压力(MPa)；

P_z ——稳压终了时气体的绝对压力(MPa)；

p_{s1}, p_{z2} ——稳压开始及终了时气体的压力表计数(MPa)；

p_{s2}, p_{z1} ——稳压开始及终了时当地大气压(MPa)；

p_s, p_z, T_z, T_s 各值均指全线各测点平均值。

13.3.3 管道压力试验参数应符合表 13.3.3 的规定。

表 13.3.3 管道压力试验参数(MPa)

分 类	试验介质	强度试验		严密性试验	
		压力值	倍数	压力值	设计压力
输油管道一般地段	水	压力值	1.25 倍设计压力	压力值	设计压力
输油管道人口稠密地区	水	压力值	1.5 倍设计压力	压力值	设计压力
输气管道一级地区	水或气体	压力值	1.1 倍设计压力	压力值	设计压力
输气管道二级地区	水或气体	压力值	1.25 倍设计压力	压力值	设计压力
输气管道三级地区	水	压力值	1.4 倍设计压力	压力值	设计压力
输气管道四级地区	水	压力值	1.5 倍设计压力	压力值	设计压力

注：当输油管道采用气体作为试压介质时，其强度试验压力为 1.1 倍设计压力，严密性试验压力为设计压力。

13.3.4 以洁净水为试压介质的强度试验应符合下列要求：

1 工作介质为气体的架空管道，应核算以洁净水为试压介质的管道及支撑结构的强度，必要时应临时加固；

2 试验时应排出空气，使水充满整个试压系统，并应待水温和管壁的温度大致相同时方可升压；

3 当环境温度低于 5℃ 时，应采取防冻措施；

4 试验合格后，应将管内水清扫干净。

13.3.5 管道试压后管内的排水宜采用清管球通球排水。

14 管道干燥

- 14.0.1 当设计有管道干燥要求时,应按设计文件的要求执行。
- 14.0.2 管道干燥应在试压合格后进行。

15 管道附属工程

15.1 线路阀室

- 15.1.1 阀室的土建工程应符合设计文件的规定。
- 15.1.2 阀门安装前应熟悉阀门安装说明书,应按制造厂家的说明检查、安装阀门。
- 15.1.3 阀室内埋地阀门及管道的防腐应在回填前进行电火花检漏。防腐绝缘合格后方可回填。
- 15.1.4 管道穿越阀室墙体或基础时应加套管,并应将套管的缝隙按设计要求封堵严密。
- 15.1.5 埋地管道和阀门周围应用细土回填,且应夯实。
- 15.1.6 阀室安装后应进行吹扫、试压。

15.2 阴极保护

- 15.2.1 线路阴极保护工程施工及验收应符合现行国家标准《埋地钢质管道阴极保护技术规范》GB/T 21448 的规定。
- 15.2.2 测试桩应经检验合格后方可安装。密封应良好、标牌应牢固。
- 15.2.3 测试引线与管道的连接宜采用铝热焊或铜焊。焊点应牢固。测试线的布放应有余量,回填时应注意保护。
- 15.2.4 阴极保护投入运行前,应做好自然电位测试。

15.3 里程桩、转角桩、测试桩埋设

- 15.3.1 里程桩、转角桩等各种标志桩埋设前应进行检查验收,表面应光滑平整,无缺棱掉角,尺寸允许偏差应为 $\pm 10\text{mm}$ 。混凝土强度应达到设计要求。油漆涂刷应均匀一致。埋设位置和深度应

符合设计要求。

15.3.2 里程桩、转角桩、标志桩的设置及标记内容与格式应符合设计要求。

15.3.3 警示牌应采用反光涂料涂刷。

15.4 锚 固 墩

15.4.1 锚固墩预制件的尺寸、规格、材质应符合设计要求，焊接时不得损伤管道母材。焊后应打磨棱角、毛刺，并应清除焊渣和表面锈蚀，除锈等级应达到设计文件或现行行业标准《涂装前钢材表面处理规范》SY/T 0407 规定的级别，并按设计要求做防腐绝缘。

15.4.2 锚固墩及其以外 2m 范围内的管道防腐层应经电火花检漏合格后方可浇注混凝土。

15.5 穿越地下管、线缆

15.5.1 当管道穿越其他埋地管道、线缆时，应按设计要求对其进行保护，不应损坏被穿越设施。

15.5.2 当管道穿越其他地下管道时，其净距不宜小于 0.3m。当受到条件限制净距达不到 0.3m 时，两管间应设置坚固的绝缘隔离物。当管道与线缆交叉时，管道与线缆的净距不宜小于 0.5m；管道与其他构筑物端点之间净距不应小于 0.3m；管道与非金属管的最小净距应为 50mm。

15.6 水工保护与水土保持

15.6.1 护坡、管涵、堡坎、过水路面、挡水(土)墙、固沙等线路保护构筑物的施工，应符合设计文件的规定。应在施工作业带范围内进行施工作业，不得超范围施工；施工过程中，不得砍伐施工作业带范围外的树木并不应破坏植被。

15.6.2 线路保护构筑物应在管道下沟后及时进行施工，并宜在

雨季(洪水)到来之前完成。影响施工安全的地方应预先施工。

15.6.3 湿陷性黄土地区、山区、沙漠等特殊地区宜结合当地经验,采取水土保持与水土保持措施。

15.6.4 农田和林地等在管道施工完毕后应按复垦用途,恢复原有农田水利设施、原有地貌等,以达到复耕要求并通过当地主管部门的验收,办理交接手续。

16 交工验收

16.0.1 油气集输管道工程完工后,应向建设单位申请交工验收。

16.0.2 工程验收时,应提供下列主要技术资料:

- 1 工程说明;
- 2 主要实物工程量表;
- 3 设计变更通知单;
- 4 施工变更联络单;
- 5 材料改代联络单;
- 6 无损检测综合报告;
- 7 管道施工记录;
- 8 隐蔽工程验收记录;
- 9 管道清管记录、管道测径记录;
- 10 管道试压记录;
- 11 材料质量证明文件及复验报告;
- 12 施工质量验收记录;
- 13 交接证书。

本规范用词说明

1 为便于在执行本规范条文时区别对待,对要求严格程度不同的用词说明如下:

1)表示很严格,非这样做不可的:

正面词采用“必须”,反面词采用“严禁”;

2)表示严格,在正常情况下均应这样做的:

正面词采用“应”,反面词采用“不应”或“不得”;

3)表示允许稍有选择,在条件许可时首先应这样做的:

正面词采用“宜”,反面词采用“不宜”;

4)表示有选择,在一定条件下可以这样做的,采用“可”。

2 条文中指明应按其他有关标准执行的写法为:“应符合……的规定”或“应按……执行”。

引用标准名录

- 《油气输送管道穿越工程施工规范》GB 50424
- 《油气输送管道跨越工程施工规范》GB 50460
- 《埋地钢质管道阴极保护技术规范》GB/T 21448
- 《涂装前钢材表面处理规范》SY/T 0407
- 《阀门的检查与安装规范》SY/T 4102
- 《石油天然气钢质管道无损检测》SY/T 4109
- 《油田注水工程施工技术规范》SY/T 4122
- 《非金属管道设计、施工及验收规范》SY/T 6769

中华人民共和国国家标准

油气田集输管道施工规范

GB 50819 - 2013

条文说明

制 订 说 明

《油气田集输管道施工规范》GB 50819—2013 经住房和城乡建设部 2012 年 12 月 25 日以第 1601 号公告批准发布。

本规范制订过程中编制组多次深入大庆油田、长庆油气田、四川油气田、塔里木油气田等片区,进行了广泛的现场调研,走访了具有代表性的施工现场,同时参考了《油气集输设计规范》GB 50350、《油气田集输管道施工技术规范》SY/T 0422、《现场设备、工业管道焊接工程施工规范》GB 50236、《石油天然气站内工艺管道工程施工规范》GB 50540、《高含硫化氢气田集输管道工程施工技术规范》SY/T 4119 等国家现行标准。

为便于广大设计、施工、科研、学校等单位有关人员在使用本规范时能正确理解和执行条文规定,《油气田集输管道施工规范》编制组按章、节、条顺序编制了本规范的条文说明,对条文规定的目的、依据以及执行中需注意的有关事项进行了说明,还着重对强制性条文的强制性理由做了解释。但是本条文说明不具备与标准正文同等的法律效力,仅供使用者作为理解和把握标准规定的参考。

目 次

1	总 则	(55)
2	术 语	(56)
3	基本规定	(57)
4	材料验收及保管	(58)
4.1	一般规定	(58)
4.2	管子验收	(58)
4.3	管道附件验收	(59)
4.4	阀门验收	(60)
4.5	焊接材料验收	(60)
4.6	防腐、保温材料验收	(61)
4.7	保管	(61)
5	交接桩与放线	(62)
5.1	交接桩	(62)
5.2	放线	(62)
6	施工便道修筑与作业带清理	(63)
6.1	施工便道修筑	(63)
6.2	作业带清理	(63)
7	防腐管运输及布管	(65)
7.1	运输	(65)
7.2	布管	(65)
8	管道组对、安装	(66)
8.1	一般规定	(66)
8.2	钢管切割及坡口加工	(66)
8.3	管道组对及安装	(66)

8.4	补偿器安装	(67)
8.5	支吊架安装	(68)
9	钢管焊接及焊缝质量检验	(69)
9.1	一般规定	(69)
9.2	焊接	(69)
9.3	焊前预热及焊后热处理	(70)
9.4	焊缝返修	(70)
9.5	质量检验	(70)
10	管道防腐保温及补口补伤	(72)
10.1	一般规定	(72)
10.2	管道防腐补口及补伤	(72)
10.3	管道保温层补口及补伤	(72)
11	管沟开挖	(73)
11.1	一般规定	(73)
11.2	管沟	(73)
11.3	开挖	(73)
11.4	验收	(74)
12	管道下沟及管沟回填	(75)
12.1	一般规定	(75)
12.2	管道下沟	(75)
12.3	管沟回填	(76)
13	清管、测径及试压	(78)
13.1	一般规定	(78)
13.2	清管及测径	(79)
13.3	管道的强度及严密性试验	(79)
14	管道干燥	(81)
15	管道附属工程	(82)
15.1	线路阀室	(82)
15.2	阴极保护	(82)

15.3	里程桩、转角桩、测试桩埋设	(83)
15.4	锚固墩	(83)
15.5	穿越地下管、线缆	(83)
15.6	水工保护与水土保持	(83)
16	交工验收	(86)

1 总 则

1.0.2 目前国内油田集输管道一般情况下最高温度为 70°C ，稠油井口出液温度为 $140^{\circ}\text{C}\sim 170^{\circ}\text{C}$ （辽河 SAGD 井口）。经调研表明目前国内原油集输温度基本在 -10°C 以上，考虑到特殊情况，本规范界定为 -20°C 以上。

1.0.3 当天然气集输管道的天然气中硫化氢体积含量大于或等于 5% 时，施工规范应遵循《高含硫化氢气田集输管道工程施工技术规范》SY/T 4119—2010 的规定。但对于天然气中硫化氢体积含量小于 5% 时的酸性气体介质输送，仍存在氢致开裂和硫化物应力开裂的危险，设计单位一般应按照现行行业标准《天然气地面设施抗硫化物应力开裂和抗应力腐蚀开裂的金属材料要求》SY/T 0599 对腐蚀气体进行综合计算，根据其分区的规定提出设计要求，施工规范有可能执行《高含硫化氢气田集输管道工程施工技术规范》SY/T 4119—2010 的规定，或者执行本规范的规定。

2 术 语

2.0.1 本条与《油气集输设计规范》GB 50350—2005 第 2.0.1 条相一致。

2.0.3 本条与《油气集输设计规范》GB 50350—2005 第 2.0.22 条相一致。

2.0.4 本条与《油气集输设计规范》GB 50350—2005 第 2.0.41 条相一致。

2.0.5 本条与《油气集输设计规范》GB 50350—2005 第 2.0.42 条相一致。

2.0.6 本条与《油气集输设计规范》GB 50350—2005 第 2.0.15 条相一致。

2.0.7 本条引自《石油天然气工程建设基本术语》SY/T 0439—2012。

3 基本规定

3.0.1 承担油气集输管道施工的企业,按照国家法规应当取得建设行业主管部门颁发的资质或取得有关主管部门颁发的许可证。

3.0.2 油气集输管道施工处于油气田区域,施工及管道失效对环境破坏引起的后果无法估量,因此要求施工企业在安全及健康环保方面应证明其自身的可控制能力,必须取得相应管理体系认证。

3.0.3 为便于施工技术管理,结合多年来管道建设的经验参照对管道的风险评估将管道按照压力分类分为三类。

3.0.4 本条规定了油田集输管道的覆盖范围。其规定引自《油气田集输管道施工技术规范》SY/T 0422—2010。

3.0.5 本条规定了气田集输管道的覆盖范围,该范围覆盖了注醇管道、回注水管道及燃料气管道。特别是近年来储气库建设日益增加,本规范也相应增加了储气库管道施工的技术要求,以期形成完整的技术覆盖。本条规定引自《油气田集输管道施工技术规范》SY/T 0422—2010。

3.0.6 穿、跨越管道工程施工的特有技术要求不在本规范的技术涵盖范围,因此规定应执行相应现行国家标准的要求。对于设计文件未做具体要求的小型穿、跨越管道施工,其施工应当符合本规范要求。

3.0.7 本规范着重强调输送油气介质管道的施工要求,对于注水、注聚合物管道施工与油气输送管道施工存在着差异,其施工执行现行行业标准《油田注水工程施工技术规范》SY/T 4122 的规定。

3.0.8 近年来部分油气田管道建设采用了非金属管道,非金属管道的设计、施工应执行现行行业标准《非金属管道设计、施工及验收规范》SY/T 6769 的规定。

4 材料验收及保管

4.1 一般规定

4.1.1 管道组成件的质量必须符合设计文件(技术规格书)的要求,当设计文件采用国家现行标准时应按照国家现行标准的要求进行质量验收,具体应执行国家现行标准《油气集输管道组成件选用标准》SY/T 0071—2010 的规定。

集输管道线路里程总体而言较短,采购的钢管不可避免存在同一炉批号的钢管被其他工程使用的现象,部分质量证明书不能保证是原件,因此要求供货商应在质量证明文件上加盖其自身的有效印章,使其具有可追溯性。

4.1.2 光谱分析仪近年来在检测范围及准确性方面有了长足发展,甚至在很多情况下分析结果的精度非常高,但光谱分析仪的技术特点无法达到与化学法分析完全一致的技术准确性,因而不具备定量分析功能,因此借鉴其他行业的规定引入了“半定量”这一规定。

在检测过程中若发现不合格品且在加倍抽检中发现仍然不合格时,反映了该批材料在工艺控制方面存在质量问题,为保证产品安全,该批材料在工程中不得使用。

4.1.4 钢材壁厚出现负偏差时,为确保材料安全应由设计单位进行计算认可后方可使用。

4.1.5 核对防腐管标识时应检查其防腐等级与设计要求的一致性。

4.1.6 部分新材料在尚无相关标准时,其质量要求应当符合设计文件的规定。

4.2 管子验收

4.2.2 用于高压管道的钢管其许用应力较高,为保证材料的可靠

性,按照炉批号数量抽检 5%进行化学或力学性能复验与有关现行行业标准规定相一致。钢管复验采用标准一般会涉及以下这些现行国家标准但不仅限于这些标准:

《石油天然气工业 管线输送系统用钢管》GB/T 9711,《输送流体用无缝钢管》GB/T 8163,《高压锅炉用无缝钢管》GB 5310,《流体输送用不锈钢无缝钢管》GB/T 14976。

4.2.3 本条是吸取了多年来施工中的经验教训。对高压管道的外观验收应逐根检查,避免不合格品流入施工现场。

4.2.4 当钢管加倍复验仍不合格时,暴露了钢管生产过程出现了控制性错误,具备了系统性风险。针对该批不合格钢管禁止采用挑选的办法,并使用在工程中,应将该批所有钢管禁用。

4.2.5 非金属管的复验在进行 5%的外观检查时,如有疑问,应当送第三方有资质的权威检测部门进行质量检测。

4.3 管道附件验收

4.3.1 管件复验采用标准一般会涉及以下国家现行标准,但不仅限于这些标准:

《钢制对焊无缝管件》GB/T 12459,《钢制对焊管件规范》SY/T 0510,《油气输送用钢制感应加热弯管》SY/T 5257,《钢制管法兰 类型与参数》GB/T 9112。

4.3.2 工程建设中出现到达现场存在锈蚀和凹坑的管道附件,在缺陷消除后经检查虽然没有超过壁厚负偏差,原则上不宜再使用。

4.3.3、4.3.4 参照《油气长输管道工程施工及验收规范》GB 50369—2006 第 4.1.2 条相关内容制订。

4.3.6 金属垫片进场检验不仅应检查其加工尺寸、精度、粗糙度等方面是否满足设计或国家有关标准规定,还应检查其与法兰的压力等级、密封面形式、表面粗糙度和紧固件是否相匹配,与所连接的法兰金属是否属于同一标准系列。

4.3.7 本条参照《油气集输设计规范》GB 50350—2005 第 8.6.18 条及《油气长输管道工程施工及验收规范》GB 50369—2006 第 4.2.5 条相关内容制订。

4.4 阀门验收

4.4.2 阀门两端的袖管段表面质量是阀门质量的一部分,以往工程施工中部分单位只重视对阀门本体的检查,忽视对袖管质量检查,导致在工程后期因袖管质量问题造成返工的现象时有发生,因此本条对袖管检查做了特别强调。袖管标准应符合现行国家标准《石油天然气工业 管线输送系统用钢管》GB/T 9711 等钢管标准的规定。

4.4.3 本条为强制性条文,必须严格执行。本条是吸取多年来出现的阀门泄漏质量事故教训特做的规定。凡是用在工程项目上的各类阀门(含进口阀门)安装前必须试压,不得以各种借口逃避对阀门的试压。本条与现行国家标准《石油天然气站内工艺管道工程施工规范》GB 50540 保持一致。

同时本条与《工业阀门 压力试验》GB/T 13927—2008 的规定相一致,其要求是阀门必须参与管道工程试压,其强度试验压力和严密性试验压力应等同于管道试验压力。

4.4.4 本条与现行国家标准《石油天然气站内工艺管道工程施工规范》GB 50540 的有关规定相一致。

4.4.5 当设计选用低温阀门时,应对厂家的低温密封性试压合格证书进行详细检查,有疑问时应做低温密封性复验。

4.5 焊接材料验收

4.5.1 对焊接材料有疑问或首次使用的焊接材料应当按批号进行复验,避免因焊接材料的不合格造成返工。由于焊接材料有很多种,在工程中应视具体情况选择。焊材复验采用标准一般会涉及以下国家现行标准,但不仅限于这些标准:《非合金钢及细晶粒

钢焊条》GB/T 5117、《热强钢焊条》GB/T 5118、《承压设备用焊接材料订货技术条件》NB/T 47018。

4.6 防腐、保温材料验收

4.6.1 在实际工程中,应根据设计要求的具体防腐、保温材料,分别按照不同的标准进行验收。采用标准一般会涉及以下国家现行标准,但不仅限于这些标准:《埋地钢质管道聚乙烯防腐层》GB/T 23257,《埋地钢质管道硬质聚氨酯泡沫塑料防腐保温层技术标准》SY/T 0415,《埋地钢质管道环氧煤沥青防腐层技术标准》SY/T 0447。

4.6.3 防腐、保温材料质量对管道安全运行起决定作用,对该类材料的复验应送第三方行业权威实验室进行复验,复验结果不得采用生产厂家自行的复验结果。需要符合的标准同第 4.6.1 条条文说明。

4.7 保 管

4.7.3 场地上方应无架空电力线是为了避免电磁感应对某些材料带来的不利影响。

4.7.4 不锈钢与碳钢、低合金钢堆放在一起容易产生贫铬现象,使不锈钢失去抗腐蚀功能。材料保管时应保证不锈钢阀门、钢管与其他材料的堆放空间。

4.7.6 防腐管的堆放高度以无失稳变形、不损伤防腐层为宜。

4.7.7 保温管的堆放高度应考虑保温的结构形式及管子规格。

5 交接桩与放线

5.1 交 接 桩

5.1.1 管道线路的走向是由设计单位确定,因此交桩应由设计人员到现场对施工单位进行交底。相关桩的坐标资料需核实无误。

5.1.3 施工单位按照设计资料进行复查,可避免沿线的桩位标识丢失,这是借鉴施工单位多年实践经验做的规定。

5.2 放 线

5.2.1 部分油气田施工企业在管道施工前编制测量成果表,根据测量成果表编制施工用料计划,以便于组织安排生产任务,同时按照测量成果表施工有利于保证管沟开挖的准确性。

5.2.5 本条规定与现行国家标准《油气长输管道工程施工及验收规范》GB 50369—2006 第 6.1.1 一致。

根据目前人平均身高大于 1.7m、人体宽度大于 400mm,当采用沟下焊条电弧焊接工艺,管线外径大于或等于 300mm 时,沟底加宽余量 K 值偏小,因此增加此条注明。

5.2.6 由于保温管外径比公称直径大得多,故本条规定为管道外径加合理间隙方可满足作业要求。

5.2.9 在管道穿(跨)越河流、铁路、公路等地段,以及地下水丰富、管沟挖深超过 5m 的地段施工作业,作业带宽度通常远大于一般地段的作业带宽度,同时在运管车掉头处、山区施工安全控制地段也会造成较大占地宽度,因此标准规定宽度远远不能满足工程实际需要。为保证施工作业的正常进行并有效控制作业带宽度,施工单位应根据现场实际需要,与建设单位、设计部门或当地主管部门等共同确定满足施工作业的占地宽度。

6 施工便道修筑与作业带清理

6.1 施工便道修筑

6.1.2 本条引自《油气田集输管道施工技术规范》SY/T 0422—2010 第 6.2.2 条。

6.1.5 为保证施工安全,陡坡地段宜采取降坡处理措施。陡坡坡度较大(纵向坡度 $\geq 30^\circ$)或距离较长时,为减少土方工作量,可采取修“Z”字路等措施。

6.1.6 沙漠地区地面承载力低,修筑施工便道时可因地制宜,在地基上铺垫当地的沙柳以增加地基承载力。具体推荐做法是:修筑施工便道、通道时,采用推土机平整后,铺 150mm~200mm 厚柳条两层,层间及表层铺 300mm 厚沙土或碎石将柳条覆盖,用机械压实。局部地下水位较高的草滩地段,可先修筑沙基,再铺 300mm 厚柳条两层,上铺沙土或碎石后碾压。

6.1.8 本条中的坡角是指管道横坡敷设时,该处山坡与水平方向的夹角。该角度与设备的爬坡能力角度无关,角度的获取主要为施工经验值。其含义是:当该处的坡角小于 15° 时,将推挖出的土方填至斜坡的下侧形成作业带;当坡角 $15^\circ \leq \delta < 30^\circ$ 时,在斜坡的上侧推挖土方,同时施工机具的通道在斜坡的上侧;当坡角 $\delta \geq 30^\circ$ 时,超过了土壤的休止角,土壤不能自然堆放,因此需采取打桩等措施进行固定。但这些角度可能是某一种土壤的施工经验值,不同的土壤和土壤状态的休止角是不一样的,所以本条款中的角度应不是固定的。

6.2 作业带清理

6.2.3 在地势低洼地区应采取排水等措施,防止作业带沉降。

6.2.4 沙漠地区风沙大、昼夜温差大,施工作业带和管沟易被风沙掩埋,管线热胀冷缩易造成防腐层损伤,因此管道不宜在地表停放时间过长。为避免增加额外的工作量并保护管道,沙漠地区作业带清理与管道施工距离不宜过长,各工序间的相互衔接应紧密。

7 防腐管运输及布管

7.1 运 输

7.1.1 因施工现场吊具不符合要求容易造成防腐层和管口损伤,特作此规定。

7.1.2 本条规定与安全管理规定相符合。

7.1.3 各地交通管理部门对于管道运输要求不尽相同,运输前应咨询当地交通管理部门。

7.1.5 本条引自《油气田集输管道施工技术规范》SY/T 0422—2010 第 7.1.5 条。

7.2 布 管

7.2.2 相邻两管口圆周之差不大于 5mm,是为了避免组对的错边超标。

7.2.6 对坡度较大的地带,为保证安全应采取有效稳管措施,常见做法为设置锚桩通过钢丝绳固定管口。

7.2.7 管道与管沟边的安全距离与土壤类别及管径壁厚等因素有关,鉴于现场条件千差万别,无法根据公式或根据经验数值给出一个安全值。安全距离的确定应由专业技术人员结合现场情况在确保作业空间的前提下,在编制施工组织设计等文件时予以明确规定。

7.2.8 软质垫层中心线至管沟中心线距离的确定,是为了确保管道组焊过程及后期下沟作业方便。

8 管道组对、安装

8.1 一般规定

8.1.1 本条为强制性条文。热煨弯管生产应按照现行国家标准《油气输送用钢质感应加热弯管》SY/T 5257 的规定进行,弯管两端应保持直管段。对弯管进行切割后无法满足产品标准要求,且切割后的热煨弯管的变形导致组对超标较为普遍。调研表明,国内各油气田管道建设施工中已基本禁止对热煨弯管进行切割使用。为保证管件质量,杜绝质量隐患,针对输送石油天然气介质的管道组焊,特做此强制性规定。

8.1.2 本条要求与国内近年来对冷弯管使用的技术规定一致。冷弯管的制造可参考《西气东输二线管道工程冷弯管技术规范》等相关技术文件的规定。

8.1.4 管道的坡口形式和组对间隙应由焊接工艺评定报告确定,规范里不再明确规定。

8.1.6 本条参照现行行业标准《高含硫化氢气田集输场站工程施工技术规范》SY 4118—2010 对法兰螺栓的紧固要求。

8.2 钢管切割及坡口加工

8.2.2 当管壁厚度大于或等于 3mm 时,焊接时无法保证有足够的熔透深度,应当加工坡口,便于焊接时控制未焊透情况的发生。

8.3 管道组对及安装

8.3.2 国内多年来的施工经验表明管道转角小于或等于 3° 时,采用弹性敷设大大提高施工效率,也能确保管道的安全性,同时降低了工程造价。

8.3.6 本条对焊缝间距的规定是为了防止焊缝过于集中而形成应力叠加,避免造成质量隐患。

8.3.8 调研过程中发现,《油气田集输管道施工技术规范》SY/T 0422—2010 第 10.1.1 第 5 款规定高压管道最大错边量不大于 1mm 的规定,因工程中钢管质量标准允许偏差的叠加因素不易控制在规定值内,因此本条借鉴《油气长输管道工程施工及质量验收规范》GB 50369—2006 第 10.2.2 条错口及错口校正要求进行了数值调整,将错边量分别控制在 1.6mm 及 2mm 以下,是考虑到目前油气集输管道工程组对实际控制情况及具有大口径化特点,并结合钢管和管件生产标准的允许偏差确定的。

8.3.12 两个弯管之间推荐增加连接过渡直管段的要求,引自《输气管道工程设计规范》GB 50251—2003 第 4.3.14 条规定:弹性敷设管道与相邻的反向弹性弯曲管段之间及弹性弯曲管段和人工弯管之间,应采用直管段连接;直管段长度不应小于管子外径值,且不应小于 500mm。在改线段及局部管沟调整造成弯管数量增加时,应增加直管段。

8.3.13 本条参照现行国家标准《石油天然气站内工艺管道工程施工规范》GB 50540 第 6.2.15 条的规定值,减小了管径及最大偏差值。

8.3.14 本条参照了现行国家标准《石油天然气站内工艺管道工程施工规范》GB 50540 第 6.2 节、第 6.3 节的有关要求。

8.4 补偿器安装

8.4.1 补偿器应在管道直管段就位后安装是为了避免给管道补偿器产生安装附加应力。

8.4.3 补偿器上下游 2m 范围内应采用松软的沙子或土壤回填,保证补偿器在弹性变形时承受的土壤阻力较小。

8.5 支吊架安装

8.5.2 本条与《石油天然气站内工艺管道工程施工规范》GB 50540 第 6.4.2 条一致。

8.5.3 本条引自《油气田集输管道施工技术规范》SY/T 0422—2010 第 8.6.3 条。

8.5.4 本条引自《油气田集输管道施工技术规范》SY/T 0422—2010 第 8.6.4 条。

8.5.5 本条与《石油天然气站内工艺管道工程施工规范》GB 50540—2009 第 6.4.2 条一致。

8.5.7 本条引自《油气田集输管道施工技术规范》SY/T 0422—2010 第 8.6.7 条。

9 钢管焊接及焊缝质量检验

9.1 一般规定

9.1.1 焊工应按照国家质量监督检验检疫总局对特种设备作业人员的考试要求取得相应资格证书后方可在其允许作业范围内进行焊接作业；质检员应取得行业有关主管部门颁发的检验资格证书方能开展工程质量检验工作；无损检测人员必须取得有关主管行业颁发的检测证书，且达到Ⅱ级要求。

9.1.2 多年来设计文件对集输管道焊接工艺评定规范选择不一，因此首先要执行设计文件，当设计文件无规定时，遵照国家现行标准《石油天然气金属管道焊接工艺评定》SY/T 4052 的规定。

9.1.3 焊接工艺规程应当由施工单位根据现场实际在焊接工艺评定覆盖的范围内，经技术负责人审批后下发执行。

9.1.4 本条规定遵照了国家对计量管理的有关要求，各施工单位应建立计量管理分类制度，明确对各类计量器具的检定周期，保证计量器具在检定有效期内使用。

9.1.5 由于焊口标识的内容较多，传统的打钢印落后方式基本不再采用。对油气集输管道焊口进行标识，多数企业采用油漆笔等不易褪色材料进行标注。

9.2 焊 接

9.2.1 焊接工艺规程是保证焊接质量的根本，焊工焊接作业时不得违反焊接工艺规程要求，应在焊接工艺参数规定的范围内施焊。

9.2.3 环境因素超过焊接工艺规程的要求时，未采取有效措施，无法保证焊接作业区域内（非施工现场全范围）环境因素条件达到要求时，不得焊接作业。但采取有效措施，焊接作业区域内的环境

因素条件达到要求时,依然可以焊接。

9.3 焊前预热及焊后热处理

9.3.1 本条参考了国家现行标准《油气田集输管道施工技术规范》SY/T 0422—2010 及《石油天然气站内工艺管道工程施工规范》GB 50540—2009 有关焊接预热的要求。

9.3.2 本条参考了国家现行标准《油气田集输管道施工技术规范》SY/T 0422—2010 及《石油天然气站内工艺管道工程施工规范》GB 50540 有关焊接热处理的要求。当通过两次热处理焊缝硬度不能达到要求时,表明热处理参数或钢材性能无法达到规定要求,故增加对同一焊道热处理次数不应超过两次的规定。

9.4 焊缝返修

9.4.1 本条参照现行行业标准《油气田集输管道施工技术规范》SY/T 0422—2010 第 9.4.2 条相关内容制订。

9.4.4 本条参照现行行业标准《油气田集输管道施工技术规范》SY/T 0422—2010 第 9.4.1 条相关内容制订。

9.4.5 本条参照现行行业标准《油气田集输管道施工技术规范》SY/T 0422—2010 第 9.4.6 条相关内容制订。

9.5 质量检验

9.5.1 本条参考了《油气田集输管道施工技术规范》SY/T 0422—2010 第 10.1.1 条并做了如下调整:

(1)最大咬边深度由 0.8mm 调整为 0.5mm,是考虑到在工程焊接质量检验中发现咬边深度超过 0.5mm 时,大多数都进行了处理,0.8mm 的指标已无实际意义。

(2)考虑到油气集输管道工程项目采用的焊接工艺涵盖了上向焊和下向焊两大类,上向焊焊缝余高与下向焊焊缝余高因工艺不同,其余高值有较大出入,因此根据工程实际分别控制在 3mm

及 2mm 以下。

9.5.4 无损检测比例的提高虽然可大大提高缺陷发现几率,但无损检测仅是印证焊接质量的一个手段。近年来发生的管道焊缝泄漏事故表明,无损检测合格并不能表明管道的质量可靠性,仍应通过试压来检验管道的力学性能是否满足需要。加强对焊接工艺的过程控制,因此确保焊接接头的力学性能满足要求是工程质量控制的重点。对设计压力不大于 10MPa 的管道对接焊缝进行 20% 的射线随机抽检,从概率上已能满足检测结果的代表性与覆盖面。

9.5.5 现行行业标准《石油天然气钢质管道无损检测》SY/T 4109—2005 中超声波检测管壁厚度范围为 5mm~50mm、管径范围为 57mm~1400mm,因此当管壁厚度小于 5mm、管径小于 50mm 以下时,采用射线检测。因不再进行超声波检测,应适当提高表 9.5.4 中规定的射线检测比例。

9.5.6 本条与工程建设多年来的设计文件要求相一致。

9.5.7 全自动超声波检测准确率较高,尤其对射线不易检测的层间未融合检测准确率高,因此管道采用全自动焊时,可进行 100% 全自动超声波检测,可不再进行射线检测。

9.5.8 本条参照《油气田集输管道施工技术规范》SY/T 0422—2010 第 10.2.4 条,将原射线检测修改为无损检测,超声波检测不合格时也应进行扩探。

10 管道防腐保温及补口补伤

10.1 一般规定

10.1.1 本条引自《油气田集输管道施工技术规范》SY/T 0422—2010 第 11.1.1 条。

10.1.2 本条引自《油气田集输管道施工技术规范》SY/T 0422—2010 第 11.2.2 条。

10.1.4 与管道连接的金属构件防腐绝缘达不到设计要求,对管道的阴极保护会产生严重影响,所以不应忽视管道连接件的防腐。

10.2 管道防腐补口及补伤

10.2.1 本条规定强调了施工程序的重要性。

10.3 管道保温层补口及补伤

10.3.1 本条规定强调了施工程序的重要性。

10.3.2 本条引自《油气田集输管道施工技术规范》SY/T 0422—2010 第 11.2.3 条。

10.3.3 本条引自《油气田集输管道施工技术规范》SY/T 0422—2010 第 11.3.2 条。

11 管沟开挖

11.1 一般规定

11.1.2 本条引自现行行业标准《油气田集输管道施工技术规范》SY/T 0422—2010 第 12.1.1 条。

11.1.3 本条参照《危险性较大的分部分项工程安全管理办法》(建质[2009]87号)的规定,提出危险性较大的开挖工程由施工单位编制专项安全技术方案,超过一定规模的危险性较大的开挖工程由施工单位组织专家对专项方案进行论证的规定。实行施工总承包的,由施工总承包单位组织召开专家论证会。

11.1.6 爆破作业必须由具有相应资质的单位承担,爆破方案的审批及执行应组织相关人员严格监管,避免造成生命财产损失。

11.2 管沟

11.2.2 本条参照《油气田集输管道施工技术规范》SY/T 0422—2010 第 12.2.2 条制订。

11.2.3 考虑到施工作业时每增加一根直径大于或等于 300mm 管道,沟底宽度增加为管径加 400mm 宽作业面偏小,因此每增加一根直径大于或等于 300mm 管线,沟底宽度应增加为管径加 600mm 宽度。

11.2.5 本条引自《油气田集输管道施工技术规范》SY/T 0422—2010 第 12.2.8 条。

11.3 开挖

11.3.1 本条引自《油气田集输管道施工技术规范》SY/T 0422—2010 第 12.3.1 条。

11.3.2 本条根据国家对文物保护的有关要求制订。

11.3.3 本条引自《油气田集输管道施工技术规范》SY/T 0422—2010 第 12.3.4 条。

11.3.6 本条强调了管沟必须符合设计文件的规定,防止随意更改设计文件,便于后期质量追踪。

11.4 验 收

本节引自《油气田集输管道施工技术规范》SY/T 0422—2010 第 12.4 节。

12 管道下沟及管沟回填

12.1 一般规定

12.1.1 本条根据管道防腐层的紫外线老化试验时间要求,结合沟上组焊施工实践经验制定。

12.1.2 本条引自《油气田集输管道施工技术规范》SY/T 0422—2010 第 13.1.2 条。

12.1.3 漏点过多说明原管道外防腐层质量或管线施工过程中对防腐层的保护存在问题。在检漏过程中,沿管线上方巡查,发现异常后作出标记,检漏完毕后在标记处重新挖开管沟,露出管道,用电火花检漏仪确定漏点位置并进行补伤,补伤完毕经电火花检测合格后回填管沟。检测电压参见现行国家标准《埋地钢质管道聚乙烯防腐层》GB/T 23257 等标准对补伤后检漏电压的规定。

12.2 管道下沟

12.2.1 本条引自《油气长输管道工程施工及验收规范》GB 50369—2006 第 12.1.3 条。

12.2.4 本条规定的目的是确定管道的真实位置。

12.2.5 本条根据《输气和配气管道系统》ASME B31.8 及施工实践确定。

12.2.6 本条根据多年来的施工实践经验确定。

12.2.7 在沙漠地区、地下水位高、沼泽地区等地段,由于地基承载力差,采用常规大型机械组合吊管下沟时,存在管沟容易塌方、设备倾斜作业等风险。采用沉管法下沟可降低上述施工风险。

12.2.8 为保证采用沉管下沟时管道处于安全受力状态,应建立管道沉管下沟的受力模型,并进行管道的强度及刚度验算。如果管沟深度较深,采用一次开挖到深度的沉管下沟,可能会引起管道应力超出许用应力,因此建议在用一次开挖法管道实际应力超过许用应力值时,采用两次沉管法开挖。

12.2.9 沉管下沟法是由挖掘机在管线下挖土,使管线自动下沉的方法。为防止挖掘机开挖时损伤管道防腐层,挖掘机挖斗边缘距管道边缘距离不应小于200mm,且应在挖掘机挖斗活动范围内的管道上铺设胶皮等。人工进行沟底平整、挖沟时亦应对管线防腐层进行保护,防止碰伤。双侧沉管下沟时,2台挖掘机应分别在管道两侧以八字形同步开挖,挖掘机中轴距管道边缘不应小于2m,保证挖掘机旋转倒土时不碰到管道。

12.2.10 在地下水位较高段,为防止管沟的塌方、保证管线的埋深,在管沟开挖过程中应用潜水泵抽取管沟内积水并排到距管沟50m以外适宜的位置,或采取井点降水法对管沟开挖区域进行降水。如管道需安装加重块,当开挖长度达到20m~30m时,应及时进行加重块的安装作业。

12.3 管沟回填

12.3.1 本条参考现行国家标准《油气长输管道工程施工及验收规范》GB 50369—2006并结合集输管道施工特点制订。

12.3.4 本条参照现行国家标准《油气长输管道工程施工及验收规范》GB 50369—2006第12.2.4条制订。

12.3.6 回填土高出地面300mm是为了防止经过暴雨等浸泡下沉后管道地面形成凹陷。对于湿陷性土壤的回填地面高度应根据当地情况相应地增加高度。

12.3.7~12.3.9 根据多年来工程实践经验制订。

12.3.10 本条参照现行行业标准《石油天然气建设工程施工质量

验收规范《油气田集输管道工程》SY 4204—2007 第 13.2.4 条制订。

12.3.11 本条根据《输气管道工程设计规范》GB 50251—2003 第 4.3.9 条和《输油管道工程设计规范》GB 50253—2003(2006 年版)第 4.2.12 条制订。

13 清管、测径及试压

13.1 一般规定

13.1.1 清管试压前编制方案报监理单位审批是工程质量控制点,也是政府质量监督的停检点。

13.1.2 本条参照《油气长输管道工程施工及验收规范》GB 50369—2006 的第 14.3.2 条和第 14.4.1 条,推荐水压试验和气压试验分段最长长度。施工单位应根据管道沿线的地形、地貌、截断阀室位置、水源位置及管径和压力大小等合理分段。

13.1.4 本条参照《油气长输管道工程施工及验收规范》GB 50369—2006 第 14.1.6 条制订。

13.1.9 本条参照《油气田集输管道施工技术规范》SY/T 0422—2010 第 14.1.8 条,将压力表精度由 1.5 级提高到更为精确的 0.4 级,这是根据多年来试压过程中准确读取数据的要求确定的。压力表精度为 1.5 级时无法达到准确记录的技术要求,而精度为 0.4 级能满足读取数据需要,且多年来工程实践中采用较为广泛,特作此调整。

13.1.11 管道试压是为了检验管道有无泄漏,泄漏产生后应对泄漏产生的部位从根本上进行整改,整改合格后必须重新试压。带压修补存在严重安全风险且毫无意义。

13.1.12 本条根据西气东输工程一期管道试压要求制订。

13.1.13 本条是吸取了某工程在试压过程因产生弥合水击导致管道多次破裂的事故教训而制订的。

13.1.15 本条是鉴于管道强度试压带有一定破坏性,结合安全要求而制订的。

13.2 清管及测径

13.2.1~13.2.7 根据《油气田集输管道施工技术规范》SY/T 0422—2010 第 14.2 节编制。

13.3 管道的强度及严密性试验

13.3.1 管道的试压压力值为最低压力值,进行水压试验时应计算管道高差产生的压力差,因此压力读取值以高点为准。对于最低点压力对管道产生的环向应力一般规定不超过其屈服强度的 90%,是依据《输气管道工程设计规范》GB 50251—2003 第 10.2.3 条制订的。多年来工程实践中因地段特殊经设计单位同意,最大试压值时管道产生的环向应力一般规定可不超过其屈服强度的 95%。

13.3.2、13.3.3 试验压力下降值计算公式引自《油气田集输管道施工技术规范》SY/T 0422—2010 第 14.3.2 条。输气管道压力试验参数引自《输气管道工程设计规范》GB 50251—2003 第 10.2.3 条和第 10.2.4 条。

《输油管道工程设计规范》GB 50253—2003(2006 年版)强制性条文第 9.2.6 条规定:“在人烟稀少、寒冷、严重缺水地区,可酌情采用气体作为试压介质,但管材必须满足止裂要求。”强制性条文第 9.2.7 条规定:“采用水作试压介质时,输油干线一般地段强度试验压力不应小于设计内压力的 1.25 倍;当无泄漏时,试验压力可降至设计内压力的 1.1 倍进行严密性试验,持续稳压时间不应小于 4h……沿管道中心线两侧各 200m 范围内……严重缺水地区采用气体作为试压介质时,其强度试验压力应为设计内压力的 1.1 倍,严密性试验压力等于设计内压力。”

为便于理解及现场管理,对输气输油管道严密性试验压力时间统一规定为 24h。多数专家审查认为输油管道严密性试验压力取值为设计压力的 1.1 倍,与多年来工程实际要求有出入,为了统

一规范,便于执行,将输油管道严密性试验压力规定为设计压力。

13.3.4 对于环境最低温度低于 5°C 时采取的防冻措施,采取添加防冻添加剂措施时,应保证添加剂不会对管道内壁及内壁涂层产生腐蚀,排放时不会对环境造成破坏,同时应评估添加剂的安全风险,相关措施必须经监理单位审批。

13.3.5 集输管道普遍直径较小,直板型清管器通过困难,因此推荐采用清管球进行排水。

14 管道干燥

14.0.1 目前对集输油管道工程而言进行管道干燥的情况较少,干燥手段主要应用在天然气长输管道工程中。采气管道是气液混输管道,对管道进行干燥意义不大。经场站加热处理的管道是否需要干燥,应当遵照设计文件的规定。

15 管道附属工程

15.1 线路阀室

15.1.2 对于气液联动球阀等阀门的安装应当按照生产厂家的说明书进行,必要时需厂家技术人员进行现场指导。

15.1.4 将套管的缝隙进行封堵是为了防止水经套管流入阀室聚集。

15.1.5 目前在某些工程中阀室地面及基础施工完成后经历雨季,部分阀室出现不同程度的沉降,导致阀门及管道倾斜,影响安全运行。因此施工中应遵守先土建后工艺安装的施工工序,切忌盲目赶工期。工艺安装结束后才开始土建工作,易导致基础不牢及地面夯实效果差,影响工程质量。

15.2 阴极保护

15.2.1 管线回填和测试桩安装完毕后,阴极保护投入前,建设单位、监理单位、施工单位三方应共同对管线全线进行地面检漏工作。测试桩安装完毕后进行地面检漏需借用测试桩进行检漏工作。为了确保阴极保护的正常运行,在施加阴极保护电流前,必须确保管道的各项绝缘措施正确无误。管道表面防腐层应无漏敷点。

15.2.3 工程中对测试线的焊接较多采用铝热焊,部分工程中采用铜焊机进行铜焊,其效率高、质量可靠。测试线布放增加余量是为了防止管沟沉降造成焊点脱落。

15.2.4 阴极保护设施使用前应对管线电流电位进行测试,当外界干扰电流影响自然电位数据时应由设计单位进行技术处理。

15.3 里程桩、转角桩、测试桩埋设

本节引自《油气田集输管道施工技术规范》SY/T 0422—2010 第 17.3 节。

15.4 锚固墩

本节引自《油气田集输管道施工技术规范》SY/T 0422—2010 第 17.4 节。

15.5 穿越地下管、线缆

15.5.1 管道穿越其他管道、线缆时采取的保护措施应符合现行国家标准《输气管道工程设计规范》GB 50251 等规定的规定。

15.5.2 本条引用了现行国家标准《油气长输管道工程施工及验收规范》GB 50369—2006 第 13.2.2 条至第 13.2.5 条,规定了管线穿越其他管道、线缆、构筑物时的最小间距。如不满足该要求,会影响管道阴极保护效果。

15.6 水工保护与水土保持

15.6.1 本条规定是为了减少管道施工对环境的破坏。执行的规范有现行行业标准《油气输送管道线路工程水工保护设计规范》SY/T 6793 等。

15.6.2 本条根据施工经验制定。

15.6.3 湿陷性黄土地区可参照如下方案进行水工保护与水土保持工程:

(1)当坡度不大于 10° 时,在作业带表面设置阻水墙,隔断作业带表面汇水。阻水墙“内胆”为灰土,外包 500mm 厚素土,夯实,在素黄土表面撒在上黄土塬气候下易成活草籽或浅根系灌木树籽,草(树)籽播撒后定期洒水,使其迅速成活。

(2)当坡度大于 10° 时应采取以下措施:

①在管沟底做灰土垫层 300mm,防止管底湿陷;

②管沟内做挡土墙时,根据坡度不同一般 8m~15m 做一道,管沟内挡土墙高度为伸出地表 500mm,并用素土夯实,压实系数不应小于 0.93。根据作业带表面情况再在地表增设阻水墙。

③地表做消能坑,消能坑的坑径为 3m,深 0.5m,坑边间距 3m 的半圆形,周边用素土夯实成土埂,土埂高 200mm~300mm。

④在陡坡上分段做拦水坝或环形截水沟,与消能坑相互配合使用。

(3)沟头处理应符合下列规定:

①采用灰土草袋护坡或素土草袋护坡,坡顶配合环形截水沟或堡坎。

②采用浆砌石护坡,与排水沟、消能池配合使用。

(4)横贯作业带冲沟或汇水源处理应符合下列规定:

①横贯作业带冲沟处理时应在冲沟底部管道下游做漫水坝或砌固防,使管道通过处回淤,防止管道通过处受到冲刷。

②横贯作业带汇水源处理时应应对横贯作业带汇水源、过水道做排水沟,将水引到附近山沟,为减少灰土对土壤的伤害,将过水面做成土工格室过水面;当水量较大时应做过水涵洞。

(5)护坡可采取灰土草袋护坡、素土草袋护坡和块石护坡等形式,在施工时可将两种形式的护坡相结合。块石护坡宜做成垂裙式。高度不大时,上部宜采用草袋护坡。

(6)作业带外汇水应采取做截排水沟措施疏导引排。

沙漠地区应采取固沙措施。可在沙漠中成片采用草方格形式或在作业带上栽种沙蒿等固沙植物,待固定成型后方可撒种草籽。

15.6.4 原有农田水利设施主要包括农田灌溉渠道和雨季排水渠道、水井、埋地滴灌设施等,恢复后应满足农田灌溉和防止雨季雨水对道路和农田破坏的要求。恢复原有地貌包括恢复原农田地表地貌、原田间道路、田埂等。将原施工作业带内垃圾、

修筑施工便道用的硬化材料挖除,将距地表 300mm 以内土质疏松,如原耕植土被破坏,应置换成复植土。原管沟距地表 300mm 以下应夯实,距地表 300mm 以内土质应疏松并置换成复植土。

16 交工验收

16.0.1 本条所指的交工验收是建设单位对已完工工程的综合性验收,不是工程中对单位(子单位)工程等形式的质量验收。

16.0.2 本条要求提供的主要技术资料供工程查证使用,并非施工单位给建设单位提供的交工资料内容,具体交工资料内容参见现行国家标准《石油天然气建设工程交工技术文件编制规范》SY/T 6882。