

# 第三章 长输管道 GA 设计

## 第一节 输油管道

### 一、总则

#### 3.1.1 输油管道设计常用标准、规范有哪些？

- 答：(1) GB 9711—2017《石油天然气工业 管线输送系统用钢管》；  
(2) GB/T 21447—2018《钢质管道外腐蚀控制规范》；  
(3) GB/T 21448—2017《埋地钢质管道阴极保护技术规范》；  
(4) GB 50183—2004《石油天然气工程设计防火规范》；  
(5) GB 50251—2015《输气管道工程设计规范》；  
(6) GB 50253—2014《输油管道工程设计规范》；  
(7) GB 50423—2013《油气输送管道穿越工程设计规范》；  
(8) GB 50459—2017《油气输送管道跨越工程设计规范》；  
(9) GB 50470—2017《油气输送管道线路工程抗震设计规范》。

#### 3.1.2 GB 50253 的目的和适用范围是什么？

答：现行国家规范《输油管道工程设计规范》GB 50253—2014 的目的和适用范围如下：

- (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；  
(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；  
(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；  
(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。

### 二、输油工艺

#### 3.1.3 输油工艺设计的一般规定有哪些？

答：(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。

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

(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。

(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。

(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。

(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。

(7) 原油的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。

(8) 成品油管道输送工艺应根据成品油输量、品种及各品种比例、沿线注入量及分输量确定。

(9) 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。

### 三、线路选择

#### 3.1.4 什么是输油管道工程？

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

#### 3.1.5 什么是管道系统？何谓输油站、首站、中间站、分输站、中间加热站和末站？

答：(1) 管道系统——各类型输油站、管道及有关设施的统称。

(2) 输油站——输油管道工程中各类工艺站场的统称。

(3) 首站——输油管道的起点站。

(4) 中间站——在输油首站和末站之间设有的各类站场的统称。

(5) 分输站——在输油管道沿线，为分输油品至用户而设置的站场。

(6) 中间加热站——在输油首站和末站之间以加热设施为主的输油站。

(7) 末站——输油管道的终点站。

#### 3.1.6 输油管道线路选择原则是什么？

答：(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。

(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。

(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) 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。

(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。

#### 3.1.7 埋地输油管道与地面建(构)筑物的最小间距是多少？

答：埋地输油管道除按现行国家标准《输油管道工程设计规范》GB 50253 进行强度设计和选择管材外，与地面建(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款要求时,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款要求时,应征得公路管理部门的同意;

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

### 3.1.8 埋地输油管道与输电线路、通信电缆的最小间距是多少?

答:(1) 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。

(2) 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。

### 3.1.9 埋地输油管道与其他管道并行或同沟敷设的一般要求是什么?

答:(1) 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。

(2) 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。

## 四、管道敷设

### 3.1.10 输油管道敷设的一般要求是什么?

答:(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。

(2) 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2~5m时,可采用(1:

1.25)~(1:1.5);

- 3) 土堤受水浸淹部分的边坡应采用 1:2 的坡度, 并应根据水流情况采取保护措施;
- 4) 在沼泽和低洼地区, 土堤的堤肩高度应根据常水位、波浪高度和地基强度确定;
- 5) 当土堤阻挡水流排泄时, 应设置泄水孔或涵洞等构筑物; 泄水能力应满足重现期为 25 年一遇的洪水流量;
- 6) 软弱地基上的土堤, 应防止填土后基础的沉陷;
- 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。

(3) 地上敷设的输油管道应采取补偿措施补偿管道轴向变形。

(4) 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。

(5) 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。

(6) 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国家现行标准《输油管道工程设计规范》GB 50253—2014 附录 F 或本章表 3.1.19-2 的规定选取。

### 3.1.11 输油管道需改变平面走向时, 有什么要求?

答: 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。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。当采用热煨弯管时, 其曲率半径不宜小于 5 倍管子外径, 且应满足清管器或检测器顺利通过的要求。当采用冷弯管改变平面走向或纵向坡度时, 冷弯管的最小弯管半径应符合表 3.1.11 的规定。

表 3.1.11 冷弯弯管的最小弯管半径

公称直径 $DN/mm$	最小弯管半径 $R_{min}$	公称直径 $DN/mm$	最小弯管半径 $R_{min}$
$\leq 300$	$18D$	450	$27D$
350	$21D$	500	$30D$
		$550 \leq DN \leq 1000$	$40D$
400	$24D$	$\geq 1050$	$50D$

注:  $D$  为管外径, 弯管两端宜有 2m 左右的直管段。

### 3.1.12 输油管道采用弹性敷设有何要求?

答: 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:

$$R \geq 3600 \sqrt[3]{\frac{1 - \cos \frac{\alpha}{2}}{\alpha^4}} D^2 \quad (3.1.12)$$

式中  $R$ ——管道弹性弯曲曲率半径, m;

$D$ ——管道的外径, cm;

$\alpha$ ——管道的转角, ( $^{\circ}$ )。

(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。

### 3.1.13 输油管道的外腐蚀控制和保温有什么要求?

答: (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。

(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。

(3) 地上管道防腐层的技术性能应能满足现场环境要求。

(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。

(5) 采用牺牲阳极方式保护时, 应考虑地质条件的限定影响。

(6) 在交、直流干扰源影响区域内的管道, 应按照现行国家标准《埋地钢质管道交流干扰防护技术标准》GB/T 50698 和国家现行标准《埋地钢质管道直流排流保护技术标准》SY/T 0017 的相关规定, 采取有效的排流保护或防护措施。

(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。

(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。

(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。

(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。

### 3.1.14 输油管道线路截断阀的设置有什么要求?

答: (1) 输油管道沿线应设置线路截断阀。

(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。

(3) 输送液化石油气管道线路截断阀的最大间距应符合表 3.1.14 的规定。

表 3.1.14 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	地区等级	线路截断阀最大间距/km
一	32	三	16
二	24	四	8

注: 地区等级的划分见本章表 3.1.19-1。

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

(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。

(6) 线路截断阀应能通过清管器和管道内检测仪。

### 3.1.15 输油管道的锚固如何设置？

答：(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。

(2) 当管道翻越高差较大的长陡坡时，应校核管道的稳定性。

(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。

### 3.1.16 输油管道标志设置有什么要求？

答：(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、制作和安装应符合国家现行标准《管道干线标记设置技术规范》SY/T 6064的有关规定。

(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。

(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) 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。

(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。

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

### 3.1.17 管道外壁防腐绝缘层设计有什么要求？

答：油气管道外壁防腐蚀技术主要是外壁防腐绝缘层加阴极保护联合防腐措施。

外壁防腐绝缘层是将防腐材料均匀致密地涂敷在经除锈的金属管表面上，使其与腐蚀性介质隔绝，这是管道防腐蚀最基本的方法之一。其防腐蚀原理是高电阻的涂层，将管道金属与腐蚀介质隔离，切断金属电化学腐蚀电池的通路，从而阻止管道金属腐蚀。管道外壁防腐绝缘层基本性能要求如下：

(1) 高的绝缘性；

(2) 足够的机械强度(黏结性、针入度、抗冲击性、耐磨性等)；

(3) 良好的稳定性(耐大气老化、化学稳定性吸水率低、耐高、低温性能好等)；

(4) 具有一定的耐阴极剥离强度的能力；

(5) 抗微生物腐蚀性能好；

(6) 防腐层破损后易于修补;

(7) 对环境无污染。

### 3.1.18 管道阴极保护设计原理是什么? 阴极保护方法有哪几种?

答: (1) 新建管道应采用防腐层加阴极保护的联合防护措施或其他业已证明有效的腐蚀控制技术; 已建带有防腐层的管道应限期补加阴极保护措施。

(2) 阴极保护工程应与主体工程同时勘察、设计、施工和投运, 当阴极保护系统在管道埋地六个月内不能投入运行时, 应采取临时性阴极保护措施; 在强腐蚀性土壤环境中, 管道在埋入地下时就应施加临时阴极保护措施, 直至正常阴极保护投产; 对于受到直流杂散电流干扰影响的管道, 阴极保护(含排流保护)应在三个月之内投入运行。

(3) 管道阴极保护可分别采用牺牲阳极法、强制电流法或两种方法的结合。设计时应视工程规模、土壤环境、管道防腐层质量等因素, 经济合理地选用。

(4) 对于高温、防腐层剥离、隔热保温层、屏蔽、细菌侵蚀及电解质的异常污染等特殊条件下, 阴极保护可能无效或部分无效, 在设计时应给予考虑。

(5) 阴极保护原理:

金属在电解质溶液中, 由于金属表面存在电化学不均匀性或电解质溶液的不均匀性, 都会形成腐蚀原电池。如果给金属通以阴极电流, 整个腐蚀原电池体系的电位将向负的方向偏移, 使金属表面阴极极化, 抑制表面上阳极区金属的电子释放, 从根本上防止了金属的腐蚀。

(6) 阴极保护方法有以下两种:

1) 强制电流阴极保护: 利用外部直流电源, 取得阴极极化电流, 以防止金属遭受腐蚀的方法称强制电流阴极保护或外加电流阴极保护。此时被保护的金属接在直流电源的负极上, 而电源的正极则接辅助阳极。

强制电流阴极保护为目前油气管道阴极保护的主要形式。该保护系统主要包括供电电源、辅助阳极(阳极地床)、参比电极、电绝缘装置、检测系统等。

2) 牺牲阳极保护: 适用于敷设在电阻率较低的土壤、水、沼泽或湿地环境中的小口径管道距离较短并带有优质防腐层管道。在离子导电的介质中, 与被保护体相连并可以提供阴极保护电流的金属或合金称牺牲阳极。

牺牲阳极保护实质上是应用了不同金属间电极电位差的电化学原理来实现阴极保护。

当钢铁管道与电位更负的金属电气连接, 并且两者处于同一电解质溶液中(如土壤、海水)则电位更负的金属作为阳极在腐蚀过程中向管道提供阴极保护电流, 实现管道的阴极保护。

常用的牺牲阳极有镁和镁合金、锌及锌合金以及铝合金三大类。

## 五、管道材料和管道附件的选用

### 3.1.19 输油管道直管段的许用应力如何计算?

答: 输油管道直管段的许用应力应按式(3.1.19-1)~式(3.1.19-3)计算。

(1) 线路段管道的许用应力应按下式计算:

$$[\sigma] = K\phi\sigma_s \quad (3.1.19-1)$$

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按现行国家标准《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 的规定取值外，输油站外一般地段取 0.72；城镇中心区、市郊居住区、商业区、工业区、规划区等人口稠密地区应取 0.6；输油站内与清管器收发筒相连接的干线管道应取 0.6；输送液化石油气(LPG)管道通过地区等级划分及强度设计系数按表 3.1.19-1 取值。液化石油气(LPG)穿越铁路、公路和人群聚集场所的管段以及液化石油气(LPG)管道站内管段的强度设计系数应符合表 3.1.19-2 的规定；

$\phi$ ——焊缝系数；

$\sigma_s$ ——钢管的最低屈服强度，MPa，应按现行国家标准《输油管道工程设计规范》GB 50253—2014 表 5.2.1 的规定取值。

表 3.1.19-1 地区等级及强度设计系数

地区等级	说 明	强度设计系数 $K$
一级地区	户数在 15 户或以下的区段	0.72
二级地区	户数在 15 户以上、100 户以下的区段	0.6
三级地区	户数在 100 户或以上的区段，包括市郊、商业区、工业区、不够四级的人口稠密区	0.5
四级地区	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

表 3.1.19-2 穿越铁路、公路和人群聚集场所的管段及 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

(2) 输油站内管道的许用应力应取公式(3.1.19-2)和公式(3.1.19-3)中计算的较小值。

$$[\sigma]^t = \frac{\sigma_b^t}{3.0} \quad (3.1.19-2)$$

$$[\sigma]^t = 0.6\sigma_s^t \quad (3.1.19-3)$$

式中  $[\sigma]^t$ ——设计温度下的许用应力，MPa；

$\sigma_b^t$ ——材料设计温度下的最低抗拉强度，MPa；

$\sigma_s^t$ ——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(3.1.19-1、3.1.19-2、3.1.19-3)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(3.1.19-1、3.1.19-2、3.1.19-3)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%。

### 3.1.20 输油管道直管段的钢管壁厚如何计算？

答：输油管道直管段的钢管管壁厚度应按下式计算：

$$\delta = \frac{PD}{2[\sigma]} \quad (3.1.20)$$

式中  $\delta$ ——直管段钢管计算壁厚，mm；

$P$ ——设计内压力，MPa；

$D$ ——钢管外直径，mm；

$[\sigma]$ ——钢管许用应力，MPa，应按本章第 3.1.19 条的规定选用。

输油站间的输油管道可按设计内压力分段设计管道的管壁厚度。

### 3.1.21 输油管道钢管、管道附件的选用有什么要求？

答：(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、设计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。

(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。

(3) 管道附件和其他钢管材料应采用镇静钢。

(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) 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。

(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。

(7) 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，其许用应力应按现行国家标准《输油管道工程设计规范》GB 50253—2014 第 5.2.1 条第 4 款或本章第 3.1.19 条第(4)款的规定取值；

4) 钢制管件的制造、检验、试验、标志和验收应符合现行国家标准《钢制对焊无缝管件》GB 12459 和国家现行标准《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现行国家标准《输油管道工程设计规范》GB 50253—2014 附录 G 的规定。

(8) 管道附件设计应符合下列规定：

1) 管道附件应按设计内压力、设计温度和最低环境温度选择和设计，并按管道附件能承受作用在其上的外压、内压、外压与内压之间最大压差进行核算；

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。

(9) 钢制异径接头的设计应符合现行国家标准《压力容器》GB/T 150.1~150.4 的有关规定。无折边异径接头的半锥角应小于或等于 $15^\circ$ ，异径接头的材质宜与所连接钢管的材质相同或相近。

(10) 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 第3部分：设计》GB/T 150.3 的有关规定。

(11) 绝缘接头、绝缘法兰的设计应符合国家现行标准《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。

(12) 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3.1.21，等面积补强按照下列公式校核计算：

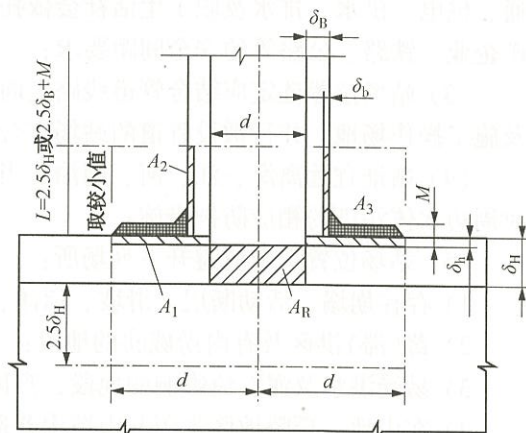


图 3.1.21 等面积补强的有效范围

注：图中双点划线框内为可提供补强的范围。

$$A_1 + A_2 + A_3 \geq A_R \quad (3.1.21 - 1)$$

$$A_1 = (\delta_H - \delta_b) d \quad (3.1.21 - 2)$$

$$A_2 = 2(\delta_b - \delta_b) L \quad (3.1.21 - 3)$$

$$A_R = d\delta_H \quad (3.1.21 - 4)$$

式中  $A_R$ ——需要的补强面积， $\text{mm}^2$ ；

$A_1$ ——主管补强面积， $\text{mm}^2$ ；

$A_2$ ——支管补强面积， $\text{mm}^2$ ；

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

$d$ ——支管内径，mm；

$\delta_H$ ——按公式(3.1.20)计算的主管管壁厚度，mm；

$\delta_H$ ——主管的公称管壁厚度，mm；

$\delta_b$ ——按公式(3.1.20)计算的支管管壁厚度，mm；

$\delta_B$ ——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；

6) 开孔边缘距主管焊缝宜大于主管管壁厚的5倍。

(13) 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。

(14) 输油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。

## 六、输油站

### 3.1.22 输油站站场选址有什么要求？

答：输油站站场选址应符合下列规定：

(1) 站场选址应合理利用土地，并结合当地城乡建设规划；

(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，并使管道的进出线方便；

(7) 各类站场的站址选择应符合国家现行标准《石油天然气工程总图设计规范》SY/T 0048 中的相关规定。独立建设或与炼厂、油库、油品码头等石油化工企业毗邻建设的输油站场，与相邻的居民点、企业的安全间距应符合现行国家标准《石油天然气工程设计防火规范》GB 50183 的相关规定；

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

### 3.1.23 各类站场的总平面布置应符合哪些规定？

答：(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国家现行标准《石油设施电气设备场所 I 级、0 区、1 区和 2 区的分类推荐作法》SY/T 6671 的相关规定。

(3) 站场总平面和竖向布置应符合国家现行标准《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。

### 3.1.24 输油站的减压站内减压系统的设置应符合哪些规定？

答：(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道。

(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、出站管道上应设超压保护泄放阀。

### 3.1.25 输油站清管设施的设置有什么要求？

答：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道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  $45\text{kg}$  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。

### 3.1.26 输油管道用阀门的选择应符合哪些规定？

答：输油管道用阀门的选择应符合下列规定：

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

(2) 埋地安装的阀门宜采用全焊接阀体结构，并采用焊接连接；

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

(4) 输油管道不得使用铸铁阀门。

### 3.1.27 液化石油气管道站场的压缩机组及附件的设置有什么要求?

答: 压缩机组及附件的设置应符合下列要求:

(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) 压缩机进出口管道上应设置阀门;

(3) 压缩机进出口管之间应设置旁通管及旁通阀;

(4) 压缩机进口管道上应设置过滤器;

(5) 压缩机出口管道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。

### 3.1.28 液化石油气管道用阀门有什么要求?

答: 液化石油气管道用阀门应符合下列要求:

(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) 应接本章第 3.1.26 条的规定选择阀门。

### 3.1.29 输油站内管道及设备的腐蚀控制和保温有什么要求?

答: (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。

(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。

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

(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。

## 七、输油管道施工及验收

### 3.1.30 输油管道焊缝质量检验有什么规定?

答: (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, 并应对其中不小于 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小于 15% 数量的焊缝全周长进行射线检测, 如每天的焊口数量达不到上述抽检比例时, 可将不大于 500m 长度内的管道焊口数作

为一个检验段进行抽检。

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

(5) 射线检测和手工超声波检测应符合国家现行标准《石油天然气钢质管道无损检测》SY/T 4019 的有关规定，合格等级应为Ⅱ级或以上等级。

(6) 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。

(7) 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。

### 3.1.31 输油管道试压有什么要求？

答：(1) 输油管道必须进行强度试压和严密性试压。

(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。

(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。

(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。

(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，应按本章第 3.1.30 条的规定进行 100% 射线探伤检验和 100% 超声波探伤检验。

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

(7) 试压介质应采用无腐蚀性的清洁水。

(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，管道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) 分段试压合格的管段相互连接的碰死口焊缝，应按本章第 3.1.30 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。

(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。

## 第二节 输气管道

### 一、总则

#### 3.2.1 输气管道设计常用标准、规范有哪些？

- 答：(1) GB 9711—2017《石油天然气工业 管线输送系统用钢管》；  
(2) GB/T 21447—2018《钢质管道外腐蚀控制规范》；  
(3) GB/T 21448—2017《埋地钢质管道阴极保护技术规范》；  
(4) GB 50183—2004《石油天然气工程设计防火规范》；  
(5) GB 50251—2015《输气管道工程设计规范》；  
(6) GB 50423—2013《油气输送管道穿越工程设计规范》；  
(7) GB 50459—2017《油气输送管道跨越工程设计规范》；  
(8) GB 50470—2017《油气输送管道线路工程抗震设计规范》。

#### 3.2.2 GB 50251 的目的和适用范围是什么？

答：现行国家标准《输气管道工程设计规范》GB 50251—2015 的目的和适用范围如下：

- (1) 为在输气管道工程设计中贯彻国家的有关法规和方针政策，统一技术要求，做到技术先进、经济合理、安全适用、确保质量，制定本规范；  
(2) 本规范适用于陆上新建、扩建和改建输气管道工程设计；  
(3) 输气管道工程设计应符合下列规定：  
1) 应保护环境、节约能源、节约用地，并应处理好与铁路、公路、输电线路、河流、城乡规划等的相互关系；  
2) 应积极采用新技术、新工艺、新设备及新材料；  
3) 应优化设计方案，确定经济合理的输气工艺及最佳的工艺参数；  
4) 扩建项目应合理地利用原有设施和条件；  
5) 分期建设项目应进行总体设计，并制定分期实施计划。

### 二、输气工艺

#### 3.2.3 输气工艺设计的一般规定有哪些？

答：(1) 输气管道的设计输送能力应按设计委托书或合同规定的年或日最大输气量计算。当采用年输气量时，设计年工作天数应按 350d 计算。

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

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

(3) 输气管道的设计压力应根据气源条件、用户需要、管材质量及管道附近的安全因

素，经技术经济比较后确定。

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

(5) 输气管道应设清管设施，清管设施宜与输气站合并建设。

(6) 当管道采用内壁减阻涂层时，应经技术经济比较确定。

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

(8) 工艺设计应确定下列内容：

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

### 3.2.4 输气管道的安全泄放设计有什么要求？

答：(1) 输气站宜在进站截断阀上游和出站截断阀下游设置泄压放空设施。

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

(3) 存在超压的管道、设备和容器，必须设置安全阀或压力控制设施。

(4) 安全阀的定压应经系统分析后确定，并应符合下列规定：

1) 压力容器的安全阀定压应小于或等于受压容器的设计压力；

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

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

$$P_0 = P + 0.18 \text{ MPa} \quad (3.2.4-1)$$

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

$$P_0 = 1.1P \quad (3.2.4-2)$$

c) 当  $P > 7.5 \text{ MPa}$  时，管道的安全阀定压( $P_0$ )应按下列式计算：

$$P_0 = 1.05P \quad (3.2.4-3)$$

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

(5) 安全阀泄放管直径计算应符合下列规定：

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

2) 连接多个安全阀的泄放管直径，应按所有安全阀同时泄放时产生的背压不大于其中任何一个安全阀的泄放压力的 10% 确定，且泄放管截面积不应小于安全阀泄放支管截面积之和。

(6) 放空的气体应安全排入大气。

(7) 输气站放空设计应符合下列规定：

1) 输气站应设放空立管，需要时还可设放散管；

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



畅通排放；

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

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

(8) 阀室放空设计应符合下列规定：

1) 阀室宜设置放空立管，室内安装的截断阀的放散管应引至室外；

2) 不设放空站立管的阀室应设放空阀或预留引接放空管道的法兰接口；

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

### 3.2.5 放空立管和放散管的设计有什么要求？

答：放空立管和放散管的设计应符合下列规定：

1) 放空立管直径应满足设计最大放空量的要求；

2) 放空立管和放散管的顶端不应装设弯管；

3) 放空立管和放散管应有稳管加固措施；

4) 放空立管底部宜有排除积水的措施；

5) 放空立管和放散管设置的位置应能方便运行操作和维护；

6) 放空立管和放散管防火设计应符合现行国家标准《石油天然气工程设计防火规范》GB 50183 的有关规定。

## 三、线路选择

### 3.2.6 什么是输气管道工程？

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

### 3.2.7 什么是管道气体？何谓输气站、输气首站、气体接收站、气体分输站、压气站和输气末站？

答：(1) 管道气体——通过管道输送的天然气、煤层气和煤制天然气。

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

(3) 输气首站——输气管道的起点站。一般具有分离、调压、计量、清管等功能。

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

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

(6) 压气站——在输气管道沿线，用压缩机对管道气体增压而设置的站。

(7) 输气末站——输气管道的终点站。一般具有分离、调压、计量、清管、配气等功能。

### 3.2.8 输气管道线路选择原则是什么？

答：(1) 线路的选择应符合下列要求：

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

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

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

4) 线路应避开军事禁区、飞机场、铁路及汽车客运站、海(河)港码头等区域;

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

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

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

8) 石方地段的管道路由爆破挖沟时,应避免对公众及周围设施的安全造成影响;

9) 线路宜避开高压直流换流站接地极、变电站等强干扰区域;

10) 埋地管道与建(构)筑物的间距应满足施工和运行管理需求,且管道中心线与建(构)筑物的最小距离不应小于 5m。

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

### 3.2.9 输气管道线路设计的地区等级如何划分? 居民密度指数和强度设计系数( $F$ )有什么规定?

答:把输气管道线路沿线按人口密度划分的不同地区等级,采用不同强度设计系数计算出相应的管道壁厚的强度安全型作法适应性强、线路选择灵活、经济合理。

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

地区等级的划分应符合下列规定:

(1) 沿管道中心线两侧各 200m 范围内,任意划分长度为 2km 并能包括最大聚居户数的若干地段,按划定地段内户数应划分为四个等级。在乡村人口聚集的村庄、大院及住宅楼,应以每一独立户作为一个供人居住的建筑物计算,并按表 3.2.9-1 划分地区等级;

(2) 当划分地区等级边界线时,边界线距最近一栋建筑物外边缘应不小于 200m;

(3) 在一、二级地区内的学校、医院以及其他公共场所等人群聚集的地方,应按三级地区选取设计系数;

(4) 当一个地区的发展规划足以改变该地区的现有等级时,应按发展规划划分地区等级。

输气管道的居民密度指数和强度设计系数( $F$ )应符合表 3.2.9-1 的规定;穿越道路的管段以及输气站和阀室内管道的强度设计系数( $F$ )应符合表 3.2.9-2 的规定。

表 3.2.9-1 居民密度指数和强度设计系数

地区等级	居民密度指数	强度设计系数(F)
一级一类地区	不经常有人活动及无永久性人员居住的区段	0.8
一级二类地区	户数在 15 户或以下区段	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 户或以上区段, 包括市郊居住区、商业区、工业区、规划发展区以及不够四级地区条件的人口稠密区	0.5
四级地区	四层及四层以上楼房(不计地下室层数)普遍集中、交通频繁、地下设施多的区段	0.4

注: 一级一类地区的线路管道强度设计系数可采用 0.8 或 0.72。

表 3.2.9-2 穿越道路的管段以及输气站和阀室内管道的强度设计系数

管道及管段	地区等级				
	一		二	三	四
	一类	二类			
强度设计系数(F)					
有套管穿越三、四级公路的管道	0.72	0.72	0.6	0.5	0.4
无套管穿越三、四级公路的管道	0.6	0.6	0.5	0.5	0.4
穿越一、二级公路、高速公路、铁路的管道	0.6	0.6	0.6	0.5	0.4
输气站内管道及截断阀室内管道	0.5	0.5	0.5	0.5	0.4

## 四、管道敷设

### 3.2.10 输气管道敷设的一般要求是什么?

答: (1) 输气管道应采用埋地方式敷设, 特殊地段也可采用土堤或地面形式敷设。

(2) 埋地管道覆土层最小厚度应符合表 3.2.10 的规定。在不能满足要求的覆土厚度或外荷载过大、外部作业可能危及管道之处, 应采取保护措施。

表 3.2.10 最小覆土厚度

m

地区等级	土壤类		岩石类
	旱地	水田	
一级	0.6	0.8	0.5
二级	0.8	0.8	0.5
三级	0.8	0.8	0.5
四级	0.8	0.8	0.5

注: ① 对需平整的地段应按平整后的标高计算。

② 覆土层厚度应从管顶算起。

③ 季节性冻土区宜埋设在最大冰冻线以下。

④ 旱地和水田轮种的地区或现有旱地规划需要改为水田的地区应按水田确定埋深。

⑤ 穿越鱼塘或沟渠的管道, 应埋设在清淤层以下不小于 1.0m。

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

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

(5) 在沼泽、水网(含水田)地区的管道，当覆土层不足以克服管浮力时，应采取稳管措施。有积水的管沟，宜排净水后回填，否则应采取防止回填作业造成管道位移的措施。

(6) 当输气管道采用土堤埋设时，土堤高度和顶部宽度应根据地形、工程地质、水文地质、土壤类别及性质确定。

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

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

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

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

### 3.2.11 埋地输气管道与其他埋地管道、电力电缆、通信光(电)缆交叉敷设、高压交流输电线路杆(塔)和接地体之间、架空交流输电线路的间距有什么要求?

答：(1) 埋地输气管道与其他埋地管道、电力电缆、通信光(电)缆交叉的间距应符合下列规定：

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

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

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

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

2) 在路由受限地区，埋地管道与交流输电系统的各种接地装置之间的最小水平距离不宜小于表 3.2.11-1 的规定。在采取故障屏蔽、接地、隔离等防护措施后，表 3.2.11-1 规定的距离可适当减小。

表 3.2.11-1 埋地管道与交流接地体的最小距离

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

(3) 地面敷设的输气管道与架空交流输电线路的距离应符合表 3.2.11-2 的规定。

表 3.2.11-2 地面管道与架空输电线路最小距离

m

项目		电压等级/kV								
		3~10	35~66	110	220	330	500	750	1000	
									单回路	双回路 (逆相序)
最小垂直距离		3.0	4.0	4.0	5.0	6.0	7.5	9.5	18	16
最小水平距离	开阔地区	最高杆(塔)高	最高杆(塔)高	最高杆(塔)高	最高杆(塔)高	最高杆(塔)高	最高杆(塔)高	最高杆(塔)高	最高杆(塔)高	
	路径受限地区	2.0	4.0	4.0	5.0	6.0	7.5	9.5	13	

注：表中最小水平距离为边导线至管道任何部分的水平距离。

### 3.2.12 埋地输气管道并行敷设时有什么要求？

答：(1) 并行敷设的管道，应统筹规划，合理布局及共用公用设施，先建管道应为后建管道的建设和运行管理创造条件。

(2) 不受地形、地物或规划限制地段的并行管道，最小净距不应小于 6m。

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

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

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

(6) 穿越全新世活动断层的并行管道不宜同沟敷设。

### 3.2.13 输气管道选用的弯头、弯管有什么要求？

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

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

(3) 不应采用有环向焊缝的钢管制作热煨弯头。

(4) 现场冷弯弯管的最小曲率半径应符合表 3.2.13 的规定。

表 3.2.13 现场冷弯弯管的最小曲率半径

公称直径 $DN/mm$	最小曲率半径 $R_{min}$	公称直径 $DN/mm$	最小曲率半径 $R_{min}$
$\leq 300$	$18D$	450	$27D$
		500	$30D$
350	$21D$	$550 \leq DN \leq 1000$	$40D$
400	$24D$	$> 1050$	$50D$

注：表中  $D$  表示钢管子外径(mm)。

(5) 弯管不得使用褶皱弯或虾米弯弯管代替。管子对接偏差不得大于 3°。

### 3.2.14 输气管道采用弹性敷设有何要求？

答：(1) 弹性敷设管道与相邻的反向弹性弯管之间及弹性弯管和人工弯管之间，应采用直管段连接，直管段长度不应小于管子外径值，且不应小于 500mm。

(2) 弹性敷设管道的曲率半径应满足管子强度要求，且不应小于钢管外径的 1000 倍。垂直面上弹性敷设管道的曲率半径还应大于管子在自重作用下产生的挠度曲线的曲率半径，其曲率半径应按式(3.2.14)计算：

$$R \geq 3600 \sqrt[3]{\frac{1 - \cos \frac{\alpha}{2}}{\alpha^4} D^2} \quad (3.2.14)$$

式中  $R$ ——管道弹性弯曲曲率半径，m；

$D$ ——管道的外径，cm；

$\alpha$ ——管道的转角，(°)。

### 3.2.15 输气管道线路截断阀(室)的设置有何要求？

答：(1) 输气管道应设置线路截断阀(室)，管道沿线相邻截断阀之间的间距应符合下列规定：

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

5) 上述规定的线路截断阀间距，如因地物、土地征用、工程地质或水文地质造成选址受限的可作调增，一、二、三、四级地区调增分别不应超过 4km、3km、2km、1km。

(2) 线路截断阀(室)应选择交通方便、地形开阔、地势相对较高的地方，防洪设防标准不应低于重现期 25 年一遇。线路截断阀(室)选址受限时，应符合下列规定：

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

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

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

### 3.2.16 输气管道防腐与保温有何要求？

答：(1) 输气管道应采取外防腐层加阴极保护的联合防护措施，管道的防腐蚀设计应符合现行国家标准《钢质管道外腐蚀控制规范》GB/T 21447 的有关规定。

(2) 管道外防腐层类型、等级的选择应根据地形与地质条件、管道所处环境的腐蚀性、

地理位置、输送介质温度、杂散电流、经济性等综合因素确定。管道外防腐层的性能及施工技术要求应符合国家现行相关标准的规定。

(3) 管道阴极保护设计应根据工程规模、土壤环境、管道防腐层质量等因素,经济合理地选用保护方式,并应符合现行国家标准《埋地钢质管道阴极保护技术规范》GB/T 21448 的有关规定。

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

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

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

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

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

### 3.2.17 输气管道标识设置有什么要求?

答:(1) 输气管道沿线应设置里程桩、转角桩、标志桩、交叉桩和警示牌等永久性标识。

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

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

(4) 平面改变方向一次转角大于 5° 时,应设置转角桩。平面上弹性敷设的管道,应在弹性敷设段设置加密标识桩。

(5) 地面敷设的管段应设警示牌并采取保护措施。

## 五、管道材料和管道附件的选用

### 3.2.18 输气管道直管段的钢管壁厚如何计算?

答:(1) 输气管道直管段管壁厚度应按下式计算:

$$\delta = \frac{PD}{2\sigma_s \phi Ft} \quad (3.2.18)$$

式中  $\delta$ ——钢管计算壁厚, mm;

$P$ ——设计压力, MPa;

$D$ ——钢管外径, mm;

$\sigma_s$ ——钢管标准规定的最小屈服强度, MPa;

$F$ ——强度设计系数,按本节表 3.2.9-1 和表 3.2.9-2 选取;

$\phi$ ——焊缝系数;

$t$ ——温度折减系数,当温度小于 120°C 时,  $t$  值取 1.0。

(2) 受约束的埋地直管段轴向应力计算和当量应力校核,应按现行国家标准《输气管道

工程设计规范》GB 50251—2015 附录 B 进行计算。

(3) 当温度变化较大时，应进行热胀应力计算。必要时应采取限制热胀位移的措施。

(4) 受内压和温差共同作用下弯头的组合应力，应按现行国家标准《输气管道工程设计规范》GB 50251—2015 附录 C 进行计算。

(5) 常用钢管的屈服强度应符合表 3.2.18 的规定。

表 3.2.18 常用钢管屈服强度要求

钢管钢级	无缝和焊接钢管管体		钢管钢级	无缝和焊接钢管管体	
	屈服强度 $R_{0.5}/\text{MPa}$			屈服强度 $R_{0.5}/\text{MPa}$	
	最小	最大		最小	最大
L245	245	450	L450	450	600
L290	290	495	L485	485	635
L320	320	525	L555	555	705
L360	360	530	L625	625	775
L390	390	545	L690	690	840
L415	415	565	L830	830	1050

注：①  $R_{0.5}$  表示屈服强度 (0.5% 总伸长率)。

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

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

### 3.2.19 输气管道钢管及管道附件的选用有什么要求？

答：(1) 输气管道所用钢管及管道附件的选材，应根据操作压力、温度、介质特性、使用地区等因素，经技术经济比较后确定。采用的钢管和钢材，应具有良好的韧性和焊接性能。

(2) 输气管道选用的钢管应符合现行国家标准《石油天然气工业 管线输送系统用钢管》GB/T 9711 中的 PSL2 级、《高压锅炉用无缝钢管》GB 5310、《高压化肥设备用无缝钢管》GB 6479 及《输送流体用无缝钢管》GB/T 8163 的有关规定。

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

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

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

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

(7) 放空管道、管件和放空立管的材料宜按低温低应力工况校核。

(8) 管道附件应符合下列规定：

1) 管件的制作应符合现行国家标准《钢制对焊管件 技术规范》GB/T 13401、《钢制对焊管件 类型和参数》GB 12459 和国家现行标准《钢制对焊管件规范》SY/T 0510、《油气输



送用钢制感应加热弯管》SY/T 5257 的有关规定，钢制管法兰、法兰盖、法兰紧固件及法兰用垫片应符合现行国家标准 GB 9112~GB 9131 系列标准的有关规定；

2) 快开盲板的设计制作应符合国家现行标准《快速开关盲板技术规范》SY/T 0556 的有关规定。

(9) 管道附件与没有轴向约束的直管连接时，应按现行国家标准《输气管道工程设计规范》GB 50251—2015 附录 E 规定的方法进行承受热膨胀的强度校核。

(10) 异径接头可采用带折边或不带折边的两种结构形式，强度设计应符合现行国家标准《压力容器 第 3 部分：设计》GB/T 150.3 的有关规定。

(11) 管封头应采用长短轴比值为 2 的标准型椭圆形封头，结构、尺寸和强度应符合现行国家标准《压力容器 第 3 部分：设计》GB/T 150.3 的有关规定。

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

(13) 在防爆区内使用的阀门，应具有耐火性能。防爆区采用的设备应具有相应的防爆等级，输气站及阀室的爆炸危险区域划分应符合现行国家标准《输气管道工程设计规范》GB 50251—2015 第 10.1.7 条和附录 J 的规定。

(14) 需要通过清管器和检测仪器的阀门，应选用全通径阀门。

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

### 3.2.20 输气管道弯管的管壁厚度如何计算？

答：弯管的管壁厚度按式(3.2.20-1)和式(3.2.20-2)计算。

$$\delta_b = \delta m \quad (3.2.20 - 1)$$

$$m = \frac{4R - D}{4R - 2D} \quad (3.2.20 - 2)$$

式中  $\delta_b$ ——弯管的管壁计算厚度，mm；

$\delta$ ——与弯管所连接的同材质直管段管壁计算厚度，mm；

$m$ ——弯管的管壁厚度增大系数；

$R$ ——弯管的曲率半径，mm；

$D$ ——弯管的外直径，mm。

### 3.2.21 输气管道用三通设计有什么要求？

答：主管上不宜直接开孔焊接支管。当直接在主管上开孔与支管连接或自制三通时，开孔削弱部分可按等面积补强，结构和计算方法应符合现行国家标准《输气管道工程设计规范》GB 50251—2015 附录 F 的规定。当支管外径大于或等于 1/2 主管内径时，应采用标准三通件。

## 六、输气站

### 3.2.22 输气站的设置原则是什么？

答：(1) 输气站的设置应符合目标市场、线路走向和输气工艺设计的要求，各类输气站

宜联合建设。

(2) 输气站位置选择应符合下列要求：

- 1) 应满足地势平缓、地势相对较高及近远期扩建需求；
- 2) 应满足供电、给水、排水、生活及交通方便的需求；
- 3) 应避开山洪、滑坡、地面沉降、风蚀沙埋等不良工程地质地段及其他不宜设站的地方；
- 4) 压气站的位置选择宜远离噪声敏感区；
- 5) 区域布置的防火距离应符合现行国家标准《石油天然气工程设计防火规范》GB 50183 的有关规定。

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

### 3.2.23 输气站内清管设施设计有什么要求？

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

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

(3) 清管器收、发筒的结构尺寸应能满足通过清管器或智能检测器的要求。

(4) 清管作业清除的污物应进行收集处理，不得随意排放。

### 3.2.24 输气站内压缩机组的布置及厂房设计原则是什么？

答：(1) 压缩机组应根据工作环境及对机组的要求，布置在露天或厂房内。在严寒地区、噪声控制地区或风沙地区宜采用全封闭式厂房，其他地区宜采用敞开式或半敞开式厂房。

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

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

2) 压缩机组的布置应便于管道和设备安装；

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

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

(4) 压缩机房的每一操作层及其高出地面 3m 以上的操作平台(不包括单独的发动机平台)，应至少有两个安全出口及通向地面的梯子。操作平台上的任意点沿通道中心线与安全出口之间的最大距离不得大于 25m。安全出口和通往安全地带的通道，必须畅通无阻。压缩机房设置的平开门应朝外开。

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

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

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

### 3.2.25 输气站压缩机组的安全保护有什么要求?

答:(1) 往复式压缩机出口与第一个截断阀之间应装设安全阀和放空阀,安全阀的泄放能力不应小于压缩机的最大排量。

(2) 每台压缩机组应设置安全保护装置,并应符合下列规定:

- 1) 压缩机气体进口应设置压力高限、低限报警和低限超限停机装置;
  - 2) 压缩机气体出口应设置压力高限报警和高限超限停机装置;
  - 3) 压缩机的原动机(除电动机外)应设置转速高限报警和超限停机装置;
  - 4) 启动气和燃料气管道应设置限流及超压保护设施。燃料气管道应设置停机或故障时的自动切断气源及排空设施;
  - 5) 压缩机组润滑油系统应有报警和停机装置;
  - 6) 压缩机组应设置振动监控装置及振动高限报警、超限自动停机装置;
  - 7) 压缩机组应设置轴承温度及燃气轮机透平进口气体温度监控装置,温度高限报警、超限自动停机装置;
  - 8) 离心式压缩机应设置喘振检测及控制设施;
  - 9) 压缩机组的冷却系统应设置振动检测及超限自动停车装置;
  - 10) 压缩机组应设轴位移检测、报警及超限自动停机装置;
  - 11) 压缩机的干气密封系统应有泄放超限报警装置。
- (3) 事故紧急停机时,压缩机进、出口阀应自动关闭,防喘振阀应自动开启,压缩机及其配管应自动泄压。

### 3.2.26 输气站站内管道设计有什么要求?

答:(1) 站内所有工艺管道均应采用钢管及钢质管件。钢管材料应符合本章 3.2.19 条的有关规定。

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

(3) 钢管强度计算应符合现行国家标准《输气管道工程设计规范》GB 50251—2015 第 5.1.2 条或本章第 3.2.18 条的规定,强度设计系数的选择应符合本章表 3.2.9-2 的规定。

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

(5) 管道的连接方式除因安装需要采用螺纹、卡套或法兰连接外,均应采用焊接。

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

(7) 管道穿越车行道路和围墙基础时,宜采取保护措施。

(8) 从站内分离设备至压缩机入口的管段宜进行内壁清洗。

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

## 七、输气管道施工及验收

### 3.2.27 输气管道焊接及检验有什么要求？

答：(1) 设计文件应明确输气管道和管道附件的焊接接头形式及焊接检验要求。

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

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

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

(5) 焊缝的坡口形式和尺寸的设计应能保证焊接接头质量和满足清管器通过的要求。对接焊缝坡口应根据焊接工艺确定。管端焊接接头形式应符合现行国家标准《输气管道工程设计规范》GB 50251—2015 附录 H 的规定。

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

(7) 管道连头口的焊缝宜预留在地形较好的直管段上，不应强力组对。

(8) 焊件的预热和焊后热处理应符合下列规定：

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

2) 当焊接两种具有不同预热要求的材料时，应以预热温度要求较高的材料为准；

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

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

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

### 3.2.28 输气管道焊缝质量检验有什么规定？

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

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

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

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

3) 输气站和阀室内工艺管道焊缝、弯头或弯管与直管段焊缝，均应进行 100% 射线照相检

验。放空及排污管道的焊缝应进行 100% 的手工超声波检验，并应进行 10% 的射线照相复查检验；

4) 线路管道采用全自动焊接时，宜采用全自动超声波检测仪对全部环焊缝进行检验，射线复查应符合现行国家标准《油气长输管道工程施工及验收规范》GB 50369 的有关规定。

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

- 1) 一级地区中焊缝的 5%；
- 2) 二级地区中焊缝的 10%；
- 3) 三级地区中焊缝的 15%；
- 4) 四级地区中焊缝的 20%；

5) 当每天的焊口数量达不到上述复验比例要求时，可以以每千米为一个检验段按本款规定的比例进行复验。

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

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

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

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

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

### 3.2.29 输气管道清管扫线与测径有什么规定？

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

### 3.2.30 输气管道试压有什么规定？

答：(1) 输气管道应进行强度试验和严密性试验。试压管段应按本章第 3.2.9 条规定的地区等级并结合地形分段。一级一类地区采用 0.8 强度设计系数的管道，强度试验应采用压力-体积图法进行监测；埋地管道水压强度试验可按现行国家标准《输气管道工程设计规范》GB 50251—2015 附录 K 的推荐方法进行。

(2) 经试压合格的管段间相互连接的焊缝经超声波和射线照相检验合格，可不再进行试压。

(3) 输气站和阀室应单独进行强度试验，穿(跨)越管段的试压应符合现行国家标准《油气输送管道穿越工程设计规范》GB 50423 和《油气输送管道跨越工程设计规范》GB 50459 的

有关规定。

(4) 参与管道试压的试压头，连接管道、阀门及其组合件等的耐压能力，应能承受管道的最大试验压力。试压头与管道连接的环焊缝应进行 100% 射线检测，检测应符合本章第 3.2.28 条第(4)款的规定。

(5) 试压过程中，应采取安全措施，试压介质应安全排放并应符合环境保护要求。

### 3.2.31 输气管道强度和严密性试验有什么要求？

答：(1) 输气管道强度试验应符合下列规定：

1) 输气管线强度试验应在回填后进行，试验介质应符合下列规定：

a) 位于一级一类地区采用 0.8 强度设计系数的管段应采用水作试验介质；

b) 位于一级二类、二级地区的管段可采用气体或水作试验介质；

c) 位于三、四级地区的管段应采用水作试验介质；

2) 输气站及阀室的强度试验应采用水作试验介质；

3) 当具备表 3.2.31 全部条件时，三、四级地区的线路管段以及输气站和阀室内的工艺管道可采用空气作为强度试验介质；

表 3.2.31 三、四级地区的管段及输气站和阀室内的工艺管道空气试压条件

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

注：表中  $\sigma_s$  为钢管标准规定的最小屈服强度 (MPa)。

4) 输气管道强度试验压力应符合下列规定：

a) 一、二级地区内的线路管段水压试验压力不应小于设计压力的 1.25 倍；

b) 一级二类地区和二级地区内的线路管段采用空气进行强度试验时，试验压力应为设计压力的 1.25 倍；

c) 三级和四级地区内的管段试验压力不应小于设计压力的 1.5 倍；

5) 输气站和阀室内的工艺管道强度试验压力不应小于设计压力的 1.5 倍；

6) 输气管道用水作为试压介质时，试验段高点的试验压力应符合本条第(1)款第 4) 项的规定。一级一类地区采用 0.8 强度设计系数管道的每个试验段，试验压力在低点处产生的环向应力不应大于管材标准规定的最小屈服强度的 1.05 倍；其他地区等级管道的每个试压段，试验压力在低点处产生的环向应力不应大于管材标准规定的最小屈服强度的 95%。水质应为无腐蚀性洁净水。试压宜在环境温度 5℃ 以上进行，低于 5℃ 时应采取防冻措施。注水宜连续，并应采取排除管道内的气体。水试压合格后，应将管段内积水清扫干净；

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

8) 强度试验的稳压时间不应少于 4h。

(2) 输气管道严密性试验应符合下列规定：

1) 严密性试验应在强度试验合格后进行；

2) 线路管道和阀室严密性试验可用水或气体作试验介质，宜与强度试验介质相同；

- 3) 输气站的严密性试验应采用空气或其他不易燃和无毒的气体作试验介质;
- 4) 严密性试验压力应为设计压力, 并应以稳压 24h 不泄漏为合格。

### 3.2.32 输气管道干燥与置换有什么要求?

答: (1) 管道干燥及验收应符合下列规定:

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

2) 管道干燥方法应减少对环境的不良影响;

3) 当采用干燥气体吹扫时, 可在管道末端配置水露点分析仪, 干燥后排出气体水露点应连续 4h 比管道输送条件下最低环境温度至少低 5℃、变化幅度不大于 3℃。注入管道的干燥气体温度不宜小于 5℃, 且不应大于防腐层的耐受温度;

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

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

(2) 管道气体置换应符合下列规定:

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

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

3) 用天然气置换管道内惰性气体时, 置换管道末端天然气含量不应小于 80%;

4) 置换过程中管内气体流速度不宜大于 5m/s;

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

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

## 第三节 管道穿越工程

### 一、管道穿越工程基本规定

#### 3.3.1 什么是管道穿越工程? 穿越管段? 应遵循的标准有什么?

答: (1) 管道穿越工程——管道从天然或人工障碍物下部通过的建设工程。

(2) 穿越管段——穿过天然或人工障碍物地段的管道, 其长度包括穿越障碍物的长度和两侧连接过渡段的长度。

(3) 输油、输气管道穿过水域、冲沟、铁路、公路等设计, 应遵守现行国家标准《油气输送管道穿越工程设计规范》GB 50423—2013 的有关规定。管道穿越工程的施工及验收应符合现行国家标准《油气输送管道穿越工程施工规范》GB 50424—2015 的规定。

### 3.3.2 穿越工程用于输送油气的管道的强度如何计算？

答：水域穿越管道一般是先用内压计算壁厚，再用所承受的荷载和作用力进行强度校核，用外压进行管子壁厚稳定校核，管子按钢管标准圆整选取。

(1) 钢管的许用应力按下列公式计算：

$$\text{输油} \quad [\sigma] = F\phi\sigma_s \quad (3.3.2 - 1)$$

$$\text{输气} \quad [\sigma] = F\phi t\sigma_s \quad (3.3.2 - 2)$$

式中  $[\sigma]$ ——输送油气钢管的许用应力，MPa；

$\sigma_s$ ——钢管的规定最小屈服强度，MPa；

$\phi$ ——钢管焊缝系数，符合现行国家标准《油气输送管道穿越工程设计规范》GB 50423—2013 第 3.2.1 条要求标准的钢管， $\phi=1.0$ ；

$t$ ——温度折减系数，当设计温度小于 120℃ 时， $t$  值取 1.0；

$F$ ——强度设计系数，按表 3.3.2 取值。

表 3.3.2 强度设计系数

穿越管段类型	输气管道地区等级				输油管道
	一	二	三	四	
Ⅲ、Ⅳ级公路有套管穿越	0.72	0.60	0.50	0.40	0.72
Ⅲ、Ⅳ级公路无套管穿越	0.60	0.50	0.50	0.40	0.60
Ⅰ、Ⅱ级公路、高速公路、铁路有套管或涵洞穿越	0.60	0.60	0.50	0.40	
长、中中山岭隧道、多管敷设的短山岭隧道	0.60	0.50	0.50	0.40	
水域小型穿越、短山岭隧道	0.72	0.60	0.50	0.40	0.72
水域大、中型穿越	0.60	0.50	0.40	0.40	0.60
冲沟穿越	0.60	0.50	0.50	0.40	0.60

注：① 穿越渡槽、桥梁、古迹可视其重要性按水域穿越取用设计系数。

② 输气管道地区等级划分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。

(2) 穿越段钢管的直径与壁厚之比应小于 100，并应满足各种穿越条件下的管道径向稳定要求，壁厚应按下式计算：

$$\delta = \frac{PD}{2[\sigma]} \quad (3.3.2 - 3)$$

式中  $\delta$ ——钢管计算壁厚，mm；

$P$ ——输送介质设计内压力，MPa；

$D$ ——钢管外直径，mm；

$[\sigma]$ ——输送钢管许用应力，MPa。

### 3.3.3 管道水域穿越有哪些基本要求？

答：(1) 选择的穿越位置应符合线路总走向，应避开一级水源保护区。对于大、中型穿



越工程，线路局部走向应按所选穿越位置调整，并应符合下列要求：

1) 穿越位置宜选在岸坡稳定地段。若需在岸坡不稳定地段穿越，则应对岸坡做护岸、护坡整治加固工程。

2) 穿越位置不宜选择在全新世活动断裂带及影响范围内。

3) 穿越宜与水域轴线正交通过。若需斜交时，交角不宜小于  $60^\circ$ ，采用定向钻穿越时，不宜小于  $30^\circ$ 。

(2) 水域穿越管段可采用挖沟法埋设、水平定向钻法敷设、隧道法敷设等形式。大、中型穿越工程应作方案比选。

(3) 穿越管段与公路桥梁、铁路桥梁、水下隧道并行敷设的最小距离应根据穿越形式确定，并应符合下列要求：

1) 当采用开挖管沟埋设时，管道中线距离特大桥、大桥、中桥、水下隧道最近边缘不应小于 100m；距离小桥最近边缘不应小于 50m。

2) 当采用水平定向钻穿越时，穿越管段距离桥梁墩台冲刷坑外边缘不宜小于 10m，且不应影响桥梁墩台安全；距离水下隧道的净距不应小于 30m。

3) 当采用隧道穿越时，隧道的埋深及边缘至墩台的距离不应影响桥梁墩台的安全；管道隧道与公路隧道、铁路隧道净距不宜小于 30m。

4) 当不能满足上述要求时，应协商确定。

(4) 水域穿越管段与港口、码头、水下建筑物之间的距离，当采用大开挖穿越时不宜小于 200m，当采用定向钻穿越、隧道穿越时不宜小于 100m。

(5) 当采用水平定向钻或隧道穿越河流堤坝时，应根据不同的地质条件采取措施控制堤坝和地面的沉陷，防止穿越管道处发生管涌，不应危及堤坝的安全。水平定向钻入土点、出土点及隧道竖井边缘距大堤坡脚的距离不宜小于 50m。

(6) 穿越通航的水域，管段的埋深应避免船锚或疏浚机具对管段的损伤。两岸应按现行国家标准《内河交通安全标志》GB 13851 的规定设置标志。

(7) 当穿越管段区域河道内有对河床的形态及地质条件产生影响的挖沙、采矿活动时，管道的穿越长度、埋设深度应位于影响范围以外，并采取必要的防护措施。

(8) 通过饮用水源二级保护区的水域大型穿越工程，输油管道在两岸应设置截断阀室。截断阀室应设置在便于接近、不被设计洪水淹没处。输气管道在两岸可不设截断阀室。

(9) 挖沟法穿越管段，不应在设计洪水位浸淹范围内设置锚固墩。

(10) 地震时易发生土壤液化的开挖法穿越管段，不宜将穿越管段沟埋在液化层内。确需埋入液化层内时，应采取换土、软体排、土工布袋压载措施，不应采用混凝土马鞍型压重块稳管。

(11) 穿越沼泽地区，应根据不同的沼泽类别采用支架法、换土法、沙桩加固法、填石法、预压法或筑堤法等敷设穿越管段。

### 3.3.4 管道水域穿越工程等级如何划分？

答：(1) 管道水域穿越工程等级按表 3.3.4 划分工程等级，并应采用与工程等级相应的设计洪水频率。桥梁上游 300m 范围内的穿越工程，设计洪水频率不应低于该桥梁的设计洪水频率。

表 3.3.4 水域穿越工程等级与设计洪水频率

工程等级	穿越水域的水文特征		设计洪水频率
	多年平均水位的水面宽度/m	相应水深/m	
大型	≥200	不计水深	1% (100年一遇)
	≥100~<200	≥5	
中型	≥100~<200	<5	2% (50年一遇)
	≥40~<100	不计水深	
小型	<40	不计水深	2% (50年一遇)

(2) 对于季节性河流或无资料的河流,水面宽度可按不含滩地的主河槽宽度选取;对于游荡性河流,水面宽度可按深泓线摆运范围选取;若无资料,宜按两岸大堤间宽度选取;若采用挖沟法穿越,当施工期流速大于 2m/s 时,中小型工程等级可提高一级;有特殊要求的工程,可提高工程等级。

### 3.3.5 管道穿越水域长度和埋深有什么要求?

答:穿越长度和埋深应符合下列要求:

(1) 穿越长度宜涵盖设计洪水淹没范围。主河道的穿越长度应包括两岸防洪堤,并满足堤防保护的距要求。当两岸无防洪堤时,主河道的穿越长度应根据管道使用期间可能的河床摆动范围确定;

(2) 当两岸设有防洪堤坝及规划防洪堤坝时,穿越的起始位置及堤下埋深应满足水利主管部门规定;

(3) 当工程建在水库泄洪影响范围内时,穿越管段埋深应综合泄洪时的局部冲刷及常规泄水的清水冲刷深度确定;

(4) 新建或规划库区内的穿越工程,穿越长度和埋深应满足库岸再造作用后的稳定性要求。

### 3.3.6 管道山岭、冲沟穿越有什么基本要求?

答:(1) 山岭隧道与铁路隧道、公路隧道交叉时,竖向净距不宜小于 30m。

(2) 山岭隧道的高程应满足输送工艺要求。

(3) 管道穿越泥石流沟时,管道应在泥石流堆积区稳定层内深埋,管顶埋深不应小于 1.0m,并在管道上方设置排洪构筑物。

(4) 选择冲沟穿越位置时,应避开可能发生滑坡、崩塌的地段。

(5) 穿越湿陷性黄土冲沟,应综合设计沟顶的截水、排水、导水工程、坡面的防护工程、沟底的稳管及防冲蚀工程,导水沟宜将水导入天然泄水沟中。采用开挖斜巷方式穿越高陡边坡时,洞身应进行回填,洞口应做防水处理。

(6) 开挖穿越深而陡的黄土冲沟,应结合边坡不可恢复原状的特点,对所形成的新断面做水工保护及水土保持工程设计。

(7) 管道不宜从土层未固结稳定的淤土坝上游穿越,当确需穿越时,应对土层厚度、固结程度、地质条件作岩土评价,并应采取安全措施。

(8) 符合工程条件的山岭、冲沟可采用定向钻法或顶管法隧道方式穿越。

(9) 管道不宜在狭窄冲沟内顺沟敷设。如受条件限制难以避开时, 应进行专项水文调查研究, 查明设计冲刷深度及冲沟稳定性, 作为穿越工程设计的依据。

## 二、管道穿越工程设计

### 3.3.7 采用水平定向钻法穿越设计, 其管道敷设要求是什么?

答: (1) 穿越断面应选择在水域形态稳定的地段, 两侧场地应满足布设钻机、泥浆池、材料堆放和管道组焊的要求。

(2) 采用弹性敷设时, 定向钻穿越管段的曲率半径不宜小于 1500 倍钢管外径; 且不应小于 1200 倍钢管外径。

(3) 水平定向钻敷设穿越管段的入土角宜为  $6^{\circ} \sim 20^{\circ}$ , 出土角宜为  $4^{\circ} \sim 12^{\circ}$ , 应根据地质条件、穿越管径、穿越长度、管段埋深和弹性敷设条件确定。

(4) 穿越深度应符合下列规定:

1) 水域穿越管段管顶最小埋深不宜小于设计洪水冲刷线或疏浚深度线以下 6m, 管顶距河床底部的最小距离不宜小于穿越管径的 10 倍;

2) 穿越铁路、公路、堤防建(构)筑物时, 穿越管段管顶埋深应符合铁路、公路、水利等相关部门的规定;

3) 穿越管段埋设深度应避开挖沙、采石、抛锚作业的影响。

(5) 穿越管段应根据地基上层的稳定性和密实性, 采取防止地表塌陷的措施。

(6) 在水平定向钻穿越的管段上, 除管端封头外不应有任何附件焊接或附加于管体上。若需在水域两侧设止水环, 可在回拖完成后在穿越管段两端设置, 并保持防腐涂层的完整。

(7) 定向钻不宜在卵石层、松散状沙土或粗沙层、砾石层与破碎岩石层中穿越。当出入土管段穿过一定厚度的卵石、砾石层时, 宜选择采取套管隔离、注浆固结、开挖换填措施处理。

(8) 管道回拖经计算需要采取降浮措施时, 宜内设充水管配重。

(9) 定向钻穿越施工应采用环保型泥浆, 并应循环使用。

(10) 一次穿越距离过长或穿越出入土点两侧均有套管时, 宜采用导向孔对穿工艺施工。

(11) 岩石层、卵砾石层等对管道存在划伤可能地段的定向钻穿越管道回拖时, 应采取保护措施保护管道不受损伤, 其防腐层或外层保护层应耐划伤。

### 3.3.8 采用隧道法穿越设计的一般要求是什么?

答: (1) 隧道位置的选择应符合下列要求:

1) 隧道穿越位置应符合管道线路总体走向, 线路局部走向宜根据穿越点位置进行调整;

2) 隧道位置的选定应根据洞口地形、地质、交通、弃渣场地、施工条件、周围环境条件及要求确定;

3) 隧道穿越方案, 应通过区域工程地质调查、测绘、结合管道线路以及隧道施工、使用条件进行多方案技术经济比选确定;

4) 水域隧道工程不应影响堤防及附近建(构)筑物的安全, 并应根据已规划尚未建设的建(构)筑物对隧道结构的影响确定;

5) 对需设置辅助坑道和使用通风设施的隧道, 应分析设置条件和要求;

6) 水域隧道竖井宜选择在 50m 范围内无永久性架空输电线路, 30m 范围内无永久性建(构)筑物的地方。

(2) 隧道轴线应选择在稳定的地层中, 不宜穿越工程地质及水文地质极为复杂地段, 宜避开溶洞、暗河、采空区。

(3) 隧道结构的设计应以地质勘察资料为依据, 地质勘察应符合现行国家标准《油气田及管道岩土工程勘察规范》GB 50568 的有关规定, 按不同设计阶段及施工方法, 确定隧道工程勘察的内容和范围。对于长隧道或地质条件复杂的中长隧道, 亦可按照工程要求提前相应的勘察阶段。隧道施工中应通过对地层的观察和监测反馈进行验证, 并修正结构设计。

(4) 隧道结构的设计, 应减少施工中和建成后对环境造成的不利影响; 同时分析因隧道建设造成周围环境的改变对结构的作用。

(5) 隧道结构的净空尺寸应满足隧道施工、管道安装、运营管理的要求, 并应分析施工误差、结构变形和位移的影响。

(6) 水域盾构、顶管法隧道上部所需覆土层的最小厚度, 应根据工程地质、水文地质条件、设备类型因素决定, 应大于 2.0 倍隧道外径, 且低于设计冲刷线以下 1.5 倍隧道外径, 并应满足隧道抗漂浮要求。对于冲淤变化大、沙土液化、挖沙取石、船舶抛锚水域的隧道, 应增大埋深。

(7) 隧道结构应按施工和正常使用阶段进行强度、刚度和稳定性计算。对于混凝土结构, 应进行抗裂验算或裂缝宽度验算。当计入地震作用或其他偶然作用因素时, 可不验算结构的裂缝宽度。

(8) 隧道弃渣设计时, 应合理选择弃渣场地, 支挡构筑物结构设计应满足设计洪水下的安全要求, 渣场综合布置与植被恢复应符合环保及水土保持要求。

(9) 隧道设计、施工应贯彻环境保护的原则, 采用环保型泥浆并循环使用, 废弃泥浆处理应达标并定点排放。

(10) 隧道防水应按现行国家标准《地下工程防水技术规范》GB 50108 的有关要求分级, 隧道防水等级应符合表 3.3.8-1 的要求。

(11) 隧道施工时应进行围岩及衬砌结构变形监测和施工环境监测。

(12) 隧道分级应符合表 3.3.8-2 的要求。

表 3.3.8-1 隧道防水等级

隧道方式	防水等级
山岭钻爆法隧道	四级
水域钻爆法隧道	四级
水域盾构法隧道	二级
水域顶管法隧道	三级

表 3.3.8-2 隧道分级

分级	重要性系数	性质
1	1.1	全国性输油(气)干线、支干线
2	1.0	省、区、油(气)田输油(气)干线隧道和支线隧道

(13) 隧道分类应符合表 3.3.8-3 的要求。

表 3.3.8-3 隧道分类

隧道类型	长隧道/m	中长隧道/m	短隧道/m
山岭钻爆法隧道	$L \geq 1500$	$1500 > L > 500$	$L \leq 500$
水域钻爆法隧道	$L \geq 1000$	$1000 > L > 500$	$L \leq 500$
水域盾构法隧道	$L \geq 1200$	$1200 > L > 800$	$L \leq 800$
顶管法隧道	$L \geq 400$	$400 > L > 200$	$L \leq 200$

### 3.3.9 管道铁路、公路穿越设计，其敷设要求有哪些？

答：(1) 油气管道不宜与公路、铁路反复交叉穿越；需要与公路、铁路交叉时，其穿越点宜选在公路、铁路的路堤段和管道的直线段，穿越宜避开高填方区、路堑、路两侧为同坡向的陡坡地段。当条件受限时也可从公路、铁路的桥梁下交叉穿越。

(2) 在穿越公路、铁路的套管或涵洞内，输送管道不应设置水平或竖向弯管。

(3) 穿越铁路或二级及以上公路时，应采用顶进套管、顶进箱涵或水平定向钻穿越方式，并满足路基稳定性的要求。对三级及三级以下公路穿越，可采用挖沟法埋设。当套管或涵洞内空间充填细土将穿越管段埋入时，可不设检漏管及两端的封堵。

(4) 采用钢套管穿越公路的管段，对管道阴极保护形成屏蔽作用时，应增加牺牲阳极保护。

(5) 新建公路、铁路与已建管道交叉时，应设置保护管道的涵洞，涵洞尺寸应满足管道运营维护要求。

(6) 油气管道与公路、铁路宜垂直交叉，在特殊情况下，交角不宜小于  $30^\circ$ 。油气管道与公路、铁路桥梁交叉时，在对管道采取防护措施后，交叉角可小于  $30^\circ$ ，防护长度应满足公路、铁路用地范围以外 3m 的要求。

(7) 油气管道穿越公路、铁路时，其穿越点四周应有足够的空间，满足管道穿越施工、维护及邻近建(构)筑物和设施安全距离的要求。

(8) 油气管道不应利用公路、铁路的排水涵洞进行穿越。

(9) 油气管道穿越公路、铁路时，套管顶部最小覆盖层厚度应符合表 3.3.9 的要求。

表 3.3.9 套管顶部最小覆盖层厚度

穿越分类	位置	最小覆盖层/m
铁路穿越	铁路路肩以下	1.7
	自然地面或者边沟以下	1.0
公路穿越	公路路面以下	1.2
	公路边沟底面以下	1.0

(10) 管道穿越公路、铁路时，输送管道或套管的底部应放置在密实而均匀的地层上。

(11) 采用套管穿越公路、铁路时，套管内径应大于输送管道外径 300mm 以上。套管采用人工顶管施工方法时，套管内直径不宜小于 1m。采用套管穿越公路、铁路时，套管长度宜伸出路堤坡脚、排水沟外边缘不小于 2m；当穿过路堑时，应长出路堑顶不小于 5m。被穿越的公路、铁路有扩建规划时，应按照扩建后的情况确定套管长度。

(12) 采用涵洞穿越铁路时，涵洞净空高度不宜小于 1.8m，涵洞内宽度不宜小于输送管

道外径加 2.5m。

(13) 采用直接钻孔法敷设穿越管道或者套管时，其钻孔孔洞直径不应超过输送管道或者套管外径 50mm。

### 三、穿越管段的施工及验收

#### 3.3.10 穿越管段的焊缝质量检验有什么要求？

答：(1) 管道焊接应按现行国家标准《输气管道工程设计规范》GB 50251、《输油管道工程设计规范》GB 50253 与《油气长输管道工程施工及验收规范》GB 50369 的有关规定执行。

(2) 水域大、中型穿越管段、山岭长隧道、山岭中长隧道、铁路、二级与二级以上公路的穿越管段，对接接头焊缝均应进行 100% 射线探伤检验和 100% 超声波探伤检验。

(3) 采用射线探伤检验和超声波探伤检验应按现行行业标准《石油天然气钢质管道无损检测》SY/T 4109 进行验收，Ⅱ级及以上为合格。该标准规定了石油天然气长输、集输及其站场的钢质管道工程焊接接头的射线检测、射线数字成像检测、超声检测、磁粉检测和渗透检测五种检测方法及其质量分级。对接接头分为Ⅰ、Ⅱ、Ⅲ和Ⅳ四个等级。

#### 3.3.11 穿越管段的试压有什么规定？

答：(1) 穿越管段试压前应进行清管，试压后应再进行清管，输气管道应进行干燥处理。

(2) 水域大、中型穿越，山岭长隧道、铁路、高速公路、一级公路穿越管段应单独进行试压。水域小型穿越管段、山岭中长隧道、山岭短隧道、二级及以下的公路穿越管段，在试压条件许可的前提下可与所在线路段合并进行试压。

(3) 单独进行试压的穿越管段试压前应进行清管、测径。

(4) 穿越管段应分强度试压与严密性试压两阶段进行，严密性试压应在强度试压合格后进行。在稳压时间内压降不大于试验压力的 1% 为合格。

(5) 穿越管段应采用无腐蚀性洁净水作为试压介质。试压时环境温度不宜低于 5℃；若环境温度在 5℃ 以下试压，应采取防冻措施。

(6) 单独试压的穿越管段，强度试验压力不应小于该处设计内压力的 1.5 倍，强度试压稳压时间不应少于 4h；试压时的环向应力不宜大于钢管的屈服强度的 90%。穿越管段的严密性试验的压力不应低于该处设计内压力、稳压时间不应少于 24h。

(7) 重要的水域水平定向钻穿越管段，除应在回拖前按照本条(3)~(6)进行清管、测径、试压以外，回拖后宜进行第二次严密性试压，第二次严密性试压的压力为设计压力，稳压时间不应小于 4h。

(8) 穿越管段与两端线路管段连接处的焊口不应强力组装，不应出现使连接管段发生强制变形的连接。

#### 3.3.12 对穿越管段的防腐设计有什么要求？

答：(1) 穿越管段应按现行国家标准《钢质管道外腐蚀控制规程》GB/T 21447 进行腐蚀控制设计。

(2) 穿越管段应根据穿越工程需要选取适宜的防腐涂层。当所选防腐涂层种类与线路段相同时，应比相邻线路管段提高一个等级，或采用该种涂层标准中的最高级。防腐涂层的防腐、补口及补伤，应按管段所用防腐涂层的相关标准要求执行。

(3) 水平定向钻穿越段位于岩石、卵石、砾石段地层时,宜选择耐磨、耐划伤的管道防腐涂层;或在防腐层外侧施加保护层。

(4) 管道支撑件、护管或稳管构筑物处于腐蚀性环境中时,应采用相应的防腐措施。

(5) 水域大中型穿越管段的一端应设置阴极保护的测试点,小型穿越管段可与一般线路段结合不单独设阴极保护测试点。

(6) 大型水域穿越管段若有接地或独立采用牺牲阳极保护,管段两端宜设置绝缘接头。

(7) 穿越管段的稳管构筑物、隧道中的支护管段构筑物或构件,应与管段绝缘,但不应对接管段产生电屏蔽。

(8) 穿越管段的补口和补伤,应按照管段所用防腐涂层的相关标准要求执行,并应按照管道施工安装、运营环境条件提出相应的技术要求。

(9) 穿越管段敷设时应达到所选用涂层等级的漏电检测要求;安装时不应损伤防腐涂层的完整性,安装完毕后,应再对管段进行检漏,应达到所选用涂层等级的漏电检测要求。

## 第四节 管道跨越工程

### 一、管道跨越工程基本规定

#### 3.4.1 什么是管道跨越工程?应遵循的标准有什么?

答:(1) 输送管道从天然或人工障碍物上部架空通过的建设工程称为管道跨越工程。

(2) 输油、输气管道跨越水域、冲沟、铁路、公路等设计,应遵守现行国家标准《油气输送管道跨越工程设计规范》GB 50459—2017的有关规定。管道跨越工程的施工及验收应符合国家现行标准《油气输送管道跨越工程施工规范》GB 50460—2015的规定。

#### 3.4.2 管道跨越工程的一般要求有哪些?

答:(1) 管道跨越工程应划分为甲类和乙类。甲类应为通航河流、电气化铁路和高速公路跨越,乙类应为非通航河流及其他障碍跨越。

(2) 管道跨越工程等级应按表 3.4.2-1 划分。

表 3.4.2-1 管道跨越工程等级

工程等级	总跨长度 $L_1/m$	主跨长度 $L_2/m$
大型	$\geq 300$	$\geq 150$
中型	$100 \leq L_1 < 300$	$50 \leq L_2 < 150$
小型	$< 100$	$< 50$

(3) 跨越管道强度设计系数应符合表 3.4.2-2 的规定。

表 3.4.2-2 跨越管道强度设计系数

工程分类	工程等级	输气管道				输油管道
		一级地区	二级地区	三级地区	四级地区	
甲类	大型	0.40	0.40	0.40	0.40	0.40
	中型	0.45	0.45	0.45	0.40	0.50
	小型	0.50	0.50	0.50	0.40	0.55

续表

工程分类	工程等级	输气管道				输油管道
		一级地区	二级地区	三级地区	四级地区	
乙类	大型	0.50	0.50	0.50	0.40	0.50
	中型	0.55	0.55	0.50	0.40	0.60
	小型	0.60	0.60	0.50	0.40	0.65

(4) 在管道跨越工程设计文件中, 应注明结构工程的设计使用年限, 并应说明结构工程钢结构的焊缝形式、焊缝质量等级与焊缝检测标准。

(5) 永久性跨越主体结构的设计使用年限不应低于 50 年, 可更换构件的设计使用年限不宜低于 25 年。

(6) 跨越主体结构的设计安全等级不应低于现行国家标准《建筑结构可靠度设计统一标准》GB 50068 规定的二级。

(7) 跨越工程的设计洪水频率(重现周期)应根据不同跨越工程等级按表 3.4.2-3 选用, 并结合当地水文资料确定设计洪水位。

表 3.4.2-3 设计洪水频率

跨越工程等级	大型	中型	小型
设计洪水频率	1%(100 年一遇)	2%(50 年一遇)	2%(50 年一遇)

(8) 管道在通航河流上跨越时, 跨越净空尺度应满足通航影响评价的要求。管道架空结构的最下缘净空高度应符合现行国家标准《内河通航标准》GB 50139 的有关规定。

(9) 管道在无通航、无流筏的河流上跨越时, 管道架空结构的最下缘, 大型跨越工程应高于设计洪水位 3m, 中小型跨越工程应高于设计洪水位 2m。当无准确的水文资料时, 宜加大架空高度, 并应满足相关部门对净空的要求。

(10) 当跨越铁路或道路时, 架空结构的最下缘净空高度不应低于表 3.4.2-4 的规定。跨越工程两侧应设置限高标志, 宜设置限高构筑物。

表 3.4.2-4 管道跨越铁路或道路净空高度

类型	净空高度/m	类型	净空高度/m
人行道路	3.5	铁路	12.5
等级公路与城市道路	5.5	电气化铁路接触网的带电体	4.0

(11) 跨越管道与桥梁之间的最小距离应符合表 3.4.2-5 的规定。

表 3.4.2-5 跨越管道与桥梁之间最小距离

管道类型	特大桥及大桥		中桥		小桥	
	铁路	公路	铁路	公路	铁路	公路
输油管道	100	100	80	50	40	10
输气管道	100	100	100	100	50	50

注: ① 特大桥、大桥、中桥和小桥的判别应分别按现行行业标准《公路桥涵设计通用规范》JTG D60 和《铁路桥涵设计基本规范》TB 10002.1 的规定执行。

② 当位置受限时, 在采取一定的保护措施, 并征得相关部门的同意后, 可适当减小距离。



(12) 跨越管道与架空电力线路之间的最小距离应符合现行国家标准《输气管道工程设计规范》GB 50251 和《输油管道工程设计规范》GB 50253 的有关规定。

(13) 通航河流上的管道跨越工程应按现行国家标准《内河交通安全标志》GB 13851 的有关规定设置标志。

(14) 管道跨越的安全防范应符合现行行业标准《石油、天然气管道系统风险等级和安全防范要求》GA 1166 的有关规定。

(15) 管道跨越应根据相关评估和岩土工程勘察报告进行水工保护, 并应符合现行行业标准《油气输送管道线路工程水工保护设计规范》SY/T 6793 的有关规定。

(16) 跨越工程应定期进行检查及维护。

### 3.4.3 管道跨越位置的选择有什么要求?

答: 管道跨越位置的选择应满足下列要求:

(1) 跨越位置应处理好与油气输送管道线路工程的衔接, 以及与铁路、公路、河流、电力、城市及水利规划的相互关系;

(2) 跨越位置应符合线路总走向, 线路局部走向可根据跨越位置进行调整;

(3) 跨越位置应避开地面或地下已有重要设施的地段;

(4) 跨越位置宜避开环境敏感区、文物保护区、机场净空区;

(5) 跨越位置宜避开冲沟沟头发育地段, 活动地震断裂带、滑坡、泥石流、岩溶, 以及其他不良地质发育的地段;

(6) 跨越位置宜避开河道经常疏浚加深、岸蚀严重或侵滩冲淤变化强烈地段;

(7) 跨越位置宜选择在河流较窄、两岸有山嘴或高地、侧向冲刷及侵蚀较小并有良好稳定地层的地段。当河流有弯道时, 宜选择在弯道的上游平直河段;

(8) 跨越位置宜选在闸坝上游或其他水工构筑物影响区之外;

(9) 跨越位置附近宜具有一定的施工安装场地及较方便的交通运输条件;

(10) 跨越位置和方案应满足管道工程的相关评价报告的要求。

### 3.4.4 跨越管段与埋地管道相连接时, 应满足哪些要求?

答: 跨越管段与埋地管道相连接时, 应满足下列要求:

(1) 跨越管段的管径应与埋地管道的管径匹配, 所用弯管的曲率半径应符合清管设备通过的要求;

(2) 大型管道跨越工程宜在两端设置截断阀;

(3) 跨越管段与埋地管道在入土连接点处加绝缘接头时, 应符合国家现行标准《阴极保护管道的电绝缘标准》SY/T 0086 的有关规定;

(4) 跨越管道与线路段管道连接点宜在跨越管道入土点的支墩或者锚固墩外 10m 处;

(5) 应采取防止埋地管道和跨越管道间相互影响的措施。

## 二、跨越管段的施工及验收

### 3.4.5 跨越管段的焊缝质量检验有什么规定?

答: (1) 管道焊接应符合现行国家标准《输油管道工程设计规范》GB 50253、《输气管道工程设计规范》GB 50251、《油气长输管道工程施工及验收规范》GB 50369 和《油气田集输管

道施工规范》GB 50819 的有关规定。

(2) 跨越管道的对接接头焊缝应进行 100% 射线探伤检验和 100% 超声波探伤检验。

(3) 采用射线探伤检验和超声波探伤检验应按现行行业标准《石油天然气钢质管道无损检测》SY/T 4109 进行验收，Ⅱ级及以上为合格。

### 3.4.6 跨越管段的试压和清管有什么规定？

答：(1) 跨越管道试压前应进行清管。用水清管时，水的流速不得小于 1~1.5m/s；用空气清管时，出口处空气流速不得小于 20m/s。

(2) 大、中型跨越工程的跨越管道应单独进行试压，单独进行试压的跨越管段试压前应进行清管、测径。

(3) 试压介质应用洁净水。试验压力、稳压时间及合格标准应符合表 3.4.6 的规定。

表 3.4.6 试验压力、稳压时间及合格标准

项 目	跨越管道试压	
	强度试验	严密性试验
介 质	洁净水	
试验压力	1.5 倍设计压力	设计压力
稳压时间	4h	24h
合格标准	无异常变形、无渗漏	压降不大于 1% 试验压力值， 且不大于 0.1MPa

(4) 严密性试验应在强度试验合格后，将管内压力降到设计压力，并应待管内介质温度和管道周围大气温度均衡后，按表 3.4.6 的规定进行严密性检查。

(5) 线路管道内的脏物和积水在大、中型跨越管道内通过。

(6) 输送热油的管道跨越工程，在通油前应进行热水试验，并应经检查各节点变位正常后通油输送。

(7) 跨越管段试压合格后，与两端线路管段连接时，不应出现使跨越管段发生强制变形的连接。

### 3.4.7 跨越管段的防腐和保温有什么要求？

答：(1) 跨越管道采用的防腐涂层应符合相应国家现行标准的规定。跨越管道的补口及补伤，应按管道所用防腐涂层的相应国家现行标准执行。

(2) 跨越管道的防腐等级不应低于线路管道的防腐等级，并应符合下列规定：

1) 不保温跨越管道应采用耐环境腐蚀、耐日晒、耐寒、抗紫外线作用的防腐涂层，可选用高氯化聚乙烯、聚氨酯、氟碳类涂料或环氧涂料、环氧粉末涂层外加铝箔胶带；

2) 保温跨越管道的防腐层可选用环氧类涂料、聚乙烯胶黏带、聚乙烯防腐层或环氧粉末防腐层；

3) 当采用环氧类涂料时，厚度不应小于 200 $\mu$ m；

4) 当采用聚乙烯胶黏带、聚乙烯防腐层或环氧粉末防腐层时，结构及厚度应符合国家现行标准的有关规定。

(3) 埋地管道设有阴极保护时,大型跨越管道两端宜设置绝缘接头,绝缘接头处宜设置防电涌冲击的火花间隙类保护设施;中、小型跨越管道两端可不设置绝缘接头,管道与管托或其他钢结构应绝缘,跨越管道两端可用电缆跨接。

(4) 跨越管道邻近电气化铁路时,应分析电气化铁路对管道阴极保护的影响,并采取相应的防护措施。

(5) 输送工艺要求保温时,跨越管道应选用保温性能良好、重量轻的保温材料。防腐保温层应由防腐层、保温层、防水层、防护层组成。

(6) 保温层可选用聚氨酯泡沫塑料、玻璃丝棉、岩棉等,厚度应经过技术经济计算,并结合输送工艺要求确定,且不应小于25mm。保温层两端的封口应密实、无漏缝。

(7) 防水层可选用聚氨酯防水涂料或高性能冷胶防水涂料。

(8) 防护层可选用金属薄板或玻璃钢。

(9) 管件的防腐等级宜与主管道一致。

## 第五节 石油天然气工程防火设计

### 一、总则

#### 3.5.1 GB 50183的目的和适用范围是什么?

答:现行国家标准《石油天然气工程设计防火规范》GB 50183—2004的目的和适用范围如下:

(1) 为了在石油天然气工程设计中贯彻“预防为主,防消结合”的方针,规范设计的要求,防止和减少火灾损失,保障人身和财产安全,制定本规范;

(2) 本规范适用于新建、扩建、改建的陆上油气田工程、管道站场工程和海洋油气田陆上终端工程的防火设计;

(3) 石油天然气工程防火设计,必须遵守国家有关方针政策,结合实际,正确处理生产和安全的关系,积极采用先进的防火和灭火技术,做到保障安全生产,经济实用。

#### 3.5.2 何谓油品、原油、天然气凝液、液化石油气和液化天然气?

答:(1) 油品——系指原油、石油产品(汽油、煤油、柴油、石脑油等)、稳定轻烃和稳定凝析油。

(2) 原油——油井采出的以烃类为主的液态混合物。

(3) 天然气凝液——从天然气中回收的且未经稳定处理的液体烃类混合物的总称,一般包括乙烷、液化石油气和稳定轻烃成分。也称混合轻烃。

(4) 液化石油气——常温常压下为气态,经压缩或冷却后为液态的丙烷、丁烷及其混合物。

(5) 液化天然气——主要由甲烷组成的液态流体,并且包含少量的乙烷、丙烷、氮和其他成分。

#### 3.5.3 何谓石油天然气站场、油品站场、天然气站场、液化天然气站场、液化石油气和天然气凝液站场?

答:(1) 石油天然气站场——具有石油天然气收集、净化处理、储运功能的站、库、

厂、场、油气井的统称，简称油气站场或站场。

(2) 油品站场——具有原油收集、净化处理和储运功能的站场或天然汽油、稳定凝析油储运功能的站场以及具有成品油管输功能的站场。

(3) 天然气站场——具有天然气收集、输送、净化处理功能的站场。

(4) 液化天然气站场——用于储存液化天然气，并能处理、液化或气化天然气的站场。

(5) 液化石油气和天然气凝液站场——具有液化石油气、天然气凝液和凝析油生产与储运功能的站场。

### 3.5.4 石油天然气火灾危险性分类应符合哪些规定？

答：(1) 石油天然气火灾危险性应按表 3.5.4-1 分类。

(2) 操作温度超过其闪点的乙类液体应视为甲<sub>B</sub>类液体。

(3) 操作温度超过其闪点的丙类液体应视为乙<sub>A</sub>类液体。

(4) 在原油储运系统中，闪点等于或大于 60℃、且初馏点等于或大于 180℃的原油，宜划为丙类。

(5) 石油天然气火灾危险性分类举例见表 3.5.4-2。

表 3.5.4-1 石油天然气火灾危险性分类

类别	特征
甲	A 37.8℃时蒸气压力>200kPa 的液态烃
	B 1. 闪点<28℃的液体(甲 <sub>A</sub> 类和液化天然气除外) 2. 爆炸下限<10%(体积分数)的气体
乙	A 1. 闪点≥28℃至<45℃的液体 2. 爆炸下限≥10%的气体
	B 闪点≥45℃至<60℃的液体
丙	A 闪点≥60℃至≤120℃的液体
	B 闪点>120℃的液体

表 3.5.4-2 石油天然气火灾危险性分类举例

火灾危险性类别	石油天然气举例
甲	A 液化石油气、天然气凝液、未稳定凝析油、液化天然气
	B 原油、稳定轻烃、汽油、天然气、稳定凝析油、甲醇、硫化氢
乙	A 原油、氨气、煤油
	B 原油、轻柴油、硫黄
丙	A 原油、重柴油、乙醇胺、乙二醇
	B 原油、二甘醇、三甘醇

注：石油产品的火灾危险性分类应以产品标准中确定的闪点指标为依据。经过技术经济论证，有些炼厂生产的轻柴油闪点若大于或等于 60℃，这种轻柴油在储运过程中的火灾危险性可视为丙类。闪点小于 60℃并且大于或等于 55℃的轻柴油，如果储运设施的操作温度不超过 40℃，其火灾危险性可视为丙类。

## 二、石油天然气站场等级划分

### 3.5.5 石油天然气站场等级如何划分？

答：石油天然气站场内同时储存或生产油品、液化石油气和天然气凝液、天然气等两类以上石油天然气产品时，应按其中等级较高者确定。油品、液化石油气、天然气凝液站场按储罐总容量划分等级时，应符合表 3.5.5 的规定。

表 3.5.5 油品、液化石油气、天然气凝液站场分级

等 级	油品储存总容量 $V_p/m^3$	液化石油气、天然气凝液储存总容量 $V_i/m^3$
一级	$V_p \geq 100000$	$V_i > 5000$
二级	$30000 \leq V_p < 100000$	$2500 < V_i \leq 5000$
三级	$4000 < V_p < 30000$	$1000 < V_i \leq 2500$
四级	$500 < V_p < 4000$	$200 < V_i \leq 1000$
五级	$V_p \leq 500$	$V_i \leq 200$

注：油品储存总容量包括油品储罐、不稳定原油作业罐和原油事故罐的容量，不包括零位罐、污油罐、自用油罐以及污水沉降罐的容量。

### 3.5.6 天然气站场等级如何划分？

答：（1）生产规模大于或等于  $100 \times 10^4 m^3/d$  的天然气净化厂、天然气处理厂和生产规模大于或等于  $400 \times 10^4 m^3/d$  的天然气脱硫站、脱水站定为三级站场。

（2）生产规模小于  $100 \times 10^4 m^3/d$ ，大于或等于  $50 \times 10^4 m^3/d$  的天然气净化厂、天然气处理厂和生产规模小于  $400 \times 10^4 m^3/d$ ，大于或等于  $200 \times 10^4 m^3/d$  的天然气脱硫站、脱水站及生产规模大于  $50 \times 10^4 m^3/d$  的天然气压气站、注气站定为四级站场。

（3）生产规模小于  $50 \times 10^4 m^3/d$  的天然气净化厂、天然气处理厂和生产规模小于  $200 \times 10^4 m^3/d$  的天然气脱硫站、脱水站及生产规模小于或等于  $50 \times 10^4 m^3/d$  的天然气压气站、注气站定为五级站场。

集气、输气工程中任何生产规模的集气站、计量站、输气站（压气站除外）、清管站、配气站等定为五级站场。

## 三、石油天然气站场区域布置和总平面布置

### 3.5.7 石油天然气站场的区域布置有什么要求？

答：（1）区域布置应根据石油天然气站场、相邻企业和设施的特点及火灾危险性，结合地形与风向等因素，合理布置。

（2）石油天然气站场宜布置在城镇和居住区的全年最小频率风向的上风侧。在山区、丘陵地区建设站场，宜避开窝风地段。

（3）油品、液化石油气、天然气凝液站场的生产区沿江河岸布置时，宜位于邻近江河的城镇、重要桥梁、大型锚地、船厂等重要建筑物或构筑物的下游。

（4）石油天然气站场与周围居住区、相邻厂矿企业、交通线等的防火间距，不应小于现行国家标准《石油天然气工程设计防火规范》GB 50183—2004 的表 4.0.4 的规定。

火炬的防火间距应经辐射热计算确定，对可能携带可燃液体的火炬的防火间距，尚不应小于现行国家标准《石油天然气工程设计防火规范》GB 50183—2004 的表 4.0.4 的规定。

（5）石油天然气站场与相邻厂矿企业的石油天然气站场毗邻建设时，其防火间距可按现行国家标准《石油天然气工程设计防火规范》GB 50183—2004 表 5.2.1 和本章第 3.5.9 条表 3.5.9-1 的规定执行。

（6）为钻井和采输服务的机修厂、管子站、供应站、运输站、仓库等辅助生产厂、站应按相邻厂矿企业确定防火间距。

（7）油气井与周围建（构）筑物、设施的防火间距应按现行国家标准《石油天然气工程设

计防火规范》GB 50183—2004 表 4.0.7 的规定执行，自喷油井应在一、二、三、四级石油天然气站场围墙以外。

(8) 火炬和放空管宜位于石油天然气站场生产区最小频率风向的上风侧，且宜布置在站场外地势较高处。

### 3.5.8 石油天然气站场总平面布置的一般要求有什么？

答：(1) 石油天然气站场总平面布置，应根据其生产工艺特点、火灾危险性等级、功能要求，结合地形、风向等条件，经技术经济比较确定。

(2) 石油天然气站场总平面布置应符合下列规定：

1) 可能散发可燃气体的场所和设施，宜布置在人员集中场所及明火或散发火花地点的全年最小频率风向的上风侧；

2) 甲、乙类液体储罐，宜布置在站场地势较低处。当受条件限制或有特殊工艺要求时，可布置在地势较高处，但应采取有效的防止液体流散的措施；

3) 当站场采用阶梯式竖向设计时，阶梯间应有防止泄漏可燃液体漫流的措施；

4) 天然气凝液，甲、乙类油品储罐组，不宜紧靠排洪沟布置。

(3) 石油天然气站场内的锅炉房、35kV 及以上的变(配)电所、加热炉、水套炉等有明火或散发火花的地点，宜布置在站场或油气生产区边缘。

(4) 空气分离装置，应布置在空气清洁地段并位于散发油气、粉尘等场所全年最小频率风向的下风侧。

(5) 汽车运输油品、天然气凝液、液化石油气和硫磺的装卸车场及硫磺仓库等，应布置在站场的边缘，独立成区，并宜设单独的出入口。

(6) 石油天然气站场内的油气管道，宜地上敷设。

(7) 一、二、三、四级石油天然气站场四周宜设不低于 2.2m 的非燃烧材料围墙或围栏。站场内变配电站(大于或等于 35kV)应设不低于 1.5m 的围栏。

道路与围墙(栏)的间距不应小于 1.5m；一、二、三级油气站场内甲、乙类设备、容器及生产建(构)筑物至围墙(栏)的间距不应小于 5m。

(8) 石油天然气站场内的绿化，应符合下列规定：

1) 生产区不应种植含油脂多的树木，宜选择含水分较多的树种；

2) 工艺装置区或甲、乙类油品储罐组与其周围的消防车道之间，不应种植树木；

3) 在油品储罐组内地面及土筑防火堤坡面可植生长高度不超过 0.15m、四季常绿的草皮；

4) 液化石油气罐组防火堤或防护墙内严禁绿化；

5) 站场内的绿化不应妨碍消防操作。

### 3.5.9 石油天然气站场内的防火间距应符合什么规定？

答：(1) 一、二、三、四级石油天然气站场内总平面布置的防火间距除另有规定外，应不小于表 3.5.9-1 的规定。火炬的防火间距应经辐射热计算确定，对可能携带可燃液体的高架火炬还应满足表 3.5.9-1 的规定。

表 3.5.9-1 一、二、三、四级油

名称		地上油罐 单罐容量/m <sup>3</sup>									全压力式天然气凝 气储罐 单罐			
		甲 <sub>B</sub> 、乙类固定顶				浮顶或丙类固定顶					>1000	≤1000	≤400	
		>10000	≤10000	≤1000	≤500 或卧 式罐	≥50000	<50000	≤10000	≤1000	≤500 或卧 式罐				
全压力式天然气凝液, 液 化石油气储罐 单罐容 量/m <sup>3</sup>	>1000	60	50	40	30	*	45	37	30	22	见 GB 50183—2004			
	≤1000	55	45	35	25		41	34	26	19				
	≤400	50	40	30	25		37	30	22	19				
	≤100	40	30	25	20		30	22	19	15				
	≤50	35	25	20	20		26	19	15	15				
全冷冻式液化石油气储罐		30	30	30	30	*	30	30	30	30	30	30	30	
天然气储罐总容量/m <sup>3</sup>		≤10000	30	25	20	15	35	30	25	20	15	55	50	45
		≤50000	35	30	25	20	40	35	30	25	20	65	60	55
甲、乙类厂房和密闭工艺装置(设备)		25	20	15	15/12	25	20	15	15/12	60	50	45		
有明火的密闭工艺设备及加热炉		40	35	30	25	35	30	26	22	19	85	75	65	
有明火或散发火花地点(含锅炉房)		45	40	35	30	40	35	30	26	22	100	80	70	
敞口容器和除油池/m <sup>3</sup>		≤30	28	24	20	16	24	20	18	16	12	44	40	36
		>30	35	30	25	20	30	26	22	20	15	55	50	45
全厂性重要设施		40	35	30	25	35	30	26	22	20	85	75	65	
液化石油气灌装站		35	30	25	20	30	26	22	20	15	50	40	30	
火车装卸鹤管		30	25	20	15	30	25	20	15	15	45	40	35	
汽车装卸鹤管		25	20	15	15	25	22	20	15	12	40	35	30	
码头装卸油臂及泊位		50	40	35	30	45	40	35	30	25	55	50	45	
辅助生产厂房及辅助生产设施		30	25	20	15	30	26	22	18	15	60	50	40	
10kV 及以下户外变压器		30	25	20	15	30	26	22	18	15	65	60	50	
仓库	硫磺及其他甲、乙类物品	35	30	25	20	40	35	30	25	20	60	50	40	
	丙类物品	30	25	20	15	35	30	25	20	15	50	40	30	
可能携带可燃液体的高架火炬		90	90	90	90	90	90	90	90	90	90	90	90	

注: ①两个丙类液体生产设施之间的防火间距, 可按甲、乙类生产设施的防火间距减少 25%。

②油田采出水处理设施内除油罐(沉降罐)、污油罐可按小于或等于 500m<sup>3</sup> 的甲<sub>B</sub>、乙类固定顶地上油罐的防火间距

③缓冲罐与泵, 零位罐与泵, 除油池与污油提升泵, 塔与塔底泵、回流泵, 压缩机与其直接相关的附属设备, 泵与

④全厂性重要设施系指集中控制室、马达控制中心、消防泵房和消防器材间、35kV 及以上的变电所、自备电站、

⑤辅助生产厂房及辅助生产设施系指维修间、车间办公室、工具间、换热站、供水水泵房、深井泵房、排涝泵房、

⑥天然气储罐总容量按标准体积计算。大于 50000m<sup>3</sup> 时, 防火间距应按本表增加 25%。

⑦可能携带可燃液体的高架火炬与相关设施的防火间距不得折减。

⑧表中数字分子表示甲<sub>A</sub>类, 分母表示甲<sub>B</sub>、乙类厂房和密闭工艺装置(设备)防火间距。

⑨液化石油气灌装站系指进行液化石油气灌装、加压及其他有关的附属生产设施; 灌装站内部防火间距应按本章第

⑩事故存液池的防火间距, 可按敞口容器和除油池的规定执行。

⑪表中“—”表示设施之间的防火间距应符合现行国家标准《建筑设计防火规范》GB 50016的规定或设施间距只需满足

气站场总平面布置防火间距

m

液, 液化石油 容量/m <sup>3</sup>		全冷冻 式液化 石油气 储罐	天然气储罐 总容量/m <sup>3</sup>		甲、乙 类厂房 和密闭 工艺装 置(设 备)	有明火 的密闭 工艺设 备及加 热炉	有明火 或散发 火花地 点(含 锅炉 房)	敞口容器和 除油池/m <sup>3</sup>		全厂性 重要设 施	液化石 油气灌 装站	火车装 卸鹤管	汽车装 卸鹤管	码头装 卸油臂 及泊位	辅助生 产厂房 及辅助 生产设 施	10kV 及以下 户外变 压器	
≤100	≤50		≤10000	≤50000				≤30	>30								
第 6.6 节																	
30	30																
40	35	40															
50	45	50															
40	35	60	25	30													
55	45	60	30	35	20												
60	50	60	30	35	25/20	20											
32	30	40	25	30	—	25	25										
40	35	40	25	30	20	30	35										
55	45	70	30	35	25	25	—	25	30								
25	20	45	20	25	25	30	30	25	30	50							
30	25	50	20	25	20	30	30	20	25	30	30						
25	20	45	15	20	25/15	20	20	20	20	25	25	20					
40	35	55	25	30	35	35	35	30	40	40	30	25	20				
30	25	60	30	30	15	15	—	20	20	—	30	25	15	30			
40	40	60	30	35	15	15	—	25	25	—	35	30	20	30	—		
30	30	60	20	25	20	25	30	25	25	25	35	30	20	30	20	25	
25	25	50	20	25	15	20	25	15	20	20	30	20	15	20	15	20	
90	90	90	90	90	90	60	60	90	90	90	90	90	90	90	90	90	

减少 25%，污油泵(或泵房)的防火间距可按甲、乙类厂房和密闭工艺装置(设备)减少 25%。

密封漏油回收容器的防火间距不限。

化验室、总机房和厂部办公室，空压站和空分装置。

仪表控制间、应急发电设施、阴极保护间、循环水泵房、给水处理与污水处理等使用非防爆电气设备的厂房和设施。

3.5.29 条执行；灌装站防火间距起算点，按灌装站内相邻面的设备、容器、建(构)筑物外缘算起。

安装、操作及维修要求；表中“\*”表示现行国家标准《石油天然气工程设计防火规范》GB 50183 未涉及的内容。



(2) 石油天然气站场内的甲、乙类工艺装置、联合工艺装置的防火间距，应符合下列规定：

- 1) 装置与其外部的防火间距应按表 3.5.9-1 中甲、乙类厂房和密闭工艺设备的规定执行。
- 2) 装置间的防火间距应符合表 3.5.9-2 的规定。

表 3.5.9-2 装置间的防火间距 m

火灾危险类别	甲 <sub>A</sub> 类	甲 <sub>B</sub> 、乙 <sub>A</sub> 类	乙 <sub>B</sub> 、丙类
甲 <sub>A</sub> 类	25		
甲 <sub>B</sub> 、乙 <sub>A</sub> 类	20	20	
乙 <sub>B</sub> 、丙类	15	15	10

注：表中数字为装置相邻面工艺设备或建(构)筑物的净距，工艺装置与工艺装置的明火加热炉相邻布置时，其防火间距应按与明火的防火间距确定。

- 3) 装置内部的设备、建(构)筑物间的防火间距，应符合表 3.5.9-3 的规定。

表 3.5.9-3 装置内部的防火间距 m

名称	明火或散发火花的设备或场所	仪表控制间、10kV 及以下的变配电室、化验室、办公室	可燃气体压缩机或其厂房	中间储罐		
				甲 <sub>A</sub> 类	甲 <sub>B</sub> 、乙 <sub>A</sub> 类	乙 <sub>B</sub> 、丙类
仪表控制间、10kV 及以下的变配电室、化验室、办公室	15					
可燃气体压缩机或其厂房	15	15				
其他工艺设备及厂房	甲 <sub>A</sub> 类	22.5	15	9	9	7.5
	甲 <sub>B</sub> 、乙 <sub>A</sub> 类	15	15	9	9	7.5
	乙 <sub>B</sub> 、丙类	9	9	7.5	7.5	7.5
中间储罐	甲 <sub>A</sub> 类	22.5	22.5	15		
	甲 <sub>B</sub> 、乙 <sub>A</sub> 类	15	15	9		
	乙 <sub>B</sub> 、丙类	9	9	7.5		

注：① 由燃气轮机或天然气发动机直接拖动的天然气压缩机对明火或散发火花的设备或场所、仪表控制间等的防火间距按本表可燃气体压缩机或其厂房确定；对其他工艺设备及厂房、中间储罐的防火间距按本表明火或散发火花的设备或场所确定。

② 加热炉与分离器组成的合一设备、三甘醇火焰加热再生釜、溶液脱硫的直接火焰加热重沸器等带有直接火焰加热的设备。应按明火或散发火花的设备或场所确定防火间距。

③ 克劳斯硫磺回收工艺的燃烧炉、再热炉、在线燃烧器等正压燃烧炉，其防火间距按其他工艺设备和厂房确定。

④ 表中的中间储罐的总容量：全压力式天然气凝液、液化石油气储罐应小于或等于 100m<sup>3</sup>；甲<sub>B</sub>、乙类液体储罐应小于或等于 1000m<sup>3</sup>。当单个全压力式天然气凝液、液化石油气储罐小于 50m<sup>3</sup>、甲<sub>B</sub>、乙类液体储罐小于 100m<sup>3</sup> 时，可按其他工艺设备对待。

⑤ 含可燃液体的水池、隔油池等，可按本表其他工艺设备对待。

⑥ 缓冲罐与泵，零位罐与泵，除油池与污油提升泵，塔与塔底泵、回流泵，压缩机与其直接相关的附属设备、泵与密封漏油回收容器的防火间距可不受本表限制。

(3) 五级石油天然气站场总平面布置的防火间距, 不应小于现行国家标准《石油天然气工程设计防火规范》GB 50183—2004 表 5.2.3 的规定。

(4) 五级油品站场和天然气站场值班休息室(宿舍、厨房、餐厅)距甲、乙类油品储罐不应小于 30m, 距甲、乙类工艺设备、容器、厂房、汽车装卸设施不应小于 22.5m; 当值班休息室朝向甲、乙类工艺设备、容器、厂房、汽车装卸设施的墙壁为耐火等级不低于二级的防火墙时, 防火间距可减小(储罐除外), 但不应小于 15m, 并应方便人员在紧急情况下安全疏散。

(5) 天然气密闭隔氧水罐和天然气放空管排放口与明火或散发火花地点的防火间距不应小于 25m, 与非防爆厂房之间的防火间距不应小于 12m。

(6) 加热炉附属的燃料气分液包、燃料气加热器等与加热炉的防火距离不限; 燃料气分液包采用开式排放时, 排放口距加热炉的防火间距应不小于 15m。

### 3.5.10 石油天然气站场内部道路的设置有什么要求?

答: (1) 一、二、三级油气站场, 至少应有两个通向外部道路的出入口。

(2) 油气站场内消防车道布置应符合下列要求:

1) 油气站场储罐组宜设环形消防车道。四、五级油气站场或受地形等条件限制的一、二、三级油气站场内的油罐组, 可设有回车场的尽头式消防车道, 回车场的面积应按当地所配消防车车型确定, 但不宜小于 15m×15m;

2) 储罐组消防车道与防火堤的外坡脚线之间的距离不应小于 3m。储罐中心与最近的消防车道之间的距离不应大于 80m;

3) 铁路装卸设施应设消防车道, 消防车道应与站场内道路构成环形, 受条件限制的, 可设有回车场的尽头车道, 消防车道与装卸栈桥的距离不应大于 80m 且不应小于 15m;

4) 甲、乙类液体厂房及油气密闭工艺设备距消防车道的间距不宜小于 5m;

5) 消防车道的净空高度不应小于 5m; 一、二、三级油气站场消防车道转弯半径不应小于 12m, 纵向坡度不宜大于 8%;

6) 消防车道与站场内铁路平面相交时, 交叉点应在铁路机车停车限界之外; 平交的角度宜为 90°, 困难时, 不应小于 45°。

(3) 一级站场内消防车道的路面宽度不宜小于 6m, 若为单车道时, 应有往返车辆错车通行的措施。

(4) 当道路高出附近地面 2.5m 以上, 且在距道路边缘 15m 范围内有工艺装置或可燃气体、可燃液体储罐及管道时, 应在该段道路的边缘设护墩、矮墙等防护设施。

## 四、石油天然气站场生产设施

### 3.5.11 石油天然气站场生产设施的一般要求有哪些?

答: (1) 进出天然气站场的天然气管道应设截断阀, 并应能在事故状况下易于接近且便于操作。三、四级站场的截断阀应有自动切断功能。当站场内有两套及两套以上天然气处理装置时, 每套装置的天然气进出口管道均应设置截断阀。进站场天然气管道上的截断阀前应设泄压放空阀。

(2) 石油天然气的人工采样管道不得引入中心化验室。

(3) 石油天然气管道不得穿过与其无关的建筑物。

(4) 天然气凝液和液化石油气厂房、可燃气体压缩机厂房和其他建筑面积大于或等于 $150\text{m}^2$ 的甲类火灾危险性厂房内，应设可燃气体检测报警装置。天然气凝液和液化石油气罐区、天然气凝液和凝析油回收装置的工艺设备区应设可燃气体检测报警装置。其他露天或棚式布置的甲类生产设施可不设可燃气体检测报警装置。

(5) 甲、乙类油品储罐、容器、工艺设备和甲、乙类地面管道当需要保温时，应采用非燃烧保温材料；低温保冷可采用泡沫塑料，但其保护层外壳应采用不燃烧材料。

(6) 甲、乙类油品储罐、容器、工艺设备的基础；甲、乙类地面管道的支、吊架和基础应采用非燃烧材料，但储罐底板垫层可采用沥青沙。

(7) 站场生产设备宜露天或棚式布置，受生产工艺或自然条件限制的设备可布置在建筑物内。

(8) 油品储罐应设液位计和高液位报警装置，必要时可设自动联锁切断进液装置。油品储罐宜设自动截油排水器。

(9) 油品储罐进液管宜从罐体下部接入，若必须从上部接入，应延伸至距罐底 $200\text{mm}$ 处。

(10) 总变(配)电所，变(配)电间的室内地坪应比室外地坪高 $0.6\text{m}$ 。

(11) 站场内的电缆沟，应有防止可燃气体积聚及防止含可燃液体的污水进入沟内的措施。电缆沟通入变(配)电室、控制室的墙洞处，应填实、密封。

### 3.5.12 石油天然气站场集中控制室和仪表控制间的设置应符合什么要求？

答：(1) 集中控制室设置非防爆仪表及电气设备时，应符合下列要求：

1) 应位于爆炸危险范围以外；

2) 含有甲、乙类油品、可燃气体的仪表引线不得直接引入室内。

(2) 仪表控制间设置非防爆仪表及电气设备时，应符合下列要求：

1) 在使用或生产天然气凝液和液化石油气的场所，仪表控制间室内地坪宜比室外地坪高 $0.6\text{m}$ ；

2) 含有甲、乙类油品和可燃气体的仪表引线不宜直接引入室内；

3) 当与甲、乙类生产厂房毗邻时，应采用无门窗洞口的防火墙隔开。当必须在防火墙上开窗时，应设固定甲级防火窗。

### 3.5.13 石油天然气站场加热炉燃料气系统应符合什么要求？

答：加热炉以天然气为燃料时，供气系统应符合下列要求：

(1) 宜烧干气，配气管网的设计压力不宜大于 $0.5\text{MPa(G)}$ ；

(2) 当使用有凝液析出的天然气作燃料时，管道上宜设置分液包；

(3) 加热炉炉膛内宜设常明灯，其气源可从燃料气调节阀前的管道上引向炉膛。

### 3.5.14 石油天然气站场加热炉的燃料油供油系统应符合什么要求？

答：加热炉或锅炉燃料油的供油系统应符合下列要求：

(1) 燃料油泵和被加热的油气进、出口阀不应布置在烧火间内；当燃料油泵与烧火间毗邻布置时，应设防火墙；

(2) 当燃料油储罐总容积不大于 $20\text{m}^3$ 时，与加热炉的防火间距不应小于 $8\text{m}$ ；当大于

20~30m<sup>3</sup>时，不应小于15m。燃料油储罐与燃料油泵的间距不限。

加热炉烧火口或防爆门不应直接朝向燃料油储罐。

### 3.5.15 石油天然气站场泵的布置有什么要求？

答：(1) 输送甲、乙类液体的泵，可燃气体压缩机不得与空气压缩机同室布置。空气管道不得与可燃气体，甲、乙类液体管道固定相联。

(2) 甲、乙类液体泵房与变配电室或控制室相毗邻时，变配电室或控制室的门、窗应位于爆炸危险区范围之外。

(3) 甲、乙类油品泵宜露天或棚式布置。若在室内布置时，应符合下列要求：

1) 液化石油气泵和天然气凝液泵超过2台时，与甲、乙类油品泵应分别布置在不同的房间内，各房间之间的隔墙应为防火墙；

2) 甲、乙类油品泵房的地面不宜设地坑或地沟。泵房内应有防止可燃气体积聚的措施。

(4) 电动往复泵、齿轮泵或螺杆泵的出口管道上应设安全阀；安全阀放空管应接至泵入口管道上，并宜设事故停车联锁装置。

(5) 甲、乙类油品离心泵，天然气压缩机在停电、停气或操作不正常工作情况下，介质倒流有可能造成事故时，应在出口管道上安装止回阀。

### 3.5.16 天然气处理装置压缩机的布置及其厂房设计有什么规定？

答：可燃气体压缩机的布置及其厂房设计应符合下列规定：

(1) 可燃气体压缩机宜露天或棚式布置；

(2) 单机驱动功率等于或大于150kW的甲类气体压缩机厂房，不宜与其他甲、乙、丙类房间共用一幢建筑物；该压缩机的上方不得布置含甲、乙、丙类介质的设备，但自用的高位润滑油箱不受此限；

(3) 比空气轻的可燃气体压缩机棚或封闭式厂房的顶部应采取通风措施；

(4) 比空气轻的可燃气体压缩机厂房的楼板，宜部分采用钢格板；

(5) 比空气重的可燃气体压缩机厂房内，不宜设地坑或地沟，厂房内应有防止气体积聚的措施。

### 3.5.17 油气站场内，当使用内燃机为驱动力时有什么要求？

答：油气站场内，当使用内燃机驱动泵和天然气压缩机时，应符合下列要求：

(1) 内燃机排气管应有绝热层，出口处应设防火罩。当排气管穿过屋顶时，其管口应高出屋顶2m；当穿过侧墙时，排气方向应避开散发油气或有爆炸危险的场所；

(2) 内燃机的燃料油储罐宜露天设置。内燃机供油管道不应架空引至内燃机油箱。在靠近燃料油储罐出口和内燃机油箱进口处应分别设切断阀。

### 3.5.18 天然气处理设施的布置有哪些要求？

答：(1) 明火设备(不包括硫磺回收装置的主燃烧炉、再热炉等正压燃烧设备)应尽量靠近装置边缘集中布置，并应位于散发可燃气体的容器、机泵和其他设备的全年最小频率风向的下风侧。

- (2) 石油天然气在线分析一次仪表间与工艺设备的防火间距不限。
- (3) 布置在爆炸危险区内的非防爆型在线分析一次仪表间(箱)，应正压通风。
- (4) 与反应炉等高温燃烧设备连接的非工艺用燃料气管道，应在进炉前设两个截断阀，两阀间应设检查阀。
- (5) 进出装置的可燃气体、液化石油气、可燃液体的管道，在装置边界处应设截断阀和8字盲板或其他截断设施，确保装置检修安全。
- (6) 可燃气体压缩机的吸人管道，应有防止产生负压的措施。多级压缩的可燃气体压缩机各段间，应设冷却和气液分离设备，防止气体带液进入气缸。
- (7) 正压通风设施的取风口，宜位于含甲、乙类介质设备的全年最小频率风向的下风侧。取风口应高出爆炸危险区1.5m以上，并应高出地面9m。

### 3.5.19 硫黄成型装置的布置有什么要求？

- 答：(1) 硫黄成型装置的除尘设施严禁使用电除尘器，宜采用袋滤器。
- (2) 液体硫黄储罐四周应设闭合的不燃烧材料防护墙，墙高应为1m。墙内容积不应小于一个最大液体硫黄储罐的容量；墙内侧至罐的净距不宜小于2m。
  - (3) 液体硫黄储罐与硫黄成型厂房之间应设有消防通道。
  - (4) 固体硫黄仓库的设计应符合下列要求：
    - 1) 宜为单层建筑；
    - 2) 每座仓库的总面积不应超过2000m<sup>2</sup>，且仓库内应设防火墙隔开，防火墙间的面积不应超过500m<sup>2</sup>；
    - 3) 仓库可与硫黄成型厂房毗邻布置，但必须设置防火隔墙。

### 3.5.20 石油天然气站场的油品储罐的布置有什么规定？

- 答：(1) 油品储罐应为地上式钢罐。
- (2) 稳定原油、甲<sub>B</sub>、乙<sub>A</sub>类油品储罐宜采用浮顶油罐。不稳定原油用的作业罐应采用固定顶油罐。稳定轻烃可根据相关标准的要求，选用内浮顶罐或压力储罐。钢油罐建造应符合国家现行油罐设计规范的要求。
  - (3) 油罐组内的油罐总容量应符合下列规定：
    - 1) 固定顶油罐组不应大于120000m<sup>3</sup>；
    - 2) 浮顶油罐组不应大于600000m<sup>3</sup>。
  - (4) 油罐组内的油罐数量应符合下列要求：
    - 1) 当单罐容量不小于1000m<sup>3</sup>时，不应多于12座；
    - 2) 当单罐容量小于1000m<sup>3</sup>或者仅储存丙<sub>B</sub>类油品时，数量不限。
  - (5) 油罐之间的防火距离不应小于表3.5.20的规定。

表 3.5.20 油罐之间的防火距离

油品类别	固定顶油罐	浮顶油罐	卧式油罐
甲、乙类	1000m <sup>3</sup> 以上的罐：0.6D	0.4D	0.8m
	1000m <sup>3</sup> 及以下的罐，当采用固定式消防冷却时：0.6D， 采用移动式消防冷却时：0.75D		

续表

油品类别		固定顶油罐	浮顶油罐	卧式油罐
丙类	A	0.4D	—	0.8m
	B	>1000m <sup>3</sup> 的罐: 5m ≤1000m <sup>3</sup> 的罐: 2m	—	

注: ① 浅盘式和浮舱用易熔材料制作的内浮顶油罐按固定顶油罐确定罐间距。

② 表中  $D$  为相邻较大罐的直径, 单罐容积大于 1000m<sup>3</sup> 的油罐取直径或高度的较大值。

③ 储存不同油品的油罐、不同型式的油罐之间的防火间距, 应采用较大值。

④ 高架(位)罐的防火间距, 不应小于 0.6m。

⑤ 单罐容量不大于 300m<sup>3</sup>, 罐组总容量不大于 1500m<sup>3</sup> 的立式油罐间距, 可按施工和操作要求确定。

⑥ 丙<sub>A</sub>类油品固定顶油罐之间的防火距离按 0.4D 计算大于 15m 时, 最小可取 15m。

(6) 地上立式油罐组应设防火堤, 位于丘陵地区的油罐组, 当有可利用地形条件设置导油沟和事故存油池时可不设防火堤。卧式油罐组应设防护墙。

### 3.5.21 油品储罐如何分组布置? 地上油罐组内如何布置?

答: (1) 油品储罐应分组布置并符合下列规定:

- 1) 在同一罐组内, 宜布置火灾危险性类别相同或相近的储罐;
- 2) 常压油品储罐不应与液化石油气、天然气凝液储罐同组布置;
- 3) 沸溢性的油品储罐, 不应与非沸溢性油品储罐同组布置;
- 4) 地上立式油罐同高位罐、卧式罐不宜布置在同一罐组内。

(2) 地上油罐组内的布置应符合下列规定:

1) 油罐不应超过两排, 但单罐容量小于 1000m<sup>3</sup> 的储存丙<sub>B</sub>类油品的储罐不应超过 4 排;

2) 立式油罐排与排之间的防火距离, 不应小于 5m, 卧式油罐的排与排之间的防火距离, 不应小于 3m。

### 3.5.22 油罐组防火堤的设置和堤内有效容量确定应符合什么规定?

答: (1) 油罐组防火堤应符合下列规定:

1) 防火堤应是闭合的, 能够承受所容纳油品的静压力和地震引起的破坏力, 保证其坚固和稳定;

2) 防火堤应使用不燃烧材料建造, 首选土堤, 当土源有困难时, 可用砖石、钢筋混凝土等不燃烧材料砌筑, 但内侧应培土或涂抹有效的防火涂料。土筑防火堤的堤顶宽度不小于 0.5m;

3) 立式油罐组防火堤的计算高度应保证堤内的有效容积需要。防火堤实际高度应比计算高度高出 0.2m。防火堤实际高度不应低于 1.0m, 且不应高于 2.2m(均以防火堤外侧路面或地坪算起)。卧式油罐组围堰高度不应低于 0.5m;

4) 管道穿越防火堤处, 应采用非燃烧材料封实。严禁在防火堤上开孔留洞;

5) 防火堤内场地可不作铺砌, 但湿陷性黄土、盐渍土、膨胀土等地区的罐组内场地应有防止雨水和喷淋水浸害罐基础的措施;

6) 油罐组内场地应有不小于 0.5% 的地面设计坡度, 排雨水管应从防火堤内设计地面以

下通向堤外，并应采取排水阻油措施。年降雨量不大于 200mm 或降雨在 24h 内可以渗完时，油罐组内可不设雨水排除系统；

7) 油罐组防火堤上的人行踏步不应少于两处，且应处于不同方位。隔堤均应设置人行踏步。

(2) 地上立式油罐的罐壁至防火堤内坡脚线的距离，不应小于罐壁高度的一半。卧式油罐的罐壁至围堰内坡脚线的距离，不应小于 3m。建在山边的油罐，靠山的一面，罐壁至挖坡脚线距离不得小于 3m。

(3) 防火堤内有效容量，应符合下列规定：

1) 对固定顶油罐组，不应小于储罐组内最大一个储罐有效容量；

2) 对浮顶油罐组，不应小于储罐组内一个最大罐有效容量的一半；

3) 当固定顶和浮顶油罐布置在同一油罐组内，防火堤内有效容量应取上两款规定的较大者。

(4) 立式油罐组内隔堤的设置，应符合国家现行防火堤设计规范的规定。

(5) 事故存液池的设置，应符合下列规定：

1) 设有事故存液池的油罐或罐组四周应设导油沟，使溢漏油品能顺利地流出罐组并自流入事故存液池内；

2) 事故存液池距离储罐不应小于 30m；

3) 事故存液池和导油沟距离明火地点不应小于 30m；

4) 事故存液池应有排水设施；

5) 事故存液池的容量应符合本条第(3)款的规定。

(6) 五级站内，小于等于  $500\text{m}^3$  的丙类油罐，可不设防火堤，但应设高度不低于 1.0m 的防护墙。

(7) 储罐组之间应设置宽度不小于 4m 的消防车道，受地形条件限制时，两罐组防火堤外侧坡脚线之间应留有不小于 7m 的空地。

### 3.5.23 天然气凝液和液化石油气罐区的布置有什么要求？

答：(1) 天然气凝液和液化石油气罐区宜布置在站场常年最小频率风向的上风侧，并应避免不良通风或窝风地段。天然气凝液储罐和全压力式液化石油气储罐周围宜设置高度不低于 0.6m 的不燃烧体防护墙。在地广人稀地区，当条件允许时，可不设防护墙，但应有必要的导流设施，将泄漏的液化石油气集中引导到站外安全处。全冷冻式液化石油气储罐周围应设置防火堤。

(2) 天然气凝液和液化石油气储罐成组布置时，天然气凝液和全压力式液化石油气储罐或全冷冻式液化石油气储罐组内的储罐不应超过两排，罐组周围应设环行消防车道。

(3) 天然气凝液和全压力式液化石油气储罐组内的储罐个数不应超过 12 个，总容积不应超过  $20000\text{m}^3$ ；全冷冻式液化石油气储罐组内的储罐个数不应超过 2 个。

(4) 天然气凝液和全压力式液化石油气储罐组内的储罐总容量大于  $6000\text{m}^3$  时，罐组内应设隔墙，单罐容量等于或大于  $5000\text{m}^3$  时应每个罐一隔，隔墙高度应低于防护墙 0.2m。全冷冻式液化石油气储罐组内储罐应设隔堤，且每个罐一隔，隔堤高度应低于防火堤 0.2m。

(5) 不同储存方式的液化石油气储罐不得布置在同一个储罐组内。

(6) 成组布置的天然气凝液和液化石油气罐区，相邻组与组之间的防火距离(罐壁至罐壁)不应小于 20m。

(7) 天然气凝液和液化石油气储罐组内储罐之间的防火距离应不小于表 3.5.23 的规定。

表 3.5.23 储罐组内储罐之间的防火间距

介质类别	全压力式储罐		全冷冻式储罐
	球罐	卧罐	
	防火间距		
天然气凝液或液化石油气	1.0D	1.0D 且不宜大于 1.5m。 两排卧罐的间距，不应小于 3m	—
液化石油气	—	—	0.5D

注：① D 为相邻较大罐直径。

② 不同型式储罐之间的防火距离，应采用较大值。

### 3.5.24 天然气凝液和液化石油气储罐的防火堤如何设置？

答：(1) 成组布置的天然气凝液和液化石油气储罐到防火堤(或防护墙)的距离应满足如下要求：

1) 全压力式球罐到防护墙的距离应为储罐直径的一半，卧式储罐到防护墙的距离不应小于 3m；

2) 全冷冻式液化石油气储罐至防火堤内堤脚线的距离，应为储罐高度与防火堤高度之差，防火堤内有效容积应为一个最大储罐的容量。

(2) 防护墙、防火堤及隔堤应采用不燃烧实体结构，并能承受所容纳液体的静压及温度的影响。在防火堤或防护墙的不同方位上应设置不少于两处的人行踏步或台阶。

### 3.5.25 油品的铁路装卸应符合什么规定？

答：(1) 油品的铁路装卸设施应符合下列要求：

1) 装卸栈桥两端和沿栈桥每隔 60~80m，应设安全斜梯；

2) 顶部敞口装车的甲<sub>B</sub>、乙类油品，应采用液下装车鹤管；

3) 装卸泵房至铁路装卸线的距离，不应小于 8m；

4) 在距装车栈桥边缘 10m 以外的油品输入管道上，应设便于操作的紧急切断阀；

5) 零位油罐不应采用敞口容器，零位罐至铁路装卸线距离。不应小于 6m。

(2) 油品铁路装卸栈桥至站场内其他铁路、道路间距应符合下列要求：

1) 至其他铁路线不应小于 20m；

2) 至主要道路不应小于 15m。

### 3.5.26 油品的汽车装卸站应符合什么要求？

答：油品的汽车装卸站，应符合下列要求：

(1) 装卸站的进出口，宜分开设置；当进、出口合用时，站内应设回车场；

(2) 装卸车场宜采用现浇混凝土地面；

(3) 装卸车鹤管之间的距离，不应小于 4m；装卸车鹤管与缓冲罐之间的距离，不应小



于 5m;

(4) 甲<sub>B</sub>、乙类液体的装卸车, 严禁采用明沟(槽)卸车系统;

(5) 在距装卸鹤管 10m 以外的装卸管道上, 应设便于操作的紧急切断阀;

(6) 甲<sub>B</sub>、乙类油品装卸鹤管(受油口)与相邻生产设施的防火间距, 应符合表 3.5.26 的规定。

表 3.5.26 鹤管与相邻生产设施之间的防火距离

m

生产设施	装卸油泵房	生产厂房及密闭工艺设备		
		液化石油气	甲 <sub>B</sub> 、乙类	丙类
甲 <sub>B</sub> 、乙类油品 装卸鹤管	8	25	15	10

### 3.5.27 液化石油气铁路和汽车的装卸设施应符合什么要求?

答: (1) 铁路装卸栈台宜单独设置; 若不同时作业, 也可与油品装卸鹤管共台设置。

(2) 罐车装车过程中, 排气管宜采用气相平衡式, 也可接至低压燃料气或火炬放空系统, 不得就地排放。

(3) 汽车装卸鹤管之间的距离不应小于 4m。

(4) 汽车装卸车场应采用现浇混凝土地面。

(5) 铁路装卸设施尚应符合本章第 3.5.26 条第(1)款 1)、4)项和第(2)款的规定。

### 3.5.28 液化石油气灌装站布置有什么要求?

答: (1) 液化石油气灌装站的灌瓶间和瓶库, 应符合下列要求:

1) 液化石油气的灌瓶间和瓶库, 宜为敞开式或半敞开式建筑物; 当为封闭式或半敞开式建筑物时, 应采取通风措施;

2) 灌瓶间、倒瓶间、泵房的地沟不应与其他房间连通; 其通风管道应单独设置;

3) 灌瓶间和储瓶库的地面, 应采用不发生火花的表层;

4) 实瓶不得露天存放;

5) 液化石油气缓冲罐与灌瓶间的距离, 不应小于 10m;

6) 残液必须密闭回收, 严禁就地排放;

7) 气瓶库的液化石油气瓶装总容量不宜超过 10m<sup>3</sup>;

8) 灌瓶间与储瓶库的室内地面, 应比室外地坪高 0.6m;

9) 灌装站应设非燃烧材料建造的, 高度不低于 2.5m 的实体围墙。

(2) 灌瓶间与储瓶库可设在同一建筑物内, 但宜用实体墙隔开, 并各设出入口。

(3) 液化石油气灌装站的厂房与其所属的配电间、仪表控制间的防火间距不宜小于 15m。若毗邻布置时, 应采用无门窗洞口防火墙隔开; 当必须在防火墙上开窗时, 应设甲级耐火材料的密封固定窗。

(4) 液化石油气、天然气凝液储罐和汽车装卸台, 宜布置在油气站场的边缘部位。

(5) 液化石油气灌装站内储罐与有关设施的防火间距, 不应小于表 3.5.28 的规定。

表 3.5.28 灌装站内储罐与有关设施的防火间距

m

设施名称	单罐容量/m <sup>3</sup>				
	≤50	≤100	≤400	≤1000	>1000
	间 距				
压缩机房、灌瓶间、倒残液间	20	25	30	40	50
汽车槽车装卸接头	20	25	30	30	40
仪表控制间、10kV 及以下变电间	20	25	30	40	50

注：液化石油气储罐与其泵房的防火间距不应小于 15m，露天及棚式布置的泵不受此限制，但宜布置在防护墙外。

### 3.5.29 哪些设备及管道应设安全阀？

答：(1) 可能超压的下列设备及管道应设安全阀：

- 1) 顶部操作压力大于 0.07MPa 的压力容器；
- 2) 顶部操作压力大于 0.03MPa 的蒸馏塔、蒸发塔和汽提塔(汽提塔顶蒸汽直接通入另一蒸馏塔者除外)；
- 3) 与鼓风机、离心式压缩机、离心泵或蒸汽往复泵出口连接的设备不能承受其最高压力时，上述机泵的出口；
- 4) 可燃气体或液体受热膨胀时，可能超过设计压力的设备及管道。

(2) 在同一压力系统中，压力来源处已有安全阀，则其余设备可不设安全阀。扫线蒸汽不宜作为压力来源。

(3) 安全阀、爆破片的选择和安装，应符合国家现行标准《压力容器安全监察规程》的规定。

(4) 单罐容量等于或大于 100m<sup>3</sup> 的液化石油气和天然气凝液储罐应设置 2 个或 2 个以上安全阀，每个安全阀担负经计算确定的全部放空量。

### 3.5.30 放空管道的布置应符合哪些要求？

答：(1) 放空管道必须保持畅通，并应符合下列要求：

- 1) 高压、低压放空管宜分别设置，并应直接与火炬或放空总管连接；
- 2) 不同排放压力的可燃气体放空管接入同一排放系统时，应确保不同压力的放空点能同时安全排放。

(2) 可燃气体放空应符合下列要求：

- 1) 可能存在点火源的区域内不应形成爆炸性气体混合物；
- 2) 有害物质的浓度及排放量应符合有关污染物排放标准的规定；
- 3) 放空时形成的噪声应符合有关卫生标准；
- 4) 连续排放的可燃气体排气筒顶或放空管口，应高出 20m 范围内的平台或建筑物顶 2.0m 以上。对位于 20m 以外的平台或建筑物顶，应满足图 3.5.30 的要求，并应高出所在地面 5m；

5) 间歇排放的可燃气体排气筒顶或放空管口，应高出 10m 范围内的平台或建筑物顶 2.0m 以上。对位于 10m 以外的平台或建筑物顶，应满足图 3.5.30 的要求，并应高出所在地面 5m。

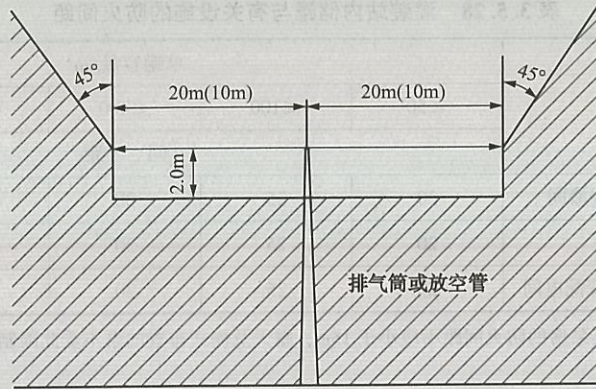


图 3.5.30 可燃气体排气筒顶或放空管允许最低高度示意图

注：阴影部分为平台或建筑物的设置范围。

(3) 甲、乙类液体排放应符合下列要求：

1) 排放时可能释放出大量气体或蒸汽的液体，不得直接排入大气，应引入分离设备，分出的气体引入可燃气体放空系统，液体引入有关储罐或污油系统；

2) 设备或容器内残存的甲、乙类液体，不得排入边沟或下水道，可集中排入有关储罐或污油系统。

(4) 对存在硫化铁的设备、管道，排污口应设喷水冷却设施。

(5) 原油管道清管器收发筒的污油排放，应符合下列要求：

1) 清管器收发筒应设清扫系统和污油接收系统；

2) 污油池中的污油应引入污油系统。

(6) 天然气管道清管作业排出的液态污物若不含甲、乙类可燃液体，可排入就近设置的排污池；若含有甲、乙类可燃液体，应密闭回收可燃液体或在安全位置设置凝液焚烧坑。

### 3.5.31 火炬设置应符合哪些要求？

答：(1) 火炬的高度，应经辐射热计算确定，确保火炬下部及周围人员和设备的安全。

(2) 进入火炬的可燃气体应经凝液分离罐分离出气体中直径大于  $300\mu\text{m}$  的液滴；分离出的凝液应密闭回收或送至焚烧坑焚烧。

(3) 应有防止回火的措施。

(4) 火炬应有可靠的点火设施。

(5) 距火炬筒 30m 范围内，严禁可燃气体放空。

(6) 液体、低热值可燃气体、空气和惰性气体，不得排入火炬系统。

### 3.5.32 石油天然气站场的建、构筑物布置的一般要求是什么？

答：(1) 生产和储存甲、乙类物品的建(构)筑物耐火等级不宜低于二级，生产和储存丙类物品的建(构)筑物耐火等级不宜低于三级。当甲、乙类火灾危险性的厂房采用轻质钢结构时，应符合下列要求：

1) 所有的建筑构件必须采用非燃烧材料；

2) 除天然气压缩机厂房外，宜为单层建筑；

3) 与其他厂房的防火间距应按现行国家标准《建筑设计防火规范》GB 50016 中的三级耐

火等级的建筑物确定。

(2) 散发油气的生产设备, 宜为露天布置或棚式建筑内布置。甲、乙类火灾危险性生产厂房泄压面积、泄压措施应按现行国家标准《建筑设计防火规范》GB 50016 的有关规定执行。

(3) 当不同火灾危险性类别的房间布置在同一栋建筑物内时。其隔墙应采用非燃烧材料的实体墙。天然气压缩机房或油泵房宜布置在建筑物的一端, 将人员集中的房间布置在火灾危险性较小的一端。

(4) 变、配电所不应与有爆炸危险的甲、乙类厂房毗邻布置。但供上述甲、乙类生产厂房专用的 10kV 及以下的变、配电间, 当采用无门窗洞口防火墙隔开时, 可毗邻布置。当必须在防火墙上开窗时, 应设非燃烧材料的固定甲级防火窗。变压器与配电间之间应设防火墙。

(5) 火车、汽车装卸油栈台、操作平台均应采用非燃烧材料建造。

(6) 立式圆筒油品加热炉、液化石油气和天然气凝液储罐的钢柱、梁、支撑, 塔的构架钢支柱, 罐组砖、石、钢筋混凝土防火堤无培土的内侧和顶部, 均应涂抹保护层, 其耐火极限不应小于 2h。

### 3.5.33 生产厂房的门如何设置? 工艺设备的平台和操作平台如何设置?

答: (1) 甲、乙类火灾危险性生产厂房应设向外开启的门, 且不宜少于 2 个, 其中 1 个应能满足最大设备(或拆开最大部件)的进出要求, 建筑面积小于或等于 100m<sup>2</sup> 时, 可设 1 个向外开启的门。

(2) 甲、乙类工艺设备平台、操作平台, 宜设 2 个通向地面的梯子。长度小于 8m 的甲类设备平台和长度小于 15m 的乙类设备平台, 可设 1 个梯子。相邻的平台和构架可根据疏散要求设走桥连通。

## 五、油气田内部集输管道

### 3.5.34 油气田内部集输管道布置有什么要求?

答: (1) 油气田内部集输管道宜埋地敷设。

(2) 管线穿跨越铁路、公路、河流时, 其设计应符合《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 及油气集输设计等现行国家标准的有关规定。

(3) 当管道沿线有重要水工建筑、重要物资仓库、军事设施、易燃易爆仓库、机场、海(河)港码头、国家重点文物保护单位时, 管道设计除应遵守本规定外, 尚应服从相关设施的设计要求。

(4) 埋地集输管道与其他地下管道、通信电缆、电力系统的各种接地装置等平行或交叉敷设时, 其间距应符合国家现行标准《钢质管道及储罐腐蚀控制工程设计规范》SY 0007 的有关规定。

(5) 集输管道与架空输电线路平行敷设时, 安全距离应符合下列要求:

1) 管道埋地敷设时, 安全距离不应小于表 3.5.34 的规定;

2) 当管道地面敷设时, 其间距不应小于本段最高杆(塔)高度。

(6) 原油和天然气埋地集输管道同铁路平行敷设时, 应距铁路用地范围边界 3m 以外。

当必须通过铁路用地范围内时,应征得相关铁路部门的同意,并采取加强措施。对相邻电气化铁路的管道还应增加交流电干扰防护措施。

表 3.5.34 埋地集输管道与架空输电线路安全距离

名称	3kV 以下	3~10kV	35~66kV	110kV	220kV
开阔地区	最高杆(塔)高				
路径受限制地区/m	1.5	2.0	4.0	4.0	5.0

注:①表中距离为边导线至管道任何部分的水平距离。

②对路径受限制地区的最小水平距离的要求,应计及架空电力线路导线的最大风偏。

(7)管道同公路平行敷设时,宜敷设在公路用地范围外。对于油田公路,集输管道可敷设在路肩下。

### 3.5.35 原油、天然气凝液集输管道的布置有什么要求?

答:(1)油田内部埋地敷设的原油、稳定轻烃、20℃时饱和蒸气压力小于0.1MPa的天然凝液、压力小于或等于0.6MPa的油田气集输管道与居民区、村镇、公共福利设施、工矿企业等的距离不宜小于10m。当管道局部管段不能满足上述距离要求时,可降低设计系数,提高局部管道的设计强度,将距离缩短到5m;地面敷设的上述管道与相应建(构)筑物的距离应增加50%。

(2)20℃时饱和蒸气压力大于或等于0.1MPa、管径小于或等于DN200的埋地天然气凝液管道,应按现行国家标准《输油管道工程设计规范》GB 50253中的液态液化石油气管道确定强度设计系数。管道同地面建(构)筑物的最小间距应符合下列规定:

- 1)与居民区、村镇、重要公共建筑物不应小于30m;一般建(构)筑物不应小于10m;
- 2)与高速公路和一、二级公路平行敷设时,其管道中心线距公路用地范围边界不应小于10m,三级及以下公路不宜小于5m;
- 3)与铁路平行敷设时,管道中心线距铁路中心线的距离不应小于10m,并应满足本章第3.5.34条第(6)款的要求。

### 3.5.36 天然气集输管道的布置有什么要求?

答:(1)埋地天然气集输管道的线路设计应根据管道沿线居民户数及建(构)筑物密集程度采用相应的强度设计系数进行设计。管道地区等级划分及强度设计系数取值应按现行国家标准《输气管道工程设计规范》GB 50251中有关规定执行。当输送含硫化氢天然气时,应采取安全防护措施。

(2)天然气集输管道输送湿天然气,天然气中的硫化氢分压等于或大于0.0003MPa(绝压)或输送其他酸性天然气时,集输管道及相应的系统设施必须采取防腐蚀措施。

(3)天然气集输管道输送酸性干天然气时,集输管道建成投产前的干燥及管输气质的脱水深度必须达到现行国家标准《输气管道工程设计规范》GB 50251中的相关规定。

(4)天然气集输管道应根据输送介质的腐蚀程度,增加管道计算壁厚的腐蚀余量。腐蚀余量取值应按油气集输设计国家现行标准的有关规定执行。

(5)集气管道应设线路截断阀,线路截断阀的设置应按现行国家标准《输气管道工程设

计规范》GB 50251 的有关规定执行。当输送含硫化氢天然气时，截断阀设置宜适当加密，符合油气集输设计国家现行标准的规定，截断阀应配置自动关闭装置。

(6) 集输管道宜设清管设施。清管设施设计应按现行国家标准《输气管道工程设计规范》GB 50251 的有关规定执行。

## 六、液化天然气站场

### 3.5.37 液化天然气站场的一般规定有什么？

答：(1) 液化天然气站场的工程设计包括：

- 1) 液化天然气供气站；
- 2) 小型天然气液化站。

(2) 液化天然气站场内的液化天然气、制冷剂的火灾危险性应划为甲<sub>A</sub>类。

(3) 液化天然气站场爆炸危险区域等级范围，应根据释放物质的相态、温度、密度变化、释放量和障碍等条件按国家现行标准有关规定确定。

(4) 所有组件应按现行相关标准设计和建造，物理、化学、热力学性能应满足在相应设计温度下最高允许工作压力的要求，其结构应在事故极端温度条件下保持安全、可靠。

### 3.5.38 液化天然气站场站址的选择有什么要求？

答：(1) 站址应选在人口密度较低且受自然灾害影响小的地区。

(2) 站址应远离下列设施：

- 1) 大型危险设施(例如，化学品、炸药生产厂及仓库等)；
- 2) 大型机场(包括军用机场、空中实弹靶场等)；
- 3) 与本工程无关的输送易燃气体或其他危险流体的管道；
- 4) 运载危险物品的运输线路(水路、陆路和空路)。

(3) 液化天然气罐区邻近江河、海岸布置时，应采取措施防止泄漏液体流入水域。

(4) 建站地区及与站场间应有全天候的陆上通道，以确保消防车辆和人员随时进入和站内人员在必要时安全撤离。

### 3.5.39 液化天然气站场的区域布置按哪些原则确定？

答：液化天然气站场的区域布置应按以下原则确定：

(1) 液化天然气储存总容量不大于 3000m<sup>3</sup> 时，可按本章表 3.5.5 和现行国家标准《石油天然气工程设计防火规范》GB 50183—2004 表 4.0.4 中的液化石油气站场确定；

(2) 液化天然气储存总容量大于或等于 30000m<sup>3</sup> 时，与居住区、公共福利设施的距离应大于 0.5km；

(3) 液化天然气储存总容量介于本条第(1)款和第(2)款之间时，应根据对现场条件、设施安全防护程度的评价确定，且不应小于本条第(1)款确定的距离；

(4) 本条(1)~(3)款确定的防火间距，尚应按现行国家标准《石油天然气工程设计防火规范》GB 50183—2004 的第 10.3.4 条和第 10.3.5 条的规定进行校核。

### 3.5.40 液化天然气站场的内部布置的要求有什么？

答：(1) 站场总平面，应根据站的生产流程及各组成部分的生产特点和火灾危险性，结

合地形、风向等条件，按功能分区集中布置。

(2) 单罐容量等于或小于  $265\text{m}^3$  的液化天然气罐成组布置时，罐组内的储罐不应超过两排，每组个数不宜多于 12 个，罐组总容量不应超过  $3000\text{m}^3$ 。易燃液体储罐不得布置在液化天然气罐组内。

(3) 液化天然气设施应设围堰，并应符合下列规定：

1) 操作压力小于或等于  $100\text{kPa}$  的储罐，当围堰与储罐分开设置时，储罐至围堰最近边沿的距离，应为储罐最高液位高度加上储罐气相空间压力的当量压头之和与围堰高度之差；当罐组内的储罐已采取了防低温或火灾的影响措施时，围堰区内的有效容积应不小于罐组内一个最大储罐的容积；当储罐未采取防低温和火灾的影响措施时，围堰区内的有效容积应为罐组内储罐的总容积；

2) 操作压力小于或等于  $100\text{kPa}$  的储罐，当混凝土外罐围堰与储罐布置在一起，组成带预应力混凝土外罐的双层罐时，从储罐罐壁至混凝土外罐围堰的距离由设计确定；

3) 在低温设备和易泄漏部位应设置液化天然气液体收集系统；其容积对于装车设施不应小于最大罐车的罐容量，其他为某单一事故泄漏源在  $10\text{min}$  内最大可能的泄漏量；

4) 除第(3)款第 2) 项之外，围堰区均应配有集液池；

5) 围堰必须能够承受所包容液化天然气的全部静压头，所圈闭液体引起的快速冷却、火灾的影响、自然力(如地震、风雨等)的影响，且不渗漏；

6) 储罐与工艺设备的支架必须耐火和耐低温。

(4) 围堰和集液池至室外活动场所、建(构)筑物的绝热距离(作业者的设施除外)，应符合现行国家标准《石油天然气工程设计防火规范》GB 50183—2004 第 10.3.4 条的规定。

## 七、防静电

### 3.5.41 哪些爆炸、火灾危险场所应采取防静电措施？

答：(1) 对爆炸、火灾危险场所内可能产生静电危险的设备和管道，均应采取防静电措施。

(2) 地上或管沟内敷设的石油天然气管道，在下列部位应设防静电接地装置：

1) 进出装置或设施处；

2) 爆炸危险场所的边界；

3) 管道泵及其过滤器、缓冲器等；

4) 管道分支处以及直线段每隔  $200\sim 300\text{m}$  处。

(3) 油品、液化石油气、天然气凝液的装卸栈台和码头的管道、设备、建筑物与构筑物的金属构件和铁路钢轨等(做阴极保护者除外)，均应做电气连接并接地。

(4) 汽车罐车、铁路罐车和装卸场所，应设防静电专用接地线。

(5) 油品装卸码头，应设置与油船跨接的防静电接地装置。此接地装置应与码头上油品装卸设备的防静电接地装置合用。

(6) 每组专设的防静电接地装置的接地电阻不宜大于  $100\Omega$ 。

### 3.5.42 哪些作业场所应设消除人体静电装置？

答：下列甲、乙、丙<sub>A</sub>类油品(原油除外)、液化石油气、天然气凝液作业场所，应设消

除人体静电装置：

- (1) 泵房的门外；
- (2) 储罐的上罐扶梯入口处；
- (3) 装卸作业区内操作平台的扶梯入口处；
- (4) 码头上下船的出入口处。

## 第六节 油气管道的抗震

### 一、总则

#### 3.6.1 GB/T 50470 的目的和适用范围是什么？

答：现行国家标准《油气输送管道线路工程抗震技术规范》GB/T 50470—2017 的目的和适用范围如下：

(1) 为保障油气输送管道线路工程地震安全，达到经济、适用的目的，满足使用功能要求，制定本规范。

(2) 本规范适用于陆上新建、扩建和改建钢质油气输送管道线路工程的抗震勘察、设计、施工及交工。

(3) 管道线路工程的抗震设防目标应符合下列规定：

1) 在基本地震动作用下管道主体可继续使用；在罕遇地震动作用下管道主体不破裂；

2) 管道通过活动断层及地震时可能发生液化、软土震陷等地质灾害地段，当发生设防位移时，管道主体不破裂；

3) 在基本地震动作用下穿跨越结构不发生损坏或经一般性修复可继续使用；在罕遇地震动作用下跨越结构主体不倒塌；

4) 对于有特殊要求的线路工程，可采用基于性能的抗震设计。

(4) 管道线路工程抗震设计采用的地震动参数应符合现行国家标准《中国地震动参数区划图》GB 18306 的规定，对已开展地震安全性评价的工程应根据评价结果确定地震动参数。

#### 3.6.2 何谓重要区段、一般区段、活动断层和危险地段？

答：(1) 重要区段——水域大中型穿跨越段、输气干线管道经过的四级地区以及输油干线管道经过的人口密集区。

(2) 一般区段——除重要区段以外的油气输送管道区段。

(3) 活动断层——晚第四纪(10 万年)以来有过活动，且经评价在工程使用年限内可能继续活动的断层。

(4) 危险地段——活动断层及地震时可能发生地裂、崩塌、滑坡、严重液化、地面塌陷等的地段。

#### 3.6.3 何谓地震动参数、设计地震动参数、基本地震动和罕遇地震动？

答：(1) 地震动参数——表征特定地震引起的地面运动的物理参数，包括峰值加速度、



峰值速度、反应谱特征周期、地震动时程曲线等参数。

(2) 设计地震动参数——管道线路工程抗震设计中采用的地震动参数。

(3) 基本地震动——相应于 50 年超越概率 10% 的地震动。

(4) 罕遇地震动——相应于 50 年超越概率 2% 的地震动。

## 二、基本规定

### 3.6.4 油气输送管道线路工程抗震的基本规定是什么？

答：(1) 油气输送管道线路工程设计文件中，应明确工程抗震设防依据和设防标准。

(2) 油气输送管道线路工程抗震设计应采取防止或减少地震次生灾害的措施。

(3) 抗震措施应根据管道线路工程的重要性、设计地震动参数、场地类型、工程地质条件以及发生地震灾害的影响程度综合确定。

(4) 油气输送管道线路工程勘察时，应掌握沿线地震活动性和地震构造资料，按表 3.6.4 的规定划分管道场地地段，并给出综合评价。

表 3.6.4 地段的划分

地段划分	地质、地形、地貌
有利地段	一般是指无活动断裂、边坡稳定条件较好、场地属于坚硬场地或密实均匀的中硬场地等地段
不利地段	一般是指地质构造比较复杂，有活动性断裂，场地属于软弱场地、条状突出的山脊、高耸孤立的山丘、非岩质(其中包括胶结不良的第三纪沉积)的陡坡、采空区、河岸和边坡边缘、软硬不均的场地(如故河道、断层破碎带、暗埋的塘浜沟谷及半填半挖地基等)等地段
危险地段	一般是指地质构造复杂，有活动性断裂及地震时可能发生断裂、滑坡、崩塌、地陷、地裂等地段

(5) 油气输送管道线路应选择抗震有利场地，宜避让不利和危险地段。对难以绕避的不利或危险地段应按照现行国家标准《油气输送管道线路工程抗震技术规范》GB/T 50470 的规定进行抗震设计并采取相应的抗震措施。

(6) 通过活动断层的管道应按现行国家标准《油气输送管道线路工程抗震技术规范》GB/T 50470 的规定进行抗震设计。与活动断层并行的管道，宜将其敷设在活动断层破裂影响范围外。

(7) 油气输送管道穿跨越位置应选择在地基良好和稳定地段。当难以避开液化土、震陷软土等不良地基时，宜选择短距离通过。

(8) 在油气输送管道线路工程设计文件(图件)中，应明确抗震措施，对抗震专用材料和构件、配件应提出材质、规格、数量及安装要求，对施工工艺应提出相应的要求。

## 三、抗震设防要求

### 3.6.5 油气输送管道线路工程抗震设防标准应符合什么规定？

答：(1) 管道抗震设计和校核应符合下列规定：

1) 管道应按基本地震动参数进行抗震设计，其中重要区段内的管道应按 1.3 倍的基本地震动峰值加速度及速度计算地震作用；

2) 管道应采用罕遇地震动参数进行抗震校核。

(2) 穿跨越工程结构抗震设计和校核应符合下列规定：

1) 穿跨越工程结构应按基本地震动参数进行抗震设计, 大型穿跨越工程结构应按 1.3 倍的基本地震动峰值加速度计算地震作用;

2) 穿跨越工程结构主体应按高于本地区基本地震动参数一级的要求采取抗震措施, 当位于基本地震动峰值加速度  $0.40g$  地段时, 应按比  $0.40g$  地段更高的要求采取抗震措施;

3) 大型跨越工程结构应采用罕遇地震动参数进行防倒塌校核;

4) 当基本地震动峰值加速度大于  $0.40g$  时, 应进行专题设计。

(3) 管道穿越或并行活动断层的设防应符合下列规定:

1) 当管道通过基本地震动峰值加速度小于或等于  $0.30g$  地区的活动断层, 且管底至基岩的土层厚度大于或等于  $60m$  时, 或管道通过基本地震动峰值加速度大于  $0.30g$  以上地区的活动断层, 且管底至基岩的土层厚度大于或等于  $90m$  时, 可不分析断层潜在的地表断错影响;

2) 对不符合第(3)款第 1) 项规定的穿越活动断层管道, 其设防位移应按下列要求选取:

a) 位于重要区段的管道, 其设防位移应为预测的最大位移;

b) 位于一般区段的管道, 其设防位移应为预测的平均位移。

3) 对不符合第(3)款第 1) 项规定的并行活动断层管道, 管道与活动断层的并行距离应符合表 3.6.5 的规定, 否则应采取措施, 采取措施后的并行间距不应小于  $20m$ 。

表 3.6.5 管道与活动断层的并行距离

m

基本地震动峰值加速度	断层覆盖土层厚度		
	<60	60~90	>90
$\leq 0.30g$	$\geq 50$	—	—
$0.40g$	$\geq 100$	$\geq 50$	—
$>0.40g$	专项研究确定		

(4) 管道通过地震地质灾害导致的地面位移地段, 其设防位移应为预测的最大位移。

(5) 场地勘察和稳定性评价应采用基本地震动参数。

#### 四、管道抗震设计

##### 3.6.6 一般埋地管道抗震设计有什么要求?

答: (1) 对位于基本地震动峰值加速度大于或等于  $0.20g$  地区的管道, 应进行抗拉伸和抗压缩验算。

(2) 地震作用下管道轴向的组合应变应包括地震动引起的管道最大轴向应变和内压、温差等操作荷载引起的轴向应变, 并按现行国家标准《油气输送管道线路工程抗震技术规范》GB/T 50470—2017 中式(6.1.2-1)~式(6.1.2-3)进行组合计算。

(3) 埋地直管段容许拉伸应变可按表 3.6.6 选取。直管段容许压缩应变可按现行国家标准《油气输送管道线路工程抗震技术规范》GB/T 50470—2017 中式(6.1.3-1)和式(6.1.3-4)计算。弯管容许应变应采用直管段的校核容许应变。

表 3.6.6 直管段容许拉伸应变

钢 级	设计容许拉伸应变	校核容许拉伸应变
L450(X65) 及以下	0.5%	1.0%
L485(X70) 和 L555(X80)		0.9%
L625(X90)		0.8%

(4) 埋地直管道在地震动作用下的最大轴向应变可按现行国家标准《油气输送管道线路工程抗震技术规范》GB/T 50470—2017 中式(6.1.4-1)和式(6.1.4-2)计算, 并应取较大值。

(5) 埋地弯管在地震动作用下的最大轴向应变可按现行国家标准《油气输送管道线路工程抗震技术规范》GB/T 50470—2017 中式(6.1.5-1)、式(6.1.5-3)计算。土壤的屈服位移按式(3.6.6-1)~式(3.6.6-3)要求选取。

$$\text{软弱场地} \quad y_u = 0.07 \sim 0.10(H+D) \quad (3.6.6-1)$$

$$\text{中硬、中软场地} \quad y_u = 0.03 \sim 0.05(H+D) \quad (3.6.6-2)$$

$$\text{坚硬场地} \quad y_u = 0.02 \sim 0.03(H+D) \quad (3.6.6-3)$$

式中  $y_u$ ——土壤屈服位移, m;

$H$ ——管道中心线埋深, m;

$D$ ——管道外径, m。

### 3.6.7 管道通过活动断层的容许应变应符合什么规定?

答: (1) 管道轴向容许拉伸应变和管道轴向容许压缩应变应按现行国家标准《油气输送管道线路工程抗震技术规范》GB/T 50470—2017 中分别按式(6.2.4-1)及式(6.2.4-2)计算。

(2) 当采用有限元方法进行通过活动断层的管道抗震计算时, 应符合下列规定:

1) 应反映几何大变形和材料非线性;

2) 可采用梁单元、管单元、弯管单元或者壳单元建立有限元模型, 可能发生大变形的管道部分, 管道单元的长度不应大于管道的直径;

3) 有限元模型分析管道的长度应满足下列要求:

a) 当采用固定边界时, 分析管道的长度应满足管道在两个固定端的应变接近于 0;

b) 当采用等效边界时, 应对在断层附近发生大变形、长度不小于 60 倍管径的管段进行有限元分析, 可按现行国家标准《油气输送管道线路工程抗震技术规范》GB/T 50470—2017 附录 E 中的公式建立等效非线性弹簧替代离断层较远的管道变形反应;

4) 管土之间的相互作用宜采用管轴方向土弹簧、水平横向土弹簧和垂直方向土弹簧进行模拟。土弹簧的参数宜根据土的力学特性通过现场试验或采用计算方法确定, 初步计算时可采用现行国家标准《油气输送管道线路工程抗震技术规范》GB/T 50470—2017 附录 E 中的公式。当采用其他管土作用模型时, 应经过相应的验证;

5) 抗震计算应包括无内压和有内压(设计压力)两种工况;

6) 有限元分析得到的管道轴向最大拉伸应变  $\varepsilon_{\max}^R$  和最大压缩应变  $\varepsilon_{\max}^{Fc}$  应分别小于或等于管道容许拉伸应变  $[\varepsilon_t]_F$  和容许压缩应变  $[\varepsilon_c]_F$ , 且应明确相应的抗震措施。

### 3.6.8 液化区埋地管道抗震设计应符合什么规定？

答：(1) 当管道穿越场地在设计地震动参数下具有中等或严重液化趋势时，宜通过计算液化场地中管道的上浮反应及其引起的管道附加应变对管道的抗液化能力进行校核。当液化场地位于坡地时，还应进行侧向位移作用下的管道应变校核。

(2) 管道抗液化上浮校核应符合下列规定：

1) 当通过液化区的管段长度小于或等于 30m 时，可不采取措施；当通过液化区的管段长度大于或等于 180m 时，应采用抗漂浮措施；当通过液化区的管段长度为 30m~180m 时，应根据现行国家标准《油气输送管道线路工程抗震技术规范》GB/T 50470—2017 第 6.3 节第 6.3.2 条的第 4) 款和第 5) 款的校核结果，采取相应措施；

2) 液化土层中管道的最大上浮位移  $\Delta$  和液化区管道附加应变可按现行国家标准《油气输送管道线路工程抗震技术规范》GB/T 50470—2017 中式(6.3.2-1)和式(6.3.2-2)计算。

(3) 在侧向位移作用下管道的应变应采用有限元方法进行计算；并应符合本章第 3.6.7 条第(2)款的规定。

### 3.6.9 震陷区埋地管道抗震设计应符合什么规定？

答：(1) 当管道穿越的场地具有竖向震陷时，应进行震陷位移作用下的最大附加弯曲应变的校核。

(2) 管道在场地竖向震陷位移作用下的最大附加弯曲应变  $\varepsilon_{\max}^s$  可按现行国家标准《油气输送管道线路工程抗震技术规范》GB/T 50470—2017 中式(6.4.2)计算。

(3) 管道的应变状态应按本章第 3.6.8 条第(2)款的规定校核，当不满足要求时，应采取抗震陷措施。

### 3.6.10 管道穿越工程抗震设计应符合什么规定？

答：(1) 当水域大中型穿越管道位于基本地震动峰值加速度大于或等于 0.10g 场地，其他穿越管道位于基本地震动峰值加速度大于或等于 0.20g 场地时，应进行抗拉伸、抗压缩验算。

(2) 直埋式穿越管道应采用应变准则验算，其应变应按现行国家标准《油气输送管道线路工程抗震技术规范》GB/T 50470—2017 第 6.1.2 条的规定进行组合。对弹性敷设管道，应计入弹性弯曲应变，并按下式计算：

$$\varepsilon_e = \pm \frac{D}{2r} \quad (3.6.10)$$

式中  $\varepsilon_e$ ——弹性敷设时管道的轴向应变；

$r$ ——弹性敷设的弯曲半径，m；

$D$ ——管道外径，m。

(3) 直埋式穿越管道的容许应变值应按埋地管道选用，并应符合本章第 3.6.6 条第(3)款的规定。

(4) 洞埋式穿越中的架空或地面敷设管道应采用应力准则验算，架空时应按跨越梁式管桥进行抗震设计和校核，地面敷设时按连续支撑进行抗震设计和校核，覆土敷设时应按直埋式管道进行抗震设计和校核，穿越套管或箱涵内的管道应按地面敷设进行抗震设

计和校核。

(5) 洞埋式穿越中的架空和地面敷设管道承受自重、输送介质重量、内压、温差及地震作用产生的轴向应力、环向应力与剪应力，应分别进行叠加组合计算，组合应力应按现行国家标准《油气输送管道线路工程抗震技术规范》GB/T 50470—2017 中式(6.5.5) 验算。

(6) 洞埋式穿越管道产生轴向压应力时，轴向压应力应小于容许压应力，容许压应力应按现行国家标准《油气输送管道线路工程抗震技术规范》GB/T 50470—2017 中式(6.5.6) 计算。

(7) 管道穿越工程结构应进行抗震设计。水域隧道，当基本地震动峰值加速度大于或等于  $0.10g$  时，管道穿越工程结构应进行地震作用计算；山岭隧道，当基本地震动峰值加速度大于或等于  $0.20g$  时，管道穿越工程结构应进行地震作用计算。

(8) 管道穿越工程结构的抗震结构体系应符合下列规定：

- 1) 应有明确、可靠的地震能量耗散部位；
- 2) 应有明确、合理的地震作用传递路线；
- 3) 结构构件的截面刚度不应有突变而形成薄弱区域；

4) 应通过合理选择截面尺寸、配置钢筋等措施，增加钢筋混凝土构件的延性，防止剪切先于弯曲破坏和钢筋锚固黏结先于构件破坏；

5) 应采用有利于提高结构整体性的连接方式，构件连接应合理、可靠，应适应地震作用下结构产生的应力与变形，避免结构产生破坏或大的裂缝。

### 3.6.11 管道穿越工程结构地震作用计算应符合什么规定？

答：(1) 隧道、圆形竖井应计算横截面的水平地震作用，矩形竖井、管道支墩或支架应计算两个主轴水平方向上的地震作用，当地质条件沿隧道轴向变化较大、软硬不均或遇有液化地层时，还应分析地震对隧道轴向的影响，当管道穿越场地基本地震动峰值加速度大于或等于  $0.20g$  时，宜验算竖井与隧道交界处的变形。

(2) 地震作用可采用静力法或反应位移法计算。

(3) 在横向地震作用下，管道与管道支墩或支架之间可视为无滑移，在纵向地震作用下，应依据管箍张紧情况分析管道支墩或支架的地震作用，未箍紧的管道宜考虑在管道支墩或支架上纵向滑移的影响。

(4) 结构抗震计算软件所采用的模型和计算方法，除应满足现行国家标准《油气输送管道线路工程抗震技术规范》GB/T 50470 规定外，尚应对计算结果进行分析判断，并应确认其合理、有效性后用于工程设计。

### 3.6.12 管道穿越工程结构抗震设计应符合什么规定？

答：(1) 结构承载力抗震验算应符合下列规定：

- 1) 结构应进行弹性抗震计算，并采取相关抗震措施；
- 2) 地震作用重要性系数应取 1.0；

3) 结构水平地震作用效应和永久作用效应的基本组合，应包括各种永久效应的最不利组合并按下式计算：

$$S = \sum_{i=1}^n \gamma_{G_i} S_{G_{ik}} + \gamma_{Eh} S_{Ehk} \quad (3.6.12-1)$$

式中  $S$ ——结构内力组合的设计值，包括组合的弯矩、轴向力和剪力设计值等；

$\gamma_{G_i}$ ——第  $i$  个永久作用分项系数，应取 1.2，当永久作用效应对构件承载能力有利时，不应大于 1.0；

$S_{G_{ik}}$ ——第  $i$  个永久作用代表值的效应；

$\gamma_{Eh}$ ——水平地震作用分项系数，应取 1.3；

$S_{Ehk}$ ——水平地震作用标准值的效应。

4) 结构抗震验算应满足下式：

$$S \leq R/\gamma_{RE} \quad (3.6.12-2)$$

式中  $R$ ——结构承载力设计值；

$\gamma_{RE}$ ——承载力抗震调整系数，应按表 3.6.12 采用。

表 3.6.12 承载力抗震调整系数

材 料	结构构件	受力状态	$\gamma_{RE}$
钢	支架构件、节点板件、螺栓、焊缝	强度	0.75
	支架构件	稳定	0.80
混凝土	支架横梁	受弯	0.75
	支架柱、支墩	偏压	0.80
	隧道结构	偏压	0.85
	各类构件	受剪、偏拉	0.85
—	预埋件锚筋	强度	1.00

(2) 需要维持检修通道功能的顶管结构、盾构结构应进行抗震变位验算，其验算应按现行国家标准《室外给水排水和燃气热力工程抗震设计规范》GB 50032 的有关规定执行，接头位移量不应超过满足接缝防水材料水密性要求的允许值。

(3) 地基及基础的抗震验算应按现行国家标准《构筑物抗震设计规范》GB 50191 的有关规定执行，坡体的稳定性应按现行国家标准《建筑边坡工程技术规范》GB 50330 的规定进行验算。

### 3.6.13 管道跨越工程抗震设计应符合什么规定？

答：(1) 跨越工程结构应进行抗震设计，当场地基本地震动峰值加速度大于或等于  $0.10g$  时，跨越工程结构应进行地震作用计算。

(2) 管道跨越工程的结构体系应根据场地的地震动参数等级、场地类别、水文与工程地质条件、跨度、管径、材料和施工条件等因素，经技术经济综合比较后确定。管道跨越工程的抗震结构体系应符合下列规定：

- 1) 结构应有明确的计算简图和合理的地震作用传递途径；
- 2) 宜设置多道抗震防线；
- 3) 应具备必要的强度、良好的变形能力和耗能能力；

4) 应具有合理的刚度和强度分布, 避免局部产生过大的应力集中或塑性变形集中, 对可能出现的薄弱部位, 应采取相应措施提高抗震能力。

### 3.6.14 管道跨越工程抗震计算应符合什么规定?

答: (1) 对悬索、斜拉索等柔性跨越结构进行抗震计算时, 应采用考虑几何非线性影响的分析模型。

(2) 在抗震计算中, 应考虑非结构构件、介质的附加质量对跨越结构抗震性能的影响。

(3) 跨越结构的地震作用应按沿跨越管道横向、竖向以及纵向三个方向分别计算, 对地震动峰值加速度小于或等于  $0.20g$  的地区, 小型跨越结构可不计算竖向和纵向地震作用。

(4) 当管道作为跨越结构的受力构件时, 在地震作用下, 应对跨越结构整体进行内力和位移计算。

(5) 当跨越结构仅作为管道的支承结构时, 管道可视为支承在支座上的多跨连续梁, 在横向、竖向地震作用下, 管道与支座之间可视为无滑移, 在纵向地震作用下, 宜考虑管道在支座上纵向滑移的影响。

(6) 跨越结构抗震计算软件所采用的模型和验算方法除应满足现行国家标准《油气输送管道线路工程抗震技术规范》GB/T 50470 及有关标准的规定外, 尚应对计算结果分析判断, 确认其合理、有效性后方可用于工程设计。

### 3.6.15 管道跨越工程的抗震计算可采用什么方法?

答: (1) 一般的跨越结构宜采用反应谱振型分解法。

(2) 小型跨越以及质量和刚度分布比较均匀的中型跨越, 可采用单质点简化模型进行计算。

(3) 复杂的大型跨越结构宜采用时程分析法进行抗震计算, 可取多条(至少 3 组实际地震动加速度记录或人工模拟加速度时程曲线)时程曲线计算结果的平均值与反应谱振型分解法计算结果的较大值作为设计依据, 设计时程曲线应基于地震安全性评价结果, 并将所选地震加速度记录的峰值调整到与场地设防地震动水准相应的设计加速度峰值。

(4) 在计算地震作用时, 管道跨越工程的重力荷载代表值应取结构、配件以及输送介质自重标准值和可变荷载组合值之和, 可变荷载的组合值系数应按表 3.6.15 采用。

表 3.6.15 组合值系数

可变荷载种类	组合值系数	可变荷载种类	组合值系数
雪荷载	0.5	温度荷载	0.6
裹冰荷载	0.5		

### 3.6.16 哪些跨越工程结构应进行塑性变形验算?

答: (1) 下列跨越工程结构应进行罕遇地震作用下的弹塑性变形验算:

- 1) 主跨长度超过 150m 的悬索、斜拉索跨越结构;
- 2) 基本地震动参数为  $0.20g$  及以上的大型跨越结构。

(2) 梁式直跨、桁架式、轻型托架、拱式等刚性跨越结构在罕遇地震作用下的弹塑性变形验算,应按现行国家标准《铁路工程抗震设计规范》GB 50111 的有关规定执行。

(3) 悬索、斜拉索、悬缆等柔性跨越结构在罕遇地震作用下的弹塑性变形验算应符合下列规定:

1) 墩柱应按国家现行标准《公路工程抗震规范》JTG B02 和《公路桥梁抗震设计细则》JTG/T B02—01 的要求进行塑性变形能力和抗剪验算;

2) 索塔截面和桩基础应按国家现行标准《公路悬索桥设计规范》JTG/T D65—05 的要求进行截面弯矩验算,桥面结构、主索、吊索强度应按国家现行标准《公路悬索桥设计规范》JTG/T D65—05 的相关要求进行验算;

3) 悬索或斜拉索跨越的风索主索和风索拉索,其验算方法和验算内容与主索及吊索一致。

## 五、抗震措施

### 3.6.17 油气输送管道线路工程有哪些通用抗震措施?

答:(1) 管道抗震措施的选用应与抗震验算相结合,优先采用降低计算应变的措施。当抗震验算不满足要求时,可适当增加钢管壁厚或采用大应变钢管。

(2) 在需要设防的地面位移地段不应设置三通、阀门、固定墩等部件。当需要设置热煨弯管时,其曲率半径不应小于 6 倍管道外径。

(3) 在管道穿过刚性截水墙或水工保护构筑物基础时,穿管处管道周边应预留不小于 25mm 的空隙,并用柔性减振材料填塞。

(4) 管道通过地震动峰值加速度大于或等于 0.40g 区段的大中城市、大型穿跨越工程两侧宜结合线路阀室分布情况设置截断阀。

(5) 敷设于地震危险地段的管道宜设置报警系统。

### 3.6.18 油气输送管道线路工程通过活动断层、液化区、震陷区及滑坡区等应有哪些抗震措施?

答:(1) 对通过活动断层的管道,应采取下列抗震措施:

1) 宜选择断层位移和断裂宽度较小的地段通过;

2) 管道与水平走滑为主的断层错动方向的交角宜为 30°~70°;

3) 对于以水平走滑为主的断层和正断层,应增大断层及其两侧影响范围内的管沟宽度,管沟宽度宜大于沿管道法线方向的断层水平位移,管沟边坡坡度不宜大于 30°,并应采用疏松材料浅埋。对于逆冲断层应专门研究;

4) 三通、旁通、阀门、固定墩等部件与断层的距离应大于 1.5 倍的同侧管道滑动长度  $L_1$ ,  $L_1$  宜按下式计算,在滑动长度内,宜采用相同直径或壁厚的管道:

$$L_1 = \frac{\pi D \delta \sigma_2}{f_s} \quad (3.6.18)$$

式中  $L_1$ ——断层一侧的管道滑动长度, m;

$\sigma_2$ ——管道应力-应变简化折线中弹塑性区与塑性区交点处的应力, Pa, 按现行国家标准《油气输送管道线路工程抗震技术规范》GB/T 50470—2017 附录 C 选取;

$\delta$ ——管道壁厚, m;



$D$ ——管道外径, m;

$f_s$ ——沿管轴方向土壤与管道外表面之间单位长度上的摩擦力, N/m;

5) 通过断层的管道采用埋地敷设不能满足抗震要求时, 宜将管道敷设于地面或架空, 并采取相应的安全保护措施;

6) 通过活动断层段管道的对接焊口应进行 100% 射线检测和 100% 超声波检测, 并应达到国家现行标准《石油天然气钢质管道无损检测》SY/T 4109 规定的 II 级及以上要求, 且应符合应变设计的缺欠尺寸限定要求。

(2) 埋设于液化区较长的管道, 可分段采取抗液化措施。严重液化区的管道可采用换填非液化土、配重、抗浮桩及衬铺压土等措施。

(3) 通过震陷区的管道, 有条件时可采用地面或地上(跨越)敷设。

(4) 确需在难以绕避的滑坡区内敷设的管道, 应采取减载、支挡、锚固或排水等措施控制滑坡。

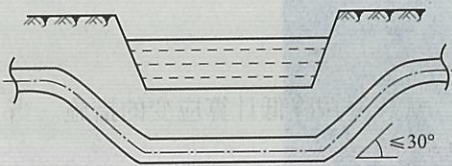


图 3.6.18 直埋式穿越管道示意图

(5) 采用直埋式穿越水域或沟壑的管道, 其斜坡角不应大于  $30^\circ$ , 如图 3.6.18 所示。

(6) 洞埋式穿越管道采用支墩方式敷设时, 应设置防止管道侧向滑落的管卡。

(7) 洞埋式穿越管道地面敷设时, 应保证地震发生时管道轴向与横向自由位移, 并不得失稳。

### 3.6.19 管道穿跨越工程结构抗震采用的材料应符合什么规定?

答: (1) 混凝土强度等级不应低于 C25, 且不应高于 C60。

(2) 纵向受力钢筋选用普通钢筋时, 钢筋的抗拉强度实测值与屈服强度实测值的比值不应小于 1.25, 屈服强度实测值与屈服强度标准值的比值不应大于 1.3, 且钢筋在最大拉力下的总伸长率实测值不应小于 9%, 宜选用符合上述抗震性能指标的不低于 HRB400 级的热轧钢筋, 也可选用符合上述抗震性能指标的 HRB335 级的热轧钢筋, 箍筋宜选用符合上述抗震性能指标的不低于 HRB335 级的热轧钢筋, 也可选用 HPB300 级的热轧钢筋。

(3) 所选用钢材的屈服强度实测值与抗拉强度实测值的比值不应大于 0.85, 应有明显的屈服台阶且伸长率不应小于 20%, 应有良好的焊接性和合格的冲击韧性, 宜选用 Q235 等级 B、C、D 的碳素结构钢及 Q345 等级 B、C、D、E 的低合金结构钢, 当有可靠依据时, 可选用其他钢种和钢号。

(4) 砌筑砂浆强度等级不应低于 M10, 片石混凝土的强度等级不应低于 C20。

(5) 管道穿越工程结构的材料种类和强度等级不应低于表 3.6.19 的要求。

表 3.6.19 管道穿越工程的材料种类和最小强度等级

管道穿越 工程类别	部 位	基本地震动峰值加速度	
		0.20g、0.30g	0.40g
水下钻爆隧道	Ⅲ、Ⅳ级围岩衬砌	混凝土 C25 或 钢筋混凝土 C30	钢筋混凝土 C30
	Ⅴ、Ⅵ级围岩衬砌, 竖井	钢筋混凝土 C30	

续表

管道穿越工程类别	部 位	基本地震动峰值加速度	
		0.20g、0.30g	0.40g
山岭隧道	洞门墙	混凝土 C25	钢筋混凝土 C30
	洞门挡土墙(翼墙), $H' \leq 10\text{m}$	混凝土 C25	混凝土 C25 或 钢筋混凝土 C30
	洞门挡土墙(翼墙), $H' > 10\text{m}$	钢筋混凝土 C30	
	Ⅲ、Ⅳ级围岩衬砌	混凝土 C25 或钢 筋混凝土 C30	钢筋混凝土 C30
	V、Ⅵ级围岩衬砌	钢筋混凝土 C30	
	明洞	钢筋混凝土 C30	
管道支墩或支架	主体结构	钢筋混凝土 C25	
锚固墩	主体结构	混凝土 C25	

注：表中  $H'$  为挡土墙或翼墙的高度。

### 3.6.20 管道穿跨越工程结构地基的抗震措施应符合什么规定？

答：(1) 地基为软土、液化土、新近填土或严重不均匀土时，应考虑地震时不均匀沉降、地基失效或其他不利影响对管道穿越工程可能造成的破坏，并应采取相应措施。

(2) 液化等级为中等和严重时的古河道、现代河滨、海滨，当存在液化侧向扩展或流滑可能时，在距常水位线 100m 以内修建的管道穿越工程，应进行抗滑动验算，必要时应采取防止滑动的措施。

### 3.6.21 山岭隧道和地下矿山法施工隧道的抗震措施应符合什么规定？

答：(1) 洞口不应设在浅薄山嘴处、防治困难的不良地质处及不稳定的悬崖峭壁下，洞口应采取控制边坡和仰坡的开挖高度及其他防止坍塌震害的措施，位于悬崖峭壁下的洞口，宜采取设置明洞或其他防止崩塌、落石的措施。

(2) 洞门形式不应采用端墙式，采用翼墙式洞门时，基本地震动峰值加速度大于或等于 0.20g 的地区，洞门端墙与衬砌环框间、端墙与洞口挡土墙或翼墙间的施工接缝处应采取加设短筋或设置榫头等抗震连接措施。

(3) 隧道洞口、浅埋、偏压地段和断层破碎带地段宜采用带仰拱的曲墙式衬砌断面，设防长度应根据地形、地质条件及抗震情况确定，并不应小于 2.5 倍的结构跨度，基本地震动峰值加速度大于或等于 0.20g 的地区或洞口为Ⅳ~Ⅵ围岩时，设防长度不应小于 15m。

(4) 衬砌结构的设防范围宜根据地质、抗震设防情况向两端围岩质量较好的地段延伸，延伸长度宜为 5~10m。

(5) 明暗洞交界处、软硬岩交界处及断层破碎带地段，宜结合沉降缝、伸缩缝综合设置抗震缝，对于基本地震动峰值加速度为 0.20g~0.40g 的地区，抗震缝的纵向间距可取 10~15m。

(6) 衬砌背后严禁存在空洞，衬砌背后的空洞应压注水泥砂浆进行填充。

### 3.6.22 顶管结构、盾构结构的抗震措施应符合什么规定?

答: (1) 接头构造应有利于减小地震时接头的错动和因地震位移引起的破坏。

(2) 接头的防水应保证地震后接缝防水性能符合设防要求。

(3) 在软弱地层或地震后易产生液化的地层, 接头宜设置凹凸榫槽。

(4) 基本地震动峰值加速度大于  $0.20g$  且穿越土层严重不均匀的地区时, 可对隧道周围的土层进行注浆处理。

(5) 盾构管片间的连接螺栓, 在满足常规受力要求的前提下, 宜采用小的刚度。

(6) 盾构管片宜采用错缝拼接方式。

### 3.6.23 管道支墩或支架、锚固墩的抗震措施应符合什么规定?

答: (1) 管道支墩、锚固墩周围回填时应回填粗颗粒土并应夯实, 当基坑为基岩时, 宜采用素混凝土原槽浇注。

(2) 管道支墩的箍筋间距不应大于  $100\text{mm}$ , 按素混凝土构件设计的锚固墩, 其表面应配置构造钢筋。

(3) 预埋件的锚固破坏不应先于连接件, 与非抗震设计时相比, 预埋件的直锚钢筋截面面积可增加  $25\%$ , 锚固长度应增加  $10\%$ 。

(4) 按压杆设计的钢支架长细比, 基本地震动峰值加速度小于或等于  $0.20g$  时不应大于  $150$ , 基本地震动峰值加速度大于  $0.20g$  时不应大于  $120$ 。

(5) 管道支墩或支架顶面的设计应满足管道抗震计算模型, 并应采取防止管道滑落的措施。

(6) 对出入锚固墩部位的管道宜局部加强。

### 3.6.24 管道跨越结构的抗震措施应符合什么规定?

答: (1) 梁、桁架等位于墩台上的跨越结构应采取限位措施, 在跨越结构上应固定或限制管道的相对位置, 可采用挡块、钢夹板、U形螺栓等连接件。

(2) 位于软弱黏性土层、液化土层和严重不均匀地层上的梁、桁架等刚性跨越结构, 不宜采用高次超静定结构。

(3) 在管道或支承结构与支墩之间可设置隔震部件, 该部件应提供必要的竖向承载力、侧向刚度和阻尼, 并应便于检查和维护, 隔震部件可按现行国家标准《建筑抗震设计规范》GB 50011 的有关规定进行设计。

## 第七节 石油天然气安全规程

### 一、总则

#### 3.7.1 AQ 2012 的适用范围是什么?

答: 国家现行标准《石油天然气安全规程》AQ 2012—2007 适用范围如下:

(1) 规定了石油天然气勘探、开发生产和油气管道储运的安全要求;

(2) 适用于石油天然气勘探、开发生产和油气管道储运; 不适用于城市燃气、成品油、液化天然气(LNG)、液化石油气(LPG)和压缩天然气(CNG)的储运。

### 3.7.2 何谓阈值(TLV)?

答: 阈值(TLV)是指几乎所有工作人员长期暴露都不会产生不利影响的某种有毒物质在空气中的最大浓度。如硫化氢的阈限值为  $15\text{mg}/\text{m}^3$  (10ppm), 二氧化硫的阈限值为  $5.4\text{mg}/\text{m}^3$  (2ppm)。

### 3.7.3 何谓安全临界浓度和危险临界浓度?

答: (1) 安全临界浓度——工作人员在露天安全工作 8h 可接受的某种有毒物质在空气中的最高浓度。如硫化氢的安全临界浓度为  $30\text{mg}/\text{m}^3$  (20ppm)。

(2) 危险临界浓度——有毒物质在空气中达到此浓度时, 对生命和健康产生不可逆转的或延迟性的影响, 如硫化氢的危险临界浓度为  $150\text{mg}/\text{m}^3$  (100ppm)。

## 二、一般规定

### 3.7.4 石油天然气安全规程的一般管理要求是什么?

答: (1) 贯彻落实《中华人民共和国安全生产法》, 坚持“安全第一、预防为主、综合治理”的方针。

(2) 企业应依法达到安全生产条件, 取得安全生产许可证; 建立、健全、落实安全生产责任制, 建立、健全安全生产管理机构, 设置专、兼职安全生产管理人员。

(3) 按相应的规定要求进行安全生产检查, 对发现的问题和隐患采取纠正措施, 并限期整改。

(4) 进行全员安全生产教育和培训, 普及安全生产法规和安全生产知识, 进行专业技术、技能培训和应急培训; 特种作业人员、高危岗位、重要设备和设施的作业人员, 应经过安全生产教育和技能培训、应符合《生产经营单位安全培训规定》。

(5) 编制安全生产发展规划和年度安全生产计划, 按规定提取、使用满足安全生产需求的安全专项费用, 改善安全生产条件。

(6) 新建、改建、扩建工程建设项目安全设施应与主体工程同时设计、同时施工、同时投产和使用。

(7) 工程建设项目工程设计、施工和工程监理应由具有相应资质的单位承担; 承担石油天然气工程建设项目安全评价、认证、检测、检验的机构应当具备国家规定的资质条件, 并对其做出的安全评价、认证、检测、检验的结果负责; 建设单位应对其安全生产进行监督管理。

(8) 建立设备、物资采购的市场准入和验收制度, 设备采购、工程监理和设备监造应符合国家建设工程监理规范的有关要求, 保证本质安全。

(9) 在工程建设项目投标、签约时, 建设单位应对承包商的资质和安全生产业绩进行审查, 明确安全生产要求, 在项目实施中对承包商的安全生产进行监督管理, 符合石油工程技术服务商承包商健康安全环境管理的基本要求。

(10) 企业应制定石油天然气钻井、开发、储运防火防爆管理制度; 钻井和井下作业应配备井控装置和采取防喷措施; 使用电气设备应符合防火防爆安全技术要求; 配备消防设施、器材; 制定防火防爆应急预案。井场布置应符合井场布置技术要求, 平面布置和防火间距应符合防火设计规范的要求。

(11) 发生事故后,应立即采取有效措施组织救援,防止事故扩大、避免人员伤亡和减少财产损失,按规定及时报告,并按程序进行调查和处理。

### 3.7.5 石油天然气安全规程对职业健康和劳动保护有什么要求?

答:(1)企业应制定保护员工健康的制度和措施,对员工进行职业健康与劳动保护的培训教育。

(2)应按要求对有害作业场所进行划分和监测;对接触职业病危害因素的员工应进行定期体检。建立职业健康监护档案。

(3)不应安排年龄和健康条件不适合特定岗位能力要求的人员从事特定岗位工作。

(4)应建立员工个人防护用品、防护用具的管理和使用制度。根据作业现场职业危害情况为员工配发个人防护用品以及提供防护用具,员工应按规定正确穿戴及使用个人防护用品和防护用具。

### 3.7.6 石油天然气安全规程对安全作业许可有什么规定?

答:(1)易燃易爆、有毒有害作业等危险性较高的作业应建立安全作业许可制度,实施分级控制,明确安全作业许可的申请、批准、实施、变更及保存程序。

(2)安全作业许可主要内容如下:

- 1) 作业时间段、作业地点和环境、作业内容;
- 2) 作业风险分析;
- 3) 确定安全措施、监护人和监护措施、应急措施;
- 4) 确认作业人员资格;
- 5) 作业负责人、监督人以及批准者、签发者签名;
- 6) 安全作业许可关闭、确认;
- 7) 其他。

(3)安全作业许可只限所批准的时间段和地点有效,未经批准或超过批准期限不应进行作业,安全作业许可主要内容发生变化时应按程序变更。

(4)安全作业许可相关证明,也应得到批准,并在作业期限内有效。

## 三、陆上石油天然气开采

### 3.7.7 陆上石油天然气开采试油(气)和井下作业对工程设计有什么安全要求?

答:(1)应根据地质设计编制工程设计,并根据地质设计中的风险评估、安全提示及工程设计中采用的工艺技术制定相应的安全措施,并按设计审批程序审批。

(2)所选井口装置的性能压力应满足试油和作业要求。高压、高产及含硫化氢油(气)井应采用配有液压(或手动)控制阀门的采油(气)树及地面控制管汇。对重点高压含硫化氢油(气)井井口装置应进行等压气密检验。其性能应满足抗高温、抗硫化氢、防腐的要求,并符合国家现行标准《石油天然气安全规程》AQ 2012—2007第4.5.5条的规定。

(3)井筒、套管头和井口控制装置应试压合格后方可使用。

(4)含硫化氢、二氧化碳的油(气)井,应有抗硫化氢、防腐蚀措施。下井管柱应具有抗硫化氢、二氧化碳腐蚀的能力,并符合国家现行标准《石油天然气安全规程》AQ 2012—

2007 第 4.5.5 条的规定。

(5) 高温高压油(气)井,下井工具性能应满足耐高温、高压的要求,并应有试压、试温检验报告。

### 3.7.8 陆上石油天然气的采油和采气应注意哪些安全?

答:(1) 高压、含硫化氢及二氧化碳的气井应有自动关井装置。

(2) 油气井站投产前应对抽油机、管道、分离器、储罐等设备、设施及其安全附件,进行检查和验收。

(3) 运行的压力设备、管道等设施设置的安全阀、压力表、液位计等安全附件齐全、灵敏、准确,应定期校验。

(4) 油气井井场、计量站、集输站、集油站、集气站应有醒目的安全警示标志,建立严格的防火防爆制度。

(5) 井口装置及其他设施应完好不漏,油气井口阀门应开关灵活,油气井进行热洗清蜡、解堵等作业用的施工车辆的施工管道应安装单流阀,施工作业的热洗清蜡车、污水(水)罐应距井口 20m 以上。

### 3.7.9 天然气脱硫及尾气处理应注意哪些安全要求?

答:(1) 酸性天然气应脱硫、脱水。对于距天然气处理厂较远的酸性天然气,管输产生游离水时应先脱水,后脱硫。

(2) 在天然气处理及输送过程中使用化学药剂时,应严格执行技术操作规程和措施要求,并落实防冻伤、防中毒和防化学伤害等措施。

(3) 设备、容器和管线和高温硫化氢、硫蒸气直接接触时,应有防止高温硫化氢腐蚀的措施;与二氧化硫接触时,应合理控制金属壁温。

(4) 脱硫溶液系统应设过滤器。进脱硫装置的原料气总管线和再生塔均应设安全阀。连接专门的卸压管线引入火炬放空燃烧。

(5) 液硫储罐最高液位之上应设置灭火蒸汽管,储罐四周应设防火堤和相应的消防设施。

(6) 含硫污水应预先进行汽提处理,混合含油污水应送入水处理装置进行处理。

(7) 在含硫容器内作业,应进行有毒气体测试,并备有正压式空气呼吸器。

(8) 天然气和尾气凝液应全部回收。

## 四、海上石油天然气开采

### 3.7.10 海洋油气田工程对工程设计、建造、安装单位有什么要求?

答:(1) 海洋油气田工程设计、建造、安装单位应具备相应资质。

(2) 海洋油气田工程设计、建造和安装应按国家相关要求和标准进行,也可选择高于国家要求的标准。

(3) 海洋油气田工程单位应建立安全、质量管理体系,保障工程质量。

(4) 设计、建造和安装各阶段应由发证检验机构进行检验。

### 3.7.11 海上石油天然气开采对海底管道设计有哪些安全要求？

答：(1)海底管道路由选择要求如下：

1) 管道轴线应处于海底地形平坦且稳定的地段，应避免在海床起伏较大、受风浪直接袭击的岩礁区域内定线。若不可避免应采用有效防护措施；

2) 应避免船舶抛锚区、海洋倾倒地、现有水下物体(如沉船、桩基、岩石等)、活动断层、软弱土层滑动区和沉积层的严重冲淤区。要求如下：

(a) 定线时尽量避开正常航道和海产养殖、渔业捕捞频繁区域，当确实难于避让时，力求穿越航道和海产养殖、渔业捕捞区的管道最短，管道应埋至安全深度以下，防止航线船舶或渔船抛锚、施网渔具等直接损伤海底管道；

(b) 应避免将来有可能的航道开挖区域，如不可避免，则管道的埋深应满足航道开挖的要求；

(c) 对于海洋油田内部的管道系统，如平台和平台、平台和人工岛间的油(气)管道，与原有管道之间的水平距离应保证这类管道在铺设、安装(包括埋设)时不危及原有管道的安全，也不妨碍预定位置修井作业的正常运行，并有足够的安全距离；

(d) 新铺设的管道应避免与原有海底管道或电缆交叉，在不可避免的情况下，可按下述要求执行：

a) 新铺设的管道与原有海管道、电缆交叉时，管道交叉部位的间距至少应保持 30cm 以上的净距；

b) 管道如下能下埋时可在原有管道上用护垫覆盖，但管道上覆盖的护垫不能影响航行，且不能对原有管道产生不利影响；

c) 预选路由的，应尽量避免与其他开发活动交叉。无法避免时，应详细说明，以便为路由协调及设计、施工提供依据。

(2) 登陆点位置的确定按以下要求执行：

1) 登陆点应尽量选择在不受台风、波浪经常严重袭击的位置，要避免强流、冲刷地段，登陆点的岸滩应是稳定不变迁的岸段；

2) 海底管道的登陆地点要选择坡度合适的岸滩，以保证管道在施工运行期的安全。

(3) 对海底管道和立管系统应采用以下保护措施：

1) 海底管道应采取牺牲阳极等防腐与阴极保护措施；

2) 在海底管道登陆段附近建码头和围海造田等工程时，要保证管道的安全；

3) 立管的位置应避开靠船位置；

4) 立管宜配置在导管架平面内；

5) 立管外应加装套管对立管形成保护；

6) 立管上不应装设任何以管道或立管为支承用以承受其他外力为目的附件。

### 3.7.12 海底管道的监测、检测和评估应符合什么安全规定？

答：(1) 应建立海底管道检测与监控的制度，并遵守执行。

(2) 应通过检测与监控来保证管道系统运行的安全性与可靠性。

(3) 一旦发生影响管道系统安全、可靠性、强度和稳定性的事故应进行特殊检测。

(4) 对于改变原设计参数、延长使用寿命、出现缺陷和损伤的海底管道应进行评估。

## 五、油气管道储运

### 3.7.13 油气管道线路选择的要求有什么？

答：(1) 输油气管道路由的选择，应结合沿线城市、村镇及工矿企业、交通、电力、水利等建设的现状与规划，以及沿线地区的地形、地貌、地质、水文、气象、地震等自然条件，并考虑到施工和日后管道管理维护的方便，确定线路走向。

(2) 输油气管道不应通过城市水源地、飞机场、军事设施、车站、码头。因条件限制无法避开时，应采取保护措施并经国家有关部门批准。

(3) 输油气管道沿线应设置里程桩、转角桩、标志桩和测试桩。

(4) 输油气管道采用地上敷设时，应在人员活动较多和易遭车辆、外来物撞击的地段，采取保护措施并设置明显的警示标志。

(5) 输油气管道管理单位应设专人定期对管道进行巡线检查，及时处理输油气管道沿线的异常情况，并依据石油天然气管道保护有关法律法规保护管道。

(6) 管道水工保护要求如下：

- 1) 应根据现场实际情况实施管道水工保护。管道水工保护形式应因地制宜、合理选用；
- 2) 应定期对管道水工保护设施进行检查，并及时治理发现的问题。

### 3.7.14 油气管道上线路截断阀的设置有什么要求？

答：(1) 输油气管道应根据管道所经过地区的地形、人口稠密度及重要建构筑物等情况设置线路截断阀。必要时应设数据远传、控制及报警功能。

(2) 天然气管道线路截断阀的取样引压管应装根部截断阀。

(3) 应定期对截断阀进行巡检。天然气管道截断阀附设的放空管接地应定期检测。

### 3.7.15 油气管道穿跨越时有什么要求？

答：(1) 输油气管道通过河流时，应根据河流的水文、地质、水势、地形、地貌、地震等自然条件及两岸的村镇、交通等现状，并要考虑管道的总体走向、管道管理维护的方便，选择合理的穿跨越位置及方式。

(2) 穿跨越设计应符合国家现行标准关于原油和天然气管道工程穿跨越设计的有关规定。

(3) 穿越河流管段在采用加配重块、石笼等方案施工时，应对防腐层有可靠的保护措施。

(4) 每年的汛期前后，输油气管道的管理单位应对穿跨越河流管段时行安全检查，对不满足防洪要求的穿跨越河流管段应及时进行加固或敷设备用管段。

(5) 汛期管道管理单位应及时了解输油气管道穿跨越河流上流供水情况，采取防洪措施。上游水利、水库单位如有泄洪，应及时告知管道管理单位。

(6) 位于水库下游冲刷范围内的管道穿跨越工程防洪安全要求，应根据地形条件、水库容量等进行防洪设计。管道穿跨越工程上游 20km 冲刷范围内若需新建水库，水库建设单位应对管道穿跨越工程采取相应安全措施。