本资料限内部使用，严禁用于商业。

UDC

中华人民共和国国家标准

P

GB 50253－2014

输油管道工程设计规范

Code for design of oil transportation pipeline engineering

2014－06－23 发布

2015－04－01 实施

中华人民共和国住房和城乡建设部
中华人民共和国国家质量监督检验检疫总局 联合发布

引用于 《输油管道工程设计规范 GB 50253-2014》 2014年12月第1版 中国计划出版社

本资料限内部使用，严禁用于商业。

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 50253-2014

主编部门：中国石油天然气集团公司
批准部门：中华人民共和国住房和城乡建设部
施行日期：2015年4月1日

中国计划出版社

2014 北京

引用于 《输油管道工程设计规范 GB 50253-2014》 2014年12月第1版 中国计划出版社

本资料限内部使用，严禁用于商业。

中华人民共和国住房和城乡建设部公告

第 461 号

住房城乡建设部关于发布国家标准《输油管道工程设计规范》的公告

现批准《输油管道工程设计规范》为国家标准，编号为GB 50253—2014，自 2015 年 4 月 1 日起实施。其中，第 4.1.3、4.1.6（1）、7.3.5（5）、9.2.1 条（款）为强制性条文，必须严格执行。原国家标准《输油管道工程设计规范》GB 50253—2003 同时废止。

本规范由我部标准定额研究所组织中国计划出版社出版发行。

中华人民共和国住房和城乡建设部

2014 年 6 月 23 日

引用于 《输油管道工程设计规范 GB 50253-2014》 2014年12月第1版 中国计划出版社

本资料限内部使用，严禁用于商业。

前　言

根据住房城乡建设部《关于印发〈2011年工程建设标准规范制订、修订计划（第二批）〉的通知》（建标〔2011〕17号）的要求，规范编制组经广泛调查研究，认真总结经验，参考有关国际标准和国外先进标准，并在广泛征求意见的基础上，对《输油管道工程设计规范（2006年版）》GB 50253—2003进行修订。

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

本规范修订的主要技术内容是：

1. 根据国家现行法律、法规的要求修订所涉及的条文；

2. 更新本规范中所涉及的其他标准规范；

3. 规定了输油管道工程与上下游相关企业及设施的界面划分范围；

4. 补充、修订有关管道并行敷设的相关规定，增加了管道水工保护的相关规定；

5. 补充、修订有关原油管道加热、顺序输送的相关规定，补充、修订有关成品油管道顺序输送工艺设计的相关规定；

6. 修订了输油站内管道的许用应力计算相关内容；

7. 修订了输油站场的电力负荷分级的相关规定；

8. 将原规范中“健康、安全与环境（HSE）”和“节能”章节内容补充到相关章节中。

本规范中以黑体字标志的条文为强制性条文，必须严格执行。

本规范由住房城乡建设部负责管理和对强制性条文的解释，由石油工程建设专业标准化委员会负责日常管理工作，由中国石

引用于 《输油管道工程设计规范 GB 50253-2014》 2014年12月第1版 中国计划出版社

本资料限内部使用，严禁用于商业。

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

本规范主编单位、参编单位、主要起草人和主要审查人：

主编单位：中国石油天然气管道工程有限公司

参编单位：中石化洛阳工程有限公司
中国石油规划总院

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

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

引用于 《输油管道工程设计规范 GB 50253-2014》 2014年12月第1版 中国计划出版社

本资料限内部使用，严禁用于商业。

目　次

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

引用于 《输油管道工程设计规范 GB 50253-2014》 2014年12月第1版 中国计划出版社

本资料限内部使用，严禁用于商业。

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

引用于 《输油管道工程设计规范 GB 50253-2014》 2014年12月第1版 中国计划出版社

本资料限内部使用，严禁用于商业。

本规范用词说明 …… (85)
引用标准名录 …… (86)
附:条文说明 …… (89)

引用于 《输油管道工程设计规范 GB 50253-2014》 2014年12月第1版 中国计划出版社

本资料限内部使用，严禁用于商业。

Contents

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

引用于 《输油管道工程设计规范 GB 50253-2014》 2014年12月第1版 中国计划出版社

本资料限内部使用，严禁用于商业。

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

引用于 《输油管道工程设计规范 GB 50253-2014》 2014年12月第1版 中国计划出版社

本资料限内部使用，严禁用于商业。

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

引用于 《输油管道工程设计规范 GB 50253-2014》 2014年12月第1版 中国计划出版社

本资料限内部使用，严禁用于商业。

1 总 则

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

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

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

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

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

引用于 《输油管道工程设计规范 GB 50253-2014》 2014年12月第1版 中国计划出版社

本资料限内部使用，严禁用于商业。

2 术　　语

2.0.1 输油管道工程　　oil transportation pipeline engineering

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

2.0.2 管道系统　　oil pipeline system

各类型输油站、管线及有关设施的统称。

2.0.3 输油站　　oil transportation station

输油管道工程中各类工艺站场的统称。

2.0.4 首站　　initial station

输油管道的起点站。

2.0.5 末站　　terminal

输油管道的终点站。

2.0.6 中间站　　intermediate station

在输油首站和末站之间设有的各类站场的统称。

2.0.7 中间热泵站　　intermediate heating and pumping station

在输油首站和末站之间以加热、加压设施为主的输油站。

2.0.8 中间泵站　　intermediate pumping station

在输油首站和末站之间以加压设施为主的输油站。

2.0.9 中间加热站　　intermediate heating station

在输油首站和末站之间以加热设施为主的输油站。

2.0.10 注入站　　injection station

在管道中间某位置向管道中注入其他来源油品的站场。

2.0.11 分输站　　distributing station

在输油管道沿线，为分输油品至用户而设置的站场。

2.0.12 减压站　　pressure-reducing station

引用于 《输油管道工程设计规范 GB 50253-2014》 2014年12月第1版 中国计划出版社

本资料限内部使用，严禁用于商业。

为降低管道由于位差过大形成过高的管道内压力而设置减压设施的输油站。

2.0.13 线路截断阀　pipeline block valve

在管道沿线设置的用于将管道分段的阀门。

2.0.14 原油　crude oil

石油采出后的液相部分。

2.0.15 成品油　products

原油经加工生产的 C_5 及 C_5 以上轻质油至重质油的商品油。

2.0.16 液化石油气　liquefied petroleum gas(LPG)

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

2.0.17 顺序输送　batch transportation

多种原油或石油产品用同一条管道依次输送的方式。

2.0.18 操作压力　operating pressure

在稳态操作条件下，一个系统内介质的压力。

2.0.19 操作温度　operating temperature

在稳态操作条件下，一个系统内介质的温度。

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

管道内液体在稳态操作条件下，介质的最大压力。

2.0.21 管道设计内压力　pipeline internal design pressure

在设计温度范围内，管道系统设计计算或分析所用的内压力。

2.0.22 水击压力　surge pressure

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

2.0.23 静压力　hydrostatic pressure

管道内流体处于静止状态下，因重力而垂直作用在管道及管道附件内壁上的压力。

2.0.24 弹性弯曲　elastic bending

引用于 《输油管道工程设计规范 GB 50253-2014》 2014年12月第1版 中国计划出版社

本资料限内部使用，严禁用于商业。

管道在外力或自重作用下产生的弹性限度范围内的弯曲变形。

2.0.25 管件 pipe fittings

弯头、弯管、三通、异径接头和管封头等各种管道异形连接件的统称。

2.0.26 管道附件 pipe accessories

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

2.0.27 冷弯管 cold bends

用模具将管子在不加热状态下弯制成需要角度的弯管。

2.0.28 热煨弯管 hot bends

管子加热后，在弯制机具上弯曲成需要角度的弯管。

2.0.29 公称管壁厚度 pipe nominal wall thickness

钢管标准中所列出的管壁厚度。

2.0.30 并行管道 parallel pipelines

以一定间距相邻敷设的管道。

引用于 《输油管道工程设计规范 GB 50253-2014》 2014年12月第1版 中国计划出版社

本资料限内部使用，严禁用于商业。

3 输油工艺

3.1 一般规定

3.1.1 输油管道工程设计计算输油量时，年工作天数应按350天计算。

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

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

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

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

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

3.2 原油管道输送工艺

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

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

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

1）采用加热输送时，管道沿线各点原油的输送温度宜高于原油凝点3℃～5℃；

引用于 《输油管道工程设计规范 GB 50253-2014》 2014年12月第1版 中国计划出版社

本资料限内部使用，严禁用于商业。

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

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

3.2.3 加热输送的原油管道应符合下列规定：

1 加热温度应从安全输送和节约能源的角度优选确定。

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

3 加热站和泵站的设置应综合管道的热力条件和水力条件优化确定。

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

3.2.5 原油管道根据输送原油的物性及输送要求，可设反输工艺。

3.2.6 管道内输送原油为牛顿流体时，其沿程摩阻损失应按下列公式计算：

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

$$V=\frac{4q_V}{\pi d^2} \tag{3.2.6-2}$$

式中：h——计算管段的沿程摩阻损失(m)；

λ——水力摩阻系数，应按本规范附录 D 计算；

l——计算管段的长度(m)；

d——管道内直径(m)；

V——流体在管道内的平均流速(m/s)；

g——重力加速度(9.81m/s^2)；

q_V——流体平均温度下的体积流量(m^3/s)。

3.2.7 输油平均温度应按下式计算：

引用于 《输油管道工程设计规范 GB 50253-2014》 2014年12月第1版 中国计划出版社

本资料限内部使用，严禁用于商业。

$$t_{av}=\frac{1}{3}t_1+\frac{2}{3}t_2 \tag{3.2.7}$$

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

t_1——计算管段的起点油温(℃)；

t_2——计算管段的终点油温(℃)。

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

3.2.9 加热输送的输油管道的沿线温降应按下列公式计算：

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

$$b=\frac{ig}{Ca} \tag{3.2.9-2}$$

$$a=\frac{K\pi D}{q_m C} \tag{3.2.9-3}$$

式中：t_1——计算管段的起点油温(℃)；

t_2——计算管段的终点油温(℃)；

t_0——埋地管道中心处最冷月份平均地温(℃)；

l——计算管段长度(m)；

i——流量为q_m时的水力坡降(m/m)，可近似取计算管段的平均水力坡降；

g——重力加速度(9.81m/s^2)；

C——输油平均温度下原油的比热容[J/(kg·℃)]；

K——总传热系数[W/(m^2·℃)]；

D——管道外直径(m)；

q_m——油品质量流量(kg/s)。

3.3 成品油管道输送工艺

3.3.1 成品油管道输送工艺应根据成品油输量、品种及各品种比

引用于 《输油管道工程设计规范 GB 50253-2014》 2014年12月第1版 中国计划出版社

本资料限内部使用，严禁用于商业。

例、沿线注入量及分输量确定。

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

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

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

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

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

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

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

3.3.9 成品油顺序输送管道的输油站间不应设置副管。

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

3.3.11 成品油顺序输送管道混油段长度可按下列公式计算：

$$\lg\lg(\nu\times10^6+0.89)=0.5\lg\lg(\nu_A\times10^6+0.89)+0.5\lg\lg(\nu_B\times10^6+0.89) \tag{3.3.11-1}$$

$$Re=\frac{4q_V}{\pi d\nu} \tag{3.3.11-2}$$

$$Re_{lj}=10000e^{2.72d^{0.5}} \tag{3.3.11-3}$$

$Re>Re_{lj}$时：

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

引用于 《输油管道工程设计规范 GB 50253-2014》 2014年12月第1版 中国计划出版社

本资料限内部使用，严禁用于商业。

$Re \leqslant Re_{lj}$时：

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

式中：C——混油段长度(m)；

d——管道内径(m)；

L——计算管段长度(m)；

q_V——输油平均温度下的体积流量(m^3/s)；

Re——雷诺数；

Re_{lj}——临界雷诺数；

e——自然对数的底，$e=2.718$；

ν_A——前行油品在输送温度下的运动黏度(m^2/s)；

ν_B——后行油品在输送温度下的运动黏度(m^2/s)；

ν——各50%的混油在输送温度下的运动黏度(m^2/s)。

3.3.12 成品油顺序输送管道应设混油下载及处理设施。

3.4 液化石油气(LPG)管道输送工艺

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

3.4.2 液化石油气管道应进行水力计算和热力计算。

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

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

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

引用于 《输油管道工程设计规范 GB 50253-2014》 2014年12月第1版 中国计划出版社

本资料限内部使用，严禁用于商业。

4 线　路

4.1 线路选择

4.1.1 管道线路的选择，应根据工程建设的目的和资源、市场分布，结合沿线城镇、交通、水利、矿产资源和环境敏感区的现状与规划，以及沿途地区的地形、地貌、地质、水文、气象、地震自然条件，通过综合分析和多方案技术经济比较确定线路总体走向。

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

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

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

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

4.1.6 埋地输油管道同地面建(构)筑物的最小间距应符合下列规定：

1 原油、成品油管道与城镇居民点或重要公共建筑的距离不应小于5m。

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

3 输油管道与铁路并行敷设时，管道应敷设在铁路用地范围

引用于 《输油管道工程设计规范 GB 50253-2014》 2014年12月第1版 中国计划出版社

本资料限内部使用，严禁用于商业。

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

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

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

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

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

4.1.7 管道与架空输电线路平行敷设时，其距离应符合现行国家标准《66kV 及以下架空电力线路设计规范》GB 50061 及《110kV～750kV 架空输电线路设计规范》GB 50545 的有关规定。管道与干扰源接地体的距离应符合现行国家标准《埋地钢质管道交流干扰防护技术标准》GB/T 50698 的有关规定。埋地输油管道与埋地电力电缆平行敷设的最小距离，应符合现行国家标准《钢质管道外腐蚀控制规范》GB/T 21447 的有关规定。

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

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

引用于 《输油管道工程设计规范 GB 50253-2014》 2014年12月第1版 中国计划出版社

本资料限内部使用，严禁用于商业。

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

4.2 管道敷设

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

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

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

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

$$R \geqslant 3600 \sqrt[3]{\frac{1-\cos\frac{\alpha}{2}}{\alpha^4}D^2} \tag{4.2.2}$$

式中：R——管道弹性弯曲曲率半径（m）；

D——管道的外径（cm）；

α——管道的转角（°）。

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

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

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

引用于 《输油管道工程设计规范 GB 50253-2014》 2014年12月第1版 中国计划出版社

本资料限内部使用，严禁用于商业。

表 4.2.2 冷弯管的最小弯管半径(mm)

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

注：D 为管外径，弯管两端宜有 2m 左右的直管段。

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

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

1 当深度在 5m 以内时，沟底宽度应按下式确定：

$$B=D_0+b \tag{4.2.4}$$

式中：B——沟底宽度(m)；

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

b——沟底加宽裕量(m)，应按表 4.2.4 的规定取值。

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

3 当管沟开挖需要加强支撑时，管沟沟底宽度应考虑支撑结构所占用的宽度。

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

5 管沟沟底应平整，管子应紧贴沟底。

引用于 《输油管道工程设计规范 GB 50253-2014》 2014年12月第1版 中国计划出版社

本资料限内部使用，严禁用于商业。

表 4.2.4　沟底加宽裕量 b(m)

条件因素		沟上焊接				沟下手工电弧焊接			沟下半自动焊接处管沟	沟下焊接弯管及碰口处管沟
		土质管沟		岩石爆破管沟	热煨弯管、冷弯管处管沟	土质管沟		岩石爆破管沟		
		沟中有水	沟中无水			沟中有水	沟中无水			
b值	沟深3m以内	0.7	0.5	0.9	1.5	1.0	0.8	0.9	1.6	2.0
	沟深3m～5m	0.9	0.7	1.1	1.5	1.2	1.0	1.1	1.6	2.0

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

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

表 4.2.5　沟深小于5m时的管沟边坡最陡坡度

土壤类别	边坡坡度(高：宽)		
	坡顶无荷载	坡顶有静荷载	坡顶有动荷载
中密的砂土	1：1.00	1：1.25	1：1.50
中密的碎石类土（充填物为砂土）	1：0.75	1：1.00	1：1.25
硬塑性的粉土	1：0.67	1：0.75	1：1.00
中密的碎石类土（充填物为黏性土）	1：0.50	1：0.67	1：0.75
硬塑性的粉质黏土、黏土	1：0.33	1：0.50	1：0.67
老黄土	1：0.10	1：0.25	1：0.33
软土(经井点降水后)	1：1.00	—	—
硬质岩	1：0	1：0.1	1：0.2

注：静荷载系指堆土或料堆等；动荷载系指有机械挖土、吊管机和推土机作业。

引用于 《输油管道工程设计规范 GB 50253-2014》 2014年12月第1版 中国计划出版社

本资料限内部使用，严禁用于商业。

4.2.6 管沟回填土作业应符合下列规定：

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

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

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

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

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

4.2.7 管沟回填后，应恢复原地貌，并保护耕植层，防止水土流失和积水。

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

4.2.9 当输油管道采取土堤埋设时，土堤设计应符合下列规定：

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

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

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

4 在沼泽和低洼地区，土堤的堤肩高度应根据常水位、波浪

引用于 《输油管道工程设计规范 GB 50253-2014》 2014年12月第1版 中国计划出版社

本资料限内部使用，严禁用于商业。

高度和地基强度确定。

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

6 软弱地基上的土堤，应防止填土后基础的沉陷。

7 土堤用土的透水性能宜接近原状土，且应满足填方的强度和稳定性的要求。

4.2.10 地上敷设的输油管道应采取措施补偿管道轴向变形。

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

4.2.12 输油管道通过人工或天然障碍物（水域、冲沟、铁路、公路等）时，应符合现行国家标准《油气输送管道穿越工程设计规范》GB 50423和《油气输送管道跨越工程设计规范》GB 50459的有关规定。液化石油气管道穿越铁路、公路管段的设计系数应按本规范附录F的规定选取。

4.3 管道的外腐蚀控制和保温

4.3.1 输油管道应采取防腐层与阴极保护联合腐蚀控制措施。输油管道的防腐蚀设计应符合现行国家标准《钢质管道外腐蚀控制规范》GB/T 21447和《埋地钢质管道阴极保护技术规范》GB/T 21448的有关规定。

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

4.3.3 地上管道防腐层的技术性能应能满足现场环境要求。

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

4.3.5 采用牺牲阳极方式保护时，应考虑地质条件的限定影响。

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

引用于 《输油管道工程设计规范 GB 50253-2014》 2014年12月第1版 中国计划出版社

本资料限内部使用，严禁用于商业。

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

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

4.3.8 埋地输油管道的保温层应符合现行国家标准《埋地钢质管道防腐保温层技术标准》GB/T 50538 的有关规定。

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

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

4.4 线路截断阀

4.4.1 输油管道沿线应设置线路截断阀。

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

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

表 4.4.3 液化石油气管道线路截断阀的最大间距

地区等级	线路截断阀最大间距(km)
一	32
二	24
三	16
四	8

注：地区等级的划分见附录 F。

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

引用于 《输油管道工程设计规范 GB 50253-2014》 2014年12月第1版 中国计划出版社

本资料限内部使用，严禁用于商业。

装能通过清管器的止回阀。

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

4.4.6 线路截断阀应能通过清管器和管道内检测仪。

4.5 管道的锚固

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

4.5.2 当管道翻越高差较大的长陡坡时，应校核管道的稳定性。

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

4.6 管 道 标 志

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

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

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

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

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

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

引用于 《输油管道工程设计规范 GB 50253-2014》 2014年12月第1版 中国计划出版社

本资料限内部使用，严禁用于商业。

设管道警示带。

4.7 管道水工保护

4.7.1 管道通过以下地段时应设置水工保护设施：

1 采用开挖方式穿越河流、沟渠段；

2 顺坡敷设和沿横坡敷设段；

3 通过田坎、地坎段；

4 通过不稳定边坡和危岩段。

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

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

4.7.4 顺坡敷设地段水工保护设计应符合下列规定：

1 应依据管道纵坡坡度和管沟地质条件，设置管沟沟内截水墙，截水墙的间距宜为 10m～20m；

2 应依据边坡坡度，在坡角处设置护坡或挡土墙防护措施；

3 宜依据边坡坡顶汇流流量，在坡顶设置地表截、排水沟。截水沟距坡顶边缘不宜小于 5m，排水沟应利用原始坡面沟道，出水口设置位置不应对管道、耕地或临近建(构)筑物形成冲刷。

4.7.5 横坡敷设地段管沟和作业带切坡面应保持稳定，水工保护设计应根据地形、地质条件，综合布置坡面截、排水系统和支挡防护措施。

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

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

引用于 《输油管道工程设计规范 GB 50253-2014》 2014年12月第1版 中国计划出版社

本资料限内部使用，严禁用于商业。

5 管道、管道附件和支承件设计

5.1 载荷和作用力

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

1 永久载荷：

1）输送油品的内压力；

2）钢管及其附件、防腐层、保温层、结构附件的自重；

3）输送油品的重量；

4）横向和竖向的土压力；

5）管道介质静压力和水浮力；

6）温度作用载荷以及静止流体由于受热膨胀而增加的压力；

7）连接构件相对位移而产生的作用力。

2 可变载荷：

1）试压或试运行时的水重量；

2）附在管道上的冰雪载荷；

3）内部高落差或风、波浪、水流等外部因素产生的冲击力；

4）车辆及行人载荷；

5）清管载荷；

6）检修载荷；

7）施工过程中的各种作用力。

3 偶然载荷：

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

引用于 《输油管道工程设计规范 GB 50253-2014》 2014年12月第1版 中国计划出版社

本资料限内部使用，严禁用于商业。

道上的作用力；

2）振动和共振所引起的应力；

3）冻土或膨胀土中的膨胀压力；

4）沙漠中沙丘移动的影响；

5）地基沉降附加在管道上的载荷。

5.1.2 输油管道设计压力应符合下列规定：

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

2 管道及管道附件应能承受作用在其上的外压、内压、外压与内压之间最大压差。

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

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

5.2 许 用 应 力

5.2.1 输油管道直管段的许用应力应符合下列规定：

1 线路段管道的许用应力应按下式计算：

$$[\sigma]=K\cdot\phi\cdot\sigma_S \qquad (5.2.1\text{-}1)$$

式中：$[\sigma]$——许用应力（MPa）；

K——设计系数，输送原油、成品油管道除穿跨越管段应按现行国家标准《油气输送管道穿越工程设计规范》GB 50423、《油气输送管道跨越工程设计规范》GB 50459 的规定取值外，输油站外一般地段应取 0.72，城镇中心区、市郊居住区、商业区、工业区、规划区等

引用于 《输油管道工程设计规范 GB 50253-2014》 2014年12月第1版 中国计划出版社

本资料限内部使用，严禁用于商业。

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

σ_S——钢管的最低屈服强度(MPa)，应按表 5.2.1 的规定取值；

ϕ——焊缝系数。

表 5.2.1　输油管道常用钢管钢级的最低屈服强度、最低抗拉强度和焊缝系数

钢管标准	钢号或钢级	最低屈服强度 σ_S (MPa)	最低抗拉强度 σ_b(MPa)	焊缝系数 ϕ	备注
《输送流体用无缝钢管》GB/T 8163	Q295	295($S\leqslant16$mm) 275(16mm$<S\leqslant$30mm) 255($S>$30mm)	390	1.0	S 为钢管的公称壁厚
	Q345	345($S\leqslant16$mm) 325(16mm$<S\leqslant$30mm) 295($S>$30mm)	470		
	20	245($S\leqslant16$mm) 235(16mm$<S\leqslant$30mm) 225($S>$30mm)	410		
《石油天然气工业　管线输送系统用钢管》GB/T 9711 PSL1 钢管	L175　L175P	175	310	1.0	—
	L210	210	335		
	L245	245	415		
	L290	290	415		
	L320	320	435		
	L360	360	460		
	L390	390	490		
	L415	415	520		
	L450	450	535		
	L485	485	570		

引用于 《输油管道工程设计规范 GB 50253-2014》 2014年12月第1版 中国计划出版社

本资料限内部使用，严禁用于商业。

续表 5.2.1

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

注：1 PSL1 钢管的钢管等级中后缀字母 P 表明该钢中含有规定含量的磷。

2 PSL2 钢管的钢管等级中后缀字母 R、N、Q、M 表示钢管的交货状态：R 为轧制；N 为正火轧制、正火成型、正火或正火加回火；Q 为淬火加回火；M 为热机械轧制。

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

$$[\sigma]_t = \frac{\sigma_b^t}{3.0} \qquad (5.2.1\text{-}2)$$

引用于 《输油管道工程设计规范 GB 50253-2014》 2014年12月第1版 中国计划出版社

本资料限内部使用，严禁用于商业。

$$[\sigma]_t = 0.6\sigma_S^t \qquad (5.2.1\text{-}3)$$

式中：$[\sigma]_t$——设计温度下的许用应力(MPa)；

σ_b^t——材料设计温度下的最低抗拉强度(MPa)；

σ_S^t——材料设计温度下的最低屈服强度(MPa)。

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

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

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

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

5.2.3 管道及管件强度验算的应力限用值应符合下列规定：

1 根据设计内压力计算出的应力值不应超过钢管的许用应力；

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

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

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

引用于 《输油管道工程设计规范 GB 50253-2014》 2014年12月第1版 中国计划出版社

本资料限内部使用，严禁用于商业。

5.3 材　　料

5.3.1 输油管道所采用的钢管、管道附件的材质选择应根据设计压力、温度和所输介质的物理性质，经技术经济比较后确定。采用的钢管和钢材应具有良好的韧性和可焊性。

5.3.2 输油管道线路用钢管应采用管线钢，钢管应符合现行国家标准《石油天然气工业　管线输送系统用钢管》GB/T 9711 的有关规定；输油站内的工艺管道应优先采用管线钢，也可采用符合现行国家标准《输送流体用无缝钢管》GB/T 8163 规定的钢管。

5.3.3 管道附件和其他钢管材料应采用镇静钢。

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

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

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

5.4 输油管道管壁厚度计算及管道附件的结构设计

5.4.1 输油管道直管段的钢管管壁厚度应按下式计算：

$$\delta=\frac{PD}{2[\sigma]} \tag{5.4.1}$$

式中：δ——直管段钢管计算壁厚(mm)；

P——设计内压力(MPa)；

D——钢管外直径(mm)；

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

5.4.2 弯管的壁厚应按下列公式计算：

引用于 《输油管道工程设计规范 GB 50253-2014》 2014年12月第1版 中国计划出版社

本资料限内部使用，严禁用于商业。

$$\delta_H \geqslant \delta \tag{5.4.2-1}$$

$$\delta_i \geqslant \delta \cdot m \tag{5.4.2-2}$$

$$m = \frac{4R-D}{4R-2D} \tag{5.4.2-3}$$

式中：δ_H——弯管的外弧侧壁厚最小值(mm)；

δ_i——弯管的内弧侧壁厚最小值(mm)；

δ——弯管所连接直管段的计算壁厚(mm)；

m——弯管的壁厚增大系数；

R——弯管的曲率半径(mm)；

D——弯管的外径(mm)。

5.4.3 弯管的母管壁厚应按下式计算：

$$\delta_b = \frac{1}{1-c}\delta \tag{5.4.3}$$

式中：δ_b——弯管母管计算壁厚(mm)；

δ——弯管所连接直管段的计算壁厚(mm)；

C——弯管弯制允许最大壁厚削薄率。

5.4.4 输油站间的管道可按设计内压力分段设计管道的管壁厚度。

5.4.5 钢制管件应符合下列规定：

1 冷弯管、热煨弯管宜采用与直管段相同的钢级材料制作；

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

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

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

5.4.6 当管道及管件的壁厚极限偏差符合现行国家标准的规定

引用于 《输油管道工程设计规范 GB 50253-2014》 2014年12月第1版 中国计划出版社

本资料限内部使用，严禁用于商业。

时，在无其他特殊要求情况下，可不再增加管壁的裕量。

5.4.7 管道附件设计应符合下列规定：

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

2 管道附件的非金属镶装件、填料、密封件，应选择耐油、耐温的材料。

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

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

5.4.10 绝缘接头、绝缘法兰的设计应符合现行行业标准《绝缘接头与绝缘法兰技术规范》SY/T 0516的有关规定。公称压力大于5MPa，直径大于300mm的输油管道宜采用绝缘接头。

5.4.11 管道和管道附件的开孔补强应符合下列规定：

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

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

3 当开孔直径小于或等于50mm时，可不补强。

4 当支管外径大于或等于0.5倍主管外径时，应采用三通或采用全包型补强。

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

$$A_1 + A_2 + A_3 \geqslant A_R \qquad (5.4.11\text{-}1)$$

引用于 《输油管道工程设计规范 GB 50253-2014》 2014年12月第1版 中国计划出版社

本资料限内部使用，严禁用于商业。

$$A_1=(\delta_H-\delta_h)d \qquad (5.4.11\text{-}2)$$

$$A_2=2(\delta_B-\delta_b)L \qquad (5.4.11\text{-}3)$$

$$A_R=d\delta_h \qquad (5.4.11\text{-}4)$$

式中：A_R——需要的补强面积(mm^2)；

A_1——主管补强面积(mm^2)；

A_2——支管补强面积(mm^2)；

A_3——补强圈、焊缝等所占补强面积(mm^2)，对于拔制三通 $A_3=0$；

d——支管内径(mm)；

δ_h——按公式(5.4.1)计算的主管管壁厚度(mm)；

δ_H——主管的公称管壁厚度(mm)；

δ_b——按公式(5.4.1)计算的支管管壁厚度(mm)；

δ_B——支管的公称管壁厚度(mm)；

L——取 $2.5\delta_H$ 或 $2.5\delta_B+M$ 之较小值(mm)，对于拔制三通 $L=0.7\sqrt{d\cdot\delta_R}$。

M——补强圈厚度(mm)；

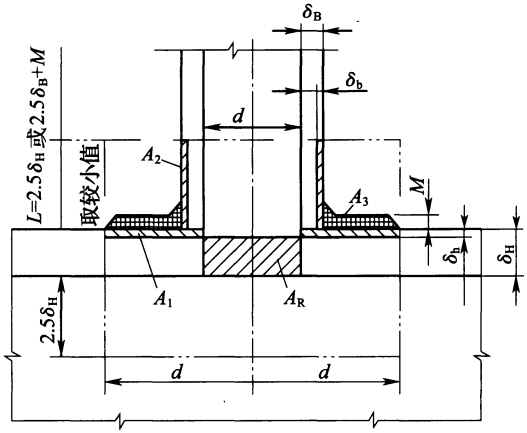


图 5.4.11　等面积补强的有效范围

注：图中双点划线框内为可提供补强的范围。

引用于 《输油管道工程设计规范 GB 50253-2014》 2014年12月第1版 中国计划出版社

本资料限内部使用，严禁用于商业。

6 开孔边缘距主管焊缝宜大于主管管壁厚的5倍。

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

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

5.4.14 地面管道的管架、支承件和锚固件的设计应符合下列规定：

1 被支承的钢管不应产生过大的局部应力、轴向和侧向摩擦力；

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

3 钢管上的支承件，可采用不与钢管焊接成一体的部件的管夹或“U”形管卡；

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

5.5 管道的强度校核

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

5.5.2 穿越管段的强度验算应符合现行国家标准《油气输送管道穿越工程设计规范》GB 50423的有关规定。

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

$$\sigma_a = \alpha E(t_1 - t_2) + \mu\sigma_h \qquad (5.5.3\text{-}1)$$

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

引用于 《输油管道工程设计规范 GB 50253-2014》 2014年12月第1版 中国计划出版社

本资料限内部使用，严禁用于商业。

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

E——钢材的弹性模量，可取 2.05×10^5MPa；

α——钢材的线膨胀系数，可取 1.2×10^{-5}℃$^{-1}$；

t_1——管道安装闭合时的环境温度(℃)；

t_2——管道内被输送介质的温度(℃)；

μ——泊桑比，宜取 0.3；

σ_h——由内压产生的环向应力(MPa)；

p——管道的设计内压力(MPa)；

d——管道的内直径(m)；

δ——管道的公称壁厚(m)。

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

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

$$\sigma_d=\pm\frac{ED}{2R} \tag{5.5.4}$$

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

D——钢管外直径(m)；

R——弹性敷设曲率半径(m)。

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

$$\sigma_e=\sigma_h-\sigma_a\leqslant0.9\sigma_S \tag{5.5.5}$$

式中：σ_e——当量应力(MPa)；

σ_S——钢管的最低屈服强度(MPa)。

引用于 《输油管道工程设计规范 GB 50253-2014》 2014年12月第1版 中国计划出版社

本资料限内部使用，严禁用于商业。

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

$$\sigma_t = \sqrt{\sigma_b^2 + 4\tau^2} \leqslant [\sigma] \tag{5.5.6-1}$$

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

$$\tau = \frac{M_t}{2Z} \tag{5.5.6-3}$$

式中：σ_t——最大运行温差下热膨胀当量应力(MPa)；

σ_b——最大运行温差下热膨胀合成弯曲应力(MPa)；

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

i_i——构件平面内的应力增强系数，其取值应符合本规范附录H的规定；

M_o——构件平面外的弯矩(MN·m)；

i_o——构件平面外的应力增强系数，其取值应符合本规范附录H的规定；

τ——扭应力(MPa)；

M_t——扭矩(MN·m)；

Z——钢管截面系数(m^3)。

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

5.6 管道的刚度和稳定

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

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

引用于 《输油管道工程设计规范 GB 50253-2014》 2014年12月第1版 中国计划出版社

本资料限内部使用，严禁用于商业。

径的变形量不应大于钢管外径的3%。变形量应按本规范附录J的规定计算确定。

5.6.3 加热输送的埋地管道应验算其轴向稳定性，并应符合下列规定：

1 加热输送的埋地管道轴向力应按下式计算：

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

式中：N——由温差和内压力产生的轴向力(MN)；

A——钢管横截面积(m^2)；

E——钢材的弹性模量，可取2.05×10^5MPa；

σ——钢材的线膨胀系数，可取$1.2\times10^{-5}℃^{-1}$；

t_1——管道安装闭合时的环境温度(℃)；

t_2——管道内被输送介质的温度(℃)；

μ——泊桑比，宜取0.3；

σ_h——由内压产生的环向应力(MPa)；

2 当N为正值时，表示N为轴向压缩力，应按下式验算轴向稳定性：

$$N\leqslant\frac{N_{cr}}{n} \qquad (5.6.3\text{-}2)$$

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

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

3 当N为负值时，表示N为轴向拉力，可不验算轴向稳定性。

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

引用于 《输油管道工程设计规范 GB 50253-2014》 2014年12月第1版 中国计划出版社

本资料限内部使用，严禁用于商业。

6 输 油 站

6.1 站场选址和总平面布置

6.1.1 站场选址应符合下列规定：

1 站场选址应合理利用土地，并应结合当地城乡建设规划。

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

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

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

5 站场位置选定应避开下列场所：

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

2）蓄（滞）洪区及有内涝威胁的地段；

3）易受洪水及泥石流影响的地段，窝风地段；

4）在山地、丘陵地区采用开山填沟营造人工场地时，应避开山洪流经过的沟谷；

5）水源保护区、自然保护区、风景名胜区和地下文物遗址。

6 首、末站站址的选定宜与上下游企业联合选址，并应使管道的进出线方便。

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

引用于 《输油管道工程设计规范 GB 50253-2014》 2014年12月第1版 中国计划出版社

本资料限内部使用，严禁用于商业。

厂、油库、油品码头等石油化工企业毗邻建设的输油站场，与相邻的居民点、企业的安全间距应符合现行国家标准《石油天然气工程设计防火规范》GB 50183 的相关规定。

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

6.1.2 各类站场的总平面布置应符合下列规定：

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

2 总平面布置的防爆要求应符合现行行业标准《石油设施电气设备安装区域一级、0 区、1 区和 2 区区域划分推荐作法》SY/T 6671 的相关规定；

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

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

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

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

7 输油站场生产区周围宜设置防止事故状态下事故液漫流的导流和收集设施。

6.2 站场工艺流程

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

引用于 《输油管道工程设计规范 GB 50253-2014》 2014年12月第1版 中国计划出版社

本资料限内部使用，严禁用于商业。

6.2.2 中间(热)泵站工艺流程应符合下列规定：

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

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

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

4 设有分输功能的中间(热)泵站工艺流程尚应具有油品分输、调节及计量功能；

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

6.2.3 清管站工艺流程应具有接收和发送清管器的功能。

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

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

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

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

6.2.8 采用反输工艺的输油管道各站场还应具有反输功能。

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

6.3 原油管道站场工艺及设备

6.3.1 原油储罐宜选用浮顶油罐。

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

1 输油首站、注入站及末站设置的储油罐数量每站不宜少于

引用于 《输油管道工程设计规范 GB 50253-2014》 2014年12月第1版 中国计划出版社

本资料限内部使用，严禁用于商业。

3 座，储油罐总容量不应小于按下式计算的储罐总容量：

$$V=\frac{G}{350\rho\varepsilon}k \tag{6.3.2-1}$$

式中：V——输油站原油储罐总容量(m^3)；

G——输油站原油年总运转量(t)；

ρ——储存温度下原油密度(t/m^3)；

ε——油罐装量系数，宜取 0.9；

k——原油储备天数，应按本规范第 6.3.4 条相关规定选取。

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

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

$$V=\frac{24v}{\varepsilon}k \tag{6.3.2-2}$$

式中：V——管道反输运行时，输油站需要的原油储罐总容量(m^3)；

v——管道反输运行的输油量(m^3/h)；

ε——油罐装量系数，宜取 0.9；

k——原油反输运行天数。

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

6.3.4 输油站油品储备天数宜符合下列规定：

1 首站、注入站：

1) 油源来自油田、管道时，其储备天数宜为 3 天～5 天；

2) 油源来自铁路卸油时，其储备天数宜为 4 天～5 天；

3) 油源来自内河运输时，其储备天数宜为 3 天～4 天；

4) 油源来自近海运输时，其储备天数宜为 5 天～7 天；

引用于 《输油管道工程设计规范 GB 50253-2014》 2014年12月第1版 中国计划出版社

本资料限内部使用，严禁用于商业。

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

2 具有储存、转运功能的分输站、末站：

1）通过铁路发送油品给用户时，油品储备天数宜为4天～5天；

2）通过内河发送给用户时，油品储备天数宜为3天～4天；

3）通过近海发送给用户时，油品的储备天数宜为5天～7天；

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

5）末站为向用户供油的管道转输站时，油品储备天数宜为3天。

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

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

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

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

6.3.8 输油泵的选择应符合下列规定：

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

2 泵机组不应少于2台，但不宜多于5台，并应至少备用1台。

3 输油泵轴功率应按下式计算：

$$P=\frac{q_V\rho H}{102\eta} \tag{6.3.8}$$

引用于 《输油管道工程设计规范 GB 50253-2014》 2014年12月第1版 中国计划出版社

本资料限内部使用，严禁用于商业。

式中：P——输油泵轴功率(kW)；

q_V——设计温度下泵的排量(m^3/s)；

ρ——设计温度下介质的密度(kg/m^3)；

H——输油泵排量为 q_V 时的扬程(m)；

η——设计温度下泵排量为 q_V 时的输油效率。

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

6.3.9 输油主泵驱动装置的选择应符合下列规定：

1 电力充足地区应采用电动机，无电或缺电地区宜采用内燃机；

2 经技术经济比较后，可选择调速装置或可调速的驱动装置；

3 驱动泵的电动机功率应按下式计算：

$$N=K\frac{P}{\eta_e} \tag{6.3.9}$$

式中：N——输油泵配电机额定功率(kW)；

P——输油泵轴功率(kW)；

η_e——传动系数，取值如下：直接传动，$\eta_e=1.0$；齿轮传动，$\eta_e=0.9\sim0.97$；液力耦合器 $\eta_e=0.97\sim0.98$；

K——电动机额定功率安全系数，取值如下：$3<P\leqslant55$kW，$k=1.15$；$55<P\leqslant75$kW，$k=1.14$；$P>75$kW，$k=1.1$。

6.3.10 加热设备的选择应符合下列规定：

1 加热设备不宜少于 2 台，可不设备用；

2 热负荷应按下式计算：

$$Q=q_m C(t_1-t_2) \tag{6.3.10}$$

式中：Q——加热设备热负荷(W)；

q_m——进入加热设备油品流量(kg/s)；

C——加热设备进、出口平均温度下油品的比热容[J/

引用于 《输油管道工程设计规范 GB 50253-2014》 2014年12月第1版 中国计划出版社

本资料限内部使用，严禁用于商业。

(kg·℃)]；

t_1——加热设备出口油品温度(℃)；

t_2——加热设备进口油品温度(℃)。

6.3.11 减压站内减压系统的设置应符合下列规定：

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

2 减压系统应设置备用减压阀，减压阀应选择故障关闭型；

3 减压站不应设置越站管线；

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

5 减压阀组上游应设置过滤器，过滤网孔径尺寸应根据减压阀结构形式确定；

6 设置伴热保温的减压阀组，每路减压阀组应设置单独的伴热回路；

7 减压站内的进、出站管线上应设超压保护泄放阀。

6.3.12 清管设施的设置应符合下列规定：

1 输油管道应设置清管设施；

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

3 清管器接收、发送筒的结构、筒径及长度应能满足通过清管器或检测器的要求；

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

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

6 清管作业清出的污物应进行集中收集处理。

6.3.13 输油管道用阀门的选择应符合下列规定：

引用于 《输油管道工程设计规范 GB 50253-2014》 2014年12月第1版 中国计划出版社

本资料限内部使用，严禁用于商业。

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

2 埋地安装的阀门宜采用全焊接阀体结构，并采用焊接连接；

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

4 输油管道不得使用铸铁阀门。

6.3.14 油品交接计量的设置应符合下列规定：

1 输油管道应在油品交接处设置交接计量系统；

2 流量计宜选用容积式、速度式或质量式流量计，准确度不应低于0.2级；

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

4 流量计下游应设置具有截止和检漏双功能阀门或严密性好的无泄漏阀门；

5 流量计出口应保持足够的背压；

6 计量系统宜设置在线检定装置及配套设施，检定装置应设置清洗流程；

7 流量计前后的排污设施应分别设置，宜设置密闭流程；

8 流量计、体积管可露天安装，水标系统宜室内安装；

9 计量处宜设置取样系统和油品物性化验设施；

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

引用于 《输油管道工程设计规范 GB 50253-2014》 2014年12月第1版 中国计划出版社

本资料限内部使用，严禁用于商业。

6.4 成品油管道站场工艺及设备

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

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

1 输油首站、注入站满足批次组织要求的储罐容量宜按下列公式计算：

$$V=\frac{K_m m}{\rho \varepsilon N} \tag{6.4.2-1}$$

$$K_m=\frac{Q_m}{Q_e} \tag{6.4.2-2}$$

式中：V——每批次、每种油品或每种牌号油品所需的储罐容量（m^3）；

m——每种油品或每种牌号油品的年输送量（t）；

ρ——储存温度下每种油品或每种牌号油品的密度（t/m^3）；

ε——油罐的装量系数，容量小于1000m^3的固定顶罐（含内浮顶）宜取0.85，容量等于或大于1000m^3的固定顶罐（含内浮顶）、浮顶罐宜取0.9；

N——循环次数（次）；

K_m——月最大不均匀系数；

Q_m——最大月下载或输出量（t）；

Q_e——年平均月下载或输出量（t）。

注：设有水运卸船码头的站场，还应满足一次装船或卸船量要求，取较大值。

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

3 每种油品或每种牌号油品储油罐数量不应少于2座。

6.4.3 成品油管道的首站、注入站和末站宜与沿线炼厂或油

引用于 《输油管道工程设计规范 GB 50253-2014》 2014年12月第1版 中国计划出版社

本资料限内部使用，严禁用于商业。

库合并设置或相邻设置，分输计量设施宜与沿线分输油库合并设置。

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

6.4.5 有混油切割的站场应在进站管道上设置混油界面检测设施。

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

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

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

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

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

6.4.11 输油泵驱动装置应按本规范第6.3.9条的规定选择。

6.4.12 减压站的设置应符合本规范第6.3.11条的规定。

6.4.13 清管设施设置应符合本规范第6.3.12条的规定。

6.4.14 成品油管道阀门的选择应符合下列规定：

1 成品油管道阀门的选择应符合本规范第6.3.13条的规定；

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

6.4.15 油品交接计量应符合本规范第6.3.14条的规定。

引用于 《输油管道工程设计规范 GB 50253-2014》 2014年12月第1版 中国计划出版社

本资料限内部使用，严禁用于商业。

6.5 液化石油气管道站场工艺及设备

6.5.1 液化石油气储罐设计应符合下列规定：

1 在常温下，应选用卧式金属储罐或球形储罐；

2 管道首站、注入站、分输站、末站液化石油气储罐总容量应按下式计算：

$$V=\frac{m}{350\rho\varepsilon}k \tag{6.5.1-1}$$

式中：V——管道首站、注入站、分输站、末站液化石油气储罐总容量(m^3)；

m——管道首站、注入站、分输站、末站液化石油气年总运转量(t)；

ρ——储罐内最高工作温度时液化石油气的密度(t/m^3)；

ε——最高操作温度下储罐装量系数，宜取 0.85；

k——液化石油气的储备天数。

3 储罐座数应按下式确定：

$$n=\frac{V}{V_1} \tag{6.5.1-2}$$

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

V——液化石油气总储存量(m^3)；

V_1——球罐或卧罐单座的容量(m^3)。

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

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

6 液化石油气储罐下部应设置排污双阀，在寒冷地区应设防冻设施。

7 液化石油气储罐上应设置安全阀。安全阀入口管道和出

引用于 《输油管道工程设计规范 GB 50253-2014》 2014年12月第1版 中国计划出版社

本资料限内部使用，严禁用于商业。

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

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

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

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

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

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

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

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

2 选用泵的外壳应为铸钢，应选用无泄漏型机械密封。

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

4 泵出口管段上应设置止回阀、操作阀和液相安全回流阀。

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

6.5.8 压缩机组及附件的设置应符合下列规定：

1 站场内宜设置压缩机，对储罐及装卸设备中的气相液化石油气增压；

2 压缩机进、出口管线上应设置阀门；

3 压缩机进、出口管之间应设置旁通管及旁通阀；

4 压缩机进口管线上应设置过滤器；

引用于 《输油管道工程设计规范 GB 50253-2014》 2014年12月第1版 中国计划出版社

本资料限内部使用，严禁用于商业。

5 压缩机出口管线上应设置止回阀和安全阀；

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

6.5.9 减压站的设置应符合本规范第 6.3.11 条的规定。

6.5.10 清管设施的设置应符合本规范第 6.3.12 条的规定。

6.5.11 液化石油气管道用阀门应符合下列规定：

1 阀门及附件的配置应按系统设计压力提高一级；

2 地上管道分段阀之间的管段上应设置安全阀；

3 管道上应设置液化气专用阀门；

4 阀门应按本规范第 6.3.13 条的规定选择。

6.5.12 液化石油气的交接计量应符合本规范第 6.3.14 条的规定。

6.6 站内管道及设备的防腐与保温

6.6.1 站内地面钢质管道和金属设施应采用防腐层进行腐蚀防护。

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

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

6.6.4 保温管道的钢管外壁及钢制设备外壁均应进行防腐，保温层外应设防护层。埋地管道及钢制设备的保温设计应符合现行国家标准《埋地钢质管道防腐保温层技术标准》GB/T 50538 的有关规定。地面钢质管道和设备的保温设计应符合现行国家标准《工业设备及管道绝热工程设计规范》GB 50264 的有关规定。

6.7 站场供配电

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

引用于 《输油管道工程设计规范 GB 50253-2014》 2014年12月第1版 中国计划出版社

本资料限内部使用，严禁用于商业。

1 加热输送原油管道的首站、设有反输功能的末站、压力或热力不可越站的中间站应为一级负荷；

2 常温输送管道的首站、压力不可越站的泵站宜为一级负荷；

3 减压站宜为一级负荷；

4 其他各类输油站场应为二级负荷；

5 线路监控阀室、独立阴极保护站可为三级负荷。

6.7.2 一级负荷输油站场应有双重电源供电；当条件受限制时，可由当地公共电网同一变电站电气联系相对较弱的两个不同母线段分别引出一个回路供电，供电电源变电站应具备至少两路电源进线和至少两台主变压器。输油站场每一个电源（回路）的容量应满足输油站的全部计算负荷，非受限制区域两路架空供电线路不应同杆架设。

6.7.3 二级负荷输油站场宜有两回线路供电，两回线路可同杆架设；在负荷较小或地区供电条件困难时，可由一回线路供电，但应设应急电源。

6.7.4 输油站场中站控制系统、通信系统、紧急截断阀应采用不间断电源（UPS）供电，蓄电池组的后备时间应满足站控制系统、通信系统及紧急截断阀的后备时间要求，且不宜少于2h。

6.7.5 在无电或缺电地区，站内低压负荷可采用燃油发电机组供电，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倍～1.3倍选择，并应满足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2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、具有自动—手动并车功能。

6.7.6 在无电或电源不可靠地区，输油管道线路监控阀室、通

引用于 《输油管道工程设计规范 GB 50253-2014》 2014年12月第1版 中国计划出版社

本资料限内部使用，严禁用于商业。

信站、阴极保护站宜选择太阳能发电、风能发电或小型燃油发电装置供电，应根据负荷容量、气象、地理环境、燃料供应条件合理选择。

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、当地公共电网现状合理确定，宜为10(6)kV～110kV；

2 输油泵、消防泵电动机额定电压应与一级配电电压相匹配。低压配电电压应采用380V/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 具有一路电源进线和1台变压器的变电所，可采用线路—变压器组接线；其主变压器的容量宜按全站计算负荷的1.25倍～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2台。变电所主接线宜采用单母线分段或桥形接线、二次侧宜采用单母线分段接线。每台主变压器容量应满足全站计算负荷，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10(6)kV异步电动机台数在5台以下时，宜采用单机无功补偿方式；台数在5台及以上时宜采用集中补偿方式；

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 6kV～110kV变电所应采用变电站综合自动化系统，实现对变配电系统的保护、数据采集与监控，并应同时备有手动操作功能。

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通信电话；

2 应设置与地方供电部门电力调度中心的外部电力调度通

引用于 《输油管道工程设计规范 GB 50253-2014》 2014年12月第1版 中国计划出版社

本资料限内部使用，严禁用于商业。

信，主、备电力调度通信方式应符合当地电网的要求；

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

6.7.12 输油管道输油站场和阀室危险区域的划分应符合现行行业标准《石油设施电气设备安装区域一级、0区、1区和2区区域划分推荐作法》SY/T 6671的相关规定；危险区域内电气装置的选择应符合现行国家标准《爆炸危险环境电力装置设计规范》GB 50058的相关规定。

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

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

2 阀室应按照第二类防雷建筑物进行防直击雷设计；

3 输油管道的防雷、防静电设计应符合现行国家标准《石油天然气工程设计防火规范》GB 50183的相关规定；

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

6.7.14 输油站场的接地设计应符合下列规定：

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

2 站场中的电气装置或设备，除另有规定外应使用一个总的接地网；

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

6.7.15 输油站场内用电设备负荷等级的划分应符合表6.7.15的规定。

引用于 《输油管道工程设计规范 GB 50253-2014》 2014年12月第1版 中国计划出版社

本资料限内部使用，严禁用于商业。

表 6.7.15　输油站场内用电设备的负荷等级

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

注：1　可压力越站的中间泵站，主泵的用电负荷等级降为二级。

2　可热力越站的中间热站，加热炉区用电设备的负荷等级降为二级。

3　计量间内流量计算机系统的负荷等级为一级。

*　消防泵房内用电设备的负荷等级应符合现行国家标准《石油天然气工程设计防火规范》GB 50183 的相关规定。

引用于 《输油管道工程设计规范 GB 50253-2014》 2014年12月第1版 中国计划出版社

本资料限内部使用，严禁用于商业。

6.8 站场供、排水及消防

6.8.1 站场水源的选择应符合下列规定：

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

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

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

6.8.2 站场及油码头的污水排放应符合下列规定：

1 含油污水应与生活污水和雨水分流排放；

2 生活污水应经处理达标后排放；

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

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

6.8.3 站场及油码头的消防设计应符合下列规定：

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

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

3 装卸原油、成品油码头的消防设计，应符合国家现行标准《固定消防炮灭火系统设计规范》GB 50338 和《装卸油品码头防火

引用于 《输油管道工程设计规范 GB 50253-2014》 2014年12月第1版 中国计划出版社

本资料限内部使用，严禁用于商业。

设计规范》JTJ 237 的相关规定；

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

6.9 供热、通风及空气调节

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

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

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

表 6.9.3 输油站各类房间冬季采暖室内计算温度

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

注：加热炉烧火间、高压开关室、电容器室等不采暖。

6.9.4 化验室的通风宜采用局部排风；当采用全面换气时，其通风换气次数不宜小于 5 次/h。排风设备应采用防爆型。

引用于 《输油管道工程设计规范 GB 50253-2014》 2014年12月第1版 中国计划出版社

本资料限内部使用，严禁用于商业。

6.9.5 驱动输油泵的电动机，其通风方式应按电动机安装使用要求决定。

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

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

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

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

6.9.10 输油站内控制室、机柜间、化验室、变频间可设置空气调节装置。

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

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

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

6.9.14 建筑物的采暖通风与空气调节设计的节能措施应符合下列规定：

1 输油站内产生的余热，宜回收利用；

2 晴天日数多、日照时间长的地区，宜优先采用太阳能作热源。

引用于 《输油管道工程设计规范 GB 50253-2014》 2014年12月第1版 中国计划出版社

本资料限内部使用，严禁用于商业。

6.10 仪表及控制系统

6.10.1 工艺设备、动力设备及其他辅助设备应满足自动控制系统的功能要求。

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

6.10.3 仪表选型应符合下列规定：

1 应选用安全、可靠、技术先进的标准系列产品；

2 检测和控制仪表宜采用电动仪表；

3 仪表输入、输出信号应采用标准信号；

4 直接与介质接触的仪表，应满足管道及设备的设计压力、温度及介质的物性要求；

5 现场应安装供运行人员巡回检查和就地操作的就地显示仪表。

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

表 6.10.4 电动仪表、设备防爆结构选择

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

注：分区应符合现行行业标准《石油设施电气设备安装区域一级、0 区、1 区和 2 区区域划分推荐作法》SY/T 6671 的相关规定。

6.10.5 输油站内宜设站控制室。

6.10.6 进出站控制回路设计应符合下列规定：

1 控制方式宜采用节流调节或泵转速调节；

2 调节阀流量特性应选择等百分比或近似等百分比。

6.10.7 站控制系统的监控内容应符合下列规定：

1 应监视、调节正常运行工况下的输油温度、压力；

2 宜对管道输油量进行监控；

引用于 《输油管道工程设计规范 GB 50253-2014》 2014年12月第1版 中国计划出版社

本资料限内部使用，严禁用于商业。

3 可对站场能耗进行计量；

4 应能完成报警事件和应急工况的处理；

5 应对混油段进行监视；

6 对需要远程控制的工艺设备、动力设备及其他辅助设备进行远程控制。

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

1 仪表及站控制系统的交流电源应与动力、照明用电分开设置；

2 站控制系统应采用不间断电源供电。

6.10.9 仪表系统的接地宜采用共用接地装置，接地连接电阻不应大于1Ω。

6.10.10 电缆选型及敷设应符合下列规定：

1 仪表信号电缆宜选用屏蔽电缆，电缆直埋敷设时应选用铠装电缆；

2 电缆宜采用电缆沟、直埋、电缆桥架方式敷设。

引用于 《输油管道工程设计规范 GB 50253-2014》 2014年12月第1版 中国计划出版社

本资料限内部使用，严禁用于商业。

7 管道监控系统

7.1 一般规定

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

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

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

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

7.2 控制中心及计算机系统

7.2.1 控制中心宜具有下列功能：

1 监视各站及工艺设备的运行状态；

2 对监控阀室的监视、控制；

3 实时采集和处理主要工艺变量数据；

4 通过站控制系统进行远程控制；

5 水击控制；

6 管道的泄漏检测与定位；

7 全线紧急停运；

8 通信信道监测及自动切换；

9 数据分析及运行管理决策指导；

10 向管理系统和其他应用系统提供数据。

7.2.2 顺序输送多种油品时，控制中心配置的软件可具备状态预

引用于 《输油管道工程设计规范 GB 50253-2014》 2014年12月第1版 中国计划出版社

本资料限内部使用，严禁用于商业。

测、批次计划、工艺运行优化、界面跟踪、管道存量计算、模拟培训等功能。

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

7.2.4 计算机系统应采用双机热备配置，系统应具备故障自动切换功能。

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

7.3 站控制系统

7.3.1 站控制系统宜具有下列功能：

1 接受和执行控制中心的控制命令，进行控制和调整设定值，并能独立工作；

2 过程变量的检测和数据处理；

3 向控制中心传送必要的工艺过程数据和报警信息；

4 显示输油站的工艺流程、动态数据的画面；

5 采集并显示设备的运行状态、工艺参数；

6 主要工艺过程参数的控制；

7 故障自诊断，并把信息传送至控制中心；

8 通信信道监测及自动切换；

9 顺序输送多种油品管道的油品切割及混油量控制。

7.3.2 站控制系统配置宜符合下列要求：

1 站控制系统宜由基本过程控制系统、安全仪表系统和消防控制系统组成；

2 站控制系统应选用开放式结构；

3 基本过程控制系统应由过程控制单元、操作员工作站、网络设备和辅助设备组成；

4 基本过程控制单元和消防控制系统的处理器、I/O 网络、

引用于 《输油管道工程设计规范 GB 50253-2014》 2014年12月第1版 中国计划出版社

本资料限内部使用，严禁用于商业。

局域网、通信接口、电源等应按冗余配置；

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

6 第三方智能仪表或设备与站控制系统之间宜采用通信接口连接；

7 安全仪表系统的控制信号应采用硬线连接；

8 监控阀室的控制设备应满足所处环境条件。

7.3.3 信号类型及模拟量输入、输出精确度应符合下列规定：

1 信号类型宜采用下列类型：

1)4mADC～20mADC或1VDC～5VDC；

2)热电阻(RTD)；

3)无源接点(24VDC)；

4)脉冲；

5)标准数据通信接口。

2 模件转换精确度应符合下列规定：

1)模/数(A/D)转换器宜大于16位；

2)数/模(D/A)转换器宜大于12位。

7.3.4 安全仪表系统设计应符合下列规定：

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

2 输油站紧急停车系统应符合下列规定：

1)应具有就地、站控制室操作的功能；

2)输油站发生火灾时，应能够切断除消防系统和应急电源以外的供电电源或动力；

3)应具有使设备或全站安全停运并与管道隔离的功能；

4)系统应根据故障的性质和输油工艺要求进行分级，高级别的关断应自动触发低级别的关断；

5)应具有触发全线联锁动作的输出信号。

引用于 《输油管道工程设计规范 GB 50253-2014》 2014年12月第1版 中国计划出版社

本资料限内部使用，严禁用于商业。

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

1)输油泵站进、出泵应设置超压保护调节功能；

2)出现水击工况，应设置与出站压力控制回路联锁调节功能及输油泵机组顺序停运联锁功能。

7.3.5 消防控制系统设计应符合下列规定：

1 消防控制系统宜由控制单元、可燃(有毒)气体检测系统、火灾自动报警系统和消防泵及相关阀门组成；

2 在有储油罐的站场宜设置独立的消防控制系统；其他的站场宜设置可燃(有毒)气体检测系统和火灾自动报警系统，其报警信号应引入安全仪表系统；

3 在进出站阀组区、泵区、计量区和储罐区宜设置可燃气体检测仪表，泵区和储罐区宜设置火焰检测仪表；

4 在站场的控制室、配电间区域内，宜设置火灾自动报警系统；

5 储罐区消防控制系统启动报警信号应传送至站控制系统。

7.3.6 站控制系统的电涌防护应符合本规范第 6.7.13 条的规定。

引用于 《输油管道工程设计规范 GB 50253-2014》 2014年12月第1版 中国计划出版社

本资料限内部使用，严禁用于商业。

8 通　　信

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

8.0.2 输油管道通信传输方式选用光纤通信时，其光缆宜与输油管道同沟敷设。光纤容量除应满足实际工程需求外，还应考虑同路由其他油气管道工程的需求以及今后业务发展的需要，应预留适当的容量。光缆的安装敷设应符合现行行业标准《输油(气)管道同沟敷设光缆(硅芯管)设计及施工规范》SY/T 4108 的相关规定。

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

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

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

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

8.0.7 输油管道管理部门和输油站宜引入当地公网电话。

8.0.8 输油站消防值班室应设火警电话，火警电话宜为公网直拨电话或消防部门专用火警系统电话。

8.0.9 输油站变电所应设置可与上级电力部门联系的电力调度

引用于 《输油管道工程设计规范 GB 50253-2014》 2014年12月第1版 中国计划出版社

本资料限内部使用，严禁用于商业。

电话，无专用变电所值班室时，应将该调度电话并接到站控制室。

8.0.10 管道巡线、维修和事故抢修部门宜设无线通信设施。

8.0.11 SCADA 数据传输信道应符合下列规定：

1 数据信号速率不宜小于 9600bps；

2 传输误码率不应大于 10^{-6}；

3 时延率应满足 SCADA 数据传输要求。

8.0.12 输油站与调控中心之间的数据通信宜设置备用通信信道。

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

引用于 《输油管道工程设计规范 GB 50253-2014》 2014年12月第1版 中国计划出版社

本资料限内部使用，严禁用于商业。

9 管道的焊接、焊接检验与试压

9.1 焊接与检验

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

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

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

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

当选用未列入标准的焊接材料时，应经焊接工艺试验并经评定合格后方可使用。

9.1.5 焊接接头设计应符合下列规定：

1 对接焊缝坡口型式和尺寸的设计，应按焊接工艺规程执行；

2 对接焊缝接头的外观检查、验收应符合现行行业标准《钢质管道焊接及验收》SY/T 4103 的有关规定；

3 两个壁厚不等的管端接头型式，宜符合本规范附录 G 的

引用于 《输油管道工程设计规范 GB 50253-2014》 2014年12月第1版 中国计划出版社

本资料限内部使用，严禁用于商业。

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G的规定。

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

1 当焊接两种具有不同预热要求的材料时，应以预热温度要求较高的材料为准；

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

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

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

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

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

9.1.8 焊接质量的检验应符合下列规定：

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

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

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

引用于 《输油管道工程设计规范 GB 50253-2014》 2014年12月第1版 中国计划出版社

本资料限内部使用，严禁用于商业。

段进行抽检。

4 输油站场内以及通过居民区、工矿企业段管道和连头焊缝应进行100%射线和手工100%超声波检测。穿跨越段管道无损检测应符合现行国家标准《油气输送管道穿越工程设计规范》GB 50423和《油气输送管道跨越工程设计规范》GB 50459的有关规定。

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

9.1.9 管道采用全自动焊时，宜采用全自动超声波检测仪对全部焊缝进行检测。全自动超声波检测应符合现行国家标准《石油天然气管道工程全自动超声波检测技术规范》GB/T 50818的有关规定。

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

9.2 试　　压

9.2.1 输油管道必须进行强度试压和严密性试压。

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

9.2.3 穿跨越管段试压应符合现行国家标准《油气输送管道穿越工程设计规范》GB 50423和《油气输送管道跨越工程设计规范》GB 50459的有关规定，应合格后再同相邻管段连接。

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

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

引用于 《输油管道工程设计规范 GB 50253-2014》 2014年12月第1版 中国计划出版社

本资料限内部使用，严禁用于商业。

和100%超声波探伤检验。

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

9.2.7 试压介质应采用无腐蚀性的清洁水。

9.2.8 原油、成品油管道和输油站强度试压和严密性试压应符合下列规定：

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

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

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

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

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

引用于 《输油管道工程设计规范 GB 50253-2014》 2014年12月第1版 中国计划出版社

本资料限内部使用，严禁用于商业。

附录 A　输油管道工程与上下游相关企业及设施的界面划分

A.0.1　输油管道工程与上下游相关企业及设施的界面划分如下图所示。

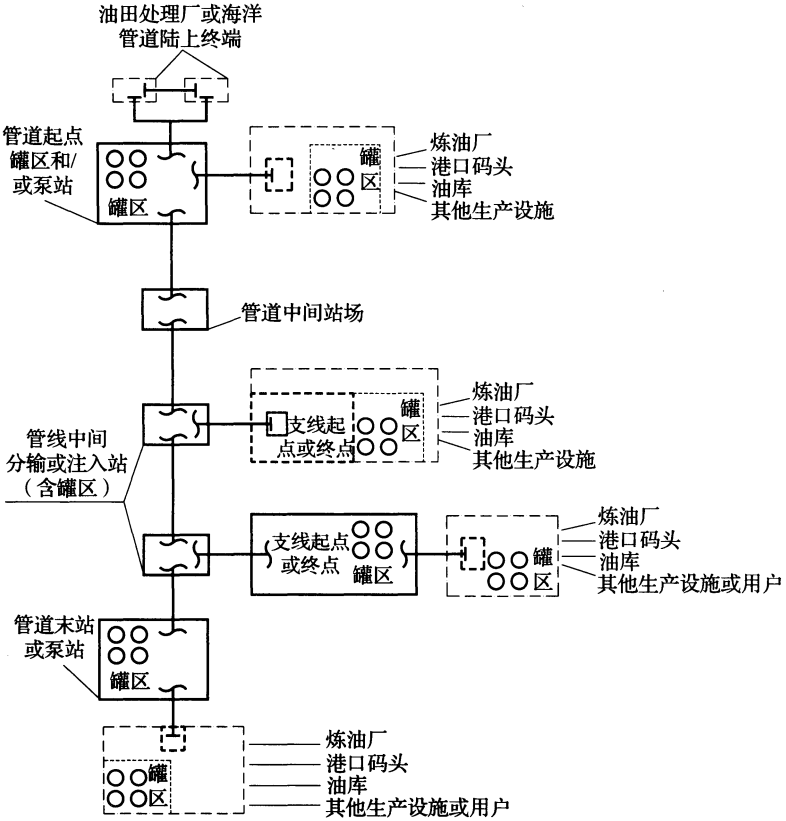


图 A.0.1　输油管道工程与上下游相关企业及设施的界面划分

引用于 《输油管道工程设计规范 GB 50253-2014》 2014年12月第1版 中国计划出版社

本资料限内部使用，严禁用于商业。

本规范范围内的管道；

本规范范围内的管道连续区或延长区；

本规范范围内的管道起点或终点；

油田处理厂、海洋管道陆上终端、炼油厂、油库、港口码头、其他生产设施或用户与管道工程相关联的设施场地范围；

管道工程建设在依托的炼油厂、油库、港口码头、其他生产设施或用户场区内的设施场地边界；

油田处理厂、海洋管道陆上终端、炼油厂、油库、港口码头、其他生产设施或用户的场区边界；

注：线路与站场边界为围墙外 2m。

引用于 《输油管道工程设计规范 GB 50253-2014》 2014年12月第1版 中国计划出版社

本资料限内部使用，严禁用于商业。

附录B　原油一般物理性质测定项目

B.0.1　原油一般物理性质测定项目如下表所示。

表B.0.1　原油一般物理性质测定项目

序　号	测定项目	序　号	测定项目
1	相对密度 d_4^{20}	8	胶质(%)
2	倾点、凝点(℃)	9	含硫量(%)
3	初馏点(℃)	10	含盐量(mg/L)
4	闪点(闭口)(℃)	11	动力黏度(mPa·s)
5	蒸汽压(kPa)	12	含水率(%)
6	含蜡量(%)	13	比热容[J/(kg·℃)]（温度间隔为2℃）
7	沥青质(%)		

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

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

引用于 《输油管道工程设计规范 GB 50253-2014》 2014年12月第1版 中国计划出版社

本资料限内部使用，严禁用于商业。

附录C　原油流变性测定项目

C.0.1　原油流变性测定项目如下表所示。

表C.0.1　原油流变性测定项目

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

引用于 《输油管道工程设计规范 GB 50253-2014》 2014年12月第1版 中国计划出版社

本资料限内部使用，严禁用于商业。

附录D　水力摩阻系数λ计算

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

表D.0.1　雷诺数Re划分范围及水力摩阻系数λ计算

流态		划分范围	$\lambda=f\left(Re,\frac{2e}{d}\right)$
层流		$Re<2000$	$\lambda=\frac{64}{Re}$
紊流	水力光滑区	$3000<Re\leqslant Re_1=\frac{59.7}{\left(\frac{2e}{d}\right)^{\frac{9}{7}}}$	$\frac{1}{\sqrt{\lambda}}=1.81\lg Re-1.53$
			$Re<10^5$时　$\lambda=\frac{0.3164}{Re^{0.25}}$
	混合摩擦区	$Re_1<Re\leqslant Re_2=\frac{665-765\lg\left(\frac{2e}{d}\right)}{\frac{2e}{d}}$	$\frac{1}{\sqrt{\lambda}}=-2\lg\left(\frac{e}{3.7d}+\frac{2.51}{Re\sqrt{\lambda}}\right)$ $\lambda=0.11\left(\frac{e}{d}+\frac{68}{Re}\right)^{0.25}$
	粗糙区	$Re>Re_2$	$\lambda=\frac{1}{\left(1.74-2\lg\frac{2e}{d}\right)^2}$

注：1　当$2000<Re<3000$时，可按水力光滑区计算；

2　Re_1——由水力光滑区向混合摩擦区过渡的临界雷诺数；

3　Re_2——由混合摩擦区向粗糙区过渡的临界雷诺数；

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

D.0.2　输油平均温度下管内输送牛顿流体时的雷诺数Re应按下式计算：

引用于《输油管道工程设计规范 GB 50253-2014》 2014年12月第1版 中国计划出版社

本资料限内部使用，严禁用于商业。

$$Re=\frac{4q_V}{\pi d\nu} \tag{D.0.2}$$

式中：q_V——输油平均温度下的体积流量(m^3/s)；

ν——输油平均温度下的运动黏度(m^2/s)；

d——输油管道的内直径(m)。

引用于 《输油管道工程设计规范 GB 50253-2014》 2014年12月第1版 中国计划出版社

本资料限内部使用，严禁用于商业。

附录 E　幂律流体管段沿程摩阻计算

E. 0. 1　幂律流体的雷诺数应按下式计算：

$$Re_{MR}=\frac{d^{n}V^{2-n}\rho}{\frac{K_{m}}{8}\left(\frac{6n+2}{n}\right)^{n}} \tag{E. 0. 1}$$

式中：Re_{MR}——幂律流体管段流动的雷诺数；

n——幂律流体的流变指数；

K_{m}——幂律流体的稠度系数(Pa·s^{n})；

ρ——输油平均温度下的幂律流体密度(kg/m^{3})；

V——幂律流体管段管内的流速(m/s)。

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

$$h_{\tau}=\frac{4K_{m}L}{\rho d}\left(\frac{32q_{V}}{\pi d^{3}}\right)^{n}\left(\frac{3n+1}{4n}\right)n \tag{E. 0. 2}$$

式中：h_{τ}——幂律流体管段的沿程水力摩阻，油柱(m)；

d——输油管道的内直径(m)；

L——计算管段长度(m)。

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

$$h_{\tau}=0.0826\lambda_{\tau}\frac{q_{V}^{2}}{d^{5}}L \tag{E. 0. 3-1}$$

$$\lambda_{\tau}=4f \tag{E. 0. 3-2}$$

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

式中：q_{V}——流体平均温度下的体积流量(m^{3}/s)；

λ_{τ}——幂律流体管段的水力摩阻系数；

f——范宁(fanning)摩阻系数。

引用于 《输油管道工程设计规范 GB 50253-2014》 2014年12月第1版 中国计划出版社

本资料限内部使用，严禁用于商业。

附录 F　液化石油气(LPG)管道强度设计系数

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

地区等级划分为沿管道中心线两侧各 200m 范围内，任意划分成长度为 2km 并能包括最大聚居户数的若干地段，按划定地段内的户数划分为四个等级。在农村人口聚集的村庄、大院、住宅楼，应以每一独立户作为一个供人居住的建筑物计算。

表 F.0.1　地区等级及强度设计系数 K

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

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

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

管道及管段	设计系数 K			
	一级地区	二级地区	三级地区	四级地区
有套管穿越Ⅲ、Ⅳ级公路的管段	0.72	0.6	0.5	0.4
无套管穿越Ⅲ、Ⅳ级公路的管段	0.6	0.5	0.5	0.4
有套管或涵洞穿越Ⅰ、Ⅱ级公路、高速公路、铁路的管段	0.6	0.6	0.5	0.4
LPG 站内管道及其上下游各 200m 管段、人群聚集场所的管段	0.4	0.4	0.4	0.4

引用于 《输油管道工程设计规范 GB 50253-2014》 2014年12月第1版 中国计划出版社

本资料限内部使用，严禁用于商业。

附录 G　两个壁厚不等管端的对焊接头

G.1　一 般 规 定

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

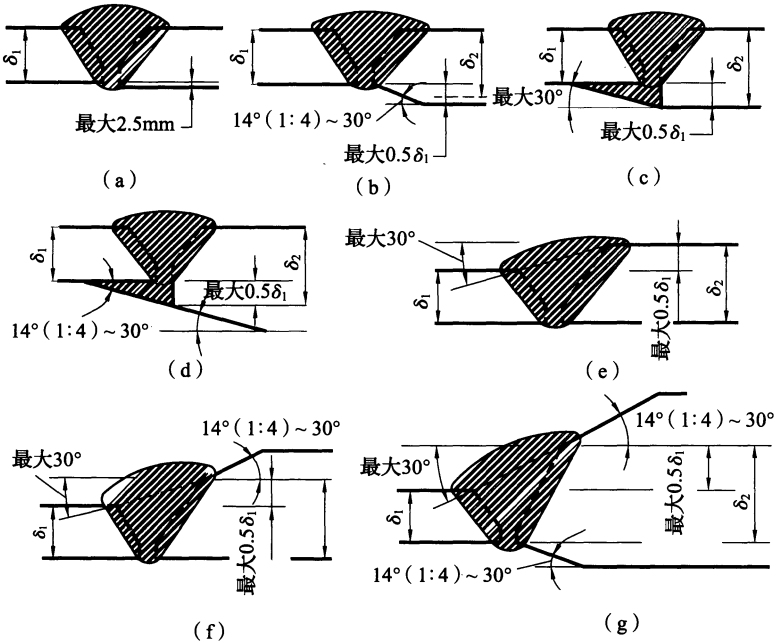


图 G.1.1　两个壁厚不等和(或)材料的最低屈服强度不等时管端的对焊接头形式

G.1.2　当相接钢管的最低屈服强度不等时，设计用最大壁厚 δ_2 不应大于 1.5 δ_1，且应使 $\delta_2\sigma_{S2} \geqslant \delta_1\sigma_{S1}$（$\sigma_{S1}$ 为薄壁端材料屈服强度，σ_{S2} 为厚壁端材料屈服强度）。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。

引用于 《输油管道工程设计规范 GB 50253-2014》 2014年12月第1版 中国计划出版社

本资料限内部使用，严禁用于商业。

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

G.1.4 斜表面的焊缝边缘应避免出现尖锐的切口或刻槽。

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

G.1.6 对焊后热处理的要求，应采用有效焊缝高度 δ_2 值确定。

G.2 内径不等的两根钢管的对焊接头

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

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

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

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

G.3 外径不等的两根钢管的对焊接头

G.3.1 当外壁偏差不超过较薄钢管壁厚的 1/2 时，可采用本规范图 G.1.1(e)的焊接形式完成过渡，但焊缝表面的上升角不应大于 30°，且两个对接的坡口边也应焊透焊牢。

引用于 《输油管道工程设计规范 GB 50253-2014》 2014年12月第1版 中国计划出版社

本资料限内部使用，严禁用于商业。

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

G.4 内径及外径均不等的两根钢管的对焊接头

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

引用于 《输油管道工程设计规范 GB 50253-2014》 2014年12月第1版 中国计划出版社

本资料限内部使用，严禁用于商业。

附录 H　挠性系数和应力增强系数

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

表 H.0.1　挠性系数和应力增强系数

名称	特征系数 h	挠性系数 k	应力增强系数		示意图
			平面外 i_o	平面内 i_i	
弯头或弯管	$\frac{\delta R}{r^2}$	$\frac{1.65}{h}$	$\frac{0.75}{h^{\frac{2}{3}}}$	$\frac{0.9}{h^{\frac{2}{3}}}$	R= 弯管或弯头弯曲半径
拔制三通	$4.4\frac{\delta}{r}$	1	$\frac{0.9}{h^{\frac{2}{3}}}$	$0.75i_o+0.25$	
带补强圈的焊接支管	$\frac{\left(\delta+\frac{1}{2}M\right)^{\frac{5}{2}}}{\delta^{\frac{3}{2}}\cdot r}$	1	$\frac{0.9}{h^{\frac{2}{3}}}$	$0.75i_o+0.25$	
无补强圈的焊制三通	$\frac{\delta}{r}$	1	$\frac{0.9}{h^{\frac{2}{3}}}$	$0.75i_o+0.25$	

引用于 《输油管道工程设计规范 GB 50253-2014》 2014年12月第1版 中国计划出版社

本资料限内部使用，严禁用于商业。

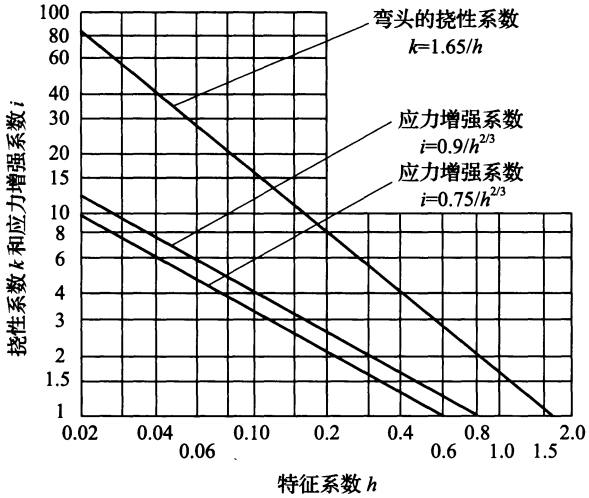


图 H.0.1 特征系数和挠性系数、应力增强系数的关系曲线

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

2 R——焊接管头和弯管的弯曲半径(mm)。

r——所接钢管的平均半径(mm)。

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

M——补强圈的厚度(mm)。

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

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

H.0.3 对于大口径薄壁弯头和弯管，挠性系数 k 和应力增强系数 i 应分别除以修正系数 a、b，修正系数 a、b 应按下列公式计算：

引用于 《输油管道工程设计规范 GB 50253-2014》 2014年12月第1版 中国计划出版社

本资料限内部使用，严禁用于商业。

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

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

式中：E——钢材的弹性模量(MPa)；

P——管道附件承受的内压力(MPa)。

引用于 《输油管道工程设计规范 GB 50253-2014》 2014年12月第1版 中国计划出版社

本资料限内部使用，严禁用于商业。

附录J　钢管径向变形计算

J.0.1　钢管在外载荷作用下的径向变形，可按下列公式计算：

$$\Delta X=\frac{ZKWD_m^3}{8EI+0.061E_SD_m^3} \tag{J.0.1-1}$$

$$W=W_1+W_2 \tag{J.0.1-2}$$

$$I=\frac{\delta_n^3}{12} \tag{J.0.1-3}$$

式中：ΔX——钢管水平径向的最大变形(m)；

D_m——钢管平均直径(m)；

W——作用在单位管长上的总竖向荷载(N/m)；

W_1——单位管长上的竖向永久荷载(N/m)；

W_2——地面可变荷载传递到管道上的荷载(N/m)；

Z——钢管变形滞后系数，取1.5；

K——基床系数，可按表J.0.1选取；

E——钢材的弹性模量(N/m^2)；

I——单位管长截面惯性矩(m^4/m)；

δ_n——钢管公称壁厚(m)；

E_S——土壤变形模量(N/m^2)，E_S值应采用现场实测数。当无实测资料时，可按表J.0.1选取。

表J.0.1　土壤变形模量

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

引用于 《输油管道工程设计规范 GB 50253-2014》 2014年12月第1版 中国计划出版社

本资料限内部使用，严禁用于商业。

续表 J.0.1

铺管条件	E_S(MPa)	基床包角	基床系数 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，夯实管顶以下回填的团粒材料，夯实密度约为 90%（标准葡氏密度）	4.8	150°	0.085

J.0.2 埋设在管沟内的管道单位长度上的竖向土荷载应按下式计算：

$$W_e = \gamma D H \tag{J.0.2}$$

式中：W_e——单位管长上的竖向土荷载(MN/m)；

γ——土壤容重(MN/m^3)；

D——钢管外直径(m)；

H——管顶回填土高度(m)。

J.0.3 埋设在土堤内的管道单位管长的竖向土荷载应为管顶上土壤单位棱柱体的重量。

J.0.4 隧道内管道覆土埋设并在上方通车时，管道应进行径向变形校核，其地面可变荷载宜按小型越野车的参数考虑。

引用于 《输油管道工程设计规范 GB 50253-2014》 2014年12月第1版 中国计划出版社

本资料限内部使用，严禁用于商业。

附录K　埋地输油管道开始失稳时的临界轴向力和弯曲半径计算

K.1　临界轴向力

K.1.1　埋地直管段开始失稳时的临界轴向力可按下列公式计算：

$$N_{cr}=2\sqrt{K_e DEI} \tag{K.1.1-1}$$

$$K_e=\frac{0.12E'n_e}{(1-\mu_0^2)\sqrt{jD}}(1-e^{-2h_0/D}) \tag{K.1.1-2}$$

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(m^4)；

E——钢材的弹性模量(N/m^2)；

D——钢管外直径(m)；

E'——回填土的变形模量(MPa)；

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

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

j——管道的单位长度($j=1m$)；

h_0——地面(或土堤顶)至管道中心的距离(m)。

K.1.2　埋地向上凸起的弯曲管段开始失稳时的临界轴向力可按下列公式计算：

$$N_{cr}=0.375Q_uR_0 \tag{K.1.2-1}$$

$$Q_u=q_0+n_0q_1 \tag{K.1.2-2}$$

引用于 《输油管道工程设计规范 GB 50253-2014》 2014年12月第1版 中国计划出版社

本资料限内部使用，严禁用于商业。

$$q_1=\gamma D(h_0-0.39D)+\gamma h_0^2\tan(0.7\phi)+\frac{0.7ch_0}{\cos(0.7\phi)} \quad \text{(K.1.2-3)}$$

式中：N_{cr}——管道开始失稳时的临界轴向力(MN)；

Q_u——管道向上位移时的极限阻力(MN/m)；当管道有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)；

ϕ——回填土的内摩擦角(°)；

c——回填土的黏聚力(MN/m²)。

K.1.3 铺设在土堤内的水平弯曲管段开始失稳时的临界轴向力可按下列公式计算：

$$N_{cr}=0.212Q_hR_0 \quad \text{(K.1.3-1)}$$

$$Q_h=q_f+n_0q_2 \quad \text{(K.1.3-2)}$$

$$q_f=q_0\tan\phi \quad \text{(K.1.3-3)}$$

$$q_2=\gamma\tan\phi\left[\frac{Dh_1}{2}+\frac{(b_1+b_2)h_1}{4}-D^2\right]+\frac{c(b_2-D)}{2} \quad \text{(K.1.3-4)}$$

$$q_2=\gamma h_0D\tan^2\left(45°+\frac{\phi}{2}\right)+\frac{2c}{\gamma h_0}\tan\left(45°+\frac{\phi}{2}\right) \quad \text{(K.1.3-5)}$$

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)，取按公式(K.1.3-4)和(K.1.3-5)计算值中的较小者；

h_1——土堤顶至管底的距离(m)；

b_1——土堤顶宽(m)；

引用于 《输油管道工程设计规范 GB 50253-2014》 2014年12月第1版 中国计划出版社

本资料限内部使用，严禁用于商业。

b_2——土堤底宽(m)。

K.2 管道弯曲轴线的计算弯曲半径

K.2.1 当埋地输油管道按弹性弯曲铺设时，弹性弯曲的弯曲半径大于钢管的外直径的1000倍，且曲线的弦长大于或等于管道失稳波长时，管道的计算弯曲半径应取管道弹性弯曲的实际弯曲半径。

K.2.2 当管道曲线的弦长小于失稳波长，且满足公式(K.2.2-1)时，其弯曲半径应按公式(K.2.2-2)计算：

$$L+\frac{L_0}{2}\geqslant\frac{L_{cr}}{2} \tag{K.2.2-1}$$

$$R_0=\frac{2L_{cr}^2\cos\dfrac{\theta}{2}}{\pi^2\left[L_{cr}\sin\dfrac{\theta}{2}-2R\left(1-\cos\dfrac{\theta}{2}\right)\right]} \tag{K.2.2-2}$$

当管道向上凸起(拱起)时，管道的失稳波长 L_{cr} 为：

$$L_{cr}=\sqrt{\frac{265EI}{Q_uR_0\left(1+\sqrt{1+\dfrac{80EIC_p}{Q_u^2R_0^2}}\right)}} \tag{K.2.2-3}$$

当管道在土堤内水平弯曲时，管道的失稳波长 L_{cr} 为：

$$L_{cr}=\sqrt{\frac{93.5EI}{Q_hR_0\left(1+\sqrt{1+\dfrac{80EIC_p}{Q_h^2R_0^2}}\right)}} \tag{K.2.2-4}$$

$$C_p=q_1/h_1 \tag{K.2.2-5}$$

式中：L——与弯曲管段两侧连接的每一直管段的长度(m)；

L_0——弯曲管段的弦长(m)；

L_{cr}——管道的失稳波长(m)；

R_0——管道的计算弯曲半径(m)；

R——管道轴线的弯曲半径(m)；

θ——管道的转角(°)；

引用于 《输油管道工程设计规范 GB 50253-2014》 2014年12月第1版 中国计划出版社

本资料限内部使用，严禁用于商业。

C_p——土的卸载系数；

q_1——管道向上位移时土的临界支承能力(MN/m)；

h_1——地面(或土堤顶)至管底的距离(m)。

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

$$R_1 \sin\frac{\theta_1}{2}+R_2 \sin\frac{\theta_2}{2}+L\leqslant L_{cr} \tag{K.2.3-1}$$

$$R_0=2L_{cr}\Big/\pi^2\left[L_{cr}\tan\frac{\theta_1+\theta_2}{2}+\left(L+R_1\tan\frac{\theta_1}{2}+R_2\tan\frac{\theta_2}{2}\right)\times\left(\sin\frac{\theta_1-\theta_2}{2}-\tan\frac{\theta_1+\theta_2}{2}\cos\frac{\theta_2-\theta_1}{2}\right)\right] \tag{K.2.3-2}$$

式中：R_1、R_2——分别为两个弯管的弯曲半径(m)；

θ_1、θ_2——分别为两个弯管的转角(°)；

L——两个弯管之间的直管段长度(m)。

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

$$R_0=\frac{2L_{cr}}{\pi^2\tan\frac{\theta}{2}} \tag{K.2.4}$$

引用于 《输油管道工程设计规范 GB 50253-2014》 2014年12月第1版 中国计划出版社

本资料限内部使用，严禁用于商业。

本规范用词说明

1　为便于在执行本规范条文时区别对待，对要求严格程度不同的用词说明如下：

1）表示很严格，非这样做不可的：

正面词采用“必须”，反面词采用“严禁”；

2）表示严格，在正常情况下均应这样做的：

正面词采用“应”，反面词采用“不应”或“不得”；

3）表示允许稍有选择，在条件许可时首先应这样做的：

正面词采用“宜”，反面词采用“不宜”；

4）表示有选择，在一定条件下可以这样做的，采用“可”。

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

引用于 《输油管道工程设计规范 GB 50253-2014》 2014年12月第1版 中国计划出版社

本资料限内部使用，严禁用于商业。

引用标准名录

《建筑设计防火规范》GB 50016
《采暖通风与空气调节设计规范》GB 50019
《城镇燃气设计规范》GB 50028
《锅炉房设计规范》GB 50041
《建筑物防雷设计规范》GB 50057
《爆炸危险环境电力装置设计规范》GB 50058
《66kV 及以下架空电力线路设计规范》GB 50061
《交流电气装置的过电压保护和绝缘配合》GB/T 50064
《建筑灭火器配置设计规范》GB 50140
《泡沫灭火系统设计规范》GB 50151
《电子信息系统机房设计规定》GB 50174
《石油天然气工程设计防火规范》GB 50183
《输气管道工程设计规范》GB 50251
《工业设备及管道绝热工程设计规范》GB 50264
《固定消防炮灭火系统设计规范》GB 50338
《建筑物电子信息系统防雷技术规范》GB 50343
《钢质石油储罐防腐蚀工程技术规范》GB/T 50393
《油气输送管道穿越工程设计规范》GB 50423
《油气输送管道跨越工程设计规范》GB 50459
《埋地钢质管道防腐保温层技术标准》GB/T 50538
《110kV～750kV 架空输电线路设计规范》GB 50545
《埋地钢质管道交流干扰防护技术标准》GB/T 50698
《石油天然气管道工程全自动超声波检测技术规范》GB/T 50818
《压力容器》GB 150

引用于 《输油管道工程设计规范 GB 50253-2014》 2014年12月第1版 中国计划出版社

本资料限内部使用，严禁用于商业。

《非合金钢及细晶粒钢焊条》GB/T 5117
《热强钢焊条》GB/T 5118
《生活饮用水卫生标准》GB 5749
《气体保护电弧焊用碳钢、低合金钢焊丝》GB/T 8110
《输送流体用无缝钢管》GB/T 8163
《污水综合排放标准》GB 8978
《原油动态计量　一般原则》GB 9109.1
《石油天然气工业　管线输送系统用钢管》GB/T 9711
《碳钢药芯焊丝》GB/T 10045
《液化气体铁道罐车》GB/T 10478
《钢制对焊无缝管件》GB 12459
《熔化焊用钢丝》GB/T 14957
《液态烃动态测量　体积计量流量计检定系统》GB/T 17286
《液态烃动态测量　体积计量系统的统计控制》GB/T 17287
《液态烃体积测量　容积式流量计计量系统》GB/T 17288
《液态烃体积测量　涡轮流量计计量系统》GB/T 17289
《低合金钢药芯焊丝》GB/T 17493
《钢质管道外腐蚀控制规范》GB/T 21447
《埋地钢质管道阴极保护技术规范》GB/T 21448
《科里奥利质量流量计检定规程》JJG 1038
《装卸油品码头防火设计规范》JTJ 237
《海港总体设计规范》JTS 165
《承压设备用碳素钢和合金钢锻件》NB/T 47008
《低温承压设备用碳素钢和合金钢锻件》NB/T 47009
《承压设备用不锈钢和耐热钢锻件》NB/T 47010
《石油化工采暖通风与空气调节设计规范》SH/T 3004
《石油化工液体物料铁路装卸车设施设计规范》SH/T 3107
《埋地钢质管道直流排流保护技术标准》SY/T 0017
《石油天然气工程总图设计规范》SY/T 0048

引用于 《输油管道工程设计规范 GB 50253-2014》 2014年12月第1版 中国计划出版社

本资料限内部使用，严禁用于商业。

《钢制对焊管件规范》SY/T 0510

《绝缘接头与绝缘法兰技术规范》SY/T 0516

《优质钢制对焊管件规范》SY/T 0609

《钢质管道焊接及验收》SY/T 4103

《输油(气)管道同沟敷设光缆(硅芯管)设计及施工规范》SY/T 4108

《石油天然气钢质管道无损检测》SY/T 4109

《油气输送用钢制感应加热弯管》SY/T 5257

《管道干线标记设置技术规范》SY/T 6064

《石油设施电气设备安装区域一级、0区、1区和2区区域划分推荐作法》SY/T 6671

《固定式压力容器安全技术监察规程》TSG R0004

《移动式压力容器安全技术监察规程》TSG R0005

《电信专用房屋设计规范》YD/T 5003

引用于 《输油管道工程设计规范 GB 50253-2014》 2014年12月第1版 中国计划出版社

本资料限内部使用，严禁用于商业。

中华人民共和国国家标准

输油管道工程设计规范

GB 50253 - 2014

条 文 说 明

引用于 《输油管道工程设计规范 GB 50253-2014》 2014年12月第1版 中国计划出版社

本资料限内部使用，严禁用于商业。

制 订 说 明

《输油管道工程设计规范》GB 50253—2014 经住房城乡建设部 2014 年 6 月 23 日以第 461 号公告批准发布。

本规范是在《输油管道工程设计规范(2006 年版)》GB 50253—2003 的基础上修订而成的，上一版的主编单位是中国石油天然气管道工程有限公司，参编单位是中国石化集团洛阳石化工程公司、中国石油规划总院，主要起草人是叶德丰、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、李凤德、吴烯瑛、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。

本规范修订过程中，编制组进行了广泛的调查研究，总结了我国输油管道工程建设的实践经验，同时参考了国外先进技术法规、技术标准。

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

引用于 《输油管道工程设计规范 GB 50253-2014》 2014年12月第1版 中国计划出版社

本资料限内部使用，严禁用于商业。

目　　次

2　术　　语 …… (95)
3　输油工艺 …… (96)
3.1　一般规定 …… (96)
3.2　原油管道输送工艺 …… (97)
3.3　成品油管道输送工艺 …… (100)
3.4　液化石油气(LPG)管道输送工艺 …… (103)
4　线　　路 …… (105)
4.1　线路选择 …… (105)
4.2　管道敷设 …… (108)
4.3　管道的外腐蚀控制和保温 …… (112)
4.4　线路截断阀 …… (112)
4.5　管道的锚固 …… (114)
4.6　管道标志 …… (114)
4.7　管道水工保护 …… (115)
5　管道、管道附件和支承件设计 …… (116)
5.1　荷载和作用力 …… (116)
5.2　许用应力 …… (116)
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 …… (120)
5.6　管道的刚度和稳定 …… (122)
6　输油站 …… (124)
6.1　站场选址和总平面布置 …… (124)
6.2　站场工艺流程 …… (125)

引用于 《输油管道工程设计规范 GB 50253-2014》 2014年12月第1版 中国计划出版社

本资料限内部使用，严禁用于商业。

6.3 原油管道站场工艺及设备 …… (125)
6.4 成品油管道站场工艺及设备 …… (130)
6.5 液化石油气管道站场工艺及设备 …… (130)
6.6 站内管道及设备的防腐与保温 …… (132)
6.7 站场供配电 …… (132)
6.8 站场供、排水及消防 …… (134)
6.9 供热、通风及空气调节 …… (136)
6.10 仪表及控制系统 …… (137)
7 管道监控系统 …… (141)
7.1 一般规定 …… (141)
7.2 控制中心及计算机系统 …… (141)
7.3 站控制系统 …… (142)
8 通 信 …… (145)
9 管道的焊接、焊接检验与试压 …… (147)
9.1 焊接与检验 …… (147)
9.2 试压 …… (150)

引用于 《输油管道工程设计规范 GB 50253-2014》 2014年12月第1版 中国计划出版社

本资料限内部使用，严禁用于商业。

2 术　　语

由于本次规范修订时条文内容的增加和删减，以及对术语条文的使用实践，将原规范术语进行了局部修改，并由原27条术语增加为30条。

本次修订删减了“翻越点”、“副管”、“站控系统”等术语，增加了“原油”、“液化石油气”、“操作温度”、“操作压力”、“水击压力”、“并行管道”等术语。

引用于 《输油管道工程设计规范 GB 50253-2014》 2014年12月第1版 中国计划出版社

本资料限内部使用，严禁用于商业。

3 输油工艺

3.1 一般规定

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

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。

在输油管道设计时，应给出按经济性、热力允许以及顺序输送条件方式下的最小输量，尽量确保油品在紊流状态下输送。

3.1.3 输油管道有“开式输送”和“密闭输送”两种输送方式。“开式输送”即“旁接油罐输送”方式，我国在20世纪70、80年代建设的输油管道多采用“旁接油罐输送”，该输送方式对管道的自动化水平要求较低。“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，自20世纪90年代以来，我国建设的大型输油管道已普遍采用“密闭输送”方式。采用“密闭输送”时，必须设有减少各输油站的相互干扰和消除水击的设施，对全线的自动化水平要求较高。当不具备“密闭输送”条件或特殊需要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，主要采取以下措施：(1)输送特种油品时采用密闭输送；(2)输送大宗油品时采用旁接油罐流程，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

引用于 《输油管道工程设计规范 GB 50253-2014》 2014年12月第1版 中国计划出版社

本资料限内部使用，严禁用于商业。

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。另一种非“密闭输送”工艺体现在兰州—郑州—长沙成品油管道中，该管道在郑州、咸阳等站场采用旁接油罐流程隔断了整条管道的水力系统，其目的是降低长距离管输工况下水力系统的复杂性。因此，实际设计时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，运营费用省，成品油管道多采用顺序输送工艺。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，并应进行技术经济论证。一般较短的分输支线或注入支线可采用专管专用输送工艺。

3.1.5 顺序输送油品批次就是本规范第 6.4.2 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 一般输油管道需进行水力和热力计算，确定泵站及热站间距。管道采用“密闭输送”方式输油时，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，或某站进出站阀门，或线路截断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，提出超压保护控制措施。

3.2 原油管道输送工艺

3.2.1 原油的物理性质是确定原油输送工艺的基础参数，设计时应按本规范附录 B、附录 C 要求测定的内容，取得实测的原油物理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 按不同的原油性质，国内原油输送方式有常温输送、加热输送、加轻油稀释输送、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

引用于 《输油管道工程设计规范 GB 50253-2014》 2014年12月第1版 中国计划出版社

本资料限内部使用，严禁用于商业。

通过技术经济比较，选择最佳输送方式。

1 通常情况下，对于凝点高于管道埋深处地温的原油管道，首要应考虑对原油进行改性后输送，目的是降低原油的凝点，减少工程投资和运营费用，如果无法改性或改性效果不明显，则一般可考虑加热输送。管道沿线各点的最低输送温度高于凝点 3℃～5℃，是根据多年工程经验总结出来的，在实际工程也取得了较好的效果。

对改性输送的原油，过泵或减压阀、管道及管件的剪切作用都可能造成凝点反弹上升，长时间储存也可能造成凝点上升，因此采用改性处理输送时，应以模拟实验的数据作为工艺输送方案选择的基础。

2 对于高黏原油，也可以通过采取加热降黏或加剂降黏等措施，获得较好的输送方案。

3.2.3 对于加热输送的埋地原油管道，是否需要对管道进行保温，应经热力计算后，确定保温及不保温管道各自的站场分布，再对两种方案的线路、站场的投资和运营费用综合考虑后确定。

1 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℃～40℃以上时，黏度随温度变化很小，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；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。

2 随着国家对节能、环保越来越重视以及施工技术的进步，保温加热输送方式在原油管道工程中的应用也将越来越广泛，特别对于高凝原油的输送，其经济性更为突出，因此在设计中应优先考虑此方式。

3.2.4 为了满足不同炼厂对原油加工的需求，实现优质优价，原油管道也提出顺序输送要求。原油的顺序输送工艺对混油量及混油处理要求较低，但是由于原油物性的复杂性，可能存在冷热油顺

引用于 《输油管道工程设计规范 GB 50253-2014》 2014年12月第1版 中国计划出版社

本资料限内部使用，严禁用于商业。

序输送等特殊输送工艺，应对管道温度场变化进行模拟分析。

3.2.5 原油管道特别是加热输送的原油管道，为了避免原油管道由于油田产量不稳定或较低时，提供的原油输送量小于管道的最小安全输量时，为保证管道的安全，可设置反输流程。采用正反输的方式提高管道输量，在工艺计算时应该进行正反输水力及热力校核计算和模拟分析，保证在正反输过程中管道内的任意一点的原油温度高于原油凝点3℃～5℃。

3.2.6 本条列出的沿程摩阻损失公式引自《输油管道设计与管理》(杨筱蘅编著，中国石油大学出版社，2006)一书中的达西(Darcy-Weisbach)公式，式中的水力摩阻系数 λ 的计算式见本规范附录D，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、б·л·克里沃舍因著的《管道计算手册》一书。本规范编制组参考了众多文献，与综合性试验资料进行了比较，认为采用本规范附录D中的公式是合理的。

附录D中：

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

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

$\lambda=\dfrac{0.3164}{Re^{0.25}}$ 称为勃拉体斯(Blasius H.)公式；

$\dfrac{1}{\sqrt{\lambda}}=-2\lg\left[\dfrac{e}{3.7d}+\dfrac{2.51}{Re\sqrt{\lambda}}\right]$ 称为科尔布鲁克-怀特(Colebrook C. F - White C. M)公式；

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

引用于 《输油管道工程设计规范 GB 50253-2014》 2014年12月第1版 中国计划出版社

本资料限内部使用，严禁用于商业。

3.2.8 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E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：

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》(陈文芳编著，科学出版社，1984)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Kemblowski-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。

$$\frac{1}{\sqrt{f}}=\frac{4.0}{n^{0.75}}\lg\left[Re_{MR}f^{1-\frac{n}{2}}\right]-\frac{0.4}{n^{1.2}} \tag{1}$$

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年出版。

3.2.9 公式(3.2.9-1)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。

3.3 成品油管道输送工艺

3.3.1 多品种成品油输送管道常采用顺序输送方式，油品的品种及各品种比例与输送批次及输送顺序有关，因此本条要求明确成品油的品种及各品种比例。

3.3.2 成品油管道的最大输送流量决定着管径的选取，而最大输送流量需要通过输送方式、批次及沿线库容的优化后确定。输送

引用于 《输油管道工程设计规范 GB 50253-2014》 2014年12月第1版 中国计划出版社

本资料限内部使用，严禁用于商业。

方式通常包括连续分输和间歇分输。

3.3.3 首、末站的罐容增加，可减少油品的循环周期，减少混油量，但建设油罐的投资及运营费用增加，存在着建设费用和混油贬值费用之间的对比问题，因此成品油顺序输送管道的设计年循环批次数应经技术经济比较后确定。根据国内外成品油顺序输送管道的操作运行经验，管道的年循环批次数在20次～30次范围内。年循环批次数过大，会造成年混油总量增加、批次输送计划安排困难，操作频繁，因此本规范规定成品油顺序输送管道的年循环批次数不宜大于30次。

3.3.4 大型成品油管道，通常指距离较长，输量较大的管道，这类管道由于系统复杂、分输及水击工况影响范围较广、运营难度大等特点，通常在中间合适的位置设置调节油库，或采用旁接油罐流程，其目的是简化系统，方便运营。

3.3.5 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。

3.3.6 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密闭输油流程，目的是为了减少混油量。

3.3.7 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，并在大于临界雷诺数情况下运行。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倍～5倍。临界雷诺数的计算式(3.3.11-3)取自《输油管道设计与管理》(同前)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、管内油品黏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黏度油品的水力工况和最高月平均地温下输送低黏度油品的水力工况，同时要根据合同规定的全年各不同季节下输送各种

引用于 《输油管道工程设计规范 GB 50253-2014》 2014年12月第1版 中国计划出版社

本资料限内部使用，严禁用于商业。

油品时的工况进行水力计算。应用本规范公式(3.2.6-1)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 λ 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。

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。

3.3.8 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；煤油和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。

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。

3.3.9 为增加管道输量，或为了运营管理的需要，在输油站间某段敷设的与原有线路相平行的管段，即副管。顺序输送成品油管道不应设置副管，因为副管会增加混油，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。

3.3.10 不满流会导致成品油顺序输送时混油量增加，因此在线路起伏较大的地段，宜采取措施防止不满流，如设置背压调节阀。

3.3.11 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(3.3.11-1～3.3.11-5)是由大量生产数据归纳而得的经验公式，指两种油品从首站开始顺序输送产生的混油量，此公式没有考虑首站油品切换时的初始混油量，也没有考虑由于分输或者管径变化而引起的混油量变化。在实际使用

引用于 《输油管道工程设计规范 GB 50253-2014》 2014年12月第1版 中国计划出版社

本资料限内部使用，严禁用于商业。

上述公式时，应当考虑由于分输或者管径变化而引起的混油量变化。

3.3.12 混油下载和处理设施通常设在末站，也可以在分输站设置此类设施，较长的支线管道通常在其支线末站设置混油下载和处理设施。

3.4 液化石油气(LPG)管道输送工艺

3.4.1 在进行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、3.4.3 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》(同前)一书。

当管道内液化石油气流速较高时，摩擦生热会使液化石油气温度升高，造成其输送温度下的饱和蒸汽压上升，影响输送，因此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。

3.4.4 为了保证液化石油气在管内始终保持液态输送，确保安全、稳定，管道沿线任何一点的压力都应高于输送温度下液化石油气的饱和蒸汽压，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汽压高 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汽压高 0.5MPa。上述数据取自《输油管道设计与管理》(同前)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)。

引用于 《输油管道工程设计规范 GB 50253-2014》 2014年12月第1版 中国计划出版社

本资料限内部使用，严禁用于商业。

3.4.5 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，出现汽液分离，形成段塞流或两相流，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，液化石油气在管道中的流速可取 0.8m/s～1.4m/s，美国科洛尼尔管道的流速范围为 2.2m/s～3.3m/s，故本规范规定最大流速不超过 3m/s。

引用于 《输油管道工程设计规范 GB 50253-2014》 2014年12月第1版 中国计划出版社

本资料限内部使用，严禁用于商业。

4 线　路

4.1 线路选择

4.1.1 本条规定了选择输油管道线路时需收集的资料和应考虑的因素，使选定的线路与地方城镇、交通、水利、矿产资源以及环境敏感区等方面的建设相协调，避免冲突，同时又要充分考虑沿线地形、地貌等自然条件，使管道既施工便利、运行安全，又经济合理。

4.1.2 本条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，主要取决于河流形态、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后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，在服从线路宏观走向的前提下，一般是先选定合适的穿跨越位置，两端的线路连接段再根据确定的穿跨越位置进行局部调整。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 本条为强制性条文，必须严格执行。本条强调了输油管道路由选择时应充分考虑国家相关法律、法规的要求，如国家现行的环境保护法、军事设施保护法、水法、文物保护法和自然保护区条例等的相关规定，管道路由选择时必须严格遵循，对于法律、法规禁止通过的必须进行绕避，如饮用水源一级保护区、军事禁区、自然保护区的核心区等。对于法律、法规没有明确禁止通过的一些敏感区，如文物保护区、风景名胜区、自然保护的试验区以及军事管理区等。管道绕行难度不大时，从保护文物、减少对环境影响和相互干扰的角度出发，也应当予以避让。如果避让困难必须通过

引用于 《输油管道工程设计规范 GB 50253-2014》 2014年12月第1版 中国计划出版社

本资料限内部使用，严禁用于商业。

时，应选择保护等级较低或影响较小的区域通过，采取保护措施并经国家有关部门批准。

为了避免相互影响，输油管道应尽量避开飞机厂、火车站、海(河)港码头等交通枢纽，如由于地形或其他原因的限制，管道不能避开上述地区时，必须获得相关部门批准，并应采取有效措施保护管道安全。

对于上述敏感区域，管道必须通过时，为保证管道的本质安全和减小对敏感区的影响，可从设计方面采取增加壁厚、进行双百检测、缩小施工作业带宽度、适当增加管道埋深和加密管道地面标识等措施，必要时结合沿线线路截断阀的设置情况，在通过敏感区两侧设置截断阀。

4.1.4 滑坡、崩塌、沉陷、泥石流等不良工程地质区，矿产资源区和全新世活动断层，管道通过存在一定安全风险，为保证管道安全，选线时以避开为宜。如受地形限制难以避开或采取避开方案经济非常不合理时，宜经设计论证，在采取工程技术措施保证管道安全的前提下，可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 目前国内管道正处于建设高峰，未来很长的一段时间内国内还将有大量管道要进行建设，从减少对地方规划、土地资源利用影响和便于管道运行维护方面考虑，规定了新建管道与已建管道路由走向大致相同情况下的敷设原则。

4.1.6 本条是关于输油管道同地上建(构)筑物的间距的规定。

1 本款为强制性条文，必须严格执行。《中华人民共和国石油天然气管道保护法》第三十条规定：在管道线路中心线两侧各五米地域范围内，禁止下列危害管道安全的行为：

(1)种植乔木、灌木、藤类、芦苇、竹子或者其他根系深达管道埋设部位可能损坏管道防腐层的深根植物；

(2)取土、采石、用火、堆放重物、排放腐蚀性物质、使用机械工具进行挖掘施工；

引用于 《输油管道工程设计规范 GB 50253-2014》 2014年12月第1版 中国计划出版社

本资料限内部使用，严禁用于商业。

(3)挖塘、修渠、修晒场、修建水产养殖场、建温室、建家畜棚圈、建房以及修建其他建筑物、构筑物。

依据《中华人民共和国石油天然气管道保护法》的规定，结合国内人口密集、土地资源紧缺的现状，从便于管道的建设施工和以后的运行维护考虑，规定输送原油、成品油的管道与城镇居民点或重要公共建筑的距离不应小于5m。

3、4 对于管道同公路、铁路并行敷设时的间距要求，1978年和1987年原石油工业部分别与交通部、铁道部制定的两部规定中均有相关规定，但这些规定制定时间较早，难以适应国内现状，执行起来难度较大，目前国家能源局正协调石油和公路、铁路管理部门对油气管道与铁路、公路的相互关系进行修订。

按照《公路安全保护条例》和《铁路安全管理条例》规定，禁止任何单位和个人非法利用公路、铁路用地及其永久设施。按不同的公路类型，《公路安全保护条例》中规定公路建筑控制范围从公路用地外缘向外不少于5m到30m不等；根据铁路所经的地区不同，《铁路安全管理护条例》规定铁路的保护范围为铁路两侧8m到20m不等；两部条例对公路、铁路建筑控制范围或保护范围内的建设活动均提出了限定要求。

结合以上要求和根据以往的工程建设经验，本规范规定了输油管道与公路、铁路并行时的基本间距要求。需要提醒的是，当管道受条件限制需埋设在公路建筑控制区或铁路保护区范围之内时，需与公路和铁路管理部门进行协商，并采取相应安全技术措施。

6 液化石油气管道破裂泄漏后，液化石油气由液态转变为气态，气态的液化石油气比重大于空气，容易在低洼处聚集，具有较大的危险性。液化石油气管道与公路、铁路、公共建筑物的距离，除参照以上法律法规和标准规范规定外，其他根据现行国家标准《城镇燃气设计规范》GB 50028的相关条款确定。

4.1.8、4.1.9 输油管道与已建管道并行敷设时，间距的确定应从减少土地利用、便于施工和不影响管道维护，同时管道失效后又能

引用于 《输油管道工程设计规范 GB 50253-2014》 2014年12月第1版 中国计划出版社

本资料限内部使用，严禁用于商业。

够避免相互影响等多方面考虑。

如受地形限制，无法保证有一个便于管道施工的合理间距时，间距的确定应重点考虑管道失效后不产生相互影响。管道的失效影响主要是指输气管道破裂并燃烧后对输油管道的影响，一般要求原油管道能够承受天然气管道破裂带来的冲击荷载，并使原油管道位于弹坑之外，并行间距与管道的直径、设计内压力、壁厚和土壤性质及管道埋深等因素有关，通过对新近建设的西二线、兰成原油管道、中贵输气管道以及中缅油气管道等几条大口径、高压力并行管道计算，所需的间距均没有超过 6m。

综合上述因素考虑，提出输油管道与已建管道并行敷设时，土方地区管道间距不宜小于 6m。石方地区，考虑道石方段管沟爆破开挖对已建管道的不利影响，要求尽量保持不小于 20m 间距。

在地形狭窄地段，管道只能同沟敷设时，管道间距的确定应从保证管道焊接操作、防止管道破裂后的直接撞击、能够满足管道开挖维修和管道之间的热力影响等方面综合考虑，最小间距不应小于 0.5m 主要是基于满足焊接施工和日常运行维护所提出的要求。

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埋地敷设、架空敷设和土堤埋设。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，采用埋地敷设投资和工程量大或对管道安全和寿命有影响时，才考虑其他敷设方式。

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

引用于 《输油管道工程设计规范 GB 50253-2014》 2014年12月第1版 中国计划出版社

本资料限内部使用，严禁用于商业。

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，在地形和其他条件允许的情况下应首先采用。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。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°以下的斜接。由于褶皱弯的制造工艺，使其性态比煨制弯管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。

1 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，宜采用弯管，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。

1) 弹性弯曲的曲率半径不宜小于钢管的外直径的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：

$$\sigma_b = \frac{ED}{2R} \tag{2}$$

式中：σ_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

引用于 《输油管道工程设计规范 GB 50253-2014》 2014年12月第1版 中国计划出版社

本资料限内部使用，严禁用于商业。

算公式应按弹性基础上的连续梁推导，但为了简化起见，可近似的按均布荷载五跨连续梁推导，挠度系数采用0.003。

2)反向弹性弯曲之间，或弹性弯曲同弯管之间焊接的直管段长度是参照苏联规范制定的。

2 考虑到国内输油管道口径一般都不是很大，管道热煨弯管运输和施工安装不会像大口径输气管道那样困难，同时曲率半径较小，弯管制作时的削薄率相应要大，综合以上因素并保证清管器的正常通过要求，热煨弯管曲率半径要求不宜小于钢管外直径的5倍。

3 在参考美国国家标准《Pipeline Transportation System for Liquids and Slurries》ASME B31.4－2012标准要求的基础上，结合近五年国内管道工程实际应用情况，对冷弯管的最小曲率半径进行了明确和调整。对于大口径、高钢级管道，冷弯管的最小曲率半径适当放大。

4.2.3 确定管道埋深应考虑本条所提示的各项因素。一般来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造成的破坏，本条规定的最小埋深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，在安全经济的前提下，确定恰当的埋深。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。

4.2.4 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。结合近几年的两管或三管同沟敷设工程实践，增加了多管同沟敷设的沟底宽度计算规定。

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

4.2.6 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。考虑到三层结构聚乙烯、三层结构聚丙烯和双层环氧粉末外防腐涂层具有良好的机械性能，从

引用于 《输油管道工程设计规范 GB 50253-2014》 2014年12月第1版 中国计划出版社

本资料限内部使用，严禁用于商业。

方便施工考虑，要求回填土的最大粒径不大于20mm。其他类型的防腐层机械性能相对稍差，从保证管道防腐层不被回填物破坏的角度考虑，要求回填土最大粒径不超过10mm。

管沟回填是否留有沉降余量，应视管道的具体敷设区域而定。对于管道穿越河沟、沿沟谷敷设或在山前洪积扇敷设时，因管沟回填高出地面、同时管沟土没有压实；会造成地表汇水流入管沟，沿管沟冲刷，造成大段露管、甚至引起管道悬空，影响管道安全，也不满足地方水土保持要求，因此对这些地段的管道回填提出了特别要求。

4.2.7 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。在以往工程建设中，由于个别地段在管道回填后没注意恢复地貌，易造成雨水冲刷，出现管道裸露与悬空。设计应结合工程水土保持方案报告书要求对施工提出明确要求。

4.2.8 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。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。

4.2.9 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需的。

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，不宜采用本条所推荐的边坡和土堤尺寸。

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现行行业标

引用于 《输油管道工程设计规范 GB 50253-2014》 2014年12月第1版 中国计划出版社

本资料限内部使用，严禁用于商业。

准《公路工程技术标准》JTG B01 中三级公路涵洞及小型排水构筑物的设计洪水重现期拟订的。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、矽藻土、白垩土和泥炭等，均不得用于填筑土堤。

4.2.11 本条规定了输油管道与其他埋地管道或埋地电缆、通信光缆交叉时的交叉垂直间距，与其他埋地管道的交叉垂直间距是从管道安装和维护方面考虑的，与埋地电缆、通信光缆交叉垂直间距是从电绝缘方面考虑规定的。考虑到目前的防腐层施工质量较好，具有较好的电绝缘性，为方便防腐管的现场调运和施工，取消了原规范中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要求。

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。

4.3.8 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。

4.4 线路截断阀

4.4.1 对于输油管道，为方便维修和减少管道发生破损时油品泄漏量，降低对周围居民和环境的影响，要求沿线间隔一定距离要设置线路截断阀。

4.4.2 对于线路截断阀的设置间距，国外的相关现行标准有不同要求：

(1)《Petroleum Products Transportation Systems》ISO 13623—2009(《石油天然气工业管道输送系统》GB/T 24259 等同采用)、美国国家标准 ASME B31.4 - 2012 以及加拿大标准《oil and gas

引用于 《输油管道工程设计规范 GB 50253-2014》 2014年12月第1版 中国计划出版社

本资料限内部使用，严禁用于商业。

pipeline system》CAN/CSA－Z662－11 均没有明确具体的设置间距要求，但都给出了线路截断阀设置应考虑的一些因素，如沿线地形条件、管道周边的建设发展情况、管道破损后的泄漏量、泄漏油品对附近居民和环境的影响以及管道维修等。

(2)澳大利亚标准《Pipelines－Gas and liquid petroleum Part 1：Design and construction》AS 2885.1－2009 对在人口密度相对较低的乡村地区，没有具体规定截断阀的设置间距；对于人口相对密集的城镇地区，规定间距不大于 15km。

(3)俄罗斯国家标准《干线管道设计规范》СниП pk 3.05－01－2010 规定管道上必须设置截断阀，其距离通过计算确定，但不超过 30 km。

参照上述国外标准规定，基于国内多年工程建设经验，本规范规定原油和成品油管道线路截断阀间距不宜超过 32km。在人烟稀少地区，管道泄漏后相对人口密集地区，影响要小，线路截断阀的间距可以适当加大，例如中石油在苏丹、乍得和尼日尔等国建设的原油管道，管道沿线人烟稀少地区，线路截断阀的间距一般控制在 40km～50km；工程中应根据管道沿线的具体情况，考虑建设施工和运行维护等因素，合理确定人烟稀少地区的线路截断阀间距要求。

4.4.3 液化石油气管道一旦破裂，其危害程度不亚于天然气管道，液化石油气管道设置截断阀间距取自《输气管道工程设计规范》GB 50251。

4.4.4 河流大型穿跨越和饮用水水源保护区以及人口聚居区地段，管道一旦发生泄漏，将发生严重的环境污染事件，并对公众造成重大影响，为减小管道事故后的泄漏量、降低影响，结合美国国家标准 ASME B31.4－2012 的规定与现行国家标准《油气输送管道穿越工程设计规范》GB 50423 的相关要求，对这些特殊区域的截断阀设置作出要求。为降低工程投资，同时也有利于及时关断截断阀，一般是在河流大型穿跨越和饮用水水源保护区的上游设

引用于 《输油管道工程设计规范 GB 50253-2014》 2014年12月第1版 中国计划出版社

本资料限内部使用，严禁用于商业。

置监控阀，下游设置单向阀。考虑地势走向因素，如穿越段管道发生泄漏后，下游管道内油品不发生倒流，下游的单向阀室也可以不单独设置。

4.4.5 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。

4.4.6 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。

4.5.2 本条为保证坡长、坡陡的管道稳定。

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

4.6.1～4.6.6 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。

对于水平转角桩，在一些弹性弯曲和弯管转角处，以往是设置在管道转角处上方，并没有埋设在管道正上方，为真实体现管道的实际位置，规定转角桩宜设置在转折管线中心线上方。

近几年新建管道同沟敷设的情况日益增多，对于管道里程桩/阴极保护测试桩的埋设，参照现行行业标准《管道干线标记设置技术规范》SY/T 6064 进行规定。

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

引用于 《输油管道工程设计规范 GB 50253-2014》 2014年12月第1版 中国计划出版社

本资料限内部使用，严禁用于商业。

单位统一规定。

人口密集区、有工程建设活动可能和易遭受挖掘的地方，为保证管道的安全，在开挖过程中能够进一步提供警示，可考虑在管道上方 0.5m 铺设一层警示带，警示带宽度不应小于管径。

4.7 管道水工保护

4.7.4 管道横坡条件下设置截水墙是基于上部坡面汇水，宜汇入管沟，造成顺管沟的冲刷侵蚀。当管道纵坡坡度较小时，可以适当增大截水墙间距。

引用于 《输油管道工程设计规范 GB 50253-2014》 2014年12月第1版 中国计划出版社

本资料限内部使用，严禁用于商业。

5 管道、管道附件和支承件设计

5.1 载荷和作用力

5.1.1 本条作用和作用力的规定，参照了美国国家标准 ASME B31.4－2012 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。

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 0.1g 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 0.1g 以上。

5.1.2 本条规定的管道设计压力参照了美国国家标准 ASME B31.4－2012 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，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 本条采纳了美国国家标准 ASME B31.4－2012 中的相关规定，即管道最大瞬间压力不应超过设计内压力的 1.1 倍。

5.2 许 用 应 力

5.2.1 本条说明如下：

1 本条中设计系数 K 值的选取参考了美国国家标准 ASME B31.4－2012 的相关规定，本次修改中增加了人口稠密地区（城镇

引用于 《输油管道工程设计规范 GB 50253-2014》 2014年12月第1版 中国计划出版社

本资料限内部使用，严禁用于商业。

中心区、市郊居住区、商业区、工业区、规划区等）K 值取 0.6 的规定，主要是结合近年来输油管道沿线情况越来越复杂，人口密度增加，管道一旦破坏发生泄漏，影响较大，降低 K 值以提高管道壁厚，目的是为了增加管道安全。输油站内与清管器收发筒相连接的管道按照线路段设计，K 值取 0.6。结合国内多年的实践经验以及参照壳牌 DEP 31.10.00.10-Gen 的相关条款制定了本款。

表 5.2.1 根据现行国家标准《石油天然气工业　管线输送系统用钢管》GB/T 9711 相关内容进行了调整。

5.2.1～5.2.4 输油站内管道钢管的许用应力的计算方法，参考了美国国家标准《Process Piping》ASME B31.3 - 2012 选取。5.2.1 条中第 4、5 款及 5.2.2 条、5.2.3 条、5.2.4 条参考了美国国家标准 ASME B31.4 - 2012 的相关规定。对于架空管道还应符合我国有关行业标准。

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，决定于使用条件，特别是在低温下使用或在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，以防止发生脆性断裂。对于输送原油和成品油的管道来讲，管道的韧性还要满足防止裂纹性缺陷导致的管道启裂要求。

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缝的抗力；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，一般用碳当量来评价钢管的可焊性。

引用于 《输油管道工程设计规范 GB 50253-2014》 2014年12月第1版 中国计划出版社

本资料限内部使用，严禁用于商业。

5.3.2 输油管道的管材国内外均有相关标准，标准中对钢管的化学成分、力学性能、检验要求等均有明确规定。国内输油管材标准主要为现行国家标准《石油天然气工业　管线输送系统用钢管》GB/T 9711，这个标准为 API 5L 转化而来，标准中对钢管的性能指标均有明确规定，可根据工程的实际情况，一些具体技术指标由设计确定。现行国家标准《输送流体用无缝钢管》GB/T 8163 也是国内小口径管道经常使用的标准，对于一些站内管道，因钢管规格多、定货量少，按现行国家标准《石油天然气工业　管线输送系统用钢管》GB/T 9711 标准采购困难的情况下，也可采用按现行国家标准《输送流体用无缝钢管》GB/T 8163 标准生产的无缝钢管，但技术指标需满足设计要求。

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 对于输油管道来讲，在防止低温发生脆性断裂的情况下，韧性还要满足防止管道起裂要求。韧性值一般采用 V 型缺口试件的最小夏比冲击能值 *CVN* 来表示。

为防止在较低温度下的输油管道冷脆开裂问题，需要对管道材料的冷脆转变温度提出要求，要求管道材料的冷脆转变温度要低于管道的施工或运行温度。

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 本条参照美国国家标准 ASME B31.4－2012 规定了输油管道壁厚的计算公式。需要强调的是公式(5.2.1-1)$[\sigma]=K\cdot\phi\cdot\sigma_S$中的设计系数 K 取值已综合考虑了管道加工偏差等因素，管道壁厚设计选用值不应再额外考虑此因素。对于大口径管道，为节省管

引用于 《输油管道工程设计规范 GB 50253-2014》 2014年12月第1版 中国计划出版社

本资料限内部使用，严禁用于商业。

材，设计选用壁厚可不按 5.3.2 条钢管标准中的标准壁厚选用。

5.4.2、5.4.3 本条对弯管壁厚及其母管壁厚的计算方法进行了规定，其中以连接段直管管道计算壁厚为基础，按照现行行业标准《油气输送用钢制感应加热弯管》SY/T 5257 对弯管的外壁内外弧侧的壁厚进行了规定，同时也对弯管母管壁厚进行了规定。

5.4.4 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。

5.4.5 本条参照美国国家标准 ASME B31.4－2012 和国内输油管道的建设经验，对钢制管件的制作作出了规定。

为方便工程订货，规定冷弯管、热煨弯管宜采用与直管段相同的钢级材料制作。对于冷热弯管母管管型的规定是根据国内多年工程经验提出的。

5.4.6、5.4.7 这两条是参考了美国国家标准 ASME B31.4－2012 有关章节制定的。管道及管件的壁厚极限偏差计算中采取的设计系数已经考虑加工偏差因素，所以不再增加管壁的裕量。但有些小口径、低压力的管道，计算壁厚一般很小，从方便施工焊接和增加抵抗第三方破坏能力方面考虑，可额外增加部分壁厚裕量。

5.4.10 公称直径大于 300mm 的绝缘法兰制造和安装都比较困难，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。

5.4.11 本条是参考国家现行标准《压力容器》GB 150 和美国国家标准 ASME B31.4－2012 制定的。

5.4.12 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。

5.4.13 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了要求。

通过国内管道局研究院做的一些实验和研究，对西一线 1016mm 和西二线 1219mm 管道的实际弯制来讲，波浪高能够控

引用于 《输油管道工程设计规范 GB 50253-2014》 2014年12月第1版 中国计划出版社

本资料限内部使用，严禁用于商业。

制在1.3mm之内；低钢级、小口径管道弯管弯制不容易出现褶皱，相对容易控制。结合国内实际弯制情况和国外相关标准要求，对于冷弯管褶皱，需要根据管道口径大小对波浪高和波浪间距提出相应要求。

5.4.14 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还是不焊在管子上的，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л·л·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以折减系数。但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)。苏联也是采用这个公式。但由于土壤，特别是新回填的土壤，具有一定的孔隙，是可压缩的，以及由于管道下沟时的几何形状，管道具有一定的柔性，所以，管道在土壤中不是完全受约束的。

5.5.4 埋地管道除了计算由于热胀和泊桑应力外，尚应计算弹性

引用于 《输油管道工程设计规范 GB 50253-2014》 2014年12月第1版 中国计划出版社

本资料限内部使用，严禁用于商业。

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。需要注意的是式(5.5.4)适用于径厚比大于或等于30的薄壁管道。

5.5.5 最大剪应力强度理论和变形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，本规范采用这条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用值。

5.5.6 公式(5.6.5-1)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：

$$\sigma_t = \frac{1}{Z}\sqrt{M_X^2 + M_Y + M_Z^2} \tag{3}$$

式中：σ_t——热胀当量应力(MPa)；

Z——钢管截面系数(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(MN·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，利用挠性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

引用于 《输油管道工程设计规范 GB 50253-2014》 2014年12月第1版 中国计划出版社

本资料限内部使用，严禁用于商业。

与三通或管件连接的管子的刚度计算，即挠性系数取 1.0。

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列公式计算：

$$\Delta X=\Delta X_B-\Delta X_A-\Delta X_t+\Delta X_{P\varepsilon l} \tag{4}$$

$$\Delta Y=\Delta Y_B-\Delta Y_A-\Delta Y_t+\Delta Y_{P\varepsilon l} \tag{5}$$

$$\Delta Z=\Delta Z_B-\Delta Z_A-\Delta Z_t+\Delta Z_{P\varepsilon l} \tag{6}$$

式中：ΔX_A、ΔY_A、ΔZ_A、ΔX_B、ΔY_B、ΔZ_B——A 端或 B 端的附加线位移(cm)；

ΔX_t、ΔY_t、ΔZ_t——计算管系 AB 沿坐标轴 X、Y、Z 的热伸长值(cm)；

ΔX_P、ΔY_P、ΔZ_P——计算管系 AB 沿坐标轴 X、Y、Z 的预拉伸值(cm)；

ε——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同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(δ)之比以及允许最小壁厚都作了规定。如美

引用于 《输油管道工程设计规范 GB 50253-2014》 2014年12月第1版 中国计划出版社

本资料限内部使用，严禁用于商业。

国国家标准 ASME B 31.4－2012 规定当 D/t 比大于 100 时，在施工和运输中需考虑特殊的保护措施，加拿大标准 CAN/CSA－Z622－11 规定此值为 120。结合国外最新标准要求，同时考虑到国内管道以往 D/t 值均没有超过 100 的实际情况，故规定钢管外直径同壁厚之比一般不应大于 100。

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，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，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，是取自苏联的《干线管道设计手册》和《干线管道强度及稳定性计算》。

引用于 《输油管道工程设计规范 GB 50253-2014》 2014年12月第1版 中国计划出版社

本资料限内部使用，严禁用于商业。

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的说明：

1 站场选址应遵从站场址所在地的城乡建设规划，服从规划安排，并与当地城乡规划部门进行站场址位置的协商，最终确定一个满足工程建设与地方发展的合理站址。

2 地势平坦、开阔就减少土(石)方工程量和挡护工程量，有利于油气气体的散发；确定站场址一定要保证进出站场的交通与外界连接要方便、短捷；站场所在位置能够提供供电、供水、排水和职工生活等社会依托，有助于建设工程建设成本，同时也能为生产运营人员的生产、生活提供良好的社会环境。输油站场属油气集聚场所，一旦出现事故将会对周边环境造成一定的影响。因此，在选址布局时应避开人员集聚场所，降低事故影响范围。

3 输油管道工程中的所有站场定位，都受输油管道的水力、热力计算的控制，应符合输管道干线的走向和路由，并保证管道干线进出站方便。同时，站址选定还应考虑工程远期建设需求，对站场未来发展作出合理规划。

4 为保护环境，避免输油站场在事故状态下对周边水体的污染，在站址选择阶段就应避免输油站场临近大江、大河等重要水体布置。当条件无法满足此要求时，需对输油站场的防火堤、生产区围堰、事故泄放系统等预防设施进行合理设计，避免事故液进入周边水体。

5 在确定站场址位置之前，就应对该站址区域的地质情况进行调查，避免将站场设置不良地质区域，避免增加工程投资和站场运营安全的风险。

引用于 《输油管道工程设计规范 GB 50253-2014》 2014年12月第1版 中国计划出版社

本资料限内部使用，严禁用于商业。

6　输送原油管道工程首站，应靠近油田的集中处理站或矿场的原油库；输送成品油首站则应靠近炼油厂的成品油库和液化石油气储备装置区；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，以便节约占地、减少投资、方便双方运营交接管理。考虑到与下游用户之间联系方便，输油管道末站应与下游企业统一规划，统一选址，应尽量靠近。

6.1.2　本条提出了各类站场及基地平面布置应符合有关规范的规定。

7　结合目前的生产运行经验，在输油站场生产区设置事故液漫流的导流和收集设施，如低围堰、导流沟、集液池等，能有效地控制泄漏事故的影响范围，有效地提高输油站场生产运营期间的安全性。

6.2　站场工艺流程

6.2.1～6.2.9　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运营，需在站内设反输流程；投产及维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。本条还对注入站功能进行了明确。

6.3　原油管道站场工艺及设备

6.3.1　根据现行国家标准《石油天然气工程设计防火规范》GB 50183的规定，原油属甲B可燃液体，原油中含有易挥发的轻馏分，为减少油罐的呼吸损耗，油罐形式宜采用金属浮顶油罐。

6.3.2　本条规定了原油管道站场储罐罐容的计算方法及设置原则，原油储罐设置要结合上下游相关企业的具体情况综合考虑确

引用于 《输油管道工程设计规范 GB 50253-2014》 2014年12月第1版 中国计划出版社

本资料限内部使用，严禁用于商业。

定设置储罐的容量，可利用上下游相关企业的储罐，但应该和相关企业签署利用或租用协议。

1 原油储罐的数量应满足下列要求：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，本条规定储罐的数量每站不宜少于3座。

2 原油管道的分输站一般都是直接分输到炼厂，炼厂设有较大容量的储罐，可完全满足原油分输的需要，因此分输站可不设储油罐；具有储存、转运功能的分输站，需要设置一定数量的储罐。

6.3.3 输油管道采用密闭输送时，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瞬态水力分析计算确定。根据目前国内原油管道的设计经验，泄压罐的容积都不大，且有回注到干线的措施，但泄放时的瞬时流量较大，因此通常采用固定顶储罐，而不采用浮顶储罐或内浮顶储罐，以防由于浮船上升速度较快或不均衡造成翻船或卡船事故。当站场设置较大容量的浮顶罐或内浮顶罐时，也可兼作泄压罐使用。

6.3.4 为保证原油管道输送安全，本条对输送原油的管道各类输油站的油品储备天数进行了规定。

1 首站、注入站：

1)油源来自油田管道时，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3d～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4d～5d；

3)、4)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，原油储备天数内河为3d～4d，近海宜为5d～7d。

引用于 《输油管道工程设计规范 GB 50253-2014》 2014年12月第1版 中国计划出版社

本资料限内部使用，严禁用于商业。

5)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 具有储存、转运功能的分输站、末站的储备天数同输油首站。

3 当采用旁接油罐工艺时，由于某输油站机泵的切换、因油黏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。

6.3.5 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维持温度，不考虑升温。油品储存温度与管道的输送温度原则保持一致。

6.3.6 随着输油管道建设的发展，目前基本上实现了管道输送直接到达用户，利用铁路装车外运或接收铁路来油后管输的情况越来越少。原规范中 6.3.4 条部分引用了现行行业标准《石油化工液体物料铁路装卸车设施设计规范》SH/T 3107 的部分条文，本次修订删除了原规范中的具体条文规定，改为直接引用标准。

6.3.8 离心泵的效率受所输油品的黏度影响较大。当油品黏度超过 100mPa·s 以上时，机泵效率将下降 30%左右。油品的黏度继续加大，机泵消耗功率将大大增加，就不宜选择离心泵。

公式(6.3.8)中 102 为功率单位换算系数。即：

$$P=\frac{q_v\cdot\rho\cdot g\cdot H}{\eta}\mathrm{W}=\frac{9.80665q_v\cdot\rho\cdot H}{1000\cdot\eta}\mathrm{kW}$$

$$=\frac{q_v\cdot\rho\cdot H}{102\cdot\eta}\mathrm{kW} \tag{7}$$

6.3.9 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。

引用于 《输油管道工程设计规范 GB 50253-2014》 2014年12月第1版 中国计划出版社

本资料限内部使用，严禁用于商业。

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经技术经济比较后确定。

6.3.10 加热油品用的加热炉，每座输油站一般设置2台以上。2台的总热负荷等于或稍大于最冷月的总热负荷，可不设备用炉。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。

6.3.11 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0.2MPa。

6.3.12 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，增加摩阻，使输量减少。为了维持管道的设计输量，应对管道定期进行清管。

6.3.14 本条说明如下：

1 根据现行国家标准《原油动态计量　一般原则》GB/T 9109.1的规定，由供方设置计量站。

原油交接计量系统应按照现行国家标准《原油动态计量　一般原则》GB 9109.1的规定，进行原油贸易交接动态计量的系统设计。成品油贸易交接，参照《原油动态计量　一般原则》GB 9109.1的规定，进行成品油动态计量的系统设计。

管道首站接受油品的计量系统，由供方承建并管理，可与管道首站工艺站场合建，也可独立建站。

跨国管道涉及国际贸易计量，宜在接收端设置计量核查系统。供方的计量系统，其计量方式应（经双方协商）由供方根据需要选择确定，应配备满足要求的设备和仪器，计量器具操作和质量检验

引用于 《输油管道工程设计规范 GB 50253-2014》 2014年12月第1版 中国计划出版社

本资料限内部使用，严禁用于商业。

由供方负责，需方监护，计量数据共享；计量核查系统的计量器具、计量方式应与供方计量系统设置保持一致，确保核查系统的有效性。同时应考虑海关监管设施的设置。

管道的支、干线末站应设置交接计量系统。

2 根据不同油品（原油、成品油）和原油不同物性选择相应的流量计型式。根据现行国家标准《原油动态计量　一般原则》GB 9109.1 的规定要求，流量计的准确度不应低于 0.2 级；

根据《中华人民共和国计量法》的规定，国产流量计应提供制造许可证；进口流量计应提供型式批准证书。

3 为了保证 1 台流量计出现故障时，不影响长输管道的连续运行和油品的正常计量，用于交接计量的流量计应设置备用流量计，不允许设置旁通。

原规范第 3、4 款规定的内容，在《原油动态计量　一般原则》GB 9109.1 中有明确规定，本次修编删除。

原规范仅规定“消气器、过滤器”的选择，现行国家标准《原油动态计量　一般原则》GB/T 9109.1、《液态烃体积测量　容积式流量计计量系统》GB/T 17288 均对计量系统范围给予明确界定，并对计量系统中各种辅助设备是否设置、如何设置均有明确规定。

5 流量计出口保持足够的背压，是为了减少或消除蒸气的释放。对低饱和蒸气压的液体，背压值 P_b 应按下式计算：

$$P_b = 2\Delta P + 1.25P_e \tag{8}$$

式中：P_b——最小背压（kPa）；

ΔP——流量计最大工作流量下的压降（kPa）；

P_e——液体在工作温度下的饱和蒸汽压（kPa）。

7 为适应环保和安全运行的要求，排污管线在条件允许时宜采用密闭流程；考虑流量计前后属于不同用户的产品，为减少纠纷排污管线应分别设置。

9 贸易交接动态计量系统，原规定仅有油量计量的规定，本次增加输送介质品质的质量检验系统的设置规定。油品物性化验

引用于 《输油管道工程设计规范 GB 50253-2014》 2014年12月第1版 中国计划出版社

本资料限内部使用，严禁用于商业。

设施的设置，应根据项目的要求确定。

10 计量系统辅助设备的设置，应根据具体选用的流量计不同类型，满足相关类型流量计的检定规范的要求。

6.4 成品油管道站场工艺及设备

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械杂质，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。

6.4.2 顺序输送油品的管道首站、注入站、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(6.4.2-1)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15d的储备量或与炼油厂供油单位签订合同的油品储量。

6.4.14 成品油管道阀门的选择除应符合本规范中第6.3.13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10s。

6.5 液化石油气管道站场工艺及设备

6.5.1 本条提出了液化石油气储罐设计要求：

1 在常温下因液化石油气具有较高的蒸汽压力，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 ϵ 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。

引用于 《输油管道工程设计规范 GB 50253-2014》 2014年12月第1版 中国计划出版社

本资料限内部使用，严禁用于商业。

5 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。除此而外，为了防止由于抽出液化石油气或气温急剧下降时，储罐内形成真空，罐内产生真空时打开活门。高于大气压的液化石油气由其他容器送到储罐内，保证储罐在正压下工作。

当管道破损、阀门破裂，发生火灾或操作失误时，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。

6 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。

7 液化石油气储罐上应设置安全阀。安全阀是为了防止由于储罐附近发生火灾或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 2 个安全阀或 1 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。

放散管出口处应设防雨罩，防止雨水或污物进入放散管中，否则将影响气体放散。

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不得安装铸铁阀。

8 充分考虑储罐的安全，容积为 $100m^3$ 和 $100m^3$ 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。

6.5.3 液化石油气储罐中是否需要冷却，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。

引用于 《输油管道工程设计规范 GB 50253-2014》 2014年12月第1版 中国计划出版社

本资料限内部使用，严禁用于商业。

6.6 站内管道及设备的防腐与保温

6.6.1、6.6.2 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级防腐，尽量减少漏点，使腐蚀的危害降至最小。站内地面管道和金属设施应采取外防腐措施。在腐蚀较为严重的地区，例如靠近海边的站场、湿度较大的站场等，可以采取外防腐层＋区域阴极保护的措施。

6.7 站场供配电

6.7.1 本条是在原规范的基础上，结合近年来管道工程实际的建设和运行情况修订的。同时特别强调要求与工艺系统的实际运行要求相匹配。

加热输送原油管道的首站、设有反输功能的末站和压力或热力不可逾越的中间站若停电将严重影响输油生产（轻者停输、重者灌香肠）或（装船），因此确定为一级负荷。常温输送的原油管道、成品油管道停电只会影响输油生产，不会造成管道凝管，因此输油首站、压力不可逾越中间泵站确定负荷等级宜为一级。

减压站设置在高差起伏较大的管道上，用来降低地势低凹处管道运行动压和截断管道停输时的静压力，一般来说减压站上下游管道设计压力不同，一旦减压站停电，减压系统失效，下游管道将超压，严重时会发生管道破裂事故，因此确定等级宜为一级。

6.7.2 本条是一级负荷输油站场的供电要求。一级负荷输油站应有双重电源供电。两个电源最好来自电气联系相对较弱的不同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电气联系相对较弱的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。

6.7.3 本条是二级负荷输油站的供电要求。对二级负荷输油站，停电不会造成管道停输，但仍将影响正常的输油生产，应尽量避

引用于 《输油管道工程设计规范 GB 50253-2014》 2014年12月第1版 中国计划出版社

本资料限内部使用，严禁用于商业。

免，故宜采用双回路、双主变供电；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，允许由一回线路供电，并另设自动化柴油发电机组作应急电源。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～220kV 无人值班变电所设计规程》DL/T 5103 相关内容制定的。

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，而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、命令的通信装置、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。因此，一般宜选择太阳能发电、风能发电、小型燃油发电装置作为自备电源装置。

6.7.7 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 35kV/0.4kV 配电变压器供电等)，仍应采

引用于 《输油管道工程设计规范 GB 50253-2014》 2014年12月第1版 中国计划出版社

本资料限内部使用，严禁用于商业。

用直接启动方式。

6.7.9 本条参考现行国家标准《供配电系统设计规范》GB 50052规定编写。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，可使电容补偿装置随输油泵电动机同步投切。

同时确定了电机台数在5台及以上时宜采用集中补偿，主要是这种类型的变电站变压器容量一般比较大，采用单机补偿设备较多，占地面积较大，同时在低负荷时变压器不满足补偿要求，采用集中补偿更利于运行。

6.7.10 条文中“并应同时备有手动操作功能”是作为变电站综合自动化装置远方遥控的备用控制手段，尤其对于输油泵等关键工艺设备应设置手动操作“硬线”系统。

6.7.11 本条是根据现行国家标准《35kV～110kV 变电所设计规范》GB 50059 关于电网公司的统一要求和输油生产电力调度要求制定的。

6.7.14 本条为新增条款，依据现行国家标准《交流电气装置的接地设计规范》GB/T 50065 的要求制定。站场采用总的接地有利于防雷设计。

6.8 站场供、排水及消防

6.8.1 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

引用于 《输油管道工程设计规范 GB 50253-2014》 2014年12月第1版 中国计划出版社

本资料限内部使用，严禁用于商业。

企业供水，均应以当地主管部门的同意文件作为设计依据。

6.8.2 本条文对不同性质的污水排放，分别作了较为具体的规定。

输油站场，每班在岗人员很少（一般3人～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，达到国家排放标准或当地环保部门的特殊规定后排放。

含油污水系指含油量超过10mg/L的污水，应进行处理，达到国家排放标准或当地环保部门的特殊规定后方可排放。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、油码头及液化石油气站场的消防设计提出了相应要求。

原国家标准《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已经合并为《泡沫灭火系统设计规范》GB 50151，本次对该部分内容进行了更新。原国家标准《原油和天然气工程设计防火规范》GB 50183已经更名为《石油天然气工程设计防火规范》GB 50183，本次已予以更新。

原码头部分的消防设计要求遵循《石油化工企业设计防火规范》GB 50160，但2009年7月1日开始执行的新版《石油化工企业设计防火规范》GB 50160已经不再包含码头部分的消防设计内

引用于 《输油管道工程设计规范 GB 50253-2014》 2014年12月第1版 中国计划出版社

本资料限内部使用，严禁用于商业。

容，故此次修订时将该规范取消。

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

6.9.2 原油长输管道大多数需要跨越数省、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，应按照现行国家标准《采暖通风与空气调节设计规范》GB 50019执行。

6.9.3 输油站站内各类房间的采暖室内计算温度，应按照实际情况确定。无人值班的低压配电间中一些设备不允许其环境温度过低，因此，本规范中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，应当特殊处理，本规范中仍列为不采暖范围。

6.9.4 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。输油站场的化验室有甲、乙类物质产生，排风设备选用防爆型。

6.9.5 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。

引用于 《输油管道工程设计规范 GB 50253-2014》 2014年12月第1版 中国计划出版社

本资料限内部使用，严禁用于商业。

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。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。风管内爆炸危险气体的浓度不应大于爆炸下限的50%。

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℃。

6.9.6 根据现行国家标准《采暖通风与空气调节设计规范》GB 50019及《工业企业设计卫生标准》GBZ 1的规定，将通风换气次数定为不宜小于12次/h。

6.9.7 本条主要指液化石油气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。吸风口的位置参考现行国家标准《采暖通风与空气调节设计规范》GB 50019—2003的第5.3.14条。

6.9.8 本条规定的目的是为了保证室内空气质量并消除明火引起燃烧或爆炸危险的可能性。

6.9.9 本条规定的目的：一是避免使含有大量余热、余湿或有害物质的空气流入没有或仅有少量余热、余湿或有害物质的区域；二是为了提高全面排风系统的效果，创造较好的劳动条件。

6.9.11 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。

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，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。目的是达到安全、平稳、经济地

引用于 《输油管道工程设计规范 GB 50253-2014》 2014年12月第1版 中国计划出版社

本资料限内部使用，严禁用于商业。

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，提出了仪表选型的五款规定。

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，同时便于与站控制系统配合使用。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 4mA～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 本条依据现行国家标准《爆炸危险环境电力装置设计规范》GB 50058 的相关规定制订。

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、设备提供合适的工作环境。站控制室包含机柜间，控制室与机柜间宜分开设置。其设计应符合现行国家标准《油气田及管道工程计算机控制系统设计规范》GB/T 50823 的规定。

6.10.6 本条针对工艺站场压力控制回路。

1 站压力调节方式宜采用节流调节和泵转速调节。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，也就是指调节与泵联接的原动机（如调速电机、燃气轮机、柴油机或液力耦合器变速装置等）的转速用于调节进泵（进站）、出站压力。压力调节一般由控制系统实施。压力调节系统宜单独使用压力变送器，以

引用于 《输油管道工程设计规范 GB 50253-2014》 2014年12月第1版 中国计划出版社

本资料限内部使用，严禁用于商业。

提高运行的可靠性。

2 等百分比或近似等百分比特性的调节阀调节品质好，特别是从全开设置进行调节时的调节灵敏度高，因此长输管道一般采用等百分比（或近似等百分比）特性的调节阀。

6.10.7 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、压力的监视、调节，保证安全、平稳、经济地输油。

2 根据运行经验，提出泵站出站、分输站的进/出站的输油量进行监视。

3 根据运行管理及节能的要求，需要对工艺站场的各种消耗介质进行计量，对能耗较大的设备可进行单独计量，并经站控制系统将能耗（单机能耗、站总能耗等）数据上传到控制中心。

4 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。

5 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，实现最佳混油切割操作方案。目前，常用的界面检测仪表大多数采用密度计、荧光检测仪、分光光度计、超声波测速仪等。

6 应根据管道确定的控制要求和控制水平，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。因此，工艺设备、动力设备及其他辅助设备在选型时，应满足自动控制系统的功能要求。

6.10.8 为保证仪表及控制系统的安全供电，对其供电设计提出了要求。本条参考国家现行行业标准《仪表供电设计规范》HG 20509 的相关规定编写。

6.10.9 本条参考国家现行行业标准《仪表系统接地设计规范》

引用于 《输油管道工程设计规范 GB 50253-2014》 2014年12月第1版 中国计划出版社

本资料限内部使用，严禁用于商业。

HG 20513 的相关规定编写。接地装置的接地电阻值应按接地系统中要求的最小值确定。

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。

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，本安仪表接地。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。

引用于 《输油管道工程设计规范 GB 50253-2014》 2014年12月第1版 中国计划出版社

本资料限内部使用，严禁用于商业。

7 管道监控系统

7.1 一般规定

7.1.2 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。国内管道的自动化水平有了很大的提高，不仅单条管道采用计算机监控与数据采集系统进行调度、管理和监控，中石油已于2007年建成全国管网的国家级控制中心。因此，采用SCADA系统已经属于很成熟的技术，考虑国标的通用性，对只有一个泵站的管道是否采用SCADA系统，需结合项目的情况决定。因此本次修编采用“宜”。

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。这四个部分是不可缺少的。

7.1.4 根据SCADA系统的功能和结构以及安全运行的要求，提出管道SCADA系统的管控模式。

7.2 控制中心及计算机系统

7.2.1 本条结合国内外的情况，提出了主要监控及管理功能。具体功能的实施应根据管道建设的具体要求等情况而异。当管道设置独立控制中心时，水击控制、管道的泄漏检测与定位功能宜设置在控制中心；当多条管道共用一个控制中心时，上述功能也可以设置在每条管道的运行管理部门所在地。

7.2.2 当管道输送多种油品，具有批次操作需求时，控制中心根据实际需要配置诸如状态预测、批次计划、工艺运行优化、界面跟踪、管道存量计算、泄漏检测、模拟培训等实时模拟高级应用软件，以满足管道的管理、操作的要求。鉴于目前控制中心实际功能需要，以及泄漏检测软件的实际使用效果，需要在实际工程中不断总

引用于 《输油管道工程设计规范 GB 50253-2014》 2014年12月第1版 中国计划出版社

本资料限内部使用，严禁用于商业。

结，本次修改不作硬性要求，将采用程度取“可”。

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 管道控制中心的计算机控制系统，一般应配置实时服务器、历史服务器、路由器、交换机、操作员工作站、工程师工作站、网络设备、网络打印机、磁盘阵列等外部存储设备，通过以太网相互连接在一起。根据需要，可设置模拟仿真服务器、设备管理服务器、地理信息服务器、Web 服务器、培训工作站、背投影系统等附属功能设备。

为提高可靠性，调度控制中心 SCADA 系统的服务器、局域网、路由器、交换机等采用冗余配置，应具备故障自动切换功能。

7.2.5 本规定对 SCADA 系统是否设置备用控制中心未作硬性规定，需结合项目的情况决定。当设置备用控制中心时，主、备控制中心应异地设置，主、备控制中心之间应设置冗余通信信道，具备故障（即控制权限）切换功能。主、备控制中心应同时采集工艺站场的实时数据，保持主、备中心的数据同步。

7.3 站控制系统

7.3.1 本条结合国内外输油站的站控制系统的情况而提出基本功能。具体功能的要求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、末站的不同油品的混油段的切割控制是重要的。它涉及油品的质量及经济效益。

7.3.2 本条结合国内外输油站的站控制系统的情况而提出站控制系统配置的基本要求。具体的配置要根据管道的控制功能要求等情况而定。

7.3.4 由于安全与环保要求越来越严格，根据现行国家标准《电气/电子/可编程电子安全相关系统的功能安全》GB/T 20438（等效 IEC 61508）、《过程工业领域安全仪表系统的功能安全》

引用于 《输油管道工程设计规范 GB 50253-2014》 2014年12月第1版 中国计划出版社

本资料限内部使用，严禁用于商业。

GB/T 21109(等效 IEC 61511)相关要求，编制本条。

1 根据输油站场安全控制回路的危险程度和影响范围，安全仪表系统分为紧急停车和安全保护两个等级。紧急停车系统应根据确定的安全完整性等级进行设计，SIL1 可以和过程控制系统合用控制器，输入/输出模块单独设置；SIL2 宜独立设置、SIL3 应独立设置。

2 紧急停车系统。根据危险程度和影响范围，紧急停车系统分为站场级和设备级：

1)当工艺设备区、罐区发生火灾，站场(或现场)设置的紧急停车按钮动作，站场级的紧急停车系统启动；该功能由输油站场控制室、现场紧急停车按钮发出命令，站场级的紧急停车系统启动，使全站及设备安全停运并与管道线路隔离。

2)站场级的紧急停车系统启动，应保留消防和必要的应急功能，防止事故扩大和次生灾害的发生。

3)该条款属于设备级的紧急停车功能。如泵机组、加热炉的检测参数超限，设备级的紧急停车系统启动，将该设备转换到安全状态。必要时将该设备与工艺过程隔离。紧急停车系统连锁的设备停运，需现场人工复位后方可启动。

4)设备级的紧急停车功能启动，只管辖该设备，不影响站场级紧急停车系统；站场级紧急停车系统启动，将所辖设备全部转换到安全状态。

5)对于液体管道，站场级紧急停车系统启动后，应具有向全线水击保护系统发出联锁信号的功能，启动全线水击保护系统。

3 安全保护系统。本款是结合国内外输油管道的运行经验而提出的。为了提高可靠性，在联锁动作前，应有征兆预报警信号。

1)输油泵站进泵(站)压力超过低限(低于允许气蚀余量)，会使泵产生气蚀；输油泵站的出泵(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。因此这两个信号首先应设置保护调节功能(见本规范第 6.10.7 条规定)；当保护调节失效

引用于 《输油管道工程设计规范 GB 50253-2014》 2014年12月第1版 中国计划出版社

本资料限内部使用，严禁用于商业。

或设备出现故障应由安全保护系统与输油泵机组联锁停运，保证人身、环境、设备的安全。

2）出现水击事件，首先应设置以 SCADA 系统的计算机系统为主控，各站控制系统为从控，组成站间联动的“超前保护”系统。SCADA 系统采用“超前保护”方法的核心是超前获得水击事故信息并发出控制指令，超前完成某些特定的水击保护动作，如迅速关小出站调节阀或程序顺序停泵。“超前保护”失效，进/出站管道处的压力超限泄压阀动作。

根据近几年管道运行经验和操作要求，安全保护功能联锁的设备停运，可以随工艺参数的恢复，立即启动（即：由于水击产生的程序停泵，属于安全保护停泵，不应设置成 ESD 停泵）。

7.3.5 本条说明如下：

5 本款为强制性条文，必须严格执行。管道站场附属罐区的消防系统与站控制系统独立设置，为确保管道和安全运行，站场操作人员应掌握消防系统的运行状态，以便在罐区消防系统启动后采取必要的操作。

引用于 《输油管道工程设计规范 GB 50253-2014》 2014年12月第1版 中国计划出版社

本资料限内部使用，严禁用于商业。

8 通　信

8.0.1 对于长距离输油干线管道，建议采用光缆或 VSAT 卫星组建专用通信传输网络。对于短距离的支线管道，在通信传输方式满足业务实际需求的前提下，经技术经济比较，可采用光缆通信、VSAT 卫星通信或租用通信运营商的专线电路组建传输网络。

8.0.2 为节省工程投资，节约土地资源，输油管道的通信传输方式如选用光纤通信，新建光缆宜与输油管道同沟敷设。新建光缆的光纤容量除考虑本次工程的实际需求外，如规划中与其同路由上将有其他管道通信工程需求，宜统一考虑后续工程可能的需求，并且还应为各工程可能存在的新增业务预留适当容量。对于光缆建设有具体规划的，光纤容量则以满足规划为宜。

8.0.3 通信站点的位置与管道工艺站场合建，这样一方面便于传输管道通信业务，另一方面可以依托工艺站场的供电、建筑等基础设施以及人力资源，便于维护。

8.0.4 鉴于电话交换技术的发展，PABX 已经很少在新建输油管道工程电话交换系统中采用，多数新建的输油管道电话交换系统均采用 VOIP 电话交换技术。根据新技术的特点，对于管道管理部门以及人员较多的工艺站场建议采用带自交换功能的综合接入设备。为节省投资，对人员很少的工艺站场可采用远端用户的方式，直接采用 IP 电话机，或网关设备连接模拟电话机。为巡线及检修方便，监控阀室宜设置电话单机，有 VOIP 电话交换系统和专用传输系统的可设置 IP 电话单机，没有条件的可设置公网电话单机。

8.0.5 输油管道通信业务种类是根据输油生产的实际需要，并总结多年来生产运行和维护的经验提出的。考虑目前通信手段的

引用于 《输油管道工程设计规范 GB 50253-2014》 2014年12月第1版 中国计划出版社

本资料限内部使用，严禁用于商业。

发展，会议电话的实际应用很少，删除了会议电话。根据技术的发展情况和实际运行的需求，取消了专门的站间电话，站间电话功能可由一般行政电话实现。考虑站场的安全及计算机网络的需求，本条规范增加了工业电视、周界防范和企业办公网络的通信需求。

8.0.6 鉴于输油管道生产的安全性要求，输油管道各工艺站应有专用的调度电话系统。调度电话系统可单独设置，也可与行政电话和会议电话系统合并。

8.0.7 对于一般地区，应接入当地公网电话，以便于与当地消防等部门联系，对于个别难以直接接入的，应采取通过石油专网迂回的方式实现与当地公网的连接。

8.0.8 消防值班室除设置内部电话外，为便于在紧急情况下及时报警，应单独设置可直接拨打当地消防报警电话的电话单机。

8.0.9 输油站较高电压等级的变电所内一般设置有电力部门的专用调度电话，对于没有专门值班室的变电所，应将该调度电话并接到有人职守的控制室。对于电力部门没有设置专用调度电话的变电所，也应在变电所设置可拨打上级电力部门的电话单机，并将该电话单机并接到有人职守的控制室。

8.0.10 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临时应急通信。无线移动通信可采用公网移动电话、对讲机、可移动 VSAT 卫星站等一种方式或几种方式的结合。

8.0.11 考虑到卫星传输带宽的限制以及监控阀室实际数据传输需求，SCADA 数据传输带宽不宜小于 9600bps，误码率不大于 10^{-6}。具体要求应以自动化控制专业的实际要求为准。

8.0.12 对于小型输油管道，站数很少，甚至只有 1 个端站，实际备用通信条件又受限时，SCADA 数据可不考虑设置备用通信信道。因此将原规范的“应”改为了“宜”。

8.0.13 为节约投资，对于输油管道站场，通信设备机房可与自动化、阴极保护等设备机房共用。考虑以往实际工程的经验，机房内可设置防静电活动地板。

引用于 《输油管道工程设计规范 GB 50253-2014》 2014年12月第1版 中国计划出版社

本资料限内部使用，严禁用于商业。

9 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，具体内容由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 本条指出了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 本条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，在焊接中也可采用。本条补充了标准号及气体保护焊用钢丝标准。

9.1.5 本条指出了焊接接头设计应遵行的原则。对于等壁厚的钢管，其对接接头坡口尺寸在国家现行标准《油气长输管道工程施工及验收规范》GB 50369 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，本规范推荐采用美国国家标准 ASME B31.4－2012 的规定。

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。美国国家标准 ASME B31.4－2012 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

引用于 《输油管道工程设计规范 GB 50253-2014》 2014年12月第1版 中国计划出版社

本资料限内部使用，严禁用于商业。

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，是按照美国国家标准 ASME B31.4－2012 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。

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。

9.1.8 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，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

引用于 《输油管道工程设计规范 GB 50253-2014》 2014年12月第1版 中国计划出版社

本资料限内部使用，严禁用于商业。

检验合格并除去焊瘤、飞溅物等。

对于焊缝的抽检数量，美国国家标准 ASME B31.4－2012、加拿大标准 CAN/CSA－Z662－11 等规范规定一般要抽检焊工当天完成焊缝的 10%～15%进行无损检测。考虑到我国地形复杂、人口相对密集，同时现场管道焊缝质量是保证管道的安全的最重要一个环节，目前的检测方法和手段有了很大提高，如射线爬行器和全自动超声波的应用，提高了检测效率，降低了检测成本。因此本版标准要求所有的管道环焊缝均要进行无损检测，比以往规定严格。

对于输油站场、居民区、工矿企业区管段，考虑到这些地段的管道一旦发生事故，危害极大，要求采用 100%射线探伤检验和 100%超声波探伤检验。对于碰死口焊缝，主要考虑到这些管道的安装条件相对较差，环焊缝中存在缺陷的概率相对要大，有可能还会存在一些裂纹，因此采用 100%射线探伤检验和 100%超声波探伤检验，以确保焊接缺陷的检出率。

原来执行的《钢熔化焊对接接头射线照相和质量分级》GB 3323—87 和《钢焊缝手工超声波探伤方法和探伤结果分级》GB 11345—89 相比现行行业标准《石油天然气钢质管道无损检测》SY/T 4109，缺陷的分类和要求不够细致，同时圆形缺陷要求偏严，现场焊接难以达到，总体来讲，不适宜长输管道的焊接检测。多年来，国内普遍采用的是现行行业标准《石油天然气钢质管道无损检测》SY/T 4109，因此本版标准对焊缝的验收标准进行了修改，采用现行行业标准《石油天然气钢质管道无损检测》SY/T 4109，与现行国家标准《油气输送管道穿越工程设计规范》GB 50423 和《油气长输管道工程施工及验收规范》GB 50369 等保持一致。对于焊缝的合格标准，根据工程经验和参照美国《Weiding of Pipelines and Related Facilities》API RP1104 对焊缝的验收合格标准，确定Ⅱ级质量等级为焊缝的合格等级。

9.1.9 目前国内大口径、高压力管道，为提高焊接施工效率，在地形开阔地方，多采用全自动焊接方式，相比手工电弧焊和半自

引用于 《输油管道工程设计规范 GB 50253-2014》 2014年12月第1版 中国计划出版社

本资料限内部使用，严禁用于商业。

动焊来讲，全自动焊的坡口尺寸和焊缝较为规整，可采用全自动超声波进行检测。全自动超声波相比传统的手工超声波，检测效率和检测精度大幅提高，同时还可以对缺陷进行定位和保存，具有可追溯性。

9.1.10 考虑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现行国家标准《输气管道工程设计规范》GB 50251。

9.2 试　　压

9.2.1 本条为强制性条文，必须严格执行。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。

9.2.4 壁厚不同的管段一般属于不同的设计压力等级，因此应分别试压。有些地段考虑到虽然设计压力等级一样，但采取了不同的设计系数，因此管道壁厚不一致，但这些地段可以连为一体进行试压；另外有些相邻地段，虽然设计压力和管道壁厚均不一样，为减小试压分段，可以一起进行试压，试验压力以等级高的为准，但要保证薄管壁管段上的任意点在试压中的环向应力均不超过 0.9 倍最小屈服强度。

9.2.6 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。

9.2.7 本条规定，采用水作为试压介质，以利安全。

原规范规定："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做好防爆措施准备，以保证安全"。但考虑到输油管道设计在前，试压在后，设计阶段难以根据后续的试压方案对管材的止裂韧性提出要求，采用气试压，管道一旦发生破裂时将难以止裂；如果存在小孔泄漏，因气体的可压缩性，通过压降在试压时间内也难以发现管

引用于 《输油管道工程设计规范 GB 50253-2014》 2014年12月第1版 中国计划出版社

本资料限内部使用，严禁用于商业。

道泄漏。考虑到上述因素，结合国内近些年的试压实际，本次修订取消了采用气试压的要求。

9.2.8 本规范的试验压力和稳压时间是参照美国国家标准 ASME B31.4－2012 的要求规定的。如条件允许，可提高强度试验压力，以排除更多的缺陷，提高管道的安全。一般情况下，要求试压时的环向应力不应大于最低屈服强度 90％。

借鉴国内外工程的一些实际做法，在复杂山区，如果试压分段过多，也可对试压时产生的环向应力适当放宽，要求管线任一点的试验压力与静水压力之和所产生的环向应力不大于钢管的最低屈服强度 95％，同时为避免现场试压产生的管道环向应力超出工厂水压试验时产生的环向应力，增加管道破裂的风险，需要注意的是现场试压产生的管道环向应力不应超过工厂水压试验时产生的环向应力值。

持续稳压时间，系指试验压力达到规定数值后，保持压力的时间。

据国外文献记载，如试验压力超过工作压力并接近或超过屈服强度时，长时间的稳压将使一些小的缺陷扩大而处于临界状态，以后，即使承受较低的压力也会导致管道破裂。因此管道试压的最好办法是在压力升到强度试验压力后，经短时间稳压即降到严密性试验压力。美国国家标准 ASME B31.4－2012 规定水压试验的承压时间不少于 4h，加拿大标准 CAN/CSA－Z662－11 也规定稳压时间不得少于 4h。本规范参照上述两规范定为 4h。

对于严密性试验压力和稳压时间问题，美国国家标准 ASME B31.4－2012 和加拿大标准 CAN/CSA－Z662－11 均要求不得小于设计内压力的 1.1 倍。持续稳压时间不得小于 4h。考虑到管道严密性试验的主要目的是要验证管道的严密性，检查管道是否存在小孔泄漏。考虑到管道运行压力在水击情况下有可能会超出设计压力，国外规范中对于试验压力规定为设计内压力的 1.1 倍。对于稳压时间，在一定孔径的小孔泄漏下能否引起压力达到规定的压降，与管段的长度有直接关系。长度越短，发现泄漏所需要的

引用于 《输油管道工程设计规范 GB 50253-2014》 2014年12月第1版 中国计划出版社

本资料限内部使用，严禁用于商业。

时间越短，管段越长所需时间越长。鉴于国内多年来一直采用的是严密性试验压力不小于设计压力和稳压不小于24h的实际情况，考虑到强度试压已经在1.25倍设计压力下进行了管道的完整性检验，经审查专家讨论，结合国内的工程实践经验，规定了严密性试验压力不小于设计压力和稳压不小于24h的要求。

9.2.9 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，应用射线探伤进行100%检查合格。

本规范对分段试压的高差未作规定，设计人员可参照本条文说明9.2.7条的精神和施工单位的试压设备确定。

9.2.10 考虑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。

引用于 《输油管道工程设计规范 GB 50253-2014》 2014年12月第1版 中国计划出版社