

中华人民共和国石油天然气行业标准

油田集输管道施工及验收规范

Specification for construction and acceptance of
field gathering and transportation pipeline

SY 0422—97

主编单位：辽河石油勘探局油田建设工程二公司

批准部门：中国石油天然气总公司

石油工业出版社

1998 北京

中国石油天然气总公司文件

[97]中油技监字第 698 号

关于批准发布《钢质管道熔结 环氧粉末外涂层技术标准》等三十五项 石油天然气行业标准的通知

各有关单位:

《钢质管道熔结环氧粉末外涂层技术标准》等三十五项石油天然气行业标准(草案),业经审查通过,现批准为石油天然气行业标准,予以发布。

各项行业标准的编号、名称如下:

序号	编 号	名 称
1	SY/T 0315-97	钢质管道熔结环氧粉末外涂层技术标准
2	SY/T 0316-97	新管线管的现场检验推荐作法
3	SY/T 0317-97	盐渍土地区建筑规范
4	SY/T 0407-97	涂装前钢材表面预处理规范(代替 SYJ 4007-86)

- 5 SY/T 0419—97 油田专用水套加热炉制造、安装及验收规范(代替 SYJ 4019—87)
- 6 SY/T 0420—97 埋地钢质管道石油沥青防腐层技术标准(代替 SYJ 4020—88, SYJ 8—84)
- 7 SY 0422—97 油田集输管道施工及验收规范(代替 SYJ 4022—88, SYJ 4009—86, SY 4061—93)
- 8 SY/T 0442—97 钢质管道熔结环氧粉末内涂层技术标准(代替 SYJ 4042—89)
- 9 SY/T 0448—97 油田油气处理用钢制压力容器施工及验收规范(代替 SYJ 4048—90)
- 10 SY/T 0449—97 油气田用钢制压力容器施工及验收规范(代替 SYJ 4049—91)
- 11 SY/T 0450—97 输油(气)埋地钢质管道抗震设计规范(代替 SYJ 4050—91)
- 12 SY 0466—97 天然气集输管道施工及验收规范(代替 SY 4066—93, SY/T 4082—95)
- 13 SY/T 0515—1997 油气分离器规范(代替 SYJ 7515—89)
- 14 SY/T 5020—1997 钻井泵用锥柱螺纹(代替 SY 5020—80, SY 5021—80)
- 15 SY/T 5212—1997 游梁式抽油机质量分等(代替 SY 5212—87)

- 16 SY/T 5332—1997 陆上二维地震勘探数据处理技术规程(代替 SY 5332—92)
- 17 SY/T 5455—1997 陆上三维地震勘探资料采集技术规范(代替 SY 5455—92)
- 18 SY/T 5595—1997 油田链条和链轮(代替 SY/T 5595—93)
- 19 SY/T 5599—1997 油气探井完井地质图件编制规范(代替 SY 5599—93)
- 20 SY/T 5675—1997 油气探井完井地质总结报告编写规范(代替 SY/T 5675—93)
- 21 SY/T 5788.2—1997 油气探井气测录井规范(代替 SY/T 5788.2—93)
- 22 SY/T 6187—1997 石油钻机用 190 系列柴油机使用报废条件
- 23 SY/T 6285—1997 油气储层评价方法
- 24 SY/T 6286—1997 碳酸盐岩储层精细描述方法
- 25 SY/T 6287—1997 油井采油指数确定方法
- 26 SY/T 6288—1997 钻杆和钻铤选用作法
- 27 SY/T 6289—1997 连续电磁剖面法勘探技术规程
- 28 SY/T 6290—1997 陆上三维地震勘探辅助数据格式
- 29 SY/T 6291—1997 石油物探全球卫星定位系统动态测量技术规范
- 30 SY/T 6292—1997 探井试油测试资料解释及质量评定
- 31 SY/T 6293—1997 勘探试油工作规范
- 32 SY/T 6294—1997 油气探井分析样品现场采样规范

- 33 SY/T 6295—1997 石油钻采设备可靠性预计方法
- 34 SY/T 7507—1997 天然气中水含量的测定 电解法(代替SY 7507—87)
- 35 SY/T 7508—1997 油气田液化石油气中总硫的测定 氧化微库仑法(代替SY 7508—87)

以上标准自1998年6月1日起施行。

中国石油天然气总公司
1997年12月28日

前 言

本规范是根据(96)中油技监字第52号文的要求,由辽河石油勘探局油田建设工程二公司主编,并会同中国石油天然气总公司工程技术研究院对《油田集输管道施工及验收规范》SYJ 4022—88进行修订而成。

本规范以《油田集输管道施工及验收规范》SYJ 4022—88为基础,综合《油气田井场工艺安装工程施工及验收规范(采油井场)》SYJ 4009—86、《管汇制作与安装工程施工及验收规范》SYJ 4023—89、《稠油热采管道施工及验收规范》SY 4061—93三项规范的有关条款,并参考国家和石油行业现行的有关标准修订而成。本标准自实施之日起,同时代替SYJ 4022—88、SYJ 4009—86 SY 4061—93。

在修订过程中,以函审和会审两种方式广泛征求了有关单位和专家的意见,力求做到技术先进、经济合理、确保质量,既考虑目前的施工水平,又考虑到今后的发展方向。本规范经反复讨论修改,最后由石油工程建设施工专业标准化委员会会同有关部门进行审查定稿。

修订后规范的主要内容有:总则,测量放线、施工带清理及布管,钢管、管件及阀门检验,钢管及管件加工,管道安装,管道的焊接及检验,管道的防腐与保温,管沟开挖、管道下沟及回填,管道的试压与清扫,工程交工验收等。

经中国石油天然气总公司授权,本规范由辽河石油勘探局油田建设工程二公司负责解释。

为了提高规范质量,请各单位在执行本规范过程中注意总结经验、积累资料,随时将有关意见和建议寄给辽河石油勘探局油田建设工程二公司技术科(辽宁省盘锦市兴隆台,邮编

124012)。

主编单位: 辽河石油勘探局油田建设工程二公司。

参编单位: 中国石油天然气总公司工程技术研究院。

主要起草人 何民榜 彭自正 肖兴才 杨素云 薛世路

目 次

1 总则	1
2 测量放线、施工带清理及布管	3
2.1 测量放线	3
2.2 施工带清理	3
2.3 防腐保温管的拉运与布管	4
3 钢管、管件及阀门检验	6
3.1 一般要求	6
3.2 钢管检验	6
3.3 管件检验	6
3.4 阀门检验	8
4 钢管及管件加工	10
4.1 钢管切割	10
4.2 管件制作	12
4.3 补偿器加工	13
4.4 管道支、吊架制作	13
4.5 夹套管制作	13
4.6 管汇制作	14
5 管道安装	16
5.1 管道组对	16
5.2 管件组装	18
5.3 补偿器安装	18
5.4 管道支、吊架安装	19
5.5 管汇安装	20
5.6 阀门安装	20
6 管道的焊接及检验	22

6.1 一般要求	22
6.2 焊接材料	22
6.3 焊接	23
6.4 焊缝检验	24
7 管道的防腐与保温	28
7.1 一般要求	28
7.2 管道防腐保温及补口、补伤	30
8 管沟开挖、管道下沟及回填	31
8.1 一般要求	31
8.2 管沟开挖	31
8.3 管道下沟及回填	34
9 管道的试压与清扫	36
9.1 一般要求	36
9.2 管道分段试漏检查	36
9.3 管道强度及严密性试验	37
9.4 管道清扫	39
10 工程交工验收	41
标准用词和用语说明	42
附件 油田集输管道施工及验收规范 条文说明	43

1 总 则

1.0.1 为了提高油田集输管道工程质量,确保管道安全运行,降低工程成本,制定本规范。

1.0.2 本规范适用于油田集输管道工程的施工及验收,其适用范围规定如下:

1 介质压力不大于 32MPa;

2 介质温度为 $-20\sim 350^{\circ}\text{C}$ 。

1.0.3 本规范不适用于工作压力大于 1.6MPa 的天然气管道工程施工及验收。

1.0.4 油田集输管道工程应包括下列各类管道:

1 采油、注水、注汽井的井场工艺管道;

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、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、输油首站之间的输油管道;

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。

1.0.5 油田集输管道类别和等级划分方法应符合表 1.0.5 的规定。

1.0.6 油田集输管道施工应符合设计图样的要求,修改设计或材料代用应征得设计单位的同意。

1.0.7 油田集输管道的穿越工程施工及验收应符合《石油天然气管道穿越工程施工及验收规范》SY/T 4079,跨越工程施工及验收应符合《石油天然气管道跨越工程施工及验收规范》SY 4070。其他工程施工,除符合本规范规定外,尚应符合国家现行的有关强制性标准的规定。

表 1.0.5 油田集输管道类别和等级划分方法

根据设计压力 p 和材质分类	碳素钢管道压力范围 (MPa)	—	$1.0 < p \leq 3.2$	$4 < p \leq 10$	$1.6 < p \leq 4$	$p \leq 1.6$
	普通低合金钢管道压力范围 (MPa)	$p > 10$	$4 < p \leq 10$	$1.6 < p \leq 4$	$p \leq 1.6$	—
管道类别		I	II	III	IV	V
根据管道使用部位分级	A 联合站至油库、 首站管线, 供热 站内高温高压注 蒸汽管道	AI	AII	AIII	AIV	AV
	B 计量接转站至联 合站管道, 供热 站至井口注汽管 道	BI	BII	BIII	BIV	BV
	C 井口至计量接转 站管道, 井口工 艺管道, 伴热管 道	CI	CII	CIII	CTV	CV

2 测量放线、施工带清理及布管

2.1 测量放线

2.1.1 工程项目在施工前应由设计人员对施工单位做设计交底, 并现场交桩。

2.1.2 施工单位应根据设计资料进行复测和放线, 并设置可供控制和复查的标志桩。对有不同规格的管材、不同防腐绝缘等级的管线, 施工放线时应在分界点上作出明显的标识。

2.1.3 敷设单管时, 施工带占地宽度应符合表 2.1.3 的规定。

表 2.1.3 单管施工占地宽度

管径 D_N (mm)	施工最大占地宽度 (m)
$D_N \leq 200$	12
$200 < D_N \leq 400$	16
$D_N > 400$	18

2.1.4 同沟敷设多根管道时, 施工带宽度在单管施工宽度的基础上, 每增加一根管道, 应增加 5 倍管径的施工占地宽度。

2.1.5 特殊地段施工需增加占地宽度或修筑施工便道时, 应事先与地方或管辖单位协商解决。

2.1.6 施工带沿线每隔一段距离, 应合理设置一处管道堆放场。管道堆放场应避开高压线、洪水冲沟处等, 并有一定的防火、防洪措施。

2.2 施工带清理

2.2.1 管道施工前应将施工范围内的构筑物、堆放物、草木等

清理干净，并加以平整，保证施工作业机械行驶和管道施工。

2.2.2 大型施工机具与架空输电线路的安全距离应符合表 2.2.2 的规定。

表 2.2.2 大型施工机具与架空输电线路的安全距离

输电线路额定电压 (kV)	最小安全距离 (m)
< 10	1.5
10	2.0
35	3.0
≥ 60	5.5

2.2.3 在地势低洼地区应采取有效的排水措施。

2.3 防腐保温管的拉运与布管

2.3.1 防腐保温管装车时，应核对钢管的规格、材质和防腐保温等级。吊装防腐保温管时，吊具不应损伤防腐保温层。当用吊钩吊管口时，应采用专用吊具，不应损伤管端。

2.3.2 防腐保温管运输时，管子之间及管子与运输设备接触的部位均应衬垫软质材料。捆扎管子时，应在管子的受力部位衬垫软质材料，捆扎应牢固。

2.3.3 防腐保温管拉运不应超高、超宽，并按指定位置卸管。运到施工现场的防腐保温管，应由管道安装单位对防腐管逐根检查验收，并与运管单位办理交接手续。对防腐层损坏严重的管子应运回防腐预制厂。

2.3.4 运到施工现场的钢管不得直接堆放在石块、矿渣、硬土层等地面上，钢管堆放高度以不压薄和不损坏防腐保温层为准。

2.3.5 严禁采用撬、滚、滑等有损防腐层的方法装卸和移动管子。

2.3.6 管道布管前，应测量管端周长，组成对接接头的两管端

周长尺寸应合理选配。

2.3.7 埋地管道布管时，应在管沟不堆土侧进行。管子距沟边的距离不应小于 0.5m。架空管道布管视现场实际情况确定。

2.3.8 多管平行布管时，根据管径大小，各条管道之间净间距应为 0.5~1.0m。

2.3.9 布管时相邻管口应离开 100~200mm，以便清管和处理管口。

2.3.10 坡度较大地段，钢管应有稳管措施，但不得损坏防腐层或保温层。

3 钢管、管件及阀门检验

3.1 一般要求

3.1.1 钢管、管件、阀门应按设计规定的型号、规格及技术参数订货。如需更改，必须经设计单位办理技术签证，并及时与建设单位或工程监理办理签证手续。

3.1.2 钢管、管件、阀门到货时，应按供货合同及出厂质量证明书验收，并应作好标识，妥善保管。钢管、管件及阀门在使用前应进行外观检查，其表面应符合下列要求：

- 1 无气孔、裂纹、夹渣、折叠、重皮和结疤等缺陷；
- 2 锈蚀或凹陷麻点不得超过壁厚的允许负偏差值；
- 3 材质标识应与质量证明文件相符。

对钢管、管件及阀门的质量有怀疑时，应按国家现行有关标准（规范）的要求进行复验，合格后方可使用。

3.2 钢管检验

3.2.1 工程所用钢管必须按国家现行标准验收，验收应按批进行。每批量应由同厂家、同规格、同钢级的钢管组成。

3.2.2 高压钢管应有代表钢种的油漆颜色标识和钢号、规格、标准编号及制造厂的印记。

3.2.3 钢管验收时，若发现质量证明书与到货钢管的钢号印记或钢号标识不相符，或标牌上无钢号时应进行复验。

3.2.4 钢管复验和无损探伤及缺陷处理应按《工业管道施工及验收规范（金属管道篇）》GBJ 235的有关规定进行。

3.3 管件检验

3.3.1 法兰、三通、异径管、弯头、补偿器及紧固件等管道附

件的材质、规格应符合设计规定。使用前应对制造厂的质量证明书，确认其符合国家现行标准的规定，经验收后应填写验收记录。

3.3.2 法兰密封面的粗糙度、平面度应符合国家现行标准的规定，不得有径向沟槽及毛刺，螺纹部分应完整、无伤痕。

3.3.3 管道封头应符合下列规定：

1 椭圆形和碟形封头的最小壁厚不应小于公称壁厚的90%，且不应小于设计厚度；

2 椭圆形和碟形封头的外径或外径椭圆度允许偏差为 $\pm 2\text{mm}$ ；曲面高度允许偏差为 $\pm 4\text{mm}$ ；直边高度允许偏差为 $^{+5}_{-3}\text{mm}$ ；表面凹凸度，用长度为300mm的样板检查，其间隙不得大于2mm；

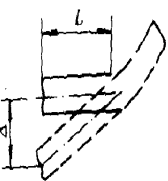
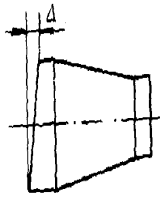
3 平盖封头宜用于设计压力小于10MPa的管道，其厚度和结构应符合中国石油化工总公司颁发的《钢制石油化工压力容器设计规定》的规定。

3.3.4 弯管、异径管和补偿器的管径、椭圆度、壁厚及端面极限偏差应符合表3.3.4的规定。

表 3.3.4 弯管、异径管、补偿器的主要尺寸极限偏差（mm）

项目		外径 偏差	外径椭圆率(度)	端面偏差 Δ	壁厚偏差	附图
冲压弯管	$25 \leq D_N \leq 70$	± 1.1	不超过外径偏差	≤ 1	不大于公称壁厚的12.5%	
	$80 \leq D_N \leq 100$	± 1.5				
	$125 \leq D_N \leq 200$	± 2				
	$250 \leq D_N \leq 400$ 无缝	± 2.5				
	$250 \leq D_N \leq 400$ 有缝	± 3.5				
				≤ 1.5		

续表 3.3.4

项目	外径 偏差	外径椭圆率(度)	端面偏差 Δ	壁厚偏差	附图
限制弯管	$p \geq 10\text{MPa}$	$\leq 5\%$	$\Delta/L \leq 1.5\%$ 且 $\Delta \leq 5$	不大于公称壁厚的10%，且不小于设计壁厚	
	$p < 10\text{MPa}$	$\leq 8\%$	机弯: $\Delta/L \leq 3\%$; 热弯: $\Delta/L \leq 5\%$	不大于公称壁厚的15%，且不小于设计壁厚	
异径管	$25 \leq D_N \leq 100$	不大于冲压弯管外径的1%，且管径差不大于5	≤ 1	不大于公称壁厚的12.5%	
	$125 \leq D_N \leq 400$		≤ 1.5		

注：限制补偿器的椭圆率、壁厚偏差、端面偏差与限制弯管要求相同。

3.3.5 高压螺栓及螺母的力学性能应按 GBJ 235 的有关规定进行检查验收。

3.4 阀门检验

3.4.1 阀门在安装前均应进行外观检查，应无裂纹、砂眼等缺陷，阀杆、法兰密封面应平整光滑，阀杆螺纹应无毛刺或击痕。有填料的应进行填料检查，紧好的压盖螺栓应有足够的调节余量，合格后应逐个进行强度试验和严密性试验，焊接式阀门的强度试验可在系统试验时进行。阀门试验应按《阀门的检查与安装规范》SY/T 4102 的规定执行。当工作介质为水或蒸汽时，试

压介质用水；当工作介质为油气时，试压介质宜用煤油。

3.4.2 经试验合格的阀门，应立即排尽内部积液。密封面应涂防锈油（需脱脂的阀门除外），关闭阀门盖好密封盖，填写阀门试验记录，并在阀门上作好标记。按型号、规格分类保管，并应防雨、泥沙等脏物进入阀体。

3.4.3 阀门在安装前应对传动装置和操作机构进行清洗和检查，转动应灵活可靠，无卡涩现象。

3.4.4 带有蒸汽夹套的阀门，其夹套部分应用1.5倍的工作压力或按产品说明书进行强度试验。

3.4.5 安全阀在安装前应送安全部门认可的专业部门按设计规定的压力进行定压，并打好铅封。取回已标定安全阀的同时，应索取相应的标定证书。

4 钢管及管件加工

4.1 钢管切割

4.1.1 钢管的切割宜采用机械法切割。当采用无齿锯、砂轮等易使切口过热的机械法切割时，切口表面不应淬硬，如采用氧—乙炔焰切割后应清除氧化层。切口表面质量应符合下列要求：

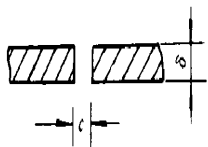
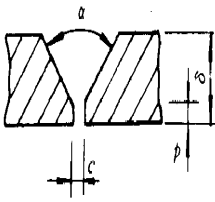
1 切口表面应平整，不得有裂纹、重皮、凹凸、缩口、熔渣、毛刺、氧化铁等；

2 管口端面倾斜应不大于管径的 1%，且不得大于 2mm。

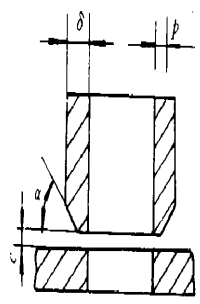
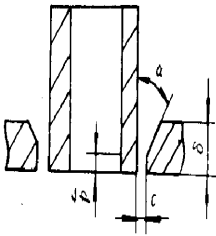
4.1.2 钢管切断后应作好标识。

4.1.3 管壁厚度大于或等于 3mm 的钢管，应按表 4.1.3 的规定

表 4.1.3 坡口型式及组对要求

序号	坡口名称	坡口及组对型式	厚度(mm)	坡口尺寸及组对要求
1	I 型坡口		$\delta=3$	$0 \leq c \leq 1\text{mm}$
2	V 型坡口		$3 < \delta \leq 9$	$\alpha = 70^\circ \pm 5^\circ$, 上向焊: $1\text{mm} \leq c \leq 2.5\text{mm}$, $1\text{mm} \leq p \leq 2\text{mm}$; 下向焊: $1\text{mm} \leq c \leq 2\text{mm}$, $1\text{mm} \leq p \leq 1.5\text{mm}$
			$9 < \delta \leq 26$	$\alpha = 60^\circ \pm 5^\circ$, 上向焊: $1\text{mm} \leq c \leq 3\text{mm}$, $1\text{mm} \leq p \leq 2\text{mm}$; 下向焊: $1\text{mm} \leq c \leq 2\text{mm}$, $1\text{mm} \leq p \leq 1.5\text{mm}$

续表 4.1.3

序号	坡口名称	坡口及组对型式	厚度(mm)	坡口尺寸及组对要求
3	三通接口 (支管坡口)		$\delta \geq 4$	$\alpha \geq 45^\circ$, $0 \leq p \leq 1.5\text{mm}$, $1\text{mm} \leq c \leq 3\text{mm}$
4	三通接口 (主管坡口)		$\delta \geq 4$	$\alpha \geq 45^\circ$, $0 \leq p \leq 1.5\text{mm}$, $1\text{mm} \leq c \leq 2.5\text{mm}$

加工坡口。坡口加工宜采用机械法，如采用氧—乙炔焰切割坡口，应除净坡口表面的氧化层。

4.1.4 不同壁厚的管道、管件组对时，若要求外壁对齐，则内壁应作削薄处理，削薄长度应不小于 3 倍壁厚差；如要求内壁对齐，当薄壁厚度不大于 10mm、厚度差大于 3mm，或当薄壁厚大于 10mm、厚度差大于薄壁厚的 30% 或超过 5mm 时，外壁应作削薄处理，削薄长度应大于或等于 3 倍壁厚差（图 4.1.4），即 $L \geq 3(\delta_2 - \delta_1)$ 。

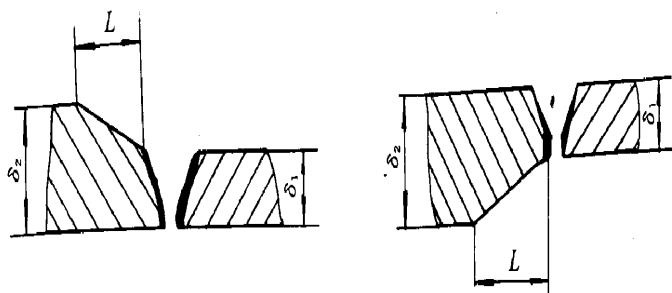


图 4.1.4 不等壁厚过渡坡口加工型式

(a) 外壁对齐坡口型式; (b) 内壁对齐坡口型式

4.2 管件制作

4.2.1 中、低压管道的弯管可采用冷弯、热弯，高压管道的弯管宜采用冷弯。弯管的最小弯曲半径应符合表 4.2.1 的规定。

表 4.2.1 弯管最小弯曲半径

管道类别		弯管制作方式	弯管最小弯曲半径
中、低压管道	$p < 10\text{MPa}$	热弯	$3.5D_w$
		冷弯	$4.0D_w$
		热推弯	$1.0D_w$
高压管道	$p \geq 10\text{MPa}$	冷弯、热弯	$5.0D_w$

注: D_w 为外径。

4.2.2 现场弯管的制作应符合下列规定:

- 1 热弯弯管所用的砂子应烘干、过筛，应分次装进管中，边装边振实；振实后应用带排气孔的堵板将管两端封闭；
- 2 弯管冷弯应在冷弯机上完成；
- 3 弯管两端直边长不应小于 1.3 倍管外径；
- 4 管件的检验应符合本规范第 3.3 节的规定。

4.2.3 异径管制作时，两端中心线偏离规定值的允许偏差不应

大于大端外径的 1%，且不应大于 5mm。异径管长度偏差不应大于 2.5mm。

4.2.4 采用钢板卷制焊接的弯头和异径管不宜用于设计压力大于或等于 1.6MPa 的管道上，其焊缝应焊透。产品合格证上应有焊缝无损检测报告，否则应对该批弯头或异径管作总数的 10% 的射线复验，其合格级别应与所在管道相同。

4.3 补偿器加工

4.3.1 补偿器弯管的椭圆率、壁厚减薄率及补偿器管端轴线偏差应符合表 3.3.4 中煨制弯管的规定。

4.3.2 补偿器悬壁长度允许偏差应为 $\pm 10\text{mm}$ ，平面歪扭偏差每米不应大于 3mm，全长不得大于 10mm。

4.4 管道支、吊架制作

4.4.1 管道支、吊架的形状、材质、加工尺寸、精度及焊接等应符合设计规定。

4.4.2 支架底座及支、吊架弹簧盒的工作面应平整。

4.4.3 管道支、吊架焊缝应进行外观检查，不得有漏焊、凹坑、裂纹等缺陷。焊接变形应予矫正。

4.4.4 制作合格的支、吊架应进行防锈处理，并编号分别堆放。

4.5 夹套管制作

4.5.1 套管内的高压主管不得有焊缝，套管内的中低压主管不宜有焊缝。若有焊缝应按设计要求进行试压和无损检测。

4.5.2 外套管与主管之间的间隙、扶正块的设置应按设计要求施工。

4.5.3 主管加工完后，应裸管进行强度和严密性试验，试验要求应与主干线要求相同。

4.5.4 夹套管制作完毕后，应按设计要求对夹套空间进行强度

和严密性试验。

4.6 管汇制作

- 4.6.1 制作高压管汇的母管应选择整根无缝钢管。
- 4.6.2 管汇采用骑座式连接时，母管的开孔直径应比子管内径小 2mm，坡口开在子管上；采用插入式连接时，应在母管上开孔并加工坡口，孔与子管外径间隙应为 0.5~2mm，子管不得超过母管内壁。
- 4.6.3 母管开孔时应采取有效的防变形措施。
- 4.6.4 管汇组对时，应首先进行子管与法兰的组对。母管与子管组对时，应先组对两端子管，使之相互平行且垂直于母管，然后以两子管为基础对称组对中间各子管。
- 4.6.5 管汇组对允许偏差应符合表 4.6.5 的规定。

表 4.6.5 管汇组对允许偏差

序号	项 目			允许偏差(mm)
1	母管总长			± 5
2	子管间距			± 3
3	子管与母管两中心线的相对偏移			± 1.5
4	子管法兰接管长度			± 1.5
5	法兰水平度 或垂直度	子管公称直径 (mm)	≤ 300	≤ 1
			>300	≤ 2
6	母管直线度	母管公称直径 (mm)	≤ 100	≤ L / 1000, 最大 15
			>100	≤ 2L / 1000, 最大 15

注：L 为母管长度。

4.6.6 管汇制作应使用成型封头，封头组对应符合下列规定：

- 1 应采用单面焊接对接焊缝，当 $3\text{mm} \leq \delta \leq 20\text{mm}$ 时 (δ 为管汇母管壁厚)，应采用 V 型坡口；当 $20\text{mm} < \delta \leq 60\text{mm}$ 时，应采用 U 型坡口。对口间隙应为 1~2mm。错边量：Ⅰ，Ⅱ类管道不应超过壁厚的 10%，且不大于 1mm；Ⅲ类以下的管道不应超过壁厚的 20%，且不大于 2mm。
- 2 封堵前应将管汇内部清理干净。
- 4.6.7 管汇焊接时应采用有效的控制焊接变形的措施，成型后的焊缝应符合设计要求。
- 4.6.8 管道开孔应补强，补强板应符合下列要求：
 - 1 补强板应保证其整体性，不宜用钢板分块组焊；
 - 2 补强板内侧曲率半径应与管道一致；
 - 3 补强板上应留 M8~M10 的信号孔。

5 管道安装

5.1 管道组对

5.1.1 管道组对前, 应做下列准备工作:

1 逐根清理管内杂物。

2 管端校圆。校圆后, 管口圆度应小于或等于 $3\% D_w$ (D_w 为管外径)。管道端部不得有超过 0.5mm 深的机械伤痕。

3 清理管口。距管端 20mm 范围内的管内、外壁及坡口表面, 应进行清理, 达到无泥、无水、无油, 呈金属光泽。管道端部应无裂纹、无重皮。

5.1.2 管道组对不得强力对口。组对间隙应符合表 4.1.3 的规定。I, II, III 类管道对口的错边量应不超过壁厚的 10%, 且不大于 1mm。IV, V 类管道应不超过壁厚的 20%, 且不大于 2mm。

5.1.3 管道组对中心线偏斜量 α : 地上管道不应大于 1mm, 埋地管道不应大于 2mm (图 5.1.3)。

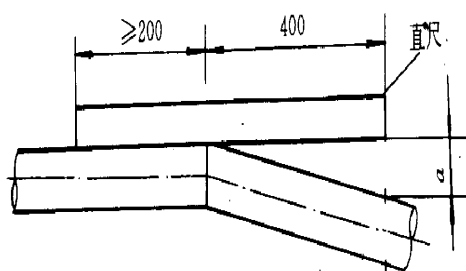


图 5.1.3 管道组对中心线偏斜检测方法

5.1.4 管道上各焊缝的相对位置应符合下列规定:

1 直管段上两环向焊缝间距应大于 1.5 倍管道公称直径, 且应大于 100mm。

2 环向焊缝距煨制弯管起弯点的距离不得小于 1.3 倍管外径, 且不得小于 100mm。

3 组对时钢管的纵向焊缝或螺旋焊缝应错开, 错开距离不应小于 100mm 的弧长。当钢管外径小于或等于 65mm 时, 钢管的纵焊缝应置于两侧。

4 有加固环的管道, 加固环的接口与管道的纵焊缝或螺旋焊缝的错开距离不应小于 100mm。加固环与管道环焊缝间距不应小于 100mm。

5 管道环焊缝上严禁开孔。管道开孔位置与管道焊缝的间距不得小于 100mm。

5.1.5 管口组对合格后, 方可进行定位焊。定位焊应与正式焊接要求相同, 焊缝的厚度为 2~4mm, 且不超过管壁厚度的 2/3。定位焊不应少于三处, 沿圆周均匀分布。定位焊道长度应为 10~15mm。

5.1.6 采用对口器组对时, 应符合下列规定:

1 使用外对口器时, 根部焊道应均匀分布在管子四周, 其累计长度应大于管子周长的 50% 才能拆除对口器;

2 使用内对口器时, 根部焊道必须全部焊完后才能撤出对口器。

5.1.7 下班前应对已组装好的管段端部管口采取有效的临时封堵措施。

5.1.8 法兰组对应符合下列规定:

1 法兰组对端面应与管轴线垂直, 其偏差不应大于法兰外径的 1.5‰;

2 螺栓应使用同一规格, 安装方向一致, 紧固应对称、均匀、松紧适当。应保证螺纹外露 2~5 牙。螺栓宜涂油脂加以保护。

5.1.9 管道上的伴热管安装应符合下列规定:

1 外伴热管应安装在主管线中心下方 45° 的位置, 应与主管贴紧, 个别地方允许有不超过 10mm 的间隙, 应有可靠的

固定件。

2 外伴热管的热补偿设置应符合设计要求。

5.2 管件组装

5.2.1 弯管的组装应符合下列规定：

1 弯管的组装宜在直管段就位后施工；

2 埋地管道中相邻而方向相反的两个弹性弯曲之间，应连接过渡直管段；非弹性敷设的管段，应根据地形，可采用弯管或现场冷弯管，不宜以斜接口连接；

3 对管道公称直径小于500mm的V类管道，如采用斜接口连接，偏斜角度应不大于 5° ；对管道公称直径大于或等于500mm的V类管道，偏斜角度应不大于 3° ；

4 在施工现场冷弯管时，冷弯管曲率半径不应小于40倍管道公称直径，冷弯管质量检查内容与预制冷弯管相同；

5 通实心刚性球的管道，组对前弯管部分应进行通球试验，合格后方可组对。

5.2.2 支管外径小于主管内径 $2/3$ 时，宜按表4.1.3中第4项的要求组对三通；支管外径不小于主管内径 $2/3$ 时，宜采用表4.1.3中第3项的要求组对三通。

5.2.3 在通清管球（器）的主管道上开孔时，支管不得超过主管内壁。当支管直径大于主管直径的 $1/4$ 时，主管开孔应成栅状，栅的方向与主管轴向平行，开孔部位支管与主管组装形式应符合表4.1.3中第3项的要求。

5.2.4 管道开孔的补强应在主管与支管的焊缝焊接检验合格后方可安装补强板。

5.3 补偿器安装

5.3.1 补偿器的组装应在管道直管段就位后施工。

5.3.2 “Π”形补偿器安装前，应按设计规定的数值进行预拉伸（压缩），预拉伸（压缩）量的允许偏差为 $\pm 10\text{mm}$ 。

5.3.3 埋地管道补偿器上下游各2m范围内，应采用易压缩土替换较硬的土质。

5.3.4 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。若设计无规定，焊口位置宜选在弯矩较小的部位，即放在垂直管段上。

5.3.5 “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，应水平安装在冻土层内；

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；安装位置应符合设计图纸的规定；

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。

5.4 管道支、吊架安装

5.4.1 管道支架应平整、牢固、位置应正确，标高应符合设计要求。

5.4.2 管道支、吊架的焊接应按设计要求进行。管道与管托等焊接后，在管壁上不得有电弧擦伤、焊疤、咬边等现象。

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

5.4.4 管道安装时，不宜使用临时性的支、吊架，如使用时，应作标记，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。

5.4.5 固定支架应严格按设计要求安装，并在补偿器预补偿前固定。

5.4.6 保温管道支、吊架和管托施工时，应留出保温操作空间。

5.4.7 管道固定、滑动支架安装的允许偏差应符合表5.4.7的规定。

表 5.4.7 管道支架安装允许偏差 (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。

5.5 管 汇 安 装

5.5.1 管汇安装前应具备下列条件:

- 1 与管汇有关的土建工程经检查合格;
- 2 与管汇连接的设备找正合格, 固定完毕;
- 3 与管汇连接的阀门和仪表等已经检验合格, 核对无误, 内部清理干净;

4 管汇按设计要求试压合格。

5.5.2 管汇与设备连接时, 不得强行组对。

5.5.3 管汇安装找正时, 子管法兰纵向、横向水平度或垂直度允许偏差每米应不大于 2mm, 母管水平偏差应不大于 5mm。

5.5.4 管汇应按设计要求设置支撑, 支撑点应避开焊缝。

5.6 阀 门 安 装

5.6.1 阀门安装前, 按设计图纸核对型号、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。

5.6.2 安全阀、双闸板阀应直立安装。水平管道上的单闸阀门, 其阀杆应安装在上半周范围内。阀门在安装过程中, 手轮和执行机构均不得作起吊点。

5.6.3 集群安装的阀门应排列整齐, 同一平面或间距偏差应不大于 5mm。

5.6.4 法兰螺栓应符合设计要求, 安装方向一致, 紧固应对

称, 均匀、松紧适当。应保证螺纹外露 2~5 牙, 并应涂润滑脂加以保护。

5.6.5 阀门安装除符合本规范规定外, 还应符合 SY/T 4102 的规定。

6 管道的焊接及检验

6.1 一般要求

6.1.1 参加焊接的焊工必须持有焊工考试委员会颁发的相应项目资格证书。

6.1.2 焊接工艺评定应按《钢质管道焊接及验收》SY/T 4103的规定进行。

6.1.3 对施工单位首次使用的钢材,若无齐全的该钢材焊接性能试验报告,应进行焊接性能试验。焊接性能试验可按国家现行有关标准的规定执行。确定钢材的焊接性能后,应按本规范第6.1.2条作焊接工艺评定。

6.2 焊接材料

6.2.1 焊接材料的型号、规格应符合设计要求。

6.2.2 焊接材料的质量必须符合国家现行标准的规定,并有出厂产品合格证明文件。

6.2.3 焊接材料入库时应按标准验收,合格后分类存放。库房内应做到防潮、防雨、防霜及油类侵蚀。搬运焊条时,应轻拿轻放。

6.2.4 焊条在使用前,应按焊条说明书的规定进行烘干;说明书规定不明确时,可参照表 6.2.4 的规定烘干。现场使用的焊条应存入保温箱内,随用随取。低氢型焊条在常温下超过 4h 应重新烘干,重复烘干次数不得超过两次。

6.2.5 焊剂在使用前应按使用说明书的要求进行烘干。

6.2.6 用于焊接的氩气纯度不得低于 99.99%, CO_2 气体纯度不得低于 98%。

表 6.2.4 焊条烘干温度、时间参考表

焊条类型	烘干温度(℃)	烘干时间(h)	保存方法
纤维素型焊条	80~100	0.5~1	—
碱性低氢型焊条	350~400	1.5~2	经烘干后,保存在 100~150℃ 的恒温箱中

6.3 焊 接

6.3.1 管道焊接可采用手工电弧焊、气体保护焊、半自动焊、埋弧焊和它们的组合焊。

6.3.2 焊接前,应检查坡口,并清除坡口表面和两侧至少 10mm 范围内的铁锈、水分、油污和灰尘等。焊接后,焊缝表面应清理干净,清除药皮、熔渣和飞溅。

6.3.3 下列管道焊缝宜采用氩弧焊封底:

- 1 设计要求氩弧焊封底;
- 2 设计压力大于或等于 10MPa 的管道焊缝;
- 3 管道与阀门的对接焊缝;
- 4 对接“固定口”的焊缝。

6.3.4 应按焊接施工措施或 GBJ 235 的有关规定进行母材焊前的预热和焊后热处理,焊接层间的温度不得低于预热温度。

6.3.5 管道焊接应采用多层焊,焊道熔渣应清理干净,并进行外观检查,合格后方可进行下道焊接。不同壁厚的管道焊接层数及焊条直径可参照表 6.3.5 的规定执行。

6.3.6 每条焊缝应连续焊完,各焊道焊接间隔时间不宜过长,相邻焊道接头位置应错开 20~30mm。

6.3.7 大口径管道固定焊接,应由两名焊工同时从两侧进行。单人焊接时,两侧各层轮番进行。

6.3.8 焊接时应采取有效防护措施,否则,有下列情况之一时严禁施焊:

表 6.3.5 焊接层数及焊条直径

管壁厚度 (mm)	焊接层数	根部焊缝焊条直径 (mm)	其他焊道, 焊条直径 (mm)
3.6~6	2~3	3.2	3.2~4
7~9	3~4	3.2	3.2~4
10~12	4~5	3.2	3.2~4
12~22	5~7	3.2	4~5
22~28	8~12	3.2	4~5

1 下雨、下雪;

2 手工电弧焊时, 风速超过 8m/s; 气体保护焊时, 风速超过 2.2m/s;

3 大气相对湿度超过 90%。

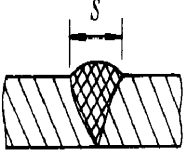
6.3.9 强度不同的钢材焊接时, 宜采用与强度较低的钢材相匹配的焊接材料和强度较高钢材相适应的焊接工艺。

6.3.10 每道焊缝附近, 应打上焊工代号。代号应位于焊缝下游(根据管道内介质流向来判断), 距焊缝 50mm。

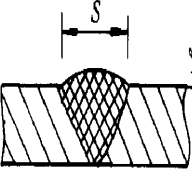
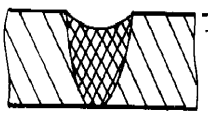
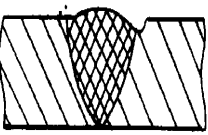
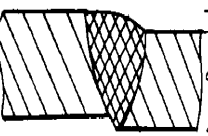
6.4 焊缝检验

6.4.1 焊缝应先进行外观检查, 焊缝外观检查质量应符合表 6.4.1 的规定。

表 6.4.1 焊缝外观质量检查标准 (mm)

检查内容	示意图	质量检查标准	
		I, II, III, 类管道	IV, V类管道
焊接宽度		不带坡口: $0.9 \times (1.5\delta + 3) \sim 1.1 \times (1.5\delta + 3)$ (δ 为管壁厚度); 带坡口: 每边超出坡口 1~2	

续表 6.4.1

检查内容	示意图	质量检查标准	
		I, II, III, 类管道	IV, V类管道
焊缝表面裂纹、气孔、夹渣、熔合性飞溅	—	不允许存在	
焊缝表面余高		上向焊: $e \leq 1 + 0.1S$, 且局部不大于 3, 长度不大于 30; 下向焊: $0 \leq e \leq 1.6$, 且局部不大于 3, 长度不大于 50	
焊缝表面凹陷		不允许存在	$e \leq 0.5$, 凹陷长度小于或等于焊缝全长的 10%, 且不大于 100
咬边深度		$e \leq 0.5$, 每条焊缝两侧咬边长度之和不大于每条焊缝全长的 10%, 且不大于 50	
接头错边		$e < 0.15\delta$, 且不大于 1.5; 对于螺旋焊接管, 最大可为 0.25δ , 且不大于 3; $e > 0.15\delta$ 部分的长度不超过每条焊缝全长的 10%, 且不大于 50	$e < 0.25\delta$, 且不大于 3

6.4.2 焊缝外观检查合格后，应对每个焊工所焊的各类焊缝进行无损探伤。设计压力大于1.6MPa的管道环焊缝宜选用射线探伤，当设计无规定时，其探伤数量和合格级别应符合表6.4.2的规定。

表 6.4.2 管道焊缝射线探伤数量和合格级别

管道级别	固定焊接或转动焊接	管道类别							
		I		II		III		IV	
		合格级别	探伤比例 %	合格级别	探伤比例 %	合格级别	探伤比例 %	合格级别	探伤比例 %
A	固	II	100	II	100	III	40	III	10
	转		100		15		15		5
B	固	II	50	II	50	III	20	III	5
	转		50		8		8		3
C	固	II	25	II	25	III	10	III	3
	转		25		4		4		2

注：管道类别、级别划分见表1.0.5。

6.4.3 焊缝的射线探伤可用超声波探伤代替，合格级别与射线探伤相同，超声波探伤数量不应少于射线探伤数量。当选用超声波探伤时，应对超声波探伤部位作射线复验，复验数量为规定探伤数量的5%，且不得少于一条焊缝。

6.4.4 焊缝的射线探伤应按《石油天然气钢质管道对接焊缝射线照相及质量分级》SY 4056的规定执行。

焊缝的超声波探伤应按《石油天然气钢质管道对接焊缝超声波探伤及质量分级》SY 4065的规定执行。

6.4.5 注汽管道的焊缝的无损探伤除符合上述规定外，合格级

别为II级的焊缝不得有未焊透缺陷。当选用超声波探伤时，应对超声探伤的部位作20%的射线复验。

6.4.6 管道焊缝的无损探伤，对每个焊工所焊焊缝应按表6.4.2规定的比例进行探伤，且不少于一条焊缝。如无损探伤不合格，应对该焊工所焊的该类焊缝按原检查和复验数量及探伤方法进行补充探伤；若仍不合格，应停止该焊工对该类焊缝的焊接工作，并对该焊工所焊的该类焊缝全部进行探伤。

6.4.7 不合格的焊缝必须进行返修，返修后应采用同样的探伤方法和合格级别进行复验。同一部位返修次数不得超过两次，返修记录应归档。如仍不合格，应将该焊缝割掉，重新组对。割口位置距焊缝不得小于5倍管壁厚度，且不小于50mm。

6.4.8 从事管道焊缝无损检测人员，必须持有国家主管部门颁发的与其工作相适应的资格证书。

6.4.9 凡经无损探伤的焊缝应在竣工图上或交工资料上标明。

7 管道的防腐与保温

7.1 一般要求

7.1.1 管道防腐层应在防腐预制厂进行涂敷。涂敷前，钢管应逐根进行外观检查，合格后方可涂敷。所使用的防腐保温材料，其型号、规格、性能应符合设计要求，并有制造厂的出厂质量证明书。

7.1.2 化工原料及涂料应分类存放在阴凉干燥处，远离火源，存放期不得超过原料的贮存期。过期者必须进行检验，确认合格后方可使用。

7.1.3 保温材料及其制品主要技术性能指标应符合下列规定：

1 输送介质温度在 $-20\sim 350^{\circ}\text{C}$ 时，导热系数值应小于或等于 $0.1\text{W}/(\text{m}\cdot\text{K})$ ；

2 容重不得大于 $350\text{kg}/\text{m}^3$ ；

3 硬质成型制品的抗压强度不应小于 0.4MPa ；半硬质保温材料制品压缩 10% 时，其抗压强度不应小于 0.2MPa ；

4 软质、散装材料，不得混有杂物；纤维类保温材料中大于或等于 0.5mm 的渣球含量应为：矿渣棉小于 10% ，岩棉小于 6% ，玻璃棉小于 0.4% ；直径小于 0.3mm 的多孔性颗粒类材料不宜使用；

5 常用保温材料及其制品的主要性能应符合表 7.1.3 的规定。

7.1.4 外保护层材料应符合下列规定：

1 应具有良好的防水、防潮性能以及耐候、抗风沙性能，不得有虫蛀、霉变等现象；

2 保护层所用材料应符合国家现行标准的规定。

7.1.5 对于硬质和半硬质保温材料制品，应进行外观抽样检

表 7.1.3 保温材料及其制品的主要性能

保温材料 及制品名称	密度 (kg/m^3)	导热系数或导热系数方程式 [$\text{W}/(\text{m}\cdot\text{K})$]	最高安全 使用温度 ($^{\circ}\text{C}$)	抗压强度 (MPa)	体积吸水率 (%)
高温型硬质聚氨酯泡沫塑料	51~55	$0.023\sim 0.027$ (常温)	150	$0.38\sim 0.43$	1.4
常温型硬质聚氨酯泡沫塑料	65~75	$0.023\sim 0.030$ (常温)	100	$0.18\sim 0.25$	2.5
轻质微孔硅酸钙制品	182	$0.0407+0.000128(T_p-273)$	650	—	—
微孔硅酸钙制品	220	$0.060+0.00011(T_p-273)$	650	≤ 0.8	—
微孔硅酸钙制品	240	$0.0695+0.00011(T_p-273)$	650	≤ 1.04	—
岩棉管壳	120~150	$0.036+0.00015(T_p-273)$	—	—	—
岩棉保温带	100~120	$0.043+0.00015(T_p-273)$	—	—	—
矿渣棉制品	80~150	$0.04+0.00015(T_p-273)$	—	—	—
憎水型水玻璃珍珠岩制品	170~200	$0.053+0.0001(T_p-273)$	—	—	—
水泥珍珠岩制品	380	$0.081+0.000177(T_p-273)$	—	—	—
泡沫石棉	30~50	$0.046\sim 0.059$	500	压缩回弹率 $2\%\sim 4\%$	$2\sim 4$
憎水无机多孔绝热制品	≤ 210	$\leq 0.10(350^{\circ}\text{C})$ ≤ 0.038 (常温)	—	> 0.4	—
硅酸盐复合绝热涂料	≤ 950	$\leq 0.12(350^{\circ}\text{C})$	—	—	—

注： T_p 为保温材料内、外表面积算平均温度（ K ）。

查,抽检率为2%,但不少于5件;若不合格加倍抽检,仍不合格,应退回供货方。外观检查应符合下列规定:

1 长度允许偏差为 $\pm 4\text{mm}$,厚度允许偏差为 $^{+3}_{-1.5}\text{mm}$,内径允许偏差应为 $^{+2}_{-1}\text{mm}$;

2 不得有长度超过30mm和深度超过7mm的缺棱,也不得有长度超过20mm和深度超过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。

7.1.6 保温材料及外保护层材料应堆放在室内或料棚下,保持干燥,严禁受潮。材料的堆放高度不宜大于2m,露天堆放时,必须采取防护措施。

7.1.7 保温材料制品在搬运时应轻拿轻放,严禁摔打、推拉。

7.1.8 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,对防腐层必须进行100%电火花检漏。

7.2 管道防腐保温及补口、补伤

7.2.1 管道的补口、补伤应在分段试漏合格后进行,分段试漏具体要求应符合本规范第9.2节的规定。埋地管道在地面上完成的防腐保温、补口补伤;地上保温管道应在管道就位并固定后施工。

7.2.2 管道防腐及补口、补伤的结构型式、防腐等级、防腐材料,除应符合设计要求外,还应符合相应的施工及验收规范。

8 管沟开挖、管道下沟及回填

8.1 一般要求

8.1.1 土方工程施工前,应按设计图纸确定合理的施工方法。

8.1.2 在有埋地管道、电缆和文物古迹的地段进行土方施工时,应提前与有关部门协商议定开挖方案。

施工中如发现文物、古墓,必须暂停施工,保护现场,及时通知有关管理部门。

8.1.3 管道与电缆交叉时,除应符合国家和行业现行有关规定外,还应符合下列规定:

1 交叉角为 $60^{\circ} \sim 90^{\circ}$;

2 电缆与管道的净间距不得小于0.5m;

3 当管道温度超过 75°C 时,管道与电缆之间应设置隔热垫板;

4 管道应置于电缆下方,并使交叉点位于该管道弹性敷设的最低点。

5 在电缆每侧2m范围内,管道不得有环向焊缝。

8.1.4 管道与地下已有管道交叉时,新建管道除保持足够的埋深外,新建管道与原有管道的净间距不得小于0.3m。

8.1.5 需要有水工保护、堡坎施工时应按设计图样施工,并应遵循国家现行有关建筑工程施工及验收规范。

8.1.6 工程施工完后应清理现场和恢复地貌。

8.2 管沟开挖

8.2.1 管沟开挖中心线应符合本规范第8.2.9条的要求,挖出的土壤应堆到没有布管道的一侧。堆土距管沟距离应不少于0.8m,在耕作区应将生土和熟土分开堆放。

8.2.2 管沟边坡坡度应根据土壤的物理性质确定。在地质条件良好、具有天然湿度又无地下水、且挖深不超过 5m 时，不加支撑的管沟边坡坡度应符合表 8.2.2 的规定；挖深超过 5m 时，应作支撑。

8.2.3 当管沟同一横断面出现不同种类土层时，各层坡度均应符合表 8.2.2 的规定。

8.2.4 地质情况不良，易产生滑坡、塌方等现象的土层，管沟边坡坡度应在执行表 8.2.2 的规定值的基础上，采取相应的措施。

表 8.2.2 管沟边坡坡度

土壤类别	边 坡 坡 度	
	人工开挖	机械开挖
中、粗砂	1/1.0	1/1.0
亚砂土含卵砾石土	1/0.67	1/0.75
亚粘土	1/0.5	1/0.75
干黄土	1/0.25	1/0.33
未风化岩	1/0	—
粉细砂	1/1.0~1/1.5	—
次生黄土	1/0.5	—

8.2.5 管沟沟底宽度应符合下列规定：

1 当管沟深度不大于 3m 时，沟底宽度应符合下列公式的计算值：

$$B = \phi_1 + \phi_2 + \dots + \phi_n + (n - 1) \times b + K \quad (8.2.5)$$

式中 B ——沟底宽度 (m)；
 $\phi_1, \dots, \phi_n$ ——管沟内各种管道最外层直径 (m)；

b ——管道净间距，取 $b = 0.25\text{m}$ ；
 n ——管道根数；
 K ——沟底加宽余量 (参照表 8.2.5 取值) (m)。

表 8.2.5 沟底加宽余量 (m)

施工方法	沟上组装焊接			沟下组装焊接		
地质条件	旱地	沟内有积水	岩石	旱地	沟内有积水	岩石
K 值	0.5	0.7	0.9	0.8	1.0	0.9

2 当管沟深度大于 3m 且小于 5m 时，管沟沟底宽度应比公式 (8.2.5) 的计算值宽 0.3m；若管沟需要加防塌方支撑，则应在原沟底宽度的基础上增加支撑厚度。

3 采用机械挖沟时，沟底宽度应由挖土机械的挖土、取土器械确定，但不得小于本条的规定。

4 未冻前挖沟且拟在地面结冻后进行施工的管道，考虑土层水平冻胀因素，管沟沟底宽度应适当加宽。

8.2.6 在地下水位较高地段挖沟时，应采取降水或排水措施，水位下降后再按上述要求施工。降水施工可按《土方与爆破工程施工及验收规范》GBJ 201 的规定进行。

8.2.7 若使用机械挖土，应由人工清理沟底。

8.2.8 用冻土挖沟机、凿岩机及爆破等方法开挖冻土、矿渣时，破碎深度应达到未冻层或比设计要求深 100mm。在岩石地区，破碎深度应比设计要求深 200mm，破碎宽度应在本规范第 8.2.5 条规定值的基础上增加 200mm。

8.2.9 管沟应尺寸正确，沟底平直，边坡一致，管沟质量应符合下列规定：

- 1 管沟中心线偏移应小于或等于 100mm；
- 2 沟底标高允许偏差应为 $\begin{smallmatrix} +50 \\ -100 \end{smallmatrix} \text{mm}$ ；
- 3 沟底宽度允许偏差应为 $\pm 100\text{mm}$ 。

8.3 管道下沟及回填

8.3.1 管道下沟前，应排除沟内积水、积雪，清理塌方和硬块。沟底为硬层时，必须回填 100mm 厚的软土，岩石地区应回填 200mm 软土。人工找平后，应按本规范第 8.2.9 条的规定复查管沟质量，合格后方可下沟。

8.3.2 管道下沟应使用专用吊具，下沟设备宜采用吊管机。现场防腐保温、补口补伤部位不宜作为吊点。管道下沟时，不得损坏防腐保温层。

8.3.3 管道下沟应平稳，各吊点应协调一致，不得使管道产生超过弹性范围的变形。管道下沟吊起高度不宜超过 1m，吊点间距应符合表 8.3.3 的规定。

表 8.3.3 管道下沟吊点间距

管径(mm)	720	630	529	426	377	325	273	219	159
间距(m)	≤ 23	≤ 21	≤ 19	≤ 17	≤ 16	≤ 15	≤ 13	≤ 11	≤ 9

8.3.4 多管共沟的管排，应选择好下沟顺序。一般情况下，较重的管道先下沟，就位后再吊其他管道。

8.3.5 管道就位质量应符合下列规定：

- 1 管道埋深应符合设计要求，标高允许偏差应为 $+50$ -100 mm；
- 2 多管共沟管道净间距不得小于 0.25m 或设计文件的规定；
- 3 悬空长度应符合表 8.3.5 的规定；
- 4 在沟底为岩石的管沟中，管壁距岩石不得小于 0.2m。

表 8.3.5 悬空段长度允许值

管径(mm)	720	630	529	426	377	325	273	219	159
悬空长(m)	≤ 12	≤ 10	≤ 8	≤ 6	≤ 5	≤ 4	≤ 3	≤ 2.5	≤ 2

8.3.6 在渗水较快、不易抽干水的管沟内，管道易浮起，宜局部回填固定管道，或向管内注水使管道沉入沟底。但在管沟回填后，必须将管中积水清扫干净。

8.3.7 在管沟回填前，应检查管道防腐质量，对不合格者应进行返修，合格后方可回填。

8.3.8 管沟回填应符合下列规定：

1 距管壁 200mm 范围内，应使用软土或砂土做回填土；冬天尚可使用粒径不大于 30mm 的冻块；埋地热力管道的管沟回填应符合设计规定；

2 回填土应高出地面 300mm 以上，沉降后的回填土顶面不得低于自然地坪。

8.3.9 应按设计要求埋设里程桩、转角桩、测试桩。

9 管道的试压与清扫

9.1 一般要求

9.1.1 管道投产前应进行清扫及强度和严密性试验。

9.1.2 管道清扫前, 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, 待试验后复位。

9.1.3 试压用的压力表应经过校验, 并在有效期内, 精度应不低于 1.5 级, 表的量程应为被测压力 (最大值) 的 1.5~2 倍。压力表应不少于两块, 分别置于管道的两端。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, 且安装于避光处, 温度计分度值应小于或等于 1℃。阀门应经试验合格。

9.1.4 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。

9.1.5 试压介质的排放应选在安全合适地点。排放点应有操作人员控制和监视。

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

9.2 管道分段试漏检查

9.2.1 焊缝没有经过 100% 无损检测的管道应进行分段试漏检查。分段试漏检查应从无弯管、无异径管、无三通的自然段进行分段, 每段长度不宜大于 5km。

9.2.2 管道分段试漏检查压力为 0.6MPa, 介质为空气。在管道两端均升到 0.6MPa 后, 应用肥皂水对焊缝进行逐条检查, 无渗漏为合格。

9.3 管道强度及严密性试验

9.3.1 埋地管道应在下沟回填后进行强度和严密性试验; 架空管道应在管道支吊装安装完毕并检验合格后进行强度和严密性试验。

9.3.2 管道强度试验宜以洁净水为介质。当不能用水进行强度试验时, 可用空气代替, 但必须有安全措施, 并由安全部门批准。

9.3.3 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 2h, 管道无断裂、目测无变形、无渗漏、压降不大于表 9.3.3 的规定为合格。然后降至严密性试验压力, 稳压 6h, 管道无渗漏、压降不大于表 9.3.3 的规定为合格。当用空气做试验介质时, 管道稳压时间内的压降按下式计算。

$$\Delta p = 100 \left(1 - \frac{p_2 \cdot T_s}{p_s \cdot T_z} \right) \quad (9.3.3)$$

$$p_s = p_{s1} + p_{s2}$$

$$p_z = p_{z1} + p_{z2}$$

式中 Δp ——压降 (%);

T_s ——稳压开始时管内气体的热力学温度 (K);

T_z ——稳压终了时管内气体的热力学温度 (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_{z1} ——稳压开始及终了时的压力表读数 (MPa);

p_{s2}, p_{z2} ——稳压开始及终了时的当地大气压 (MPa)。

p_2, p_s, T_z, T_s 各值均指全线各测点平均值。

管道耐压试验参数应符合表 9.3.3 的规定。

表 9.3.3 管道耐压试验参数

介质		水		压缩空气	
检验项目		强度	严密性	强度	严密性
试验压力 (MPa)	设计压力 $p \leq 10$	$1.25p$ 且不小于 0.4	p	$1.15p$	p
	设计压力 $p > 10$	$1.5p$	p	—	—
升压步骤		分三次升压,升压值依次为试验压力的30%,60%,100%,间隔30min,升压速度不大于0.1MPa/min	—	要求同水介质试验	—
稳压时间		2h	6h	2h	6h
合格标准		管道无断裂,目测无变形、无渗漏,降压小于或等于试验压力的1%	巡线检查,降压小于或等于试验压力的1%	管道无断裂,目测无变形,无渗漏, $\Delta p \leq 1\%$	巡线检查无泄漏, $D_N \leq 300\text{mm}, \Delta p \leq 1.5\%; D_N > 300\text{mm}, \Delta p \leq (500/D_N)\%$

9.3.4 管道在强度试验过程中,不得沿管道巡线,过往车辆行人应加以限制。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。

9.3.5 用洁净水作试压介质的强度试验应符合下列规定:

- 1 工作介质为气体的架空管道,应核算管道及支撑结构的强度,必要时应临时加固;
- 2 有高差的管道,应考虑静水压的影响,管道试验压力以高

处的压力表为准,最低点压力不得超过管道和管件所能承受的最大压力(屈服极限的90%);

- 3 管道沿线各高点顶部均应设放空阀,排净管内气体;
- 4 当环境温度低于0℃时,应采取防冻措施;
- 5 试验合格后,应将管内介质清扫干净。

9.4 管道清扫

9.4.1 管道清扫可用洁净水、压缩空气或清管球(器)分段进行,每段不宜过长。不允许有积水的管线应用压缩空气扫线,扫线压力不得大于管道设计压力。

9.4.2 采用压缩空气爆破膜法吹扫管道,应遵守下列规定:

- 1 吹扫流程宜与工艺流程一致,在系统的上游应具有足够储气量,爆破口宜在管线的最低部位,没有支撑及固定的爆破端在爆破前应加以固定,泄压口前端20m范围内禁止行人走动及堆放易损物品;
- 2 爆破吹扫应有明显的警戒安全措施,并有专人看护,爆破压力应控制在0.1~0.25MPa之间,并据此选择爆破膜的厚度和层数;
- 3 扫线前应截止或隔断管道沿线支管,避免形成死角,管道沿线不宜有变径管;
- 4 每条管道扫线次数可按表 9.4.2 的规定进行。

表 9.4.2 爆破膜法管道吹扫次数

爆破压力 (MPa)	储气罐容积/管道容积				
	1/5	1/4	1/3	1/2	1
0.1	8	6	4	3	2
0.15	6	5	3	2	1
0.2	4	3	2	1	1
0.25	3	3	2	1	1

9.4.3 通球的管道应先分段通球，每段长度不宜超过 10km。管道分段通球合格后方可进行整体通球，通球压力不得大于管道设计压力。

9.4.4 空心胶球在使用前应排气充水，使球外径比管内径大 4%~8%。

9.4.5 通球管道宜在其收、发端和易卡球处设置通球显示器，并设专人监测。

9.4.6 发送清管器时，应将信号发生器与清管器连在一起，并用仪器监测清管器位置。

9.4.7 管道通球（清管器）后，应封闭管道两端，拆除临时设施。

10 工程交工验收

10.0.1 油田集输管道工程完工后，应向建设单位申请交工检查验收。

10.0.2 工程验收时，应向建设单位提供如下主要技术资料：

- 1 主要验交实物工程量表；
- 2 施工图修改通知单；
- 3 施工变更联络单；
- 4 材料改代联络单；
- 5 防腐绝缘施工记录；
- 6 超声波探伤综合报告；
- 7 X 射线探伤综合报告；
- 8 管道隐蔽工程记录；
- 9 单位工程质量评定报告、中间验收证书；
- 10 试压记录；
- 11 穿跨越工程验收记录；
- 12 材料出厂质量证明书；
- 13 竣工图。

标准用词和用语说明

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,非这样做不可的用词:

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用词:

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用词:

正面词采用“宜”,反面词采用“不宜”。

表示有选择,在一定条件下可以这样做的,采用“可”。

油田集输管道施工及验收规范

条文说明

修 订 说 明

根据(96)中油技监字第52号文精神,由辽河石油勘探局油田建设工程二公司负责对《油田集输管道施工及验收规范》SYJ 4022—88进行了修订,修订后的《油田集输管道施工及验收规范》经中国石油天然气总公司于1997年12月28日以[97]中油技监字第698号文批准发布,自1998年6月1日起实施。

本规范以《油田集输管道施工及验收规范》SYJ 4022—88为基础,综合《油气田井场工艺安装工程施工及验收规范(采油井场)》SYJ 4009—86、《管汇制作与安装工程施工及验收规范》SYJ 4023—89和《稠油热采管道施工及验收规范》SY 4061—93三项规范的有关条款,并参考国家和石油行业现行的有关标准修订而成。

在修订过程中,以函审和会审两种方式广泛征求了有关单位和专家的意见,力求做到技术先进、经济合理、确保质量,既考虑目前的施工水平,又考虑到今后的发展方向。本规范经反复讨论修改,最后由石油工程建设施工专业标准化委员会会同有关部门进行审查定稿。

为便于广大设计、施工等有关单位人员在使用本规范时能正确理解和执行条文规定,本规范修订人员根据国家有关编制标准、规范条文说明的统一要求,按正文的章、节、条顺序编制了本条文说明,供各有关部门和单位参考。

希望各单位在执行本规范过程中,结合工程实践,认真总结经验,注意积累资料,在使用过程中如发现需要修正和补充之处,请将意见和有关资料寄交辽河石油勘探局油田建设工程二公司技术科(辽宁省盘锦市兴隆台,邮编124012)。

辽河石油勘探局油田建设工程二公司

1997年12月

目 次

1 总则	47
2 测量放线、施工带清理及布管	49
2.1 测量放线	49
2.2 施工带清理	49
2.3 防腐保温管的拉运与布管	50
3 钢管、管件及阀门检验	51
3.1 一般要求	51
3.2 钢管检验	51
3.3 管件检验	51
3.4 阀门检验	51
4 钢管及管件加工	53
4.1 钢管切割	53
4.2 管件制作	53
4.3 补偿器加工	54
4.4 管道支、吊架制作	54
4.5 夹套管制作	54
4.6 管汇制作	54
5 管道安装	56
5.1 管道组对	56
5.2 管件组装	57
5.3 补偿器安装	57
5.4 管道支、吊架安装	58
5.5 管汇安装	58
5.6 阀门安装	58
6 管道的焊接及检验	59

6.1 一般要求	59
6.2 焊接材料	59
6.3 焊接	59
6.4 焊缝检验	60
7 管道的防腐与保温	62
7.1 一般要求	62
7.2 管道防腐保温及补口、补伤	62
8 管沟开挖、管道下沟及回填	63
8.1 一般要求	63
8.2 管沟开挖	63
8.3 管道下沟及回填	64
9 管道的试压与清扫	65
9.1 一般要求	65
9.2 管道分段试漏检查	65
9.3 管道强度及严密性试验	65
9.4 管道清扫	66
10 工程交工验收	67

1 总 则

1.0.2 本条规定的两种参数是根据对几个油田现场调研和 SYJ 4022—88 确定的。

通过对几个油田现场调研发现：介质压力较大的管道主管有动力液管道、注水管道和热注管道三种，但最高压力均不超过 25MPa。因此介质压力适用范围选定 32MPa 能满足要求。

本条规定的介质温度是根据热采工艺要求和天然气常温集输以及选用钢材的力学性能确定的。注汽工程各油田设计、工作温度都不大于 350℃，因此本条能满足使用要求。

1.0.3 天然气危险性较大，对输送天然气的管道的施工要求较高。目前，输送工作压力在 1.6MPa 以上的天然气管道施工及验收有专门的规范，因此本规范不包括工作压力大于 1.6MPa 的天然气管道工程的施工及验收。

1.0.4 本条明确了本规范适用的管道范围。根据几个油田现场调查和参考原相关标准，认为本规范仍能满足采油、石油伴生气 ($p \leq 1.6\text{MPa}$)、注水、注汽井的井场工艺管道和注蒸汽管道、蒸汽管道和伴热管道的施工及验收。因此本条在 SYJ 4022—88 的基础上增加了第 1 款和第 4 款两项内容。采油伴热管道包括热水、蒸汽、热媒油等管道。

1.0.5 油田集输管道类别和等级划分是根据管道的压力和材质确定的。具体分类时参考了 GBJ 235 中的管道分类和 SYJ 4022—88 中的分类方法，对原验收规范中概念含糊的部分予以修改，可操作性更强。供热站即热采注蒸汽锅炉安装站，也称为热采注汽站。

1.0.6 本条着重强调设计文件的严肃性，非原设计单位或个人不得擅自修改设计文件。

1.0.7 穿跨越、阴极保护、土方工程、土建工程，以及安全、劳动保护、消防、环保等，国家和各行业都有比较完善的规定，施工时应参照执行。

2 测量放线、施工带清理及布管

2.1 测量放线

2.1.1 我国石油资源丰富，几乎遍及全国各地。各地地势差异很大，特别是丘陵地带，自然高差较大，设计对施工有一定的特定要求。为保证管道下沟后在相对位移上能满足设计要求，施工前进行设计交底、交桩是很有必要的。

2.1.2 施工单位清楚线路走向后，根据设计文件资料进行放线，用白灰划出施工带，确定起止桩、转角桩和穿跨越位置的控制桩。长度大于500m的管道，要打百米桩；地形起伏地带，要打加密桩；对有不同规格的管材、不同防腐绝缘等级的管线，在分界点要打控制桩。根据各类桩的特点标明相应参数。

2.1.3 参考《长输管道线路工程施工及验收规范》SYJ 4001的规定，并结合多年来实际施工时占地情况，本条规定了施工带的上限。施工单位在施工时应积极采取措施，尽可能减少占地宽度，并应执行征地文件规定的宽度。

2.1.4 在1997年6月征求意见会上，专家们认为同沟敷设多根管道时，每增加一根工作管，增加5倍该管公称直径的占地宽度是比较合理的。

2.1.5 本条是根据施工现场作业环境，对施工单位需要增加临时用地时提出的基本要求。

2.1.6 本条提出管道堆放场的一些具体要求。

2.2 施工带清理

2.2.1 本条是指通常的施工扫线作业。

2.2.2 安全距离摘自中国石油天然气总公司91年编写的《石油安全工程》中级本下册“石油工业电气安全技术”。

2.2.3 施工前应仔细勘测施工现场,对有积水或地下水位较高地段,应提前作好排水或降水工作。

2.3 防腐保温管的拉运与布管

2.3.1~2.3.5 参考了SYJ 4001中钢管的防腐绝缘和运输的规定,根据相关要求(主要是工程质量和施工安全)对防腐保温管吊装、拉运、卸管以及堆放作出具体规定。

2.3.6 因管道生产时允许出现一定的偏差,若相邻两管口同时出现最大正偏差和最大负偏差,则组对时必定很困难,也满足不了本规范对管道对口错边量的要求。因此要求布管时要把好管口周长这一关。

2.3.7 根据管沟边坡坡度要求,经过受力计算,确定了管道管壁距沟边缘的最小距离,施工时必须保证。根据土质的不同,应合理加大管道距沟边的距离。

2.3.8 多管平行时,主要考虑施工、防腐及以后检修的最小间距,根据管径的大小,应合理选择间距。

2.3.9 布管时,两相邻管道不可相距太远,否则会增加施工人员的强度;也不能不留一定的距离,使清管、校圆、洗口等工作困难。

2.3.10 稳固管道时,一定要采取有效的保护措施使保温防腐层不致损坏。

3 钢管、管件及阀门检验

3.1 一般要求

3.1.1、3.1.2 工程所用钢管、管件、阀门必须有出厂质量证明文件,并且符合设计要求。如对其产品质量有怀疑时,必须按要求进行复验。

3.2 钢管检验

3.2.1 要求管道同厂家、同规格、同钢级,主要是为了保证材质成分、技术性能一致。

3.2.2~3.2.4 这三条主要是强调钢管验收的重要性。验收时应严格执行GBJ 235的有关规定。

3.3 管件检验

3.3.1 本条规定了管件验收时需检验的技术资料和技术要求,并要求验收后要填写验收记录。

3.3.2 本条规定了法兰密封面的质量要求。

3.3.3 本条对几种类型的封头作了具体要求,主要是依据《钢制焊接压力容器技术条件》JB 741—80第6条制定的。

3.3.4 参考其他管道工程施工及验收规范,并结合工程施工中的具体情况,咨询设计部门、预制厂家等,综合出表3.3.4。

3.3.5 本条是从安全的角度出发,对高压螺栓和螺母的力学性能专门提出要求。

3.4 阀门检验

3.4.1 阀门在外观检验合格后方可进行压力试验。阀门试压应按SY/T 4102的规定执行。当工作介质为水或蒸汽时,试压介

质用水；当工作介质为油气时，试压介质宜用煤油，目的是为防止阀门锈蚀。

3.4.2 试验合格的阀门，要及时排除内部积液，关闭阀门，涂抹防锈油。将合格阀门分类存放，并及时填写试验记录。

3.4.3 安装前进行检验，避免使用中阀门出现问题。

3.4.5 安全阀必须送到专业调校部门按设计要求调校定压，并保证铅封完好，其他部门和人员不得自行调校。

4 钢管及管件加工

4.1 钢管切割

4.1.1 钢管采用机械切割时，不得使切割表面产生 735℃ 高温。普通钢材在温度超过 735℃ 时，其金相结构发生变化，因此操作人员一定要采取合适的方法。采取氧—乙炔火焰切割时，要清除表面氧化层，其切口应符合本条的规定。

4.1.2 所有管材出厂时，都在管口端印有规格、型号、材质、出厂时间、制造标准文号等。管道切割前，应在不切割侧作好相应的标识，以便于管理。

4.1.3 本条对坡口制作提出了具体要求，参数的确定主要参考 GBJ 235。

4.1.4 不同壁厚的管道、管件组对时，应对壁厚较厚的进行削薄处理，否则无法满足无损检验的要求。其削薄长度是根据流体的流线通过计算确定的。

4.2 管件制作

4.2.1 中、低压管道弯管可采取冷弯、热弯两种方式。根据制作工艺不同，为确保制作的质量，本条特对各工艺条件下弯管的最小半径作出具体规定。表 4.2.1 中各种数据的确定主要参考了 GBJ 235。

4.2.2 为保证弯管的角度，方便组对，同时根据现场弯管设施，本条对弯管直管段的长度作出了具体规定。

4.2.3 本条参考了 GBJ 235 中第 3.7.4 条、第 3.7.6 条的规定。

4.2.4 根据 SYJ 4022—88 制定时专家审定意见，结合十多年来实施情况，本条能满足油田集输管道的质量要求。

4.3 补偿器加工

4.3.1、4.3.2 补偿器各项参数的偏差值是参考 GBJ 235 中相关参数而确定的。

4.4 管道支、吊架制作

4.4.1 本条强调设计几何尺寸的重要。

4.4.2~4.4.4 提出了管道支、吊架制作的外观质量的具体要求。

4.5 夹套管制作

4.5.1、4.5.2 在油田建设中,夹套管一般在采稠油、高凝油或气波制冷采气井站建设中使用较多,并且管径较小。但在石化行业,夹套管应用广泛。纺织行业有《夹套管施工及验收规范》FJJ 211—86。本规范只对其关键技术提出施工要点,即套管内的主管上不得有焊缝,主管与外管的间隙要均匀,扶正块要合理。

4.5.3 主管应先按设计要求进行强度和严密性试验,合格后方可安装套管。

4.5.4 夹套管制作完毕后,按设计要求对夹套空间进行试验。由于外套管内的介质工作压力一般不高,所以在外套管试压时不会对主管产生危害。

4.6 管汇制作

4.6.1 制作管汇用管首先应该选用无缝钢管。如管径较大,采购有困难,且管汇公称压力小于 1.6MPa 时,可选用螺纹钢或直缝钢管。

4.6.2 管汇采用骑座式连接时,本条对母管开孔直径作出了明确规定,这主要是考虑开孔小了会影响介质流量和增加介质的阻力。管汇采用插入式连接时,本条规定在母管上开坡口,这主要

是考虑金属填充量均匀;确定间隙是为了保证不产生焊接过瘤和组对时管与管间距偏差能满足要求。

4.6.4 为了保证管汇组对质量,本条规定了管汇子管的组对顺序。

4.6.5 表 4.6.5 中的数据取自 GBJ 235。

4.6.6 管汇用封头应采用成型封头,目前各油气田的技术水平完全可以达到,所以本规范不推荐使用盲板封头。

4.6.7 控制变形的措施,《管汇制作与安装工程施工及验收规范》SYJ 4023—89 第 3.3.7 条列举了三种方法,可供选用。

1 多层多焊道焊接工艺和分层间断隔缝跳焊的方法;

2 卡具法:用卡具将母管固定在足以抵抗焊接变形刚体上,卡具的设置应有效地抵御焊接变形;

3 反变形法:焊接前对母管施加反变形,以补偿焊接后的变形。反变形量可根据试验或施工经验确定,也可按母管长度的 0.3%~0.5%。

4.6.8 本条规定了管道开孔的补强板制作、组对、焊接等的质量要求。

5 管道安装

5.1 管道组对

5.1.1 管道组对前必须清管, 因为管道通过多道工序后, 管内可能存有杂物。管口的圆度是根据管道各种条件下的工艺要求, 并结合相关标准确定的。清洗管口是为焊接作好准备工作。管道组对时, 必须按本条要求清管。

5.1.2 为了避免在焊接中产生附加应力, 防止焊缝产生裂纹, 保证管道使用性能, 管道不得强力对口。

5.1.3 本条规定了管道组对中心线偏斜量。

5.1.4 本条参考了 GBJ 235、SYJ 4001 中的相关要求。

5.1.5 本条与 GBJ 235—82 中第 4.2.8 条一致。

5.1.6 凡使用内对口器安装管道时, 不进行点焊, 但第一遍焊接不低于该焊口焊道总长的 50%; 对口器卸走后, 继续完成根焊。第二遍热焊和根焊时间间隔不得超过 5min。采用外对口器或无对口器组对时, 应进行点焊; 点焊可均布 4~6 处, 点焊长度不小于焊道总长的 50%。

5.1.7 为了防止杂物进入管段内, 下班前应将已组对好的管段进行封堵。封堵时宜采用帽式封头, 不得损坏管口及附近 20mm 宽的管段。

5.1.8 因法兰的组对质量和螺栓紧固情况都将引起介质外漏, 故本条对其作出具体要求。

5.1.9 蒸汽伴热是常用的一种伴热形式, 施工虽然比较简单, 但是施工时人们往往不注意, 随便排放一个部位。影响伴热效果。

5.2 管件组装

5.2.1 本条沿用 SYJ 4022—88 的规定, 并核查了 SYJ 4001 的相关条款, 根据有关力学计算, 并调查以前施工情况和管道运行情况, 规定只有 V 类管道可采用斜接口连接。

5.2.2 为保证主管强度, 本条规定支管外径小于主管内径 $2/3$ 时, 宜采用插入式组对三通; 支管外径不小于主管内径的 $2/3$ 时, 采用骑坐式, 主要目的是增大焊道间距, 避免二次焊热的影响。

5.2.3 通球管道开孔时, 为防止圆球从主管窜入支管造成卡球, 一般沿轴线开成棚状孔。经实验, 支管直径不大于主管直径的 $1/4$ 时, 可开圆孔, 但支管不得超过主管内壁。

5.2.4 补强板焊缝与管道正式焊缝间距应大于 100mm, 且应在主管与支管焊缝检验合格后进行补强板安装, 以避免因焊缝不合格或焊缝太近造成应力集中而返工。

5.3 补偿器安装

5.3.1 本条强调补偿器的安装时间, 一定要在管道直管段就位后施工。

5.3.2 补偿器预拉伸数值应按设计要求确定, 同时也与施工时的温度有关。施工单位应结合施工时的温度和设计规定的数值确定预拉伸(压缩)数值。

5.3.3 在硬土层地区安装补偿器时, 因硬土不易压缩, 补偿器起不到补偿作用, 因此在补偿器伸缩方向用软质土替换硬质土。

5.3.4 “Π”形补偿器宜用整根管煨制。如需要接口, 从补偿受力情况考虑, 其焊口位置应选择补偿器弯距较小的部位。

5.3.5 补偿器安装在 GBJ 235 中有明确的要求。根据北方一些油田的实际工作情况, 增补了第 1 款内容。敷设于冻土层的补偿器在冬季起不到补偿作用, 有的在运行时断裂, 影响管道正常运行。

5.4 管道支、吊架安装

本节着重强调管道支、吊架安装的几项技术要求,以保证支架安装质量。

5.5 管汇安装

5.5.1 管汇安装前,应按要求对与管汇相关的各工艺进行工序交接,划清界线,分清责任,这有利于施工和管理。本条特提出管汇安装前应具备的四项条件。

5.5.2 不得与其他相连件强力组对,以保证管汇工作时不受外力干扰。

5.5.3 本条有关参数来源于GBJ 235。

5.5.4 管汇安装时,应严格按设计要求的位置设置支撑。

5.6 阀门安装

5.6.1 本条强调阀门安装前,应核对其型号、规格,并检查试压标识和记录。安装时,对有方向性的阀门,确定安装方向。

5.6.2 安全阀、双闸板阀,由于其结构特殊性,应直立安装在管道上。

5.6.3 集群安装的阀门水平面或间距允许偏差,是根据中国石油天然气总公司颁布的有关质量检验评定标准确定的。

6 管道的焊接及检验

6.1 一般要求

6.1.1 参加管道焊接的焊工必须按国家现行的有关规定进行技术考核,并获得相关的等级证书,才能从事相应项目焊接。

6.1.2 目前,我国陆上油田在油田集输管道焊接中主要采用手工电弧焊、气体保护焊和氧—乙炔焊。这几种常规焊接方法在焊接前应按要求做出焊接工艺评定。如要采用其他焊接方法,应根据其特点和要求,结合施工环境重新做焊接工艺评定,合格后也可采用。

6.1.3 本条着重强调施工单位对首次施工的钢种必须由专业技术人员先做试验,根据试验结果,编写操作规程。

6.2 焊接材料

6.2.1 焊接材料的型号、规格一定要按设计要求选购。

6.2.2 焊接材料的质量直接关系到焊缝质量的好坏,因此所选用的焊接材料必须有质量证明文件。

6.2.3 焊接材料的存放一定要有保护措施,受潮、油脂、化学剂等侵蚀都影响焊接材料的质量。

6.2.4 调查数十名焊工技师和查阅十多家焊条厂说明文件,归纳整理出表6.2.4。

6.2.5 焊剂使用时一定要按厂家使用说明书的要求进行烘干、保存。

6.2.6 为保证焊接质量,本条规定了相关气体的浓度。

6.3 焊接

6.3.1 本条确定了适用本规范的几种焊接方法。

6.3.2 管道坡口虽然通过修正和清洗,但因焊接不及时,可能造成坡口处污染,因此施焊前必须认真检查。

6.3.3 本条规定了四种情况下要求选用氩弧焊进行封底焊。

6.3.4 GBJ 235—82 中规定: 10[#]、20[#]钢,当板厚大于或等于 26mm 时,应预热到 100~200℃; 16Mn、15MnV 钢,当壁厚大于或等于 15mm 时,应预热到 150~200℃。

6.3.5 本条参考 SYJ 4001 制定。表 6.3.5 与 SYJ 4022—88 中第 5.2.3 条相同。因下向焊工艺在油田集输管道中使用较少,故本条未作具体要求。如要下向焊施工时,可参考 SYJ 4001 和《管道下向焊工艺规程》SY/T 4071—93 中有关要求。

6.3.6 每条焊缝应一次连续焊完。如中断时间过长,应采取防裂措施。再焊时必须检查,无裂纹或处理后方可继续焊接。

6.3.7 因管径较大,少数焊工为了省事,先将一侧焊接完(焊缝已符合要求),再焊接另外一半焊缝,这样做易造成焊缝裂纹。为保证焊接质量,必须分层焊接。

6.3.8 焊接质量直接受外界影响。在外界条件不理想时,一定要采取保护措施,否则不准施焊,如下雨,下雪天。室外作业时,环境风力等级不应超过 2 级(相当于风速 3.3m/s),参见《化工行业用工程建设、标准规范汇编》和 FJJ 211—86。

6.3.9 强度不同的钢材焊接时,根据焊接材料的选择原则(上海科学技术出版社出版,俞尚知主编的《焊接工艺人员手册》中表 1—20“异种金属焊接的焊条选用要点”),宜采用与强度较低的钢材相匹配的焊接材料和与强度较高的钢材相匹配的焊接工艺。

6.3.10 焊口焊接完后,均应用钢印在下游 50mm 处打上焊工代号,以便于查找。

6.4 焊缝检验

6.4.1 对外观检验不合格的焊缝不得进行无损检验和试验。

6.4.2 表 6.4.2 制定时,广泛征求了施工单位意见。

6.4.3、6.4.4 SY 4056 和 SY 4065 对同等级的焊缝的质量要求

是相同的。因此超声波检验和 X 射线检验只是检测工具不同,但超声波检验时人为因素较多,出现误差的可能性大一些。所以本条规定选用超声波探伤时,必须用 X 射线作 20% 的复验。

6.4.5 注汽管道比较特殊,经海南审查会议上专家组讨论,并结合中国石油天然气总公司在四川石油管理局组织的“焊接、检验专家会议”上的意见,制订本条。

6.4.6 对每名焊工所焊的焊缝按规定比例抽查,如发现不合格焊缝,则要对被抽查焊工加倍抽查;仍不合格,则取消该焊工在本管线的焊接资格,并割除其所有焊缝。

6.4.7 同一焊缝,如果返修 3 次,则会影响钢材的力学性能。因此规定同一焊缝只准返修两次。

6.4.8 无损探伤人员应按劳动人事部的有关规定进行资格考试,取得资格证书,并从事与考试合格的种类和技术等级相应的无损检验工作。

6.4.9 本条引自《现场设备、工业管道焊接工程施工及验收规范》GBJ 236。

7 管道的防腐与保温

7.1 一般要求

7.1.1 材料质量直接影响防腐、保温的质量,因此原材料进场时一定严格要求验收,首先钢管的质量要求必须符合委托单位合同中指定的国家验收规范。

7.1.2 化工原料及涂料易变质,必须妥善保管。过期者必须重新检验,满足要求后方可使用。

7.1.3、7.1.4 保温工程的质量直接关系到管道运行的经济效率,防腐的质量直接关系到管道的使用寿命,因此保温材料的性能及指标必须符合设计要求或本规范的规定。

7.1.5 抽检率2%中的“件”,可以是箱也可以是单件产品,根据进货量的大小而定。

7.1.6 保温材料受潮后,易造成原材料浪费,同时也给施工造成困难。因此保温材料应妥善保管。

7.2 管道防腐保温及补口、补伤

7.2.1 管道需经0.6MPa试漏合格后方可进行补口、补伤。为了避免重复劳动,减少损失,本条特规定了补口、补伤顺序。进行100%无损探伤的管道可直接进行补口、补伤。

7.2.2 中国石油天然气总公司近十年来已有完整的一系列管道补口、补伤施工及验收规范,本规范直接引用,不另作规定。

8 管沟开挖、管道下沟及回填

8.1 一般要求

8.1.1 在土方工程施工前,根据土壤种类、地下水位、原有建(构)筑物等制定施工方案。

8.1.2 在地下管道施工时,如遇有原管道、电缆等设施时,必须与其管理部门联系,商定保护措施。如施工中发现文物或古墓等,必须立即停止施工,派人保护现场,与就近的管理部门联系,协助处理。

8.1.3 管道与电力电缆、通信电缆交叉,如处理不当,会给电缆带来隐患,特别是大口径管道,高温、高压管道。

8.1.4 本条规定新旧管道的净间距,是为了保证维修空间。

8.1.5 水工保护、堡坎施工是管道工程的附属工程,各施工单位应根据各地区、各季节的具体情况,组织实施。

8.1.6 工程完工后,应尽快恢复地貌。恢复有困难时,应及时与有关部门联系,协商解决。

8.2 管沟开挖

8.2.1 本条规定堆土距管沟距离不小于0.8m。因为各油田内集输管道的管径都比较小,所以在规定最小距离时,对SYJ 4022—88作了修改,但在施工时要根据土质情况合理选择。管沟开挖时,应将表层熟土单独堆放,以利于农业生产。

8.2.2 本条参考了SYJ 4001。

8.2.3 开挖时遇到不同种类土层时,可采取折线形或台阶式开挖。

8.2.4 地质情况较差时,除执行表8.2.2的规定外,施工单位应根据具体情况,重新编制管沟开挖措施,以确保管沟开挖后不塌

方。

8.2.5 本条计算公式 (8.2.5) 和表 8.2.5 是经验总结。

8.2.6 在地下水位较高地段挖沟时, 先要组织降水, 然后按上述要求组织施工。

8.2.7 采用机械挖沟时, 要留出人工清沟找平层。

8.2.8 坚硬层开挖时, 要留出回填软土找平的余量。管道下沟后, 应不受坚硬物直接作用, 并确保保温、防腐层完好。

8.2.9 本条引用了 SYJ 4001 的规定。

8.3 管道下沟及回填

8.3.1 坚硬物留在沟内会破坏防腐层, 水、雪、塌方土会影响埋深。

8.3.2 用撬杠下沟, 不能控制下沟速度 (速度较快时, 易摔坏保护层, 甚至破坏钢材), 且易带土下沟 (保证不了埋深), 同时也很不安全。下沟时注意保护防腐保温层。现场补口处强度较低, 不宜在此处挂吊具。

8.3.3 吊管下沟时, 吊距要合理。如吊距太远, 造成管道悬空段过长, 引起塑性变形。

8.3.4 多管共沟时, 应根据设计排列顺序, 逐根下管, 一条管合格后再下另一条管。

8.3.5 本条对管沟深度、沟底不平度、管道下沟后的净间距作出了具体规定, 以保证管道下沟质量和安全运行。同时要求管道要直接接触在细软土层上。

8.3.6 因地质情况特殊需采用注水法沉管时, 管内一定要充洁净水, 并在管沟回填后及时吹扫干净。

8.3.7 在回填前, 应用电火花检漏仪等专用仪器对防腐层质量作最后一次检查, 以确保管道的防腐质量。

8.3.8 管沟回填时, 先用细软土回填至管顶上 0.2m 高, 然后用普通土回填, 高出自然地坪 0.3m。

8.3.9 里程碑、转角桩、测试桩直接按设计要求埋设。

9 管道的试压与清扫

9.1 一般要求

9.1.1 防腐保温、补口前, 先按各自然段进行 0.6MPa 试漏检查。管道下沟回填后进行强度和严密性试验。

9.1.2 一般仪表、设备内部精度都比较高, 进入杂质会影响使用, 因此要求介质比较干净。

9.1.3 试气压时气体易受环境温度的影响。为测量压力的变化, 试压时应记录试压起始时间的温度、稳压后的温度。

9.1.4 因承压管受内力作用, 如带压修补泄漏处, 易使缺陷扩大, 并且压力较高时十分危险, 容易导致缺陷处破裂甚至伤害操作者。

9.1.5 排放介质应选择开阔, 无人、物处, 并派专人看守。

9.1.6 拆除试压用的一切临时设施, 认真作好试压记录, 并由甲、乙双方签证后存档。

9.2 管道分段试漏检查

9.2.1 根据本规范第 9.1.1 条的要求, 在防腐保温前, 分段进行试漏。

9.2.2 试漏一般以空气为介质, 在 0.6MPa 状态下进行焊缝渗漏检查。用肥皂水在试漏压力下逐个涂刷焊口, 无渗漏为合格。

9.3 管道强度及严密性试验

9.3.1 管道强度试验时压力较高。为了保证安全, 要求管道强度试验应在管道下沟回填后, 或支、吊装安装完毕后进行。

9.3.2 如果试压介质采用污水易腐蚀管道, 排放污染环境, 且因含杂质太多, 将沉积在管道内, 给生产带来麻烦。因此试压要

用洁净水。

9.3.3 本条参考了 GBJ 235—82 中第 6.2.3 条、第 6.2.4 条、第 6.2.7 条和 SYJ 4001—90 中第 10.0.7 条。压降率是一个百分数。压降合格标准为 $\Delta p \leq (500 / D_N) \%$ 。本条并规定当钢管公称直径小于或等于 300mm 时，允许压降率为 1.5%。

9.3.4 为保证人身安全，在强度试验和升压过程中，除沿途派专人看守外，其余人员不得进入作业区。高压管道试验时，应沿途划出禁区，埋地管线为 6m 宽，架空管道为 10~14m 宽（根据高度确定）。

9.3.5 本条强调试压时的 5 个要注意的问题。

9.4 管道清扫

9.4.1 本条只对管道扫线与吹扫作出一般要求。具体扫线压力，根据具体情况，施工单位可自己选择，但不能大于管道设计压力。

9.4.2 通过多年的施工证明，爆破膜法吹扫管道是行之有效的，已在石油系统中广泛使用。本条第 1 款、第 2 款主要是考虑吹扫时的安全，后两款主要考虑吹扫质量。

9.4.3 对于较长管道，为了保障整体通球的顺利，应先分段（自然段，不宜超过 10km）进行通球，然后整体通球。

9.4.4 根据管道直径的大小、距离的长短，合理选择胶球直径。

9.4.5 管道通球时卡球是时有发生，在易卡球部位设置通球显示器或电子跟踪仪是很有必要的。

9.4.6 为了便于寻找清管器，信号发生器系统一定要完好。

10 工程交工验收

10.0.1 工程施工完工后，施工单位应向建设单位提出验收申请。建设单位应在 3d 内决定验收时间，并及时组织验收。

10.0.2 本条只规定了交工验收时施工单位应提供的主要技术资料。竣工资料收集、整理、归档的具体要求和表格等应符合中国石油天然气总公司编印的《石油天然气工业基本建设工程竣工验收手册》的规定和各油田档案管理部门的具体要求。