

中华人民共和国国家标准

输气管道工程设计规范

Code for design of gas transmission pipeline engineering

GB 50251-2015

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:2015年10月1日

中国计划出版社

2015 北 京

中华人民共和国国家标准
输气管道工程设计规范

GB 50251-2015

☆

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

北京市科星印刷有限责任公司印刷

850mm×1168mm 1/32 6.25 印张 158 千字

2015 年 8 月第 1 版 2015 年 8 月第 1 次印刷

☆

统一书号: 1580242·704

定价: 38.00 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 734 号

住房城乡建设部关于发布国家标准 《输气管道工程设计规范》的公告

现批准《输气管道工程设计规范》为国家标准，编号为 GB 50251—2015，自 2015 年 10 月 1 日起实施。其中，第 3.2.9、3.4.3、3.4.4、4.2.4、6.3.4、7.2.1（4）、7.2.2（6）条（款）为强制性条文，必须严格执行。原国家标准《输气管道工程设计规范》GB 50251—2003 同时废止。

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

2015 年 2 月 2 日

前 言

根据住房和城乡建设部《关于印发〈2011 年工程建设标准规范制订、修订计划〉的通知》(建标〔2011〕17 号)的要求,规范编制组经广泛调查研究,认真总结近年输气管道工程建设实践经验,参考有关国际标准和国外先进标准,并在广泛征求意见,开展多项专题研究的基础上,修订本规范。

本规范共分 11 章和 10 个附录,内容包括:总则、术语、输气工艺、线路、管道和管道附件的结构设计、输气站、地下储气库地面设施、仪表与自动控制、通信、辅助生产设施以及焊接与检验、清管与试压、干燥与置换等。

本次修订的主要内容如下:

1. 将原规范“监控与系统调度”拆分为“仪表与自动控制”和“通信”两章编写。

2. 取消原规范中“节能、环保、劳动安全卫生”一章,将其内容补充到相关章节中。

3. 在“线路”章和“输气站”章中分别增加防腐与保温节,在“辅助生产设施”章中增加“供热”节。

4. 增加了一级一类地区采用 0.8 强度设计系数的相关规定和并行管道设计规定。

5. 补充修订了输气站及阀室放空设计规定、线路截断阀(室)间距调增规定及阀室选址规定,试压、焊接检验与置换要求。

6. 增加了附录 J“输气站及阀室爆炸危险区域划分推荐做法”、附录 K“埋地管道水压强度试验推荐做法”。

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,由中国石油集团工程设计有限责任公司西南分公司负责具体技术内容的解释。执行过程中如有意见和建议,请寄送中国石油集团工程设计有限责任公司西南分公司(地址:四川省成都市高新区升华路6号CPE大厦,邮政编码:610041)。

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:中国石油集团工程设计有限责任公司西南分公司

参 编 单 位:中国石油天然气管道局天津设计院

主要起草人: 谌贵宇 汤晓勇 郭佳春 孙在蓉 李 强
郭成华 孟凡彬 向 波 钟小木 唐胜安
何丽梅 张永红 赵淑珍 吴克信 雒定明
张 平 李 巧 陈 凤 牟 建 陈 杰
陈 静 刘科慧 卫 晓 刘玉峰 卿太钢
傅贺平

主要审查人: 叶学礼 苗承武 章申远 任启瑞 梅三强
刘海春 胡 颖 张文伟 史 航 李 爽
吴 勇 张邕生 孙立刚 吴洪松 王冰怀
董 旭 刘嵬辉 卜祥军 李国海 隋永莉
宋 飞 李献军 吴昌汉 马 珂 朱 峰
刘志田 王庆红 张箭啸 李延金 王小林

目 次

1	总 则	(1)
2	术 语	(2)
3	输气工艺	(5)
3.1	一般规定	(5)
3.2	工艺设计	(5)
3.3	工艺计算与分析	(6)
3.4	输气管道的安全泄放	(9)
4	线 路	(12)
4.1	线路选择	(12)
4.2	地区等级划分及设计系数确定	(13)
4.3	管道敷设	(14)
4.4	并行管道敷设	(21)
4.5	线路截断阀(室)的设置	(22)
4.6	线路管道防腐与保温	(23)
4.7	线路水工保护	(24)
4.8	管道标识	(25)
5	管道和管道附件的结构设计	(26)
5.1	管道强度和稳定性计算	(26)
5.2	材料	(28)
5.3	管道附件	(29)
6	输气站	(32)
6.1	输气站设置	(32)
6.2	站场工艺	(32)
6.3	压缩机组的布置及厂房设计	(33)

6.4	压气站工艺及辅助系统	(34)
6.5	压缩机组的选型及配置	(36)
6.6	压缩机组的安全保护	(37)
6.7	站内管线	(37)
6.8	站内管道及设备的防腐与保温	(38)
7	地下储气库地面设施	(39)
7.1	一般规定	(39)
7.2	地面工艺	(39)
7.3	设备选择	(40)
8	仪表与自动控制	(41)
8.1	一般规定	(41)
8.2	调度控制中心	(41)
8.3	站场控制系统及远程终端装置	(42)
8.4	输气管道监控	(43)
9	通 信	(45)
10	辅助生产设施	(46)
10.1	供配电	(46)
10.2	给水排水及消防	(49)
10.3	采暖通风和空气调节	(50)
10.4	供热	(51)
11	焊接与检验、清管与试压、干燥与置换	(53)
11.1	焊接与检验	(53)
11.2	清管、测径与试压	(56)
11.3	干燥与置换	(58)
附录 A	输气管道工艺计算	(60)
附录 B	受约束的埋地直管段轴向应力计算和当量应力 校核	(62)
附录 C	受内压和温差共同作用下的弯头组合应力 计算	(63)

附录 D 敷管条件的设计参数	(65)
附录 E 管道附件由膨胀引起的综合应力计算	(66)
附录 F 三通和开孔补强的结构与计算	(69)
附录 G 压缩机轴功率计算	(72)
附录 H 管端焊接接头坡口型式	(73)
附录 J 输气站及阀室爆炸危险区域划分推荐做法	(76)
附录 K 埋地管道水压强度试验推荐做法	(85)
本规范用词说明	(87)
引用标准名录	(88)
附:条文说明	(91)

Contents

1	General provisions	(1)
2	Terms	(2)
3	Gas transportation technology	(5)
3.1	General requirements	(5)
3.2	Process design	(5)
3.3	Process calculation and analysis	(6)
3.4	Safety relief of gas pipeline	(9)
4	Pipeline route	(12)
4.1	Route selection	(12)
4.2	Location classification and determination of design factors	(13)
4.3	Pipeline laying	(14)
4.4	Parallel pipelines	(21)
4.5	Setting of pipeline block valve	(22)
4.6	Corrosion control and heat preservation of pipeline	(23)
4.7	Hydraulic protection of pipeline	(24)
4.8	Pipeline marking	(25)
5	Structural design of pipeline and fittings	(26)
5.1	Calculation of pipeline strength and stability	(26)
5.2	Materials	(28)
5.3	Pipe auxiliaries	(29)
6	Gas transportation station	(32)
6.1	Setting of gas transportation station	(32)
6.2	Station process	(32)

6.3	Arrangement and plant house design of compressor unit	(33)
6.4	Process and auxiliary system of compressor station	(34)
6.5	Selection and configuration of compressor unit	(36)
6.6	Safety protection of compressor unit	(37)
6.7	Piping in station	(37)
6.8	Corrosion control and heat preservation of instation piping and equipment	(38)
7	Surface facility of underground gas storage	(39)
7.1	General requirements	(39)
7.2	Surface process	(39)
7.3	Selection of equipment	(40)
8	Instrumentation and automatic control	(41)
8.1	General provisions	(41)
8.2	Control center	(41)
8.3	Station control system and remote terminal unit	(42)
8.4	Monitor and control of gas pipeline	(43)
9	Communication	(45)
10	Auxiliary production facility	(46)
10.1	Power supply and distribution	(46)
10.2	Water supply and drainage and fire fighting	(49)
10.3	HVAC	(50)
10.4	Heating	(51)
11	Welding and inspection, pigging and pressure testing, drying and replacement	(53)
11.1	Welding and inspection	(53)
11.2	Pigging, caliper measuring and pressure testing	(56)
11.3	Drying and replacement	(58)
Appendix A	Calculation of gas pipeline process	(60)

Appendix B	Axial stress calculation and equivalent stress check of constrained buried straight pipeline section	(62)
Appendix C	Calculation of combined stress of elbows under the combined action of internal pressure and temperature	(63)
Appendix D	Design parameters of pipeline laying condition	(65)
Appendix E	Calculation of comprehensive stress resulted from pipeline fitting expansion	(66)
Appendix F	Structure and calculation of tee and opening reinforcement	(69)
Appendix G	Calculation of compressor shaft power	(72)
Appendix H	Pipe end welding joint type	(73)
Appendix J	Recommended practice of classification of explosive dangerous areas in gas transportation station and valve vault	(76)
Appendix K	Recommended practice of buried pipeline hydraulic pressure strength test	(85)
	Explanation of wording in this code	(87)
	List of quoted standards	(88)
	Addition; Explanation of provisions	(91)

1 总 则

1.0.1 为在输气管道工程设计中贯彻国家的有关法规和方针政策,统一技术要求,做到技术先进、经济合理、安全适用、确保质量,制定本规范。

1.0.2 本规范适用于陆上新建、扩建和改建输气管道工程设计。

1.0.3 输气管道工程设计应符合下列规定:

1 应保护环境、节约能源、节约用地,并应处理好与铁路、公路、输电线路、河流、城乡规划等的相互关系;

2 应积极采用新技术、新工艺、新设备及新材料;

3 应优化设计方案,确定经济合理的输气工艺及最佳的工艺参数;

4 扩建项目应合理地利用原有设施和条件;

5 分期建设项目应进行总体设计,并制定分期实施计划。

1.0.4 输气管道工程设计除应符合本规范外,尚应符合国家现行有关标准的规定。

2 术 语

2.0.1 管道气体 pipeline gas

通过管道输送的天然气、煤层气和煤制天然气。

2.0.2 输气管道工程 gas transmission pipeline project

用管道输送天然气、煤层气和煤制天然气的工程。一般包括输气管道、输气站、管道穿(跨)越及辅助生产设施等工程内容。

2.0.3 输气站 gas transmission station

输气管道工程中各类工艺站场的总称。一般包括输气首站、输气末站、压气站、气体接收站、气体分输站、清管站等。

2.0.4 输气首站 gas transmission initial station

输气管道的起点站。一般具有分离、调压、计量、清管等功能。

2.0.5 输气末站 gas transmission terminal station

输气管道的终点站。一般具有分离、调压、计量、清管、配气等功能。

2.0.6 气体接收站 gas receiving station

在输气管道沿线,为接收输气支线来气而设置的站,一般具有分离、调压、计量、清管等功能。

2.0.7 气体分输站 gas distributing station

在输气管道沿线,为分输气体至用户而设置的站,一般具有分离、调压、计量、清管等功能。

2.0.8 压气站 compressor station

在输气管道沿线,用压缩机对管道气体增压而设置的站。

2.0.9 地下储气库 underground gas storage

利用地下的某种密闭空间储存天然气的地质构造、气井及地面设施。地质构造类型包括盐穴型、枯竭油气藏型、含水层型等。

2.0.10 注气站 gas injection station

将天然气注入地下储气库而设置的站。

2.0.11 采气站 gas withdraw station

将天然气从地下储气库采出而设置的站。

2.0.12 管道附件 pipe auxiliaries

管件、法兰、阀门、清管器收发筒、汇管、组合件、绝缘法兰或绝缘接头等管道专用承压部件。

2.0.13 管件 pipe fitting

弯头、弯管、三通、异径接头和管封头。

2.0.14 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。

2.0.15 清管系统 pigging system

为清除管线内凝聚物和沉积物,隔离、置换或进行管道在线检测的全套设备。其中包括清管器、清管器收发筒、清管器指示器及清管器示踪仪等。

2.0.16 设计压力 design pressure(DP)

在相应的设计温度下,用以确定管道计算壁厚及其他元件尺寸的压力值,该压力为管道的内部压力时称为设计内压力,为外部压力时称为设计外压力。

2.0.17 设计温度 design temperature

管道在正常工作过程中,在相应设计压力下,管壁或元件金属可能达到的最高或最低温度。

2.0.18 管输气体温度 pipeline gas temperature

气体在管道内输送时的流动温度。

2.0.19 操作压力 operating pressure(OP)

在稳定操作条件下,一个系统内介质的压力。

2.0.20 最大操作压力 maximum operating pressure(MOP)

在正常操作条件下,管线系统中的最大实际操作压力。

2.0.21 最大允许操作压力 maximum allowable operating pressure(MAOP)

管线系统遵循本规范的规定,所能连续操作的最大压力,等于或小于设计压力。

2.0.22 泄压放空系统 relief and blow-down system

对超压泄放、紧急放空及开工、停工或检修时排放出的可燃气体进行收集和处理的设施。泄压放空系统由泄压设备、收集管线、放空管和处理设备或其中一部分设备组成。

2.0.23 水露点 water dew point

气体在一定压力下析出第一滴水时的温度。

2.0.24 烃露点 hydrocarbon dew point

气体在一定压力下析出第一滴液态烃时的温度。

2.0.25 冷弯弯管 cold bends

用模具将管子在不加热状态下弯制成需要角度的弯管。

2.0.26 热煨弯管 hot bends

管子加热后,在弯制机具上弯曲成需要角度的弯管。

2.0.27 并行管道 parallel pipelines

以一定间距(小于或等于 50m)相邻敷设的两条或多条管道。

2.0.28 线路截断阀(室) block valve station

油气输送管道线路截断阀及其配套设施的总称,也称为阀室。

3 输 气 工 艺

3.1 一 般 规 定

3.1.1 输气管道的设计输送能力应按设计委托书或合同规定的年或日最大输气量计算。当采用年输气量时,设计年工作天数应按 350d 计算。

3.1.2 进入输气管道的气体应符合现行国家标准《天然气》GB 17820 中二类气的指标,并应符合下列规定:

- 1 应清除机械杂质;
- 2 水露点应比输送条件下最低环境温度低 5°C ;
- 3 烃露点应低于最低环境温度;
- 4 气体中硫化氢含量不应大于 $20\text{mg}/\text{m}^3$;
- 5 二氧化碳含量不应大于 3%。

3.1.3 输气管道的设计压力应根据气源条件、用户需要、管材质量及管道附近的安全因素,经技术经济比较后确定。

3.1.4 当输气管道及其附件已按现行国家标准《钢质管道外腐蚀控制规范》GB/T 21447 和《埋地钢质管道阴极保护技术规范》GB/T 21448 的要求采取了防腐措施时,不应再增加管壁的腐蚀裕量。

3.1.5 输气管道应设清管设施,清管设施宜与输气站合并建设。

3.1.6 当管道采用内壁减阻涂层时,应经技术经济比较确定。

3.2 工 艺 设 计

3.2.1 工艺设计应根据气源条件、输送距离、输送量、用户的特点和要求以及与已建管网和地下储气库容量和分布的关系,对管道进行系统优化设计,经综合分析和技术经济对比后确定。

3.2.2 工艺设计应确定下列内容:

- 1 输气总工艺流程;
- 2 输气站的工艺参数和流程;
- 3 输气站的数量和站间距;
- 4 输气管道的直径、设计压力及压气站的站压比。

3.2.3 工艺设计中应合理利用气源压力。当采用增压输送时,应结合输量、管径、输送压力、供电及运行管理因素,进行多方案技术经济比选,按经济和节能的原则合理选择压气站的站压比和确定站间距。

3.2.4 压气站特性和管道特性应匹配,并应满足工艺设计参数和运行工况变化的要求。在正常输气条件下,压缩机组应在高效区内工作。

3.2.5 具有分输或配气功能的输气站宜设置气体限量、限压设施。

3.2.6 当输气管道气源来自油气田天然气处理厂、地下储气库、煤制天然气工厂或煤层气处理厂时,输气管道接收站的进气管线上应设置气质监测设施。

3.2.7 输气管道的强度设计应满足运行工况变化的要求。

3.2.8 输气站宜设置越站旁通。

3.2.9 进、出输气站的输气管道必须设置截断阀,并应符合现行国家标准《石油天然气工程设计防火规范》GB 50183 的有关规定。

3.3 工艺计算与分析

3.3.1 输气管道工艺设计至少应具备下列资料:

- 1 管道气体的组成;
- 2 气源的数量、位置、供气量及其可变化范围;
- 3 气源的压力、温度及其变化范围;
- 4 沿线用户对供气压力、供气量及其变化的要求。当要求利用管道储气调峰时,应具备用户的用气特性曲线和数据;

5 沿线自然环境条件和管道埋设处地温。

3.3.2 输气管道水力计算应符合下列规定：

1 当输气管道纵断面的相对高差 $\Delta h \leq 200\text{m}$ 且不考虑高差影响时，应按下列式计算：

$$q_v = 1051 \left[\frac{(P_1^2 - P_2^2) d^5}{\lambda Z \Delta T L} \right]^{0.5} \quad (3.3.2-1)$$

式中： q_v ——气体($P_0 = 0.101325\text{MPa}$, $T = 293\text{K}$)的流量(m^3/d)；

P_1 ——输气管道计算段的起点压力(绝)(MPa)；

P_2 ——输气管道计算段的终点压力(绝)(MPa)；

d ——输气管道内径(cm)；

λ ——水力摩阻系数；

Z ——气体的压缩因子；

Δ ——气体的相对密度；

T ——输气管道内气体的平均温度(K)；

L ——输气管道计算段的长度(km)。

2 当考虑输气管道纵断面的相对高差影响时，应按下列公式计算：

$$q_v = 1051 \left\{ \frac{[P_1^2 - P_2^2 (1 + \alpha \Delta h)] d^5}{\lambda Z \Delta T L \left[1 + \frac{\alpha}{2L} \sum_{i=1}^n (h_i + h_{i-1}) L_i \right]} \right\}^{0.5} \quad (3.3.2-2)$$

$$\alpha = \frac{2g\Delta}{ZR_a T} \quad (3.3.2-3)$$

式中： α ——系数(m^{-1})；

Δh ——输气管道计算段的终点对计算段起点的标高差(m)；

n ——输气管道沿线计算的分管段数。计算分管段的划分是沿输气管道走向，从起点开始，当其中相对高差 $\leq 200\text{m}$ 时划作一个计算分管段；

h_i ——各计算分管段终点的标高(m)；

h_{i-1} ——各计算分管段起点的标高(m)；

L_i ——各计算分管道的长度(km)；

g ——重力加速度, $g=9.81\text{m/s}^2$;

R_a ——空气的气体常数, 在标准状况下 ($P_0=0.101325\text{MPa}$, $T=293\text{K}$), $R_a=287.1\text{m}^3/(\text{s}^2 \cdot \text{K})$ 。

3 水力摩阻系数宜按下式计算, 当输气管道工艺计算采用手算时, 宜采用附录 A 中的公式。

$$\frac{1}{\sqrt{\lambda}} = -2.01 \lg \left(\frac{K}{3.71d} + \frac{2.51}{Re\sqrt{\lambda}} \right) \quad (3.3.2-4)$$

式中: K ——钢管内壁绝对粗糙度(m);

d ——管道内径(m);

Re ——雷诺数。

3.3.3 输气管道沿线任意点的温度计算应符合下列规定:

1 当不考虑节流效应时, 应按下列公式计算:

$$t_x = t_0 + (t_1 - t_0)e^{-\alpha x} \quad (3.3.3-1)$$

$$\alpha = \frac{225.256 \times 10^6 KD}{q_v \Delta c_p} \quad (3.3.3-2)$$

式中: t_x ——输气管道沿线任意点的气体温度($^{\circ}\text{C}$);

t_0 ——输气管道埋设处的土壤温度($^{\circ}\text{C}$);

t_1 ——输气管道计算段起点的气体温度($^{\circ}\text{C}$);

e ——自然对数底数, 宜按 2.718 取值;

x ——输气管道计算段起点至沿线任意点的长度(km);

K ——输气管道中气体到土壤的总传热系数 [$\text{W}/(\text{m}^2 \cdot \text{K})$];

D ——输气管道外直径(m);

q_v ——输气管道中气体 ($P_0=0.101325\text{MPa}$, $T=293\text{K}$) 的流量 (m^3/d);

c_p ——气体的定压比热 [$\text{J}/(\text{kg} \cdot \text{K})$]。

2 当考虑节流效应时, 应按下列公式计算:

$$t_x = t_0 + (t_1 - t_0)e^{-\alpha x} - \frac{j \Delta P_x}{\alpha x} (1 - e^{-\alpha x}) \quad (3.3.3-3)$$

式中: j ——焦耳-汤姆逊效应系数($^{\circ}\text{C}/\text{MPa}$);

ΔP_x —— x 长度管段的压降(MPa)。

3.3.4 根据工程的实际需求,宜对输气管道系统进行稳态和动态模拟计算,确定在不同工况条件下压气站的数量、增压比、压缩机计算功率和动力燃料消耗,管道系统各节点流量、压力、温度和管道的储气量等。根据系统分析需要,可按小时或天确定计算时间段。

3.3.5 稳态和动态模拟的计算软件应经工程实践验证。

3.4 输气管道的安全泄放

3.4.1 输气站宜在进站截断阀上游和出站截断阀下游设置泄压放空设施。

3.4.2 输气管道相邻线路截断阀(室)之间的管段上应设置放空阀,并结合建设环境可设置放空立管或预留引接放空管线的法兰接口。放空阀直径与放空管直径应相等。

3.4.3 存在超压的管道、设备和容器,必须设置安全阀或压力控制设施。

3.4.4 安全阀的定压应经系统分析后确定,并应符合下列规定:

1 压力容器的安全阀定压应小于或等于受压容器的设计压力。

2 管道的安全阀定压(P_0)应根据工艺管道最大允许操作压力(P)确定,并应符合下列规定:

1)当 $P \leq 1.8\text{MPa}$ 时,管道的安全阀定压(P_0)应按下列公式计算:

$$P_0 = P + 0.18\text{MPa} \quad (3.4.4-1)$$

2)当 $1.8\text{MPa} < P \leq 7.5\text{MPa}$ 时,管道的安全阀定压(P_0)应按下列公式计算:

$$P_0 = 1.1P \quad (3.4.4-2)$$

3)当 $P > 7.5\text{MPa}$ 时,管道的安全阀定压(P_0)应按下列公式

计算:

$$P_0 = 1.05P \quad (3.4.4-3)$$

4) 采用 0.8 强度设计系数的管道设置的安全阀, 定压不应大于 $1.04P_0$ 。

3.4.5 安全阀泄放管直径计算应符合下列规定:

1 单个安全阀的泄放管直径, 应按背压不大于该阀泄放压力的 10% 确定, 且不应小于安全阀的出口管径;

2 连接多个安全阀的泄放管直径, 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, 且泄放管截面积不应小于安全阀泄放支管截面积之和。

3.4.6 放空的气体应安全排入大气。

3.4.7 输气站放空设计应符合下列规定:

1 输气站应设放空立管, 需要时还可设放散管;

2 输气站天然气宜经放空立管集中排放, 也可分区排放, 高、低压放空管线应分别设置, 不同排放压力的天然气放空管线汇入同一排放系统时, 应确保不同压力的放空点能同时畅通排放;

3 当输气站设置紧急放空系统时, 设计应满足在 15min 内将站内设备及管道内压力从最初的压力降到设计压力的 50%;

4 从放空阀门排气口至放空设施的接入点之间的放空管线, 用管的规格不应缩径。

3.4.8 阀室放空设计应符合下列规定:

1 阀室宜设置放空立管, 室内安装的截断阀的放散管应引至室外;

2 不设放空立管的阀室应设放空阀或预留引接放空管线的法兰接口;

3 阀室周围环境不具备天然气放空条件时, 可不设放空立管, 该阀室上下游管段内的天然气应由相邻的阀室或相邻输气站放空。

3.4.9 放空立管和放散管的设计应符合下列规定：

- 1 放空立管直径应满足设计最大放空量的要求；**
- 2 放空立管和放散管的顶端不应装设弯管；**
- 3 放空立管和放散管应有稳管加固措施；**
- 4 放空立管底部宜有排除积水的措施；**
- 5 放空立管和放散管设置的位置应能方便运行操作和维护；**
- 6 放空立管和放散管防火设计应符合现行国家标准《石油天然气工程设计防火规范》GB 50183 的有关规定。**

4 线 路

4.1 线 路 选 择

4.1.1 线路的选择应符合下列要求：

1 线路走向应根据工程建设目的和气源、市场分布，结合沿线城镇、交通、水利、矿产资源和环境敏感区的现状与规划，以及沿途地区的地形、地质、水文、气象、地震等自然条件，通过综合分析和多方案技术经济比较，确定线路总体走向；

2 线路宜避开环境敏感区，当路由受限需要通过环境敏感区时，应征得其主管部门同意并采取保护措施；

3 大中型穿(跨)越工程和压气站位置的选择，应符合线路总体走向。局部线路走向应根据大中型穿(跨)越工程和压气站的位置进行调整；

4 线路应避开军事禁区、飞机场、铁路及汽车客运站、海(河)港码头等区域；

5 除为管道工程专门修建的隧道、桥梁外，不应在铁路或公路的隧道内及桥梁上敷设输气管道。输气管道从铁路或公路桥下交叉通过时，不应改变桥梁下的水文条件；

6 与公路并行的管道路由宜在公路用地界 3m 以外，与铁路并行的管道路由宜在铁路用地界 3m 以外，如地形受限或其他条件限制的局部地段不满足要求时，应征得道路管理部门的同意；

7 线路宜避开城乡规划区，当受条件限制，需要在城乡规划区通过时，应征得城乡规划主管部门的同意，并采取安全保护措施；

8 石方地段的管线路由爆破挖沟时，应避免对公众及周围设施的安全造成影响；

9 线路宜避开高压直流换流站接地极、变电站等强干扰区域；

10 埋地管道与建(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 5m。

4.1.2 输气管道应避开滑坡、崩塌、塌陷、泥石流、洪水严重侵蚀等地质灾害地段,宜避开矿山采空区及全新世活动断层。当受到条件限制必须通过上述区域时,应选择危害程度较小的位置通过,并采取相应的防护措施。

4.2 地区等级划分及设计系数确定

4.2.1 输气管线通过的地区,应按沿线居民户数和(或)建筑物的密集程度,划分为四个地区等级,并应依据地区等级做出相应的管道设计。

4.2.2 地区等级划分应符合下列规定:

1 沿管线中心线两侧各 200m 范围内,任意划分成长度为 2km 并能包括最大聚居户数的若干地段,按划定地段内的户数应划分为四个等级。在乡村人口聚集的村庄、大院及住宅楼,应以每一独立户作为一个供人居住的建筑物计算。地区等级应按下列原则划分:

- 1)一级一类地区:不经常有人活动及无永久性人员居住的区段;
- 2)一级二类地区:户数在 15 户或以下的区段;
- 3)二级地区:户数在 15 户以上 100 户以下的区段;
- 4)三级地区:户数在 100 户或以上的区段,包括市郊居住区、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;
- 5)四级地区:四层及四层以上楼房(不计地下室层数)普遍集中、交通频繁、地下设施多的区段。

2 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 200m。

3 在一、二级地区内的学校、医院以及其他公共场所等人群

聚集的地方,应按三级地区选取设计系数。

4 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。

4.2.3 输气管道的强度设计系数应符合表 4.2.3 的规定。

表 4.2.3 强度设计系数

地 区 等 级	强度设计系数 F
一级一类地区	0.8
一级二类地区	0.72
二级地区	0.6
三级地区	0.5
四级地区	0.4

注:一级一类地区的线路管道可采用 0.8 或 0.72 强度设计系数。

4.2.4 穿越道路的管段以及输气站和阀室内管道的强度设计系数,应符合表 4.2.4 的规定。

表 4.2.4 穿越道路的管段以及输气站和阀室内管道的强度设计系数

管段或管道	地 区 等 级				
	—		二	三	四
	一类	二类			
	强度设计系数				
有套管穿越 三、四级公路的管道	0.72	0.72	0.6	0.5	0.4
无套管穿越 三、四级公路的管道	0.6	0.6	0.5	0.5	0.4
穿越一、二级公路, 高速公路,铁路的管道	0.6	0.6	0.6	0.5	0.4
输气站内管道及 截断阀室内管道	0.5	0.5	0.5	0.5	0.4

4.3 管 道 敷 设

4.3.1 输气管道应采用埋地方式敷设,特殊地段可采用土堤或地

面形式敷设。

4.3.2 埋地管道覆土层最小厚度应符合表 4.3.2 的规定。在不能满足要求的覆土厚度或外荷载过大、外部作业可能危及管道之处,应采取保护措施。

表 4.3.2 最小覆土厚度(m)

地区等级	土 壤 类		岩石类
	旱地	水田	
一级	0.6	0.8	0.5
二级	0.8	0.8	0.5
三级	0.8	0.8	0.5
四级	0.8	0.8	0.5

注:1 对需平整的地段应按平整后的标高计算。

2 覆土层厚度应从管顶算起。

3 季节性冻土区宜埋设在最大冰冻线以下。

4 旱地和水田轮种的地区或现有旱地规划需要改为水田的地区应按水田确定埋深。

5 穿越鱼塘或沟渠的管线,应埋设在清淤层以下不小于 1.0m。

4.3.3 管沟边坡坡度应根据土壤类别、物理力学性质(如黏聚力、内摩擦角、湿度、容重等)、边坡顶部附近载荷情况和管沟开挖深度综合确定。当无上述土壤的物理性质资料时,对土壤构造均匀、无地下水、水文地质条件良好、深度不大于 5m 且不加支撑的管沟,其边坡坡度值可按表 4.3.3 确定。深度超过 5m 的管沟,应根据实际情况可采取将边坡放缓、加筑平台或加设支撑。

表 4.3.3 深度在 5m 以内管沟最陡边坡坡度值

土 壤 类 别	最陡边坡坡度值(高宽比)		
	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 (充填物为砂土)	1 : 0.75	1 : 1.00	1 : 1.25

续表 4.3.3

土 壤 类 别	最陡边坡坡度值(高宽比)		
	坡顶无载荷	坡顶有静载荷	坡顶有动载荷
硬塑的粉土	1 : 0.67	1 : 0.75	1 : 1.00
中密的碎石类土 (充填物为黏性土)	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

注:1 静载荷系指堆土或料堆等,动载荷系指有机械挖土、吊管机和推土机等动力机械作业。

2 对软土地区,开挖深度不应超过 4m。

3 冻土地区,应根据冻土可能的变化趋势及土壤特性经现场试挖确定边坡坡度值。

4.3.4 管沟宽度应符合下列规定:

1 管沟深度小于或等于 5m 时,沟底宽度应按下式计算:

$$B = D_0 + K \quad (4.3.4)$$

式中: B ——沟底宽度(m);

D_0 ——钢管的结构外径(m),包括防腐及保温层的厚度,两条或两条以上的管道同沟敷设时, D_0 应取各管道结构外径之和加上相邻管道之间的净距之和;

K ——沟底加宽裕量(m),宜按表 4.3.4 取值。

表 4.3.4 沟底加宽裕量(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
	土质管沟		岩石爆 破管沟	弯头、 冷弯管 处管沟	土质管沟		岩石爆 破管沟		
	沟中 有水	沟中 无水			沟中 有水	沟中 无水			
沟深 3m 以内	0.7	0.5	0.9	1.5	1.0	0.8	0.9	1.6	2.0

续表 4.3.4

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
	土质管沟		岩石爆 破管沟	弯头、 冷弯管 处管沟	土质管沟		岩石爆 破管沟		
	沟中 有水	沟中 无水			沟中 有水	沟中 无水			
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,计算的沟底宽度小于挖斗宽度时,沟底宽度应按挖斗宽度计算。

2 沟下焊接弯头、弯管、碰口及半自动焊接处的管沟加宽范围宜为工作点两边各 1m。

2 当管沟需要加支撑,在决定底宽时,应计入支撑结构的厚度。

3 当管沟深度大于 5m 时,应根据土壤类别及物理力学性质确定沟底宽度。

4.3.5 岩石及砾石区的管沟,沟底比土壤区管沟超挖不应小于 0.2m,并用细土或砂将超挖部分压实垫平后方可下管。管沟回填时,应先用细土回填至管顶以上 0.3m,方可用原开挖土回填并压实。管沟回填土在不影响土地复耕或水土保持的情况下宜高出地面 0.3m。

4.3.6 农耕区及其他植被区的管沟开挖,应将表层耕(腐)质土和底层土分别堆放,管沟回填时应将耕(腐)质土回填到表层。

4.3.7 当管沟纵坡较大时,应根据土壤性质,采取防止回填土下滑或回填细土流失的措施。

4.3.8 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。有积水的管沟,宜排净水后回填,否则应采取防止回填作业造成管道位移的措施。

4.3.9 当输气管道采用土堤埋设时,土堤高度和顶部宽度应根据地形、工程地质、水文地质、土壤类别及性质确定,并应符合下列

规定:

1 管道在土堤中的覆土厚度不应小于 0.8m,土堤顶部宽度不应小于管道直径的两倍且不得小于 1.0m;

2 土堤的边坡坡度值应根据土壤类别和土堤的高度确定,管底以下黏性土土堤,压实系数宜为 0.94~0.97,堤高小于 2m 时,边坡坡度值宜为 1:1~1:1.25,堤高为 2m~5m 时,边坡坡度值宜为 1:1.25~1:1.5,土堤受水浸淹没部分的边坡宜采用 1:2 的边坡坡度值;

3 位于斜坡上的土堤应进行稳定性计算。当自然地面坡度大于 20%时,应采取防止填土沿坡面滑动的措施;

4 当土堤阻碍地表水或地下水泄流时,应设置泄水设施。泄水能力应根据地形和汇水量按防洪标准重现期为 25 年一遇的洪水量设计,并应采取防止水流对土堤冲刷的措施;

5 土堤的回填土,其透水性能宜相近;

6 沿土堤基底表面的植被应清除干净;

7 软弱地基上的土堤应采取防止填土后基础沉陷的措施。

4.3.10 输气管道通过人工或天然障碍物时,应符合现行国家标准《油气输送管道穿越工程设计规范》GB 50423 和《油气输送管道跨越工程设计规范》GB 50459 的有关规定。

4.3.11 埋地输气管道与其他埋地管道、电力电缆、通信光(电)缆交叉的间距应符合下列规定:

1 输气管道与其他管道交叉时,垂直净距不应小于 0.3m,当小于 0.3m 时,两管间交叉处应设置坚固的绝缘隔离物,交叉点两侧各延伸 10m 以上的管段,应确保管道防腐层无缺陷;

2 输气管道与电力电缆、通信光(电)缆交叉时,垂直净距不应小于 0.5m,交叉点两侧各延伸 10m 以上的管段,应确保管道防腐层无缺陷。

4.3.12 埋地输气管道与高压交流输电线路杆(塔)和接地体之间的距离宜符合下列规定:

1 在开阔地区,埋地管道与高压交流输电线路杆(塔)基脚间的最小距离不宜小于杆(塔)高;

2 在路由受限地区,埋地管道与交流输电系统的各种接地装置之间的最小水平距离不宜小于表 4.3.12 的规定。在采取故障屏蔽、接地、隔离等防护措施后,表 4.3.12 规定的距离可适当减小。

表 4.3.12 埋地管道与交流接地体的最小距离(m)

电压等级(kV)	≤220	330	500
铁塔或电杆接地	5.0	6.0	7.5

4.3.13 地面敷设的输气管道与架空交流输电线路的距离应符合表 4.3.13 的规定。

表 4.3.13 地面管道与架空输电线路最小距离(m)

项目		电压等级(kV)							
		3~10	35~66	110	220	330	500	750	1000
									单回路 回路(逆相序)
最小垂直距离		3.0	4.0	4.0	5.0	6.0	7.5	9.5	18
最小水平距离	开阔地区	最高杆(塔)高	最高杆(塔)高	最高杆(塔)高	最高杆(塔)高	最高杆(塔)高	最高杆(塔)高	最高杆(塔)高	最高杆(塔)高
	路径受限地区	2.0	4.0	4.0	5.0	6.0	7.5	9.5	13

注:表中最小水平距离为边导线至管道任何部分的水平距离。

4.3.14 弯管应符合下列规定:

1 线路用热煨弯管的曲率半径不应小于管子外径的 5 倍,并应满足清管器或检测仪器能顺利通过的要求;

2 热煨弯管的任何部位不得有裂纹和其他机械损伤,其两端部 100mm 长直管段范围内的圆度不应大于连接管圆度的规定值,其他部位的圆度不应大于 2.5%;

- 3 不应采用有环向焊缝的钢管制作热煨弯管；
- 4 冷弯弯管的最小曲率半径应符合表 4.3.14 的规定。

表 4.3.14 冷弯弯管最小曲率半径

公称直径 $DN(\text{mm})$	最小曲率半径 $R(\text{mm})$
≤ 300	$18D$
350	$21D$
400	$24D$
450	$27D$
500	$30D$
$550 \leq DN \leq 1000$	$40D$
≥ 1050	$50D$

注：表中的 D 为钢管外径(mm)。

4.3.15 输气管道采用弹性敷设时应符合下列规定：

1 弹性敷设管道与相邻的反向弹性弯管之间及弹性弯管和人工弯管之间，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；

2 弹性敷设管道的曲率半径应满足管子强度要求，且不应小于钢管外径的 1000 倍，垂直面上弹性敷设管道的曲率半径还应大于管在自重作用下产生的挠度曲线的曲率半径，曲率半径应按下列式计算：

$$R \geq 3600 \sqrt[3]{\frac{1 - \cos \frac{\alpha}{2}}{\alpha^4}} D^2 \quad (4.3.15)$$

式中： R ——管道弹性弯曲曲率半径(m)；

α ——管道的转角(°)；

D ——钢管外径(cm)。

4.3.16 弯管不得使用褶皱弯或虾米弯弯管代替。管子对接偏差不应大于 3°。

4.3.17 管道通过较大的陡坡地段以及受温度变化影响，应校核

管道的稳定性,并宜根据计算结果确定设置锚固或采取其他管道稳定的措施。当采用锚固墩时,管道与锚固墩之间应有良好的电绝缘。

4.3.18 埋地输气管道与民用炸药储存仓库的最小水平距离应符合下列规定:

1 埋地输气管道与民用炸药储存仓库的最小水平距离应按下式计算:

$$R = -267e^{-Q/8240} + 342 \quad (4.3.18)$$

式中: R ——管道与民用炸药储存仓库的最小水平距离(m);

e ——常数,取 2.718;

Q ——炸药库容量(kg), $1000\text{kg} \leq Q \leq 10000\text{kg}$ 。

2 当炸药库与管道之间存在下列情况之一时,按本规范式(4.3.18)计算的水平距离值可折减 15%~20%:

- 1) 炸药库地面标高大于管道的管顶标高;
- 2) 炸药库与管道间存在深度大于管沟深度的沟渠;
- 3) 炸药库与管道间存在宽度大于 50m 且高度大于 10m 的山体。

3 无论现状炸药库的库存药量有多少,本规范式(4.3.18)中的炸药库容量 Q 应按政府部门批准的建库规模取值。库存药量不足 1000kg 应按 1000kg 取值计算。

4.4 并行管道敷设

4.4.1 并行敷设的管道,应统筹规划、合理布局及共用公用设施,先建管道应为后建管道的建设和运行管理创造条件。

4.4.2 不受地形、地物或规划限制地段的并行管道,最小净距不应小于 6m。

4.4.3 受地形、地物或规划限制地段的并行管道,采取安全措施后净距可小于 6m,同期建设时可同沟敷设,同沟敷设的并行管道,间距应满足施工及维护需求且最小净距不应小于 0.5m。

4.4.4 穿越段的并行管道,应根据建设时机和影响因素综合分析确定间距。共用隧道、跨越管桥及涵洞设施的并行管道,净距不应小于 0.5m。

4.4.5 石方地段不同期建设的并行管道,后建管道采用爆破开挖管沟时,并行净距宜大于 20m 且应控制爆破参数。

4.4.6 穿越全新世活动断层的并行管道不宜同沟敷设。

4.5 线路截断阀(室)的设置

4.5.1 输气管道应设置线路截断阀(室),管道沿线相邻截断阀之间的间距应符合下列规定:

- 1 以一级地区为主的管段不宜大于 32km;
- 2 以二级地区为主的管段不宜大于 24km;
- 3 以三级地区为主的管段不宜大于 16km;
- 4 以四级地区为主的管段不宜大于 8km;

5 本条第 1 款至第 4 款规定的线路截断阀间距,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 4km、3km、2km、1km。

4.5.2 线路截断阀(室)应选择在交通方便、地形开阔、地势相对较高的地方,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:

- 1 与电力、通信线路杆(塔)的间距不应小于杆(塔)的高度再加 3m;
- 2 距铁路用地界外不应小于 3m;
- 3 距公路用地界外不应小于 3m;
- 4 与建筑物的水平距离不应小于 12m。

4.5.3 线路截断阀及与输气管线连通的第一个其他阀门应采用焊接连接阀门;截断阀可采用自动或手动阀门,并应能通过清管器或检测仪器,采用自动阀时,应同时具有手动操作功能。

4.5.4 截断阀可安装在地面上或埋地。截断阀及其辅助工艺管道应采取稳固措施。截断阀及其配套设施宜采用围栏或围墙进行保护。

4.6 线路管道防腐与保温

4.6.1 输气管道应采取外防腐层加阴极保护的联合防护措施,管道的防腐蚀设计应符合现行国家标准《钢质管道外腐蚀控制规范》GB/T 21447 的有关规定。

4.6.2 管道外防腐层类型、等级的选择应根据地形与地质条件、管道所处环境的腐蚀性、地理位置、输送介质温度、杂散电流、经济性等综合因素确定。管道外防腐层的性能及施工技术要求应符合国家现行相关标准的规定。

4.6.3 管道阴极保护设计应根据工程规模、土壤环境、管道防腐层质量等因素,经济合理地选用保护方式,并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 的有关规定。

4.6.4 阴极保护管道应与非保护构筑物电绝缘。在绝缘接头或绝缘法兰的连接设施上应设置防高压电涌冲击的保护设施。

4.6.5 在交、直流干扰源影响区域内的管道,应按现行国家标准《埋地钢质管道交流干扰防护技术标准》GB/T 50698 和《埋地钢质管道直流干扰防护技术标准》GB 50991 的规定,采取有效的减缓干扰的防护措施。

4.6.6 阴极保护管道应设置阴极保护参数测试设施,宜设置阴极保护参数监测装置。

4.6.7 非同沟敷设的并行管道宜分别实施阴极保护,阳极地床方式和位置的选择应避免相互之间的干扰。同沟敷设且阴极保护站合建的管段可采用联合保护。

4.6.8 地面以上敷设的管道如需保温时,应采用防腐层进行防腐,保温层材料和保护层材料的性能应符合现行国家标准《工业设备及管道绝热工程设计规范》GB 50264 的有关规定。

4.7 线路水工保护

4.7.1 管道水工保护设计应依据当地气象、水文、地形及地质等条件,结合当地施工材料及经验做法,采取植物措施和工程措施相结合的综合防治措施。

4.7.2 管道通过土(石)坎、田坎、陡坡、河流、冲沟、蝼蛄、沟渠、不稳定边坡地段时,应因地制宜地采取保护管道和防止水土流失的水工保护措施。

4.7.3 管道通过易受水流冲刷的河(沟)岸时,应采取护岸措施。护岸设计应符合下列规定:

- 1 应符合防洪及河道、水利管理的有关法规;
- 2 应保证水流顺畅,不得冲、淘穿越管段及河床岸坡;
- 3 应因地制宜、就地取材,根据水流及冲刷程度,采用抛石护岸、石笼护岸、浆砌石或干砌块石护岸、混凝土或钢筋混凝土护岸措施;
- 4 护岸宽度应根据实际水文地质条件确定,且不应小于施工扰动岸坡的宽度。护岸顶高出设计洪水位(含浪高和壅水高)不应小于 0.5m。护岸不应减少或改变河道的过水断面。

4.7.4 河流、沟渠穿越地段的水工保护设计应符合现行国家标准《油气输送管道穿越工程设计规范》GB 50423 的有关规定。

4.7.5 山地敷设埋地管道的水工保护设计应符合下列规定:

- 1 管道顺坡埋地敷设时,应依据管道纵坡坡度、回填土特性和管沟地质条件,在管沟内设置截水墙,截水墙的间距宜为 10m~20m;
- 2 管道横坡向埋地敷设时,管沟附近坡面应保持稳定,水工保护设计应根据地形、地质条件综合布置坡面截、排水系统和支挡防护措施;
- 3 应依据边坡坡度在坡脚处设置护坡或挡土墙防护措施;
- 4 宜根据边坡雨水汇流流量在坡面设置截、排水沟。排水沟

应充分利用原始坡面沟道,出水口设置位置不应对管道、耕地或邻近建(构)筑物形成冲刷。

4.7.6 管道通过土(石)坎、田坎段时,可采取浆砌石堡坎、干砌石堡坎、加筋土堡坎或袋装土堡坎结构形式进行防护,堡坎宽度不应小于施工作业带扰动宽度。

4.8 管道标识

4.8.1 管道沿线应设置里程桩、转角桩、标志桩、交叉桩和警示牌等永久性标识。

4.8.2 管径相同且并行净距小于 6m 的埋地管道,以及管径相同共用隧道、涵洞或共用管桥跨越的管道,应有可明显区分识别的标识。

4.8.3 通过人口密集区、易受第三方损坏地段的埋地管道应加密设置标识桩和警示牌,并应在管顶上方连续埋设警示带。

4.8.4 平面改变方向一次转角大于 5° 时,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标识桩。

4.8.5 地面敷设的管段应设警示牌并采取保护措施。

5 管道和管道附件的结构设计

5.1 管道强度和稳定性计算

5.1.1 管道强度计算应符合下列规定:

1 埋地管道强度设计应根据管段所处地区等级以及所承受永久荷载、可变荷载和偶然荷载而定,通过地震动峰值加速度大于或等于 $0.05g$ 至小于或等于 $0.4g$ 地区内的管道,应按现行国家标准《油气输送管道线路工程抗震技术规范》GB 50470 的有关规定进行强度设计和校核;

2 埋地直管段的轴向应力与环向应力组合的当量应力,应小于钢管标准规定的最小屈服强度的 90% ,管道附件的设计强度不应小于相连管道直管段的设计强度;

3 输气管道采用的钢管符合本规范第 5.2.2 条规定时,焊缝系数值应取 1.0 。

5.1.2 输气管道强度计算应符合下列规定:

1 直管段管壁厚度应按下列公式计算:

$$\delta = \frac{PD}{2\sigma_s \varphi F t} \quad (5.1.2)$$

式中: δ ——钢管计算壁厚(mm);

P ——设计压力(MPa);

D ——钢管外径(mm);

σ_s ——钢管标准规定的最小屈服强度(MPa);

φ ——焊缝系数;

F ——强度设计系数,应按本规范表 4.2.3 和表 4.2.4 选取;

t ——温度折减系数,当温度小于 120°C 时, t 值应取 1.0 。

2 受约束的埋地直管段轴向应力计算和当量应力校核,应按

本规范附录 B 进行计算。

3 当温度变化较大时,应进行热胀应力计算。必要时应采取限制热胀位移的措施。

4 受内压和温差共同作用下弯头的组合应力,应按本规范附录 C 进行计算。

5 常用钢管的屈服强度应符合表 5.1.2 的规定。

表 5.1.2 常用钢管屈服强度要求 (MPa)

钢管钢级	无缝和焊接钢管管体		钢管钢级	无缝和焊接钢管管体	
	屈服强度 $R_{10.5}$			屈服强度 $R_{10.5}$	
	最小	最大		最小	最大
L245	245	450	L450	450	600
L290	290	495	L485	485	635
L320	320	525	L555	555	705
L360	360	530	L625	625	775
L390	390	545	L690	690	840
L415	415	565	L830	830	1050

注:1 $R_{10.5}$ 表示屈服强度(0.5%总伸长率)。

2 L690、L830 适用于 $R_{p0.2}$ (0.2%非比例伸长)。

5.1.3 输气管道的最小管壁厚度不应小于 4.5mm,钢管外径与壁厚之比不应大于 100。

5.1.4 输气管道径向稳定校核应按下列公式进行计算。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。

$$\Delta_x \leq 0.03D \quad (5.1.4-1)$$

$$\Delta_x = \frac{ZKWD_m^3}{8EI + 0.061E_s D_m^3} \quad (5.1.4-2)$$

$$W = W_1 + W_2 \quad (5.1.4-3)$$

$$I = \delta_n^3 / 12 \quad (5.1.4-4)$$

式中: Δ_x ——钢管水平方向最大变形量(m);

D ——钢管外径(m);

Z ——钢管变形滞后系数,宜取 1.5;
 K ——基床系数,宜按本规范附录 D 的规定选取;
 W ——作用在单位管长上的总竖向荷载(N/m);
 D_m ——钢管平均直径(m);
 E ——钢材弹性模量(N/m²);
 I ——单位管长截面惯性矩(m⁴/m);
 E_s ——土壤变形模量(N/m²), E_s 值应采用现场实测数,当无实测资料时,可按本规范附录 D 的规定选取;
 W_1 ——单位管长上的竖向永久荷载(N/m);
 W_2 ——地面可变荷载传递到管道上的荷载(N/m);
 δ_n ——钢管公称壁厚(m)。

5.1.5 曾采用冷加工使其符合规定的最小屈服强度的钢管,以后又将其不限时间加热到高于 480℃或高于 320℃超过 1h(焊接除外),该钢管允许承受的最高压力,不应超过按本规范式(5.1.2)计算值的 75%。

5.2 材 料

5.2.1 输气管道所用钢管及管道附件的选材,应根据操作压力、温度、介质特性、使用地区等因素,经技术经济比较后确定。采用的钢管和钢材,应具有良好的韧性和焊接性能。

5.2.2 输气管道选用的钢管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 中的 PSL2 级、《高压锅炉用无缝钢管》GB 5310、《高压化肥设备用无缝钢管》GB 6479 及《输送流体用无缝钢管》GB/T 8163 的有关规定。

5.2.3 输气管道所采用的钢管和管道附件,应根据强度等级、管径、壁厚、焊接方式及使用环境温度等因素对材料提出韧性要求。

5.2.4 钢级不明的材料不应用于管道及其管道附件制作。铸铁和铸钢不应用于制造管件。

5.2.5 钢管应在工厂逐根进行静水压试验,管体或焊缝不得渗漏,管壁应无明显的鼓胀。一级一类地区采用 0.8 设计系数的钢管,工厂静水压试验压力产生的环向应力不应小于管材标准规定的最小屈服强度的 95%。其他设计系数使用的钢管,工厂静水压试验压力产生的环向应力不宜小于管材标准规定的最小屈服强度的 90%。

5.2.6 处于寒冷地区地面安装的承压元件、法兰及紧固件等材料的力学性能应满足设计最低温度的使用要求。

5.2.7 钢管表面的凿痕、槽痕、刻痕和凹痕等有害缺陷处理应符合下列规定:

1 钢管在运输、安装或修理中造成壁厚减薄时,管壁上任一点的厚度不应小于按本规范式(5.1.2)计算确定的钢管壁厚的 90%;

2 凿痕、槽痕应打磨光滑,对被电弧烧痕所造成的“冶金学上的刻痕”应打磨掉,并圆滑过渡,打磨后的管壁厚度小于本规范第 5.2.7 条第 1 款的规定时,应将管子受损部分整段切除,不得嵌补;

3 在纵向或环向焊缝处影响钢管曲率的凹痕均应去除,其他部位的凹痕深度,当钢管公称直径小于或等于 300mm 时,不应大于 6mm,当钢管公称直径大于 300mm 时,不应大于钢管公称直径的 2%,当凹痕深度不符合要求时,应将管受损部分整段切除,不得嵌补或将凹痕敲臃。

5.2.8 放空管线、管件和放空立管的材料宜按低温低应力工况校核。

5.3 管道附件

5.3.1 管道附件应符合下列规定:

1 管件的制作应符合国家现行标准《钢板制对焊管件》GB/T 13401、《钢制对焊无缝管件》GB/T 12459、《钢制对焊管件规范》SY/T 0510 及《油气输送用钢制感应加热弯管》SY/T 5257

的有关规定,钢制管法兰、法兰盖、法兰紧固件及法兰用垫片应符合现行国家标准 GB 9112~GB 9131 系列标准的有关规定;

2 快开盲板的设计制作应符合现行行业标准《快速开关盲板技术规范》SY/T 0556 的有关规定。

5.3.2 管道附件与没有轴向约束的直管连接时,应按本规范附录 E 规定的方法进行承受热膨胀的强度校核。

5.3.3 弯管的管壁厚度应按下列公式计算:

$$\delta_b = \delta \cdot m \quad (5.3.3-1)$$

$$m = \frac{4R - D}{4R - 2D} \quad (5.3.3-2)$$

式中: δ_b ——弯管的管壁计算厚度(mm);

δ ——与弯管所连接的同材质直管段管壁计算厚度(mm);

m ——弯管的管壁厚度增大系数;

R ——弯管的曲率半径(mm);

D ——弯管的外直径(mm)。

5.3.4 主管上不宜直接开孔焊接支管。当直接在主管上开孔与支管连接或自制三通时,开孔削弱部分可按等面积补强,结构和计算方法应符合本规范附录 F 的规定。当支管外径大于或等于 1/2 主管内径时,应采用标准三通件。

5.3.5 异径接头可采用带折边或不带折边的两种结构形式,强度设计应符合现行国家标准《压力容器》GB 150.1~GB 150.4 的有关规定。

5.3.6 管封头应采用长短轴比值为 2 的标准型椭圆形封头,结构、尺寸和强度应符合现行国家标准《压力容器》GB 150.1~GB 150.4 的有关规定。

5.3.7 管法兰的选用应符合国家现行相关标准的规定。法兰的密封垫片和紧固件应与法兰配套选用。绝缘接头和绝缘法兰的设计、制造及检验应符合现行行业标准《绝缘接头与绝缘法兰技术规范》SY/T 0516 的有关规定。

5.3.8 在防爆区内使用的阀门,应具有耐火性能。防爆区采用的设备应具有相应的防爆等级,输气站及阀室的爆炸危险区域划分应符合本规范第 10.1.7 条和附录 J 的规定。

5.3.9 需要通过清管器和检测仪器的阀门,应选用全通径阀门。

5.3.10 与工艺管道连接的设备、管道附件和压力容器应满足管道系统 1.5 倍设计压力的强度试验要求。

6 输 气 站

6.1 输气站设置

6.1.1 输气站的设置应符合目标市场、线路走向和输气工艺设计的要求,各类输气站宜联合建设。

6.1.2 输气站位置选择应符合下列规定:

- 1 应满足地形平缓、地势相对较高及近远期扩建需求;
- 2 应满足供电、给水、排水、生活及交通方便的需求;
- 3 应避开山洪、滑坡、地面沉降、风蚀沙埋等不良工程地质地段及其他不宜设站的地方;

4 压气站的位置选择宜远离噪声敏感区;

5 区域布置的防火距离应符合现行国家标准《石油天然气工程设计防火规范》GB 50183 的有关规定。

6.1.3 输气站内平面布置、防火安全、场内道路交通与外界公路的连接应符合国家现行标准《石油天然气工程设计防火规范》GB 50183 和《石油天然气工程总图设计规范》SY/T 0048 的有关规定。

6.2 站 场 工 艺

6.2.1 输气站设计输气能力应与管道系统设计输气能力匹配。

6.2.2 输气站应根据设备运行对气体中固液含量的要求,分析确定分离过滤设备的设置。

6.2.3 调压及计量设计应符合下列规定:

- 1 应满足输气工艺、生产运行及检修需要;
- 2 在需控制压力及需要对气体流量进行控制和调节的管段上应设置调压设施,调压应注意节流温降的影响;

3 具有贸易交接、设备运行流量分配和自耗气的工艺管路上应设置计量设施；

4 计量流程的设计及设备的选择应满足流量变化的要求。

6.2.4 清管设施设计应符合下列规定：

1 清管设施宜与输气站合并建设，当输气站站间距超过清管器可靠运行距离时，应单独设置清管站；

2 清管工艺应采用不停气密闭清管工艺流程，进出站的管段上宜设置清管器通过指示器；

3 清管器收、发筒的结构尺寸应能满足通过清管器或智能检测器的要求；

4 清管作业清除的污物应进行收集处理，不得随意排放。

6.2.5 输气站放空设计应符合本规范第 3.4.7 条的要求。

6.2.6 输气站生产的污液宜集中收集，应根据污物源的点位、数量、物性参数等设计排污管道系统，排污管道的终端应设排污池或排污罐。

6.3 压缩机组的布置及厂房设计

6.3.1 压缩机组应根据工作环境及对机组的要求，布置在露天或厂房内。在严寒地区、噪声控制地区或风沙地区宜采用全封闭式厂房，其他地区宜采用敞开式或半敞开式厂房。

6.3.2 厂房内压缩机及其辅助设备的布置，应根据机型、机组功率、外型尺寸、检修方式、运输等因素按单层或双层布置，并应符合下列规定：

1 两台压缩机组的突出部分间距及压缩机组与墙的间距，应能满足操作、检修的场地和通道要求；

2 压缩机组的布置应便于管线和设备安装；

3 压缩机基础的布置和设计应符合现行国家标准《动力机器基础设计规范》GB 50040 的有关规定，并应采取相应的减振、隔振措施。

6.3.3 压气站内建(构)筑物的防火、防爆和噪声控制应按国家现行相关标准的有关规定进行设计。

6.3.4 压缩机房的每一操作层及其高出地面 3m 以上的操作平台(不包括单独的发动机平台),应至少设置两个安全出口及通向地面的梯子。操作平台上的任意点沿通道中心线与安全出口之间的最大距离不得大于 25m。安全出口和通往安全地带的通道,必须畅通无阻。压缩机房设置的平开门应朝外开。

6.3.5 压缩机房的建筑平面、空间布置应满足工艺流程、设备布置、设备安装和维修的要求。

6.3.6 压缩机厂房的防火设计应符合现行国家标准《石油天然气工程设计防火规范》GB 50183 的有关规定。

6.3.7 压缩机房内,应根据压缩机检修的需要配置供检修用的固定起重设备。当压缩机组布置在露天、敞开式厂房内或机组自带起吊设备时,可不设固定起重设备,但应设置移动式起重设备的吊装场地和行驶通道。

6.4 压气站工艺及辅助系统

6.4.1 压气站工艺流程设计应根据输气系统工艺要求,满足气体的除尘、分液、增压、冷却、越站、试运作业和机组的启动、停机、正常操作及安全保护等要求。

6.4.2 压气站宜设置分离过滤设备,处理后的天然气应符合压缩机组对固液含量的要求。

6.4.3 压气站内的总压降不宜大于 0.25MPa。

6.4.4 当压缩机出口气体温度高于下游设施、管道以及管道敷设环境允许的最高操作温度或为提高气体输送效率时,应设置冷却器。

6.4.5 每一台离心式压缩机组宜设天然气流量计量设施。

6.4.6 压缩机组能耗宜采用单机计量。

6.4.7 压缩机组进、出口管线上应设截断阀,截断阀宜布置在压

缩机厂房外,其控制应纳入机组控制系统。

6.4.8 压缩机采用燃机驱动时,燃机的燃料气供给系统设计应符合下列规定:

- 1 燃料气的气质、压力、流量应满足燃机的运行要求;
- 2 燃料气管线应从压缩机进口截断阀上游的总管上接出,应设置调压设施和对单台机组的计量设施;
- 3 燃料气管线在进入压缩机厂房前及每台燃机前应装设截断阀;
- 4 燃料气安全放空宜在核算放空背压后接入站场相同压力等级的放空系统;
- 5 燃料气中可能出现凝液时,宜在燃料气系统加装气-液聚结器或其他能去除凝液的设施。

6.4.9 离心式压缩机的润滑油系统的动力应由主润滑油泵、辅助润滑油泵和紧急润滑油泵或高位油箱构成。辅助油泵的出油管应设单向阀。

6.4.10 采用注油润滑的往复式压缩机各级出口均应设气-液分离设备。

6.4.11 冷却系统设计应符合下列规定:

- 1 气体冷却应根据压气站所处地理位置、气象、水源、排水、供配电等情况比较确定,可采用空冷、水冷或其他冷却方式,气体通过冷却器的压力损失不宜大于 0.07MPa;
- 2 往复式压缩机和燃气发动机气缸壁冷却水宜采用密闭循环冷却;
- 3 冷却系统的布置应注意与相邻散热设施的关系,应避免相互干扰。

6.4.12 压缩空气系统设计应符合下列规定:

- 1 压缩空气系统的设计应符合现行国家标准《压缩空气站设计规范》GB 50029 的有关规定;
- 2 压缩空气系统所提供的压缩空气应满足离心式压缩机、电

机正压通风,站内仪表用风及其他设施对气量、气质、压力的要求;

3 空气储罐容量应满足 15min 干气密封、仪表用风等的气量要求;

4 空气罐或罐组出口处宜设置止回阀。

6.4.13 燃气轮机的启动宜采用电液马达启动、交流电机启动或气马达启动。当采用气马达启动时,驱动气马达的气体气质及气体参数应符合设备制造厂的要求,应在每台发动机附近的启动用空气管线上设置止回阀。

6.4.14 以燃气为动力的压缩机组应设置空气进气过滤系统,过滤后的气质应符合设备制造厂的要求。

6.4.15 以燃气为动力的压缩机组的废气排放口应高于新鲜空气进气系统的进气口,宜位于进气口当地最小风频上风向,废气排放口与新鲜空气进气口应保持足够的距离,避免废气重新吸入进气口。

6.5 压缩机组的选型及配置

6.5.1 压缩机组的选型和台数,应根据压气站的总流量、总压比、出站压力、气质等参数,结合机组备用方式,进行技术经济比较后确定。

6.5.2 压气站宜选用离心式压缩机。在站压比较高、输量较小时,可选用往复式压缩机。

6.5.3 同一压气站内的压缩机组宜采用同一机型。

6.5.4 压缩机的原动机选型应结合当地能源供给情况及环境条件,进行技术经济比较后确定。离心式压缩机宜采用燃气轮机、变频调速电机或机械调速电机,往复式压缩机宜采用燃气发动机或电机。

6.5.5 驱动设备所需的功率应与压缩机相匹配。驱动设备的现场功率应有适当裕量,应能满足不同季节环境温度、不同海拔高度条件下的工况需求,且应能克服由于运行年限增长等原因可能引起的功率下降。压缩机的轴功率可按本规范附录 G 进行计算。

6.6 压缩机组的安全保护

6.6.1 往复式压缩机出口与第一个截断阀之间应装设安全阀和放空阀,安全阀的泄放能力不应小于压缩机的最大排量。

6.6.2 每台压缩机组应设置安全保护装置,并应符合下列规定:

1 压缩机气体进口应设置压力高限、低限报警和低限超限停机装置;

2 压缩机气体出口应设置压力高限报警和高限超限停机装置;

3 压缩机的原动机(除电动机外)应设置转速高限报警和超限停机装置;

4 启动气和燃料气管线应设置限流及超压保护设施。燃料气管线应设置停机或故障时的自动切断气源及放空设施;

5 压缩机组润滑油系统应有报警和停机装置;

6 压缩机组应设置振动监控装置及振动高限报警、超限自动停机装置;

7 压缩机组应设置轴承温度及燃气轮机透平进口气体温度监控装置,温度高限报警、超限自动停机装置;

8 离心式压缩机应设置喘振检测及控制设施;

9 压缩机组的冷却系统应设置振动检测及超限自动停车装置;

10 压缩机组应设轴位移检测、报警及超限自动停机装置;

11 压缩机的干气密封系统应有泄放超限报警装置。

6.6.3 事故紧急停机时,压缩机进、出口阀应自动关闭,防喘振阀应自动开启,压缩机及其配管应自动泄压。

6.7 站内管线

6.7.1 站内所有工艺管道均应采用钢管及钢质管件。钢管材料应符合本规范第5.2节的有关规定。

6.7.2 机组的仪表、控制、取样、润滑油,离心式压缩机用密封气、燃料气、压缩空气等系统的阀门、管道及管件等宜采用不锈钢材质。

6.7.3 钢管强度计算应符合本规范第 5.1.2 条的规定,设计系数的选择应符合本规范表 4.2.4 的规定。

6.7.4 站内管线安装设计应采取减小振动和热应力的措施。压缩机进、出口配管对压缩机连接法兰所产生的应力应小于压缩机技术条件的允许值。

6.7.5 管线的连接方式除因安装需要采用螺纹、卡套或法兰连接外,均应采用焊接。

6.7.6 输气站内管线应采用地上或埋地敷设,不宜采用管沟敷设。当采用管沟敷设时,应采取防止天然气泄漏积聚的措施。

6.7.7 管道穿越车行道路和围墙基础时,宜采取保护措施。

6.7.8 从站内分离设备至压缩机入口的管段宜进行内壁清洗。

6.7.9 与分离器、清管收发筒、压缩机组等设备相连的地面和埋地管道应采取防止管道沉降或位移的措施。

6.8 站内管道及设备的防腐与保温

6.8.1 站场地面以上的钢质管道和金属设施应采用防腐层进行防腐蚀防护。

6.8.2 站场埋地钢质管道的防腐层宜采用加强级或特加强级,可采取外防腐层加阴极保护的联合防护措施。

6.8.3 因工艺或材料低温性能原因需要保温的管道和设备,应进行保温。

6.8.4 保温管道及设备应采用防腐层进行防腐。埋地管道的保温设计应符合现行国家标准《埋地钢质管道防腐保温层技术标准》GB/T 50538 的有关规定。地上钢质管道及设备的保温设计应符合现行国家标准《工业设备及管道绝热工程设计规范》GB 50264 的有关规定。

7 地下储气库地面设施

7.1 一般规定

7.1.1 地下储气库地面设施设计范围应包括采、注气井井口至输气干线之间的工艺及相关辅助设施。

7.1.2 地下储气库地面设施的设计处理能力应根据地质结构的储、供气能力,按设计委托书或合同规定的季节调峰气量、日调峰气量或应急调峰气量确定。

7.1.3 地下储气库宜靠近负荷中心。

7.1.4 注气站、采气站宜合一建设,注气站、采气站宜靠近注采井场。

7.1.5 注入气应满足地下储气库地面设备及地质构造对气质的要求。采出的外输气应满足本规范第 3.1.2 条对气质的要求。

7.1.6 集注站宜远离噪声敏感区,注气压缩机宜采取噪声控制措施。

7.1.7 地下储气库地面站场防火间距应符合现行国家标准《石油天然气工程设计防火规范》GB 50183 的有关规定。

7.1.8 其他要求应符合现行行业标准《地下储气库设计规范》SY/T 6848 的有关规定。

7.2 地面工艺

7.2.1 注气工艺应符合下列规定:

1 压缩机的进气管线上应设置过滤分离设备,处理后天然气应符合压缩机组对固液含量的要求;

2 根据储气库地质条件要求,对注入的天然气应采取除油措施;

- 3 每口单井的注气量应进行计量;
 - 4 注气管线应设置安全截断阀。
- 7.2.2 采气工艺应符合下列规定:
- 1 采气系统应有可靠的气液分离设备,采出气应有计量和气质分析设施;
 - 2 采出气应采取防止水合物形成的措施;
 - 3 应根据地下储气库的不同类型,经过技术经济比较,确定采出天然气的脱水、脱烃、脱酸工艺流程;
 - 4 采用节流方式控制水、烃露点的工艺装置,宜配置双套调压节流装置,调压装置宜采用降噪措施;
 - 5 采气工艺应充分利用地层压力能,采、注气管线宜合一使用,采气、注气系统间应采取可靠的截断措施;
 - 6 采气管线应设置安全截断阀。
- 7.2.3 地下储气库辅助系统应适应注采井、观察井的操作及监测要求。

7.3 设备选择

- 7.3.1 压缩机的选择应符合下列规定:
- 1 注气压缩机的选型、配置及工艺应符合本规范第6章的要求,注气压缩机不宜设置备用;
 - 2 地下储气库注气压缩机宜选择往复式压缩机,压缩机各级出口宜在冷却器前设置润滑油分离器,当注气量较大时,可选用离心式压缩机;
 - 3 注气压缩机的选型宜兼顾注气和采气;
 - 4 当地供电系统可靠,供电量充裕时,注气压缩机宜选择电驱。
- 7.3.2 冷却器应符合下列规定:
- 1 宜选择空冷器;
 - 2 空冷器宜设置振动报警、关机装置。

8 仪表与自动控制

8.1 一般规定

- 8.1.1 输气管道应设置测量、控制、监视仪表及控制系统。
- 8.1.2 输气管道应根据规模、环境条件及管理需求确定自动控制水平,宜设置监控与数据采集(SCADA)系统。
- 8.1.3 监控与数据采集(SCADA)系统宜包括调度控制中心的计算机系统、管道各站场的控制系统、远程终端装置(RTU)以及数据通信系统。系统应为开放型网络结构,具有通用性、兼容性和可扩展性。
- 8.1.4 仪表及控制系统的选型,应根据输气管道特点、规模、发展规划、安全生产要求,经方案对比论证确定,选型宜全线统一。

8.2 调度控制中心

- 8.2.1 输气管道调度控制中心应设置在调度管理、通信联络、系统维修、交通方便的地方。
- 8.2.2 调度控制中心计算机系统应配备操作系统软件、监控与数据采集(SCADA)系统软件。调度控制中心宜具备下列功能:
 - 1 采集和监控输气管道各站场的主要工艺变量和设备运行状况;
 - 2 工艺流程的动态显示、工艺变量和设备运行状态报警显示、管理及事件的查询;
 - 3 数据的采集、归档、管理以及趋势图显示,生产统计报表的生成和打印;
 - 4 数据通信信道监视及管理、主备信道的自动切换。

8.2.3 调度控制中心的计算机系统应配置服务器、操作员工作站、工程师工作站、外部存储设备、网络设备和打印机。服务器、网络设备等宜冗余配置。

8.2.4 调度控制中心的计算机系统应采取相应的措施确保数据安全。

8.3 站场控制系统及远程终端装置

8.3.1 输气站宜设置站场控制系统。站场控制系统宜具备下列功能：

- 1 采集和监控主要工艺变量和设备运行状态；
- 2 站场安全联锁保护；
- 3 工艺流程的动态显示、工艺变量和设备运行状态报警显示、管理及事件的查询；
- 4 数据的采集、归档、管理以及趋势图显示，生产统计报表的生成和打印；
- 5 向调度控制中心发送实时数据，执行调度控制中心发送的指令。

8.3.2 输气站安全仪表系统的安全完整性等级宜根据站场安全仪表功能回路的辨识分析确定。

8.3.3 输气站紧急联锁应具备下列功能：

- 1 紧急截断阀关闭；
- 2 紧急放空阀打开；
- 3 压气站压缩机机组停机并放空；
- 4 切断除消防系统和应急电源以外的供电电源。

8.3.4 设置远程终端装置(RTU)的清管站、阀室宜具备下列功能：

- 1 采集温度、压力和线路截断阀状态参数；
- 2 向调度控制中心发送实时数据；
- 3 执行调度控制中心发送的指令。

8.4 输气管道监控

8.4.1 流量计量应符合下列规定：

1 计量系统的设计应符合现行国家标准《天然气计量系统技术要求》GB/T 18603 的有关规定；

2 输气管道贸易交接计量系统应设置备用计量管路；

3 输气管道贸易交接计量系统配置宜根据天然气能量计量的需求确定。

8.4.2 压力控制应符合下列规定：

1 输气站压力控制系统的设计应保证输气管道安全、平稳、连续地向下游用户供气，维持管道下游压力在工艺所需的范围之内，确保管道下游不超过允许的压力；

2 供气量超限可能导致管输系统失调的部位，压力控制系统应有限流功能；

3 压力控制系统可设置备用管路。

8.4.3 当压力控制系统出现故障会危及下游供气设施安全时，应设置可靠的压力安全装置。压力安全装置的设计应符合下列规定：

1 当上游最大操作压力大于下游最大操作压力时，气体调压系统应设置单个的(第一级)压力安全设备。

2 当上游最大操作压力大于下游最大操作压力 1.6MPa 以上，以及上游最大操作压力大于下游管道和设备强度试验压力时，单个的(第一级)压力安全设备还应同时加上第二个安全设备。此时可选择下列措施之一：

1)每一回路串联安装 2 台安全截断设备，安全截断设备应具备快速关闭能力并提供可靠截断密封；

2)每一回路安装 1 台安全截断设备和 1 台附加的压力调节控制设备；

3)每一回路安装 1 台安全截断设备和 1 台最大流量安全泄

放设备。

8.4.4 压缩机组控制应符合下列规定：

1 压缩机组控制系统宜独立设置，应由以微处理机为基础的工业控制器、仪表系统及附属设备组成，应完成对所属压缩机组及其辅助系统的监视、控制和保护任务；

2 压缩机组控制系统应通过标准数据接口与站场控制系统进行数据通信。

8.4.5 火灾及可燃气体报警系统设计应符合下列规定：

1 易积聚可燃气体的封闭区域内应对可燃气体泄漏进行检测；

2 压缩机厂房宜设置火焰探测报警系统；

3 输气站内的建筑物火灾自动报警系统的设计应符合现行国家标准《火灾自动报警系统设计规范》GB 50116 的有关规定。

9 通 信

9.0.1 输气管道通信方式,应根据输气管道管理营运对通信的要求以及行业的通信网络规划确定。

9.0.2 光缆与输气管道同沟敷设时,应符合现行行业标准《输油(气)管道同沟敷设光缆(硅芯管)设计及施工规范》SY/T 4108 的有关规定。光纤容量应预留适当的富裕量以备今后业务发展的需要。

9.0.3 通信站的位置应根据生产要求,宜设置在管道各级生产管理部门、沿线工艺站场及其他沿管道的站点。

9.0.4 线路阀室应依据输气工艺、监控和数据采集(SCADA)系统的控制要求选择适当的通信方式。

9.0.5 管道通信系统的通信业务应根据输气工艺、监控和数据采集(SCADA)系统数据传输和生产管理运行等需要设置。

9.0.6 输气管道通信宜在调度控中心设自动电话交换系统,电话交换系统应具有调度功能。站场电话业务宜接入当地公共电话网。

9.0.7 监控和数据采集(SCADA)系统数据传输当设置备用传输通道时,宜采用与主用传输通道不同的通信路由。

9.0.8 输气管道巡回检查、管道事故抢修和维修的部门,可配备满足使用条件的移动通信设备。

9.0.9 站场值班室应设火警电话,火警电话宜为公网直拨电话或消防部门专用火警系统电话。

10 辅助生产设施

10.1 供 配 电

10.1.1 输气站及阀室的供电电源应从所在供电营业区的电力系统取得。当无法取得外部电源,或经技术经济分析后取得电源不合理时,宜设置自备电源。

10.1.2 供电电压应根据输气站及阀室所在地区供电条件、用电负荷电压及负荷等级、送电距离等因素,经技术经济对比后确定。

10.1.3 输气站及阀室应根据输气管道的重要性、运行需求和供电可靠性,确定主要设备的用电负荷等级,并应符合下列规定:

1 输气站的用电负荷等级不宜低于重要电力用户的二级负荷,当中断供电将影响输气管道运行或造成重大经济损失时,应为重要电力用户的一级负荷;

2 调度控制中心用电负荷等级宜为一级负荷,阀室用电负荷等级不宜低于三级负荷;

3 输气站及阀室用电单元的负荷等级应符合表 10.1.3 的规定。

表 10.1.3 输气站及阀室用电单元的负荷等级

单元名称	用电负荷名称	负荷等级
压缩机 厂房	应急润滑油系统、电动阀(紧急截断及放空使用)、 配套控制系统	重要负荷
	电动机驱动系统、机组配套设施、通风系统	二级
消防系统	消防水泵、稳压设备、配套控制系统	重要负荷
锅炉房	燃烧器、给水泵、补水泵、风机、水处理设备	二级
控制室	计算机控制系统、变电所综合自动化系统、通信系 统、应急照明	重要负荷
	工作照明、空调设备、安防及通风设施	二级

续表 10.1.3

单元名称	用电负荷名称	负荷等级
给排水设施	供水设备(电驱机组)	二级
	污水处理设备、通风系统、供水设备(生活设施)	三级
工艺设备	进出站及放空用电动阀、计量设备、调压设备、事故照明、安防系统、压缩机区电动阀	重要负荷
	正常照明、电伴热、空气压缩系统	二级
阴极保护	恒电位仪、电位变送器	三级
变电所及发电房	控制保护系统、发电机启动设备、应急照明	重要负荷
	变配电及发电设施的正常照明、通风系统	二级
生产辅助设施	生产用房正常照明、通风、空调、防冻、安防系统	二级
	维修设备、库房、化验、车库等	三级
生活设施	值班宿舍、厨房、采暖及通风	三级
阀室	紧急截断阀、自动控制系统、通信系统	重要负荷
	变配电及发电设施的正常照明、通风系统	三级

注:1 表中各单元负荷等级定义应符合现行国家标准《供配电系统设计规范》GB 50052 的有关规定,重要负荷是指输气站内直接与安全、输气作业及计量有关的用电负荷,中断供电时会对人身、设备和运行造成损害的用电设施需要保证一定时间的供电连续性。

2 当输气站定义为重要电力用户的一级负荷时,表中设备的负荷等级应提高一级,重要负荷即为特别重要负荷。

3 输气站内其他没有明确规定用电负荷等级的设备,可根据实际情况确定。

10.1.4 供电要求应符合下列规定:

1 重要电力用户的供电电源配置应按现行国家标准《重要电力用户供电电源及自备应急电源配置技术规范》GB/Z 29328 的有关规定执行;

2 消防设备的供电应按现行国家标准《石油天然气工程设计防火规范》GB 50183 的有关规定执行;

3 输气站因突然停电会造成设备损坏或作业中断时,站内重要负荷应配置应急电源,其中控制、仪表、通信等重要负荷,应采用

不间断电源供电,蓄电池后备时间不宜小于 1.5h。

10.1.5 输气站内的变电站功率因数应符合下列规定:

1 35kV 及以上电压等级的变电站,在变压器最大负荷时,其一次侧功率因数不宜小于 0.95;

2 变压器容量为 $100\text{kV} \cdot \text{A}$ 及以上的 10kV 变电站功率因数不宜小于 0.95;

3 变电站配置的无功补偿设备应根据负荷变化自动控制功率因数,任何情况下不应向电网倒送无功。

10.1.6 输气站及阀室照明应符合下列规定:

1 室内照明应符合现行国家标准《建筑照明设计标准》GB 50034 的有关规定,室外照明应符合现行国家标准《室外作业场地照明设计标准》GB 50582 的有关规定;

2 控制室、值班室、发电房及消防等重要场所应设应急照明;

3 人员活动场所应设置安全疏散照明,人员疏散的出口和通道应设置疏散照明。

10.1.7 输气站及阀室的爆炸危险区域划分应符合本规范附录 J 的规定,电气设计应符合现行国家标准《爆炸危险环境电力装置设计规范》GB 50058 的有关规定,电气设备应符合现行国家标准《爆炸性环境》GB 3836 系列标准的有关规定。

10.1.8 爆炸危险环境的建(构)筑物不宜以风险作为防雷分类依据,输气站及阀室的雷电防护应符合下列规定:

1 雷电防护应符合国家现行标准《建筑物防雷设计规范》GB 50057 和《油气田及管道工程雷电防护设计规范》SY/T 6885 的有关规定;

2 金属结构的放空立管及放散管上不应安装接闪杆;

3 雷电防护接地宜与站场的保护接地、工作接地共用接地系统,接地电阻应按照电气设备的工作接地要求确定,当共用接地系统的接地电阻无法满足要求时,应有完善的均压及隔离措施。

10.2 给水排水及消防

10.2.1 输气站的给水水源应根据生产、生活、消防用水量 and 水质要求,结合当地水源条件及水文地质资料等因素综合比较确定。

10.2.2 输气站总用水量应包括生产用水量、生活用水量、消防用水量(当设有安全水池或罐时,可不计入)、绿化和浇洒道路用水量以及未预见用水量。未预见用水量宜按最高日用水量的 15%~25% 计算。

10.2.3 安全水池(罐)的设置宜根据输气站的用水量、供水系统的可靠程度确定。当需要设安全水池(罐)时,应符合下列规定:

1 宜利用地形设置安全水池(罐);

2 安全水池(罐)的容积宜根据生产所需的储备水量和消防用水量确定,生产、生活储备水量宜按 8h~24h 最高日平均时用水量计算;

3 当安全水池(罐)兼有储存消防用水功能时,应有确保消防储水不作它用的技术措施;

4 寒冷地区的安全水池(罐)宜采取防冻措施。

10.2.4 输气站的给水水质应符合下列规定:

1 生产用水应符合输气生产工艺要求,生活用水应符合现行国家标准《生活饮用水卫生标准》GB 5749 的有关规定;

2 循环冷却水系统的水质和处理应符合现行国家标准《工业循环冷却水处理设计规范》GB 50050 和《工业循环水冷却设计规范》GB/T 50102 的有关规定;

3 当压缩机组等设备自带循环冷却水系统时,冷却水水质应符合设备规定的给水水质要求。

10.2.5 循环冷却水系统根据具体情况可采用敞开式或密闭式循环系统;当采用密闭式循环系统时,闭式循环管路内宜充装软化水或除盐水。

10.2.6 输气站污水处理方案宜按现行国家标准《污水综合排放

标准》GB 8978 和污水水质污染情况,结合工程实际情况、环境影响评价报告和当地污水处置条件综合确定,污水可采用回用、外运、接入城镇排水管道和外排等多种形式处理。

10.2.7 污水处理设施宜小型化、橇装化。

10.2.8 输气站消防设施的设计应符合现行国家标准《石油天然气工程设计防火规范》GB 50183、《建筑设计防火规范》GB 50016 和《建筑灭火器配置设计规范》GB 50140 的有关规定。

10.3 采暖通风和空气调节

10.3.1 输气站的采暖通风和空气调节设计应符合现行国家标准《采暖通风与空气调节设计规范》GB 50019 的有关规定。

10.3.2 各类建筑物的冬季室内采暖计算温度应符合下列规定:

- 1 生产和辅助生产建筑物应按表 10.3.2 的规定执行;
- 2 有特殊要求的建筑物应按需要或国家现行相关标准的规定执行;
- 3 其他建筑物的冬季室内温度应符合国家现行标准《工业企业设计卫生标准》的有关规定。

表 10.3.2 输气站生产和辅助生产建筑物冬季采暖室内计算温度(℃)

名 称	温 度
计量仪表室、控制室、值班室、化验室	18~20
各类泵房、通风机房	5~10
机、电、仪表修理间	16~18
车库(不带检修坑)	5
车库(带检修坑)	14~16

10.3.3 输气站内生产和辅助生产建筑物的通风设计应符合下列规定:

- 1 对散发有害物质或有爆炸危险气体的部位,宜采取局部通风措施,建筑物内的有害物质浓度应符合国家现行标准《工业企业设计卫生标准》GBZ 1 的有关规定,并使气体浓度不高于爆炸下

限浓度的 20%。

2 对同时散发有害物质、有爆炸危险气体和热量的建筑物,全面通风量应按消除有害物质、气体或余热所需的最大空气量计算。当建筑物内散发的有害物质、气体和热量不能确定时,全面通风的换气次数应符合下列规定:

1) 厂房的换气次数宜为 8 次/h,当房间高度不大于 6m 时,通风量应按房间实际高度计算,房间高度大于 6m 时,通风量应按 6m 高度计算;

2) 分析化验室的换气次数宜为 6 次/h。

10.3.4 散发有爆炸危险气体的压缩机厂房除应按本规范第 10.3.3 条设计正常换气外,还应另外设置保证每小时不小于房内容积 8 次换气量的事故排风设施。

10.3.5 输气站内其他可能突然散发大量有害或有爆炸危险气体的建筑物也应设事故通风系统。事故通风量应根据工艺条件和可能发生的故事状态计算确定。事故通风宜由正常使用的通风系统和事故通风系统共同承担,当事故状态难以确定时,通风总量应按每小时不小于房内容积的 12 次换气量确定。

10.3.6 阀室应采用自然通风。

10.3.7 设有机械排风的房间应设置有效的补风措施。

10.3.8 对于可能有气体积聚的地下、半地下建(构)筑物内,应设置固定的或移动的机械排风设施。

10.3.9 当采用常规采暖通风设施不能满足生产过程、工艺设备或仪表对室内温度、湿度的要求时,可按实际需要设置空气调节、加湿(除湿)装置。

10.4 供 热

10.4.1 输气站场天然气的加热应满足热负荷及工艺要求。加热方式应通过技术经济对比确定。

10.4.2 输气站场采用集中供暖时,供热介质宜选用热水,供暖热

源宜使用工艺生产过程中产生的余热。

10.4.3 输气站场锅炉的最大负荷应按下式计算：

$$Q_{\max} = K(K_1 Q_1 + K_2 Q_2 + K_3 Q_3 + K_4 Q_4) \quad (10.4.3)$$

式中： $Q_{\max}$ ——最大计算热负荷(kW)；

K ——锅炉房自耗及供热管网热损失系数，取 1.05～1.2；

K_1 ——采暖热负荷同时使用系数，取 1.0；

K_2 ——通风热负荷同时使用系数，取 0.9～1.0；

K_3 ——生产热负荷同时使用系数，取 0.5～1.0；

K_4 ——生活热负荷同时使用系数，取 0.5～0.7；

Q_1 、 Q_2 、 Q_3 、 Q_4 ——依次为采暖、通风、生产及生活最大热负荷(kW)。

10.4.4 锅炉房设计应符合现行国家标准《锅炉房设计规范》GB 50041 的有关规定。

11 焊接与检验、清管与试压、干燥与置换

11.1 焊接与检验

11.1.1 设计文件应明确输气管道和管道附件的焊接接头形式及焊接检验要求。

11.1.2 在开工前应根据设计文件提出的钢种等级、管道规格、焊接接头形式进行焊接工艺评定,并应根据焊接工艺评定结果编制焊接工艺规程。焊接工艺评定和焊接工艺规程,线路应符合现行行业标准《钢质管道焊接及验收》SY/T 4103 的有关规定,站场应符合现行行业标准《石油天然气金属管道焊接工艺评定》SY/T 0452 的有关规定。

11.1.3 焊接材料的选用应根据被焊材料的力学性能、化学成分、焊前预热、焊后热处理以及使用条件等因素确定。

11.1.4 焊接材料应符合现行国家标准《非合金钢及细晶粒钢焊条》GB/T 5117、《热强钢焊条》GB/T 5118、《气体保护电弧焊用碳钢、低合金钢焊丝》GB/T 8110、《埋弧焊用碳钢焊丝和焊剂》GB/T 5293、《熔化焊用钢丝》GB/T 14957、《低合金钢药芯焊丝》GB/T 17493 以及《碳钢药芯焊丝》GB/T 10045 的有关规定。

11.1.5 焊缝的坡口形式和尺寸的设计应能保证焊接质量和满足清管器通过的要求。对接焊缝坡口应根据焊接工艺确定。管端焊接接头形式应符合本规范附录 H 的规定。

11.1.6 焊管之间对接焊时,制管焊缝应错开且间距不宜小于100mm。输气站内地面安装的有缝管,制管焊缝布置应避开现场开孔的位置。

11.1.7 管线连头口的焊缝宜预留在地形较好的直管段上,不应强力组对。

11.1.8 焊件的预热和焊后热处理应符合下列规定：

1 焊前预热和焊后热处理应根据管道材料的性能、焊件厚度、焊接条件、施工现场气候条件，通过焊接工艺评定确定；

2 当焊接两种具有不同预热要求的材料时，应以预热温度要求较高的材料为准；

3 当焊接接头所连接的两端材质相同而厚度不同时，应力消除应以相接两部分中的较厚者确定；

4 材质不同的焊件之间的焊缝，当其中一种材料要求应力消除时，应进行应力消除，当两种材质均需要应力消除时，应按两者要求较高的应力消除温度为准；

5 焊件预热和焊后热处理应受热均匀，并在施焊和应力消除过程中保持规定的温度，加热带以外的部分应予保温。

11.1.9 焊接质量的检测与试验应符合下列规定：

1 当管道操作环向应力大于或等于标准规定的最小屈服强度的 20% 时，焊接接头应进行无损检测，或将完工的焊接接头割下后做破坏性试验。

2 焊接接头应在形状尺寸及外观目视检查合格后进行无损检测。焊接接头的无损检测应符合下列规定：

1) 所有焊接接头应进行全周长 100% 无损检测，宜选择射线或超声波无损检测方法，当射线或超声波方法不可行时，可采用磁粉或渗透方法对焊缝表面缺陷进行检测；

2) 返修焊缝和未经试压的管道连头口焊缝，应进行 100% 超声波和 100% 射线检测；

3) 输气站和阀室内工艺管道焊缝、弯头或弯管与直管段焊缝，均应进行 100% 射线照相检验，放空及排污管道的焊缝应进行 100% 手工超声波检验，并应进行 10% 射线照相复查检验；

4) 线路管道采用全自动焊接时，宜采用全自动超声波检测仪对全部环焊缝进行检测，射线复查应符合现行国家标

准《油气长输管道工程施工及验收规范》GB 50369 的有关规定。

3 线路管道当采用手工超声波对焊缝进行无损检测时,应采用射线照相对所选取的焊缝全周长进行复验,复验数量应为每个焊工或流水作业焊工组当天完成的全部焊缝中任意选取不小于下列数目的焊缝进行:

- 1)一级地区中焊缝的 5%;
- 2)二级地区中焊缝的 10%;
- 3)三级地区中焊缝的 15%;
- 4)四级地区中焊缝的 20%;
- 5)当每天的焊口数量达不到本款第 1 项、第 2 项、第 3 项、第 4 项复验比例要求时,可以以每千米为一个检验段按本款规定的比例进行复验。

4 射线、手工超声波、磁粉和渗透检测,应按现行行业标准《石油天然气钢质管道无损检测》SY/T 4109 的有关要求进行检测和等级评定,射线和手工超声波焊缝检测应达到Ⅱ级及以上。

5 全自动超声波检测应符合现行国家标准《石油天然气管道工程全自动超声波检测技术规范》GB/T 50818 的有关规定。

6 用破坏性试验检验的焊接接头,取样、试验项目和方法、焊接质量要求应按现行行业标准《钢质管道焊接及验收》SY/T 4103 和《石油天然气金属管道焊接工艺评定》SY/T 0452 的有关规定执行。

7 焊工资格、管道焊前、焊接过程中间、焊后检查、焊接缺陷的消除和返修、焊接工程交工检验记录、竣工验收要求,应按现行国家标准《油气长输管道工程施工及验收规范》GB 50369 和《石油天然气站内工艺管道工程施工规范》GB 50540 的有关规定执行。

8 输气管道穿(跨)越的焊接质量检验应符合现行国家标准《油气输送管道穿越工程设计规范》GB 50423 和《油气输送管道跨越工程设计规范》GB 50459 的有关规定。

11.2 清管、测径与试压

11.2.1 清管扫线与测径应符合下列规定：

- 1 输气管道试压前应采用清管器进行清管,且清管次数不应少于两次;
- 2 清管扫线应设临时清管器收发设施和放空口,不应使用站内设施;
- 3 管道试压前宜用测径板进行测径。

11.2.2 输气管道试压应符合下列规定：

- 1 输气管道应进行强度试验和严密性试验,试压管段应按本规范第 4.2.2 条规定的地区等级并结合地形分段;一级一类地区采用 0.8 强度设计系数的管道,强度试验应采用压力-体积图法进行监测;埋地管道水压强度试验可按本规范附录 K 的推荐方法进行;
- 2 经试压合格的管段间相互连接的焊缝经超声波和射线照相检验合格,可不再进行试压;
- 3 输气站和阀室应单独进行强度试验,穿(跨)越管段的试压应符合现行国家标准《油气输送管道穿越工程设计规范》GB 50423 和《油气输送管道跨越工程设计规范》GB 50459 的有关规定;
- 4 参与管道试压的试压头、连接管道、阀门及其组合件等的耐压能力,应能承受管道的最大试验压力,试压头与管道连接的环焊缝应进行 100%射线检测,检测应符合本规范第 11.1.9 条第 4 款的规定;
- 5 试压过程中,应采取安全措施,试压介质应安全排放并应符合环境保护要求。

11.2.3 输气管道强度试验应符合下列规定：

- 1 输气管线强度试验应在回填后进行,试验介质应符合下列规定:

- 1) 位于一级一类地区采用 0.8 强度设计系数的管段应采用水作试验介质；
 - 2) 位于一级二类、二级地区的管段可采用气体或水作试验介质；
 - 3) 位于三、四级地区的管段应采用水作试验介质。
- 2 输气站及阀室的强度试验应采用水作试验介质。
- 3 当具备表 11.2.3 全部各项条件时，三、四级地区的线路管段以及输气站和阀室内的工艺管道可采用空气作为强度试验介质。

表 11.2.3 三、四级地区的管段及输气站和阀室内的工艺管道空气试压条件

现场最大试验压力 产生的环向应力		最大操作压力不超过 现场最大试验压力 的 80%	所试验的是新管子， 并且焊缝系数为 1.0
三级地区	四级地区		
$<50\% \sigma_s$	$<40\% \sigma_s$		

注：表中 σ_s 为钢管标准规定的最小屈服强度 (MPa)。

- 4 输气管线强度试验压力应符合下列规定：
- 1) 一、二级地区内的线路管段水压试验压力不应小于设计压力的 1.25 倍；
 - 2) 一级二类地区和二级地区内的线路管段采用空气进行强度试验时，试验压力应为设计压力的 1.25 倍；
 - 3) 三级和四级地区内的管段试验压力不应小于设计压力的 1.5 倍。
- 5 输气站和阀室内的工艺管道强度试验压力不应小于设计压力的 1.5 倍。
- 6 输气管线用水作为试压介质时，试验段高点的试验压力应符合本条第 4 款的规定。一级一类地区采用 0.8 强度设计系数管道的每个试验段，试验压力在低点处产生的环向应力不应大于管材标准规定的最小屈服强度的 1.05 倍；其他地区等级管线的每个试压段，试验压力在低点处产生的环向应力不应大于管材标准规

定的最小屈服强度的 95%。水质应为无腐蚀性洁净水。试压宜在环境温度为 5℃ 以上进行,低于 5℃ 时应采取防冻措施。注水宜连续,并应采取措施排除管线内的气体。水试压合格后,应将管段内积水清扫干净。

7 一级一类地区采用 0.8 强度设计系数的管道,强度试验结束后宜进行管道膨胀变形检测。对膨胀变形量超过 1% 管道外径的应进行开挖检查;对超过 1.5% 管道外径的应进行换管,换管长度不应小于 1.5 倍的管道外径。

8 强度试验的稳压时间不应少于 4h。

11.2.4 输气管道严密性试验应符合下列规定:

1 严密性试验应在强度试验合格后进行;

2 线路管道和阀室严密性试验可用水或气体作试验介质,宜与强度试验介质相同;

3 输气站的严密性试验应采用空气或其他不易燃和无毒的气体作试验介质;

4 严密性试验压力应为设计压力,并应以稳压 24h 不泄漏为合格。

11.3 干燥与置换

11.3.1 管道干燥及验收应符合下列规定:

1 管道的干燥应在试压、清管扫水结束后进行,宜采用站间干燥,可采用吸水性泡沫清管塞多次吸附后,再用干燥气体(压缩空气或氮气等)吹扫、真空蒸发、注入甘醇类吸湿剂清洗等方法或以上方法的组合进行管内干燥,管道末端应用水露点检测仪进行检测;

2 管道干燥方法应减少对环境的不良影响;

3 当采用干燥气体吹扫时,可在管道末端配置水露点分析仪,干燥后排出气体水露点应连续 4h 比管道输送条件下最低环境温度至少低 5℃、变化幅度不大于 3℃,注入管道的干燥气体温度

不宜低于 5℃,且不应大于防腐层的耐受温度;

4 当采用真空法时,选用的真空表精度不应小于 1 级,干燥后管道内气体水露点应连续 4h 低于 -20℃(相当于绝对压力 100Pa);

5 当采用甘醇类吸湿剂时,干燥后管道末端排出甘醇含水量的质量百分比应小于 20%。

11.3.2 管道气体置换应符合下列规定:

1 管道内的气体置换应在干燥结束后或投产前进行,置换过程中的混合气体应集中放空,置换管道末端应用检测仪对气体进行检测;

2 用天然气推动惰性气体作隔离段置换空气时,隔离气段的长度应保证到达置换管线末端天然气与空气不混合,置换管道末端测得的含氧量不应大于 2%;

3 用天然气置换管道内惰性气体时,置换管道末端天然气含量不应小于 80%;

4 置换过程中管内气体流速度不宜大于 5m/s;

5 输气站可结合线路管道一并置换,当输气站单独置换时,应先用惰性气体置换工艺管道及设备内空气,再用天然气置换惰性气体,置换管道末端天然气含量不应小于 80%;

6 管道干燥结束后,如果不能立即投入运行,宜用干燥氮气置换管内气体,并应保持内压 0.12MPa~0.15MPa(绝)的干燥状态下的密闭封存。

附录 A 输气管道工艺计算

A. 0.1 当输气管道沿线的相对高差 $\Delta h \leq 200\text{m}$ 且不考虑高差影响时,气体的流量应按下式计算:

$$q_v = 11522 E d^{2.53} \left(\frac{P_1^2 - P_2^2}{Z T L \Delta^{0.961}} \right)^{0.51} \quad (\text{A. 0.1})$$

式中: q_v ——气体($P_0 = 0.101325\text{MPa}$, $T = 293\text{K}$)的流量(m^3/d);

E ——输气管道的效率系数(当管道公称直径为 $300\text{mm} \sim 800\text{mm}$ 时, E 为 $0.8 \sim 0.9$; 当管道公称直径大于 800mm 时, E 为 $0.91 \sim 0.94$);

d ——输气管内直径(cm);

P_1 、 P_2 ——输气管道计算管段起点和终点的压力(绝)(MPa);

Z ——气体的压缩因子;

T ——气体的平均温度(K);

L ——输气管道计算段的长度(km);

Δ ——气体的相对密度。

A. 0.2 当考虑输气管道沿线的相对高差影响时,气体的流量应按下式计算:

$$q_v = 11522 E d^{2.53} \left\{ \frac{P_1^2 - P_2^2 (1 + \alpha \Delta h)}{Z T L \Delta^{0.961} \left[1 + \frac{\alpha}{2L} \sum_{i=1}^n (h_i + h_{i-1}) L_i \right]} \right\}^{0.51} \quad (\text{A. 0.2})$$

式中: α ——系数(m^{-1}), $\alpha = \frac{2g\Delta}{R_a Z T}$, R_a 为空气和气体常数,在标准状况下, $R_a = 287.1\text{m}^2/(\text{s}^2 \cdot \text{K})$;

Δh ——输气管道计算管段的终点对计算段的起点的标高差(m);

n ——输气管道沿线计算管段数,计算管段是沿输气管道走向从起点开始,当相对高差 $\leq 200\text{m}$ 时划作一个计算管段;

h_i, h_{i-1} ——各计算管段终点和对该段起点的标高差(m);

L_i ——各计算管段长度(km)。

附录 B 受约束的埋地直管段轴向应力 计算和当量应力校核

B. 0. 1 由内压和温度引起的轴向应力应按下列公式计算:

$$\sigma_L = \mu \sigma_h + E \alpha (t_1 - t_2) \quad (\text{B. 0. 1-1})$$

$$\sigma_h = \frac{Pd}{2\delta_n} \quad (\text{B. 0. 1-2})$$

式中: σ_L ——管道的轴向应力,拉应力为正,压应力为负(MPa);

μ ——泊桑比,取 0. 3;

σ_h ——由内压产生的管道环向应力(MPa);

E ——钢材的弹性模量(MPa);

α ——钢材的线膨胀系数($^{\circ}\text{C}^{-1}$);

t_1 ——管道下沟回填时的温度($^{\circ}\text{C}$);

t_2 ——管道的工作温度($^{\circ}\text{C}$);

P ——管道设计内压力(MPa);

d ——管子内径(mm);

δ_n ——管子公称壁厚(mm)。

B. 0. 2 受约束热胀直管段,应按最大剪应力强度理论计算当量应力,并应满足下式要求:

$$\sigma_e = \sigma_h - \sigma_L < 0. 9 \sigma_s \quad (\text{B. 0. 2})$$

式中: σ_e ——当量应力(MPa);

σ_s ——管材标准规定的最小屈服强度(MPa)。

附录 C 受内压和温差共同作用下的 弯头组合应力计算

C. 0.1 当弯头所受的环向应力 σ_h 小于许用应力 $[\sigma]$ 时, 组合应力 σ_e 应按下列公式计算:

$$\sigma_e = \sigma_h + \sigma_{hmax} < \sigma_b \quad (C. 0. 1-1)$$

$$\sigma_h = \frac{Pd}{2\delta_b} \quad (C. 0. 1-2)$$

$$[\sigma] = F\varphi\sigma_s \quad (C. 0. 1-3)$$

$$\sigma_{hmax} = \beta_q \sigma_o \quad (C. 0. 1-4)$$

$$\beta_q = 1.8 \left[1 - \left(\frac{r}{R} \right)^2 \right] \left(\frac{1}{\lambda} \right)^{2/3} \quad (C. 0. 1-5)$$

$$\lambda = \frac{R\delta_b}{r^2} \quad (C. 0. 1-6)$$

$$\sigma_o = \frac{Mr}{I_b} \quad (C. 0. 1-7)$$

式中: σ_e ——由内压和温差共同作用下的弯头组合应力(MPa);

σ_h ——由内压产生的环向应力(MPa);

σ_{hmax} ——由热胀弯矩产生的最大环向应力(MPa);

σ_b ——材料的强度极限(MPa);

P ——设计内压力(MPa);

d ——弯头内径(m);

δ_b ——弯头的壁厚(m);

$[\sigma]$ ——材料的许用应力(MPa);

F ——设计系数, 应按本规范表 4. 2. 3 和表 4. 2. 4 选取;

φ ——焊缝系数, 当选用符合本规范第 5. 2. 2 条规定的钢管时, φ 值取 1. 0;

t ——温度折减系数,温度低于 120℃时, t 取 1.0;
 σ_s ——材料标准规定的最小屈服强度(MPa);
 β_q ——环向应力增强系数;
 σ_o ——热胀弯矩产生的环向应力(MPa);
 r ——弯头截面平均半径(m);
 R ——弯头曲率半径(m);
 λ ——弯头参数;
 M ——弯头的热胀弯矩(MN·m);
 I_b ——弯头截面的惯性矩(m⁴)。

附录 D 敷管条件的设计参数

表 D 敷管条件的设计参数

敷管类型	敷管条件	E_s (MN/m ²)	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 100mm 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,但不得小于 100mm,管顶以下回填土夯实密度约为 80%	3.8	90	0.096
5 型	管中线以下放在压实的黏土内,管顶以下回填土夯实,夯实密度约为 90%	4.8	150	0.085

注:1 管径大于或等于 750mm 的管道不宜采用 1 型。

2 基床包角指管基土壤反作用的圆弧角。

3 表中的 E_s 为土壤变形模量。

附录 E 管道附件由膨胀引起的综合应力计算

E. 0.1 当输气管道系统中的直管段没有轴向约束(如固定支墩或其他锚固件)时,由于热胀作用使管道附件产生弯曲和扭转,其产生的组合应力(不考虑流体内压作用)应按下列公式计算:

$$\sigma_e \leq 0.72\sigma_s \quad (\text{E. 0.1-1})$$

$$\sigma_e = \sqrt{\sigma_{mp}^2 + 4\sigma_{ts}^2} \quad (\text{E. 0.1-2})$$

$$\sigma_{mp} = \frac{IM_b}{W} \quad (\text{E. 0.1-3})$$

$$\sigma_{ts} = \frac{M_t}{2W} \quad (\text{E. 0.1-4})$$

式中: σ_e ——组合应力(MPa);

σ_s ——钢管标准规定的最小屈服强度(MPa);

σ_{mp} ——弯曲合应力(MPa);

σ_{ts} ——扭应力(MPa);

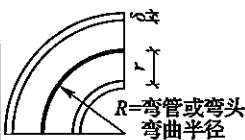
I ——管件弯曲应力增强系数,应按表 E. 0.1 选取或计算;

M_b ——总弯曲力矩(N·m);

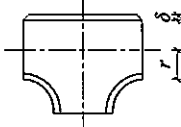
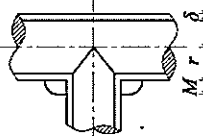
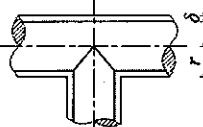
W ——钢管截面系数(cm³);

M_t ——扭矩(N·m)。

表 E. 0.1 管件弯曲应力增强系数表

名称	应力增强系数 I		挠性特性 h	简 图
	平面内 I_i	平面外 I_o		
弯头或弯管 (见注)	$\frac{0.9}{h^{2/3}}$	$\frac{0.75}{h^{2/3}}$	$\frac{\delta R}{r^2}$	

续表 E. 0. 1

名称	应力增强系数 I		挠性特性 h	简 图
	平面内 I_i	平面外 I_o		
拔制三通 (见注)	$0.75I_o + 0.25$	$\frac{0.9}{h^{2/3}}$	$4.4 \frac{\delta}{r}$	
带加强圈的三通(见注)	$0.75I_o + 0.25$	$\frac{0.9}{h^{2/3}}$	$\frac{(\delta + \frac{1}{2}M)^{5/2}}{\delta^{3/2} \cdot r}$	
整体加强三通 (见注)	$0.75I_o + 0.25$	$\frac{0.9}{h^{2/3}}$	$\frac{\delta}{r}$	
对焊接头, 对焊异径接头 及对焊法兰	1.0	1.0		
双面焊平焊 法兰	1.2	1.2		
角焊接头或单 面焊平焊法兰	1.3	1.3		

注:对管道附件,应力增强系数 I 适用于任何平面上的弯曲,其值不应小于 1,这两个系数适用于弧形弯头整个弧长及三通交接口处。

E. 0. 2 对于大口径薄壁弯头或弯管,应力增强系数应除以修正系数,修正系数应按下式计算:

$$\alpha = 1 + 3.25 \frac{P}{E} \left(\frac{r}{\delta} \right)^{5/2} \left(\frac{R}{r} \right)^{2/3} \quad (\text{E. 0. 2})$$

式中: α ——应力增强系数的修正系数;

P ——管道附件承受的内压(MPa);

E ——室温下材料的弹性模量。

E. 0. 3 当管件计算的组合应力不满足本规范式(E. 0. 1-1)时,应加大壁厚再校核。

附录 F 三通和开孔补强的结构与计算

F.0.1 三通或直接在管道上开孔与支管连接时,其开孔削弱部分可按等面积补强原理进行补强,其补强应按下列公式计算:

$$A_1 + A_2 + A_3 \geq A_R \quad (\text{F.0.1-1})$$

$$A_1 = d_i (\delta'_n - \delta_n) \quad (\text{F.0.1-2})$$

$$A_2 = 2H (\delta'_b - \delta_b) \quad (\text{F.0.1-3})$$

$$A_R = \delta_n d_i \quad (\text{F.0.1-4})$$

式中: A_1 ——在有效补强区内,主管承受内压所需设计壁厚外的多余厚度形成的面积(mm^2);

A_2 ——在有效补强区内,支管承受内压所需最小壁厚外的多余厚度形成的截面积(mm^2);

A_3 ——在有效补强区内,另加的补强元件的面积,包括这个区内的焊缝截面积(mm^2);

A_4 ——主管开孔削弱所需要补强的面积(mm^2)。

F.0.2 拔制三通补强(图 F.0.2)补强结构的补强计算应满足本规范式(F.0.1-1)的要求,其中的 A_3 应按下式计算:

$$A_3 = 2r_o (\delta_o - \delta'_b) \quad (\text{F.0.2})$$

F.0.3 整体加厚三通(图 F.0.3)补强结构可采用主管或支管的壁厚或主、支管壁厚同时加厚补强,补强计算应满足本规范式(F.0.1-1)的要求,其中的 A_3 应是补强区内的焊缝面积。

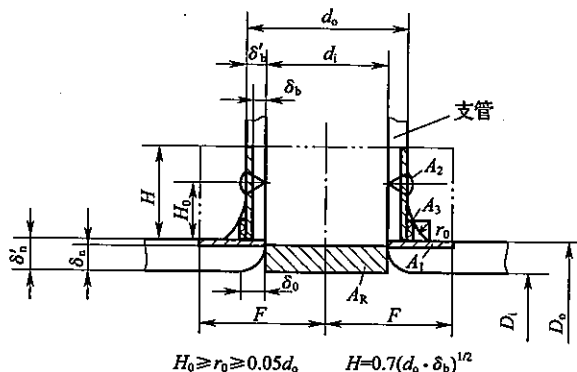


图 F.0.2 拔制三通补强

d_o —支管外径(mm); d_i —支管内径(mm); D_o —主管外径(mm);

D_i —主管内径(mm); H —补强区的高度(mm);

δ_o —翻边处的直管壁厚(mm); δ_b —与支管连接的直管壁厚(mm);

δ'_b —支管实际厚度(mm); δ_n —与主管连接的直管壁厚(mm);

δ'_n —主管的实际厚度(mm); F —补强区宽度的 1/2, 等于 d_i (mm);

H_0 —拔制三通支管接口板边的高度(mm);

r_0 —拔制三通板边接口外形轮廓线部分的曲率半径(mm)

注: 图中双点划线范围内为有效补强区。

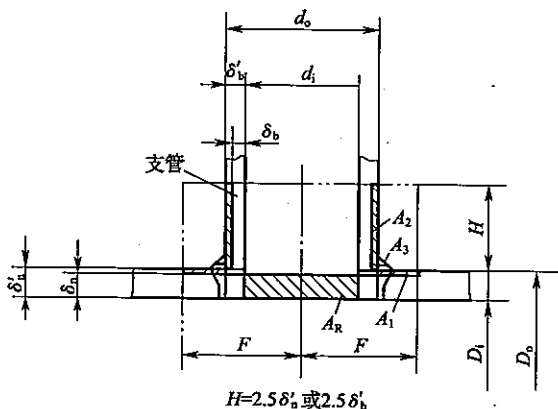


图 F.0.3 整体加厚三通

注: 图 F.0.3 中, 除 A_3 外其余符号的含义与图 F.0.2 相同。

F.0.4 在管道上直接开孔与支管连接的开孔局部补强(图 F.0.4)结构,开孔削弱部分的补强计算应满足本规范式(F.0.1-1)的要求,其中的 A_3 应是补强元件提供的补强面积与补强区内的焊缝面积之和,补强的材质和结构还应符合下列规定:

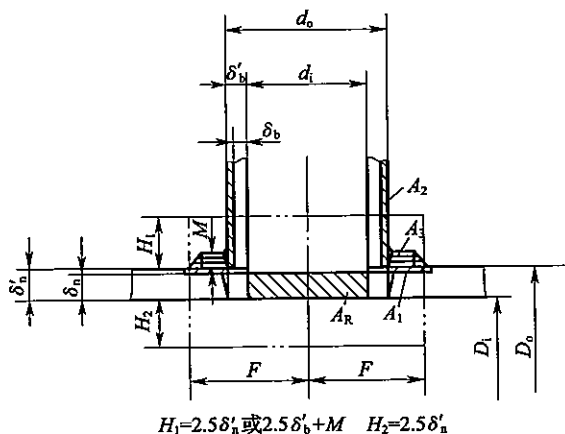


图 F.0.4 开孔局部补强

注:图 F.0.4 中,除 A_3 外其余符号的含义与图 F.0.2 相同。

1 补强元件的材质应和主管道材质一致,当补强元件钢材的许用应力低于主管道材料的许用应力时,补强元件面积应按二者许用应力的比值成比例增加;

2 主管上邻近开孔连接支管时,其两相邻支管中心线的距离不得小于两支管直径之和的 1.5 倍,当相邻两支管中心线的距离小于 2 倍大于 1.5 倍两支管直径之和时,应采用联合补强件,且两支管外壁到外壁间的补强面积不得小于主管上开孔所需总补强面积的 1/2;

3 开孔应避开主管道的制管焊缝和环焊缝。

附录 G 压缩机轴功率计算

G. 0.1 离心式压缩机轴功率应按下式计算：

$$N = \frac{\omega}{3600\eta} \cdot \frac{8.3145}{M} \cdot \frac{ZT_1}{(K-1)/K} \cdot (\epsilon^{\frac{K-1}{K}} - 1) \quad (\text{G. 0.1})$$

式中： N ——压缩机轴功率(kW)；

ω ——天然气流量(kg/h)；

η ——压缩机效率；

M ——气体的质量(kg/kmol)，其值等于气体的相对分子量；

Z ——气体平均压缩因子；

T_1 ——压缩机进口气体温度(K)；

K ——气体绝热指数，以甲烷为主的天然气 K 可取 1.27～1.31；

ϵ ——压缩比。

G. 0.2 往复式压缩机轴功率应按下式计算：

$$N = 16.745 P_1 q_v \frac{K}{K-1} (\epsilon^{\frac{K-1}{K}} - 1) \frac{Z_1 + Z_2}{2Z_1} \cdot \frac{1}{\eta} \quad (\text{G. 0.2})$$

式中： N ——压缩机轴功率(kW)；

P_1 ——压缩机进气压力(MPa)；

q_v ——进气条件下压缩机排量(m^3/min)；

Z_1 、 Z_2 ——压缩机进、排气条件下的气体压缩系数。

附录 H 管端焊接接头坡口型式

H. 0.1 管端壁厚相同的对焊接头坡口型式宜符合图 H. 0.1 的规定。

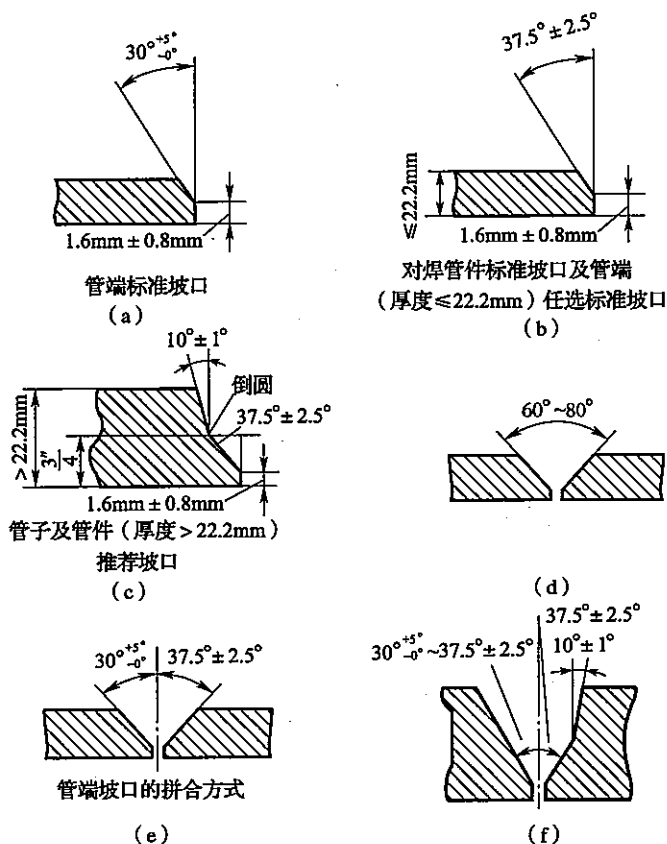


图 H. 0.1 管端壁厚相同的对焊接头坡口型式

H. 0.2 管端壁厚不同和(或)材料屈服强度不同的对焊接头坡口型式应满足图 H. 0.2 的要求,并应符合下列规定:

1 材料、过渡处理及焊后热处理应符合下列规定:

- 1) 对接管段的最小屈服强度不同时,焊缝金属的力学性能不应小于强度较高的管段;
- 2) 壁厚不等管段的管端之间的过渡,可按图 H. 0.2 所示方法或可采用预制的过渡短节管过渡;
- 3) 采用加工斜坡口时,焊趾部位应圆滑过渡,不应出现咬边或凹槽;
- 4) 最小屈服强度相同的不等壁厚管段对接焊时,对加工斜坡口的最小角度可不作限制;
- 5) 焊后热处理应按有效焊缝高度值确定。

2 对接管段内径不同时,坡口应符合下列规定:

- 1) 当壁厚差不大于 2.5mm 时应焊透,坡口可按图 H. 0.2 (a) 加工且不作特殊加工处理;
- 2) 当壁厚差大于 2.5mm 且不能进入管内焊接时,应按图 H. 0.2(b) 将较厚侧管端内部加工成斜坡口,斜坡口的加工角度最大不应大于 30° ,最小不应小于 14° ;
- 3) 当壁厚差超过 2.5mm,但不超过较薄管段壁厚的 $1/2$,且能进入管内施焊时,可按图 H. 0.2(c) 采用内焊填充完成过渡,较厚管段上的坡口钝边高度应等于管壁厚度的内偏差加上对接管上的坡口的钝边高度;
- 4) 当壁厚差大于较薄管段壁厚的 $1/2$,且能进入管内施焊时,可按图 H. 0.2(b) 将较厚管端的内侧加工成斜坡口,或可按图 H. 0.2(d) 加工成组合型式的斜坡口,即以较薄管钢壁厚的 $1/2$ 采用锥形焊缝,并从该点起将剩余部分加工成锥面。

3 当相焊接钢管外径不等时,坡口应符合下列规定:

- 1) 当壁厚差不超过较薄钢管壁厚的 $1/2$ 时,可按图 H. 0.2

(e)加工坡口,焊缝过渡面角度不应大于 30° ,且焊趾部位应圆滑过渡;

2)当壁厚差超过较薄钢管壁厚的 $1/2$ 时,应按图 H. 0. 2(f)将超出部分加工成斜坡口。

4 当相接管段内径及外径均不同时,应综合采用图 H. 0. 2(a)~H. 0. 2(f)或图 H. 0. 2(g)的方式进行坡口设计。

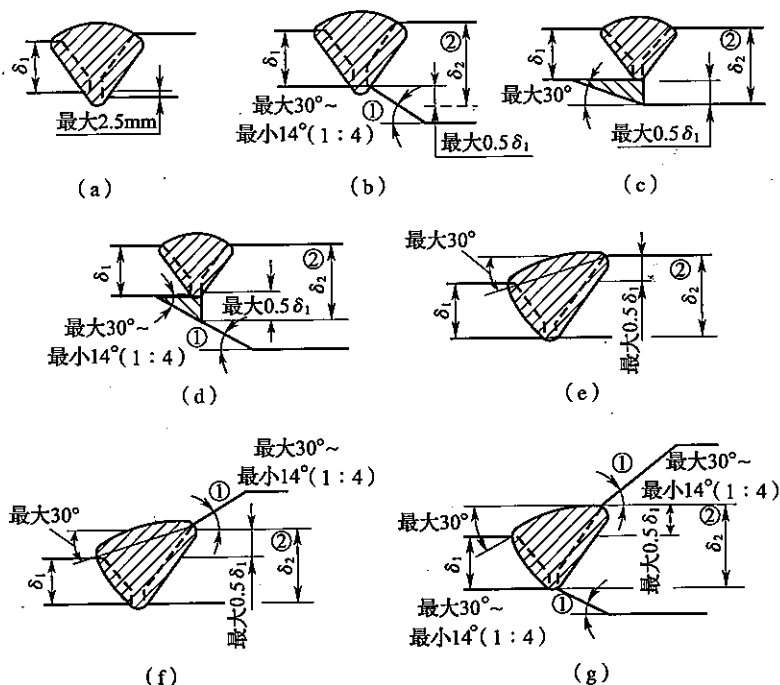


图 H. 0. 2 管端壁厚不同和(或)材料屈服强度不同的对焊接头坡口型式
注:1 当相接材料等强度不等厚度时,图中①不限定最小值。

2 图中②设计用最大厚度 δ_2 不应大于 $1.5\delta_1$ 。

附录J 输气站及阀室爆炸危险区域划分推荐做法

J.0.1 爆炸危险区域划分的表示方法宜符合下列图示的规定：



图 J.0.1-1 1区



图 J.0.1-2 2区

J.0.2 工艺阀门及设备爆炸危险区域划分应符合下列图示的规定：

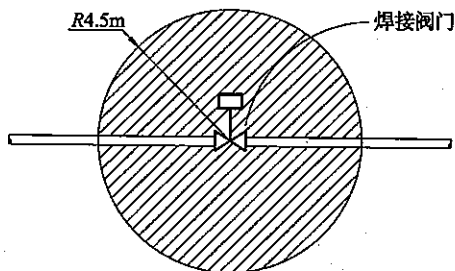


图 J.0.2-1 通风良好区域的焊接连接阀门

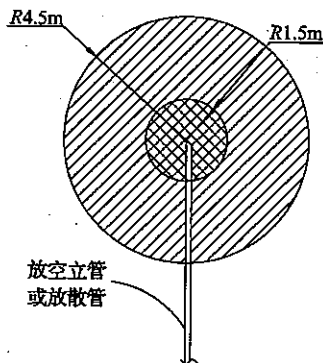


图 J.0.2-2 通风良好区域的放空立管或放散管

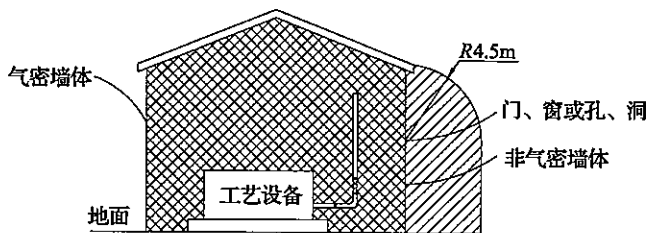


图 J.0.2-3 通风不良区域的放空设备

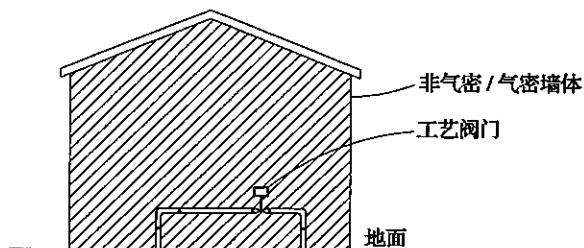


图 J.0.2-4 通风良好区域的工艺阀门

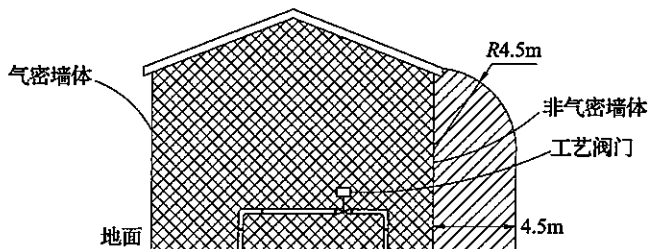


图 J.0.2-5 通风不良区域的工艺阀门

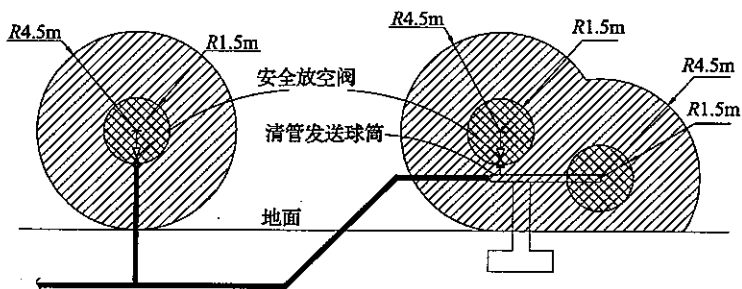
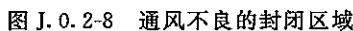
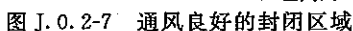
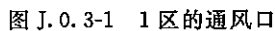


图 J.0.2-6 通风良好的户外设备



J.0.3 通风口爆炸危险区域划分应符合下列图示的规定:



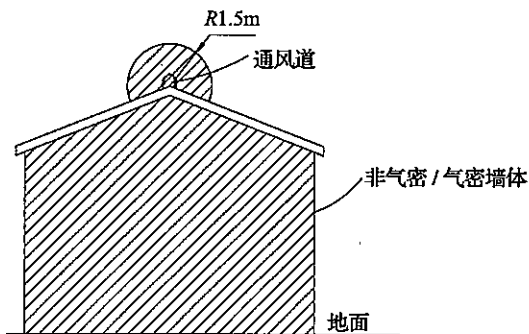


图 J. 0. 3-2 2 区的通风口

J. 0. 4 压力容器、空冷器及水套炉爆炸危险区域划分应符合下列图示的规定：

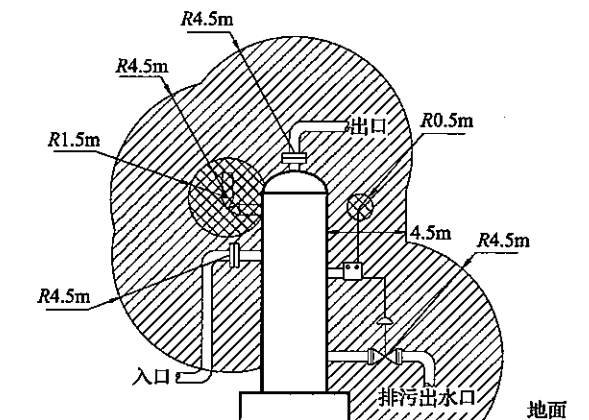


图 J. 0. 4-1 通风良好区域的压力容器

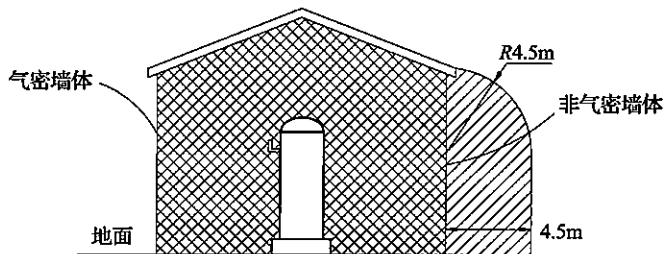


图 J. 0. 4-2 通风不良区域的压力容器

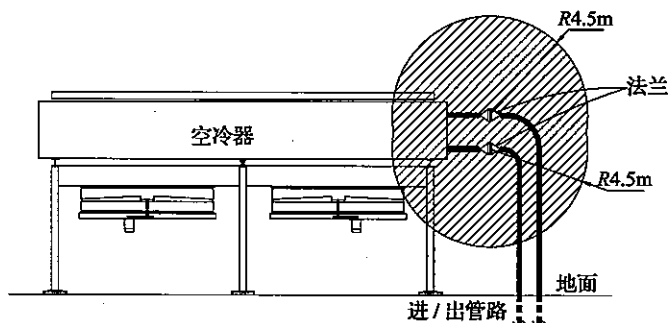


图 J.0.4-3 通风良好区域的后空冷器

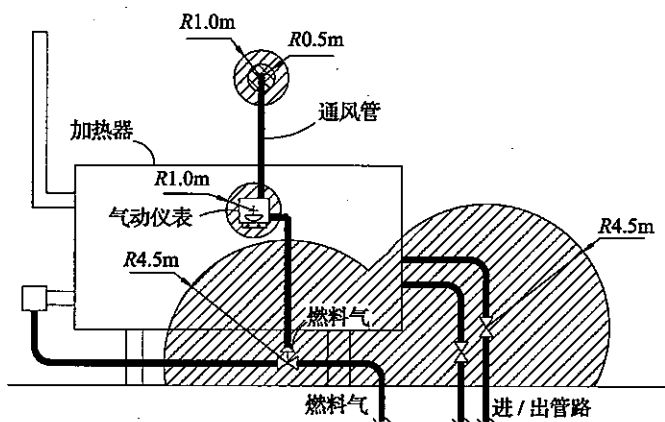


图 J.0.4-4 通风良好区域的水套炉

J.0.5 气液联动阀爆炸危险区域划分应符合下列图示的规定：

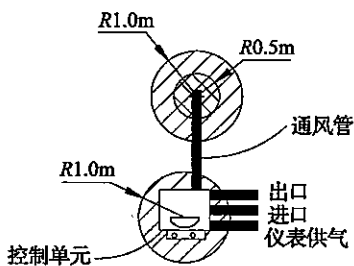


图 J.0.5-1 通风良好非封闭区域

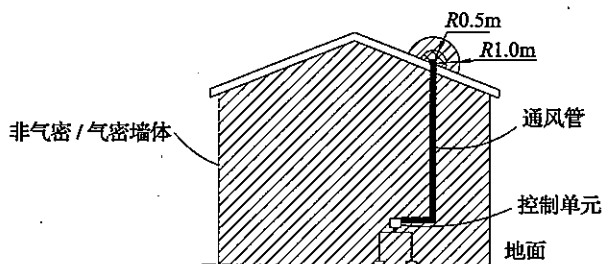


图 J.0.5-2 通风良好封闭区域

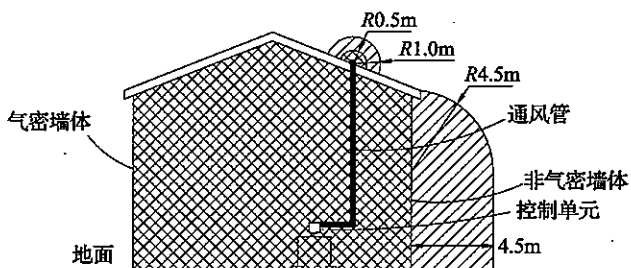


图 J.0.5-3 通风不良封闭区域

J.0.6 与爆炸危险区域相邻的建筑物,爆炸危险区域划分应符合下列图示的规定:

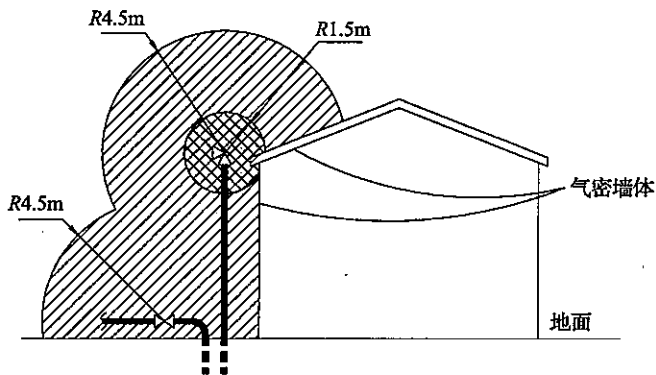


图 J.0.6-1 封闭墙体的建筑物

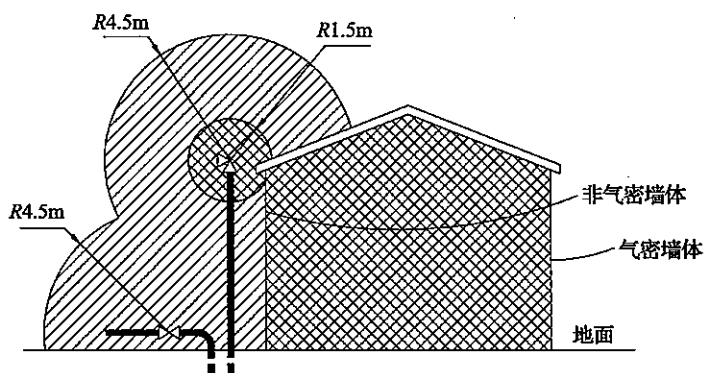


图 J.0.6-2 与 1 区相邻、非气密墙体的建筑物

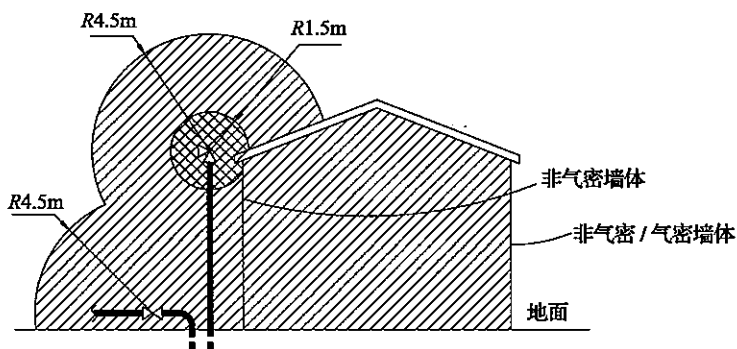


图 J.0.6-3 与 2 区相邻、非气密墙体的建筑物

J.0.7 压缩机组爆炸危险区域划分应符合下列图示的规定：

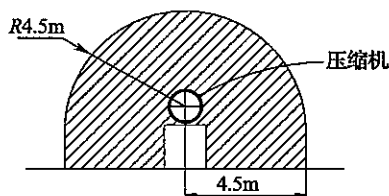


图 J.0.7-1 露天安装

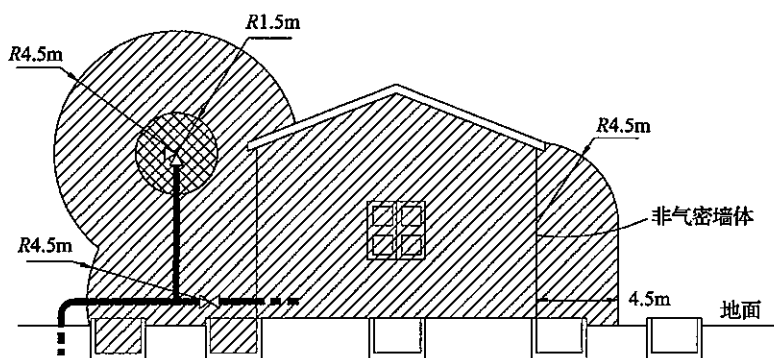


图 J. 0. 7-2 通风良好的厂房

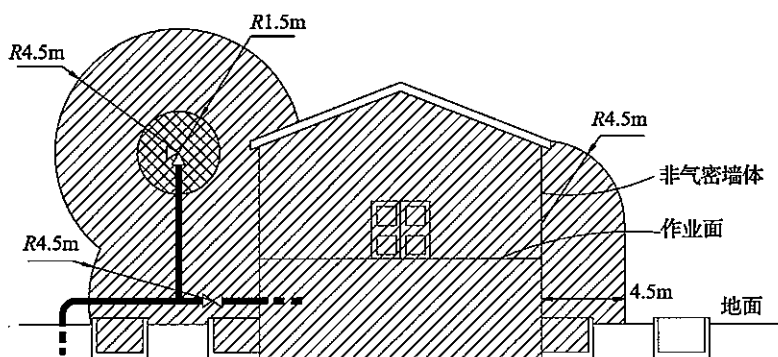


图 J. 0. 7-3 通风良好的厂房(半地下层布置)

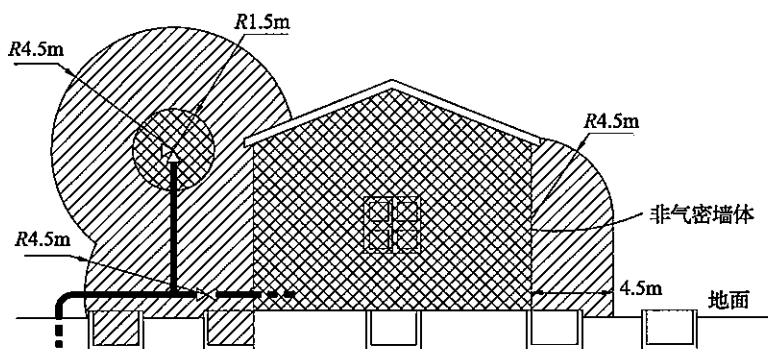


图 J. 0. 7-4 通风不良的厂房

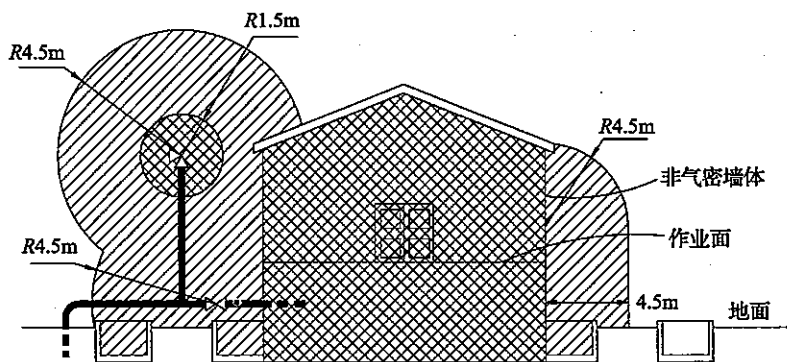


图 J.0.7-5 通风不良的厂房(半地下层布置)

注:本条的图示中,地面以下的沟槽内存在释放源时,应按图 J.0.2-7、图 J.0.2-8 划分爆炸危险区域。

附录 K 埋地管道水压强度试验推荐做法

K. 0.1 一级一类地区采用 0.8 强度设计系数的管道强度试验,应绘制压力-体积关系图($P-V$ 图)监测试验过程。

K. 0.2 试压使用的设备及材料应符合下列规定:

- 1 试验管段的充水设备宜采用离心泵;
- 2 试验管段的升压注水设备应采用往复泵,泵的流量选择应适当,以便提供合适的升压速度,泵的工作压力应大于管段的最大试验压力;
- 3 试验使用的试压头、管汇、阀门及管线的承压能力应大于管段的最大试验压力,试压前应对试压系统进行全面检查,确保参与试压的设施处于良好状态。

K. 0.3 试验管段的充水应符合下列规定:

- 1 应在试验管段内的充水起点置入一个或多个隔离球之后充水,以尽可能地排出管线内的空气,隔离球可在试压完成之后取出;
- 2 充水宜连续进行,并应对充水的体积进行计量,以便判断管内空气排出程度;
- 3 充水完成后,应进行一段时间的热稳定,使充入水的温度与地层温度相平衡,方可进入试压阶段。

K. 0.4 试压应符合下列规定:

- 1 可将试压段的试验压力升高到不超过最大试验压力的 80%,并应稳压一段时间;
- 2 在稳压时间内,应监视并检查试验管段是否有泄漏,如发现泄漏应泄压并修复;
- 3 稳压时间完成后,应以均匀的速度升压到试验压力;

4 升压达到试验压力,应稳压一定时间并观察,在此期间,可根据需要向管内适量添加试压介质,以便保持试验压力,之后进入试验压力的稳压阶段并应记录稳压时间。

K.0.5 管道产生屈服所需压力的测定应符合下列规定:

1 试验管段升压期间应绘制 $P-V$ 图, $P-V$ 图的绘制应符合下列规定:

- 1)宜以升压注入水的体积(V)为横坐标,以压力(P)为纵坐标,用升压注入管线内水的体积与管段压力变化绘制关系图;
- 2)应在足以准确建立 $P-V$ 图直线部分的最低压力点开始绘制;
- 3)数据采集点应足够密集,以便能及时测出 $P-V$ 图中偏离直线部分的非线性(曲线)的开始位置。

2 试验期间,应密切监视 $P-V$ 图图形的变化趋势, $P-V$ 图中偏离直线后出现非线性(曲线)部分的开始,预示该管段快要接近屈服点,此时应停止升压并检查。

3 试压管段环向应力超过 100%管材标准要求的最小屈服强度时,可采用以下方法之一控制最大试验压力:

- 1)当需要两倍于出现任何偏差前 $P-V$ 图的直线部分,单位压力增值所需的泵冲程次数才能达到相同的单位压力增值时的压力;
- 2)压力不超过 $P-V$ 图直线部分发生偏差后,所需的冲程次数乘以单位冲程容积等于在大气压下测量的管段充满水体积的 0.002 倍时的压力,该数值为试验段的平均值。

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

- 《建筑设计防火规范》GB 50016
- 《采暖通风与空气调节设计规范》GB 50019
- 《压缩空气站设计规范》GB 50029
- 《建筑照明设计标准》GB 50034
- 《动力机器基础设计规范》GB 50040
- 《锅炉房设计规范》GB 50041
- 《工业循环冷却水处理设计规范》GB 50050
- 《供配电系统设计规范》GB 50052
- 《建筑物防雷设计规范》GB 50057
- 《爆炸危险环境电力装置设计规范》GB 50058
- 《工业循环水冷却设计规范》GB/T 50102
- 《火灾自动报警系统设计规范》GB 50116
- 《建筑灭火器配置设计规范》GB 50140
- 《石油天然气工程设计防火规范》GB 50183
- 《工业设备及管道绝热工程设计规范》GB 50264
- 《油气长输管道工程施工及验收规范》GB 50369
- 《油气输送管道穿越工程设计规范》GB 50423
- 《油气输送管道跨越工程设计规范》GB 50459
- 《油气输送管道线路工程抗震技术规范》GB 50470
- 《埋地钢质管道防腐保温层技术标准》GB/T 50538
- 《石油天然气站内工艺管道工程施工规范》GB 50540
- 《室外作业场地照明设计标准》GB 50582
- 《埋地钢质管道交流干扰防护技术标准》GB/T 50698
- 《石油天然气管道工程全自动超声波检测技术规范》GB/T 50818

《埋地钢质管道直流干扰防护技术标准》GB 50991
《工业企业设计卫生标准》GBZ 1
《压力容器》GB 150.1~GB 150.4
《非合金钢及细晶粒钢焊条》GB/T 5117
《热强钢焊条》GB/T 5118
《埋弧焊用碳钢焊丝和焊剂》GB/T 5293
《高压锅炉用无缝钢管》GB 5310
《生活饮用水卫生标准》GB 5749
《高压化肥设备用无缝钢管》GB 6479
《气体保护电弧焊用碳钢、低合金钢焊丝》GB/T 8110
《输送流体用无缝钢管》GB/T 8163
《污水综合排放标准》GB 8978
《石油天然气工业 管线输送系统用钢管》GB/T 9711
《碳钢药芯焊丝》GB/T 10045
《钢制对焊无缝管件》GB/T 12459
《钢板制对焊管件》GB/T 13401
《熔化焊用钢丝》GB/T 14957
《低合金钢药芯焊丝》GB/T 17493
《天然气》GB 17820
《天然气计量系统技术要求》GB/T 18603
《钢质管道外腐蚀控制规范》GB/T 21447
《埋地钢质管道阴极保护技术规范》GB/T 21448
《重要电力用户供电电源及自备应急电源配置技术规范》GB/Z 29328
《石油天然气工程总图设计规范》SY/T 0048
《石油天然气金属管道焊接工艺评定》SY/T 0452
《钢制对焊管件规范》SY/T 0510
《绝缘接头与绝缘法兰技术规范》SY/T 0516
《快速开关盲板技术规范》SY/T 0556
《钢质管道焊接及验收》SY/T 4103

《输油(气)管道同沟敷设光缆(硅芯管)设计及施工规范》SY/T 4108

《石油天然气钢质管道无损检测》SY/T 4109

《油气输送用钢制感应加热弯管》SY/T 5257

《地下储气库设计规范》SY/T 6848

《油气田及管道工程雷电防护设计规范》SY/T 6885

中华人民共和国国家标准

输气管道工程设计规范

GB 50251-2015

条文说明

修 订 说 明

《输气管道工程设计规范》GB 50251—2015 经住房城乡建设部 2015 年 2 月 2 日以第 734 号公告批准发布。

本规范是在《输气管道工程设计规范》GB 50251—2003 的基础上修订而成,上一版的主编单位是中国石油集团工程设计有限责任公司西南分公司(四川石油勘察设计研究院),参编单位是天津大港油田集团石油工程有限责任公司、中国石油规划总院,主要起草人员是叶学礼、章申远、任启瑞、向波、吴克信、雒定明、魏廉敦、王声铭、刘兴国、唐胜安、孟凡彬、刘科慧、程祖亮。

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,《输气管道工程设计规范》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作了解释。但是,本条文说明不具备与规范正文同等的法律效力,仅供使用者作为理解和把握规范规定的参考。

目 次

1	总 则	(97)
2	术 语	(99)
3	输气工艺	(101)
3.1	一般规定	(101)
3.2	工艺设计	(104)
3.3	工艺计算与分析	(106)
3.4	输气管道的安全泄放	(110)
4	线 路	(115)
4.1	线路选择	(115)
4.2	地区等级划分及设计系数确定	(119)
4.3	管道敷设	(129)
4.4	并行管道敷设	(136)
4.5	线路截断阀(室)的设置	(139)
4.6	线路管道防腐与保温	(141)
4.7	线路水工保护	(142)
4.8	管道标识	(142)
5	管道和管道附件的结构设计	(143)
5.1	管道强度和稳定性计算	(143)
5.2	材料	(146)
5.3	管道附件	(148)
6	输 气 站	(151)
6.1	输气站设置	(151)
6.2	站场工艺	(151)
6.3	压缩机组的布置及厂房设计	(153)

6.4	压气站工艺及辅助系统	(154)
6.5	压缩机组的选型及配置	(156)
6.6	压缩机组的安全保护	(158)
6.7	站内管线	(158)
6.8	站内管道及设备的防腐与保温	(158)
7	地下储气库地面设施	(160)
7.1	一般规定	(160)
7.2	地面工艺	(160)
7.3	设备选择	(161)
8	仪表与自动控制	(163)
8.1	一般规定	(163)
8.2	调度控制中心	(164)
8.3	站场控制系统及远程终端装置	(164)
8.4	输气管道监控	(166)
9	通 信	(171)
10	辅助生产设施	(173)
10.1	供配电	(173)
10.2	给水排水及消防	(176)
10.3	采暖通风和空气调节	(177)
10.4	供热	(180)
11	焊接与检验、清管与试压、干燥与置换	(181)
11.1	焊接与检验	(181)
11.2	清管、测径与试压	(182)
11.3	干燥与置换	(186)

1 总 则

1.0.2 本规范适用范围是从上游气源(厂、站)的外输管道接口到城镇燃气门站或直供用户之间的陆上新建、扩建和改建输气管道工程设计。气源(厂、站)指油气田天然气处理厂(站)、煤制天然气(Synthetic natural gas, SNG)工厂、煤层气处理厂、输气管道的分输站或分输阀室、LNG 汽化后的外输气管道接口、地下储气库采出天然气经处理合格后的外输天然气接口等。输气管道的气源可分为四类:第一类是从地下采出(如油气田、煤层气、非常规油气田、地下储气库)的经气体处理厂(站)处理后的天然气;第二类是用原煤经气化工艺合成的天然气;第三类是从输气管道分输的天然气,它是其下游输气管道的气源;第四类是 LNG 汽化后作为输气管道的气源。以上四类气源中,第一类和第二类可能存在工厂(站)生产运行工况波动,造成外输天然气质量不稳定的情况,因此输气管道接收这些气源时,注意加强气体质量的监测,防止不合格的天然气进入输气管道,以便有效控制管道内的腐蚀。

1.0.3 本条说明如下:

1 本规范充分考虑了输气管道建设与保护环境、节约能源、节约用地,处理好与铁路、公路、输电线路、河流、城乡规划等的相互关系。同时,也要求输气管道工程设计执行国家法律、法规及规章的要求,本规范的使用人员要密切关注国家相关法律法规的更新变化,以确保管道建设的合规性。

2 本规范要求输气管道工程设计不断采用国内外新技术、新工艺、新设备、新材料,吸收新的科技成果,以推动我国管道建设技术水平的进一步提升,但要符合国情,注重实效。

3 对大中型输气管道工程项目,一般都要进行优化设计,以

此确定最优的工艺参数。对小型输气管道项目,如改扩建、管道长度短、站场工艺流程简单等项目往往不具备做优化设计的条件。

4 扩建项目要处理好利用与扩建的关系,合理、充分地利用原有设施,以利于节省投资和方便运行管理。同时,扩建项目应做好安全措施,如收集原有埋地管道位置的资料,动火点、连头点的选择与安全,扩建施工场地与原设备区的隔离等。

5 分期建设的项目需要进行综合分析,进行总体规划和设计,制定分期实施计划。总体规划和设计应为后期工程的设计和建设留有余地和创造条件,确保前期工程设计和建设成果在后期仍能充分利用,将后期工程的建造对前期建设成果的影响降至最低。

1.0.4 本规范只编写了输气管道的主体工程部分,而防腐工程、穿跨越工程、环境保护工程、水土保持工程、供电及输电线路工程(输气站外部供电的输电线路)等有关设计,应按国家和行业相关标准执行。本规范在条文和条文说明中引述的法律法规及其他标准规范,请使用人员密切关注其更新变化。

2 术 语

本章所列术语,其定义及范围仅适用于本规范。本规范将原术语进行了局部修改,由原 26 个术语增加为 28 个。删除了原规范中的“输气干线”和“输气支线”,增加的术语包括:冷弯弯管、热煨弯管、并行管道和线路截断阀(室)。本规范涉及的放空立管和放散管术语执行现行国家标准《石油天然气工程设计防火规范》GB 50183 的有关规定。

2.0.1 本规范 2003 版“管输气体”定义为“通过管道输送的天然气和煤气”。本次修订过程中经会议讨论将原“管输气体”修改为“管道气体”,同时局部修改了定义内容。

根据《中华人民共和国石油天然气管道保护法》(2010 年 6 月 25 日第十一届全国人民代表大会常务委员会第十五次会议通过)第三条规定:“本法所称石油包括原油和成品油,所称天然气包括天然气、煤层气和煤制气”。

关于“煤气”。现行国家标准《城镇燃气设计规范》GB 50028—2006 第 2.0.2 条规定,人工煤气指“以固体、液体或气体(包括煤、重油、轻油、液体石油气、天然气等)为原料经转化制得的,且符合现行国家标准《人工煤气》GB/T 13612 质量要求的可燃气体。人工煤气又简称为煤气”。现行国家标准《人工煤气》GB/T 13612 中规定“本标准适用于以煤或油(轻油、重油)液化石油气、天然气等为原料转化制取的可燃气体,经城镇燃气管网输送至用户,作为居民生活、工业企业生产的燃料”。从以上两个标准来看,人工煤气制气原料种类多,且主要作为居民生活、工业企业生产的燃料,因此“煤气或人工煤气”属城镇燃气的范畴。

煤制天然气指以煤炭为原料经转化制得的且符合现行国家标

准《天然气》GB 17820 质量要求的可燃气体 (Synthetic natural gas, 简称 SNG)。

综合以上因素,根据《中华人民共和国石油天然气管道保护法》,本次修订增加了“煤层气”,并将“煤制气”明确规定为“煤制天然气”,取消原规范本条定义中包括的“煤气”,最终将“管道气体”修改定义为“通过管道输送的天然气、煤层气和煤制天然气”。

3 输 气 工 艺

3.1 一 般 规 定

3.1.1 输气管道的输气量受气源供气波动、用户负荷变化、季节温差及管道维修等因素的影响,不可能全年满负荷运行。为保证输气管道的年输送任务,要求输气管道的输气能力有一定的裕量。故本规范规定当采用年输气量时,输气管道输气设计能力按每年工作 350d 计算。

由于有的设计委托书或合同中规定的输气规模为日输气量,在工艺设计中,日输气量更能直接反映出输气管道的输气能力和规模,故本规范将日输气量作为输气管道的设计输送能力指标。

3.1.2 影响天然气输送和使用的主要因素有硫化氢、水及烃冷凝物和固体杂质等,本条对管道气体质量进行了规定,主要考虑了输送工艺、管输安全、管道腐蚀及一般用户对气质的使用要求。

1 输气管道中的机械杂质(含粉尘)的沉积会影响输气效率,同时输气站内随天然气高速流动的机械杂质对部分设备会产生危害。因此,需根据机械杂质出现的可能性,采取分离或过滤设备清出有害的机械杂质。无论是天然气处理厂、煤制天然气工厂、地下储气库、管道气还是 LNG 等气源,来自气源的有害机械杂质(固体颗粒)可能性极小。就我国运行中的输气管道清管排出的污物特征来看,输气管道中的机械杂质主要来自管道施工清管不彻底的焊渣、泥沙等。因此,控制有害机械杂质,关键是控制施工清管质量,还可以优化或简化输气站分离器或过滤器设置的数量。

2 输气过程出现游离水是造成管道腐蚀的主要原因,没有水就没有电化学腐蚀或其他形式的腐蚀产生,同时游离水析出也会影响管道的输送效率,因此本款对水露点进行了严格要求。根据

四川石油设计院、四川石油管理局输气处《低浓度硫化氢对钢材腐蚀的研究》表明：“……工业天然气经过硅胶脱水后对钢材无腐蚀，腐蚀试样仍保持原来金属光泽，腐蚀率几乎等于零，表明无水条件下钢材的腐蚀是难以产生的”。按本规范设计的输气管道壁厚不考虑腐蚀裕量，也是基于严格控制天然气水露点，防止内腐蚀的产生。考虑到我国幅员辽阔，气候差异较大，对天然气水露点要求也可因地制宜。需要说明的是，水露点需根据天然气输送所经的地域、沿线压力变化及环境温度变化进行系统分析，确保输气全过程中管道中任意一点的压力和温度组合工况下无液态水析出。

3 世界多数国家对烃露点要求按水露点方法作出了规定。脱除管道气体中液态烃的主要目的是提高管输效率、保障输气安全。本规范根据我国具体情况规定了气体的烃露点，与现行国家标准《天然气》GB 17820 二类气的要求一致。

4.5 硫化氢和二氧化碳在有游离水的情况下会导致管道内壁腐蚀，因此控制水露点非常重要。天然气中的二氧化碳属于不可燃成分，会降低热值。考虑到我国输气管道不是单纯把气体从起点输送到终点，管道沿线也会有大量民用与工业用户，为确保用户的用气安全及保护环境，管道气体硫化氢和二氧化碳含量应符合现行国家标准《天然气》GB 17820 二类气的要求，以满足多数用户对气质的要求。

3.1.3 在气源压力、施工技术水平及管材质量都能满足的情况下，高压输气一般比较经济，能充分利用气源压力，可以节省能耗。对用压缩机增压输送的管道，管道能耗和长期运行维护费用是重点考虑的指标，因此需通过多方案优化设计，选择最优的工艺参数，在保证安全的前提下，以经济节能的原则确定输气管道设计压力和站压比。管输压力的确定还要综合考虑管道材质、制管水平、施工质量、下游用户对压力的需求和管道通过地区安全等因素。

3.1.4 输气管道需要做好防腐设计，以保证输气管道的使用寿命。管道防腐分为外防腐（即防止土壤、环境等对金属的腐蚀）和

内防腐(即防止所输送气体中的有害介质对管内壁的腐蚀)。现行国家标准《钢质管道外腐蚀控制规范》GB/T 21447 和《埋地钢质管道阴极保护技术规范》GB/T 21448 提出了防止管道外腐蚀的有效办法,故本规范规定输气管道外腐蚀按这两部规范的有关规定执行。

凡符合本规范第 3.1.2 条规定的管道气体,一般不会对管内壁金属产生腐蚀。当输送不符合上述规定的气体时,需采取其他有效措施,如降低气体的水露点、注入缓蚀剂或内部涂层等措施,防止管内壁腐蚀发生。由于工程造价、金属耗量等经济原因,输气管道一般不采用增加腐蚀裕量的方法来解决管壁内腐蚀问题。故本规范规定,管道采取防腐措施后,确定管壁厚度时可不考虑腐蚀裕量。

3.1.5 输气管道设置清管设施,一方面是为进行必要的清管,以保持管道高效运行;另一方面是为满足管道内检测的需要,以便于管道的完整性管理。清管设施的设置需结合运行管理的需要,具体情况具体分析,并非所有管道均需设置,如对于长度短,经分析不清管、不内检测也能满足管道长期可靠运行的,可不设清管设施。本条增加了清管设施宜与输气站合并建设,主要是考虑运行管理方便、节约占地、可共用公用设施和节省投资。

本规范未给出清管设施之间的最大间距,主要是该间距与管道内壁情况、清管器密封(皮碗)材料的耐磨性、清管器自备电源可用时间的长短、地形、清管时管内气体流速等因素有关,因此清管设施之间的最大间距需结合各种影响因素综合分析确定,本规范不作具体规定。

3.1.6 输气管道内壁涂层的主要功能是减阻。内涂可提高管输效率、降低能耗,效益是明显的,同时内涂还具有一定的防腐蚀作用。根据 2003 年化学工业出版社出版的由胡士信、陈向新主编的《天然气管道减阻内涂技术》介绍,输气管道内壁涂层可提高管输效率 4%~8%。输气管道是否采用内涂层,需根据项目的特点、管径、输量等参数经技术经济比选后确定。

3.2 工 艺 设 计

3.2.1 工艺系统优化是工艺设计的核心。系统优化设计是将影响工艺方案的各种设计参数和条件分别组合,构成多个工艺方案,经工艺计算和系统优化比较,最终确定推荐工艺方案的过程。对大中型输气管道项目,要求进行优化设计,确定最优的工艺参数。对小型输气管道项目,如改扩建、管道长度短、站场工艺流程简单等项目往往不具备做工艺系统优化设计的条件。

3.2.2 制定方案首先是选择工艺,然后确定工艺参数。通过工艺计算和设备选型、管径初选从而进行技术经济比较,才能最终确定管径和输压。是否需要增压输送,也需在技术经济比较之后才能确定。优化设计就是选择输气工艺、选定管径、确定输压、选定压比、确定站间距、进行技术经济比较的过程。本条规定了输气工艺设计不可缺少的四个方面的内容。

3.2.3 充分利用气源压力有利于节能,并有显著的经济效果。只要管道设备及材料本身的制造、施工及检验等能达到并符合技术经济优化条件,而气源的压力也能较长时间保证,在保证安全的前提下,输气压力尽量提高是合适的。

输气管道是否采取增压输送,取决于管道长度、输气量、管径大小的选择及用户对供气压力的要求等各方面条件。压气站的站间距取决于站压比的选择。压气站的站数取决于输气管道的长度和站压比。就离心式压缩机技术而言,我国建成的输气管道压气站站压比已达 2.5(如中国石油陕京二线输气管道榆林压气站)。本规范强调按经济节能的原则进行比选,合理选择压气站的站压比和确定站间距,因此未给定站压比值。本规范 2003 年版第 3.2.3 条规定“当采用离心式压缩机增压输送时,站压比宜为 1.2~1.5,站间距不宜小于 100km”仍可参考使用。

3.2.4 压缩机选型要满足输气工艺设计参数和运行工况变化两个条件,也就是在输气工艺流程规定的范围内要求压缩机在串联、

并联组合操作或越站输气时,其机组特性也能同管道特性相适应,并要求动力机械也应在合理的效率范围内工作。

3.2.5 输气干线的各分输站、配气站及末站的压力是由管道输气工艺设计确定的。上述各站的输气压力和输气量要控制在允许范围内,否则将使管道系统输气失去平衡,故管道系统中的分输站和配气站对其分输量或配气量及其输压均需进行控制和限制。

3.2.6 本条规定的目的是从源头严格监测进入输气管道气体的质量,确保进入管道的气体质量符合第 3.1.2 条的规定,有利于管道长期可靠运行。气源来自油气田天然气处理厂、地下储气库、煤制天然气工厂、煤层气处理厂等时,由于以上工厂可能出现运行工况不稳定、气质不达标的情况,因此本条规定接收这些气源时要设置气质监测设施。当气源来自管道气或 LNG 站的汽化气源时,其气质已符合管道气体质量要求,因此本规范未对接收这些气源作出气质监测的要求。如果因运行管理或能量计量的需要,其他天然气接收站也可设置气质监测设施。

3.2.7 输气管道的壁厚是按输气压力和地区等级确定的。输气压力可能出现两种情况,一是正常输气时所形成的管段压力,二是变工况时的管段压力。当某一压气站因停运而进行越站操作时,停运压气站上游管段压力一般大于正常操作条件时的压力。故本条规定管道系统的强度设计应满足运行工况变化的要求。

3.2.8 本规范 2003 版第 3.2.8 条强条规定输气站应设置越站旁通,但经近十年的工程实践,并非所有输气站都需设置越站旁通。因此本次修订提出输气站宜设置越站旁通。压气站设管道越站旁通的目的是为了必要时进行越站操作,清管站设管道越站旁通是正常运行流程。对于其他输气站是否设置越站旁通,需根据运行管理的需要和项目特点具体分析确定。

3.2.9 本条为强制性条文。输气站内天然气大量泄漏或发生火灾事故时,快速切断气源是控制事故扩大最有效的措施。进、出输气站的输气管道上设置截断阀其目的是切断气源。当站内设备检

修需要停运,输气站内天然气大量泄漏或发生火灾事故,输气管线发生事故时,则需将输气站与输气管线截断,故进、出输气站的输气管道上设置截断阀是必要的。

现行国家标准《石油天然气工程设计防火规范》GB 50183 对进、出天然气站场的天然气管道设置截断阀有明确规定,设计时应严格执行。

3.3 工艺计算与分析

3.3.1 设计和计算所需的主要基础资料和数据,是由管道建设单位根据工程建设条件和任务提出的。本条所列举的各项资料是输气管道设计和计算必不可少的。不具备这些资料和数据,管道输气工艺设计便无法进行。

在有压气站的输气管道工艺计算中,沿线自然环境条件,如站场海拔高程、大气压、环境温度、沿线土壤传热系数等,都是必备的资料。当要利用管道储气调峰时,动态模拟计算还需要用户的用气特性曲线和数据。

3.3.2 输气管道工艺计算采用输气管道基本公式,是考虑到管道设计中计算技术的发展,现阶段已有条件进行复杂和更加精确的计算。

本规范公式系按气体动力学理论并根据气体管路中流体的运动方程、连续性方程和气体状态方程联立解导而得,其结果可由下列基本方程表达:

$$-\frac{dp}{\rho} = \lambda \frac{dx}{d} \cdot \frac{\omega^2}{2} + \frac{d\omega}{2} + gdh + \frac{d\omega^2}{2}$$

假定 $dh=0$ 作为水平管系,则上述表达式可用下列方程表示:

$$-\frac{dp}{\rho} = \lambda \frac{dx}{d} \cdot \frac{\omega^2}{2} + \frac{d\omega}{2} + \frac{d\omega^2}{2}$$

再将上述方程经计算和简化,即得计算水平管的基本公式如下:

$$q_v = C \left[\frac{(P_H^2 - P_K^2) d^5}{\lambda Z \Delta T L} \right]^{0.5} \quad (1)$$

当输气管道沿线地形平坦,任意两点的相对高差小于 200m,输气压力不高时,按水平管公式计算误差很小,可忽略不计。此时可采用水平管基本公式(1)计算。但是在输气压力较高时,即使相对高程小于 200m,气柱造成的压力也较大,如在 6.4MPa 压力下,相对密度 0.6 的天然气 200m 气柱造成的压力达 0.1MPa。为了说明式(1)的使用条件,条文中增加了“不考虑高差影响时”的限制条件。

当输气管道沿线地形起伏,任意两点的相对高差大于 200m 对输气量有影响时,应按式(2)计算。

将长度为 L 的输气管道视为由数段高差不同且坡度为均匀向上或向下的若干直管管段组成。设各管的长度为 $L_1, L_2, L_3, \dots, L_n$, 压力为 $P_H, P_1, P_2, P_3, \dots, P_K$, 高程为 $h_H, h_1, h_2, h_3, \dots, h_K$ 。如设起点高程为 $h_H = 0$, 则各直线管段的高差为 $\Delta h_1 = h_1 - h_H, \Delta h_2 = h_2 - h_1, \Delta h_3 = h_3 - h_2, \dots, \Delta h = h_K - h_H$, 通过上述基本方程进行运算和简化后则可得下式:

$$q_v = C \left\{ \frac{[P_H^2 - P_K^2 (1 + \alpha \Delta h)] d^5}{\lambda Z \Delta T L \left[1 + \frac{\alpha}{2L} \sum_{i=1}^n (h_i + h_{i-1}) L_i \right]} \right\}^{0.5} \quad (2)$$

式中: q_v ——气体的流量 ($P_0 = 0.101325 \text{ MPa}, T_0 = 293 \text{ K}$) (m^3/d);

C ——计算常数, $C = \pi T_0 R_a / 4 P_0$, 其中, $T_0 = 293 \text{ K}$, R_a 为空气的气体常数, 在标准状态下, $R_a = 287.1 \text{ m}^2 / (\text{S}^2 \cdot \text{K})$, $P_0 = 0.101325 \text{ MPa}$;

P_H, P_K ——计算管段起点和终点压力 (MPa);

α ——系数 (m^{-1}), $\alpha = \frac{2g\Delta}{ZR_a T}$, 其中, g 为重力加速度, 取 9.81 m/s^2 , R_a 为空气的气体常数, 在标准状态下, $R_a = 287.1 \text{ m}^2 / (\text{S}^2 \cdot \text{K})$;

Δh ——计算管段起点和终点间高差 (m);

d ——管道内径 (cm);

λ ——水力摩阻系数；

Z ——气体压缩因子；

Δ ——气体相对密度；

T ——气体温度(K)；

n ——输气管道计算管段内按沿线高差变化所划分的计算段数；

h_i, h_{i-1} ——各划分管段终点和起点的标高(m)；

L_i ——各划分段长度(km)。

式(1)和式(2)中各参数符号的计量单位除说明之外,见表1,当各参数单位予以给定时,可得C值,见表1。

表 1

P	L	d	q	C
10^5 Pa	km	mm	$10^6 \text{ m}^3/\text{d}$	0.332×10^{-6}
Pa	m	m	m^3/s	0.0384

式(2)分子中 $(1+\alpha\Delta h)$ 一项表示输气管道终点与起点的高差对流量的影响,分母中 $\left[1+\frac{\alpha}{2L_i=1}^n(h_i+h_{i-1})L_i\right]$ 一项表示输气管沿线地形(沿线中间点的高程)对流量的影响。

天然气在标准状态下,假设 $\rho_g=0.7\text{kg}/\text{m}^3$,100m气柱相当压力为700Pa,可以忽略不计。但在地形起伏、高差大于200m的情况下,造成输气量误差较大,则不能忽略。如压力为7.5MPa、压缩因子为0.87时, $\rho_g=60.3\text{kg}/\text{m}^3$,高差为1000m时即相对于0.603MPa的压力,这样的压力就不能忽略。因此,凡是在输气管线上出现有比管线起点高或低200m的点,就必须在输气管道水力计算中考虑高差对输量的影响。

将式(3.3.2-1)和式(3.3.2-2)按法定符号和法定计量单位进行转换,则得本规范正文中所列的公式。

当输气管道中气体流态为阻力平方区时,根据目前我国冶金、

制管、施工及生产管理等状况,工艺计算推荐采用附录 A 给出的公式(原为 Panhandle B 式)。

附录 A 公式中引入一个输气效率系数 E ,其定义为:

$$E = \frac{Q_a}{Q}$$

式中: Q_a ——气体实际流量(m^3/d);

Q ——气体计算流量(m^3/d)。

输气效率系数 E 等于输气管道实际输气量与理论计算输气量之比,表明管道实际运行情况偏离理想计算条件的程度。设计时选取 E 值应考虑计算条件与管道实际运行条件的差异,以保证运行一段时间后管道实际输气量能满足设计任务输气量。美国一般取 $E=0.9\sim 0.96$ 。

E 值的大小主要与管道运行年限、管内清洁程度、管径大小、管壁粗糙情况等因素有关。若气质控制严格,管内无固、液杂质聚积,内壁光滑无腐蚀时 E 值较高。当管壁粗糙度和清洁程度相同时,大口径管道相对粗糙度较小,故 E 值比小口径管道高。

我国管道施工水平及气体的气质控制与世界先进水平尚有差距,运行条件与设计条件也不尽相符。本规范推荐输气管道公称直径为 300mm~800mm 时, E 值为 0.8~0.9,大于 800mm 时, E 值为 0.91~0.94。

3.3.4 由于输气管道工程规模扩大,系统复杂性提高,供气范围大,对供气可靠性的要求提高。不稳定工况对安全、平稳供气影响很大,不稳定工况主要来自供用气的不均衡性和管道系统故障,如管线破裂漏气、压缩机组故障停运等。为了分析不稳定工况对供气可靠性的影响,需要模拟各种不稳定工况条件下各节点工艺参数和储气量,以便分析管道的供气和调峰能力、事故自救能力和应采取的对策。

对用气不均衡性的动态计算,应提供一个波动周期内每小时用气量的变化数据(或负荷系数),一般以一周为一周期。如果是

事故工况,主要是计算出管道能维持供气的时间,时间长短随事故地点、事故性质而变化,故条文中对计算周期不作具体规定。

3.3.5 目前我国输气管道工艺分析主要借助软件计算,由于输气工艺分析计算的软件较多,如有国际知名公司开发的,也有自主开发的软件,因此要求在使用前需经工程实践验证,以保证计算结果的可靠性。

3.4 输气管道的安全泄放

3.4.1 本规范 2003 版规定本条为强条,本次修订取消强条改为一般规定,主要考虑到泄压放空设施的主要作用是对线路管道进行放空。以下两种情况需按本条要求设置放空设施:一是连接两座输气站之间的线路管道无阀室时,或有阀室但阀室处无放空条件,二是输气站承担线路管道放空时。本条的规定要与线路阀室的放空设施设置相结合,具体问题具体分析,原则是确保线路的每段管道均能放空。

3.4.2 本条是参考美国国家标准《输气和配气管道系统》ASME B31.8—2012 第 846.2.1 条的规定“输气管道干线上应安装排放阀,以便位于主阀门之间的每段管线均能放空。为使管线放空而配置的连接管尺寸和能力,应能在紧急情况下使管段尽快放空”。

输气管道相邻截断阀(室)之间的管段上设置放空阀,目的是管段维修或管道事故时能截断管线并分段放空。为便于运行管理、节约用地,国内外输气管道线路截断阀之间管段的放空阀及放空设施均与线路截断阀合并在一处建设(国外称为线路截断阀,我国习惯称为阀室)。通常情况下,在每个阀室内的线路截断阀上、下游管道上均设放空设施更有利于尽快放空(即每段管道上有两处可放空)。当阀室所处位置不具备放空条件时,该阀室可只设放空阀或只设放空管线的连接口,但紧邻该阀室的上、下游阀室(或输气站)必须具备放空条件并设置管段的放空设施,以确保管段至少有一处可以放空,这是特殊情况下的一种处理方式。

本规范第 3.4.8 条对阀室放空设计进行了要求,第 3.4.9 条对阀室放空立管和放散管设计进行了要求,第 4.5 节对阀室的间距和选址等进行了要求。

我国目前尚未形成多气源、多储气库相结合的可靠供气系统,用户对管道供气的可靠性依赖程度仍然很高。无论管道泄漏或维修放空均需要在较短的时间内完成,以便为修复管道提供更充裕的时间,尽快恢复供气,减小社会影响,就现阶段我国管网系统现状,具有放空条件的阀室设置放空立管比较符合生产管理实际。因此,有条件情况下,在每个阀室内的上、下游管道上均设置放空设施是本规范提倡的做法。

3.4.3 本条为强制性条文。设计压力通常是根据工艺条件需要的最大操作压力决定的。受压设备和容器由于误操作、压力控制装置发生故障或火灾事故等原因,上述管道、设备、容器内压可能超过设计压力,或者是发生火灾事故时,受压管道或容器的材料性能下降,承压能力减弱。为了防止超压现象发生,一般均需在承压设备和容器上或其连接管线上装设安全阀或压力控制设施。

如果经分析不存在超压可能或管道设计压力大于流体可能达到的最大压力,则可不设置安全阀或压力控制设施。当一个站场存在不同设计压力的管道及设备,为防止调压设备失效而引起低压系统超压,应在低压系统上按不同设计压力分别设置安全阀或压力控制设施。除安全阀外,输气站常用的压力控制设施还有安全切断阀等。

输气站内,对泄压放空气体宜引入同等压力的放空管线并引至输气站放空立管去放空,这种泄压放空方式对防火安全有好处。

3.4.4 本条为强制性条文。美国国家标准《输气和配气管道系统》ASME B31.8—2012 第 845.4.1 条规定:“操作环向应力大于 72%SMYS 的压力下,管道或管道部件系统控制压力不超过最大允许操作压力的 4%”。SMYS 指管材标准规定的最小屈服强度。

本次修订是在本规范 2003 版的基础上,参考美国国家标准

《输气和配气管道系统》ASME B31.8 增加了一级一类地区采用 0.8 强度设计系数线路管道超压保护安全阀定压要求。对一级一类地区采用 0.8 强度设计系数线路管道超压保护设施一般设在管段上游的输气站内。

3.4.5 输气站内安全泄放的气体 and 放空的气体一般均用放空管线引到放空立管排放。对于排气引出管直径大小的确定,通常是以安全阀泄放压力的 10% 作为背压进行计算。

3.4.6 输气管道安全泄放和放空的气体安全排入大气与放空系统的工艺设计、材料选用、系统结构安全、排放量、排放时间的长短、排放点周围的环境条件、排放时的气象条件、排放时采取的安全管理措施等诸多因素有关。安全排放需要根据项目具体情况,将各种影响因素综合考虑后制定安全排放设计方案和管理措施。

3.4.7 本条对输气站放空设计作出规定。

1 输气站因维护、维修、改扩建或事故等,放空频率比线路管道要高一些,特别是站内设计有安全阀或紧急放空系统时,其放空的时间点是不可预见的,为便于输气站运行管理,输气站设放空立管是合理的也是必要的。放散管只是方便站场放空的一种补充设施,对于输气站内不便于集中排放的气体适合采用放散管。

2 本款指全站设一个共用的放空立管,对于工艺系统复杂的站场,如压气站或枢纽站,可以在放空时分区域延时对每个区域逐一排放,流程设计时要考虑为分区放空操作创造条件。在北美地区,输气管道压气站有分区域集中排放且每个分区都设置了一个放空立管的案例,这种方式在我国来说不利于节约用地,因此本规范原则上不推荐这种方式。

4 用管的规格不应缩径,是指管外径的标准级差。

3.4.8 本条对阀室放空设计作出规定。

1 我国目前尚未形成多气源、多储气库相结合的可靠供气系统,用户对管道供气的可靠性依赖程度仍然很高。因此无论管道泄漏事故处理或管道维修均需要在较短的时间内完成,以便尽快

恢复供气,减小社会影响。而管道泄漏事故处理或管道维修的全过程需要合理分配放空和修复时间,如中石油一般规定管道事故后至恢复供气的时间不超过 72 小时,给定的放空时间约为 10h~12h,阀室设置放空立管可实现尽快放空并为修复管道和恢复供气创造条件。就现阶段我国管网和运行管理现状,具有排放条件的阀室设置放空立管比较符合生产管理实际,有利于实现尽快放空从而缩短放空时间,故本规范提出阀室宜设放空立管。设在室内的线路截断阀阀腔或气液联动执行机构的储能罐采用放散管排放天然气时,为确保天然气排放安全,将气体引至室外排放是合适的。

2 除本条第 3 款的特殊情况外,未设放空立管的阀室设置放空阀或预留引接放空管线的法兰接口,其目的是为移动放空设施的使用或引接放空管线至安全地点排放提供有利条件。设置放空阀或预留引接放空管线的法兰接口需要征求运行管理方的意见后确定。对于大口径管道,为减少管段放空量,如果阀室预期会出现移动压缩机向下游管段倒气的情况,需分析预留接口的共用性后确定设计方案。

3 地区等级、地面建筑物或其他地面设施等因素均对阀室选址有影响,有的阀室周围环境可能不具备放空条件,这种情况下,此阀室可以不设放空立管。但该阀室紧邻的上、下游阀室(或站场)需设放空设施并承担管段内的天然气放空,以确保每段管道均能放空,这是特殊情况下的处理方式。

3.4.9 本条对放空立管和放散管的设计作出规定。

1 本款的最大放空量指最大小时放空量,这与放空总量和放空完成的时间有关。在确定最大放空量时,输气站需考虑紧急放空、全站集中放空或分区放空等因素。线路管道除考虑管段管径、长度和压力外,还要考虑运行管理的需要(如最长可中断供气时间等)。关于管道放空时间的长短,需根据运行管理需求确定,目前中国石油输气管道泄漏事故或维修一般要求在 10h~12h 完成线

路放空(对小直径管道,放空完成的时间本身就会更短)。因此,设计者需根据多种因素分析后确定最大小时放空量,进而确定放空立管直径,以确保放空立管直径满足最大放空量的要求。

2 放空立管顶端严禁设弯管,原因是放空时天然气流速大,顶端向大气排出的气体产生的反向推力将对立管底部产生巨大的弯矩,有造成放空立管倾倒的可能,故特予以强调。

3 气体放空时对立管底部会产生较大的反座力,同时,与放空立管连接的放空管线也可能发生振动并传递至放空立管,为防止这种反座力和振动传递威胁放空立管的结构安全,放空立管本身和靠近放空立管的放空管线采取加固稳定措施是必要的。放散管通常管径较小,刚度小,需视其高度和结构型式采取稳固措施。

4 放空立管是垂直地面安装的,在多雨地区,雨水会从放空立管管口进入放空立管内,可能造成雨水积聚甚至会流入放空管线内,将引起放空管道系统的腐蚀,因此在放空立管结构设计时,需在放空立管底部设置排水阀,该阀的位置要能自流排净积液。对于低矮的放空立管(便于操作),有利于采取防止雨水进入放空立管的措施,如在放空立管顶端放置抗紫外线材料的轻型非金属防雨罩(如塑料材料的盖帽),这样可以防止雨水等污物进入放空立管,也不会影响放空作业。

4 线 路

4.1 线 路 选 择

4.1.1 根据中华人民共和国中央人民政府网数据,中国陆地面积约 960 万平方千米,地势为西高东低,山地、高原和丘陵约占陆地面积的 67%,盆地和平原约占陆地面积的 33%。2010 年中华人民共和国国家统计局第六次全国人口普查主要数据公报(第 1 号)(2011 年 4 月 28 日)普查登记的大陆 31 个省、自治区、直辖市和现役军人的人口共 13.4 亿人,平均每个家庭户的人口为 3.10 人,居住在城镇的人口约占 49.7%,居住在乡村的人口约占 50.3%。从人口分布看,西部及西北部人口密度较小,中部、东部及东南部人口分布密集,随着我国城镇化建设的推进,乡村居住人口有减少的趋势。我国是一个地质灾害和地震多发的国家,城镇化建设、国家基础设施建设等与管道建设均具有选择有利地形的原则,不可避免地要发生相互关联或相互影响。而天然气用户又主要集中在中部、东部及东南部等人口密集区和经济发达地区,加上国家对土地利用的严格要求、各类环境敏感区的设立等,诸多因素均会造成路由选择、输气站及阀室选址等一系列的困难。为协调好管道建设与各方关系,本条提出了线路选择的基本要求。

1 通常线路工程的费用为全部工程费用的 60%以上,因此,线路应进行多方案调查、分析、比选,择优而定。管道选线需注重路由的合规性,充分考虑沿线的各级政府要求、环境保护、人口分布、第三方活动、施工及运行维护的方便性、其他方的已有及规划建设设施、植被、土壤腐蚀性、干扰电流的影响、工程地质及水文条件对管道路由的影响等,处理好管道与相关利益方的关联协调。选线时,应明确管线的起点、拟需要经过

的中间点和终点,经济合理地处理好干线与支线之间的关系。管道施工的难易取决于地形、工程地质条件及沿线交通状况,这些都是线路选择的重要因素。因此,管道选线需调查清楚管道沿线限制通过的区域,在考虑管线沿线环境、安全、路由协调、施工、运行维护、设计措施等所有因素的基础上,经多方案技术经济比较,优选线路,并非最短的路由就是最优的方案。

2 环境敏感区是影响管道线路路由的重要因素。中华人民共和国环境保护部令第33号(自2015年6月1日起施行)《建设项目环境影响评价分类管理名录》第三条指出:本名录所称环境敏感区,是指依法设立的各级各类自然、文化保护地,以及对建设项目的某类污染因子或者生态影响因子特别敏感的区域,主要包括:

(一)自然保护区、风景名胜区、世界文化和自然遗产地、饮用水水源保护区;

(二)基本农田保护区、基本草原、森林公园、地质公园、重要湿地、天然林、珍稀濒危野生动植物天然集中分布区、重要水生生物的自然产卵场、索饵场、越冬场和洄游通道、天然渔场、资源性缺水地区、水土流失重点防治区、沙化土地封禁保护区、封闭及半封闭海域、富营养化水域;

(三)以居住、医疗卫生、文化教育、科研、行政办公等为主要功能的区域,文物保护单位,具有特殊历史、文化、科学、民族意义的保护地。

此外,自2008年6月1日起施行的《中华人民共和国水污染防治法》(中华人民共和国主席令第八十七号)第五十八条规定,禁止在饮用水水源一级保护区内新建、改建、扩建与供水设施和保护水源无关的建设项目。按此法规,输气管道工程通过饮用水水源一级保护区属禁止行为。

当管道与环境敏感区有关联时,要确保路由的合规性,避开法规禁止的区域。

3 通常管道项目的起点和终点是已经确定的。输气管道压气站的站间距是经技术经济比选确定的,可调间距范围较小,且压气站的选址要求也较高。而大中型穿(跨)越属线路工程中的控制性工程,其选址受地形、地质条件、水文条件和穿越方案的影响较大。因此要求压气站和大中型穿(跨)越位置的选择,总体上要符合线路走向择优选择有利位置。线路可作适当调整来满足压气站和大中型穿(跨)越选址。压气站和大中型穿(跨)越位置的选择,应在经济合理和安全的前提下处理好与管道路由之间的关系。

4 军事禁区往往是战争攻击的目标,对管道安全影响甚大,应避开。飞机场、铁路及汽车客运站、海(河)港码头均为重要的基础设施或人员密集区,管道线路应绕避。

5 公路、铁路的桥梁及隧道属道路专用。根据现行行业标准《公路路线设计规范》JTG D20—2006“12.5.7 严禁天然气输送管道利用公路桥梁跨越河流。原油、天然气输送管道穿(跨)越河流时,管道距大桥的距离,不应小于100m;距中桥不应小于50m”,“12.5.8 严禁原油、天然气输送管道通过公路隧道”;现行行业标准《铁路工程设计防火规范》TB 10063—2007(2012年局部修订)“4.2.1 甲、乙、丙类液体和可燃气体管道严禁在铁路桥梁上敷设,且不应在桥梁范围内的上方跨越”。故本款作此规定。

6 近十年来管道建设与道路建设发展都很快,不可避免地要发生并行或交叉,使管道与道路之间的间距成为近年关注的热点和难点,如果间距确定太大,无论谁先建都将制约后建的项目规划建设。本款规定的间距是考虑道路先建,后建管道不影响道路的用地,因此规定管道布置在道路用地界3m以外,这个要求与现行国家标准《输油管道工程设计规范》GB 50253一致。管道与道路并行或交叉时,管道的选线需密切关注道路法规相关的要求,在合规的前提下,协调好管道与

道路的关系。并行道路选择管道路由时,要注意避开可能危及管道安全的因素,如道路的高陡边坡区、高填方区、道路的排水或排洪口(区)等。同时,管道的施工建设也不得影响道路的结构安全。

7 中华人民共和国主席令第七十四号《中华人民共和国城乡规划法》所称规划区是指城市、镇和村庄的建成区以及因城乡建设和发展需要,必须实行规划控制的区域。在我国现有国情下,根据多年的工程实践,输气管道线路完全避开城乡规划区是不现实的。输气管道的总体选线原则是避开城乡规划区,当路由受限,确需在规划区通过时,要尽可能地避开建成区,且需征得城乡规划主管部门同意。进入城乡规划区内的管道要采取可靠的安全保护措施,这些措施包括:降低管道设计应力水平、提高焊缝检测要求、提高管道防腐性能要求、加密地面标识、埋设警示带、消除天然气泄漏在有限空间内的聚积、加强运行期间的完整性管理等。如果城乡规划专门为管道规划或预留走廊带时,则应按规划或预留的走廊带布设管道。

8 石方地段的管道选线需综合考虑爆破挖沟的安全和工期影响因素。石方段管道采用人工或机械开挖管沟时效率低,爆破成沟又可能涉及附近的公众或其他设施的安全。因此,石方段路由需经技术、经济、工期、环境安全等因素综合比较确定路由方案,确保路由选择的合理性。

9 电干扰引起的腐蚀会对管道本体的安全造成影响,管道与交/直流干扰源的间距直接决定了管道受到的干扰程度,而防护措施是被动的,减缓能力也是有限的,防护距离是保证防护措施达到预期效果的前提。国内高压直流输电(HVDC)系统近年发展很快,拟建和已建的超高压直流输电线路有30多条干线,其首端和末端换流站的接地极对管道造成的直流干扰影响程度剧烈、影响范围很大,在其处于单极大地回流方式运行或正常运行下的不平衡电流,通过入地而引起的直流干扰都会给管道带

来严重腐蚀等影响。另外,交流干扰源中埋地管道与高压输电线路平行或靠近时,由于电磁耦合影响,存在持续干扰以及故障和雷电情况下的强电冲击影响可能对管道造成交流腐蚀,及故障情况或雷电状态下对管道防腐层和金属本体、管道辅助设施的损伤,以及操作和维护人员及公众的接触安全影响等。因此,线路选择时尽可能地从空间上保证与干扰源的间距是原则,尽可能地远离强干扰源,使干扰程度减轻到防护措施的能力范围内。本条规定与现行行业标准《石油天然气安全规程》AQ 2012—2007 第 7.3.7 条的规定一致。

10 美国国家标准 ASME B31.8—2012 和加拿大国家标准《油气管道系统》CSA Z662—2007 都没有规定管道与建(构)筑物间的距离要求。美国联邦法规《管道安全法 天然气部分》49CFR—2011第 192.325 条对管道与地下构筑物的间距进行了规定:(a)安装的每条输气管道与任何其他与本输气管道无关的地下构筑物之间的间距,必须至少 305mm。如果无法实现这一间距,则必须对输气管道加以保护,避免因靠近其他结构物可能给管道造成损坏;(b)安装的每条干管与其他任何地下构筑物之间必须有足够的距离,以便进行维护和避免其他构筑物可能受到损坏。

中华人民共和国主席令第三十号《中华人民共和国石油天然气管道保护法》(2010 年 10 月 1 日起施行)第三十条规定,管道线路中心线两侧各 5 米地域范围内,禁止建房以及修建其他建筑物和构筑物。因此,本款参照《石油天然气管道保护法》规定对挖沟敷设的一般地段线路管道,管道中心线与建(构)筑物的最小距离不应小于 5m。在执行时,除满足本款规定外,对大口径管道其间距还要考虑施工的可行性及运行维护的方便性。

4.2 地区等级划分及设计系数确定

4.2.1、4.2.2 我国大型输气管道工程建设始于 20 世纪 50 年代。管道的安全保证基本上沿用前苏联大型管线设计模式,埋地管道

与居民点、工矿企业和独立建(构)筑物之间保持一定的安全距离。后来,根据我国情况制定了《埋地输气干线至各类建构筑物最小安全距离、防火距离》,但在执行过程中,遇到很多矛盾,有些问题难以解决。20 世纪 70 年代中期参照美国国家标准 ASME B31.8 按不同地区等级采用不同的设计系数,做出相应的管道设计。当时,地区等级不是按居民密度指数划分,而是以建(构)筑物的安全防火类别为基础,相应地划分出四类地区等级,设计系数与美国国家标准 ASME B31.8 的规定一致,经实践,尚属可行。本规范 1994 版、2003 版均采用了以居民密度指数划分地区等级,并规定了相应的强度设计系数,本次修订仍规定采用控制管道自身的安全性作为输气管道的设计原则,并将原一级地区细分为一级一类地区和一级二类地区。现分述如下:

第一,输气管道建设中的安全保证有两种指导思想:一是控制管道自身的安全性,如美国国家标准 ASME B31.8、加拿大国家标准《油气管道系统》CSA Z662、《石油和天然气工业管道输送系统》ISO 13623 等。它们的原则是严格控制管道及其构件的强度和严密性,并贯穿到从管道设计、管材冶金、制管、设备材料选用、施工、检验、运行、维护到更新改造的全过程,即管道全生命周期的完整性管理。用控制管道的强度和结构安全来确保管道系统的安全,从而为管道周围公众、建(构)筑物及其他设施提供安全保证,目前欧美各国多采用这种设防原则。二是控制安全距离,如前苏联《大型管线》、俄罗斯联邦国家标准《大型管线压力大于 10MPa 时的设计标准》ГОСТ P55989—2014,它们虽对管道系统强度有一定要求,但主要是控制管道与周围建(构)筑物的距离,以此为周围建(构)筑物提供安全保证。

第二,加强管道自身安全是对管道周围公众、建(构)筑物及其他设施安全的重要保证。对于任何地区的管道仅就承受内压而言,应是安全可靠的。如果存在有可能造成管道损伤的不安全因素,就需要及时采取一定的措施以保证管道的安全。

欧美国家输气管道设计采取的主要安全措施是随着公共活动的增加而降低管道应力水平,即增加管道壁厚,以强度确保管道自身的安全,从而为管道周围公众、建(构)筑物及其他设施提供安全保证。这种“公共活动”的定量方法就是确定地区等级,并使管道设计与相应的设计系数相结合。在这些地区主要采取降低管道应力的方法增加安全度。按不同的地区等级,采用不同的设计系数(F)来保证管道周围公众、建(构)筑物及其他设施的安全,显然这种做法比采取安全距离适应性强,线路选择比较灵活,也较经济合理。

第三,强度设计系数(F)。管道安全性的判断是许用应力值,使用条件不同其值亦异。即使在同样条件下,根据各国国情,其值亦有所差异。美国 ASME B31.8 按管道使用条件对许用应力值有详细的规定,该标准 1992 年及以前的版本规定的许用应力值在 $0.4\sigma_s \sim 0.72\sigma_s$ (σ_s 为钢管标准规定的最小屈服强度)之间,该标准 1989 版及之后版本规定的许用应力值在 $0.4\sigma_s \sim 0.8\sigma_s$ 之间,即美国 ASME B31.8 已将最大许用应力提升为 $0.8\sigma_s$ 。

输气管线设计采用设计系数 0.8 时(一级一类地区),管道应选择人类活动少且无永久性人员居住的地区,采用设计系数 0.72 时(一级二类地区),管道应处于野外和人口稀少的地区,在这些区域发生管道事故,除管道公司财产损失外,对外界的危害程度不大。采用设计系数 0.4 时(四级地区),管道处在人口稠密、楼房集中和交通频繁的地区,由于输气管道运行聚积了大量的弹性压缩能量,管道一旦发生破坏,对周围环境危害甚大,因此,应降低管道应力水平,提高安全度,以确保管道周围公众及建(构)筑物的安全。此外,在四级地区的线路截断阀一般不超过 8km,管道发生事故时,气体向外释放量较其他地区等级少,从而把危害降到最低限度。根据国内外的大量实践证明,按不同的地区等级采用不同的设计系数来设计输气管道是安全可靠的。不同地区等级采用不同地区的强度设计系数,在合理使用管材强度上也是经济合理

的。本次修订根据我国近十年工程建设经验和科技发展水平,增加了 0.8 强度设计系数,本规范的设计系数与美国国家标准《输气和配气管道系统》ASME B31.8 一致,即 0.8、0.72、0.6、0.5、0.4。

第四,地区等级划分。美国国家标准 ASME B31.8 按不同的居民(建筑物)密度指数将输气管道沿线划分为四个地区等级。其划分的具体方法是以管道中心两侧各 1/8 英里(201m)范围内,任意划分成长度为 1 英里的若干管段,在划定的管道区域内计算供人居住独立建筑物(户)数目,定为该区域的居民(建筑物)密度指数,并以此确定地区等级。

我国幅员辽阔,东西南北地区特征差别甚大。根据我们多年的工作实践,按居民住户(建筑物)密度指数划分为四个地区等级,进行相应的管道设计是适宜的。同时,从我国实际情况出发,对居民住户(建筑物)密度指数的确定做了一些改变,这与美国 ASME B31.8 不同。本规范本次修订增加了一级一类地区可采用 0.8 设计系数并对该地区等级划分提出了严格的要求,对其他地区等级的划分未作调整。

本规范采用沿管道中心线两侧各 200m 范围内,任意划分长度为 2km 的若干管道区域,按划定区域内供人居住的独立建筑物(户)数目(以数目多者为准)确定居民(建筑物)密度指数。

我国是世界上人口最多的国家,大陆 31 个省、自治区、直辖市现有人口约 13.4 亿。我国人口分布很不均匀,中、东部地区人口密度大,西部地区人口密度小,全国平均人口密度约为 $140 \text{ 人}/\text{km}^2$ 。全国乡村人口密度约为 $70.2 \text{ 人}/\text{km}^2$,乡村按 3.1 人/户来计算独立建筑物数,则居民(建筑物)密度指数约为 $22.7 \text{ 户}/\text{km}^2$,按本规范提出的管段划分区域(0.8 km^2)计算,我国乡村指数则为 18.2,即我国按乡村居民独立建筑物数密度指数,全国平均为二级地区。从乡村人口居住情况看,山区及丘陵地区多为分散居住,平原地区多为集中居住。我国大陆 31 个省、自治区、直辖市及全国人口密度统计见表 2。

表 2 大陆 31 个省、自治区、直辖市及全国人口密度(人/km²)

地区	人口密度	地区	人口密度
西藏自治区	3	辽宁省	296
青海省	8	福建省	298
新疆维吾尔自治区	13	湖北省	308
内蒙古自治区	21	湖南省	310
甘肃省	60	重庆市	350
黑龙江省	81	河北省	382
宁夏回族自治区	95	安徽省	425
云南省	117	浙江省	535
吉林省	147	河南省	563
四川省	165	广东省	580
陕西省	181	山东省	610
广西壮族自治区	194	江苏省	767
贵州省	197	天津市	1086
山西省	228	北京市	1195
海南省	256	上海市	3630
江西省	267	全国平均	140

注:1 基础数据来源:中华人民共和国国家统计局 2010 第六次全国人口普查主要数据公报。

2 本表除全国平均人口密度外,其余人口密度根据(未考虑现役军人及难以确定常住地人员)常住人口数及各地区陆地国土面积计算得出。

3 大陆 31 个省、自治区、直辖市共有家庭户 401517330 户,家庭户人口为 1244608395 人,平均每个家庭户的人口为 3.10 人。

4 大陆 31 个省、自治区、直辖市和现役军人的人口中,居住在城镇的人口为 665575306 人,占 49.68%;居住在乡村的人口为 674149546 人,占 50.32%。同 2000 年第五次全国人口普查相比,城镇人口增加 207137093 人,乡村人口减少 133237289 人,城镇人口比重上升 13.46 个百分点。

综上所述,我国按乡村居民独立建筑物数密度指数平均为二级地区,乡村居民(建筑物)密度指数约为 $22.7 \text{ 户}/\text{km}^2$,采用安全距离原则设计输气管道明显不合适。因此本规范采用提高输气管道自身的安全度来保证管道周围建筑物的安全是积极的,与用安全距离来保证管道周围建(构)筑物的安全相比,前者较为合理。采用管道自身的安全度来保证安全已被当今许多工业发达国家所采用,因此,本规范修订时仍以按地区等级确定管道自身强度安全为原则。

本次修订是在 2003 版基础上,将一级地区细分为一级一类和一级二类两个地区类别,确定一级一类地区可采用 0.8 或 0.72 强度设计系数,一级二类地区采用 0.72 强度设计系数。对一级一类地区的划分方式主要参考了以下国外标准:

(1)美国国家标准《输气和配气管道系统》ASME B31.8—2012,该标准第 840.2.2 条规定,一级地区(包括一级一类 0.8 设计系数和一级二类 0.72 设计系数)指沿管道中心线两侧各 0.2km 范围内、任意划分长度为 1.6km 的地带内,供人居住的建筑物不超过 10 户(密度指数为 $15.6 \text{ 户}/\text{km}^2$),主要指荒地、沙漠、山区、草原、耕地和人口稀少的居民区。

(2)加拿大《油气管道系统》CSA Z662—2007 的一级地区划分与美国国家标准《输气和配气管道系统》ASME B31.8 基本一致,区别在于 CSA Z662 规定:无人区(None)或供人居住的建筑物不超过 10 户(密度指数为 $15.6 \text{ 户}/\text{km}^2$)均为一级地区,一级地区设计系数均为 0.8。

(3)《石油和天然气工业管道输送系统》ISO 13623 与美国和加拿大标准略有不同,它是以每平方千米的人的个数来确定的地区等级,对输送 D 类无毒的天然气,一级地区指管道中心线两侧各 0.2km 范围内,沿管道任意划 1km^2 的面积,这个面积内不经常有人类活动,为无永久性住房的地区,如不通行的沙漠、荒凉的冻土地区等,在该地区,环向应力设计系数可以增大到 0.83(环向应

力的计算方式与美国国家标准 ASME B31.8 也略有不同)。

综上所述,本规范首次引入 0.8 强度设计系数,为慎重和安全考虑,本规范一级一类地区的划分要求比美国和加拿大标准要求更严格一些,与 ISO 13623 要求基本一致。因此,本规范规定一级一类地区采用 0.8 设计系数的管道为不经常有人活动、无永久性人员居住的地区。

4.2.3 本规范 2003 版的修编时,曾考虑了采纳 0.8 设计系数,但因我国当时冶金、制管、施工、检验及完整性管理等技术与世界先进水平尚存在一定差距,故未采纳。本次修订增加一级一类地区可采用 0.8 设计系数,主要考虑了以下因素:

(1)本规范 2003 版发布至今,我国输气管道工程建设经过了十几年的快速发展,建成了西气东输管道、陕京二线、冀宁联络线、陕京三线、西气东输二线管道、西气东输三线管道(西段)等大口径、高压、高钢级全国骨干输气管道,最大设计压力已达 12MPa,最大管径为 $D1219\text{mm}$,最高钢级为 X80,且目前我国正在开展更高钢级、更大管径的技术研究。我国在管线钢的冶金、制管、施工及检验技术、质量控制水平、完整性管理水平方面有了显著提高,管道建设总体技术基本接近或达到国际先进水平,为本规范修订增加一级一类地区可采用 0.8 设计系数打下了良好基础。

(2)美国国家标准《输气和配气管道系统》ASME B31.8—1989 正式将设计系数提高到 0.8 并沿用至今。该标准将一级地区分为一级一类地区(设计系数取 0.8)和一级二类地区(设计系数取 0.72)。

(3)加拿大在 1968 年基于 ASME B31.4 和 B31.8,编制并颁布了分别适用于输油和输气管道的联邦法规 CSA Z183 和 CSA 184,1994 年将这两部法规进行了合并,形成了《油气管道系统》CSA Z662,至今一级地区仍采用 0.8 强度设计系数。

(4)《石油和天然气工业管道输送系统》ISO 13623 中规定 D 类无毒天然气管道在一级地区采用的环向应力系数最大为 0.83。

(5)管道失效与设计系数的关系。

1980年,美国机械工程师协会(ASME)将1953年~1971年间采用0.72以上设计系数与采用0.72及以下设计系数运行的输气管道的事故率进行了比较,设计系数在0.72及以下的输气管线事故率平均值为 $2.5 \times 10^{-4}/(\text{千米} \cdot \text{年})$,设计系数为0.72以上的输气管线事故率平均值为 $3.1 \times 10^{-4}/(\text{千米} \cdot \text{年})$,说明这期间采用0.72以上设计系数的输气管线事故率要高一些。此后,ASME统计分析了1984年~2001年的事故数据库,其结果是输气管线事故率平均值为 $1.8 \times 10^{-4}/(\text{千米} \cdot \text{年})$,事故率降低的根本原因是完整性管理的应用及管理水平的提高。

ASME根据1984年~2001年间美国管道事故数据库,分析了管道的运行应力与输气管道事故率之间的关系,其结果是设计系数低于0.4的天然气管道事故率最高,占有事故的比例接近40%;设计系数高于0.72的管道,事故仅占有事故的2%。数据表明,应力水平和设计系数不是管道发生失效事故的主要原因,事故率与设计系数无直接关系。ASME又进一步对1984年~2001年间事故数据库分析,研究了诱发管道事故的主要原因,其结果是外力损伤是诱发管道事故的主要原因,占有管道事故的39%,腐蚀导致的管道事故占24%,建造和制管缺陷导致的管道事故占14%,其他原因造成的管道事故占23%。

1954年~2004年间,加拿大天然气管道的事故率大约为 $2.0 \times 10^{-4}/(\text{千米} \cdot \text{年})$,与美国的天然气管道事故率基本相当。加拿大没有建立与美国相似的事故数据库,因此,无法具体判定钢管级别、规格或者运行压力等哪个因素是引起管道事故的主要原因。但是,采用0.8设计系数并没有造成管道事故的发生。

根据以上国外管道数据分析,管道失效与设计系数关系不大,北美地区已有管道工程应用情况表明,采取严格的质量控制与完整性管理措施,0.8与0.72设计系数的管道失效概率基本相当。采用0.8设计系数技术可行。

(6)加拿大和美国管道工程标准规定了输气管道一级地区可采用 0.8 强度设计系数,目前国际上按 0.8 设计系数建造运行的管道已达数万公里。与采用 0.72 设计系数的管道相比,事故率并没有明显的上升。管道失效受多种因素的影响,但设计系数不是管道失效的控制因素,采用 0.8 设计系数,虽然失效概率和运行风险有一定程度的增加,但都在可以接受的范围之内。

(7)通过合理控制管材化学成分、钢管的断裂韧性指标、壁厚偏差和管材最小屈服强度偏差,我国现有管材制造技术水平可以满足 0.8 设计系数的管材要求。

(8)采用 0.8 设计系数,钢管需在工厂进行达到管材标准规定的最小屈服强度 100% 静水试压试验,现场至少要进行 1.25 倍设计压力的水压强度试验,考虑到现场地形高差,要求低点试验压力产生的环向应力不大于 105% 管材标准规定的最小屈服强度。采取严格的试压措施,用压力-体积图法监测试压过程,现场水压强度试压不会造成管道的试压失效,还可在一定程度上提高管道的完整性。

(9)2006 年美国批准建设 Rockies Express Pipeline(洛基捷运管线)州际输气管道,管线全长约 2117km,管径为 D1067,最大允许操作压力为 10.2MPa。管道 90% 处于一级地区,一级地区内管道最大环向应力不超过 80% 管材标准规定的最小屈服强度,即设计系数最大为 0.8。管道公司对此管道在一级地区使用 0.8 设计系数和 0.72 设计系数进行了 9 个方面的风险分析:①应力腐蚀裂纹;②工艺缺陷;③天气/外部原因;④焊接和制造缺陷;⑤设备故障;⑥设备影响或第三方损害;⑦外部腐蚀;⑧内部腐蚀;⑨不当操作风险分析。根据以上 9 项风险分析结果,使用 0.8 设计系数的管道总体风险没有显著增加。此外,使用 0.8 设计系数的管道只在外部腐蚀、内部腐蚀和不当操作方面风险稍稍增加。由于壁厚要薄一些,应力更高,相应的风险也要稍大一些,安全性有所降低。根据 Rockies Express Pipeline 风险分析,0.8 设计系数的管

道,只要严格控制进入管道内的气体质量(防止内腐蚀)、采取可靠的外防腐措施及加强完整性管理,管道的可靠性是有保障的。

(10)采用 0.8 设计系数,可减小管道壁厚,节省钢材耗量,且对增加输量有一定效果。

(11)我国地域辽阔,具备一级一类地区采用 0.8 强度设计系数的地域条件,如戈壁、沙漠、草原等地区。

(12)为本规范修订增加 0.8 强度设计系数,中国石油天然气股份公司专门组织开展了“输气管道提高强度设计系数工业性应用研究”(该项研究是中国石油天然气股份公司重大科技专项“第三代大输量天然气管道工程关键技术研究”中的子课题之一)。在该子课题中开展了《输气管道提高强度设计系数可行性研究》、《0.8 设计系数用管材技术条件及管材生产技术研究》、《0.8 设计系数管道现场焊接工艺及环焊缝综合评价技术研究》、《西三线 0.8 设计系数示范工程设计及施工技术研究》、《示范工程服役安全可靠评估及风险分析》。根据研究成果,中石油于 2013 年在西气东输三线管道工程(西段)甘肃境内建设完成了管径 D1219mm、设计压力 12MPa、X80、长约 300km 的 0.8 设计系数输气管道试验段,为本规范的修订提供了理论和实践依据。

综上所述,本规范修订增加 0.8 强度设计系数的条件和时机已经成熟。

本规范并非要求一级一类地区必须采用 0.8 强度设计系数,即在一级一类地区的管道,采用 0.8 或 0.72 强度设计系数均是可行的。值得注意的是,在一级一类地区采用 0.8 强度设计系数的管道,本规范对管线的运行压力控制、管材工厂静水压试验、现场水压强度试验等方面都有更加严格的要求(其要求分布在各章节中)。因此,一级一类地区需在综合分析本规范的相关要求、工程具体条件和技术经济比较后,确定一级一类地区采用 0.8 或 0.72 设计系数。

4.2.4 本条为强制性条文。本规范规定在一级一类、一级二类、

二、三、四级地区,设计系数分别为 0.8、0.72、0.6、0.5、0.4,这种相互对应的关系,在某些情况下也有例外。如在一级地区内的大中型穿(跨)越管道、输气站及阀室内的管道、穿越不同等级道路的管道,则不能套用相应的地区等级来确定管道的设计系数,为避免混淆,本条对这些地段管道的强度设计系数作了明确的规定,以便正确选用设计系数。

一级一类地区采用 0.8 设计系数的管道,如果不可避免地出现地面敷设的管段(除管道跨越工程外),则该地面管段应采用不大于 0.72 的设计系数,主要是基于管道水压强度试验的考虑。

考虑到一、二级公路,高速公路及铁路的重要性,穿越这些道路都是采用非开挖方式,如套管或涵洞,属有套管类穿越。这些穿越也有采用定向钻穿越的方式。因此,本次修订删除了原规范表 4.2.4 中“有套管穿越一、二级公路,高速公路,铁路的管道”中的“有套管”三个字。

本规范不可能列出所有特殊情况设计系数的选用规定,针对不同的特殊地段,设计者应根据风险作出判断,采用合适的设计系数和设计措施,以确保相互安全。设计措施可以根据潜在影响分析和管道的安全风险分析,对管道采取适当降低设计系数、提高焊缝检测要求、提高防腐等级、增加埋深、加密地区标识等措施,以削减管道系统风险。

4.3 管道敷设

4.3.1 考虑管道的安全,便于维护,不影响交通和耕作等,本规范要求输气管道为埋地敷设。埋地敷设困难的特殊地段,经设计论证后,亦可采用地上或土堤敷设等形式。

4.3.2 为了保证管道完好,免受外力损伤,不妨碍农业耕作等要求,本规范根据近年工程实践并参考美国国家标准《输气和配气管道系统》ASME B31.8—2012 第 841.1.11 条规定了最小覆土厚度。ASME B31.8 规定的最小覆土厚度见表 3。

表 3 最小覆土厚度(mm)

地 区 等 级	最小覆土厚度		
	正常挖沟	岩石地区	
		管径 $\leq$ DN500	管径 $>$ DN500
一级地区	610	300	460
二级地区	760	460	460
三级和四级地区	760	610	610
公共道路、铁路穿越处的排水沟底以下	910	610	610

根据第三方破坏管道失效概率统计,管道埋设越深,第三方破坏导致的事故频率越低,因此在人口密集区和其他工程建设活动频繁地区适当增加管道埋深,对管道安全更有利。

4.3.3 本条是参照现行国家标准《油气长输管道工程施工及验收规范》GB 50369 的要求制订的。表 4.3.3 注 2 中,对软土地区开挖深度不应超过 4m 是根据现行国家标准《建筑地基基础工程施工质量验收规范》GB 50202—2002 表 6.2.3 临时性挖方边坡值制订的。冻土地区在施工期间,可能会由于季节的变化出现冻融,此时土壤的特性会发生变化,管沟边坡的坡度值就要根据冻融后的土壤特性来确定,因此提出采用试挖确定边坡坡度值。

4.3.5 回填土的粒径需符合现行国家标准《油气长输管道工程施工及验收规范》GB 50369 的要求。

4.3.6 本条所作规定是考虑到土壤肥力恢复,有利于植被的生长,减少水土流失,同时对管道保护有利。

4.3.7 当管沟坡度较大时,管沟内回填物易下滑,细土易流失。为防止回填土下滑或细土流失,根据土壤特性,在管沟内分段设截水墙或采取其他措施是合适的。

4.3.9 土堤埋设管道在最近十年的管道工程中应用很少。土堤的砌筑高度和宽度需要依据管径大小、埋设深度、当地地形、水文地质、工程地质条件及土壤类别与性质来确定。但修筑土堤的高度与

宽度,除满足埋深要求外,同时也要起到保护管道安全的作用。

1 有冻土的地区,其埋深还需考虑冻土对管道稳定性的影响。

2 压实系数是参照填土地基质量控制值的要求确定的,作为管道土堤施工及土堤边坡稳定要求是必要的。压实系数的定义是土壤的控制干容重 γ_d 与最大干容重 $\gamma_{\max}$ 的比值。边坡坡度值的确定主要是根据一般黏性土的物理力学性质,力求土堤边坡在自然环境中有足够的稳定性。但在这方面的实践经验尚少,有待于日后多积累资料进行修订。

3 地面坡度大于 20% 的自然坡面,根据铁路路基设计要求,是要进行稳定性计算的。虽然管道土堤设计比铁路路基的要求要低一些,但同样要求土堤稳定,所以应进行稳定性计算。

6 从土堤的稳定性出发,沿土堤基底表面植物应清除干净。

4.3.11 埋地输气管道与其他埋地管道、电缆、光缆的交叉,多发生在输气管道后建的情况,交叉通常是输气管道从其下方穿越。本条规定了输气管道与其他埋地管道、电缆、光缆交叉垂直净距,与其他管道交叉垂直净距是从管道安装和维护方面考虑的,与埋地电缆、光缆交叉垂直净距是从电绝缘方面考虑的。考虑到目前的输气管道防腐层性能及施工质量较好,具有较好的电绝缘性,为方便防腐管的现场调运和施工,取消了 2003 版中交叉点处输气管道两侧各 10m 以上的管段采用最高绝缘等级的要求。

4.3.12 本条与现行国家标准《埋地钢质管道交流干扰防护技术标准》GB/T 50698 一致。开阔地区指管道敷设环境具备满足规划、施工环境条件等的地段,杆(塔)高度的距离可满足相关架空线路保护区、施工机具安全距离要求,兼顾协调和设计的可操作性。但对长距离并行靠近高压交流输电线路的管线,满足杆(塔)高度的距离并不是意味着管道不存在交流干扰影响,干扰防护还需按本规范第 4.6.5 条执行。

表 4.3.12 中给出的是一般情况下避免击穿外防腐层的最小

净距。管道与杆(塔)接地体之间的合理距离与对地故障电流或雷电流的大小、故障持续时间、土壤电阻率、管道防腐层电气强度、相邻的杆(塔)与变电站的距离等因素有关,对具体工程而言影响参数都是不同的,随地点而变。

目前长输管道建设中,对管道与 750kV、1000kV 杆(塔)接地极的距离采取适当加大稳妥的做法,一般规定不应小于 10m,否则应采取防护措施。但由于影响因素多,情况复杂,本规范尚不能给出一个合理的值。

4.3.13 表 4.3.13 的规定引自现行国家标准《66kV 及以下架空电力线路设计规范》GB 50061、《110kV~750kV 架空输电线路设计规范》GB 50545 和《1000kV 架空输电线路设计规范》GB 50665。

4.3.14 输气管线除采用感应加热弯管外,还使用冷弯弯管。降低弯管热胀应力最经济、最有效的措施是加大弯管的曲率半径,对温差较大的埋地管道尽量采用曲率半径大的弯管。

1 热煨弯管曲率半径的规定与现行行业标准《油气输送用钢制感应加热弯管》SY/T 5257 的要求一致。

2 热煨弯管端部圆度及其他部位的圆度要求与现行行业标准《油气输送用钢制感应加热弯管》SY/T 5257 的要求一致。

3 本款规定与现行行业标准《油气输送用钢制感应加热弯管》SY/T 5257—2012 第 7.3.6 条的要求一致。

4 本规范 2003 版冷弯弯管曲率半径见表 4,其曲率半径与美国国家标准 ASME B31.8 一致。

表 4 冷弯弯管曲率半径

公称直径 $DN(mm)$	最小曲率半径 R_{min}
≤ 300	$18D(D \text{ 为管子外径})$
350	$21D$
400	$24D$
450	$27D$
≥ 500	$30D$

本次修订是在本规范 2003 版的基础上,结合近年国内管道工程实际应用情况对冷弯弯管的最小曲率半径进行了明确和调整。对于无实际工程应用的大口径、高钢级管道,冷弯弯管的最小曲率半径在满足本条规定的前提下宜通过试弯验证确定。冷弯管的制作及验收应符合现行行业标准《钢质管道冷弯管制作及验收规范》SY/T 4127 的规定。

4.3.15 本条中的式(4.3.15)是考虑管道连续敷设,支承条件介于简支梁和两端嵌固的中间状态,挠度系数取 $3/384$ 推导来的。

4.3.18 为了确定埋地输气管道与民用炸药储存仓库的最小水平距离,受中国石油西南管道分公司委托,中国石油集团工程设计有限责任公司西南分公司与解放军理工大学野战工程学院联合开展了《油气管道与炸药库安全距离专题研究》(2014 年 7 月 24 日,由中国石油天然气与管道分公司在北京组织验收),根据专题研究报告,说明如下:

(1)工业炸药起爆感度均不敏感。近几年发生的几起地面炸药库爆炸事件中,炸药受热燃烧是发生炸药库爆炸的主要诱因。

(2)根据对爆炸与冲击荷载下金属管道动力响应数值模拟计算方法的深入研究,本次专题研究成功解决了多物质流固耦合算法、管道-介质相互作用接触处理技术、本构关系和材料参数、“沙漏”模式控制、应力波与人工体积黏性、时间积分和时步长等关键技术难题,构建了相应的流固耦合有限元数值计算模型,通过一系列模型爆炸实验数据的校核,形成一套完整的计算参数。

(3)炸药库爆炸产生的地面空气冲击波不会影响埋地管道的安全。炸药库爆炸时,库房的结构体大多已粉碎或成为小块飞溅物,库房最多只有两块大的飞溅物(砖混结构的库房,库房顶部的两个角上的未被爆炸粉碎的混凝土块,可能形成大块飞溅物)可能击中飞行距离内的埋地管道,对管道安全不利。经计算,10 吨库爆炸大块飞溅物最远飞行距离为 357m(5 吨库为 307m),但这种飞溅物击中线性工程的埋地输气管道的概率很小(无合适的方法

建模量化计算准确的概率值),不作重点考虑。炸药库爆炸的地震动波是埋地管道的主要危害因素,本研究通过大量爆炸实验数据和 5 种岩土特性(硬岩、中硬岩、软土、硬土、普通土)特征,针对爆炸地震波作用下埋地管道安全标准问题,研究确定了客观合适的振动速度 14cm/s 为安全判据,该判据具有科学性、安全性。针对炸药库爆炸地震波危害效应对管道的影响,拟合出炸药库与管道的安全距离的关系式,该计算式简单实用,计算精度满足实际工程需要,本规范予以采纳。

(4)关于埋地管道对炸药库的影响。

1980 年,美国机械工程师协会(ASME)调查了 1953 年~1971 年间输气管道的失效事故率,设计系数在 0.72 及以下的输气管线,管道事故率的平均值为 $2.5 \times 10^{-4}/(\text{千米} \cdot \text{年})$,设计系数为 0.72 以上的输气管线,管道事故率的平均值为 $3.1 \times 10^{-4}/(\text{千米} \cdot \text{年})$ 。ASME 对 1984 年~2001 年事故数据库进行分析,管道事故率的平均值为 $1.8 \times 10^{-4}/(\text{千米} \cdot \text{年})$,这期间管道事故率明显降低,其根本原因是完整性管理的应用及管理水平的提高。

ASME 根据 1984 年~2001 年美国管道事故数据库,分析了诱发管道事故的主要原因,其结果是外力损伤是诱发管道事故的主要原因,占有管道事故的 39%,腐蚀导致的管道事故占 24%,建造和制管缺陷导致的管道事故占 14%,其他原因造成的管道事故占 23%。

1954 年至 2004 年间,加拿大天然气管道的事故率大约为 $2.0 \times 10^{-4}/(\text{千米} \cdot \text{年})$,与美国的天然气管道事故率基本相当。

根据中国石油集团工程设计有限责任公司西南分公司《输气管道放空系统设计专题研究报告》(2012 年 9 月),中国石油 2000 年以后建设的 47 条输气管道,总长为 21144.14km ,管道事故率为 $1.14 \times 10^{-4}/(\text{千米} \cdot \text{年})$ (报告编制时的近 5 年数据统计),说明我国 2000 年以后建设的管道事故率比北美地区的管

道事故率低,这与管道较新、管道建设技术水平及管理水平提高等因素有关。

2000 年以来,由西气东输管道建设引领,我国输气管道步入了快速发展期。目前,我国输气管道建设技术已接近或达到世界先进水平。根据北美地区和我国中国石油的管道失效数据统计和分析,输气管道的事故率很低。我国管道事故多发生于第三方破坏(如挖掘使管道穿孔)或焊口质量问题的小泄漏,这种小泄漏天然气释放量小、影响范围小且泄漏的天然气会向上空迅速扩散,即使意外点燃其影响范围也较小。输气管道发生全断裂或爆裂产生危害范围大,但这种事故在全球的案例都比较少见。输气管道设计作为技术安全型,按照本规范设计建设的输气管道是安全的。

输气管道失效的主要外因是第三方破坏泄漏和土体移动造成管道位移,这些因素均可采取设计、施工和加强管理等措施消除风险。气体质量符合现行国家标准《天然气》GB 17820 中二类气指标,且管道采用了外防腐层及阴极保护时,可消除内外腐蚀对管道的影响。输气管道选择岩土稳定地段通过,可消除土体位移对管道的危害。炸药库一般处于山地和人员活动稀少地区,输气管道经过炸药库附近地区也能有效避开第三方活动对管道的安全影响。

输气管道沿线按地区等级设置了线路截断阀并在阀室设置了放空设施,发生管道事故时可截断主管线并从阀室放空事故管段内的天然气,进而可减少天然气在泄漏点的释放量,降低危害程度。输气管道事故率本身很低,管道断裂或因强度问题而爆裂才可能会对邻近的炸药库造成影响,这种事故又要发生在特定的炸药库附近,其概率会更低。按本规范设计输气管道,并采取工程措施和加强管理,输气管道的本质安全是可以保证的。

综上所述,输气管道和炸药库的设计均属技术安全型,事故发生概率均很低,按本条规定计算确定安全距离,能保证炸药库和输

气管道的相互安全。

(5)输气管道作为线性的埋地管道,被炸药库爆炸的大块飞溅物击中并损坏的概率极小,本规范不予考虑。如果要考虑大块飞溅物击中并损坏埋地管道这种小概率因素,可采取适当增加埋深的措施,可参考表 5 确定安全埋深(在距小型炸药库 310m 和大型炸药库 360m 范围内的管道)。

表 5 典型输气管道的最小安全埋深

管 道 类 型	炸药库类型	
	小型库 (药量 $\leq 5000\text{kg}$)	大型库 (药量 $\leq 10000\text{kg}$)
L555 D1219 $\times$ 26.4 12.0MPa	1.2m	1.2m
L555 D1219 $\times$ 22.0 10.0MPa	1.2m	1.2m
L555 D1219 $\times$ 18.4 10.0MPa	1.2m	1.3m
L485 D1016 $\times$ 21.0 10.0MPa	1.3m	1.4m
L485 D813 $\times$ 14.2 8.0MPa	1.3m	1.5m
L450 D813 $\times$ 11.9 6.3MPa	1.4m	1.6m
L415 D660 $\times$ 7.1 4.0MPa	1.7m	1.9m
L450 D559 $\times$ 10.0 8.0MPa	1.5m	1.7m
L360 D406.4 $\times$ 6.3 4.0MPa	2.0m	2.4m
L245 D219 $\times$ 6.3 4.0MPa	2.3m	2.8m

4.4 并行管道敷设

4.4.1 我国按乡村居民独立建筑物密度指数平均为 22.7 户/ km^2 , 平均可划为二级地区,路由选择困难是近年管道建设中遇到的难题。受城乡规划、土地利用、地物、环境敏感区等诸多因素的影响,或政府部门给定共用路由通道,管道并行敷设的情况不可避免。本规范将并行管道间距定为 50m 以内,主要是考虑到这个并行间距对管道施工及运行维护等方面的影响可能要大一些。如果并行间距超过 50m,管道之间的相互影响较小,按单条管道分别设计是

合适的。

并行敷设管道有利于节约用地、便于土地总体规划和利用、便于运行维护管理和节省投资。并行管道路由选择时需根据管道的运行管理需求,有条件时并行管道的输气站和阀室合建或相邻建设,对共用公用设施是有利的。

针对西气东输二线管道(习惯称“西二线”)与西气东输管道(习惯称“西一线”)并行敷设问题,2009年西气东输二线管道设计联合体完成了《西气东输二线管道工程并行敷设管道关键技术研究》,解决了西二线与西一线的并行敷设问题。该成果经实际应用和总结,形成了中国石油油气储运项目设计规定《油气管道并行敷设设计规定》CDP—G—OGP—PL—001—2010—1。此后,该设计规定又在中卫—贵阳输气管道、中缅管道、陕京三线管道、西气东输三线管道等工程中进行了大量应用,证明《油气管道并行敷设设计规定》制定的并行间距尚属可行,本规范采纳了上述的部分成果。

并行管道路由通道的宽度通常是有限的,因此路由通道的利用要统筹规划,合理布局管道线位,先建管道要为后建管道的建设和运行创造条件。如果政府部门牵头统一规划全国能源管道的通道,更有利于管道的建设和管理。

不同期建设的并行管道,新建管道的选线及建设要注意按《中华人民共和国石油天然气管道保护法》的有关规定协调好各方关系。

4.4.2 不受地形、地物或规划限制地段的并行管道,需按起决定作用的管道失效而不造成其他并行管道破坏的原则确定间距。一般来说,输油管道和输气管道并行敷设时,输气管道为起决定作用的管道;输气管道与输气管道并行敷设时,需根据输气压力、管径、壁厚等参数来确定起决定作用的管道。根据西气东输二线工程设计联合体开展的《并行管道间距及安全措施》研究(2009年),经多种并行工况下的定量分析,管径小于或等于 $D1219\text{mm}$,压力小于

或等于 12MPa,埋深 1.2m,混合土的条件下,与输气管道并行间距在 6m 以上时,输气管道失效一般不会引起相邻管道的失效。基于以上成果以及近年并行管道的工程实践,本规范规定不受限地段并行管道净距不小于 6m。当并行管道的设计参数超出上述范围时,要适当增加间距。

4.4.3 受地形、地物或规划限制地段的并行管道,管道之间要保持 6m 以上的间距通常是难以达到的,在这些地段采取相应的安全措施可以减小间距,甚至同沟敷设(同期建设时)。安全措施可以从以下几方面考虑:①管材防腐及施工质量的控制措施;②运行期间的管理措施;③不同期建设时,新建管道施工时对已建管道的安全稳定所采取的措施;④如存在与加热输送管道并行,还需要进行热影响分析并采取恰当的措施;⑤同沟敷设的管道,要根据管径、便于施工及维护等因素综合考虑间距,对大口径管道可适当增大间距。本条规定的同沟敷设管道最小并行净距不小于 0.5m 是根据近年工程实践确定的。

4.4.4 建设时机指同期建设或不同期建设。影响因素指相互之间的结构安全影响及施工时对其他设施结构的安全影响,如并行管道分别顶管或分别采用涵洞穿越同一道路时,顶管套管或涵洞之间的最小距离要考虑相互影响及对道路结构安全的影响,根据以往的工程经验,顶管套管或涵洞之间的净距不小于 10m 为宜,如通过分析论证或采取措施和道路管理机构同意,净距还可更小一些;如并行管道不同期建设的开挖穿越同一河流,新建管道的布置需考虑对已建管道稳定性的影响,将新建管道布置在对已建管道稳定性影响区以外是合适的;并行管道采用定向钻穿越同一障碍物时,需要考虑定向钻自身控向精度影响,根据以往的工程经验,间距不小于 10m 较为合适。

并行管道共用隧道、跨越管桥及涵洞设施在西气东输二线管道、中缅输油气管道、西气东输三线管道等已有工程实践案例中证实,共用这些设施有利于运行管理和节省投资。并行管道共用上

述设施时,需统一规划,合理布局,采取同期建设或为拟建管道预留通道或同期建成拟建管道共用设施段的管段并封存保护。不同期建设的并行管道,当新建管道要利用已建管道的隧道、跨越管桥及涵洞设施时,由于原设施的设计可能未考虑到拟建管道需要利用这些设施,因此要在方案论证的基础上,决定是否可利用。由于共用隧道、跨越管桥及涵洞设施的空间有限,除考虑设施及管道本质安全外,满足施工及运行管理必要的空间也是需要重点考虑的因素。本条规定的最小并行净距不小于 0.5m 是根据近年工程实践确定的。

4.4.5 在石方地段不同期建设的并行管道,后建管道如采用爆破开挖管沟会影响已建管道的安全,为消除安全隐患,控制间距和控制爆破在已建管道上产生的质点峰值振动速度相结合是一种有效的安全措施。爆破在已建管道上产生的质点峰值振动速度控制在不大于 14cm/s 为宜。根据近年来西气东输二线管道、中贵输气管道、西气东输三线管道等工程实践,间距确定为不宜小于 20m 尚属可行,本规范予以采纳。

4.5 线路截断阀(室)的设置

4.5.1 线路截断阀(室)是输气管道线路工程中的一部分,它根据地区等级在管道上不等距离设置,目的是便于管线分段维护以及在管线事故情况下能截断管线段,尽可能减少放空损失和防止事故扩大。ASME B31.8 等国外标准均描述为线路截断阀,我国油气管道业界习惯称为阀室。

本条修订增加了第 5 款,提出了线路截断阀间距调增的规定,主要是考虑到阀室是沿管道走向选址,选址需要考虑的因素很多,如地区等级、基本农田占用、阀室防洪、阀室放空、交通依托、工程地质、水文地质、地物分布等,诸多因素均会影响阀室的选址。近年来在我国人口密集地区,输气管道阀室选址困难的问题十分突出,为解决这一矛盾,参照相关国外标准增加线路截断阀间距调增

规定。

本条第 5 款的阀室间距调增是参照加拿大《Oil and gas pipeline systems》Z 662—2007 制定的。该标准对线路截断阀在一级地区无间距要求(相当于设计系数 0.8),二级地区为 25km(相当于设计系数 0.72),三级地区为 13km(相当于设计系数 0.56),四级地区为 8km(相当于设计系数 0.44)。该标准规定线路截断阀间距可调增,但调增不超该地区等级规定值的 25%。

本条第 5 款将阀室间距调增量确定为不大于该地区等级规定值的 12.5%,即一、二、三、四级地区调增分别不超过 4km、3km、2km、1km。值得注意的是本条规定的阀室间距调增是针对选址困难的个别阀室制定的。

由于本规范包括并行管道,因此需要特别说明的是本条中的“相邻截断阀之间”是指同一条管道沿管线布置的相邻截断阀之间的间距,不适用于并行管道之间的阀室相邻建设的间距控制。

4.5.2 本条规定的距离是指从阀室围墙(栏)的外侧算起。

4.5.3 为减少阀室天然气泄漏风险,本条规定线路截断阀及与干线连通的第一个其他阀门应采用焊接连接的阀门,采用全焊接阀门效果更好。同时,阀室还需做好地基处理,防止不均匀沉降,对阀室的小口径管道,如引压管等还要重视施工质量的控制并做好支撑。

当输气管道发生泄漏时,截断阀关闭方式有自动、远程控制和手动。本条规定即使采用自动或远程控制阀,该阀也需要具有手动功能,主要考虑到自动或远程控制失效,仍可手动操作。此外,需要清管的输气管道,线路截断阀还要求能通过清管器或检测仪器。

4.5.4 线路截断阀宜优先采用埋地方式。对于管径较小的管线,线路截断阀可选择安装在地面上或阀组区成橇地面安装,这对防腐有利。本条未提及采用阀井方式,主要是考虑到阀井存在天然气泄漏聚积空间,且不利于采取可靠的通风措施。截断阀的操作

机构、阀室的辅助工艺管道、旁通阀和放空阀等为地面安装,且设置围栏或围墙等进行保护,目的是防止非操作人员接近或破坏。本条规定的稳固措施指设计采取的防止阀室内管道系统发生位移的措施,如对地基进行处理、对管道及阀门进行支撑等。

4.6 线路管道防腐与保温

4.6.2 线路管道的外防腐层涉及直管、热煨弯管、补口等对象。本条中的地理位置涵盖管道所属区域类别、人口密度、人员活动的频繁性、管道维护的可接近性(注意:定向钻穿越、水下隧道等管段人员可接近性差,维护困难)、施工环境温度条件。管道防腐层涉及的材料类型较多,包括现场补口,但所选择的材料性能和施工技术要求均应满足相对应的现行国家标准的要求。

4.6.6 常用检测设施有:①沿线设置的各种阴极保护测试桩;②电绝缘性能测试桩;③阴极保护参数站内检测系统。监测装置有:①阴极保护电源设备和电位远传器的参数远传系统;②用于无人区或难以接近地方,以及交、直流干扰区段的远距离实时自动监测采集装置。

4.6.7 分别实施阴极保护便于防腐层地面检漏、阴极保护有效性测试评价,方便测试维护,本条的规定与 ISO 15589—1—2003《石油和天然气工业 管道输送系统的阴极保护 第1部分:陆上管道》第6.3.2条的要求一致。如果不是全线采用同沟敷设的工程,并行管道尽量不要采用联合保护,联合保护会给管道以后阴极保护检测、评价,以及管道防腐层的检测带来很大影响。对于局部同沟的工程,要根据具体情况而定,如果两条管道采取独立的阴极保护系统,阴极保护站分别设置的,局部同沟则还是分开保护;如果同沟段相对较长,可以考虑合建阴极保护站,进行联合保护。另外,高压输电线路下的金属管道会因电磁耦合感应交流电压,感应电压和电流的大小受管道截面积的影响,管道截面积越大,感应的电压越高。如果将输电线路下的两条或多条管道进行均压连接,

会形成“一初级、多次级”变压器耦合,造成多条管道上感应的电压相互叠加,在很短的并行段内感应出比单一管道更高的电压,对管道和操作人员的安全造成不利影响,也会大大加快交流腐蚀速度,所以不宜采用联合保护。

4.7 线路水工保护

4.7.1 管道水工保护是保证管线稳定性的重要措施。因此设计应依据当地气象、水文、地形及地质等条件,结合当地施工材料及当地经验做法,因地制宜,采取植物措施和工程措施相结合的综合防治措施。

4.7.6 本条提出了常规堡坎的做法要求。对于管道通过黄土峽峴段的特殊情况,根据峽峴的稳定性、宽度等情况,可采取灰土护坡、浆砌石护面或网格骨架加植物护面措施等进行防护。黄土峽峴护坡宜专项勘察设计。

4.8 管道标识

4.8.1 管道标识可按中华人民共和国石油天然气行业标准《管道干线标记设置技术规范》SY/T 6064 执行。

4.8.2 管径相同且近距离的并行管道,无论是埋地还是地面,仅从外观上是难以区分的,为便于运行管理及维修快速识别,特制定本条规定。

5 管道和管道附件的结构设计

5.1 管道强度和稳定性计算

5.1.1 本条对埋地管道强度计算作出规定。

1 本款中的永久荷载、可变荷载和偶然荷载指以下内容：

(1)永久荷载包括以下内容：

- 1)输送天然气的内压力；
- 2)钢管及其附件、绝缘层、保温层、结构附件的自重；
- 3)输送管道单位长度内天然气的重量；
- 4)横向和竖向的土压力；
- 5)管道介质静压力和水浮力；
- 6)温度作用载荷以及静止流体由于受热膨胀而增加的压力；
- 7)连接构件相对位移而产生的作用力。

(2)可变荷载包括以下内容：

- 1)试压的水重量；
- 2)附在管道上的冰雪荷载；
- 3)风、波浪、水流、水涌等外部因素产生的冲击力；
- 4)车辆荷载及行人重量；
- 5)清管荷载；
- 6)检修荷载；
- 7)施工过程中的各种作用力。

(3)偶然荷载包括以下内容：

1)位于地震动峰值加速度大于或等于 $0.1g$ 地区的管道，由于地震引起的断层位移、砂土液化、山体滑坡等施加在管道上的作用力；

2)振动和共振所引起的应力；

- 3)冻土或膨胀土中的膨胀压力;
- 4)沙漠中沙丘移动的影响;
- 5)地基沉降附加在管道上的荷载。

2 本规范规定管壁厚度按第三强度理论计算。强度计算公式仅考虑管子环向应力。当输送介质温差较大时,管道应力将会增大而且是压应力。因此,必须按双向应力状态对组合当量应力进行校核,以保证管道运行安全。

3 我国制管技术已接近或达到世界先进水平,国内多家制管企业均能按现行国家标准《石油天然气工业 管线输送系统用钢管》GB/T 9711 中的 PSL2 级或《管线钢管规范》API SPEC 5L 的 PSL2 级有关规定制造管材。本规范第 11 章提出了严格的施工、焊接、检验要求,以确保管道安全运行。故本规范规定,不再考虑由于焊接所降低的钢材设计应力,规定在强度计算中焊缝系数为 1.0。

5.1.2 本条对输气管道强度计算作出规定。

1 采用管材标准规定的最小屈服强度值进行输气管道强度计算为世界各国广泛应用。输气管道采用屈服强度计算法是比较稳妥的。对于管壁厚的计算,世界各国大都采用第三强度理论。本规范规定采用美国国家标准《输气和配气管道系统》ASME B31.8 的直管壁厚计算公式,该公式计算简便,在输气管道设计中已广泛应用。

2.3 当温度变化较大时,埋地受约束直管段应考虑温差产生的轴向应力,并应对环向应力 σ_h 与轴向应力 σ_L 形成的组合应力 σ_e 进行校核,对于管道承受内压和热胀应力的验算有不同的选择,ASME B31.4《液态烃和其他液体管线输送系统》采用第三强度理论,即:

$$\sigma_e = \sigma_h - \sigma_L \leq 0.9\sigma_s$$

加拿大、日本采用第四强度理论,即:

$$\sigma_e = (\sigma_h^2 - \sigma_h\sigma_L + \sigma_L^2)^{0.5} \leq 0.9\sigma_s$$

一般来说,第四强度理论较准确地反映弹塑性材料产生破坏的条件,而按第三强度理论验算一般稍偏安全。为与管子壁厚计算一致,本规范推荐采用第三强度理论验算。

4 本条第四款系采用原华东石油学院蔡强康教授、吕英民教授《埋地热输管线的内力和应力计算》一文提出的弯头强度校核方法。该方法是令由热胀和内压共同引起危险点的计算应力 σ_e 小于材料的屈服极限 σ_s ,在满足 $\sigma_h < [\sigma]$ 的条件下, $\sigma_e = \sigma_h + \sigma_{\max} \leq \sigma_s$ 。

对于热胀弯矩值的计算,可按华东石油学院崔孝秉《埋地长输管道水平弯头的升温载荷近似分析》,蔡强康、吕英民《埋地热输管线的内力和应力计算》,机械系力学教研室《埋地热输管线的强度研究》等有关文献进行计算或采用软件计算。

5 本款列出的常用钢管的屈服强度值是从现行国家标准《石油天然气工业 管线输送系统用钢管》GB/T 9711 中摘录了部分与设计计算有关的数据。

5.1.3 输气管道的最小壁厚,一般认为 $D/\delta > 140$ 时才会正常的运输、铺设、埋管情况下出现圆截面的失稳,其中, D 为管子外径, δ 为管子壁厚。根据国外研究表明, $D/\delta < 140$ 时,正常情况下不会出现刚度问题。本条考虑到:①近年的输气管道工程建设中未发现径厚比大于100的情况;②美国管道安全法规49CFR 192.112 钢管利用最大允许操作压力设计要求径厚比不应大于100;③径厚比过大,管子的现场吊装、转运、布管等易发生管子的端口圆度变化,不利于保证施工质量;④在以往建设的输气管道工程中,除站场小口径管道外,壁厚小于4.5mm的情况极少。因此,本规范规定输气管道工程用钢管的最小管壁厚度不应小于4.5mm,钢管外径与壁厚之比不应大于100。

5.1.4 当管道埋设较深或外载荷较大时,需进行管子圆截面失稳校核,钢管的径向稳定本规范推荐采用依阿法(IOWA)公式计算管子变形,变形量不超过管子外径的3%。

5.1.5 无论是根据应变硬化现象还是形变热处理理论及实验,都

说明冷加工能提高屈服强度 20%~30%，管材钢级不同有一定差别。

由于变形提高的屈服强度值(也包括其他性能)将随最终回火温度的提高而逐渐消失。一般在 300℃~320℃出现一个大的相组织变化，而在 480℃~485℃强化的效果将基本消失。因为过高的最终回火温度，或者虽然温度较低(300℃左右)，但过长的保温时间，将使金属晶粒错位结构遭到破坏。

在本条指出的两个温度及时间条件下，原来符合规定的最小屈服的管子将丧失应变强化性能，即屈服强度降低 20%~30%，所以本条规定管子允许承受的最高压力不应超过按式(5.1.2)计算值的 75%是合理的。

5.2 材 料

5.2.1 设计输气管道时，材料的选择至关重要。选择材料要考虑的因素很多，应进行多方面的、综合性的比较，在满足使用条件的前提下，要特别注意安全可靠性和经济性。

输气管道输送的是易燃、易爆气体，一旦发生事故，后果极其严重。因为输气管道在运行时，管中积聚了大量的弹性压缩能，一旦发生破裂，材料的裂纹扩展速度极快，且不易止裂，其断裂长度也会很大。因此，要求采用的钢管和构件的材料应具有良好的抗裂能力和良好的焊接性能，以保证管道的安全。

5.2.2 本条提出了输气管道工程用钢管的基础标准，在使用这些基础标准时，设计还应根据钢管规格、钢级及具体使用条件，提出钢管的补充技术条件，以确保输气管道的用管安全可靠。本条列出的基础标准中，建议优先采用符合现行国家标准《石油天然气工业 管线输送系统用钢管》GB/T 9711 中的 PSL2 级钢管。

5.2.3 对于输气管道工程所用管子，由于天然气的可压缩性，管道开裂后不易止裂，足够的夏比 V 形缺口试验吸收功和足够的断口剪切面积的结合是输气管线钢管管体的基本性能，它能确保钢

管避免脆性断裂扩展,控制其延性断裂扩展。冲击韧性反映材料的塑性变形和断裂过程吸收能量的能力,是材料强度和塑性的综合反映,是抗断裂、止裂的主要指标。提出控制韧性指标是预防管道脆性破坏的有效办法。经济合理的韧性要求与钢种的强度等级、管径、壁厚、焊接方法和使用环境、温度等因素有关,设计应进行综合分析判断。对所采用的输气管道钢管和管道附件的材料,提出控制韧性的测试项目和指标,以确保管道安全。输气管道用钢管抗延性断裂扩展的确定方法可按现行国家标准《石油天然气工业 管线输送系统用钢管》GB/T 9711 的有关要求执行。

在低温条件下,金属材料韧性降低,脆性增加。因此,要十分注意暴露在气温特别低的地方的管道和设施,在这些场合选用材料时,应慎重考虑其低温力学性能。

输气管道用钢管不能依靠材料自身止裂时,可采取其他防止延性断裂的止裂措施,如沿管道每隔一段距离安装止裂器,止裂器可采用钢套筒、钢丝绳卷、厚壁钢管、复合材料或其他适当型式的组件。

5.2.4 由于铸钢材料组织不紧密均匀,一般应尽量不用。铸铁材料脆性大,组织疏松,输气管道禁止使用。

5.2.5 一级一类地区采用 0.8 强度设计系数使用的钢管,要求在工厂进行 100% 管材标准规定的最小屈服强度的静水压试验。本条规定工厂静水压试验压力产生的环向应力不应小于 95% 管材最小屈服强度,在这种试验压力下,考虑管端荷载和密封压力产生的轴向压缩应力,其组合应力已接近或达到 100% 管材标准规定的最小屈服强度。由于不同的制管厂水压试验的方法可能各有不同,因此本条提出工厂静水压试验压力产生的环向应力不小于 95% 管材最小屈服强度。其他设计系数管段使用的钢管,工厂静水压试验压力产生的环向应力不宜小于 90% 管材标准规定的最小屈服强度,主要考虑到较高的工厂静水压试验有利于提高缺陷检出率和残余应力释放,有利于管道的完整性,有利于复杂山区

地段管线水压强度试验的试压段落划分。

5.2.7 本条对钢管表面有害缺陷的检验和处理作出规定。

1 钢管在运输、安装或修理中造成的管壁厚度减薄不应超过 10%，即环向应力不应超过 10%，该限制值在管壁负公差允许范围之内。

2 钢管会在运输、安装或修理中造成局部损伤，如齿痕、槽痕、刻痕等缺陷，会成为开裂源，是造成管线破坏的重要原因，从断裂的观点，这些缺陷都应加以防止、修补或消除，故作出比较严格的规定，以保证管道安全运行。

磨掉“冶金学上的刻痕”，应先将电弧烧痕磨掉后，再用 20% 的过硫酸铵溶液涂敷到磨光面上，如有黑点应再打磨。

3 本款参照 ASME B31.8—2012 第 841.2.4 条(c)提出。

5.2.8 输气站或阀室放空时，放空阀后的放空管线、管件及放空立管可能会出现低温的工况。如果出现低温工况，优先按低温低应力条件进行判别。低温低应力工况为设计温度低于或等于 -20°C 的受压管道及其组成件，其环向应力小于或等于 $1/6$ 标准规定的最小屈服强度。当材料最小抗拉强度小于或等于 540MPa，若设计温度升高 50°C 后，高于 -20°C 的低温低应力工况，其材料可免做低温冲击试验。若设计采用的管道或组成件经校核不满足低温低应力工况时，可适当增加壁厚进一步校核。

5.3 管道附件

5.3.1 管道附件几何形状各异，使用时产生的应力比较复杂，是输气管道结构中的薄弱环节。因此，应从管道结构的整体出发，对其所用材料、强度、严密性、保持几何形状的能力、制作质量等提出基本要求。

5.3.2 管道系统中，当直管段没有轴向约束时，由于流体压力作用和热膨胀作用会使管道附件产生一定的力和力矩。因此，设计时需对上述的管道附件按附录 E 规定的方法进行强度校核。附

录 E 中所列的方法,是参照美国国家标准 ASME B31.8 中的规定给出的。

5.3.3 弯管在流体压力作用下,产生的环向应力沿弯管截面的分布是很不均匀的。原四川石油设计院与原华东石油学院曾根据理论推导并经试验验证,推荐用“环管公式”来计算弯管或弯头各点环向应力。产生的最大环向应力在弯头的内凹点,这个应力比直管产生的环向应力大,其增加系数的倍数 m 称为在内压作用下弯管的增大系数。这个系数是 R/D_0 (弯管或弯头的曲率半径 R 与其外径 D_0 的比值)的函数, R/D_0 愈大, m 愈小。因此,要尽可能增大曲率半径 R , “环管公式”中 $m = (4R - D_0) / (4R - 2D_0)$ 。

线路管道所使用的热煨弯管通常与直管段材质是相同的,但也有不同材质的特殊情况,如 X65 的线路管道使用 X70 的热煨弯管。本条公式中的 δ 指弯管与所连接的直管段材质相同时的直管段壁厚的计算厚度。如果弯管与所连接的直管段材质不相同,则按弯管材质计算所需的直管段壁厚(δ)值来确定热煨弯管的壁厚。线路直管段的壁厚计算与地区等有关,直管段的壁厚按本规范式(5.1.2)计算。

5.3.4 近年来管道技术进步,输气管道上引接支管通常采用三通或凸台补强的方式,现场开孔采用补强圈补强的支管连接方式已很少使用,为保证结构安全,本规范规定不宜在主管上开孔直接焊接支管。

当需要直接在主管上开孔与支管焊接连接或自制焊接三通时,开孔削弱部分的补强设计计算方法有多种,当前各国有关规范中的开孔补强设计计算方法主要有等面积法、极限分析法、安全性理论等。本规范附录 F 规定的方法是根据美国国家标准《输气和配气管道系统》ASME B31.8 的补强型式和用等面积法进行补强计算确定的。

5.3.5 管子和异径接头相接,产生结构的不连续性,必然使连接处产生过大的局部应力。异径接头的锥角愈大,其局部应力也愈

大。从流体力学的观点看,锥角愈小流体阻力也愈小,因此希望锥角要小。异径接头的强度计算应按现行国家标准《压力容器》GB 150.1~GB150.4 执行。

5.3.6 输气管道工程中,管封头主要用于站场或阀室的预留接口端部以及汇管的两端部,管道分段试压也用封头。在近年的输气管道工程中,平封头已很少使用或不用。因此,本规范规定应采用椭圆形封头,并应按现行国家标准《压力容器》GB 150.1~GB 150.4的规定进行椭圆形封头设计和计算。

5.3.8 在防爆区内的阀门在使用软密封结构时需考虑其耐火性能。所谓阀门的耐火性能主要是指软密封材料因火灾破坏以后,该阀门仍然具有相当好的密封性能。关于阀门的耐火性能要求可按照《阀门耐火试验规范》API 6FA 或国家现行相关标准执行。在防爆区如出现明火或火花,又遇天然气泄漏,可能导致爆炸或火灾,为消除安全隐患,本规范规定在防爆区内采用的设备应具有相应的防爆能力,这些设备包括自控、通信、电气、工艺等。

5.3.10 近几年有的工程项目出现了站场工艺系统强度试验压力不匹配的问题,主要表现在:站场工艺管道系统要求按 1.5 倍设计压力进行强度试验,而系统中的分离器等压力容器按现行国家标准《压力容器》GB.150.1~GB 150.4 的试验压力为 1.25 倍设计压力,使管道和压力容器构成的系统相互之间的强度试验压力不匹配,如将压力容器与工艺管道隔离试验又很困难。为使输气站的压力容器、设备和工艺管道能一并系统试压提出本条规定。

6 输 气 站

6.1 输气站设置

6.1.1 输气站设置,第一是满足输气工艺的要求,第二是符合目标市场、线路走向的要求。这里所指的线路走向是线路总体走向。由于站场选址又需符合本规范第 6.1.2 条的要求,在线路中线位置选址不一定完全符合这些要求,此时站场位置可以在不影响线路总体走向和管线增长不太大的条件下,在中线两侧选择站址。为了减少站场数量,共用公用设施,减少管理环节,降低建设和管理费用,各种站场在满足输气工艺的前提下,联合建设是合适的。

6.1.2 本条对输气站位置选择作出规定。

3 输气站是输气管道的重要节点设施,可能承担气体的加压、分输或向用户直接供气任务,因此输气站的选址要避免不良地质地区。

4 压气站在运行过程中会连续产生噪声,因此压气站的位置选择宜要远离居住区等噪声敏感区。

6.1.3 本条中的站场内道路交通,设计除应符合现行国家相关标准外,还需要考虑方便运行作业及维修的车行道。输气站特别是压气站因有大部件检修工作,需要进行拆卸、装配、起吊和运输;清管站在清管作业时,需车辆运送清管器;对于安装有大于或等于 DN400 直径阀门的站场,因大型阀门拆卸检修或吊运更换,亦需车辆运输。

6.2 站 场 工 艺

6.2.2 符合本规范第 3.1.2 条要求的天然气,在输送过程中不会出现凝析水,而机械杂质主要来自施工清管不彻底。输气站的一

些设备的正常运行对天然气中的固液含量又有要求(如压缩机等),为保障输气管道系统的长期可靠运行,有必要采用过滤和分离设备来清除天然气中的固液杂质。目前输气站场中,常用的过滤和分离设备主要有多管干式除尘器(也称旋风分离器)和过滤分离器以及兼具两者功能的组合式过滤分离器。

从北美地区输气管道调查情况看,其输气站使用过滤分离器数量较少。就我国输气管道运行情况来看,天然气中的机械杂质主要来自管道施工清管不彻底的焊渣、泥沙等杂物。因此,只要从源头控制机械杂质的产生,则可减少输气站分离器或过滤器设置的数量,进而简化流程、减少投资、减少占地、减少泄漏的风险点。为此需要分析后确定分离过滤设备的设置。

6.2.3 本条对调压及计量设计作出规定。

1 输气站是为实现输气工艺而设置的,故需按输气工艺、生产运行及检修需要履行其特定的功能。输气站的站内调压计量工艺设计需满足输气工艺,如压力、温度、流量以及变工况的要求等。

2 为使输气站的操作平稳、计量准确和压缩机安全运行,应对站场压力进行控制。为了保证对用户的供气量和供气压力,通常需要设置调压装置对压力和流量进行调节和控制。调压装置不但进行压力调节,同时也可对流量进行调节。为防止节流后气体温度降低导致管线冰堵等危害,根据工艺需要设置天然气加热设施。

3 计量是管理和操作的需要,同时也是实行经济核算要求,因此本款规定对贸易交接、设备运行流量分配考核和自耗气应设置计量装置。

4 通常输气站投产至达到设计输气能力有一个时间过程,有的甚至需要几年时间才能达到设计输量,这就要求流程设计时考虑近、中、远期的流量变化需求。输气站投产初期,往往输量较小,计量装置的选型宜考虑投产初期小流量的工况。

6.2.4 随着技术的进步,清管收发筒上快开盲板的设计采用了安

全自锁装置,安全性能大幅提高,因此本条修订取消了2003版中的“6.3.5 清管器收发筒上的快开盲板,不应正对距离小于或等于60m的居住区或建(构)筑物区。当受场地条件限制无法满足上述要求时,应采取相应安全措施”。但在设计时,清管收发筒上快速开关盲板的布置要有利于清管作业。

1 输气管道运行过程中粉尘等污物在管道中沉积需要清管,管道内检测也需要使用智能清管器,因此输气管道应按生产运行的需要设置清管设施。为便于管理、节约投资、节约用地,清管设施宜与输气站合建。本规范未具体明确输气管道上清管设施之间的最大间距要求,主要是该间距与管道内壁情况、清管器密封(皮碗)材料的耐磨性、清管器自备电源可用时间的长短、地形、清管时管内气体流速等因素有关,沿输气管线布置的清管设施之间的距离需要根据上述因素综合分析确定。

2 不停气密闭清管除避免气体大量放空外,有利于环境保护,有利于运行安全,故本规范规定采用不停气密闭清管工艺。清管器通过指示器宜安装在以下位置:①接收清管器时,能判断清管器已全部进入清管接收筒;②发送清管器时,能判断清管器已全部进入输气管线。本规范未规定清管指示信号上传,主要取决于自动化控制水平和运行管理的需要。

6.3 压缩机组的布置及厂房设计

6.3.1 压缩机厂房的形式有三种:全封闭式、半敞开式、敞开式。全封闭式为四周有墙和门窗;半敞开式为四周为半截墙;敞开式为仅有房屋顶盖。

封闭式厂房建筑一般用于气候寒冷、风沙大的地区或需要噪声控制的地区,能较好地保护压缩机组和有效控制噪声。当采用封闭式厂房时,应采取良好的通风设施,厂房应采用轻质泄压屋盖、外墙、门窗等外围结构,保证足够的泄压面积。泄压面积应布置合理,且应靠近可能的爆炸部位,不应面对人员集中的场所和主

要交通道路。对于噪声控制地区,压缩机组厂房应根据国家现行相关标准的规定采取综合隔声降噪措施,通过隔声降噪措施能有效降低噪声对人员及周围环境的影响。

6.3.4 本条为强制性条文。本条规定是为了保证一旦发生事故现场人员能迅速撤离。人员疏散以安全到达安全出口为前提,安全出口包括直接通向室外的出口和安全疏散楼梯间。本条是参照 ASME B31.8—2012 第 843.1.3 条规定的。

6.3.5 压缩机厂房的设计应留有足够机组吊装的高度及摆放位置,厂房的立柱构架要考虑电机轴的抽芯空间。

6.3.7 压缩机厂房内应合理组织空间,除按工艺生产要求布置压缩机组和管道外,为便于压缩机组的安装和检修,封闭式和半敞开式压缩机厂房需根据压缩机组的检修及安装要求,设置相应吨位的吊车;根据安装检修的需要和结构的特点,合理布置吊装跨以及厂房内的检修用地;在燃气轮机自带起吊设备时,可不另设固定起吊设备;当压缩机组布置在露天、开敞式厂房内时一般均不设置吊车,压缩机的安装与检修均采用汽车吊或履带吊等起吊设备,应留有吊装设备工作的场地。

6.4 压气站工艺及辅助系统

6.4.2 进入压缩机组的气体,清除固体杂质和凝液目的是为了
防止损坏压缩机。本规范对固液含量、粒径未提出限值,因目前为止无可靠的检测手段。据文献介绍,苏联学者曾在 280-11-1 型增压器上做磨损试验研究工作,气体中尘粒(电石、石英)的大小为 $5\mu\text{m}\sim 600\mu\text{m}$,发现最大的磨损强度发生在 $75\mu\text{m}$ 粒径,随着粒径的继续增大,磨损反而稍有减弱。在粒径为 $10\mu\text{m}$ 时,磨损几乎减弱到最大值的 $1/3$,粒径在 $5\mu\text{m}$ 以下时,磨损已小到可忽略。当粒径为 $10\mu\text{m}\sim 20\mu\text{m}$ 而含尘量在 $1\text{mg}/\text{m}^3$ 以上时,由于叶片的磨损使离心压缩机不能保证 $50000\text{h}\sim 60000\text{h}$ 的可靠性工作。如以此文献介绍的资料为准,进入压缩机的气体

含尘粒径可限为 $5\mu\text{m}$ 以下。目前,各压缩机厂家的压缩机对入口气质条件要求不尽相同,因此设计时需要与压缩机厂家沟通,以便对进入压缩机前的天然气采取适当的过滤分离措施,以保证压缩机的长期可靠运行。

6.4.3 气体经压气站升压是靠消耗动力达到的,气体在管道和设备中流动压损大则耗能多,如压力损失规定过小,管径会加大。因此,应有一个经济合理的限值,本条条文说明列出下述国外资料供参考:

(1)美国《怎样选择合适的输气管线用离心式压缩机》一文介绍,压缩机站进出口管线压力降各为 5psi(34.53kPa),该压降已包括该管段上设备的压降。

(2)日本千代田公司确定经济管径的压缩机进口管压降为 $0.069\text{kg}/\text{cm}^2 \times 100\text{m}$,压缩机出口管压降为 $11.5\text{kg}/\text{cm}^2 \times 100\text{m}$ (四川《卧龙河净化厂引进工程技术资料》)。

(3)埃索标准(三)规定,按经济要求确定管径的压缩机入口管压降为 0.1 磅/平方英寸 $\times 100$ 英尺(0.689kPa $\times 100\text{m}$),压缩机出口管压降为 0.2 磅/平方英寸 $\times 100$ 英尺(1.379kPa $\times 100\text{m}$)。

(4)《德国城市煤气配气手册》规定,按压缩机进出管总压损(包括该管段上装的设备)不大于 1 巴(100kPa)选管径。

(5)《全苏干线管道工艺设计标准》第一部分“天然气管道”规定,压气站站内管道的压力损失不超过表 6 的数值。

表 6 气体在压气站站内管道的压力损失(MPa)

输气管中气体压力(表压)	压力损失				
	总 计				
	天然气 一级分离	天然气 二级分离	压气站进口处		压气站 出口处
			天然气 一级分离	天然气 二级分离	
5.4	0.15	0.2	0.08	0.13	0.07
7.35	0.23	0.3	0.12	0.19	0.11
9.81	0.26	0.34	0.13	0.21	0.13

6.4.4 管道外防腐层特性、管道敷设环境(如植被、永冻土等)对管道的温度都有不同的要求。降低输送气体温度可以提高输送效率,国外压气站设计中通过技术经济对比确定出站温度,也有只对防喘振循环气体进行冷却,而对外输气体不进行冷却的例子。目前,国内压气站设计中通常经技术经济对比确定压缩机站的出口温度。

6.4.5 本条规定的目的是便于进行防喘振控制。

6.4.9 离心式压缩机的润滑油系统除了在压缩机组正常运行过程中要求持续提供润滑油外,在机组启动过程和停机后一定时间内、故障紧急停机过程中,均需要持续给机组供润滑油以保护机组,润滑油供油系统应安全可靠。目前,离心式压缩机组的润滑油供油系统一般由主润滑油泵、辅助润滑油泵、紧急润滑油泵或高位油箱构成,主润滑油泵常为交流电机驱动泵或由原动机带动的泵,辅助润滑油泵为交流电机驱动泵,紧急润滑油泵为直流电机驱动泵或高位油箱,其具体选择应根据压缩机和原动机制造厂家的标准设备、压气站的供电供气条件以及用户的要求确定。

6.4.11 本条对冷却系统设计作出规定。

1 气体冷却的常用方式有空冷和水冷等形式。目前较多采用空冷,可减少或取消循环水系统,从而简化冷却设施,特别是在给排水不方便的地区尤为合理。

6.4.13 当采用气马达启动时,根据 ASME B31.8—2012 的要求,应在每台发动机附近的启动用空气管线上装设止回阀,以防气体从发动机倒流进空气管道系统,在主空气管线上紧邻空气罐或罐组出口处亦应设置止回阀。

6.5 压缩机组的选型及配置

6.5.2 压气站是输气干线系统的一个重要组成部分,压气站投资在输气管道总投资中、压缩机组在站场的总投资中以及压气站的年经营费用在输气管道总的年经营费用中都占有较大比例。因此,选择经济合理、耐久可靠的压缩机组,对降低投资和输气成本

有很重要的意义。目前可供选用的机组主要有离心式和往复式两种类型,其主要优缺点如下:

(1)离心式:

主要优点:排量较大且流量较均衡(无脉动现象),机身较轻,结构较简单。

主要缺点:易产生喘振,单级压比较低。

(2)往复式:

主要优点:效率较高,单级压比较高,适应进气压力变化范围较大,无喘振现象。

主要缺点:机身较笨重,结构较复杂,振动较大,流量不均衡(有脉动现象)。

综上所述,输气量较大、压力变化不大的输气干线宜选用离心式压缩机。在特殊情况下,如输气干线首站(气源压力可能有较大的变化)、储气库(要求压比较高)、中途有气体输入的站场(如干线中途有气田输入气体的站场,其进气压力可能受气田供气压力的影响),压力变化较大,或输气量较小时,也可选用往复式活塞压缩机。

6.5.4 随着电子技术的发展以及供电条件的改善,大功率变频电机驱动离心式压缩机组在西气东输、陕京管道系统等长输天然气管道上已有了较多的成功实例。由于电机驱动在投资、效率、环保、运行维护、使用寿命等方面具有优势,因此,在供电条件好、综合费用节省的情况下,压气站在驱动设备的选择中考虑使用变频调速电机是合适的。

6.5.5 本条参考英国及欧洲标准《天然气供气系统—压缩机站功能要求》SB EN12583 及国内压气站设计经验制定。燃气轮机和燃气发动机的现场实际输出功率与高程和环境温度密切相关,站址确定后,高程是一定的,环境温度却随季节而不同。燃气轮机和燃气发动机在不同季节不同环境温度下的出力差异较大,为了使驱动设备的实际输出功率与压缩机所需要的功率相匹配,应合理

确定驱动设备的设计环境温度。一般情况下燃气轮机的现场出力是按当地最高月平均气温确定的。

6.6 压缩机组的安全保护

6.6.2 压缩机组的安全保护装置应由压缩机组(指压缩机、原动机及两机的辅机)制造厂配套提供,在订货时需提出压缩机组的技术要求。

6.6.3 本条参考英国及欧洲标准《天然气供气系统—压缩机站功能要求》SB EN12583 制定。

6.7 站内管线

6.7.2 为防止管道内壁腐蚀对管内输送介质的污染,从而可能对仪表和压缩机组造成损坏,特提出本条要求。

6.7.4 离心式压缩机组的正常运转对机组的安装和对中要求很严格。离心式压缩机进出口配管对压缩机连接法兰所产生的应力应小于压缩机的允许值,防止因安装应力超过允许值而使压缩机不能正常运转甚至造成损坏。压缩机的受力允许值在 API 617 中已作规定,但在订货中用户也可根据其需要提出特殊要求。

6.7.6 管线敷设在管沟内,易因泄漏而使管沟内积聚可燃气体影响安全,故本条规定站内管线不宜采用管沟敷设。若因安装原因,站内局部管段确需敷设在管沟内时,需采取防止天然气积聚的措施,如在管沟内充砂、通风、设置可燃气体报警等措施。其次,管沟积水可能会影响管道的稳定性,因此还要考虑防止地下水浸入管沟的措施,必要时采取管道稳固和排水措施。

6.8 站内管道及设备的防腐与保温

6.8.2 站内埋地管道与线路管道不同,由于存在较为密集、交错,与接地网连通的原因,用于防腐层地面检漏的 PCM 等检测手段不适用,使得破损点查找定位和补伤修复有困难;又由于管径变化

多,弯头、三通等异形件多,难以全部采用工厂预制的防腐层,需现场进行防腐;另外,除土壤浓差电化学腐蚀外,不同材质管道、金属构筑物相连,也需考虑电偶腐蚀风险因素。因此,防腐层等级宜采用该材料相对应的标准所规定的最高等级,以尽可能保证防腐层的完整性控制腐蚀。

7 地下储气库地面设施

7.1 一般规定

7.1.2 地下的储气库一般作为大中城市的季节、日调峰或应急调峰手段,应对城市的不同种类的燃气用户进行调查,确定不同用户的工作系数,计算所需调峰气量,地下储气库用于事故应急调峰时,建设方应提供干线事故时所需事故应急用气量。

7.1.3 地下储气库靠近负荷中心或长输管线可以减少管线的建设费用,降低管线上的压降,国外一般不超过 150km。

7.1.4 国外的集气站及注气站一般合一建设,以减少共用系统投资。

7.1.6 集注站的主要噪声源为注气压缩机组,一般压缩机组的噪音均超过 100dB,对周围声环境影响较大。

7.2 地面工艺

7.2.1 本条对注气工艺作出规定。

1 由于天然气管线在运输、施工过程中不可避免地会造成在管线内存在粉尘颗粒等异物,在清管过程中,不能完全清扫干净,天然气中的粉尘是影响压缩机运行周期的重要因素,根据往复式压缩机特性以及目前国产过滤器制造水平,压缩机入口天然气含尘应小于 1ppm(粒径应小于 $2\mu\text{m}$)。大多数压缩机为有油润滑,为分离出级间天然气携带的润滑油和保护压缩机,各级入口应设置分液设备。

2 经调研,国外注气压缩机出口净化后 1000m^3 天然气中润滑油含量为 $0.4\text{g}\sim 0.5\text{g}$,我国大张坨地下储气库天然气最终含油量小于 5ppm,板 876 地下储气库注入地层的天然气含油量小于

1ppm,此数值应根据地下储气库的地质类型由地质研究部门提出。

3 对每口单井的注气量进行计量,是为了便于地质监测,进行数值模拟研究以及加深地质认识。

4 本款为强制性条文。由于注气管线压力较高,一般在10MPa以上,为安全起见,出站切断阀门应具有高、低压自动关闭功能。

7.2.2 本条对采气工艺作出规定。

1 在地下储气库的运行过程中,监测地下储气库中的含水量是十分重要的,采出气中的水以及轻烃应单独进行计量和监测。

3 根据地质运行方案、采出气组成和压力确定采用节流制冷、冷剂制冷或膨胀制冷工艺。

4 在采用节流工艺控制水、烃露点的装置中,调压节流装置是最主要的设备,宜设置备用,储气库调峰外输压力波动较大,应考虑控制调节阀噪声问题。

5 在注采井与集注站距离较近的情况下,宜采用注采合一设计方式,可降低工程投资。

6 本款为强制性条文。切断阀门应具有高、低压自动关闭功能。

7.3 设备选择

7.3.1 本条对压缩机的选择作出规定。

2 根据国内地下储气库注气压缩机的使用情况,地下储气库的地层压力高、气量变化范围大,往复式压缩机能较好地适应地下储气库压力变化范围较宽的工况。根据国外调研情况,在盐穴型储气库、油气藏型储气库也有采用离心式压缩机的实例。

3 国外注气压缩机选型采用了既可用在注气阶段也可用在采气阶段的方式,美国蓝湖天然气地下储气库位于密执安州境内底特律西南方约250里处,蓝湖-18A储气库主要用于季节性调

峰,该储气库工作气量为 46bcf,起点气为 7.5bcf,日处理量为 690MMscfd,是美国最大的储气库之一。蓝湖—18A 压缩机站有 3 台 Dresser—Rand6000hp 整体式气驱注气压缩机。6 个并列的压缩机气缸单级操作时,出口压力为 1400psig,当串联使用时,每级 3 个气缸,出口压力可达到 4200psig。机组的主要功能是注气,当采气井生产压力降低,净化后的天然气不能进入地区配气管网时,可将天然气加压外输。站内机组在气库运行周期中,可单机操作也可并联或串联运行。

注气压缩机在采气阶段也可运行,可使采气阶段井口压力尽量低,扩大地下储气库的工作压力区间,增大地下储气库的调峰气量,提高注气压缩机使用率。

8 仪表与自动控制

8.1 一般规定

8.1.2 运行复杂及重要的输气管道通常具有大口径、高压、站场多、输送工艺复杂、线路长等特点,应设置 SCADA 系统。中国目前具有代表性的输气管道有西气东输管道(一线、二线、三线)、陕京输气管道(一线、二线、三线)、中卫—贵阳输气管道、中缅管道等,均采用了计算机监控与数据采集(SCADA)系统进行调度、管理和监控。中石油已于 2007 年在北京建成全国管网的国家级调度控制中心,河北廊坊建设了备用控制中心。

根据安全及管控需求,国内外在输气管道中采用 SCADA 系统已经属于成熟技术。考虑规范的通用性,小型管道、支线管道需结合项目的情况决定其控制水平,因此本次修订采用“宜”。

8.1.3 本条参照现行国家标准《油气田及管道工程计算机控制系统设计规范》GB/T 50823 规范性附录 B.1.2 编制。运行复杂及重要的输气管道 SCADA 系统宜单独设置调度控制中心,小型输气管道、支线输气管道,其调度控制中心可由其中一站场控制系统通过完善功能来承担。

8.1.4 仪表及控制系统的选型设计应执行现行国家标准《油气田及管道工程计算机控制系统设计规范》GB/T 50823 和《油气田及管道工程仪表控制系统设计规范》GB/T 50892 的有关规定。通常在设计前期主要针对输气管道关键设备如流量计量仪表、压力控制设备、在线分析仪器、站场控制系统等进行。考虑到国标的通用性及管道建设可能存在的阶段性,本次修订采用“宜全线统一”。

8.2 调度控制中心

8.2.1 输气管道 SCADA 系统调度控制中心的设计应参照现行国家标准《油气田及管道工程计算机控制系统设计规范》GB/T 50823规范性附录 B 的内容进行。

为保证在意外事件(如所处地段/区域停电、火灾、地震、通信中断及其他自然灾害、人为破坏等)发生时,仍能实时地对管道全线进行调度与控制,保证实时数据的采集、处理、存储功能以及历史数据的安全,根据管道监控需求可设置备用控制中心。备用控制中心随时监视和跟踪调度控制中心的运行状态,保证数据同步并达到历史数据异地备份的目的。

备用控制中心的主要功能是在调度控制中心失效后,持续保证输气管道安全、平稳地运行。操作人员可通过计算机系统完成下列主要操作任务:

- (1)数据采集和处理;
- (2)工艺流程的动态显示;
- (3)报警显示、报警管理以及事件的查询、打印;
- (4)数据的采集、归档、管理以及趋势图显示;
- (5)生产统计报表的生成和打印;
- (6)安全联锁保护等。

备用控制中心的硬件配置在满足功能需求和可靠性保证的前提下应尽可能简化。

8.2.2 运行复杂及重要的输气管道,其调度控制中心还宜根据管理、运行需求进行输气管道泄漏检测及定位,清管器跟踪,天然气的输量调整、预测和计划,组分追踪,模拟仿真及培训等管道系统应用软件配置,这些功能的实现宜逐步实施。

8.3 站场控制系统及远程终端装置

8.3.2 本条参照现行国家标准《油气田及管道工程计算机控制系

统设计规范》GB/T 50823 规范性附录 B.3 编制。

输气站安全仪表系统安全完整性等级(SIL)的确定是基于 IEC 61508/61511 等国际标准,借鉴国外行业导则及经验,同时结合国内输气管道建设的实际情况,应用特定的方法如保护层分析方法(LOPA)来评估各种危害事件发生时所造成的人员伤亡风险、环境破坏风险及经济损失风险,综合评估、确定安全仪表系统(SIS)所执行各安全仪表功能(SIF)回路的完整性等级(SIL)。但目前国内输气管道建设并非全部执行上述过程,因此本条原则性地提出要求。

安全仪表系统设计的具体要求还应符合现行国家标准《石油化工安全仪表系统设计规范》GB/T 50770 的有关规定。

8.3.4 小型站场及阀室应用 RTU 较多,增加该条款规定了设置有 RTU 的清管站和阀室的基本功能及要求。根据控制功能的不同,阀室可分为普通阀室、监视阀室和监控阀室三类:

普通阀室是只设置线路截断阀及相关工艺设施、不设置监视和控制设备(RTU)的阀室,其线路截断阀采用手动或气液联动执行机构驱动。

监视阀室采用远程监视集成系统或 RTU 对阀室的压力和线路截断阀的阀位进行采集并远传,不对线路截断阀进行远程控制,其线路截断阀仍采用手动或气液联动执行机构驱动。

监控阀室设置有 RTU,是进行数据监视、控制的阀室。阀室内线路截断阀的阀位信号、管道温度或压力信号等可上传,并可通过 SCADA 系统实现远程控制,即可实现远程关闭线路截断阀。

设置有 RTU 的清管站和阀室的设计需符合现行国家标准《油气田及管道工程计算机控制系统设计规范》GB/T 50823 规范性附录 B.4 的有关规定。

8.4 输气管道监控

8.4.1 贸易交接计量是输气管道极为重要的功能,决定了贸易双方的根本利益。计量系统推荐采用备用方式配置,以便在其中一路流量计量管路发生故障或进行流量计检定时,不影响天然气流量的连续计量。根据计量仪表的更新发展,流量计选型宜采用气体超声流量计、气体涡轮流量计、标准孔板节流装置流量计等。

天然气能量计量与计价已经为当今世界多数天然气消费国所接受和采纳,成为国际上最流行的天然气贸易和消费计量与结算方式。除苏联、东欧国家外,北美、南美、西欧、中东和亚洲的大多数国家的天然气交易合同虽然在计量单位上有所差异,但是大都采用天然气的能量单位结算费用,天然气输送和终端消费也同样采用能量计价。目前我国只有中海油输往香港中华电力的天然气和已经投产的广东和福建 LNG 项目等使用能量计量方式。

随着我国天然气市场需求的日益旺盛,我国天然气供应已经呈现多元化格局,除了国产天然气外,还有进口天然气、LNG 汽化气、煤层气、煤制天然气、非常规天然气等进入输气管网。不同气源的热值存在差异,多种气源进入输气管网进行销售,势必影响商品气的技术指标,特别是因发热量等关键参数波动过大而引起天然气交接上的纠纷和争议。在相同的天然气价格水平下,天然气按体积流量计量和结算,对使用低发热量天然气的用户明显不公。相对而言,按能量计量可以消除交接双方因体积计量条件不同所引起的争议,可信度和透明度更强,交易双方都能接受。

在天然气能量测定标准化方面,美国于 1996 年制定了 AGA 5 号报告《燃料气能量计量》,国际标准化组织(ISO)于 1998 年开始制定《天然气能量测定》,并于 2007 年出版正式标准。虽然我国的天然气体积计量技术及其标准化已经接近国际水平,但为使我国天然气计量方式与国际惯例接轨,全国天然气标准化技术

委员会于 2003 年成立天然气能量的测定标准技术工作组,跟踪国际标准《天然气能量测定》ISO 15112 的制定进程,并开展了大量与天然气能量测定有关的技术研究和标准化工作,现行国家标准《天然气能量的测定》GB/T 22723 也于 2008 年 12 月 31 日发布,并于 2009 年 8 月 1 日起实施,它标志着在我国开展天然气能量计量将有标准可依,对我国天然气计量方式与国际惯例接轨提供了技术支持。

我国要实施天然气能量计量,尚需在标准物质和溯源体系建立方面进一步完善,全面推广能量计量体系还将有一个过程,考虑到国家标准的前瞻性和通用性,因此本次修订提出输气管道贸易交接计量系统配置宜考虑天然气能量计量的需求。

8.4.2 “限流功能”的实现通常可采取将压力控制系统与流量检测系统进行组合,就构成了压力/流量自动选择性调节系统。正常工况下,该系统为压力调节系统,以维持下游压力在允许的范围内。当供气流量超过设定值时,根据运行管理需要,站场控制系统将自动切换为流量调节系统,以达到限制局部供气量的目的。当实际供气流量低于限制值时,系统能自动切换至压力控制方式。

8.4.3 欧洲标准化委员会(CEN)在 2000 年 2 月颁布的《气体供应系统—用于输送和分配的气体调压站—功能需求》(Gas supply systems—Gas pressure regulating stations for transmission and distribution—Functional requirements)(EN 12186)标准中明确提出,在气体分输站当压力调节系统出现故障时,压力安全系统必须自动地运行,以防止系统下游气体压力超过允许的范围,同时还应考虑到系统压力测量和调节的偏差,并具体要求如下:

当 $MOP_u \leq MIP_d$ 或 $MOP_u \leq 10\text{kPa}(100\text{mbar})$ 时,气体调压系统无需设置压力安全系统;当 $MOP_u > MIP_d$ 时,气体调压系统应设置单个的(第一级)压力安全系统;当 $MOP_u - MOP_d > 1.6\text{MPa}(16\text{bar})$,以及 $MOP_u > STP_d$ 时,单个的(第一级)压力安全系统还需同时加上第二个安全装置,以增加系统的压力安全等

级。其中, MOP_u 为气体调压系统上游最大操作压力 (Maximum upstream operating pressure), 该压力是在正常操作条件下 (气体调压系统和管道无任何设备/装置出现故障) 可被连续地控制的。 MOP_d 为气体调压系统下游最大操作压力 (Maximum downstream operating pressure)。 MIP_d 为气体调压系统下游最大偶然出现的压力 (Maximum downstream incidental pressure), 该压力是气体调压系统和管道能够承受的, 其压力可被压力安全装置所限制。 STP_d 为气体调压系统下游管道和设备强度试验压力 (downstream strength test pressure)。

国内已建或在建的大多数输气管道中, 压力控制系统基本上采用了如下设计原则:

(1) 气体调压系统采用了一用一备或多用一备的工艺流程, 以确保不间断气体输送。调压管路采用电动截断球阀通过 SCADA 站场控制系统进行自动切换控制。

(2) 符合“当 $MOP_u - MOP_d > 1.6 \text{ MPa}$ (16bar), 以及 $MOP_u > STP_d$ ”时, 气体调压系统根据相关标准要求, 设有两级安全装置, 即除压力调节阀 (PV—Pressure valve) 外, 在其上游串联设置有独立的安全切断阀 (SSV—Safety slam-shut valve) 和监控调压阀 (MV—Monitor valve), 以保证下游输气管道和设备的绝对安全。安全切断阀、监控调压阀和压力调节阀串联设置 (按气体流向顺序为: 安全切断阀、监控调压阀、压力调节阀), 其中, 安全切断阀和监控调压阀的压力检测点均独立设在压力调节阀下游且与压力调节阀的压力检测点邻近布置。安全切断阀、监控调压阀、压力调节阀的压力设定值关系为: SP_1 (安全切断阀) $> SP_2$ (监控调压阀) $> SP_3$ (压力调节阀)。要求 $SP_1 \leq MIP_d$, $SP_2 \leq TOP_d$, SP_3 则根据运行要求进行设定, 其中, TOP_d 为气体调压系统下游压力调节装置可控制的临时操作压力 (Downstream temporary operating pressure)。

EN 12186 给出了 MOP、TOP 与 MIP 的相互关系, 见表 7。

表 7 MOP、TOP 与 MIP 的关系表

MOP 100kPa(bar)	TOP 100kPa(bar)	MIP 100kPa(bar)
MOP>40	1.1MOP	1.15MOP
16<MOP≤40	1.1MOP	1.20MOP
5<MOP≤16	1.2MOP	1.30MOP
2<MOP≤5	1.3MOP	1.40MOP
0.1<MOP≤2	1.5MOP	1.75MOP
MOP≤0.1	1.5MOP	2.25MOP

注：TOP—压力调节装置可控制的临时操作压力(Temporary operating pressure)；
TOPd—气体调压系统下游压力调节装置可控制的临时操作压力(Downstream temporary operating pressure)。

(3)气体调压系统与流量检测系统进行组合,构成了压力/流量自动选择性调节系统。正常情况下,该系统为压力调节系统,以维持下游压力在允许的范围内。当供气流量超过设定值时,根据运行管理需要,SCADA 站场控制系统将自动切换为流量调节系统,以达到限制局部供气量的目的。当实际供气流量低于限制值时,系统能自动切换至压力控制方式。

西气东输气体调压系统的设备选择及操作为:压力调节阀采用电动调节阀,监控调压阀采用自力式调压器,安全切断阀采用自力式高、低压安全切断阀。

压力调节系统工作调压阀的执行机构采用电动执行机构是为了管道调度控制中心能方便、可靠地通过站场控制系统远程对调压阀的设定值进行操作,同时也能对压力/流量自动选择性调节系统相关参数进行远程操作。

监控调压阀是压力安全系统中的第一级安全设备,其作用是当工作调压阀出现故障时,既能保证系统下游不超压,又维持下游的正常供气。正常情况下,监控调压阀因设定值较高而处于全开位置,当工作调压阀出现故障造成下游超压时,串联的监控调压阀将

自动投入进行调压。监控调压阀采用自力式调压器,从动力到调节回路均与工作调压回路不同,从而提高了系统的有效性和可靠性。

安全切断阀是压力安全系统中的第二级安全设备,安装在监控调压阀的上游。正常时,该阀动作的设定值高于工作调压阀和监控调压阀的设定值而处于全开状态。当测量值大于安全切断阀的设定值时及时切断供气管路并发出报警信号,以保证下游设施的安全。安全切断阀关闭后,应人工在现场确认关闭原因后才能将其开启。安全切断阀为自力式并独立设置,以保证在任何情况下避免调压阀与安全切断阀之间的相互影响。

对于设有气体调压系统的站场,无论何种原因引起工作调压阀不能正常工作时,监控调压阀将自动投入运行。当监控调压阀的使用也不能降低下游压力时,安全切断阀将自动工作。无论哪一个压力安全设备动作,都表明该气体调压系统已处于非正常运行状态。因此,上述任一情况发生都将发出报警信息,以使站场控制系统按照预定的程序自动切换至备用供气管线,同时提醒操作人员到现场进行设备检查,以保证整个站场以及下游管线和设备的安全运行。

电动调压阀、自力式调压阀将输出 $4\text{mA}\sim 20\text{mA}$ 的阀位反馈信号至站场控制系统,以便 SCADA 系统实时监控气体调压系统的运行情况。此外,电动调压阀还将输出故障接点信号,自力式安全切断阀输出全开、全关阀位接点信号作为报警系统的输入信息和备用回路的自动切换输入信号。

8.4.5 布置有工艺设施的输气站封闭区域主要指压气站压缩机厂房内和室内管道截断阀室。国内设计中,压缩机厂房内均设置了可燃气体探测器和火焰探测器,具备监视与监控功能的室内管道截断阀室内也设置了可燃气体探测器。露天或棚式布置的工艺设施区可燃气体探测器和火焰探测器的设计应符合现行国家标准《石油化工可燃气体和有毒气体检测报警设计规范》GB 50493 和《石油天然气工程设计防火规范》GB 50183 的有关规定。

9 通 信

9.0.1 输气管道通信方式不仅要满足输气管道管理对通信业务的种类和数量的要求,也要符合企业管道建设通信网络规划的要求,这样既能满足管道建设需要,又能避免重复建设,从而节省投资。传输方式可以是光纤通信网、卫星通信网、租用公共通信网和其他自建通信网。

9.0.2 利用输气管道的管沟与管道同沟敷设光缆或高密度聚乙烯硅芯管已在国内外广泛采用,经实践证明该方式既能满足管道自身通信业务的需求,又节省配套通信工程投资。光缆可采用直埋敷设或布放在高密度聚乙烯硅芯内敷设的方式。

9.0.3 通信站与管道各级生产管理部门、沿线工艺站场及其他沿管道的站点合并建设,有利于管理及共用公用设施,对节省投资有利。如通信站与输气站合建,这样便于管道通信业务的接入,另一方面通信及其辅助设施可以依托站场的机房、供电等辅助设施,便于管理维护。

9.0.4 线路阀室分为不同种类,其通信方式应按照输气工艺和SCADA系统控制要求及阀室设计规定选择。

9.0.5 输气管道通信业务种类是根据石油天然气行业的生产实际需要和多年来生产维护运行的经验提出来的。管道通信业务种类通常有生产调度和行政管理话音通信、SCADA数据传输通信、企业数据网络通信、工业电视通信系统、会议电视通信系统、扩音对讲通信系统、安防系统(如入侵自动报警系统、门禁系统等)、巡线和应急通信等。

9.0.6 电话交换系统是指数字程控电话交换设备或软交换设备。

9.0.7 SCADA系统数据传输备用传输通道的设置是为了保证

输气管道的正常安全运行管理,提高 SCADA 系统数据传输的可靠性。采用不同的通信路由是为了提高通信网络的可靠性。

9.0.8 为了输气管道的线路巡回检查、事故的抢修、日常的维护和投产或扩建时的通信联络方便,可配备满足使用条件的移动式通信设备,如防爆对讲机等,以便作业人员能及时与邻近的输气站或上级单位沟通联系。

10 辅助生产设施

10.1 供 配 电

10.1.1 输气管道的用电点包含了输气站、阀室和阴极保护站等,从电网取得电源有利于降低投资和用电管理。对于除压气站外的输气站、阀室等站场而言,其连续运行的动力用电设备不多,用电负荷较小,站场所在地区常常因为电网基础较差,有可能发生无法取得电源或者外接电源方案实施困难、费用投资高等问题,因此本条允许经过技术经济比较有明显优势时,可以采用自备电源的方案。自备电源通常利用管输气作为动力燃料,当取得其他燃料(如汽油或柴油)较为经济时,也可作为发电燃料。

10.1.2 供电电压是指供电网络输电线路提供的电源电压,以及输气站及阀室用电设备使用的电压。通常分为交流 110kV、35kV、10kV、380V,以及直流 24V。设计时需要结合用电设备的运行需求,以及供电条件、送电距离等因素综合分析,确定经济合理的电压等级。在压缩机的驱动方案选择中,供电电压的选择是影响电驱系统费用的主要因素之一,因此供电电压等级需要综合分析后确定。

10.1.3 本条对输气站及阀室用电负荷等级作出规定。

1 本款的主要依据是现行国家标准《重要电力用户供电电源及自备应急电源配置技术规范》GB/Z 29328 中的有关规定。输气站及阀室的供电中断通常不会发生人员伤亡或重大设备损坏,但是会影响管道用户供气和企业生产作业,尤其是重要的输气干线,是地区或企业的重要能源供给,联系着重要的工业生产和城市生活,应慎重考虑各用电点的负荷等级。目前,国内供气

管网已经实现多气源及干线联网的格局,单个输气站中断作业对管网供气影响力减弱,由外部电源导致输气作业停止的可能性很低,因此,除了与上游处理设施密切联系的首站外,没有必要将所有输气站定义为重要电力用户的一级负荷。

同时,本款对本规范 2003 版中电驱压气站宜为一级负荷的内容进行修订,主要是考虑电驱压气站虽然对供电可靠性要求较高,其与燃驱压缩机辅助用电系统的负荷等级应该是一致的,供电可靠性应结合管线失效性分析确定,通常情况下定义为重要电力用户二级负荷是合理的、可行的,但个别压气站符合条件时仍然应定义为一级负荷。

2 根据现行国家标准《重要电力用户供电电源及自备应急电源配置技术规范》GB/Z 29328 附录内容,阀室不属于重要电力用户,其用电负荷容量较小,主要是保证数据传输或远程控制,本款依据现行国家标准《供配电系统设计规范》GB 50052 规定阀室可以为三级负荷。排流站在目前的输气管道中存在多种不确定因素,因而暂未列入条款,可参照阴极保护的用电负荷等级确定。

3 考虑到重要电力用户中不同性质的用电设备对电源可靠性要求不尽相同,设计时并不需要按照相同的负荷等级供电,本款对输气站及阀室的典型用电设施进行分类,负荷等级的定义与现行国家标准《供配电系统设计规范》GB 50052 一致,以方便设计过程中的用电负荷统计及电源容量配置。

表 10.1.3 给出输气管道常见用电设备的负荷等级规定,主要针对长输管道的通用情况,个别管道输气站及阀室,对用电需求可靠性、电源中断影响没有安全、环保及较大经济损失等问题时,不需要将生产用电设备定义为二级负荷;阀室配置 RTU 设备时,其用电负荷均为重要负荷。

10.1.4 本条对供电要求作出规定。

3 本款规定的应急电源可以是发电机组、不间断交/直流电

源以及蓄电池等的一种或多种。对于一/二级负荷中需要维持正常生产秩序和安全停车的负荷,其用电负荷较小,在外部电源中断时需配置应急电源,以保证输气站在外电源突然中断时的安全可靠。

按照输气站用电设备正常情况下的运行情况,自备电源在 0.5h 内就能完成起动和切换,而压气站的重要负荷在外电源中断时,保证约 0.5h 的连续供电即可。考虑到不间断电源设备制造成本,后备时间 1h 是较为经济的配置方案,同时结合运行维护的实际情况,本款规定了不间断电源后备时间下限值为 1.5h。对于无自备电源的输气站或阀室,应充分考虑运行管理的实际情况,如运行管理故障处理时间、环境条件等各种因素,可以适当提高不间断电源的后备时间。

10.1.5 本条依据 2009 年 2 月《国家电网公司电力系统电压质量和无功电力管理规定》中有关用户的无功补偿规定编制。考虑到部分输气站及阀室的用电负荷以小于 80kW 的情况居多,功率因数达到 0.9 存在实际困难,通常供电部门对此类用户也无强制要求,本条对于用电容量较小的站场不作功率因数要求。

10.1.7 现行行业标准《石油设施电气设备安装区域一级、0 区、1 区和 2 区区域划分推荐作法》SY/T 6671 中仅规定了压缩机及其他释放源的推荐做法,没有提供分输站、清管站、阀室等站场的分区意见。本条参考美国天然气协会(AGA)的标准提出输气管道各类释放源爆炸危险区域划分的推荐做法,规定了区域划分的下限值,其中 1 区、2 区的定义符合 IEC 60079、现行国家标准《爆炸危险环境电力装置设计规范》GB 50058 以及 NEC505、CEC Section18、ATEX 1999/92/EC 的规定。而《爆炸性环境》GB 3836(等同于 IEC60079)的全部内容均为强制性标准,本条要求爆炸危险区域的电气设备选择应符合其规定,对于进口设备则应取得与 IEC-Ex 的等同认证后才能使用。

10.1.8 本条对雷电防护作出规定。

2 站场的放空立管、放散管通常是没有天然气释放的,因此不需要设置独立接闪杆。依据现行国家标准《建筑物防雷设计规范》GB 50057,作为金属结构的构筑物不需要在本体上装设接闪杆。结合输气管道工程多年来的实际经验,本款规定的做法未发生过雷电事故,因此在本规范 2003 版的基础上修订为不宜装设接闪杆。

3 雷电防护接地电阻是指冲击接地电阻值,站场内不同区域的冲击接地电阻应满足不大于 10Ω 的要求。对于处于特殊土壤条件下的站场,如沙漠、岩石、砂石等,降低接地电阻值不是唯一的防护措施,若存在实际困难接地电阻无法达到 10Ω 时,做好局部等电位和整体等电位联结即可。有关电气设备的工作接地参见现行国家标准《交流电气装置的接地设计规范》GB/T 50065。

10.2 给水排水及消防

10.2.1 本条对输气站水源作出规定。

(1)当供水水源采用自建地下水时,宜根据相关水资源论证进行设计。

(2)生产、生活及消防用水宜采用同一水源。

(3)对于电驱压气站等对供水可靠性要求较高的输气站场,当采用打井取水时,宜根据具体情况设置备用水源井。

10.2.2 对于输水管线和水源取水能力,如果输气站已设有安全水池,且安全水池又能保证有足够的消防用水量不作他用,则可不将消防水量计入总水量中。消防用水及补水时间按现行国家标准《石油天然气工程设计防火规范》GB 50183 经计算确定。绿化和浇洒道路用水及未预见水量按现行行业标准《油气厂、站、库给水排水设计规范》SY/T 0089 确定。

10.2.3 对生产用水量较大的输气站,当供水系统得不到切实保

证时,如水源取水的供电等级偏低、单条输水管线供水等,一般需设安全水池(罐),保证一旦供水系统发生事故时,能有足够的水量维持正常生产和火灾扑救。

10.2.6 本条对输气站污水处置作出规定。

(1)当用作站内回用水时,其水质宜符合现行国家标准《城市污水再生利用 城市杂用水水质》GB/T 18920 的有关规定。

(2)当采用罐车外运时,其水质宜符合污水处理厂(站)等污水接受单位的进水控制指标的相关规定。同时,还宜在站内设置污水储存池(罐),有效储存容积宜按 10 天~15 天生活污水量计算确定。

(3)当接入城镇排水管道时,其水质宜符合《污水排入城镇下水道水质标准》CJ 343 的有关规定。

(4)当外排至沟渠或天然水体时,其水质宜符合现行国家标准《污水综合排放标准》GB 8978 和地方有关部门的有关规定。

10.3 采暖通风和空气调节

10.3.1 现行国家标准《采暖通风与空气调节设计规范》GB 50019—2003 的第 1.0.2 条中明确规定:本规范适用于新建、扩建和改建的民用和工业建筑的采暖、通风与空气调节设计。现行国家标准《采暖通风与空气调节设计规范》GB 50019 目前正在修订中并拟更名为《工业建筑供暖通风与空气调节设计规范》,提示本规范的使用者关注 GB 50019 修订后的变化。

10.3.2 本条对室内采暖计算温度作出规定。

1 规范中表 10.3.2 的值是根据现行国家标准《工业企业设计卫生标准》GBZ 1 规定的原则,并参照现行国家标准《油气集输设计规范》GB 50350 等相关规范确定的。

2 有特殊要求的建筑物主要是指设有测量、控制及调节系统的仪器、仪表的建筑物和其他有特殊要求的建筑物如计算机室等。

3 其他建筑物主要指行政、办公、医务等建筑物。

10.3.3 本条对生产和辅助生产建筑物的通风设计作出规定。

1 对生产有害物质或气体的工艺过程应尽量密闭,是工业生产和环境保护设计的基本原则。当不可能完全做到时,应采取局部通风或全面通风措施,以确保建筑物内的空气质量达到卫生和安全的要求。输气管道各类站场中有害物质或气体的爆炸下限和允许浓度见表 8。

表 8 有害物质或气体的爆炸下限和允许浓度

组分	爆炸下限(%) (体积)	车间空气中的允许浓度(mg/m ³)
甲烷	5.0	—
乙烷	2.9	—
丙烷	2.1	—
丁烷	1.8	—
戊烷	1.4	—
硫化氢	4.3	10
一氧化碳	12.5	30
氢气	4.0	—

在确定建筑物的换气次数时,有害物质浓度应达到卫生标准的规定值。而对卫生标准未作规定的易爆气体如甲烷、乙烷等,则应控制在安全浓度以下。

现行国家标准《采暖通风与空气调节设计规范》GB 50019 对建筑物内易爆气体的允许浓度无明确规定。苏联建筑法规《采暖通风与空调设计规范》СНП.И — 33—75 第 4.101 条规定:对于排除含有爆炸危险性物质的局部排风系统以及含有上述物质的全面排风系统,其风量是以保证爆炸危险性的气体和蒸汽的浓度不超过爆炸下限的 5%。

本规范认为,在确定含有爆炸危险气体的建筑物的通风量时,应当规定爆炸性气体的允许浓度作为计算依据,而这个浓度的规定原则应该是既要保证生产安全,又不过多地增加通风设备的建

设费用和能耗。苏联规定过高过严,要达到这个要求必须成倍地增加建筑物内的通风量。参照下列资料,规定爆炸性气体安全浓度为该气体爆炸下限浓度的 20% 是恰当的:

(1) 现行国家标准《城镇燃气设计规范》GB 50028 第 3.2.3 条规定:无毒燃气泄漏到空气中,到达爆炸下限的 20% 浓度时,应能觉察。

(2) 美国消防协会规定:对可燃气体置换时,应使置换后气体中可燃组分的浓度不大于该组分爆炸下限浓度的 20%;或置换气量不小于容积的 5 倍。

(3) 当前我国生产的各类可燃气体浓度检测报警仪器,一般把报警界限浓度规定在该气体爆炸下限浓度的 20% 或 25%。

2 本条主要是依据国家现行标准《石油化工采暖通风与空气调节设计规范》SH/T 3004—2011 附录 B、《油气集输设计规范》GB 50350—2005 附录 K、《化工采暖通风与空气调节设计规范》HG/T 20698 和《采暖通风与空气调节设计规范》GB 50019 规定的。

(1) 现行行业标准《石油化工采暖通风与空气调节设计规范》SH/T 3004—2011 附录 B 表 B-1 注:房间高度小于或等于 6m 时,通风量按房间实际容积计算;房间高度大于 6m 时,通风量按 6m 以下房间容积计算。

(2) 现行国家标准《油气集输设计规范》GB 50350—2005 附录 K 注 2:计算通风量时,房间高度大于 6m 时按 6m 计算,事故通风量应按房间实际高度计算。

(3) 现行行业标准《化工采暖通风与空气调节设计规范》HG/T 20698 第 5.6.3 条第 3 款规定:设计计算容积确定方法,当房间高度小于或等于 6m 时,按房间实际容积计算;当房间高度大于 6m 时,按 6m 的空间体积计算。

(4) 现行国家标准《采暖通风与空气调节设计规范》GB 50019 第 5.3.10 条规定:当房间高度大于 6m 时,排风量可按 $6\text{m}^3/(\text{h} \cdot \text{m}^2)$ 。

10.3.4 对于压缩机厂房的事故通风的换气次数和系统设置的规定是按照苏联《采暖通风与空调设计规范》СНП II—33—75 第 4.107 条,结合我国气田集输和炼油等规范规定的。

10.3.5 本条主要是依据现行国家标准《采暖通风与空气调节设计规范》GB 50019 第 5.4.3 条内容规定的。

10.4 供 热

10.4.3 根据生产、生活、采暖、通风、锅炉房自耗及管网损耗的热量,计算出系统的最大耗热量,作为确定锅炉房规模大小之用,称为最大计算热负荷。本条的供热负荷计算公式中,热网损失耗热约占总负荷的 5%~10%,再考虑部分锅炉房自耗, K 一般取 1.05~1.2;油气田内部采暖一般是连续供给的,即 $K_1=1.0$;集气、压气站的通风负荷是连续的,即 $K_2=0.9\sim1.0$ 。

11 焊接与检验、清管与试压、干燥与置换

11.1 焊接与检验

11.1.2 输气管道,特别是长距离输气管道,其通过地区的自然条件和施工条件往往差别很大,加之近年高钢级管材的大量使用,故在开工前应根据区段施工条件和钢种等级、焊接材料、焊接方法等因素进行焊接工艺评定,并据此编制焊接工艺规程。现行行业标准《钢质管道焊接及验收》SY/T 4103 拟将升为国家标准,提示本规范使用者关注这部标准的变化。

11.1.4 焊接材料的质量及其选用是保证焊接质量的首要问题,本规范列出了焊接材料应符合的标准。本规范 2003 版采用的《碳钢焊条》GB/T 5117 已修订为《非合金钢及细晶粒钢焊条》GB/T 5117—2012(对应 AWS A5.1);《低合金钢焊条》GB/T 5118 已修订为《热强钢焊条》GB/T 5118—2012。现行国家标准《气体保护电弧焊用碳钢、低合金钢焊丝》GB/T 8110 是在《气体保护焊用碳钢焊丝和填充丝标准》AWS A5.18 和《气体保护电弧焊用低合金钢焊丝和填充丝标准》AWS A5.28 的基础上制定的。现行国家标准《埋弧焊用碳钢焊丝和焊剂》GB/T 5293 是在《埋弧焊用碳钢焊丝和焊剂标准》AWS A5.17 的基础上制定的。现行国家标准《低合金钢药芯焊丝》GB/T 17493 是根据《弧焊用低合金钢药芯焊丝标准》AWS A5.29 和《气体保护电弧焊用低合金钢焊丝和填充丝标准》AWS A5.28 中金属粉芯焊丝部分制定的。

11.1.5 坡口形式的选择是从保证焊接接头质量、节省填充金属、满足焊接方式、便于操作、减少焊接变形及能满足清管工艺等几个方面考虑的。全自动焊需根据设备的性能要求及管材规格确定坡口形式,坡口通常采用现场加工。

11.1.8 焊前预热和焊后热处理目的是为了消除或降低焊件接头的残余应力,防止焊缝或母材产生裂纹,改善焊缝和金属热影响区的金相组织和材料性能。焊缝是否需要消除残余应力,除考虑用途、工作条件、材料性能等方面外,厚度是主要考虑的因素,焊前预热和焊后热处理需根据焊接工艺评定结果确定参数。

4 参照 ASME B31.8—2012 第 825.6 条的规定,当具有不同应力消除要求的两种金属材料焊接接头进行应力消除时,应按要求较高的应力消除温度。

11.1.9 焊接质量检验是保证焊接质量的重要环节之一。本规范规定以下三个步骤进行焊缝的质量检验,即外观检查、无损检测及破坏性试验。抽取现场焊接接头做破坏性试验对保证整个管道的焊接质量是有利的,特别是对钢级较高的管道。本条强调所有焊接接头应进行 100% 无损检测,以避免由于单一检测方法的局限性造成焊接接头漏检。为区分全自动超声波检验,本条将全自动超声波检验以外的超声波检验定义为“手工超声波”。本次修订增加了全自动超声波检测方法。本规范 2003 版规定手工超声波检测 I 级为合格,射线照相检测 II 级为合格,本次修订规定射线和手工超声波的检测均需要至少达到 II 级为合格。

11.2 清管、测径与试压

11.2.1 本条对清管扫线与测径作出规定。

3 本次修订增加了测径板测径的要求。测径的目的是检测管道截面圆度变形程度及通过能力。根据近年工程实践,测径作业通常与试压前的清管作业同步进行,测径板可采用铝板制作并安装在清管器上,当测径板通过管道后出现变形,则需采用电子测径仪等设备对变形位置进行精确测量和定位,然后对变形部位的管道开挖验证或换管。中国石油所建管道测径采用的测径板厚度值见表 9,测径板直径取管道最小内径的 92.5%,经近年的工程实践证明尚属可行,可供参考采用。

表 9 测径板厚度值

管道公称直径 (mm)	100~300	300~600	600~1000	1000~1400
测径板厚度 (mm)	4~6	6~8	8~10	10~12

11.2.2 本条对输气管道试压作出规定。

1 一级一类地区采用 0.8 强度设计系数的管道强度试压,试验压力产生的环向应力基本接近管材标准规定的最小屈服强度,存在管材屈服的风险,因此需要绘制压力-体积图监测试验,以防止管道发生屈服。

5 本规范第 11.2.3 条中允许一级二类和二级地区可采用气体进行强度试验。特别应注意的是,应慎重决定选择用气体进行强度试压,因为气体试压失败致管道爆裂比用水试压致管道爆裂产生的危害要大得多。如果不可避免地需要采用气体进行强度试验,则需开展风险识别,制订可靠的安全措施,将风险降至最低。

11.2.3 本条对输气管道强度试验作出规定。

1 一级一类地区采用 0.8 强度设计系数的管段,试验压力最小为 1.25 倍的设计压力,试验压力产生的环向应力可能接近或达到管材标准规定的最小屈服强度,采用水作试验介质有利于试压安全,有利于绘制压力-体积图监测试压并控制最大试验压力。

6 一级一类地区采用 0.8 强度设计系数的每个试验段,试验压力在低点处产生的环向应力不大于管材标准要求的最小屈服强度的 1.05 倍,这是一个趋于安全的值,主要基于以下因素:

(1)根据第四强度理论(Huber-Von mises),该理论广泛应用于具有拉伸屈服应力和压缩屈服应力的金属材料上。埋地管道受土壤约束,根据第四强度理论计算,管材屈服时,需要其压力产生的环向应力为 1.125 倍管材标准规定的最小屈服强度。本规范规定试验压力在低点处产生的环向应力不大于管材标准规定的最小屈服强度的 1.05 倍是安全的。

(2)为测试和验证,2013年8月,西气东输三线0.8强度设计系数试验段中的约3.9km进行了水压强度试验,该段地形平坦(地形相对高程差约5.3m),试压期间,由中国石油天然气管道科学研究院对8个测试点进行了应力测试,测试结果表明试验压力产生的环向应力为1.05倍管材标准规定的最小屈服强度并稳压4小时,各监测点的等效应力均小于管材标准规定的最小屈服强度,各检测点位置的材料未进入塑性变形阶段,说明测点处材料未发生屈服。

(3)美国国家标准《输气和配气管道系统》ASME B31.8—2012规定了0.8强度设计系数的管道水压强度试验压力,最小为1.25倍最大操作压力,最大试验压力需要用压力-体积曲线图测定。

(4)加拿大《油气管道系统》Z 662—2007规定了0.8强度设计系数的管道水压强度试验压力,最小为1.25倍最大操作压力,最大试验压力同样也要求用压力-体积曲线图测定,最大取偏离P-V曲线直线段0.2%偏差和管材环向应力为1.1倍标准规定的最小屈服强度的那个压力,取两者的较低值。该标准第8.8.2条还规定,对于L555钢级及以下管道,强度试验压力产生的环向应力不得超过110%管材标准规定的最小屈服强度;L555钢级以上钢级的管道,强度试验压力产生的环向应力不得超过107%管材标准规定的最小屈服强度。

综上所述,我国首次将0.8强度设计系数纳入本规范,考虑到我国管材最小屈服强度偏差控制水平、制管质量控制水平、现场施工质量以及我国试压精度控制等,中国石油天然气股份有限公司组织开展的“输气管道提高强度设计系数工业性应用研究”结论为,0.8强度设计系数的管段试验段低点试验压力控制在产生环向应力的1.05倍标准规定的最小屈服强度。为慎重和安全起见,本规范将强度试验管段低点试验压力也控制在产生环向应力的1.05倍标准规定的最小屈服强度。随着管道建设综合技术水平的进一

步提高,各方面经验的进一步丰富,进一步提升低点试验压力、减小试验的数量也是可行的,但最大试验压力产生的环向应力不要超过 1.1 倍管材标准规定的最小屈服强度,同时需要采用压力-体积曲线图进行监测。

7 本规范规定一级一类地区采用 0.8 强度设计系数的钢管,工厂水压试验压力产生的环向应力不小于 95% 标准规定的管材最小屈服强度(考虑管端荷载和密封压力产生的轴向压缩应力,其组合应力基本达到了 100% 管材标准规定的最小屈服强度),并要求管子工厂水压试验时管壁应无明显的鼓胀,即在工厂内就排除了已膨胀变形的管子出厂。埋地管道水压强度试验时,理论上试验压力产生的环向应力达到 1.125 倍管材标准规定的最小屈服强度时,管材才会发生屈服,而本规范取值为 1.05 倍,管材不会发生屈服。西气东输三线西段 0.8 强度设计系数试验段,在对 3.9km 管段强度试验时,选取了 8 个测试点进行应力测试,测试结果表明试验压力产生的环向应力为 1.05 倍管材标准规定的最小屈服强度并稳压 4h,各监测点的等效应力均小于管材标准规定的最小屈服强度,各检测点位置的材料未进入塑性变形阶段,说明测点处材料未发生屈服。同时,该段管道在水压强度试验后又对管体进行了膨胀变形检测,结果表明最大膨胀变形量仅为 0.24%D(D 指管子外径),远低于本规范要求的 1%D。综上所述,按本规范在一级一类地区采用 0.8 强度设计系数的设计管道,水压强度试验引起的管道有害膨胀变形可能性极小,甚至不会发生(除非材料的最小屈服强度偏差控制出现了问题)。因此,本款未严格要求进行管道水压强度试验后的膨胀变形检测,如果要进行水压强度试验后的管道膨胀变形检测,可以抽查检测或全线检测。

本规范膨胀变形量超过 1%D 应进行开挖检查,对超过 1.5%D 的应进行换管,换管长度不应小于 1.5D。以上的要求是根据“输气管道提高强度设计系数工业性应用研究”和西气东输三线西段 0.8 强度设计系数试验段工程实践提出的。

11.2.4 本条对输气管道严密性试验作出规定。

3 输气站存在法兰、螺纹、卡套、阀门填料函等多种密封方式,具有泄漏点多的风险。近年的工程实践表明,采用水做严密性试验后,投产进气时,容易发生天然气泄漏。用气体作为严密性试验介质能更容易检测工艺系统的严密性能,并满足生产运行的实际需要。由于输气站严密性试验前均进行了1.5倍设计压力下的强度试验,在设计压力下用气体进行严密性试验不存在因强度问题而带来的安全风险。

4 用水进行严密试验时,无压降不泄漏为合格。用气体进行严密性试验时,在试验压力下用发泡剂重点检查法兰、螺纹、卡套、阀门填料函等处,无气泡为合格。

11.3 干燥与置换

11.3.2 本条对管道气体置换作出规定。

第2、3、4、5款是参照现行行业标准《天然气管道运行规范》SY/T 5922—2012第6.5节的相关要求编制的。

第6款目的是防止外界湿空气重新进入管道。