

C

中华人民共和国国家标准



GB 50253 — 2014

输油管道工程设计规范

Code for design of oil transportation pipeline engineering



S/N:1580242·493



统一书号: 1580242·493

14 - 06 - 23 发布

2015 - 04 - 01 实施

中华人民共和国住房和城乡建设部公告

第 461 号

住房城乡建设部关于发布国家标准 《输油管道工程设计规范》的公告

中华人民共和国国家标准
输油管道工程设计规范

GB 50253-2014

☆

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

三河富华印刷包装有限公司印刷

现批准《输油管道工程设计规范》为国家标准, 编号为 GB 50253—2014, 自 2015 年 4 月 1 日起实施。其中, 第 4.1.3、4.1.6 (1)、7.3.5 (5)、9.2.1 条 (款) 为强制性条文, 必须严格执行。原国家标准《输油管道工程设计规范》GB 50253—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。

850mm×1168mm 1/32 5.125 印张 131 千字

2014 年 12 月第 1 版 2014 年 12 月第 1 次印刷

☆

统一书号: 1580242·493

定价: 31.00 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

2014 年 6 月 23 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(第二批)〉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,并在广泛征求意见的基础上,对《输油管道工程设计规范(2006 年版)》GB 50253—2003 进行修订。

本规范共分 9 章和 10 个附录,主要内容包括:总则,术语,输油工艺,线路,管道、管道附件和支承件设计,输油站,管道监控系统,通信,管道的焊接、焊接检验与试压等。

本规范修订的主要技术内容是:

1. 根据国家现行法律、法规的要求修订所涉及的条文;
2. 更新本规范中所涉及的其他标准规范;
3. 规定了输油管道工程与上下游相关企业及设施的界面划分范围;
4. 补充、修订有关管道并行敷设的相关规定,增加了管道水工保护的相关规定;
5. 补充、修订有关原油管道加热、顺序输送的相关规定,补充、修订有关成品油管道顺序输送工艺设计的相关规定;
6. 修订了输油站内管道的许用应力计算相关内容;
7. 修订了输油站场的电力负荷分级的相关规定;
8. 将原规范中“健康、安全与环境(HSE)”和“节能”章节内容补充到相关章节中。

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工作,由中国石

油天然气管道工程有限公司负责具体技术内容的解释。在本规范执行过程中,希望各单位结合工程实践,认真总结经验,注意积累资料,如发现本规范需要修改和补充之处,请将意见和有关资料寄送到中国石油天然气管道工程有限公司(地址:河北省廊坊市和平路 146 号,邮政编码:065000),以供今后修订时参考。

本规范主编单位、参编单位、主要起草人和主要审查人:

主 编 单 位:中国石油天然气管道工程有限公司

参 编 单 位:中石化洛阳工程有限公司

中国石油规划总院

主要起草人:朱坤锋 张文伟 王 彦 张振永 徐兴文
谢伟峰 许 莉 梅 斌 王 鸿 俞彦英
龚云峰 杜庆山 刘桂志 王 成 周长才
陈丽贤 翟建习 高 红 王小林 董 旭
史 航 程 晖 王怀义 郭俊华 郭宝申
李 津 李 维 陈 枫

主要审查人:宫 敬 李志勇 李 强 王小强 张伟旭
戚 麟 李艳华 睦 峰 张怀法 连洪江
崔 欣 湛贵宇 张义贵 方大钧 李永军
薛 斌 于景龙 晏 伟 吴 勇 刘晓红
杨 拓 王秀丽

目 次

1	总 则	(1)
2	术 语	(2)
3	输油工艺	(5)
3.1	一般规定	(5)
3.2	原油管道输送工艺	(5)
3.3	成品油管道输送工艺	(7)
3.4	液化石油气(LPG)管道输送工艺	(9)
4	线 路	(10)
4.1	线路选择	(10)
4.2	管道敷设	(12)
4.3	管道的外腐蚀控制和保温	(16)
4.4	线路截断阀	(17)
4.5	管道的锚固	(18)
4.6	管道标志	(18)
4.7	管道水工保护	(19)
5	管道、管道附件和支承件设计	(20)
5.1	荷载和作用力	(20)
5.2	许用应力	(21)
5.3	材料	(25)
5.4	输油管道管壁厚度计算及管道附件的结构设计	(25)
5.5	管道的强度校核	(29)
5.6	管道的刚度和稳定	(31)
6	输油站	(33)
6.1	站场选址和总平面布置	(33)

6.2	站场工艺流程	(34)
6.3	原油管道站场工艺及设备	(35)
6.4	成品油管道站场工艺及设备	(41)
6.5	液化石油气管道站场工艺及设备	(43)
6.6	站内管道及设备的防腐与保温	(45)
6.7	站场供配电	(45)
6.8	站场供、排水及消防	(50)
6.9	供热、通风及空气调节	(51)
6.10	仪表及控制系统	(53)
7	管道监控系统	(55)
7.1	一般规定	(55)
7.2	控制中心及计算机系统	(55)
7.3	站控制系统	(56)
8	通信	(59)
9	管道的焊接、焊接检验与试压	(61)
9.1	焊接与检验	(61)
9.2	试压	(63)
附录 A	输油管道工程与上下游相关企业 及设施的界面划分	(65)
附录 B	原油一般物理性质测定项目	(67)
附录 C	原油流变性测定项目	(68)
附录 D	水力摩阻系数 λ 计算	(69)
附录 E	幂律流体管段沿程摩阻计算	(71)
附录 F	液化石油气(LPG)管道强度设计系数	(72)
附录 G	两个壁厚不等管端的对焊接头	(73)
附录 H	挠性系数和应力增强系数	(76)
附录 J	钢管径向变形计算	(79)
附录 K	埋地输油管道开始失稳时的临界轴向 力和弯曲半径计算	(81)

本规范用词说明	(85)
引用标准名录	(86)
附:条文说明	(89)

Contents

1	General provisions	(1)
2	Terms	(2)
3	Transportation process	(5)
3.1	General requirements	(5)
3.2	Transportation process of crude oil pipeline	(5)
3.3	Transportation process of products pipeline	(7)
3.4	Transportation process of liquefied petroleum gas (LPG) pipeline	(9)
4	Pipeline engineering	(10)
4.1	Pipeline route selection	(10)
4.2	Laying	(12)
4.3	Corrosion control and thermal insulation	(16)
4.4	Pipeline block valve	(17)
4.5	Anchoring	(18)
4.6	Marking	(18)
4.7	Water and soil protecting	(19)
5	Design for piping system components and fabrication details	(20)
5.1	Load and force	(20)
5.2	Allowable stress	(21)
5.3	Materials	(25)
5.4	Calculation of pipe wall thickness and structure design of pipe accessories	(25)
5.5	Calculation of pipeline strength	(29)

5.6	Stiffness and stability of pipeline	(31)
6	Oil transportation station	(33)
6.1	Site selection and general layout	(33)
6.2	Process of station	(34)
6.3	Process and equipments of crude oil pipeline station	(35)
6.4	Process and equipments of products oil pipeline station	(41)
6.5	Process and equipments of LPG pipeline station	(43)
6.6	Corrosion control and thermal insulation of pipeline station pipes and equipment	(45)
6.7	Power supply and distribution	(45)
6.8	Water Supply and drainage and fire Fighting	(50)
6.9	Heating, ventilation and air-conditioning	(51)
6.10	Instruments and control system	(53)
7	Pipeline supervisory control system	(55)
7.1	General requirements	(55)
7.2	Control center and computer system	(55)
7.3	Station control system	(56)
8	Telecommunication	(59)
9	Welding, inspection and pressure test of pipeline	(61)
9.1	Welding and inspection	(61)
9.2	Pressure test	(63)
Appendix A	Division of interface between oil transportation pipeline and upstream or downstream facilities/enterprises	(65)
Appendix B	Testing items for general physical and chemical properties of crude oil	(67)
Appendix C	Testing items for rheological characteristics of crude oil	(68)
Appendix D	Calculation of the hydraulic friction	

	coefficient λ	(69)
Appendix E	Frictional resistance calculation of power law fluid in the pipeline	(71)
Appendix F	Strength design factors of liquefied petroleum gas (LPG) pipeline	(72)
Appendix G	Welding joints of two pipes with different wall thickness	(73)
Appendix H	Flexible coefficient and stress intensification factors	(76)
Appendix J	Calculation of radial deformation of steel pipes	(79)
Appendix K	Calculation of the critical axial force and the bending radius for a buried pipeline at the time of its instability begins	(81)
	Explanation of wording in the code	(85)
	List of quoted standards	(86)
	Addition; Explanation of provisions	(89)

1 总 则

1.0.1 为在输油管道工程设计中贯彻国家的有关法律、法规,统一技术要求,做到安全可靠、环保节能、技术先进、经济合理,制定本规范。

1.0.2 本规范适用于陆上新建、扩建和改建的输送原油、成品油、液化石油气管道工程的设计。

1.0.3 输油管道工程与上下游相关企业及设施的界面划分应符合本规范附录 A 的规定。

1.0.4 输油管道工程设计应在管道建设、运营经验和吸收国内外先进科技成果的基础上合理选择设计参数,优化设计。

1.0.5 输油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 输油管道工程 oil transportation pipeline engineering

用管道输送原油、成品油和液化石油气的建设工程。一般包括输油管线、输油站及辅助设施等工程内容。

2.0.2 管道系统 oil pipeline system

各类型输油站、管线及有关设施的统称。

2.0.3 输油站 oil transportation station

输油管道工程中各类工艺站场的统称。

2.0.4 首站 initial station

输油管道的起点站。

2.0.5 末站 terminal

输油管道的终点站。

2.0.6 中间站 intermediate station

在输油首站和末站之间设有的各类站场的统称。

2.0.7 中间热泵站 intermediate heating and pumping station

在输油首站和末站之间以加热、加压设施为主的输油站。

2.0.8 中间泵站 intermediate pumping station

在输油首站和末站之间以加压设施为主的输油站。

2.0.9 中间加热站 intermediate heating station

在输油首站和末站之间以加热设施为主的输油站。

2.0.10 注入站 injection station

在管道中间某位置向管道中注入其他来源油品的站场。

2.0.11 分输站 distributing station

在输油管道沿线,为分输油品至用户而设置的站场。

2.0.12 减压站 pressure-reducing station

为降低管道由于位差过大形成过高的管道内压力而设置减压设施的输油站。

2.0.13 线路截断阀 pipeline block valve

在管道沿线设置的用于将管道分段的阀门。

2.0.14 原油 crude oil

石油采出后的液相部分。

2.0.15 成品油 products

原油经加工生产的 C_5 及 C_5 以上轻质油至重质油的商品油。

2.0.16 液化石油气 liquefied petroleum gas(LPG)

以丙烷、丁烷为主要成分的液态石油产品,一般有商品丙烷、丁烷和商品丙烷、丁烷混合物。

2.0.17 顺序输送 batch transportation

多种原油或石油产品用同一条管道依次输送的方式。

2.0.18 操作压力 operating pressure

在稳态操作条件下,一个系统内介质的压力。

2.0.19 操作温度 operating temperature

在稳态操作条件下,一个系统内介质的温度。

2.0.20 最高稳态操作压力 maximum steady state operating pressure(MSOP)

管道内液体在稳态操作条件下,介质的最大压力。

2.0.21 管道设计内压力 pipeline internal design pressure

在设计温度范围内,管道系统设计计算或分析所用的内压力。

2.0.22 水击压力 surge pressure

在管道中,由于液流速度突然改变而引起管道内的压力变化现象称水击,该压力的幅值称水击压力。

2.0.23 静压力 hydrostatic pressure

管道内流体处于静止状态下,因重力而垂直作用在管道及管道附件内壁上的压力。

2.0.24 弹性弯曲 elastic bending

管道在外力或自重作用下产生的弹性限度范围内的弯曲变形。

2.0.25 管件 pipe fittings

弯头、弯管、三通、异径接头和管封头等各种管道异形连接件的统称。

2.0.26 管道附件 pipe accessories

管件、阀门及其组合件、法兰、绝缘法兰、绝缘接头、清管器收发筒等管道专用部件的统称。

2.0.27 冷弯管 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。

2.0.28 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。

2.0.29 公称管壁厚度 pipe nominal wall thickness

钢管标准中所列出的管壁厚度。

2.0.30 并行管道 parallel pipelines

以一定间距相邻敷设的管道。

3 输油工艺

3.1 一般规定

3.1.1 输油管道工程设计计算输油量时,年工作天数应按 350 天计算。

3.1.2 管道设计输量应根据设计委托书或设计合同规定的输量确定,设计最小输量应符合安全经济及输送条件。

3.1.3 输油管道宜采用密闭输送工艺。采用其他输送工艺时,应进行技术经济论证,并说明其可行性及必要性。

3.1.4 管输多种油品时宜采用顺序输送工艺。采用专管专用输送工艺时,应进行技术经济论证。

3.1.5 输送工艺方案应根据管道的设计内压力、管径、输送方式、输油站数量、顺序输送油品批次等,以多个组合方案进行比选确定。

3.1.6 输送工艺设计计算应包括水力和热力计算,并进行稳态和瞬态水力分析,提出输送中瞬变流动过程的控制方法。

3.2 原油管道输送工艺

3.2.1 原油一般物理性质测定项目应符合本规范附录 B 的规定;原油流变性测定项目应符合本规范附录 C 的规定。

3.2.2 输送方式应根据输送原油的物理性质及其流变性,通过优化确定。原油输送方式应符合下列规定:

1 输送原油的凝点高于管道管顶埋深处地温时,宜采用加热或对原油进行改性处理后输送,并应符合下列规定:

1) 采用加热输送时,管道沿线各点原油的输送温度宜高于

2)采用改性处理输送时,应对改性后原油进行管道输送剪切失效和时效性模拟实验分析。

2 输送高黏低凝原油时,可采取加热降黏或加剂降黏措施,并应进行加剂剪切失效实验分析。

3.2.3 加热输送的原油管道应符合下列规定:

1 加热温度应从安全输送和节约能源的角度优选确定。

2 采用不保温或保温输送方案时,应进行技术经济论证。宜选择加保温层方案,并确定保温层结构和厚度。

3 加热站和泵站的设置应综合管道的热力条件和水力条件优化确定。

3.2.4 管道顺序输送多种原油时,应符合本规范第3.3节、第6.4节中有关成品油顺序输送工艺的相关规定,并应根据不同原油的物理性质及其流变性确定输送方案。

3.2.5 原油管道根据输送原油的物性及输送要求,可设反输工艺。

3.2.6 管道内输送原油为牛顿流体时,其沿程摩阻损失应按下列公式计算:

$$h = \lambda \frac{l}{d} \cdot \frac{V^2}{2g} \quad (3.2.6-1)$$

$$V = \frac{4q_v}{\pi d^2} \quad (3.2.6-2)$$

式中: h ——计算管段的沿程摩阻损失(m);

λ ——水力摩阻系数,应按本规范附录D计算;

l ——计算管段的长度(m);

d ——管道内直径(m);

V ——流体在管道内的平均流速(m/s);

g ——重力加速度(9.81m/s²);

q_v ——流体平均温度下的体积流量(m³/s)。

$$t_{av} = \frac{1}{3}t_1 + \frac{2}{3}t_2 \quad (3.2.7)$$

式中: t_{av} ——计算管段的输油平均温度(°C),常温输送的输油管道,计算管段的输油平均温度取管中心埋深处的地温;

t_1 ——计算管段的起点油温(°C);

t_2 ——计算管段的终点油温(°C)。

3.2.8 当管道内输送原油为幂律流体时,其沿程摩阻损失应按本规范附录E的规定计算。

3.2.9 加热输送的输油管道的沿线温降应按下列公式计算:

$$\frac{t_1 - t_0 - b}{t_2 - t_0 - b} = e^{al} \quad (3.2.9-1)$$

$$b = \frac{ig}{Ca} \quad (3.2.9-2)$$

$$a = \frac{K\pi D}{q_m C} \quad (3.2.9-3)$$

式中: t_1 ——计算管段的起点油温(°C);

t_2 ——计算管段的终点油温(°C);

t_0 ——埋地管道中心处最冷月份平均地温(°C);

l ——计算管段长度(m);

i ——流量为 q_m 时的水力坡降(m/m),可近似取计算管段的平均水力坡降;

g ——重力加速度(9.81m/s²);

C ——输油平均温度下原油的比热容[J/(kg·°C)];

K ——总传热系数[W/(m²·°C)];

D ——管道外直径(m);

q_m ——油品质量流量(kg/s)。

3.3 成品油管道输送工艺

例、沿线注入量及分输量确定。

3.3.2 成品油管道最大输送流量应根据输送方式、年输送批次、沿线库容综合确定。

3.3.3 成品油顺序输送管道的设计年循环批次数应经技术经济比较后确定,设计年循环批次数不宜大于 30 次。

3.3.4 在管道系统分析的基础上,可选择在管道系统适当的中间站场设置一定规模的调节储罐及相关工艺设施。

3.3.5 输送多品种成品油时,宜采用连续顺序输送方式;当采用间歇顺序输送方式时,应采取减少混油量的措施。

3.3.6 当顺序输送多品种成品油管道采用旁接油罐输送工艺时,混油界面通过泵站时应切换成密闭输送方式。

3.3.7 成品油顺序输送管道沿程摩阻损失应按本规范公式(3.2.6-1、3.2.6-2)计算,其雷诺数宜大于本规范公式(3.3.11-3)计算的临界雷诺数。

3.3.8 油品批量输送的排列顺序,宜将油品性质相近的邻近排列。顺序输送的油品中含有较高黏度的油品时,可在该油品的首末段采取适当的隔离措施。

3.3.9 成品油顺序输送管道的输油站间不应设置副管。

3.3.10 站间线路起伏较大的成品油顺序输送管道,宜采取措施使管道在满流状态下运行。

3.3.11 成品油顺序输送管道混油段长度可按下列公式计算:

$$\lg \lg (\nu \times 10^6 + 0.89) = 0.5 \lg \lg (\nu_A \times 10^6 + 0.89) + 0.5 \lg \lg (\nu_B \times 10^6 + 0.89) \quad (3.3.11-1)$$

$$Re = \frac{4q_V}{\pi d \nu} \quad (3.3.11-2)$$

$$Re_{ij} = 10000 e^{2.72d^{0.5}} \quad (3.3.11-3)$$

$Re > Re_{ij}$ 时:

$$C = 11.75 (dL)^{0.5} Re^{-0.1} \quad (3.3.11-4)$$

$Re \leq Re_{ij}$ 时:

$$C = 18385 (dL)^{0.5} Re^{-0.9} e^{2.18d^{0.5}} \quad (3.3.11-5)$$

式中: C ——混油段长度(m);

d ——管道内径(m);

L ——计算管段长度(m);

q_V ——输油平均温度下的体积流量(m^3/s);

Re ——雷诺数;

Re_{ij} ——临界雷诺数;

e ——自然对数的底, $e = 2.718$;

ν_A ——前行油品在输送温度下的运动黏度(m^2/s);

ν_B ——后行油品在输送温度下的运动黏度(m^2/s);

ν ——各 50% 的混油在输送温度下的运动黏度(m^2/s)。

3.3.12 成品油顺序输送管道应设混油下载及处理设施。

3.4 液化石油气(LPG)管道输送工艺

3.4.1 液化石油气管道输送工艺应按液化石油气输量、组分及各组分比例进行设计。

3.4.2 液化石油气管道应进行水力计算和热力计算。

3.4.3 液化石油气管道的沿程摩阻损失应按本规范公式(3.2.6-1、3.2.6-2)计算,并应取 1.1~1.2 的流态阻力增加系数。

3.4.4 液化石油气在管道中输送时,沿线任何一点的压力应高于输送温度下液化石油气的饱和蒸气压。沿线各中间泵站的进站压力宜比进站温度下液化石油气的饱和蒸气压力高 1MPa,末站进储罐前的压力宜比进站温度下液化石油气的饱和蒸气压力高 0.5MPa。

3.4.5 液化石油气在管道内的平均流速,应经技术经济比较后确定,可取 0.8m/s~1.4m/s,但最大不应超过 3m/s。

4 线 路

4.1 线 路 选 择

4.1.1 管道线路的选择,应根据工程建设的目的和资源、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、地貌、地质、水文、气象、地震自然条件,通过综合分析和多方案技术经济比较确定线路总体走向。

4.1.2 中间站场和大、中型穿跨越工程位置选择应符合线路总体走向;局部线路走向应根据中间站场和大、中型穿跨越位置进行调整。

4.1.3 管道不应通过饮用水水源一级保护区、飞机场、火车站、海(河)港码头、军事禁区、国家重点文物保护范围、自然保护区的核心区。

4.1.4 输油管道应避开滑坡、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、全新世活动断层。当受到条件限制必须通过上述区域时,应选择其危害程度较小的位置通过,并采取相应的防护措施。

4.1.5 管道线路与已建管道路由走向大致相同时,宜利用已建管道走廊并行敷设。

4.1.6 埋地输油管道同地面建(构)筑物的最小间距应符合下列规定:

1 原油、成品油管道与城镇居民点或重要公共建筑的距离不应小于 5m。

2 原油、成品油管道临近飞机场、海(河)港码头、大中型水库和水利建(构)筑物敷设时,间距不宜小于 20m。

3 输油管道与铁路并行敷设时,管道应敷设在铁路用地范围

边线 3m 以外,且原油、成品油管道距铁路线不应小于 25m、液化石油气管道距铁路线不应小于 50m。如受制于地形或其他条件限制不满足本条要求时,应征得铁路管理部门的同意。

4 输油管道与公路并行敷设时,管道应敷设在公路用地范围边线以外,距用地边线不应小于 3m。如受制于地形或其他条件限制不满足本条要求时,应征得公路管理部门的同意。

5 原油、成品油管道与军工厂、军事设施、炸药库、国家重点文物保护单位的最小距离应同有关部门协商确定。液化石油气管道与军工厂、军事设施、炸药库、国家重点文物保护单位的距离不应小于 100m。

6 液化石油气管道与城镇居民点、重要公共建筑和一般建(构)筑物的最小距离应符合现行国家标准《城镇燃气设计规范》GB 50028 的有关规定。

注:本条规定的距离,对于城镇居民点,由边缘建筑物的外墙算起;对于单独的学校、医院、军工厂、机场、码头、港口、仓库等,应由划定的区域边界线算起。

4.1.7 管道与架空输电线路平行敷设时,其距离应符合现行国家标准《66kV 及以下架空电力线路设计规范》GB 50061 及《110kV~750kV 架空输电线路设计规范》GB 50545 的有关规定。管道与干扰源接地体的距离应符合现行国家标准《埋地钢质管道交流干扰防护技术标准》GB/T 50698 的有关规定。埋地输油管道与埋地电力电缆平行敷设的最小距离,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。

4.1.8 输油管道与已建管道并行敷设时,土方地区管道间距不宜小于 6m,如受制于地形或其他条件限制不能保持 6m 间距时,应对已建管道采取保护措施。石方地区与已建管道并行间距小于 20m 时不宜进行爆破施工。

4.1.9 同期建设的输油管道,宜采用同沟方式敷设;同期建设的油、气管道,受地形限制时局部地段可采用同沟敷设,管道同沟敷设时其最小净间距不应小于 0.5m。

4.1.10 管道与通信光缆同沟敷设时,其最小净距(指两断面垂直投影的净距)不应小于 0.3m。

4.2 管道敷设

4.2.1 输油管道应采用地下埋设方式。当受自然条件限制时,局部地段可采用土堤埋设或地上敷设。

4.2.2 当输油管道需改变平面走向或为适应地形变化改变纵向坡度时,可采用弹性弯曲、冷弯管和热煨弯管,不得采用虾米腰弯头或褶皱弯头,并应符合下列规定:

1 在平面转角较小或地形起伏不大的情况下,应优先采用弹性弯曲敷设,并应符合下列规定:

1)弹性敷设管道的曲率半径应满足钢管强度要求,且不宜小于钢管外直径的 1000 倍。竖向下凹的弹性弯曲管段,其曲率半径尚应大于管道在自重条件下产生的挠度曲线的曲率半径,其曲率半径应按式计算:

$$R \geq 3600 \sqrt{\frac{1 - \cos \frac{\alpha}{2}}{\alpha^4}} D^2 \quad (4.2.2)$$

式中: R ——管道弹性弯曲曲率半径(m);

D ——管道的外径(cm);

α ——管道的转角(°)。

2)弹性敷设管道与相邻的反向弹性弯曲管段之间及弹性弯曲管段与弯管之间,应采用直管段连接,直管段长度不应小于钢管的外径,且不应小于 0.5m。

2 当采用热煨弯管时,其曲率半径不宜小于钢管外直径的 5 倍,且应满足清管器或检测器顺利通过的要求。

3 当采用冷弯管改变平面走向或纵向坡度时,冷弯管应符合本规范第 5.4 节的规定,其最小弯管半径应符合表 4.2.2 的要求。

表 4.2.2 冷弯管的最小弯管半径(mm)

公称管径 DN	最小弯管半径 R
≤ 300	$18D$
350	$21D$
400	$24D$
450	$27D$
500	$30D$
$550 \leq DN \leq 1000$	$40D$
≥ 1050	$50D$

注: D 为管外径,弯管两端宜有 2m 左右的直管段。

4.2.3 埋地管道的埋设深度,应根据管道所经地段的农田耕作深度、冻土深度、地形和地质条件、地下水深度、地面车辆所施加的载荷及管道稳定性的要求等因素,经综合分析后确定。管顶的覆土层厚度不宜小于 0.8m。

4.2.4 管沟沟底宽度应根据管道外径、同沟管道数量、开挖方式、组装焊接工艺及工程地质等因素确定,并应符合下列规定:

1 当深度在 5m 以内时,沟底宽度应按式确定:

$$B = D_0 + b \quad (4.2.4)$$

式中: B ——沟底宽度(m);

D_0 ——钢管的结构外径(m),多管同沟敷设时 D_0 取各管道结构外径之和加上管道净间距之和;

b ——沟底加宽裕量(m),应按表 4.2.4 的规定取值。

2 当管沟深度大于或等于 5m 时,应根据土壤类别及物理力学性质确定管沟沟底宽度。

3 当管沟开挖需要加强支撑时,管沟沟底宽度应考虑支撑结构所占用的宽度。

4 用机械开挖管沟时,管沟沟底宽度应根据挖土机械切削尺寸确定,但不应小于按本规范公式(4.2.4)计算的宽度。

5 管沟沟底应平整,管子应紧贴沟底。

表 4.2.4 沟底加宽裕量 $b(m)$

条件因素		沟上焊接				沟下手工电弧焊接			沟下半 自动 焊接 处管沟	沟下焊 接弯管 及碰口 处管沟
		土质管沟		岩石 爆破 管沟	热煨弯 管、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			
b 值	沟深 3m 以内	0.7	0.5	0.9	1.5	1.0	0.8	0.9	1.6	2.0
	沟深 3m~5m	0.9	0.7	1.1	1.5	1.2	1.0	1.1	1.6	2.0

4.2.5 管沟边坡坡度应根据试挖或土壤的内摩擦角、黏聚力、湿度、密度等物理力学性质确定。

当缺少土壤物理力学性质资料、地质条件良好、土壤质地均匀、地下水位低于管沟底面标高且不加支撑时,沟深小于 5m 的管沟边坡最陡坡度不宜大于表 4.2.5 的规定;沟深大于或等于 5m 的管沟应分台阶开挖,台阶宽度不宜小于 2m。

表 4.2.5 沟深小于 5m 时的管沟边坡最陡坡度

土壤类别	边坡坡度(高:宽)		
	坡顶无荷载	坡顶有静荷载	坡顶有动荷载
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
硬塑性的粉土	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
硬塑性的粉质黏土、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(经井点降水后)	1:1.00	—	—
硬质岩	1:0	1:0.1	1:0.2

注:静荷载系指堆土或料堆等;动荷载系指有机械挖土、吊管机和推土机作业。

4.2.6 管沟回填土作业应符合下列规定:

1 岩石、卵石、冻土段管沟,应在沟底先铺设细土或砂垫层,压实后的厚度不宜小于 0.2m。

2 回填岩石、砾石、冻土段的管沟时,应先用细土或砂回填至管顶以上 0.3m 后,方可用原状土回填,回填土中的岩石和碎石块最大粒径不应超过 250mm。

3 管顶和管底用的细土或砂的最大粒径应根据外防腐涂层的类型确定;对于三层结构聚乙烯、三层结构聚丙烯和双层环氧粉末外防腐涂层,最大粒径不宜超过 20mm,且应保证良好的颗粒级配;对于其他涂层,最大粒径不宜超过 10mm。

4 一般地段的管沟回填,应留有沉降余量,回填土宜高出地面 0.3m 以上。对于回填后可能遭受地表汇水冲刷或浸泡的管沟,回填土应压实,压实系数不宜小于 0.85,并应满足水土保持的要求。

5 输油管道出土端、进出站(阀室)和固定墩前后段,回填土时应分层夯实,分层厚度不应大于 0.3m,夯实系数不宜小于 0.9。单侧夯实段长度应根据计算确定。

4.2.7 管沟回填后,应恢复原地貌,并保护耕植层,防止水土流失和积水。

4.2.8 当输油管道一侧邻近冲沟或陡坎时,应对冲沟的边坡、沟底和陡坎采取加固措施。

4.2.9 当输油管道采取土堤埋设时,土堤设计应符合下列规定:

1 输油管道在土堤中的径向覆土厚度不应小于 1.0m;土堤顶宽应大于管道直径两倍且不得小于 1.0m。

2 土堤边坡坡度应根据当地自然条件、填土类别和土堤高度确定。对黏性土土堤,堤高小于 2.0m 时,土堤边坡坡度可采用 1:0.75~1:1;堤高为 2m~5m 时,可采用 1:1.25~1:1.5。

3 土堤受水浸淹部分的边坡应采用 1:2 的坡度,并应根据水流情况采取保护措施。

4 在沼泽和低洼地区,土堤的堤肩高度应根据常水位、波浪

高度和地基强度确定。

5 当土堤阻挡水流排泄时,应设置泄水孔或涵洞等构筑物;泄水能力应满足重现期为 25 年一遇的洪水流量。

6 软弱地基上的土堤,应防止填土后基础的沉陷。

7 土堤用土的透水性能宜接近原状土,且应满足填方的强度和稳定性的要求。

4.2.10 地上敷设的输油管道应采取措施补偿管道轴向变形。

4.2.11 当埋地输油管道同其他埋地管道或金属构筑物交叉时,其垂直净距不应小于 0.3m,两条管道的交叉角不宜小于 30°;管道与电力、通信电缆交叉时,其垂直净距不应小于 0.5m。

4.2.12 输油管道通过人工或天然障碍物(水域、冲沟、铁路、公路等)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。液化石油气管道穿越铁路、公路管段的设计系数应按本规范附录 F 的规定选取。

4.3 管道的外腐蚀控制和保温

4.3.1 输油管道应采取防腐层与阴极保护联合腐蚀控制措施。输油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 和《埋地钢质管道阴极保护技术规范》GB/T 21448 的有关规定。

4.3.2 埋地管道外防腐层的性能、等级及外防护层的选用,应根据地质、环境条件需求确定。

4.3.3 地上管道防腐层的技术性能应能满足现场环境要求。

4.3.4 采用强制电流保护方式时,应避免或抑制对邻近金属构筑物的干扰影响。

4.3.5 采用牺牲阳极方式保护时,应考虑地质条件的限定影响。

4.3.6 在交、直流干扰源影响区域内的管道,应按照国家现行标准《埋地钢质管道交流干扰防护技术标准》GB/T 50698 和《埋地

钢质管道直流排流保护技术标准》SY/T 0017 的相关规定,采取有效的排流保护或防护措施。

4.3.7 相临并行的任一管道受到干扰影响时,不宜采取联合阴极保护措施。需要进行联合保护的,应在并行段两端受干扰的管道上采取绝缘隔离措施。

4.3.8 埋地输油管道的保温层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。

4.3.9 保温层应采用导热系数小的闭孔材料,保温材料应具有一定机械强度,耐热性能好,不易燃烧和具有自熄性,且对管道无腐蚀作用。

4.3.10 保温层外部宜有保护层,保护层材料应具有足够的机械强度和韧性,化学性能稳定,且具有耐老化、防水和电绝缘的性能。

4.4 线路截断阀

4.4.1 输油管道沿线应设置线路截断阀。

4.4.2 原油、成品油管道线路截断阀的间距不宜超过 32km,人烟稀少地区可适当加大间距。

4.4.3 输送液化石油气管道线路截断阀的最大间距应符合表 4.4.3 的规定。

表 4.4.3 液化石油气管道线路截断阀的最大间距

地区等级	线路截断阀最大间距(km)
一	32
二	24
三	16
四	8

注:地区等级的划分见附录 F。

4.4.4 埋地输油管道沿线在河流大型穿跨越及饮用水水源保护区两端应设置线路截断阀。在人口密集区管段或根据地形条件认为需要截断处,宜设置线路截断阀。需防止油品倒流的部位应安

装能通过清管器的止回阀。

4.4.5 截断阀应设置在交通便利、地形开阔、地势较高、检修方便,且不易受地质灾害及洪水影响的地方。

4.4.6 线路截断阀应能通过清管器和管道内检测仪。

4.5 管道的锚固

4.5.1 当管道的设计温度同安装温度存在温差时,在管道出入土端、热煨弯管、管径改变处以及管道同清管器收发设施连接处,宜根据计算设置锚固设施或采取其他能够保证管道稳定的措施。

4.5.2 当管道翻越高差较大的长陡坡时,应校核管道的稳定性。

4.5.3 当管道采取锚固墩(件)锚固时,管道同锚固墩(件)之间应有良好的电绝缘。

4.6 管道标志

4.6.1 管道沿线应设置里程桩、标志桩、转角桩、阴极保护测试桩和警示牌等永久性标志,管道标志的标识、制作和安装应符合现行行业标准《管道干线标记设置技术规范》SY/T 6064 的有关规定。

4.6.2 里程桩应沿管道从起点至终点,每隔 1km 至少设置 1 个。阴极保护测试桩可同里程桩合并设置。

4.6.3 在管道平面改变方向时应设置水平转角桩。转角桩宜设置在折转管道中心线上方。

4.6.4 管道穿跨越人工或天然障碍物时,应在穿跨越处两侧及地下建(构)筑物附近设置标志桩。通航河流上的穿跨越工程,应在最高通航水位和常水位两岸岸边明显位置设置警示牌。

4.6.5 当管道采用地上敷设时,应在行人较多和易遭车辆碰撞的地方,设置标志并采取保护措施。标志应采用具有反光功能的涂料涂刷。

4.6.6 埋地管道通过人口密集区、有工程建设活动可能和易遭受挖掘等第三方破坏的地段应设置警示牌,并宜在埋地管道上方埋

设管道警示带。

4.7 管道水工保护

4.7.1 管道通过以下地段时应设置水工保护设施:

- 1 采用开挖方式穿越河流、沟渠段;
- 2 顺坡敷设和沿横坡敷设段;
- 3 通过田坎、地坎段;
- 4 通过不稳定边坡和危岩段。

4.7.2 管道的水工保护设计应依据当地气候、水文、地形、地质条件及施工材料分布情况,采取工程措施和植物措施相结合的综合防治措施。

4.7.3 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。

4.7.4 顺坡敷设地段水工保护设计应符合下列规定:

- 1 应依据管道纵坡坡度和管沟地质条件,设置管沟沟内截水墙,截水墙的间距宜为 10m~20m;
- 2 应依据边坡坡度,在坡角处设置护坡或挡土墙防护措施;
- 3 宜依据边坡坡顶汇流流量,在坡顶设置地表截、排水沟。截水沟距坡顶边缘不宜小于 5m,排水沟应利用原始坡面沟道,出水口设置位置不应距管道、耕地或临近建(构)筑物形成冲刷。

4.7.5 横坡敷设地段管沟和作业带切坡面应保持稳定,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。

4.7.6 管道通过田坎、地坎段时,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宽度。

4.7.7 管道通过不稳定边坡或危岩地段时,应根据不稳定边坡的下滑力和危岩坠落的冲击力,采取边坡支挡、加大管道埋深或采取覆盖物等措施对管道进行防护。

5 管道、管道附件和支承件设计

5.1 载荷和作用力

5.1.1 输油管道、管道附件和支承件,应根据管道敷设形式、所处环境和运行条件,按下列可能同时出现的永久载荷、可变载荷和偶然载荷的组合后进行设计:

1 永久载荷:

- 1) 输送油品的内压力;
- 2) 钢管及其附件、防腐层、保温层、结构附件的自重;
- 3) 输送油品的重量;
- 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 可变载荷:

- 1) 试压或试运行时的水重量;
- 2) 附在管道上的冰雪载荷;
- 3) 内部高落差或风、波浪、水流等外部因素产生的冲击力;
- 4) 车辆及行人载荷;
- 5) 清管载荷;
- 6) 检修载荷;
- 7) 施工过程中的各种作用力。

3 偶然载荷:

- 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载荷。

5.1.2 输油管道设计压力应符合下列规定:

1 管道系统任何一处的设计内压力不应小于该处的最高稳态操作压力,且不应小于管内流体处于静止状态下该处的静压力。当设置反输流程时,管道任何一处的设计内压力不应小于该处正、反输送条件下最高稳态操作压力的较高值,且不应小于该处正、反输送条件下静压力的较高值。

2 管道及管道附件应能承受作用在其上的外压、内压、外压与内压之间最大压差。

5.1.3 输油管道的设计温度,当加热输送时应为被输送流体的最高温度;当不加热输送时,应根据环境条件确定最高或最低设计温度。

5.1.4 管道水击和其他因素造成的瞬间最大压力值,在管道系统中的任何一点都不应超过管道设计内压力的 1.1 倍。

5.2 许用应力

5.2.1 输油管道直管段的许用应力应符合下列规定:

1 线路段管道的许用应力应按下列公式计算:

$$[\sigma] = K \cdot \phi \cdot \sigma_s \quad (5.2.1-1)$$

式中: $[\sigma]$ ——许用应力(MPa);

K ——设计系数,输送原油、成品油管道除穿越管段应按现行国家标准《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 的规定取值外,输油站外一般地段应取 0.72,城镇中心区、市郊居住区、商业区、工业区、规划区等

人口稠密地区应取 0.6; 输油站内与清管器收发筒相连接的干线管道应取 0.6; 输送液化石油气 (LPG) 管道设计系数应按本规范附录 F 的规定取值;

σ_s ——钢管的最低屈服强度 (MPa), 应按表 5.2.1 的规定取值;

ϕ ——焊缝系数。

表 5.2.1 输油管道常用钢管钢级的最低屈服强度、最低抗拉强度和焊缝系数

钢管标准	钢号或钢级	最低屈服强度 σ_s (MPa)	最低抗拉强度 σ_b (MPa)	焊缝系数 ϕ	备注
《输送流体用无缝钢管》 GB/T 8163	Q295	295($S\leq 16\text{mm}$)	390	1.0	S为钢管的公称壁厚
		275($16\text{mm}<S\leq 30\text{mm}$)			
		255($S>30\text{mm}$)			
	Q345	345($S\leq 16\text{mm}$)	470		
		325($16\text{mm}<S\leq 30\text{mm}$)			
		295($S>30\text{mm}$)			
	20	245($S\leq 16\text{mm}$)	410		
		235($16\text{mm}<S\leq 30\text{mm}$)			
		225($S>30\text{mm}$)			
《石油天然气工业 管线输送系统用钢管》 GB/T 9711 PSL1 钢管	L175 L175P	175	310	1.0	—
	L210	210	335		
	L245	245	415		
	L290	290	415		
	L320	320	435		
	L360	360	460		
	L390	390	490		
	L415	415	520		
	L450	450	535		
	L485	485	570		

续表 5.2.1

钢管标准	钢号或钢级	最低屈服强度 σ_s (MPa)	最低抗拉强度 σ_b (MPa)	焊缝系数 ϕ	备注
《石油天然气工业 管线输送系统用钢管》 GB/T 9711 PSL2 钢管	L245R L245N L245Q L245M	245	415	1.0	—
	L290R L290N L290Q L290M	290	415		
	L320N L320Q L320M	320	435		
	L360N L360Q L360M	360	460		
	L390N L390Q L390M	390	490		
	L415N L415Q L415M	415	520		
	L450Q L450M	450	535		
	L485Q L485M	485	570		
	L555Q L555M	555	625		
	L625M	625	695		
	L690M	690	760		
	L830M	830	915		

- 注:1 PSL1 钢管的钢管等级中后缀字母 P 表明该钢中含有规定含量的磷。
- 2 PSL2 钢管的钢管等级中后缀字母 R、N、Q、M 表示钢管的交货状态: R 为轧制; N 为正火轧制、正火成型、正火或正火加回火; Q 为淬火加回火; M 为热机械轧制。

2 输油站内管道的许用应力应取公式 (5.2.1-2) 和公式 (5.2.1-3) 中计算的较小值。

$$[\sigma]_t = \frac{\sigma_b}{3.0}$$

(5.2.1-2)

$$[\sigma]_t = 0.6\sigma_b^t \quad (5.2.1-3)$$

式中: $[\sigma]_t$ ——设计温度下的许用应力(MPa);

σ_b^t ——材料设计温度下的最低抗拉强度(MPa);

σ_s^t ——材料设计温度下的最低屈服强度(MPa)。

3 旧钢管,如有出厂证明及制造标准资料,经鉴定及试压合格后,可按公式(5.2.1-1、5.2.1-2、5.2.1-3)计算许用应力;

4 对于为了达到规定的最低屈服强度要求而进行过冷加工(控轧、冷扩),并在其后曾经加热至大于或等于 300℃(焊接除外)的钢管,其许用应力应按公式(5.2.1-1、5.2.1-2、5.2.1-3)计算值的 75%取值;

5 钢管的许用剪应力不应超过其最低屈服强度的 45%;支承外载荷作用下的许用应力(端面承压)不应超过其最低屈服强度的 90%。

5.2.2 管道结构支承件和约束件所用钢材的许用拉应力和压应力不应超过其最低屈服强度的 60%;许用剪应力不应超过其最低屈服强度的 45%;支承应力(端面承压)不应超过其最低屈服强度的 90%。

5.2.3 管道及管件强度验算的应力限值应符合下列规定:

1 根据设计内压力计算出的应力值不应超过钢管的许用应力;

2 对于输送加热油品的管道,当管道轴向受约束时,其当量应力不得超过钢管最低屈服强度的 90%;当管道轴向不受约束时,热胀当量应力不得超过钢管的许用应力;

3 架空结构构件的强度验算应符合现行国家标准《油气输送管道跨越工程设计规范》GB 50459 的有关规定。

5.2.4 管道及管件由于永久载荷、可变载荷所产生的轴向应力之和,不应超过钢管的最低屈服强度的 80%,但不应将地震作用和风载荷同时计入。

5.3 材 料

5.3.1 输油管道所采用的钢管、管道附件的材质选择应根据设计压力、温度和所输介质的物理性质,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可焊性。

5.3.2 输油管道线路用钢管应采用管线钢,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 的有关规定;输油站内的工艺管道应优先采用管线钢,也可采用符合现行国家标准《输送流体用无缝钢管》GB/T 8163 规定的钢管。

5.3.3 管道附件和其他钢管材料应采用镇静钢。

5.3.4 当钢管储存、运输、施工的环境温度或运行温度低于 0℃ 时,应对钢管和管道附件材料提出韧性要求。

5.3.5 液化石油气管道及管道附件,应考虑低温下的脆性断裂和运行温度下的塑性止裂性能。

5.3.6 钢制锻造法兰及其他锻件,应符合国家现行标准《承压设备用碳素钢和合金钢锻件》NB/T 47008、《低温承压设备用碳素钢和合金钢锻件》NB/T 47009 和《承压设备用不锈钢和耐热钢锻件》NB/T 47010 的有关规定。

5.4 输油管道管壁厚度计算及管道附件的结构设计

5.4.1 输油管道直管段的钢管管壁厚度应按下列公式计算:

$$\delta = \frac{PD}{2[\sigma]} \quad (5.4.1)$$

式中: δ ——直管段钢管计算壁厚(mm);

P ——设计内压力(MPa);

D ——钢管外直径(mm);

$[\sigma]$ ——钢管许用应力(MPa),应按本规范第 5.2.1 条的规定选用。

5.4.2 弯管的壁厚应按下列公式计算:

$$\delta_H \geq \delta \quad (5.4.2-1)$$

$$\delta_i \geq \delta \cdot m \quad (5.4.2-2)$$

$$m = \frac{4R-D}{4R-2D} \quad (5.4.2-3)$$

式中: δ_H ——弯管的外弧侧壁厚最小值(mm);

δ_i ——弯管的内弧侧壁厚最小值(mm);

δ ——弯管所连接直管段的计算壁厚(mm);

m ——弯管的壁厚增大系数;

R ——弯管的曲率半径(mm);

D ——弯管的外径(mm)。

5.4.3 弯管的母管壁厚应按下列公式计算:

$$\delta_b = \frac{1}{1-c} \delta \quad (5.4.3)$$

式中: δ_b ——弯管母管计算壁厚(mm);

δ ——弯管所连接直管段的计算壁厚(mm);

C ——弯管弯制允许最大壁厚削弱率。

5.4.4 输油站间的管道可按设计内压力分段设计管道的管壁厚度。

5.4.5 钢制管件应符合下列规定:

1 冷弯管、热煨弯管宜采用与直管段相同的钢级材料制作;

2 制作冷弯管的钢管管型宜与两侧连接的直管段相同,热煨弯管不宜采用螺旋焊缝钢管制作;

3 用为了达到规定的最低屈服强度而进行过冷加工(控轧、冷扩)的母管制作的热煨弯管,其许用应力应按本规范第 5.2.1 条第 4 款的规定取值。

4 钢制管件的制造、检验、试验、标志和验收应符合国家现行标准《钢制对焊无缝管件》GB 12459、《优质钢制对焊管件规范》SY/T 0609、《钢制对焊管件规范》SY/T 0510 和《油气输送用钢制感应加热弯管》SY/T 5257 的有关规定。管件与直管段不等壁厚的焊接应符合本规范附录 G 的规定。

5.4.6 当管道及管件的壁厚极限偏差符合现行国家标准的规定

时,在无其他特殊要求情况下,可不再增加管壁的裕量。

5.4.7 管道附件设计应符合下列规定:

1 管道附件应按设计内压力、设计温度和最低环境温度选择和设计,并按本规范第 5.1.2 条第 2 款规定进行核算;

2 管道附件的非金属镶装件、填料、密封件,应选择耐油、耐温的材料。

5.4.8 钢制异径接头的设计应符合现行国家标准《压力容器》GB 150 的有关规定。无折边异径接头的半锥角应小于或等于 15° ,异径接头的材质宜与所连接钢管的材质相同或相近。

5.4.9 钢制平封头或凸封头的设计应符合现行国家标准《压力容器》GB 150 的有关规定。

5.4.10 绝缘接头、绝缘法兰的设计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。公称压力大于 5MPa,直径大于 300mm 的输油管道宜采用绝缘接头。

5.4.11 管道和管道附件的开孔补强应符合下列规定:

1 在主管上直接开孔焊接支管,当支管外径小于 0.5 倍主管外径时,可采用补强圈进行局部补强,也可增加主管和支管管壁厚度进行整体补强。支管和补强圈的材料,宜与主管材料相同或相近。

2 当相邻两支管中心线的间距小于两支管开孔直径之和,但大于或等于两支管开孔直径之和的 $2/3$ 时,应进行联合补强或加大主管管壁厚度。当进行联合补强时,支管两中心线之间的补强面积不得小于两开孔所需总补强面积的 $1/2$ 。当相邻两支管中心线的间距小于两支管开孔直径之和的 $2/3$ 时,不得开孔。

3 当开孔直径小于或等于 50mm 时,可不补强。

4 当支管外径大于或等于 0.5 倍主管外径时,应采用三通或采用全包型补强。

5 三通和主管开孔宜采用等面积补强,等面积补强的有效范围见图 5.4.11,等面积补强按照下列公式校核计算:

$$A_1 + A_2 + A_3 \geq A_R \quad (5.4.11-1)$$

$$A_1 = (\delta_H - \delta_h) d \quad (5.4.11-2)$$

$$A_2 = 2(\delta_B - \delta_b) L \quad (5.4.11-3)$$

$$A_R = d \delta_h \quad (5.4.11-4)$$

式中: A_R ——需要的补强面积(mm^2);

A_1 ——主管补强面积(mm^2);

A_2 ——支管补强面积(mm^2);

A_3 ——补强圈、焊缝等所占补强面积(mm^2), 对于拔制三通

$A_3 = 0$;

d ——支管内径(mm);

δ_h ——按公式(5.4.1)计算的主管管壁厚度(mm);

δ_H ——主管的公称管壁厚度(mm);

δ_b ——按公式(5.4.1)计算的支管管壁厚度(mm);

δ_B ——支管的公称管壁厚度(mm);

L ——取 $2.5\delta_H$ 或 $2.5\delta_B + M$ 之较小值(mm), 对于拔制三

通 $L = 0.7 \sqrt{d \cdot \delta_R}$ 。

M ——补强圈厚度(mm);

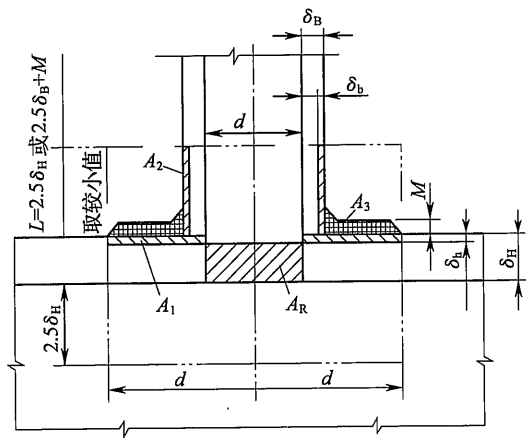


图 5.4.11 等面积补强的有效范围

注: 图中双点划线框内为可提供补强的范围。

6 开孔边缘距主管焊缝宜大于主管管壁厚的 5 倍。

5.4.12 当输油管道采用弯头或弯管时, 其所能承受的温度和内压力, 应不低于相邻直管段所承受的温度和内压力。

5.4.13 冷弯管的任何部位不得出现明显褶皱、裂纹及其他机械损伤, 弯管两端的圆度不得大于 2%, 其他部位不得大于 2.5%。

5.4.14 地面管道的管架、支承件和锚固件的设计应符合下列规定:

1 被支承的钢管不应产生过大的局部应力、轴向和侧向摩擦力;

2 管道运行时可能发生振动处, 可采用支柱或防振装置, 但不应改变设计的管道约束形式;

3 钢管上的支承件, 可采用不与钢管焊接成一体的部件的管夹或“U”形管卡;

4 当设计的管道是在其许用应力或接近其许用应力的情况下运行时, 焊接在钢管上的连接件应是一个环抱整个钢管的单独的圆筒形加强件。加强件与钢管的焊接应采用连续焊。

5.5 管道的强度校核

5.5.1 输油管道应计算由设计内压力、外部载荷和温度变化所产生的应力, 并应使其小于管道、管道附件及所连接设备的安全承受能力。

5.5.2 穿越管段的强度验算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。

5.5.3 埋地输油管道的直管段和轴向变形受限制的地上管段的轴向应力应按下列公式计算:

$$\sigma_a = \alpha E(t_1 - t_2) + \mu \sigma_h \quad (5.5.3-1)$$

$$\sigma_h = \frac{Pd}{2\delta} \quad (5.5.3-2)$$

式中: σ_a ——由于内压和温度变化产生的轴向应力(MPa), 负值为轴向压应力, 正值为轴向拉应力;

E ——钢材的弹性模量, 可取 2.05×10^5 MPa;

α ——钢材的线膨胀系数, 可取 $1.2 \times 10^{-5} \text{ } ^\circ\text{C}^{-1}$;

t_1 ——管道安装闭合时的环境温度($^\circ\text{C}$);

t_2 ——管道内被输送介质的温度($^\circ\text{C}$);

μ ——泊桑比, 宜取 0.3;

σ_h ——由内压产生的环向应力(MPa);

p ——管道的设计内压力(MPa);

d ——管道的内直径(m);

δ ——管道的公称壁厚(m)。

按内压计算的环向应力应小于或等于许用应力 $[\sigma]$, 许用应力 $[\sigma]$ 应符合本规范第 5.2.1 条的规定。

5.5.4 埋地管道的弹性敷设管段和轴向受约束的地上架空管道, 在轴向应力中均应计入横向弯曲产生的应力。轴向受约束的地上架空管道横向弯曲引起的轴向应力计算应符合现行国家标准《油气输送管道跨越工程设计规范》GB 50459 的相关规定。弹性敷设管段的弯曲应力应按式(5.5.4)计算:

$$\sigma_d = \pm \frac{ED}{2R} \quad (5.5.4)$$

式中: σ_d ——弹性敷设产生的弯曲应力, 负值为轴向压应力, 正值为轴向拉应力(MPa);

D ——钢管外直径(m);

R ——弹性敷设曲率半径(m)。

5.5.5 对于受约束管道应按最大剪应力破坏理论计算当量应力, 当 σ_a 为压应力(负值)时, 应满足下式要求:

$$\sigma_e = \sigma_h - \sigma_a \leq 0.9\sigma_s \quad (5.5.5)$$

式中: σ_e ——当量应力(MPa);

σ_s ——钢管的最低屈服强度(MPa)。

5.5.6 对于轴向不受约束的架空敷设管段、埋地管道出土端未设固定墩的管段, 热膨胀当量应力应按下列公式计算, 且计算值不应大于钢管的许用应力 $[\sigma]$ 。

$$\sigma_t = \sqrt{\sigma_b^2 + 4\tau^2} \leq [\sigma] \quad (5.5.6-1)$$

$$\sigma_b = \frac{\sqrt{(i_i M_i)^2 + (i_o M_o)^2}}{Z} \quad (5.5.6-2)$$

$$\tau = \frac{M_t}{2Z} \quad (5.5.6-3)$$

式中: σ_t ——最大运行温差下热膨胀当量应力(MPa);

σ_b ——最大运行温差下热膨胀合成弯曲应力(MPa);

M_i ——构件平面内的弯矩, 对于三通, 总管和支管部分的力矩应分别考虑(MN·m);

i_i ——构件平面内的应力增强系数, 其取值应符合本规范附录 H 的规定;

M_o ——构件平面外的弯矩(MN·m);

i_o ——构件平面外的应力增强系数, 其取值应符合本规范附录 H 的规定;

τ ——扭应力(MPa);

M_t ——扭矩(MN·m);

Z ——钢管截面系数(m^3)。

5.5.7 计算地面管道的热应力时, 管道的全补偿值应包括热伸长值、管道端点的附加位移及有效预拉伸。预拉伸的有效系数宜取 0.5。

5.6 管道的刚度和稳定

5.6.1 管道的刚度应满足钢管运输、管道施工和运行时的要求。钢管的外直径与壁厚的比值不宜大于 100。

5.6.2 穿越公路的无套管管段、穿越用的套管, 以及埋深较大的管段, 均应按无内压状态验算在外力作用下的变形, 其水平方向直

径的变形量不应大于钢管外径的 3%。变形量应按本规范附录 J 的规定计算确定。

5.6.3 加热输送的埋地管道应验算其轴向稳定性,并应符合下列规定:

1 加热输送的埋地管道轴向力应按下列公式计算:

$$N = [\alpha E(t_2 - t_1) + (0.5 - \mu)\sigma_h]A \quad (5.6.3-1)$$

式中: N ——由温差和内压力产生的轴向力(MN);

A ——钢管横截面积(m^2);

E ——钢材的弹性模量,可取 2.05×10^5 MPa;

σ ——钢材的线膨胀系数,可取 $1.2 \times 10^{-5} \text{ } ^\circ\text{C}^{-1}$;

t_1 ——管道安装闭合时的环境温度($^\circ\text{C}$);

t_2 ——管道内被输送介质的温度($^\circ\text{C}$);

μ ——泊桑比,宜取 0.3;

σ_h ——由内压产生的环向应力(MPa);

2 当 N 为正值时,表示 N 为轴向压缩力,应按下列公式验算轴向稳定性:

$$N \leq \frac{N_{cr}}{n} \quad (5.6.3-2)$$

式中: N_{cr} ——管道开始失稳时的临界轴向力(MN),应按本规范附录 K 的规定计算确定;

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

3 当 N 为负值时,表示 N 为轴向拉力,可不验算轴向稳定性。

5.6.4 地上管道的轴向稳定应符合现行国家标准《油气输送管道跨越工程设计规范》GB 50459 的有关规定。

6 输 油 站

6.1 站场选址和总平面布置

6.1.1 站场选址应符合下列规定:

1 站场选址应合理利用土地,并结合当地城乡规划建设。

2 站址宜选定在地势平缓、开阔、具有较好的工程、气象、水文、地质条件,且交通、供电、供水、排水及职工生活社会依托均较方便的地方;应保持与附近城镇居民点、工矿企业、铁路、公路等的安全间距要求。

3 站场位置选定应结合管道线路走向,满足工艺设计的要求;站场内应有足够的生产及施工操作场地;并行敷设管道的站场宜合建。

4 站址宜远离海、江、河、湖泊。当确需邻近建设时,应采取防止事故状态下事故液对周边水体污染的相应防护措施。

5 站场位置选定应避开下列场所:

1) 存在崩塌、活动断层、滑坡、沼泽、流沙、泥石流、矿山采空区等不良地质的地段。

2) 蓄(滞)洪区及有内涝威胁的地段;

3) 易受洪水及泥石流影响的地段,窝风地段;

4) 在山地、丘陵地区采用开山填沟营造人工场地时,应避开山洪流经过的沟谷;

5) 水源保护区、自然保护区、风景名胜区和地下文物遗址。

6 首、末站站址的选定宜与上下游企业联合选址,并使管道的进出线方便。

7 各类站场的站址选择应符合现行行业标准《石油天然气工程总图设计规范》SY/T 0048 中的相关规定。独立建设或与炼

厂、油库、油品码头等石油化工企业毗邻建设的输油站场,与相邻的居民点、企业的安全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 的相关规定。

8 站场与油田的集中处理站、炼厂、油库等石油化工企业合并建设时,各设施与相邻石油化工企业相关设施的安全间距,应按照现行国家标准《石油天然气工程设计防火规范》GB 50183和相关规范中企业内部各设施之间安全间距要求的较大者确定。

6.1.2 各类站场的总平面布置应符合下列规定:

1 防火间距及防火措施应符合现行国家标准《石油天然气工程设计防火规范》GB 50183 的相关规定;

2 总平面布置的防爆要求应符合现行行业标准《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 的相关规定;

3 站场总平面和竖向布置应符合现行行业标准《石油天然气工程总图设计规范》SY/T 0048 的相关规定;

4 各类站场内部设施的总平面布置应根据各类设施的火灾危险性,并结合地形、风向等条件,按功能进行分区布置;

5 各类站场内使用性质相近的建(构)筑物,在符合生产使用和安全防火的要求下,宜合并布置;

6 各类站场应结合当地情况,选取合理的雨水排放和收集方案,避免由于雨水排放造成的水土流失、环境污染等情况的发生;

7 输油站场生产区周围宜设置防止事故状态下事故液漫流的导流和收集设施。

6.2 站场工艺流程

6.2.1 输油首站工艺流程应具有收油、储存、增压正输(加热)、发送清管器、站内循环、计量的功能。

6.2.2 中间(热)泵站工艺流程应符合下列规定:

1 中间泵站工艺流程应具有增压正输、压力越站、全越站、接收和发送清管器或清管器越站的功能;

2 中间热泵站工艺流程应具有增压正输、加热正输、压力越站、热力越站、全越站、接收和发送清管器或清管器越站的功能;

3 中间热站工艺流程应具有加热正输、热力越站、全越站、接收和发送清管器或清管器越站的功能;

4 设有分输功能的中间(热)泵站工艺流程尚应具有油品分输、调节及计量功能;

5 设有注入功能的中间(热)泵站工艺流程尚应具有收油、调节、计量、注入的功能。

6.2.3 清管站工艺流程应具有接收和发送清管器的功能。

6.2.4 减压站工艺流程应具有减压、接收和发送清管器的功能。设有分输或加热功能的减压站尚应分别具有分输站、热站的功能。

6.2.5 分输站工艺流程应具有油品分输、调节及计量功能。与清管站合建的分输站尚应具有接收和发送清管器的功能。

6.2.6 注入站工艺流程应具有收油、调节、计量、注入的功能。与清管站合建的分输站尚应具有接收和发送清管器的功能。

6.2.7 末站工艺流程应具有收油、储存或不进罐直接计量后去用户、站内循环、接收清管器的功能。

6.2.8 采用反输工艺的输油管道各站场还应具有反输功能。

6.2.9 设有压力泄放系统的各类站场,应具有油品泄压进罐及油品回注或处理功能。

6.3 原油管道站场工艺及设备

6.3.1 原油储罐宜选用浮顶油罐。

6.3.2 输油站储罐设置应满足管道安全运行的需求,储罐设置应符合下列规定:

1 输油首站、注入站及末站设置的储油罐数量每站不宜少于

3 座,储油罐总容量不应小于按下式计算的储罐总容量:

$$V = \frac{G}{350\rho\epsilon}k \quad (6.3.2-1)$$

式中: V ——输油站原油储罐总容量(m^3);

G ——输油站原油年总运转量(t);

ρ ——储存温度下原油密度(t/m^3);

ϵ ——油罐装量系数,宜取 0.9;

k ——原油储备天数,应按本规范第 6.3.4 条相关规定选取。

2 具有储存、转运功能的分输站宜设置储油罐,罐容应按本规范公式(6.3.2-1)计算。直接向用户供油的分输站可不设置储油罐。

3 设有反输功能的输油站罐容除应满足正常输送需要外,尚应满足反输工艺对储罐容量的需求。反输罐容应按下式计算:

$$V = \frac{24v}{\epsilon}k \quad (6.3.2-2)$$

式中: V ——管道反输运行时,输油站需要的原油储罐总容量(m^3);

v ——管道反输运行的输油量(m^3/h);

ϵ ——油罐装量系数,宜取 0.9;

k ——原油反输运行天数。

6.3.3 站场泄压罐设置及容量应根据瞬态水力分析确定,泄压罐宜采用固定顶储罐。

6.3.4 输油站油品储备天数应符合下列规定:

1 首站、注入站:

1) 油源来自油田、管道时,其储备天数宜为 3 天~5 天;

2) 油源来自铁路卸油时,其储备天数宜为 4 天~5 天;

3) 油源来自内河运输时,其储备天数宜为 3 天~4 天;

4) 油源来自近海运输时,其储备天数宜为 5 天~7 天;

5) 油源来自远洋运输时,其储备天数按委托设计合同确定;油罐总容量应大于油轮一次卸油量。

2 具有储存、转运功能的分输站、末站:

1) 通过铁路发送油品给用户时,油品储备天数宜为 4 天~5 天;

2) 通过内河发送给用户时,油品储备天数宜为 3 天~4 天;

3) 通过近海发送给用户时,油品的储备天数宜为 5 天~7 天;

4) 通过远洋油轮运送给用户时,油品储备天数按委托设计合同确定;油罐总容量应大于油轮一次装油量;

5) 末站为向用户供油的管道转输站时,油品储备天数宜为 3 天。

3 中间(热)泵站采用旁接油罐输油工艺时,其旁接油罐容量宜按 2h 的最大管输量计算。

6.3.5 油罐的加热和保温方式应根据储存原油的物理性质和环境条件,通过技术经济比较后确定。原油储存温度宜高于原油凝点 3°C ~ 5°C 。

6.3.6 铁路装卸设施应符合现行行业标准《石油化工液体物料铁路装卸车设施设计规范》SH/T 3107 的相关规定。

6.3.7 码头装卸设施应符合现行行业标准《海港总体设计规范》JTS 165 的相关规定。

6.3.8 输油泵的选择应符合下列规定:

1 输油泵泵型应根据所输油品性质合理选择。当在输送温度下油品的动力黏度在 $100\text{mPa}\cdot\text{s}$ 以下时,宜选用离心泵。

2 泵机组不应少于 2 台,但不宜多于 5 台,并应至少备用 1 台。

3 输油泵轴功率应按下式计算:

$$P = \frac{q_v \rho H}{102\eta} \quad (6.3.8)$$

式中: P ——输油泵轴功率(kW);

q_v ——设计温度下泵的排量(m^3/s);

ρ ——设计温度下介质的密度(kg/m^3);

H ——输油泵排量为 q_v 时的扬程(m);

η ——设计温度下泵排量为 q_v 时的输油效率。

注:泵样本上给出的 η 、 q_v 、 H 是以输水为基础的数据。泵用于输油时,应根据输油温度下的油品黏度,对泵的 η 、 q_v 、 H 进行修正。

6.3.9 输油主泵驱动装置的选择应符合下列规定:

1 电力充足地区应采用电动机,无电或缺电地区宜采用内燃机;

2 经技术经济比较后,可选择调速装置或可调速的驱动装置;

3 驱动泵的电动机功率应按下式计算:

$$N = K \frac{P}{\eta_e} \quad (6.3.9)$$

式中: N ——输油泵配电机额定功率(kW);

P ——输油泵轴功率(kW);

η_e ——传动系数,取值如下:直接传动, $\eta_e = 1.0$; 齿轮传动,

$\eta_e = 0.9 \sim 0.97$; 液力耦合器 $\eta_e = 0.97 \sim 0.98$;

K ——电动机额定功率安全系数,取值如下: $3 < P \leq 55kW$,

$k = 1.15$; $55 < P \leq 75kW$, $k = 1.14$; $P > 75kW$, $k = 1.1$ 。

6.3.10 加热设备的选择应符合下列规定:

1 加热设备不宜少于 2 台,可不设备用;

2 热负荷应按下式计算:

$$Q = q_m C (t_1 - t_2) \quad (6.3.10)$$

式中: Q ——加热设备热负荷(W);

q_m ——进入加热设备油品流量(kg/s);

C ——加热设备进、出口平均温度下油品的比热容 [$J/(kg \cdot ^\circ C)$];

($kg \cdot ^\circ C$)];

t_1 ——加热设备出口油品温度($^\circ C$);

t_2 ——加热设备进口油品温度($^\circ C$)。

6.3.11 减压站内减压系统的设置应符合下列规定:

1 减压系统应能保证油品通过上游高点时不出现汽化现象,并应控制下游管道压力不超压;

2 减压系统应设置备用减压阀,减压阀应选择故障关闭型;

3 减压站不应设置越站管线;

4 减压阀上、下游应设置远控截断阀,阀门的压力等级应和减压阀压力等级保持一致,应能保证在管道停输时完全隔断静压力;

5 减压阀组上游应设置过滤器,过滤网孔径尺寸应根据减压阀结构形式确定;

6 设置伴热保温的减压阀组,每路减压阀组应设置单独的伴热回路;

7 减压站内的进、出站管线上应设超压保护泄放阀。

6.3.12 清管设施的设置应符合下列规定:

1 输油管道应设置清管设施;

2 清管器出站端及进站端管线上应设置清管器通过指示器;设置清管器转发设施的站场,应在清管器转发设施的上游和下游管线上设置清管器通过指示器;

3 清管器接收、发送筒的结构、筒径及长度应能满足通过清管器或检测器的要求;

4 当输油管道直径大于 DN500,且清管器总重超过 45kg 时,宜配备清管器提升设施;

5 清管器接收、发送操作场地应根据一次清管作业中使用的清管器(包括检测器)数量及长度确定;

6 清管作业清出的污物应进行集中收集处理。

6.3.13 输油管道用阀门的选择应符合下列规定:

1 安装于通过清管器管道上的阀门应选择全通径型(阀门通道直径与相连接管道的内径相同);不通清管器的阀门可选用普通型或缩径型;

2 埋地安装的阀门宜采用全焊接阀体结构,并采用焊接连接;

3 当阀门与管道焊接连接时,阀体材料的焊接性能应与所连接的钢管的焊接性能相适应;

4 输油管道不得使用铸铁阀门。

6.3.14 油品交接计量的设置应符合下列规定:

1 输油管道应在油品交接处设置交接计量系统;

2 流量计宜选用容积式、速度式或质量式流量计,准确度不应低于0.2级;

3 计量系统应设置备用计量管路,不应设置旁通管路;计量管路多于4路时,应设置2路备用;

4 流量计下游应设置具有截止和检漏双功能阀门或严密性好的无泄漏阀门;

5 流量计出口应保持足够的背压;

6 计量系统宜设置在线检定装置及配套设施,检定装置应设置清洗流程;

7 流量计前后的排污设施应分别设置,宜设置密闭流程;

8 流量计、体积管可露天安装,水标系统宜室内安装;

9 计量处宜设置取样系统和油品物性化验设施;

10 计量系统及辅助设备的设置,应满足国家现行标准《原油动态计量 一般原则》GB/T 9109.1、《液态烃动态测量 体积计量流量计检定系统》GB/T 17286、《液态烃动态测量 体积计量系统的统计控制》GB/T 17287、《液态烃体积测量 容积式流量计计量系统》GB/T 17288、《液态烃体积测量 涡轮流量计计量系统》GB/T 17289及《科里奥利质量流量计检定规程》JJG 1038的有关规定。

6.4 成品油管道站场工艺及设备

6.4.1 储存汽油、石脑油、煤油、溶剂油、航空煤油、喷气燃料油应选用内浮顶罐;闪点低于45℃的柴油宜选用内浮顶罐,闪点高于45℃的柴油、重油等可选用固定顶油罐。

6.4.2 顺序输送管道首站、注入站的储罐容量应满足批次输送的罐容要求,储罐设置应符合下列规定:

1 输油首站、注入站满足批次组织要求的储罐容量宜按下列公式计算:

$$V = \frac{K_m m}{\rho \epsilon N} \quad (6.4.2-1)$$

$$K_m = \frac{Q_m}{Q_e} \quad (6.4.2-2)$$

式中:V——每批次、每种油品或每种牌号油品所需的储罐容量(m³);

m——每种油品或每种牌号油品的年输送量(t);

ρ ——储存温度下每种油品或每种牌号油品的密度(t/m³);

ϵ ——油罐的装量系数,容量小于1000m³的固定顶罐(含内浮顶)宜取0.85,容量等于或大于1000m³的固定顶罐(含内浮顶)、浮顶罐宜取0.9;

N——循环次数(次);

K_m ——月最大不均匀系数;

Q_m ——最大月下载或输出量(t);

Q_e ——年平均月下载或输出量(t)。

注:设有水运卸船码头的站场,还应满足一次装船或卸船量要求,取较大值。

2 直接向销售油库供油的分输站或末站可不设置储油罐;具有储存、转运功能的分输站或末站的罐容宜按本规范公式(6.4.2-1)计算,且应满足转运方式的要求。

3 每种油品或每种牌号油品储油罐数量不应少于2座。

6.4.3 成品油管道的首站、注入站和末站宜与沿线炼厂或油

库合并设置或相邻设置,分输计量设施宜与沿线分输油库合并设置。

6.4.4 顺序输送成品油管道站场泄压罐设置及容量应根据瞬态水力分析确定,泄压罐宜采用固定顶罐。

6.4.5 有混油切割的站场应在进站管道上设置混油界面检测设施。

6.4.6 需下载混油的站场宜设置混油罐,顺序输送成品油管道站场混油罐数量应按照混油切割和处理工艺确定,混油罐总容量不宜小于2个输送批次混油切割量要求。

6.4.7 成品油管道铁路装卸设施应符合现行行业标准《石油化工液体物料铁路装卸车设施设计规范》SH/T 3107 的相关规定。

6.4.8 成品油管道码头装卸设施应符合现行行业标准《海港总体设计规范》JT 165 的相关规定。

6.4.9 汽油、石脑油等轻质油品装车总量大于20万吨/年时,宜设置油气回收设施。

6.4.10 输油泵流量选择宜兼顾管道近、远期输量变化要求,扬程选择应满足所输各种油品的需要,并按本规范第6.3.8条的规定选择泵送设备。

6.4.11 输油泵驱动装置应按本规范第6.3.9条的规定选择。

6.4.12 减压站的设置应符合本规范第6.3.11条的规定。

6.4.13 清管设施设置应符合本规范第6.3.12条的规定。

6.4.14 成品油管道阀门的选择应符合下列规定:

1 成品油管道阀门的选择应符合本规范第6.3.13条的规定;

2 顺序输送成品油管道用于油品切换作业的阀门应为快速开启、关闭、密封性能好的阀门,其开启、关闭的时间不宜超过10s,并应采取防止管道内漏、串油的措施。

6.5 液化石油气管道站场工艺及设备

6.5.1 液化石油气储罐设计应符合下列规定:

1 在常温下,应选用卧式金属储罐或球形储罐;

2 管道首站、注入站、分输站、末站液化石油气储罐总容量应按下式计算:

$$V = \frac{m}{350\rho\epsilon}k \quad (6.5.1-1)$$

式中: V ——管道首站、注入站、分输站、末站液化石油气储罐总容量(m^3);

m ——管道首站、注入站、分输站、末站液化石油气年总运量(t);

ρ ——储罐内最高工作温度时液化石油气的密度(t/m^3);

ϵ ——最高操作温度下储罐装量系数,宜取0.85;

k ——液化石油气的储备天数。

3 储罐座数应按下式确定:

$$n = \frac{V}{V_1} \quad (6.5.1-2)$$

式中: n ——储罐座数,首站、注入站、分输站、末站储罐,每站不宜少于3座;

V ——液化石油气总储存量(m^3);

V_1 ——球罐或卧罐单座的容量(m^3)。

4 液化石油气储罐的设计应符合国家现行标准《固定式压力容器安全技术监察规程》TSG R0004 的相关规定。

5 液化石油气储罐上的附件应按工艺要求设置。储罐上的附件选用、安装、使用要求,应符合国家现行标准《固定式压力容器安全技术监察规程》TSG R0004 的相关规定。

6 液化石油气储罐下部应设置排污双阀,在寒冷地区应设防冻设施。

口管道上不宜设置切断阀,当工艺有特殊要求必须设置时,应使切断阀在正常工作时保持开启状态并加铅封。与储罐相接的管线上不得安装铸铁阀。

8 容量大于或等于 100m^3 的储罐应设置 2 个或 2 个以上安全阀。

6.5.2 首站、注入站、分输站、末站液化石油气的储备天数应符合本规范第 6.3.4 条的规定。

6.5.3 储罐的冷却与绝热方式应根据所储液化石油气组分和环境条件,经技术经济比较后确定。

6.5.4 液化石油气铁路装卸设施应符合现行行业标准《石油化工液体物料铁路装卸车设施设计规范》SH/T 3107 的相关规定。

6.5.5 码头装卸设施应符合现行行业标准《海港总体设计规范》JTS 165 的相关规定。

6.5.6 泵送设备除应按本规范第 6.3.8 条选用外,还应符合下列规定:

1 宜选用液化石油气专用泵。泵的安装高度应保证不使其发生气蚀,并应采取防振动措施。

2 选用泵的外壳应为铸钢,应选用无泄漏型机械密封。

3 入口管段上应设置操作阀、过滤器、放散阀及放散管,放散管应引至安全放空地点。

4 泵出口管段上应设置止回阀、操作阀和液相安全回流阀。

6.5.7 主泵驱动装置的选择除应符合本规范第 6.3.9 条的规定外,还应满足水联运工况的要求。

6.5.8 压缩机组及附件的设置应符合下列规定:

1 站场内宜设置压缩机,对储罐及装卸设备中的气相液化石油气增压;

2 压缩机进、出口管线上应设置阀门;

3 压缩机进、出口管之间应设置旁通管及旁通阀;

4 压缩机进口管线上应设置过滤器;

5 压缩机出口管线上应设置止回阀和安全阀;

6 当站内无压缩机系统时,罐区内各储罐的气相空间之间,槽车与储罐气体空间应用平衡管连通。

6.5.9 减压站的设置应符合本规范第 6.3.11 条的规定。

6.5.10 清管设施的设置应符合本规范第 6.3.12 条的规定。

6.5.11 液化石油气管道用阀门应符合下列规定:

1 阀门及附件的配置应按系统设计压力提高一级;

2 地上管道分段阀之间的管段上应设置安全阀;

3 管道上应设置液化气专用阀门;

4 阀门应按本规范第 6.3.13 条的规定选择。

6.5.12 液化石油气的交接计量应符合本规范第 6.3.14 条的规定。

6.6 站内管道及设备的防腐与保温

6.6.1 站内地面钢质管道和金属设施应采用防腐层进行腐蚀防护。

6.6.2 站内地下钢质管道的防腐层应为加强级或特加强级,也可采取外防腐层和阴极保护联合防护方式。

6.6.3 地面储罐的防腐设计应符合现行国家标准《钢质石油储罐防腐蚀工程技术规范》GB/T 50393 的有关规定。

6.6.4 保温管道的钢管外壁及钢制设备外壁均应进行防腐,保温层外应设防护层。埋地管道及钢制设备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。地面钢质管道和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。

6.7 站场供配电

6.7.1 输油站的电力负荷分级应根据输油管道工艺系统的运行要求来确定,并应符合下列规定:

信,主、备电力调度通信方式应符合当地电网的要求;

3 无人值班变电所,除在变电所装设电力调度电话外,还应在站控制室装设并机电力调度电话。

6.7.12 输油管道输油站场和阀室危险区域的划分应符合现行行业标准《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的相关规定;危险区域内电气装置的选择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的相关规定。

6.7.13 输油站场和阀室的防雷、防雷击电磁脉冲、防静电设计应符合下列规定:

1 输油站场内的建(构)筑物的防雷设计应符合现行国家标准《建筑物防雷设计规范》GB 50057的相关规定;信息系统设备所在建筑物,应按不低于第三类防雷建筑物进行防直击雷设计;

2 阀室应按照第二类防雷建筑物进行防直击雷设计;

3 输油管道的防雷、防静电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的相关规定;

4 供配电系统和电子信息系统的防雷、防雷击电磁脉冲设计应符合国家现行标准《交流电气装置的过电压保护和绝缘配合》GB/T 50064、《建筑物防雷设计规范》GB 50057和《建筑物电子信息系统防雷技术规范》GB 50343的相关规定。

6.7.14 输油站场的接地设计应符合下列规定:

1 站场内的建(构)筑物的接地系统设计应符合现行国家标准《建筑物防雷设计规范》GB 50057的相关规定;

2 站场中的电气装置或设备,除另有规定外应使用一个总的接地网;

3 同一建筑物或区域内,防雷接地、电气设备接地和信息系统设备接地宜采用共用接地系统,其接地电阻取最小值。

6.7.15 输油站场内由设备各负荷等级的划分应符合表 6.7.11

表 6.7.15 输油站场内用电设备的负荷等级

建(构)筑物、装置名称	用电设备	负荷等级
泵房(棚)	主泵、给油泵	一
	装车(装船)泵	二
加热炉区	直接加热炉或间接加热炉及其配套用电设施	一
消防泵房	冷却水泵、泡沫混合液泵或消防水泵	*
锅炉房	给水泵、补水泵、风机、火嘴、水处理设备	二
阀室	电动阀	三
管道控制中心	SCADA 系统、数据信号传输设备	一
站控制室	工业控制计算机系统、网络设备	一
设备间	通信设备	一
供水设施(深水井、加压泵房、净化设施)	整个设施	二
污水处理场	整个设施	三
计量间	整个设施	二
油罐区	整个设施	二
阴保间	恒电位仪	三
管道电伴热	整个设施	二
生产辅助设施(维修车库、材料和设备仓库、化验室等)	整个设施	三
生活辅助设施(值班宿舍、食堂等)	整个设施	三

注:1 可压力越站的中间泵站,主泵的用电负荷等级降为二级。

2 可热力越站的中间热站,加热炉区用电设备的负荷等级降为二级。

3 计量间内流量计算机系统的负荷等级为一级。

6.8 站场供、排水及消防

6.8.1 站场水源的选择应符合下列规定：

1 水源应根据站场规模、用水要求、水源条件和水文地质条件等因素综合分析确定，并宜就近选择。

2 生产、生活及消防用水宜采用同一水源。当油罐区、液化石油气罐区、生产区和生活区分散布置，或有其他特殊情况时，经技术经济比较后可分别设置水源。

3 生活用水的水质应符合现行国家标准《生活饮用水卫生标准》GB 5749 的相关规定；生产和消防用水的水质标准，应满足生产和消防工艺要求。

6.8.2 站场及油码头的污水排放应符合下列规定：

1 含油污水应与生活污水和雨水分流排放；

2 生活污水应经处理达标后排放；

3 含油污水应进行处理，宜采用小型装置化处理设备，处理深度应符合现行国家标准《污水综合排放标准》GB 8978 的相关规定和当地环保部门的要求；

4 雨水宜采用地面有组织排水的方式排放；油罐区的雨水排水管道穿越防火堤处，在堤内宜设置截油装置，在堤外应设置截流装置。

6.8.3 站场及油码头的消防设计应符合下列规定：

1 原油、成品油储罐区的消防设计，应符合现行国家标准《石油天然气工程设计防火规范》GB 50183 和《泡沫灭火系统设计规范》GB 50151 的相关规定；

2 液化石油气储罐区的消防设计，应符合现行国家标准《石油天然气工程设计防火规范》GB 50183 和《建筑设计防火规范》GB 50016 的相关规定；

设计规范》JTJ 237 的相关规定；

4 站场及油码头的建筑消防设计，应符合现行国家标准《建筑设计防火规范》GB 50016 和《建筑灭火器配置设计规范》GB 50140 的相关规定。

6.9 供热、通风及空气调节

6.9.1 输油站的采暖宜优先利用城镇或临近单位的热源。当无依托热源时，可自建锅炉房。

6.9.2 输油站内各建筑物的采暖通风和空气调节设计应符合国家现行标准《采暖通风与空气调节设计规范》GB 50019 和《石油化工采暖通风与空气调节设计规范》SH/T 3004 的相关规定。

6.9.3 输油站各类房间的冬季采暖室内计算温度，应符合表 6.9.3 的规定。

表 6.9.3 输油站各类房间冬季采暖室内计算温度

序号	房 间 名 称	室内温度(℃)
1	输油泵房的电机间、深井泵房、污水提升泵房、汽车库(不设检修坑)、低压配电间(无人值班)	5
2	消防车库(不设检修坑)、消防泵房	8
3	汽车库(内设检修坑)、消防车库(内设检修坑)	14
4	输油泵房、阀组间、蓄电池室、柴油发电机间	10
5	计量间、维修间、低压配电间(有人值班)、盥洗室、厕所	16
6	站控制室、办公室、化验室、值班室、休息室、食堂、控制室	18
7	淋浴室、更衣室	25

6.9.5 驱动输油泵的电动机,其通风方式应按电动机安装使用要求决定。

6.9.6 输油泵房、计量间、阀组间等放散可燃气体的工作场所,应设置事故通风装置,其通风换气次数不宜小于 12 次/h。

6.9.7 积聚容重大于空气、并具有爆炸危险气体的建(构)筑物,应设置机械排风设施。其排风口的位置应能有效排除室内地坪最低处积聚的可燃或有害气体,其排风量应根据各类建筑物要求的换气次数或根据产生气体的性质和数量经计算确定。

6.9.8 采用热风采暖、空气调节和机械通风装置的场所,其进风口应设置在室外空气清洁区,对有防火防爆要求的通风系统,其进风口应设在不可能有火花溅落的安全地点,排风口应设在室外安全处。

6.9.9 采用全面排风消除余热、余湿或其他有害物质时,应分别从建筑物内温度最高、含湿量或有害物质浓度最大的区域排风。

6.9.10 输油站内控制室、机柜间、化验室、变频间可设置空气调节装置。

6.9.11 当设置较大型集中式空调系统时,应考虑选用风冷式冷却系统。当采用水冷式冷却系统时,应采用循环水式水冷却系统。

6.9.12 输油站内的锅炉房及热力管网设计,应符合现行国家标准《锅炉房设计规范》GB 50041 的相关规定。

6.9.13 通信机房的采暖通风及空气调节设计,应符合现行行业标准《电信专用房屋设计规范》YD/T 5003 的相关规定。

6.9.14 建筑物的采暖通风与空气调节设计的节能措施应符合下列规定:

- 1 输油站内产生的余热,宜回收利用;
- 2 晴天日数多、日照时间长的地区,宜优先采用太阳能作

6.10 仪表及控制系统

6.10.1 工艺设备、动力设备及其他辅助设备应满足自动控制系统功能要求。

6.10.2 输油工艺过程平稳运行及确保安全生产的重要参数,应进行连续监测或记录。

6.10.3 仪表选型应符合下列规定:

- 1 应选用安全、可靠、技术先进的标准系列产品;
- 2 检测和控制仪表宜采用电动仪表;
- 3 仪表输入、输出信号应采用标准信号;
- 4 直接与介质接触的仪表,应满足管道及设备的设计压力、温度及介质的物性要求;
- 5 现场应安装供运行人员巡回检查和就地操作的就地显示仪表。

6.10.4 爆炸危险区域内安装的电动仪表、设备,其防爆结构应按表 6.10.4 确定。

表 6.10.4 电动仪表、设备防爆结构选择

分区	0 区	1 区	2 区
防爆型式	本质安全型 ia	本质安全型 ia、ib 隔爆型 d	本质安全型 ia、ib 隔爆型 d、增安型 e

注:分区应符合现行行业标准《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 的相关规定。

6.10.5 输油站内宜设站控制室。

6.10.6 进出站控制回路设计应符合下列规定:

- 1 控制方式宜采用节流调节或泵转速调节;
- 2 调节阀流量特性应选择等百分比或近似等百分比。

6.10.7 站控制系统的监控内容应符合下列规定:

- 1 应监视、调节正常运行工况下的输油温度、压力;

2 应对管道泄漏进行监测

- 3 可对站场能耗进行计量;
- 4 应能完成报警事件和应急工况的处理;
- 5 应对混油段进行监视;
- 6 对需要远程控制的工艺设备、动力设备及其他辅助设备进

行远程控制。

6.10.8 仪表及站控制系统的供电设计除应符合本规范第 6.7 节的规定外,还应符合下列规定:

- 1 仪表及站控制系统的交流电源应与动力、照明用电分开设

置;

- 2 站控制系统应采用不间断电源供电。

6.10.9 仪表系统的接地宜采用共用接地装置,接地连接电阻不应大于 1Ω 。

6.10.10 电缆选型及敷设应符合下列规定:

- 1 仪表信号电缆宜选用屏蔽电缆,电缆直埋敷设时应选用铠装电缆;

- 2 电缆宜采用电缆沟、直埋、电缆桥架方式敷设。

7 管道监控系统

7.1 一般规定

7.1.1 管道系统的控制水平与控制方式应满足输油工艺过程的安全、操作和运行要求。

7.1.2 输油管道应设置监视、控制和调度管理系统,宜采用监控与数据采集(SCADA)系统。

7.1.3 输油管道的监控与数据采集(SCADA)系统应包括控制中心的计算机系统、输油站站控制系统、远控截断阀的控制系统及数据传输系统。

7.1.4 输油管道的控制方式宜采用控制中心控制、站控制系统控制和设备就地控制。

7.2 控制中心及计算机系统

7.2.1 控制中心应具有下列功能:

- 1 监视各站及工艺设备的运行状态;
- 2 对监控阀室的监视、控制;
- 3 实时采集和处理主要工艺变量数据;
- 4 通过站控制系统进行远程控制;
- 5 水击控制;
- 6 管道的泄漏检测与定位;
- 7 全线紧急停运;
- 8 通信信道监测及自动切换;
- 9 数据分析及运行管理决策指导;
- 10 向管理系统和其他应用系统提供数据。

7.2.2 顺序输送多种油品时,控制中心配置的软件应具有各种顺序

测、批次计划、工艺运行优化、界面跟踪、管道存量计算、模拟培训等功能。

7.2.3 控制中心控制室的设计应满足运行操作条件的要求,除应符合现行国家标准《电子信息系统机房设计规定》GB 50174 的规定外,尚应满足计算机设备的安装要求。

7.2.4 计算机系统应采用双机热备配置,系统应具备故障自动切换功能。

7.2.5 当设置备用控制中心时,主、备控制中心之间应具备控制权限切换功能。

7.3 站控制系统

7.3.1 站控制系统宜具有下列功能:

- 1 接受和执行控制中心的控制命令,进行控制和调整设定值,并能独立工作;
- 2 过程变量的检测 and 数据处理;
- 3 向控制中心传送必要的工艺过程数据和报警信息;
- 4 显示输油站的工艺流程、动态数据的画面;
- 5 采集并显示设备的运行状态、工艺参数;
- 6 主要工艺过程参数的控制;
- 7 故障自诊断,并把信息传送至控制中心;
- 8 通信信道监测及自动切换;
- 9 顺序输送多种油品管道的油品切割及混油量控制。

7.3.2 站控制系统配置宜符合下列要求:

- 1 站控制系统宜由基本过程控制系统、安全仪表系统和消防控制系统组成;
- 2 站控制系统应选用开放式结构;
- 3 基本过程控制系统应由过程控制单元、操作员工作站、网络设备和辅助设备组成;
- 4 基本过程控制单元和消防控制系统的处理器、I/O 网络

局域网、通信接口、电源等应按冗余配置;

5 安全仪表系统应由处理器、I/O 卡件、网络设备和辅助设备组成,各部分应符合安全完整性等级要求;

6 第三方智能仪表或设备与站控制系统之间宜采用通信接口连接;

7 安全仪表系统的控制信号应采用硬线连接;

8 监控阀室的控制设备应满足所处环境条件。

7.3.3 信号类型及模拟量输入、输出精确度应符合下列规定:

1 信号类型宜采用下列类型:

- 1) 4mADC~20mADC 或 1VDC~5VDC;
- 2) 热电阻(RTD);
- 3) 无源接点(24VDC);
- 4) 脉冲;
- 5) 标准数据通信接口。

2 模件转换精确度应符合下列规定:

- 1) 模/数(A/D)转换器宜大于 16 位;
- 2) 数/模(D/A)转换器宜大于 12 位。

7.3.4 安全仪表系统设计应符合下列规定:

1 输油站的安全仪表系统可独立配置,其控制应分为紧急停车和安全保护两个部分,并应进行分级设计。输油站紧急停车系统应设计为故障安全型。

2 输油站紧急停车系统应符合下列规定:

- 1) 应具有就地、站控制室操作的功能;
- 2) 输油站发生火灾时,应能够切断消防系统和应急电源以外的供电电源或动力;
- 3) 应具有使设备或全站安全停运并与管道隔离的功能;
- 4) 系统应根据故障的性质和输油工艺要求进行分级,高级别的关断应自动触发低级别的关断;
- 5) 应具有触发全线联锁动作的输出信号。

3 输油站的安全保护应根据管道全线及输油站的工艺过程的安全、操作和运行要求设计,在联锁动作前应设置预报警信号。其安全保护应符合下列规定:

- 1) 输油泵站进、出泵应设置超压保护调节功能;
- 2) 出现水击工况,应设置与出站压力控制回路联锁调节功能及输油泵机组顺序停运联锁功能。

7.3.5 消防控制系统设计应符合下列规定:

- 1 消防控制系统宜由控制单元、可燃(有毒)气体检测系统、火灾自动报警系统和消防泵及相关阀门组成;
 - 2 在有储油罐的站场宜设置独立的消防控制系统;其他的站场宜设置可燃(有毒)气体检测系统和火灾自动报警系统,其报警信号应引入安全仪表系统;
 - 3 在进出站阀组区、泵区、计量区和储罐区宜设置可燃气体检测仪表,泵区和储罐区宜设置火焰检测仪表;
 - 4 在站场的控制室、配电间区域内,宜设置火灾自动报警系统;
 - 5 储罐区消防控制系统启动报警信号应传送至站控制系统。
- 7.3.6 站控制系统的电涌防护应符合本规范第 6.7.13 条的规定。

8 通 信

8.0.1 输油管道通信传输方式,可根据通信网现状、通信网规划、管道管理运营对通信的业务需求量、对数据传输质量、可靠性、时延等因素的要求,以及所经地区通信公网的条件,经技术经济比较后确定,可选用光纤通信、卫星通信、租用公网等手段。

8.0.2 输油管道通信传输方式选用光纤通信时,其光缆宜与输油管道同沟敷设。光纤容量除应满足实际工程需求外,还应考虑同路由其他油气管道工程的需求以及今后业务发展的需要,应预留适当的容量。光缆的安装敷设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 的相关规定。

8.0.3 根据生产需求,通信站点的位置宜设在管道各级生产部门、输油站及其他沿管道的站点。

8.0.4 输油管道管理部门宜设具有自交换功能的电话交换设备。输油站可采用电话接入网关或远端用户电话方式。监控阀室宜设置电话单机。

8.0.5 管道通信业务可根据输油工艺、站控制系统与 SCADA 系统数据传输和生产管理运行需要,设置会议电视、行政电话、工业电视、周界防范、巡线和应急通信、企业办公网络通信等。

8.0.6 输油管道应设调度电话系统。调度电话系统可与行政电话系统、会议电话系统共用一套电话交换系统,也可独立设置。

8.0.7 输油管道管理部门和输油站宜引入当地公网电话。

8.0.8 输油站消防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。

8.0.9 输油站亦由所应设置可与上级主管部门联系站电话。

电话,无专用变电所值班室时,应将该调度电话并接到站控制室。

8.0.10 管道巡线、维修和事故抢修部门宜设无线通信设施。

8.0.11 SCADA 数据传输信道应符合下列规定:

- 1 数据信号速率不宜小于 9600bps;
- 2 传输误码率不应大于 10^{-6} ;
- 3 时延率应满足 SCADA 数据传输要求。

8.0.12 输油站与调控中心之间的数据通信宜设置备用通信信道。

8.0.13 通信机房可与自动化、阴极保护设备共用机房,机房内可采用防静电活动地板。

9 管道的焊接、焊接检验与试压

9.1 焊接与检验

9.1.1 设计文件应标明输油管道及管道附件母材及焊接材料的规格、型号和焊缝及接头形式。应对焊接方法、焊接检验和验收合格标准提出明确要求。

9.1.2 施工单位在开工前,应根据设计文件提出的钢管和管件材料等级、焊接方法和材料等进行焊接工艺评定,并应根据焊接工艺评定结果编制焊接工艺规程。焊接工艺规程和焊接工艺评定内容应符合现行行业标准《钢质管道焊接及验收》SY/T 4103 的相关规定。

9.1.3 焊接材料应根据被焊件的工作条件、机械性能、化学成分、接头型式等因素综合考虑确定。

9.1.4 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、《熔化焊用钢丝》GB/T 14957、《气体保护电弧焊用碳钢、低合金钢焊丝》GB/T 8110、《碳钢药芯焊丝》GB/T 10045、《低合金钢药芯焊丝》GB/T 17493 的有关规定。

当选用未列入标准的焊接材料时,应经焊接工艺试验并经评定合格后方可使用。

9.1.5 焊接接头设计应符合下列规定:

- 1 对接焊缝坡口型式和尺寸的设计,应按焊接工艺规程执行;
- 2 对接焊缝接头的外观检查、验收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;
- 3 两个壁厚不等的管端接头型式,应符合本规范附录 G 的

规定,或采用长度不小于管子半径的预制过渡短管;过渡短管接头设计应符合本规范附录 G 的规定。

9.1.6 焊件的预热应根据材料性能、焊件厚度、焊接条件、气候和使用条件确定。当需要预热时,应符合下列规定:

1 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;

2 预热时应使材料受热均匀,在施焊过程中其温降应符合焊接工艺的规定,并应防止预热温度和层间温度过高。

9.1.7 焊缝残余应力的消除应根据结构尺寸、用途、工作条件、材料性能确定。当需要消除焊缝残余应力时,应符合下列规定:

1 壁厚大于 32mm 的焊缝应消除应力。当焊件为壁厚 32mm~38mm 碳钢时,且焊缝所用最低预热温度不低于 95℃时,可不消除应力;

2 当焊接接头所连接的两个部分厚度不同而材质相同时,其焊缝残余应力的消除应依据较厚者确定;对于支管与汇管的连接或平焊法兰与钢管的连接,其应力的消除应分别根据汇管或钢管的壁厚确定;

3 不同材质之间的焊缝,当其中的一种材料要求消除应力时,该焊缝应进行应力消除。

9.1.8 焊接质量的检验应符合下列规定:

1 所有现场环焊缝应采用射线或超声波等方式进行无损检测。在检测之前,应清除渣皮和飞溅物,并达到外观检验合格。

2 采用手工超声波检测时,应对焊工当天所焊焊缝全部进行检查,并应对其中不少于 5% 的环焊缝进行全周长射线检测复查。设计可根据工程需要提高射线检测的比例。

3 采用射线检测时,应对焊工当天所焊焊口不少于 15% 数量的焊缝全周长进行射线检测,如每天的焊口数量达不到上述抽检比例时,可将不大于 500m 长度内的管道焊口数作为一个检验

段进行抽检。

4 输油站场内以及通过居民区、工矿企业段管道和连头焊缝应进行 100% 射线和手工 100% 超声波检测。穿跨越段管道无损检测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。

5 射线检测和手工超声波检测应符合现行行业标准《石油天然气钢质管道无损检测》SY/T 4109 的有关规定,合格等级应为 II 级或以上等级。

9.1.9 管道采用全自动焊时,宜采用全自动超声波检测仪对全部焊缝进行检测。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。

9.1.10 液化石油气管道的焊接与检验应符合现行国家标准《输气管道工程设计规范》GB 50251 的有关规定。

9.2 试 压

9.2.1 输油管道必须进行强度试压和严密性试压。

9.2.2 线路段管道在试压前应设临时清管设施进行清管,不得使用站内清管设施。

9.2.3 穿跨越管段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,应合格后再同相邻管段连接。

9.2.4 壁厚不同的管段宜分别试压;在不同壁厚相连的管段中,当薄管壁管段上的任意点在试压中的环向应力均不超过 0.9 倍最小屈服强度时,可与厚壁段管道一同试压。

9.2.5 用于更换现有管道或改线的管段,在同原有管道连接前应单独试压,试验压力不应小于原管道的试验压力。同原管道连接的焊缝,应按本规范第 9.1.8 条的规定进行 100% 射线探伤检验

和 100% 超声波探伤检验。

9.2.6 输油站内的工艺设备和管线应单独进行试压,不同压力等级的管道系统应分别试压。

9.2.7 试压介质应采用无腐蚀性的清洁水。

9.2.8 原油、成品油管道和输油站强度试压和严密性试压应符合下列规定:

1 输油管道一般地段的强度试验压力不应小于管道设计内压力的 1.25 倍,通过人口稠密区的管道强度试验压力不应小于管道设计内压力的 1.5 倍;管道严密性试验压力不应小于管道设计内压力。强度试验持续稳压时间不应小于 4h;当无泄漏时,可降低压力进行严密性试验,持续稳压时间不应小于 24h。

2 输油站内管道及设备的强度试验压力不应小于管道设计内压力的 1.5 倍,严密性试验压力不应小于管道设计内压力。强度试验持续稳压时间不应小于 4h;当无泄漏时,可降低压力进行严密性试验,持续稳压时间不应小于 24h。

3 强度试压时,管线任一点的试验压力与静水压力之和所产生的环向应力不应大于钢管的最低屈服强度的 90%。

9.2.9 分段试压合格的管段相互连接的碰死口焊缝,应按本规范第 9.1.8 条的规定进行 100% 射线探伤检验和 100% 超声波探伤检验。全线接通后可不再进行试压。

9.2.10 液化石油气管道的试压应符合现行国家标准《输气管道工程设计规范》GB 50251 的相关规定。

附录 A 输油管道工程与上下游相关企业及设施的界面划分

A.0.1 输油管道工程与上下游相关企业及设施的界面划分如下图所示。

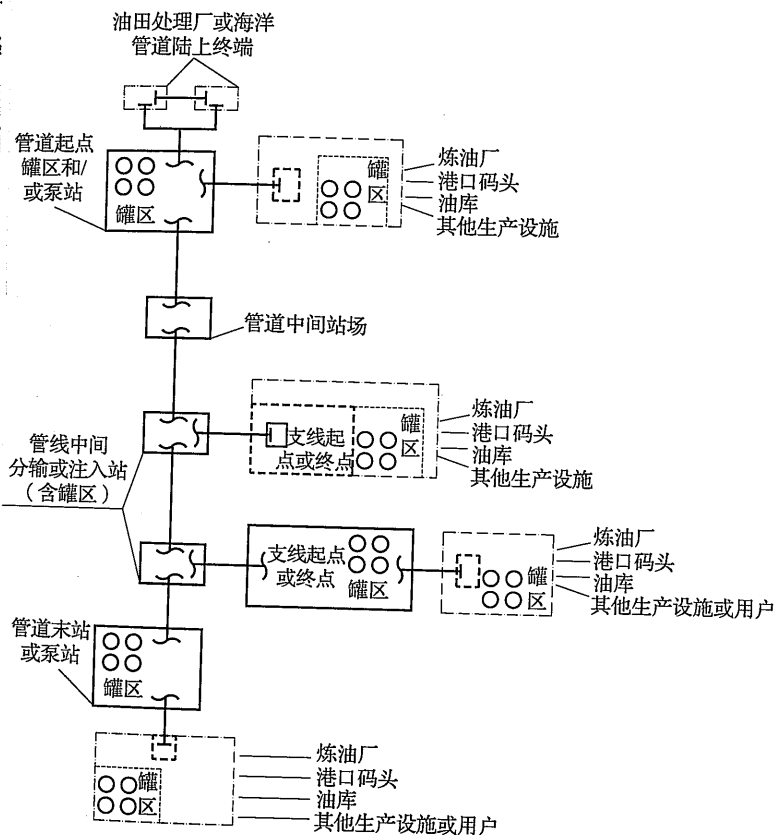


图 A.0.1 输油管道工程与上下游相关企业及设施的界面划分

- 本规范范围内的管道；
- 本规范范围内的管道连续区或延长区；
- 本规范范围内的管道起点或终点；
- 油田处理厂、海洋管道陆上终端、炼油厂、油库、港口码头、其他生产设施或用户与管道工程相关联的设施场地范围；
- 管道工程建设在依托的炼油厂、油库、港口码头、其他生产设施或用户场内的设施场地边界；
- 油田处理厂、海洋管道陆上终端、炼油厂、油库、港口码头、其他生产设施或用户的场区边界；

注：线路与站场边界为围墙外 2m。

附录 B 原油一般物理性质测定项目

B.0.1 原油一般物理性质测定项目如下表所示。

表 B.0.1 原油一般物理性质测定项目

序 号	测定项目	序 号	测定项目
1	相对密度 d_{4}^{20}	8	胶质(%)
2	倾点、凝点(℃)	9	含硫量(%)
3	初馏点(℃)	10	含盐量(mg/L)
4	闪点(闭口)(℃)	11	动力黏度(mPa·s)
5	蒸汽压(kPa)	12	含水率(%)
6	含蜡量(%)	13	比热容[J/(kg·℃)] (温度间隔为 2℃)
7	沥青质(%)		

注：1 原油作为内燃机燃料时，应化验残炭和微量金属钠、钾、钙、铅、钒的含量。

2 石蜡基原油黏度、倾点及凝点按本表测定，其他原油应在倾点、凝点和初馏点之间，每间隔 5℃测定不同温度点的黏度。

附录 C 原油流变性测定项目

C.0.1 原油流变性测定项目如下表所示。

表 C.0.1 原油流变性测定项目

序号	测定项目	要 求
1	析蜡点(℃)	—
2	反常点(℃)	—
3	动力黏度(mPa·s)	在反常点和初馏点之间测定,温度间隔为 5℃
4	流变指数	在反常点和倾点、凝点之间测定,温度间隔为 2℃,对含蜡原油应按不同热处理温度测定倾点、凝点;对于输送加剂原油还应检验剪切影响
5	稠度系数(Pa·s ⁿ)	
6	表观黏度(mPa·s)	
7	屈服值(Pa)	

附录 D 水力摩阻系数 λ 计算

D.0.1 水力摩阻系数 λ 应按表 D.0.1 中的雷诺数 Re 划分流态范围,选择相应公式计算。

表 D.0.1 雷诺数 Re 划分范围及水力摩阻系数 λ 计算

流态		划分范围	$\lambda = f\left(Re, \frac{2e}{d}\right)$
层流		$Re < 2000$	$\lambda = \frac{64}{Re}$
紊流	水力光滑区	$3000 < Re \leq Re_1 = \frac{59.7}{\left(\frac{2e}{d}\right)^{1/4}}$	$\frac{1}{\sqrt{\lambda}} = 1.81 \lg Re - 1.53$ $Re < 10^5$ 时 $\lambda = \frac{0.3164}{Re^{0.25}}$
	混合摩擦区	$Re_1 < Re \leq Re_2 = \frac{665 - 765 \lg\left(\frac{2e}{d}\right)}{\frac{2e}{d}}$	$\frac{1}{\sqrt{\lambda}} = -2 \lg\left(\frac{e}{3.7d} + \frac{2.51}{Re \sqrt{\lambda}}\right)$ $\lambda = 0.11 \left(\frac{e}{d} + \frac{68}{Re}\right)^{0.25}$
	粗糙区	$Re > Re_2$	$\lambda = \frac{1}{\left(1.74 - 2 \lg \frac{2e}{d}\right)^2}$

注:1 当 $2000 < Re < 3000$ 时,可按水力光滑区计算;

2 Re_1 ——由水力光滑区向混合摩擦区过渡的临界雷诺数;

3 Re_2 ——由混合摩擦区向粗糙区过渡的临界雷诺数;

4 e ——管内壁绝对(当量)粗糙度,直缝钢管, e 取 0.054mm;无缝钢管, e 取 0.06mm;螺旋缝钢管, DN250~DN350, e 取 0.125mm, DN400 以上, e 取 0.10mm。

D.0.2 输油平均温度下管内输送牛顿流体时的雷诺数 Re 应按

$$Re = \frac{4q_v}{\pi d \nu}$$

(D. 0. 2)

式中: q_v ——输油平均温度下的体积流量(m^3/s);
 ν ——输油平均温度下的运动黏度(m^2/s);
 d ——输油管道的内直径(m)。

附录 E 幂律流体管段沿程摩阻计算

E. 0. 1 幂律流体的雷诺数应按下式计算:

$$Re_{MR} = \frac{d^n V^{2-n} \rho}{K_m \left(\frac{6n+2}{n} \right)^n} \quad (\text{E. 0. 1})$$

式中: Re_{MR} ——幂律流体管段流动的雷诺数;

n ——幂律流体的流变指数;

K_m ——幂律流体的稠度系数($\text{Pa} \cdot \text{s}^n$);

ρ ——输油平均温度下的幂律流体密度(kg/m^3);

V ——幂律流体管段管内的流速(m/s)。

E. 0. 2 当幂律流体的雷诺数 $Re_{MR} \leq 2000$ 时, 幂律流体处于层流状态, 管段的沿程摩阻 h_r 应按下式计算:

$$h_r = \frac{4K_m L}{\rho d} \left(\frac{32q_v}{\pi d^3} \right)^n \left(\frac{3n+1}{4n} \right)^n \quad (\text{E. 0. 2})$$

式中: h_r ——幂律流体管段的沿程水力摩阻, 油柱(m);

d ——输油管道的内直径(m);

L ——计算管段长度(m)。

E. 0. 3 当幂律流体的雷诺数 $Re_{MR} > 2000$ 时, 幂律流体处于紊流状态, 管段的沿程摩阻 h_r 应按下式计算:

$$h_r = 0.0826 \lambda_r \frac{q_v^2}{d^5} L \quad (\text{E. 0. 3-1})$$

$$\lambda_r = 4f \quad (\text{E. 0. 3-2})$$

$$\frac{1}{\sqrt{f}} = \frac{4.0}{n^{0.25}} \lg(Re_{MR} \cdot f^{1-\frac{n}{2}}) - \frac{0.4}{n^{1.2}} \quad (\text{E. 0. 3-3})$$

式中: q_v ——流体平均温度下的体积流量(m^3/s);

λ_r ——幂律流体管段的沿程摩阻系数;

附录 F 液化石油气(LPG)管道强度设计系数

F.0.1 液化石油气(LPG)管道通过地区等级划分及强度设计系数应符合表 F.0.1 的规定。

地区等级划分为沿管道中心线两侧各 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划分为四个等级。在农村人口聚集的村庄、大院、住宅楼,应以每一独立户作为一个供人居住的建筑物计算。

表 F.0.1 地区等级及强度设计系数 K

地区等级	说 明	强度设计系数 K
一级地区	户数在 15 户或以下的区段	0.72
二级地区	户数在 15 户以上、100 户以下的区段	0.6
三级地区	户数在 100 户或以上的区段,包括市郊、商业区、工业区、不够四级的人口稠密区	0.5
四级地区	地面四层及四层以上楼房普遍集中、交通频繁、地下设施多的区段	0.4

F.0.2 液化石油气(LPG)穿越铁路、公路和人群聚集场所的管段以及管道站内管段的强度设计系数应符合表 F.0.2 的规定。

表 F.0.2 穿越铁路、公路、人群聚集场所及 LPG 站内的管段强度设计系数

管道及管段	设计系数 K			
	一级地区	二级地区	三级地区	四级地区
有套管穿越Ⅲ、Ⅳ级公路的管段	0.72	0.6	0.5	0.4
无套管穿越Ⅲ、Ⅳ级公路的管段	0.6	0.5	0.5	0.4
有套管或涵洞穿越Ⅰ、Ⅱ级公路、高速公路、铁路的管段	0.6	0.6	0.5	0.4
LPG 站内管道及其上下游各				

附录 G 两个壁厚不等管端的对焊接头

G.1 一般规定

G.1.1 当对焊的两个管端壁厚不等和(或)材料的最低屈服强度不等时,坡口应按图 G.1.1 的形式设计。

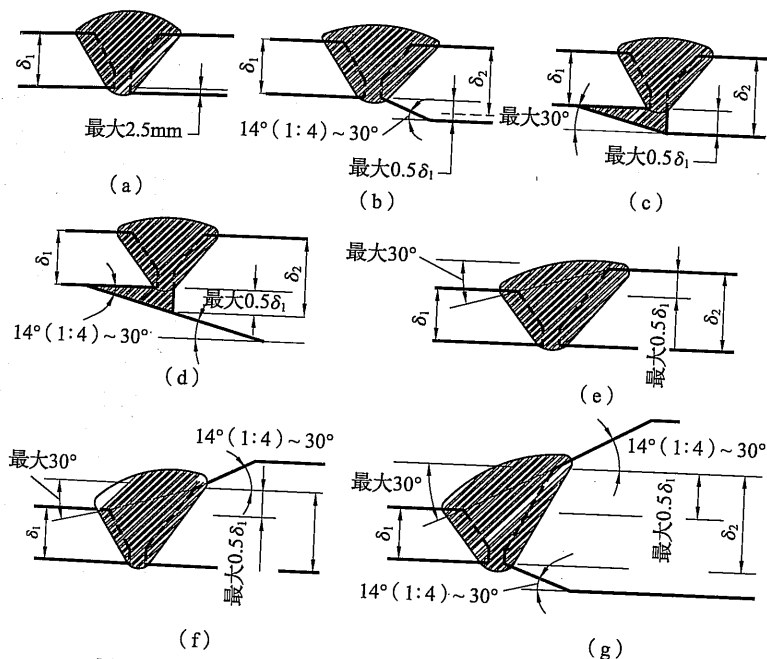


图 G.1.1 两个壁厚不等和(或)材料的最低屈服强度不等时管端的对焊接头形式

G.1.2 当相接钢管的最低屈服强度不等时,设计用最大壁厚 δ_2 不应大于 $1.5\delta_1$,且应使 $\delta_2\sigma_{S2} \geq \delta_1\sigma_{S1}$ (σ_{S1} 为薄壁端材料屈服强度, σ_{S2} 为厚壁端材料屈服强度)。

G.1.3 两个壁厚不等的管端之间的过渡,可采用锥面或本规范图 G.1.1 所示的焊接方法,或采用长度不小于钢管半径的预制过渡短管连接。

G.1.4 斜表面的焊缝边缘应避免出现尖锐的切口或刻槽。

G.1.5 连接两个壁厚不等而最低屈服强度相等的钢管,均应按照以上规定,但对锥面的最小角度可不作限制。

G.1.6 对焊后热处理的要求,应采用有效焊缝高度 δ_2 值确定。

G.2 内径不等的两根钢管的对焊接头

G.2.1 当两根相接钢管的公称壁厚相差不大于 2.5mm 时,如本规范图 G.1.1(a)所示,可不作特殊处理,但应焊透焊牢。

G.2.2 当内壁偏差大于 2.5mm 且不能进入管内施焊时,应按照本规范图 G.1.1(b)的形式将较厚管端的内侧切成锥面,锥面角度不应大于 30° ,也不应小于 14° 。

G.2.3 对于环向应力大于最低屈服强度 20% 以上的钢管,当内壁偏差大于 2.5mm,但不超过较薄钢管壁厚的 1/2,且能进入管内进行焊接时,可采用本规范图 G.1.1(c)的锥形焊缝形式。较厚钢管上的坡口钝边高度,应等于管壁厚的内偏差加上对接钢管上的坡口钝边高度。

G.2.4 当内壁偏差大于较薄钢管壁厚的 1/2,且能进入管内焊接时,可采用本规范图 G.1.1(b)的形式将较厚管端的内侧切成锥面;也可采用本规范图 G.1.1(d)的组合式锥形焊缝过渡,将相当于较薄钢管壁厚的 1/2 采用锥形焊缝,并从该点起,将剩余部分切成的锥面。

G.3 外径不等的两根钢管的对焊接头

G.3.1 当外壁偏差不超过较薄钢管壁厚的 1/2 时,可采用本规范图 G.1.1(e)的焊接形式完成过渡,但焊缝表面的上升角不应

G.3.2 当外壁偏差超过较薄钢管壁厚的 1/2 时,应将该超出部分切成本规范图 G.1.1(f)的锥面形式。

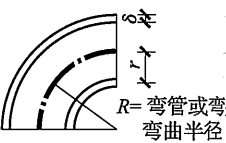
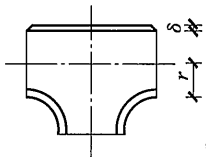
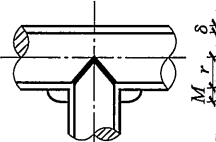
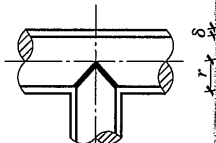
G.4 内径及外径均不等的两根钢管的对焊接头

G.4.1 当内外径均有偏差时,应采用本规范图 G.1.1(g)的焊接方式进行接头设计,并使坡口准确就位。

附录 H 挠性系数和应力增强系数

H.0.1 构件平面内、平面外的挠性系数和应力增强系数可按 H.0.1 计算得出,也可根据表 H.0.1 计算出特征系数 h 后,直接从图 H.0.1 查出。

表 H.0.1 挠性系数和应力增强系数

名称	特征系数 h	挠性系数 k	应力增强系数		示意图
			平面外 i_o	平面内 i_i	
弯头或弯管	$\frac{\delta R}{r^2}$	$\frac{1.65}{h}$	$\frac{0.75}{h^{3/4}}$	$\frac{0.9}{h^{3/4}}$	
拔制三通	$4.4 \frac{\delta}{r}$	1	$\frac{0.9}{h^{3/4}}$	$0.75i_o + 0.25$	
带补强圈的焊接支管	$\frac{(\delta + \frac{1}{2}M)^{3/4}}{\delta^{3/4} \cdot r}$	1	$\frac{0.9}{h^{3/4}}$	$0.75i_o + 0.25$	
无补强圈的焊接三通	$\frac{\delta}{r}$	1	$\frac{0.9}{h^{3/4}}$	$0.75i_o + 0.25$	

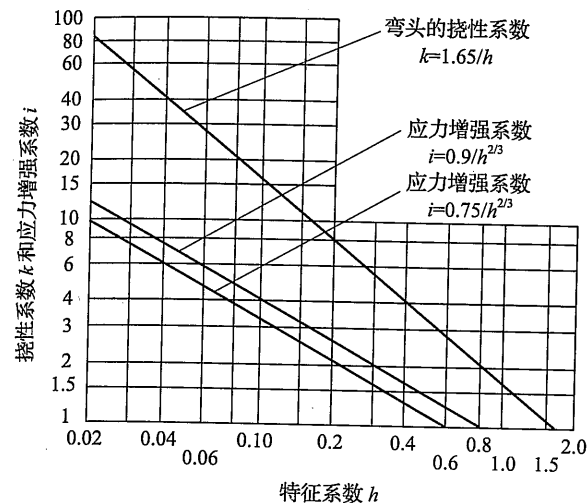


图 H.0.1 特征系数和挠性系数、应力增强系数的关系曲线

注:1 对于管件,表中的挠性系数 k 和应力增强系数 i 适用于任意平面内的弯曲,但其值均不应小于 1.0;对于扭转,则挠性系数 k 和应力增强系数 i 为 1.0,这两个系数适用于弯头、弯管的整个有效弧长(图中以粗黑中心线表示)和三通的交接口上。

2 R ——焊接管头和弯管的弯曲半径(mm)。

r ——所接钢管的平均半径(mm)。

δ ——公称壁厚(mm)。对于弯头、弯管,为其本身的壁厚;对于拔制三通、焊制三通或焊接支管,为所接钢管的壁厚。但当焊制三通主管壁厚大于所接钢管的壁厚,且加厚部分伸出支管外壁的长度大于支管外径 1 倍时,指主管壁厚(mm);

M ——补强圈的厚度(mm)。

H.0.2 当补强圈的厚度 M 大于 1.5δ 时,特征系数 h 应按下式计算:

$$h = 4.05 \frac{\delta}{r} \quad (\text{H.0.2})$$

H.0.3 对于大口径薄壁弯头和弯管,挠性系数 k 和应力增强系

$$a=1+6\frac{P}{E}\left(\frac{r}{\delta}\right)^{\frac{7}{3}}\left(\frac{R}{r}\right)^{\frac{1}{3}} \quad (\text{H. 0. 3-1})$$

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

式中: E ——钢材的弹性模量(MPa);

P ——管道附件承受的内压力(MPa)。

附录 J 钢管径向变形计算

J. 0. 1 钢管在外载荷作用下的径向变形,可按下列公式计算:

$$\Delta X = \frac{ZKW D_m^3}{8EI + 0.061E_s D_m^3} \quad (\text{J. 0. 1-1})$$

$$W = W_1 + W_2 \quad (\text{J. 0. 1-2})$$

$$I = \frac{\delta_n^3}{12} \quad (\text{J. 0. 1-3})$$

式中: ΔX ——钢管水平径向的最大变形(m);

D_m ——钢管平均直径(m);

W ——作用在单位管长上的总竖向荷载(N/m);

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);

Z ——钢管变形滞后系数,取 1.5;

K ——基床系数,可按表 J. 0. 1 选取;

E ——钢材的弹性模量(N/m²);

I ——单位管长截面惯性矩(m⁴/m);

δ_n ——钢管公称壁厚(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,可按表 J. 0. 1 选取。

表 J. 0. 1 土壤变形模量

铺管条件	E_s (MPa)	基床包角	基床系数 K
管道敷设在未扰动的土上,回填土松散	1.0	30°	0.108
管道敷设在未扰动的土上,管道中线以下的土轻轻压实	2.0	45°	0.105
管道敷设在厚度最少为 10cm 的松土垫层内,管顶以下回填土轻轻压实	2.8	60°	0.103

续表 J. 0. 1

铺管条件	$E_s(\text{MPa})$	基床包角	基床系数
管道敷设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,但至少为 10cm,管顶以下回填土夯实,夯实密度约为 80%(标准葡氏密度)	3.5	90°	0.096
管道中线以下安放在压实的团粒材料内,夯实管顶以下回填的团粒材料,夯实密度约为 90%(标准葡氏密度)	4.8	150°	0.085

J. 0. 2 埋设在管沟内的管道单位长度上的竖向土荷载应按下列计算:

$$W_e = \gamma DH \quad (\text{J. 0. 2})$$

式中: W_e ——单位管长上的竖向土荷载(MN/m);

γ ——土壤容重(MN/m³);

D ——钢管外直径(m);

H ——管顶回填土高度(m)。

J. 0. 3 埋设在土堤内的管道单位管长的竖向土荷载应为管顶土壤单位棱柱体的重量。

J. 0. 4 隧道内管道覆土埋设并在上方通车时,管道应进行径向形校核,其地面可变荷载宜按小型越野车的参数考虑。

附录 K 埋地输油管道开始失稳时的临界轴向力和弯曲半径计算

K. 1 临界轴向力

K. 1. 1 埋地直管段开始失稳时的临界轴向力可按下列公式计算:

$$N_{cr} = 2 \sqrt{K_e DEI} \quad (\text{K. 1. 1-1})$$

$$K_e = \frac{0.12E'n_e}{(1-\mu_0^2)\sqrt{jD}}(1-e^{-2h_0/D}) \quad (\text{K. 1. 1-2})$$

式中: N_{cr} ——管道开始失稳时的临界轴向力(MN);

K_e ——土壤的法向阻力系数(MPa/m);

I ——钢管横截面惯性矩(m⁴);

E ——钢材的弹性模量(N/m²);

D ——钢管外直径(m);

E' ——回填土的变形模量(MPa);

n_e ——回填土变形模量降低系数,根据土壤中含水量的多少和土壤结构破坏程度取 0.3~1.0;

μ_0 ——土壤的泊桑系数,砂土取 0.2~0.25;坚硬的和半坚硬的黏土、亚黏土取 0.25~0.30,塑性的取 0.30~0.35,流性的取 0.35~0.45;

j ——管道的单位长度($j=1\text{m}$);

h_0 ——地面(或土堤顶)至管道中心的距离(m)。

K. 1. 2 埋地向上凸起的弯曲管段开始失稳时的临界轴向力可按下列公式计算:

$$q_1 = \gamma D(h_0 - 0.39D) + \gamma h_0^2 \tan(0.7\phi) + \frac{0.7ch_0}{\cos(0.7\phi)}$$

(K. 1. 2-3)

式中: N_{cr} ——管道开始失稳时的临界轴向力(MN);

Q_u ——管道向上位移时的极限阻力(MN/m);当管道有重物或锚栓锚固时,应计入压重物的重力或锚栓拉脱力,在水淹地区应计入浮力作用;

R_0 ——管道的计算弯曲半径(m);

q_0 ——单位长度钢管重力和管内、油品重力(MN/m);

n_0 ——土壤临界支承能力的折减系数取 0.8~1.0;

q_1 ——管道向上位移时土的临界支承能力(MN/m);

ϕ ——回填土的内摩擦角(°);

c ——回填土的黏聚力(MN/m²).

K. 1. 3 铺设在土堤内的水平弯曲管段开始失稳时的临界轴向力可按下列公式计算:

$$N_{cr} = 0.212 Q_h R_0 \quad (K. 1. 3-1)$$

$$Q_h = q_f + n_0 q_2 \quad (K. 1. 3-2)$$

$$q_f = q_0 \tan \phi \quad (K. 1. 3-3)$$

$$q_2 = \gamma \tan \phi \left[\frac{Dh_1}{2} + \frac{(b_1 + b_2)h_1}{4} - D^2 \right] + \frac{c(b_2 - D)}{2} \quad (K. 1. 3-4)$$

$$q_2 = \gamma h_0 D \tan^2 \left(45^\circ + \frac{\phi}{2} \right) + \frac{2c}{\gamma h_0} \tan \left(45^\circ + \frac{\phi}{2} \right) \quad (K. 1. 3-5)$$

式中: Q_h ——管道横向位移时的极限阻力(MN/m);

q_f ——单位长度上的管道摩擦力(MN/m);

q_2 ——管道横向位移时土的临界支承能力(MN/m),取按公式(K. 1. 3-4)和(K. 1. 3-5)计算值中的较小者;

b_2 ——土堤底宽(m)。

K. 2 管道弯曲轴线的计算弯曲半径

K. 2. 1 当埋地输油管道按弹性弯曲铺设时,弹性弯曲的弯曲半径大于钢管的外直径的 1000 倍,且曲线的弦长大于或等于管道失稳波长时,管道的计算弯曲半径应取管道弹性弯曲的实际弯曲半径。

K. 2. 2 当管道曲线的弦长小于失稳波长,且满足公式(K. 2. 2-1)时,其弯曲半径应按公式(K. 2. 2-2)计算:

$$L + \frac{L_0}{2} \geq \frac{L_{cr}}{2} \quad (K. 2. 2-1)$$

$$R_0 = \frac{2L_{cr}^2 \cos \frac{\theta}{2}}{\pi^2 \left[L_{cr} \sin \frac{\theta}{2} - 2R \left(1 - \cos \frac{\theta}{2} \right) \right]} \quad (K. 2. 2-2)$$

当管道向上凸起(拱起)时,管道的失稳波长 L_{cr} 为:

$$L_{cr} = \sqrt{\frac{265EI}{Q_u R_0 \left(1 + \sqrt{1 + \frac{80EIC_p}{Q_u^2 R_0^2}} \right)}} \quad (K. 2. 2-3)$$

当管道在土堤内水平弯曲时,管道的失稳波长 L_{cr} 为:

$$L_{cr} = \sqrt{\frac{93.5EI}{Q_h R_0 \left(1 + \sqrt{1 + \frac{80EIC_p}{Q_h^2 R_0^2}} \right)}} \quad (K. 2. 2-4)$$

$$C_p = q_1 / h_1 \quad (K. 2. 2-5)$$

式中: L ——与弯曲管段两侧连接的每一直管段的长度(m);

L_0 ——弯曲管段的弦长(m);

L_{cr} ——管道的失稳波长(m);

R_0 ——管道的计算弯曲半径(m);

C_p ——土的卸载系数;

q_1 ——管道向上位移时土的临界支承能力(MN/m);

h_1 ——地面(或土堤顶)至管底的距离(m)。

K. 2.3 当设计管段由两个冷弯管组成,且弯管之间的直线管段满足公式(K. 2. 3-1)时,其弯曲半径应按公式(K. 2. 3-2)计算:

$$R_1 \sin \frac{\theta_1}{2} + R_2 \sin \frac{\theta_2}{2} + L \leq L_{cr} \quad (\text{K. 2. 3-1})$$

$$R_0 = 2L_{cr} / \pi^2 \left[L_{cr} \tan \frac{\theta_1 + \theta_2}{2} + \left(L + R_1 \tan \frac{\theta_1}{2} + R_2 \tan \frac{\theta_2}{2} \right) \times \left(\sin \frac{\theta_1 - \theta_2}{2} - \tan \frac{\theta_1 + \theta_2}{2} \cos \frac{\theta_2 - \theta_1}{2} \right) \right] \quad (\text{K. 2. 3-2})$$

式中: R_1 、 R_2 ——分别为两个弯管的弯曲半径(m);

θ_1 、 θ_2 ——分别为两个弯管的转角(°);

L ——两个弯管之间的直管段长度(m)。

K. 2.4 当设计管段内为一弯曲半径不大于钢管外直径 5 倍的头时,其弯曲半径应按式计算:

$$R_0 = \frac{2L_{cr}}{\pi^2 \tan \frac{\theta}{2}} \quad (\text{K. 2. 4})$$

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”。