

UDC

中华人民共和国国家标准



P

GB 50253 - 2003

---

# 输油管道工程设计规范

Code for design of oil transportation pipeline engineering

(2006 年版)

2003 - 06 - 10 发布

2003 - 10 - 01 实施

---

中华人民共和国建设部  
中华人民共和国国家质量监督检验检疫总局

联合发布



中华人民共和国国家标准

输油管道工程设计规范

Code for design of oil transportation pipeline engineering

**GB 50253 - 2003**

(2006 年版)

主编部门：中国石油天然气集团公司

批准部门：中华人民共和国建设部

施行日期：2003年10月1日

中国计划出版社

2007 北 京

中华人民共和国国家标准  
**输油管道工程设计规范**

GB 50253-2003

(2006 年版)

☆

中国石油天然气集团公司 主编

中国计划出版社出版

(地址:北京市西城区木樨地北里甲 11 号国宏大厦 C 座 4 层)

(邮政编码:100038 电话:63906433 63906381)

新华书店北京发行所发行

世界知识印刷厂印刷

---

850×1168 毫米 1/32 5.25 印张 134 千字

2007 年 7 月第二版 2007 年 7 月第一次印刷

印数 1—10100 册

☆

统一书号:1580058·932

定价:25.00 元

# 中华人民共和国建设部公告

第 462 号

## 建设部关于发布国家标准 《输油管道工程设计规范》局部修订的公告

现批准《输油管道工程设计规范》GB 50253—2003 局部修订的条文,自 2006 年 11 月 1 日起实施。其中,第 9.2.7 条为强制性条文,必须严格执行。经此次修改的原条文同时废止。

局部修订的条文及其具体内容,将在近期出版的《工程建设标准化》刊物上登载。

中华人民共和国建设部  
二〇〇六年七月二十五日

# 中华人民共和国建设部公告

第 155 号

## 建设部关于发布国家标准 《输油管道工程设计规范》的公告

现批准《输油管道工程设计规范》为国家标准,编号为 GB 50253—2003,自 2003 年 10 月 1 日起实施。其中,第 3.1.8、3.4.3、4.1.3、4.1.4、4.2.4、4.2.13、4.4.1、4.6.1、4.6.4、4.6.5、5.2.1、5.4.5(5)、6.1.1(3)(4)、6.1.2(4)、6.1.3、6.1.4、6.3.10、6.3.12(4)、6.5.1(4)(6)(7)(8)(9)、6.5.4(1)(2)(4)、6.5.6、6.5.9、6.5.11(1)(2)(3)、6.7.1、6.7.2、6.7.4、6.8.1(3)、6.8.2、6.9.5、6.9.7、6.10.4、6.10.6(4)、6.10.7、9.1.8(1)(2)(3)、9.2.1、9.2.2、9.2.5、9.2.6、9.2.7、10.0.1、10.0.2、10.0.3、10.0.4、10.0.5、10.0.6、10.0.7、10.0.8、11.0.1、11.0.2、E.0.1 条(款)为强制性条文,必须严格执行。

本规范由建设部标准定额研究所组织中国计划出版社出版发行。

中华人民共和国建设部

二〇〇三年六月十日

# 前 言

本规范是根据国家建设部建标[2001]87号文《关于印发“二〇〇〇至二〇〇一年度工程建设国家标准制订、修订计划”的通知》的要求,在对原国家标准《输油管道工程设计规范》(GB 50253—94)进行修订的基础上编制完成的。

本规范共分11章和10个附录,主要内容包括总则,术语,输油管道系统输送工艺,线路,输油管道、管道附件和支承件的结构设计,输油站,管道监控系统,通信,输油管道的焊接、焊接检验与试压,健康、安全与环境(HSE),节能等方面的规定。

在修订过程中,规范编制组总结了多年的输油管道工程设计经验,借鉴了国内已有行业标准和国外发达工业国家的相关标准,并以各种方式广泛征求了全国有关单位的意见,对其中主要问题进行了多次讨论,经反复修改通过审查定稿。

与原国家标准《输油管道工程设计规范》(GB 50253—94)相比,本规范主要有以下变化:

1. 增加了成品油、液态液化石油气输送系统方面的章节和条款,以及健康、安全与环境(HSE),节能方面的规定;
2. 提高了安全防火标准;
3. 内容更为全面、合理。

本规范由建设部负责管理和对强制性条文的解释,由油气田及管道建设设计专业标准化委员会负责日常工作,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,如发现对本规范需要修改和补充之处,请将意见和有关资料寄往:中国石油天然气管道工程有限公司(地址:河北省廊坊市金

光道 22 号;邮编:065000;E-mail:chfeng@cppe.com.cn),以供今后修订时参考。

本规范主编单位、参编单位和主要起草人:

主 编 单 位:中国石油天然气管道工程有限公司

参 编 单 位:中国石化集团洛阳石化工程公司

中国石油规划总院

主要起草人:	叶德丰	韩学承	严大凡	刘惠文	高 红
	陈辉璧	李正郁	戴家齐	林汇添	张海山
	赵维忠	李风德	吴焯瑛	孙正国	苑莉钗
	陈 枫	王小林	董鲁生	王冰怀	董 旭
	胡柏松	赵桂英	付 明	韩志成	梁敏华
	邬俊华	常亚萍	朱坤锋	张 平	徐战强
	李忠田	王 彦			



# 目 次

1	总 则 .....	( 1 )
2	术 语 .....	( 2 )
3	输油管道系统输送工艺 .....	( 5 )
3.1	一般规定 .....	( 5 )
3.2	原油管道系统输送工艺 .....	( 6 )
3.3	成品油管道系统输送工艺 .....	( 7 )
3.4	液态液化石油气(LPG)管道系统输送工艺 .....	( 8 )
4	线 路 .....	( 9 )
4.1	线路选择 .....	( 9 )
4.2	管道敷设 .....	(11)
4.3	管道的外腐蚀控制和保温 .....	(15)
4.4	线路截断阀 .....	(15)
4.5	管道的锚固 .....	(16)
4.6	管道标志 .....	(16)
5	输油管道、管道附件和支承件的结构设计 .....	(18)
5.1	荷载和作用力 .....	(18)
5.2	许用应力 .....	(19)
5.3	材料 .....	(22)
5.4	输油管道管壁厚度计算及管道附件的结构设计 .....	(22)
5.5	管道的强度校核 .....	(26)
5.6	管道的刚度和稳定 .....	(28)
6	输 油 站 .....	(30)
6.1	站场选址和总平面布置 .....	(30)
6.2	站场工艺流程 .....	(32)

6.3	原油管道站场工艺设备 .....	(32)
6.4	成品油管道站场工艺设备 .....	(42)
6.5	液态液化石油气管道站场工艺设备 .....	(44)
6.6	站内管道及设备的腐蚀控制与保温 .....	(47)
6.7	站场供配电 .....	(48)
6.8	站场供、排水及消防 .....	(52)
6.9	供热通风及空气调节 .....	(53)
6.10	仪表及控制系统 .....	(55)
7	管道监控系统 .....	(59)
7.1	一般规定 .....	(59)
7.2	控制中心及主计算机系统 .....	(59)
7.3	站控制系统 .....	(60)
8	通 信 .....	(62)
9	输油管道的焊接、焊接检验与试压 .....	(64)
9.1	焊接与检验 .....	(64)
9.2	试压 .....	(66)
10	健康、安全与环境(HSE) .....	(68)
11	节 能 .....	(70)
附录 A	原油一般物理化学性质测定项目 .....	(71)
附录 B	原油流变性测定项目 .....	(72)
附录 C	水力摩阻系数 $\lambda$ 计算 .....	(73)
附录 D	幂律流体管段沿程摩阻计算 .....	(74)
附录 E	液态液化石油气(LPG)管道强度设计系数 .....	(75)
附录 F	两个壁厚不等管端的对焊接头 .....	(77)
附录 G	管件选用 .....	(80)
附录 H	挠性系数和应力增强系数 .....	(82)
附录 J	钢管径向变形的计算 .....	(85)
附录 K	埋地输油管道开始失稳的临界轴向力和计算弯曲 半径 .....	(87)

本规范用词说明 .....	(91)
附:条文说明 .....	(93)



# 1 总 则

**1.0.1** 为在输油管道工程设计中贯彻执行国家现行的有关方针政策,保证设计质量,提高设计水平,以使工程达到技术先进、经济合理、安全可靠及运行、管理、维护方便,制定本规范。

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

**1.0.3** 输油管道工程设计应在管道建设、营运经验和吸取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。

**1.0.4** 输油管道工程设计除应符合本规范外,尚应符合国家现行的有关强制性标准的规定。

## 2 术 语

### 2.0.1 输油管道工程 oil pipeline project

用管道输送原油、成品油及液态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。

### 2.0.2 管道系统 pipeline system

各类型输油站、管线及输送烃类液体有关设施的统称。

### 2.0.3 输油站 oil transport 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、末站之间设有各类站场的统称。

### 2.0.7 中间热泵站 intermediate heating and pumping station

在输油首站、末站之间设有加热、加压设施的输油站。

### 2.0.8 中间泵站 intermediate pumping station

在输油首站、末站之间只设有加压设施的输油站。

### 2.0.9 中间加热站 intermediate heating station

在输油首站、末站之间只设有加热设施的输油站。

### 2.0.10 输入站 input station

向管道输入油品的站。

### 2.0.11 分输站 off-take station

在输油管道沿线,为分输油品至用户而设置的站。

### 2.0.12 减压站 pressure reducing station

由于位差形成的管内压力大于管道设计压力或由于动压过大,超过下一站的允许进口压力而设置减压装置的站。

**2.0.13 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。

**2.0.14 顺序输送 batch transportation**

多种油品用同一管道依次输送的方式。

**2.0.15 翻越点 turnover point**

输油管道线路上可能导致后面管段内不满流(slack flow)的某高点。

**2.0.16 站控制系统 station control system**

对全站工艺设备及辅助设施实行自动控制的系统。

**2.0.17 管件 pipe fittings**

弯头、弯管、三通、异径接头和管封头等管道上各种异形连接件的统称。

**2.0.18 管道附件 pipe accessories**

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

**2.0.19 最大许用操作压力 maximum allowable operating pressure(MAOP)**

管道内的油品处于稳态(非瞬态)时的最大允许操作压力。其值应等于站间的位差、摩阻损失以及所需进站剩余压力之和。

**2.0.20 管道设计内压力 pipeline internal design pressure**

在相应的设计温度下,管道或管段的设计内压力不应小于管道在操作过程中管内流体可能产生的最大内压力。

**2.0.21 线路截断阀 line block valve**

为防止管道事故扩大、减少环境污染与管内油品损失及维修方便在管道沿线安装的阀门。

**2.0.22 冷弯管 cold bends**

用模具(或夹具)不加热将管子弯制成需要角度的弯管。

**2.0.23 热煨弯管 hot bends**

管子加热后,在夹具上弯曲成需要角度的弯管,其曲率半径一般不小于5倍管子外直径。

**2.0.24 成品油 products**

原油经加工生产的商品油。在石油储运范畴内,多指C<sub>5</sub>及C<sub>5</sub>以上轻质油至重质油的油品。

**2.0.25 公称管壁厚度 pipe nominal wall thickness**

钢管标准中所列出的管壁厚度。

**2.0.26 钢管的结构外径 structural outside diameter of steel pipe**

钢管外防腐层、隔热层、保护层组合后形成的外径。

**2.0.27 副管 looped pipeline**

为增加管道输量,在输油站间的瓶颈段敷设与原有线路相平行的管段。



## 3 输油管道系统输送工艺

### 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 350d 计算。

3.1.2 应按设计委托书或设计合同规定的输量(年输量、月输量、日输量)作为设计输量。设计最小输量应符合经济及安全输送条件。

3.1.3 输油管道设计宜采用密闭输送工艺。若采用其他输送工艺,应进行技术经济论证,并说明其可行性。

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

3.1.5 输油管道系统输送工艺方案应依据设计内压力、管道管型及钢种等级、管径、壁厚、输送方式、输油站数、顺序输送油品批次等,以多个组合方案进行比选,确定最佳输油工艺方案。

3.1.6 管输原油质量应符合国家现行标准《出矿原油技术条件》(SY 7513)的规定;管输液态液化石油气的质量应符合现行国家标准《油气田液化石油气》(GB 9052.1)或《液化石油气》(GB 11174)的规定;管输其他成品油质量应符合国家现行产品标准。

3.1.7 输油管道系统输送工艺总流程图应标注首站、中间站、末站的输油量,进出站压力及油温等主要工艺参数。并注明线路截断阀、大型穿跨越、各站间距及里程、高程(注明是否有翻越点)。

3.1.8 输油管道系统输送工艺设计应包括水力和热力计算,并进行稳态和瞬态水力分析,提出输油管道在密闭输送中瞬变流动过程的控制方法。

## 3.2 原油管道系统输送工艺

3.2.1 应根据被输送原油的物理化学性质及其流变性,通过优化比选,选择最佳输送方式。原油一般物理化学性质测定项目,应符合本规范附录 A 的规定;原油流变性测定项目,应符合本规范附录 B 的规定。

3.2.2 加热输送的埋地原油管道,应优选加热温度;管道是否需保温,应进行管道保温与不保温的技术经济比较,确定合理方案。

3.2.3 管道内输送牛顿流体时,沿程摩阻损失应按下式计算:

$$h = \lambda \frac{L}{d} \cdot \frac{V^2}{2g} \quad (3.2.3-1)$$

$$V = \frac{4q_v}{\pi d^2} \quad (3.2.3-2)$$

式中  $h$ ——管道内沿程水力摩阻损失(m);

$\lambda$ ——水力摩阻系数,应按本规范附录 C 计算;

$L$ ——管道计算长度(m);

$d$ ——输油管道的内直径(m);

$V$ ——流体在管道内的平均流速(m/s);

$g$ ——重力加速度(9.81m/s<sup>2</sup>);

$q_v$ ——输油平均温度下的体积流量(m<sup>3</sup>/s)。

输油平均温度,应按下式计算:

$$t_{av} = \frac{1}{3}t_1 + \frac{2}{3}t_2 \quad (3.2.3-3)$$

式中  $t_{av}$ ——计算管段的输油平均温度(°C);

$t_1$ ——计算管段的起点油温(°C);

$t_2$ ——计算管段的终点油温(°C)。

注:对不加热输送的输油管道,计算管段的输油平均温度取管中心埋深处最冷月份的平均地温。

3.2.4 当管道内输送幂律流体时,其沿程摩阻损失应按本规范附录 D 的规定计算。

3.2.5 埋地输油管道的沿线温降应按下式计算：

$$\frac{t_1 - t_0 - b}{t_2 - t_0 - b} = e^{al} \quad (3.2.5-1)$$

$$b = \frac{ig}{Ca} \quad (3.2.5-2)$$

$$a = \frac{K\pi D}{q_m C} \quad (3.2.5-3)$$

式中  $t_0$ ——埋地管道中心处最冷月份平均地温(°C)；  
 $l$ ——管段计算长度(m)；  
 $i$ ——流量为  $q_m$  时的水力坡降(m/m)；  
 $C$ ——输油平均温度下原油的比热容[J/(kg·°C)]；  
 $K$ ——总传热系数[W/(m<sup>2</sup>·°C)]；  
 $D$ ——管道的外直径(m)；  
 $q_m$ ——油品质量流量(kg/s)。

### 3.3 成品油管道系统输送工艺

3.3.1 应按设计委托书或设计合同规定的成品油输量、品种与各品种的比例，以及分输、输入数量，进行成品油管道系统输送工艺设计。

3.3.2 输送多品种成品油时，宜采用单管顺序输送。油品批量输送的排列顺序，应将油品性质相近的紧邻排列。

3.3.3 应在紊流状态下进行多品种成品油的顺序输送，成品油顺序输送管道的沿程摩阻损失应按本规范式(3.2.3-1)计算。对于高速流的成品油还需进行温升计算和冷却计算。

3.3.4 在顺序输送高粘度成品油(如重油)时宜使用隔离装置。

3.3.5 成品油顺序输送管道，在输油站间不宜设置副管。

3.3.6 多品种成品油顺序输送管道，应采用连续输送方式；当采用间歇输送时，应采取措施以减少混油量。

3.3.7 油品顺序输送混油段长度可按式计算：

$$Re > Re_{ij} : C = 11.75(dL)^{0.5} Re^{-0.1} \quad (3.3.7-1)$$

$$Re < Re_{ij} : C = 18385(dL)^{0.5} Re^{-0.9} e^{2.18d^{0.5}} \quad (3.3.7-2)$$

$$Re_{ij} = 10000e^{2.72d^{0.5}} \quad (3.3.7-3)$$

式中  $C$ ——混油段长度(m)；

$Re$ ——雷诺数；

$Re_{ij}$ ——临界雷诺数；

$e$ ——自然对数的底,  $e=2.718$ 。

**3.3.8** 采用旁接油罐输送工艺,当多种油品顺序输送混油界面通过泵站时,应切换成泵到泵输送工艺。

**3.3.9** 应根据油罐区的建设和营运费用与混油贬值造成的费用损失两个方面进行综合比较后,确定最佳循环次数。

### 3.4 液态液化石油气(LPG)管道系统输送工艺

**3.4.1** 应按设计委托书或设计合同规定的液态液化石油气输量、组分与各组分的比例,进行液态液化石油气管道系统输送工艺设计。

**3.4.2** 输送液态液化石油气管道的沿程摩阻损失,应按本规范式(3.2.3-1)计算,并将计算结果乘以 1.1~1.2 的流态阻力增加系数。当管道内流速较高时,还应进行温升计算和冷却计算。

**3.4.3** 液态液化石油气在管道中输送时,沿线任何一点的压力都必须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应比同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应比同温度下液化石油气的饱和蒸气压力高 0.5MPa。

**3.4.4** 液态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,但要注意因管内摩阻升温而需另行冷却的能耗,可取 0.8~1.4m/s,但最大不应超过 3m/s。

## 4 线 路

### 4.1 线路选择

4.1.1 输油管道线路的选择,应根据该工程建设的目的和市场需要,结合沿线城市、工矿企业、交通、电力、水利等建设的现状与规划,以及沿途地区的地形、地貌、地质、水文、气象、地震等自然条件,在营运安全和施工便利的前提下,通过综合分析和技术经济比较,确定线路总走向。

4.1.2 中间站和大、中型穿跨越工程位置应符合线路总走向,但根据其具体条件必须偏离总走向时,局部线路的走向可做调整。

4.1.3 输油管道不得通过城市水源区、工厂、飞机场、火车站、海(河)港码头、军事设施、国家重点文物保护单位和国家级自然保护区。当输油管道受条件限制必须通过时,应采取必要的保护措施并经国家有关部门批准。

4.1.4 输油管道应避开滑坡、崩塌、沉陷、泥石流等不良工程地质区、矿产资源区、严重危及管道安全的地震区。当受条件限制必须通过时,应采取防护措施并选择合适位置,缩小通过距离。

4.1.5 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、 $C_5$  及  $C_5$  以上成品油管道与城镇居民点或独立的人群密集的房屋的距离,不宜小于 15m。

2 原油、 $C_5$  及  $C_5$  以上成品油管道与飞机场、海(河)港码头、大中型水库和水工建(构)筑物、工厂的距离不宜小于 20m。

3 原油、液化石油气、 $C_5$  及  $C_5$  以上成品油管道与高速公路、一二级公路平行敷设时,其管道中心距公路用地范围边界不宜小于 10m,三级及以下公路不宜小于 5m。

4 原油、C<sub>5</sub>及C<sub>5</sub>以上成品油管道与铁路平行敷设时,管道应敷设在距离铁路用地范围边线3m以外。

5 液态液化石油气管道与铁路平行敷设时,管道中心线与国家铁路干线、支线(单线)中心线之间的距离分别不应小于25m、10m。

6 原油、C<sub>5</sub>及C<sub>5</sub>以上成品油管道同军工厂、军事设施、易燃易爆仓库、国家重点文物保护单位的最小距离,应同有关部门协商解决。但液态液化石油气管道与上述设施的距离不得小于200m。

7 液态液化石油气管道与城镇居民点、公共建筑的距离不应小于75m。

注:1 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;对于单独的工厂、机场、码头、港口、仓库等,应由划定的区域边界线算起。公路用地范围:公路路堤侧坡脚加护道和排水沟外边缘以外1m;或路堑坡顶截水沟、坡顶(若未设截水沟时)外边缘以外1m。

2 当情况特殊或受地形及其他条件限制时,在采取有效措施保证相邻建(构)筑物和管道安全后,允许缩小4.1.5条中1~3款规定的距离,但不宜小于8m(三级及以下公路不宜小于5m)。对处于地形特殊困难地段与公路平行的局部管段,在采取加强保护措施后,可埋设在公路路肩边线以外的公路用地范围以内。

4.1.6 敷设在地面的输油管道同建(构)筑物的最小距离,应按本规范第4.1.5条所规定的距离增加1倍。

4.1.7 当埋地输油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)及国家现行标准《110~500kV架空送电线路设计技术规程》(DL/T 5092)的规定。埋地液态液化石油气管道,其距离不应小于上述标准中的规定外,且不应小于10m。

4.1.8 埋地输油管道与埋地通信电缆及其他用途的埋地管道平行敷设的最小距离,应符合国家现行标准《钢质管道及储罐腐蚀控制工程设计规范》(SY 0007)的规定。

4.1.9 埋地输油管道同其他用途的管道同沟敷设,并采用联合阴

极保护的管道之间的距离,应根据施工和维修的需要确定,其最小净距不应小于 0.5m。

**4.1.10** 管道与光缆同沟敷设时,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适应地形变化时,可采用弹性弯曲、冷弯管、热煨弯头。在平面转角较小或地形起伏不大的情况下,首先应采用弹性弯曲。采用热煨弯管时,其曲率半径不宜小于 5 倍管子外直径,且应满足清管器或检测器顺利通过的要求。冷弯管的最小曲率半径应符合本规范表 5.4.3 的规定。

**4.2.3** 当输油管道采用弹性弯曲时,其曲率半径应符合下列规定:

1 弹性弯曲的曲率半径,不宜小于钢管外直径的 1000 倍,并应满足管道强度的要求。

竖向下凹的弹性弯曲管段,尚应满足管道自重作用下的变形条件。

2 在相邻的反向弹性弯曲管段之间及弹性弯曲管段与人工弯管之间,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。

3 输油管道平面和竖向同时发生转角时,不宜采用弹性弯曲。

**4.2.4** 当输油管道采用冷弯管或热煨弯管(头)改变平面走向或高程时,应符合本规范第 5.4 节的规定。

不得采用虾米腰弯头或褶皱弯头。管子的对接偏差不得大于  $3^{\circ}$ 。

**4.2.5** 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、地面车辆所施加的荷载及管道稳定性的要求等因素,经综合分析后确定。一般情况下管顶的覆土层厚度不应小于 0.8m。

在岩石地区或特殊地段,可减少管顶覆土厚度,但应满足管道稳定性的要求,并应考虑油品性质的要求和外力对管道的影响。

**4.2.6** 管沟沟底宽度应根据管沟深度、钢管的结构外径及采取的施工措施确定,并应符合下列规定:

1 当管沟深度小于 5m 时,沟底宽度应按下式计算:

$$B = D_0 + b \quad (4.2.6)$$

式中  $B$ ——沟底宽度(m);

$D_0$ ——钢管的结构外径(m);

$b$ ——沟底加宽裕量(m),应按表 4.2.6 的规定取值。

**表 4.2.6 沟底加宽裕量  $b$  值(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 3~5m	0.9	0.7	1.1	1.5	1.2	1.0	1.1	1.6	2.0

2 当管沟深度大于或等于 5m 时,应根据土壤类别及物理性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,但不得小于按本规范式(4.2.6)计算的宽度。

5 管沟沟底必须平整,管子应紧贴沟底。

**4.2.7** 管沟边坡坡度应根据试挖或土壤的内摩擦角、粘聚力、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、挖深在 5m 以内时,不加支撑的管沟边坡的最陡坡度宜符合表 4.2.7 的规定。

表 4.2.7 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
硬塑性的轻亚粘土	1:0.67	1:0.75	1:1.00
中密的碎石类土 (充填物为粘性土)	1:0.50	1:0.67	1:0.75
硬塑性的亚粘土、粘土	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	1:0

注:1 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。

2 轻亚粘土现称为粉土,亚粘土现称为粉质粘土。

#### 4.2.8 管沟回填土作业应符合下列规定:

1 岩石、砾石、冻土区的管沟,应在沟底先铺设 0.2m 厚的细土和细砂垫层且平整后方可用吊带吊管下沟。

2 回填岩石、砾石、冻土区的管沟时,必须先用细土或砂(最大粒径不得超过 3mm)回填至管顶以上 0.3m 后,方可用原状土回填,但回填土的岩石和碎石块最大粒径不得超过 0.25m。

3 管沟回填应留有沉降裕量,应高出地面 0.3m。

4 输油管道出土端、弯管(头)两侧非嵌固段及固定墩处,回填土时应分层夯实,分层厚度不大于 0.3m。

#### 4.2.9 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。

**4.2.10** 当埋地输油管道通过地面坡度大于 18% 的地段时,应视土壤情况和坡长以及管道在坡上敷设的方向,采取防止地面径流、渗水侵蚀和土体滑动影响管道安全的措施。

**4.2.11** 当输油管道穿跨越冲沟,或管道一侧邻近发育中的冲沟或陡坎时,应对冲沟的边坡、沟底和陡坎采取加固措施。

**4.2.12** 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;土堤顶宽不应小于 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。对粘性土堤,堤高小于 2.0m 时,土堤边坡坡度可采用 1:0.75~1:1;堤高为 2~5m 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降。

7 土堤用土,应满足填方的强度和稳定性的要求。

**4.2.13** 地上敷设的输油管道,应符合下列规定:

1 应采取补偿管道纵向变形的措施。

2 输油管道跨越人行通道、公路、铁路和电气化铁路时,其净空高度应按有关规范执行。

3 地上管道沿山坡敷设时,应采取防止管道下滑的措施。

4 对于需要保温的管道应考虑保温措施。

**4.2.14** 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;管道与电力、通信电缆交叉时,其垂直净距不应小于 0.5m,并应在交叉点处输油管道两侧各 10m 以上

的管段和电缆采用相应的最高绝缘等级防腐层。

**4.2.15** 当输油管道通过杂散电流干扰区时,应按国家现行标准《钢质管道及储罐腐蚀控制工程设计规范》(SY 0007)和《埋地钢质管道直流排流保护技术标准》(SY/T 0017)的规定采取防护措施。

**4.2.16** 输油线路同直径段的管道壁厚种类不宜过多。

**4.2.17** 输油管道穿跨越工程设计,应符合国家现行标准《原油和天然气输送管道穿跨越设计规范》(SY/T 0015)的规定。液态液化石油气管道的穿跨越管段的设计系数按本规范附录 E 的规定选取。

### 4.3 管道的外腐蚀控制和保温

**4.3.1** 输油管道的防腐蚀设计,应符合国家现行标准《钢质管道及储罐腐蚀控制工程设计规范》(SY 0007)、《埋地钢质管道强制电流阴极保护设计规范》(SY/T 0036)和《埋地钢质管道牺牲阳极阴极保护设计规范》(SY/T 0019)的规定。

**4.3.2** 输油管道保温层的结构应由防腐层、隔热层和保护层组成。隔热层的厚度应根据工艺要求并经综合技术经济比较后确定。

**4.3.3** 隔热层材料应具有导热系数小、吸水率低、具有一定机械强度、耐热性能好、不易燃烧和具有自熄性、对管道无腐蚀作用的性能。

**4.3.4** 保护层材料应具有足够的机械强度和韧性、化学性能稳定、耐老化、防水和电绝缘的性能。

**4.3.5** 管道敷设采用套管时,输油管与套管之间应采用绝缘支撑。套管端部应采用防水、绝缘、耐用的材料密封。绝缘支撑间距根据管径大小而定,一般不宜小于 2m。

### 4.4 线路截断阀

**4.4.1** 输油管道沿线应安装截断阀,阀门的间距不应超过 32km,

人烟稀少地区可加大间距。埋地输油管道沿线在穿跨越大型河流、湖泊、水库和人口密集地区的管道两端或根据地形条件认为需要,均应设置线路截断阀。输送液态液化石油气管道线路截断阀的最大间距应符合表 4.4.1 的规定。液态液化石油气管道截断阀之间应设置放散阀,其放散管管口高度应比附近建、构筑物高出 2m 以上。需防止管内油品倒流的部位应安装能通清管器的止回阀。

表 4.4.1 液态液化石油气管道线路截断阀间距

地区等级	线路截断阀最大间距(km)
一	32
二	24
三	16
四	8

注:地区等级的划分详见附录 E。

4.4.2 截断阀应设置在不受地质灾害及洪水影响、交通便利、检修方便的位置,并应设保护设施。

4.4.3 选用的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 当输油管道的设计温度同安装温度之差较大时,宜在管道出土端、弯头、管径改变处以及管道和清管器收发装置连接处,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,应考虑管道的稳定性。

4.5.3 当输油管道采取锚固墩(件)锚固时,管道和锚固墩(件)之间应有良好的电绝缘。

#### 4.6 管道标志

4.6.1 输油管道沿线应设置里程桩、转角桩、阴极保护测试桩和警示牌等永久性标志。

4.6.2 里程桩应设置在油流方向的左侧,沿管道从起点至终点,每隔 1km 设置 1 个,不得间断。阴极保护测试桩可同里程桩结合设置。

4.6.3 在管道改变方向处应设置水平转角桩。转角桩应设置在管道中心线的转角处左侧。

4.6.4 输油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)筑物附近设立标志。通航河流上的穿跨越工程,必须设置警示牌。

4.6.5 当输油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。标志应采用具有发光功能的涂料涂刷。

## 5 输油管道、管道附件和支承件的结构设计

### 5.1 荷载和作用力

5.1.1 输油管道、管道附件和支承件,应根据敷设形式、所处环境和运行条件,按下列可能同时出现的永久荷载、可变荷载和偶然荷载的组合进行设计:

#### 1 永久荷载:

- 1) 输送油品的内压力;
- 2) 钢管及其附件、绝缘层、隔热层、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) 静水压力和水浮力;
- 6) 温度作用以及静止流体由于受热膨胀而增加的压力;
- 7) 由于连接构件相对位移而产生的作用力。

#### 2 可变荷载:

- 1) 试运行时的水重量;
- 2) 附在管道上的冰雪荷载;
- 3) 由于内部高落差或风、波浪、水流等外部因素产生的冲击力;
- 4) 车辆及行人荷载;
- 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:

- 1) 位于地震动峰值加速度等于或大于  $0.1 \sim 0.15g$  (基本烈度七度) 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) 由于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。

#### 5.1.2 输油管道设计压力应符合下列规定:

1 任何一处管道及管道附件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水压力。当设置反输流程时,输油管道任何一处的设计内压力,不应小于该处正、反输送条件下的最高稳态操作压力的较高者。

2 输送流体的管道及管道附件,应能承受作用在其上的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流体的最高或最低设计温度。

5.1.4 输油管道的设计应作水击分析,并应根据分析结果设置相应的控制和保护设备。在正常操作条件下,由于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得超过输油管道设计内压力的 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 许用应力应按下式计算:

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

式中  $[\sigma]$ ——许用应力(MPa);

$K$ ——设计系数,输送  $C_5$  及  $C_5$  以上的液体管道除穿越管段按国家现行标准《原油和天然气输送管道穿跨越工程设计规范》(SY/T 0015)的规定取值外,输油站外一般地段取 0.72;输送液态液化石油气(LPG)管道设计系数取值,见本规范附录 E;

$\sigma_s$ ——钢管的最低屈服强度,应按表 5.2.1 的规定取值;  
 $\phi$ ——焊缝系数。

表 5.2.1 钢管的最低屈服强度和焊缝系数

钢管标准名称	钢号或钢级	最低屈服强度 $\sigma_s$ (MPa)	焊缝系数	备注
《输送流体用无缝钢管》 GB/T 8163—1999	Q295	295 ( $S > 16\text{mm}$ 为 285)	1.0	S 为钢管的公称壁厚
	Q345	325 ( $S > 16\text{mm}$ 为 315)		
	20	245 ( $S > 16\text{mm}$ 为 235)		
《石油天然气工业输送钢管交货技术条件第 1 部分: A 级钢管》 GB/T 9711.1—1997	L175 (A25)	175 (172)	1.0	
	L210 (A)	210 (207)		
	L245 (B)	245 (241)		
	L290 (X42)	290 (289)		
	L320 (X46)	320 (317)		
	L360 (X52)	360 (358)		
	L390 (X56)	390 (386)		
	L415 (X60)	415 (413)		
	L450 (X65)	450 (448)		
《石油天然气工业输送钢管交货技术条件第 2 部分: B 级钢管》 GB/T 9711.2—1999	L485 (X70)	485 (482)	1.0	B 级管的质量和试验要求高于 A 级管
	L555 (X80)	555 (551)		
	L245NB L245MB	245~440*		
	L290NB L290MB	290~440*		
	L360NB L360QB L360MB	360~510*		
	L415NB L415QB L415MB	415~565*		
	L450QB L450MB	450~570*		
	L485QB L485MB	485~605*		
	L555QB L555MB	555~675*		

注: 1 NB 为无缝钢管和焊接钢管用钢, QB 为无缝钢管用钢, MB 为焊接钢管用钢。

2 括号内的钢级及屈服强度为 API 5L 标准的数值。

3 带 \* 数值为 0.5% 总伸长下的应力值, 在此值范围内, 由用户在合同书中提出具体要求。



2 输油站内管道的许用应力,应按现行国家标准《钢制压力容器》(GB 150)和现行美国标准《工艺管线》(ASME B31.3)的规定选取。

3 对于旧钢管,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)计算许用应力。对使用过的,没有出厂证明及制造标准不明的旧钢管,应降级使用,计算许用应力时,管材最低屈服强度可取 165MPa。

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等于 300℃(焊接除外)的钢管,其许用应力应按公式(5.2.1)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 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 穿越等级公路未加套管的钢管,由设计内压力和外部载荷作用所产生的环向应力之和不得超过钢管的许用应力。

4 架空结构构件的强度验算,应符合国家现行标准《原油和天然气输送管道穿跨越工程设计规范——跨越工程》(SY/T 0015.2)的规定;对于液态液化石油气管道跨越强度设计系数,应按输气管道数据取值。

5.2.4 管道及管件由永久荷载、可变荷载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%,但不得将地震作用和风荷载同时计入。

### 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、温度和所输液体的物理化学性质等因素,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可焊性。

5.3.2 输油管道工程所用的钢管,宜采用油气输送钢管。钢管应符合现行国家标准《石油天然气工业输送钢管交货技术条件第 1 部分:A 级钢管》(GB/T 9711.1)或《石油天然气工业输送钢管交货技术条件第 2 部分:B 级钢管》(GB/T 9711.2)的规定;站内管道采用油气输送钢管有困难时,也可采用现行国家标准《输送流体用无缝钢管》(GB/T 8163)。

5.3.3 管道附件和钢管材料应采用镇静钢。

5.3.4 当施工环境温度低于或等于 $-20^{\circ}\text{C}$ 时,应对钢管和管道附件材料提出韧性要求。

5.3.5 对于液态液化石油气管道,既应考虑低温下的脆性断裂,也要考虑运行温度下的塑性断裂问题。

5.3.6 钢制锻造法兰及其他锻件,应符合国家现行标准《压力容器用碳素钢和低合金钢锻件》(JB 4726)的规定。对于形状复杂的特殊管道附件,可采用铸钢制作。

### 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  $\delta$ ——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 条的规定采用。

**5.4.2** 输油站间的输油管道可按设计内压力,分段设计管道的管壁厚度。

**5.4.3** 钢制管件应符合下列规定:

1 现场冷弯弯管的最小弯管半径应按表 5.4.3 的规定取值。

**表 5.4.3 现场冷弯弯管的最小弯管半径(mm)**

公称管径	最小弯管半径 $R$	备 注
$\leq 300$	$18D$	$D$ 为管外径。冷弯弯管不必增加壁厚,但弯管两端宜有 2m 左右的直管段
350	$21D$	
400	$24D$	
450	$27D$	
$\geq 500$	$30D$	

2 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。

3 钢制管件的选用应符合本规范附录 G 的规定;管件与直管段不等壁厚的焊接应符合本规范附录 F 的规定。

**5.4.4** 当管道及管件的壁厚极限偏差符合国家现行标准的规定时,不应再增加管壁的裕量。

**5.4.5** 管道附件设计应符合下列规定:

1 管道附件应按设计压力、最高设计温度和最低环境温度选择和设计。

2 输油站内管道与管道之间或管道与设备之间,当操作压力不同时,应按最高的操作压力选择和设计管道附件。

3 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。

4 管道附件不宜采用螺旋焊缝钢管制作。

5 管道附件不得采用铸铁件。

5.4.6 钢制异径接头的设计,应符合现行国家标准《钢制压力容器》(GB 150)的规定。无折边异径接头的半锥角应小于或等于 $15^{\circ}$ ,异径接头的材质宜与所连接钢管的材质相同或相近。

5.4.7 钢制平封头或凸封头的设计,应符合现行国家标准《钢制压力容器》(GB 150)的规定。

5.4.8 绝缘法兰的设计,应符合国家现行标准《绝缘法兰设计技术规定》(SY/T 0516)。公称压力大于5MPa、直径大于300mm的输油管道,宜采用绝缘接头。

5.4.9 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 当支管直径小于或等于50mm时,可不补强。

4 当支管外径等于或大于 $1/2$ 倍主管外径时,应采用三通或采用全包型补强。

5 三通开孔和支管开孔均宜采用等面积补强(图5.4.9)。

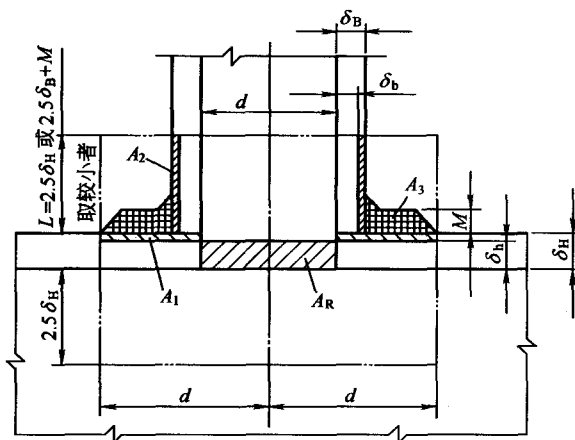


图 5.4.9 等面积补强

注:图中双点划线框内为可提供补强的范围;

$d$ ——支管内径(mm);

$\delta_b$ ——按本规范式(5.4.1)计算的支管管壁厚度(mm);

$\delta_B$ ——支管的公称管壁厚度(mm);

$\delta_h$ ——按本规范式(5.4.1)计算的主管管壁厚度(mm);

$M$ ——补强圈厚度(mm);

$L$ ——应取  $2.5\delta_H$  或  $2.5\delta_B + M$  之较小者;

$\delta_H$ ——主管的公称管壁厚度(mm);

$A_R$ ——需要的补强面积  $A_R = d\delta_h$ ; 补强面积  $A_R \leq A_1 + A_2 + A_3$ ;

$A_1$ ——主管补强面积  $A_1 = (\delta_H - \delta_h)d$ ;

$A_2$ ——支管补强面积  $A_2 = 2(\delta_B - \delta_b)L$ (对于拔制三通  $L = 0.7\sqrt{d\delta_B}$ );

$A_3$ ——补强圈、焊缝等所占补强面积(对于拔制三通  $A_3 = 0$ )。

**6 开孔边缘距主管焊缝宜大于主管管壁厚的 5 倍。**

**5.4.10 法兰的选择,应符合现行国家标准《钢制管法兰类型》(GB/T 9112)、《大直径碳钢管法兰》(GB/T 13402)的规定。**

**5.4.11 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。**

**5.4.12 冷弯管的任何部位不得出现褶皱、裂纹及其他机械损伤,**

弯管两端的椭圆度不得大于 2%，其他部位不得大于 2.5%。

**5.4.13** 地面管道的管架、钢管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，可采用支柱或防震装置，但不得影响管道的胀缩。

3 钢管上的支承件，可采用不与钢管焊接成一体的部件，如管夹或“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、外部载荷和热胀冷缩所产生的应力，并应使其小于管道、管道附件和与管道相连接的设备的安全承受能力。

**5.5.2** 穿越管段的强度验算，应符合国家现行标准《原油和天然气输送管道穿跨越工程设计规范——穿越工程》(SY/T 0015.1—98)第 4.5.2 条和第 4.5.3 条的规定。

**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式计算：

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

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

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

$E$ ——钢材的弹性模量，可取  $2.05 \times 10^5$  MPa；

$\alpha$ ——钢材的线膨胀系数，可取  $1.2 \times 10^{-5}$  m/(m·°C)；

$t_1$ ——管道安装闭合时的大气温度(°C)；

$t_2$ ——管道内被输送介质的温度(°C)；

$\mu$ ——泊桑比,宜取 0.3；

$\sigma_h$ ——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)；

$\delta$ ——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轴向弯曲产生的应力。

**5.5.5** 对于受约束的管道应按最大剪应力破坏理论计算当量应力,当 $\sigma_a$ 为压应力(负值)时,应满足下述条件:

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

式中  $\sigma_e$ ——当量应力(MPa)；

$\sigma_s$ ——钢管的最低屈服强度(MPa)。

**5.5.6** 对于轴向不受约束的地面管道和埋地管道出土端未设固定墩的管段,热胀当量应力应按下式计算,其取值不应大于钢管的许用应力 $[\sigma]$ 。

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

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

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

式中  $\sigma_t$ ——最大运行温差下热胀当量应力(MPa)；

$\sigma_b$ ——最大运行温差下热胀合成弯曲应力(MPa)；

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

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

$M_0$ ——构件平面外的弯矩(MN·m)；

$i_0$ ——构件平面外弯曲时的应力增强系数,其取值应符合本规范附录 H 的规定；

$\tau$ ——扭应力(MPa)；

$M_t$ ——扭矩(MN·m)；

$Z$ ——钢管截面系数(m<sup>3</sup>)。

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。预拉伸的有效系数取 0.5。

## 5.6 管道的刚度和稳定

5.6.1 管道的刚度应满足运输、施工和运行时的要求。钢管的外直径与壁厚的比值不应大于 140。

5.6.2 对穿越公路的无套管管段、穿越用的套管及埋深较大管段,均应按无内压状态验算在外力作用下管子的变形,其水平直径方向的变形量不得大于管子外径的 3%。变形量应按本规范附录 J 的规定计算确定。

5.6.3 对加热输送的埋地管道,应验算其轴向稳定,并应符合下列表达式的要求：

$$N \leq \frac{N_{cr}}{n} \quad (5.6.3-1)$$

$$N = [\alpha E(t_2 - t_1) + (0.5 - \mu)\sigma_h]A \quad (5.6.3-2)$$

式中  $N$ ——由温差和内压力产生的轴向压缩力(MN)；

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

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

$A$ ——钢管横截面积(m<sup>2</sup>)。



注:按式(5.6.3-2)计算时,如果计算结果  $N$  为正值,表示  $N$  为轴向压缩力,需按式(5.6.3-1)验算轴向稳定问题。如  $N$  为负值,则表示  $N$  为轴向拉力,则不必验算轴向稳定问题。

**5.6.4** 地面管道的轴向稳定,应符合国家现行标准《原油和天然气输送管道穿跨越工程设计规范——跨越工程》(SY/T 0015.2)的规定。

## 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 必须根据有效的设计委托书或合同，按照国家对工程建设的有关规定，并结合当地城乡建设规划进行选址。

2 应满足管道工程线路走向和路由的需要，满足工艺设计的要求；应符合国家现行的安全防火、环境保护、工业卫生等法律法规的规定；应满足居民点、工矿企业、铁路、公路等的相关要求。

3 应贯彻节约用地的基本国策，合理利用土地，不占或少占良田、耕地，努力扩大土地利用；贯彻保护环境和水土保持等相关法律法规。

4 站场址应选定在地势平缓、开阔、避开人工填土、地震断裂带，具有良好的地形、地貌、工程和水文地质条件并且交通连接便捷、供电、供水、排水及职工生活社会依托均较方便的地方。

5 选定站场址时，应保证站场有足够的生产、安全及施工操作的场地面积，并适当留有发展余地。

6 应会同建设方和地方政府有关职能部门的代表，共同现场踏勘，多方案比较，合理确定具体位置和范围，形成文件，纳入设计依据。

#### 6.1.2 站场布局应符合下列规定：

1 输油管道工程首站站址的选定，宜与油田的集中处理站、矿场的原油库、港口、铁路转运油库、炼厂的成品油库联合进行，其位置应满足油品外运的要求。

2 输油管道工程末站站场址的选定，宜与石化企业的原油库、铁路转运油库、港口油库、成品油的商业油库或其他油品用户

的储油设施联合进行,或认真协调,满足来油方位和路由及计量方面的要求。

3 中间站场址的位置在满足线路走向、站场工艺要求并符合防火间距规定的前提下,宜靠近村镇、居民点。

4 各类站场站址位置、站场与四周相邻的居民点、工矿企业等的防火间距,应符合现行国家标准《原油和天然气工程设计防火规范》(GB 50183)的规定。

5 管道工程的控制中心、管理公司、维修抢修单位及职工的生活基地应与站址同时选址,并应设在城镇交通方便且与线路走向协调、社会依托条件好的地方。

6 线路截断阀室、与输油站分开独立设置的阴极保护站、通信中继站等的位置选定,应满足其设计功能要求。

#### 6.1.3 液态液化石油气管道站场的站址选定应符合下列规定:

1 符合城市总体规划的要求,且应远离城市居住区、村镇、学校、工业区和影剧院、体育馆等人员集中的地区;

2 应选择在所在地区全年最小频率风向的上风侧,且应是地势平坦、开阔、不易积存液化石油气的地段,同时避开雷区;

3 液态液化石油气管道站场内严禁设置地下和半地下建、构筑物(地下储罐和消防水泵除外)。地下管沟必须填充干砂;储罐与站外周围建、构筑物的防火间距,应符合现行国家标准《城镇燃气设计规范》(GB 50028)的规定。

#### 6.1.4 站场址选定应避开下列场所:

1 避开低洼易积水和江河的干涸滞洪区以及有内涝威胁的地段。

2 在山区,应避开山洪及泥石流对站场造成威胁的地段,应避开窝风地段。

3 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,防止回填土石方塌方、流失,确保站场地基的稳定。

**4 应避免洪水、潮水或涌浪威胁的地带。**

**6.1.5 输油站场不允许选址的区域应符合国家现行标准《石油天然气工程总图设计规范》(SY/T 0048)的规定。**

**6.1.6 各类站场及基地的总平面布置应符合下列规定：**

**1 总平面布置设计的防火间距及防火措施,应符合现行国家标准《原油和天然气工程设计防火规范》(GB 50183)的规定。**

**2 总平面布置设计中的防爆要求,应符合国家现行标准《石油设施电气装置场所分类》(SY/T 0025)的规定。**

**3 站场及基地内总平面布置要求和竖向设计,应符合国家现行标准《石油天然气工程总图设计规范》(SY/T 0048)的规定。**

## **6.2 站场工艺流程**

**6.2.1 输油首站的工艺流程应具有收油、储存、正输、清管、站内循环的功能,必要时还应具有反输和交接计量的功能。**

**6.2.2 中间(热)泵站工艺流程应具有正输、压力(热力)越站、全越站、收发清管器或清管器越站的功能。必要时还应具有反输的功能。**

**6.2.3 中间加热站的工艺流程应具有正输、全越站的功能,必要时还应具有反输的功能。**

**6.2.4 分输站工艺流程除应具有中间站的功能外,尚应具有油品调压、计量的功能。必要时还应具有收油、储存、发油的功能。**

**6.2.5 输入站工艺流程应具有与首站同等的功能。**

**6.2.6 末站的工艺流程应具有接收上站来油、储存或不进罐经计量后去用户、接收清管器、站内循环的功能,必要时还应具有反输的功能。**

## **6.3 原油管道站场工艺设备**

**6.3.1 油罐形式、容量、数量应符合下列规定：**

- 1 首站、末站、分输站、输入站应选用浮顶金属油罐。
- 2 输油首站、输入站、分输站、末站储油罐总容量应按下列式计算：

$$V = \frac{G}{350\rho\epsilon}k \quad (6.3.1)$$

式中  $V$ ——输油首站、输入站、分输站、末站原油储罐总容量 ( $\text{m}^3$ )；

$G$ ——输油首站、输入站、分输站、末站原油年总运销量 ( $\text{t}$ )；

$\rho$ ——储存温度下原油密度 ( $\text{t}/\text{m}^3$ )；

$\epsilon$ ——油罐装量系数，宜取 0.9；

$k$ ——原油储备天数 ( $\text{d}$ )。

- 3 首站、输入站、分输站、末站原油罐，每站不至少于 3 座。

### 6.3.2 输油站油品储备天数应符合下列规定：

#### 1 输油首站、输入站：

- 1) 油源来自油田、管道时，其储备天数宜为 3~5d；
- 2) 油源来自铁路卸油站场时，其储备天数宜为 4~5d；
- 3) 油源来自内河运输时，其储备天数宜为 3~4d；
- 4) 油源来自近海运输时，其储备天数宜为 5~7d；
- 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 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 4~5d；
- 2) 通过内河发送给用户时，油品储备天数宜为 3~4d；
- 3) 通过近海发送给用户时，油品储备天数宜为 5~7d；
- 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

3d。

### 3 中间(热)泵站:

- 1)当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;
- 2)当采用密闭输送工艺时,应设水击泄放罐,其泄放罐容量由瞬态水力分析后确定。

**6.3.3** 应根据油罐所储原油的物理化学性质和环境条件,通过技术经济比较后,确定油罐加热和保温方式。

### 6.3.4 铁路装卸设施应符合下列规定:

1 日装卸油罐车在 8 列及 8 列以上时,装卸栈桥宜整列双侧布置装卸油鹤管。

2 鹤管的结构应满足各类型油罐车对位要求,鹤管数量应满足在一列车不脱钩的条件下一次到站最多的油罐车数;根据合同要求,装卸油罐车为同一标准型号时,设计鹤管间距宜为 12m,栈桥两端部距最近一鹤管的距离不宜小于 3m,或根据合同规定的油罐车型确定鹤管间距。

### 3 铁路日装卸车列数应按下式计算:

$$n = \frac{mk}{350\epsilon V\rho} \quad (6.3.4)$$

式中  $n$  ——日装卸车列数;

$m$  ——年装卸油量(t);

$k$  ——铁路来车不均匀系数,按统计资料采用,当无统计资料时宜取 1.2;

$\epsilon$  ——油罐车装量系数,宜取 0.9;

$V$  ——一列油罐车的公称容量( $m^3$ );

$\rho$  ——装卸温度下油品的密度( $t/m^3$ )。

### 6.3.5 码头装卸设施应符合下列规定:

1 油品码头应尽量布置在非油类码头常年风向或强流向的下侧,安全距离应符合表 6.3.5-1 的规定。

表 6.3.5-1 油品码头与其他货种码头的安全距离

油 品 类 型	安 全 距 离(m)
甲(闪点<28℃)	150
乙(28℃≤闪点<60℃)	
丙(60℃≤闪点≤120℃)	50

注:1 安全距离系指油品码头相邻其他货种码头所停靠设计船舶首尾间的净距。

2 当受条件限制布置有困难时,可减小安全距离,但应采取必要的安全措施。

2 油品码头相邻两泊位的船舶间距,不应小于表 6.3.5-2 的规定。

表 6.3.5-2 油品码头相邻两泊位的船舶间距

设计船长(m)	<110	110~150	151~182	183~235	>235
间距(m)	25	35	40	50	55

注:1 间距系指油品码头相邻两泊位所停靠设计船舶首尾间的净距。

2 当突堤和栈桥码头两侧靠船时,可不受上述船舶间距的限制。

3 两泊位以上的码头,应分泊位设置流量计量设施。

4 油品码头泊位年通过能力可按下式计算:

$$P_i = \frac{TGt_d}{t_z + t_f + t_p} \rho \quad (6.3.5)$$

式中  $P_i$ ——一个泊位的年通过能力(t);

$t_d$ ——昼夜小时数,取 24h;

$T$ ——年日历天数,取 365d;

$G$ ——设计船型的实际载货量(t);

$\rho$ ——泊位利用率。一般根据同类油轮泊位营运资料确定,如无资料,可取 0.5~0.6;

$t_z$ ——装卸一艘设计船型所需的时间(h),可根据同类泊位的营运资料和油船装卸设备容量综合考虑。如无资料可采用表 6.3.5-3 和表 6.3.5-4 中的数值;

$t_f$ ——船舶的装卸辅助作业、技术作业时间以及船舶靠离

泊时间之和(h)。船舶的装卸辅助作业、技术作业时间指在泊位上不能同装卸作业同时进行的各项作业时间。当无统计资料时,部分单项作业时间可采用表 6.3.5-5 中的数值。船舶靠离泊时间与航道、锚地、泊位前水域及港作方式等条件有关,可取 1~2h;

$t_p$ ——油船排压舱水时间(h),可根据同类油船泊位的营运资料分析。

表 6.3.5-3 卸油港泊位卸油船时效率和净卸油时间

油船泊位 吨级 DWT(t)	10000	20000	30000	50000	80000	100000	150000	200000	≥250000
卸油船时 效率(t/h)	600 ~800	1190 ~1360	1400 ~1600	2100 ~2400	2800 ~3200	3500 ~4000	5500	6300	≥7300
净卸船 时间(h)	24~18	27~24	30~26	36~32	36~31	36~31	32	37	≥40

表 6.3.5-4 装油港泊位净装油时间

油船泊位 吨级 DWT(t)	10000	20000	30000	50000	80000	100000	150000	200000	≥250000
净装油时间 (h)	10	10	10	10	13~15	13~15	15	20	≥20

表 6.3.5-5 部分单项作业时间

项 目	靠泊时间	离泊时间	开工准备	结束	公估	联检
时间(h)	0.50~1.00	0.50~0.75	0.75~1.00	0.75~1.00	1.50~2.00	1.00~2.00

5 港区输油管线的热伸长,当利用自然补偿不能满足要求时,应设置补偿器,补偿器应按有关规定设置固定支座,陆域管线应采用方形补偿器;引堤、栈桥上的管线宜采用波纹管补偿器、套筒伸缩节或其他形式的补偿器。

6 输油工艺设施在码头上的布置应符合下列规定:

1)输油臂宜布置在操作平台的中部。输油臂的口径、台数



和布置等可按表 6.3.5-6 的规定；

表 6.3.5-6 油船泊位输油臂及布置参数

油船泊位吨级 DWT (t)	输油臂口径 (mm)	输油臂台数 (台)	输油臂中心与操作平台边缘距离 (m)	输油臂间距 (m)	输油臂驱动方式
10000	DN200	2~3	1.5	2.0~2.5	手动
20000	DN200~250	3	2.0	2.0~2.5	手动或 液压驱动
30000	DN250	3	2.0	2.5~3.0	手动或 液压驱动
50000	DN300	3~4	2.0~2.5	3.0~3.5	液压驱动
80000	DN300	4	2.0~2.5	3.0~3.5	液压驱动
100000	DN300 或 DN400	4	2.0~2.5	3.5	液压驱动
150000	DN400	4	2.5	3.5	液压驱动
200000	DN400	4	2.5	3.5	液压驱动
≥250000	DN400	4~5	2.5	3.5	液压驱动

注：对卸油港，输油臂台数可按表列数字减少 1 台。

- 2) 输油臂与阀室或其他建筑物之间应有足够距离；
- 3) 两侧靠船的码头，输油管线布置在码头中部；
- 4) 码头应设扫线、消防和通信等设施。大吨位码头应设登船梯；
- 5) 输油管道和输油臂等应按有关规定设置防雷和接地装置。输油臂应设绝缘法兰，码头上应设供油船使用的接地装置。

### 6.3.6 输油站泵送设备的选择应符合下列规定：

1 应根据所输油品性质，合理选择泵型。当在输送温度下油品的粘度在  $100\text{mPa}\cdot\text{s}$  以下，输油主泵宜选用离心泵。输油泵站的泵机组工作特性曲线与管路特性曲线交汇点处的排量，应与管

道的设计输量一致。输油主泵根据使用条件可采用并联或串联运行。一般情况下,泵机组至少设置 2 台,但不宜多于 4 台,其中 1 台备用。

2 输油泵轴功率应按下列式计算:

$$P = \frac{q_v \rho H}{102 \eta} \quad (6.3.6)$$

式中  $P$ ——输油泵轴功率(kW);

$q_v$ ——输送温度下泵的排量( $m^3/s$ );

$\rho$ ——输送温度下介质的密度( $kg/m^3$ );

$H$ ——输油泵排量为  $q_v$  时的扬程(m);

$\eta$ ——输送温度下泵排量为  $q_v$  时的输油效率。

泵样本上给出的  $\eta$ 、 $q_v$ 、 $H$  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粘度,对泵的  $\eta$ 、 $q_v$ 、 $H$  值进行修正。

6.3.7 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,需要调速时,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列式计算:

$$N = k \frac{P}{\eta_e} \quad (6.3.7)$$

式中  $N$ ——输油泵配电机额定功率(kW);

$P$ ——输油泵轴功率(kW);

$\eta_e$ ——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:

$$3 < P \leq 55 \quad k = 1.15;$$

$$55 < P \leq 75 \quad k = 1.14;$$

$$P > 75 \quad k = 1.1.$$

### 6.3.8 加热设备的选择应符合下列规定:

1 宜采用管式加热炉提高输送油品的温度。加热炉的设置不宜少于2台,不设备用炉。

2 加热设备热负荷应按下列式计算:

$$Q = q_m C(t_1 - t_2) \quad (6.3.8)$$

式中  $Q$ ——加热设备热负荷(W);

$q_m$ ——进入加热设备的油品流量(kg/s);

$C$ ——加热设备进出口平均温度下油品的比热容  
[J/(kg·°C)];

$t_1$ ——加热设备出口油品温度(°C);

$t_2$ ——加热设备进口油品温度(°C)。

6.3.9 用于原油降凝、降粘、减阻的国产添加剂储存量宜为1~2个月的用量,进口添加剂储存量宜为3~6个月的用量。

### 6.3.10 减压站的设置应符合下列规定:

1 由于位差形成的管道内压力大于管道设计压力时或动压过大、超过下一站的允许进口压力时,在管道下坡段可设置减压站。

2 减压站上游最高点处压力设定值应能保证管输油品通过最高点时不出现液柱分离现象。

3 减压阀下游应配置截断阀,其性能应是严密、无泄漏的,应能保证在管道停输时完全隔断静压。

4 所选用的正常运行常开的减压阀应能在事故状态下自动关闭;热备用的常闭减压阀应能在需工作时自动开启,并在事故状态下自动关闭。

5 减压阀组进口端应设置过滤器,过滤网孔径尺寸应根据减压阀结构来确定。

6 对于输送易凝、高粘原油,应对每路减压阀组的阀体及管路进行伴热与保温,每路减压阀组应设置单独的电伴热回路。

7 进减压站内的管线上,应设两组(一用一备)超压保护泄放阀。

6.3.11 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 清管器出站端的线路上、清管器进站前及进清管器接收筒前各点均设置清管器通过指示器。

3 当输油管道直径大于  $DN500\text{mm}$  以上,且清管器总重超过  $45\text{kg}$  时,宜配备提升设施。

4 根据所选用一次清管作业中使用多个清管器(包括检测器)的长度,应留有足够的清管器收发操作场地。

6.3.12 输油管道用阀门的选择应符合下列规定:

1 安装于通清管器管道上的阀门应选择直通型(阀门通道直径与管道内径同径);不通清管器的阀门可用缩径型。

2 阀门应密封可靠、启闭灵活、使用寿命长。在防火区内关键部位使用的阀门,应具有耐火性能。

3 当采用焊接阀门时,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。

6.3.13 油品交接计量应符合下列规定:

1 应按合同要求设置计量设施的原则进行油品交接计量系统的设计。

2 油品交接计量系统的工艺流程应包括油量计量、计量仪表检验系统及污油系统。油品交接计量系统中,应设置商用油量交接,按规定定期检定和供需双方认可的加铅封的计量专用计算机。

3 油品流量计的选择应符合下列规定:

1)用于油品交接计量的流量计的准确度不应低于 0.2 级;

2)流量计的台数按下式计算:

$$n = \frac{q_{vp}}{0.75q_{vm}} + S \quad (6.3.13-1)$$

式中  $n$ ——流量计的总台数(台);

$q_{vp}$ ——需要计量的最大油量( $m^3/h$ );

$q_{vm}$ ——单台流量计最大额定流量( $m^3/h$ );

0.75——系数,与  $q_{vm}$  相乘得最佳使用流量;

$S$ ——连续计量时的备用流量计台数(台);正常运转台数大于4台时  $S$  取2;正常运转台数等于或小于4台时  $S$  取1;

3) 流量计的设计台数,应经技术经济比较后确定;

4) 用于商业交接的流量计,应设备用流量计,不得设置旁通管及阀;

5) 当油品交接计量以质量作为核算单位时,宜选用质量流量计。

#### 4 流量计辅助设备的选择应符合下列规定:

1) 消气器的容积应按下式计算:

$$V = q_v t \quad (6.3.13-2)$$

式中  $V$ ——消气器的容积( $m^3$ );

$q_v$ ——通过消气器的最大流量( $m^3/s$ );

$t$ ——油品在消气器中停留的时间(s),宜取9~20s。

2) 根据流量计产品说明书的要求,配置相应的过滤器。过滤器应安装在流量计入口前。过滤器进出口处应设置压力表。

#### 5 流量计标定系统应符合下列规定:

1) 流量计应按《中华人民共和国计量法》及相应的流量计的检定规程要求定期进行强制性检定;

2) 用于商业交接的流量计系统,应设置在线校验装置;

3) 流量计校验可采用质量法、容积法加密度计、体积管法加密度计,也可采用标准流量计校验;

- 4) 采用质量流量计时,只要有条件应首先采用质量法检定质量流量计。
- 6 流量计及辅助系统的排污和管路安装应符合下列规定:
- 1) 流量计及辅助系统的污油应排至零位罐或油池,并经过滤、脱水、计量后重新用泵输回至流量计的出口管线内,未经计量的输回到流量计的进口管线内;
  - 2) 在液体进入流量计前的管线上或流经的设备均不允许有任何开口、支线、取样点等泄流处;
  - 3) 污油排放系统的设计应符合有关安全、环保规定;
  - 4) 流量计出口侧管路上,应安装具有截止和检漏的双功能阀门或严密性好的无泄漏阀门。

#### 6.4 成品油管道站场工艺设备

##### 6.4.1 油罐形式、容量、数量应符合下列规定:

1 储存汽油、溶剂油等油品应选用浮顶罐或内浮顶罐;储存航空汽油、喷气燃料油应选用内浮顶罐;储存灯用煤油可选用内浮顶罐或固定顶罐;其他油品(如柴油、重油等)可选用固定顶油罐。

2 顺序输送油品的管道首站、输入站、分输站、末站储罐容积应按下式计算:

$$V = \frac{m}{\rho \epsilon N} \quad (6.4.1)$$

式中  $V$ ——每批次、每种油品或每种牌号油品所需的储罐容积 ( $\text{m}^3$ );

$m$  —— 每种油品或每种牌号油品的年输送量( $\text{t}$ );

$\rho$  —— 储存温度下每种油品或每种牌号油品的密度 ( $\text{t}/\text{m}^3$ );

$\epsilon$  —— 油罐的装量系数。容积小于  $1000\text{m}^3$  的固定顶罐(含内浮顶)宜取 0.85;容积等于或大于  $1000\text{m}^3$  的固定顶罐(含内浮顶)、浮顶罐宜取 0.9;

$N$ ——循环次数(次)。

注:末站为水运卸船码头,还需要考虑一次卸船量,取较大值。末站为水运装船码头,还需要考虑一次装船量,取较大值。

3 首站、输入站、分输站、末站每种油品或每种牌号油品应设置 2 座以上储罐。中间泵站水击泄放罐容量由瞬态水力分析后确定。

6.4.2 根据油罐所储油品性质和环境条件,经过技术经济比较后确定油罐加热或冷却、保温或绝热方式。

6.4.3 成品油管道铁路装卸设施应符合下列规定:

1 成品油铁路日装卸车辆数应按下列式计算:

$$n = \frac{Gk}{\tau\rho V\epsilon} \quad (6.4.3)$$

式中  $n$  ——日装卸车辆数(辆/d);

$G$ ——年装卸车油量(t/a);

$k$  ——铁路运输不均衡系数,宜取 1.2;

$\tau$  ——年操作天数(d/a),宜取 350d;

$\rho$  ——装卸车温度下油品密度(t/m<sup>3</sup>);

$V$ ——油罐车平均容积(m<sup>3</sup>/辆),宜取 55m<sup>3</sup>/辆;

$\epsilon$  ——油罐车装量系数,宜取 0.9。

2 成品油铁路卸车鹤管应采用小鹤管上卸;装车应根据装油量,经计算分析比较确定采用大鹤管还是小鹤管。

3 装卸油栈桥日作业批数,不宜大于 4 批次。

4 装卸油栈桥采用双侧布置还是单侧布置,应根据鹤位数来确定。

5 铁路油品装卸线与油品装卸栈桥边缘的距离,自轨面算起 3m 及以下范围内不应小于 2m,3m 以上不应小于 1.85m。

6.4.4 应按本规范第 6.3.5 条的规定设置成品油水运码头装卸设施。

6.4.5 应按本规范第 6.3.6 条的规定选择泵送设备。

6.4.6 应按本规范第 6.3.7 条的规定选择输油主泵驱动装置。

6.4.7 应按本规范第 6.3.10 条的规定设置减压站。

6.4.8 应按本规范第 6.3.11 条的规定设置清管设施。

6.4.9 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 6.3.12 条的规定。

2 安装在用于切换油品品种的阀门应为快速开启、关闭的阀门，其开启、关闭的时间不宜超过 10s。

6.4.10 油品交接计量应符合本规范第 6.3.13 条的规定。

## 6.5 液态液化石油气管道站场工艺设备

6.5.1 液化石油气储罐设计应符合下列规定：

1 在常温下，应选用卧式或球形金属储罐。

2 管道首站、输入站、分输站、末站液化石油气储罐总容量应按下式计算：

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

式中  $V$ ——管道首站、输入站、分输站、末站液化石油气储罐总容量( $\text{m}^3$ )；

$m$ ——管道首站、输入站、分输站、末站液化石油气年总运转量( $\text{t}$ )；

$\rho$ ——储罐内最高工作温度时液化石油气的密度( $\text{t}/\text{m}^3$ )；

$\varepsilon$ ——最高操作温度下储罐装量系数，宜取 0.9；

$k$ ——液化石油气的储备天数( $\text{d}$ )。

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、输入站、分输站、末站储罐，每站不宜小于 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积( $m^3$ )。

4 液化石油气储罐的设计压力应符合国家现行《压力容器安全技术监察规程》的规定。

5 中间泵站水击泄放罐容量应由水击分析确定。

6 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《压力容器安全技术监察规程》的规定。

7 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。

8 液化石油气储罐上必须设置安全阀。安全阀入口前不宜装设切断阀,如需要设置时,应使阀门保持常开状态并加铅封。与储罐相接的管线上严禁安装铸铁阀。

9 容积为  $100m^3$  或  $100m^3$  以上储罐应设置 2 个或 2 个以上安全阀。

6.5.2 首站、输入站、分输站、末站液化石油气的储备天数应符合本规范第 6.3.2 条的规定。

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

6.5.4 铁路装卸设施应符合下列规定:

1 必须使用液化石油气专用槽车,槽车的承压能力必须高于所承运的液化石油气在最高温度下的饱和蒸气压。

2 所使用的槽车必须符合国家《压力容器安全技术监察规程》和现行国家标准《液化气体铁道罐车技术条件》(GB 10478)的规定。

3 铁路装卸设施尚应符合本规范第 6.4.3 条的规定。

4 槽车装卸鹤管应各设有气相和液相接头,若采用胶管法兰鹤管,其许用压力至少为系统最高压力的 4 倍。

6.5.5 码头装卸设施应符合下列规定:

- 1 必须使用液化石油气专用船只。
- 2 码头装卸设施尚应符合本规范第 6.3.5 条的规定。

**6.5.6 泵送设备除应按本规范第 6.3.6 条选用外,尚应符合下列规定:**

- 1 泵的安装高度应保证不使其发生气蚀,并采取防振动措施。
- 2 泵的外壳应为铸钢,其机械密封应是无泄漏型的。
- 3 入口管段上应设置操作阀、过滤器及放散阀,并引至安全放空地点。
- 4 泵出口管段上应设置止回阀、操作阀和液相安全回流阀。
- 5 输送液态液化石油气泵的扬程应为起、终点储罐内极端最高温度时的饱和蒸气压换算成的液柱差、泵站间管道总摩阻损失及高程差之和,并留有按本规范第 3.4.3 条规定的压力换算成液柱的裕量。

**6.5.7 主泵驱动装置的选择应符合本规范第 6.3.7 条的规定。**

**6.5.8 压缩机组及附件的设置应符合下列规定:**

- 1 液态液化石油气站内宜设置压缩机,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 6.3.10 条的规定。**

**6.5.10 清管设施的设置应符合本规范第 6.3.11 条的规定。**

**6.5.11 液态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液化石油气系统设计压力提高一级。

2 地上液态液化石油气管道分段阀之间的管段上应设置管道安全阀。

3 液态液化石油气管道上应设置液化气专用阀门。

4 应按本规范第 6.3.12 条的规定选择阀门。

6.5.12 液态液化石油气的交接计量应符合下列规定：

1 测量液态液化石油气流量，可用涡轮流量计、容积式流量计或质量流量计。

1) 用容积式流量计测量液态液化石油气流量，应符合现行国家标准《液态烃体积测量容积式流量计计量系统》(GB/T 17288)的规定。流量计应进行实液检定；

2) 用涡轮流量计计量时，应符合现行国家标准《液态烃体积测量涡轮流量计计量系统》(GB/T 17289)的规定。流量计应进行实液检定。

2 应按本规范第 6.3.13 条的规定设置液态液化石油气的交接计量设备。

## 6.6 站内管道及设备的腐蚀控制与保温

6.6.1 站内埋地管道的外防腐层应为特加强级防腐。

6.6.2 储罐罐底板外壁应采用阴极保护。

6.6.3 设计选用的涂料必须符合国家现行标准。

6.6.4 保温管道的钢管外壁及钢制设备外壁均应先进行防腐后，再进行管道及设备的保温，保温层外还应设防水层。

6.6.5 凡储罐外壁、顶及罐内存在气体空间的部位，罐底及罐内部附件和距罐底 2m 以下部位，也均应进行防腐；储罐内壁需要使用防腐涂料时应使用防静电防腐涂料，涂料本体电阻率应低于  $10^8 \Omega \cdot m$  (面电阻率低于  $10^9 \Omega \cdot m$ )；进出储罐的轻质油品管道必须接近罐底安装。

6.6.6 浮顶油罐顶部壁板以下 2m 的内壁及浮船船舱的内外壁均应作防腐设计。

## 6.7 站场供配电

6.7.1 输油站场的电力负荷分级应符合下列规定：

1 首站、末站、减压站和压力、热力不可逾越的中间(热)泵站应为一级负荷；其他各类输油站应为二级负荷。

2 独立阴极保护站应为三级负荷。

3 输油站场及远控线路截断阀室的自动化控制系统、通信系统、输油站的紧急切断阀及事故照明应为一级负荷中特别重要的负荷。

6.7.2 一级负荷输油站应由两个独立电源供电；当条件受限制时，可由当地公共电网同一变电站不同母线段分别引出两个回路供电，但作为上级电源的变电站应具备至少两个电源进线和至少两台主变压器。输油站每一个电源(回路)的容量应满足输油站的全部计算负荷，两路架空供电线路不应同杆架设。

6.7.3 二级负荷输油站宜由两回线路供电，两回线路可同杆架设；在负荷较小或地区供电条件困难时，可由一回 6kV 及以上专用架空线路或电缆线路供电，但应设事故保安电源。事故保安电源的容量应能满足输油站保安负荷用电，宜采用自动化燃油发电机组。

6.7.4 对输油站中自动化控制系统、通信系统及事故照明等特别重要的负荷应采用不间断电源(UPS)供电，蓄电池的后备时间不应少于 2h。

6.7.5 在无电或缺电地区，输油站内的输油主泵宜由内燃机直接拖动，站内低压负荷供电应采用燃油发电机组，发电机组的选择应符合下列规定：

1 发电机组运行总容量应按全站低压计算负荷的 1.25~1.30 倍选择，并应满足大容量低压电动机的启动条件；备用机组容量可按运行机组容量的 50%~100% 选择。

2 发电机组的台数应为两台及以上，同一输油站宜选择同型

号、同容量的机组；应根据机组的检修周期、是否设值班人员及机组运行台数，合理确定备用机组台数。

3 发电机组应满足并联运行，并具有自动—手动并车功能。

4 输油站低压系统不设无功功率补偿装置。

6.7.6 在无电或电源不可靠地区，输油管道线路无人值守的自动截断阀室、通信中继站、遥测阴极保护站等小容量负荷供电，宜选择太阳能发电、风能发电、小型燃油发电等自备电源装置，应根据负荷容量、气象、地理环境、燃料供应等条件合理选择。

6.7.7 变(配)电所的供电电压应符合下列规定：

1 变(配)电所的供电电压应根据用电容量、供电距离、当地公共电网现状等因素合理确定，一般宜为6(10)~110kV。

2 当输油泵、消防泵电动机额定电压为6kV时，变(配)电所的一级配电电压应为6kV；当电动机额定电压为10kV时，则一级配电电压应为10kV。低压配电电压应采用380/220V。

6.7.8 变(配)电所的主接线和变压器选择应符合下列规定：

1 单电源进线和单台变压器的变电所，可采用线路-变压器组的单元接线；其主变压器的容量宜按全站计算负荷的1.25~1.33倍选择，且应满足输油主泵电动机的启动条件。

2 当有两路电源进线时，主变压器应为两台。变电所一次侧宜采用桥形接线，其二次侧宜采用单母线分段接线。主变压器每台容量宜按全站计算负荷的95%~100%选择。当一台主变压器断开时，另一台主变压器应能保证全站一、二类负荷的供电，并应满足输油主泵电动机的启动条件。

3 配电变压器的台数及容量选择宜按主变压器选择原则进行。

6.7.9 变(配)电所的无功补偿应符合下列规定：

1 输油泵配6(10)kV异步电动机宜采用单机无功补偿方式。

2 低压配电侧宜采用集中无功自动补偿方式。

3 当工艺条件适当时，可采用高压同步电动机驱动输油泵。

**6.7.10** 35~110 kV 变电所和 6~10 kV 配电所,宜采用变电站微机综合自动化系统,实现对变配电系统的微机保护、数据采集与监控,并应同时备有一套手动操作系统。

**6.7.11** 变电所的电力调度通信应符合下列规定:

1 应设置输油管道内部电力调度通信,应由管道通信网统一考虑装设。

2 应设置与地方供电部门地调中心间的外部电力调度通信,宜以电力载波或音频电缆、光缆作为主通信方式,同时还应设置与当地市话网联通的市话通信作为备用通信方式。

3 无人值班变电所,除在变电所装设电调电话外,同时还应在站控制室装设并机电调电话。

**6.7.12** 输油站场爆炸危险区域的划分及电气装置的选择,应符合国家现行标准《石油设施电气装置场所分类》(SY 0025)和现行国家标准《爆炸和火灾危险环境电力装置设计规范》(GB 50058)的规定。

**6.7.13** 输油站场的变配电所、工艺装置等建(构)筑物的防雷、防静电设计,应符合现行国家标准《工业与民用电力装置的过电压保护设计规范》(GBJ 64)、《石油库设计规范》(GB 50074)和《建筑物防雷设计规范》(GB 50057)的规定。

**6.7.14** 输油站的工业控制计算机、通信、控制系统等电子信息系统设备的防雷击电磁脉冲设计应符合下列规定:

1 信息系统设备所在建筑物,应按第三类防雷建筑物进行直击雷设计。

2 应将进入建筑物和进入信息设备安装房间的所有金属导电物(如电力线、通信线、数据线、控制电缆等的金属屏蔽层和金属管道等),在各防雷区界面处应做等电位连接,并宜采取屏蔽措施。

3 在全站低压配电母线上和 UPS 电源进线侧,应分别安装电涌保护器。

4 当数据线、控制电缆、通信线等采用屏蔽电缆时,其屏蔽层

应做等电位连接。

5 在一个建筑物内,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,其接地电阻值不应大于 $1\Omega$ 。

6.7.15 站场内用电设备负荷等级的划分应符合表 6.7.15 的规定。

表 6.7.15 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	备注
泵房	主泵、给油泵、装车(装船)泵	1	可压力越站的中间泵站降为 2 级
加热炉区	直接加热炉或间接加热炉及其配套用电设施	1	可热力越站的中间热站降为 2 级
消防泵房	冷却水泵、泡沫混合液泵或消防水泵	1	
锅炉房	给水泵、补水泵、风机、火嘴、水处理设备	2	
阀室	电动阀	1	可越站的中间泵站降为 2 级
管道控制中心	SCADA 系统、数据信号传输设备	1	
站控制室	工业控制计算机系统	1	
通信站	通信设备	1	
供水设施(深水井、加压泵房、净化设施)	整个设施	2	
污水处理场	整个设施	3	
计量间	整个设施	1	
油罐区	整个设施	2	
阴极保护间	恒电位仪	3	
管道电伴热	整个设施	2	
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	3	
生活辅助设施(值班宿舍、食堂等)	整个设施	3	

## 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资料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 生活用水水源的水质应符合现行国家标准《生活饮用水卫生标准》(GB 5749)的规定；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 生活污水经化粪池消化处理后，可就近排入城镇污水系统，或经当地主管部门同意，排至适当地点；当就近没有城镇污水系统，可根据污水量、水质情况、环保部门要求，合理确定排放方案，达标后方可排放。

3 含油污水（一般系指油罐脱水、油罐清洗水、油轮压舱水等）应进行处理，并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)的规定。

4 雨水（未被油品污染的地面雨水）宜采用地面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，在堤内宜设置水封井，在堤外应设置能识别启闭状态的截流装置。

### 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《原油和天然气工程设计防火规范》(GB 50183)、《低倍数泡沫灭火系统设计规范》(GB 50151)和《高倍数、中倍数泡沫灭火系统设计规范》(GB 50196)的规定。

2 液化石油气储罐区的消防设计，应符合现行国家标准《城



镇燃气设计规范》(GB 50028)和《石油化工企业设计防火规范》(GB 50160)等的规定。

3 装卸原油、成品油码头的消防设计,应符合现行国家标准《石油化工企业设计防火规范》(GB 50160)、《固定消防炮灭火系统设计规范》(GB 50338)和国家现行标准《装卸油品码头防火设计规范》(JTJ 237)的规定。

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》(GBJ 16)、《建筑灭火器配置设计规范》(GBJ 140)的规定。

## 6.9 供热通风及空气调节

6.9.1 输油站内各建筑物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》(GBJ 19)和国家现行标准《石油化工采暖通风与空气调节设计规定》(SH 3004)的规定。

6.9.2 输油站各类房间的冬季采暖室内计算温度,应符合表 6.9.2 的规定。

表 6.9.2 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)、输油泵房、阀组间、蓄电池室、柴油发电机间	14
4	计量间、维修间、低压配电间(有人值班)、盥洗室、厕所	16
5	站控制室、办公室、化验室、值班室、休息室、食堂、控制室	18
6	淋浴室、更衣室	25

注:加热炉烧火间、高压开关室、电容器室等不采暖。

**6.9.3** 化验室的通风宜采用局部排风。当采用全面换气时,其通风换气次数宜为 5 次/h。

**6.9.4** 驱动输油泵的电动机,其通风方式应按电动机使用安装要求决定。当采用管道通风时,应尽量利用电动机本身风扇产生的剩余风压;当电动机本身产生的剩余风压小于风道阻力而无法满足通风量要求时,应采用机械通风。

**6.9.5** 进入管道式通风电动机的空气质量标准,应按电机制造厂家的技术要求确定;当无法取得此类资料时,应符合下列规定:

1 空气温度应为 0~40℃。

2 空气相对湿度应低于 90%。

3 空气含尘量应不大于 5mg/m<sup>3</sup>,严禁导电灰尘进入电动机。

4 空气中所含具有爆炸危险气体的浓度必须低于其爆炸下限的 50%。

**6.9.6** 输油泵房、计量间、阀组间等可能产生或积聚可燃气体的房间,宜设置机械通风设施,其通风换气次数宜为 10 次/h。

**6.9.7** 可能积聚容重大于空气、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,排风量应根据各类建筑物要求的换气次数或根据生成气体的性质和数量经计算确定。

**6.9.8** 输油站内一些环境条件要求较高的房间,当采用常规的采暖通风设施不能满足设备、仪器仪表或工作人员对室内温度、湿度的要求时,可按实际需要设置空气调节装置。

**6.9.9** 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,不得采用直流式水冷却系统(特殊情况除外)。对于小型的和分散的需空调房间,在满足使用要求的原则下,宜选用能效比高的热泵(冷暖)型分体式空调器;对于寒冷地区,可选用电热型分体式空调器。

**6.9.10** 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)的规定。

**6.9.11** 通信机务站的采暖通风及空气调节设计,应符合国家现行标准《电信专用房屋设计规范》(YD 5003)的规定。

**6.9.12** 建筑物的采暖通风与空气调节设计应考虑以下节能措施:

**1** 房屋设计中外窗的保温性能,应符合现行国家标准《建筑外窗保温性能分级及其检测方法》(GB/T 8484)的规定。其保温性能等级,严寒地区不应低于Ⅱ级,寒冷地区不应低于Ⅲ级,其他地区不宜低于Ⅳ级;外窗的气密性,应符合现行国家标准《建筑外窗空气渗透性能分级及其检测方法》(GB/T 7107)的规定,其气密性等级不应低于Ⅱ级。

**2** 围护结构的外墙、屋顶、地面的热工性能以及热力管网的保温,应符合现行国家标准《采暖通风与空气调节设计规范》(GBJ 19)和国家现行标准《民用建筑节能设计标准》(采暖居住建筑部分)(JGJ 26)的规定。

**3** 内燃机排热系统的余热,宜尽量回收和利用。

**4** 晴天日数多、日照时间长的地区,宜优先采用太阳能做热源。

## **6.10 仪表及控制系统**

**6.10.1** 输油站的控制水平与控制方式,应根据输油工艺、操作和监控系统的要求以及输油站的具体情况确定。

**6.10.2** 输油工艺过程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,并应考虑性能价格比。品种规格不宜过多,并力求统一。

**2** 检测和调节控制仪表宜采用电动仪表。

3 当检测仪表需要输出统一信号时,应采用变送器;需要输出接点信号时,宜采用开关量仪表。

4 直接与介质接触的仪表,应符合介质的工作压力、温度和防腐蚀的要求。

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 爆炸危险场所内安装的电动仪表,其防爆型式应按表 6.10.4 确定。

表 6.10.4 防爆结构电动仪表选择

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

注:分区应符合现行国家标准《爆炸和火灾危险环境电力装置设计规范》(GB 50058)的规定。

6.10.5 输油站内应设站控制室,安装必要的站控仪表设备和通信设备。

6.10.6 站控制室的设计应符合下列规定:

1 站控制室应设置照明、隔热、防尘、防振和防噪音的设施。必要时,应设置空调设施。

2 站控制室周围不得有对室内电子仪表产生大于 400A/m 的持续电磁干扰。

3 站控制室内宜设置火灾自动报警与消防装置。

4 室内不得有任何油、气管道穿过。可燃气体和易燃液体的引压、取源管路严禁引入站控室内。

6.10.7 输油站应设紧急停车系统,其应具有如下功能:

1 能就地和(或)远程进行操作。

2 能切断所有生产电源或动力。

3 在事故状态下能使该站停运并与管道线路迅速隔离。

6.10.8 输油站的安全保护应根据管道全线及输油站的控制水平

和操作要求设计,在联锁动作前设置征兆预警信号。其安全保护应符合下列规定:

1 中间泵站和末站的进站管道,宜设置就地控制的压力超限泄放阀。其泄压动作的压力设定值应能调节。

2 输油泵站进泵压力超低限信号和输油首站、中间泵站的出站压力超高限信号应与输油主泵机组停运联锁。

3 水击泄压罐的液位超高限信号应能自动启动该罐液位控制泵。

4 输油主泵机组轴承温度、电动机定子温度、柴油机及燃气轮机转速、泵和原动机轴承振动量的超高限等信号,应与输油主泵机组停运联锁。

5 加热炉火焰熄灭应与燃油紧急切断装置联锁。

6 直接加热炉燃油流量超低限信号,应与加热炉停运联锁。

**6.10.9** 压力调节方式宜采用节流调节或转速调节,并由站控制系统实施。其设计应符合下列规定:

1 压力调节系统不宜与检测或其他调节系统合用压力变送器。

2 出站压力调节阀宜选择电动液压式或气动液压调节球阀,其流量特性应选择等百分比或近似等百分比。

3 密闭输送时,进泵(或进站)压力和出站压力必须加以控制。

**6.10.10** 站控制系统对工艺设备的监控应符合下列规定:

1 正常运行工况下,对输油温度、压力进行监视、调节。在输油首站,应对进管道的输油量进行监视。

2 异常工况下的报警和紧急事故的处理。

3 有条件时,可对工艺设备进行远程控制。

**6.10.11** 顺序输送多种油品时,对混油段应进行监控。

**6.10.12** 输油站内火灾与可燃气体检测、报警装置的设置,应符合现行国家标准《原油和天然气工程设计防火规范》(GB 50183)

的规定。

**6.10.13** 仪表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 交流电源应与动力、照明用电分开。必要时,可设稳压装置。

2 电源容量应按仪表系统用电量总和的 1.2~1.5 倍计算。

3 仪表系统用的事故电源,应采用不间断电源设备。

**6.10.14** 仪表系统的接地应包括保护接地和工作接地。接地电阻值应符合下列规定:

1 仪表系统的保护接地电阻值应小于  $4\Omega$ 。

2 仪表系统的工作接地电阻值,应根据仪表制造厂家的要求确定。当无明确要求时,可采用其保护接地电阻值。

## 7 管道监控系统

### 7.1 一般规定

- 7.1.1 输油管道应设置监视、控制和调度管理系统。
- 7.1.2 输油管道的自动化水平应根据工艺要求、操作水平、自然条件以及投资情况确定。监控与数据采集(SCADA)系统可用作管道的监控与调度管理。
- 7.1.3 输油管道的监控与数据采集系统应包括控制中心的主计算机系统、远控站的站控制系统、数据传输及网络系统。
- 7.1.4 输油管道计算机监控与数据采集系统宜采用分散型控制系统。控制方式宜采用控制中心控制、站控制室控制和设备就地控制。

### 7.2 控制中心及主计算机系统

- 7.2.1 控制中心宜具有下列主要的监控功能：
  - 1 监视各站及工艺设备的运行状态。
  - 2 采集和处理主要工艺变量数据,实时进行显示、报警、存储、记录、打印。
  - 3 通过站控制系统进行远程控制、调节。
  - 4 水击控制。
  - 5 管道的泄漏检测与定位。
  - 6 远控线路截断阀状态监控。
  - 7 全线紧急停运。
  - 8 数据分析及运行管理决策指导。
- 7.2.2 顺序输送多种油品时,控制中心主计算机系统宜配置批量输送的调度计划、预测、界面跟踪、油品切换、管道储量等实时模拟

软件。必要时,可配置模拟培训软件。

**7.2.3 控制中心的设计**,应满足运行操作条件的要求,除应符合现行国家标准《电子计算机场地通用规范》(GB/T 2887)和《计算站场地安全要求》(GB/T 9361)的规定外,尚应满足计算机设备的安装要求。

**7.2.4 主计算机系统**应采用双机热备用运行方式,系统中应设置故障自动切换装置。

### 7.3 站控制系统

**7.3.1 站控制系统**应具有下列功能:

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 过程变量的巡回检测和数据处理。

3 向控制中心报告经选择的数据和报警信息。

4 提供站运行状态、工艺流程、动态数据的画面或图像显示,报警、存储、记录、打印。

5 压力或流量的控制、调节。

6 故障自诊断,并把信息传输至控制中心。

7 输油泵机组及主要工艺设备的顺序控制。

8 对顺序输送多种油品管道的分输站、输入站、末站油品切换及混油量应进行控制。

**7.3.2 站控制室的设计**应满足运行操作条件的要求,其设计应符合国家现行标准《工业控制计算机系统安装环境条件》(JB/T 9269)的规定。

**7.3.3 站控计算机系统**应采取保证安全可靠的冗余技术措施。重要的站应采用双机热备用运行方式;系统中应设置故障自动切换装置。

**7.3.4 模拟量输入、输出精确度**应符合下列规定:

1 模/数(A/D)转换器的转换精确度不应低于检测仪表的精



确度,宜为 $\pm 0.1\% \sim \pm 0.01\%$ (相当于二进制的10~13位)。

**2** 数/模(D/A)转换器的转换精确度,其电压信号输出宜为 $\pm 0.1\% \sim \pm 0.01\%$ ;电流信号输出宜为 $\pm 0.5\% \sim \pm 0.2\%$ 。

## 8 通 信

**8.0.1** 输油管道通信方式,可根据管道建设所经地区电信网的现状和管道管理营运对通信的业务需求量确定。

**8.0.2** 输油管道的通信传输方式如选用光纤通信,其光缆可与输油管道同沟敷设。

**8.0.3** 通信站的位置根据生产需求,宜设在管道各级生产部门、工艺站场及其他沿管道的站点。

**8.0.4** 管道通信系统的通信业务功能应根据输油工艺、站控制系统与 SCADA 系统数据传输和生产管理运行等需要,可设调度电话、站间电话、会议电话、会议电视、行政电话、巡线和应急通信、传真、数据及图像通信等。调度电话总机宜采用辐射式的设备;会议电话不宜设专用电路,可由行政电话电路兼用;站间电话电路不得连接其他电话;图像通信可以是静态或动态图像。

**8.0.5** 输油管道管理部门应设自动电话交换机。当输油站电话机数量较少时,可不设电话交换机,宜采用远端用户电话方式。自动电话交换机应兼有调度电话机功能。

**8.0.6** 管道巡线、维修和事故抢修部门,宜设无线通信设施。

**8.0.7** 通信站主干电缆容量应按电话交换机容量的 120% 确定;不安装电话交换机的站场,进站电缆(或用户线)容量应按实装用户数量的 140%~160% 确定。

**8.0.8** 当通信站采用内燃机发电机组做备用电源时,其台数应按表 8.0.8 的规定配置。

**8.0.9** 输油管道管理部门和输油站的电话业务应接入当地公共电话交换网。

表 8.0.8 备用发电机组(台)

内燃机发电机组数 通信站类别	电源负荷等级	一级	二级	三级
	输油管道管理部门	0	1	2
输油站	0	1	—	
独立通信站	0	1	2	

**8.0.10** 对于输油管道管理部门与 SCADA 系统的主计算机系统与站控制系统的数据传输设计,应根据通信传输设备的情况,考虑对质量、可靠性、时延等因素的要求,经技术经济比较后确定,并应考虑发展的需求,留有备用接口。

**8.0.11** 数据传输系统设计应符合下列规定:

1 数据信号速率应根据数据传输量及水击控制要求确定,但不宜小于 4800bps。

2 传输方式应选择半双工或全双工、同步或异步、串行传输。

3 传输误码率应小于  $10^{-6}$ 。

**8.0.12** 应设置备用通信信道传输方式。备用信道传输方式宜根据已有通信信道的类型及可靠性做出其他方式的选择。

## 9 输油管道的焊接、焊接检验与试压

### 9.1 焊接与检验

9.1.1 设计文件中必须标明焊件和焊接材料的型号、规格、焊缝及接头型式。对焊接方法、焊前预热、焊后热处理及焊接检验等均应提出明确要求。

9.1.2 根据设计文件提出的钢管和管件的材料等级、焊接材料、焊接方法和焊接工艺等,管道焊接前施工单位应在工程开工前进行焊接工艺试验,提出焊接工艺评定报告。现场组焊的锅炉及压力容器等部分的焊接工艺评定应符合国家现行标准《钢制压力容器焊接工艺评定》(JB 4708)的规定;输油管道线路部分应符合现行国家标准《现场设备、工业管道焊接工程施工及验收规范》(GB 50236)的规定。

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,宜选用抗裂纹能力强、脱渣性好的材料。对焊缝有冲击韧性要求时,应选用低温冲击韧性好的材料。

9.1.4 焊接材料应符合现行国家标准《碳钢焊条》(GB/T 5117)、《低合金钢焊条》(GB/T 5118)、《熔化焊用钢丝》(GB/T 14957)、《气体保护焊用钢丝》(GB/T 14958)的规定。

当选用未列入标准的焊接材料时,必须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 焊缝坡口型式和尺寸的设计,应能保证焊接接头质量、填充金属少、焊件变形小、能顺利通过清管器和管道内检测仪等。

2 对接焊缝接头可采用 V 形或其他合适形状的坡口。两个具有相等壁厚的管端,对接接头坡口尺寸应符合国家现行标准《输

油输气管道线路工程施工及验收规范》(SY 0401)的规定。两个壁厚不等的管端接头型式,宜符合本规范附录 F 的规定,或采用长度不小于管子半径的预制过渡短管;过渡短管接头设计宜符合本规范附录 F 的规定。

3 角焊缝尺寸宜用等腰直角三角形的最大腰长表示。

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,在施焊过程中其温度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 对壁厚超过 32mm 的焊缝,均应消除应力。当焊件为碳钢时,壁厚为 32~38mm,且焊缝所用最低预热温度为 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根据较厚者确定;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 焊缝应采用无损检测进行检验,首选射线探伤和超声波探伤。在检验或试验之前,应清除渣皮和飞溅物,并进行外观检验合格。

2 采用射线探伤检验时,应对焊工当天所焊不少于 15%的焊缝全周长进行射线探伤检验;对通过输油站场、居民区、工矿企业区和穿跨越大中型水域、一二级公路、高速公路、铁路、隧道的管

道环焊缝,以及所有的碰死口焊缝,应进行 100%射线探伤检验。

3 采用超声波探伤时,应对焊工当天所焊焊缝的全部进行检查,并对其中 5%环焊缝的全周长按射线探伤复查。设计可根据工程需要适当提高射线探伤的比例。但对通过输油站、居民区、工矿企业和穿跨越大中型水域、一二级公路、高速公路、铁路、隧道的管道环焊缝,以及所有的碰死口焊缝,应进行 100%射线探伤检验。

4 射线探伤检验和合格等级,应符合现行国家标准《钢熔化焊对接接头射线照相和质量分级》(GB 3323—87)的规定,Ⅱ级为合格;超声波探伤检验合格等级,应符合现行国家标准《钢焊缝手工超声波探伤方法和探伤结果分级》(GB 11345—89)的规定,检验等级为 B 级,质量评定等级Ⅰ级为合格。

9.1.9 液态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验,但在试压前应先设临时清管设施进行清管,并不应使用站内设施。

9.2.2 穿跨越大中型河流、国家铁路、一二级公路和高速公路的管段,应符合国家现行标准《原油和天然气输送管道穿跨越工程设计规范》(SY/T 0015.1、SY/T 0015.2)的规定,应单独试压,合格后再同相邻管段连接。

9.2.3 清管器收发装置应同线路一同试压。

9.2.4 壁厚不同的管段应分别试压。

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,应采用射线探伤进行 100%的检查。

9.2.6 试压介质应采用水。在人烟稀少、寒冷、严重缺水地区,可酌情采用气体作为试压介质,但管材必须满足止裂要求。试压时

必须采取防爆安全措施。

**9.2.7** 采用水作为试验介质时,输油干线一般地段强度试验压力不应小于设计内压力的 1.25 倍;输油站强度试验压力不应小于设计内压力的 1.5 倍。持续稳压时间均不应小于 4h;当无泄漏时,试验压力可降至设计内压力的 1.1 倍进行严密性试验,持续稳压时间不应小于 4h。当因温度变化或其他因素影响试压的准确性时,应延长稳压时间。沿管道中心线两侧各 200m 范围内,任意划分成长度为 2km 的地段,居民户数在 10 户以下的区段,以及荒地、沙漠、山区、草原、耕地等严重缺水地区采用气体作为试验介质时,其强度试验压力应为设计内压力的 1.1 倍,严密性试验压力等于设计内压力。

当进行强度试验时,管线任何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 90%。

**9.2.8** 分段试压合格的管段相互连接的碰死口焊缝,必须按本规范第 9.1.8 条的规定采用射线探伤进行 100% 的检查,全线接通后可不再进行试压。

**9.2.9** 液态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)的规定。

## 10 健康、安全与环境(HSE)

**10.0.1** 输油管道系统的设计、材料、设备选择及技术条件等,应符合公众健康、安全与环境保护的要求。

**10.0.2** 输油管道系统的强度设计,应符合本规范第 5.2.1 条和附录 E、附录 G、附录 H 的要求。

**10.0.3** 输油管道工程的劳动安全卫生设计,必须严格遵循中华人民共和国国家经济贸易委员会《石油天然气管道安全监督与管理规定》、中华人民共和国劳动部《建设项目(工程)劳动安全卫生监察规定》及国家现行标准《石油天然气工业健康、安全与环境管理体系》(SY/T 6276)等相关规定。

**10.0.4** 劳动安全卫生设计的内容,针对不同工程的特点,至少应包括下列几项:

- 1 确定建设项目(工程)主要危险、有害因素和职业危害。
- 2 对自然环境、工程建设和生产运行中的危险、有害因素及职业危害进行定性和定量分析,找出危害产生的根源及其可能危害的程度。
- 3 提出相应的、切实可行而且经济合理的劳动安全卫生对策和防护措施。
- 4 列出劳动安全卫生设施和费用。

**10.0.5** 输油管道工程建设应贯彻《中华人民共和国环境保护法》、《中华人民共和国水污染防治法》、《中华人民共和国大气污染防治法》、《中华人民共和国固体废物污染环境防治法》和《中华人民共和国噪声污染防治法》,应符合现行国家、地方和石油行业有关环境保护的规定;输油管道工程的环境保护设计,应符合《建设项目环境保护管理办法的规定》、《建设项目环境保护设计规定》。



**10.0.6** 输油管道工程线路及站场选址,应避开居民生活区、水源保护区、自然保护区、风景游览区、名胜古迹和地下文物遗址等。对于建设中造成的土壤、植被等原始地形、地貌的破坏,应采取措  
施尽量予以恢复。

**10.0.7** 输油站排出的各种废气、废水及废渣(液),应遵照国家和地方环境保护的现行有关标准进行无公害处理,达标后排放。

**10.0.8** 输油站的噪声防治,应符合现行国家标准《城市区域环境噪声标准》(GB 3096)和《工业企业厂界噪声标准》(GB 12348)的规定。

## 11 节 能

**11.0.1** 输油管道工程设计,必须遵循《中华人民共和国节约能源法》及国家其他现行相关标准及规定。

**11.0.2** 设计应采用节能设备,严禁使用国家明令淘汰的高能耗设备。根据环境条件,宜利用太阳能、风能及水能。

**11.0.3** 节能方案及其措施,必须重视投资效果。投资回收年限和贷款偿还年限,均应符合国家相关政策。

**11.0.4** 应尽量采用储存损耗低的储油设备;采用大型内燃机设备时,应综合考虑余热利用。

**11.0.5** 管道输送系统应充分利用上站余压,选用耗能最小的输油方式。

**11.0.6** 工程设计中应进行综合能耗分析。

## 附录 A 原油一般物理化学性质测定项目

表 A 原油一般物理化学性质测定项目

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(°C)	9	含硫量(%)
3	初馏点(°C)	10	含盐量(mg/L)
4	闪点(闭口)(°C)	11	粘度(mPa·s)
5	蒸汽压(kPa)	12	含水率(%)
6	含蜡量(%)	13	比热容[J/(kg·°C)] (温度间隔为 2°C)
7	沥青质(%)		

注:1 用作内燃机燃料的原油,应化验残炭和微量金属钠、钾、钙、铅、钒的含量。

2 石蜡基原油粘度、倾点及凝点按本规范附录 B 表 B 测定;其他原油应在倾点、凝点和初馏点之间,每间隔 5°C 测定不同温度点的粘度。

## 附录 B 原油流变性测定项目

**表 B 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	粘度(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 <sup>n</sup> )	
6	表观粘度(mPa·s)	
7	屈服值(Pa)	

## 附录 C 水力摩阻系数 $\lambda$ 计算

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

表 C 雷诺数  $Re$  划分范围及水力摩阻系数  $\lambda$  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	$3000 < Re \leq Re_1 = \frac{59.7}{\left(\frac{2e}{d}\right)^{8/7}}$	$\frac{1}{\sqrt{\lambda}} = 1.8 \lg Re - 1.53$
		$Re < 10^5$ 时 $\lambda = \frac{0.3164}{Re^{0.25}}$
紊流混合 摩擦区	$Re_1 < Re < Re_2 = \frac{665 - 765 \lg\left(\frac{2e}{d}\right)}{\frac{2e}{d}}$	$\frac{1}{\sqrt{\lambda}} = -2 \lg\left(\frac{e}{3.7d} + \frac{2.51}{Re\sqrt{\lambda}}\right)$ $\lambda = 0.11 \left(\frac{e}{d} + \frac{68}{Re}\right)^{0.25}$

注:1  $Re$ ——输油平均温度下管内输送牛顿流体时的雷诺数:

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

式中  $q_v$ ——输油平均温度下的体积流量( $m^3/s$ );

$\nu$ ——输油平均温度下的运动粘度( $m^2/s$ );

$d$ ——输油管道的内直径( $m$ )。

- 2 当  $2000 < Re < 3000$  时,可按水力光滑区计算;
- 3  $Re_1$ ——由光滑区向混合区过渡的临界雷诺数;
- 4  $Re_2$ ——由混合区向粗糙区过渡的临界雷诺数;
- 5  $e$ ——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。

## 附录 D 幂律流体管段沿程摩阻计算

**D.0.1** 幂律流体管段沿程摩阻应按表 D 中的雷诺数  $Re$  划分流态范围,选择相应公式计算。

**表 D 幂律流体管段沿程摩阻  $h_\tau$  计算**

雷诺数	流态	划分范围	沿程摩阻 $h_\tau$ (m 液柱)	备注
$Re_{MR} = \frac{d^n V^{2-n} \rho}{\frac{K_m}{8} \left( \frac{6n+2}{n} \right)^n}$	层流	$Re \leq 2000$	$h_\tau = \frac{4K_m L}{\rho d} \left( \frac{32q_v}{\pi d^3} \right)^n \left( \frac{3n+1}{4n} \right)^n$	
	紊流	$Re > 2000$	$h_\tau = 0.0826 \lambda_\tau \frac{q_v^2}{d^5} L$ $\frac{1}{\sqrt{f}} = \frac{4.0}{n^{0.75}} \lg \left( Re_{MR} \cdot f^{1-\frac{n}{2}} \right) - \frac{0.4}{n^{1.2}}$ $\lambda_\tau = 4f$	Dodge-Metzner 半经验公式

注:  $h_\tau$ ——幂律流体管段的沿程水力摩阻,液柱(m);

$Re_{MR}$ ——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(Pa·s<sup>n</sup>);

$\rho$ ——输油平均温度下的幂律流体密度(kg/m<sup>3</sup>);

$\lambda_\tau$ ——幂律流体管段的水力摩阻系数;

$V$ ——幂律流体管段管内的流速(m/s);

$f$ ——范宁(Fanning)摩阻系数。

## 附录 E 液态液化石油气(LPG) 管道强度设计系数

### E. 0.1 地区等级

液态液化石油气(LPG)管道通过的地区等级划分及强度设计系数应符合表 E. 0. 1-1 的规定。

地区等级划分为沿管道中心线两侧各 200m 任意划分成长度为 2km 的范围内,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 E. 0. 1-1 地区等级及强度设计系数

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	系指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

穿越铁路、公路和人群聚集场所的管段以及液态液化石油气(LPG)管道站内管段的强度设计系数应符合表 E. 0. 1-2 的规定。

表 E. 0. 1-2 穿越铁路、公路及 LPG 站内的管段强度设计系数

管道及管段	设计系数 $K_D$			
	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

续表 E.0.1-2

管道及管段	设计系数 $K_D$			
	一级地区	二级地区	三级地区	四级地区
有套管穿越 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 200m 管段、人群聚集场所的管段	0.4	0.4	0.4	0.4



## 附录 F 两个壁厚不等管端的对焊接头

### F.1 一般规定

F.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 F 的形式设计。

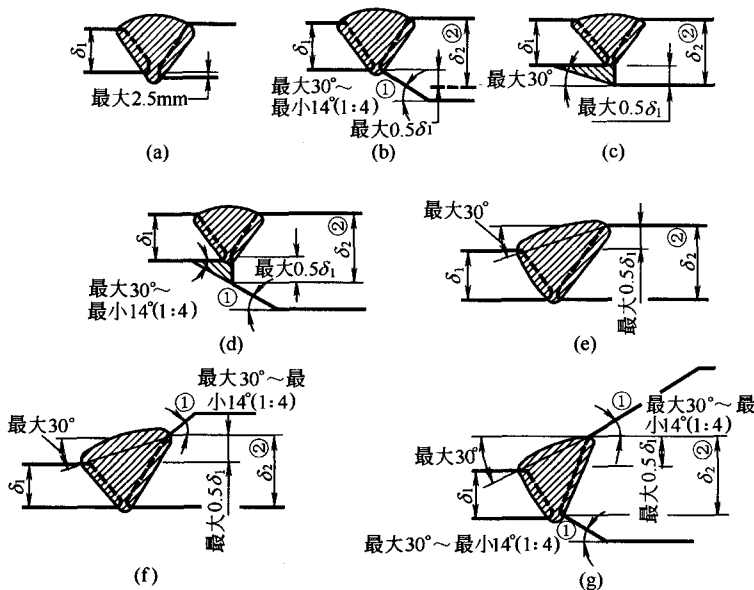


图 F 两个壁厚不等管端的对焊接头形式

注:1 当相接材料等强度不等厚度时,用图中①不限定最小值;

2 图中②设计用最大厚度  $\delta_2$  不应大于  $1.5\delta_1$ ,且应使  $\delta_2\sigma_{s2} \geq \delta_1\sigma_{s1}$  ( $\sigma_{s1}$  为薄壁端材料屈服强度,  $\sigma_{s2}$  为厚壁端材料屈服强度)。

F.1.2 相接钢管接头设计区以外的壁厚,应符合本规范的设计要求。

**F.1.3** 当相接钢管的最低屈服强度不等时,焊缝金属所具有的机械性能,至少应与强度较高的钢管的机械性能相同。

**F.1.4** 两个壁厚不等的管端之间的过渡,可采用锥面或图 F 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。

**F.1.5** 斜表面的焊缝边缘,应避免出现尖锐的切口或刻槽。

**F.1.6** 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做限制。

**F.1.7** 对焊后热处理的要求,应采用有效焊缝高度  $\delta_2$  值确定。

## **F.2 内径不等的两根钢管的对焊接头**

**F.2.1** 当两根相接钢管的公称壁厚相差不大于 2.5mm 时,可不做特殊处理,但应焊透焊牢[图 F(a)]。

**F.2.2** 当内壁偏差大于 2.5mm 且不能进入管内施焊时,应将较厚管端的内侧切成锥面[图 F(b)]。锥面角度不应大于  $30^\circ$ ,也不应小于  $14^\circ$ 。

**F.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,可采用锥形焊缝[图 F(c)]。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。

**F.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,可将较厚的那个管端的内侧切成锥面[图 F(b)];或可采用一个组合式锥形焊缝过渡[即以相当于较薄钢管壁厚的 1/2 采用锥形焊缝,并从该点起,将剩余部分切成锥面,图 F(d)]。

## **F.3 外径不等的两根钢管的对焊接头**

**F.3.1** 当外壁偏差超过较薄钢管壁厚的 1/2 时,可采用焊接完成过渡[图 F(e)],但焊缝表面的上升角不得大于  $30^\circ$ ,且两个对接的坡口边也应正确熔焊。

**F.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

分切成锥面[图 F(f)]。

#### F.4 内径及外径均不等的两根钢管的对焊接头

**F.4.1** 当内外径都有偏差时,应综合采用图 F(a)~(f)的方式进行接头设计[图 F(g)],并应使坡口准确就位。

## 附录 G 管件选用

**G.0.1** 管件的压力等级和相焊接输油管道的压力等级应相同。

**G.0.2** 管件应按能耐现场水压试验压力设计,水压试验压力按下式计算:

$$P_s = \frac{2\sigma_s \delta}{D} \quad (\text{G.0.2})$$

式中  $P_s$ ——试验压力(MPa);

$\sigma_s$ ——输油管道管材标准所列最小屈服强度(MPa);

$\delta$ ——输油管道管材标准所列公称壁厚(mm);

$D$ ——输油管道管子外径(mm)。

**G.0.3** 管件结构的壁厚应按国家规定的管件标准应力数学分析方法设计确定,或者按设计的图样制造一个样品管件进行爆破试验。样品管件两端应焊有长度等于2倍外径的直管段,用水试压。实际试压,爆破压力应至少等于按下式计算的爆破压力:

$$P_p = \frac{2\sigma_B \delta}{D} \quad (\text{G.0.3})$$

式中  $P_p$ ——计算的爆破试验压力(MPa);

$\sigma_B$ ——管件材料试样拉伸试验实际强度极限(MPa);

$\delta$ ——管子公称壁厚(mm);

$D$ ——规定的管子外径(mm)。

如果样品管件实际爆破压力大于或等于( $\geq P_p$ )计算爆破压力,或者样品能耐得住  $1.05 \times P_p$  而不爆破为合格。

**G.0.4** 材料的力学性质要求见表 G.0.4。

表 G.0.4 材料的力学性质要求


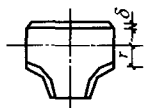
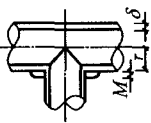
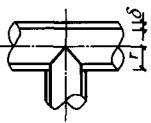
钢级	最低屈服强度 $\sigma_s$ (MPa)	最低抗拉强度 (MPa)	最小伸长率 (%)
L245	245	415	21
L290	290	415	21
L320	320	435	20
L360	360	460	19
L390	390	490	18
L415	415	520	17
L450	450	535	17
L485	485	570	16
L555	555	625	15

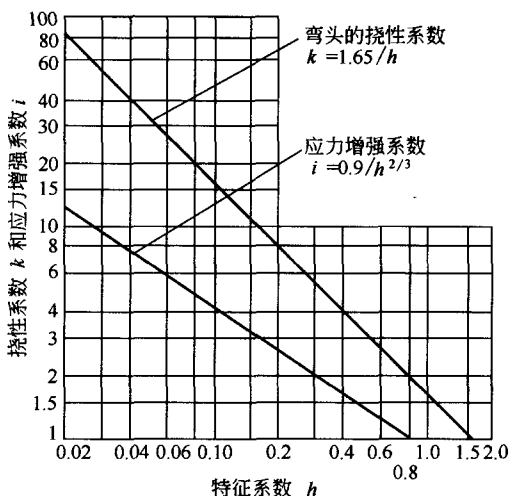
**G.0.5** 钢制管件尺寸、公差、技术要求、检验、标志和包装,应符合现行国家标准《钢制对焊无缝管件》(GB/T 12459)、《钢板制对焊管件》(GB/T 13401)和国家现行标准《钢制弯管》(SY/T 5257)的规定。

## 附录 H 挠性系数和应力增强系数

**H.0.1** 构件平面内和构件平面外的应力增强系数可按表 H 采用。

**表 H 挠性系数和应力增强系数**

名称	挠性系数 $k$	应力增强系数		特征系数 $h$	示意图
		$i_1$	$i_0$		
弯头或弯管	$\frac{1.65}{h}$	$\frac{0.9}{h^{2/3}}$	$\frac{0.75}{h^{2/3}}$	$\frac{\delta R}{r^2}$	 <p style="text-align: right; font-size: small;">R=弯管弯曲半径</p>
拔制三通	1	$0.75i_0 + 0.25$	$\frac{0.9}{h^{2/3}}$	$4.4 \frac{\delta}{r}$	
带补强圈的焊接支管	1	$0.75i_0 + 0.25$	$\frac{0.9}{h^{2/3}}$	$\frac{(\delta + \frac{1}{2}M)^{5/2}}{\delta^{3/2} \cdot r}$	
无补强圈的焊制三通	1	$0.75i_0 + 0.25$	$\frac{0.9}{h^{2/3}}$	$\frac{\delta}{r}$	



注:1 表 H 中,  $i_i$  为构件平面内;  $i_o$  为构件平面外。

2 对于管件,表 H 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;对于扭转则这些系数等于 1.0[这两个系数适用于弯头、弯管的整个有效弧长上(图中以粗黑线表示)和三通的交接口上]。

3 表 H 中,  $R$ ——焊接弯头和弯管的弯曲半径(mm);

$r$ ——所接钢管的平均半径(mm);

$\delta$ ——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;

$M$ ——补强圈的厚度(mm)。

**H.0.2** 当补强圈的壁厚( $M$ )大于公称壁厚( $\delta$ )1.5 倍时,特征系数( $h$ )应等于  $4.05 \frac{\delta}{r}$ 。

**H.0.3** 在大口径薄壁弯头和弯管中,挠性系数  $k$ ,应除以  $1 + 6 \frac{P}{E_c} \left(\frac{r}{\delta}\right)^{\frac{7}{3}} \cdot \left(\frac{R}{r}\right)^{\frac{1}{3}}$ 。对应力增强系数  $i$  应除以  $1 + 3.25 \left(\frac{r}{\delta}\right)^{\frac{5}{2}} \cdot \left(\frac{R}{r}\right)^{\frac{2}{3}} \cdot \frac{P}{E_c}$ 。

$E_c$ ——管材冷态弹性模量(MPa);  
 $P$ ——表压(MPa)。



## 附录 J 钢管径向变形的计算

**J.0.1** 钢管在外荷载作用下的径向变形,可按下式计算:

$$\Delta X = \frac{JKWr^3}{EI + 0.061E'r^3} \quad (\text{J.0.1-1})$$

$$I = \frac{\delta^3}{12} \times 1 \quad (\text{J.0.1-2})$$

式中  $\Delta X$ ——钢管水平径向的最大变形(m);

$J$ ——钢管变形滞后系数,应取 1.5;

$K$ ——钢管基座系数,取值应符合表 J.0.1 的规定;

$W$ ——单位管长上的总垂直荷载,包括管顶垂直土荷载和地面车辆传到钢管上的荷载(MN/m);

$r$ ——钢管的平均半径(m);

$E$ ——管材的弹性模量(MPa);

$I$ ——单位长度管壁截面的惯性矩(m<sup>4</sup>/m);

$\delta$ ——钢管公称壁厚(m);

$E'$ ——回填土的变形模量(MPa),取值应符合表 J.0.1 的规定。

**表 J.0.1 标准铺管条件的设计参数**

铺管条件	$E'$ (MPa)	基础包角	基座系数 $K$
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	$E'$ (MPa)	基础包角	基座系数 $K$
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,夯实质顶以下回填的团粒材料,夯实质密度约为 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垂直土荷载按下式计算:

$$W_e = \gamma DH \quad (\text{J.0.2-1})$$

式中  $W_e$ ——单位管长上的垂直土荷载(MN/m);

$\gamma$ ——土壤容重(MN/m<sup>3</sup>);

$D$ ——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垂直土荷载为管顶上土壤单位棱柱体的重量。

## 附录 K 埋地输油管道开始失稳的临界轴向力和计算弯曲半径

### K.1 临界轴向力

K.1.1 埋地直线管段开始失稳时的临界轴向力,可按式计算:

$$N_{cr} = 2 \sqrt{K_e D E I'} \quad (\text{K. 1. 1-1})$$

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

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( $\text{m}^4$ );

$E'$ ——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;

$\mu_0$ ——土壤的泊桑系数,砂土取 0.2~0.25,坚硬的和半坚硬的粘土、粉质粘土(亚粘土)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 对于埋地向上凸起的弯曲管段开始失稳时的临界轴向力,可按式计算:

$$N_{cr} = 0.375 Q_u R_0 \quad (\text{K. 1. 2-1})$$

$$Q_u = q_0 + n_0 q_1 \quad (\text{K. 1. 2-2})$$

$$q_1 = \gamma D (h_0 - 0.39D) + \gamma h_0^2 \text{tg} 0.7\phi + \frac{0.7ch_0}{\cos 0.7\phi} \quad (\text{K. 1. 2-3})$$

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

$R_0$ ——管道的计算弯曲半径(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);

$\phi$ ——回填土的内摩擦角( $^\circ$ );

$c$ ——回填土的粘聚力(MN/m<sup>2</sup>)。

**K. 1.3** 对于敷设在土堤内水平弯曲的管道,失稳时的临界轴向力可按下式计算:

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

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

$$q_f = q_0 \operatorname{tg} \phi \quad (\text{K. 1. 3-3})$$

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

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

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);

$h_1$ ——土堤顶至管底的距离(m);

$b_1$ ——土堤顶宽(m);

$b_2$ ——土堤底宽(m)。

注:管道横向位移时土的临界支承能力按式(K. 1. 3-4)和(K. 1. 3-5)计算,取两者中的较小值。

## 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敷设时,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,且满足式(K. 2. 2-1)时,计算弯曲半径按式(K. 2. 2-2)计算。

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

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

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

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

$$C_P = q_1 / h_1 \quad (\text{K. 2. 2-5})$$

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);当管道向上凸起(拱起)时的弯曲管段按式(K. 2. 2-3)计算;在土堤内水平弯曲管段按式(K. 2. 2-4)计算;

$R_0$ ——管道的计算弯曲半径(m);

$R$ ——管道轴线的弯曲半径(m);

$\theta$ ——管道的转角(°);

$C_P$ ——土的卸载系数;

$h_1$ ——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式(K. 2. 3-1)时,计算弯曲半径按式(K. 2. 3-2)计算。

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

$R_0 =$

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

式中  $R_1, R_2$ ——分别为两个弯管的弯曲半径(m);

$\theta_1, \theta_2$ ——分别为两个弯管的转角( $^\circ$ );

$L$ ——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 倍的弯头时,其弯曲半径按下式计算:

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

## 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,非这样做不可的用词:

正面词采用“必须”,反面词采用“严禁”。

2)表示严格,在正常情况下均应这样做的用词:

正面词采用“应”,反面词采用“不应”或“不得”。

3)表示允许稍有选择,在条件许可时首先应这样做的用词:

正面词采用“宜”,反面词采用“不宜”;

表示有选择,在一定条件下可以这样做的用词,采用“可”。

2 本规范中指明应按其他有关标准、规范执行的写法为“应符合……的规定”或“应按……执行”。





中华人民共和国国家标准

输油管道工程设计规范

**GB 50253—2003**

条文说明



# 目 次

1	总 则 .....	(97)
2	术 语 .....	(98)
3	输油管道系统输送工艺 .....	(99)
3.1	一般规定 .....	(99)
3.2	原油管道系统输送工艺 .....	(101)
3.3	成品油管道系统输送工艺 .....	(103)
3.4	液态液化石油气(LPG)管道系统输送工艺 .....	(105)
4	线 路 .....	(107)
4.1	线路选择 .....	(107)
4.2	管道敷设 .....	(109)
4.3	管道的外腐蚀控制和保温 .....	(113)
4.4	线路截断阀 .....	(114)
4.5	管道的锚固 .....	(114)
4.6	管道标志 .....	(114)
5	输油管道、管道附件和支承件的结构设计 .....	(116)
5.1	荷载和作用力 .....	(116)
5.2	许用应力 .....	(117)
5.3	材料 .....	(117)
5.4	输油管道管壁厚度计算及管道附件的结构设计 .....	(118)
5.5	管道的强度校核 .....	(119)
5.6	管道的刚度和稳定 .....	(121)
6	输 油 站 .....	(123)
6.1	站场选址和总平面布置 .....	(123)
6.2	站场工艺流程 .....	(126)

6.3	原油管道站场工艺设备 .....	(126)
6.4	成品油管道站场工艺设备 .....	(131)
6.5	液态液化石油气管道站场工艺设备 .....	(132)
6.6	站内管道及设备的腐蚀控制与保温 .....	(134)
6.7	站场供电 .....	(135)
6.8	站场供、排水及消防 .....	(137)
6.9	供热通风及空气调节 .....	(139)
6.10	仪表及控制系统 .....	(142)
7	管道监控系统 .....	(147)
7.1	一般规定 .....	(147)
7.2	控制中心及主计算机系统 .....	(148)
7.3	站控制系统 .....	(149)
8	通 信 .....	(150)
9	输油管道的焊接、焊接检验与试压 .....	(153)
9.1	焊接与检验 .....	(153)
9.2	试压 .....	(155)
10	健康、安全与环境(HSE) .....	(157)
11	节 能 .....	(158)

# 1 总 则

- 1.0.1 本条旨在说明制定本规范的目的。
- 1.0.2 本条说明本规范的适用范围。
- 1.0.3 本条说明输油管道的设计原则。
- 1.0.4 本条说明本规范与国家现行有关规范的关系。

## 2 术 语

由于本修改条文内容的增加和对术语条文的使用实践,将原术语进行局部修改,并由原 13 条术语增加为 27 条。

**2.0.15** “翻越点”系指输油管道线路上的某高点。因该点处的位差大于该段管内满流时的摩阻及低点允许的最高动压之和,可能导致该管段内形成不满流(slack flow)而增加摩阻损失。水力计算中应考虑这一特殊情况。在该高点处的剩余压力应高于 0.2MPa。

**2.0.25** “公称管壁厚度”系指输送管材技术条件或尺寸标准中所列出的管壁厚度,该厚度已包括了材料技术条件或标准中规定的公差。

## 3 输油管道系统输送工艺

### 3.1 一般规定

**3.1.1** 输油管道设计年工作天数,我国一般都按 350d 计算,多年来的实践证明,一年给出 15d 的富裕量,主要是考虑检修及客观原因所引起的降量输送等,按 350d 计算是合适的。

**3.1.2** 设计输量的主要依据是设计委托书或合同书;在设计委托书或合同书中应包括季节不均衡性的最大输量。

在输油管道初步设计文件中,应该给出按经济条件和热力允许的最小输量以及顺序输送的油品管道应是在紊流状态下的最小流量。

**3.1.3** “密闭输送”使全线成为一个水力系统,能量可以充分利用,它具有流程简单,减少轻质油损耗和减少多种油品在顺序输送过程中的混油量等优点,国外输油管道已普遍采用。采用“密闭输送”必须设有减少各输油站的相互干扰和消除水击的设施。当不具备这些条件时可采用其他输送工艺,例如“旁接油罐输送”,但要充分说明采用旁接油罐输送的理由,并应进行技术经济论证。

采用旁接油罐顺序输送工艺,在我国格—拉管线积累了很多经验,他们主要采取以下措施:(1)输特种油品时采用密闭输送;(2)输送大宗油品,采用旁接油罐流程,但混油段经过中间站时把旁接油罐流程改为密闭输送,混油段过站后再改成旁接流程;(3)混油段采用 4 段切割,并把 4 段混油分别掺入纯净油中。格—拉管线有它的特殊性,有的做法在大管径、大输量的商业性管道上不一定适用,但有的经验可以参考。应做到具体情况具体分析,制定切实可行的方案。

**3.1.4** 管输多种油品采用单管顺序输送是经济有效的输送方法,

顺序输送多种油品,管道利用率高,工程建设投资低,营运费用省。若采用专管专用输送工艺,应充分论述采用专管专用的理由,并进行技术经济论证。

**3.1.5** 本条中的管道管型指的是无缝钢管、直缝电阻焊钢管、直缝埋弧焊钢管、螺旋埋弧焊钢管等。钢种等级系指本规范表5.2.1中所述的钢号或钢级。输送方式指的是常温输送、加热输送、加剂输送、热处理输送等。顺序输送油品批次就是本规范第6.4.1条中的循环次数 $N$ 。不同的输送压力、不同的管径、不同的输送方式,多种油品顺序输送的不同批次,可以组合成多个方案,进行技术经济比较后确定最优输油工艺方案。

**3.1.6** 管输原油的含水量,国家现行标准《出矿原油技术条件》(SY 7513—88)中作了如下规定:对于石蜡基(石蜡—混合基)原油水含量(重)%不大于0.5;对于混合基(混合—石蜡基、混合—环烷基)原油水含量(重)%不大于1;对于环烷基(环烷—混合基)原油水含量(重)%不大于2。

管输油气田生产的液化石油气时,液化石油气的质量应符合现行国家标准《油气田液化石油气》(GB 9052.1)的规定。油田生产的液化石油气以丙烷、丁烷为主要成分,37.8℃时的商品丙烷蒸气压(表压)不大于1430kPa,37.8℃时商品丁烷的蒸气压(表压)不大于485kPa,商品丙、丁烷混合物的蒸气压(表压)不大于1430kPa。商品丙烷中丁烷以上组分不大于2.5%;戊烷以上组分在丁烷中不大于2%;在丙、丁烷混合物中戊烷及以上组分不大于3%。

管输炼厂生产的液化石油气时,液化石油气的质量应符合现行国家标准《液化石油气》(GB 11174)的规定。炼厂生产的液化石油气,37.8℃时的蒸气压不大于1380kPa。 $C_5$ 及 $C_5$ 以上组分含量%(V/V)不大于3。

管输其他成品油的质量应符合相关的石油产品标准。

**3.1.7** 为了便于了解管道建设全貌,本规范规定了在设计中绘制



输油管道系统输送工艺总流程图的内容要求。

**3.1.8** 一般输油管道均需进行水力和热力计算,确定泵站及热站间距。为使在不同输量下充分利用上站余压,减少能量损失,在输油管道上一般采用泵到泵密闭输油,在正常情况下输油管道中的流体属稳定流动,一旦出现某泵站突然停泵,或某站出口阀门的突然关闭而引起管输流量的突变而造成流体的瞬变流动(也称水击)时可能引起管道超压,为保证管道安全,应对非正常情况下的瞬变流动进行分析,提出超压保护等控制措施。

### 3.2 原油管道系统输送工艺

**3.2.1** 按不同的原油性质,国内原油输送方式有加热输送、加轻油稀释输送、原油的加剂输送、热处理输送、不同性质的原油顺序输送、间歇输送等。至于在某条管道中采用何种输送方式需要通过技术经济比较,选择最佳输送方式。

委托单位必须按本规范附录 A、附录 B 要求测定的内容向承担设计的单位提供实测的原油物理化学性质及其流变性数据,才能进行原油管道系统工艺设计。

**3.2.2** 对于加热输送的埋地原油管道,是否需要保温,应对管道进行保温,应经热力计算,确定保温及不保温管道各自的热站间距,并对不保温管道比保温管道多消耗的热费用及多增加的热站投资,与保温管道保温层多消耗的建设费用及减少热站投资和少消耗的热费用,进行比较分析后确定。

**3.2.3** 本条列出的沿程摩阻损失公式引自《输油管道设计与管理》一书中的达西(Darcy-Weisbach)公式,式中的水力摩阻系数 $\lambda$ 的计算式见附录 C,当 $2000 < Re < 3000$  范围内可按紊流光滑区计算。达西公式中的管道长度 $L$ 是管道实测长度,未计入局部阻力当量长度,在计算时可将沿程摩阻损失加上1%的局部摩阻损失。

管道水力摩阻系数取自(苏)B·M·阿加普金、C·H·鲍里索夫、6·П·克里沃舍因著的《管道计算手册》一书,参考了众多文

献,与综合性试验资料进行了比较,认为采用本规范附录 C 中的公式是合理的。

附录 C 中:

$$\lambda = \frac{64}{Re} \text{ 称为斯托克斯(stokes)公式;}$$

$$\frac{1}{\sqrt{\lambda}} = 1.8 \lg Re - 1.53 \text{ 称为米勒(Miller B.)公式;}$$

$$\lambda = \frac{0.3164}{Re^{0.25}} \text{ 称为勃拉休斯(Blasius H.)公式;}$$

$$\frac{1}{\sqrt{\lambda}} = -2 \lg \left( \frac{e}{3.7d} + \frac{2.51}{Re\sqrt{\lambda}} \right) \text{ 称为科尔布鲁克-怀特(Colebrook}$$

C. F-White C. M)公式;

$$\lambda = 0.11 \left( \frac{e}{d} + \frac{68}{Re} \right)^{0.25} \text{ 称为阿尔特舒利-卡利聪(Альшуля-Каличуна)}$$

公式。

**3.2.4** 当被输原油在管道中站间轴向油温降至反常点以下,呈非牛顿体时,其沿程摩阻损失按附录 D 中的公式计算。在生产实践中证明,此公式计算结果比较切合实际。

关于幂律流体紊流摩擦因子(摩阻系数)计算公式,对本规范 94 年版修改的根据是:在国家图书馆、中科院图书馆可以查阅到的 20 世纪 60 年代以来出版的英文版《非牛顿流体力学》著作及教科书中,使用最多的幂律流体的圆管内紊流流动的摩擦因子(摩阻系数)计算公式,仍是 Dodge-Metzner 的半经验式[式(1)],而未见介绍 Kembrowski-Kolodziejski 公式。国内出版的《非牛顿流体力学》及相关著作,也大多介绍 Dodge-Metzner 式。

$$\frac{1}{\sqrt{f}} = \frac{4.0}{n^{0.75}} \lg (Re_{MR} f^{1-\frac{n}{2}}) - \frac{0.4}{n^{1.2}} \quad (1)$$

所查阅的较权威的国外著作包括:

1 美国海湾出版公司(Gulf Publication. Co.)出版的《流体力学大全》(Encyclopedia of Fluid Mechanics),其第七卷为《流变

学与非牛顿流动》(Rheology and Non-Newtonian Flows), 1988 年出版; 涉及非牛顿流体流动计算的第五卷《浆体流动技术》(Slurry Flow Technology), 1986 年出版。

2 国际著名流变学家 Boger 教授所编的墨尔本大学教材《Rheology & Nonnewtonian Fluid Mechanics》(1983)。

3.2.5 公式(3.2.5-1)考虑了油流在沿管道流动过程中, 由于摩擦阻力压降转化为摩擦热而加热了油流。

优选加热温度时应考虑下列因素: 如原油为加热后进泵, 则其加热温度不应高于初馏点, 以免影响泵的吸入; 对于含蜡原油, 当温度高于凝点  $30\sim 40^{\circ}\text{C}$  以上时, 粘度随温度变化很小, 温度高热损失大, 故加热温度不宜过高; 管道外的防腐层及保温层能否适应高温; 进站油温一般略高于凝点, 并要考虑管道停输后在安全停输时间内的温降。因此, 在进行埋地输油管道的热力计算时, 应优选加热温度, 合理确定进站油温。

### 3.3 成品油管道系统输送工艺

3.3.1 成品油管道建设项目的设计首先由建设单位向设计单位提出委托书, 委托内容中首先要提出年输量、月输量、日输量, 输送品种, 每种油品的主要物理化学性质。成品油管道是为市场服务, 中间必然有分输, 可能有输入。分输量、输入量、品种和物理化学性质在委托书中都会明确提出。设计单位根据这些数据进行工艺设计。

3.3.2 输送多种成品油时, 采用单管顺序输送, 油品的排列顺序应是将油品性质相近的紧邻排列, 尽量减少混油损失。典型的成品油在一根管道中的排列顺序为: 高级汽油→粗汽油→煤油→燃料油→柴油→燃料油→煤油→粗汽油。高级汽油与煤油的界面直接切入混油罐; 煤油与燃料油的界面可以部分切入燃料油; 燃料油与柴油界面可以直接部分切入燃料油; 柴油与煤油的界面, 可以部分直接切入柴油。

**3.3.3** 为减少在一条管道中顺序输送油品的混油量,管道应在紊流,并大于临界雷诺数的情况下运行。国内外资料和生产实践都表明,紊流输送混油量一般为管道总容量的 0.5%~1%,而油品在层流状态下运行,顺序输送的混油量可高达管道总容量的 4~5 倍。临界雷诺数的计算式为: $Re_{ij} = 10000e^{2.72d^{0.5}}$ ,式中  $e$  为自然对数, $d$  为管道内直径,单位为 m。此公式取自《输油管道设计与管理》一书。

顺序输送管道的水力计算与输送单种油品的输油管道相同,但顺序输送经常变换油品、管内油品粘度和密度有较大的变化,因此,管路特性也在不断地变化,在计算时要考虑最低月平均地温输送高粘度油品的水力工况和最高月平均地温下输送低粘度油品的水力工况,同时要根据合同规定的全年各不同季节下输送各种油品时的工况进行水力计算。应用本规范公式(3.2.3-1)进行成品油顺序输送管道的沿程摩阻损失计算时,输送汽油、煤油时的流态常处于混合摩擦区,而输送柴油时又处于水力光滑区,因此,在计算水力摩阻系数  $\lambda$  时常采用对流态变化适应性较强的阿尔特舒利-卡利聪(Альтшуля-Каличуна)公式:

$$\lambda = 0.11 \left( \frac{e}{d} + \frac{68}{Re} \right)^{0.25} \quad (2)$$

根据美国著名的科洛尼尔成品油管道的运行经验,在高输量情况下,由于油品在管道中的流速增加,在输油过程中油流与管壁摩擦生热提高了油品温度,当油温超过 49℃ 时应对油品进行冷却。

**3.3.4** 顺序输送处于层流状态的重质成品油时,在油品交替过程中中途停输或管道线路激烈起伏的情况下,使用隔离装置具有较明显的隔油效果。

**3.3.5** 顺序输送成品油管道不宜设置副管,因副管会增加混油,尤其是副管与干管不同管径时,由于液流速度不同,在副管与干管交汇处会造成激烈的混油。

**3.3.6** 多品种成品油顺序输送管道,要避免间歇输送;若必须间歇输送,应使较重的油品停置在管道的低洼处,并关闭管道上混油段两端的线路截断阀,以减少混油量。

**3.3.7** 油品顺序输送中,不同油品的混油多少与管内流动状态、管径和混油界面所经过的管道长度有关。公式(3.3.7-1)和公式(3.3.7-2)是由大量生产数据归纳而得的。

**3.3.8** 多种油品顺序输送混油界面通过泵站时,应由旁接油罐流程切换到泵,到泵密闭输油流程的目的是为了减少混油量。

**3.3.9** 首末站的罐容增加,可减少油品的循环周期和混油量,但建设油罐的投资及营运费用也相应增加,存在着建设费用和混油贬值费用之间的对比问题,算出费用的最低值即为最佳循环批次。

### **3.4 液态液化石油气(LPG)管道系统输送工艺**

**3.4.1** 在进行液态液化石油气管道系统输送工艺设计时用的输量、组分和各组分的比例,是根据委托设计合同规定的组分和各组分的比例。在委托设计合同规定中还应明确液态液化石油气的最大、最小年输量、月输量及日输量。如在委托设计合同中无法提供液化石油气的组分时,设计最高压力应按丙烯组分考虑。

**3.4.2** 液态液化石油气在输油管道中的流态一般为紊流混合摩擦区,管壁粗糙度对摩阻的影响较大,当管壁结垢或有轻度腐蚀时,对管输量影响较大,在设计计算时,要考虑在摩阻上乘以 1.1~1.2 的流态阻力增加系数。1.1~1.2 系数取自《输油管道设计与管理》一书。

液态液化石油气管道在高流速时应计算管道温升和确定冷却方式。

**3.4.3** 为了保证液化石油气在管内始终保持液态输送,并确保安全、稳定,管道沿线任何一点的压力都必须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应比同温度下液化石油气的饱和蒸气压高 1MPa,末站进储罐前的压力应比同温

度下液化石油气的饱和蒸气压高 0.5MPa。上述数据取自《输油管道设计与管理》一书；也参考了 2000 年意大利为利比亚设计的 Wafa 至 Mellitah 输送液化石油气的管道工程(含  $C_3$ 、 $C_4$  45.68%，含  $C_2$  0.33%，其他为  $C_5$  及  $C_5$  以上成分)，该管道设计要求管道输送过程中任何一点的压力要比输送温度下液化石油气的饱和蒸气压高 10bar(即 1MPa)。

**3.4.4 液态液化石油气在管内流速大时，摩阻损失增加也同时提高了油温，油温过高，油品蒸气压上升，为避免管道超压，需对 LPG 进行冷却降温，这将使管道系统变得复杂，因此，在一般情况下，液态液化石油气在管道中的流速一般可取 0.8~1.4m/s，美国科洛尼尔管道的流速范围为 2.2~3.3m/s，有运行经验，故本规范规定最大流速不超过 3m/s。**

## 4 线 路

### 4.1 线路选择

4.1.1 本条规定选择输油管道线路时必须收集的资料和应考虑的因素,使选定的线路既施工便利、运行安全;又经济合理,并减少同其他经济部门的矛盾。

4.1.2 强调选择输油管道线路时应同时考虑输油站、穿跨越工程位置间的关系,并规定了应遵循的原则。

输油管道穿跨越河流的地点,主要决定于河流形态、地形、地质和水文条件。这些自然条件对工程难易、工期长短、工程量和投资大小以及投产是否能安全运行有密切关系。对于大、中型穿跨越工程,投资和工程量都比较大,施工较难,一旦发生事故,往往不易修复。因此,在经济合理和安全的前提下,大、中型穿跨越地点允许同线路走向有少许偏离,对线路作局部调整是必要的。对于小型穿跨越工程,由于投资小,工程简单,穿跨越地点应服从线路走向。

4.1.3 考虑到目前城市规划的范围很大,管道很难绕过城市,因此,本条取消了原规范中“输油管道不得通过城市……”中的“城市”。为了减少同城市、工厂、交通枢纽之间的矛盾,避免管道施工、维修和发生事故时影响这些区域和部门的正常生产、生活,或在城市和工厂企业等生产建设活动时影响管道安全,以及为了保护历史文物、保护环境,管道应绕避这些地区。如由于地形或其他原因的限制,管道不能避开上述地区,或采取绕行需要增加大量投资和运行费用,管道不得不在这些地区敷设时,必须取得国家有关部门批准,并应采取有效措施保护管道安全和管道施工、维护时减少对这些地区的干扰。

4.1.4 滑坡、崩塌、泥石流和沉陷等不良地质现象和强烈地震活动带,对管道危害很大,为保证管道安全、选线时以避开为宜。如经设计论证,管道在上述地区敷设较绕避经济合理,且在采取恰当措施后,管道安全可以得到保证时,则可以选择合适位置并尽量缩小通过范围,以减少工程投资和对管道安全的威胁。

4.1.5 关于输油管道同地上建(构)筑物的间距,各国规范的规定大致有以下几种情况:

1 美国 ASME B31.4 和加拿大 CSA Z662《油气管道系统》都没有对管道同建(构)筑物间的距离作出规定。但美国在《液体管道联邦最低安全标准》195.210 条中规定,管道和住宅、工业建筑及公共场所的最小间距为 50ft(15.24m)。对于输送液态液化石油气管道,在事故状态下其爆炸危险性不亚于输气管道,而在 1998 年国际管道会议上重申了天然气管道事故的安全间距问题。1994 年 3 月 23 日在美国新泽西州的爱迪生发生了输气管道爆炸和火灾,使人们又提出了安全距离问题。在加拿大 CSA Z662《油气管道系统》中对输送高蒸汽压油品的管道,按地区等级不同采用不同的设计系数和增加管道埋深。

2 前苏联 СНИП—2.05.06—85《干线输送管道》按照管道等级(根据地形、工作条件、管道结构和考虑管道安全输送的要求,将管道划分为四级)规定管道同各种建(构)筑物间的距离,同时,不同等级的管道采用不同的计算强度。

3 日本的《石油管道技术标准(部令)》,对地面管道,规定了与不同设施的最小间距;对埋地管道,只规定了同地下街及隧道、水道设施中容易流入石油的地方的间距,而同其他建筑物的距离只需 1.5m。

为便利管道施工、维护,减少其他部门的施工和维修等活动对管道的影响,以及管道一旦发生泄漏时,减少对其他部门、公共建筑和人民生命财产的危害,管道同建(构)筑物之间保持一定距离还是必要的。因此,本规范仍保留了原规范中关于管道同建(构)



筑物的最小间距的规定。

管道同公路平行时,其距离是根据交通部、石油工业部于1978年发布的“关于处理石油、天然气管道与公路相互关系的若干规定(试行)的联合通知”确定的。

液态液化石油气与公路、铁路、公共建筑物的距离,除参照上述“联合通知”确定外,其他根据现行国家标准《城镇燃气设计规范》(GB 50028)有关条款确定。

**4.1.6** 考虑到裸露敷设在地面的输油管道易受外力损伤,一旦发生泄漏,对人民生命财产的危害和环境的影响较大。为了减少管道泄漏所带来的影响,加大管道同地面建(构)筑物之间的距离是必要的。

**4.1.7** 本条对于埋地液态液化石油气管道与架空输电线路平行敷设时最小距离的规定取自现行国家标准《城镇燃气设计规范》(GB 50028)。

**4.1.8** 本条指出输油管道同平行的埋地通信电缆间的最小距离的确定须遵守的规范。

**4.1.9** 输油管道同其他管道平行敷设时,其间距应考虑施工、检修的需要及阴极保护相互干扰的影响,并符合国家现行标准《钢质管道及储罐腐蚀控制工程设计规范》(SY 0007)的有关规定。

**4.1.10** 管道与通信光缆的净距规定,主要是根据施工及维修的需要。

## 4.2 管道敷设

**4.2.1** 根据输油管道同地面的相对位置,管道的敷设形式可分为地下埋设、地上敷设和土堤埋设。各种方式均有其特点,应根据管道沿线的自然条件确定。在一般情况下,埋地敷设较其他敷设方式经济安全,少占耕地,不影响交通和农业耕作,维护管理方便,故应优先采用。如在不良地质条件地区或其他特殊自然条件下,采用地下埋设投资和工程量大或对管道安全和寿命有影响时,才考

考虑其他敷设方式。

**4.2.2** 本条指出管道为改变平面走向和适应地形起伏变化可采用的敷设方法。根据国内外管道建设经验,在地形起伏不大或平面转角较小时,采用弹性弯曲以改变走向和适应高程变化是较为简单、方便和经济的敷设方法,因此在地形和其他条件允许的情况下应首先采用此法。在地形变化较大或在平面上受地形、地物限制时,则可采用弯管(包括现场冷弯管和工厂热煨弯管)或工厂预制弯头。考虑我国已建管道的具体情况和清管器能顺利通过,提出预制弯头不宜小于 $5D$ 的要求。冷弯管最小曲率半径的要求是依据 ASME B31.4 和中国石油天然气集团公司管道局引进的弯管机规格和技术参数提出的。

**4.2.3** 为了便利施工,应避免平面和竖向弹性弯曲的重叠或局部重合。如平面和竖向曲线完全重叠不可避免时,宜采用人工弯管或弯头,如采用弹性弯曲,则曲线的曲率半径应不小于管道在自重作用下竖向弹性弯曲的曲率半径。

反向弹性弯曲之间,或弹性弯曲同人工弯管之间焊接的直管段长度是参照前苏联规范制定的。

弹性弯曲的曲率半径不宜小于钢管外直径的 1000 倍是根据安装的经验确定的。但还应满足管道强度的要求,即由管道的轴向应力(包括温度应力和泊桑应力)、内压产生的环向应力和弯曲应力组合的当量应力不应大于 $0.9\sigma_s$ 。弯曲应力按下式计算:

$$\sigma_b = \frac{ED}{2R} \quad (3)$$

式中  $\sigma_b$ ——弹性弯曲应力(MPa);

$E$ ——钢材的弹性模量(MPa);

$D$ ——钢管的外直径(m);

$R$ ——弹性弯曲的曲率半径(m)。

对于竖向下凹的弹性弯曲管段,其曲率半径尚应满足管道自重作用下的变形条件,使管道下沟后能较好地同管沟贴合。其计

算公式应按弹性基础上的连续梁推导,但为了简化起见,可近似地按均布荷 5 载跨连续梁推导,挠度系数采用 0.003。

**4.2.4** 根据理论和试验证明,虾米腰弯的局部应力总是比同样曲率半径的弯管的局部应力高,即有较大的应力增强系数。从管道的安全考虑,只有在环向应力小于管子规定的最低屈服强度 20% 的条件下运行的管道,才允许使用虾米腰弯。输送原油的管道,环向应力较高,不得采用虾米腰弯。但由于安装引起的管道偏差,可以采用  $3^\circ$  以下的斜接。

由于褶皱弯的制造工艺,使其性态比煨制弯头和虾米腰弯更为复杂,局部应力过大,承载能力低,不适用于输油管道。

**4.2.5** 确定管道埋深应考虑本条所提示的各项因素。一般讲管道埋设在耕作深度和冰冻线以下,应能防止机械损伤和地面动荷载对管道可能造成的破坏。本条规定的管道最小覆土厚度主要是考虑农田耕作深度确定的,设计人员应根据具体情况和本条所列因素,在安全和经济的前提下,确定恰当的埋深,但除岩石地区外,不得小于 0.8m。在岩石地区可减少覆土厚度,但要保证管线不同受力条件下的稳定性。

**4.2.6** 确定管沟沟底宽度是结合输油管道多年施工经验制定的,设计人员应按本条规定计算工程量,不应随意扩大。

**4.2.7** 管沟边坡坡度既要考虑经济,也要注意安全,应结合现场土壤实际条件设计管沟边坡坡度。

**4.2.8** 为了保证管道安全对管沟回填提出了要求,设计应根据本条规定对施工单位提出质量要求。

**4.2.9** 本条规定管沟回填后,应恢复好原地貌,这对管道安全十分重要,也有利于农业耕作和水土保持。在马惠输油管道与东黄输油复线施工中,由于个别地段在管道回填后没注意恢复地貌,造成雨水冲刷,出现管道裸露与悬空。设计应结合我国《水土保持工作条例》,根据本条规定对施工提出明确要求。

**4.2.10** 原规范规定坡度大于  $20^\circ$  时采取挡土墙或护坡等措施,

防止水土流失。随着环保意识的不断提高,以及多年来西南、西北多条管道设计经验,根据土壤性质,在地面坡度大于 18% 时,就有必要设排水导流措施,以防水流侵蚀土体,造成水土流失和土体滑动。采用何种措施,应根据坡度、坡长大小和土壤性质选用不同方式,如导流堤坝、挡土墙、护坡及其他措施。

**4.2.11** 冲沟沟壁和沟床一般易受水流冲蚀坍塌,所以原则上管道应远离冲沟和陡坎,以免由于暴雨径流和山洪冲刷沟壁陡坎,危及管道安全。如管道临近冲沟或穿越冲沟时,均应考虑对冲沟沟壁、沟床或陡坎采取可靠的保护措施。

**4.2.12** 本条所提出的土堤设计一般要求,是保证管道在土堤中的稳定和安全所必须的。

如有填筑土堤土料的性质等资料和经验时,土堤边坡可不受本条规定的限制。对于地基内有松软土层,位于坡度大于 20° 的山坡和复杂地质条件下的土堤边坡,不宜采用本条所推举的边坡和土堤尺寸。

修建在沼泽和低洼地区的土堤,为了便于维修养护,堤肩一般应高出通常水位不小于 1.0m。修建在沼泽地区和软弱地基上的土堤,应验算基础沉降、土堤稳定和管道强度。对水文地质条件复杂的地区,应开挖排水沟。

土堤设置泄水孔或涵洞,其设计洪水标准是参照国家现行标准《公路工程技术标准》(JTJ 001)中三级公路涵洞及小型排水构筑物设计洪水重现期拟定的。涵洞结构可参照有关规范设计。

筑堤用土料,应保证填方的强度和稳定性,如滑石土、砂藻土、白垩土和泥碳等,均不得用于填筑土堤。

**4.2.13** 本条第 2 款取消了原规范对管道跨越道路净空高度具体数据的规定,理由是:公路规范是按公路等级对净空高度提出不同的要求;铁路规范是按牵引车辆不同对净高提出不同的要求。原规范没有完全反映其特点,同时各行业规范也在不断地修改,为了适应这一变化,本条第 2 款没有具体规定数据。地上敷设管道一

般多用在跨越天然或人工障碍物时,在永冻土或其他自然条件特殊地区也有采用。地上敷设管道需要建设大量支架或管枕,在地面上造成人为障碍,影响交通和农田耕作,因此,只有当别的敷设方式不经济或不能保证安全时,才采用地上敷设。

用曲折敷设管道或设置补偿器以补偿管道纵向变形时,应不妨碍通过规定尺寸的清管器。

对于敷设在山坡上的管道,虽然不是滑坡地段,当山的坡度大于 $35^{\circ}$ 时,对管道安全存在潜在威胁,在设计中也应对山坡的稳定及管道的保护采取措施。

**4.2.14** 对原规范规定的管道与埋地通信电缆交叉时的垂直净距由原来的0.3m改为0.5m的主要理由是与现行国家标准《输气管道设计规范》(GB 50251)和国家现行标准《输油输气管道线路工程施工及验收规范》(SY 0401)的规定值取得一致。本条是为电绝缘的需要而规定的,管道同其他地下构筑物保持一定距离,也有利于各自的维护。所规定的净垂直距离是参照美国 NACE RP-01-69《地下或水下金属管系外腐蚀控制推荐实施条例》确定的。

**4.2.15** 本条提示管道敷设在杂散电流区时应遵循的设计规范。

**4.2.16** 本条规定有利于定货和施工。

### 4.3 管道的外腐蚀控制和保温

**4.3.1** 管道系统的外腐蚀控制,国内已编有设计规范,为了避免重复,本规范不作具体规定,只指出应遵守的规范名称。

**4.3.2** 为了节约能源和延长使用寿命,保温层应坚固耐用、保温效果好。

保温层的厚度应通过技术经济比较后确定,既要满足工艺要求、节约能源,又要求保温层的投资和运行费最小。

**4.3.3、4.3.4** 分别对隔热材料和保护材料提出原则要求,具体性能指标可参照国外有关标准确定。

**4.3.5** 输油管道采用绝缘支撑,以防通过套管漏电,不利阴极保

护。支撑间距应根据管道大小而定,宜取 2m。

#### 4.4 线路截断阀

4.4.1 本条文的规定是参考了国际标准《石油及天然气工业管道输送系统》(ISO 13623—2000)第 6.11 条:“一条管道的始端及末端,以及由于操作和维修、控制紧急事故、限制潜在的输送介质外溢,需要时宜安装管段隔离阀”;也考虑了美国压力管道规范《烃类及其他液体管道输送系统》(ASME B31.4—1998 年版)截断阀的设置应根据人口密度、管径和事故所造成的损失和影响大小确定。如本条所指出的一些地区,一般均应设截断阀,以限制事故时所造成的损害。液态液化石油气管道一旦破裂,其危害程度不亚于天然气管道,故液态液化石油气管道设置截断阀间距取自现行国家标准《输气管道工程设计规范》(GB 50251)。

4.4.2 为了便于安装、操作和维修,截断阀应安装在交通方便的地方,并装设保护设施和支撑,以防阀门沉陷和防止与其连接的管道承受额外的力矩和应力。

4.4.3 线路截断阀应选用全通径型,使清管器和管内检测仪能顺利通过。

#### 4.5 管道的锚固

4.5.1 本条指出应设置锚固措施的部位。为了限制管道位移和保证管道稳定,不仅仅限于采取锚固墩或锚固栓,根据具体情况,也可采取增大埋深和夯实回填土等措施。

4.5.3 管道同锚固件之间的良好电绝缘,是防止腐蚀、保证管道达到有效的阴极保护所必需的。

#### 4.6 管道标志

4.6.1~4.6.5 设置管道标志是为了便于寻找管道位置以利维护管理,以及引起群众和其他单位从事建设施工、农业耕作等活动时

注意,以免损坏管道。因此,标志的设置应符合本节各条的要求。对地上管道,必要时还应设置防护栅保护。

标志牌上所应标志的内容也应按照本节规定的原则,由管理单位统一规定。但应有以下内容:永久警示牌上应表明“警告:近处理有高压输油管道,禁止挖掘;公司名称及紧急联系电话”。

## 5 输油管道、管道附件和支承件的结构设计

### 5.1 荷载和作用力

**5.1.1** 本条荷载的规定,参照了美国现行标准 ASME B31.4 中的相关条文并结合工程实际情况,增加了清管、车辆及行人、检修荷载、水浮力及施工临时荷载。在进行管道设计时,设计人员应根据实际可能同时发生的荷载进行组合,并按本规范第 5.2.3 条规定的应力限用值和第 5.5 节的计算方法进行强度校核。根据现行国家标准《建筑抗震设计规范》(GB 50011—2001)第 1.0.2 条规定:抗震设防烈度为 6 度及以上地区的建筑必须进行抗震设计。

考虑到管道是柔性结构,有一定的适应变形能力,依据 1976 年唐山大地震对秦京管道破坏情况,地震动峰加速度为  $0.1 \sim 0.15g$  (地震烈度为七度) 以下时管道没有损坏,故本规范将设防地震动峰加速度明确为  $0.1 \sim 0.15g$  以上(地震烈度为七度)。

**5.1.2** 本条规定的管道设计压力是参照美国现行标准 ASME B31.4 中的相关规定,并结合我国国情与实际可能发生的情况进行了修正。

关于设计内压力,增加了反输情况。由于我国不少输油管道设置反输流程,因此应考虑两种输送条件下的最高稳态操作压力。

考虑到管道在施工和运行期间,可能会出现外压力超过内压力的情况,因此,所选用的管道壁厚,应有足够的强度,以防压扁。

**5.1.4** 输油管道的水击会危及管道与设备的安全,因此,本条规定了在水击分析基础上,安装相应的控制和保护设备,使瞬间压力上升不超过设计内压力的 10%。



## 5.2 许用应力

5.2.1 本条第2款选取输油站内管道钢管的许用应力,按现行国家标准《钢制压力容器》(GB 150)中的规定已满足不了输油管道对管材品种的要求。因此,对于高强度钢材的许用应力应按美国现行标准 ASME B31.3 选取。

本条第3~5款是参照美国 ASME B31.4(1998年版的名称为 Pipeline transportation systems for liquid hydrocarbons and other liquids)规范的规定。对于架空管道还应符合我国有关标准。但对于液态液化石油气输送管道的危险程度不亚于输气管道,因此,液态液化石油气管道的强度设计系数应按输气管道数据选取。

5.2.2~5.2.4 同第5.2.1条第3~5款的说明。

## 5.3 材 料

5.3.1 输油管道的材料选择是输油管道设计的一个重要组成部分。采用的材料不但要能承受输油压力、适应温度和环境条件,还应考虑焊接安装的要求。也就是说,选用的管材要具有一定的强度、韧性和可焊性。

对钢管的冲击韧性要求,取决于使用条件,特别在低温下使用和低温下进行焊接安装的管道,在设计中应提出对冲击韧性的要求,以防止断裂事故的发生。

钢管应具有良好的可焊性,以保证焊接安装的质量。可焊性是一种综合指标,是一种相对的特性。为了评价材料的可焊性,应确定焊缝和热影响区金属对生成冷裂纹的抗力;焊缝金属和焊接接头在不同温度下的机械性能;焊缝热影响区和焊接接头金属向脆性状态转移的抗力及其他特性。由于确定上述指标相当复杂,设计人员可用碳当量来评价钢管的可焊性。

5.3.2 所采用的钢管应符合国家现行标准的要求。

**5.3.3** 管道附件和钢管材料规定用镇静钢主要是从安全角度考虑,因镇静钢的化学成分均匀,机械性能、焊接性能和塑性都比较好,抗腐蚀性较强。

**5.3.4、5.3.5** 如果施工环境温度较低,输油管道也会有冷脆开裂问题,所以有必要对材料提出一定的韧性要求。公称直径大于 DN150 的钢管,全尺寸 V 形缺口试件的最小夏比冲击能值应满足:对于规定最小屈服强度小于等于 360MPa 等级的钢材,3 个试件平均夏比冲击能值不小于 27J,单个试件不小于 20J;对于规定最小屈服强度大于 360MPa 等级的钢材,3 个试件的平均夏比冲击能值不小于 40J,单个试件不小于 30J。

**5.3.6** 某些形状不规则的管道附件,锻制比较困难,当批量较小时,宜用铸件,自 2000 年 1 月 1 日起正式实施的《压力容器安全技术监察规程》第 16 条允许用铸钢。

#### 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** 原规范式(5.4.1)为  $\delta_c = \frac{PD}{2K\phi\sigma_s}$ ,现改为  $\delta = \frac{PD}{2[\sigma]}$  因在本规范公式(5.2.1)中已对  $[\sigma] = K\phi\sigma_s$  作了规定,没有必要在公式(5.4.1)中重复出现。

**5.4.2** 输油站间的输油压力是沿程递减的,为了减少钢材耗量、节约工程投资,可分段计算管壁厚度;但有反输流程时,同时也要核算反输时需要的管壁厚度。

**5.4.3** 第 1 款、第 2 款均取自现行美国标准 ASME B31.4。

**5.4.4、5.4.5** 是参考了 ASME B31.4 有关章节制定的。

**5.4.8** 公称直径大于 300mm 的绝缘法兰制造和安装都比较困难,改用绝缘接头比绝缘法兰直径小、重量轻、抗弯刚度大、受弯后不易泄漏,且可以直接埋地,使用比较可靠。

**5.4.9** 是参考了国家现行标准《钢制压力容器》(GB 150—1998)和 ASME B31.4 制定的。

**5.4.11** 弯头或弯管是整个管道系统的一个组成部分,其所能承受的温度和压力,应同相邻直管一致,以保证管道系统的安全。

**5.4.12** 为了保证管道在运行期间的安全和顺利通过清管器及检测仪器,本条对冷弯管的质量提出要求。

**5.4.13** 管架和支承件的设计,应尽可能使管道处于有利的受力状态,使管道不产生过大的局部应力和过大的摩擦力,以不影响管道的自由伸缩,例如活动管架顶应能适应管道热变形的要求;管托要安置得当,应有足够的长度,不应妨碍管道的胀缩等。

高压管道的振动程度虽然不很严重,但一旦因振动而引起破坏,后果比较严重,故对管道的振动应采取减振或防振措施。所采取的措施不得妨碍管道的胀缩。

支承装置和管道上的各种附件,不论是焊在钢管上的和不焊在管子上的,都应避免使管壁增加应力,对管壁应力较大的管道尤应如此。

## 5.5 管道的强度校核

**5.5.1** 本条是为了验证管道应力以及同管道连接的设备、管件的推力和力矩,使之控制在钢管、管件和设备所能安全承受的范围之内。

**5.5.3** 关于埋地管道由于温度上升和受流体压力的综合作用产生的轴向应力计算,虽然在1973年出版的Π·Π·勃洛达夫金所著的《埋设管线》一书中,认为管道在土壤中并不是完全受约束的,在弯曲管段处尤其如此,并提出对弯曲管段的温度应力按原来的计算值乘一折减系数,但至今在欧美各国的规范中都是以管道在土壤中完全受约束为根据的,其计算公式如本规范式(5.5.3-1),前苏联也是采用这个公式。

**5.5.4** 埋地管道除了计算热胀应力和泊桑应力外,尚应计算弹性弯曲应力。地面管道则应计算由于管道自重和外部荷载产生的弯曲应力。在验算管道的当量应力时,均应分别计入上述两项应力。

5.5.5 最大剪应力强度理论和最大应变能强度理论都是考虑了塑性流动的强度理论,它们的计算值都能较好地符合塑性材料的实际应力状态,都分别为各国规范采用。考虑到最大剪应力强度理论的计算比较简单,也稍偏于安全,因此,本规范采用此强度理论验算环向应力和轴向应力组合的当量应力,并采用各国规范所采用的应力限值。

5.5.6 公式(5.5.6-1)是根据最大剪应力强度理论,计算不受显著轴向约束的地面管系的热胀弯曲应力和剪应力组合的热胀当量应力公式,该公式也可用下式表示:

$$\sigma_1 = \frac{1}{Z} \sqrt{M_x^2 + M_y^2 + M_z^2} \quad (4)$$

式中  $\sigma_1$ ——热胀当量应力(MPa);

$Z$ ——钢管截面系数( $\text{m}^3$ );

$M_x$ 、 $M_y$ 、 $M_z$ ——分别为计算管系沿坐标  $x$ 、 $y$ 、 $z$  轴的热胀作用力矩( $\text{MN} \cdot \text{m}$ )。

管道在内压、外载和温度等作用下,在弯管、三通等管件上将产生局部应力集中。因此,在计算应力时,要计入应力增强系数,以考虑其应力增大的影响。由于这些管件上的应力状态比较复杂,很难用理论公式准确计算应力增强系数,一般常采用试验研究得出的经验公式计算,如本规范附录 H 中的应力增强系数就是根据试验推导而得出的平面弯曲和非平面弯曲的应力增强系数。

附录 H 还列出了弯管的挠性系数,也称柔性系数。这是考虑弯管在弯矩作用下,弯管截面发生扁平效应,结果使弯管的刚性比直管减低,即柔性增大,在计算中,利用这个系数将管系中的弯管换算至同一规格的直管计算刚度。对于拔制三通等其他管件,按与三通或管件连接的管子的刚度计算,即挠性系数取 1。

5.5.7 作用在工作状态下的地面管系上的荷载除了自重和其他外荷载之外,还应包括位移荷载,即包括热胀、有效预拉伸及端点附加位移(包括端点的线位移和角位移)。在计算管系的全补偿值

时应包括这些附加位移。在端点无角位移时,线位移的全补偿值可按下式计算:

$$\Delta X = \Delta X_B - \Delta X_A - \Delta X_t + \Delta X_p \epsilon_1 \quad (5)$$

$$\Delta Y = \Delta Y_B - \Delta Y_A - \Delta Y_t + \Delta Y_p \epsilon_1 \quad (6)$$

$$\Delta Z = \Delta Z_B - \Delta Z_A - \Delta Z_t + \Delta Z_p \epsilon_1 \quad (7)$$

式中  $\Delta X_A, \Delta Y_A, \Delta Z_A, \Delta X_B, \Delta Y_B, \Delta Z_B$ ——为 A 端或 B 端的附加线位移(cm);

$\Delta X_t, \Delta Y_t, \Delta Z_t$ ——计算管系 AB 沿坐标轴  $x, y, z$  的热伸长值(cm);

$\Delta X_p, \Delta Y_p, \Delta Z_p$ ——计算管系 AB 沿坐标轴  $x, y, z$  的预拉伸值(cm);

$\epsilon_1$ ——预拉伸有效系数。

预拉伸主要是为减小管道工作状态下管道的应力以及对设备的推力和力矩。如果管系布置具有相当大的柔性,热胀应力不大,工作状态时对端点的推力和力矩以及管道应力都能满足要求,则可不进行预拉伸,以减少安装工作量。

为使预拉伸产生的力和力矩不致过大,预拉伸有效系数即预拉伸长度与全补偿值之比一般采用 0.5。

## 5.6 管道的刚度和稳定

**5.6.1** 为了防止钢管在运输、施工过程中和运行期间,由于外部压力过大产生屈曲,要求钢管具有一定刚度,为此,国外不少规范对钢管外直径( $D$ )同壁厚( $\delta$ )之比以及允许最小壁厚都作了规定。如前苏联规范规定钢管外直径同壁厚之比不能大于 140;加拿大规范 Z 183-M 规定在施工和运输中如无专门预防措施,钢管外直径同壁厚之比不宜大于 150;美国 ASME B31.4 原来也规定管径大于 20in 的钢管,钢管外直径同壁厚之比不应大于 150,并规定不同管径钢管的允许最小壁厚,但在 1986 年的修订版中删去了这一规定。

本规范参照国内外现行制管标准中的壁厚,规定钢管外直径同壁厚之比一般不应大于 140。

**5.6.2** 当作用在管道上的外压超过内压时,钢管将产生径向变形,如变形超过一定限度,钢管将丧失承受外部荷载的能力。由于柔性管道能够利用其周围土壤的载荷能力,当变形达到钢管外直径的 20%时,才发生整体结构破坏,一般认为当钢管变形达到外直径的 5%时,还能保持满意地工作,但根据石油管道局职工学院的试验,当变形达到钢管外直径的 5%时,管壁开始出现屈服。为保证管道安全,本规范规定允许最大变形量不得超过钢管外直径的 3%。

埋地管道在正常埋深且无车辆荷载或其他动荷载作用时,可不必验算管道变形,如埋深较大,则应按本规范附录 J 的公式计算管道变形,但管道在外荷载作用下的变形量的大小,同钢管的刚度、管道敷设条件和土壤性质有关,难以具体规定埋深多少时应验算管道变形,一般讲,如钢管外直径同壁厚之比小于或等于 100,埋深在 5m 以内,且土壤条件并非十分不利时,可不必验算管道变形。

**5.6.3** 管道因升温而产生过大的轴向压力,往往使管道丧失轴向稳定而造成破坏或拱出地面,故在设计运行时温升较高的管道,应验算管道的轴向稳定。关于管道失稳临界力,前苏联曾进行长期研究,附录 K 中所列的计算管道失稳临界力的公式,是取自前苏联《干线管道设计手册》和《干线管道强度及稳定性计算》。

## 6 输 油 站

### 6.1 站场选址和总平面布置

#### 6.1.1 站场选址应符合该条规定的理由：

1 站场建设应严格遵守国家基本建设的程序，必须根据主管部门批准的设计委托书或经过公证的合同，才能着手选址准备，才能被选址所在地的政府部门所认可，选址工作才有运行起来的可能性。无论任何站场选址，都应遵从站场址所在地的城乡建设规划，服从规划安排，诚恳地和当地城乡规划部门进行站场址位置的协商，直到达成双方都能接受的结果。

2 输油管道工程中的所有站场定位，都受输油管道的水力和热力计算的控制，必须紧紧跟随输油管道干线的走向和路由进行布置，站场位置必须能保证管道干线进出站都方便，自动控制都很顺畅的工艺要求。同时，站址选定还应符合国家现行的安全防火、环境保护、工业卫生等方面的法律、法规的规定，满足站场四邻和居民区、工矿企业、铁路、公路等的要求。

3 我国虽然属国土面积很大的国家之一，但人口多，可供耕种土地面积都很少，当前人均耕地只有 1.5 亩，比解放初期减少了一半，随着工厂、矿山、铁路、道路的建设，可耕地仍以惊人的速度在不断地减少。为了贯彻“一要吃饭、二要建设”和“十分珍惜和合理利用每一寸土地，切实保护耕地”的基本国策，在输油管道工程站场设计中，从选址开始，就应切实做到合理利用和节约使用土地，选择山地、荒地，避让良田耕地，现场就应该考虑扩大土地利用率和造地还田的用地方案。在节约用地的基础上，还应考虑站场址选定后，对当地生态破坏程度和防止环境污染和恶化的对策，让切实贯彻国家的《土地管理法》、《环境保护法》、《水土保持法》等法

律和法规的行为,在选址阶段就提到议事日程上来。

4 地势平坦、开阔减少了土(石)方工程量和挡护工程量,有利于油气气体的散发和不聚集;避开人工填土和高地震带,有利于建构筑物和设备基础的稳定,减少地基处理投资;良好的地形、地貌便于站场竖向平整和雨水排除;工程地质和水文地质条件越好,站场内的工程建设就愈牢固、耐久、经济;确定站场址一定要保证进出站场的交通与外界连接一要可能、二要方便、三要短捷;站场所在位置对于供电、供水、排水和职工生活就近依托的方方面面,都是必须有保证的基本条件。

5 在确定站场址位置之前,就应对该站场的性质、规模及主要建设项目内容熟悉掌握,尤其对该站场所需的占地面积结合站场址的实际情况后,要有充分的准备,保证所选定的站场址有足够的生产、安全和施工操作面积,总平面布置形成设想,并为该站场今后的扩展留有余地。

6 站场址的选定一定要会同建设方和当地地方政府有关职能部门的负责人共同现场踏勘,共同协商讨论,而且应在两个以上的地址上作方案比较,确定合理的、三方都认可的地理位置和范围,形成文件,作为设计的重要依据。避免反复不定、议而不决、拖延工期的现象发生。

6.1.2 本条是站场布局应符合的规定。

1 输油管道工程首站,如果输送的是原油,那么必定要靠近油田的集中处理站或矿场的原油库。如果输送的是成品油和液化石油气,则应靠近炼油厂的成品油库和液化石油气储备装置区。如果油田建设、炼厂建设与输油管道工程建设同步,那么,首站与油田或炼厂的相关装置区应统一作规划、统一选定位置;如果有先后建设的情况,则后建的一方应尽量向先建方靠近,靠到防火最小间距允许的程度都可以,但首站输油管道输出方面必须保证畅通、方便。这样可以节约占地、减少投资、方便双方营运交接管理。

2 输油管道工程末站,主要是与油品用户发生关系,一般与



输送原油管道末站靠近的有石化企业的原油库、铁路转运库、港口运输的原油库；与输送成品油末站靠近的有商业油库、火车、公路、码头转运的成品油库、航空机场用油油库、用于军事方面的油库等。新建时，应统一规划、统一选址；先后建设时，应尽量靠近，让输油管道输送的油品直到用户，方便、安全、经济。

3 输油管道工程各类型中间站的位置，应首先满足线路走向和路由，不应偏离太大，同时，还应满足工艺在水力和热力计算时的要求，确定其与上下站的距离，这种距离也有严格的规范要求。在线路走向、路由和工艺计算确定的范围内，中间站场址选定时，还要满足站场与周边四邻的安全环保的要求，同时，尽量使站场靠近村镇、居民点，以方便站场内职工日常的物质需要和文化生活。

4 要求站场与四周邻居的防火距离应符合《原油和天然气工程设计防火规范》(GB 50183)的规定。

5 输油管道工程的控制中心、管理公司、维修检修单位及职工生活基地的选址，应与站场同步进行，要求它们设在城镇交通方便、与输油管道线路走向和各站场联通等均处于协调的位置，让它们在生产、生活方面，都有尽可能多的社会依托条件。

6 满足设计功能要求指的是干线截断阀应满足本规范第4.4节的要求；阴极保护站和通信中继站的站址均需满足各自的规范要求。

### 6.1.3 液化石油气供应基地的站址选定应符合该条要求的理由：

1 液化石油气供应基地，既是城市人们生活的资源，又有易燃易爆的危险性。因而，城镇规划部门对它的存在非常重视，既不能置之其远，又不能拉之太近，它的定位必须与城镇规划总体布置协调，得到规划部门的认可。为了安全，选址原则首先是远离人员集中地区，如村镇居住区、学校、办公区、影剧院、医院、体育场馆、重要工业区、车站、码头等，防止相互危害。

2 液化石油气是比空气比重大的气体，一旦泄漏，易于地面聚集，为此，其站址应选在城镇常年风向频率最小方向的上风侧，

保证该气体不易向城镇人口密集地段飘移。另它应有比较开阔、平坦的地势,便于泄漏气体的扩散、聚集浓度减小。严格控制液化石油气站场的火源,是它运行管理的重要内容,但天空的雷电不是人为容易控制的火源,因此,选址时要尽量避开雷电多发区。

3 实践经验告诉我们,由于在液化石油气站场内修建有地下或半地下建构筑物,特别是地沟与站内外相连而造成火灾爆炸事故较多,因而,选址时就应把这些因素从站场布置中清除,以确保站场的安全。

液态液化石油气管道站场与四邻的建构筑物防火间距,应按现行国家标准《城镇燃气设计规范》(GB 50028)有关条款取值。

6.1.4 对站场址选定提出了4款应避免的不利场所。

6.1.5 提出了输油站场不应在有关地区选址的规定。

6.1.6 提出了各类站场及基地平面布置应符合有关规范的规定。

## 6.2 站场工艺流程

6.2.1~6.2.6 各类型站场工艺流程是总结了我国多年来各条输油管道运行经验而提出的。根据我国输送油品的性质和输油管道在投运初期输量低的特点并结合投产前的试运,对于加热输送管道,需正反输热水建立稳定的管道沿线温度场;为确保易凝油管道的安全营运,需在站内设反输流程;投产及维修抢修后需进行站内循环以试验站内主要工艺设备的操作性能;管道在运行一阶段后,为了确保管道的输送能力需定期清除管道内的沉积物而需设置清管流程。

## 6.3 原油管道站场工艺设备

6.3.1 油罐形式应选用金属浮顶油罐。根据《石油化工企业设计防火规范》[GB 50160—92(1999年版)]附录三的规定,原油属甲<sub>B</sub>可燃液体,闪点 $<28^{\circ}\text{C}$ [见GB 50160—92(1999年版)表2.0.2及第5.2.2条],原油中含有易挥发的轻馏分,为减少油罐的呼吸损

耗,宜采用浮顶油罐。

原油储罐的数量应满足如下要求:(1)收油;(2)发油;(3)储罐清洗时不影响正常操作。根据上述条件,储罐的数量每站不少于3座。

### 6.3.2 本条为油品储备天数的规定。

#### 1 输油首站、输入站:

- 1)油源来自油田管道时,其储备天数:根据油田的具体情况,在一般情况下,一年中油田产量年初低,年末高,由于产量的不均衡性,影响到进入输油站油量的不均衡性。结合已有管道的运行经验将储备天数确定为3~5d。
- 2)油源来自铁路卸油站场时,对于加热输送的油品,管道不能长期停输,考虑到铁路运输的不均衡性以及铁路沿线可能产生的自然灾害,由铁路卸油的站场油罐储备天数一般宜为4~5d;
- 3)油源来自内河及近海油轮时,考虑到受气候等自然环境的影响及热油管道不能长期停输等因素,原油储备天数内河宜为3~4d,近海宜为5~7d。
- 4)油源来自远洋运输时,油轮受风浪影响大,当远洋油轮运送的油到达不了首站时,输送热油管道仍需不间断的输送油品,为确保安全输油,其储备天数按委托设计合同确定,且油罐总容量应满足油轮一次能卸完的油量。

#### 2 分输站、末站:输油分输站、末站的储备天数同输油首站。

#### 3 中间(热)泵站:

- 1)当采用旁接油罐工艺时,由于某站机泵的切换、因油品粘度变化引起各站间输量的波动影响到各中间站油罐液位的变化。在实际运行中,为确保输油安全,各中间站的油罐均维持在中间的液面。根据东北输油管道的运行经验,认为中间站旁接油罐的容量一般宜为2h的最大管输量。

2)在输油管道泵到泵密闭输送过程中,一旦出现阀门的突然关闭,或某中间站突然停泵引起水击超压需要泄压入罐,泄入油罐量的多少由水击计算确定。

**6.3.3** 一般情况下,油罐所储油品的凝固点低于环境温度时,应采取保温措施,但应进行技术经济比较后确定。罐内部加热器的热负荷一般只考虑保温,不考虑升温。

**6.3.4** 一列铁路油罐车装卸车作业时间一般为3h左右,其中纯装车时间为1h,辅助作业时间为1h,铁路编组站与装卸车栈桥之间调车时间为1h,单侧栈桥1d可装卸8列车,若日装卸车在8列以上时,栈桥宜采用整列双侧布置。

每项工程中铁路专用线和作业线的设计必须和当地铁路有关部门协商确定。

在设计合同中一定要明确供铁路装卸油的油槽车车型,以便在设计中合理设置装卸油鹤管。

公式(6.3.4)中,铁路来车不均匀系数 $k$ 及油罐车装量系数 $\epsilon$ 数值取自《石油化工液体物料铁路装卸车设施设计规范》(SH/T 3107—2000)。

**6.3.5** 油管道与水运码头连接时,装卸油码头输油管道首末站是合建还是分建,由有关部门协商确定。码头水工设计一般由交通部航务工程勘察设计院承担。工艺部分与航务工程勘察设计院合作设计,或分工协商设计。从管道设计角度应掌握码头设施主要设计原则,如泊位通过能力和泊位总体布置等,因此本规范部分引用了《海港总平面设计规范》(JTJ 211—99)中的有关规定:

1 装卸油品的专用码头与其他货种码头的安全距离取自该规范第4.4.2条。

2 油品码头相邻泊位的船舶间距取自该规范第4.4.3条。

3 输油工艺设施在码头上的布置取自该规范第5.7.10条。

4 泊位通过能力取自该规范第5.8.3条。

**6.3.6** 离心泵的效率受所输油品的粘度影响较大。当油品粘度

超过  $100\text{mPa}\cdot\text{s}$  以上时,机泵效率将下降 30% 左右。油的粘度继续加大,机泵消耗功率将大大增加,就不宜选择离心泵了。

公式(6.3.6)中 102 为功率单位换算系数。即:

$$P = \frac{q_v \rho H}{102\eta} (\text{kW}) = \frac{(\text{m}^3/\text{s}) \cdot (\text{kg}/\text{m}^3) \cdot \text{m}}{\eta} = \frac{(\text{kg} \cdot \text{m})/\text{s}}{\eta}$$
$$= \frac{9.80665}{1000\eta} (\text{kW}) = \frac{1}{102\eta} (\text{kW})$$

**6.3.7 驱动输油主泵用的动力**,在有工业用电地区优先采用电动机,因电动机操作管理方便,占地面积小,无污染。

在管道输量变化范围较大时,通过技术经济比较后,为了节能,可选用调速装置。只有在无电或缺动力用电地区选用燃气轮机或柴油机作为输油泵的动力,柴油机或燃气轮机所用的燃料需作技术经济比较后确定。

**6.3.8 加热油品用的加热炉**,每座输油站一般设置 2 台。2 台的总热负荷等于或稍大于最冷月的总热负荷,不设备用炉。一般情况下,在夏季只开 1 台加热炉,2 台加热炉可在夏季轮流检修。

**6.3.9 添加剂的储量**应根据添加剂的用量、来源及运输条件综合考虑确定。国产添加剂储存量宜为 1~2 个月的用量,进口添加剂储存量宜为 3~6 个月的用量。

添加剂储罐内应设置无泄漏加热设备,以防止因加热设备泄漏而影响添加剂质量。宜按维持添加剂流动的温度确定加热设备的加热面积。

添加剂储罐内应设置搅拌器的目的是为了防止添加剂分层和不均匀。

**6.3.10 管道停输后**,翻越点后的管段或线路中途高峰后的峡谷地带,静水压力有可能大于管道允许的工作压力,超压管段是采取增加管壁厚度,还是设减压站自动截断超压管段,应进行技术经济比较后确定。减压站上游最高点处压力计算值至少比设定值高  $0.2\text{MPa}$ 。

**6.3.11** 为了确保输油管道安全,满负荷运行,应在管道上设置清管设施,清除在管壁上的沉积物。特别是含蜡原油管道在运行一段时间后,在管道低温段原油中的蜡析出沉积在管壁上缩小管径,摩阻增加,使输量减少。为了维持管道的设计输量,必须对管道定期进行清管。本条对清管设施的设置作了4款规定。

**6.3.12** 输油管道应使用管道专用阀门,本条规定了4款选用原则。

**6.3.13** 根据中华人民共和国现行国家标准《原油动态计量 一般原则》(GB 9109.1—88)第2.1.1条的规定由交油方设置计量站。

本条第2款中规定了设置专用计算机,是因为供需双方的油量交接数值必须准确。为避免在计量计算过程中受到干扰,应设置商用油量交接专用计算机,在供需双方共同监督下对该计算机进行标定,确认其准确性后,并在双方认可后加以铅封,作为油量交接专用计算机。

本条第3款中规定,流量计的设计台数应经技术经济比较后确定。因为流量计的容量大小和台数多少与投资、占地面积有关,需要作技术经济比较。在一般情况下,根据现行国家标准《原油动态计量—容积式流量计安装技术规定》(GB 9109.2—88)第3.1.5条规定:流量计的公称通径不宜大于400mm,1组流量计的正常运转台数不宜少于2台。当计算机的正常运转台数为1台时,实际选用的流量计公称直径应比计算时选用的流量计小1个规格,使1组流量计的正常运转台数不少于2台。

为了保证1台流量计出现故障时仍能进行流量计量和计量的精确性,用于商业交接的流量计必须设置备用流量计,不允许设置旁通。

公式(6.3.13-1)取自现行国家标准《原油动态计量—容积式流量计安装技术规定》(GB 9109.2—88)第3.1.4条。

本条第4款中的消气器、过滤器的安装位置应是:在流量计进口前设置消气器→过滤器。流量计的进口侧是过滤器。过滤器的

头盖宜选用快速开启型。

在每台流量计出口侧必要时应安装止回阀及调节阀。

在靠近流量计出口处,应安装分度值不大于 $0.5^{\circ}\text{C}$ 的温度计。当管线公称通径不大于 $150\text{mm}$ 时,温度计套管插入深度 $1/2$ ,当管线公称通径大于 $150\text{mm}$ 时,温度计套管插入深度不小于 $100\text{mm}$ 。

过滤器前后应安装 $0.5$ 级精度的压力表。

在靠近流量计的出口处应安装在线密度计和人工或自动取样器。

本条第5款是参考了中华人民共和国计量检定规程《质量流量计》(JJG 897—95)制定的。

本条第6款的规定是参考了现行国家标准《原油动态计量容积式流量计安装技术规定》(GB 9109.2—88)制定的。

## 6.4 成品油管道站场工艺设备

**6.4.1** 汽油、溶剂油为易蒸发油品,采用浮顶罐可减少轻质油的蒸发损耗,保证油品的质量;航空汽油及喷气燃料不能有机杂质,而采用内浮顶油罐既可以减少油品的蒸发损耗又可以防止机械杂质进入油罐;不易蒸发的油品可用固定顶油罐。

顺序输送油品的管道首站、输入站、分输站、末站的储罐总容量应根据一年中每一批油品的循环次数(批次)按公式(6.4.1)进行计算。年循环次数应是经过优化后确定的。如果首站为水运卸船码头,末站为装船码头,还应考虑一次卸船或装船量。首站油源来自炼油厂时,还应考虑炼油厂检修期间油品的储量,一般取 $15\text{d}$ 的储备量或与炼油厂供油单位签订油品储量的合同。

**6.4.2** 油品在储罐中是否需要加热或冷却,需根据油品的性质和储罐周围的气候条件确定其最佳加热或冷却温度和确定合理的保温或绝热方式。

**6.4.3** 成品油铁路装卸设施和原油铁路装卸设施设计有所不

同。原油的装卸一般都是整列车,零散的车很少,而成品油装卸车辆比较复杂,有整列车但多数是散车;鹤管型式也有两种:大鹤管(DN200),小鹤管(DN100)。因此成品油铁路装卸不能用本规范式(6.3.4)进行计算,应采用(6.4.3)式进行计算。

1 成品油铁路装卸要计算求出日装卸车辆数而不是列数。

2 成品油罐车的车型和容积也不像原油那么整齐,因此设计中应采用平均容积,经过炼厂和油库多年统计,平均容积采用 $55\text{m}^3/\text{辆}$ 比较接近实际。

3 根据炼油厂和油库多年装卸车的实践,每一座装卸油栈桥日作业批数不大于4批。

4 选用什么型式鹤管应根据装卸车量和建设投资、经营费用比较后确定。

5 成品油铁路卸车鹤管应采用小鹤管上卸;装车应根据装车车辆数,经比较确定采用什么型式鹤管。大鹤管流速快,流量大,鹤管数量少,栈桥短,但栈桥宽,铁路专用线之间距离大,总占地面积比同等装车能力的小鹤管大,鹤管结构复杂,故障多,维护工作量大,但自动化水平高,一般投资比较大。小鹤管装车与大鹤管装车比较,其特点正与大鹤管相反;小鹤管比较灵活,尤其当装车车辆数少的情况下可灵活建设装车栈桥。成品油装车,装车量很大时多为整列外运的,可考虑采用大鹤管,一般量比较小而品种多的情况下,宜采用小鹤管。

6.4.4~6.4.8 见6.3.5~6.3.7、6.3.10、6.3.11条文说明。

6.4.9 成品油管道阀门的选择除应符合本规范第6.3.12条规定外,还应考虑到顺序输送油品过程中尽量减少两种油品在切换过程中的混油量,要求阀门的关闭速度不宜超过 $10\text{s}$ 。

6.4.10 见6.3.13条文说明。

## 6.5 液态液化石油气管道站场工艺设备

6.5.1 本条提出了液态液化石油气储罐设计的9款要求:



1 在常温下因液态液化石油气具有较高的蒸气压力,应选用承压能力较高的卧式或球形金属储罐。

2 公式(6.5.1-1)中的最高操作温度下储罐装量系数 $\epsilon$ 的数值主要考虑到储存在罐内的液化石油气在任何时候都不允许满罐,实际装入量按《压力容器技术监察规程》(1999年版)第36条规定一般不大于罐容量的90%,以免液化气受热升温后气化而使压力迅速增大,引起超压爆炸。

3 考虑到操作运行上的需要,3座储罐中,1座输进LPG,1座输出LPG,另1座储存、排污、检修、维护。

4 液态液化石油气储罐的设计压力应执行《压力容器安全技术监察规程》(1999年版)中第34条的规定。

5 中间泵站的水击泄放罐容量应经管道系统水击计算后确定。

6 为了确保液化石油气储罐的安全运行,应在储罐上设置安全阀、爆破片装置、紧急切断阀、压力表、液位计、测温仪表等,应符合《压力容器安全技术监察规程》(1999年版)第140条的规定。

当管道破损、阀门破裂,发生火灾或操作失误,为防止LPG从储罐内流出,储罐的气相、液相出口处应设置紧急切断阀。

7 排污管设在储罐的最低点,用以排除储罐内的水分和污物,以防排污阀泄漏,应设置排污双阀,在寒冷地区还应设置防冻设施。

8 液化石油气储罐上必须设置安全阀,安全阀是为了防止由于储罐附近发生火灾或因其他操作错误而使储罐内压力突然升高而设置的。当储罐内压力超过设计压力并达到安全阀开启压力时,安全阀便自动开启,将罐内液化石油气放散,使储罐内压力降低。当罐内压力降到安全阀的关闭压力时,安全阀自动关闭。

储罐一般采用弹簧式安全阀,储罐容量较大时,应选用全启式弹簧安全阀。大型储罐应设置两个安全阀或一个双座安全阀。罐上的安全阀应选用封闭式的。安全阀出口应接放散管,安全阀排

出口的液化石油气由此引出,放散管排出口高度应高于储罐顶面不小于2m,距地面应不小于5m。

为防止铸铁阀体破裂引起液化石油气泄漏而造成火灾和爆炸事故,在液化石油气储罐和管道上禁止安装铸铁阀。

9 为了充分考虑到储罐的安全,容积为 $100\text{m}^3$ 和 $100\text{m}^3$ 以上的储罐属于大型储罐,故规定设置2个或2个以上安全阀。

6.5.2 见6.3.2条文说明。

6.5.3 液化石油气储罐是否需要冷却,需根据所储液化石油气的组分和储罐周围环境条件,确定其最佳冷却温度和经济合理的绝热方式。

6.5.4 从工艺和安全方面对液化石油气铁路装卸设施作了4款具体规定。

6.5.7 见6.3.7条文说明。

6.5.9 见6.3.10条文说明。

## 6.6 站内管道及设备的腐蚀控制与保温

根据多年来的管道运行实践,为进一步延长管道使用寿命,确保管道营运安全,在本规范修改过程中增加了本节内容。本节对站内管道及设备的腐蚀控制、保温与静电接地作了6条规定。

6.6.1 站内埋地管道,一般距离短、阀门弯头等管件多,多采用光管现场焊接后再进行防腐层的手工施工。由于受各种条件限制,质量一般不易保证,故本条规定采用特加强防腐,尽量减少漏点,使腐蚀的危害降至最小。

6.6.2 一般情况下,储罐与土壤接触的底板由于受焊接的影响在焊缝处不可能实现良好的防腐层,必须用阴极保护进行腐蚀控制。

6.6.3 因目前各种涂料品种多,为了确保涂料的质量,强调设计选用防腐涂料必须是通过鉴定的、符合国家现行标准的涂料。

6.6.4 根据多年来的运行经验,若在钢管和设备外壁不进行防腐

就保温,运行一段时间后,易造成钢管和设备外壁严重的腐蚀穿孔事故。因此,本条规定在保温管道的钢管外壁及钢制设备外壁均应先进行防腐后,再进行管道及设备的保温。保温层外还应设防水层,以防水进入保温层影响保温效果。

**6.6.5** 本条规定了在储罐内外需进行防腐的部位,并对罐内壁使用防静电防腐涂料的电阻率提出要求。储罐内壁涂料本体电阻率应低于  $10^8 \Omega \cdot m$ (面电阻率应低于  $10^9 \Omega \cdot m$ )及进出储罐的轻质油品管道必须接近罐底的要求,取自现行国家标准《液体石油产品静电安全规程》(GB 13348—92)第 5.1.2、5.1.3 条。

**6.6.6** 为了防止大气等环境腐蚀,浮顶油罐顶部壁板以下 2m 的内壁及浮船船舱的内外壁均应做防腐设计。

## 6.7 站场供配电

**6.7.1** 本条是在原规范的基础上并参考原苏联石油工业部《干线输油管道工艺设计规范》(1987 年版)修订的。

输油首站、末站、减压站和压力、热力不可逾越的中间(热)泵站若停电将严重影响输油生产(轻者停输、重者“灌香肠”)或装车(装船),因此确定为一级负荷。

而输油站场及线路远控截断阀室的自动化控制、通信及事故照明等要求不允许中断供电的负荷,被视为一级负荷中特别重要的负荷。

**6.7.2** 本条为一级负荷输油站的供电要求。

一级负荷输油站应有两个电源供电,两个电源最好来自不同的发电厂或区域变电站;若上述条件不具备、条件受限制,只能降低条件从同一变电站不同母线段分别引出两个回路供电,经多年输油实践证明是能满足要求的。

条文中“两路架空供电线路不应同杆架设”主要是考虑当发生倒杆事故后,会造成全部停电事故。

**6.7.3** 本条为二级负荷输油站的供电要求。

对二级负荷输油站,停电是不会造成管道停输,但仍将影响正常的输油生产,应尽量避免,故宜采用双回路、双主变压器供电;只有当输油站负荷较小或当地供电条件困难时才降低条件,允许由一回 6kV 及以上专用架空(电缆)线路供电,并另设自动化柴油发电机组作事故保安电源。这种供电模式经多年输油生产实践证明是合适的。

**6.7.4** 多年来管道系统实践证明,从电力网引接两路电源进线加备用自投(BZT)的供电方式不能满足输油生产中通信调度、自动化控制等特别重要负荷对供电可靠性和连续性的要求,因此除由双回路供电外,还应采用静止型不间断供电装置(UPS)。关于蓄电池的后备时间不小于 2h 是参考《35kV~110kV 无人值班变电所设计规程》(DL/T 5103—1999)相关内容而制定的。

**6.7.5** 在无电或缺电地区,一般采用原动机(如柴油机)直接驱动输油泵和用柴油发电机组发电供全站低压负荷的方案。这里的发电机组属长期连续运行,其输出功率除能满足全站最大计算负荷外,还应满足大容量低压电动机启动条件的要求。当按直接启动电动机条件选择发电机组容量偏大时,往往采用降压启动方式,再选择发电机组容量更经济些。

**6.7.6** 输油管道某些无人值守自动截断阀室、通信中继站等地处偏远地区,其主要负荷包括:传输数据、指令的通信装置、自动化 RTU 和电磁阀门(操作气动阀用)等用电负荷,负荷容量几百瓦,但要求连续性供电。当地或为无电区,或具有低压农网,其供电质量和可靠性均不能满足一类负荷供电要求。因此,一般宜选择太阳能发电、风能发电、密闭循环蒸气透平发电机(CCVT)、蓄电池等作为自备电源装置。

**6.7.7** 本条为输油站变(配)电所供配电电压的选择原则。

**6.7.8** 输油站输油主泵电动机的启动条件与主变压器的容量选择有密切关系,因输油主泵电动机一般采取直接启动,在切换操作时先启后停,启动容量很大。输油主泵电动机采用直接启动方式

是最合理的,因设备简单,操作平稳、启动转矩大、启动时间短。经计算电动机启动时的6kV母线电压降虽然大于15%,而泵的启动转矩满足要求,并采取了防止低压电气设备在启动过程中掉闸的措施后(如低压负荷由35/0.4kV配电变压器供电等),仍应采用直接启动方式。

**6.7.9** 本条文系参考现行国家标准《供配电系统设计规范》(GB 50052—95)第5.0.3条和国家现行标准《原油长输管道工程设计节能技术规定》(SY/T 6393—1999)第7.5条等规定编写的。

6(10)kV输油泵电动机负荷约占全输油站总负荷的90%以上,采用单机无功补偿技术,应使电容补偿装置随输油泵电动机同步投切。该项技术先后在国内四条长距离输油管道上成功应用至今,已有十多年运行经验。

**6.7.10** 条文中“备有一套手动操动系统”是作为变电站综合自动化装置远程遥控的备用控制手段,尤其对于输油泵等关键工艺设备必须设置手动操作“硬线”系统。

**6.7.11** 本条是根据现行国家标准《35~110kV变电所设计规范》(GB 50059—92)第三章第九节和输油生产电力调度要求制定的。

**6.7.14** 石油管道系统近年来在盱眙微波站、库都管道高点压力检测站、秦皇岛油库、陕银输气管道盐池清管站、陕京输气管道榆林压气站等地先后发生雷击电磁脉冲损坏计算机、自动化仪表、通信等电子信息设备的事件,对正常生产造成危害(例如使秦皇岛油库的消防系统和站控系统一度瘫痪)。因此根据《防雷击电磁脉冲》(IEC 61312)及现行国家标准《建筑物防雷设计规范》(GB 50057—94)制定了本条规定。

## **6.8 站场供、排水及消防**

**6.8.1** 本条文基本内容未变,但对原条文中部分内容做了适当调整和补充。输油管道工程站场的生产、生活用水量一般较少,设有

储罐的首末站和分输站,虽然一次消防用水量较多,但补充水量并不大。所以,如能利用就近城镇给水管网或工业企业给水管网供水,较为经济合理;或者就地采用地下水作为水源也是可行的;当采用江、河、湖、海等地表水作为水源时,要根据用水要求、水质条件、水量的可靠性、投资和管理等方面进行综合分析比较后确定。

建在偏远、缺水地区的中间站(一般无人或少人职守,也无储油设施),水源工程可以简化,确有困难时,可不设水源。

在选站阶段,不论采用地表水、地下水、城镇自来水还是工业企业供水,均应以当地主管部门的文件作为设计依据。

**6.8.2** 本条文对不同性质的污水排放,分别做了较为具体的规定。

输油站场,每班在岗人员很少(一般3~8人),生活污水量很有限,应尽可能就近排入城镇现有污水系统,一般经化粪池消化处理后即可排放;在边远、偏僻或在建站初期,城镇污水系统不完善的地区,经当地主管部门同意,也可就近排至适当地点;单独直接排放的生活污水,可视具体情况,进行综合分析比较后,合理确定排放方案,必要时可选用埋地式一体化处理装置进行处理,达到国家排放标准后排放。

含油污水系指含油量超过10mg/L的污水,应进行处理,达到国家排放标准后方可排放。一般输油站场的含油污水量较少,且不连续,故采用小型成套处理设备即可满足要求。油码头的油轮压舱水,一次排放量较大,但排放周期较长,可适当设置调节装置。为节省占地,经济实用,具体处理方案应经过技术经济比较后确定。当输油站场靠近油田、炼厂时,含油污水应尽可能排入油田或炼厂的污水处理厂集中处理。

油罐区内的雨水,一般不做集中处理。为防止油品污染,根本措施是加强管理,防止油品跑、冒、滴、漏。在特殊情况下,可根据具体要求,综合分析比较后,确定其是否需要处理。

**6.8.3** 本条文对输油管道工程站场的消防设计做了明确规定,并

对新增加的油码头及液态液化石油气站场的消防设计提出了相应要求。

原油、成品油储罐区设置的泡沫灭火系统,根据油品性质和储罐类型的不同,可遵循以下原则设计:《低倍数泡沫灭火系统设计规范》(GB 50151)的适用范围较广,原油及成品油储罐的消防灭火,均可依照该规范进行设计;成品油(汽油、煤油及柴油等)储罐多采用固定顶罐或内浮顶罐(浅盘式、易熔材料制作的浮盘)贮存,该种罐型具有范围较大的封闭空间,可依照《高倍数、中倍数泡沫灭火系统设计规范》(GB 50196)中的中倍数泡沫灭火系统的有关条款进行设计;高倍数泡沫灭火系统,以泡沫全淹没形式灭火,主要应用于有限封闭空间的室内火灾扑救。

油码头的消防设计,首先要符合《石油化工企业设计防火规范》(GB 50160)的有关规定,不足部分,应参照执行《装卸油品码头防火设计规范》(JTJ 237)的有关规定;固定消防炮的设置应符合《固定消防炮灭火系统设计规范》(GB 50338)的有关规定。

在设计过程中应认真贯彻执行国家现行设计规范的有关规定。根据站场规模、库容及单罐容量大小、地理位置、协作条件等因素,合理确定消防工艺流程、自动化水平及设备选型,做到技术先进、经济合理、安全可靠、方便适用。

## 6.9 供热通风及空气调节

**6.9.1** 原油长输管道大多需要跨越数省、市或地区,气象参数有时变化幅度很大。对于处在不同气候区域的站场地面建(构)筑物,其采暖、通风及空气调节设置条件以及室外气象参数的确定,应按照国家现行标准《采暖通风与空气调节设计规范》(GBJ 19)执行。

**6.9.2** 输油站站內各类房间的采暖室内计算温度,应按照实际情况确定。就对采暖通风的要求而言,输油站的各类房间与 LPG 站无大区别,因此不再分别详细列表,由于低压配电间中一些设备不允许其环境温度过低,因此,本规范确定其室内采暖计算温度不低

于 5℃；如果有人值班，则应为 16~18℃。

对于高压配电间，一般情况下不设采暖。不过也有特殊的时候，如有时某些设备不能适应高寒地区的低温环境，也必须设计采暖。但这毕竟是特殊情况，应当按特殊处理，本规范中仍列为不采暖范围。

**6.9.3** 对产生有害物质或气体的生产、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。当不可能完全做到密闭时，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国家规定的卫生和安全的要 求。

**6.9.4** 输油站中驱动输油泵的电机大多功率较大，散热量大，需要的冷却空气量就大，通风方式及进气要求有所不同，主要由所用电动机的结构形式、通风要求以及电动机间的室内空气环境和通风状况确定。根据近 20 多年来，炼油厂和管道工程设计以及运营情况的调查，对大中型电动机，应根据其自身要求及周围环境决定通风方式。当电动机周围空气温度超过 40℃，空气中含尘浓度较大或含有爆炸性气体时，宜采用管道式通风。对冷却电动机的通风量，应根据进风温度不超过 40℃，排风温度不超过 55℃ 计算，冬季进风温度不宜低于 5℃。对采用管道式通风时，应利用电动机本身所产生的风压进行通风。当电动机本身所产生的风压不能克服风道的阻力时，应采用机械通风。

通过上述调查、分析和总结，认为该条文的规定是合理的、可行的。

**6.9.5** 根据现行国家标准《采暖通风与空气调节设计规范》[GBJ 19—87(2001 年版)]第 4.6.6 条规定，电动机周围空气所含有爆炸危险气体的浓度应不大于爆炸下限的 50%。

**6.9.6** 输油泵房中必然会有一定的油气逸出。从卫生标准和防爆规范的角度来看，当冬季所有门窗关闭的情况下，室内油气浓度应在卫生标准规定的最高允许浓度(300mg/m<sup>3</sup>)范围之内，并保证低于爆炸下限。一些烃类气体与空气混合时的爆炸极限如



下表:

烃气种类	低限(%)	高限(%)
甲烷	5.00	15.00
乙烷	3.12	15.00
天然气	5.00	16.00
汽油	1.00	6.00
煤油	1.40	7.50
轻油	1.40	6.00

在输油管道泵站输油泵房设计中的电器设备均采用防爆型产品,通风设备也均采用防爆型产品。

经初步调查了解以往一些输油泵房的设计和实际运转情况,输油泵房的通风一般均采用换气次数的方法计算通风量,换气次数有:6次/h、10次/h、12次/h、13次/h、15次/h等,而以10次/h计算风量的较多。实践证明,以往的设计是可行的,也是安全、可靠的。由于各输油泵房设计的维护结构、输油设备、工艺过程以及安装水平等情况多有变化,室内空气环境影响因素很多,所以一直缺乏输油泵房内油气浓度的实测数据。本规范仍推荐按换气10次/h计算通风量。

**6.9.7** 本条主要指液化石油气(主要是丙烷、丁烷)可能积聚的低洼空间和地下式泵房(油泵房或污水泵房等)可能积聚燃气的低洼空间。

**6.9.9** 本条主要从简化空调系统和节约用水两方面考虑。直接风冷式空调是最简单、最可靠,也是最高效、最经济的空调系统,设计中应优先采用。淡水资源,尤其是地下水资源是非常宝贵的,特别是对于我国北方的大部分干旱或半干旱缺水地区,更必须提倡节约用水。本条中所指的“特殊情况”是指:当有条件直接采用河水、湖水或海水进行水冷却时的直流式水冷却系统。

分体空调器是直接蒸发风冷式装置,特别适用于小型、分散的场合,使用灵活,无须集中管理,对输油站内一般较小和分散的建筑单体是最适用的。

热泵(冷暖)型分体空调既可供冷,又可供热,最适用于冬温夏热的长江以南地区。

由于它的制热性能会伴随室外空气温度的降低而显著下降甚至无法制热,因此不太适用于寒冷地区的完全供热,可以考虑用于夏季的制冷和过渡季的供热,还可选用带电热的热泵型分体空调器满足寒冷地区的需要。

**6.9.12** 建筑能耗一般占到全国总能耗的  $1/4 \sim 1/3$  左右,是耗能大户。建筑节能是密切关系国民经济发展、环境保护和人民生活改善的重要问题,是我国的一项基本国策。

全球关注的两大环境问题——温室气体减排和臭氧层保护,都与人类活动有关,减少建筑用能是其中的重要一环。

我国从 20 世纪 80 年代中期开始推行建筑节能。建筑节能已纳入 1998 年 1 月 1 日施行的《中华人民共和国节约能源法》。建设部、国家计委、国家经贸委、国家税务局于 1997 年 2 月 18 日发布“关于实施《民用建筑节能设计标准》的通知”,要求在“九五”期间逐步达到 50% 的节能目标。建设部在组织机构、技术政策、人才培养、国际合作等方面作了许多部署,近年来建筑节能工作在全国各地已有较大的进展。输油管道工程的站场、地面建筑和生产、生活附属建筑均应贯彻执行建筑节能的法规。

## 6.10 仪表及控制系统

**6.10.2** 根据输油管道多年运行管理的经验,对输油过程的进出站压力、温度、进泵压力、首站进管道油品流量以及油罐液位、直接式加热炉进炉油品流量(最小流量)等重要变量应进行连续监视或记录,以供操作人员随时了解输油生产情况,积累数据资料。一旦发生事故时,用以进行原因分析等。其目的是达到安全、平稳、经济地输油。

**6.10.3** 本条按照输油站的能源特点,从满足输油过程的检测、控制(调节)要求及安装、调试、维护和安全可靠的角度,提出了仪表

选型的 5 款规定。

仪表的选型应选用安全、可靠、技术先进的标准系列产品，并应考虑性能价格比，节省投资。对于一条管道而言，从技术培训、操作使用、备品备件等考虑，仪表品种规格应尽量少，力求统一。

输油站一般都有电源。电动仪表安装简单，信号传输速度快，适于远距离的信号传输，同时便于与站工业控制计算机配合使用。因此，一般应采用电动仪表。

检测仪表需要输出统一信号（一般为 4~20mA DC 信号），应采用输出信号为标准信号的电动变送器。需要输出接点开关信号，用于信号报警和联锁保护的检测仪表宜采用开关量仪表。开关量仪表结构简单、动作可靠。

根据运行的经验，在投产、设备检修或现场巡回检查时，现场安装就地显示仪表，有利于操作和巡回检查。

**6.10.4** 本条是按国家现行标准《爆炸性气体环境用电气设备 第 1 部分：通用要求》(GB 3836.1)及现行国家标准《爆炸和火灾危险环境电力装置设计规范》(GB 50058—92)第 2.5.3 条编写的。《爆炸和火灾危险环境电力装置设计规范》规范第 2.5.3 条 5 款规定“信号报警装置等电气设备防爆结构的选型应符合表 2.5.3-5 的规定”(表 2.5.3-5)。

表 2.5.3-5 信号、报警装置等电气设备防爆结构的选型

爆炸危险区域 防爆结构 电气设备	0 区		1 区			2 区			
	本质安全型 ia	本质安全型 ia, ib	隔爆型 d	正压型 p	增安型 e	本质安全型 ia, ib	隔爆型 d	正压型 p	增安型 e
信号、报警装置	○	○	○	○	×	○	○	○	○
插接装置			○				○		
接线箱(盒)			○		△		○		○
电气测量表计			○	○	×		○	○	○

注：表中符号：○为适用；△为慎用；×为不适用。

**6.10.5** 国内外输油站内均设有站控制室,安装必要的控制仪表设备和通信设备,为操作运行人员提供合适的工作环境。

**6.10.6** 本条提出站控制室的设计要求。

1 原则要求。具体内容参照有关站控制室的设计规定。

2 为了保证电子仪表能可靠工作,根据仪表制造厂对仪表使用的要求,提出持续电磁干扰的指标。

3 结合国内外输油站设计经验及参考国家现行标准《石油化工控制室和自动分析器室设计规范》(SH 3006—1999)第 3.7 节安全保护提出。

4 按现行国家标准《原油和天然气工程设计防火规范》(GB 50183)的规定。

**6.10.7** 本条是根据现行国际标准《石油及天然气工业管道输送系统》[ISO 13623:2000(E)]第 7.9 条紧急停车系统而编写的。

**6.10.8** 本条是结合国内外输油管道运行的经验而提出的,可根据具体情况采用。为了提高可靠性,在联锁动作前,应有征兆预报警信号。

1 中间泵站和末站的进站管道,宜设置就地控制的压力超限泄压阀,用于保护站内低压系统设备与管道。泄压阀动作的压力设定值应根据突然停电、阀门误动作等产生水击时,进站压力最高值和站内泄压系统的设计压力值进行调节。

2 进泵压力超过低限(低于允许气蚀余量),会使泵产生气蚀;首站和中间(热)泵站的出站压力超高限(接近最高允许操作压力),可能使管道压力超限发生破裂。因此这两个信号应与输油主泵机组停运联锁,以保证安全输油。

3 泄压罐的液位超高限信号应能自动启动油罐液位控制泵,避免原油溢出罐外,造成事故。

4 保证输油主泵机组安全运行。

5、6 保证加热炉的安全运行。

**6.10.9** 站压力调节方式宜采用节流调节和转速调节。前者指在

出站管道上安装压力调节阀；后者指改变泵的转速，也就是指调节与泵连接的原动机（如调速电机、燃气轮机、柴油机或液力偶合器变速装置等）的转速用于调节进泵（进站）、出站压力。采用密闭输送工艺时，站的压力调节和水击控制必须予以特别重视。压力调节一般由控制系统实施。

1 压力调节系统宜单独使用压力变送器，以提高运行的可靠性。

2 出站压力调节阀，国内外大多采用电动液压式调节球阀；在有气源的场合，也可采用气动液压式调节球阀。前苏联的长输管道多采用蝶阀。

电动液压式执行机构具有推力大、快速响应、动作可靠及能精确地定位等特点。球阀结构简单、维护方便、开关迅速，可以在压降很大的情况下工作，且其流通能力在常用的调节阀中是最高的。球阀的流量特性为近似等百分比。

从调节品质看，为使过调量尽量小些，故要求从全开位置进行调节时的调节灵敏度高些，因此长输管道只采用等百分比（或近似等百分比）特性的调节阀。综上所述，出站压力调节阀宜选用电动液压式或气动液压式调节球阀。

3 密闭输送时，为保证安全运行，进泵（进站）压力和出站压力必须加以控制（调节），使进泵压力不得低于设定值，出站压力不得高于管道的最高允许操作压力。当管道发生水击时，通过提前改变出站的压力设定值，起到控制水击的作用（即超前保护）。

**6.10.10** 工艺设备的控制、操作方式通常分为就地控制和远程控制两种。就地控制用于投产、设备维修后使用以及就地紧急停运；远程控制满足自动控制的要求。本条根据运行经验提出远程监视、控制（调节）的基本要求。

1 在正常运行工况下，实现输油过程重要变量如温度、压力、流量的监视、调节，保证安全、平稳、经济地输油。

2 在异常工况时发出报警，当发生意外事故时，如管道破裂

漏油,能进行远程控制、处理,避免事态恶化。

3 有条件时,实现对输油主泵的远程启、停,加热炉的远程停炉,站内主要电动阀门的远程开、闭等,实现流程切换。

6.10.11 国内外成品油管道,不同油品进行批量输送时,为了减少混油,需要对不同油品的界面进行监测,控制混油段的排放。目前,常用的界面检测仪表大多采用密度计、荧光检测仪、分光光度计、超声波测速仪等。

6.10.13 为保证仪表及控制系统的安全供电,对其供电设计提出3条要求。本条系参考国家现行标准《仪表供电设计规定》(HG 20509—1992)中3.1和3.2条编写。

6.10.14 本条系参考国家现行标准《仪表系统接地设计规定》(HG 20513—1992)中2、3、4条编写的。

1 保护接地的作用是保护设备和人身安全。在设计中要求仪表盘(柜、箱、架)及底座,用电仪表外壳,配电盘(箱)、接线盒,汇线槽,导线管,铠装电缆的铠装护层等用金属接地线同接地体做牢固连接,以保证良好的接地。接地电阻值应小于 $4\Omega$ 。

2 工作接地的作用是保护仪表准确、可靠地正常工作。它包括:信号回路接地、屏蔽接地、本质安全型仪表接地。其接地电阻,应根据仪表制造厂家的要求确定。如无明确要求,则可采用与保护接地电阻相同的数值。

## 7 管道监控系统

### 7.1 一般规定

7.1.1 本条是结合国外输油管道和国内新建管道的情况而提出的。国内旧的管道,均建调度管理中心,对全管道进行调度、管理,一般管理水平较低,无法进行监视、控制。

7.1.2 本条结合国内外自动化水平较高管道的情况,提出监控与数据采集系统的主要选用原则。

国外技术先进国家的输油管道全采用密闭输送工艺技术。密闭输送要求全线在各站自动控制的基础上,进行全管道的集中控制,并使各输油站协调操作,因此全管道要求有较高的自动化水平。目前,北美、欧洲、中东等地输油管道广泛采用计算机监控与数据采集(SCADA)系统进行全管道监控、调度管理。国内随着密闭输油工艺的不断进步,管道的自动化水平有了较大的提高。20世纪80年代中期,如铁岭—大连输油管道、东营—黄岛输油管道(复线)采用计算机监控与数据采集系统进行调度、管理和监控。

20世纪90年代以来,抚顺—营口成品油管道、库尔勒—鄯善输油管道、大庆—铁岭输油管道、兰州—成都—重庆成品油管道等都采用SCADA系统。输油管道上已广泛采用SCADA系统,进行全管道的监控与调度管理。

现行国际标准《石油及天然气工业管道输送系统》[ISO 13623:2000(E)]第7.14条提出“SCADA系统可用作控制设备”。

7.1.3 本条是结合国内外输油管道计算机监控与数据采集系统而提出的。这三个部分是不可缺少的。

7.1.4 提出采用分散型计算机控制系统,是从安全方面考虑的。

控制系统有集中控制系统和分散控制系统之分。集中控制系统把过程变量的显示和操作集中在一起,这就存在着一个致命的弱点,把危险也集中了。一旦计算机发生故障,就导致整个系统瘫痪。20世纪70年代中期,世界上几个主要的工业国家相继研究出一种以多个微处理为基础的控制系統——分散型控制系统,以分散的控制装置适应分散的过程控制,以集中的监视、操作、管理,达到掌管全局的目的。

根据输油管道的特点,控制方式宜采用控制中心、站控制系统远程控制及工艺设备的就地控制。

## 7.2 控制中心及主计算机系统

7.2.1 本条结合国内外的情况,提出主要监控及管理功能。具体功能的实施应根据管道的具体情况而异。由于安全与环保要求越来越严格,监控功能中需增加水击控制与全线紧急停车。

7.2.2 液化石油气、成品油管道输送多油品,因此,控制中心主计算机系统需配置诸如批量输送、预测、管道储量等实时模拟高级应用软件。

如加拿大科钦(COCHIN)液化石油气管道,全长约3000km,管径300mm。管道起自加拿大阿尔伯达省的萨斯喀彻温堡,经过美国北部几个州,终止于加拿大安大略省的萨尔尼亚市。全线共设有32座泵站,主要以批量输送轻烃类液化气体,如乙烯、乙烷和丙烷等。该管道利用计算机模拟系统进行在线实时监控运行。该模拟系统可以用来确定全管道的压力、温度、密度和流量变化,具有批量跟踪、系统平衡和检漏及定位等功能。

7.2.3 用于工业控制用计算机场地的技术要求和安全要求,其设计除符合现行国家标准的有关规定外,同时还应满足计算机设备的安装要求。

7.2.4 本条是结合国内外输油管道的计算机监控与数据采集系统的主计算机系统的情况而提出的。为了提高可靠性,绝大多数



的管道均采用双机系统热备用运行方式；当在线机故障时，自动切换到备用机。

### 7.3 站控制系统

**7.3.1** 本条是结合国内外输油站的站控制系统情况而提出的基本功能。具体功能的要求应根据输油站的具体情况而定。

对于顺序输送多种油品的管道，其分输站、末站的不同油品混油段的切割的控制是重要的。它涉及到油品的质量及经济效益。

**7.3.2** 提出站控制室应具有良好的运行操作条件。设计应符合条文中提出的规范要求，保证站控计算机系统能可靠地工作。

**7.3.3** 本条是结合国内外的应用情况而提出的。由于站控计算机系统直接用于输油过程的控制，因此设计应力求安全可靠。为保证可靠性，应采用冗余技术措施，如计算机——模拟调节器配置、双机系统等。对于重要的站，为了提高可靠性，应采用双机系统热备用运行方式，当在线机故障时，自动切换到备用机。

**7.3.4** 本条提出模拟量输入、输出精确度要求。一般工业控制计算机的总转换精确度在 $\pm 0.5\% \sim \pm 0.1\%$ 左右，即 A/D、D/A 转换器的分辨率通常采用 12 位。

## 8 通 信

**8.0.1** 由于公用电信网的发展,某些地区的输油管道的通信可以利用沿线已有的公共电信网络资源,可不考虑自建长途通信电路;对于无电信网络资源可利用的管道所经地区,可根据管道对通信业务的需求量及是否有出租长途通信业务的可能性选用传输方式。传输方式可以是公用数字数据网、卫星通信网、光纤通信网和微波通信网等。

**8.0.2** 在管沟内同沟敷设光缆及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线自身通信业务的需求,节省通信工程投资,还能充分发挥管沟这一自然资源,扩大经营范围。光缆采用直埋或布放在高密度聚乙烯硅芯管内。

**8.0.3** 通信站的位置沿管道工艺站场位置设置,这样做一方面便于传输管道通信业务,另一方面可以依托站场的机房、水暖电,便于维护。

**8.0.4** 输油管道通信网通信业务种类是根据输油生产的实际需要,并总结多年来生产维护运行的经验而提出来的。

本条对原规范条文作了补充,增加了图像通信要求,这是因为近几年来随着自动化管理水平的提高,国内外几条大的输油管道都采用了图像通信技术,用于传输工业电视和会议电视业务,以便于远程监控和召开电视会议。

**8.0.5** 输油管道行政电话交换机是指安装在输油公司或输油站内的电话交换机。

规模较小的输油站,站内电话用户较少,也可不安装电话交换机,即只安装用户电话单机,这种远端用户话机方式,已被工程设计采用。

本条在原规范第 8.0.4 条基础上补充了电话交换机应具有调度电话机的各种功能的内容。因为目前的生产技术已经是把这两种设备的不同功能合在一起,而且已广泛应用于各种专网用户。

**8.0.6** 输油管道在巡线、维修和事故抢修时,都需要无线移动通信作为应急临时通信。

**8.0.7** 本条将原规范第 8.0.6 条中的“进站电缆”改为“主干电缆”的理由是:当采用无线通信方式时,“进站电缆”的提法不适宜。由于输油站内主干电缆容量较小,站内电话用户又相对比较稳定,通过对通信机线比的调查,确定机线比为 1:1.2。对于不安装交换机的小型通信站,将其机线比放宽到 1:1.4~1:1.6。

**8.0.8** 对输油站交流电源供给情况的调查表明,部分通信站的电源供给并不可靠,因此,应考虑备用电源问题。据此,本文提出采用内燃机发电机组作为备用电源时,内燃机发电机组应配置的数量。

**8.0.9** 本条对原规范第 8.0.8 作了修改,简化了原内容。因为输油管理部门及输油站接入公共电话交换网的方式已不仅限于中继线和电话单机,宜根据实际情况和当地电信部门有关规定考虑接入方式。

**8.0.10** 不同的传输设备对应着不同的传输质量、可靠性、时延及投资等因素。对于输油管理部门与自动化数据传输的要求,可根据通信传输设备具体确定,一旦不能满足要求,应考虑备用设备。

**8.0.11** 本条结合国内外输油管道监控系统的数据传输系统情况,对该系统设计提出如下规定:

1 数据信号速率根据传输量及水击控制要求来确定。

2 传输方式为单工、半双工或全双工,根据输油过程控制特点,应选半双工或全双工、同步或异步串行传输。

3 误码率问题,CCITT《通信规化手册》第三章第 7.2.3.2 条提出:“数字网的传输性能质量取决于误码、抖动、漂移、滑动和时延等因素。小于  $1 \times 10^{-6}$  的比特误码率可以为电话、也可以为

数据所接受”。

**8.0.12** 由于主信道传输方式的不同,备用信道的选择也随之不同。一种是主信道同类设备的热备用,即主信道与备用信道是同一类设备并同时工作,在主信道中断时,自动切换到备用信道;另一种是采用不同于主信道的设备作为备用信道,备用信道可以是热备用和人工或自动切换几种方式工作。具体选用哪一种备用信道,应根据主信道传输类型及管道所经地区的通信状况确定。

## 9 输油管道的焊接、焊接检验与试压

### 9.1 焊接与检验

**9.1.1** 本条所要求的资料是施工单位编制焊接工艺评定报告和焊接工艺试验的基本依据,对焊接工艺、预热、热处理等,设计文件可只作原则规定,具体内容 by 施工单位通过焊接工艺试验确定。

**9.1.2** 焊接工艺评定报告是根据设计文件提出的资料和要求,进行焊接工艺试验后编制的,并据此提出焊接工艺规程,作为焊接工作的指导性文件,在施工中应遵照执行。

**9.1.3** 指出选用焊接材料时应考虑的因素。焊接同种钢材时,一般应选用焊缝金属的性能和化学成分与母材相当、工艺性能良好的焊接材料。限制焊接材料中易偏析元素和有害杂质的含量,合理选择焊缝金属的合金成分,可提高焊缝的抗裂能力和脱渣性能。

**9.1.4** 列出了国内现行焊接材料标准。不符合本条规定标准的其他填充材料,如经焊接工艺试验并评定合格者,则在焊接中也可采用。此条补充了标准号及《气体保护焊用钢丝》标准。

**9.1.5** 指出焊接接头设计应遵循的原则。对于等壁厚的钢管,其对接接头坡口尺寸在国家现行标准《输油输气管道线路工程施工及验收规范》(SY 0401)中已有规定,本规范不再重复。对于管壁不等厚的对焊接头形式,本规范推举采用美国 ASME B31.4 的规定,如本规范附录 F。

**9.1.6** 碳当量是评价焊接时产生冷裂缝倾向及脆化倾向的粗略估算方法,可对可焊性作出初步评价。美国 ASME B31.4 的规定,碳当量( $C+0.25Mn$ )超过 0.65% (炉前分析)时,应加以预热。但本规范未作规定,设计人员可据此作初步评价,并结合本条中指出的因素和通过焊接工艺试验确定其可焊性。

预热可以降低冷却速度,防止产生冷裂缝,减少焊接应力。预热温度愈高,冷却速度越低。不同成分的钢种都有一个临界冷却速度,如焊缝实际冷却速度超过这个临界值,在热影响区内可能产生硬的马氏组织。所以,当焊接两种不同成分的钢材时,应以临界冷却速度低的钢材确定预热温度,亦即以预热温度要求高的材料为准。

为保持预热的作用并促进焊缝和热影响区中的氢扩散逸出,通常层间温度应等于或略高于预热温度。预热与层间温度过高,均可能引起某些钢种的焊接接头组织与性能的恶化。

**9.1.7** 焊件是否有必要消除残余应力,应从结构尺寸、用途、工作条件、材料性能等方面综合考虑,而厚度是考虑的主要因素之一。因为厚度不大的焊件残余应力基本上是双轴的,厚度方向的残余应力很小,只有在厚度大的焊件中,厚度方向的应力才达到较高数值。本条所规定的厚度限值,是按照美国 ASME B31.4 的标准规定的。

同理,当焊接厚度不同而材质相同的焊件时,应根据较厚部件来确定是否应进行应力消除。

**9.1.8** 本条所指的无损检测进行检验包括:射线探伤、超声波及其他可行的无损探伤方法。选用哪一种方法,取决于被检验焊件的材料厚度、形状、大小、缺陷的位置及特点等。所采用的方法应能清楚地显示出焊缝的缺陷并能对其作出准确的解释和评定,参考国内外有关规范条文中首推射线探伤和超声波探伤检验方法。

为了不妨碍对缺陷的辨认,在进行无损探伤前,焊缝需经表面检验合格并除去焊瘤、飞溅物等。

用射线探伤检验焊缝质量的数量,是参照美国、加拿大等国的规范规定的。考虑到我国具体情况,也规定了用超声波探伤、射线探伤复查的数量。可以根据施工单位的具体情况,采用其中的一种。

对焊后热处理的焊缝,应根据经审定的焊接工艺评定报告和

据此编制的焊接工艺规程的规定进行检查,如加热温度、加热速度、恒温时间及冷却速度等,以判定热处理的作用是否达到,是否可能在焊件中造成更大的残余应力,必要时应重新进行热处理。

**9.1.9** 考虑液态液化石油气泄漏后相对输油管道泄漏所引起的危害更大,因此要求焊接检验采用《输气管道工程设计规范》(GB 50251)。

## 9.2 试 压

**9.2.1** 强调管道系统完工后必须进行两个不同压力等级的压力试验,即进行强度试压和严密性试压。强度试压是为了保证管道的整体性,保证管道的安全运行。严密性试压是验证管道在运行时是否会产生泄漏。

**9.2.2** 本条所指大中型河流的等级,系按国家现行标准《原油和天然气输送管道穿跨越工程设计规范》的规定划分。公路和铁路的等级按有关部门的规定划分。因穿跨越工程所采用的设计系数与一般的埋地输油管道不同,并考虑工程的重要性和特殊性,故本规范规定穿跨越大中型河流、国家铁路、一二级公路和高速公路的管道应单独试压。

**9.2.3** 本条规定清管器收发装置等制作件的试压,其试验压力应等于或大于相连管道系统所要求的限定值,故可同管道系统一起试压。

**9.2.4** 分段计算壁厚的管段属于不同压力等级,其工作压力各不相同,自应分别试压。

**9.2.5** 为不降低原管道系统的压力等级,用于更换或改线的钢管的试压标准,应同原管道系统的标准一致。

**9.2.6** 本条规定,原则上要采用水作为试压介质,以利安全。特殊情况,如在人烟稀少的严寒地区,用水确实困难时,可以用气试压,并对管材材质提出必要的止裂要求和作好防爆措施准备,以保证安全。

**9.2.7** 总结以往的设计经验,试压应与美国压力管道规范 ASME B31.4、ASEM B31.3 取得一致。对于干线管道:ASME B31.4 第 437.4.1 条规定:“内压管道的水压试验,管道各部分任何一点均应经受住压力不小于该点设计内压力 1.25 倍水压验证试验,保压时间不小于 4h,紧接着做较低压力下的气密性试验,其试验压力不小于设计内压力的 1.1 倍,保持时间不少于 4h”;站场按 ASME B31.3 第 345.4.2 条规定:“金属管道系统中任何一点的水压试验压力均应大于或等于 1.5 倍的设计压力”;第 345.5.4 条规定“气压泄漏试验压力应为设计压力的 110%”(即设计压力的 1.1 倍)。

**9.2.8** 对分段强度试压的管道,在接通全线后,本规范建议不再进行站间强度试压。但对连接试压合格后的管段的焊缝,必须用射线探伤进行 100% 检查合格。

本规范对分段试压的高差未作规定,设计人员可参照本规范第 9.2.7 条说明和施工单位的试压设备确定。

**9.2.9** 考虑液态液化石油气管道泄漏后比输油管道危害更大,因此试压采用现行国家标准《输气管道工程设计规范》(GB 50251)的有关要求。



## 10 健康、安全与环境(HSE)

**10.0.1、10.0.2** 是参考了现行国际标准《石油及天然气工业管道输送系统》(ISO 13623/2000)制定的。

**10.0.3、10.0.4** 是参考中华人民共和国经贸委《石油天然气管道安全监督与管理规定》和劳动部《建设项目(工程)劳动安全卫生监察规定》以及国家现行标准《石油天然气工业健康、安全与环境管理体系》(SY/T 6276—1997)等有关劳动安全卫生的相关标准或规定,结合输油管道工程的具体情况和特点制定的。

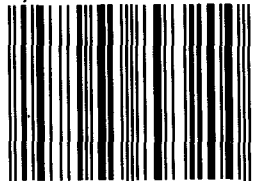
**10.0.5~10.0.8** 是参考《中华人民共和国环境保护法》等有关环境保护的现行国家法律条文及国家现行的其他相关标准或规定,结合输油管道工程的具体情况和特点制定的。

## 11 节 能

本节主要根据《中华人民共和国节约能源法》的相关条文,结合输油管道的特点制定。



S/N:1580058.932



9 158005 893200 >

统一书号:1580058·932

---

定 价:25.00 元